

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ТАРАЄВСЬКИЙ
Олег Степанович

УДК 622.691.4

ДИСЕРТАЦІЯ
ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ
ГАЗОПРОВІДІВ ЗА СКЛАДНИХ ГІРНИЧО – ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ.

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища
Галузь знань : Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук
Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ О.С. Тараєвський

Науковий консультант: Крижанівський Євстахій Іванович
академік НАН України,
доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2017

АНОТАЦІЯ

Тараєвський О.С. Забезпечення працездатності тривалоексплуатованих газопроводів за складних гірничо – геологічних умов. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.15.13 — Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища (185 – Нафтогазова інженерія та технології). – Івано – Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано – Франківськ.

У дисертаційній роботі вирішено важливу науково – прикладну проблему забезпечення працездатності тривалоексплуатованих газопроводів за складних гірничо – геологічних умов шляхом розроблення методу оцінки його технічного стану з урахуванням аверсно – реверсних режимів експлуатації, вдосконалення методики виявлення найбільш небезпечних ділянок та їх моніторинг.

Методологічною основою роботи є сумісне використання фізичного та математичного моделювання об'єкта досліджень. Дослідження ґрунтуються на застосуванні методів і критеріїв механіки руйнування; першого закону термодинаміки для оцінки енергетичного балансу поширення втомних тріщин за змінних у часі навантажень; методів фізико-хімічної механіки руйнування з урахуванням сумісної дії експлуатаційних навантажень і корозійноагресивних і водневовмісних середовищ; розрахунково-експериментального визначення залишкових напружень; системного аналізу експлуатаційних параметрів лінійних ділянок; методів побудови експлуатаційних характеристик; кореляційно – регресійному факторному аналізу; методів математичного програмування та виявлення впливу організаційно – технічних чинників на ефективність експлуатації; неруйнівного визначення характеристик напруженого стану.

Доведено необхідність і показано доцільність оцінювати працездатність діючої ГТС України у новому функціональному призначенні, зокрема забезпеченні безаварійного постачання природного газу у країни ЄС та

Україну існуючими трубопроводами у аверсно – реверсних експлуатаційних режимах. Встановлено, що для забезпечення надійного постачання природного газу, шляхом диверсифікації його надходження, та функціональності газової інфраструктури необхідно більш детально оцінити та розробити методи прогнозування довговічності та залишкового ресурсу тривалоексплуатованих трубопроводів за складних гірничо – геологічних умов та аверсно – реверсних режимів їх експлуатації.

Встановлено механізми зародження тріщини в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантажень, дана чітка оцінка тривалоексплуатованого трубопроводу при наявності локальних дефектів. Отримані результати вказують на відображення ділянок із скачкоподібним характером зародження і поширення мікротріщини. В процесі подальшої експлуатації відбувається релаксація напружень. Встановлено, що в період експлуатації трубопроводів з 18 до 30 років в зонах зварного з'єднання відбувається деформаційне зміцнення металу труби, а також вирівнюється його мікроструктура. Встановлено особливості зародження та розвитку тріщини в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантажень, при наявності локальних концентраторів напруження. При тривалих повторно статичних навантаженнях в матеріалах труб формуються ділянки з мікропластичними деформаціями, які сприяють деформаційному зміцненню матеріалу та релаксації напружень. Зовнішні статичні одноразові навантаження гальмують розвиток зароджуваних тріщин. Залишковий ресурс визначений за фактичним технічним станом тривалоексплуатованого трубопроводу дає можливість експлуатувати його понад запланований амортизаційний термін.

На основі системного підходу і аналізу умов експлуатації транзитних магістральних газопроводів проведено аналітичні дослідження напружень, що виникають на внутрішній поверхні газопроводу в умовах аверсно – реверсних режимів експлуатації. Запропонована методика визначення довговічності тривалоексплуатованих трубопроводів, що експлуатуються у

складних гірничо – геологічних умовах. Показано, що під час такої експлуатації газопроводів виявляються непроекtnі режими, що потребують детального аналізу. Для прогнозування експлуатаційних режимів необхідно роздільно виконувати розрахунки трубопроводів при аверсному та реверсному транспортуванні. Терміни технічного обслуговування та внутрішньотрубної діагностики необхідно визначати за результатами розрахунку жорсткішого режиму експлуатації.

Розроблена методика визначення допустимого рівня довільно орієнтованих напружень, що діють на газопровід з складною технологічною структурою прокладеною на ділянці з порушеною рівновагою Землі. Доведено, що циклічна експлуатація конструктивних елементів трубопроводів у складних гірничо – геологічних умовах призводить до наявності аномально високих напружень, що зменшує їх прогнозований термін експлуатації. Запропоновано проведення оперативного контролю за напружено-деформованим станом ділянок трубопроводів, що проходять у складних гірничо – геологічних умовах та мають складні технологічні особливості.

На основі проведеної порівняльної оцінки з використанням експрес – методу по дослідженню природніх імпульсів електромагнітного поля Землі (ШЕМПЗ), встановлено що зміна режимів експлуатації Богородчанського ПСГ викликає зміну частоти інтенсивності ШЕМПЗ в місцях гірського масиву де розміщені складні конструктивні елементи трубопроводів. Це пояснюється тим, що деформації трубопроводу передаються гірському масиву. Порушення цілісності гірського масиву посилює цей вплив, як концентратор напружень. Встановлено класифікацію визначених аномалій ділянок газопроводу за величиною та формою, показано наявність фонового модельного поля з відповідними характеристиками, а також наявність аномальних перевищуючих фонових значень інтенсивності на окремих опорах та перегибах. Таким чином використання методу ШЕМПЗ є надійним чутливим інструментом для виявлення локальних напружень, що виникають

на територіях з порушеною рівновагою, незалежно від природи їх виникнення.

Вдосконалено принцип оптимізації транспортування газу трубопроводами, що проходять в одному технічному коридорі за критерієм мінімального негативного впливу на навколишнє середовище. Запропонована методика визначення радіуса потенційного впливу, що одночасно враховує режим експлуатації газопроводу, його фактичний технічний стан, а також параметри аномальних ділянок з порушеною рівновагою Землі. Для підвищення надійності експлуатації надземних магістральних газопроводів у спільних технічних коридорах необхідно підвищити їх стійкість щодо вибухів, а також зменшити ймовірність враження сусідніх газопроводів при вибуху на одному з них. Відомо, що ефективно протидіє спонтанному росту тріщини в стінці газопроводу - це зміцнення його зовнішньої поверхні композиційними полімерними матеріалами (КПМ). При локальному пошкодженні стінки і розгерметизації газопроводу зміцненого КПМ, відбувається вихід газу, який і при зовнішньому загоранні не супроводжується внутрішньотрубним вибухом. Якщо такий потужний вогняний струмінь направлений в сторону сусіднього газопроводу, то велика ймовірність його пошкодження. В такому випадку для ефективного захисту сусідніх газопроводів необхідно встановлювати, в проміжку між ними, екрануючі інженерні споруди. Таку роль можуть виконувати спеціально споруджені проміжні резервні байпаси.

Ключові слова: втома, наводнення, концентратор напружень, зварне з'єднання, зварний шов, газопровід, статичне навантаження, низькочастотне навантаження.

Taraevsky O.S. Maintenance of the efficiency of long – term operated gas pipelines under complicated mining and geological conditions. – Academic qualification work on the rights of a manuscript.

Dissertation for obtaining the academic degree of the Doctor of Technical Sciences in specialty 05.15.13 "Pipeline transport, oil and gas storage facilities" (185 - Petroleum engineering and technology). Ivano - Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano - Frankivsk.

In the dissertation the important scientific and applied problem of ensuring the efficiency of long – term operated gas pipelines under difficult geological conditions was solved by developing a method for assessing its technical state taking into account the obverse and reverse operation modes, improving the methodology for detecting the most dangerous sections and their monitoring, defining the protection zone in right - of ways.

The methodological basis of the work is the joint use of the physical and mathematical modeling of the research object. Studies are based on the application of methods and criteria of fracture mechanics; the first law of thermodynamics for the estimation of the energy balance of the fatigue cracks propagation in terms of load time variables; methods of physico-chemical fracture mechanics considering the joint action of operational loads, corrosion-aggressive and hydrogen-containing media; calculation and experimental determination of residual stresses; system analysis of operational parameters of linear sections; methods of making performance characteristics; correlation - regression and factor analysis; methods of mathematical programming and identification of organizational and technical factors influence on the efficiency of operation; non-destructive determination of characteristics of a stressed state.

The necessity has been proved and the expediency of assessing the efficiency of the existing GTS of Ukraine is shown in a completely new functional purpose, particularly in the provision of safe trouble-free supply of natural gas to the EU countries and Ukraine by existing pipelines in obverse and reverse operating modes. It has been established that in order to ensure the security of natural gas supply by diversifying its streams and the functionality of the gas infrastructure, it is necessary to evaluate and develop advanced methods for predicting the durability and residual service life of the long - term operated pipelines under

complicated mining and geological conditions and their obverse and reverse modes of operation.

The mechanism of the crack nucleation in the conditions of simultaneous action of internal and external loads was established, the clear assessment of the long - term operated pipeline in the presence of the structural elements local defects was given. In the process of repeated static loads in structural elements of durable operated pipes the areas with microplastic deformations are formed. Such obtained results indicate the appearance of areas with a step-wise character, the nucleation and sometimes propagation of microcracks, and subsequent equalization in the process of further operation, and there occurs stress relief. It was established that in the period of pipelines operation from 18 to 30 years there is certain strengthening of the metal structure of the pipe in welded zones as a result of strain hardening (the phenomenon of cold working), as well as the equilibrium of microstructure of the metal. It has been confirmed that the service residual life of the actual technical state of the long - term operated pipeline under the studied loads will enable the pipeline operational use beyond the planned (established) depreciation period.

On the basis of the system approach and analysis of the conditions of transit main gas pipelines operation, analytical studies of the stresses occurring on the internal surface of the gas pipeline under the conditions of the obverse and reverse operation modes have been carried out. Proposed was the method of determination (prognostication) of prolonged working pipelines durability being under complex mining and geological conditions. The technique for determining the permissible level of arbitrarily oriented stresses acting on the investigated section of the gas pipeline with a complex technological structure and laid in the area with a disturbed equilibrium of the earth has been developed. It has been proved that the cyclic operation of pipelines and their structural elements in complex geological conditions leads to an abnormally high background tension, which results in a decrease in their predicted lifetime. It is proposed to carry out an operational control of the stressed-strain state of pipeline sections passing through the areas

under complicated mining and geological conditions and having complex technological features.

On the basis of the comparative estimation, one can conclude that the change in the operation modes of Bohorodchansky UGS causes a change in the intensity of the NPEMFE in the areas of rock masses where complex design elements of the pipelines are located. This is due to the fact that the deformation of the pipeline is transferred to rock masses. Violation of the integrity of the rock masses intensifies this impact as a stress concentrator. The classification of certain anomalies of the sections of the UGS gas pipeline in terms of size and form is developed, the presence of a background model field with corresponding characteristics is shown, as well as the availability of abnormal, excessive background values of intensity on individual supports and bends.

The given research data allow to assert that there are separate sections of gas pipelines, for which it is necessary to develop separate classification schemes, new methods of diagnostic control and prediction of their durability. Thus, the use of the NPEMFE method is a reliable sensitive tool for detecting local deep-seated stresses occurring in areas with disturbed equilibrium, regardless of the nature of their occurrence.

The principle of gas transportation optimization by pipelines, passing in one technological corridor based on the criterion of minimum negative impact on the environment is improved. The method of determination of the potential impact radius, which simultaneously takes into account the mode of the gas pipeline operation, its actual technical state, as well as the parameters of abnormal areas with disturbed equilibrium of the earth, is proposed. In order to increase the reliability of operation of overhead trunk gas pipelines in common technical corridors, it is necessary to increase their resistance to explosions, as well as to reduce the likelihood of the impact of neighboring gas pipelines in an explosion on one of them. It is known that it effectively counteracts the spontaneous growth of a crack in the wall of the gas pipeline - this is the strengthening of its outer surface by composite polymer materials (CPM). In case of local damage to the wall and

depressurization of the gas pipeline of the strengthened CPM, there is an outlet of gas, which, when externally heated, is not accompanied by an intrinsic explosion. If such a powerful fire jet is directed toward the adjacent gas pipeline, then the likelihood of its damage is high. In this case, for the effective protection of neighboring gas pipelines, it is necessary to install, in the interval between them, shielding engineering structures. This role can be performed by specially constructed intermediate backup bypasses.

Key words: fatigue, flood, stress concentrator, welded joint, weld seam, gas pipeline, static load, low frequency load.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Taraevskyy O. Research on exploitation of gas pipelines at areas crossing the natural and artificial obstacles by the method of natural pulse of electromagnetic field of the Earth (NPEMFE// Metallurgical and mining industry. – 2016. –№12. – P.36-38.
2. Taraevskyy O. Reliability process of long-term operated gas pipelines in difficult mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№8. – P.22-26.
3. Taraevskyy O. Aspects of research of indicators of emergency risk of long-term operating pipelines // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№5. – P.22-25.
4. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taraevskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№3. – P.33-36.
5. Mikhalkiv V., Tarayevs'kyy O. Influence of gas transport volumes reduction on gas pipeline stress state // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№1. – P.49-52.

6. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S., Makovkin O.M. Research on pipelines elements strength with stress raisers in the area of slide // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№10. – P.202-204.
7. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№8. – P.516-520.
8. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№4. – P. 91-93.
9. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№2. – P. 62-66.
10. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов // Нафтогазова галузь України. – 2014. –№6. – С. 27-30.
11. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації // Нафтогазова галузь України. – 2014. –№6. – С. 43-46.
12. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties // Metallurgical and mining industry. – 2013. –№3. – P. 68-73.
13. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами //Нафтогазова галузь України. – 2013. –№6. – С. 33-37.
14. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects // Metallurgical and mining industry. – 2013. –№12. – P. 61-67
15. Тараєвський О.С. Аспекти моніторинга працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. –№4(45). – С. 43 – 47.

16. Тараєвський О.С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно – втомні характеристики зварного з'єднання магістральних трубопроводів.// Науковий вісник Івано- Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. –№2(32). – С. 66-74.

17. Тараєвський О.С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів.// Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем – 2012. –№31. – С. 46-53.

18. Тараєвський О.С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. // Вісник донбаської державної машинобудівної академії. – 2012. –№3(28). – С. 264-268.

19. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Особливості корозійно – втомного руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Фізико-хімічна механіка матеріалів. –2012. – Спец випуск №9 –С.653 – 661.

20. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №3(40). – С.27-32.

21. Тараєвський О.С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. . – 2011. – №3(36). – С. 43 – 47.

22. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно - втомні властивості.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2010. – Спец випуск №8.– С.655 – 660.

23. Тараєвський О.С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі // Нафтогазова енергетика. – 2008 –№3(8). – С.26-29.

24. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском.// Науковий вісник Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №1(17). – С.76-79.
25. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2008. – Спец випуск №7.– С.791 – 797.
26. Крижанівський Є.І. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. –№2(27). – С.97 – 100.
27. Грудз В.Я., Костів В.В., Тараєвський О.С., та ін. Технічна діагностика газотранспортних систем. – Івано – Франківськ: Лілея НВ,-2012.- 511с.
28. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу.// Матеріали міжнародної наук.-техн. конф. "Нафтогазова енергетика-2017". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 353 – 354.
29. Крижанівський Є.І., Кузьменко Е.Д., Тараєвський О.С., Багрій С.М. Диференціація аномалій природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно-наземних переходів. // Матеріали міжнародної наук.-практична. конф. "ЕКОГЕОФОРУМ- 2017. Актуальні проблеми та іновації". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 287 – 288.
30. Тараевский О.С. Разработка электродов для сварки монтажных неповоротных стыков трубопроводов в трассовых условиях. // Материалы XI международной учебно-научно-практической конференции. “Трубопроводный транспорт – 2016”. –Уфа. Изд-во УГНТУ. – 2016. – С. 383 – 385.
31. Тараевский О.С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промысловых трубопроводов.// Материалы X международной учебно-научно-практической конференции,

“Трубопроводный транспорт– 2015.” –Уфа.Изд-во УГНТУ. – 2015. – С.200–202.

32. Тараєвський О.С. Особливості руйнування несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов.// Міжнародна науково – технічна конференція «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи». – Івано – Франківськ. – 2014 – С. 215–216.

33. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов.// VIII Междунар. науч.-техн. конф.”Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”.– Новополюцк, ПГУ. – 2014. – С. 30 – 32.

34. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов.// Материалы IX международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт– 2013” – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2013. – С.135-137.

35. Тараєвський О.С. Особливості руйнування зварного зєднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Міжнародна науково – технічна конференція «Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу». – Івано – Франківськ. – 2012. –С.123-124.

36. Тараевский О.С. Методы повышения механических свойств сварных металлоконструкций нефтегазовых объектов .// Международная – научно – практическая конференція «Трубопроводный транспорт -2012». – Уфа. – 2012. – С. 181-182.

37. Тараевский О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений.// VII междунар. науч.-техн. конф.”Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”.– Новополюцк, ПГУ, 2011. – С. 181 – 182.

38. Тараєвський О.С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та сховищ // Матеріали науково-практичної конференції "Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопроводного транспорту

нафти і газу та підготовка кадрів для галузі". – Івано – Франківськ, видавництво ІФНТУНГ . –2010. –С.47-49

39. Tarayevski O.S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation.// XVIII Conferences “Technical sessions on welding” . – Madrid, Spain. – 2010. – P 28–32.

40. Тараєвський О.С., Тараєвський С.Й.Методика дослідження показників надійності магістральних газопроводів//Міжнародна науково – технічна конференція “Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи.” – Івано – Франківськ. –2009.– С. 136-137.

41. Тараєвський О.С. Структура енергетичних втрат у газовому потоці та вибір математичної моделі . //Міжнародна науково – технічна конференція молодих вчених «Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії». – Івано – Франківськ. – 2008 – С. 18-19.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ДОСЛІДЖЕНЬ РУЙНУВАННЯ ТРУБОПРОВОДІВ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ НА ТЕРИТОРІЯХ З ПОРУШЕНОЮ РІВНОВАГОЮ ПРИПОВЕРХНЕВОГО ШАРУ ЗЕМЛІ	15
1.1 Аналіз руйнувань трубопроводів, що проходять через природні та штучні перешкоди	15
1.2 Особливості експлуатації трубопроводів в гірській місцевості	21
1.3 Експлуатація трубопроводів, що проходять в одному технічному коридорі	24
1.4 Забезпечення надійної експлуатації газопроводів у складних гірничо – геологічних умовах	31
1.5 Основні задачі та напрямки досліджень	40
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ПЕРШОГО РОЗДІЛУ	41
РОЗДІЛ 2 МЕТОДИ ОЦІНКИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ	56
2.1 Аналіз механізмів зародження тріщин в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантажень	56
2.2 Циклічна та статична тріщиностійкість металу труб тривалоексплуатованих магістральних трубопроводів	70
2.3 Дослідження кореляції тріщиностійкості металу труб із параметрами тонкої структури	78
2.4 Чинники, які визначають навантаженість тривало експлуатованих газопроводів за складних гірничо – геологічних умов	92
2.5 Вплив концентраторів напружень на міцність тривало експлуатованих магістральних трубопроводів	100
Висновки до розділу 2	107

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ДРУГОГО РОЗДІЛУ	108
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ У СКЛАДНИХ ГІРНИЧО – ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ	117
3.1 Вплив тривалої експлуатації магістральних трубопроводів на механічні властивості їх матеріалів	117
3.2 Оцінка експлуатаційної надійності газопроводів при наявності локальних дефектів зварних з'єднань	133
3.3 Вплив тривалого терміну експлуатації магістральних трубопроводів на механічні властивості зварного з'єднання	142
3.4 Оцінка міцності роботоздатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами	154
Висновки до розділу 3	162
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ТРЕТЬОГО РОЗДІЛУ	163
РОЗДІЛ 4 ГТС УКРАЇНИ – СКЛАДОВА ЧАСТИНА ГНУЧКОЇ СИСТЕМИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УМОВАХ ВІДКРИТОГО ЄВРОПЕЙСЬКОГО РИНКУ	172
4.1 Можливі сценарії транспортування газу ГТС України	172
4.2 Дослідження аверсно – реверсних режимів експлуатації газопроводів в гірській місцевості	181
4.3 Дослідження показників надійності аверсно – реверсних режимів експлуатації магістральних газопроводів	192
4.4 Визначення періодів неруйнівного контролю газопроводів, що експлуатуються при аверсно – реверсних режимах	206
Висновки до розділу 4	227
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ЧЕТВЕРТОГО РОЗДІЛУ	228
РОЗДІЛ 5 РОЗРОБКА СИСТЕМИ НЕПЕРЕРВНОГО МОНІТОРИНГУ НАВАНТАЖЕНОСТІ ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ, РОЗМІЩЕНИХ В	237

ЗОНІ ВПЛИВУ НЕСТАБІЛЬНИХ ГІРСЬКИХ МАСИВІВ

5.1	Методика досліджень вивчення напружено-деформованого стану гірського масиву методом ПЕМПЗ	237
5.2	Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу	250
5.3	Вплив зовнішніх чинників на технічний стан підземних та надземних трубопроводів	257
	Висновки до розділу 5	277
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ П'ЯТОГО РОЗДІЛУ	278
	РОЗДІЛ 6 ТЕОРЕТИЧНІ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВОДІВ, ЩО ПРОХОДЯТЬ У СПІЛЬНИХ ТЕХНІЧНИХ КОРИДОРАХ	284
6.1	Дослідження взаємного впливу аварійного руйнування трубопроводів	284
6.2	Оптимізація режимів експлуатації трубопроводів, що проходять у спільних технічних коридорах	300
6.3	Підвищення безпеки експлуатації газопроводів, що проходять у спільному технічному коридорі	308
	Висновки до розділу 6	321
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ШОСТОГО РОЗДІЛУ	321
	ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ РОБОТИ ТА ВИСНОВКИ	328
	ДОДАТКИ	330

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

- ГТС - газотранспортна система;
- ГМК – газомотокомпресор;
- ГПА - газоперекачувальний агрегат;
- КС - компресорна станція;
- КЦ - компресорний цех;
- МГ- магістральний газопровід;
- ЗЗ - зварне з'єднання;
- ЗТВ - зона термічного впливу;
- ЗШ - зварний шов;
- ВК - воднева крихкість;
- КВ - корозійна втома;
- НДС - напружено-деформований стан;
- РПВ – радіус потенційного впливу;
- КЗМ - коефіцієнт запасу міцності;
- КІН – коефіцієнт інтенсивності напружень;
- КРН - корозійне розтріскування під напруженням;
- КРТ- критичне розкриття тріщини;
- КПМ – композиційні полімерні матеріали;
- НС - напружений стан;
- ПЕМПЗ – поверхневий імпульс електромагнітного поля Землі;
- ПСГ – підземне сховище газу;
- МТ – магістральний трубопровід;
- СКР - стрес корозійне розтріскування.

ВСТУП

Актуальність теми. Україна, відповідно до затвердженої Енергетичної стратегії до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», планує здійснити зниження енергоємності економіки, а також диверсифікацію джерел і шляхів постачання енергоресурсів, що сприятиме підвищенню економічної, енергетичної та екологічної безпеки. Вдале географічне розташування нашої держави на шляху потужних газових потоків дозволяє їй стати основним газовим транзитним транспортером.

Упродовж останніх років створюються нові перспективи та особливості транспортування газу діючою газотранспортною системою (ГТС) України. Однією з основних задач буде забезпечення надійного постачання газу як до країн ЄС, так і України, використовуючи аверсно – реверсні режими експлуатації трубопроводів. Починаючи з 2013 року газовий сектор в Україні зазнав глибокого перетворення з неефективного, що символізував собою залежність України від транспортування газу з Російської Федерації, в сектор з економічною перспективою забезпечення енергетичної незалежності України.

Україна одночасно пережила практично 50% зниження імпорту газу, внаслідок чого відбулися ґрунтовні зміни його структури. Зважаючи на звільнені потужності появився імпорт із Заходу, що виріс з нуля до 10 млрд куб. м. у 2015 році та поступово зростає. Зважаючи на суттєві зміни як зовнішніх, так і внутрішніх навантажень на лінійну частину трубопроводів значну увагу необхідно приділяти гірничо – геологічним умовам, у яких експлуатуються транзитні газопроводи, значна частина яких проходить через Івано – Франківську, Львівську та Закарпатську обл. Дані області відзначаються складними гірничо - геологічними умовами, великою частиною зсувонебезпечних ділянок, а також багатьма природними та штучними перешкодами. Одним із найважливіших технологічних елементів

ГТС України, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу, є ПСГ. Розміщення підземних газосховищ на західному кордоні України дає змогу транспортувати газ із них порівняно швидко практично в будь-яку країну Європи.

Неухильне зростання ролі трубопровідного транспорту газу як засобу диверсифікації енергетичних джерел, а також експлуатації трубопроводів у аверсно – реверсних режимах, вимагає вирішення задачі підвищення працездатності та ефективності роботи трубопроводів, які змінюють свою структуру та технологічні навантаження, а також піддаються з часом фізичному та моральному старінню. Беручи до уваги той факт, що більшість транзитних газопроводів відпрацювали свій амортизаційний термін, а деякі з них експлуатуються понад 40 років, необхідно комплексно моніторити їх технічний стан. Тому розроблення нових підходів щодо забезпечення працездатності тривало експлуатованих газопроводів за складних гірничо – геологічних умов є актуальною науково – технічною проблемою.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційні дослідження виконано в рамках комплексних тематичних планів НАК “Нафтогаз України”, спрямованих на забезпечення ефективного використання паливно-енергетичного комплексу, щодо безперебійного транспортування енергоносіїв, окреслених Національною програмою «Концепція розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009-2015 р.» і держбюджетних тем «Удосконалення наукових основ управління технологічними процесами видобування та транспортування нафти і газу з мінімальними енергозатратами», а також «Дослідження нових енергоресурсозберігаючих, екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів» (№0107U000145), «Нарощування видобутку та надійного постачання паливно-енергетичних ресурсів нафтогазової енергетики України» (№0109U009986).

Мета та задачі дослідження – вдосконалення наукових основ підвищення працездатності магістральних трубопроводів розташованих у зонах нестабільності гірських масивів за складних гірничо – геологічних умов.

Для досягнення поставленої в роботі мети необхідно розв’язати наступні наукові задачі, спрямовані на вирішення важливої проблеми – забезпечення безаварійного функціонування трубопровідного транспорту:

- ✓ Визначити нове функціональне призначення ГТС України в забезпеченні надійного транспортування газу до країн ЄС та України при застосуванні аверсно – реверсних режимів.
- ✓ Дослідити вплив концентраторів напружень на період зародження і докритичного розвитку корозійно-механічних тріщин трубопроводів, експлуатованих у зоні впливу нестабільних гірських масивів і розробити методику їх оцінки.
- ✓ Виявити вплив аверсно - реверсних режимів експлуатації на працездатність трубопровідної системи.
- ✓ Визначити вплив експлуатаційного навантаження на працездатність трубопроводів за умови одночасної дії змінних внутрішніх тисків та зовнішнього навантаження з боку нестабільних гірських масивів.
- ✓ Розробити заходи для підвищення безпеки експлуатації газопроводів у спільних технічних коридорах і оцінити адекватність результатів досліджень шляхом їх практичного впровадження.

Об'єктом дослідження є магістральні та промислові трубопроводи, які експлуатуються в складних геологічних умовах з порушеною силовою рівновагою гірничих масивів.

Предметом дослідження є експлуатаційна надійність трубопроводів і їх зварних з'єднань, що експлуатуються в складних гірничо – геологічних умовах.

Методи досліджень. Методологічною основою роботи є сумісне використання фізичного та математичного моделювання об'єкта досліджень. Дослідження ґрунтуються на застосуванні методів і критеріїв механіки руйнування; першого закону термодинаміки для оцінки енергетичного балансу поширення втомних тріщин за змінних у часі навантажень; методів фізико-хімічної механіки руйнування з урахуванням сумісної дії експлуатаційних навантажень і корозійноагресивних і водневовмісних середовищ; розрахунково-експериментального визначення залишкових напружень; системному аналізу експлуатаційних параметрів лінійних ділянок; методів побудови експлуатаційних характеристик; кореляційно – регресійному та факторному аналізах; методів математичного програмування та виявлення організаційно – технічних чинників на ефективність експлуатації; неруйнівного визначення характеристик напруженого стану.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в забезпеченні надійності тривалоексплуатованих газопроводів за складних гірничо – геологічних умов на базі комплексних теоретичних і практичних досліджень, зокрема:

- удосконалено наукові основи визначення роботоздатності ГТС України з урахуванням аверсно – реверсних режимів роботи, тривалого терміну експлуатації та складних гірничо – геологічних умов ;

- вперше встановлено механізм зародження тріщин в умовах одночасної дії внутрішнього тиску та зовнішнього лавинного навантаження на газопроводи в зоні впливу концентраторів напружень;

- вперше встановлено вплив аверсно – реверсних режимів на працездатність магістральних газопроводів, які експлуатуються в гірській місцевості;

- визначено рівень навантаження на конструктивні елементи тривалоексплуатованих газопроводів у зсувонебезпечних умовах;

- уточнено вплив природних та штучних перешкод на трасах тривалоексплуатованих магістральних трубопроводів на рівень їх навантаження;

- уточнено наукові основи експлуатації газопроводів, що проходять в спільному технічному коридорі.

Достовірність отриманих результатів і висновків забезпечується використанням фундаментальних положень фізики та механіки руйнування конструкційних матеріалів, застосуванням сучасних числових методів розрахунку, коректною постановкою експериментальних досліджень, зіставленням деяких часткових й узагальнених результатів з відомими результатами інших дослідників, застосуванням в експериментальних дослідженнях сучасних засобів вимірювання й оброблення результатів експериментів, відповідність висновків та результатів фізичній суті досліджуваних явищ.

Практичне значення одержаних результатів визначається можливістю їх використання під час проектування та експлуатації трубопроводів, що експлуатуються в складних гірничо – геологічних умовах, а також обґрунтуванні та проектуванні аверсно – реверсних режимів роботи тривалоексплуатованих трубопроводів за складних гірничо – геологічних умов при забезпеченні їх працездатності.

Достовірність отриманих результатів підтверджено актом практичного застосування результатів роботи “Забезпечення працездатності тривалоексплуатованих газопроводів за складних гірничо – геологічних умов” ПАТ “Укртрансгаз” філії УМГ “Прикарпаттрансгаз”, результатами

впровадження комплексних галузевих методик “ Типові розрахунки показників надійності систем газонафтопостачання ” та “ Розрахунок напружено – деформованого стану складних систем надземних переходів ”, які використовуються у ВРТП “Укргазенергосервіс”, ТзОВ “Західтехногаз” держбюджетної теми «Удосконалення наукових основ управління технологічними процесами видобування та транспортування нафти і газу з мінімальними енергозатратами», а також теми «Дослідження нових енергоресурсозберігаючих, екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів» (№0107U000145), теми «Нарощування видобутку та надійного постачання паливно-енергетичних ресурсів нафтогазової енергетики України» (№0109U009986).

Результати досліджень впроваджені у навчальний процес кафедри транспорту і зберігання нафти і газу, спорудження і ремонту газонафтопроводів та газонафтосховищ Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу, використані при виконанні дипломних проектів і магістерських робіт студентами спеціальності “Газонафтопроводи та газонафтосховища”, “ Нафтогазова інженерія і технології”.

Положення, що виносяться на захист:

Системний підхід до оцінки впливу концентраторів напружень на період зародження і розвитку докритичного росту тріщини в умовах аверсно – реверсних режимів експлуатації трубопроводів, що проходять територіями з порушеною рівновагою Землі.

Комплексні основи визначення допустимого граничного перед руйнівного стану найслабших ланок трубопроводів що експлуатуються в аверсно – реверсних режимах та перетинають природні та штучні перешкоди. Удосконалення методики моніторингу силового впливу гірського масиву на всій довжині.

Нові методи оцінки безпечної зони трубопроводів що проходять в спільному технічному коридорі та експлуатаційна гранична зона для ділянок що проходять через природні та штучні перешкоди.

Особистий внесок здобувача. Всі положення і висновки, математичні моделі та методи розрахунків, аналітичні залежності та результати розрахунків, що виносяться на захист, розроблені та належать особисто авторів. Роботи [1-3, 8-18, 21, 23, 30-32, 35-39,41] опубліковані одноосібно. З робіт, опублікованих у співавторстві, на захист виносяться тільки ті частини, які розроблені особисто автором.

Виявлено вплив зміни режимів транспортування, скорочення обсягів надходження газу на напружений стан тривалоексплуатованих газопроводів [4, 5]. У роботі [6] показано новий підхід щодо дослідження міцності конструктивних елементів трубопроводів. Сформовано рекомендації щодо врахування факторів, що визначають інтенсивність навантаження тривалоексплуатованих газопроводів у складних гірничо – геологічних умовах [7]. У роботі [13] дана чітка оцінка несучої здатності кільцевого зварного з'єднання трубопроводу. Дана чітка оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявності локальних дефектів та особливості корозійно – втомного руйнування зварних з'єднань [19, 20, 39]. У роботах [22, 25] досліджено вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно – втомні властивості, середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну їх експлуатацію. Наведена методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском [24]. Розроблена модель виявлення впливу водню та сірководневого корозійного розтріскування на руйнування та корозійну стійкість трубних сталей тривалоексплуатованих нафтогазопроводів [26, 33, 34]. У роботі [28] здобувачеві належить постановка проблеми зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ). Автором здійснено аналіз та апробацію методики визначення та встановлення

аномалії природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно – наземних переходів тривало експлуатованих газопроводів [29].

Здобувач брав безпосередню участь у плануванні та проведенні всіх експериментальних досліджень і натурних випробувань й аналізі їх результатів, розробці практичних рекомендацій щодо підвищення рівня працездатності потенційно небезпечних ділянок діючих нафтогазопроводів та їх впровадженні.

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертації доповідались і обговорювались на: науково – практичних конференціях професорсько – викладацького складу факультету нафтогазопроводів (м. Івано – Франківськ, 2008, 2010, 2012); Міжнародна науково – технічна конференції молодих вчених “Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії”, (м. Івано – Франківськ, 2008); 7-ій, 8-ій Міжнародній науково – технічній конференції “ Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта” (м. Полоцк, 2011, 2014); Міжнародна науково – технічна конференції “Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу”, (м. Івано – Франківськ, 2012); 18th Technical sessions on welding conferences (Madrid, Spain, 20 - 22 October 2010); 8-ій, 9-ій, 10-ій Міжнародній навчально – науко – практичній конференції “Трубопроводный транспорт – 2012, 2013, 2014”, (м. Уфа, 2012. 2013. 2014); Міжнародна науково – практична конференція “ ЕКОГЕОФОРУМ- 2017. Актуальні проблеми та іновачії ”, (м. Івано – Франківськ, 2017); Міжнародна науково – технічна конференція “ Нафтогазова енергетика - 2017 ”, (м. Івано – Франківськ, 2017).

У повному обсязі результати досліджень доповідались на розширеному науковому семінарі інституту нафтогазової інженерії ІФНТУНГ (керівник семінару – д.т.н., професор, зав. кафедри спорудження і ремонту газонафтопроводів та газонафтосховищ В.Я. Грудз).

Публікації. За результатами дисертаційних досліджень опубліковано 41 наукова праця, у тому числі 26 – у фахових наукових виданнях України, міжнародних журналах, що внесені до наукометричних баз і систем, одна монографія; 14 – наукові праці, матеріали та тези конференцій.

Структура роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, шести розділів, які містять 95 рисунків і 27 таблиць, висновків, а також списку літератури, що має 293 найменування, додатків. Загальний обсяг дисертації 327 сторінок.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ДОСЛІДЖЕНЬ РУЙНУВАННЯ ТРУБОПРОВІДІВ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ НА ТЕРИТОРІЯХ ІЗ ПОРУШЕНОЮ РІВНОВАГОЮ ПРИПОВЕРХНЕВОГО ШАРУ ЗЕМЛІ

Промислова безпека об'єктів нафтогазового комплексу значною мірою визначається безвідмовною роботою магістральних трубопровідних систем. Їх руйнування пов'язане з ризиком виникнення масштабних аварій, значними економічними втратами та забрудненням навколишнього середовища.

Значна частина розгалуженої мережі магістральних трубопроводів України для транспортування нафти і газу відпрацювала свій амортизаційний термін.

Лінійна частина трубопроводів експлуатується в складних і досить різноманітних природних умовах, а тому спектр навантажень і впливів на них дуже широкий. Окрім цього, система трубопроводів має різне конструктивне рішення по всій її протяжності та різні терміни експлуатації. Все це призводить до їх відмов.

1.1 Аналіз руйнувань трубопроводів, що проходять через природні та штучні перешкоди

Проблема забезпечення високої експлуатаційної надійності магістральних трубопроводів (МТ) має важливе значення для економіки України, оскільки значна їх частина експлуатується протягом тривалого часу і вже вичерпала свій нормативний ресурс. Стабільна робота МТ і його висока економічна ефективність, у першу чергу, залежить від його технічного стану [37-55]. При оцінці технічного стану трубопроводу важливе місце займає достовірне визначення напружено-деформованого стану (НДС) його лінійної

частини як одного з основних факторів, від якого залежить рівень експлуатаційної надійності споруди.

Понад 30 років тому, в червні 1982 року, на газопроводі Уренгой - Сургут - Челябінськ стався великий вибух. Вважається, що то був найсильніший неядерний вибух - потужністю близько 3-х кілотонн. Спалах зафіксували розвідувальні супутники в космосі і вибух був спершу прийнятий за ядерний, але електромагнітний імпульс, який супроводжує ядерні вибухи, відзначений не був. До сьогодні не всі обставини вибуху є відомими. Офіційна сторона про факт вибуху не повідомляла нічого взагалі, то знайти точну інформацію тієї грандіозної техногенної катастрофи не вдається. Наведені окремі фрагменти розслідування причин події вказують, що на сімсоткілометровому відрізку газопроводу працівники «Нефтегазстроя» не встановили жодного “пригрузу” - так називають важкі бетонні кільця, що притискають трубу до землі й утримують її від спливання в м'яких ґрунтах [53-86].



Рисунок 1.1 – Фрагмент аварії на газопроводі Уренгой - Сургут - Челябінськ 1982 року

Під час весняної відлиги труби на болотистій місцевості спливли на поверхню, і одна з них дала тріщину. Струмień газу, що виривався назовні під тиском в 70 атмосфер, був настільки потужним, що перерізав трубу паралельного газопроводу, яка проходила на відстані 12 метрів. Вибух стався о четвертій годині ранку і був такої сили, що полум'я помітили пілоти, котрі пролітали в цей час над Південним Уралом.

На трубопроводному транспорті найграндіозніша катастрофа відбулася в ніч з 3 на 4 червня 1989 року під Уфою (Башкирія). Першопричиною катастрофи стало руйнування магістрального продуктопроводу (діаметром 0,7м з робочим тиском 3,5-3,8 МПа), що проходив на віддалі 900 м від залізничного полотна. В результаті випару витікаючого назовні нестабільного конденсату, утворилася велика хмара важких парів вуглеводнів, яка згодом досягла залізниці. Два пасажирські поїзди, що рухались назустріч один одному, у яких перебували 1284 пасажира (у тому числі 383 дітей), опинившись у цій хмарі, очевидно, викликали турбулізацію газоповітряної суміші та її запалення. Повітряною ударною хвилею було відірвано від поїздів і скинуто зі шляхів 11 вагонів, із яких 7 були повністю зруйновані, а інші обгоріли ззовні та повністю вигоріли усередині. Багатьох пасажирів викинуло у вікна охоплених полум'ям вагонів поїзда.

У катастрофі загинули або одержали різного ступеня важкі травми 1224 людини; на місці аварії знайдено 258 тіла загиблих (із них 86 – в ступені обвуглення). Були повністю зруйновані ділянки залізничного полотна довжиною (350 м), електроконтактної мережі (3 км), повітряної лінії зв'язку та лінії електропередач (1,7 км), металеві опори контактної мережі та залізничні опори лінії електропередач. Від дії ударної хвилі в районі вибуху утворилася зона суцільного завалу лісу площею 2,5 км². У радіусі до 15 км від місця вибуху в населених пунктах були вибиті шибки у вікнах, повністю або частково зруйновані покрівлі. Викликана вибухом пожежа тривала протягом довгого часу, а важкі вуглеводні, що витікали з трубопроводу,

вигорали протягом 2 діб [64-72]. Вибух, що прогрімів серед ночі, експерти оцінюють як еквівалент вибуху трьохсот тонн тротилу. За неофіційними даними, потужність вибуху в Улу-Теляк була приблизно такою ж, як в Хіросімі - близько 12 кілотонн. Пізніше слідство з'ясує, що причиною витоку газу та вибуху стало неякісне зварювання газопроводу; в підсумку - порушення герметичності швів. Газ - важчий за повітря, а в цьому місці велика низина. Утворилася вибухонебезпечна суміш і потяги входили вже в повністю загазовану зону, де для найпотужнішого вибуху було досить маленької іскри.



Рисунок 1.2 - Фрагмент аварії на газопроводі Уренгой - Сургут -
Челябінськ 1982 року

Офіційна версія стверджує, що витік газу з продуктопроводу спричинили пошкодження, завдані ковшем екскаватора при його будівництві в жовтні 1985 року, за чотири роки до катастрофи. Витік почався за 40 хвилин до вибуху.

За іншою версією, причиною аварії став корозійний вплив на зовнішню частину труби електричних струмів залізниці, так званих «блукуючих струмів». За 2-3 тижні до вибуху утворився мікросвищ, згодом, у результаті охолодження труби, в місці розширення газу з'явилася тріщина, що розросталася в довжину. Рідкий конденсат просочував ґрунт на глибині траншеї, не виходячи назовні, і поступово спускався вниз по схилу до залізниці (рис.1.2). При зустрічі двох поїздів, можливо, в результаті гальмування, виникла іскра, яка стала причиною детонації газу. Але найімовірнішою причиною детонації газу стала випадкова іскра з-під пантографа одного з локомотивів [70-86].

Аварія великого масштабу сталася 6 лютого 1999 р. на 420-му км магістрального газопроводу “Новопсков-Акай-Моздок” (рис.1.3) у районі селища Велика Вергунка Жовтневого району м.Луганська. Даний газопровід перебуває на балансі Луганського УМГ ПАТ “Донбастрансгаз”. Аварія виникла через руйнування двох кільцевих зварювальних стиків, виконаних БУ-1 тресту “Южкомплектомонтаж” (м.Ростов) ручним дуговим зварюванням. Газопровід на даній ділянці був прийнятий до експлуатації в 1983 р.



Рисунок 1.3 - Фрагмент аварії на газопроводі
“Новопсков-Акай-Моздок”

Руйнування першого стику сталося на віддалі 48 м від автошляху “Луганськ-Зелений гай” і 150 м від крайніх житлових будинків с.Велика Вергунка. Внаслідок вибуху 16 п/м газопроводу було піднято під кутом 30 градусів, викинуті бетонні плити і сталося займання газу. Струмінь палаючого газу сягав 200 м і був спрямований вздовж траси газопроводу, паралельно межі житлової забудови. Полум'ям була охоплена споруда вузла заміру газу на газопроводі – відгалуженні (м.Лисичанськ). Через 1 год. 20хв. замірний вузол вибухнув.

У подальшому струмінь палаючого газу вітровим потоком був відхилений у бік житлових будинків, с.В.Вергунка. Внаслідок теплої радіації спалахнуло 11 житлових будинків, із яких 4 повністю згоріли. В ліквідації та

локалізації пожежі брали участь 45 одиниць пожежної техніки, 200 пожежників і 230 працівників із підрозділів міліції та цивільної оборони.

Руйнування другого зварювального стику газопроводу сталося на відстані 800м від першого та 280 м від залізниці “Луганськ-ст.Кондрашевська”, без займання газу.

1.2 Особливості експлуатації трубопроводів в гірській місцевості

Об'єкти газотранспортної системи часто розміщуються в геодинамічних активних зонах складних рельєфів і за відповідних кліматичних умов піддаються діям механічних навантажень від гірських порід. У кінцевому результаті це може призвести до деформації та руйнувань труб й інших технологічних конструкцій. Особливо небезпечними є зсуви в гірській місцевості. Отже, важливо вміти прогнозувати процеси геодинамічної активності гірських порід з метою попередження аварійних ситуацій.

Територія Карпатською регіону включає в себе різні за умовами формування та техногенної трансформації типи геологічного середовища, які характеризуються значною геодинамічною активністю. Так, на сьогодні з зафіксованих 16 тис. зсувів на території України більше 30 % знаходиться в межах Карпатського регіону [80-92]. З точки зору трансформації геологічного середовища шляхом розвитку геологічних процесів у межах Карпатського регіону в останні десятиріччя різко зросла питома вага техногенного фактору. Щодо кількісних показників зсувів даної території, то тут визначені наступні особливості в різних адміністративних областях: територія Чернівецької (близько 1800 зсувів), Івано-Франківської (близько

1800 зсувів), Львівської (близько 1000 зсувів) і Закарпатської (близько 1400 зсувів).

Великомасштабна аварія сталася 7 березня 2001 року в Карпатах на магістральному газопроводі „Союз” (рис. 1.4). Унаслідок зсуву гірських порід було зруйновано 87 м трубопроводу, для його відновлення знадобилося два місяці.



Рисунок 1.4 - Фрагмент магістрального газопроводу „Союз” після вибуху газу (Карпати – 07.03.2001 р.)

У Карпатському регіоні давно відомі випадки як поодиноких, так і масових проявів геодинамічного характеру. Так, у 1969 році катастрофічно активізувався зсув об'ємом 40 млн.м³ у с.Верхній Ясенів, який створив загрозу території русла р. Чорний Черемош. У квітні 1979 року в Передкарпатті була відмічена масова катастрофічна активізація зсувів, що призвела до руйнування житлових будинків, доріг, ліній електропостачання тощо. Було зруйновано понад 500 житлових споруд. Протягом осінньо-зимового періоду 2007 року та весняного періоду 2008 року в межах території Закарпатської, Чернівецької та частково Івано-Франківської

областей відмічена інтенсивна катастрофічна активізація зсувів й інших небезпечних екзогенних геологічних процесів.

У межах території Закарпатської області активізувалось понад 400 зсувів, ще близько 200 ділянок розвитку зсувів за результатами обстеження знаходяться в стані критичної рівноваги. Протягом весняного періоду 2008 року масова активізація зсувів відбулася в межах території Чернівецької області та в м.Чернівці, де катастрофічно проявилися більше, ніж 40 зсувів.

Саме територіями Івано-Франківської, Львівської та Закарпатської областей, де є всі передумови катастрофічної активізації зсувів, проходять транзитні магістральні газопроводи. В межах території Карпатського регіону України геологічне середовище характеризується наступними особливостями, а саме: гірсько-складчаста область, яка сформувалась в альпійську епоху орогенезу (Карпатська складчаста область); передгірські та міжгірські прогини (Передкарпатський і Закарпатський прогини); платформа (південно-західна окраїна Східноєвропейської платформи). Організація геологічного середовища визначається різними, пов'язаними в єдину систему параметрами (від інформаційного комплексу до літологічної різноманітності порід, тектонікою, рельєфом, кліматичними параметрами, ландшафтом і техногенною діяльністю).

Кліматичні зміни в атмосфері також впливають на стан трубопроводу. Зміни температури зовнішнього повітря викликають зміну температури ґрунту, в якому покладений трубопровід [80-88]. При замерзанні або відтаюванні ґрунтів ці зміни іноді призводять до руйнування трубопроводу. Заморожені вологі ґрунти при відтаюванні дають значну осадку як за рахунок ущільнення, так і внаслідок зниження опору зсуву, при цьому чим більше глинистих частинок у ґрунті, тим меншим опором зсуву він володіє. У результаті нерівномірного осідання ґрунту, що виникає під дією ваги труби, відбувається вигин трубопроводу. Створення в трубопроводі додаткових згинаючих напружень за наявності інших несприятливих

факторів (наприклад, поганої якості зварювання), як правило, призводить до порушення міцності окремих стиків.

Для газопроводів, прокладених у гірських умовах, найбільшу небезпеку серед зовнішніх чинників становлять зсуви. Заходи щодо усунення можливості активізації зсувних явищ повинні враховуватися вже при проектуванні газопроводу й уточнюватися в період будівництва та експлуатаційний періоди. Частина їх повинна виконуватися при будівництві, інша - в період експлуатації, оскільки досвід боротьби з зсувами показав, що тільки здійснення постійного моніторингу комплексу протизсувних заходів дає найкращі результати.

Зсуви ґрунтів призводять до силового впливу на трубопроводи, збільшуючи їх напружений стан, і за певних умов викликають руйнування труб у вигляді повного або часткового розриву.

1.3 Експлуатація трубопроводів, що проходять в одному технічному коридорі.

Протягом 2000-2011 рр. тільки в Україні за відбулося 824 великі аварії, у яких загинуло близько 2700 чол. [87-96]. Стихійні лиха та техногенні катастрофи вимагають виділення з державного бюджету величезних коштів на ліквідацію наслідків і надання допомоги потерпілим.

Аварії, схожі на описані вище, чітко вказують на те, що колишня “концепція безпеки” в промисловості, котра базувалася на принципі “реагувати та виправляти” повністю себе віджила. На зміну їй у сімдесяті роки минулого сторіччя була висунута нова “концепція прийнятого техногенного ризику”, в основі якої лежить принцип “передбачати та попереджати”. Дана концепція виходить з того, що забезпечити абсолютну безпеку об’єктів техносфери неможливо; необхідно домагатися їхньої

відносної безпеки, доводячи аварійний ризик, пов'язаний із ними, до прийняттого, допустимого рівня. Ці положення й лежать в основі законодавчих і нормативних актів з промислової безпеки в більшості індустріально розвинених країн світу.

Небезпеки, властиві газотранспортним системам, реалізуються через аварії, випадкові події, через раптову розгерметизацію трубопроводу (агрегату, посудини, технологічного блоку або елемента), що супроводжується інтенсивним витіканням транспортованого продукту, і вивільненням закладеної в ньому енергії в навколишній простір[55-100]. Здатні викликати як ураження людей, так і наносити певний екологічний і матеріальний збиток. При цьому масштаби й важкість наслідків значно залежать від виду продукту, що транспортується. Одні продукти, такі як нафта й нафтопродукти, небезпечні навіть при невеликому об'ємі надходження в навколишнє середовище й, отже, порушення герметичності труби або устаткування вже можна вважати аварією, інші ж продукти, при аналогічному ступені порушення герметичності серйозної загрози не становлять. Тому необхідно диференційовано підходити до трактування поняття “аварія” за ознакою “ступінь порушення герметичності трубопроводу, агрегату, посудини, технологічного блоку або елемента” для трубопроводів різного призначення.

При аналізі аварійного ризику газотранспортних ОПН одним з початкових завдань є адекватне визначення цієї нижньої межі “аварійної розгерметизації” і похідних від неї всього спектру порушень герметичності, які будуть аналізуватися як аварії на тій або іншій складовій.

У загальному під аварією на газопроводі розуміється розрив його на повний перетин або утворення протяжної тріщини, еквівалентної по площі розкриття отвору з діаметром, який рівний або більший, ніж внутрішній діаметр труби. Таке трактування обумовлене особливостями розгерметизації й руйнування газопроводу високого тиску. Відомо, що для магістральних

газопроводів існує критичний розмір наскрізної тріщини по твірній труби, що становить приблизно чверть діаметра труби, при перевищенні якого відбувається, як правило, подальший ріст тріщини та виникнення протяжного розриву, що однозначно ідентифікується як аварія. Якщо довжина тріщини менша критичної, то, найімовірніше, такий дефект не становитиме серйозної загрози для реципієнтів і, отже, не підпадатиме під наведене вище визначення аварії. Основні причини аварій на магістральних газопроводах детально описані в роботах [2-6, 20,22,75].

Звернемо увагу ще на один вибух, що стався в США, 4-29-2016 Спектра / Східний Техас. Це був один з найгірших наслідків аварій на трубопроводах історії США з точки зору радіусу ураження.



Рисунок 1.5 – Аварія на газопроводі США Східний Техас 2016р

На думку експертів, однією з основних причин аварії стала корозія, зумовлена блукаючими постійними струмами, викликаними дисбалансом або помилкою в системі катодного захисту від різних труб, що проходять в одному технічному коридорі (рис. 1.6).



Рисунок 1.6 – Магістральні трубопроводи, що проходять в одному технічному коридорі

Також причиною значних втрат від аварії є те, що трубопроводи знаходяться в одному технічному коридорі. Необхідно розуміти, що коли є місця перетину трубопроводами природних чи штучних перешкод, то вони потенційно небезпечні. Також треба враховувати наступне: при прокладанні трубопроводу, звичайно, відбуваються незначні пошкодження поряд експлуатованих трубопроводів; при проведенні ремонтів на будь – якій вітці трубопровода піддаються небезпеці всі інші, поряд прокладені трубопроводи.

Загалом, відмова магістральних газопроводів під дією техногенних, природних чи антропогенних чинників може супроводжуватися: утворенням ударної хвилі; загорянням газу та термічним впливом пожежі на довкілля; токсичним забрудненням атмосферного повітря; створенням пожежновибухової небезпеки в житлових і робочих приміщеннях внаслідок потрапляння газу; розлітанням шматків металу та фрагментів унаслідок руйнування лінійної частини трубопроводів.

При раптовому руйнуванні газопроводу (посудини під тиском) енергія стисненого газу частково реалізується у вигляді надлишкового тиску повітряної хвилі стиску. За наявності джерела запалення енергія згоряння газу також частково реалізується у вигляді подібної хвилі. Оскільки загоряння газу можливе лише після його змішування з повітрям до певних концентрацій (5...15 %) і з одночасною появою джерела запалювання з необхідним енергетичним потенціалом, друга хвиля завжди зміщена в часі щодо першої – щонайменше на період позитивної фази стиску τ^+ первинного процесу (фізичного вибуху).

Окрім того слід відзначити, що в період з 2007 по 2016 роки на території України також пройшли аварії газопроводів. Це спроба вчинення терористичного акту. 12 травня 2014 року виникла розгерметизація на повітряному переході МГ "Уренгой - Помари - Ужгород" (4268,4 км.) через р. Лімниця. При обстеженні тіла труби було виявлено вмятину овальної форми 300*285 мм, глибиною 49 мм, в центрі вм'ятини наскрізна тріщина довжиною 70 мм з розкриття до 4,0 мм на відстані 2870 мм з 12 год. в місці кільцевого зварного шва між другим та третім сегментними відводами (по ходу газу) на вході повітряного переходу МГ «У-П-У» через р. Лімниця.



Рисунок 1.7 - Повітряний перехід МГ "Уренгой - Помари - Ужгород"
через р. Лімниця

В місці відмови відсутні корозійні чи інші дефекти, що підтверджується даними внутрішньотрубної діагностики, та візуальних обстежень. Комісія вважає, що причиною відмови стало механічне пошкодження трубопроводу ззовні, сторонніми особами, внаслідок дії вибухового пристрою невідомої конструкції, що призвело до утворення вм'ятини овальної форми з наскрізною тріщиною. Статистика показує, що близько 80% аварій супроводжуються великими пожежами та вибухами. Іскри виникають в результаті взаємодії частинок газу з металом і твердими частинками ґрунту. В гірській місцевості, зокрема Івано – Франківська та Закарпатська область, трубопроводи, що проходять в одному технічному коридорі та перетинають природні та штучні перешкоди є об'єктами підвищеної небезпеки (рис.1.8).

Для забезпечення безпеки експлуатації та зменшення втрат під час аварій необхідно чітко встановлювати та визначати ділянку потенційно небезпечного впливу.



Рисунок 1.8 – Трубопроводи, що проходять в одному технічному коридорі та перетинають природні перешкоди

Джерелами запалювання при розриві газопроводу можуть бути, насамперед, фрикційні іскри, що утворюються за динамічного впливу високошвидкісного струменя на ґрунт і повітряно-ерозійне руйнування траншеї з викидом часточок ґрунту в потік газу, а також іскри, що виникають при зіткненні фрагментів зруйнованого газопроводу. Тому значною мірою наслідки аварії на підземному газопроводі зумовлюються складом ґрунту, що впливає на ймовірність загоряння газу. В пісках, торфовищах і на болотах імовірність запалювання значно нижча, ніж у глинах, уламкових породах і ґрунтах із гальковими та кам'янистими вкрапленнями.

1.4 Забезпечення надійної експлуатації газопроводів у складних гірничо – геологічних умовах.

Умови експлуатації труб газотранспортних систем останнім часом відчутно змінилися в зв'язку зі збільшенням споживачів і нерівномірним відбором газу. Різке збільшення або зменшення відбору газу споживачами призводить до неусталеності його руху в трубопроводі, причому неусталені процеси, спричинені зміною густини газу, можуть тривати годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення підкачування газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття чи закриття кранів й ін.

У зварних швах в процесі роботи трубопроводів, під дією експлуатаційних навантажень відбувається поступове зростання холодних тріщин, утворених ще при виготовленні труб. Дуже часто в зонах таких тріщин наявні пори малих розмірів, частина з яких є центром зародження тріщин і ділянок з квазікрихким руйнуванням. Зростання холодних тріщин обумовлено окрихченням металу внаслідок його наводнення й утворення розгалужених тріщин.

Вище вказані пошкодження знижують надійність трубопроводів при подальшій їх експлуатації. Такі пошкодження при контакті з зовнішнім технологічним середовищем спричиняють корозійні, механічні, корозійно-механічні процеси, що призводять до руйнування труб.

Світовий та вітчизняний досвід експлуатації магістральних трубопроводів показує, що період зародження та поширення докритичних розмірів стрес-корозійних тріщин у діючих магістральних трубопроводах становить зазвичай десятки років і більше. Тобто, залишковий ресурс такого трубопроводу визначається швидкістю поширення тріщини [88-108].

Аварії, спричинені корозійним розтріскуванням під напруженням на магістральних трубопроводах, офіційно реєструються в світі понад 40 років.

В Україні, руйнування трубопроводу з причин стрес-корозії вперше було зареєстровано в 2003 році.

За останні 20 років на магістральних газопроводах Російської Федерації, що перебувають в експлуатації ВАТ “Газпром”, зареєстровано більше 60 випадків руйнувань з ознаками корозійного розтріскування.

Стрес-корозія була визнана причиною руйнувань магістральних трубопроводів в Аргентині, Австралії, Канаді, Ірані, Іраку, Італії, Пакистані, Саудівській Аравії, Нідерландах та в інших країнах. Наприклад, в 1994 році біля 22% руйнувань газопроводів у Росії було спричинено стрес-корозією [102-115], в період з 2002 по 2008 роки в цій країні стрес-корозія спричинила майже половину всіх руйнувань газопроводів діаметром від 1220 до 1420 мм. В 1994 р. стрес-корозійне руйнування нафтопроводу, що експлуатувався протягом 20 років в республіці Комі привело до забруднення близько 100 км². землі та до витрат на ліквідацію наслідків аварії понад 100 млн. доларів США.

Починаючи з 1997 року в Канаді сталося 22 випадки стрес-корозійних розтріскувань магістральних трубопроводів, у тому числі 12 вибухів та 10 витоків транспортованого продукту, як газу, так і рідини. Між 1985 та 1995 роками було зареєстровано сім вибухів від стрес-корозії на магістральних трубопроводах системи ТрансКанада. Більшість стрес-корозійних руйнувань у Канаді трапились на трубопроводах, які були введені в експлуатацію між 1968 та 1973 роками. Вони були спричинені транскристалітним поширенням тріщин у присутності ґрунтових водних розчинів з вільним окисом вуглецю (CO₂) та з рН в інтервалі від 6,5 до 7,5, або в присутності відносно концентрованих HCO₃⁻ та HCO₃⁻ + CO₃²⁻ розчинів з рН в інтервалі 9,5 – 12,5 [104-111].

В “Провідному галузевому документі” асоціації СЕРА наголошується, що одним із найбільш надійних методів зниження імовірності виникнення КРН є застосування ізоляційних матеріалів з добрими адгезивними

властивостями, які служать перешкодою для попадання вологи на метал труб. Внаслідок добрих адгезивних властивостей корозійні пари не розвиваються на поверхні взаємодії покриття та металевої поверхні труби. Такі матеріали менше піддаються механічному впливу ґрунтів, які мають властивості до розширення та стискання під час вологих / сухих періодів або під час циклів промерзання / танення.

З метою забезпечення більш надійного протикорозійного захисту металу труб, при проведенні ремонтних робіт газопроводів, особливо, на складних ділянках, потрібно застосовувати труби з ізоляцією, нанесеною в заводських умовах, а також сучасні дво-трьохкомпонентні ізоляційні матеріали, характеристики яких наведені в працях [76-110].

Для ремонту КРН-дефектів рекомендують застосувати наступні методи [7-98]: заміна пошкодженої ділянки труби; шліфування та полірування; наплавлення; установка сталевих підсилювальних чи компресійних ремонтних муфт; скловолоконних підсилювальних муфт та інші.

Значні кошти витрачаються різними країнами на підтримання в робочому стані трубопроводів, що перебувають під загрозою стрес-корозійних руйнувань. Наприклад, у 1996 р. 13 компаній Канади запланували 4,5 млн. доларів тільки на прикладні дослідження цього явища, та більше ніж 30 млн. доларів на практичні заходи з запобігання стрес-корозійного руйнування. За період від 1985 по 1996 роки об'єднання „Трансканадські трубопроводи” (TransCanada PipeLines) витратило 202 млн. доларів на програму боротьби зі стрес-корозією [72-108]. Статистичні дані показують, що прямі кошти на ліквідацію наслідків одного стрес-корозійного руйнування газопроводу діаметром 1000-1400 мм сягають 1,5 млн. доларів, в той час як заміна одного погонного метра ще не зруйнованої, але пошкодженої стрес-корозією ділянки газопроводу діаметром 508 мм коштує 1400 доларів, а діаметром 914 мм – 3200 доларів.

Практика експлуатації показує, що розриви газопроводів найчастіше відбувалися на відстані від 2 км до 24,6 км від охоронного крана компресорної станції. При цьому є тенденція зменшення числа аварій газопроводів по мірі віддалення від компресорної станції. Більшість дефектів, що стали причиною розривів газопроводів, були розміщені в нижній половині труб, переважно (27 дефектів з 33 зафіксованих) на ділянках, що відповідають за прийнятою термінологією 5-ій -7-ій годинам, якщо дивитись за напрямком руху газу.

Поблизу розривів на трубах виявлені значні дефекти ізоляції у вигляді гофрів, складок, відшарувань переважно в нижній частині газопроводу. В окремих випадках зафіксовані відшарування ізоляції по всьому периметру труб і наскрізні її ушкодження. У місцях відшарування ізоляції в багатьох випадках виявлені продукти корозії. Стрес-корозійні тріщини розташовувалися, як правило, під ізоляційним покриттям, що відшарувалося в поздовжньому напрямку.

Ґрунтовий електроліт у цьому випадку являє собою концентрований карбонатно-бікарбонатний розчин з рН від 8,5 до 11, а потенціал корозії знаходиться в межах від -600 до -790 мВ.

Найбільш часто такі тріщини розташовуються в районі поздовжніх і кільцевих швів. Іноді тріщини невеликої глибини виявляли і під “адгезованим” покриттям.

В Україні випадки відмов трубопроводів через стрес-корозію донедавна не були зареєстровані.

Однак при розслідуванні причин аварії газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород”, що відбулася в квітні 2003 р. (рис. 1.9), поблизу Ставищенської КС, встановлено, що руйнування відбулося внаслідок корозійного розтріскування під напруженням (стрес-корозії) металу труби. Зазначений газопровід зовнішнім діаметром 1420 мм, введений в експлуатацію в 1983 р. і розрахований на проектний тиск 7,4 МПа. Руйнування зафіксоване на ділянці

переходу газопроводу через балку з водоймою шириною близько 200 м, що утворилася у результаті побудови дамби через струмок, що протікає по дну яру.



Рисунок 1.9 – Фрагмент аварії газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород”, що відбулася в квітні 2003 р. поблизу Ставищенської КС

Осередок руйнування газопроводу знаходився поблизу поздовжнього шва труби розміром 1420x15,7 мм, виготовленої на Харцизькому трубному заводі з листової сталі X70 імпортного постачання Японії. Осередкова тріщина розвивалася на високов'язких ділянках основного металу тіла труби чи металу зони термічного впливу зварного з'єднання.

Основними причинами утворення стрес-корозійної тріщини стали порушення технології нанесення плівкового покриття, виконаного без

попереднього праймування, підвищена корозійна активність ґрунту в місці аварії, обумовлена заболоченістю і облаштуванням не передбаченої проектом водойми, а також порушення роботи системи електрохімічного захисту. Розвитку корозійних процесів сприяли також близькість аварійної ділянки до компресорної станції (підвищені тиск та температура газу, що транспортується) і, можливо, складний напружений стан металу труб у місці руйнування.

Розвиток тріщини за механізмом локального анодного розчинення підтверджують численні пітінгові і виразкові утворення, а також аналіз проб ґрунту в районі аварії (слаболужні ґрунти, рН 7,7-7,8) і підвищена корозійна активність ґрунтів (швидкість корозії металу 0,30-0,36 мм/рік).

На основі вище наведеного можна зробити висновок, що руйнування труб на ділянці газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» (км 3737) ініційовано тріщиноподібним дефектом, довжиною 470 мм і максимальною глибиною 6,8 мм, виявленим в зламі руйнування у напрямку твірної труби на відстані приблизно 20 мм від лінії сплавлення поздовжнього зовнішнього шва труби.

Зазначений дефект має стрес-корозійне походження, а його утворення обумовлене наявністю ушкодження стрічкового покриття труби, високою корозійною активністю ґрунту та складним напружено-деформованим станом, викликаним відхиленнями від робочого проекту при будівництві.

Слід відзначити, що перехідні режими роботи газопроводу супроводжуються значною та інтенсивною зміною тиску, що порушує нормальну роботу газопроводу і може призвести до його руйнування [56-89].

Такі зміни навантаження стінки труби газопроводу з одночасною дією водневмісних і корозійно активних середовищ призводять до зародження водневотомних або корозійновотомних тріщин і їх росту, аж до розгерметизації труби і аварійної ситуації. Тому розробка методів

прогнозування залишкового ресурсу труб (поширення тріщини до витоків) є дуже важливою для інженерної практики з метою передбачення аварійної ситуації на газопровідному транспорті [16-65].

Подібна оцінка причин руйнувань трубопроводів, які експлуатуються в корозійно-активних середовищах із характеристиками, наближеними до складних гірничо - геологічних умов, дана в опублікованих роботах [12-96], в яких головними зазначені наступні причини руйнування трубопроводів:

- вплив навантаження ґрунту під час зсувів на фізико-механічні властивості трубних сталей, особливо термозміцнених високоміцних сталей (класу X 60, X70);
- порушення правил технічної експлуатації трубопроводів, зокрема, створення турбулентних потоків газоводонафтової емульсії, що викликає кавітаційне руйнування стінки трубопроводу;
- корозійний знос стінки зсередини трубопроводу в середовищі підтоварної води, зовні - через порушення зовнішнього ізоляційного покриття труби, в результаті якого з'являються наскрізні отвори (піттінги або «свищі»), що викликають витікання транспортованого середовища і розмив несучого шару основи;
- дефекти зварних з'єднань;
- нерівномірне осідання трубопроводу викликає локальні перенапруження стінок трубопроводу;
- схильність деяких марок сталей (наприклад, дисперсійно-твердіючих) до крихкого руйнування при коливанні температури повітря.

Результати аналізу причин руйнувань трубопроводів, наведених у вітчизняних та зарубіжних джерелах, що експлуатуються на об'єктах ПАТ «Укртрансгаз», ПАТ «Укртранснафта» (основні з яких знаходяться в межах території Карпатського регіону України), дозволили запропонувати таку класифікацію причин аварійних руйнувань (рис. 1.10).

Наявність дефектів у трубопроводах та їх вплив на експлуатаційну надійність конструкції, в цілому, розглядалася багатьма дослідниками та практиками. Однак найбільш повну класифікацію дефектів, що зустрічаються на промислових трубопроводах, вдалося отримати, об'єднавши різні дані й опрацювавши ряд матеріалів по важких гірничо – геологічних умовах.

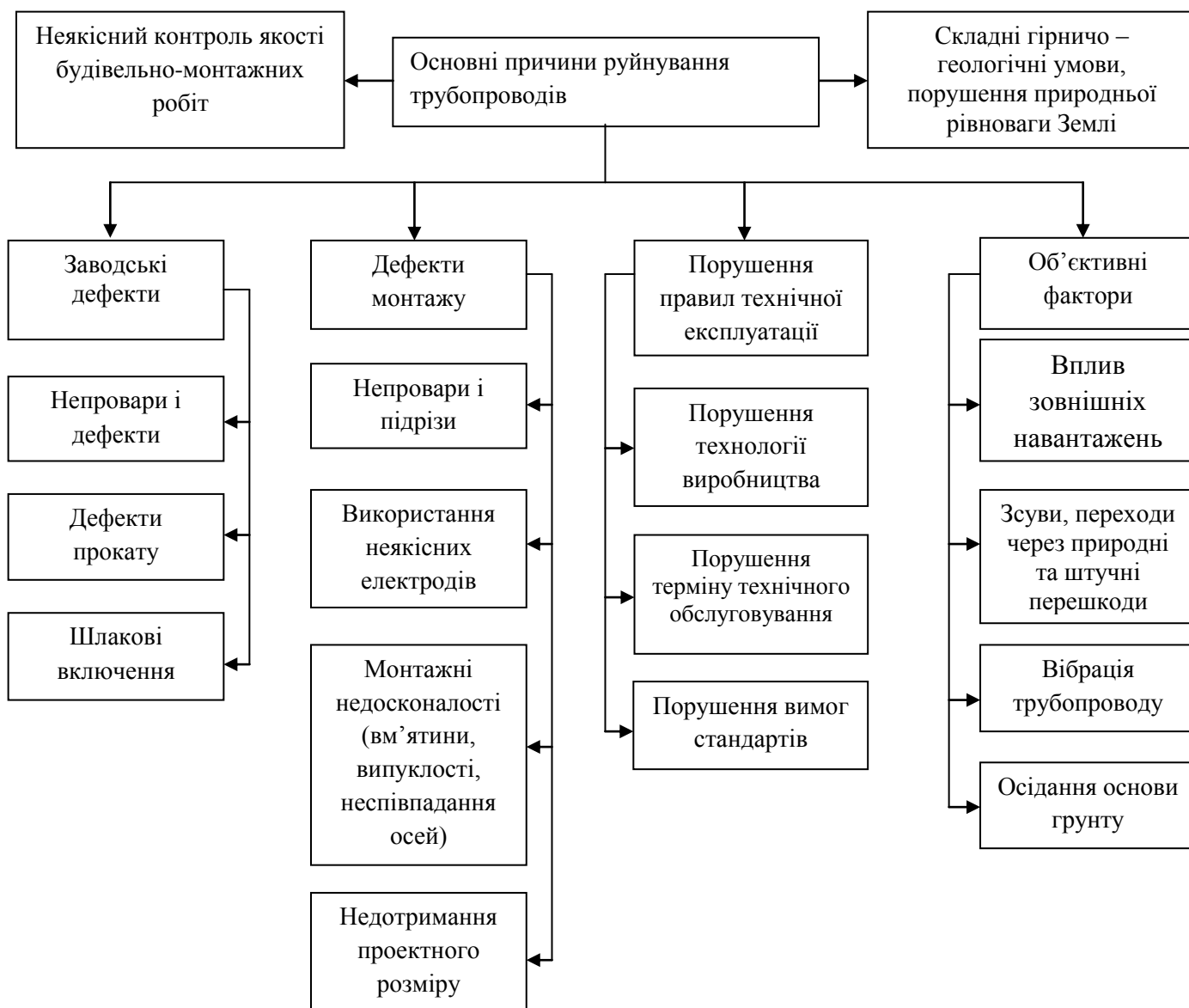


Рисунок 1.10 - Класифікація причин руйнування трубопроводів

В металі трубопроводу майже завжди наявні концентратори у вигляді задирів, подряпин, довільно орієнтованих відносно твірної труби. Ці

концентратори можуть бути технологічного, транспортного або монтажного характеру.

Детальний аналіз причин аварій дозволив в багатьох випадках встановити безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування будь – яким, нехай і мало помітним дефектом металургійного, виробничого, будівельно-монтажного або експлуатаційного характеру, який є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труб. Заводські дефекти проявляються у вигляді дефектів металу труби: – неметалічні включення у вигляді сульфідних смужок, каверни, неповне зняття залишкових напружень зварного шва, дефекти механічного пошкодження зовнішньої і внутрішньої поверхонь труб. Під час монтажу трубопроводів і транспортування труб до місця призначення переважають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, забоїн, рисок, а також дефектів кільцевих стикових зварних швів, зокрема непроварів та ін.

В процесі проектування трубопроводів закладається надійність їх роботи, основний розрахунок яких проводиться за допустимими напруженнями і межею текучості. Під час приймальних обстежень виявляють дефекти структури металу труб і зварних швів, що можуть стати джерелами зародження тріщин. Концентрація напружень біля несуттєвих дефектів призводить до їх підростання і вичерпування пластичних властивостей металу. Разом з тим, в процесі експлуатації в металі нафтопроводу проходять корозійні, втомні, і термофлуктаційні явища, що активізують процес руйнування в першу чергу біля металургійних і технологічних дефектів [45-111].

Корозійне середовище може впливати на швидкість росту тріщини втоми в залежності від співвідношення між прикладеним до тіла з тріщиною максимальним навантаженням K_{max} (K – коефіцієнт інтенсивності напружень) та пороговим значенням навантаження K_{Isc} , нижче якого стрес-корозійна тріщина не розвивається.

Найбільше вразливі дії корозійно-втомних процесів в зоні концентрації напружень: зварні шви; зони термовпливу; ділянки на яких виникають максимальний електричний потенціал.

В нормативних документах [12-76] при розрахунку труб і зварних з'єднань не достатньо враховуються в явному вигляді характеристики опору втомному руйнуванню. Аналіз умов експлуатації і характер руйнування трубопровідних систем вказує на значну кількість відмов внаслідок вичерпання опору змінному в часі навантаженню. Тому розв'язання цих питань для оцінки залишкового ресурсу труб і їх зварних з'єднань є актуальною науково - технічною задачею.

1.5 Основні задачі та напрямки досліджень.

Мета і задачі дослідження – вдосконалення наукових основ працездатності магістральних трубопроводів за складних гірничо – геологічних умов розташованих в зонах силової нестабільності гірських масивів.

Для досягнення поставленої в роботі мети необхідно розв'язати наступні наукові задачі, спрямовані на вирішення важливої проблеми – забезпечення безаварійного функціонування трубопровідного транспорту:

- ✓ Визначити нове функціональне призначення ГТС України в забезпеченні надійного транспортування газу до країн ЄС та України при застосуванні аверсно – реверсних режимів.
- ✓ Дослідити вплив концентраторів напружень на період зародження і докритичного розвитку корозійно-механічних тріщин трубопроводів, експлуатованих у зоні впливу нестабільних гірських масивів і розробити методику їх оцінки.

- ✓ Виявити вплив аверсно - реверсних режимів експлуатації на працездатність трубопровідної системи.
- ✓ Визначити вплив експлуатаційного навантаження на працездатність трубопроводів за умови одночасної дії змінних внутрішніх тисків та зовнішнього навантаження з боку нестабільних гірських масивів.
- ✓ Розробити заходи для підвищення безпеки експлуатації газопроводів у спільних технічних коридорах і оцінити адекватність результатів досліджень шляхом їх практичного впровадження.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ПЕРШОГО РОЗДІЛУ

1. Taraevskyy O. Research on exploitation of gas pipelines at areas crossing the natural and artificial obstacles by the method of natural pulse of electromagnetic field of the Earth (NPEMFE// Metallurgical and mining industry. – 2016. –№12. – P.36-38.
2. Taraevskyy O. Reliability process of long-term operated gas pipelines in difficult mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№8. – P.22-26.
3. Taraevskyy O. Aspects of research of indicators of emergency risk of long-term operating pipelines // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№5. – P.22-25.
4. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taraevskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№3. – P.33-36.

5. Mikhalkiv V., Tarayevs'kyu O. Influence of gas transport volumes reduction on gas pipeline stress state // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№1. – P.49-52.
6. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S., Makovkin O.M. Research on pipelines elements strength with stress raisers in the area of slide // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№10. – P.202-204.
7. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№8. – P.516-520.
8. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№4. – P. 91-93.
9. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№2. – P. 62-66.
10. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов // Нафтогазова галузь України. – 2014. –№6. – С. 27-30.
11. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації // Нафтогазова галузь України. – 2014. –№6. – С. 43-46.
12. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties // Metallurgical and mining industry. – 2013. –№3. – P. 68-73.
13. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами //Нафтогазова галузь України. – 2013. –№6. – С. 33-37.

14. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects // Metallurgical and mining industry. – 2013. – №12. – P. 61-67

15. Тараєвський О.С. Аспекти моніторингу працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №4(45). – С. 43 – 47.

16. Тараєвський О.С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно – втомні характеристики зварного з'єднання магістральних трубопроводів.// Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – №2(32). – С. 66-74.

17. Тараєвський О.С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів.// Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем – 2012. – №31. – С. 46-53.

18. Тараєвський О.С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. // Вісник донбаської державної машинобудівної академії. – 2012. – №3(28). – С. 264-268.

19. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Особливості корозійно – втомного руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Фізико-хімічна механіка матеріалів. –2012. – Спец випуск №9 –С.653 – 661.

20. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №3(40). – С.27-32.

21. Тараєвський О.С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. . – 2011. – №3(36). – С. 43 – 47.

22. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно - втомні властивості.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2010. – Спец випуск №8.– С.655 – 660.

23. Тараєвський О.С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі // Нафтогазова енергетика. – 2008 –№3(8). – С.26-29.

24. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском.// Науковий вісник Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №1(17). – С.76-79.

25. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2008. – Спец випуск №7.– С.791 – 797.

26. Крижанівський Є.І. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. –№2(27). – С.97 – 100.

27. Грудз В.Я., Костів В.В., Тараєвський О.С., та ін. Технічна діагностика газотранспортних систем. – Івано – Франківськ: Лілея НВ,-2012.- 511с.

28. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу.// Матеріали міжнародної наук.-техн. конф. "Нафтогазова енергетика-2017". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 353 – 354.

29. Крижанівський Є.І., Кузьменко Е.Д., Тараєвський О.С., Багрій С.М. Диференціація аномалій природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно-наземних переходів. // Матеріали міжнародної наук.-практична. конф. "ЕКОГЕОФОРУМ- 2017. Актуальні проблеми та іновачії". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 287 – 288.

30. Тараевский О.С. Разработка электродов для сварки монтажных неповоротных стыков трубопроводов в трассовых условиях. // Материалы XI международной учебно-научно-практической конференции. “Трубопроводный транспорт – 2016”. –Уфа. Изд-во УГНТУ. – 2016. – С. 383 – 385.

31. Тараевский О.С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промышленных трубопроводов.// Материалы X международной учебно-научно-практической конференции, “Трубопроводный транспорт– 2015.” –Уфа.Изд-во УГНТУ. – 2015. – С.200–202.

32. Тараєвський О.С. Особливості руйнування несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов.// Міжнародна науково – технічна конференція «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи». – Івано – Франківськ. – 2014 – С. 215–216.

33. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов.// VIII Междунар. науч.-техн. конф.”Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”.– Новополюцк, ПГУ. – 2014. – С. 30 – 32.

34. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов.// Материалы IX международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт– 2013” – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2013. – С.135-137.

35. Тараєвський О.С. Особливості руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Міжнародна науково – технічна конференція «Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу». – Івано – Франківськ. – 2012. –С.123-124.

36. Тараевский О.С. Методы повышения механических свойств сварных металлоконструкций нефтегазовых объектов .// Международная –

нучно – практическая конференция «Трубопроводный транспорт -2012». – Уфа. – 2012. – С. 181-182.

37. Тараевский О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений. // VII междунар. науч.-техн. конф., «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта». – Новополоцк, ПГУ, 2011. – С. 181 – 182.

38. Тараєвський О.С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та сховищ // Матеріали науково-практичної конференції "Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопроводного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів для галузі". – Івано – Франківськ, видавництво ІФНТУНГ . –2010. –С.47-49

39. Tarayevski O.S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation.// XVIII Conferences “Technical sessions on welding” . – Madrid, Spain. – 2010. – P 28–32.

40. Тараєвський О.С., Тараєвський С.Й.Методика дослідження показників надійності магістральних газопроводів//Міжнародна науково – технічна конференція “Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи.” – Івано – Франківськ. –2009.– С. 136-137.

41. Тараєвський О.С. Структура енергетичних втрат у газовому потоці та вибір математичної моделі . //Міжнародна науково – технічна конференція молодих вчених «Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії». – Івано – Франківськ. – 2008 – С. 18-19.

42. Анализ причин разрушения и механизмов повреждаемости магистральных газопроводов из стали 17ГС / Ю. П. Сурков, О. М. Соколова, В. Г. Рыбалко Л. Ф. Малкова // Физ.-хим. механика материалов. - 1989. - № 5. - С. 96-100.

43. Андрейкив А.Е. Пространственные задачи теории трещин.– Киев:Наук.думка, 1982.–345 с.

44. Анненков Н.П., Анучкин М.П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения.– Труды ВНИИСТ,1974.–Вып. 30.
45. Банахевич Ю.В., Кичма А.О., Дзюбин А.Р. Напряжения в okolí дефектів матеріалу оболонкових конструкцій// Зб. наук. праць. – Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій.–Вип.5.– Львів:Каменярь, 2002.–С.311-315.
46. Бару Н.В., Кононов И.И., Сокольник М.Е. Радиопеленгаторы-дально-меры ближних гроз. - Л.: Гидрометеоиздат, 1976. - 146 с.
47. Беккер М.В., Ориняк І.В., Розгонюк В.В. Про необхідність удосконалення нормативно-технічної документації в розрахунках на міцність нафто- і газопроводів з дефектами// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–2004.–№3.(12).–С.116-119.
48. Білобран Б.С. Наукові основи оцінки напружено-деформованого стану магистральних трубопроводів з урахуванням пластичних деформацій: Автореф. дис. д-ра техн. наук: 05.15.13/ІФНТУНГ.–Івано-Франківськ, 2004.– 32с.
49. Бородавкин П.П., Бердин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов.- М.: Недра, 1987.–471с.
50. Бородавкин П.П., Таран В.Я. Трубопроводы в сложных условиях. - М.: Недра, 1968. - 346 с.
51. Будин А.Я. Прогноз времени оползневого смещения на основе учета реологических свойств горных пород. - В кн.: Современные методы прогноза оползневого процесса. - М.: Наука, 1981. - С. 85-95.
52. Будин А.Я. Тонкие подпорные стенки. - Л.: Стройиздат, 1974. - 192 с.
53. Булашевич Ю.П., Захарченко В.Ф. Потенциал естественно поляризованных тел эллипсоидной формы // Изв. АН СССР, сер. геогр. и геофиз., 1956. - № 10. С. 1174-1181.

54. Браун У., Сроули Дж. Испытания высокопрочных металлических материалов на вязкость разрушения при плоской деформации.–М.: Мир, 1972.–246с.
55. Васильченко Г.С. Кошелев П.Ф. Практическое применение механики разрушения для оценки прочности конструкций.–М.: Наука,– 1974.–148с.
56. ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – Київ: Держнафтогазпром, 2000. –57с.
57. Воробьев А. А. К вопросу инициирования землетрясений. В кн.: Электрическая аппаратура и электрическая изоляция. - М.: Энергия, 1970. - С. 494-500.
58. Воробьев А.А. О возможности электрических разрядов в недрах Земли//Геология и геофизика.- 1970. - № 12. - С. 3-13.
59. Воробьев А.А. Равновесие и преобразование видов энергии в недрах.— Томск: Изд-во ТГУ, 1980. – 211с.
60. Воробьев А. А. Тектоноэлектрические явления и возникновение естественного импульсного электромагнитного поля Земли. - ЕИМПЗ. Ч. П. ДСП в ВИНТИ №4297, 1979.- 149с.
61. Воробьев А.А., Евсеев В.Д., Запринский Д.А. Биосаваровское приближение при расчетах магнитных полей поляризованных эллипсоидов // Изв. ВУЗов. Физика.- 1974. -№ 5. - С. 72-77.
62. Вплив параметрів перекачування сірководневих газів на корозійну тривкість трубної сталі/ Є.І. Крижанівський, Ю.Д. Петрина, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина// Машинознавство. –2003.–№6.–С.24–26.
63. Вплив попереднього пластичного деформування на механічні характеристики сталі 17Г1С-У/ Крижанівський Є.І., Петрина Ю.Д., Рудко В.П., Онищук О.О.//Наукові нотатки ЛДТУ.-Луцьк.-2003.-Вип.13.-С.150-159.

64. ГОСТ 25.506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении.-М.: Изд-во стандартов, 1985.-62с.
65. Горский В.Г., Швецова-Шиловская Т.Н., Кирсанов В.В., Терещенко Г.Ф. Анализ аварийного риска и обеспечение безопасности химически опасных объектов // Химическая промышленность. - 2002. - № 4. - С. 1-14.
66. Гошовський С.В., Рудько Г.І., Преснер Б.М. Екологічна безпека техноприродних геосистем у зв'язку з катастрофічним розвитком геологічних проєктів. - К.: ЗАТ "Нічлава", 2002. - 624 с.
67. Дахнов В.Н. Промысловая геофизика. - М.: Гостехиздат, 1959. - 692 с.
68. Деньга В.С. Международный опыт использования методологии анализа риска в ядерной энергетике, химической промышленности и космической деятельности // Управление риском.- 1999. - №2.-С. 51-58.
69. Емельянова Е.П. Основные закономерности опозневых процессов. - М.:Недра, 1972.-307с.
70. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов.- М.:Недра.-1978.-254с.
71. Карпатські зсуви: деякі морфологічні характеристики та зв'язки їх з літологією / Кузьменко Е.Д., Блінов П. В., Климчук Л.М. та ін. // Геоінформатика. – 2004. - № 1. - С. 74-83.
72. Качинський А.Б. Розвиток проблеми ризику в Україні: теорія і практика // Стратегічна Панорама. - 2002. - № 4. - С. 18-25.
73. Киттель И. Введение в физику твердого тела. - М.: Госгортехиздат, 1957. -523с

74. Крижанівський Є.І., Гончарук М.І., Рудко В.П. Деформація металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні//Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.-2003.-№1(5).-С.31-34
75. Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Кінетика деформування сталі трубопроводу при низькочастотній втомі //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-2001.-№1.-С.62-67.
76. Крижанівський Є.І.,Рудко В.П, Саломатін В.М., Шкіца Л.Є. Прогнозування та попередження зсувів на гірських трасах газопроводів//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-2004.- №3.- С.5-9.
77. Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Низькочастотна корозійна втома сталі морських трубопроводів//Фіз.-хім. механіка матеріалів. Спец. випуск №3. Проблеми корозії і протикорозійного захисту матеріалів.-2002.- т.2.-С.794-797.
78. Крижанівський Є.І., Рудко В.П., Шацький І.П. Оцінка допустимих навантажень на трубопровід у зоні сповзання ґрунту// Фіз-хім. механіка матеріалів.-2004.-№4.-С.98-100.
79. Кузнецов В. В. Краткий анализ по отказам на трубопроводах труб большого диаметра // Повышение надежности труб большого диаметра магистральных газопроводов: Материалы конф.- Волжский, 1997.- С.28-29.
80. Кузнецов И.В., Саломатин В.Н., Матвеев В.Д. Закономерности деформирования пород при сдвиговой ползучести// Инженерная геология. - 1986. - № 1. - С. 59-64.
81. Леонов М.Я. Элементы теории хрупкого разрушения//Журн. прикл. механики и техн. физики.- 1962.-№3.-С85-92.
82. Леонов М.Я., Панасюк В.В. Развитие найдрібніших тріщин в твердому тілі// Прикладна механіка.- 1959.-5, №4.- С.391-401.

83. Матвеев В.Д. Устройство для исследования ползучести грунтов при сдвиге. А.с. № 877398 (СССР) Опубл. в Б.И., 1981. - № 40.

84. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки / Наказ №637 Міністерства праці та соціальної політики від 04.12.2002.

85. Методические рекомендации Государственного комитета СССР по стандартам: МР185-86. Расчеты и испытания на прочность. Методы испытаний на склонность к коррозионному растрескиванию сталей и сплавов в жидких средах.– Москва. –ВНИИНМАШ, 1986.–51с.

86. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т.-Киев:Наук. думка, 1988-1990.-т.4:Усталость и циклическая трещиностойкость конструкционных материалов/О.Н.Романив, С.Я.Ярема, Г.Н.Никифорчин и др.-1990.-680с.

87. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т.-Киев:Наук. думка, 1988-1990.–т.1:Основы механики разрушения материалов/В.В.Панасюк, А.Е.Андрейкив, В.З.Партон.-1988.-488с.

88. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т./ Под общей ред. Панасюка В.В.–Киев, Наукова думка, 1988.–Т.3: Характеристики кратковременной трещиностойкости материалов и методы их определения/ Ковчик С.Е., Морозов Е.М. – 436с.

89. Морские трубопроводы /Гореинов Ю.А., Федоров А.С., Васильев Г.Г. и др. - М.: Недра, 2001. - 131 с.

90. Мюллер Л. Инженерная геология. Механика скальных массивов. - М.:Мир, 1971. -255 с.

91. Никифорчин Г.М., Студент О.З. Створення банку даних корозійно-механічних пошкоджень об'єктів енергетики як складової європейської мережі оцінки довговічності електростанцій// Фіз.-хім механіка матеріалів.–2001.–Спец.випуск №2.–С.56-61.

92. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. – К.: Недра, 1982. – 384 с.
93. Галиуллин З.Т., Карпов С.В., Королев М.И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН. // Девятая международная деловая встреча «Диагностика – 99» (г.Сочи, апрель 1999 г.). М.: ИРЦ Газпром, 1999. –С.11-23.
94. Забела К.А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. – М.:Недра, 1986. – 170с.
95. Зайнуллин Р.С. Определение остаточного ресурса труб с трещиноподобными дефектами при коррозионном износе./ Уфимский нефтяной институт. – С.12-15.
96. Расчёты и испытания на прочность. Методы испытаний на многоцикловую усталость деталей машин, элементов конструкций и полуфабрикатов. МР 55.
97. Деклараційний патент України на корисну модель № 5396 МПК (2006) 601 №3/00. Процес визначення залишкового ресурсу нафтогазопроводів та збільшення нормативного терміну їх експлуатації. Івасів В.М., Говдяк Р.М., Івченко О.Г., Лопушанський А.Я., Кравець О.А., Дрогомирецький М.М., Василюк В.М., Ільницький Р.М., Артим В.І. – Опубл. 17.05.2006, Бюл. №6.
98. Бойс М. Турбомашиностоеение в следующем тысячелетии // Газотурбинные технологии, сентябрь – октябрь 2000, № 5. –с. 2-8.
99. Степанов А.В., Кухарь В.П. Достижения энергетики и защита окружающей среды. – К.: Наукова думка, 2004. – 205 с.
100. Воробьев И.В., Тодорович Е.Г. Реабилитация ТЭС и ТЭЦ : пути, эффективность. – К.: Энергетика и электрификация, 2000. -243с.
101. Христич В.А., Лабинов С.Д. Эффективность применения цикла с промежуточной регенерацией для энергетических и транспортных

газотурбинных установок // Изв. Вузов. Сер. Энергетика, 1964, №8. – С.46-52.

102. Матвеев В.Т. Глубокая утилизация теплоты в газотурбинных двигателях с турбиной перерасширения// Пром. Теплотехника, 1997, т.19, №4-5. – с. 81-85.

103. Ольховский Г.Г. Тепловые испытания газотурбинных установок. – М.: Энергия, 1971. -409с.

104. Щуровский В.А., Проклов И.А., Корнеев В.И., Кузнецов В.А. Технические решения по реконструкции и переоснащению газотурбинных компрессорных цехов. Серия: транспорт и подземное хранение газа. – М.:ВНИИЭгазпром, 1990. – 50с.

105. Vesely S./Prezentace firmy EKOL. – Brno: EKOL, 2004. – 169 p.

106. Говдяк Р.М., Шелковский Б.И., Любчик Г.М., Варламов Г.Б. Актуальные проблемы модернизации газотурбинных газоперекачивающих агрегатов // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2003, №5. – С.66-72.

107. Макар Р.М., Шелковский Б.И., Любчик Г.Н., Христич В.А. Энергосбережение и теплоснабжение на объектах транспорта газа // Пром. Теплотехника, т.14, №1-3, 1992. – С.51 -57.

108. Морозов О.В. Горелочные устройства котлов – утилизаторов ПГУ // Энергохозяйство за рубежом, 1986, №5. – С.13-15.

109. Любчик Г.Н., Говдяк Р.М., Миколин Г.А., Шелковский Б.И., Зарицкий А.А. Экологический аудит газогорелочных устройств на основе применения метода базовых характеристик эмиссии NO_x и CO // Экотехнологии и ресурсосбережение. - 2007. – №4. - С.44-47.

110. Деклараційний патент на корисну модель №8303. Дикий М.О., Говдяк Р.М., Уваричев О.М., Чабанович Л.Б., Шелковский Б.І. Газопаротурбінна установка. Бюл. №7, 15.07.2005 р.

111. Деклараційний патент на корисну модель №8304. Дикий М.О., Говдяк Р.М., Уваричев О.М., Чабанович Л.Б., Шелковский Б.І. Спосіб

збільшення кількості робочого тіла в циклі енергоустановки газопаротурбінного приводу газоперекачувального агрегату при температурах навколишнього середовища, вищих за розрахункові. Бюл. №7, 15.07.2005 р.

112. Деклараційний патент на корисну модель №14877. Говдяк Р.М., Пужайло А.Ф., Чабанович Л.Б., Шелковский Б.І. Газоперекачувальна компресорна станція магістрального газопроводу. Бюл. №5, 15.05.2006р.

113. Семчук Я.М., Кривенко Г.М., Гораль Л.Т., Говдяк Р.М. Технічний та екологічний ризику при експлуатації магістральних нафтопроводів//Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- Івано-Франківськ.- 2001.- №1.-С.68-70.

114. Сергеева Т. К. Металлургические концепции диагностики состояния газопроводов на участках повышенного риска стресс-коррозии // Материалы II-го Международ. конгр. "Защита-95".- М.,1995.-С.14.

115. Сигер У. Х. Покрyтия и катодная защита трубопроводов в условиях холодного климата //Тез. докл. 1-го сов.-амер. симп. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С. 14-15.

116. Скубин В. К. Антикоррозионные покрытия как средство предотвращения стресс-коррозии // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпози. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990.- С. 20-21.

117. Слободян З.В., Никифорчин Г.М., Петрущак О.І. Корозійна тривкість трубної сталі у нафтоводних середовищах// Фіз.-хім. механіка матеріалів.– 2002.–№3.–С.93-96.

118. Стеклов О.И. Прочность сварных конструкций в агрессивных средах.- М.: Машиностроение.-1976.- 200с.

119. Тиндин Л.Т. К вопросу о механизме коррозии металлов в углеводородах//Докл. АН СССР, 1950.–№2, т.71.– С.357.

120. Трощенко В.Г., Покровский В.В., Прокопенко А.В. Трещиностойкость металлов при циклическом нагружении.– Киев:Наук.думка,1987.–256с.

121. Трубопровідний транспорт газу/М.П.Ковалко, В.Я Грудз, В.Б.Михалків та ін.-Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002.- 600с.

122. Улиг Г. Г., Ревы Р. У. Коррозия и борьба с ней. - Л.: Химия, 1986. - 280с.

123. Фесслер Р. Р. Практические аспекты коррозионного растрескивания под напряжением трубопроводов и возможные технические решения // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С. 10-11.

124. Форд Ф. П. Коррозионное растрескивание под напряжением сплавов на основе железа в водных средах // Охрупчивание конструкционных сталей и сплавов/ Пер.с англ.Под ред. К.Л.Брайента, С.К.Бенерджи. - М.:Металлургия, 1988. - С. 218-258.

125. Чабуркин В.Ф. Анализ отказов и выбор методов диагностики нефте- газопроводов // Материалы II-го Междунар. конгр. "Защита-95". - М., 1995. - С. 10.

126. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения.– М.:Наука,1974.–640с.

127. Чернов В.Ю., Макаренко В.Д. Крижанівський Є.І., Шлапак Л.С. Про причини корозійних руйнувань промислових трубопроводів//Фіз.-хім. механіка матеріалів.– 2002. №6.–С.93-95.

128. Чернов В.Ю. Науково-прикладні основи забезпечення експлуатаційної надійності промислових трубопроводів при низьких температурах. Автореф. дис. д-ра техн. наук:05.15.13/Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.- Івано-Франківськ,2003.– 32с.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ ОЦІНКИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

Сучасна теорія міцності і руйнування металів, незважаючи на великі досягнення в галузі дослідження дислокацій, ще не стала інженерної наукою, оскільки при розрахунках неможливо враховувати одночасно безліч факторів, що призводять до руйнування.

У реальних металах кристалічна решітка може бути бездефектною лише в дуже обмежених обсягах у блоках, лінійні розміри яких близько $10^2 - 10^4$ А. Наявність дефектів у кристалічній решітці і, в першу чергу, дислокацій значно знижує міцність реального металу, робить її залежною від кількості дислокацій в одиниці об'єму (їх щільності), від структури їх скупчення [1- 30].

2.1 Аналіз механізмів зародження тріщин в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантажень

Об'єктивна оцінка працездатності будь-якої конструкції, у тому числі трубопроводу, можлива тільки на базі всебічного обліку та моделювання в випробуваному зразку реальних умов експлуатації та особливостей процесу руйнування конструкції. Тому збір та узагальнення матеріалів про характерні ознаки катастрофічних руйнувань трубопроводів та інших листових конструкцій набуває величезного значення: це не тільки інформаційні відомості, але й фундаментальна база для теоретичних методів оцінки надійності споруд в екстремальних умовах експлуатації.

З руйнуванням деталей, машин і конструкцій накопичений багатий інформаційний матеріал. Виникла нова галузь науки про міцність матеріалів і конструкцій - механіка руйнування, яка вирішує на практиці багато питань

забезпечення надійності машин і металевих конструкцій.

Результати аналізу відмов свідчать про те, що однією з основних причин пошкоджень підземних трубопроводів є вплив зовнішніх сил, що приводять до утворення поверхневих вм'ятин, тріщин, розривів у зварних швах і по тілу труби. Якщо значні механічні пошкодження, що виникають у період будівництва трубопроводів, можуть бути виявлені і усунені в результаті гідравлічного опресування трубопроводу, то пошкодження, що виникають після гідравлічного опресування і обумовлені впливом зовнішніх сил, можуть стати причиною розриву трубопроводу не тільки безпосередньо в момент його пошкодження, але також через якийсь проміжок часу, тривалість якого залежить від характеру пошкодження і ступеня навантаження трубопроводу.

Найбільш поширені пошкодження, що виникають в результаті проведення ремонтних або будівельних робіт, знаходяться в безпосередній близькості від діючого трубопроводу; вони відносяться до числа потенційно найбільш небезпечних. Необхідно вчасно оцінювати небезпеку таких пошкоджень і можливість подальшої експлуатації пошкодженої ділянки трубопроводу. Через зовнішні впливи, на вітчизняних трубопроводах відбувається більш 5% аварій від загального їх числа, а по нанесенні збитку вони займають перше місце.

Часто підземні трубопроводи піддаються зовнішньому впливу від наїздів на них важкої техніки, при цьому дефектами на тілі труби є тріщини, вм'ятини або пориви. Заповнення простору між трубопроводом і стінками траншеї, а також під трубопроводом м'яким ґрунтом з подальшим його ущільненням значно підвищує опір трубопроводу таких зовнішніх навантажень.

В результаті ввели нормативні вимоги до сталі по ударній в'язкості, за величиною якої встановлюється перехідна температура, при якій відбувається зміна характеру руйнування. Починають розвиватися підходи

до оцінки тріщиностійкості матеріалів з позицій допустимості критичних розмірів тріщин, оскільки стає очевидним, що на сучасному етапі виробництва конструкцій неможливо повністю виключити наявність тріщин або потенційних їх джерел.

Внаслідок вжитих заходів по поліпшенню якості сталі за рахунок стабільності хімічного складу, способів виплавки, підвищення в'язкості і ряду інших заходів число руйнувань значно скоротилося [27-62].

Проте використання сталей підвищеної якості не дозволило повністю виключити руйнування. Автори робіт приходять до висновку про необхідність проведення подальших досліджень з вишукування нових шляхів підвищення тріщиностійкості сталей і встановленню відповідних критеріїв, що дозволяють вести оцінку працездатності конструкцій на кількісній основі.

Проведений аналіз даних матеріалів з руйнувань різних конструкцій дозволяє повніше розкрити фізичні процеси та причини аварій трубопроводів. Статистичні дані по аваріях трубопроводів мають досить умовну розбивку з причин їх виникнення, оскільки в основному фіксуються тільки причини, що мають явні ознаки безпосередньо на трубопроводі (тріщини, розшарування, корозія, механічні пошкодження та ін.) Абсолютно відсутня класифікація руйнувань трубопроводів по їх фізичній природі.

На стадії будівництва і здачі в експлуатацію трубопроводи піддаються випробуванням на герметичність і міцність. В результаті гідравлічних або пневматичних випробувань відбраковуються дефектні труби і окремі вузли трубопроводу.

Основними причинами відмов трубопроводів в процесі передпускових випробувань є дефекти труб заводського походження (тріщини, розшарування в металі, низькі властивості металу і зварного з'єднання тощо) і дефекти трубопроводу, що виникають при будівельно-

монтажних роботах (дефекти в кільцевому шві, механічні пошкодження - задираки, вм'ятини, ризики та ін.).

Частота відмов трубопроводів в загальному випадку зберігалася на одному рівні від 7,5 до 10,9 випадків на 1000 км за аналізований тридцятирічний період з 1957 по 1987 роки будівництва.

Слід зазначити, що при гідравлічних випробуваннях руйнування трубопроводів відбувається на відносно невелику довжину, не перевищує, як правило, довжину однієї труби (не більше 12 м). При пневмовипробуванні трубопроводів повітрям або газом протяжність руйнування коливається від декількох метрів (5 - 10 м) до декількох сотень метрів.

Друга група відмов трубопроводів по походженню - це руйнування магістралей при їх експлуатації (рис.2.1). Аварії трубопроводів в умовах експлуатації відбуваються в основному через корозію металу (33 - 50%), дефектів будівельного походження (механічні пошкодження, дефекти кільцевого шва), дефектів заводського шва, порушення правил експлуатації, несправності обладнання та інших.

Статистичні дані по руйнуваннях газопроводів і нафтопроводів, за десятирічний період (2010-2015 роки), свідчать про досить велике число відмов. Щорічно відбувалося більше 220 руйнувань трубопроводів. При цьому число аварій на нафтопроводах значно більше ніж на газопровадах.

Численні руйнування трубопроводів характерні не тільки для вітчизняних магістралей, вони досить часто відбуваються на трубопроводах, що експлуатуються в інших країнах. За даними Американського управління з безпеки тільки за один рік на американських газопровадах зафіксовано 394 аварії, а на нафтопроводах сталося 255 руйнувань [31]. Основними причинами руйнувань американських трубопроводів є ті ж причини, які характерні для вітчизняних систем.

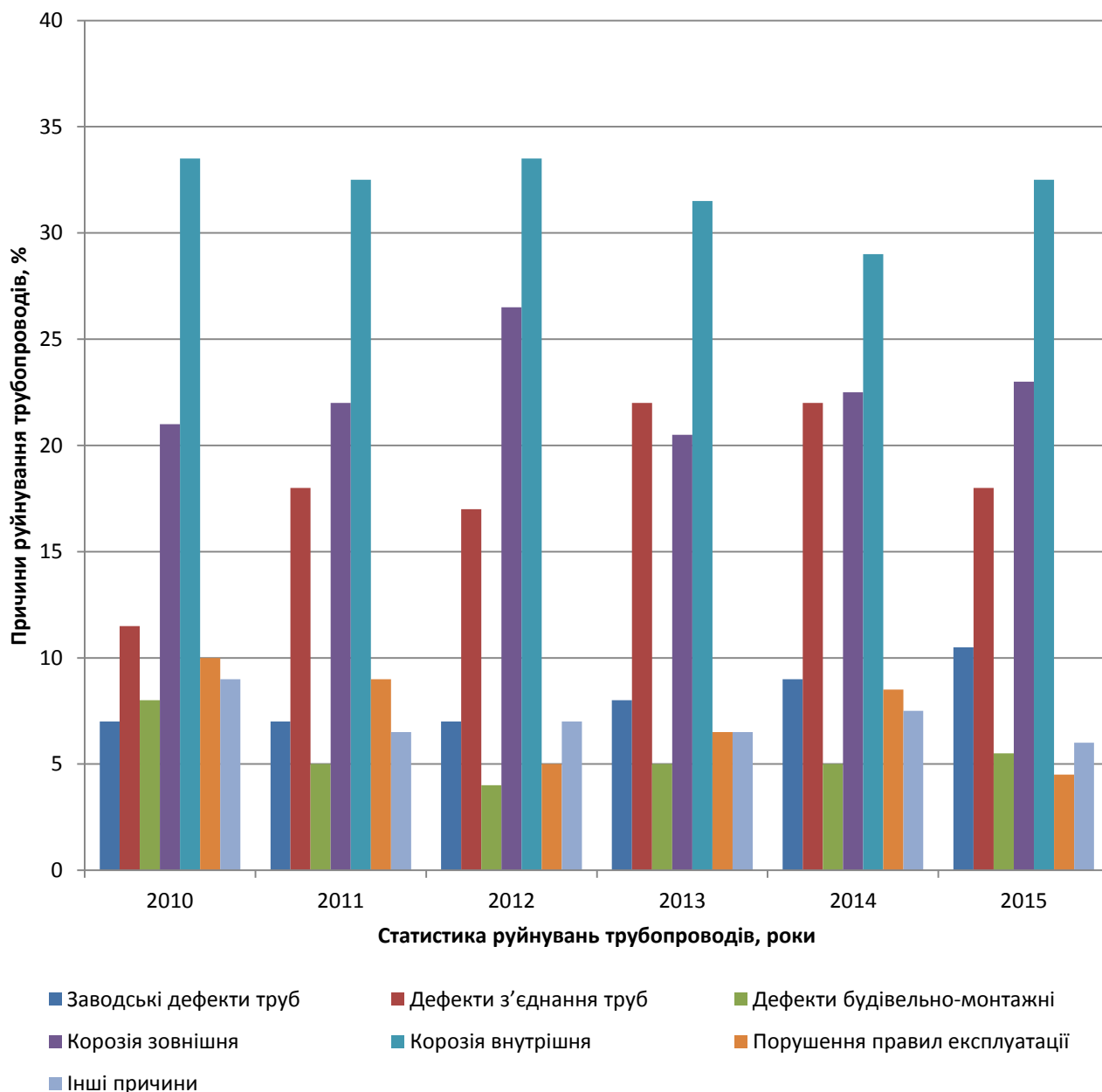


Рисунок 2.1 – Статистика руйнування трубопроводів протягом 2010-2015 років

Осередок руйнування в трубопроводах може виникати на кінцевих ділянках або в інших зонах труби (основний метал, зварне з'єднання), на кільцевому монтажному шві та в зоні перетину монтажного і заводського швів. Зазвичай в осередку руйнування є різного роду дефекти, які і служать джерелом початку процесу локального деформування стінки з наступним наскрізним утворенням тріщини або розкриття кромки з

подальшим високошвидкісним розповсюдженням тріщини. За рідкісним виключенням в осередку руйнування може бути відсутнім який-небудь дефект. Осередок руйнування довжиною 100 мм виник в зварному поздовжньому шві трубопроводу розміром 1220 x 11 мм з сталі 14Г2САФ в процесі передпускових випробувань газом з тиском 6,1 МПа. В осередку руйнування сталося локальне випинання стінки труб і в зламі не виявлено ніяких видимих дефектів. До осередку руйнування з обох сторін примикає характерний злам, що показує напрямок поширення тріщини від осередку. Відмінною особливістю руйнувань даних трубопроводів є ще й те, що поряд з поширенням поздовжньої тріщини виникали тріщини, перпендикулярні поздовжній, тобто з поширенням в окружному напрямку. Довжина поперечних тріщин в окремих випадках сягала 300 - 500 мм. На даних трубопроводах при передпускових випробуваннях сталося понад 10 випадків подібних руйнувань. Основна причина таких руйнувань, як показали спеціальні дослідження, - це відносно невисокий рівень тріщиностійкості основного металу і зварного з'єднання. Низька якість даних труб було прогнозована на початковому етапі освоєння їх виробництва. Тоді ж були видані рекомендації про недоцільність використання труб для магістральних газопроводів. Надалі промисловий випуск зварних труб із сталі 14Г2САФ був припинений.

Руйнування газопроводів по протяжності умовно поділяють на локальні (обмеженої довжини) і лавинні (необмеженої довжини). Однак чіткої класифікації за визначенням, що розуміти під локальним і лавинним руйнуванням, ні серед фахівців, ні в нормативній документації поки не існує. За твердженням деяких вчених [26, 59], під локальним руйнуванням розуміється руйнування газопроводу, що супроводжується в'язким характером зламу, а лавинне - це руйнування з крихким зломом. Відзначається, що в'язке руйнування спостерігається в діапазоні швидкостей тріщини від 80 до 400 м/с, а лавинне поширення тріщини

відбувається при швидкостях, що перевищують швидкість декомпресії газу (400 м/с). В цих умовах основним джерелом руйнації є потенційна енергія стисненого газу, а при лавинному руйнуванні - енергія пружної деформації, накопичена в стінці газопроводу.

Проте така класифікація руйнувань газопроводів по протяжності в залежності від характеру зламу (в'язкий або крихкий), мабуть, не зовсім обґрунтована. Є численні дані [20, 33, 34, 67], які свідчать, що при крихкому руйнуванні (кристалічний злам) спостерігаються пластичні деформації в гирлі тріщини від 4 до 25% [5, 34]. У загальному випадку, як зазначається в роботах [66-87], метали не можна віднести до ідеально крихких матеріалів. Їх руйнування завжди супроводжується пластичними деформаціями як на субмікроскопічному, так і на макроскопічному рівні. Мабуть, справа полягає тільки в диференційованому підході до визначення абсолютних величин пластичних деформацій. Слід розрізняти мікродеформації, які практично неможливо заміряти простими вимірами, і макродеформації - доступні для вимірювання звичайними інструментальними приладами.

Тому в рамках цієї роботи прийнято називати локальними руйнуваннями газопроводів руйнування, в яких швидкість поширення тріщини (незалежно від виду зламу) не перевищує 400 м / с, а лавинними руйнуваннями - руйнування, коли швидкість тріщини перевищує 400 м / с. Тим більше, що швидкість тріщини, як буде показано в подальших розділах, є параметром, пов'язаним з властивостями матеріалу труб.

Швидкість розповсюдження тріщини по газопроводу визначає довжину руйнування. Типове лавинне руйнування магістрального газопроводу представлено на рисунку 2.2. Максимальна довжина лавинних руйнувань в газопроводах, що експлуатуються в нашій країні, зареєстрована близько 2,4 км [46], а за кордоном - до 5 км. Слід зазначити, що подібні руйнування газопроводів не є масовими, а відносяться до

одиночних випадкових руйнувань. Успішно експлуатуються на робочий тиск 7,5 МПа надпотужні газопроводи діаметром 1420 мм із загальною довжиною понад 20 тис. км. На цих газопроводах були окремі локальні руйнування, але лавинних руйнувань не було.



Рисунок 2.2 - Лавинне руйнування магістрального газопровода УПУ із сталі 17Г1С, довжина руйнування складає 373 м

Аналіз статистичних даних локальних руйнувань газопроводів (табл. 2.1) дозволив встановити ряд характерних факторів, які можна буде використовувати при проведенні технічних експертиз аварій.

Результати полігонних випробувань газопроводів, дозволили отримати залежність довжини локальних руйнувань газопроводу діаметром 1070 мм з товщиною 9,5 і 15 мм зі сталі Х65 від величини випробуваного тиску (рис. 2.3). При цих випробуваннях фіксувалася швидкість поширення тріщини, яка була у всіх випадках нижче 400 м/с. Спостерігається досить стійкий зв'язок між довжиною руйнування і величиною випробувального руйнівного тиску, що дозволяє використовувати дану залежність для класифікації руйнувань газопроводів по протяжності.

Таблиця 2.1 - Відомості локальних руйнувань газопроводів в залежності від їх діаметрів

Номер відділа	Діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Кількість руйнувань	Марка сталі	Межі руйнуючого тиску, МПа	Межі довжини руйнування, м	Середня довжина руйнувань, м
1	530	9 7,5	6 1	09Г2С 17ГС	3,6-7,95 5,0	2-40 10,45	16,45
2	720	7,5 8,0 11	14 14 1	17ГС 14ХГС 17ГС, 19Г 17ГС	4,3 – 5,8 2,9 – 5,2 8,0	3-36 8-46,6 22	20,8
3	820	9	17	19Г	3,7 – 5,7	3,5-73	24,7
4	820	9 10 11	3 1 4	17Г1С, 17Г2СФ 17Г1С- 15ГСТ 15Г2С	4,0 – 5,3 5,2 3,3 – 5,3	5,3-100 40 0,5-32	38,3
5	1070	9,5 15	4 2	Х65 Х60	4,5-8,7 6,5-9,4	17,3-48 30-51,8	37,7
6	1220	10,5 12 12,5 14	1 2 2 2	17Г1С 17Г1С 17Г1С 17Г1С	5,9 4,7-5,4 5-5,1 4,55	8 25 - 67,8 20-40 42-75	47,1
7	1420	15,7	4	Х70	6,5-8,25	12-67	65

Наприклад, в газопроводі діаметром 1020 або 1220 мм, близькому за розміром до фактичного внутрішнього діаметра розміром 1070 мм, довжина руйнування не перевищила 60 м. Таке руйнування можна віднести до локальних зі швидкістю тріщини нижче 400 м/с, а при довжині руйнування більше 60 м - до лавинного руйнування зі швидкістю тріщини понад 400 м / с. Така класифікація руйнувань газопроводів по протяжності підтверджується статистичними даними руйнувань реальних газопроводів (табл. 2.1), які представлені на графічній залежностях (рис.2.3-2.4).

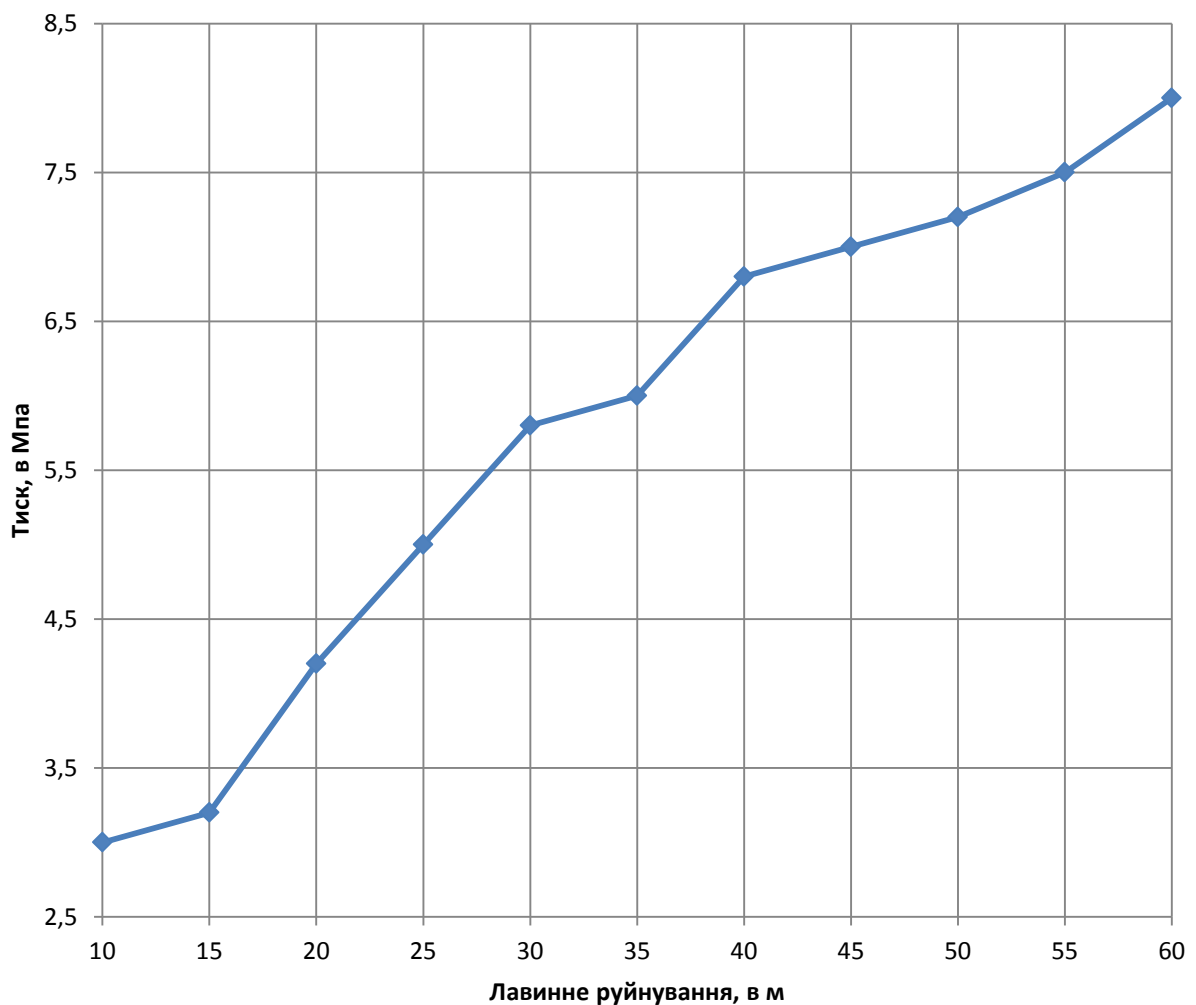


Рисунок 2.3 - Зміна протяжності руйнування газопроводів в залежності від робочого тиску в газопроводі

Довжина руйнувань на графіку наносилася за середнім значенням для кожного діаметра газопроводу. Є цілком задовільний зв'язок між довжиною руйнування газопроводу і його діаметром при фіксованій величині руйнівного тиску від 2,9 до 8,25 МПа, тобто в тому ж діапазоні тисків, при якому випробовується діючий газопровід діаметром 1220 мм. Даний графік можна рекомендувати для аналізу руйнувань газопроводів по протяжності. У разі аварії газопроводу з параметрами руйнування (діаметр і довжина руйнування), розташованими на графіку в області вище кривої, слід класифікувати руйнування по протяжності як локальне, а якщо параметри руйнування лежать в області знизу, - класифікувати його як лавинне.

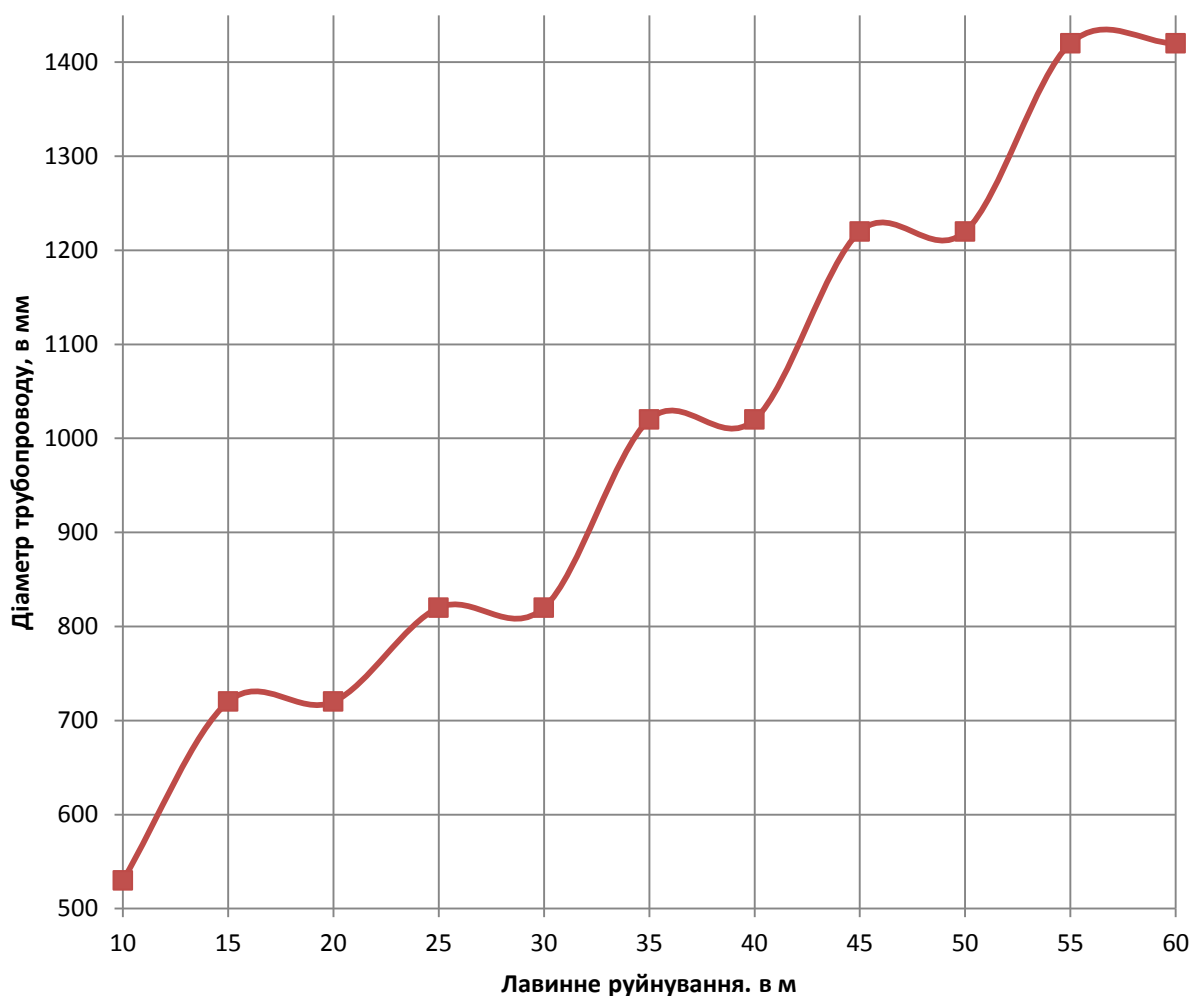


Рисунок 2.4 - Зміна протяжності руйнування газопроводів в залежності від діаметра трубопроводу

При експлуатації металевих конструкцій в умовах природних температур навколишнього середовища встановлено, що однією з основних причин руйнувань конструкцій є зниження температури.

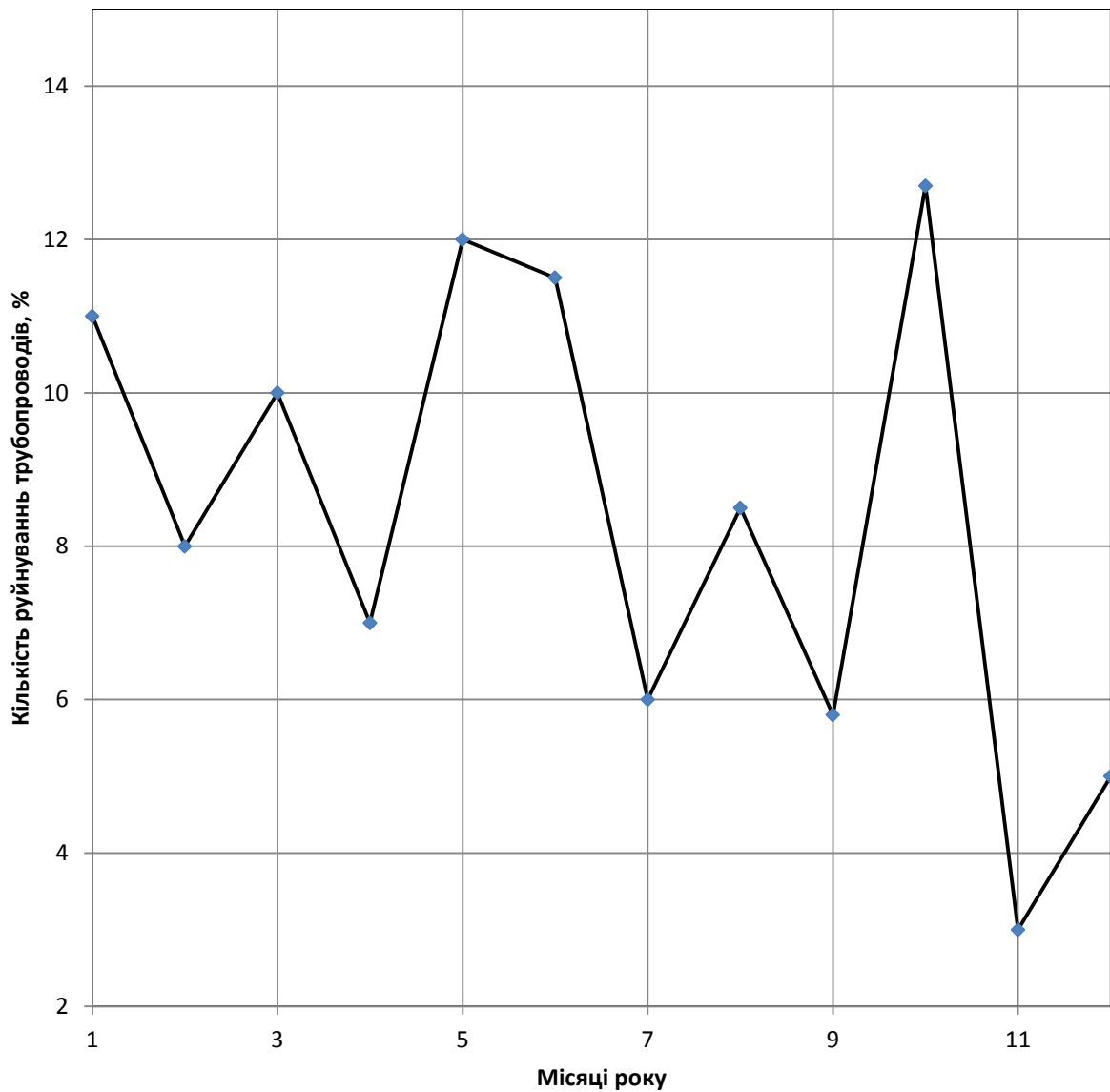


Рисунок 2.5 - Розподіл кількості руйнувань газопроводів підземної прокладки за порами року

Проведений аналіз руйнувань газопроводів свідчить, що зниження температури навколишнього середовища практично не впливає на руйнування газопроводів підземної прокладки. Про це можуть свідчити дані з розподілу числа відмов газопроводів від пори року, наведені на рис. 2.5.

Протягом року число руйнувань рівномірно розподілено по місяцях і порах року. Середньомісячне число руйнувань газопроводів за зимовий період становить – 8% від загального числа відмов за контрольований період, за весняний період – 9,7%, за літній період – 8,7% і за осінній період – 7%. Ці результати повністю узгоджуються з даними по розподілу відмов газопроводів підземної прокладки.

Як показав досвід експлуатації, кільцеві стики трубопроводів часто ускладнені зміщенням кромки їх торців, допустима величина яких нормована СНиП 2.05.06.85 «Магістральні трубопроводи» і становить 20% від товщини стінок зварюваних елементів, але не більше 3 мм в цілому. Фактично, незважаючи на 100%-ний візуальний і радіографічний контроль, значна частина таких зсувів перевищує допустимі значення, залишаючись невиявленими протягом тривалих термінів експлуатації. Виявлення таких дефектів вимагає негайної їх заміни на бездефектний шов.

У той же час, як показують обстеження, виявлені дефекти є переважно наслідком порушення підбору труб по товщині стінок, що ускладнює центрування торців при зварюванні і є причиною перерозподілу напружено-деформованого стану в зварних стиках. Рівень напружено-деформованого стану являє собою основний нормований критерій, що визначає експлуатаційну надійність зварного стику, ускладненого дефектом зміщення кромки. Представлена в цьому розділі методика дозволяє обчислити допустиме зміщення кромки для розглянутого зварного шва з урахуванням реально діючого в його перетині напружено-деформаційного силового поля і прийняти науково-обґрунтовані рішення про пріоритети заміни дефектних швів, методи їх посилення або подовження терміну експлуатації. Стендові та механічні випробування відбракованих кільцевих стиків на внутрішній тиск і міцність при розтягуванні свідчать про повну спроможність розрахункових положень розробленої методики по оцінці надійності зварних стиків зі зміщенням кромки. Це дозволяє використовувати розглянуту методику як

метод управління експлуатаційною надійністю магістральних газопроводів в цілому.

На підставі наведених статистичних даних по відмовах газопроводів в різні пори року можна стверджувати, що зниження кліматичної температури не є переважаючим фактором збільшення числа поздовжніх руйнувань трубопроводів.

Однак зміна температурного режиму навколишнього середовища протягом року істотно впливає на число відмов трубопроводів через руйнування поперечних зварних стиків. В роботі [18-62] аналізуються 190 відмов трубопроводів по поперечним стикам за шість років експлуатації і задається, що основна маса руйнувань поперечних стиків припадає на зимові місяці експлуатації. До аналогічних результатів приходять автор роботи [58-64], який аналізує 34 випадки руйнувань поперечних стиків на розподільчих газопроводах. Однією з основних причин руйнувань поперечних стиків трубопроводів є поздовжні розтягуючі напруження через перепад температур протягом року. На рівень поздовжніх розтягуючих напружень від температурних деформацій додатково накладаються залишкові зварювальні напруження в трубопроводі, які обумовлюють накопичення пластичних деформацій в неякісно виконаних поперечних стиках і можуть викликати їх руйнування.

2.2 Циклічна та статична тріщиностійкість металу труб тривало експлуатованих магістральних трубопроводів

Методи розрахунку трубопроводів на міцність, що базуються на визначенні допустимої величини максимального тиску з урахуванням механічних властивостей металу, розмірів труби та рівномірного розподілу напруження у стінці, дозволяють у першому наближенні забезпечити опірність металу труб розвиненим пластичним деформаціям на початковій стадії експлуатації. Однак, такий підхід, що не враховує, деформаційного старіння не гарантує нормальну експлуатацію газопроводів. По мірі зростання робочого тиску, діаметра труб, збільшення терміну служби газопроводу збільшується схильність металу до крихкого руйнування. Такі руйнування можуть відбуватися навіть при нормальних значеннях кільцевих напруження, що становлять 30%–50% від границі текучості, тобто в пружній області роботи металу трубопроводу.

Використання ударної в'язкості як основної характеристики тріщиностійкості металу труб ще не гарантує безаварійну роботу трубопроводів. Окрім того, дана проблема ускладнюється ще й тим, що багато газопроводів експлуатуються протягом тривалого часу (20, 30 і більше років), унаслідок чого на стінках газопроводів з'являються різного роду дефекти, ушкодження типу утомних тріщин, корозії, окрихчених у результаті деформаційного старіння і т.д.

У даній роботі тріщиностійкість металу труб газопроводів розглядається з урахуванням його окрихчення в результаті тривалої експлуатації. Процес руйнування газопроводів характеризується стадіями зародження тріщини, повільного її розвитку до критичних розмірів і поширення тріщини з максимальною швидкістю.

Початкова стадія (зародження тріщини) є найбільш відповідальною, оскільки її запобігання може виключити руйнування труби взагалі. Однак

практичні дії (наприклад, гідровипробовування або термообробка) по виключенню стадії зародження тріщини не завжди виявляються технічно ефективними або виправданими з економічної точки зору.

Безліч різних форм і розмірів дефектів на стінках труб утруднюють здійснення кількісної оцінки стадії зародження тріщини. Завдання ускладнюється ще й тим, що математичний опис умов переходу в тріщину дефекту трубних сталей навіть із заданими формою й розмірами практично відсутній. До цього варто додати, що сучасні технічні засоби контролю не дозволяють забезпечити повне виявлення дефектів на стінках труб при їхньому виготовленні.

Відповідно до методу Ірвіна нестабільний ріст тріщини характеризується критичним значенням параметра інтенсивності напруження біля вершини тріщини (K_{I0}), що визначає опірність металу поширенню тріщини, тобто тріщиностійкість. Оцінка тріщиностійкості металу зводиться до розробки методики визначення K_{I0} , заснованої на положеннях лінійної механіки руйнування. Лінійна механіка руйнування у вигляді коефіцієнта інтенсивності напруження об'єднує такі важливі характеристики металу, як критичне напруження й довжина тріщини. На відміну від загальноприйнятих інтегральних характеристик міцності (σ_s і σ_T) і пластичності (δ і ψ) критерії лінійної механіки руйнування дозволяють оцінювати локальні властивості металу труб (K_{I0}) біля вершини тріщини та враховувати вид напруженого стану. Тому методи визначення K_{I0} стандартизовані [56-68]. Однак методи оцінки K_{I0} досить трудомісткі, особливо для трубних сталей. Дотепер відсутні надійні експериментальні дані K_{I0} для цих сталей, оскільки для визначення параметра K_{I0} потрібні випробування зразків великих розмірів.

Для визначення тріщиностійкості трубних сталей необхідно встановити надійний зв'язок між критичним коефіцієнтом інтенсивності напруження і параметрами окрихчення, зумовленими традиційними (стандартними)

методами випробування гладких зразків і зразків із тріщинами в лабораторних умовах.

Відомо, що руйнування трубопроводів у процесі експлуатації пов'язане з циклічним навантаженням металу труб, тому що тільки циклічне руйнування чутливе до концентраторів напружень (дефектів) і тільки циклічне навантаження приведе до втоми й деформаційного старіння трубної сталі. Тому велике значення має теоретичне й практичне дослідження циклічної тріщиностійкості. Циклічна тріщиностійкість визначається формулами Періса-Махутова [74-83]:

$$\frac{dl}{dN} = C_{\sigma} (\Delta K)^{n_{\sigma}}; \quad (2.1)$$

$$\frac{dl}{dN} = C_e (\Delta K)^{n_e},$$

де l – довжина тріщини; N – число циклів навантаження; C – коефіцієнт міцності; ΔK – коефіцієнт інтенсивності напруження; n – коефіцієнт деформаційного зміцнення; σ, e – індекси, що вказують на обчислення по напруженні й деформації.

Для двох довільно обраних точок проводяться дотичні до кривої, і визначаються значення A_1 й A_2 :

$$A_1 = \left. \frac{dl}{dN} \right|_{l=l_1} = tg\beta_1; \quad (2.2)$$

$$A_2 = \left. \frac{dl}{dN} \right|_{l=l_2} = tg\beta_2.$$

Параметри циклічної тріщиностійкості металу досліджуваних труб визначаються за формулами.

$$n = \frac{\ln(A_1 / A_2)}{\ln(\Delta K_1 / \Delta K_2)}; \quad (2.3)$$

$$C = \frac{A_1}{(\Delta K_1)^n} = \frac{A_2}{(\Delta K_2)^n}. \quad (2.4)$$

Значення ΔK_1 і ΔK_2 визначаються формулою

$$\Delta K = \rho \sqrt{\pi l} \left[1,12 + 0,23 \left(\frac{l}{L} \right) + 10,55 \left(\frac{l}{L} \right)^2 - 21,72 \left(\frac{l}{L} \right)^3 + 30,39 \left(\frac{l}{L} \right)^4 \right] \quad (2.5)$$

Відносна похибка якої не перевищує 0,5 % при $0 \leq l/L \leq 0,15$, де L – ширина зразка; l – глибина надрізу плюс довжина тріщини.

l/L	0	0,5	0,10	0,15
$K / (\rho \sqrt{\pi l})$	1,12	1,14	1,19	1,26

Наведені необхідні значення $K / (\rho \sqrt{\pi l})$ були отримані методом сингулярних інтегральних рівнянь СІУ.

Ці результати також можна застосовувати при розтягуванні зразків силами F , що діють уздовж середньої лінії смуги (при цьому $P = F/L$). При розтягуванні смужки з ексцентриситетом значення коефіцієнта інтенсивності напруження можна отримати шляхом суперпозиції результатів для осьового розтягування й "чистого" згину.

Отримані значення параметрів n , C , ΔK підставляються в формулу (2.1) і визначається циклічна тріщиностійкість металу труб газопроводів.

Проведені оціночні розрахунки показують, що за наявності однакових концентраторів на зразках свіжих (неексплуатованих) і зістарених (довгостроково експлуатованих) труб і при середньому значенні коефіцієнта C для трубних сталей ($C \approx 0,15 \cdot 10^{-10}$) величина n змінюється з часом

експлуатації газопроводів: для 17ГС за 28 років від 3,35 до 3,70 і для 14ХГС за 24 роки від 3,0 до 3,65.

Виходячи з цього, при тривалій експлуатації газопроводів відбувається зменшення тріщиностійкості трубних сталей, тобто відбувається зниження опірності металу труб крихкому руйнуванню.

Характеристика статичної тріщиностійкості визначається на зразках, вирізаних зі стінки труб газопроводу. При цьому зразки були як із тріщиноподібним дефектом (рискою, надрізом), виниклим або нанесеним у процесі експлуатації, так і з подряпиною, нанесеною за допомогою фрези глибиною $0,3 \div 0,5 \delta$ (δ – товщина зразка).

Справжня глибина тріщини визначалася за площею зламу зразків після випробувань.

Механічні властивості металу труб (σ_b , σ_{02} , ψ і δ) визначалися за ГОСТ 1497-84 шляхом випробувань до руйнування гладких зразків, вирізаних з тієї ж труби, що й зразки із тріщиноподібними дефектами. Для розрахунку була застосована стандартна методика, відповідно до якої криві деформаційного зміцнення апроксимуються степеневою функцією виду $\bar{\sigma}_c = \varepsilon_i^n$. Коефіцієнт деформаційного зміцнення n визначається за відомим значенням рівномірного звуження ψ_ϵ за формулою.

$$n = -1_n(l - \psi_\epsilon). \quad (2.6)$$

За значенням максимального руйнівного навантаження P_c зразка з надрізом визначається руйнівне напруження

$$\sigma_c = \frac{P_c}{\delta} \quad (2.7)$$

Межа тріщиностійкості l_c при відносній глибині тріщиноподібного дефекту $\eta=h/\delta$ (рівній 0,5) обчислюється за формулою.

$$l_c^{(0,5)} = 0,5\sigma_c \sqrt{h}. \quad (2.8)$$

Руйнівне середнє напруження зразка при $\eta = 0,5$

$$\sigma_{0_c} = \frac{\sigma_c}{\frac{\sigma_c}{l_1 - \eta}}. \quad (2.9)$$

Межа тріщиностійкості l_3 – кількісна міра опору матеріалу поширенню тріщини, що представляє собою критичні значення умовних коефіцієнтів інтенсивності напруження K_c^* у широкому діапазоні вихідних довжин тріщин l , що визначені при максимальних навантаженнях P_c , які витримували зразки.

Межа тріщиностійкості визначається серіями короточасних статичних випробувань плоских зразків із бічним надрізом і попередньо вирощеною втомною тріщиною (за ГОСТ 2.0506-85).

Ступінь зниження руйнівних напружень від наявності тріщини в зразку (чутливість сталі до гострого концентратора) визначається величиною $\alpha_{тр}$:

$$\alpha_{mp} = \frac{l_c}{l_c^*} = \frac{\sigma_{oc}}{\sigma_s}$$

Значення межі тріщиностійкості, рівне $l_c^* = \sigma_s(l - \eta)\sqrt{h}Y(h)$, свідчить про високий опір розвитку тріщин. При цьому напруження в нетто-перетині досягають тимчасового опору металу ($\alpha_{oc} = \sigma_s$, $\alpha_{mp} = 1$). Чим менше значення

α_{mp} , тим чутливіший метал труби до тріщиноподібних дефектів і нижчий його опір розвитку тріщини.

Межа тріщиностійкості l_c і параметр α_{mp} зв'язані наступною залежністю:

$$l_c = \alpha_{mp} \sigma_\epsilon (1 - \eta) \sqrt{h} Y(\eta). \quad (2.10)$$

Криві статичної тріщиностійкості $l_c(\eta)$ і $\alpha_{mp}(\eta)$ встановлюються за знайденим значенням $l_c^{(0,5)}$ й $\alpha_{mp}^{(0,5)}$, що відповідає значенню $\eta = 0,5$:

$$\alpha_{mp} = 1 - 4\eta(1 - \eta) \left(1 - \alpha_{mp}^{(0,5)}\right);$$

$$l_c = 0,4 l_c^{(0,5)} \frac{\alpha_{mp}}{\alpha_{mp}^{(0,5)}} (1 - \eta) Y(\eta). \quad (2.11)$$

Залежності $l_c(\eta)$ і $\alpha_{mp}(\eta)$ є характеристиками статичної тріщиностійкості металу труби товщиною δ . За допомогою цих характеристик гранично-статичне номінальна наруга визначається за формулою.

$$\sigma_c = \frac{l_c}{\sqrt{h} Y(\eta)}$$

або

$$\sigma_c = \alpha_{mp} \sigma_\epsilon (1 - \eta),$$

де h – глибина дефекту; $\eta = h/\delta$.

Функція $Y(\eta)$ визначається за формулою.

$$Y(\eta) = 1,99 - 0,41\eta + 18,7\eta^2 - 38,48\eta^3 + 53,85\eta^4.$$

Руйнівне кільцеве напруження для труби, навантаженої внутрішнім тиском, визначається за формулами:

$$\sigma_{oc} = \alpha_{mp} \sigma_{ov} (1 - \eta) \cdot m^{0,3} \quad \text{при } m \leq 1;$$

$$\sigma_{oc} = \alpha_{mp} \sigma_{ov} (1 - \eta) \quad \text{при } m > 1$$

де $m = l/D$ – відносна довжина тріщини; $D = 2R$ – діаметр труби; l – довжина поверхневого дефекту.

Руйнівне напруження для бездефектної труби визначається за формулою

$$\sigma_{ov} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sigma_T}{\varepsilon_T^m} \cdot \left(\frac{m}{\sqrt{3}} \right) \quad (2.12)$$

У таблиці 2.2 наведені дані по тріщиностійкості, отримані за допомогою описаної в цьому розділі методики з використанням експериментальних даних дослідження металу демонтованих труб газопроводів структурних підрозділів ПАТ «Укртрансгаз».

Таблиця 2.2 - Значення коефіцієнта α_{mp} статичної тріщиностійкості

Номер зразка	Сталь	Час експлуатації, років	α_{mp}	$(\alpha_{mp})_{cp}$
1	17Г1С	25	0,87	0,895
2	17Г1С	26	0,88	
3	17ГС	27	0,90	
4	17ГС	28	0,91	
5	19Г	25	0,90	0,90
6	19Г	29	0,93	
7	14ХГС	26	0,92	0,92

З отриманих даних видно, що в процесі тривалої експлуатації змінюється значення статичної тріщиностійкості трубних сталей. Це особливо помітно для трубних сталей 17ГС і 19Г.

2.3 Дослідження кореляції тріщиностійкості металу труб із параметрами тонкої структури

Відомо, що визначення параметра K_{Ic} можливе лише за умови плоскої деформації у вершині тріщини. Виконання цієї умови для трубних сталей мало використовується, перетворюється в проблему, що у зв'язку з необхідністю випробування зразків великих розмірів. Однак, це стосується трубних сталей, що мало експлуатуються, які ще не втратили свою пластичність. Для довгостроково експлуатованих, і вже окрихчених сталей, зразки яких із надрізом крихко руйнуються, проблема визначення в'язкості руйнування на натурних зразках не міститься або не передбачає особливих складностей.

Розміри багатьох виробів, (у першу чергу, листів, з яких зроблені труби,) не завжди достатні для коректного визначення K_{Ic} . Тоді вимірюють величину K_1 . Це менш коректна характеристика в'язкості руйнування тому, що її величина залежить від геометрії зразка.

Відомо, що критичний коефіцієнт інтенсивності напружень практично забезпечує гарантію безпеки від руйнування труб за критичним напруженням і розмірам тріщин. Однак слід зазначити, що розрахунок за значенням K_{Ic} допускає одночасно підвищений запас міцності (у випадку статичного руйнування), що приводить до збільшення товщини зразка.

Оскільки на практиці застосовуються труби зі стінкою різної товщини (7 мм÷14 мм), деформація в них не завжди є плоскою і їхня тріщиностійкість не у всіх випадках виправдана визначенням K_1 . У таких випадках дійсна тріщиностійкість є більшою, ніж K_{Ic} . Це означає, що використання K_{Ic} приведе до занижених оцінок припустимої довжини тріщини та залишкової міцності труб. Хоча обґрунтовані значення коефіцієнта K_{Ic} мають певну цінність, однак, для кожного конкретного випадку, варто використовувати те

значення тріщиностійкості, що відповідає даній геометрії й товщині стінки труби [32-58], Також не варто дотримуватися обґрунтованого значення K_{10} , якщо воно мало підходить для даного випадку.

Вплив товщини стінки труби на руйнування пов'язаний із безперервним переходом від плоского деформування до плосконапруженого стану металу. При достатніх товщинах, коли впливом плосконапруженого стану в периферійних областях можна ігнорувати, процес руйнування стає незалежним від товщини. Процес руйнування залежить від розміру зони пластичності та границі текучості. Чим більша границя текучості, тим менша зона пластичності та тріщиностійкість металу труб знижується. Наприклад, це відбувається з металами труб довгостроково експлуатованих магістральних газопроводів.

Слід зазначити, що на сьогодні не існує єдиної думки щодо кількісного опису впливу товщини на тріщиностійкість сталей, особливо низької та середньої міцності, якими є трубні сталі. По даному питанню можна привести ряд моделей [46-68]. Ці моделі констатують, що товщина пластини впливає на напружено-деформований стан при вершині тріщини.

Гіпотетично залежність тріщиностійкості металу від товщини пластини B може бути представлена, оскільки показано на рис. 2.6 [55-72]. Якщо товщина пластини B перевищує величину B_4 , то в пластині встановлюється переважно плоско-деформований стан і тріщиностійкість наближається до величини K_{1c} , що не залежить від товщини.

Існує оптимальна товщина B_0 , при якій тріщиностійкість досягає максимального значення, що дорівнює реальній тріщиностійкості при плосконапруженому стані. В перехідній області між B_0 і B_1 тріщиностійкість приймає проміжні значення. Для товщин, менших B_0 , при визначенні тріщиностійкості виникає невизначеність. У роботах [80, 93] приводяться пояснення зміни тріщиностійкості залежно від товщини пластин.

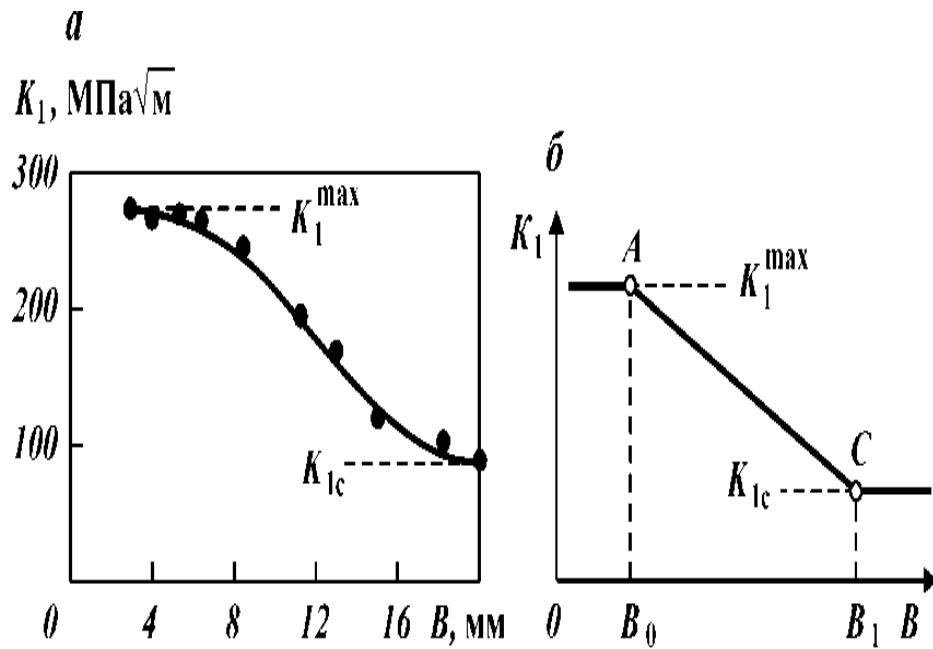


Рисунок 2.6 – Залежність коефіцієнта інтенсивності напруження від товщини зразка із тріщиною (а) і по моделі Андерсена (б)

З моделі Броска й Влігера [94] випливає співвідношення

$$\frac{K_c}{K_{Ic}} = \sqrt{1 + \frac{\varepsilon_f EB_0}{24\sigma_{0,2} B}}, \quad (2.13)$$

де ε_f – справжня деформація, при якій відбувається руйнування металу.

Відношення розміру зони пластичності r_τ до товщини пластин є істотним фактором, що визначає напружено-деформований стан. Якщо r_τ має той же порядок, що й товщина пластини, (тобто r_τ/B прямує до одиниці,) то може утворитися плосконапружений стан. Це означає, що C_0 повинне бути рівним розміру зони пластичності при плоскій деформації. Цей розмір, у свою чергу, дорівнює відношенню подвоєної корекції на зону пластичності [28-45], тому можна записати:

$$B_0 = \frac{1}{3\pi} \left(\frac{K_{1c}}{\sigma_m} \right)^2. \quad (2.14)$$

Визначено лінійне зменшення величини K_I зі збільшенням товщини пластини. Для побудови цього графіка необхідні значення K_c^{\max} і K_{1c} . Для цього варто встановити місце розташування точок A і C . Точка A виходить із умови $K_I = K_{I_{\max}}$, а точка C – з умови досягнення плоскої деформації

$$1, B \geq 2,5 \left(\frac{K_{1c}}{\sigma_m} \right)^2, \quad (2.15)$$

де B – товщина зразка; σ_m – границя текучості металу.

При відомому K_c значення K_c^{\max} визначається випробуванням на тріщиностійкість пластини товщиною B_0 . У загальному випадку наведені залежності відносини K_c/K_{1c} від товщини пластини в узагальненій формі можна представити у вигляді :

$$\frac{K_c}{K_{1c}} = \sqrt{1 + q \left(\frac{B_0}{B} \right)}. \quad (2.16)$$

Шляхом підбору коефіцієнта q можна одержати із експериментальними даними. За методом Андерсона, для встановлення впливу товщини на тріщиностійкість необхідно випробувати зразок товщиною B_0 для визначення значення K_c^{\max} , а K_c (точка C) заходиться з рівняння

$$K_{1c} = [\sigma_m(0) - \sigma_0] \sqrt{\pi d} \left[\frac{\sigma_m(0) - \sigma_0}{\sigma_m} \right], \quad (2.17)$$

де d – діаметр зерна.

Залежність відношення K_c / K_{1c} від товщини зразка B виражається формулою

$$\frac{K_c}{K_{1c}} = \frac{B \cdot B_0}{B_1 - B_0} + \frac{K_c^{\max}}{K_{1c}} \cdot \frac{B_1 - B}{B - B_0}. \quad (2.18)$$

Експериментальні результати отримані випробуванням зразків різних товщин, підтверджують можливість застосування методу Андерсона, а отримана формула дозволяє визначити тріщиностійкість матеріалу в перехідній (від плосконапруженої до плоскої деформації) області.

При макрокрихкому руйнуванні металів робота пластичної деформації v_{nl} , у більшості випадків, кратна питомій поверхневій енергії стінок тріщини v_s , тобто $v_{nl} \approx v_s$. Тоді критерій Гріфітса для металів можна приблизно записати так:

$$S \approx \sqrt{\frac{2E v_{nl}}{(\pi c)}}, \quad (2.20)$$

де E – модуль пружності; c – довжина тріщини усередині зразка.

Залежно від товщини пластини, що розтягується, у вершини тріщини реалізуються різні види напруженого стану. Якщо пластина досить товста й виникає плоский деформаційний стан, то поперечної деформації уздовж осі Z не буде. Плоский напружений стан, що утвориться в тонкій пластині, характеризується рівністю $S_z=0$. Силовий критерій руйнування (у МПа·м^{1/2}) визначається за формулою

$$K = S(\pi c)^{\frac{1}{2}}. \quad (2.21)$$

Коефіцієнт інтенсивності напружень характеризує локальне підвищення рівня розтягуючих напруження у вершини тріщини. Незважаючи на незвичайну одиницю виміру, МПа·м^{1/2} (1 МПа·м^{1/2} ≈ 3,16 кгс/мм^{3/2}), коефіцієнт K може бути інтерпретований як напруження, що діє попереду вершини тріщини вздовж напрямку її поширення на відстані $1/2\pi$ від вершини. Інакше кажучи, якщо знаємо величину K у певний момент розвитку тріщини, то, розділивши її на $\sqrt{2\pi} \approx 2,5$, одержимо значення напруження в точці, віддалений на 1 мм від вершини тріщини в напрямку її подальшого розвитку.

Зусилля багатьох дослідників спрямовані на встановлення кореляційних зв'язків K_{1c} із іншими механічними характеристиками сталей. Неодноразово вживались спроби встановити кореляційні зв'язки між тріщиностійкістю та механічними характеристиками, визначеними на гладких зразках. Відсутність явної кореляції параметрів тріщиностійкості зі стандартними механічними властивостями металу пояснюється тим, що ці властивості (σ_s , σ_m , δ , ψ , KCV, S_k) є інтегральними характеристиками, тоді як параметри K_1 , K_{1c} , α_s , описують властивості процесів локальних областей металу.

Наприклад, критерій Крафта припускає, що на підставі наближених оцінок критична деформація $\epsilon_{кр}$ локальної області (вершина тріщини) дорівнює коефіцієнту спрощення n :

$$K_{1c} = En\sqrt{2\pi d_m} \quad (2.22)$$

d_m – відстань від вершини тріщини до місця початку її поширення.

Якщо врахувати, що в маловуглецевих сталей, якими є трубні сталях, n практично не змінюється з температурою, то буде характеризувати не температурну залежність K_c , а значення K_{1c} при фіксованій температурі,

(тобто при звичайній температурі, при якій, наприклад, експлуатуються газопроводи ($30^{\circ}\text{C} \div 50^{\circ}\text{C}$)).

У формулах Періса-Махутова коефіцієнт деформаційного зміцнення n , аналогічно, визначається на зразках звичайного металу, деформованого звичайним способом без врахування втоми й старіння.

В той же час процес зміцнення відбувається в металевих сплавах у тому числі й у сталях не тільки при деформаціях, але й при фазових перетвореннях, деформаційному старінні, заповненням водню, опроміненні частками високої енергії, розпаді цементиту та ін. Відомо, що процес зміцнення є складним і містить дифузію, фрагментацію, генерацію дислокацій і вільні ділянки і т.п. Звідси можна узагальнити, що коефіцієнти міцності та деформаційного зміцнення є універсальними, тобто вони відбивають сумарний ефект від всіх структурних перетворень у металевих сплавах. Отже, якщо закономірності опору металу крихкому руйнуванню або в'язкості руйнування, описувані цими формулами, перенести на процес руйнування трубних сталей довгостроково експлуатованих магістральних газопроводів, то коефіцієнту n потрібно надати іншу інтерпретацію. Ці сталі при тривалій експлуатації також стають міцнішими та крихкішими. Зміцнено-окрихчені області цих сталей носять локальний характер і пов'язані зі змінами їхньої тонкої структури під дією повторно-статичних навантажень [26-78]. Зміцнення й окрихчення трубних сталей відбувається в результаті процесів втоми й деформаційного старіння, які протікають одночасно та взаємно пов'язані. Ці процеси більш інтенсивно протікають у структурно-неоднорідних областях металу труб, тобто в локальних областях. Шлях поширення утомних тріщин, як показують експериментальні дані, переважно проходить через ці області. Тому ці тріщини є розгалуженими та розвиваються нерівномірно. За кривими, побудованими за даними виміру швидкості втомних тріщин, практично неможливо визначити значення n .

Більше того, цей параметр для зістарених металів труб втрачає будь-який зміст.

Зміна міцнісних властивостей металу труб приблизно на (10-12)%, зближення значень σ_b і σ_T , зменшення пластичних властивостей на (20-25)% і зменшення ударної в'язкості в 2-3 рази при тривалій (30 років і більше) експлуатації магістральних газопроводів указують на протікання процесів втоми та деформаційного старіння сталей, ступінь яких потрібно визначати сумарним коефіцієнтом старіння C_c .

Коефіцієнт зміцнення металу труб визначається за формулою

$$K_y = \frac{\sigma'_\sigma}{\sigma_\sigma}, \quad (2.23)$$

де σ_σ , σ'_σ – тимчасовий опір трубної сталі відповідно у вихідному й довгостроково експлуатованому стані.

Аналіз руйнування стінки труб тривалоексплуатованих магістральних газопроводів показує, що більшість аварій, пов'язаних із руйнуванням труб, відбувається в результаті повторно-статичних (малоциклових) навантажень.



Рисунок 2.7 – Розривна машина Р-10 за допомогою якої проводились експериментальні випробовування.

Усереднений коефіцієнт деформаційного старіння наведений у таблиці 2.3. Тоді загальний коефіцієнт старіння буде $C_c = C_d + K_y$.

Переважає більшість цих руйнувань відбувається вздовж твірних труб і має у центрі руйнування крихкий характер. Тому малоциклова тріщиностійкість металу труб довгостроково експлуатованих магістральних газопроводів представляє більший практичний інтерес, ніж статична тріщиностійкість.

Таблиця 2.3 - Значення K_{1c} залежно від терміну експлуатації та довжини

$$K_1 = \frac{E}{C_c} \sqrt{2\pi l}$$

тріщини () (Сталь 17 Г1С)

l, мм	$E\sqrt{2\pi l}$	K_{1c}		
		$\tau = (\text{нові})$ ($\dot{\epsilon}_c = 2$)	$\tau = 17\text{років}$ ($\dot{\epsilon}_c = 2,3$)	$\tau = 29\text{років}$ ($\dot{\epsilon}_c = 2,5$)
0,1	158	79	68,69	63,2
0,2	224,2	112,1	97,48	89,68
0,4	317,0	158,5	137,83	126,8
0,6	385,2	192,6	167,48	154,08
0,8	448,3	224,1	194,91	179,32
1,0	501,2	250,6	217,91	200,48
1,2	549,0	274,5	238,69	219,6
1,4	593,0	296,5	257,83	237,2
1,6	633,8	316,9	275,56	253,52
1,8	658,8	329,4	286,43	263,52
2,0	710,0	355,4	309,04	284,32
2,2	743,4	371,7	323,22	297,36
2,4	779,0	389,5	338,69	311,6
2,6	808,2	404,1	351,39	323,38
2,8	838,6	419,3	364,61	335,44
3,0	868,0	434,0	377,39	347,2
3,2	896,6	448,3	389,83	358,64
3,4	924,2	462,1	401,82	369,68
3,6	951,0	475,5	413,48	380,4
3,8	971,0	485,5	422,17	388,4
4,0	1002,4	501,2	435,83	400,96

Довговічність труб із поздовжньою тріщиною (або тріщино-подібними дефектами) в металі труб при циклічному навантаженні внутрішнім тиском визначається інтегруванням кінетичного рівняння малоциклової втоми:

$$N_{mp} = \int_{h_0}^{h_{kp}} \frac{dh}{f(K_{1c})} = \frac{h_0}{h_{kp}} \cdot \frac{h_{kp} - h_0}{e \left(K_{1e}^{(0)} \right)^{C_c}} \cdot K_n, \quad (2.24)$$

де N_{mp} – число циклів навантаження до руйнування труби; $h_{кр}$ – критична глибина тріщини, при якій відбувається розгерметизація або руйнування труби; h_0 – вихідна глибина тріщини; c і n – параметри кривої малоциклової тріщиностійкості матеріалу; K_n – коефіцієнт, що враховує динаміку зміни K_{1c} ; $K_{1e}^{(0)}$ – критичний коефіцієнт інтенсивності деформацій при статичному навантаженні. Коефіцієнт інтенсивності пружно-пластичних деформацій $K_{1e}^{(0)}$ для зразків із тріщиною визначають:

$$K_{1e}^{(0)} = \left(\frac{K_1}{\sigma_m} \right)^{1 + \frac{1}{\dot{\epsilon}_c}} \quad (2.25)$$

Характеристики малоциклової тріщиностійкості визначаються за результатами випробувань зразків із крайовою тріщиною, вирізаних із відповідних досліджуваних труб (нових і зістарених), в умовах м'якого циклічного розтягання по пульсуючому циклі відповідно до рекомендацій РД 55-345-82 "Методи механічних випробувань металів. Визначення характеристик тріщиностійкості (в'язкості руйнування) при циклічному навантаженні".

Для цих зразків вираження для визначення K_1 буде

$$K_1 = \frac{F}{bS} \sqrt{hY(\eta)}, \quad (2.26)$$

де – розтягуюче навантаження; b , S – ширина та товщина відповідно; h – глибина надрізу; $Y(\eta)$ – К-тарування зразка.

Для труб малого діаметра параметри малоциклової тріщиностійкості можна визначити за результатами випробувань напівкільцевих (сегментних) зразків [28, 48-53].

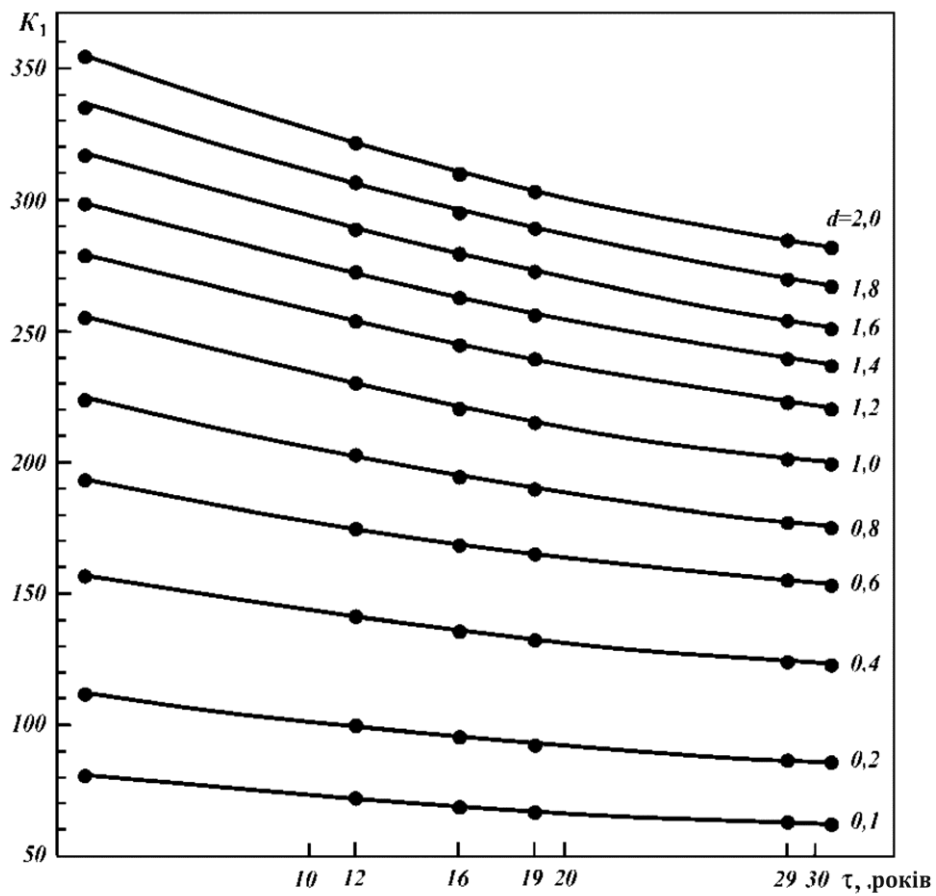


Рисунок 2.8 – Номограма значень залежно від ступеня старіння металу труб магістральних газопроводів при різних довжинах тріщин. (Сталь 17ГС)

У цьому випадку коефіцієнт інтенсивності напруження визначається за формулою

$$K_1 = \frac{6M_3}{b\sqrt{S^3}} \sqrt{h} Y(\eta) \quad , \quad (2.27)$$

де M_3 – згинний момент ($M_3 = FR$);

$$Y(\eta) = 1,93 - 3,07\eta + 14,53\eta^2 - 25,11\eta^3 + 25,8\eta^4 \quad . \quad (2.28)$$

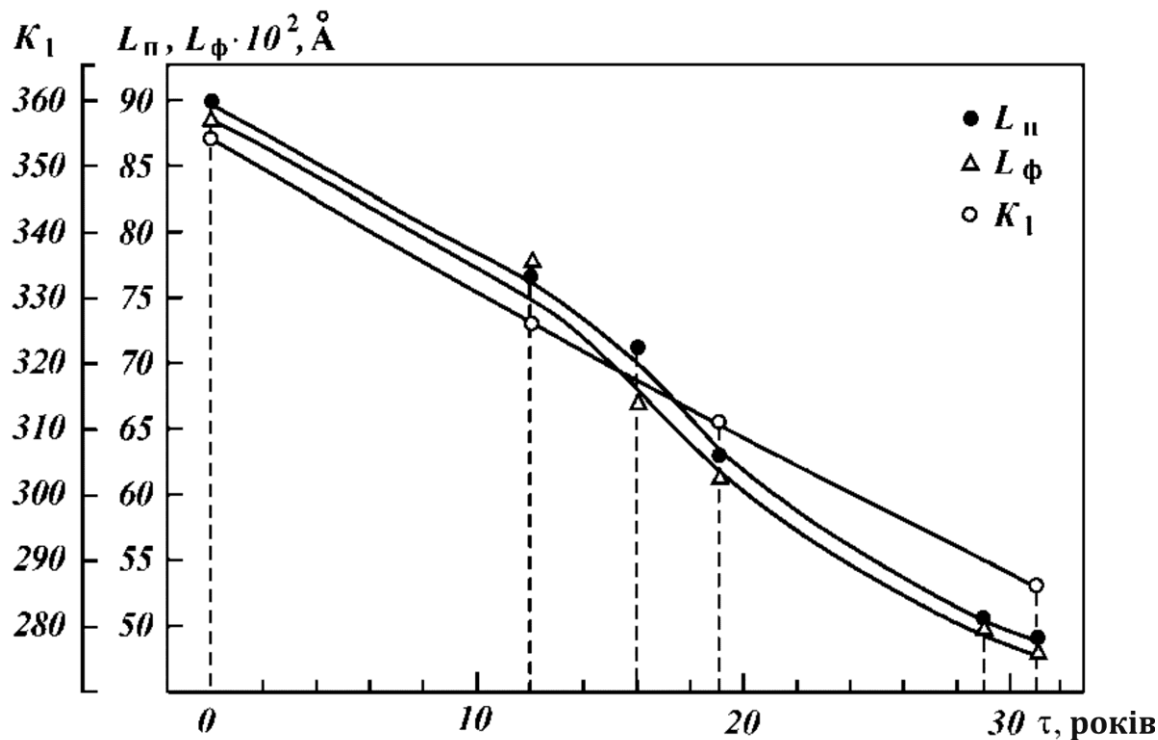


Рисунок 2.9 – Графік зміни ширини згинних контурів у перліті L_n , фериті L_ϕ і параметра K_1 у процесі експлуатації газопроводів. (Сталь 17ГС)

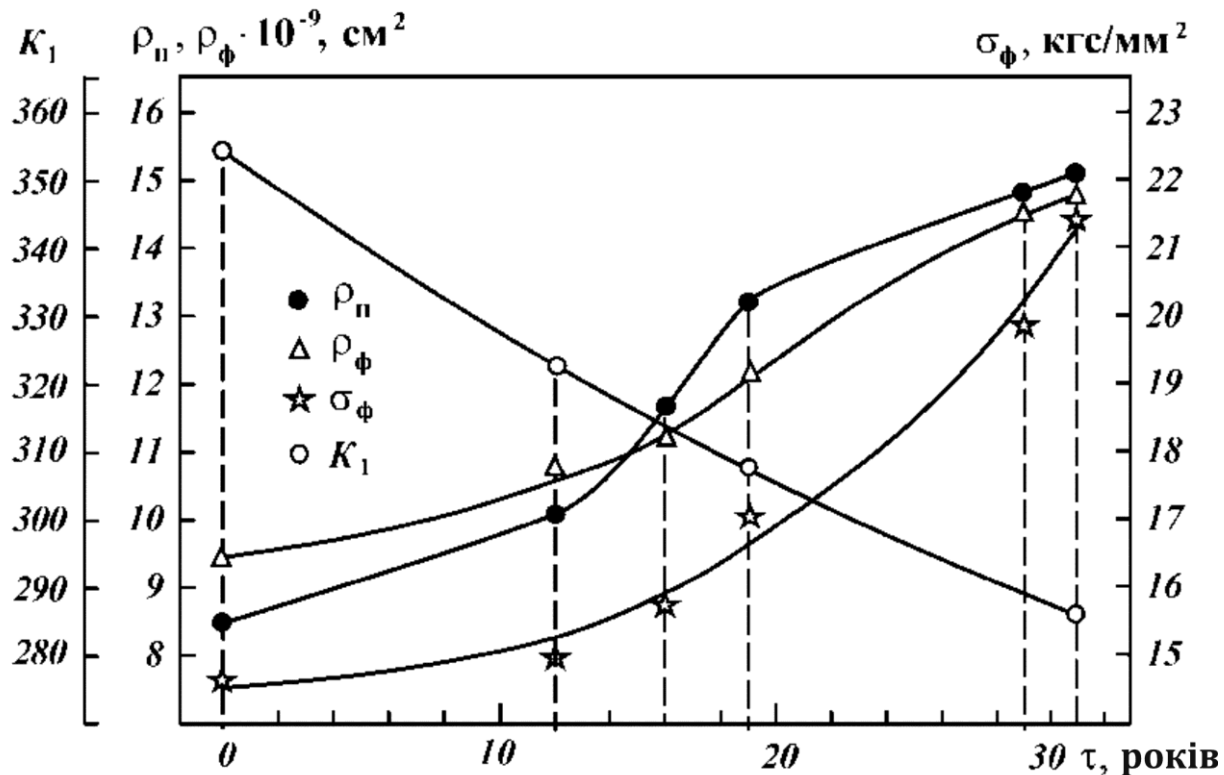


Рисунок 2.10 – Графік зміни щільності дислокації в перліті ρ_n , фериті ρ_ϕ і параметра K_1 у процесі експлуатації газопроводів. (Сталь 17ГС)

Обробка результатів малоциклових випробувань зразків здійснюється відповідно до рекомендацій РД 50-345-82. За результатами випробувань зразків визначаються значення швидкості поширення тріщини й відповідні їм найбільші значення із зазначенням розрахункової формули, будується діаграма циклічної тріщиностійкості в координатах $-\lg V - \lg \Delta K_{Ic}$. Діаграма циклічної тріщиностійкості апроксимується залежністю $V = \Pi (\Delta K_{Ic})^{1/C_c}$ і по ній встановлюється коефіцієнт міцності Π . Значення цього параметра є вихідними даними для судження про опірність розвитку малоциклових тріщин у метали й для оцінки довговічності труб.

Орієнтовно параметр Π можна визначити формулою

$$\Pi = \frac{1}{2\pi(\bar{\varepsilon}_{Ikp})^{1/C_c}}, \quad (2.29)$$

$$\bar{\varepsilon} = -\frac{\ln(1 + \psi_k)}{\varepsilon_{0,2}}; \quad \varepsilon_{0,2} = 0,002.$$

Значення коефіцієнта K_n для моделей, у яких коефіцієнт інтенсивності напружень описується вираженням $K_1 = \sigma_e \sqrt{Mn}$, де $M = \text{const}$, визначається за формулою

$$K_n = \frac{2 \left[\left(\frac{h_{kp}}{h_0} \right)^{\frac{1}{C_c} - 1} - 1 \right]}{\left(\frac{1}{C_c} + 1 \right) \left(\frac{h_{kp}}{h_0} - 1 \right)} \quad \text{при} \quad \frac{1}{C_c} > 1. \quad (2.30)$$

Результати досліджень показали, що причиною передчасного виходу з ладу газопроводу є локалізація двох концентраторів напружень, що знаходяться на зовнішній і внутрішній поверхнях зварних швів труби в

одному перетині по товщині стінки, а також розташування їх поблизу від кільцевого зварного шва. Необхідно відзначити, що поза зоною дії загального концентратора напружень були виявлені одиничні пори великих розмірів і вм'ятини тієї ж величини, що і в зоні зламу, але які розташовувалися в наплавленому металі шва і не вплинули на руйнування.

Отже, для підвищення працездатності газопроводів необхідний строгий контроль за геометричними параметрами зварного шва і відбракування труб з двома і більше дефектами будь-якого типу, які знаходяться в одному перетині по товщині стінки трубопроводу. У першу чергу це стосується кінцевих ділянок стикових труб газопроводів, де до локальних концентраторів напруження приєднується загальний концентратор, що є місцем перетину заводських і кільцевих (монтажних) швів.

2.4 Чинники, які визначають навантаженість тривалоексплуатованих газопроводів за складних гірничо – геологічних умов

Граничну несучу здатність труб за існуючими нормативами обчислюють з використанням залежностей, які базуються на безмоментній теорії оболонок і дозволяють визначати максимальний тиск або доступну товщину стінки з врахуванням механічних властивостей металу, початкових розмірів труби і рівномірного розподілення напружень в стінці.

Базовим рівнянням для оцінки несучої властивості трубопроводів використовується формула:

$$P_{\text{пр}} = \frac{2\sigma_{\text{в}} \cdot S_0}{D_0} \quad (2.31)$$

де $p_{пр}$ – граничне значення внутрішнього тиску; σ_b - тимчасовий опір матеріалу труб; S_0 , D_0 - початкове значення товщини стінки і діаметра труби відповідно.

Відносна простота залежності (2.31) сприяли її широкому розповсюдженню. Разом з тим, результати натурних випробувань труб внутрішнім тиском, отриманих рядом досліджень [17-38], свідчать про серйозні розбіжності між розрахунковими і фактичними параметрами пошкодження труб (табл. 2.3). Серед наведених даних можна побачити, що різниця між розрахунковими і експериментальними значеннями міцності труб досягає 25%. На нашу думку, така різниця являється наслідком недосконалості розрахункової формули (2.31). В даній залежності не враховується вплив напруженого стану на опір матеріалу деформації і зміни розмірів труб до часу досягнення максимального значення тиску. Неправильно також при оцінці міцності труби характеризувати опір матеріалу деформації величиною напружень, відповідних граничній рівномірній деформації при одноосьовому розтягу.

Для виправлення відмічених недоліків існуючого розрахунку на міцність розглянемо перш за все явище пластичної стійкості в трубах, навантажених внутрішнім тиском.

В загальному випадку при навантаженні труб внутрішнім тиском можливі два випадки, пов'язані з втратою пластичної стійкості :

- В міру деформації труб внутрішнім тиском настає момент, коли подальше наростання напружень здійснюється за рахунок збільшення діаметра і зменшення товщини стінки без росту і навіть при зменшенні тиску p .

- За аналогією з утворенням шийки при одноосьовій розтяжці труби настає момент, коли рівнодіюча загрузка F , яка припадає на ділянку I , досягаю максимального значення.

Таблиця 2.3 - Розрахункові та фактичні параметри пошкодження труб.

Діаметр труби, мм	Товщин а стінки, мм	Марка сталі	Розрахунков е значення P $P_{роз}$, МПа	Експериментальне значення $P_{екс}$, МПа	Відношенн я $P_{роз}/P_{екс}$
720	8	17 Г1С	11,5	10,9	1,05
720	8	17 Г1С	12,8	11,3	1,14
720	8	17 Г1С	13,0	11,9	1,09
720	8	14ХГС	11,5	15,5	0,74
720	8	14ХГС	12,5	16,5	0,76
529	8	17 Г1С	16,7	14,0	1,09
529	6,8	17 Г1С	13,7	12,8	1,07
529	6,6	17 Г1С	13,5	12,3	1,10
529	6,7	17 Г1С	13,5	13,0	1,04
273	6,3	Ст3	23,5	22,8	1,03
273	6,5	Ст3	23,5	22,8	1,03
273	6,5	Ст3	24,2	24,5	0,99
325	8,2	20	24,9	24,2	1,03
325	7,8	20	23,5	23,1	1,02
325	8,6	20	26,1	26,8	0,97
325	8,6	20	26,1	26,0	1,01

Умову появи цих моментів можна охарактеризувати рівняннями:

$$\frac{dp}{d\varepsilon_i} = 0, \quad (2.32)$$

$$\frac{dF}{d\varepsilon_i} = 0, \quad (2.33)$$

де ε_i – інтенсивність логарифмічних деформацій.

Розглянемо трубу, навантажену внутрішнім тиском і осьовою силою, але так, що

$$0 \leq \sigma_{\text{пр}} = \sigma_2 \leq \sigma_{\text{ок}} = \sigma_1, \quad (2.34)$$

де $\sigma_{\text{пр}}$, $\sigma_{\text{ок}}$ - повздожня і кругова напруження в стінці труби відповідно.

Введемо позначення:

$$\frac{\sigma_2}{\sigma_1} = K_\sigma$$

Запишемо умову навантаження

$$p = \frac{\sigma_1 S}{R}, \quad (2.35)$$

$$F = \sigma_1 S I, \quad (2.36)$$

де R_0 , S_0 , I_0 – товщина, радіус і одинична довжина відповідно.

Залежність між поточними значеннями R, S, I і головними деформаціями ε_1 , ε_2 і ε_3 виразимо наступним чином:

$$\left. \begin{aligned} \varepsilon_1 &= \ln \frac{R}{R_0}; R = R_0 e^{\varepsilon_1}; \\ \varepsilon_2 &= \ln \frac{I}{I_0}; I = I_0 e^{\varepsilon_2} \\ \varepsilon_3 &= \ln \frac{S}{S_0}; S = S_0 e^{\varepsilon_3}; \end{aligned} \right\} \quad (2.37)$$

де R_0 , S_0 , I_0 - початкові значення геометричних параметрів; e – основа натуральних логарифмів.

Після підстановки отримуємо:

$$p = \sigma_1 \frac{S_0}{R_0} e^{(\varepsilon_3 - \varepsilon_1)},$$

$$F = \sigma_1 I_0 S_0 e^{(\varepsilon_2 - \varepsilon_3)},$$

Інтенсивність напружень для двохосьового напруженого стану, як відомо, рівна

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_1^2 - \rho_1 \rho_2 + \sigma_2^2} .$$

Отримуємо:

$$\sigma_1 = \frac{\sigma_i}{\sqrt{1-K_\sigma+K_\sigma^2}},$$

Після підстановки отримуємо:

$$\frac{dp}{d\varepsilon_i} = \frac{S_0}{R_0} \frac{1}{\sqrt{1-K_\sigma+K_\sigma^2}} \left[\frac{d\sigma_i}{d\varepsilon_i} e^{(\varepsilon_3-\varepsilon_1)} + \sigma_i e^{(\varepsilon_3-\varepsilon_1)} \left(\frac{d\varepsilon_3}{d\varepsilon_i} - \frac{d\varepsilon_3}{d\varepsilon_i} \right) \right] = 0, \quad (2.38)$$

$$\frac{dp}{d\varepsilon_i} = \frac{S_0 I_0}{\sqrt{1-K_\sigma+K_\sigma^2}} \left[\frac{d\sigma_i}{d\varepsilon_i} e^{(\varepsilon_2-\varepsilon_3)} + \sigma_i e^{(\varepsilon_2-\varepsilon_3)} \left(\frac{d\varepsilon_2}{d\varepsilon_i} - \frac{d\varepsilon_2}{d\varepsilon_i} \right) \right] = 0, \quad (2.39)$$

Вирази можна спростити:

$$\frac{dq_i}{d\varepsilon_i} = \sigma_i \frac{d\varepsilon_1}{d\varepsilon_i} - \frac{d\varepsilon_3}{d\varepsilon_i}, \quad \frac{dq_i}{d\varepsilon_i} = -\sigma_i \frac{d\varepsilon_2}{d\varepsilon_i} - \frac{d\varepsilon_3}{d\varepsilon_i},$$

З використанням рівнянь пластичності отримаємо:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dq_1}{d\varepsilon_i} &= \frac{\sigma_1 - \sigma_2/2}{\sigma_i}; \\ \frac{dq_2}{d\varepsilon_i} &= \frac{\sigma_2 - \sigma_1/2}{\sigma_i}; \\ \frac{dq_3}{d\varepsilon_i} &= \frac{\sigma_1 + \sigma_2/2}{2\sigma_i}. \end{aligned} \right\} \quad (2.40)$$

Після підстановки отримаємо:

$$\frac{dq_i}{d\varepsilon_i} = \frac{3}{2} \frac{\sigma_i}{\sqrt{1-K_\sigma+K_\sigma^2}} \quad \text{ДЛЯ } p_{max},$$

$$\frac{dq_i}{d\varepsilon_i} = \frac{(2-K_\sigma)\sigma_i}{\sqrt{1-K_\sigma+K_\sigma^2}} \quad \text{ДЛЯ } F_{max}.$$

Використаємо широко розповсюджений в теорії пластичності апроксимацію залежності $\sigma_i(\varepsilon_i)$ у вигляді:

$$\sigma_i = A(\varepsilon_i)^m.$$

Відповідно :

$$A = \sigma_B e^m m^{-m},$$

$$m = \varepsilon_p.$$

Тут ε_p – рівномірна логарифмічна деформація при одноосьовому розтягу.

Запишемо відомі вирази для інтенсивності деформацій при $\mu=0,5$, тоді умови сталості об'єму і умови пропорційності компонентів дівіаторів напруження і деформацій матимуть вигляд

$$\varepsilon_i = \frac{\sqrt{2}}{3} \sqrt{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)^2 + (\varepsilon_2 - \varepsilon_3)^2 + (\varepsilon_3 - \varepsilon_1)^2}$$

$$\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 = 0$$

$$\frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_2}{\sigma_1 - \sigma_2} = \frac{\varepsilon_2 - \varepsilon_3}{\sigma_2 - \sigma_3} = \frac{\varepsilon_3 - \varepsilon_1}{\sigma_3 - \sigma_1}$$

Для двохосьового напруженого стану, маємо:

$$\varepsilon_i = \frac{2\varepsilon_1}{2-K_\sigma} \sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2}$$

Підставивши після перетворень отримуємо вираз для визначення критичних значень інтенсивності деформацій, які відповідають моменту досягнення максимально тиску ($\varepsilon_{i_{кр}}$) і моменту утворення шийки ($\varepsilon_{i_{ш}}$):

$$\varepsilon_{i_{кр}} = \frac{2}{3} \varepsilon_p \sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2} \quad (2.41)$$

$$\varepsilon_{i_{ш}} = \frac{2}{2 - K_\sigma} \varepsilon_p \sqrt{1 - K_\sigma + K_\sigma^2} \quad (2.42)$$

Використовуючи вище наведену формулу, виразимо критичне значення інтенсивності деформацій через відповідні значення кругової деформації $\varepsilon_{1_{кр}}$ і $\varepsilon_{1_{ш}}$:

$$\varepsilon_{1_{кр}} = \frac{2 - K_\sigma}{3} \varepsilon_p \quad (2.43)$$

$$\varepsilon_{1_{ш}} = \varepsilon_p \quad (2.44)$$

У відповідності до вхідних критеріїв $\varepsilon_{i_{кр}}$ і $\varepsilon_{1_{кр}}$ характеризують міцність труби (p_{max}), а критерії $\varepsilon_{i_{ш}}$ і $\varepsilon_{1_{ш}}$ - міцність матеріалу (F_{max}). Для зручності будемо називати їх критеріями втрат пластичної стійкості труби і матеріалу відповідно.

Слід відмітити, що вирази (2.41-2.44) не є оригінальними. В різних варіантах (як для окремих значень K_σ , так і в загальних випадках) вони отримані раніше. Для зручності аналізу отриманих виразів зобразимо їх у вигляді графіка (рис. 2.11).

Розглянувши сутність наведених критеріїв, можна помітити, що вони обидва залежать від характеру зміни опору деформації з ростом деформації (модуля зміцнення). Останній, як відомо, може бути суттєвим навіть для матеріалів із однаковими значеннями рівномірної деформації ε_p . Іншими

словами, матеріали з однаковими значеннями ε_p можуть мати різні відношення границі текучості до часового опору σ_B . Застосовується до таких матеріалів, деформації, відповідно до розглянутих критеріїв пластичної стійкості, як бачимо, не можуть бути однаковими.

Про спостереження умови при гідростатичному видавлюванні листового металу через круглий отвір розглядається також в роботах [15-17]. Вплив силових характеристик разом з деформаційними на пластичну стійкість матеріалу помічено також в практиці обробки металів тиском.

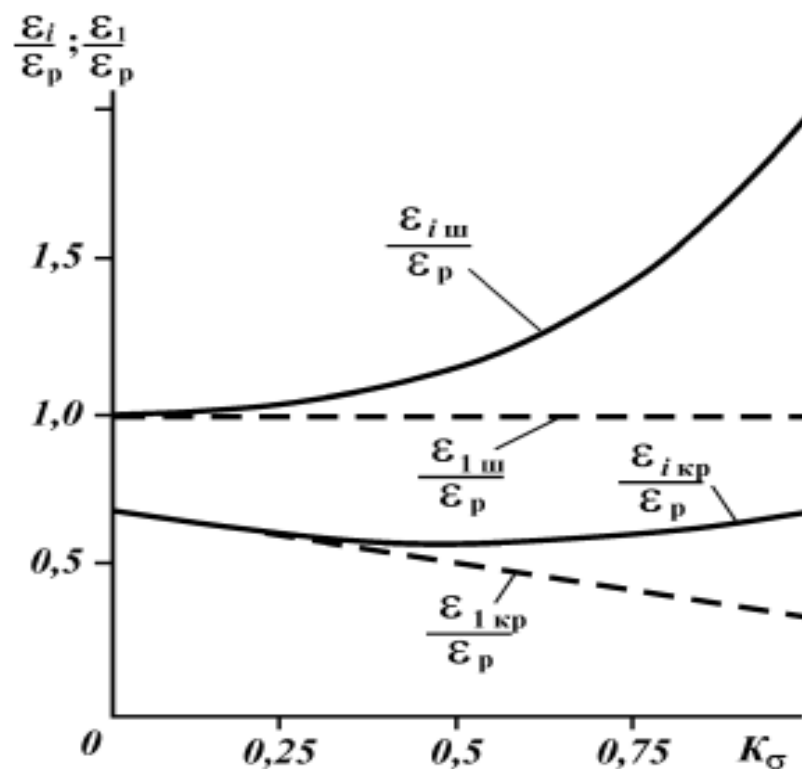


Рисунок 2.11- Криві залежності критичних значень інтенсивності деформацій від коефіцієнта, що характеризує навантажений стан металу

Зокрема в роботах [24-32, 46-52] вказується, що деформаційна здатність матеріалу під час штамповки і витяжки залежить як від ε_p , так і від σ_T/σ_B .

Можна побачити що втрата пластичної стійкості труби у всьому досліджуваному діапазоні зміни K_σ відбувається при набагато менших деформаціях, ніж утворення шийки. При цьому усі розглядувані критерії

визначаються тільки пластичністю матеріалу і коефіцієнтом K_σ та зовсім не залежить від міцнісних характеристик. Значення $\varepsilon_{1ш}$ виявляються незалежними від K_σ .

2.5 Вплив концентраторів напружень на міцність тривало експлуатованих магістральних трубопроводів

Основна частина діючих магістральних трубопроводів експлуатується більше 30 років. За такий тривалий період часу в металі труб під впливом напруження, корозійного середовища і водню відбулися процеси, що призвели до зміни фізико-механічних властивостей металу [17-89]. Причому ступінь зміни властивостей залежить не тільки від тривалості, але і від силових умов експлуатації, тобто від рівня робочого тиску і розмаху його коливань. Тому при аналізі стану магістральних трубопроводів, оцінці залишкового ресурсу і плануванні капітального ремонту необхідно виходити з реальних властивостей матеріалу труб.

Процеси, що протікають у металі труб у ході тривалої експлуатації, можуть впливати як на стандартні механічні властивості, так і на нестандартні, оцінювані по спеціально розроблених методиках. У зв'язку з цим, для оцінки стану металу труб після їхньої тривалої експлуатації необхідно дослідження комплексу фізико-механічних характеристик, що дозволяють оцінити опір руйнування металу в умовах, найбільш близьких до умов експлуатації.

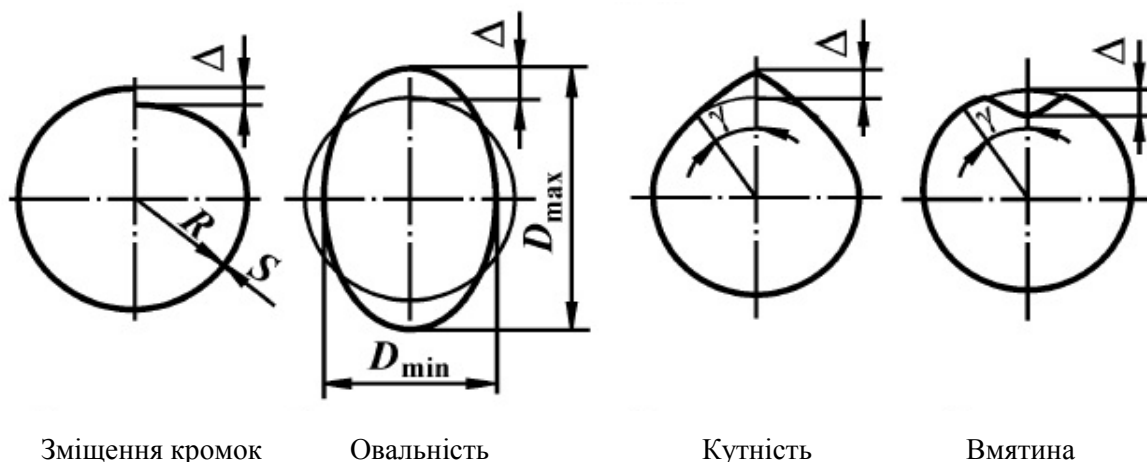
Технологічні дефекти можна умовно поділити на дві групи (рис. 2.12). Перша група – це дефекти такі як, зміщення кромки, овальність, кутність та ін. Вони споріднені не тільки за походженням, але й за методами оцінки їх напруженого стану. Дефекти зміни форми зварного з'єднання, здебільшого, викликають загальну зміну напруженого стану з'єднання конструктивного

елемента. Друга група – тріщиноподібні дефекти, які викликають локальне підвищення рівня напруженості металу.

Одним із поширених дефектів, виникаючих при виготовленні зварного з'єднання є зміщення кромок. Під зміщенням кромок розуміємо зміщення відцентрованих поверхностей двох зварних елементів однакової товщини S , є безрозмірним параметром та позначаєм - Δ ($\Delta = c/S$, де c – абсолютне зміщення кромок). В практиці створення зварного кільцевого з'єднання зміщення кромок часто перевищує допустимі значення ($\Delta \leq 0,1$). Процес суміщення кромок, з одного боку, призводить до збільшення трудомісткості з'єднання зварюваних елементів, а з іншого - до зниження довговічності системи в цілому. Тому великий практичний інтерес представляє розробка методів забезпечення працездатності зварних з'єднань з розвиненим зміщенням кромок ($\Delta > 0,1$). Слід відмітити, що результати внутрішньотрубної діагностики, що проводились на тривалоексплуатованих магістральних газопроводах (2010-2015р), свідчать про те, що на зміщення кромок в місцях кільцевих зварних з'єднань припадає 24% від виявлених.

Дефектами заводських зварних швів електрозварних труб (виявленими технічним оглядом), по яких можливе руйнування, є (рис.2.12): підрізи, наплови, неякісне з'єднання між зовнішнім і внутрішнім швами внаслідок їх зміщення; нерівномірність параметрів шва (висота й ширина) по його довжині; пори, шлакові включення, що виходять на поверхню зламу, ділянки ремонтної підварки. Зазначені дефекти характерні й для монтажних зварених швів.

Відхилення форми виробу



Локальна зміна товщини стінок

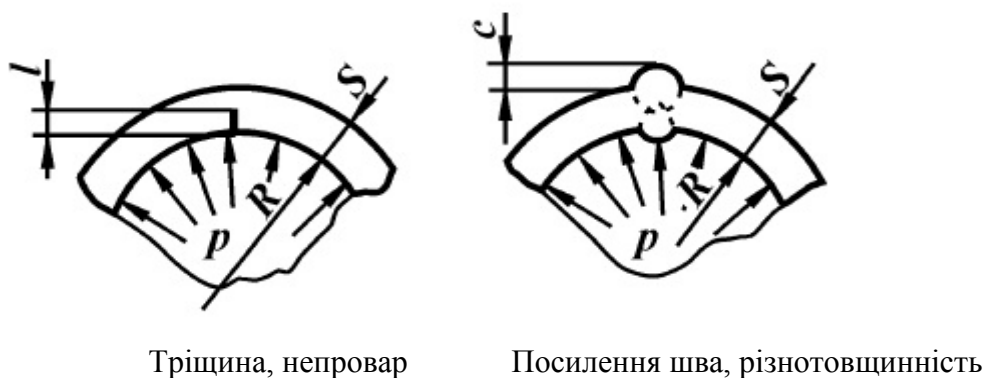
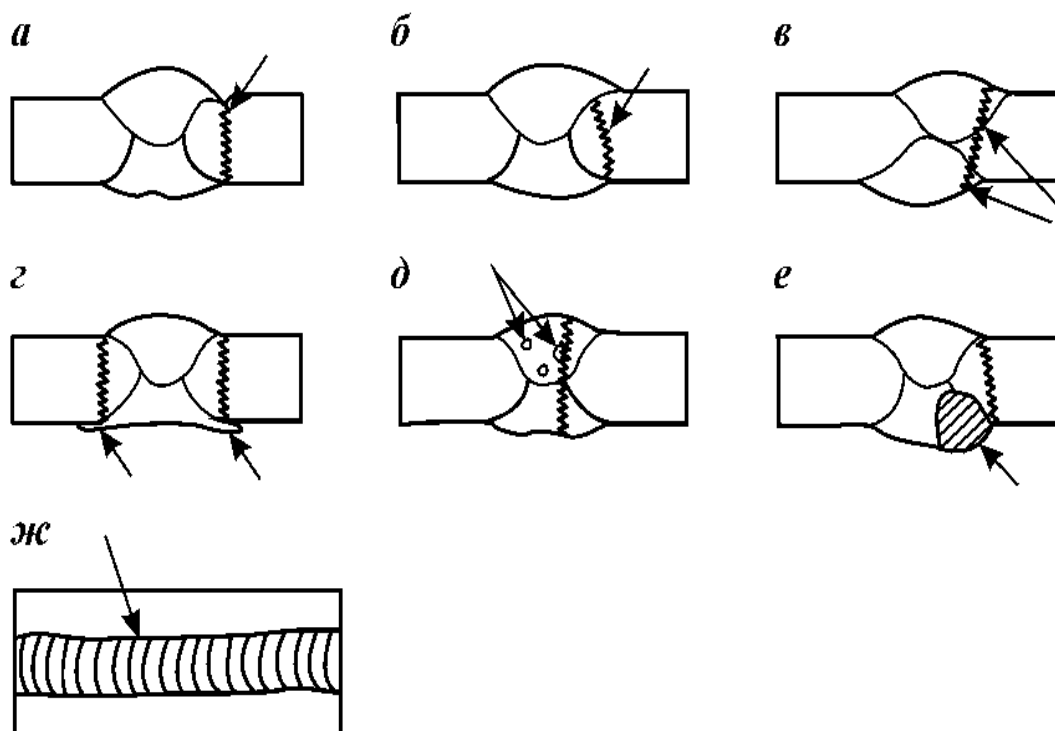


Рисунок 2.12 – Технологічні концентратори газопроводів

Для прямошовних труб типова неякісна підготовка кінцевих ділянок труб під виконання зварного з'єднання в стик труби (неповне зняття зусилля внутрішнього шва) і утворення задирів, надривів при установці конуса стика (рис.2.13,г). Характерним видом руйнування по тілу труби є розрив по поверхневому дефекту у вигляді вм'ятин, рисок, подряпин. У зоні вогнища руйнування необхідно встановити вид концентратора напружень зварного з'єднання тіла труби та конструктивного елемента.



а – підрізи; *б* – наплави; *в* – неякісне з'єднання між зовнішнім і внутрішнім швами внаслідок їх зміщення; *г* – неповне зняття посилення внутрішнього шва з утворенням задирів, уступів; *д* – пори, шлакові включення на поверхні зламу; *е* – ділянки ремонтної поверхні заводських швів; *ж* – нерівномірність параметра зварного шва

Рисунок 2.13 – Види дефектів зварних швів і можливий характер їхнього руйнування

Під впливом зовнішнього та внутрішнього навантаження на трубопровід, зокрема на ділянках з'єднання із конструктивними елементами відбувається втрата пластичної стійкості конструкції. Це означає, що для рівномірності зварної конструкції труби зовсім необов'язково, щоб міцність зварного з'єднання дорівнювала міцності основного металу. Для цього необхідно лише, щоб міцність зварного з'єднання σ_B^3 була достатньою для реалізації в трубі максимальних напружень при p_{\max} . Виразимо величину, відповідну розглянутих умові, як

$$\sigma_B^3 = K_{kp}^3 \sigma_B \quad (2.45)$$

де σ_B^3 і σ_B - тимчасові опори зварного з'єднання і основного металу відповідно; K_{kp}^3 - допустиме значення ослаблення міцності зварного з'єднання.

Слід зауважити, що під σ_B^3 - розуміємо міцність зварного з'єднання конструкції; а σ_B - міцність металу шва.

Беручи до уваги той факт, що тривалоексплуатовані газопроводи протягом останніх років є недозавантаженими, тобто працюють не на повну потужність, розглянемо випадок навантаження труби внутрішнім тиском при $K_\sigma=0,5$.

Відповідно можна записати

$$F_{max} = S_0 \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_i^3 (\varepsilon_i^3)_{\varepsilon_i=\varepsilon_{im}} e^{3m^3} = S_0 \frac{2}{\sqrt{3}} \sigma_i (\varepsilon_i)_{\varepsilon_i=\varepsilon_{im}} e^{3m_{kp}}. \quad (2.46)$$

Тут індекс "з" при позначенні вказує на приналежність параметрів до зварного з'єднання. Впливом деформації зварного з'єднання нехтуємо.

Вводячи ступеневу апроксимацію одержуємо:

$$\sigma^3 \left(\frac{2}{\sqrt{3}}\right)^{\varepsilon_p} = \frac{\sigma_B e^{\frac{\varepsilon_p}{2}}}{\sqrt{3}}, \quad (2.47)$$

звідки

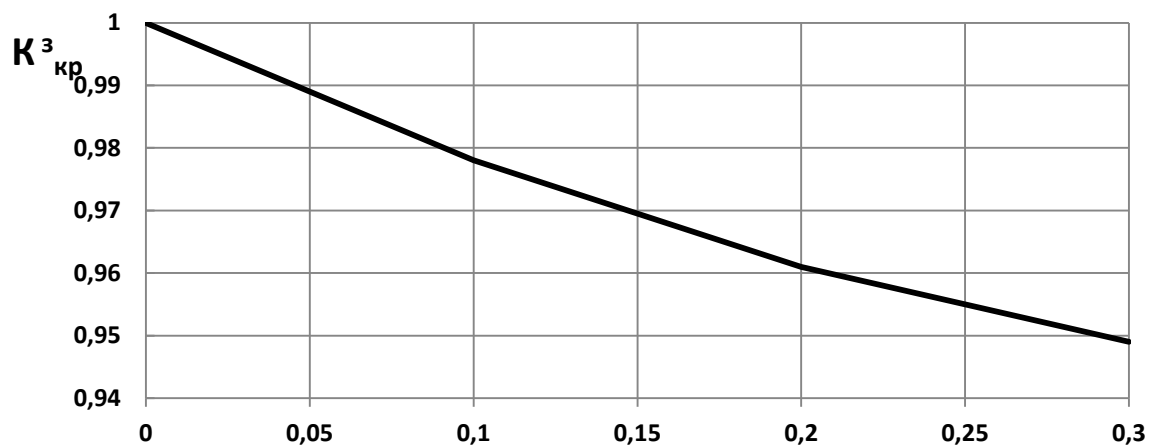
$$K_p^3 = \left(\frac{e}{3}\right)^{\varepsilon_p/2} \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^{\varepsilon_p} \quad (2.48)$$

або при $\varepsilon_p^3 = \varepsilon_p$, що може мати місце, наприклад, при уточненні зварного з'єднання,

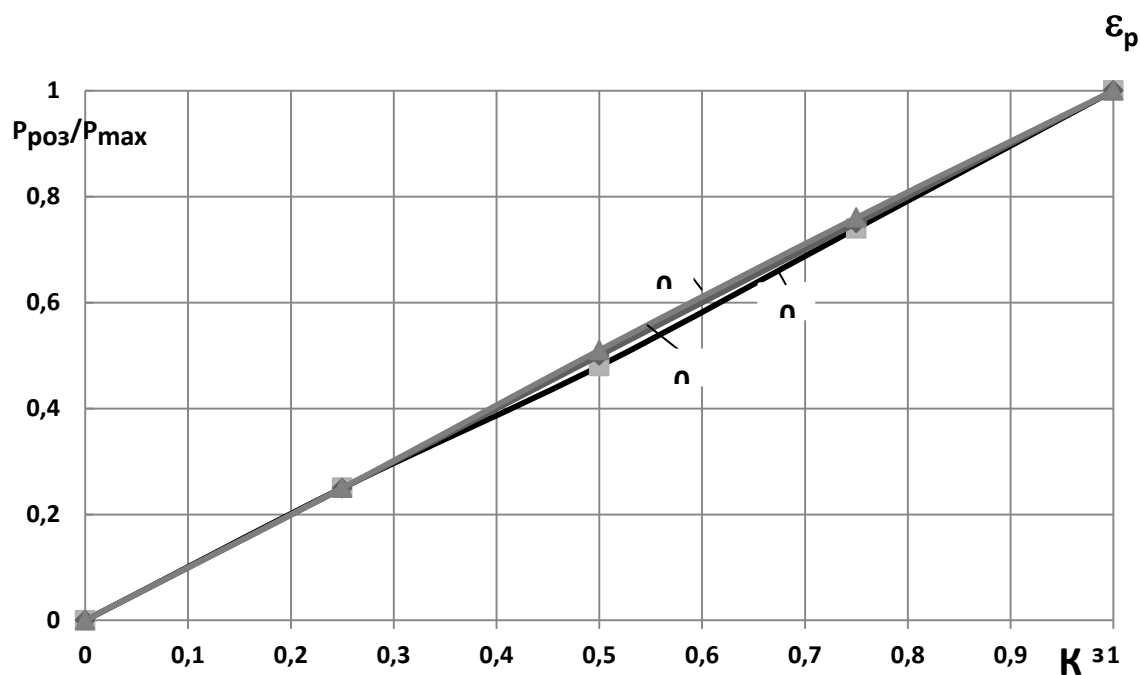
$$K_{kp}^3 = \frac{e^{\frac{\varepsilon_p}{2}}}{2^{\sigma_p}} \quad (2.49)$$

Графічно вираження (2.49) представлено на рисунку 2.14. Хоча значення K_{kp}^3 і незначно відрізняються від одиниці, проте вони цікаві тим, що в принципі дозволяють допускати в трубі деякі послаблення окремих зон без

шкоди для міцності труби. Це ослаблення може бути тим більшим, чим вище пластичність матеріалу.



а



б

а - допустимого ослаблення міцності зварного з'єднання від пластичності металу; б - міцності поздовжнього зварного з'єднання на відносну міцність труби (шифр кривих - ϵ_p).

Рисунок 2.14 – Графічні залежності впливу зварного з'єднання на працездатність газопроводу

Руйнування труби при цьому, природно, відбудеться по ослабленій ділянці. Однак місце руйнування, в даному випадку, не має принципового значення, оскільки при досягненні в трубі тиску p_{\max} вона все одно руйнуватиметься незалежно від того, є в ній ослаблення чи ні.

При подальшому ослабленні міцності зварного з'єднання $K_{кр} \leq K_{кр}^3$ труба буде руйнуватися на зростаючій гілці діаграми "тиск - деформація".

Провівши ряд математичних операцій, отримуємо залежність відносної міцності зварних труб від коефіцієнта K^3

$$\frac{p_{розр}}{p_{\max}} = \frac{K^3 (2/\sqrt{3})^{\varepsilon_p^3} (\sqrt{3})^{\varepsilon_p}}{\exp(\sqrt{3}\varepsilon_i/2)} \quad (2.50)$$

Як і слід було очікувати, відносна міцність зварних труб не прямо пропорційна ослаблення зварного з'єднання K^3 . Графічне вираження (2.50) для різних $\varepsilon_p^c = \varepsilon_p = 0,1; 0,2; 0,3$ представлено на рисунку 2.14.

Таким чином, стан металу труб магістральних трубопроводів, особливо їх зварних з'єднань, залежить не тільки від терміна експлуатації, але і від силових параметрів, що різноманітні на різній віддалі труби. Більш високий рівень перепадів робочого тиску в трубопроводах підвищує середній рівень напружень, що діють на стінки труб, і сприяє більш інтенсивному протіканню процесів старіння і накопичення дефектів.

Висновки до розділу 2

Проведений статистичний аналіз руйнувань тривалоексплуатованих трубопроводів, експлуатація яких відбувалася в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантаження, показав що частота відмов в загальному випадку знаходиться в межах 7,5 – 11 руйнувань на 1000 км, а також від 33 до 60% - аварії трубопроводів внаслідок зовнішньої та внутрішньої корозії металу трубопроводу.

Встановлено, що в процесі тривалої експлуатації відбувається зменшення значення статичної тріщиностійкості трубних сталей. Це особливо помітно для трубних сталей 17ГС і 14ХГС що знаходились в експлуатації. Зокрема коефіцієнт деформаційного зміцнення металу для таких сталей складає 3,6 та 3,7 відповідно для труб що знаходились в експлуатації 26-28 років. Для нових труб із цих марок сталей коефіцієнт деформаційного зміцнення – 3,0-3,35 відповідно. Отримані дані показують, що у тривалоексплуатованих трубопроводах відбуваються процеси деформаційного зміцнення металу, а також вирівнюється його мікроструктура.

Результати досліджень показали, що визначення залишкового ресурсу необхідно проводити за фактичним технічним станом тривалоексплуатованого трубопроводу, що в свою чергу дозволить встановити реальний термін експлуатації трубопроводів які можуть відрізнитися від запланованих амортизаційних термінів їх експлуатації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ДРУГОГО РОЗДІЛУ

1. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№8. – P.516-520.
2. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№4. – P. 91-93.
3. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№2. – P. 62-66.
4. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов // Нафтогазова галузь України. – 2014. –№6. – С. 27-30.
5. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації // Нафтогазова галузь України. – 2014. –№6. – С. 43-46.
6. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties // Metallurgical and mining industry. – 2013. –№3. – P. 68-73.
7. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами //Нафтогазова галузь України. – 2013. –№6. – С. 33-37.
8. Кузнецов В. В. Краткий анализ по отказам на трубопроводах труб большого диаметра // Повышение надежности труб большого диаметра магистральных газопроводов: Материалы конф.- Волжский, 1997.- С.28-29.
9. Кузнецов И.В., Саломатин В.Н., Матвеев В.Д. Закономерности деформирования пород при сдвиговой ползучести// Инженерная геология. - 1986. - № 1. - С. 59-64.

10. Леонов М.Я. Элементы теории хрупкого разрушения//Журн. прикл. механики и техн. физики.– 1962.–№3.–С85-92.
11. Леонов М.Я., Панасюк В.В. Розвиток найдрібніших тріщин в твердому тілі// Прикладна механіка.- 1959.–5, №4.– С.391-401.
12. Матвеев В.Д. Устройство для исследования ползучести грунтов при сдвиге. А.с. № 877398 (СССР) Опубл. в Б.И., 1981. - № 40.
13. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки / Наказ №637 Міністерства праці та соціальної політики від 04.12.2002.
14. Методические рекомендации Государственного комитета СССР по стандартам: МР185-86. Расчеты и испытания на прочность. Методы испытаний на склонность к коррозионному растрескиванию сталей и сплавов в жидких средах.– Москва. –ВНИИНМАШ, 1986.–51с.
15. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т.-Киев:Наук. думка, 1988-1990.-т.4:Усталость и циклическая трещиностой-кость конструкционных материалов/О.Н.Романив, С.Я.Ярема, Г.Н.Никифорчин и др.-1990.-680с.
16. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т.-Киев:Наук. думка, 1988-1990.–т.1:Основы механики разрушения материалов/В.В.Панасюк, А.Е.Андрейкив, В.З.Партон.-1988.-488с.
17. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S., Makovkin O.M. Research on pipelines elements strength with stress raisers in the area of slide // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№10. – P.202-204.
18. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т./ Под общей ред. Панасюка В.В.–Киев, Наукова думка, 1988.–Т.3: Характеристики кратковременной трещиностойкости материалов и методы их определения/ Ковчик С.Е., Морозов Е.М. – 436с.
19. Морские трубопроводы /Гореинов Ю.А., Федоров А.С., Васильев Г.Г. и др. - М.: Недра, 2001. - 131 с.

20. Мюллер Л. Инженерная геология. Механика скальных массивов. - М.: Мир, 1971. - 255 с.
21. Никифорчин Г.М., Студент О.З. Створення банку даних корозійно-механічних пошкоджень об'єктів енергетики як складової європейської мережі оцінки довговічності електростанцій// Фіз.-хім механіка матеріалів.–2001.–Спец.випуск №2.–С.56-61.
22. Новые методы оценки сопротивления материалов хрупкому разрушению/ Пер. с англ. под ред. Ю.Н. Работнова.–М.: Мир, 1972.–439с.
23. Овчинников И.К. Теория поля. - М: Недра, 1971. - 312 с.
24. Ориняк І.В., Розгонюк В.В., Тороп В.М., Білик С.Ф. Ресурс, довговічність і надійність трубопроводів. Огляд сучасних підходів і проблем нормативного забезпечення в Україні// Наф. і газ. пром-сть.– К.–2003.–№4.– С.54-57.
25. Ориняк О.В. Тороп В.М. Вислобіцький П.А. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами//Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №1.–С.31-36.
26. Осадчук В.А., Банахевич Ю.В. Концентрація напружень у трубопроводі з поверхневою заглибиною у формі півеліпсоїда обертання// Фіз.-хім. механіка матеріалів.– 2002.- №2.–С.37–42.
27. Оценка эффекта закрытия усталостных трещин/Г.Н.Никифорчин, Б.Н.Андрусив, А.В.Вольдемаров, М.А.Куцын//Физ.-хим. механика материалов. –1982.–№5.– С.100-103.
28. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів за критичними коефіцієнтами інтенсивності напружень/ Є.І. Крижанівський, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–Івано-Франківськ.–2003.–№1(6).–С.6–11.
29. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів з позиції σ_k –моде-лі/ Є.І. Крижанівський, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю.

Петрина//Науковий вісник ІФНТУНГ.–Івано-Франківськ.–2002.–№2(3).– С.66–73.

30. Панасюк В.В. До теорії поширення тріщин при деформації крихкого тіла//Доп. АН УРСР.–1960.– 9. –С.1185-1189.

31. Панасюк В.В. Механика квазіхрупкого руйнування матеріалів. Київ:Наук.думка, 1991.–416с.

32. Про систему керування цілісністю магістральних трубопроводів. Поняття ризик-аналізу/Розгонюк В.В., Руднік А.А., Ориняк І.В., Білик С.Ф.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-2004.–№3(12).–С.120-125.

33. РД-50-260-81. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик вязкости разрушения (трещиностойкости) при статическом нагружении. М.:Изд-во стандартов,1982.-56с.

34. РД 50-345-82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении.–М.:Изд-во стандартов, 1983.–96с.

35. Розгонюк В.В. Удосконалення методики діагностування технічного стану та способів ремонту магістральних газопроводів. Автореф. дисертації канд. техн. наук:05.15.13/Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу.- Івано-Франківськ,2000.–24с.

36. Романив А.Н. Разрушение при малоцикловом нагружении. - М.: Наука,1988. - 282с.

37. Романив О.Н. Вязкость разрушения конструкционных сталей.-М.: Металлургия, 1979. –176с.

38. Романив О.Н., Зима Ю.В., Петрина Ю.Д. Микростроение изломов и вязкость разрушения закаленных сталей//Физ.-хим. механика материалов.– 1973.– №1.– С.3-8.

39. Романив О.Н., Крыськив А.С., Ткач А.Н. Исследования обратной отпускной хрупкости сталей методами механики разрушения//Физ.-хим. механика материалов.–1978.- №2.– с.41-46.
40. Романив О.Н., Никифорчин Г.Н. Механика коррозионного разрушения конструкционных сплавов.– М.:Металлургия, 1986.–294 с.
41. Романив О.Н., Никифорчин Г.Н., Андрусив Б.Н. Эффект закрытия трещин и оценка циклической трещиностойкости конструкционных сплавов//Физ.-хим. механика материалов. -1983. - №3. – С.47-61.
42. Романив О.Н., Никифорчин Г.Н., Андрусив Б.Н. Влияние закрытия и геометрии усталостных трещин на структурную чувствительность припороговой усталости сталей //Физ.-хим. механика материалов. -1984. - №1. – С.71-75.
43. Романив О.Н., Ткач А.Н., Крыськив А.С. О некоторых случаях различной структурной чувствительности вязкости разрушения и ударной вязкости// Физ.-хим. механика материалов. – 1978. - №6. – с.46-71.
44. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects // Metallurgical and mining industry. – 2013. –№12. – P. 61-67
45. Тараєвський О.С. Аспекти моніторинга працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. –№4(45). – С. 43 – 47.
46. Тараєвський О.С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно – втомні характеристики зварного зєднання магістральних трубопроводів.// Науковий вісник Івано- Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. –№2(32). – С. 66-74.
47. Тараєвський О.С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів.// Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем – 2012. –№31. – С. 46-53.

48. Тараєвський О.С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. // Вісник донбаської державної машинобудівної академії. – 2012. – №3(28). – С. 264-268.

49. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Особливості корозійно – втомного руйнування зварного зєднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Фізико-хімічна механіка матеріалів. –2012. – Спец випуск №9 –С.653 – 661.

50. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №3(40). – С.27-32.

51. Тараєвський О.С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. . – 2011. – №3(36). – С. 43 – 47.

52. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно - втомні властивості.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2010. – Спец випуск №8.– С.655 – 660.

53. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов.// VIII Междунар. науч.-техн. конф. "Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта". – Новополоцк, ПГУ. – 2014. – С. 30 – 32.

54. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов.// Материалы IX международной учебно-научно-практической конференции "Трубопроводный транспорт– 2013" – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2013. – С.135-137.

55. Тараєвський О.С. Особливості руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Міжнародна науково – технічна конференція «Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу». – Івано – Франківськ. – 2012. –С.123-124.
56. Mao X., Liu X., and Revie R. W. Pitting corrosion of pipeline steel in dilute bicarbonate solution with chloride ions // Corrosion. - 1994. - 50, № 9. - P. 651-657.
57. Mendosa A. J. and Sykes J. M. The effect of low frequency cyclic stress on initiation of stress corrosion cracking in X60 line, pipe steel in carbonate solution// Corros. Sci.-1983.- 23, № 6. - P. 547-558.
58. Merrick R. D. Refinery experiences with cracking in wet H₂S environments// Corrosion'87 (San Francisco, Calif., March 9-13, 1987). - Pap. № 178; Tex.: NACE, 1987. - 13 p.
59. Oriani R.A. A mechanistic theory of hydrogen embrittlement of steel//Ber.Bausenges.Phys.Che.–1972.–№8.–P.818–857.
60. NACE standart TM-01-77. Testing of metals for resistance to sulfide stress cracking at ambient temperatures// Materials Performance. - 1977. - №9. - P.1-8.
61. Nykyforchyn H., Slobodyan D., Petrushchak O., Łunarska E. Rola wodoru w korosyjnym niszczeniu wewnętrznych powierzchni rurociągu naftowego.–Ochrona przed korozją.–2002,Wydanie specjalne.– S. 445-449.
62. Nykyforchyn H. M., Student O. Z. and Loniuk B. P. Sensitivity of fatigue crack growth in a reactor steel to thermo-mechanical ageing in hydrogen environment // Proc. Symp. Fatigue under Thermal and Mechanical Loading: Mechanisms, Mechanics and Modelling , The Netherlands, 1995. - Petten: Kluwer Academic Publishers, 1996. - P.215-220.
63. Payer J. H., Berry W. E., and Parkins R. N. Application of slow strain – rate technique to stress: corrosion cracking of pipeline steels // Stress corrosion

cracking -the slow strain - rate technique. ASTM STP 665.- Philadelphia: ASTM, 1979. - P. 222-234.

64. Paris P., Erdogan F. A critical analysis of crack propagation laws//Trans. ASME. J.Basic End.–1963.–85, №4.– P.528–534.

65. Paris P.C. The fracture mechanics approach to fatigue//Fatigue.– An interdisciplinary Approach.–Syracuse(N.Y.):Syracuse Univ. Press, 1964.–P.107–132.

66. Parkins R. N., Blanchard Jr., and Delanty B. C. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure in contact with solution of neutral pH // Corrosion. - 1994. - 50, № 5. - P. 394-408.

67. Parkins R. N. Predictive approaches to stress-corrosion cracking failure // Corros. Sci. - 1980. — 20,№2.-P. 147-166.

68. Peten N.I., Stables E. Delayed fracture of metals under static load//Nature.–1952.-163.–P.842–843.

69. Pilkey A. K., Lambert S. B., and Plumtree A. Stress corrosion cracking of X-60 pipe line steel in a carbonate-bicarbonate solution // Corrosion. - 1995. - 51, № 2. - P. 91-96.

70. Powder Diffraction File 1974: Search manual alphabetical listing and search section of frequently encountered phases. Inorganic.- Philadelphia, 1974.

71. Ritchie R.O., Suresh S. Some considerations on fatigue crack closure at near-threshold stress intensities due to fracture surface morphology//Metal.Trans.–1982.–13A.–№5.–P.937-940.

72. Schafer H., Bottary H., and Lambly Y. Pipe life spile in Europe // Number causes and severity. Pipe Line Eng. - 1986. – 65. - P. 47, 48, 50.

73. Stress corrosion cracking of carbon steel in carbonate solutions / J. M. Sutcliffe, R. R. Fessler, W. K. Boyd, and R. N. Parkins // Corrosion. - 1972. - 28, №8. - P. 313-320.

74. Suresh S., Zamiski G.F., Ritchie R.O. Oxide-induced crack closure: an explanation for near threshold corrosion fatigue crack growth behavior// Metal.Trans.–1981.–12A.–№8.–P.1435-1443.
75. Szklarska-Smialowska Z, XiaX., and RebakR. B. Stress corrosion cracking of X-52 carbon steel in dilute aqueous solutions // Corrosion. - 1995. - 50, № 5. - P. 334-338.
76. Warren F. R. Statistical predictions of corrosion failures // Materials Performance. -1990.- 29, № 6.- P. 40-44.
77. Тараєвський О.С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі // Нафтогазова енергетика. – 2008 –№3(8). – С.26-29.
78. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском.// Науковий вісник Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №1(17). – С.76-79.
79. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2008. – Спец випуск №7.– С.791 – 797.
80. Крижанівський Є.І. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання/ Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №2(27). – С.97 – 100.
81. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу.// Матеріали міжнародної наук.-техн. конф. "Нафтогазова енергетика-2017". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 353 – 354.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ У СКЛАДНИХ ГІРНИЧО – ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

Основна частина діючих магістральних газопроводів експлуатується більше 20 років. За такий тривалий період часу в металі труб під впливом пульсацій навантажень, агресивного корозійного середовища відбуваються процеси, що призвели до зміни фізико-механічних властивостей металу. Причому ступінь зміни властивостей залежить не тільки від тривалості, але і від силових умов експлуатації, тобто від рівня робочого тиску і розмаху його коливань та концентраторів напружень. Тому при аналізі стану магістральних трубопроводів, оцінці залишкового ресурсу і плануванні капітального ремонту необхідно виходити з реальних властивостей матеріалу труб та зварної конструкції газопроводу.

Аналіз чинників, які викликають передчасне руйнування магістральних трубопроводів, показує, що основними причинами руйнування є концентратори навантажень механічного походження (подряпини, надрізи, конструктивні дефекти і т.д.) і дефекти, утворені в результаті тривалого контакту металу з корозійним середовищем.

3.1 Вплив тривалої експлуатації магістральних трубопроводів на механічні властивості їх матеріалів

Відомо, що утворення тріщини процес локальний і залежить від локальних змін у структурі металу [1-12]. У зв'язку з цим, для виявлення впливу тривалої експлуатації на опір руйнування металу труб необхідно проведення досліджень локальних змін у структурі металу. Зокрема

необхідно проведення досліджень для оцінки схильності металу до деформаційного старіння, опору зародженню і поширенню тріщини, параметрів тріщиностійкості, уповільненого втомного руйнування в умовах впливу напруження, корозійного середовища і водню. Не менше важливе значення має визначення схильності сталі до крихкого руйнування при зниженні температури, оскільки вона залежить від процесів взаємодії атомів домішок із дефектами кристалічної будови і є одним із критеріїв оцінки сталі крихкому руйнуванню [13-24].

В умовах тривалої експлуатації крім напружень метал труби може піддаватися впливу корозійного середовища. Прийнято вважати, що основною причиною руйнування в умовах контакту металу з корозійним середовищем є локальна корозія металу, що призводить до зменшення його робочого перетину й утворенню тріщини. Іншим чинником, що сприяє тріщиноутворенню в умовах експлуатації, є насичення металу воднем. Тріщина в цьому випадку може утворюватися в ході витримки при напрузі нижче межі текучості в результаті розвитку уповільненого руйнування. Слід зазначити, що розвитку уповільненого руйнування сприяють внутрішні мікронавантаження, пов'язані з локальним наклепом металу і фазових перетворень [5-9].

Таким чином, для всебічної оцінки конструктивної міцності і розробки критеріїв надійності металу труб необхідно проведення комплексу випробовувань, що враховують структурний стан металу, стадії зародження і поширення тріщини, вплив корозійного середовища і водню.

Результати аналізу зразків труб 19 магістральних трубопроводів із районів із різноманітними кліматичними умовами, їхній процентний розподіл показаний на рис.3.1, із якого випливає, що досить близькі по хімічному складі сталі 17ГС, 17Г1С і 19Г складають 81% від загального числа досліджуваних сталей. Тому основний статистичний аналіз проводився саме на даних сталях, названих надалі сталями типу 17ГС.

Усього досліджувано 106 зразків металу труб. З них 86 зразків робочих труб, 9 - труб аварійного запасу, 7 - аварійних труб, 3 - труби резервних ниток; 1 - труба поточного виробництва, а також відповідна кількість зразків зварювальних з'єднань, серед яких переважали заводські поздовжні шви. Безшовних труб було усього 6 і стільки ж монтажних кільцевих швів. В усіх монтажних швах були присутні дефекти. Дефекти були й у 8 заводських поздовжніх швах.

Всі труби експлуатувалися в різноманітних силових умовах. Найбільш жорсткі умови експлуатації були в труб на початку ділянок. Розташування зразків труб по трасі виглядає таким чином: з початку лінійних ділянок - 28, з середини ділянок -17, із кінця ділянок - 22 зразки.

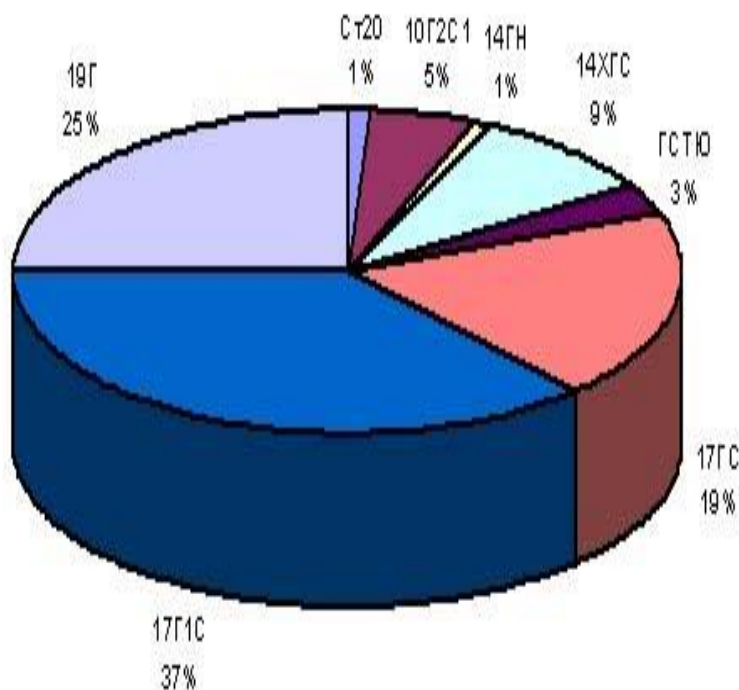


Рисунок 3.1- Процентний розподіл зразків трубних сталей по марках

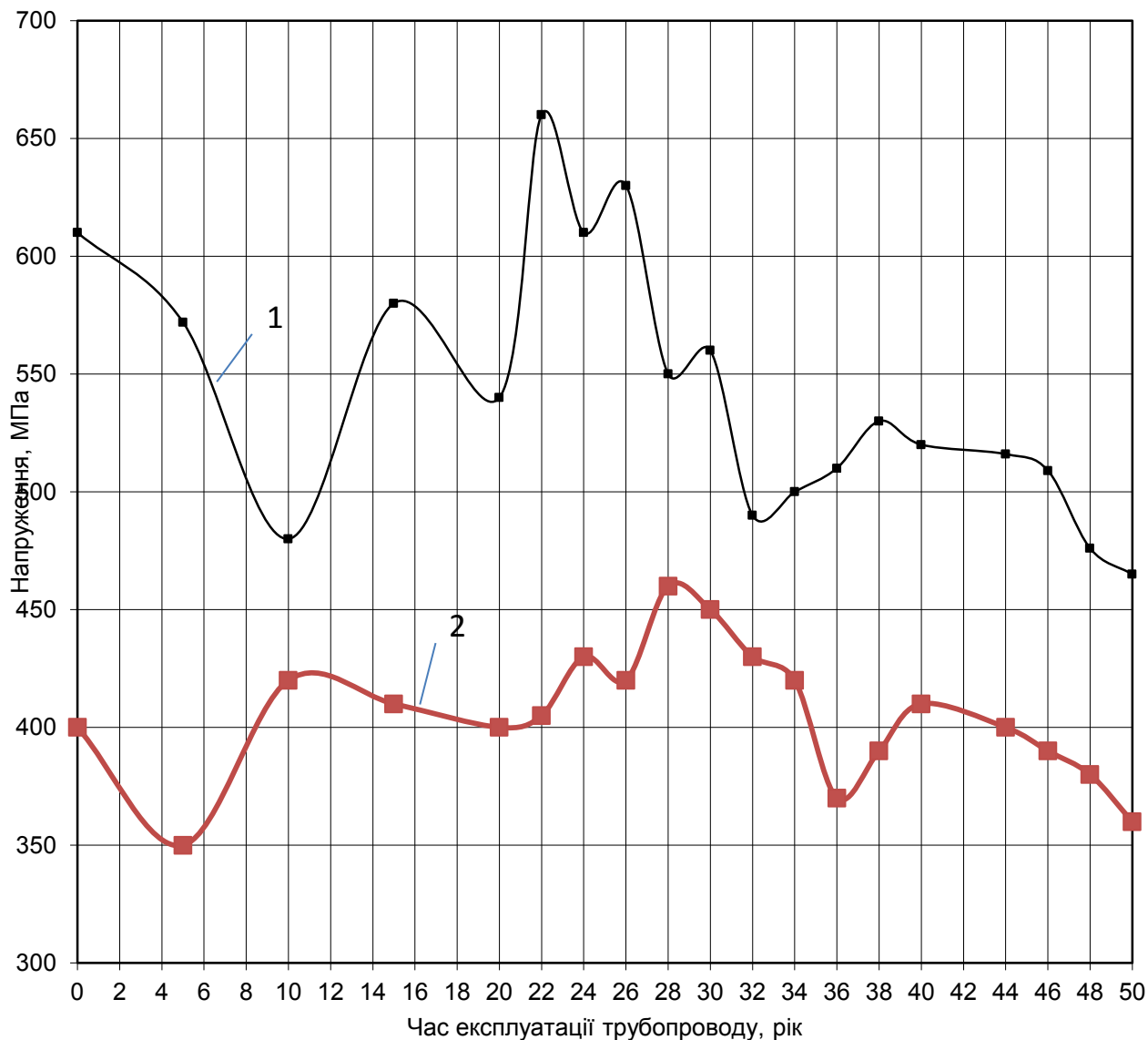
Для оцінки комплексу механічних властивостей були відібрані зразки труб і зварних з'єднань із сталі типу 17ГС, вилучені з діючих трубопроводів, аварійних котушок і аварійного запасу. Труби мали діаметри від 425 до 1220 мм і товщину стінки в межах (7-15,2) мм. Термін експлуатації складав від 4

до 50 років. За вихідний стан приймали властивості труб аварійного запасу з аналогічної марки сталі.

Відповідно до отриманих даних міцність, межа текучості і пластичність практично не змінюються в залежності від тривалості експлуатації.

Усереднення значень проводилося за числом досліджуваних труб для кожного терміну експлуатації. Для металу труб значення тимчасового опору відриву σ_b в інтервалі розкиду експериментальних даних (480-670) МПа близькі до норм для даної марки сталі (не менше 520 МПа) і зберігаються на цьому рівні протягом усього терміну експлуатації. Аналогічні результати спостерігаються і для межі текучості $\sigma_{0.2}$, де в межах розкиду він практично залишається постійним. Пластичність металу труб - відносне подовження δ і поперечне звуження ψ - практично не змінюється протягом усього терміну експлуатації і знаходиться на рівні вимог ГОСТ і ТУ (не менше 24% для δ , норми на ψ відсутні). Відносне подовження змінюється в межах (22-31,5)%, а поперечне звуження - в межах (50-64)%. Таким чином, тривало експлуатовані трубопроводи, термін експлуатації яких складав до 60 років, не привели до помітного зниження показників пластичності.

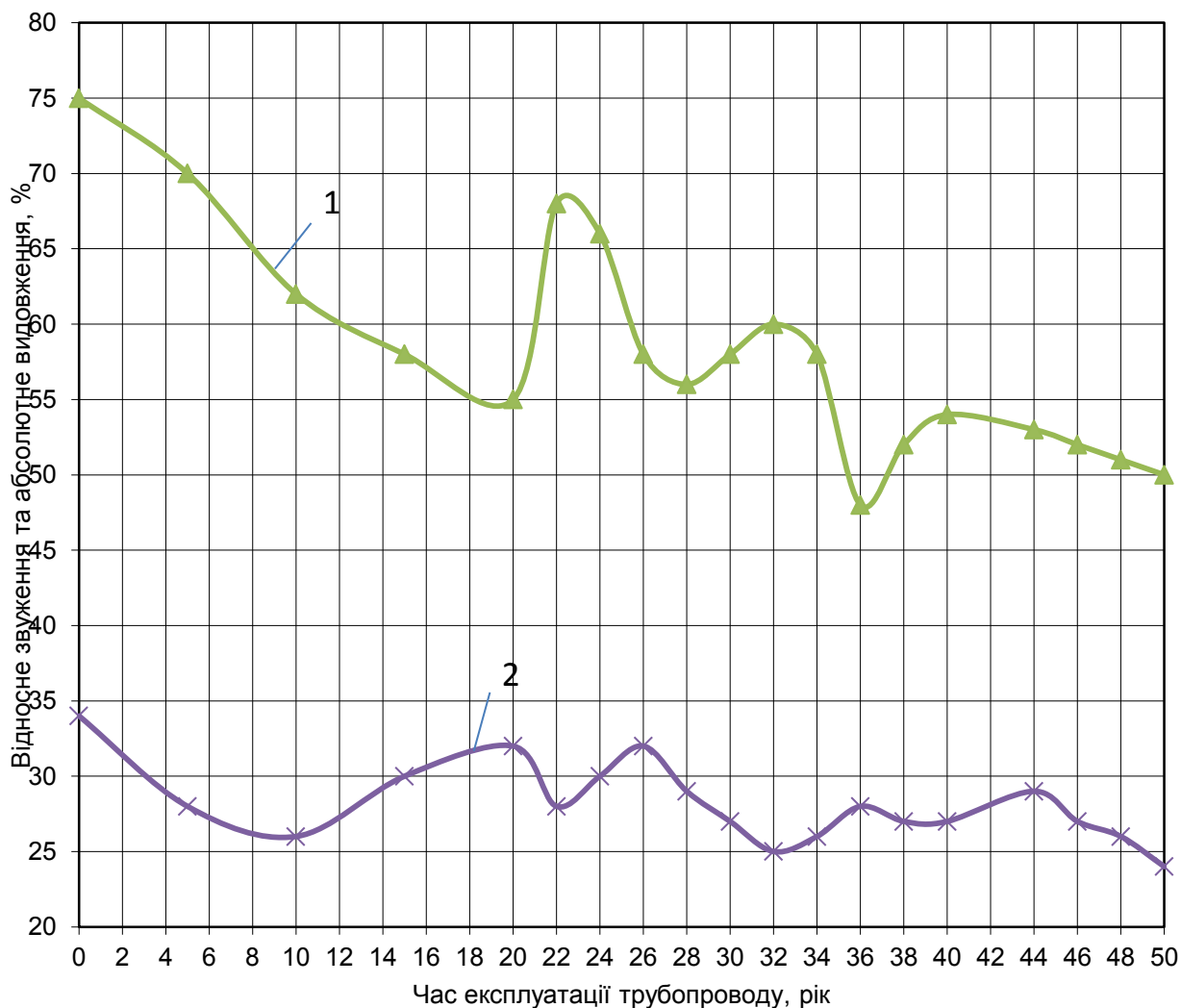
Аналіз механічних властивостей зварних з'єднань показав, що так само як і для металу труб, не спостерігається будь-які залежності властивостей від терміну експлуатації. Значення σ_b змінюються в межах (462-640) МПа, $\sigma_{0.2}$ - в межах (338-474) МПа (рис. 3.2). Це практично співпадає з відповідними характеристиками основного металу труб при близькому розкиді властивостей. Показники пластичності зварних з'єднань трохи нижчі, ніж основного металу труб. Так δ міняється в межах (15-26)%, а ψ - в межах (38-61)% (рис.3.3). Розкид цих параметрів трохи більше, ніж у металу труб, що, мабуть, пов'язано з дефектами зварних з'єднань, що розкриваються при випробуваннях.



1- границя міцності σ_B ; 2 – границя текучості $\sigma_{0,2}$

Рисунок 3.2 – Графічні характеристики зміни напружень протягом тривалого терміну експлуатації трубопроводів

Таким чином, стандартні механічні властивості - міцність, межа текучості і пластичність - практично не чутливі до структурних змін в металі труб в процесі експлуатації. Для виявлення властивостей, чутливих до структурних змін, проводилися інші види випробувань, в тому числі на зразках з гострим концентратором напружень і зазделегідь створеною тріщиною, а також оцінка роботи зародження і поширення тріщини.



1- відносне звуження φ ; 2 – абсолютне видовження δ

Рисунок 3.3 – Зміна механічних характеристик тривало експлуатованих трубопроводів.

Таким чином, у металі труб у процесі тривалої експлуатації відбувається зміна структурного стану, що приводить до зниження опору крихкому руйнуванню. Можна вважати, що однією з основних причин збільшення схильності металу до холодноломкості і зниження опору зародженню тріщини є деформаційне старіння, пов'язане з процесами взаємодії атомів дифузії (вуглецю й азоту) із дислокаціями [6-18].

Зміна структурного стану металу труб у ході тривалої експлуатації трубопроводів може бути пов'язана не тільки з процесом старіння, але і з

процесом накопичення дефектів у результаті дії напружень, корозійного середовища і водню. Корозійні процеси викликають зміни стану поверхні металу труб, приводячи до утворення дефектів типу корозійних каверн, язв, пітінгів і ін.

Насичення металу воднем викликає утворення внутрішніх дефектів типу мікротріщин у місцях впливу локальних мікронапружень [6-12, 25-28]. Слід зазначити, що насичення металу воднем може відбуватися в результаті розвитку процесів електрохімічної корозії. У трубопроводах насиченню металу воднем може сприяти катодний захист.

Процес накопичення дефектів типу мікротріщини і руйнування при статичному або квазістатичному напруженні нижче граничного руйнуючого зусилля, у тому числі нижче межі текучості сталі, прийнято називати уповільненим руйнуванням. Дослідження на схильність до уповільненого руйнування при одночасній дії зусиль, корозійного середовища і водню до деякої міри імітують процес руйнування в реальних умовах експлуатації при протіканні процесів електрохімічної корозії. Цей вид дослідження є одним із найбільш жорстких і може бути корисний для оцінки схильності до розтріскування металу труб, що працюють у складних умовах експлуатації (високі тиски, корозійно активні середовища і т.д.).

Для дослідження трубних сталей була розроблена методика дослідження на уповільнене руйнування матеріалу в умовах одночасного впливу корозійного середовища, водню і механічних напружень, що імітує реальні умови експлуатації конструкції з концентратором напружень. Для цього стандартні зразки (10x10x55)мм із гострим надрізом після дослідження на статичний згин для визначення зусилля загальної текучості в надрізі поміщаються у ванну з нормальним розчином сірчаної кислоти, і навантажуються на експериментальному стенді нижче межі текучості, після чого включається електрична напруга з густиною струму 10 mA/cm^2 . У такий спосіб відбувається насичення металу воднем при одночасній дії механічних

напружень і корозійного середовища. Зразок витримується при незмінному напруженні або деформації до руйнування. Момент утворення тріщини фіксується за падінням навантаження та наступним дослідженням руйнування поверхні.

Статистичний аналіз аварій на магістральних газопроводах показує, що руйнування стінок труб відбувається, як правило, при середніх тисках і задовго до кінця амортизаційного терміну експлуатації. Це означає, що при цих тисках напруження на стінках труб доходять приблизно до 190 - 210 МПа, тобто приблизно в два рази менше, ніж межа текучості металу труб. Отже, руйнування металу труб не походить від статичних навантажень, тим більше якщо врахувати, що при проектуванні трубопроводу закладається дворазовий запас міцності, тобто магістральні труби повинні витримувати значно більші робочі тиски.

У результаті зміни внутрішнього тиску на стінках труби виникають напруження, які, концентруючись в зонах зазначених дефектів, тобто в локальних областях, досягають межі текучості металу і навіть перевищують його. При дії повторно-статичних навантажень протікають незворотні процеси динамічного деформаційного старіння і поступового накопичення дефектів (мікропластичні деформації), які призводять до утворення мікротріщин, зниження опору металу руйнуванню. Необхідно зазначити, що різке зниження значень границі міцності для ОМ (рис.3.4) вказує на те, що найбільш небезпечним періодом експлуатації для магістральних трубопроводів із сталі 17Г1С є перших 16 років експлуатації. В подальших періодах експлуатації вирівнюються значення границі витривалості. Це свідчить про те, що під час тривалої експлуатації зварне з'єднання стає одним цілим із металом труби.

При тривалому впливі експлуатаційних навантажень і навколишніх середовищ у металі труб магістральних газопроводів відбувається поступове

накопичення незворотних пошкоджень (наприклад, локальне або рівномірне зменшення товщини стінки).

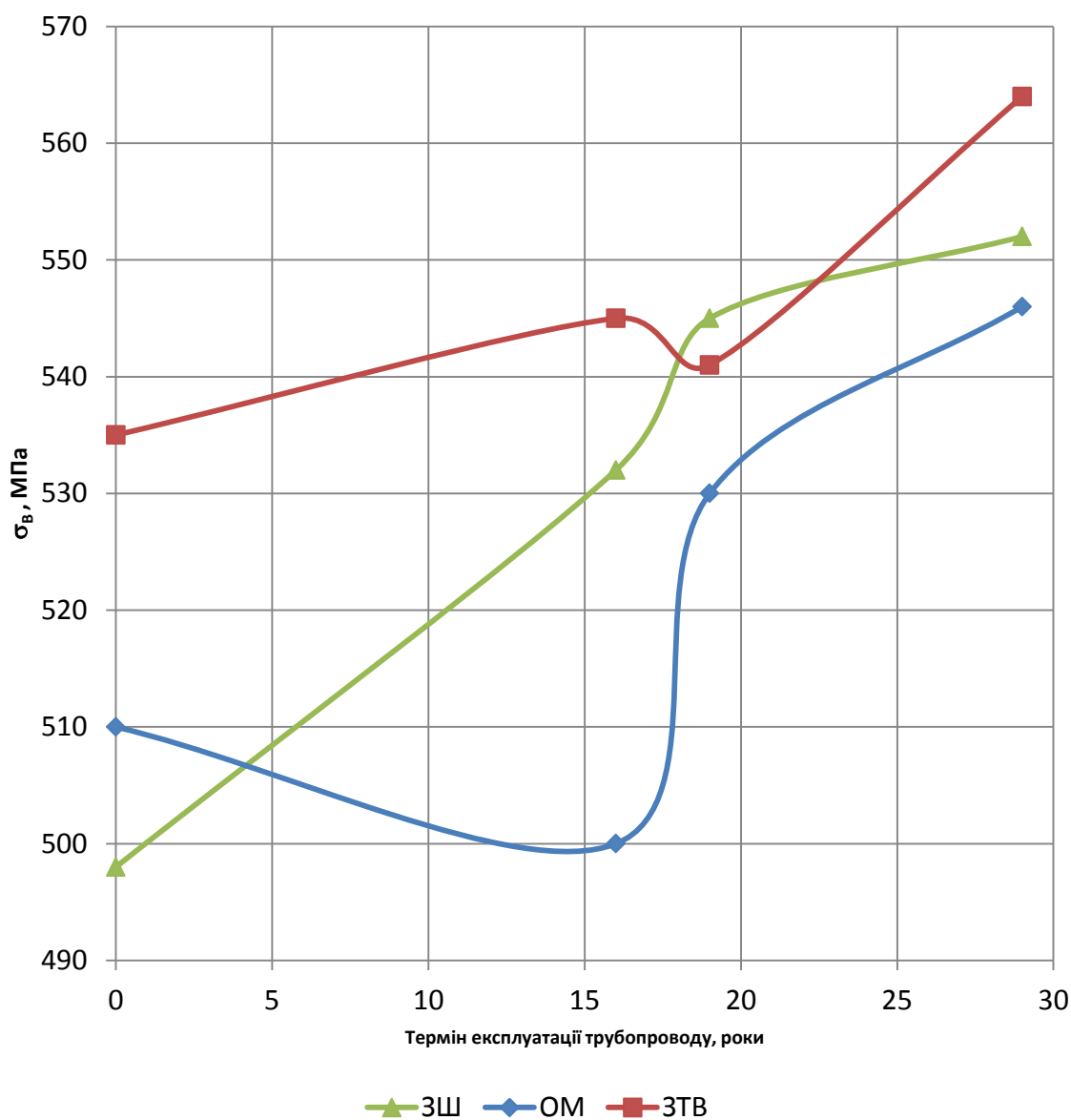


Рисунок 3.4 – Залежність границі міцності різних зон зварного з'єднання від періоду експлуатації магістрального трубопроводу

Відомо, що надійність роботи магістральних газопроводів визначається не тільки запасом міцності металу труб, але і опором його крихкому руйнуванню. Проведений аналіз умов експлуатації та характеру руйнувань труб показує наявність випадків виходу з ладу трубопроводів в результаті

зменшення опору металу малоцикловому руйнуванню. На це, перш за все, вказує характер руйнування кромки труб.

Як видно із рисунків 3.2, 3.4, міцнісні властивості трубних сталей змінюються незначно і нерівномірно з плином часу експлуатації газопроводів. Якщо врахувати, що технологічний процес виробництва трубних сталей передбачає розкид міцнісних властивостей (σ_B і σ_T) ± 10 МПа, то ступінь зміни їх у процесі експлуатації практично не можна застосовувати в якості самостійного параметра, що визначає старіння металу труб. Пластичність сталей зменшується в межах 20%. Однак, відносні зміни властивостей основного металу, зварного шва і зони термічного впливу мають певну цінність для їх аналізу, виходячи зі структурних особливостей досліджуваних ділянок труб.

Зниження довговічності труб в результаті розвитку тріщин, зносу і старіння в значній мірі залежить від терміну, режиму та природнокліматичних умов експлуатації трубопроводів, від системи технічного обслуговування і ремонту, а також від марки сталі і технології виготовлення металу труб. Вплив терміну експлуатації трубопроводів на їх технічний стан може бути охарактеризований відмовами трубопроводів залежно від тривалості їх експлуатації. Зі збільшенням терміну експлуатації трубопроводів інтенсивність відмов зростає, що свідчить про зниження їх несучої здатності. Однак оцінка впливу терміну експлуатації на технічний стан трубопроводів не може ґрунтуватися тільки на інтенсивності відмов. Ця залежність більш складна, залежить від багатьох чинників і вимагає спеціального дослідження.

Таким чином, на пізній стадії експлуатації магістральних трубопроводів особливо актуальною науково – технічною проблемою стає забезпечення технічної надійності та безпечної експлуатації трубопроводів застосуванням методів технічного діагностування, особливо корозійних дефектів. Тому необхідно чітко встановлювати допустимі межі деградації фізико –

механічних властивостей трубних сталей, оскільки для обґрунтування подальшої безпечної роботи магістральних трубопроводів необхідно враховувати вже не вихідні, а поточні характеристики експлуатованого металу та кільцевих зварних з'єднань.

Враховуючи особливості експлуатації газопроводів, у першу чергу, їх зварних з'єднань при катодному захисті та дії на них циклічних навантажень у корозійному середовищі, руйнування протікає із за водневої втоми. Крім того, якщо до катодно захищеної сталі постійно підводиться свіже корозійне середовище, яке інтенсивно переміщується, то процес наводнення протікає безперервно. Тому явище водневої втоми при катодному захисті газопроводів має місце. Найбільш чутливим до такого виду руйнування є кільцеві зварні з'єднання газопроводу. Зокрема виявлено, що при тривалому періоді експлуатації трубопроводу (більше 20 років) зварне кільцеве з'єднання може експлуатуватися тривалий період при правильному його навантаженні. Оскільки трубопроводи експлуатуються при низькочастотних коливаннях, які в свою чергу поділяються на низькі, високі та середні навантаження, руйнування відбувається неоднозначно.

Тому подальші дослідження проводимо на взірцях вирізаних із катушок із кільцевим зварним з'єднанням. Як видно із рисунків 3.5 -3.7 характер кривих практично нічим не відрізняється, це свідчить про те, що зміна границі текучості та абсолютно видовження в експлуатованій трубі проходить однаково у всіх зонах зварного з'єднання.

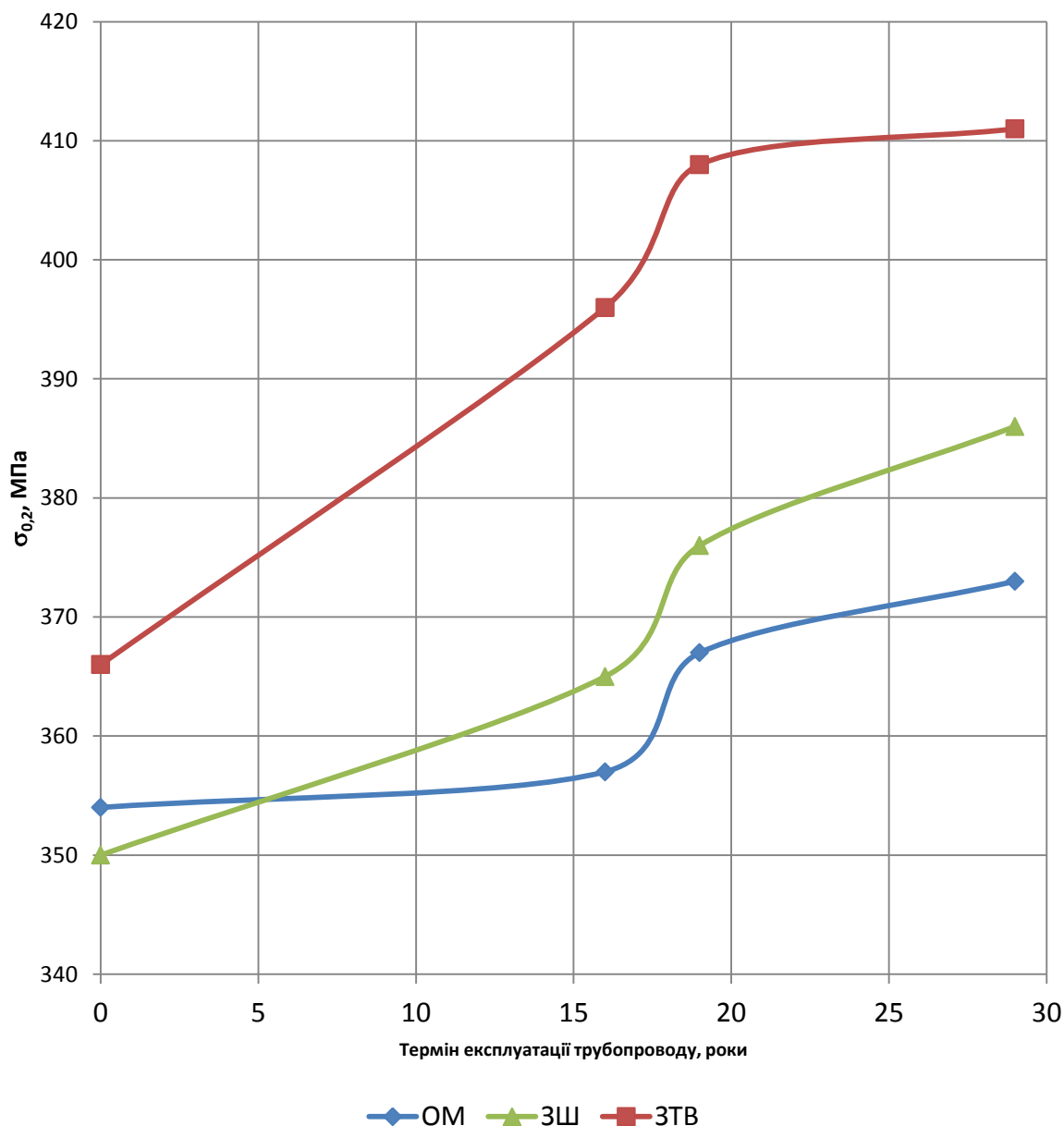


Рисунок 3.5 – Залежність границі текучості різних зон зварного з'єднання від періоду експлуатації магістрального трубопроводу

Результати досліджень показують, що для встановлення справжньої картини аварійності на трубопроводах необхідне детальне вивчення не тільки зовнішніх факторів, що діють на нього, але й структурних змін у металі труб, які відбуваються в трубних сталях в процесі їх експлуатації. Вплив режиму експлуатації трубопроводів на їх технічний стан і на фізичний стан металу труб проявляється через зміну робочого тиску в процесі експлуатації і

характеризується числом циклів зміни робочого тиску. Метал труб магістральних трубопроводів відчуває не тільки статичне, а й циклічне (повторно-статичне) навантаження в результаті коливань внутрішнього тиску, а більшість руйнувань металу труб носить крихкий характер.

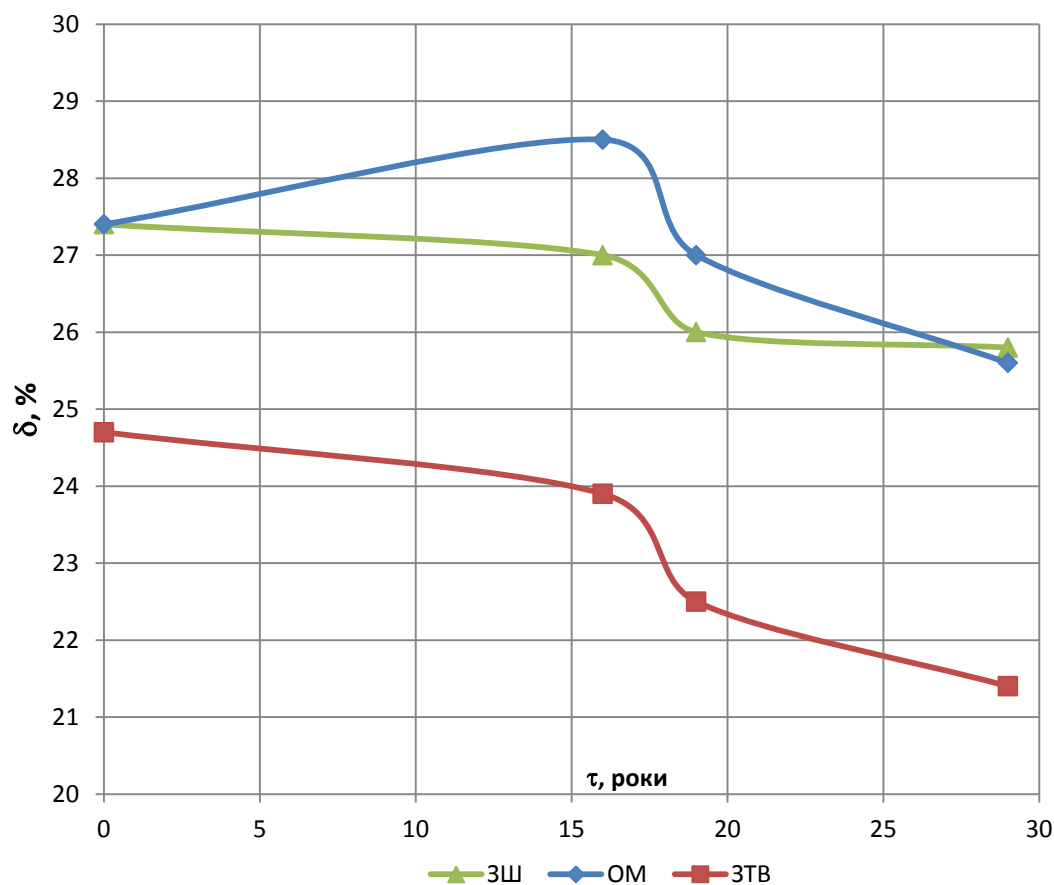


Рисунок 3.6 – Залежність абсолютного видовження різних зон зварного з'єднання від періоду експлуатації магістрального трубопроводу

Отже, закладений нормативними документами дворазовий запас міцності, розрахований на статичне навантаження, не забезпечує циклічну довговічність металу труб, яка безперервно зменшується з часом експлуатації трубопроводів. Це обумовлено тим, що при малоциклового навантаженні, на відміну від статичного, через наявність концентраторів напружень відбувається накопичення необоротних мікропластичних деформацій у структурно-неоднорідних областях металу, перерозподіл атомів вуглецю та

інших домішкових атомів, пов'язаних з наводненням і деформаційним старінням, які призводять до окрихчування локальних ділянок металу, а отже, до зниження опірності трубних сталей крихкому руйнуванню.

Під жорсткістю режиму експлуатації магістрального трубопроводу розуміється частота зміни внутрішнього тиску в період експлуатації. Жорсткість режиму експлуатації може характеризуватися відношенням числа циклів зміни внутрішнього тиску в аналізованому періоді до критичного числа циклів зміни внутрішнього тиску, при досягненні якого може настати руйнування трубопроводу.

Слід зазначити, що кількісно показники міцності вищі порівняно з даними випробувань гладких зразків, що відображає ефект концентрації напружень – утруднення пластичної деформації. Важко також визначати відносне видовження для таких зразків (рис. 3.7). Для ОМ отримано відчутне зниження характеристик пластичності при загальній закономірності зростання ефекту зі збільшенням терміну експлуатації та деяке підвищення характеристик міцності. Для ЗТВ однозначна залежність механічних властивостей зберігається тільки для показника ψ . Це саме стосується і для ЗШ – можна тільки відзначити різке зростання числового значення відносного звуження протягом перших 16 років експлуатації.

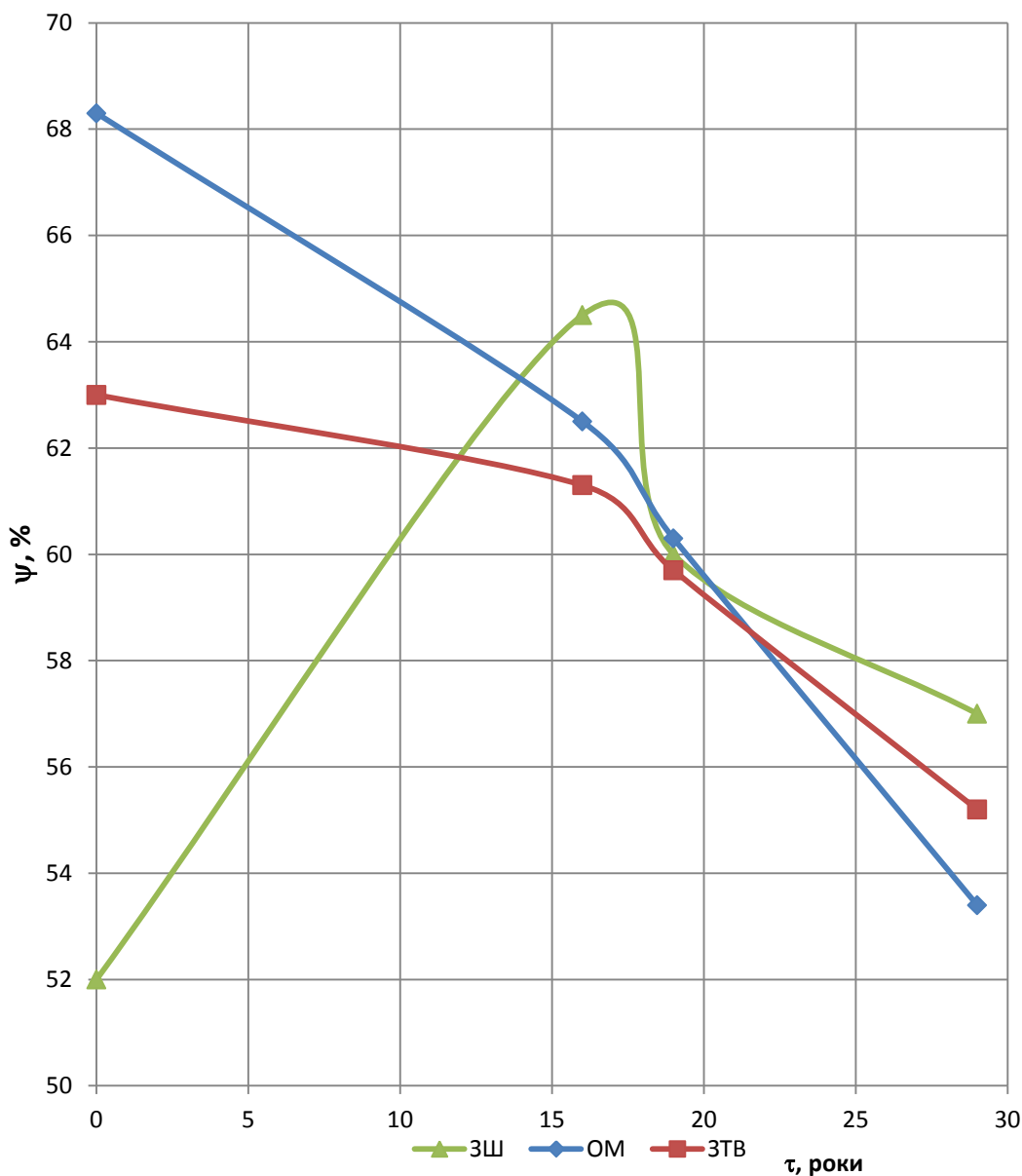


Рисунок 3.7 – Залежність відносного звуження різних зон зварного з'єднання від періоду експлуатації магістрального трубопроводу

Провівши аналіз зруйнованих зразків видно, що руйнування проходить по ЗШ. Це означає, що ЗШ є найбільш чутливим до крихкого руйнування в умовах наводнювання сталі 17Г1С, яка широко використовується для виготовлення магістральних газопроводів.

Як видно з наведених даних, більш чутливі зміни механічних властивостей у результаті експлуатації відбуваються в зоні термічного впливу та зварному шві, що пояснюється наявністю в них різних структурно-неоднорідних областей.

Уповільнене руйнування протікає в три стадії, що можуть бути зафіксовані. Перша стадія - зародження - стадія зародження тріщини, друга стадія - ріст стабільної тріщини, і третя - швидкий "долом". Випробування на повільне руйнування проводимо при різних рівнях навантаження. Чим нижча величина прикладеного навантаження, тим більший час до руйнування. При цьому тривалість даного періоду, як правило, більша, ніж період поширення стабільної тріщини, особливо при високих напруженнях. При низьких напруженнях тривалості стадій зародження і поширення тріщини практично однакові. Отже, для оцінки надійності роботи трубопроводу в умовах можливого контакту з корозійним середовищем найбільше важливим є визначення опору зародженню тріщини і поширенню тріщини.

Показано, що причиною зниження корозійної стійкості газопроводів, наприклад, є утворення приповерхневих мікротріщин.

Розглянуто перспективний напрямок зниження корозійної активності середовища, що транспортується, що складається у видаленні іонів кальцію з розчину за допомогою спеціальних хімічних реагентів. Виявлений механізм утворення продуктів корозійної пошкоджуваності газопроводів дозволив сформулювати вимоги до забезпечення корозійної стійкості труб, реалізація яких здійснюється шляхом їх економного модифікування корисними мікродобавками

Таким чином, важливою умовою забезпечення стійкості газопроводів проти корозійно – втомних руйнувань, в транспортованому середовищі, є правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження для даного робочого середовища та малій кількості циклів навантаження.

3.2 Оцінка експлуатаційної надійності газопроводів при наявності локальних дефектів зварних з'єднань

Основна причина виходу з ладу промислових трубопровідних конструкцій - наявність в них дефектів, що виникають при виконанні зварювально-монтажних робіт і експлуатації з порушенням регламентуючих правил. Для виявлення дефектів зварювального походження створені автоматичні засоби неруйнівного контролю на основі принципово нових фізико-технічних методів, що дозволяє своєчасно запобігати руйнуванню.

Однак у більшості випадків причиною виходу з ладу трубопровідних систем є їх незадовільна дефектоскопічна технологічність, яка виключає можливість своєчасного виявлення дефектів з розмірами меншими, ніж ті, які зустрічаються на практиці. Крім того, оцінка небезпеки дефекту виконується на підставі суб'єктивного досвіду фахівця, аналізуючи результати діагностики. Такий підхід часто неприйнятний через відсутність достатнього досвіду або нестандартності дефекту.

Отже, необхідне впровадження в практику діагностичного контролю зварних промислових трубопроводів, які експлуатуються у різних кліматичних і ґрунтово-геологічних умовах, сучасних критеріїв тріщиностійкості з метою своєчасного виявлення дефектів і прогнозування надійності конструкцій.

Пропонується розрахунково-експериментальну методику оцінки небезпеки локального дефекту, представленого тріщиною, на підставі розрахунку співвідношення максимального еквівалентного коефіцієнта концентрації напруження в зоні дефекту та проектного допустимого коефіцієнта.

Для аналізу граничного стану трубопроводів, які знаходяться під тиском при статичному і циклічному навантаженні, найбільш перспективним є деформаційний критерій, прийнятий для широкої області розмірів тріщин і станів матеріалу. Однак використання цього критерію для оцінки міцності

труб газопроводів з тріщиноподібними дефектами до теперішнього часу було неможливо через відсутність необхідної експериментальної інформації про критичні коефіцієнти інтенсивності напружень і рішень для коефіцієнтів інтенсивності напружень у відносно великих наскрізних тріщинах в циліндричних тонкостінних оболонках.

Тому на підставі результатів експериментальних досліджень (наявність пластичних деформацій у зоні долому) визначається критичний розмір тріщини, використовуючи критерій утворення пластичного шарніра в ослабленому перерізу стінки труби [23]. Руйнування ослабленого перерізу внаслідок утворення пластичного шарніра є пружнопластичним до моменту початку розповсюдження тріщини. Передбачається, що руйнування відбувається при критичному напруженні в ослабленому перерізі, що дорівнює $\sigma_f = (\sigma_b + \sigma_{0,2}) / 2$ [48-62] або $\sigma_f = A\sigma_{0,2} + B$, де A і B емпіричні коефіцієнти. У роботах [19-69] як критичні напруження приймається $\sigma_f = \sigma_b/A$, де A -емпіричний коефіцієнт, що враховує місце розташування тріщиноподібного дефекту.

Відомі класичні моделі розрахунків міцності трубопроводу з поздовжніми і кільцевими наскрізними дефектами стінки, використовувані в нормативах США, Німеччини та Японії [44-56]. Однак вони не враховують поздовжні зусилля і згини в трубопроводі, пов'язані з профілем траси і взаємодією з ґрунтом. Це може призвести до заниження розрахункового рівня руйнівного тиску для дефектів з великими кутами нахилу, що характерно для дефектів спірального шва труб (кут нахилу $60-70^\circ$). Оскільки крайніми випадками орієнтації дефекту є поздовжні та кільцеві дефекти, то слід визначити можливість приведення розрахункових формул для цих дефектів до одного виду.

В якості розрахункових моделей для оцінки небезпеки кільцевих дефектів пропонується використовувати модель С. Ранганата, визначальну залежність між навантаженням (внутрішній тиск і згин) і розміром дефекту,

та модель А. Даффі і Р. Ейбера [48] для наскрізних повздовжніх дефектів у трубах, навантажених внутрішнім тиском.

У зв'язку з цим здійснена спроба розробити метод оцінки надійності газопроводів при наявності локальних дефектів (типу тріщин) зварних з'єднань.

Завдання про знаходження коефіцієнта концентрації напружень в зоні локального дефекту є об'ємним і повинно вирішуватися в тривимірній постановці. Оскільки його вирішення аналітичним методом неможливо, для розрахунку було вибрано найбільш універсальний чисельний метод кінцевих елементів. Однак навіть при його використанні вирішення поставленого завдання в об'ємному вигляді ускладнене через труднощі, зумовленої необхідністю введення повної інформації про геометричні розміри дефекту, великим об'ємом обчислень і невизначеністю граничних умов. Тому пропонується розраховувати коефіцієнти інтенсивності напружень по перетину тріщини, вирішуючи не об'ємне (тривимірне) завдання, а ряд плоских (двовимірних).

Відомо, що при аналізі напруженого стану розраховується загальний коефіцієнт концентрації напружень K_0 . Для обліку впливу профілів зварних швів, форми і розмірів дефектів на міцність використовують локальні коефіцієнти концентрації напружень K_d .

Теоретичний коефіцієнт концентрації напружень при наявності локального концентратора визначається як $K_T = K_d \cdot K_0$.

Концентратори напружень поділяються на такі види [85]: ризики, тріщини, підрізи, не провари

$$K_T = 1 + 2 \cdot \sqrt{\frac{t}{\rho}}, \quad (3.1)$$

зміна форми стикового шва

$$K_T = 1 + 1,1h \frac{(b/\delta)^2 + 1}{\delta} \sqrt{\frac{h}{\rho}}; \quad (3.2)$$

зміщення кромки

$$K_T = 1 + 3c/\delta; \quad (3.3)$$

вм'ятини

$$K_T = 1 + 6H/\delta; \quad (3.4)$$

де ρ - радіус в вістрі дефекту або переході шва до основного металу; t - глибина дефекту; h - висота посилення шва; b - ширина шва; c - зміщення кромки; δ - товщина стінки; H - глибина вм'ятини.

Існуючі літературні дані про оцінку внеску концентраторів напружень в експлуатаційну надійність трубопроводів стосуються тільки випадків наявності двох концентраторів напружень з розташуванням локального в загальному концентраторі. Так, наприклад, в роботі [46-53] для оцінки розрахункової працездатності трубопроводу в порівнянні з експериментальними даними досліджено випадок створення підризу під вм'ятиною, внаслідок чого за загальний коефіцієнт концентрації напружень приймався коефіцієнт (3.4), а за локальний коефіцієнт (3.1). Теоретичний коефіцієнт концентрації в цьому випадку представляє собою утворення виразів (3.1) і (3.4).

Неприпустимість одночасної наявності двох концентраторів напружень в одному поєднанні в технічних умовах на виготовлення газопровідних труб стосується тільки одного виду дефектів - підризу. Так, в ТУ 14-3-311-74 на виготовлення електрозварних спіральшовних труб діаметром 720-520 мм вказується, що при наявності одиничних підризу з розмірами по глибині і по

довжині не більше заданих, збіг підрізів в одному перерізі труби на внутрішньому і зовнішньому шву не допускається.

У нашому випадку об'єктом дослідження були два типи зразків, вирізаних із зварних кільцевих з'єднань, отриманих на електрозварних спіральних шовних і прямошовних (І тип) та цілнотягнутих (ІІ тип) трубах. Зварювання виконували покритими електродами основного типу марки УОНИ (корінь шва, діаметр електродів 3 мм) і УОНИ 45 (заповнюють і облицювальний шари, діаметр електродів 4мм) від джерела постійного струму на зворотній полярності. Режим зварювання: $I_{св} = 180\text{А}$, $U_d = 23 - 24\text{В}$ (діаметр 4мм); $I_{св} = 120\text{ А}$, $U_d = 22-23\text{ В}$ (діаметр 3 мм). Котушки вирізані з зварних трубопроводів газозбиральних. Монтажні стики збиралися в польових (трасових) умовах відповідно до вимог СНиП 34.116-97. Зварювання неповоротних стиків трубопроводів виконували електрозварники VI розряду з великим досвідом роботи.

Експериментальні зразки, вирізані з зварних з'єднань трубопроводів, піддавали в подальшому малоцикловим випробуванням відповідно до стандартної методики [17-69].

З метою отримання залежностей $E_{пр}^a - N_{ц}$ ($E_{пр}^a$ - амплітуда повної пружнопластичної поздовжньої деформації, $N_{ц}$ - число циклів до руйнування) проводили випробування на повторне пружнопластичне деформування. Для цього використовували універсальну машину для статичних і динамічних випробувань. Вид навантаження: розтяг - стиск, частота навантаження $H = 1$ Гц. Режим навантаження - жорсткий ($E = \text{const}$), цикл деформацій - симетричний ($PE = -1$), випробовувалася серія (до 15 шт.) зразків на п'яти рівнях деформації при температурі $+20^{\circ}\text{C}$. База випробувань складала 10^5 циклів.

Випробування проводили на корсетних зразках типу Коффіна із записом поперечної деформації в заданому перетині і подальшим перерахунком її у поздовжню. За даними експериментів будували в логарифмічних

координатах криві малоциклової втоми (рис.3.8), а також обчислювали інтенсивність напружень.

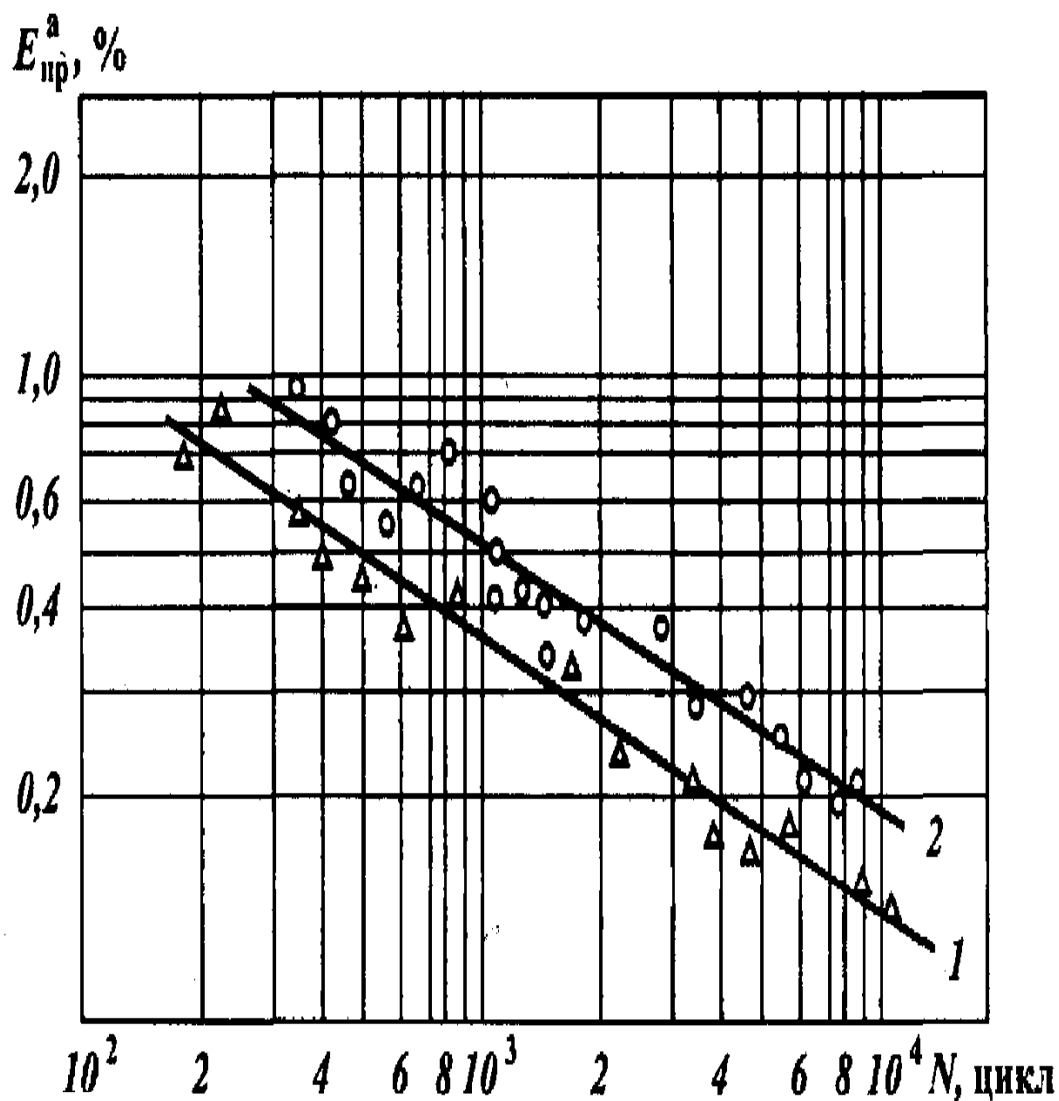


Рисунок 3.8 - Криві малоциклової втоми металу зразків I (1) та II (2) типів

Випробуванням піддавалися зразки при наявності двох локальних концентраторів напружень різного типу, розташованих у місці знаходження спільного концентратора: у першому випадку на перетині заводського і кільцевого монтажних швів, а в другому - в кореновому шві (місце притуплення) V-подібного стику.

За результатами малоциклових випробувань зразків I і II типів і розрахунку коефіцієнтів інтенсивностей напружень оцінювали експлуатаційну надійність газопроводів.

Локальні концентратори в труб (зразки I типу) являли собою внутрішні дефекти шва мікротріщини і дефекти у вигляді різкого переходу від наплавленого металу шва до основного, яке характеризується за ГОСТ 19232-73 як наплавне сполучення зварного шва. Обидва локальних концентратори перебували в зоні взаємодії один одного і одночасно в зоні загального концентратора [58-62]. У газопровідних трубах (зразки II типу) в зоні загального концентратора розташовувалися два локальних концентратора, що не взаємодіяли між собою.

На зовнішній поверхні труби в місці розташування зони сплавлення зварного шва мало місце вм'ятину глибиною 1-1,5 мм, на внутрішній - дефект форми шва у виді наплавлення наплавленого металу без з'єднання з ним. Даний дефект характеризується за ГОСТом 19232-73 як наплав на зварному з'єднанні. Таким чином, максимальний коефіцієнт концентрації напружень досліджуваних труб високий і в першому випадку з внутрішньої сторони шва досягав значення [85,129]

$$K_T = (1 + 2\sqrt{\frac{t}{\rho}})(1 + 1,1h_2 \frac{(b_2 / \delta_2)^2 + 1}{\delta_2} \sqrt{\frac{h_2}{\rho_2}})(1 + 1,1h_3 \frac{(b_3 / \delta_3)^2 + 1}{\delta_3} \sqrt{\frac{h_3}{\rho_3}}), \quad (3.5)$$

де t, ρ - параметри пористості; $b_2, \delta_2, h_2, \rho_2; b_3, \delta_3, h_3, \rho_3$ - відповідно геометричні параметри спірального і кільцевого швів на внутрішній поверхні труби.

У досліджуваних трубах II типу теоретичні коефіцієнти концентрації напружень на зовнішній і внутрішній поверхнях труби були різними і виражалися відповідно формулами:

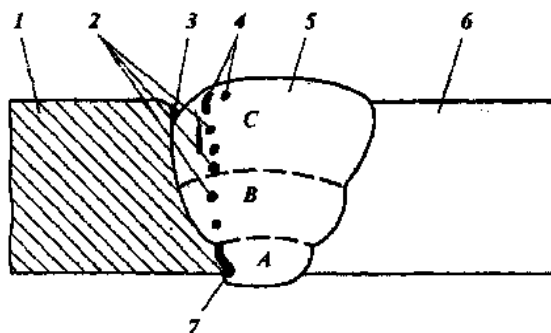
$$K_{T1} = \left(1 + \frac{6H}{\delta}\right) \left(1 + 1,1h_5 \frac{(b_5 / \delta_5)^2 + 1}{\delta_5} \sqrt{\frac{h_5}{\rho_5}}\right), \quad (3.6)$$

$$K_{T2} = \left(1 + 1,1h_4 \frac{(b_4 / \delta_4)^2 + 1}{\delta_4} \sqrt{\frac{h_4}{\rho_4}}\right) \left(1 + 1,1h_6 \frac{(b_6 / \delta_6)^2 + 1}{\delta_6} \sqrt{\frac{h_6}{\rho_6}}\right), \quad (3.7)$$

де H, δ - параметри вм'ятини; $b_4, \delta_4, h_4, \rho_4$ - геометричні параметри напливу зварного шва; $b_5, \delta_5, h_5, \rho_5$; $b_6, \delta_6, h_6, \rho_6$ - геометричні параметри кільцевого шва відповідно на зовнішній і внутрішній поверхнях труби .

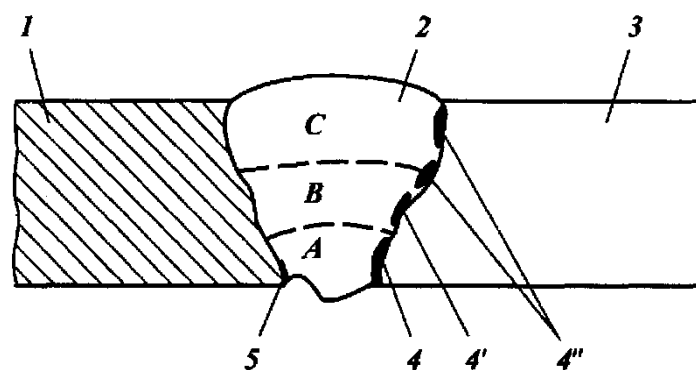
Вид поперечного перерізу зварних швів у місці наявності двох локальних концентраторів, що були розташовані майже в одному перетині по товщині стінки зварного шва.

Випробування зразків труб І типу були припинені з появою мікротріщин по всьому поперечному перерізу зварного шва. Тріщини (на рис.3.9) позначені цифрою 7), що зародилися на внутрішній поверхні шва від місця знаходження першого локального концентратора (дефекту у формі шва), при поширенні об'єдналися рядом пор 2, зв'язавши їх одна з одною мікротріщинами на ділянці, яка прилягає до зовнішньої поверхні труби. При випробуванні зразків ІІ типу руйнування відбувалося на зварному шву (зона сплавлення). Поверхня зламу (рис.3.10) об'єднала між собою два локальні концентратори, що знаходилися приблизно в одному перерізі, але на різних поверхнях трубопроводу (зовнішній і внутрішній).



1 - перетин заводського зварного шва труби; 2 - пори, 3 - дефекти форми на зовнішній поверхні зварного шва; 4 - проміжний і кінцевий ділянки росту і поширення мікротріщини, 5 – зварне з'єднання; 6 - тіло труби; 7 - тріщина в місці наплавлення кореневого шару шва на основний метал; А, В, С - відповідно кореневий, заповнюючий і зовнішній шари зварного шва.

Рисунок 3.9 - Поперечний перетин зварного стику в трубопроводі I типу в місці знаходження трьох концентраторів напруження (один загальний і два локальних)



1 - перетин заводського зварного шва труби; 2 – зварне з'єднання; 3 - тіло труби; 4 - тріщина в зоні кореневого шару шва; 4' 4'' - відповідно проміжний і кінцевий ділянки росту і поширення мікротріщини; А, В, С - відповідно кореневий, заповнюючий і зовнішній шари зварного шва.

Рисунок 3.10 - Поперечний перетин зварного з'єднання трубопроводу II типу в місці знаходження трьох концентраторів напруження (один загальний і два локальних)

Результати випробувань (зразки готувалися з 5 труб кожної партії) показали, що труби I типу, всі концентратори яких перебували в зоні дії один одного, руйнувалися при числі циклів $N_{ц1} = 0,8 \cdot 10^2$, а труби II типу, локальні концентратори яких не взаємодіяли між собою і були розташовані в зоні дії загального концентратора, - при середньому значенні $N_{ц2} = 7,5 \cdot 10^3$. Локальні концентратори і місце руйнування також перебували в безпосередній близькості від зони з'єднання кільцевих зварних швів.

3.3 Вплив тривалого терміну експлуатації магістральних трубопроводів на механічні властивості зварного з'єднання

У трубних сталях у локальних областях через наявність напружень другого роду під дією зовнішнього навантаження розвивається пластична деформація. У результаті ковзання в цих кристаликах створюються дислокації, що змінюють дислокаційну структуру. Знімаються мікронапруження, які були в металі до початку деформування, і створюються нові напруження іншого типу відповідно до нової дислокаційної структури металу. Ці процеси до того ж супроводжуються старінням металу труб. Ця обставина досить важлива для трубних сталей у крихкому стані, коли умови руйнування й плинності досить близькі одна одній. Дійсно, напруження що накопичуються в матеріалі до початку плинності, взаємодіючи із зовнішніми та внутрішніми напруженнями, можуть викликати передчасний розвиток мікротріщини, тобто тріщину усередині зерна, що утвориться при зовнішніх напруженнях нижче величини $R_{мс}$.

Залишкові напруження в трубних сталях викликають хаотично пружні руйнування кристалічних решіток у результаті стиску або розтягання кристала на величину, приблизно рівну розміру зерна. Ці напруження виникають у межах зерна й мають дислокаційне походження, тобто являють собою результат суперпозиції далекодіючих полів дислокацій, певним чином

розподілених усередині зерна. Середнє значення таких мікронапружень не може перевищувати межі текучості металу й звичайно для металів у зміцненому (окрихченому) стані наближається за рівнем до межі пружності.

Руйнування металу – це у своїй основі мікроскопічне фізичне явище, хоча зовні воно проявляється в механічному, тобто макроскопічному аспекті. У сучасному поданні жоден реальний метал, крім бездефектного кристала з ідеальними кристалічними решітками, не може бути зруйнований без пластичної деформації, оскільки першопочатковим джерелом руйнування на мікрорівні служить мікротріщина, зародження якої в кристалі неможливо без елементарних актів пластичного деформування металу.

Можна було очікувати, що для виконання умови статичної міцності труб великого діаметра повинна забезпечуватись робота трубопроводів без руйнувань. Однак практика експлуатації показує, що в багатьох випадках труби виходять з ладу в міру напрацювання циклів. Ці експлуатаційні розриви по своєму зовнішньому вигляду схожі на руйнування під дією внутрішнього тиску при статичному навантаженні до розриву. При цьому тріщини, як і при статичному розриві, утворюються в поздовжньому напрямку і, як правило, в зоні зварного з'єднання. Аналіз показує, що характер руйнування в цих випадках неоднаковий. Основною особливістю експлуатаційних розривів є відсутність пластичних деформацій у зоні осередку руйнування і наявність їх лише у зонах дефекту.

Статистичний аналіз механічних характеристик трубної сталі 17Г1С у вихідному стані проведено за результатами випробувань, наведеними у сертифікатах. Причиною подібних руйнувань є накопичення необоротних мікропластичних пошкоджень і розвиток вихідних мікродефектів, що призводять до появи і поширення втомних тріщин від повторних впливів внутрішнього тиску в окрихченому металі труби в процесі експлуатації трубопроводів. Розрахунок на міцність магістральних трубопроводів проводиться за методом граничного стану, що визначається міцністю труб на

розрив від дії статичних навантажень. При цьому не враховувалися неоднорідності розподілу напружень в стінці труби за рахунок дефектів, а також викликані відхиленнями перерізів труб від правильної геометричної форми за рахунок наявності зварного шва, зміщення кромки в ньому і овальності перерізу в цілому.

Фізична характеристика в'язкості металів K_{σ} , впливає з умови реалізації тріщини

$$K_{\sigma} = \frac{R_{mc}}{\sigma_m}$$

де R_{mc} – коефіцієнт опору тріщини.

Коефіцієнтом в'язкості параметр K_{σ} названий був не випадково, тому що відношення R_{mc}/σ_m чисельно показує, наскільки потрібно збільшити напруження текучості для того, щоб напруження σ_T досягло рівня R_{mc} і створилися можливості для реалізації тріщини. Чим більше K_{σ} , тим більші потенційні можливості опору металу виникненню тріщин. У цьому полягає фізичний зміст і фундаментальний характер K_{σ} як механічної характеристики сталей.

У неоднорідних силових полях, зокрема в місцях знаходження концентраторів напруження, у результаті розвитку локальної деформації найбільша жорсткість j_{max} створюється на границі пружно-пластичної зони [22-27], де умова тріщини на границі текучості має вигляд $j_{max} \cdot \sigma_m = R_{mc}$ або $K_{\sigma} = j_{max}$. У пластично ж деформованій зоні може раніше реалізуватися в'язкий мікроріз: $j_{max} \cdot \sigma_m = R_{mc}$ тобто $K_{\sigma} = j_{max}$ оскільки $K_{\sigma} < K_{\sigma}$. Таким чином, мікрокрихке руйнування може породжуватися двома мікромеханізмами зародження тріщини: крихким (на границі текучості) і в'язким (на стадії розвитку деформації). Ми звернемося лише до деформаційного критерія Крафта, відповідно до якого умова руйнування

тріщини під навантаженням реалізується тоді, коли на деякій відстані d_T від вершини тріщини досягається критична деформація $e_{кр}$

$$e_{кр} = \frac{K_1}{E\sqrt{2\pi \cdot d_m}}$$

Провівши детальний аналіз тривалоексплуатованих сталей можна ствердно говорити, що критична деформація чисельно дорівнює показнику n , у силу чого одержуємо вираз:

$$K_1 = n \cdot E\sqrt{2\pi \cdot d_m}.$$

Слід зазначити, що використане Крафтом наближення $e_{кр} \approx n$ насправді реалізується для маловуглецевих сталей (куди відносяться трубні сталі) у вигляді $e_{\min} \approx n$. Таким чином, критична деформація по Крафту має сенс деформації в мінімуму K_{ϵ} , а отже, ця модель справедлива для сталей, що мають немонотонну залежність K_{ϵ} від деформації, у яких $n > 0,25$. Очевидно, модель Крафта описує умови руйнування від тріщини, коли критична ситуація створюється перетинанням лінії жорсткості j із кривої K_1 на ранніх стадіях пластичної деформації. У цьому випадку деформація $e_{кр}$ невелика й, отже, критична ситуація виникає недалеко від границі пружньо-пластичної зони, що дозволяє вважати критичну відстань d_m наближено рівною ефективному радіусу вершини тріщини $d_m \approx \rho_e$, одержуємо:

$$K_1 = n \cdot E\sqrt{2\pi \cdot \rho_e}.$$

Дослідження зміни коефіцієнта інтенсивності напруження (K_I) у трубних сталях проводяться на спеціально виготовлених зразках. На бічній стороні цих зразків робляться надрізи глибиною до 1/4 ширини зразка

(ширина зразка $b = 50$ мм). Робоча поверхня зразків шліфується й полірується. Потім зразки піддаються циклічному навантаженню за допомогою спеціально сконструйованого пристрою з метою виростити в них втомні тріщини. Після цього зразки піддаються статичному розтягу до руйнування й при цьому виконуються вимірювання величини розкриття (δ_0) і сили навантаження з метою визначення K_1 .

Для оцінки опору руйнуванню пластичних металів, таких як трубні сталі, застосовується параметр – критичне розкриття тріщини. Критичні значення коефіцієнтів інтенсивності напруження були визначені для сталей 14ХГС й 17Г1С.

Відсутність значень K_1 у вихідному стані труби не дозволяє зробити які-небудь висновки про ступінь старіння. Однак, відзначимо, що сталі подібного класу у вихідному стані мають значення $K_1 = (130...180) \text{МПа}\sqrt{\text{м}}$.

Таблиця 3.1 - Зміна значення коефіцієнта інтенсивності напруження протягом експлуатаційного терміну трубопроводу із сталі 14ХГС

Роки експлуатації труби	Коефіцієнт інтенсивності напруження у трубi, $\text{МПа}\sqrt{\text{м}}$	
	Зовнішня сторона труби	Внутрішня сторона труби
13	78,4	122
30	75	113

Аналогічне зниження коефіцієнта K_1 експлуатованого трубопроводу спостерігається й для трубної сталі 17Г1С. Отримані результати наведені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Зміна значення коефіцієнта інтенсивності напруження протягом експлуатаційного терміну трубопроводу із сталі 17Г1С

Роки експлуатації труби	Коефіцієнт інтенсивності напруження у трубі, $МПа\sqrt{м}$	
	Зовнішня сторона труби	Внутрішня сторона труби
17	105,2	145
21	101,9	133,4
28	94,5	117,1

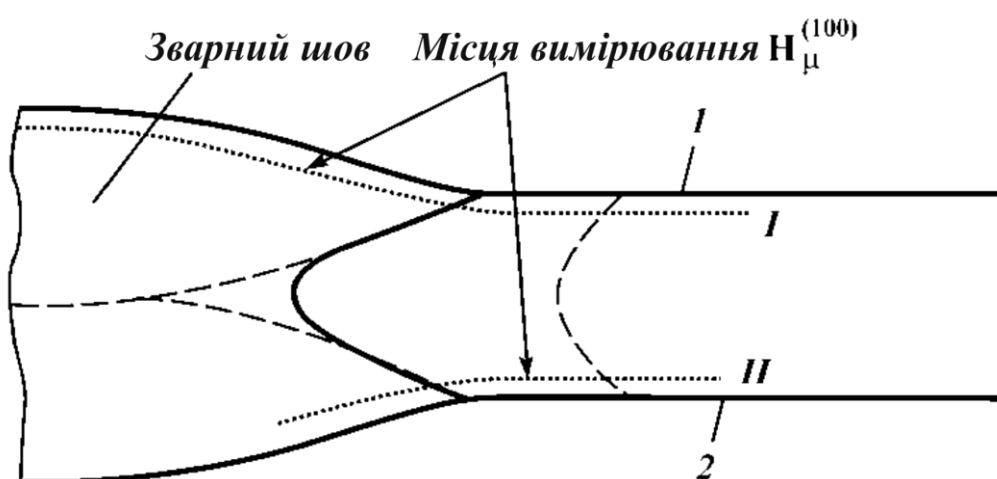
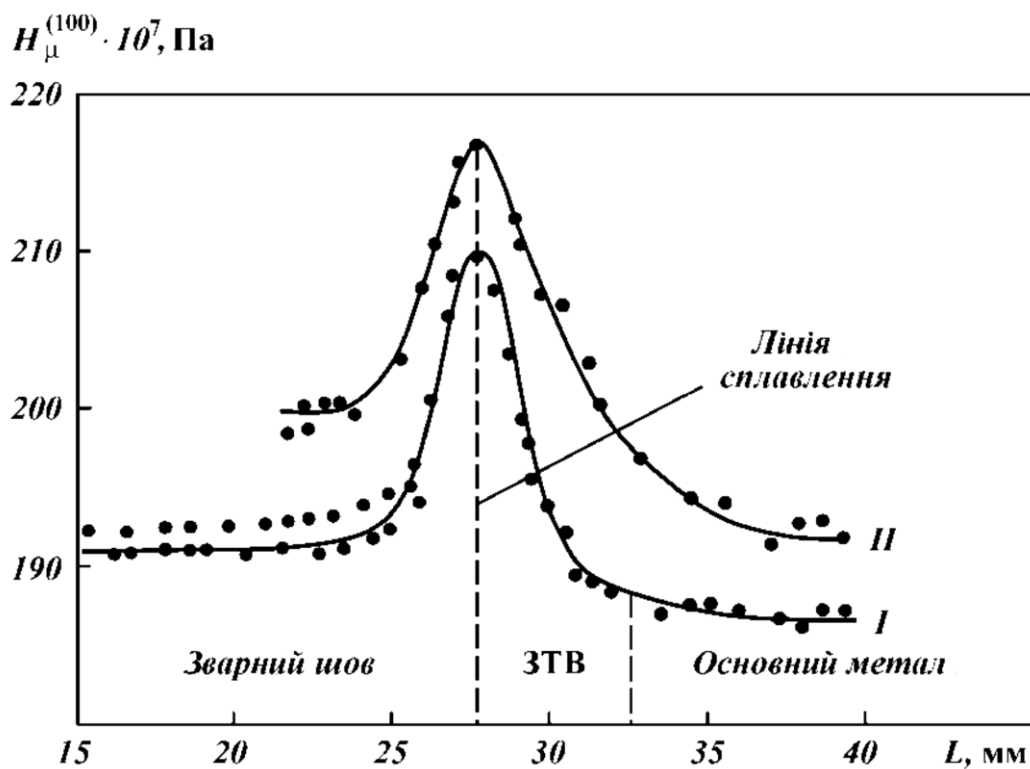
Розвиток тріщин шляхом розгалуження при повторно-статичних навантаженнях тривалоексплуатованих труб пояснюється наявністю в них локальних окрихчених областей у результаті нагромадження необоротних мікропластичних деформацій, розпаду цементиту й утворення дрібнодисперсних часток карбідів і нітридів. У цих областях при повторних навантаженнях утворюються лінії ковзання. Між двома прилеглими до вершини тріщин, що розвиваються, і самою вершиною утворюються внутрішні шийки, які можуть розділитися одночасно в декількох окрихчених областях, що призводить до розгалуження тріщин, що поширюються, на два й більше напрямки.

Узагальнюючи отримані дані, слід зазначити, що процеси, які відбуваються в трубних сталях під час їхньої експлуатації мікропластичні деформації й руйнування залежать від ступеня деформаційного старіння, окрихченості металу. На певному етапі навантаження відбувається розширення лінії ковзання й розбивка їх на окремі ділянки. Це підтверджується появою на відносно пізній стадії розвитку ліній ковзання поперечних ліній ковзання й скупченням на них атомів вуглецю, азоту, утворенням у цих областях мілкодисперсних карбідів і нітридів. Ці процеси, призводять до окрихчення локальних областей трубних сталей.

Як було відзначено, значення ψ і R_{mc} зі збільшенням терміну експлуатації зменшуються, значення S_k збільшуються [17-24]. Ці експериментальні відомості показують також, що в процесі експлуатації газопроводів відбувається окрихчення металу труб за рахунок необоротних мікропластичних деформацій і деформаційного старіння.

Значення мікротвердості й залишкового напруження були визначені практично на всіх досліджених сталях. Отримані дані показують, що із тривалим часом експлуатації ці значення змінюються своєрідно. Це зумовлюється, ймовірно, тим, що параметри H_{μ} і мікроспотворення $\Delta d/d$ є інтегральними величинами. Незважаючи на це, з отриманих результатів видно, що із часом значення цих величин зростає, що вказує на окрихчення сталей. Досить цікавим є факт більш інтенсивного зростання значення $\Delta d/d$ поблизу дефекту в тривалоексплуатованих трубах.

Характерним є розподіл значень H_{μ} у звареному з'єднанні труби зі сталі 17Г1С (рис. 3.11). Як видно з наведеного рисунка, значення H_{μ} поблизу внутрішньої поверхні труби на 10-15 % вище, ніж поблизу зовнішньої поверхні труби. Ця відмінність особливо помітна у внутрішніх підрізах, звідки, як правило, починають руйнуватися труби газопроводів.



Сталь 17Г1С: 1 – зовнішня сторона труби; 2 – внутрішня сторона труби
Рисунок 3.11 – Характер розподілу мікротвердості у зварному з'єднанні

Таким чином, характеристики опору крихкому руйнуванню газопровідних експлуатованих сталей залежать від терміну служби, напрямку вирізки зразків і місця розташування концентраторів, структурного стану й властивостей сталі.

Необхідно відзначити, що в процесі повторно-статичних навантажень у металі експлуатованих труб утворюються незворотні мікропластичні

деформації, що призводять, в остаточному підсумку, до виникнення й розвитку мікротріщин труби.

Так, проведений експеримент в процесі експлуатації показав стрибкоподібний характер росту утомних тріщин й їхнє розгалуження в процесі навантаження, що пояснюється наявністю в металі експлуатованих труб окрихчених локальних областей, утворених у результаті деформаційного старіння. Цим же пояснюється відносно маленька довжина втомних тріщин у тривалоексплуатованих трубах.

Загальноприйнята модель механізму втомного росту тріщин полягає в тому, що вершина тріщини то відкривається, то закривається внаслідок зворотного пластичної течії в кожному циклі. Оборотно розкриття поблизу вершини тріщини при плоскій деформації виводиться з використанням рівняння

$$\sigma_y = \tau_i + K_y^s d^{-1/2},$$

де σ_y – межа текучості при зсуві; τ_i – напруження; K_y – коефіцієнт, що не залежить від температури, якщо сталь не схильна до старіння; d – розмір зерна.

В якості величини приросту тріщини за цикл приймається формула

$$\Delta\delta \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta K^2}{2(2\sigma_c)E},$$

де σ_c – напруження течії для циклічно зміцненого металу.

Цей приріст тріщини пропорційний тієї частини збільшення тріщини, що не відновлюється. У цьому випадку передбачене значення dl/dN було б пропорційно ΔK^2 . Однак поширення тріщини в кожній точці контуру може бути неоднаковим. Це особливо стосується тривалоексплуатованих сталей.

Звичайно, у деяких областях орієнтація зерен виявляється сприятливою для ковзання, однак, у тривалоексплуатованих трубних сталях основну роль відіграють локально-окрихчені ділянки, пов'язані з розпадом цементиту й, імовірно, утворенням дрібнодисперсних часток карбідів і нітридів.

Зупинку розвитку окремих втомних тріщин у металі експлуатованих труб при повторно-статичних навантаженнях, імовірно, можна пояснити релаксацією накопичуваної енергії біля вершини тріщини за рахунок утворення ділянок ковзання з довжиною, меншою, ніж критична. Енергія також розсіюється за рахунок росту сусідніх втомних тріщин. Якщо біля вершини тріщини утворюються ділянки ковзання критичних розмірів, то при подальшому навантаженні ділянки з деформованою структурою можуть, у свою чергу, стати областями підвищеної концентрації в металі, що сприяє подальшому розвитку втомної тріщини.

Відносно чутливими параметрами до окрихченості маловуглецевих сталей є критичне напруження руйнування S_k , коефіцієнт інтенсивності напруження K_1 , і коефіцієнт опору тріщини R_{mc} . Критичне напруження руйнування трубних сталей зі збільшенням терміну служби трубопроводів збільшується. Збільшення значення S_k тим більше проявляється, чим більша кількість вуглецю в сталях (наприклад, у сталях 17Г1С й 19Г).

Параметр K_1 , є певною мірою критичною характеристикою металу. Подібно тому, як σ_b , σ_m , S_k , з одного боку, і δ , ψ – з іншого боку, оцінюють міцність й пластичність гладкого зразка при розтягу, так K_1 призначений оцінювати міцність металу особливих ділянок зразка із тріщиною. У тривалоексплуатованих металах зниження значення K_1 показує на наявні ділянки, де ослаблені атомні зв'язки.

Зменшення значення R_{mc} з часом експлуатації вказує на структурні зміни (виникнення ліній ковзання, генерація нових дислокацій і т.п.) і зміни хімічного складу в локальних областях (перерозподіл домішкових атомів,

утворення нових часток карбідів і нітридів і розпад цементиту) в окремих перлітних зернах.

Наведені експериментальні результати, підтверджують, що в трубних сталях у процесі експлуатації відбувається деформаційне старіння. Для того, щоб вивчити, в якій мірі відбулося деформаційне старіння, проводилися випробування за наступною методикою: пластична деформація зразків на 5 %, відпал їх при 250 °С протягом 1 години, потім розтяг до руйнування. При цьому основною характеристикою, що відображає схильність трубних сталей до деформаційного старіння, є $\Delta\sigma$ – підвищення границі текучості, викликане закріпленням дислокацій. Отримані результати графічно наведені на рисунку 3.12.

Ці експериментальні дані можна пояснити виділенням атомів вуглецю із твердого розчину, закріпленням дислокацій, а отже, зміцненням феритної структури. Отримані дані показують, що досліджувані нами трубні сталі до 30-ти років експлуатації стають практично мало схильними до деформаційного старіння.

Спільним для всіх випадків руйнування трубопроводів є відсутність помітного зменшення товщини стінки труби у краях розриву, а також відсутність залишкової деформації по периметру труби. При руйнуванні труб по основному металу в зоні осередків руйнування були виявлені дефекти у вигляді тріщин глибиною до 3-4 мм, вм'ятин глибиною до 2-3 мм, неметалевих включень та ін. На поверхні труби, де були механічні пошкодження, в зоні деформації значення твердості металу збільшилася приблизно в 1,5 рази в порівнянні з іншими ділянками основного металу.

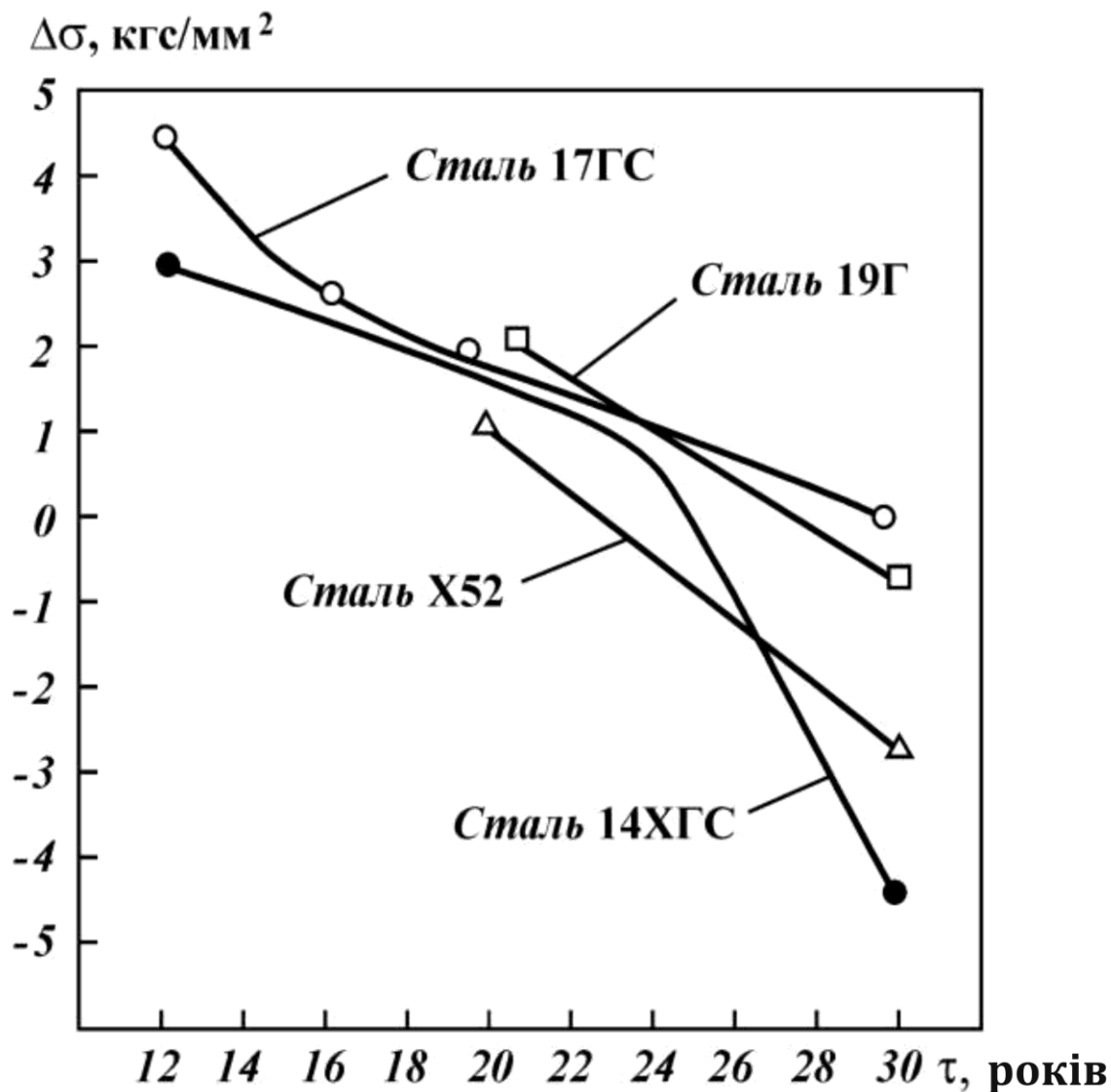


Рисунок 3.12– Залежність схильності трубних сталей до старіння від тривалості їх експлуатації

Окрихчення цієї ділянки також призвела до значної втрати пластичних властивостей металу труб. У цих зонах в процесі повторно-статичних навантажень виникли тріщини, які, у свою чергу, збільшують концентрацію напруження в зоні дефектів.

3.4 Оцінка міцності та роботоздатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами

У багатьох випадках детальний аналіз причин аварій дозволив встановити безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування з будь-яким, нехай і малопомітним, дефектом металургійного, виробничого, будівельно-монтажного або експлуатаційного характеру, який є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труби. Заводські дефекти проявляються у вигляді дефектів металу труби, неметалічні включення - у вигляді сульфідних ділянок, неповного зняття залишкових напружень зварного шва, дефектів механічного пошкодження внутрішньої поверхні труби. Під час монтажу трубопроводів і транспортуванні труб до місця призначення переважають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, забоїн, рисок, а також дефектів поперечних стикових швів, зокрема непроварів та ін.

Для виявлення впливу робочого корозійного середовища на міцність і витривалість трубної сталі необхідно дати характеристику корозійному середовищу. Взаємодія середовища і металу буде залежати від:

- хімічного складу і його окремих компонентів.
- пластичної і пружної деформації.
- стану поверхні.

Слід розрізняти три можливі випадки протікання наводнення металу:

- наводнення металу з недеформованою решіткою.
- наводнення металу з деформованою решіткою (процеси холодного деформування металу).
- наводнення в процесі деформування металу.

Структурний стан сталі та її деформування суттєво впливає як на електрохімічні корозійні процеси, так і на дифузійні процеси, і чим більша нестабільність фаз, тим вища її чутливість до корозії.

Підземні магістральні газопроводи, не дивлячись на комплексний захист від корозії, що включає пасивний захист протикорозійними покриттями та активний електрохімічний захист все ж досить інтенсивно схильні до різних корозійних пошкоджень. Однак до теперішнього часу закономірності міцнісної поведінки корозійних дефектів досліджені не повною мірою.

Так, існуючі нормативні вимоги до безпечної і безвідмовної роботи магістральних газопроводів цілком однозначно регламентують негайне усунення наднормативних корозійних пошкоджень. Між тим, розвиток корозійного дефекту на трубах підземного прокладання носить невизначений характер і проявляється зазвичай раптово у вигляді аварійної відмови різної складності.

У цій ситуації залишаються недопрацьованими методи, що дозволяють оцінити темп напрацювання міцнісного ресурсу газопровідної труби в процесі розвитку корозійних дефектів. З іншого боку, сучасні способи внутрішньотрубної дефектоскопії дозволяють виявити абсолютну більшість корозійних дефектів прямим вимірюванням за один цикл досліджень. При цьому фіксується картина множинності корозійних пошкоджень, усунення яких потребує наукового обґрунтування тимчасових пріоритетів, оскільки одномоментна ліквідація виявлених дефектів, як того вимагають діючі нормативи, неможлива з технічних причин.

Для уточнення цих прогалін на дослідно-промисловому стенді виконані повномасштабні гідравлічні випробування корозійно пошкоджених труб, забракованих з діючих газопроводів.

Таблиця 3.3 - Об'єкти випробувань і їх основні характеристики

Номер труби	Дн×δ, мм марка сталі	Термін експлуатації до вирізки, років	Причина вирізки по типу дефекту	Розміри максимального дефекту, мм	Граничний тиск(МПа), характер руйнувань
1	1220 × 12, 17Г1С	13	Корозія по ВТД	1100 × 520 × 2,8	9,2 Стан текучості
2	1220 × 14,5, 17Г1С	13	Корозія по ВТД	3000 × 3,5	12,0 В'язке
3	1220 × 12, 17Г1С	17	Аварія, КРН	Загальна корозія800 × 0,5	9,8 В'язке
4	1220 × 12, 17Г1СУ	6	Корозія по ВТД	Загальна корозія800 × 4,4	11,0 В'язке
5	1020 × 9; 17Г1С, термозміцнена	18	Корозія по ВТД	Виразкова корозія900 × 4,4	8,0 В'язке
6	1020 × 9; 17Г1С, термозміцнена	18	Корозія по ВТД	Виразкова корозія300 × 3,0	10,5 В'язке
7	1220 × 10,5; 17Г2СФ, термозміцнена	23	Аварія, структурні дефекти металу	Каверни глибиною до 2,5	11,3 В'язке
8	1220 × 12,5, 17ГС	30	Ділянка МГ , яка сплила на болоті	Гофри, вм'ятини 1220 × 800 × 109, виразки до 2,0	11,0 В'язке

У представленій класифікаційній групі аналізуються результати випробувань восьми об'єктів (табл. 3.3), схильні до корозійних пошкоджень глибиною понад 10% товщини стінки.

Слід зазначити, що корозійні дефекти були виявлені тільки на зовнішній поверхні труб в місцях наскрізних або закритих ушкоджень ізоляційного покриття. Очевидно, що корозійні потоншення стінки труби обумовлюють

локальний ріст напружено-деформованого стану і зниження міцності труби. Результати вимірювань представлені в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Результати деформування труб в поперечному напрямі від дії внутрішнього тиску.

/п	Місце встановлення тензометра	Приріст показань тензометра при зміні тиску, МПа						Середня деформація при зміні тиску на 1 МПа	
		÷1	÷2	÷3	÷4	÷5	÷6	Поділ ок тензометра	Від носна % × 10 ²
Зварний шов труби №12									
	Обширна корозійна зона глибиною до 4,4 мм	1	2	9	8	2	4	27	6,75
	Короткий дефект глибиною до 4 мм	3	4	3	3	0	2	12,5	3,13
	Обширна корозійна зона глибиною до 4,1 мм	6	7	0	7	5	5	18,8	4,70
	Короткий дефект глибиною до 5,2 мм	6	4				1	10,5	2,63
	Короткий дефект глибиною до 4,5 мм	4	0	6	7	3	2	14,4	3,60
	Довгий дефект глибиною до 3,5 мм	9	2		0			9,4	2,35
Зварний шов труби №13									
	Обширна корозійна зона глибиною до 1 мм	3	7	8	4	3	0	14,4	3,60
	Обширна корозійна зона глибиною до 3 мм	0	9	6	8	7	3	20,6	5,15
	Обширна корозійна зона глибиною до 2,5 мм	3	8	2	6		2	18,6	4,65
0	Непошкоджена труба	0		4	1	0	0	10,7	2,68

З табл. 3.4 видно, що фактична деформація труби в непошкодженій зоні співставна з розрахунковим значенням, обчисленим у відповідності з узагальненим законом Гука для плоского напруженого стану, тобто, отримані результати повинні достатньо достовірно відображати процеси, що протікають.

Далі, повертаючись до отриманих результатів, можна констатувати, що ряд тензометрів (№ 2, 4, 6), встановлені, як правило, в зоні непротяжних

дефектів, зафіксували деформацію співставну з деформацією неушкодженою труби, тобто такі дефекти не викликали помітного зниження міцності

Разом з цим зони великих корозійних дефектів (тензometri № 1, 3, 8, 9) деформувалися в набагато більшому ступені, ніж бездефектна труба, тобто ці зони мали більш високі напруження. Як показало подальше навантаження, розрив шва № 12 стався в зоні встановлення тензometра № 1, де була зафіксована найбільша деформація, що перевищила в 2,52 рази деформацію непошкодженою зони. Що ж стосується досліджень № 13, то в ході випробувань були нанесені штучні дефекти, які і стали осередком руйнування.

Поряд з вищенаведеним, реальна інтегральна оцінка наявності і величини зниження міцності дефектної труби все ж може бути визначена тільки після її руйнування, що й було виконано на кінцевих етапах випробувань трубних швів № 2; 3; 9; 13; 18; 19 діючими нормативними документами до категорії неприпустимих.

Результати випробувань і розрахунків розглянутих швів труб представлені в табл. 3.5. З цієї таблиці видно, що п'ять випробуваних швів (№ 1, 2, 9, 12, 13) мають корозійні дефекти.

Наявність таких пошкоджень вимагає проведення ремонтних заходів щодо їх усунення, або зниження робочого тиску до безпечної величини (на 4,3 ... 30% від проектного тиску).

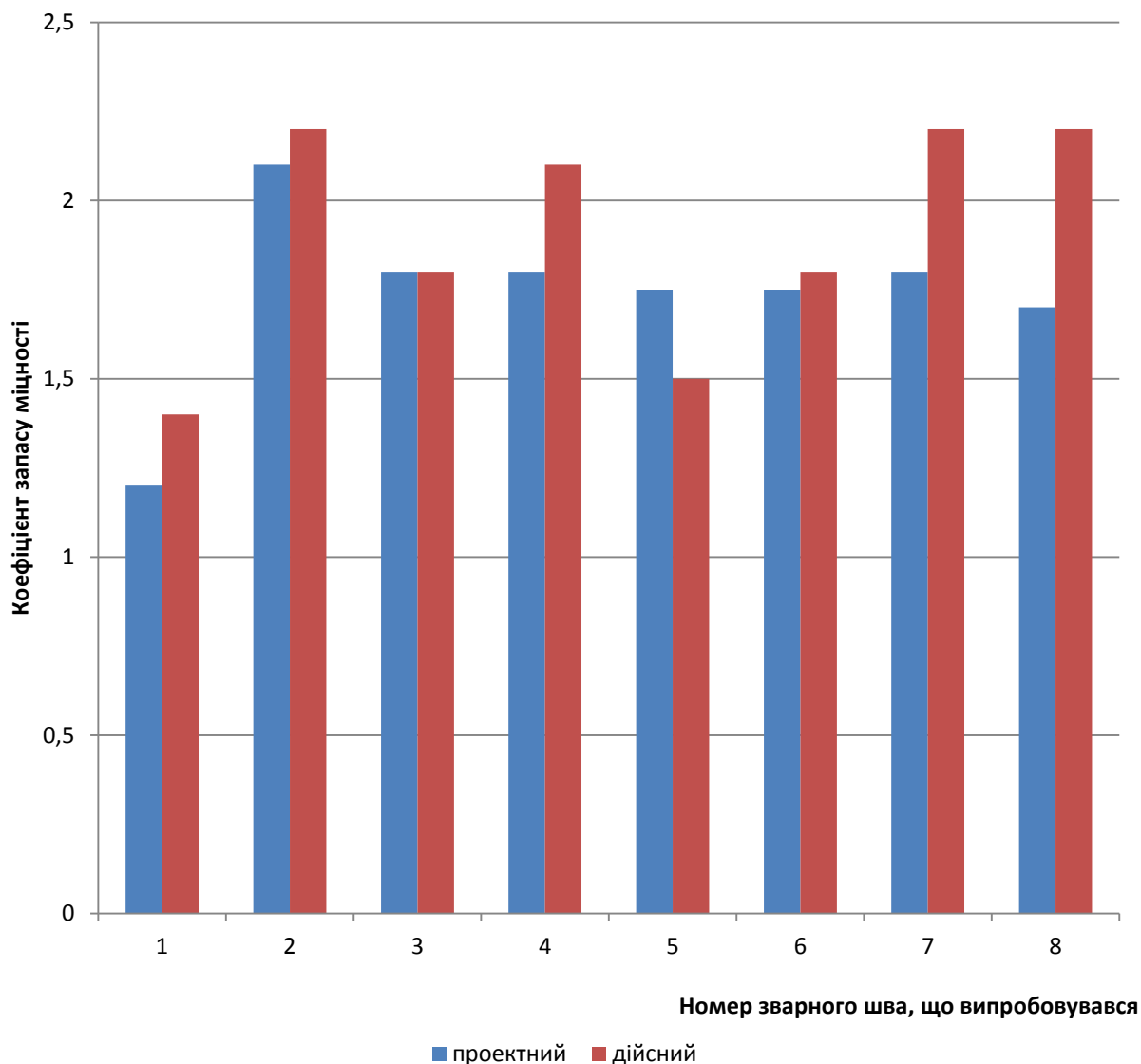


Рисунок 3.13 - Співставлення проектного і дійсного коефіцієнтів запасу міцності випробуваних труб

При оцінці розглянутих дефектів в категорію дефектів, які потребують проведення ремонту додатково потрапляють дефекти зварного шва труби № 18. При цьому рівень зниження робочого тиску на всіх випробуваних об'єктах (при неможливості проведення ремонту) стає ще більш істотним (на 4,3 ... 27,1% в порівнянні з попереднім варіантом).

Поряд з цим, порівняння дійсного K_d і проектного $K_{пр}$ коефіцієнтів запасу міцності, а також їх співвідношення $K_d/K_{пр}$ графічне представлення

яких надане на рис. 3.13 і 3.14, показує, що тільки в одному випадку (зварний шов труби № 12) не забезпечується необхідної надійності труби.

При неможливості проведення тут ремонтних робіт, необхідне зниження робочого тиску у відповідності з [5,6] величини 3,78 МПа, що становить 70% від величини проектного тиску. Між тим, з результатів гідравлічних випробувань цього зварного шва видно, що проектний коефіцієнт запасу забезпечується вже при робочому тиску, рівному $p = 8 / 1,71 = 4,68$ МПа (86,7% від проектного тиску), тобто на 23,8% більше величини.

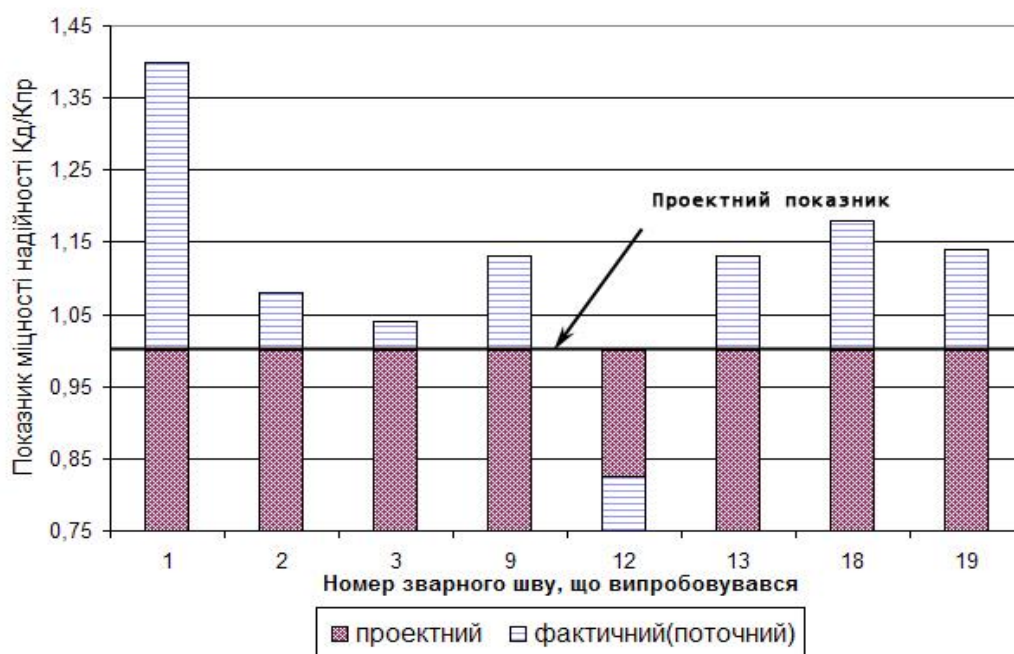


Рисунок 3.14 - Показники міцнісної надійності для випробуваних зварних швів тривалоексплуатованих трубопроводів.

Таблиця 3.5 - Результати випробувань і розрахунку зварних швів труб з корозійними ушкодженнями

Параметр			Номер трубного зварювального шва що випробовувався							
			1	2	3	9	12	13	18	19
Діаметр і номінальна товщина стінки труби, мм			1220 ×12,0	1220 ×14,5	1220 ×12,0	1220 ×12,0	1020 ×9,0	1020 ×9,0	1220 ×10,5	1220 ×12,0
Марка сталі			17Г1 С	17Г1 С	17Г1 С	17Г1 СУ	17Г1 С	17Г1 С	17Г2 СФ	17ГС
Нормативні механічні характеристики, МПа	Межа міцності, σ_b		520	520	520	520	600	600	550	520
	Межа текучості, σ_T		360	360	360	360	420	420	380	350
Корозійний дефект	Короткий (к) Довгий(д))		д	д	д	д	д	д	к	д
	Максимальна глибина дефекту	мм	2,8	3,5	0,5	4,4	4,4	3,0	2,5	2,0
		%	23,3	24,1	4,2	36,7	48,9	33,3	23,8	16,0
Допустима глибина дефекту по [58,59] , %			21,2	21,7	21,2	21,2	28,1	28,1	70,0	22,2
Тиск розриву зварного шва, МПа			9,2	12,0	9,8	11,0	8,0	10,5	11,3	11,0
Коефіцієнт проектного запасу міцності, $K_{пр}^T$			1,8	2,15	1,8	1,8	1,71	1,71	1,8	1,8
Коефіцієнт проектного запасу по межі текучості, K_d			1,05	1,26	1,05	1,05	1,0	1,0	1,05	1,05
Дійсний коефіцієнт запасу міцності, $K_{пр}$			1,48	2,22	1,81	2,04	1,48	1,94	2,09	2,04
Показник міцнісної надійності $K_d/K_{пр}$			1,41	1,03	1,006	1,13	0,87	1,13	1,16	1,13
Допустимий робочий тиск по [58, 59]			5,17	5,15	5,4	4,27	3,78	4,94	5,4	5,4
Допустимий робочий тиск по [61]			4,14	4,22	5,17	3,42	2,76	3,6	4,11	4,54

Для інших зварних швів труб реальний запас міцності в порівнянні з проектним, виключаючи об'єкт № 1, де труба була доведена тільки до текучості металу, становить $0,6 \div 16\%$, (рис. 3.15), тобто фактично необхідна надійність труб забезпечується навіть у тому випадку, коли за діючими нормами потрібне проведення ремонтних або технічних заходів щодо зниження робочого тиску (зварні шви № 2; 9; 13).

Висновки по розділу 3

Враховуючи особливості експлуатації газопроводів, у першу чергу, їх зварних з'єднань при катодному захисті та дії на них циклічних навантажень у корозійному середовищі, руйнування протікає із за водневої втоми. Крім того, якщо до катодно захищеної сталі постійно підводиться свіже корозійне середовище, яке інтенсивно переміщується, то процес наводнення протікає безперервно. Тому явище водневої втоми при катодному захисті газопроводів має місце. Найбільш чутливим до такого виду руйнування є кільцеві зварні з'єднання газопроводу.

Узагальнюючи отримані дані, слід зазначити, що процеси, що відбуваються в трубних сталях під час їхньої експлуатації мікропластичні деформації й руйнування залежать від ступеня деформаційного старіння, окрихченості металу.

Значення мікротвердості й залишкового напруження були визначені практично на всіх досліджених сталях. Отримані дані показують, що із спливанням терміну служби ці значення змінюються своєрідно. Це зумовлюється, ймовірно, тим, що параметри H_u і $\Delta d/d$ є інтегральними величинами. Незважаючи на це, з отриманих результатів видно, що із часом значення цих величин зростає, що вказує на окрихчення сталей. Цікавим є факт більш інтенсивного зростання значення $\Delta d/d$ поблизу дефекту в довгостроково експлуатованих труб.

Ці експериментальні дані можна пояснити виділенням атомів вуглецю із твердого розчину, закріпленням дислокацій, а отже, зміцненням феритної матриці. Отримані дані показують, що досліджувані трубні сталі до 30-ти років експлуатації стають практично мало схильними до деформаційного старіння.

Встановлено механізми зародження та розвитку тріщини в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантажень, при наявності локальних дефектів конструктивних елементів. В період експлуатації трубопроводів з 18 до 30 років в зонах зварного з'єднання відбувається деформаційне зміцнення металу труби, а також вирівнюється його мікроструктура. Залишковий ресурс визначений за фактичним технічним станом тривалоексплуатованого трубопроводу дає можливість експлуатувати його понад запланований амортизаційний термін.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ТРЕТЬОГО РОЗДІЛУ

1. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S., Makovkin O.M. Research on pipelines elements strength with stress raisers in the area of slide // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№10. – P.202-204.
2. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№8. – P.516-520.
3. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№4. – P. 91-93.
4. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2015. – №2. – P. 62-66.

5. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 27-30.
6. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 43-46.
7. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties // Metallurgical and mining industry. – 2013. – №3. – P. 68-73.
8. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Особливості корозійно – втомного руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Фізико-хімічна механіка матеріалів. –2012. – Спец випуск №9 –С.653 – 661.
9. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №3(40). – С.27-32.
10. Тараєвський О.С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. . – 2011. – №3(36). – С. 43 – 47.
11. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно - втомні властивості.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2010. – Спец випуск №8.– С.655 – 660.
12. Тараєвський О.С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі // Нафтогазова енергетика. –2008 –№3(8). – С.26-29.
13. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском.// Науковий вісник Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №1(17). – С.76-79.

14. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2008. – Спец випуск №7.– С.791 – 797.
15. Крижанівський Є.І. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання/ Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. –№2(27). – С.97 – 100.
16. Абдуллин Н. Г., Гареев А. Г. Диагностика и анализ механизма разрушения газопроводов по причине стресс-коррозии // Тез. докл. 1-го сов.- амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С. 12-13.
17. Абдуллин И. Г., Гареев А. Г. Коррозионно-усталостная долговечность трубной стали в карбонат-бикарбонатной среде // Материалы П-го Междунар. конгр. "Защита-95". - М., 1995. - 1993. - № 5. - С. 97-98.
18. Айбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие.–М:Недра, 1982.– 344с.
19. Анализ причин разрушения и механизмов повреждаемости магистральных газопроводов из стали 17ГС / Ю. П. Сурков, О. М. Соколова, В. Г. Рыбалко, Л. Ф. Малкова // Физ.-хим. механика материалов. - 1989. - № 5. - С. 96-100.
20. Андреюк Е.И., Козлова И.А. Коптева Ж.Б. Исследование микробиологической коррозии магистральных трубопроводов и рекомендации по рациональной защите от нее//Экспресс информ.(ВНИИЭГазпром).–Хим. пром.-сть.–1966.–Вып.2.–С.11–12.
21. Анненков Н.П., Анучкин М.П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения.– Труды ВНИИСТ,1974.–Вып. 30.
22. Анучкин М.П. Прочность сварных магистральных трубопроводов.- Гостоптехиздат, 1963. – 196 с.

23. Анушкин М.П., Горицкий В.Н., Мирошниченко Б.И. Трубы для магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1986. –231 с.
24. Арчаков Ю. И. Водородная коррозия стали. - М.: Metallургия, 1985. - 192 с.
25. Банахевич Ю.В., Кичма А.О., Дзюбин А.Р. Напряжения в okolí дефектів матеріалу оболонкових конструкцій// Зб. наук. праць. – Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій.–Вип.5.– Львів:Каменяр, 2002.–С.311-315.
26. Білобран Б.С. Наукові основи оцінки напружено-деформованого стану магистральних трубопроводів з урахуванням пластичних деформацій: Автореф. дис... д-ра техн. наук: 05.15.13/ІФНТУНГ.–Івано-Франківськ, 2004.– 32с.
27. Васильченко Г.С. Кошелев П.Ф. Практическое применение механики разрушения для оценки прочности конструкций.–М.: Наука,–1974.– 148с.
28. В.Б.Н. В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магистральних трубопроводів з дефектами. – Київ: Держнафтогазпром, 2000. – 57с.
29. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами //Нафтогазова галузь України. – 2013. –№6. – С. 33-37.
30. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects // Metallurgical and mining industry. – 2013. –№12. – P. 61-67
31. Тараєвський О.С. Аспекти моніторинга працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. –№4(45). – С. 43 – 47.
32. Тараєвський О.С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно – втомні характеристики зварного зєднання магистральних трубопроводів.// Науковий вісник Івано- Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. –№2(32). – С. 66-74.

33. Тараєвський О.С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів.// Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем – 2012. –№31. – С. 46-53.
34. Тараєвський О.С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. // Вісник донбаської державної машинобудівної академії. – 2012. –№3(28). – С. 264-268.
35. Влияние металлургических факторов на стойкость сталей против коррозионного растрескивания / В. Н. Поляков, В. В. Романов, Н. Г. Лифшиц и др.// Обзор. информ. Сер. Коррозия и защита сооружений в газовой промышленности. - М.: ВНИИЭгазпром, 1990. - 87 с.
36. Воронин Г. В. Статистика стресс-коррозии на южных газопроводах // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. -С. 16-17.
37. Вплив водню на механізм сульфідного корозійного розтріскування під напруженням (СК РН) сталей промислових трубопроводів/ В.Ю.Чернов, В.Д. Макаренко, Є.І.Крижанівський, Л.С.Шлапак.//Фіз.-хім. механіка матеріалів.– 2003.– №1.–С.121–123.
38. Вплив параметрів перекачування сірководневих газів на корозійну тривкість трубної сталі/ Є.І. Крижанівський, Ю.Д. Петрина, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина//Машинознавство. –2003.–№6.–С.24–26.
39. Галиуллин З.Т., Карпов С.В., Королев М.И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН. // Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.11-23.
40. Герцог Э. Коррозия сталей в сероводородной среде. Коррозия металлов.– М.: Металлургия, 1964.–С.31-38.
41. Гоник А.А. Коррозия железа в присутствии сероводорода в двухфазной системе электролит-углеводород.– Докл. АН СССР.– 1960.–№2, т.135.–1637с.

42. Гоник А.А. Коррозия нефтепромышленного оборудования и меры ее предупреждения.–М.:Недра,1976.-189с.
43. ГОСТ 25.506-85. Расчёты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 62с.
44. Тараевский О.С. Разработка электродов для сварки монтажных неповоротных стыков трубопроводов в трассовых условиях. // Материалы XI международной учебно-научно-практической конференции. “Трубопроводный транспорт – 2016”. –Уфа. Изд-во УГНТУ. – 2016. – С. 383 – 385.
45. Тараевский О.С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промысловых трубопроводов.// Материалы X международной учебно-научно-практической конференции, “Трубопроводный транспорт– 2015.” –Уфа.Изд-во УГНТУ. – 2015. – С.200–202.
46. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов.// VIII Междунар. науч.-техн. конф.”Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”.– Новополюцк, ПГУ. – 2014. – С. 30 – 32.
47. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов.// Материалы IX международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт– 2013” – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2013. – С.135-137.
48. Тараєвський О.С. Особливості руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Міжнародна науково – технічна конференція «Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу». – Івано – Франківськ. – 2012. –С.123-124.
49. Andreikiv O.Ye. Mathematical modelling of the hydrogen assisted fracture in metals//Фіз.-хім. механіка матеріалів.–1997.–№4.-С.53-64.

50. Bruno T. V. Susceptibility of pipeline welds to environmental cracking // Abstr.Pap. 69th AWS Annu. Meet. (Miami, Fla., Apr. 17-22, 1988). - 1988. - P.
51. Dagdale D.S. Yielding of steel sheets containing slits. - J. Mech. and Phys. Solids. - 1960. - №2, V.8. - P.100-104/
52. Folias E.S. An axial crack in a pressurized cylindrical shell. - Int. J. Fract. Mech. - 1965. - №2, V.1. - P.104-113.
53. Groysman G., Erdman N. A study of Corrosion of mild steel in mixtures of petroleum Distillates and Electrolytes // Corrosion, XII, 2000. - P.1266-1271.
54. Krasovsky, A.Y., Dolgiy, A.A., Torop V.M. Charpy testing to estimate pipeline steel degradation after 30 years of operation. Proc. "Charpy Century Conference", Poitiers. - 2001, Vol.1. - P.489-495.
55. Mao X., Liu X., and Revie R. W. Pitting corrosion of pipeline steel in dilute bicarbonate solution with chloride ions // Corrosion. - 1994. - 50, № 9. - P. 651-657.
56. Mendosa A. J., Sykes J. M. The effect of low frequency cyclic stress on initiation of stress corrosion cracking in X60 line, pipe steel in carbonate solution // Corros. Sci. - 1983. - 23, № 6. - P. 547-558.
57. Oriani R.A. A mechanistic theory of hydrogen embrittlement of steel // Ber. Bausenges. Phys. Chem. - 1972. - №8. - P.818-857.
58. NACE standart TM-01-77. Testing of metals for resistance to sulfide stress cracking at ambient temperatures // Materials Performance. - 1977. - №9. - P.1-8.
59. Payer J. H., Berry W. E., and Parkins R. N. Application of slow strain - rate technique to stress: corrosion cracking of pipeline steels // Stress corrosion cracking - the slow strain - rate technique. ASTM STP 665. - Philadelphia: ASTM, 1979. - P. 222-234.
60. Paris P., Erdogan F. A critical analysis of crack propagation laws // Trans. ASME. J. Basic Eng. - 1963. - 85, №4. - P.528-534.
61. Paris P.C. The fracture mechanics approach to fatigue // Fatigue. - An interdisciplinary Approach. - Syracuse (N.Y.): Syracuse Univ. Press, 1964. - P.107-132.

62. Parkins R. N., Blanchard Jr., and Delanty B. C. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure in contact with solution of neutral pH // Corrosion. - 1994. - 50, № 5. - P. 394-408.
63. Parkins R. N. Predictive approaches to stress-corrosion cracking failure // Corros. Sci. - 1980. — 20, №2.-P. 147-166.
64. Peten N.I., Stables E. Delayed fracture of metals under static load//Nature.–1952.-163.–P.842–843.
65. Pilkey A. K., Lambert S. B., and Plumtree A. Stress corrosion cracking of X-60 pipe line steel in a carbonate-bicarbonate solution // Corrosion. - 1995. - 51, № 2. - P. 91-96.
66. Powder Diffraction File 1974: Search manual alphabetical listing and search section of frequently encountered phases. Inorganic.- Philadelphia, 1974.
67. Тараевский О.С. Методы повышения механических свойств сварных металлоконструкций нефтегазовых объектов // Международная научно – практическая конференция «Трубопроводный транспорт -2012». –Уфа. – 2012. – С. 181-182.
68. Тараевский О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений. // VII междунар. науч.-техн. конф., «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта». – Новополюцк, ПГУ, 2011. – С. 181 – 182.
69. Тараєвський О.С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та сховищ // Матеріали науково-практичної конференції "Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопроводного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів для галузі". – Івано – Франківськ, видавництво ІФНТУНГ . –2010. –С.47-49
70. Tarayevski O.S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation.// XVIII Conferences “Technical sessions on welding” . – Madrid, Spain. – 2010. – P 28–32.

71. Monitoring methods of technical state of oil and gas pipelines / S. Savula, Y. Banakhevych, A. Dragilyev, A. Kychma // *Drilling oil gas.* – Krakow, 2006. – № 23/1. – P. 371–376.
72. Moody N. R. Influence of frequency and microstructure on fatigue crack growth in Ti-6Al-6V-3Sn *Metal Sci* / N.R. Moody, W.W. Gerberich. – 1980. – 14, № 3. – P. 95 – 100.
73. Newman J. C. Stress intensity factors for internal surface crack in cylindrical pressure vessels / J.C. Newman, I.S. Raju // *Trans. ASME. J. Pressure Vessel Technol.* – 1980. – 102, № 4. – P. 342 – 346.
74. Papadopoulos I.V. Gradient – dependent multiaxial high – cycle fatigue criterion / I.V. Papadopoulos, V.P. Panoskaltsis // *Multiaxial Fatigue and Design.ESIS Publication 21. Mep.* – London. – 1996. – P. 349 – 364.
75. Paris P. C. A rational analysis theory of fatigue / P.C. Paris, M.P. Gomes, W.E. Anderson // *Trend Eng.* – 1961. – 13, № 1. – P. 9 – 14.
76. Progressive inductive quenching and tempering of HFI-welded oilfield tubular / H. Brauer, S. Ehle, J. Pinto, M. White // International conference “Pipeline Technology 2009”, (October, 11-14, 2009, Ostend, Belgium). – 2009. – P. 78–80.
77. Rodzewicz M. Diagnostyka ultradźwiękowa rozwarstwien w powłokach kompozytowych / M. Rodzewicz, G. Czerwinski // 3rd International congress of technical diagnostics ”Diagnostics-2004”, (september 6-9, 2004, Poznan.- Poland). – C. 89 – 92.
78. Robin C. Influence of overload on the fatigue crack growth in steels / C. Robin, M. Louagh, G. Pluinage // *Fatigue and Fract. of Eng. Mater. And Struct.* – 1983. – 6, № 1. – P. 1 – 13.
79. Saxena A. A three component model for representing wide range fatigue crack growth data / A. Saxena, S.J. Hudak, G.M. Jouris // *Eng. Fract. Mech.* – 1979. – 12, № 1. – P. 103 – 115.

РОЗДІЛ 4

ГТС УКРАЇНИ – СКЛАДОВА ЧАСТИНА ГНУЧКОЇ СИСТЕМИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В УМОВАХ ВІДКРИТОГО ЄВРОПЕЙСЬКОГО РИНКУ

Одним з напрямків перспективного розвитку газового комплексу України є впровадження науково-технічних розробок для забезпечення ефективності газотранспортної системи.

4.1 Можливі сценарії транспортування газу ГТС України

ГТС України, крім забезпечення споживачів нашої країни газом, виконує надзвичайно важливу функцію транзиту російського газу в країни Центральної і Західної Європи [1-12]. Її пропускна здатність 287,7 млрд. м³/рік газу на вході і 178,5 млрд.м³/рік на виході. ГТС України з'єднана з системами сусідніх європейських країн – Польщі, Білорусі, Росії, Румунії, Молдови, Угорщини, Словаччини, а через них з загальноєвропейською мережею магістральних газопроводів (рис.4.1).



Рисунок 4.1 - Газотранспортна система України

Вона включає понад 36,6 тис.км газопроводів (22,2 тис.км. –магістральних газопроводів, 14,4 тис.км. – газопроводів-відводів), 72 КС, 108 компресорних цехів загальною потужністю близько 5380 МВт, які оснащені 692 газоперекачувальними агрегатами вітчизняного та закордонного виробництва, 13 підземних сховищ газу (ПСГ) з загальною активною ємністю 30,8 млрд.м³, 1425 газорозподільних станцій.

Вдале географічне положення України на основних шляхах транспортування природного газу з потенційно найбільших у світі газовидобувних регіонів Росії, Середньої Азії і Близького Сходу до основних споживачів газу – країн Центральної і Західної Європи, ставить нашу державу в ряд країн, які можуть бути гарантом газозабезпечення цих споживачів, і сприяти створенню вигідних умов для її економіки.

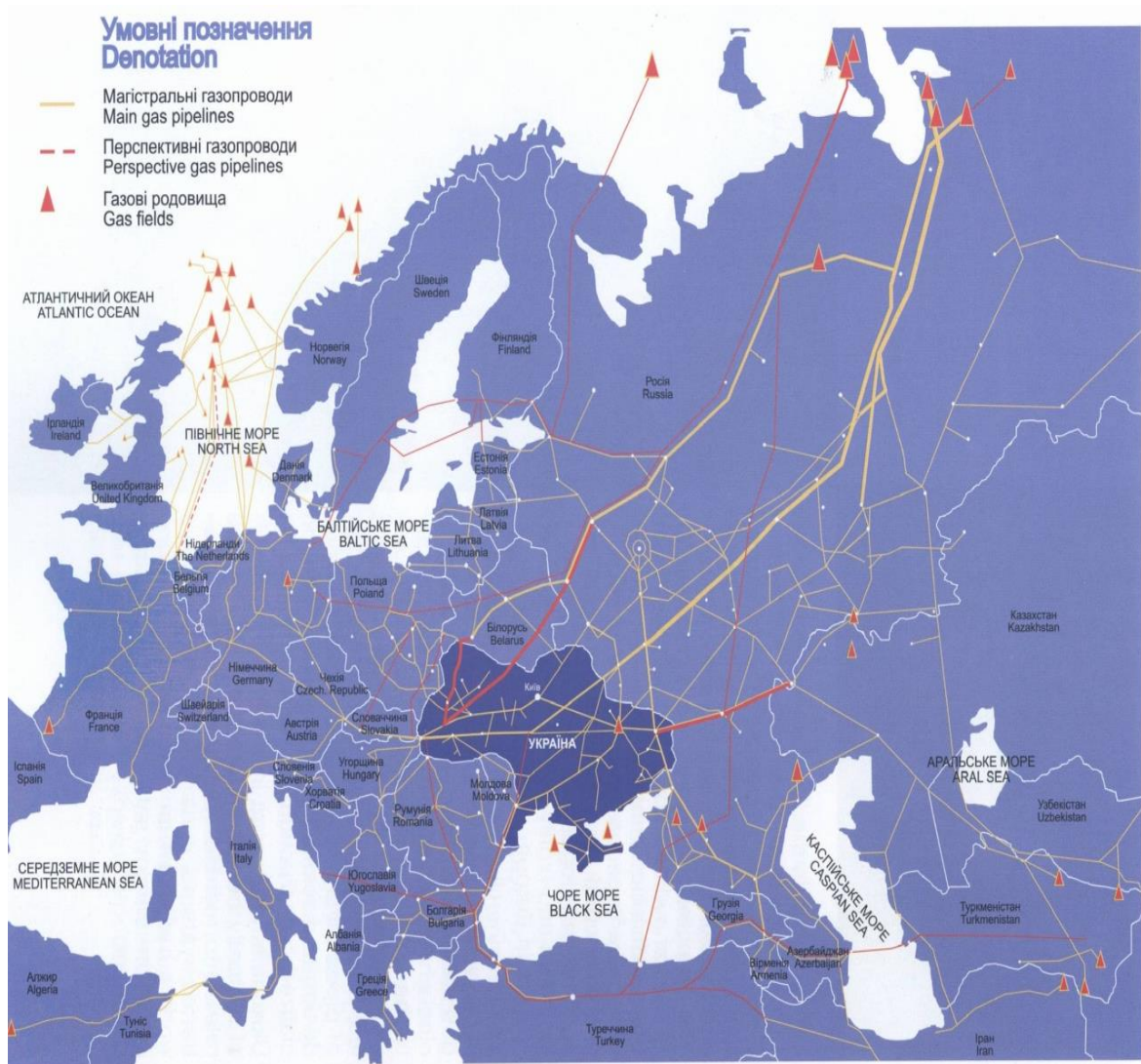


Рисунок 4.2 - Газотранспортна система Європи

З'єднані у систему мережею газопроводів підземні сховища забезпечують високу надійність функціонування всієї газотранспортної системи України і гарантують безперебійні поставки газу внутрішнім споживачам, а також транзит газу до Європи. ПСГ за своєю активною місткістю посідають друге місце серед країн Європи, суттєво випереджаючи такі країни, як Німеччина, Італія, Франція, Великобританія.

Впродовж останніх років створюються нові перспективи та особливості транспортування газу діючою ГТС України (рис 4.2). Починаючи з 2013 року газовий сектор в Україні зазнав глибокого перетворення з неефективного, що символізував залежність України від транспортованого природнього газу з

території Російської Федерації, в сектор з економічною перспективою забезпечення енергетичної незалежності України.

Багато в чому це пов'язано з двома основними факторами зворотної дії, такими як:

- ✓ низьке внутрішнє споживання газу;
- ✓ надлишок пропозиції газу на міжнародних ринках.

Попит на природний газ (ПГ) стрімко падав починаючи з 2011 році. За різними даними зниження рівня попиту на ПГ відбувалося на 30-35%, що обумовлено низкою чинників.

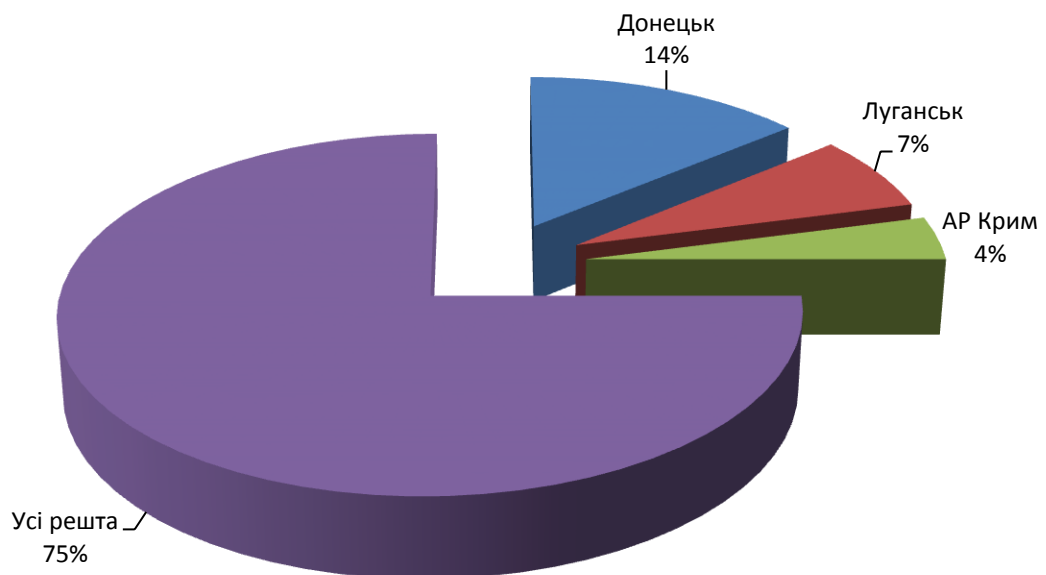


Рисунок 4.3 – Споживання природного газу Україною до 2013 року

До початку конфлікту з Росією на Донецьку, Луганську області та Крим припадало біля 14%, 7% і 4% відповідно від загального споживання газу Україною (рис.4.3), отже конфлікт в деяких районах Донецької та Луганської

областей та окупація Криму привели до скорочення, відносно 2011 року, рівня споживання газу в Україні приблизно на 15% (рис.4.4).

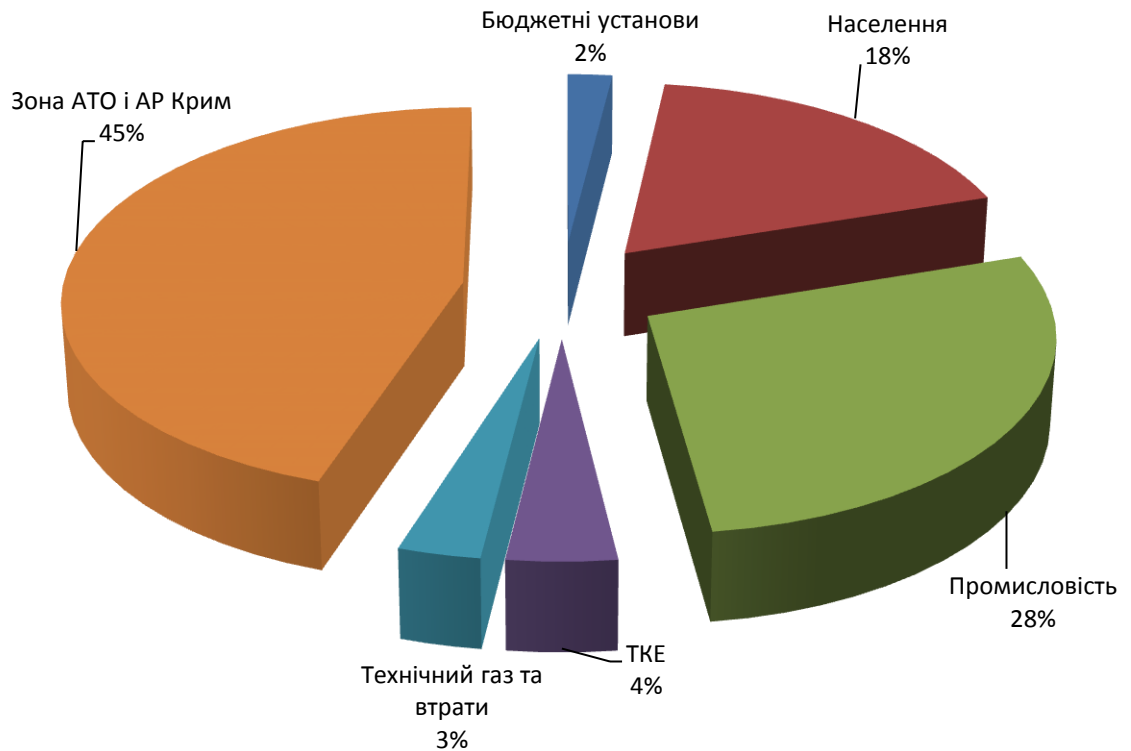


Рисунок 4.4 – Чинники зниження попиту на споживання природнього газу протягом 2013-2016 років

Інша половина зниження споживання газу України відбулася внаслідок скорочення використання газу в житловому секторі (рис.4.4).

Україна одночасно пережила практично 50% зниження імпорту газу внаслідок чого відбулися ґрунтовні зміни його структури. Зважаючи на звільнені потужності появився імпорт із Заходу, що виріс до 10 млрд м³. у 2015 році та поступово зростає.

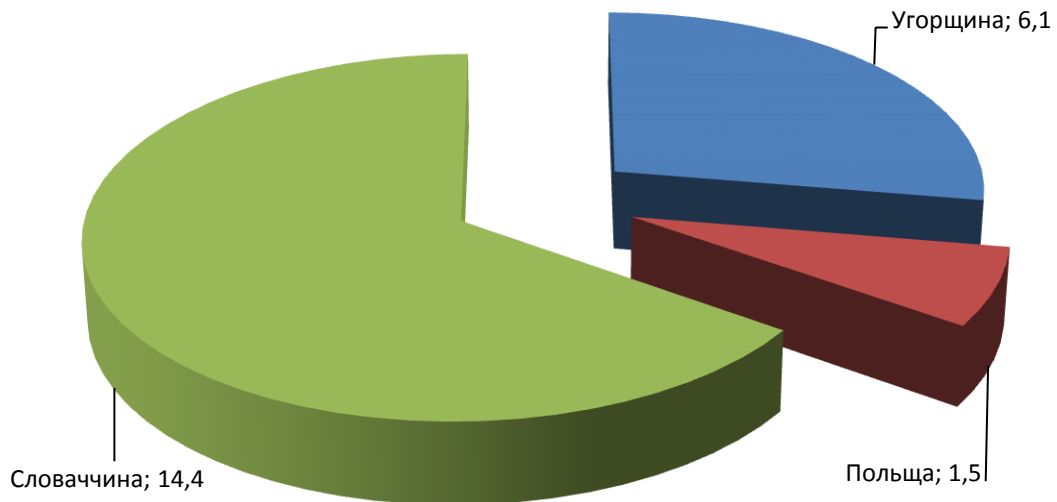


Рисунок 4.5 – Імпорт природного газу по всіх перевірених реверсних газопроводах інтерконекторах України, в млрд. куб. м. на 2016 рік

Технічно, це стало можливим завдяки значному збільшенню потужності реверсних потоків. Початкові спроби здійснювати реверс газу в існуючих трубопроводах або «віртуальний реверс». Повна потужність всіх перевірених реверсних інтерконекторів дозволяє Україні імпортувати близько 22 млрд. м³. газу на рік [з Угорщини: 16.8 тис. м³./добу; з Польщі: 4,3 тис. м³./добу; зі Словаччини: 40 тис. м³./добу]. Отже, прямі поставки газу з Росії не мають ключового значення для енергетичної безпеки України.

Однак в майбутньому існує кілька ризиків для реверсу газу, які не слід ігнорувати (рис.4.6).

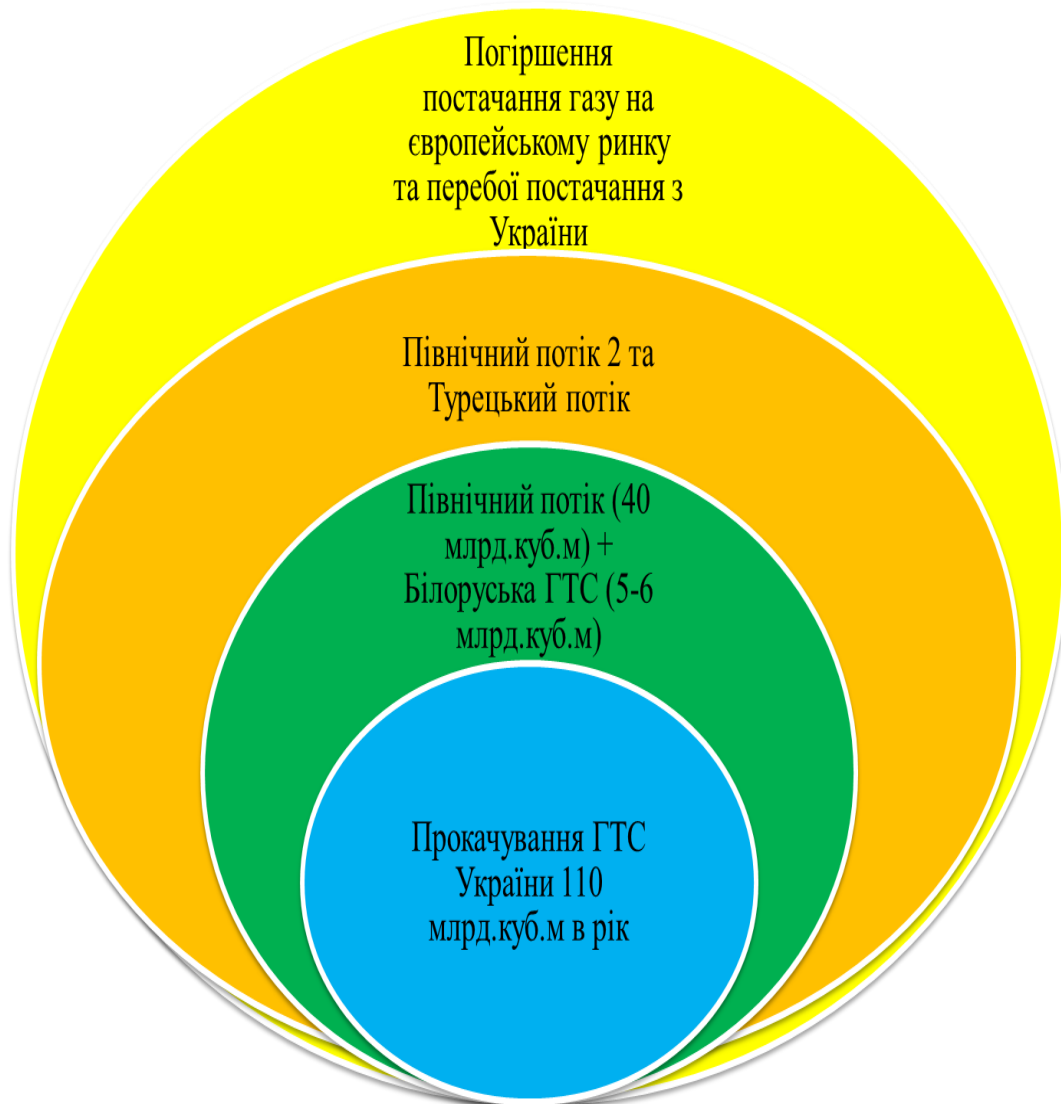


Рисунок 4.6 – Ризики, щодо обсягу транспортування газу Україною

Із урахуванням вищенаведених припущень обсяг транспортування газу через ГТС України до країн Європи, відповідно до розроблених сценаріїв, у2030р. становитиме:

Песимістичний – 30-40 млрд. м³;

Базовий – 70-80 млрд. м³;

Оптимістичний – 100-110 млрд. м³.

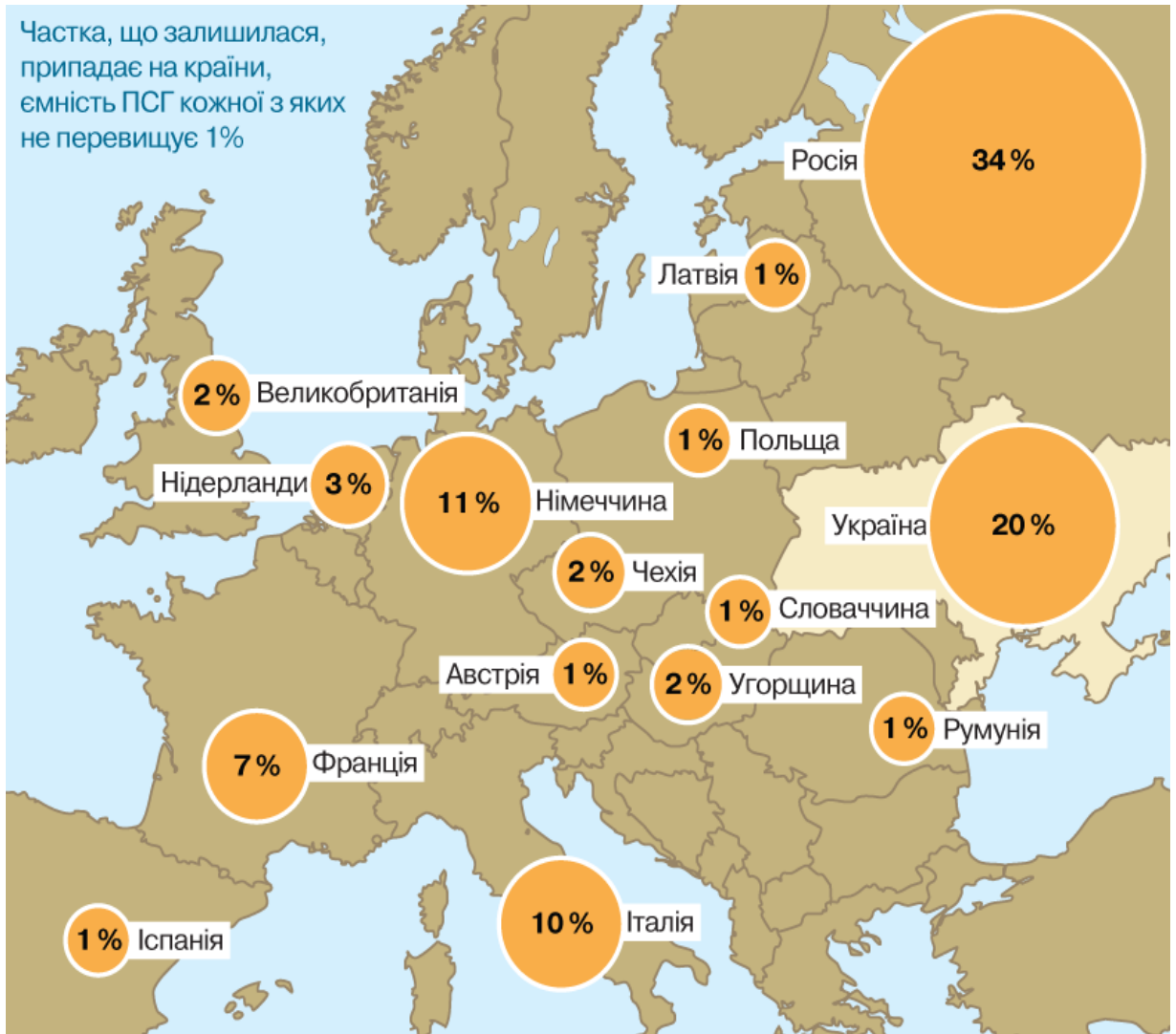


Рисунок 4.7 - Активна місткість підземних сховищ газу європейських країн.

Газотранспортні оператори України ПАТ «Укртрансгаз» і Польщі Gaz-System підготували техніко-економічне обґрунтування будівництва газопроводу-інтерконектора між двома країнами загальною протяжністю 99,3 км і готові розпочати проектні роботи.

Інтеграція польської й української ГТС є частиною Північно-Південного газового коридору, який об'єднає LNG-термінал у порту Свіноусті з країнами Центральної та Західної Європи.



Рисунок 4.8 – Диверсифікація газових потоків, через газопроводи інтерконектори.

Цей газопровід забезпечить зберігання європейського газу в ПСГ України.

У процесі будівництва такого газопроводу при подоланні водних перешкод буде використано прогресивну технологію горизонтально направлено буріння, яка дасть змогу «пройти» водойму через пласти земної кори, які нижче за її природне залягання.

Згідно з презентованими даними, обрана траса проходження газопроводу перетинає 24 річки, 27 автодоріг і одну залізну дорогу, а також 14 інших газопроводів.

Для ефективної реалізації такого складного проекту необхідно на всіх етапах (проектування, спорудження і експлуатації) застосовувати високонадійні

технології, які ґрунтуються на досвіді будівництва і експлуатації складних магістральних газопроводів.

4.2 Дослідження аверсно – реверсних режимів експлуатації газопроводів в гірській місцевості

Математичне моделювання нестационарних процесів у газопроводі, що наводиться нище, має за мету оцінити вплив частоти і амплітуди коливань тиску на втомну міцність матеріалу труб у випадку довготривалої експлуатації газопроводу у різних умовах. Тому першочерговим завданням моделювання є встановлення частоти і амплітуди коливання напружень у стінках трубопроводу при високочастотному і низькочастотному циклічному навантаженні. Запропоновані математичні моделі дають змогу чисельно визначати низькочастотну пульсацію тиску, а також вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан газопроводу. Таким чином, розроблені математичні моделі уможливають прогнозування споживання газу, а також вибір раціонального режиму роботи газопроводу та КС.

Основними ресурсами, використовуваними в транспорті газу, є металозатрати, енерговитрати (паливний газ і електроенергія) і трудові ресурси. Відомо, що розвиток газотранспортної мережі на попередніх етапах проводилося на основі традиційної технології транспорту газу, сформованої в умовах невисокої вартості енергоресурсів і дефіциту металу труб. У результаті сформована технологія транспорту газу може бути охарактеризована як металозберігаюча. Разом з тим тенденція подорожчання енергоресурсів у сучасних умовах і на перспективу диктує необхідність переходу на енергозберігаючу техніку і технологію. Звідси випливає, що реконструкція газопроводів повинна виконуватися на основі сучасних енергозберігаючих ГПА і технологічних схем транспорту газу.

Основним внутрішнім навантаженням, яке сприймається стінкою трубопроводу, є навантаження робочим тиском. Залежно від характеристик і призначення газопроводу можливі стаціонарний і нестаціонарний режими руху газу. Для газопроводів строго стаціонарний рух газу є практично нереальним, оскільки турбулентність потоку передбачає пульсації параметрів у часі. Тому характер руху газу слід вважати квазістаціонарним, якщо зміна технологічних параметрів не виходить за встановлені межі. За квазістаціонарного характеру руху газу в трубах зміною тиску в часі можна знехтувати і вважати навантаження, що сприймаються стінками труб, постійними. В такому випадку матеріал труб працюватиме під сталим навантаженням, яке викличе в стінках газопроводу постійні у часі напруження.

Однак квазістаціонарний режим є характерним лише для вузького кола газопроводів, які входять до складу газотранспортної системи. Найчастіше характер руху газу в газопроводі відзначається нестаціонарністю. У таких випадках в газопроводі виникають коливання тиску, які можуть мати періодичний характер із певним декриментом затухання в часі. Природа таких коливань може бути різноманітною і залежить від причин, що їх викликали. Для кінцевих ділянок газопроводу внаслідок годинної нерівномірності газоспоживання характерні коливання тиску протягом доби від мінімального значення в час пікового газоспоживання до максимального в нічний період. Такі коливання тиску в часі призводять до циклічної зміни напружень в стінках трубопроводу з частотою, що приблизно відповідає добовому періоду циклічного навантаження. Ці навантаження можна вважати низькочастотними циклічними навантаженнями. Тривала експлуатація газотранспортних об'єктів за таких режимів не може не призвести до їх значного морального і фізичного старіння, тобто до невідповідності технічного рівня устаткування сучасним вимогам (наприклад, показникам експлуатаційної надійності, екологічної безпеки).

Під фізичним старінням розуміють зниження технічного стану газоперекачувального устаткування і лінійної частини газопроводів, зменшення

гідравлічної ефективності газопроводів [1-26]. Очевидно, що чинники морального і фізичного старіння обумовлюють погіршення технологічних показників транспортування газу: знижується продуктивність газопроводів і надійність газопостачання споживачам, збільшується енергоємність транспорту газу. В кінцевому результаті погіршуються основні техніко-економічні показники газопроводів: зростає собівартість транспортованого газу, знижуються фондівіддача і прибуток. Для подолання цих негативних тенденцій необхідно проводити реконструкцію і капітальний ремонт газопроводів.

У ряді випадків низькочастотний цикл накладається на високочастотний, що призводить до зміни частоти періодичних коливань напружень в стінках труб. Крім того, слід зауважити, що як низькочастотні, так і високочастотні циклічні коливання навантаження на стінку трубопроводу є змінними протягом значного проміжку часу (наприклад, року). Тому про частоту коливань навантаження можна говорити лише як про певну середньостатистичну величину. В зв'язку з цим її визначення можливе тільки на основі математичного моделювання нестационарних процесів трубопровідного транспорту газу.

Спрощена математична модель нестационарного неізотермічного руху газу в газопроводі може бути побудована на основі диференціальних рівнянь руху газу, нерозривності і енергії, які у векторній формі мають вигляд [2-8]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda \cdot \rho \cdot w^2}{2 \cdot d} &= 0; \\ \frac{\partial P}{\partial t} &= -c^2 \cdot \frac{\partial(\rho \cdot w)}{\partial x}, \end{aligned} \quad (4.1)$$

де: P – тиск, як функція лінійної координати x та часу t ; $\rho \cdot w$ – масова швидкість газу ($\rho \cdot w = M/F$); F – площа поперечного перерізу труби; d – внутрішній діаметр газопроводу; c – швидкість розповсюдження звукової хвилі в газі; M – масова витрата газу.

Коефіцієнт лінеаризації:

$$2a = \frac{\lambda \cdot \varpi}{2 \cdot d}, \quad (4.2)$$

де: ϖ - середня по довжині і усереднена в часі лінійна швидкість; λ - коефіцієнт гідравлічного опору.

Проведемо розрахунок задавшись наступними умовами:

$$\frac{\partial P}{\partial x} + 2a \cdot (\rho \cdot w) = 0; \quad (4.3)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + 2a \cdot \frac{\partial(\rho \cdot w)}{\partial x} = 0; \quad (4.4)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (4.5)$$

Аналогічне рівняння може бути записане для масової витрати:

$$\frac{\partial^2 M}{\partial x^2} = \frac{1}{\chi} \cdot \frac{\partial M}{\partial t}, \quad (4.6)$$

$$\text{де } \chi = \frac{c^2}{2a}.$$

Виходячи з умов газопостачання, визначимо початкові і граничні умови для реалізації запропонованих математичних моделей з метою визначення амплітуди і частоти коливань тиску в трубопроводі як основної складової змінних напружень у тілі труби.

Для рівняння (4.3) знайдемо максимальну амплітуду і циклічну частоту коливань, коли характер газоспоживання визначається синусоїдальною кривою.

З цією метою за початок координат вибираємо кінцеву точку газопроводу, в якій відбувається відбір газу, а вісь лінійних координат OX спрямуємо вздовж осі трубопроводу в напрямку течії газу. Будемо відраховувати амплітудні значення коливань тиску від його стаціонарного значення в кожній точці трубопроводу. Тому за початкову умову можна прийняти:

$$P(x,0) = 0. \quad (4.7)$$

Характер амплітудного коливання відбору на кінцевій ділянці газопроводу ($x=0$) виразимо періодичною функцією:

$$Q(0,t) = Q_a \cdot \cos(\omega \cdot t). \quad (4.8)$$

Будемо вважати, що тиск газу зростає вздовж осі OX , але при цьому залишається обмеженим зверху. Тому, вважаючи газопровід безмежним, другу граничну умову запишемо у вигляді:

$$P(\infty,t) < \infty. \quad (4.9)$$

Розв'язок (4.3) за початкових (4.7) і граничних умовах (4.8) і (4.9), знайдений за методом інтегральних перетворень Лапласа, матиме вигляд:

$$\frac{d^2\Psi}{dx^2} = \frac{\Psi}{\chi \cdot s}. \quad (4.10)$$

Загальний розв'язок цього лінійного рівняння має вигляд:

$$\Psi(x,s) = C_1 \cdot e^{-\frac{sx}{\chi}} + C_2 \cdot e^{\frac{sx}{\chi}}. \quad (4.11)$$

З умови обмеженості функції (4.9) маємо $C_2 = 0$. Тоді

$$\frac{d\Psi}{dx} = -C_1 \cdot \frac{s}{\chi} \cdot e^{-\frac{sx}{\chi}}. \quad (4.12)$$

Використовуючи граничну умову (4.8), одержимо рівняння для визначення сталої інтегрування C_1 :

$$-\frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot Q_a \cdot \frac{s}{s^2 + \omega^2} = -C_1 \cdot \frac{s}{\chi} \cdot e^{-\frac{sx}{\chi}} \Big|_{x=0}. \quad (4.13)$$

$$\text{Звідси } C_1 = \frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot Q_a \cdot \frac{1}{s^2 + \omega^2} \cdot \chi.$$

Переходячи до оригіналів на основі таблиць, одержимо розв'язок у вигляді

$$p(x,t) = \frac{2a}{F} \rho Q_a \frac{\chi}{\omega} \sin \omega \left(t - \frac{x}{\chi} \right). \quad (4.14)$$

З (4.14) видно, що коливання тиску в газопроводі за частотою співпадають із коливаннями відбору газу (вимушуючої сили), але зміщені за фазою в залежності від лінійної координати.

З метою оцінки амплітуди і частоти коливань тиску в газопроводі при скачкоподібній зміні відбору газу в кінці газопроводу використаєм рівняння (4.6). При цьому будемо вважати, що до початку нестационарності процесу ($t=0$) газопровід працював у стаціонарному режимі і перекачував газ із витратою $Q_{\text{ср}}$.

Щоб отримати зміну тиску по довжині і в часі, використовуємо друге рівняння системи (4.1), з якого маємо:

$$P(x,t) - P(x,0) = \frac{c^2}{F} \int_0^t \frac{\partial M(x,t)}{\partial x} dt.$$

Одержимо

$$\frac{\partial M(x,t)}{\partial x} = -\frac{M_{cp} - M_1}{L} + \frac{2}{L} \cdot M_{cp} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ 2 \cdot [1 - (-1)^n] + \left(3 - \frac{M_1}{M_{cp}}\right) \right\} \cdot \cos \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot \chi \cdot t}{L^2}}. \quad (4.15)$$

Тоді

$$P(x,t) = P(0,t) + \frac{c^2}{F} \cdot \int_0^t \left(-\frac{M_{cp} - M_1}{L} + \frac{2}{L} \cdot M_{cp} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ 2 \cdot [1 - (-1)^n] + \left(3 - \frac{M_1}{M_{cp}}\right) \right\} \cdot \cos \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot \chi \cdot t}{L^2}} \right) dt.$$

Після інтегрування отримаємо

$$P(x,t) = P(0,t) + \frac{c^2}{F} \cdot \left[-\frac{M_{cp} - M_1}{L} \cdot t + \frac{2 \cdot M_{cp} \cdot L}{\pi^2 \cdot \chi} \sum_{n=1}^{\infty} \Phi_n \cdot \cos \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} \cdot \left(1 - e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot \chi \cdot t}{L^2}}\right) \right]. \quad (4.16)$$

Для розподільчих газопроводів характерні нестационарні процеси, викликані миттєвими збуреннями газового потоку. Це можуть бути раптові збільшення величини відбору газу чи підкачування. В результаті таких збурень газопроводом рухається хвиля ущільнення, яка з часом згасає. Однак за великої кількості шляхових відборів чи підкачувань такі процеси часто повторюються, що викликає коливання тиску в газопроводі, які є практично неперервними. Частота коливального процесу в таких випадках визначається характеристиками трубопроводу та параметрами транспортування газу і може змінюватися в широкому діапазоні. Такі коливання викликають змінні циклічні напруження в стінках трубопроводу, які можна характеризувати як високочастотні.

На даний час недовантаження газотранспортної системи України становить 42,4 % і продовжує збільшуватись. В процесі падіння продуктивності газопроводу суттєво змінюються режими його роботи: змінюється тиск і температура газу, проходить перерозподіл потоків газу в системі газопроводів,

змінюється кількість працюючих газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій. Ці зміни викликають не стаціонарність в роботі газотранспортної системи. Отже виникає необхідність дослідження режимів роботи газотранспортної системи в період недовантаження. В якості об'єкта досліджень вибрано західну ділянку газотранспортної системи України, через яку проходить більше половини газу, призначеного на експорт.

Починаючи з 2012 р. відбувалося зменшення об'ємів транспортування газу газотранспортною системою України. У 2015 р. об'єм транзиту газу стабілізувався на 62,5 млрд. м³. Тобто на даний час система недовантажена у 2,5 рази.

Основною функцією західної ділянки газотранспортної системи України є транзит природного газу у країни Західної та Центральної Європи. Ділянка складається з шести компресорних станцій з нагнітачами природного газу та лінійних ділянок між ними. Загальна проектна продуктивність обраної ділянки ГТС становить 111 млрд. м³ на рік. На ділянці можливе вимірювання технологічних параметрів на вході і виході кожної КС. Основними параметрами, що вимірювались, прийнято тиск та витрату газу. Схема ділянки подана на рисунку 4.9.

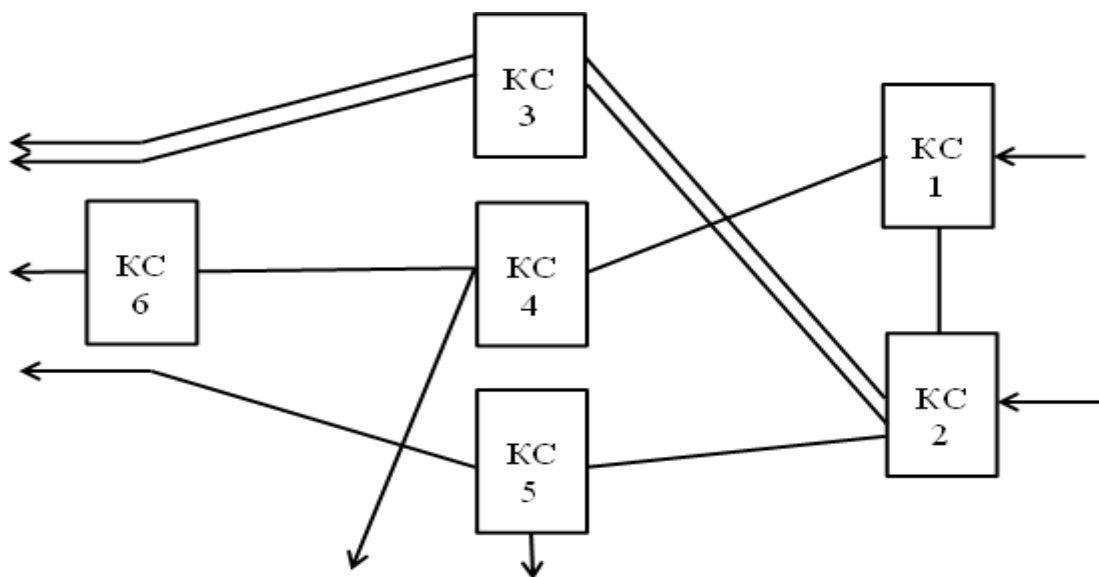


Рисунок 4.9 – Схема ділянки газопроводів

Для виявлення характеру зміни режимів роботи ділянки газопроводу проведено експеримент. Проаналізовано близько вісімсот режимів роботи.

В першу чергу розглядалась витрата газу ділянкою газопроводу. За розглянутий період витрата газу змінювалась від 1035 тис. м³/год. до 3556 тис. м³/год., або у 3,44 рази. Зміна витрати газу подана на рисунку 4.10.

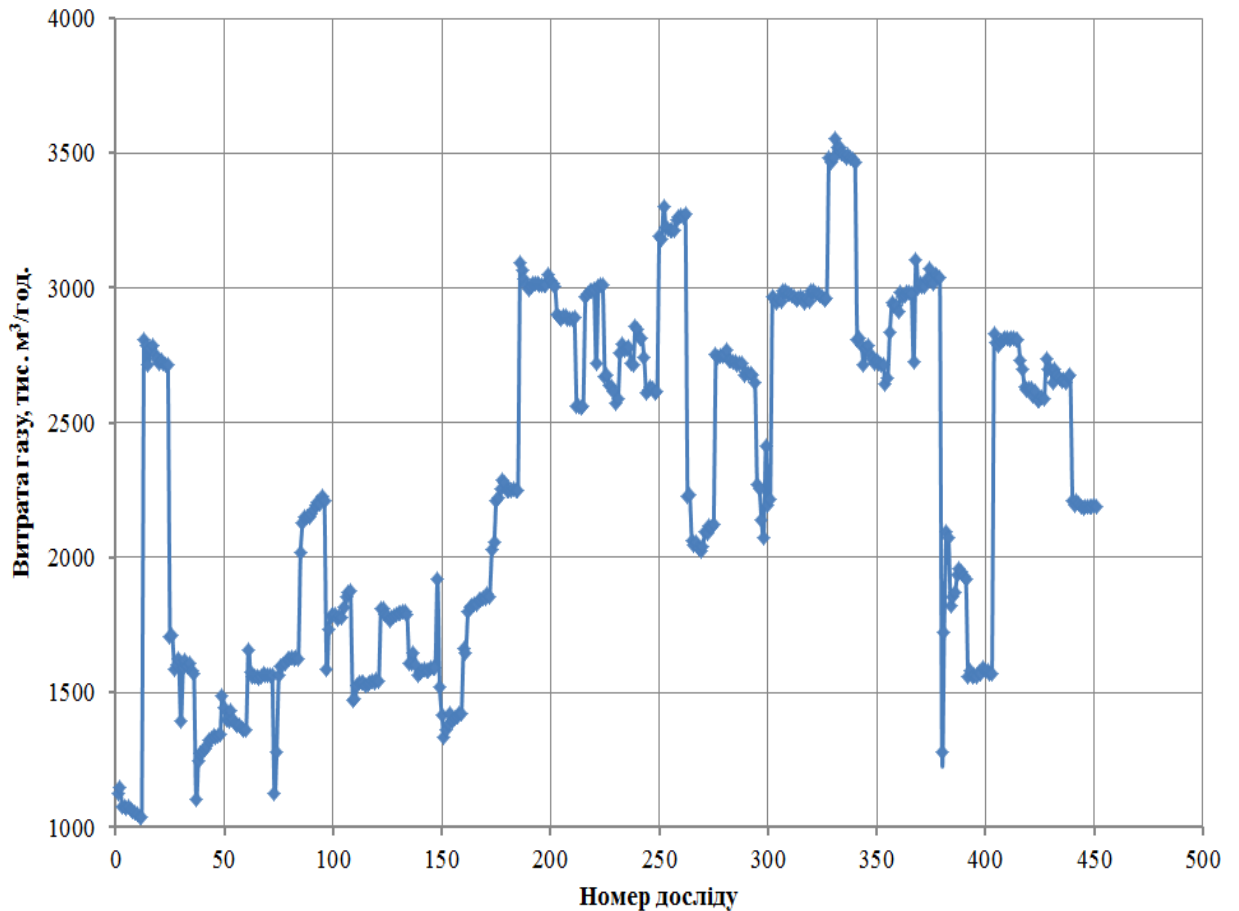


Рисунок 4.10 – Витрата газу ділянкою газопроводу

Зміна витрати викликає зміну кількості газу в порожнині газопроводу. Маса газу в одному погонному метрі газопроводу визначалась за залежністю

$$M = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \frac{P}{z \cdot R \cdot T},$$

де d – внутрішній діаметр газопроводу,

P – абсолютний тиск в газопроводі,

z – коефіцієнт стисливості газу,

R – газова стала,

T – температура газу в газопроводі.

Маса газу в одному погонному метрі газопроводу подана на рисунку 4.11.

Маса газу в одному погонному метрі газопроводу змінюється від 59 кг до 84 кг. При довжині прольоту повітряного переходу через перешкоду 35 м маса газу в прольоті між опорами становитиме від 2065 кг до 2940 кг, що буде спричиняти коливання труби.

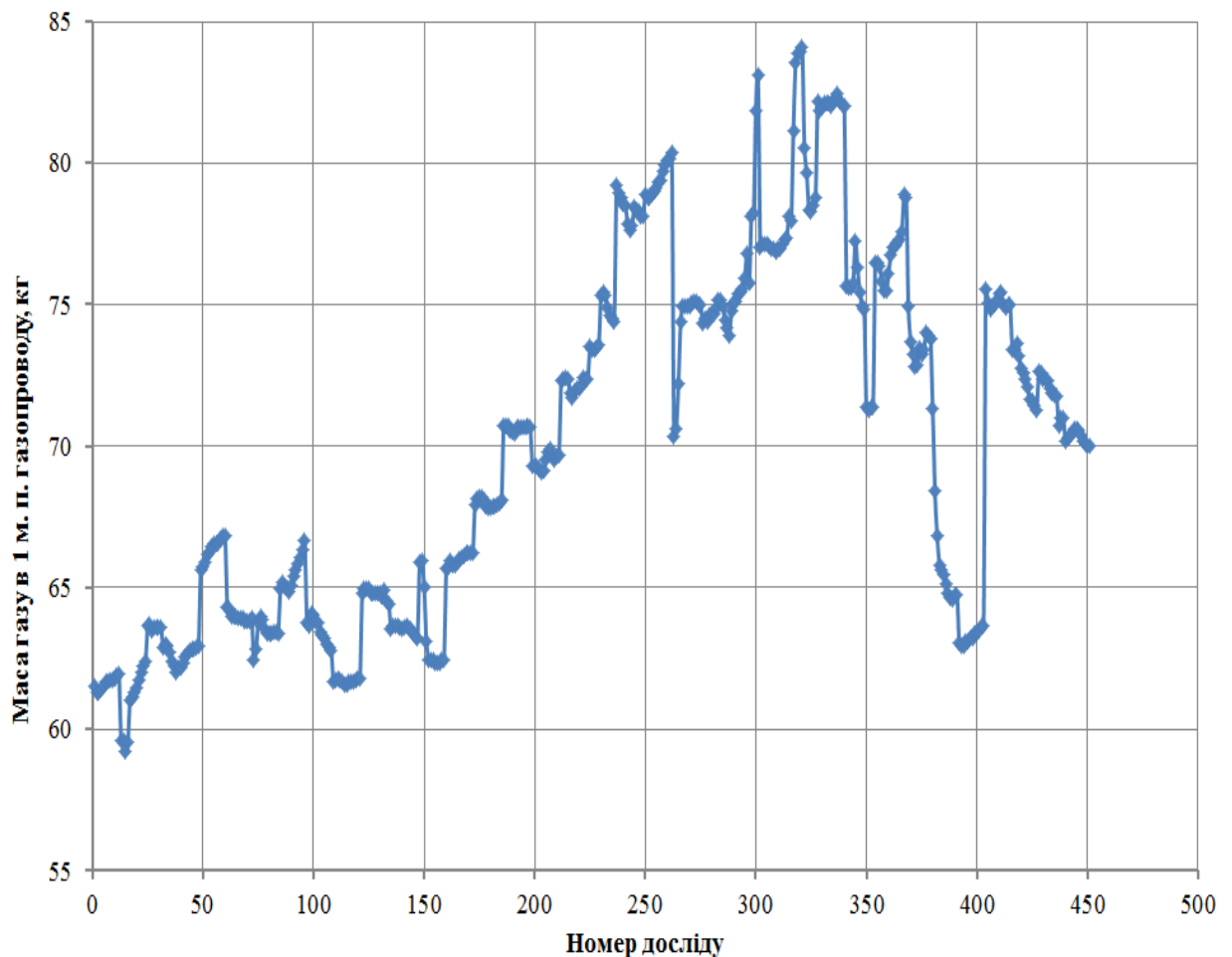


Рисунок 4.11 - Маса газу в одному погонному метрі газопроводу

Важливим аспектом експлуатації газопроводів є поведінка відводів при зміні напрямку руху потоку газу. Сила яка діє на перешкоду при зміні потоку газу визначається за залежністю [4]

$$F = (1 - \cos\alpha) \cdot \rho \cdot Q_o \cdot V_o,$$

де ρ – густина газу, кг/м³;

Q_o – витрата газу по газопроводу, м³/с;

V_o – швидкість газу у газопроводі, м/с.

Величина сили, що виникає в коліні газопроводу 90° подана на рисунку 4.12.

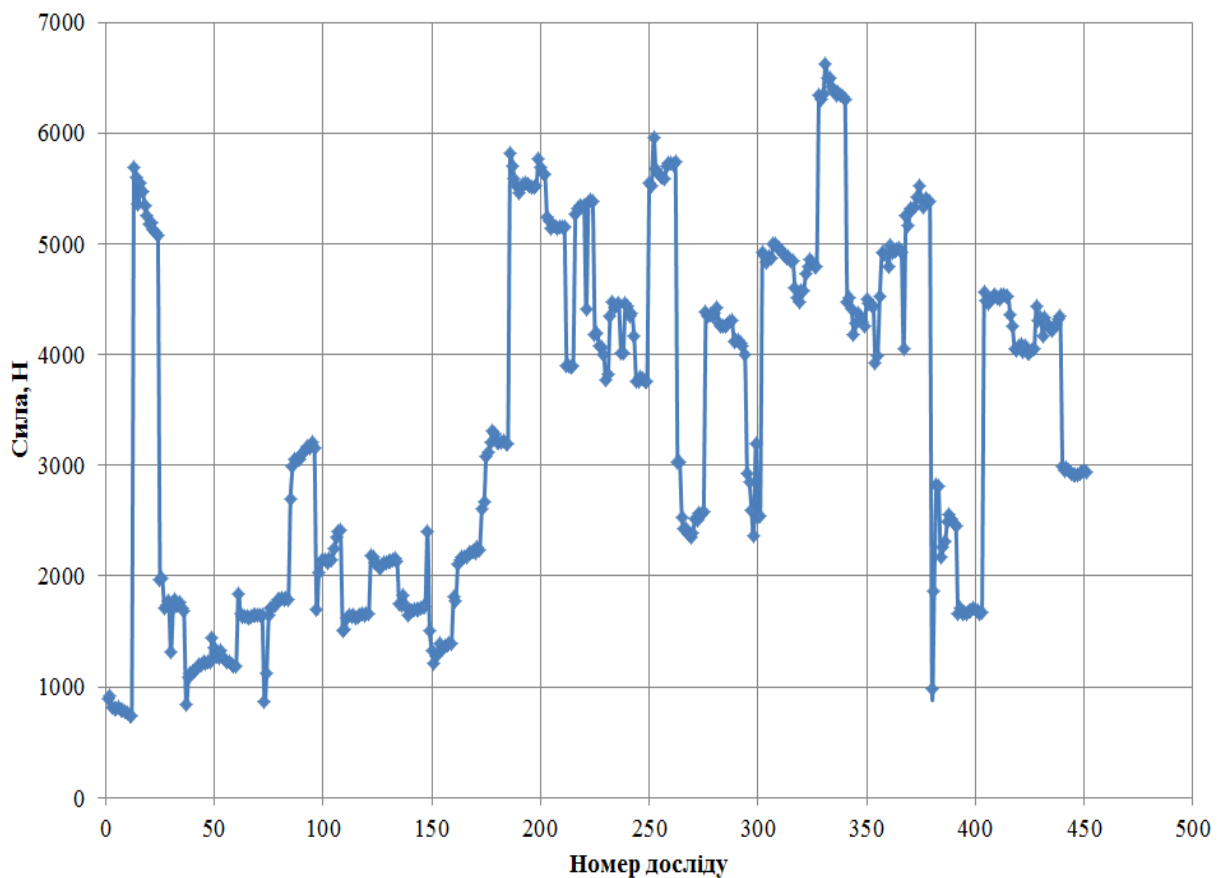


Рисунок 4.12 – Сила, що діє на відвід при повороті 90°

За період проведення досліджень максимальне зусилля в коліні становило 6625 Н, а мінімальне - 744 Н. Коефіцієнт варіації зусилля становить 162 %, що свідчить про значну неоднорідність вибірки, а отже і режимів роботи газопроводу. Зміна сили викликає зміну напружень в коліні газопроводу і тому потребує додаткового контролю.

В наведених дослідженнях розроблено методи реалізації математичних моделей, дана оцінка точності розв'язку за певних припущень і спрощень, розроблено рекомендації і критерії вибору математичної моделі у відповідності з процесом, що моделюється.

Отже можна зробити висновок, що зі зменшенням завантаження газопроводу амплітуда коливань зменшується.

Крім того кількість режимів роботи ділянки газопроводу амплітуда коливань тиску яких не перевищує 10 % становить для газопроводів «Уренгой-Помари-Ужгород» та «Прогрес» 86 %.

4.3 Дослідження показників надійності аверсно – реверсних режимів експлуатації магістральних газопроводів

Вивчення надійності газопроводів почалося з розгляду вузькотехнічних аспектів - аналізу працездатності, безвідмовності й ремонтпридатності основного технологічного устаткування. Дослідження цього роду дуже важливі, тому що вони становлять інформаційну базу аналізу надійності газопроводу як складної технічної системи, що складається з великої кількості різномірних елементів.

У плануванні й проектуванні газопроводів дослідження надійності проводиться з наступними цілями:

- обґрунтувати вибір головних проектних рішень
- діаметрів ниток, типу газоперекачувальних агрегатів (ГПА), кроку компресорних станцій (КС), технологічних схем ділянок і КС;
- оцінити можливі втрати пропускної здатності й продуктивності через відмови встаткування;
- оцінити надійність (ймовірність) забезпечення попиту;
- вибрати раціональні способи резервування для забезпечення необхідної надійності;

- визначити основні вимоги до системи технічного обслуговування й ремонту;
- обґрунтувати вимоги до надійності подачі і якості підготовки газу, що подається в газопровід.

Як основний показник стабільної (надійної) експлуатації газопроводу, природно, вибрати його пропускну здатність [1, 32-44], тобто максимальна кількість газу, що може бути передане по газопроводу за добу при сталому режимі, дотриманні вимог по складу, якості підготовки й тиску газу в крапках припливу й відбору й за умови гарантованої подачі газу в необхідному обсязі в початкову точку газопроводу. Пропускна здатність - інтегральна характеристика виробничої потужності газотранспортного підприємства. Вона є визначальним параметром при виборі устаткування й технологічної схеми газопроводу. Від проектної (номінальної) пропускної здатності залежить рівень капіталовкладень, експлуатаційних і наведених витрат на спорудження й експлуатацію майбутнього газопроводу, а також основні статті потреби в матеріально-технічних ресурсах (кількість труб і агрегатів) і обсяг будівельно-монтажних робіт.

Пропускна здатність характеризує стан газопроводу момент часу незалежно від стану інших елементів системи газопостачання. Продуктивність, тобто кількість газу, що реально передається або намічено передати по газопроводу, є характеристикою використання виробничих потужностей. Вона залежить не тільки від стану газопроводу, але й від коливань попиту, кількості газу в трубопроводах, якості керування й від станів інших елементів системи газопостачання. Для проектного газопроводу по наміченій продуктивності обчислюють питомі показники ефективності: собівартість, фондівіддачу, питомі наведені витрати.

При проектуванні пропускну здатність звичайно вважають постійною. Фактично вона змінюється під впливом різноманітних факторів. Проектна пропускна здатність - це пропускна здатність ідеального, тобто абсолютно надійного газопроводу, що працює в умовах, що не змінюються.

Завдання розрахунку надійності складається в дослідженні зміни реальної пропускної здатності залежно від частоти, глибини й тривалості відмов устаткування.

Уведемо основні визначення, пов'язані з дослідженням надійності. Газопровід будемо розглядати як систему послідовно з'єднаних ланок (об'єктів) - компресорних станцій і лінійних ділянок. Ланка являє собою систему певним чином взаємодіючих елементів. Елемент - умовна частина ланки (одиниця устаткування, пристрій, сукупність пристроїв), розглянута як неподільне ціле. Наприклад, лінійна ділянка являє собою ланку газопроводу, елементами якого можуть служити одноступінчасті трубопроводи між сусідніми кранами, перемичками, запірні арматури, системи автоматики й телемеханіки.

Елементами КС можна вважати газоперекачувальні агрегати, апарати охолодження газу, трубопроводи обв'язки, системи забезпечення нормального режиму роботи ГПА, блоки енергопостачання. При розрахунку надійності газопроводу компресорну станцію завжди варто розглядати як керовану ланку. У число керувань входять вибір схеми включення агрегатів, дроселювання, перепуск газу з виходу на вхід, вибір числа оборотів нагнітачів (для ГПА з газотурбінним приводом) та ін.

Що вважати елементом, залежить від цілей дослідження й стадії розробки. У передпроектних і планових розрахунках елементами ділянок вважають секції трубопроводів між двома перемичками, а елементами КС - газоперекачувальні агрегати. Більше складні моделі вимагають додаткової інформації і є інструментом спеціальних досліджень надійності.

Елемент вважається справним, якщо:

- а) він може бути використаний у технологічному процесі;
- б) його параметри перебувають у встановлених нормах меж.

Якщо останнє не виконується, то говорять про стан часткової відмови. Якщо не виконується пункт «а», то елемент вважається що відмовив. У

предпроектних і проектних розрахунках часткові відмови елементів не враховуються.

Справний елемент перебуває або під навантаженням, або в резерві. Елемент, що відмовив, надходить у систему обслуговування. Відключення елемента для аварійного або профілактичного ремонту зменшує надійність газопроводу в тому розумінні, що або приводить безпосередньо до зниження пропускної здатності, або збільшує ймовірність її зниження.

Станом ланки називається комбінація станів його елементів. Стан i -тої ланки можна описати такими способами:

- 1) за допомогою цілочисельного параметра x_i номер, що вказує, даного стану в безлічі можливих;
- 2) за допомогою вектора, j -я компонента якого визначає стан j -го елемента (якщо велика кількість можливих станів). Нижче використається тільки перший спосіб.

Станом газопроводу з N ланками називається вектор $x = (x_1; x_2, \dots, x_N)$, де x_i — параметр стану i -тої ланки. Кожному стану x газопроводу відповідає значення пропускної здатності $q(x)$. Ця залежність має складний характер.

Щоб знайти $q(x)$ при фіксованому x , потрібно вирішити завдання розрахунку режиму максимального завантаження газопроводу [21-26]. При відмовах елементів пропускна здатність може зменшитися або залишитися на колишньому рівні. Останній випадок має місце, коли вийшов з ладу елемент (наприклад, ГПА) замінюється резервним. Але відмова ГПА, може не привести до зниження пропускної здатності (якщо він відбувся не в «вузькому місці»), а позначитися лише на тиску в деяких точках. Його наслідки іноді можуть бути компенсовані за рахунок резервної потужності інших ланок.

Газопровід є керованою технічною системою з нерівномірно розподіленою резервною потужністю, тобто надлишковою пропускною здатністю лінійних ділянок і запасом регулювання режиму на КС. На відміну від таких об'єктів, як системи радіоелектроніки» для яких розроблені розвинені моделі надійності [3] і в які відмова нерезервованого елемента викликає відмову

системи, відмова елемента газопроводу приводить лише до зміни гідравлічного режиму й, можливо, до деякого зниження пропускної здатності.

Складний вид резервування газопроводу не укладається в класичні схеми, і тому пряме перенесення цих моделей і показників надійності на системи газопостачання є невиправданим.

Процес зміни станів елементів, ланок і газопроводу носить випадковий характер. Можливі два підходи до його вивчення. По-перше, до функціонування газотранспортної системи можна застосувати модель випадкового векторного процесу, компоненти якого - випадкові функції, що описують зміну стану ланок у часі. У теорії ймовірностей розглядаються різноманітні моделі випадкових процесів, які можуть бути застосовані до широкого класу явищ, але в кожній з них потрібно прийняти певні допущення. Природно, що чим більше ствердними є допущення, тим легше одержати кінцевий результат.

Для практичних розрахунків надійності в рамках цього підходу, щоб уникнути математичних ускладнень, доводиться використовувати моделі процесу, тобто такого стаціонарного випадкового процесу, про статистичні властивості якого можна судити по одній реалізації кінцевої тривалості, тобто за спостереженням за дійсним поведінням на деякому відрізку часу. Ергодичну гіпотезу важко перевірити формальними методами, і для її використання повинні існувати які-небудь здорові інтуїтивні підстави.

Цей підхід сполучений зі значними труднощами при його практичному використанні. Головна з них полягає в тім, що доводиться розглядати реалізацію випадкових процесів дуже великої тривалості, щоб правильно оцінити вплив аварійних ситуацій, що мають малу ймовірність появи. Нехтувати такими ситуаціями звичайно не можна, тому що їхнє число велике й імовірність виникнення однієї з них може досягати помітної величини.

При другому підході ігнорується залежність стану газопроводу від реального часу й розглядається поведіння системи на нескінченно

виділеному інтервалі часу тривалості T , причому вивчаються тільки усереднені характеристики процесу. Пропускна здатність газопроводу стає випадковою величиною — функцією випадкового вектора стану газопроводу. Імовірність стану елемента, ланки й газопроводу можна інтерпретувати як сумарну частку часу, протягом якого об'єкт перебуває в даному стані. Наприклад, якщо P_0 — імовірність роботи газопроводу за проектною схемою (коефіцієнт готовності газопроводу), то $P_0 x T$ — середній час перебування газопроводу в справному стані за період T , тобто в стані зі справними робочими елементами. Ця ймовірність не зв'язується ні з початковим станом об'єкта, ні з передісторією процесу.

Другий підхід технічно й методично простіший. На ньому ми й зосередимо основну увагу. Обидва підходи дають однакові результати, якщо припустити, що процеси зміни станів елементів є незалежними, а дослідника цікавлять лише усереднені характеристики надійності за деякий інтервал часу у віддаленому майбутньому. У завданнях проектування й планування це природні допущення.

Для опису пропускнуї здатності як випадкової величини достатньо знайти її функцію розподілу або ряд розподілу. Значення функції розподілу $F(x)$ при будь-якому фіксованому x дорівнює ймовірності того, що пропускна здатність $q(x)$ менше x . Ряд розподілу пропускнуї здатності являє собою таблицю, у якій кожному можливому значенню q_k відповідає ймовірність $P_k = P\{q(x) = q_k\}, k = 0, 1, \dots, n$.

Уведемо ще так звану функцію надійності, $R(x) = 1 - F(x)$, що вказує для кожного x імовірність того, що $q(x) \geq x$. Функції $F(x)$ і $R(x)$ ненегативні, монотонні й визначені при будь-яких значеннях x , причому при, $x \leq 0$ $F(x) = 0$, $R(x) = 1$, при $x > q_0$ $F(x) = 1$, $R(x) = 0$, де q_0 — номінальна пропускна здатність газопроводу.

Пропускна здатність є дискретною випадковою величиною, оскільки стани ланок являють собою цілочисельні випадкові величини. Однак кількість можливих станів газопроводу надзвичайно велика, що нереально намагатися

визначити всі значення пропускної здатності й імовірності, що відповідають їм. Тому іноді дискретний розподіл заміняють безперервним. У цих випадках формули, засновані на використанні функції розподілу або функції надійності, залишаються справедливими, а рядами розподілів користуватися не можна.

Використання безперервних розподілів має той позитив, що отриманий розподіл можна досліджувати і його властивості аналітично. Реальний шлях зменшення трудомісткості розрахунків полягає в тім, щоб обчислювати не сам розподіл пропускної здатності, а його параметри.

Серед показників надійності газопроводу найбільш важливими є середня пропускна здатність, що виражає математичним очікуванням випадкової величини q і коефіцієнт надійності K_n , дорівнює відношенню $M[q]/q_0$:

$$M[q] = \int_0^q x dF(x) \text{ або } M[q] = \sum_{k=0}^n P_k q_k, \quad (4.17)$$

Величина $M[q]$ указує середню добову продуктивність газопроводу за умови повного завантаження, а q_0 — $M[q]$ дорівнює середній втраті пропускної здатності газопроводу через відмови встаткування. Добуток $TM[q]$ є максимум продуктивності Q газопроводу за період T , тобто $Q \leq TM[q]$. Ця величина збігається із продуктивністю, якщо газопровід працює з максимальним завантаженням і умови його роботи за період T не змінюються. У практиці проектування часто вважають, що ці припущення виконуються.

Облік надійності вносить істотні корективи в спосіб оцінки співвідношення між номінальною пропускною здатністю й продуктивністю. Дотепер і втрати пропускної здатності через відмови, і зниження продуктивності через сезонні коливання попиту враховувалися за допомогою коефіцієнта нерівномірності, значення якого визначалося експертним шляхом. Тепер відношення продуктивності до номінальної пропускної здатності виражається добутком двох коефіцієнтів — надійності й нерівномірності $K_{нер}$.

Останній визначає ступінь використання реальної пропускної здатності, а тому повинен обчислюватися за формулою

$$K_{\text{нер}} = \frac{Q}{(TM[q])} = \frac{Q}{(TK_H q_0)}. \quad (4.18)$$

Якщо середня пропускна здатність дорівнює запланованій продуктивності, то це ще не гарантує надійного газопостачання. Якість постачання споживачів залежить не тільки від середньої подачі за період, але й від рівномірності подачі, відсутності різких коливань продуктивності. Важливо оцінити ризик (імовірність) невиконання планових завдань по поставках газу й очікуваний дефіцит. Для цього використовується функція розподілу пропускної здатності газопроводу. Якщо, наприклад, запланувати продуктивність газопроводу за період T у обсязі Q , то ймовірність невиконання такого плану дорівнює $F(Q/T)$, а середній дефіцит складе:

$$\int_{-\infty}^{Q/T} (Q - Tx) dF(x). \quad (4.19)$$

Для оцінки надійності газопостачання споживача корисно задати мінімально припустиму величину добової подачі газу $\overline{q_{\min}}$, а мірою надійності газопостачання вважати ймовірність p виконання нерівності $q \geq \overline{q_{\min}}$, тобто $p = R(\overline{q_{\min}})$. Якщо, навпаки, фіксувати величину p , то обігом функції $R(x)$ можна знайти пропускну здатність q_{\min} , що газопровід гарантує з імовірністю p . Значення p можна інтерпретувати як норму надійності газопостачання споживачів і задавати для кожного споживача директивним шляхом. Тим самим буде визначений розрахунковий рівень реальної пропускної здатності газопроводу.

Фактичний попит, як правило, не дорівнює запланованому. Він залежить від багатьох факторів, у тому числі від погодних умов, і, отже, не може

вважатися постійним. Нехай $E(y) = P\{\bar{q} < v\}$ — функція розподілу попиту. Тоді надійність його забезпечення, тобто ймовірність події $q \geq \bar{q}$, дорівнює

$$\int_0^{q_0} E(y) dF(y) = H. \quad (4.20)$$

За допомогою показника H можна глобально оцінити надійність газопостачання тих споживачів, для яких споживання характеризується нерівномірністю зміни в часі. Опис закономірності зміни попиту дає кумулятивна функція розподілу $y = f(t)$. Вона являє собою згладжений ряд упорядкованих по зниженні значень попиту. Зворотна до неї функція $t = f^{-1}(y)$ вказує інтервал часу, у якому попит \bar{q} перевищує значення v . Якщо відношення t/T трактувати як імовірність події $\bar{q} \geq y$, то функція розподілу попиту обчислюється по формулі

$$E(y) = 1 - \frac{1}{T} f^{-1}(y). \quad (4.21)$$

Таким чином, загальне завдання оцінки надійності газопроводу можна сформулювати як завдання побудови закону розподілу пропускної здатності. Показники надійності, які пропонуються в роботах [1,18,45-63], легко обчислюються на підставі цих функцій.

Якщо протягом розглянутого періоду характеристики надійності елементів або умови функціонування не можна вважати незмінними, то період T розбивають на l періодів B ($l = 1, 2, \dots, l$), у яких, характеристики устаткування, умови експлуатації й режим обслуговування вважаються постійними. У цьому випадку відповідної функції для періоду T відшуковуються як середні зважені по періодах t .

Недовантаження газопроводів веде до зміни режимів роботи. Зменшення витрати газу веде до вимикання газоперекачувальних агрегатів (ГПА) та компресорних станцій (КС), а ГПА, що працюють виходять на нерозрахункові режими роботи. Це збільшує коливання тиску газу в газопроводі. Характеристикою стану газу в газопроводі є тиск. Тому за зміною тиску в газопроводі можна судити про перебіг газодинамічних процесів. Також тиск газу впливає на напружений стан металу труб, а характер зміни тиску на втомні напруження в трубах.

Для виявлення характеру зміни тиску протягом 2013 – 2014 р.р. проводився експеримент на магістральних газопроводах «Уренгой-Помари-Ужгород» та «Прогрес» на ділянці Богородчани – Воловець [2]. Вимірювався тиск на початку та в кінці ділянки газопроводу та розраховувався середній тиск в ділянці. Зміна тиску та напруження зазначених газопроводах протягом року подана на рисунках 4.13 – 4.16. Визначалась кількість коливань тиску за одиницю часу та амплітуда коливань. Область частоти коливання тиску становить 20 1/год. [3]. Таким чином протягом року в ділянці газопроводу відбувається 175200 коливань тиску.

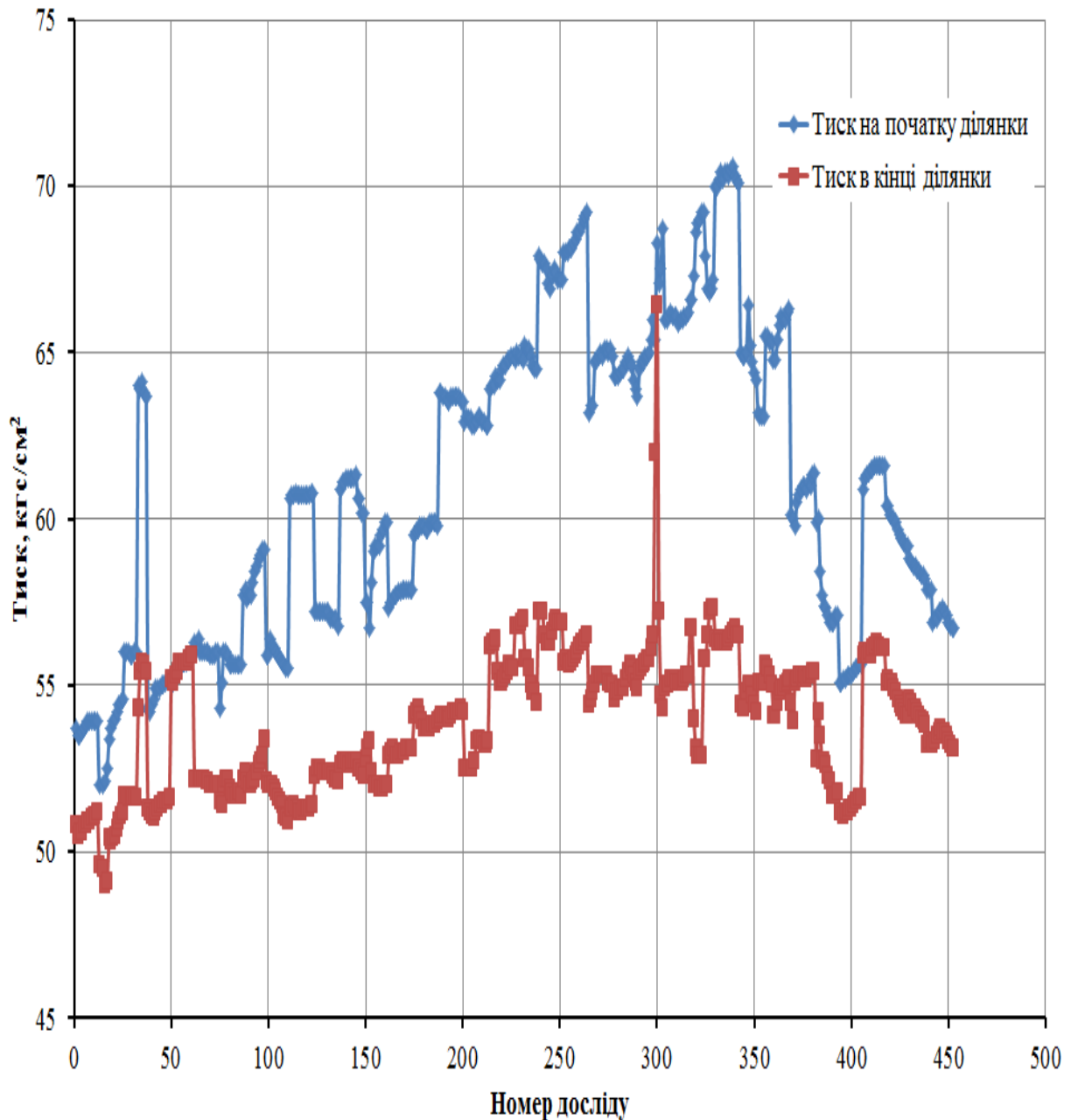


Рисунок 4.13 – Тиск у ділянці газопроводу протягом дослідного періоду

У 2013 р. максимальний тиск газу на початку ділянки газопроводу «Уренго-Помари-Ужгород» становив 7,1 МПа, мінімальний тиск – 5,3 МПа. Тиск в кінці ділянки газопроводу становив 6,8 МПа та 4,9 МПа, відповідно. Отже максимальна зміна тиску на початку ділянки газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» становила 1,9 МПа, а в кінці ділянки 2 МПа. Середній тиск за цей час змінювався з 5,1 МПа до 6,8 МПа.

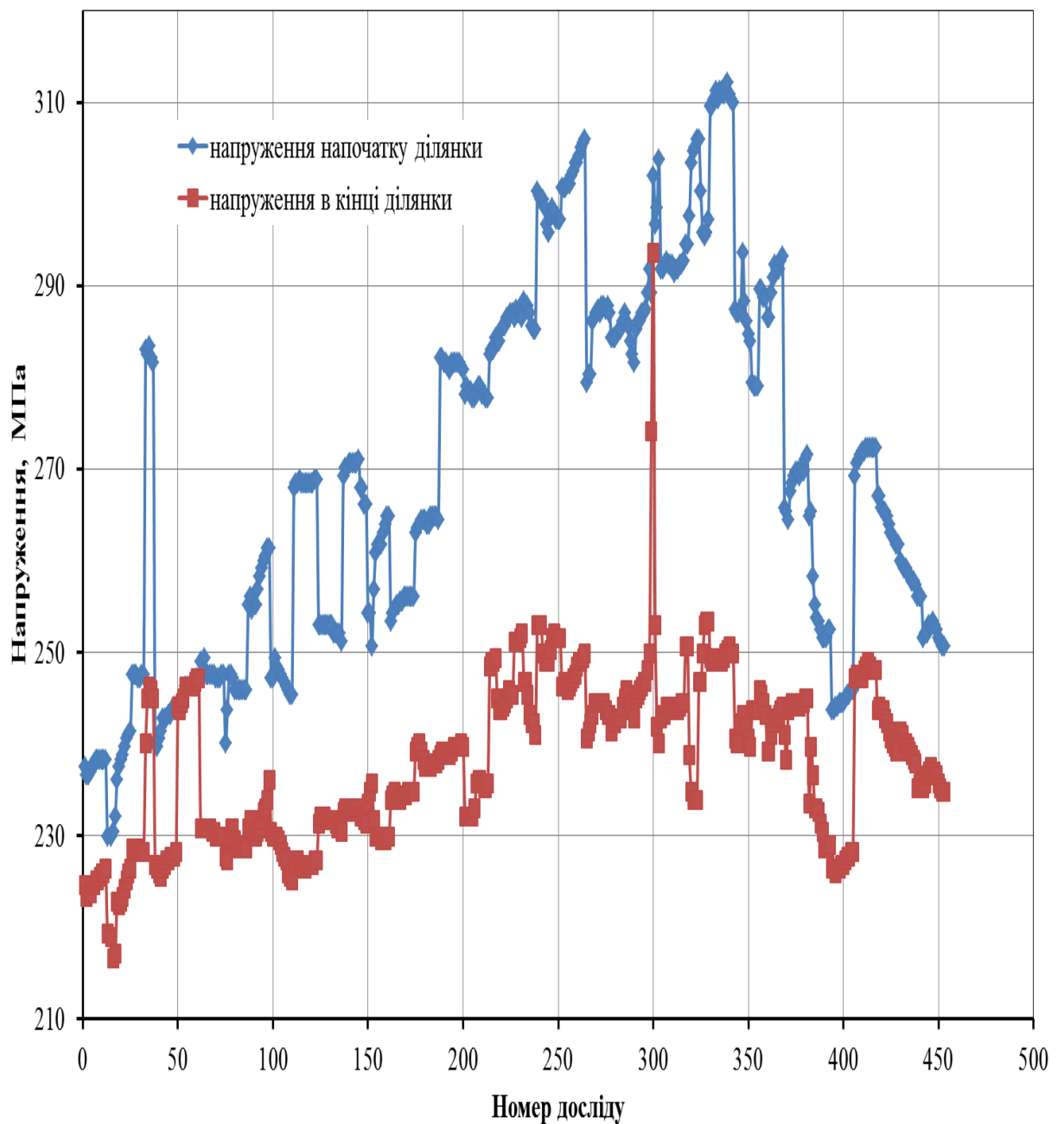


Рисунок 4.14 – Напруження, що виникають у газопроводі «Прогрес» протягом дослідного періоду

У 2014 р. максимальний тиск газу на початку ділянки газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» становив 6,7 МПа, мінімальний тиск – 5,1 МПа. Тиск в кінці ділянки газопроводу становив 6,2 МПа та 4,3 МПа, відповідно. Максимальна зміна тиску на початку ділянки газопроводу «Уренгой-Помари-

Ужгород» становила 1,5 МПа, а в кінці ділянки 1,9 МПа. Середній тиск за цей час змінювався з 4,7 МПа до 6,3 МПа.

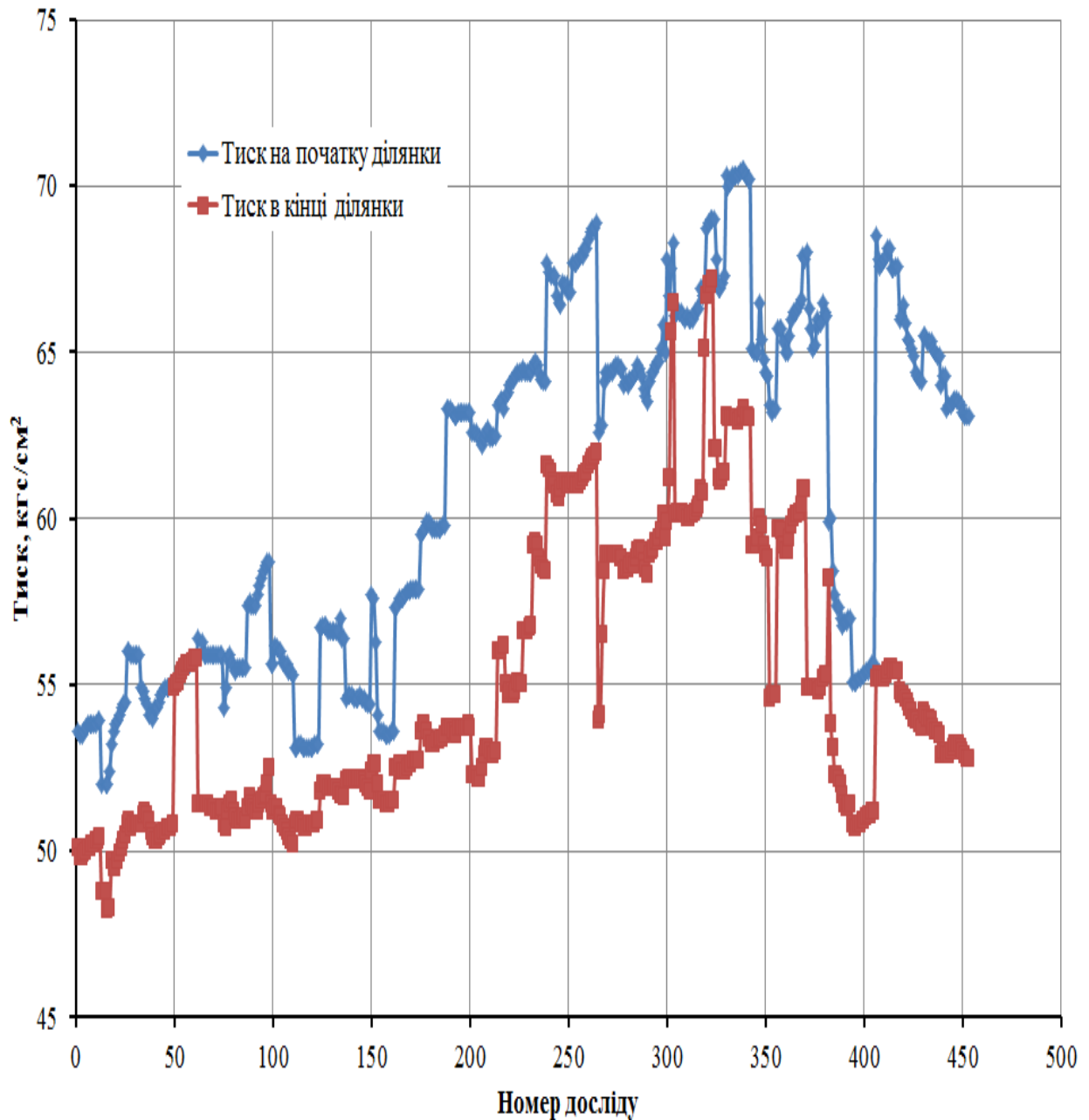


Рисунок 4.15 – Тиск у ділянці газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» протягом дослідного періоду

У газопроводі «Прогрес» за 2013 р. максимальний тиск газу на початку ділянки газопроводу становив 7,1 МПа, мінімальний тиск – 5,3 МПа. Тиск в кінці ділянки газопроводу становив 6,7 МПа та 5 МПа, відповідно. Максимальна зміна тиску на початку ділянки газопроводу «Прогрес» становила

1,9 МПа, а в кінці ділянки 1,8 МПа. Середній тиск за цей час змінювався з 5,1 МПа до 6,8 МПа.

За 2014 р. максимальний тиск газу на початку ділянки цього газопроводу становив 6,5 МПа, мінімальний тиск – 5,1 МПа. Тиск в кінці ділянки газопроводу становив 6,2 МПа та 4,3 МПа, відповідно. Максимальна зміна тиску на початку ділянки газопроводу «Прогрес» становила 1,4 МПа, а в кінці ділянки 1,9 МПа. Середній тиск за цей час змінювався з 4,7 МПа до 6,3 МПа.

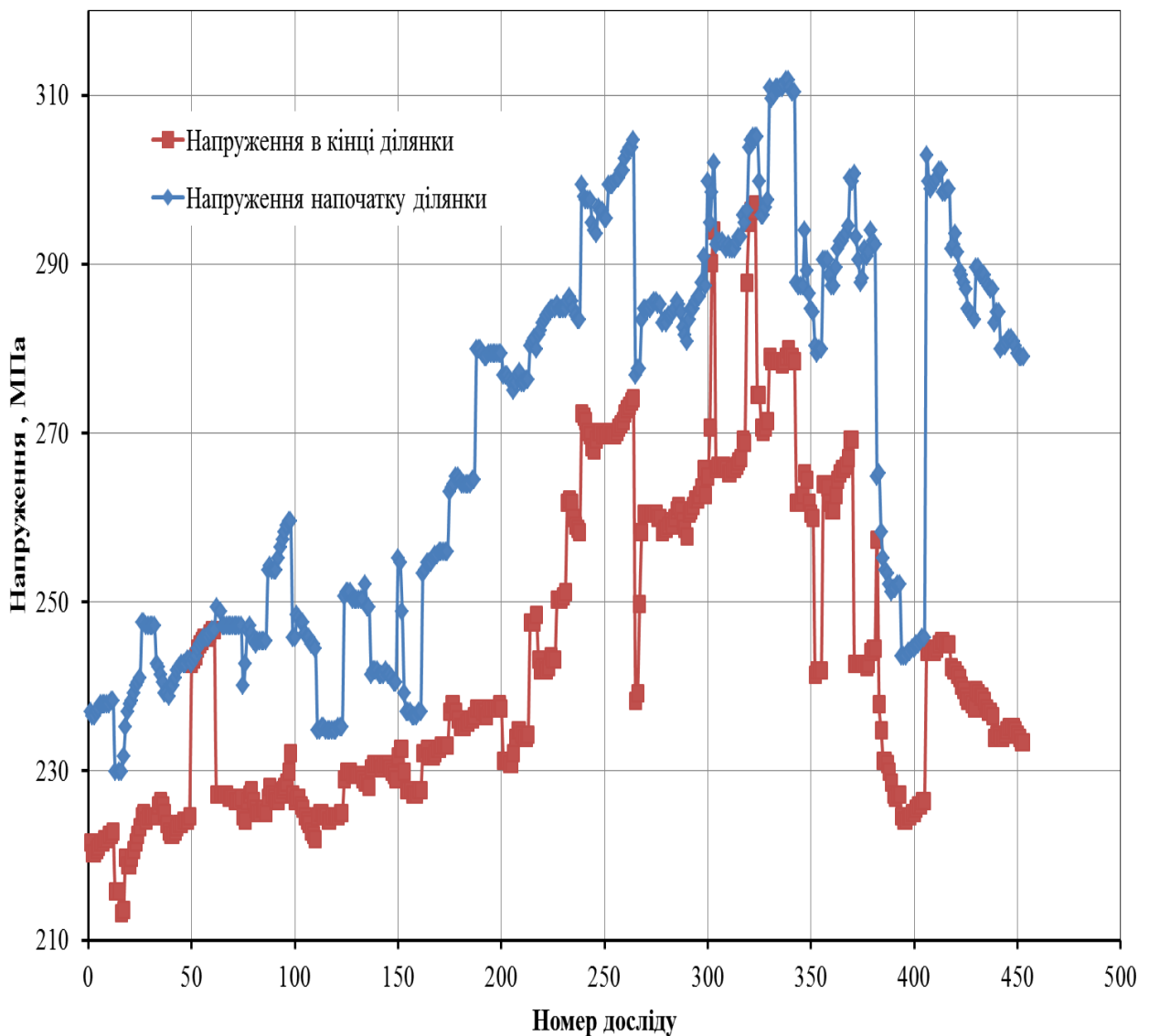


Рисунок 4.16 – Напруження, що виникають у газопроводі «Уренгой-Помари-Ужгород» протягом дослідного періоду.

Амплітуда зміни тиску на початку ділянки газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» у 2013 р. становила до 1 МПа або 16 %, в кінці ділянки – 1,3 МПа або

26 %. За 2014 р. амплітуда коливань на початку ділянки становила до 1 МПа (14 %), а в кінці ділянки 1,1 МПа (20 %).

Зміна тиску на ділянці газопроводу «Прогрес» в 2013 р. становила: на початку ділянки до 1 МПа (16 %), в кінці ділянки 1,1 МПа (22 %). Ці ж параметри у 2014 р. становили: на початку ділянки до 1 МПа (17 %), в кінці ділянки 1,05 МПа (19 %).

4.4 Визначення періодів неруйнівного контролю газопроводів, що експлуатуються при аверсно – реверсних режимах.

Виробнича потужність газотранспортної системи визначається її валовою (по надходженню газу в газопровід) річною продуктивністю, передбаченою проектом. Для газопроводів, що не забезпечують повної проектної продуктивності по об'єктивних і непереборних причинах, показником виробничої потужності є не проектна, а технічно можлива річна продуктивність. Під технічно можливою продуктивністю розуміється максимальна розрахункова продуктивність, що може бути досягнута на розглянутому етапі розвитку (будівництва) чи реконструкції газопроводу, а також на газопроводах, що мають серйозні відхилення від проекту, що виникли в процесі будівництва й експлуатації.

Відзначимо, що для новозбудованих газопроводів, на яких введено все передбачене проектом технологічне устаткування, на період його освоєння виробнича потужність також повинна оцінюватися не за проектною, а за технічно можливою річною продуктивністю, визначеної з обліком відповідних нормативних показників освоєння введених потужностей.

Таким чином, у процесі експлуатації газопроводи з різних причин можуть працювати в режимі часткового використання проектної продуктивності. У зв'язку з цим виникає задача аналізу використання виробничих потужностей газопроводів, кінцева мета якого складається у визначенні ступеня

завантаження виробничих потужностей, оцінці основних причин їхнього неефективного використання й одержанні вихідної інформації для розробки різних заходів щодо підвищення завантаження систем, включаючи програми реконструкції, технічного переозброєння і капітального ремонту газопроводів.

Результати аналізу використання виробничих потужностей магістральних газопроводів є основою для оцінки виробничої діяльності газотранспортного підприємства й узагальнення досвіду експлуатації газопроводів. Аналіз використання виробничих потужностей повинен проводитися окремо по трьох групах, що відповідає класифікації газопроводів згідно [13-22], що передбачає поділ газопроводів на базові, розподільні і маневренні. Необхідна для аналізу інформація включає 5 груп вихідних показників:

- пропускна здатність газопроводу — проектна і технічно можлива;
- добова продуктивність газопроводу — проектна і технічно можлива;
- продуктивність газопроводу (річна) — проектна, планова, технічно можлива і фактична;
- товаротранспортна роботопродуктивність, технічно можлива і фактична;
- енерговитрати на транспорт газу - при проектній, технічно можливій і фактичній продуктивності.

Розглянемо визначення перерахованих вихідних показників.

Пропускною здатністю газопроводу q називається кількість газу, що може бути передана по газопроводу в добу при стаціонарному режимі, максимально можливому використанні відповідної потужності ГПА і прийнятих розрахункових параметрах (робочий тиск, коефіцієнт гідравлічної ефективності, температури навколишнього повітря і ґрунту, температура охолодження газу і т.п.).

Проектна пропускна здатність магістрального газопроводу - це пропускна здатність, що відповідає оптимальному технологічному варіанту газопроводу, знайденому на стадії проектування газопроводу. Проектна пропускна здатність газопроводу визначається за проектними даними по формулі

$$q_{np} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^m q_{npi} \cdot \tau_i$$

де q_{npi} -проектна пропускна здатність у період тривалістю τ_i ($i=1, 2, \dots, m$), протягом якого параметри транспорту газу, склад і стан працюючого устаткування можна вважати незмінними; T - загальна тривалість аналізованого періоду.

Технічно можлива пропускна здатність газопроводу $q_{mв}$ визначається для реконструйованого газопроводу, що знову вводиться, на етапі незавершеного будівництва, а також для газопроводів, що мають відхилення від проекту, що виникли в процесі будівництва й експлуатації. Розрахунок технічно можливої пропускної здатності газопроводу за аналізований період T проводиться по формулі, аналогічній формулі для q_{np} , у якій замість q_{np} і q_{npi} фігурують $q_{mв}$ та $q_{mвi}$.

Проектною добовою продуктивністю називається зазначена в проекті добова продуктивність розглянутого періоду T (квартал, місяць), у який k_u — коефіцієнт використання пропускної здатності, $k_n = k_{po} \cdot k_{ет} \cdot k_{нд}$, де k_{po} —коефіцієнт розрахункової забезпеченості; $k_{ет}$ - коефіцієнт екстремальних температур; $k_{нд}$ - коефіцієнт надійності газопроводу.

$$q_{npдоб} = q_{np} \cdot k_u$$

Значення коефіцієнтів k_{po} , $k_{ет}$, $k_{нд}$ приймаються по [13]. Плановою добовою продуктивністю $q_{плдоб}$ є середня за планований період добова продуктивність, передбачена плановим завданням.

Технічно можлива добова продуктивність, — це розрахункова добова продуктивність, що може бути реально досягнута на етапі реконструкції, незавершеного будівництва, а також на газопроводах, що має відхилення від проекту, що виникли в процесі будівництва й експлуатації

$$q_{\text{мвдоб}} = q_{\text{мс}} \cdot k_u$$

де $q_{\text{мс}}$ - технічно можлива пропускна здатність для розглянутого періоду.

Фактичною добовою продуктивністю $q_{\text{фдоб}}$ називається середня арифметична добова продуктивність розглянутого періоду (місяць, квартал, рік), знайдена по фактичних звітних даних.

Проектна продуктивність магістрального газопроводу $Q_{\text{пр}}$ визначається при його проектуванні на основі зіставлення різних технологічних варіантів транспорту газу з метою вибору оптимального варіанта й оптимальної продуктивності газопроводу. У якості проектної приймається продуктивність (млрд. м³/год), що відповідає оптимальному технологічному варіанту транспорту газу, обґрунтованій у проекті.

Планова продуктивність газопроводу $Q_{\text{пл}}$ визначається виходячи з річного балансу розподілу газу, взаємодії газопроводу з іншими газотранспортними системами, наявності, стану й очікуваного розширення виробничих фондів газотранспортних підприємств. Планова продуктивність газопроводу розраховується на підставі схеми потоків газу по ЄСГ і реальних можливостей газопроводу, обумовлених його пропускною здатністю усередині планового періоду.

Технічно можлива продуктивність газопроводу $Q_{\text{тв}}$ являє собою максимально можливу річну продуктивність що розвивається (споруджуваного) чи реконструйованого газопроводу, визначену на початок розглянутого періоду з урахуванням фактичного обсягу введених потужностей. Розрахунок технічно можливої продуктивності газопроводу виконується виходячи з технічно можливої добової продуктивності по формулі:

$$Q_{\text{мс}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{мвдоби}} \cdot \tau_i \cdot k_{\text{осві}}$$

де $q_{\text{тедобі}}$ і $k_{\text{осві}}$ — відповідно технічно можлива добова продуктивність і коефіцієнт (ступінь) освоєння потужності, що вводиться, у період τ ; ($i=1, 2, \dots, n$) відповідно.

Відповідно до діючої за нормами тривалості освоєння проектних потужностей $k_{\text{осві}}$ і знаходиться з урахуванням нормативного часу повного освоєння проектних потужностей магістральних газопроводів, рівним шістьом місяцям, причому для перших трьох місяців після введення $k_{\text{осві}} = 0,8$, для наступних трьох місяців - $k_{\text{осві}} = 0,92$, потім $k_{\text{осві}} = 1$.

Фактична продуктивність газопроводу $Q_{\text{ф}}$ визначається на підставі звітних даних виробничого об'єднання за річний період. Проектна товаротransпортна робота ($A_{\text{ттрпр}}$ - товаротransпортна робота), виконувана газопроводом визначається за аналізований період по проектних показниках роботи системи.

Технічно можлива товаротransпортна робота $A_{\text{ттрпр}}$ знаходиться аналогічно, як проектна, але при технічно можливій продуктивності газопроводу.

Фактична товаротransпортна робота $A_{\text{ттрф}}$ визначається по звітних даних виробничих об'єднань. Проектна витрата газу на технологічні потреби при його транспортуванні $Q_{\text{тнпр}}$ - це витрата паливного газу на власні потреби газопроводу за аналізований період по проекту.

Фактична витрата газу на технологічні потреби $Q_{\text{тнф}}$ визначається як обсяг газу на власні потреби газопроводу за аналізований період і містить у собі фактична витрата паливного, пускового, імпульсного газу, втрати газу при пусках і зупинках ГПА, продувках пиловловлювачів, ремонтах і т.п. Приймається по звітним даним газотransпортних підприємств.

Існують також технологічні потреби газопроводів в електроенергії, що характеризуються проектними $E_{\text{епр}}$ і фактичними $E_{\text{еф}}$ витратами.

На підставі перерахованих вихідних показників визначаються показники використання виробничих потужностей магістральних газопроводів. Їх можна розбити на п'ять груп: сумарні показники використання, показники інтенсивного використання, показники екстенсивного використання, показники

освоєння проектної товаротранспортної роботи, питомі показники витрати газу на технологічні потреби газопроводів (показники економічності).

Аналіз використання виробничих потужностей магістральних газопроводів може бути виконаний у скороченому і повному варіанті. Результати цього аналізу можна використовувати для попередньої оцінки діяльності виробничих об'єднань по транспортуванню газу. Вони також служать базою для формування річних і більш довгострокових планів функціонування, розвитку і реконструкції ЄСГ. Розгорнутий аналіз використання виробничих потужностей газопроводу припускає визначення всіх показників. Результати такого аналізу дають можливість виділити системи газопроводів або їхні окремі частини, що є ланками системи, що лімітують, газопостачання, або відрізняються підвищеною енергоємністю. Вони служать також вихідною базою для наступної розробки організаційно-технічних заходів щодо підвищення рівня використання виробничої потужності. При цьому повний аналіз конкретних причин чи недовикористання, неефективного використання виробничих потужностей припускає проведення диференційованої оцінки якісного і кількісного впливу різних технічних і режимно-технологічних факторів на пропускну здатність і енергоємність газопроводів.

Для проведення повного аналізу завантаження газотранспортних об'єктів з оцінкою конкретних причин зниження пропускну здатності необхідна наступна інформація:

технологічна схема газопроводів-об'єктів аналізу з зазначенням надходжень газу щодо проекту, а також складу і структури виробничих потужностей за аналізований період;

вихідні показники для аналізу використання виробничих потужностей (фактична річна продуктивність газопроводу з розбивкою по кварталах; планова річна продуктивність з розбивкою по кварталах; технічно можлива річна продуктивність з розбивкою по кварталах; помісячна проектна добова продуктивність; помісячна технічно можлива добова продуктивність (систем

що розвиваються і реконструйованих систем); помісячна фактична добова продуктивність; помісячна проектна і фактична товаротransпортна робота);

результати розрахунку товаротransпортної роботи за аналізований період;

звітні форми газотransпортних підприємств, що відповідають показникам «Виробнича потужність і її використання» і «Введена потужність і її освоєння» (ділянки що розвиваються і реконструйованих магістральних газопроводів).

При аналізі використання виробничої потужності газопроводів необхідно враховувати наступні фактори:

технічний стан лінійної частини (коефіцієнти гідравлічної ефективності ділянок газопроводу, обсяг втрат газу і витрат газу на технологічні потреби лінійної частини і КС, рівень допустимих робочих тисків);

технічний стан КС (потужність ГТУ, приведена до номінальних параметрів, к.к.д. відцентрових нагнітачів, обмеження по режиму ГТУ (наприклад, по припустимій частоті обертання), технічний стан пиловловлювачів і АПО, величина втрат тиску в комунікаціях і апаратах охолодження газу, рівень втрат газу і витрат на технологічні потреби КС);

наявні відхилення від проекту за технологічною схемою транспорту по кількості і типажу встановленого її діючого устаткування лінійної частини і КС (у тому числі лупінги, річкові переходи, камери прийому і запуску поршнів, ГПА, АПО і т.п.); за обсягами і місцями прив'язки надходжень і доборів газу (схема доборів і надходжень); за хімічним складом і характеристикам газу, що транспортується; по характері взаємодії з рівнобіжними газопроводами (відкриті чи закриті міжниткові перемички, спільно чи автономно працюють компресорні цехи); за схемою включення і числу працюючих ГПА і використовуваної змінної проточної частини відцентрових нагнітачів (у тому числі, можливість включення в роботу резервних ГПА для форсування продуктивності газопроводів); за рівнем тиску в точках надходження і доборів газу; на границях окремих виробничих об'єднань, на вузлових КС і т.д.

Перераховані відхилення від проекту за технологічною схемою транспорту газу є найбільш типовими. У ряді випадків можливі й інші відхилення, що

зустрічаються рідше (зміну напрямку транспорту газу по газопроводу, призначення газопровід-базовий, розподільний і т.п.).

Вплив різних причин, що обумовлюють фактичну добову продуктивність, оцінюється за допомогою розрахунків. Найбільш доцільний наступний порядок проведення розрахунків. Спочатку моделюється фактичний режим роботи газопроводу, тобто розраховується режим газопроводу з заданою фактичною валовою і товарною добовою продуктивністю. При цьому враховуються фактичний технічний стан газопроводу і наявні відхилення від проекту за технологічною схемою транспорту газу. Критерієм правильності моделювання фактичного режиму служить практичний збіг продуктивності КС і тисків на їхньому вході і виході, а також у вузлах перетинання газопроводів на розрахунковому і фактичному режимі роботи.

Як фактичний режим вибирається режим однієї доби розглянутого періоду. До зазначеної доби пред'являються наступні вимоги: добова продуктивність повинна дорівнювати середній арифметичній для розглянутого періоду; режим повинен бути стабільний хоча б протягом трьох-чотирьох днів до розглянутої доби; повинні бути відсутні чи бути зведені до мінімуму технологічні переключення, аварійні і планові зупинки ГПА та інші типи змінних від проектних факторних режимів.

Джерелом проектної інформації, необхідної для аналізу завантаження газопроводів, є технічний проект газопроводу з деякими доповненнями. Основними проектними показниками газопроводу, необхідними для аналізу, служать: продуктивність валова і товарна, пропускна здатність валова і товарна (середньомісячна, середньоквартальна, середньорічна), проектна середньодобова продуктивність, робочий тиск, діаметр газопроводу, нормативні коефіцієнти надійності, екстремальних температур і розрахункового забезпечення, розрахункові коефіцієнти використання розташовуваної потужності ГПА.

Крім цього необхідні результати гідравлічних розрахунків проектних режимів газопроводів (середньомісячні, середньоквартальні і середньорічні), а

також проектні технологічні схеми транспорту газу з указівкою місць прив'язки й обсягів надходжень і доборів газу, вказівкою числа і типів робочих і резервних ГПА, температур охолодження газу, даних по витратах газу на власні потреби КС.

Для рівнобіжних газопроводів, запроектованих з автономною роботою, але фактично працюючих у спільному режимі з відкритими міжнитковими перемичками, вихідні дані повинні бути скоректовані для спільного режиму роботи ниток.

Для аналізу необхідні також дані по фактичному технічному стані лінійної частини і КС, по середній за розглянутий період гідравлічної ефективності кожної ділянки газопроводу. У тих випадках, коли необхідно проаналізувати вплив утрат тиску в комунікаціях і технологічних установках КС, гідравлічна ефективність повинна бути визначена для ділянки між охоронними кранами сусідніх КС. При спільній роботі рівнобіжних ниток, продуктивність кожної з яких невідома, визначається гідравлічна ефективність системи спільно працюючих ниток. Втрати газу через нещільності лінійної частини, а також витрати газу на технологічні потреби визначаються за спеціальними методиками, що застосовуються під час експлуатації газопроводів.

Оцінка технічного стану устаткування КС в основному зводиться до визначення середньоцехової потужності ГТУ, приведеної до номінальних параметрів. Поряд з цією потужністю при визначенні технічного стану ГПА необхідно мати у виді обмеження, що не дозволяють використовувати розташовувану потужність. Звичайно ці обмеження стосуються окремих агрегатів. Середньоцехова розташовувана потужність ГПА з урахуванням цих обмежень відповідно знижується. Технічний стан пилотуючих оцінюється втратами тисків у цих установках, що визначаються контрольними вимірами. Технічний стан АПО оцінюється по зміні температури і рівню втрат тиску в цих апаратах. Втрати тиску в АПО визначаються за контрольними вимірами. Доцільно на кожній КС періодично проводити комплексні контрольні виміри

для визначення втрат тиску в елементах обв'язки КС і технологічних апаратах (пиловловлювачі, АПО, обв'язка нагнітачів, вхідні і вихідні шлейфи).

При аналізі показників інтенсивного використання приймаються до уваги наступні причини недовикористання виробничих потужностей: відхилення фактичних значень коефіцієнтів гідравлічної ефективності лінійних ділянок від проектних; зміна технічного стану лінійної частини і компресорного устаткування; підвищення втрат у технологічних комунікаціях КС; відхилення показників роботи АПО від прийнятих у проекті; невідповідність між числом необхідних і фактично встановлених пиловловлювачів і відхилення їхніх робочих характеристик від проектних; зниження робочого тиску через погіршення технічного стану трубопроводів; зміна схеми шляхових доборів-припливів газу та інші фактори.

При аналізі показників екстенсивного використання до причин недовикористання виробничих потужностей газопроводів відносяться: зупинки газопроводу чи окремих ділянок в аварійних ситуаціях; сезонна зміна завантаження газопроводів; зміна функціонального призначення газопроводу в єдиній системі газопостачання; зміна схеми і величини потоків газу по ЄСГ.

Розрахунок на міцність магістральних трубопроводів проводиться за методом граничного стану, що визначається міцністю труб на розрив від дії статичних навантажень. При цьому не враховувалися неоднорідності розподілу напружень в стінці труби за рахунок дефектів, а також викликані відхиленнями перерізів труб від правильної геометричної форми за рахунок наявності зварного шва, зміщення кромки в ньому і овальності перерізу в цілому.

Можна було очікувати, що для виконання умови статичної міцності труб великого діаметра повинна забезпечуватись робота трубопроводів без руйнувань. Однак практика експлуатації показує, що в багатьох випадках труби виходять з ладу в міру напрацювання циклів. Ці експлуатаційні розриви по своєму зовнішньому вигляду схожі на руйнування під дією внутрішнього тиску при статичному навантаженні до розриву. При цьому тріщини, як і при статичному розриві, утворюються в поздовжньому напрямку і, як правило, в

зоні зварного з'єднання. Аналіз показує, що характер руйнування в цих випадках неоднаковий. Основною особливістю експлуатаційних руйнувань є відсутність пластичних деформацій у зоні осередку руйнування і наявність їх лише у зонах дефекту.

Статистичний аналіз механічних характеристик трубної сталі 17Г1С у вихідному стані проведено за даними наведеними у сертифікатах. Причиною руйнувань є накопичення мікропластичних пошкоджень і розвиток вихідних мікродефектів, що призводять до появи і поширення втомних тріщин від повторних впливів внутрішнього тиску в окрихченому металі труби в процесі експлуатації трубопроводів.

Залишкові напруження в трубних сталях викликають хаотично пружні руйнування кристалічних решіток у результаті стиску або розтягання кристала на величину, приблизно рівну розміру зерна. Ці напруження виникають у межах зерна й мають дислокаційне походження. Середнє значення таких мікронапружень не перевищує межі текучості металу, а для металів у зміцненому (окрихченому) стані наближається за рівнем до межі пружності.

У трубних сталях у локальних областях через наявність напружень другого роду під дією зовнішнього навантаження розвивається пластична деформація. У результаті ковзання створюються нові дислокації, що змінюють дислокаційну структуру. Знімаються мікронапруження, які були в металі до початку деформування, і створюються нові напруження другого роду відповідно до нової дислокаційної структури металу. Ці процеси супроводжуються старінням металу труб. Це обставина досить важлива для трубних сталей у крихкому стані, коли умови руйнування й плинності досить близькі.

Виходячи з аналізу результатів експериментальних досліджень, залишкова міцність уражених корозією труб оцінюється показниками міцності корозійних дефектів.

Граничний стан корозійного дефекту виражається умовою досягнення максимальними кільцевими напруженнями межі міцності матеріалу:

$$\sigma_{\kappa\zeta}^{def} = \sigma_{\sigma}$$

Величина кільцевих напружень визначається за формулою:

$$\sigma_{\kappa\zeta}^{def} = \sigma_{\kappa\zeta} \cdot \psi$$

де $\sigma_{\kappa\zeta}$ — кільцеві напруження в стінках труби при відсутності дефекту;

ψ — коефіцієнт концентрації напружень, що враховує геометричні параметри дефекту.

Вибір коефіцієнта ψ виконується, виходячи з таких міркувань. Кожен корозійний дефект характеризується трьома геометричними параметрами: глибиною h_{\max} , осьовою протяжністю L_{oc} , і окружною протяжністю $L_{окр}$. однак на практиці параметром окружної протяжності $L_{окр}$ або, інакше кажучи, шириною корозійного дефекту, нехтують, не враховуючи при оцінці ступеня його небезпеки. Між тим, комп'ютерне моделювання за допомогою чисельного методу кінцевих елементів, реалізованому в програмному комплексі COSMUS-M показало що вплив параметра $L_{окр}$ на напружено-деформований стан зони корозійного пошкодження може бути цілком співставним з впливом параметра L_{oc} і навіть перевищувати його. Інакше кажучи, вплив довжини і ширини корозійного пошкодження на напружено-деформований стан дефектної зони слід розглядати окремо. При цьому коефіцієнт концентрації напружень ψ корозійного дефекту приймається рівним більшому із значень ψ_1 та ψ_2 , що враховують протяжність дефекту в осьовому і кільцевому напрямках відповідно, тобто:

$$\psi = \max \{ \psi_1; \psi_2 \}$$

де ψ_1 , — коефіцієнт концентрації напружень, що враховує протяжність дефекту в осьовому напрямку; ψ_2 — коефіцієнт концентрації напружень, що враховує ширину дефекту (протяжність в кільцевому напрямку).

Виходячи з напівемпіричного рівняння поверхневих дефектів [5] і результатів виконаного моделювання [6], коефіцієнти концентрації напружень ψ_1 та ψ_2 можуть бути визначені з таких залежностей.

$$\psi_1 = \frac{1}{1 - A/A_0} \left[1 - \frac{A/A_0}{\sqrt{1 + 0,8 \cdot L^2 / (D_n \cdot \delta_{ct})}} \right], \quad (4.22)$$

$$\left. \begin{aligned} \psi_2 = & 8,2302\bar{h}_{\max}^{-3} - 7,1755\bar{h}_{\max}^{-2} + 1,2272\bar{h}_{\max} + 0,9909 + \\ & + (374,4\bar{h}_{\max}^{-3} + 169,4\bar{h}_{\max}^{-2} + 75,73 - 0,2703) \frac{L_{окр}}{\pi \cdot D_n}, \\ & \text{при } \frac{L_{окр}}{\pi \cdot D_n} < 0,0556 \\ \psi_2 = & 32,206\bar{h}_{\max}^{-4} - 33,526\bar{h}_{\max}^{-3} + 12,141\bar{h}_{\max}^{-2} - 0,0592\bar{h}_{\max} + \\ & + 1 + (0,2296\bar{h}_{\max}^{-2} + 0,467\bar{h}_{\max} - 0,0002) \cdot \frac{L_{окр}}{\pi \cdot D_n} \\ & \text{при } \frac{L_{окр}}{\pi \cdot D_n} < 0,0556 \end{aligned} \right\} . \quad (4.23)$$

де \bar{h}_{\max} - відносна глибина дефекту, яка дорівнює h_{\max}/δ_{ct}

Відношення A/A_0 , яке враховує втрати металу в розрахунковому січенні, виражається через товщину стінки труби δ_{ct} і максимальну глибину дефекту h_{\max} :

$$A_0 = \delta_{ct} L$$

$$A = K_{\text{факт}} h_{\max} L$$

де $K_{\text{факт}}$ - теоретичний коефіцієнт зменшення осьового січення стінки труби за рахунок корозійного дефекту, який визначається за формулою, отриманою за допомогою методу чисельного моделювання:

$$K_{\text{факт}} = 1,28 \cdot 10^{-9} L^3 + 2,6 \cdot 10^{-6} L^2 - 1,74 \cdot 10^{-3} L + 0,893, \quad (4.24)$$

Тоді

$$A / A_0 = K_{\text{факт}} \cdot \frac{h_{\text{max}}}{\delta} = K_{\text{факт}} \bar{h}_{\text{max}}. \quad (4.25)$$

Корозійні дефекти розрізняються не тільки геометричними розмірами (довжиною, шириною, глибиною), але і взаємним розташуванням відносно один одного. При певному поєднанні цих параметрів суміжні дефекти надають адитивний вплив на створювані зони підвищених напружень. В цьому випадку, говорячи про взаємодію дефектів, який проявляється в локальному зниженні міцності дефектної зони. Для оцінки впливу суміжних дефектів пропонується розглядати спільну взаємодію дефектів в кільцевому (окружному) і поздовжньому (осьовому) напрямках.

В якості критеріїв взаємодії суміжних дефектів доцільно оперувати граничними відстанями між ними в кожному з розглянутих напрямів. Спираючись на результати досліджень [64-55], приймаємо що суміжні дефекти взаємодіють в тому випадку, якщо відстань між ними в осьовому напрямку не перевищує мінімальну довжину розглянутих дефектів, а в кільцевому напрямку - якщо дефекти віддалені один від одного не більше ніж на величину, рівну ширині вужчого з них, тобто критерій взаємодії дефектів записується таким чином:

$$\left. \begin{aligned} L_{\text{окр}}^{\text{пред}} &\leq \min\{L_{\text{окр}1} L_{\text{окр}2}\} \\ L_{\text{окр}}^{\text{пред}} &\leq \min\{L_1 L_2\} \end{aligned} \right\} \quad (4.26)$$

Для зручності визначення параметрів корозійної зони при наявності декількох взаємодіючих між собою дефектів. Якщо хоча б одна з умов виразу (4.26) не виконується, то кожен з дефектів розглядається окремо. Слід зазначити, що за наявності більше двох дефектів, їх слід послідовно розглядати парами.

На практиці найбільш зручною та зрозумілою кількісною характеристикою фактичного технічного стану трубопроводу є величина граничного внутрішнього тиску, при якому починається величина граничного руйнування в зоні дефекту, використання величини граничного тиску руйнування $P_{раз}$ як критерій для оцінки ступеня небезпеки дефекту дає можливість визначити дійсний запас міцності по граничних навантаженнях. Введення такого досить точного кількісного критерію спрощує і конкретизує підхід до оцінки ступеня небезпеки дефектів.

Використовуючи і беручи до уваги, що $\sigma_{ст} = \frac{PD_n}{2\delta_{ст}}$, вираз для визначення величини граничного тиску руйнування $\bar{P}_{раз}$ буде мати наступний вигляд:

$$\bar{P}_{раз} = \frac{2\delta_{ст} \sigma_{\epsilon} \cdot 1}{D_n - 2\delta_{ст} \psi} \quad (4.27)$$

Для оцінки достовірності розрахункових значень руйнівного тиску $\bar{P}_{раз}$ виконано їх порівняння з експериментальними даними, отриманими в результаті гідравлічних випробувань труб з реальними корозійними дефектами та їх штучними імітаторами. Для підвищення репрезентативності висновків використано також результати стендових випробувань повномасштабних газопровідних труб. Результати зіставлення представлені графічно на рисунку 4.17.

Отримані результати свідчать про досить тісний зв'язок експериментальних $P_{раз}$ і розрахункових $\bar{P}_{раз}$ значень. Слід відмінити, що деяка

неоднозначність прогнозних результатів спостерігається у об'єктів з високоміцних термозміцнених сталей, однак вихід за 5%-ну похибку тут незначний. Більш суттєва похибка характерна для корозійних дефектів, розташованих в зоні біля шва або по зварному з'єднанню. У цих випадках похибка може становити більше 50%, і це означає, що використання оціночного показника $\bar{P}_{раз}$ в цих умовах немає сенсу.

Нарешті, можлива недооцінка ступеня небезпеки дефекту за умови, коли $\bar{P}_{раз} > P_{раз}$. Для трубних зварних швів з нетермозміцнених сталей і при відсутності поблизу дефектів зварних швів середня відносна помилка прогнозу склала 3,5%. При цьому у всіх випадках $\bar{P}_{раз} < P_{раз}$, що виключає недооцінку небезпеки дефекту.

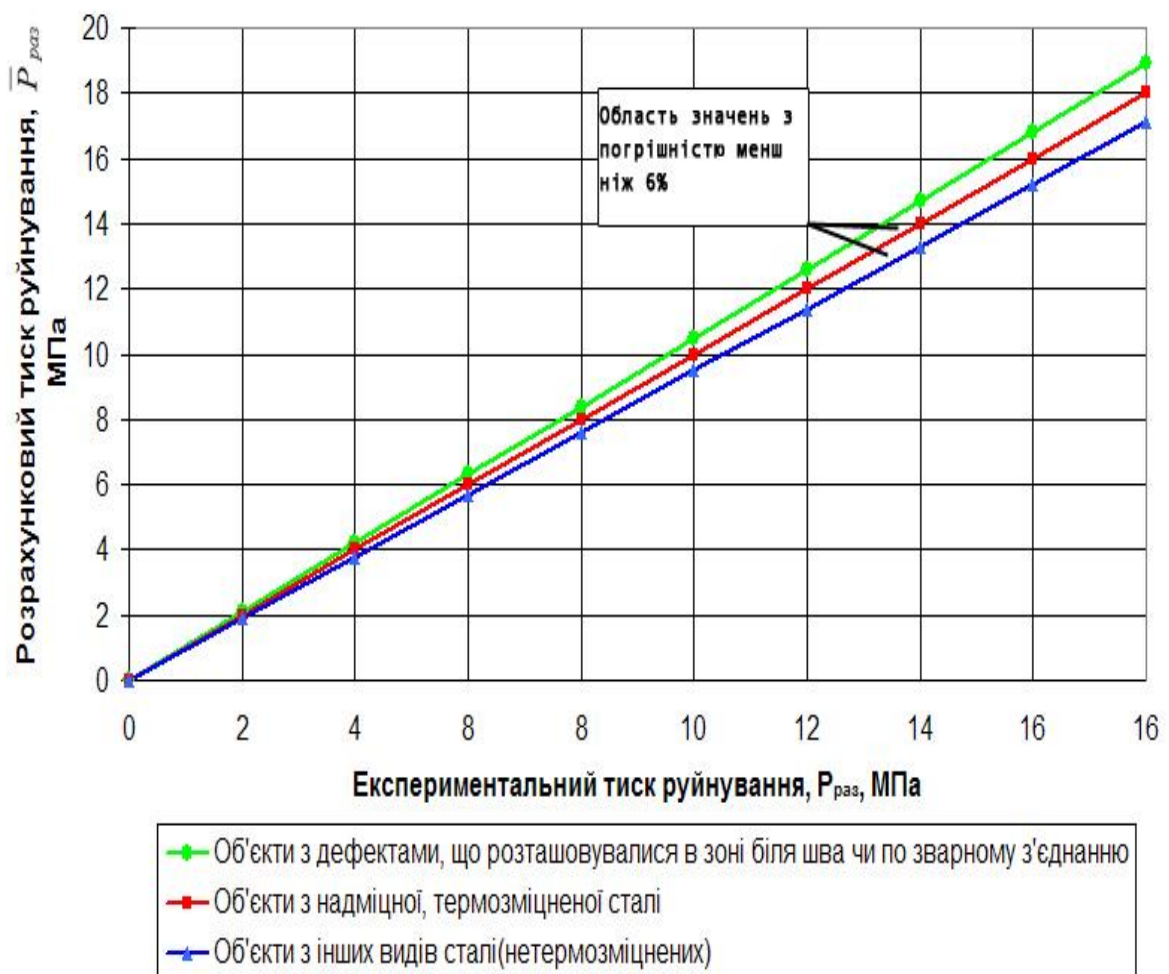


Рисунок 4.17 – Зіставлення експериментальної величини руйнівного тиску з розрахованими значеннями

Таким чином, напівемпірична залежність (4.27) дозволяє з високою точністю визначити граничний руйнівний тиск газопровідних труб з корозійними ушкодженнями, якщо труби виготовлені не з термозміцнених сталей і поблизу дефектів відсутні зварні шви.

Показник граничного руйнівного тиску $\bar{P}_{раз}$ використовується для оцінки поточної працездатності газопровідних труб.

За критерій оцінки поточної працездатності газопровідних труб, ускладнених корозійними дефектами, може бути прийнята величина дійсного коефіцієнта запасу міцності, розрахованого по максимальних навантаженнях.

$$\bar{K}_o = \bar{P}_{раз} / P, \quad (4.28)$$

де $\bar{P}_{раз}$ - величина граничного тиску руйнування; P-тиск продукту в трубопроводі, що визначається за формулою:

$$P = \max\{P_\lambda; P_{cp}\} \quad (4.29)$$

де P_λ - внутрішній тиск в газопроводі в місці розташування дефекту; P_{cp} - середній тиск в газопроводі при його плановій зупинці;

$$P_\lambda = \sqrt{P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) \frac{\lambda_{def}}{\lambda_\Sigma}}, \quad (4.30)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \frac{P_n^2 + P_k^2 + P_n P_k}{P_n + P_k}, \quad (4.31)$$

де P_n ; P_k - максимально можливий тиск в газопроводі в початковій і кінцевій контрольних точках; λ_Σ - відстань між контрольними точками; λ_{def} -

відстань від початкової контрольної точки до місця розташування дефектної ділянки.

Класифікація реального корозійного дефекту за рівнем критичного стану і ступеня небезпеки виконується шляхом порівняння дійсного коефіцієнта запасу міцності $\bar{K}_{\kappa\delta}$ з показником граничного стану корозійного дефекту $[K_d]$. Цей показник визначається з виразу за умови, що граничний стан дефекту виникає при досягненні кільцевих напружень $\sigma_{\text{деф}}^{\kappa\delta}$ 0,95 від величини міцності бездефектного металу ($0,95\sigma_b$). Тоді показник граничного стану $[K_d]$ корозійного дефекту отримає чисельне значення:

$$[K_d] = \frac{\sigma_b}{0,95\sigma_b} = 1,053$$

Це означає, що при $\bar{K}_d \leq [K_d] = 1,053$ дефекти є критичними і підлягають оперативному видаленню з газопроводу або невідкладному ремонту; при $[\bar{K}_{\kappa\delta}] > [K_d] > 1,053$ стан дефектів є некритичним, а для уточнення його залишкового експлуатаційного ресурсу $\tau_{\text{расч}}$ необхідний прогностичний розрахунок, який враховує можливість розвитку корозійних дефектів в процесі подальшої експлуатації і визначає необхідність і строки проведення ремонтних робіт або відбраковування дефектних труб.

Розрахунковий час до утворення гранично допустимого дефекту як раз і є для дефектної труби залишковим ресурсом, що дозволяє газотранспортним підприємствам ефективно планувати обсяги і час проведення профілактичних і ремонтних робіт.

Методика розрахунку залишкового експлуатаційного ресурсу $\tau_{\text{расч}}$ для труби, ураженої корозійними дефектами, полягає у вирішенні системи рівнянь, що описують динаміку зміни розмірів корозійних дефектів у часі:

$$L_{oc}(\tau) = L_{oc} + \frac{L_{oc}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{np}, \quad (4.32)$$

$$L_{окр}(\tau) = L_{окр} + \frac{L_{окр}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{np}, \quad (4.33)$$

$$h_{max}(\tau) = h_{max} + \frac{h_{max}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{np}, \quad (4.34)$$

де τ_0 - період часу до зародження корозійного пошкодження; τ_1 - тривалість експлуатації об'єкта до огляду дефекту; $\Delta\tau_n$ - прогнозний відрізок часу; h_{max} - максимальна глибина корозійного дефекту; L_{oc} , $L_{окр}$ - метричний розмір корозійного дефекту відповідно в осьовому і кільцевому напрямках відповідно. Внаслідок одночасного збільшення геометричних розмірів дефекту за різними напрямками та їх нелінійного впливу на величину граничного тиску $\bar{P}_{раз}$, яка визначає коефіцієнт запасу міцності $\bar{K}_{к\delta}$, досить складно отримати аналітичний вираз $\tau_{расч} = f(L; L_{окр}; H_{max})$ для обчислення часу розвитку дефекту до граничного стану. З цієї причини, для визначення значення $\tau_{расч}$ слід використовувати ітераційний метод послідовних наближень. В цьому випадку задають довільне значення $\tau_{расч}$, визначають за формулами (4.32); (4.33) та (4.34) нові розміри дефекту $(L'; L''_{окр}; H'_{max})$, обчислюють граничний тиск $\bar{P}_{раз}$ (формула 4.30) і величину розрахункового коефіцієнта запасу міцності $\bar{K}_{к\delta}$ (формула 4.28). На наступному кроці обчислень інтервал часу $\Delta\tau_{расч}$ збільшують, якщо $\bar{K}_{к\delta} > 1,053$, і зменшують, якщо $\bar{K}_{к\delta} < 1,053$. Обчислення проводять до тих пір, поки не буде знайдений інтервал часу $\Delta\tau_{расч}$, при якому коефіцієнт запасу міцності $\bar{K}_{к\delta}$ стане рівним $\bar{K}_{к\delta} = 1,053$. Знайдена величина $\Delta\tau_{расч}$ відповідає залишковому ресурсу дефектної труби $\Delta\tau_{расч}$.

В залежності від часу ($\tau_{расч}$) розвитку корозійних дефектів до граничного стану їх доцільно класифікувати на три категорії:

- Безпечні ($\tau_{расч} > 5$ років);
- Потенційно небезпечні ($1 \text{ рік} < \tau_{расч} \leq 5$ років);
- Небезпечні ($\tau_{расч} \leq 1$ рік).

Безпечні дефекти підлягають обліку для моніторингу безпеки планових діагностичних робіт і не вимагають проведення будь-яких спеціальних ремонтних робіт або посвідчень при подальшій експлуатації аж до завершення безпечного терміну експлуатації.

Потенційно небезпечні дефекти повинні бути відремонтовані або повторно оглянуті протягом розрахункового часу $\tau_{расч}$, що становить 1 ... 5 років. Небезпечні дефекти підлягають оперативному ремонту до вичерпання залишкового ресурсу $\tau_{расч}$, тобто не пізніше одного року після їх огляду. Методична схема прогнозування залишкового ресурсу газопровідних труб з корозійними ушкодженнями представлена на рисунку 4.18.

Показано, що причиною зниження корозійної стійкості трубопроводів, наприклад, є утворення приповерхневих мікротріщин, викликаних фазовими напруженнями, які є результатом локального розігріву приповерхневих об'євів металу до температур аустенітизації під дією дробоструменевої обробки поверхонь труб.

Враховуючи особливості експлуатації газопроводів, у першу чергу, їх зварних з'єднань при катодному захисті та дії на них циклічних навантажень у корозійному середовищі, руйнування протікає із за водневої втоми. Крім того, якщо до катодно захищеної сталі постійно підводиться свіже корозійне середовище, яке інтенсивно переміщується, то процес наводнення протікає безперервно.

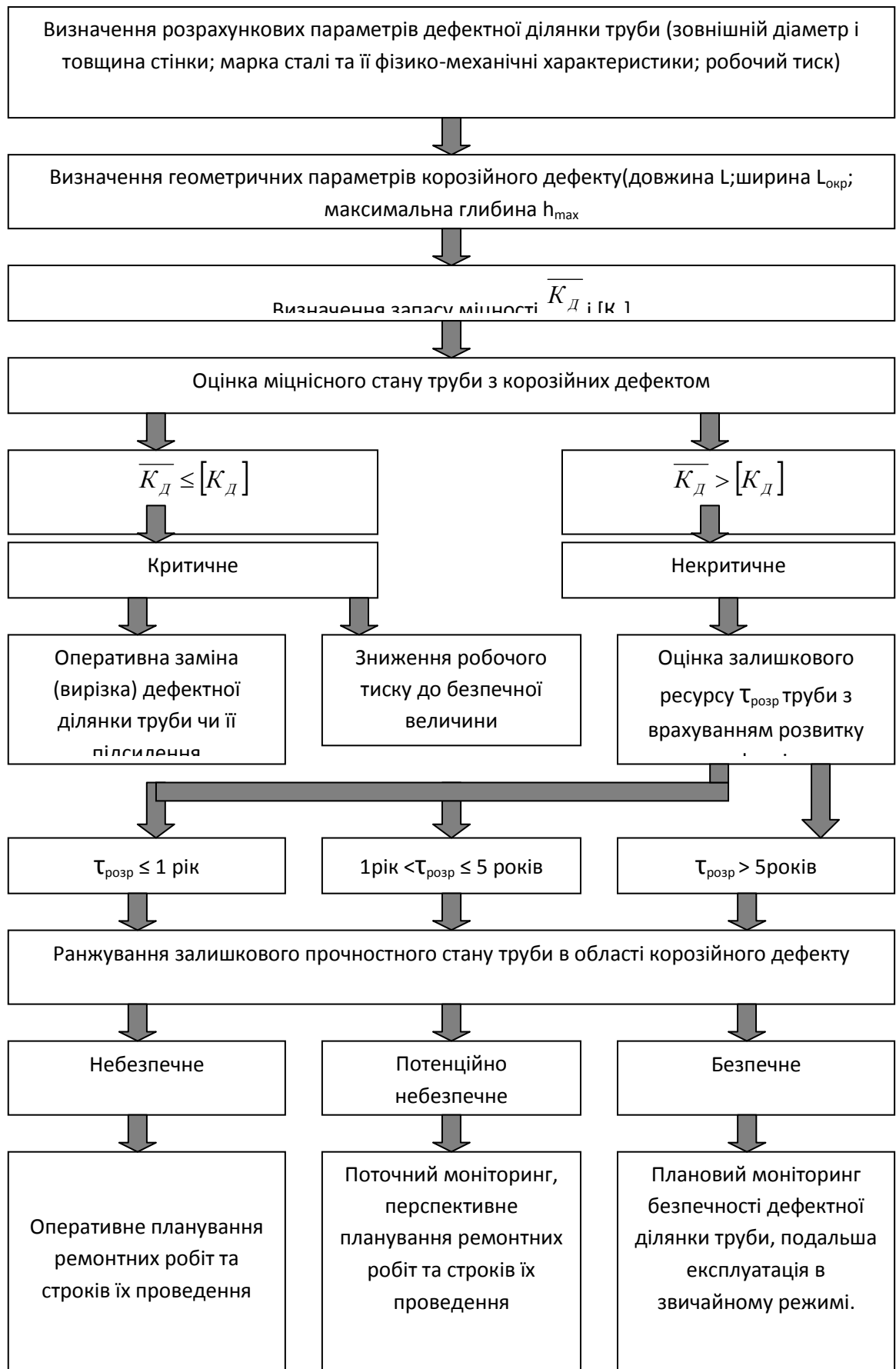


Рисунок 4.18 – Методична схема прогнозування залишкового ресурсу газопровідних труб з корозійними пошкодженнями

Висновки до розділу 4

Встановлено, що починаючи з 2009 р. відбувалося зменшення об'ємів транспортування газу газотранспортною системою України. У 2015 р. об'єм транзиту газу стабілізувався на 62,5 млрд. м³. На даний час недовантаження газотранспортної системи України становить 42,4 % і продовжує збільшуватись. Експериментально доведено, що ГТС України забезпечує надійне транспортування природного газу як при аверсних так і при реверсних схемах експлуатації.

Встановлено, що зміна режиму експлуатації газопроводу, аверсно – реверсних режимів, в першу чергу призводить до необхідності зміни ведення технічного обслуговування, зокрема показано, що необхідно частіше проводити технічні огляди на ділянках входу – виходу в компресорну станцію, (на 28%), ділянки переходів через природні та штучні перешкоди (на 58%). Якщо в аверсному режимі проводиться огляди по переходах раз у три роки, то при зміні руху газу в трубопроводі (реверс) встановлено, що необхідно проводити такі огляди частіше.

Для прогнозування експлуатаційних режимів необхідно роздільно виконувати розрахунки трубопроводів при аверсному та реверсному транспортуванні. Терміни технічного обслуговування та внутрішньотрубної діагностики необхідно визначати за результатами розрахунку жорсткішого режиму експлуатації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ЧЕТВЕРТОГО РОЗДІЛУ

1. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском.// Науковий вісник Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №1(17). – С.76-79.
2. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2008. – Спец випуск №7.– С.791 – 797.
3. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taraevskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№3. – P.33-36.
4. Mikhalkiv V., Tarayevs'kyu O. Influence of gas transport volumes reduction on gas pipeline stress state // Metallurgical and mining industry. – 2016. – №1. – P.49-52.
5. Автономная система мониторинга механических напряжений магистральных трубопроводов с использованием возможностей GSM-связи / С.К. Фомичев, С.Н. Минаков, М.А. Яременко, С.В. Михалко, А.В. Данильчик, А.С. Минаков // Техническая диагностика и неразрушающий контроль, №1. – 2008. – С. 9 – 12.
6. В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин. Методы защиты трубопроводов от разрывов при неустановившихся режимах /. Москва ВНИИОЭНГ, 1976. – 40 с.
7. Ажогин Ф.Ф. Коррозионное растрескивание и защита высокопрочных сталей / Ф.Ф. Ажогин. – М.: Металлургия, 1974. – 265 с.
8. Айбиндер А.Б. Прочностные критерии в американских нормах проектирования нефтегазопроводов и их сопоставление с критериями российских норм СНИП 2.05.06-85 // Газовая промышленность. – 1994. – № 2. – С. 31 – 34.
9. Американський національний стандарт Цілісність системи управління газопроводами / Норматив ASME для трубопроводів під тиском, B31, ASME B31.8S-2001. Нью-Йорк, 2002. – 75 с.

10. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2015. – №8. – P.516-520.
11. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing // Metallurgical and mining industry. – 2015. – №4. – P. 91-93.
12. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2015. – №2. – P. 62-66.
13. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 27-30.
14. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 43-46.
15. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties // Metallurgical and mining industry. – 2013. – №3. – P. 68-73.
16. Расчетное исследование остаточных сварочных напряжений в зоне кольцевых сварных стыков трубопроводов ДУ300 КМПЦ ЧАЭС-3 / В.И. Махненко, О.Г. Касаткин, Е.А. Великоиваненко, В.М. Шекера // Труды 5-й Междунар. конф. «Материаловедческие проблемы проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования АЭС». – СПб, 1998. – Т. 2. – С. 53–66.
17. Расчетно-экспериментальный метод и оборудование для проведения диагностики напряженного состояния сварных соединений трубопроводов / А.В. Драгилев, Ю.В. Банахевыч, В.А. Осадчук, А.А. Кычма // Материалы XV Международной деловой встречи “Диагностика-2005”, – Том 2. – Часть 1. – Сочи, 2005. – С. 122- 126.

18. Резиновые оболочки для очистки трубопроводов / А.А. Рудник, П.Ф. Слесар, И.Ф. Сиренко и др. // Под общей редакцией А.А. Рудника. – Днепропетровск: «Журфонд». – 2004. – 168 с.
19. Ремонт магистральных трубопроводов под давлением / М.В. Бекер, В.С. Бут, Р.М. Говдяк та інші. – К.: Вид-во «Кий», 2008. – 240 с.
20. Ресурс, довговічність і надійність трубопроводів. Огляд сучасних підходів і проблеми нормативного забезпечення в Україні / І.В. Ориняк, В.В. Розгонюк, В.М. Тороп, О.Ф. Білик // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 4. – С. 54 – 57.
21. А.О. Рыбаков, С.С. Семенов, Л.В. Гончаренко Оцінка стану та проявів деформаційного старіння металу газопроводів при використанні сталі контрольованої прокатки// Збірник праць під керівництвом Б.Є. Патона «Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкції, споруд та машин», Київ, 2006. – С. 324 – 327.
22. В.В. Розгонюк, Л.С. Шлапак, В.М. Коваль Про створення централізованої системи технічного нагляду і діагностування лінійної частини магистральных газопроводів України // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 5. – С. 38 – 41.
23. В.А. Осадчук, Ю.В. Банахевич, А.В. Драгілев, А.О. Кичма Розрахунково-експериментальне діагностування напруженого стану біля зварних швів трубопроводів // тезиси докладов научно-практического семинара “Повышение надежности сварных соединений при монтаже и ремонте технологического оборудования в энергетике”, (12-15 октября 2004 г., Киев, Украина), 2004. – С. 46 – 47.
24. О.Н. Романив, А.Н. Ткач, Ю.Н. Ленец, А.А. Попов Рост усталостных трещин в конструкционных сталях при повышенных температурах // Физ.-хим. механика материалов. - 1986. - № 2. - С. 43 - 50.
25. Л.С. Саакян, А.П. Ефремов. Защита нефтегазового промышленного оборудования от коррозии /– М.: Недра, 1982. – 227 с.

26. Саврук М.П. Коэффициенты интенсивности напряжений в телах с трещинами / – К.: Наукова думка, 1988. – 620 с.
27. С.Ф. Савула, Ю.В. Банахевич, А.І. Лаус Нова технологія ремонту дефектних ділянок труб підводних переходів магістральних газопроводів // 9-й міжнародний симпозіум українських інженерів-механіків у Львові, Львів, 20-22 травня 2009 р. – С. 221 – 223.
28. А. Сакара, Ю. Банахевич, І. Лохман Математичне моделювання процесів руйнування металевих матеріалів за механічного навантаження та дії водневих і корозійних середовищ // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів / Спецвипуск журналу «Фізико-хімічна механіка матеріалів». – № 8, т. 1. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України. – 2010. – С. 120 – 124.
29. А.О. Сакара, Ю.В. Банахевич Розрахункова модель для визначення періоду докритичного росту корозійно-механічних тріщин в металевих пластинах // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2010. – № 3. – С. 23 – 29.
30. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами //Нафтогазова галузь України. – 2013. –№6. – С. 33-37.
31. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects // Metallurgical and mining industry. – 2013. –№12. – P. 61-67
32. Тараєвський О.С. Аспекти моніторинга працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. –№4(45). – С. 43 – 47.
33. Тараєвський О.С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно – втомні характеристики зварного з'єднання магістральних трубопроводів.// Науковий вісник Івано- Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. –№2(32). – С. 66-74.
34. Тараєвський О.С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів.//

Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем – 2012. – №31. – С. 46-53.

35. Тараєвський О.С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. // Вісник донбаської державної машинобудівної академії. – 2012. – №3(28). – С. 264-268.

36. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Особливості корозійно – втомного руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Фізико-хімічна механіка матеріалів. –2012. – Спец випуск №9 –С.653 – 661.

37. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №3(40). – С.27-32.

38. Тараєвський О.С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №3(36). – С. 43 – 47.

39. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно - втомні властивості.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2010. – Спец випуск №8.– С.655 – 660.

40. Тараєвський О.С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі // Нафтогазова енергетика. –2008 –№3(8). – С.26-29.

41. Крижанівський Є.І. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. –№2(27). – С.97 – 100.

42. Грудз В.Я., Костів В.В., Тараєвський О.С., та ін. Технічна діагностика газотранспортних систем. – Івано – Франківськ: Лілея НВ,-2012.- 511с.

43. Assessment of the life of a oil pipe with a surface crack under biaxial block loading / O.Ye. Andreikiv, Ya.L. Ivanytskyi, Z.O. Terletska, M.B. Kit // *Materials Science*. – 2004. – № 3. P. 103 - 108.
44. Y. Banakhevych, J. Andreykiv, M. Kit Prediction of residual pipeline resource taking into account the operation loading conditions // *Международный научно-технический журнал «Проблемы прочности» (Strength of materials the international journal)*. – 2009, № 1 (397). – С. 44 – 52.
45. T. Bokalrud, P. Koregren Some aspects of the Application of Probabilistic Fracture Mechanics for design Purposes // *IW Colloquium of Practical Application of Fracture Mechanics*. - Bratislava, 1979. – P. 198 - 205.
46. Y.V. Banakhevych, O.O. Ivanchuk, V.A. Osadchuk Method for analysis of the influence of residual technological stresses on the safety margin of welded joints of pipelines// *International conference “Pipeline Technology 2009”*, (October, 11-14, 2009, Ostend, Belgium). – 2009. – P. 50–54.
47. Христич В.А., Тумановский А.Г. Газотурбинные двигатели и защита окружающей среды. – К.:Техніка, 1983. – 142 с.
48. Лефер А. Процессы в камерах сгорания ГТУ. – М.:Мир, 1986. – 566с.
49. Канило Н.М., Подгорный А.И., Христич В.А. Энергетические и экологические характеристики ГТУ при сжигании углеводородного топлива и водорода. К.:Наук.Думка 1987. – 224 с.
50. Салливан А.Д. Простое уравнение для расчёта выбросов NO_x из камеры сгорания газотурбинного двигателя учитывающее загрязнение // *Теплопередача. Сер. А.Энергет. Машины и установки*. – 1977.- №2. – С.1-9.
51. Христич В.А., Любчик Г.Н. Газогорелочные устройства для сжигания газа при высоких и переменных избытках воздуха. - : ВНИИЗГАЗПРОМ, 1978. – 59с.
52. Христич В.А., Любчик Г.Н. К вопросу о камерах сгорания высокотемпературных ГТУ. / *Теплоэнергетика*, 1975. №8 – С.29-31.

53. Lubcik G.N., Cristiic V.A., Ivannikova L.V., Bomaszak T., Millep R. Burners for the thermal catalytic incineration of waste gases. – Wrocław: Instytut techniki cieplnej i mechaniki płynów politechniki wrocławskiej, Raport serii PREPRINTY Nr 33(9).
54. Piero Hostalier. Les Bruleurs industriels a gas // Ed eyrjilles 61 Boul. ST – Germain, Paris, 1976. – 350 p.
55. Ахмедов Р.Б., Цирюльников Л.М. технология сжигания горючих газов и жидких топлив. – Л.: Недра, 1984. – 238 с.
56. Котлер В.Р. Снижение выбросов оксидов азота котлами ТЭС при сжигании органического топлива / Котельные установки и водоподготовка.: М.: Том 76. 1987. -91 с.
57. Wilkes C., Mongia H.C., Santanam C.B. An ultra – low NO_x combustion system for a 3,5 MW industrial gas turbine. // ASME Pap. – 1990 №GT – 83. P.1-7.
58. Kuroba M., Ishibashi Y. Development of a low – NO_x combustor.// HITACHIREV., 1989. – 38, №3. – P.157-160.
59. Ninomiya T. Development of a gas turbine combustor for coal gasification. Part V. Evaluation of rich – lean combustor with pilot flame.// CRIEPI Report/ 1990. EW9010. P.1-34.
60. Wels David. Combustion process reduces industrial gas turbine emissions. // Power Eng. Int. – 1993, 1, №5. – P.44.
61. Risk N.K., Mongia H.C. Rich – lean combustion gives very low NO_x // Mod. Power System. – 1990. 10, №- P.83-87.
62. Jet – derived low - NO_x combustors to be offered for Land – based machines.// Gas Turbine World, Vol 20, 1990, №6.- P.30.
63. Свенсон Б. Экологически совместимая комбинированная теплоэлектростанция. / Обзор АББ №5, 1993. – С. 10-18.
64. Keppel W. 20 Jahre ABB - gasturbinen Tur 13: von 55 bis 165 MW – spiegelbild einer evolution / VGB Kraftwerkstechnik, 74 (1994), Heft 4. –P.361 -372.

65. Тараєвський О.С. Особливості руйнування несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов.// Міжнародна науково – технічна конференція «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи». – Івано – Франківськ. – 2014 – С. 215–216.

66. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов.// VIII Междунар. науч.-техн. конф. "Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта".– Новополюцк, ПГУ. – 2014. – С. 30 – 32.

67. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов.// Материалы IX международной учебно-научно-практической конференции "Трубопроводный транспорт– 2013" – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2013. – С.135-137.

68. Тараєвський О.С. Особливості руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Міжнародна науково – технічна конференція «Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу». – Івано – Франківськ. – 2012. –С.123-124.

69. Тараевский О.С. Методы повышения механических свойств сварных металлоконструкций нефтегазовых объектов .// Международная – научно – практическая конференція «Трубопроводный транспорт -2012». –Уфа. – 2012. – С. 181-182.

70. Тараевский О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений. // VII междунар. науч.-техн. конф., "Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта".– Новополюцк, ПГУ, 2011. – С. 181 – 182.

71. Тараєвський О.С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та сховищ // Матеріали науково-практичної конференції "Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопроводного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів для галузі". – Івано – Франківськ, видавництво ІФНТУНГ . –2010. –С.47-49

72. Tarayevski O.S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation.// XVIII Conferences “Technical sessions on welding” . – Madrid, Spain. – 2010. – P 28–32.

73. Тараєвський О.С., Тараєвський С.Й.Методика дослідження показників надійності магістральних газопроводів//Міжнародна науково – технічна конференція “Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи.” – Івано – Франківськ. –2009.– С. 136-137.

74. Тараєвський О.С. Структура енергетичних втрат у газовому потоці та вибір математичної моделі. //Міжнародна науково – технічна конференція молодих вчених «Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії». – Івано – Франківськ. – 2008 – С. 18-19.

75. Грудз В.Я., Тутко Т.Ф. Пускові динамічні параметри газу на ділянці магістрального газопроводу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001.№38 – С.45-61.

76. Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Яковлев Е.И. Обслуживание газотранспортных систем. – Киев:1991 – 160с.

77. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Охрана окружающей среды при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов. – М.: Недра. 1981 – 170с.

78. Иванцов О.Н. Надёжность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра. 1985 – 231 с.

79. Івасів В., Аржим В., Смоляк Т., Козак О., Нікітюк В. Методика оцінки втомної довговічності та залишкового ресурсу великогабаритних деталей за допомогою локальних моделей // Вісник Тернопільського державного технічного університету. – 2005. - №1 – С.19-22.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБКА СИСТЕМИ НЕПЕРЕРВНОГО МОНІТОРИНГУ НАВАНТАЖЕНОСТІ ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБОПРОВОДІВ, РОЗМІЩЕНИХ В ЗОНІ ВПЛИВУ НЕСТАБІЛЬНИХ ГІРСЬКИХ МАСИВІВ

Промислові та магістральні трубопроводи України нерідко розміщуються в геодинамічно активних зонах і можуть піддаватись діям механічних навантажень унаслідок розвитку небезпечних геологічних процесів. У кінцевому результаті це може призвести до аварійного стану зазначених об'єктів, зокрема руйнування трубопроводів та інших технологічних конструкцій. Отримані наукові результати дозволяють удосконалити систему запобігання аварійним ситуаціям на об'єктах нафтогазового комплексу з урахуванням режиму експлуатації газопроводу, його фактичного технічного стану, а також параметрів аномальних ділянок з порушеною рівновагою приповерхневого масиву гірських порід.

Створені геоінформаційні моделі розвитку надзвичайних ситуацій геологічного характеру як регіонального так і локального рівня, що відображені в різноманітних картах та схемах, можуть бути застосовані для використання на різних територіях України в місцях експлуатації об'єктів нафтогазового комплексу в умовах територій порушеної стійкості з подальшою метою управління сталим розвитком.

5.1 Методика досліджень вивчення напружено-деформованого стану гірського масиву методом ШЕМПЗ

У 1977-78 рр. вперше в колишньому Радянському Союзі на прикладі багатьох регіонів (Крим, Карпати, тунелі БАМ та ін.) В.Н.Саломатіним були проведені експерименти з дослідження закономірностей формування

імпульсних електромагнітних полів в районах розвитку небезпечних геологічних процесів і явищ як природного, так і техногенного походження на різних стадіях їх проявів [1-83]. Вони дали можливість розробити нові оригінальні способи дослідження найрізноманітніших геологічних процесів [22-45]. Виник новий експрес-метод геофізичних досліджень — метод ПЕМПЗ.

Сьогодні для вивчення напружено-деформованого стану масивів гірських порід методом реєстрації ПЕМПЗ застосовують варіаційні (режимні) спостереження та профілювання.

Основним методом вивчення ПЕМПЗ є варіаційні (режимні) спостереження. Вони виконуються двома чи більшою кількістю варіаційних станцій, одна з яких розміщується у нормальному полі (бажано подалі від інтенсивних індустріальних завод). Великою, що вимірюється на станціях, є кількість імпульсів електромагнітного поля, що перевищують поріг чутливості станцій, які фіксуються в заданому інтервалі часу (час експозиції).

Проводять або дискретні спостереження, або неперервну реєстрацію електромагнітних імпульсів за одиницю часу (“швидкість рахунку”). Вибір способу реєстрації електромагнітних імпульсів (ЕМІ) визначається масштабністю і активністю процесу, що вивчається.

Під час неперервного запису або фіксується величина, пропорційна швидкості рахунку рівномірної розгортки за часом, або кількість імпульсів, зареєстрованих від початку спостереження в інтервалах часу.

Під час дискретних спостережень кількість імпульсів, зареєстрованих за час експозиції (зазвичай 5 с, 15 с, 30 с, 1 хв., 5 хв., зрідка більше) визначаються через інтервал часу (“шпаруватість спостережень”) у 30 с, 1 хв., 5 хв., 10 хв., 15 хв., 30 хв., 1 год. Для обчислення швидкості рахунку кількість зафіксованих імпульсів відносять до часу експозиції.

Іноді фіксують з визначеним інтервалом величину, пропорційну швидкості рахунку за час, який автоматично відмірюється варіаційною станцією (1 с, 5 с),

середню за показами стрілкового індикатора станції, що спостерігається впродовж 5 і 10 с.

Результат варіаційних вимірювань представляється у вигляді функцій залежності швидкості рахунку від часу, зафіксованих станцією, розміщеною в місці очікуваного прояву ПЕМПЗ, і опорної варіаційної станції, розміщеної у нормальному полі, тобто подалі від очікуваних джерел вогнищ ПЕМПЗ.

У деяких випадках визначаються і розглядаються різниці кількості імпульсів, зафіксованих цими станціями, від загальної з початку спостережень і залежність цієї величини від часу.

Одним з головних моментів є вибір правильного місця розташування станції. У загальному вигляді вибір розташування станції у нормальному полі провадиться на основі морфометричного аналізу, даних буріння, гірських робіт і результатів геофізики, що свідчать про однорідність геологічної будови ділянок, де буде розміщуватися станція, а також ретельного попереднього вивчення місцевості з метою виявлення джерел перешкод.

Вивчення гравітаційних зміщень (зсувів, обвалів, селів, снігових лавин) методом реєстрації ПЕМПЗ потребує для вибору розташування станції інформації про загальні умови їх розвитку та закономірності варіацій ПЕМПЗ в кожному районі. Враховуючи ці закономірності, антени розміщують в найбільш цікавих місцях, де постійно відбуваються зміни напруженого стану і підготовка вогнища до геодинамічної події.

Для вивчення фонових характеристик ПЕМПЗ в районі розміщують так звану опорну станцію для реєстрації сигналів, які не пов'язані безпосередньо з вогнищем, що вивчається. Перед розміщенням станції в зоні очікуваного вогнища ПЕМПЗ на опорній станції зазвичай проводять комплекс досліджень, що мають за мету виявити характерні для району і регіону зміни швидкості рахунку. Відомо, що ПЕМПЗ має періодичну і аперіодичну складові. Аперіодична складова пов'язана з природними стихійними явищами, що спостерігаються як в атмосфері, так і в земній корі. Типовими є такі періодичні зміни швидкості рахунку електромагнітних сигналів:

- наявність в добовому ході 2-4 екстремумів, пов'язаних визначеним способом з тривалістю світлового дня, з сонячно-добовими варіаціями;
- сезонні варіації ПЕМПЗ, умовно поділяються на відносно спокійний осінньо-зимовий період та збурений весняно-літній період.

Різкі зміни добового ходу відбуваються під дією метеорологічних факторів (грозова погода, опади, сильний вітер, хвилеприбійні явища біля великих водоймищ, льодостав, льодохід). Ці зміни спостерігаються синхронно в точках, віддалених одна від одної на перші кілометри (до півтора десятків кілометрів). На відміну від них, індустриальні перешкоди проявляються асинхронно на таких відстанях, зменшуючись при віддаленні точки приймання від джерел. Їх інтенсивність виявляє кореляцію з доступним спостереженню режимом джерел перешкод.

Стаціонарні перешкоди з боку довгохвильових і середньохвильових радіостанцій на вищезгаданих відстанях можуть проявлятися синхронно, однак вони виявляють зв'язок інтенсивності з геологічною будовою (геологічним розрізом). Засобом боротьби з індустриальними перешкодами під час їх інтенсивного проявлення, коли вони виявляються на опорній станції, є відбракування даних за проміжками часу.

Коли нема впевненості, що на опорній станції достатньо придушені та надійно розпізнаються перешкоди, вдаються до розміщення двох станцій на невеликих відстанях одна від одної у ближній зоні вогнища, у якого припускається нерівномірність та несинхронність поляризації прилеглих до станції частин в різних проміжках часу. Ці станції є взаємно-опорними. Відстані між ними вибираються так, щоб нестационарні перешкоди на них виявлялися приблизно синхронно.

Несинхронні варіації у цих випадках відносять з великою ймовірністю до нерівномірності поляризації вогнища та несинхронності механоелектричних перетворень у ньому.

Наприклад, у зоні розлому станції розміщують на різних крилах симетрично відносно лінії зміщувача або контакту різних товщ гірських порід,

під час вивчення зсувів — в головній частині та в язичку, чи в інших динамічно різних частинах, на різних горизонтах при відпрацюванні родовищ шахтним способом тощо. Кількість цих станцій може сягати десятка, детальність вивчення об'єкта визначається відстанню між станціями і освітленістю, спостереженнями його основних структурно-морфологічних елементів.

В результаті тривалих спостережень виділяються регулярні варіації напруженості ПЕМПЗ.

Профілювання під час вивчення ПЕМПЗ методично будується так само, як і в методі радіокіп при вивченні магнітотелуричних варіацій [87, 99]. Виконується воно зазвичай двома станціями, одна з яких, нерухома, призначена для вимірювання варіацій ПЕМПЗ в часі, а друга зміщується по профілю для виявлення швидкості рахунку на деякій ділянці. Профілювання наче складається з великої кількості короточасних варіаційних спостережень, що виконуються синхронно нерухомою (опорною) станцією та рухомою. Методично розрізняються одноточкове профілювання, коли в кожній точці рухомої станції виконується одне визначення швидкості рахунку; багатоточкове профілювання, при якому синхронно виконуються при нерухомих станціях кілька підрахунків по рухомій, після чого вона зміщується на іншу точку.

Профілювання проводиться для різних геологічних та методичних цілей. Воно дає можливість впродовж короткого часу охопити дослідженнями значну площу, вибрати ділянки майбутнього розміщення станцій для варіаційних спостережень, оцінити вплив нестационарних перешкод.

Робота з профілювання однієї рухомої станції без опорних спостережень допускається в разі доброї вивченості особливостей тимчасового ходу ПЕМПЗ в районі, на ділянках з малим рівнем індустріальних перешкод і при надійному придушенні перешкод радіостанцій смуговою фільтрацією.

Спеціальна апаратура для спостережень ПЕМПЗ у нашій країні та за кордоном серійно не випускалась. Сьогодні застосовуються різні варіанти дослідних приладів, виготовлених спеціально для вимірювання швидкості

рахунку імпульсів, які складаються загалом з антени, підсилювача з фільтром і реєстратора імпульсів — лічильника, осцилографа чи стрілкового індикатора. Технічні характеристики таких приладів суттєво відрізняються і тому результати є важко порівняними, іноді суперечливими. Відомий комплект апаратури “ТПИ – ТомскТисиз” [21]. Він дає можливість проводити роботу в різних режимах за допомогою магнітних і електричних антен і може використовуватись як в польових, так і в лабораторних умовах. Суттєвим недоліком його є потреба в сітьовому електроживленні, великі габарити, а також необхідність у виготовленні стикувальних пристроїв.

У Томському політехнічному інституті пізніше була розроблена багатоканальна станція “Катюша-2”, яка працює в напівавтоматичному режимі і призначена для стаціонарних спостережень ПЕМПЗ за магнітною та електричною складовими в наземних і підземних умовах.

Спостереження ПЕМПЗ здійснюють переважно магнітними антенами, серед яких найбільш поширені котушки з нефритовими осердями індуктивністю від десятих часток до одиниць Генрі. Застосовуються також багатовиткові рамкові антени з площею витка порядку 1 м^2 , які мають більш вкрапленою вибірковою напрямленістю прийому сигналів.

Найбільш зручною для профілювання є станція, виготовлена на базі польового гамма-радіометра. Переробка радіометра полягає в заміні давача радіації на магнітну антену, котра узгоджується за допомогою спеціального блоку з рахунковою схемою. Узгоджувальний каскад виконує також роль активного фільтра. Така “приставка до радіометра” відрізняється компактністю, легкістю та герметичністю. З різних типів радіометрів рекомендується використовувати СРП-2 або СРП-68-01.

Дослідним виробництвом Західно-Української геофізичної розвідувальної експедиції (ДВ ЗУГРЕ) об’єднання “Укргеофізика” був розроблений радіохвильовий індикатор напружено-деформованого стану порід РВІНДІС.

Сьогодні в ДВ ЗУГРЕ розроблена нова конструкція індикатора ПЕМПЗ РВІНДІС-II-03. Він забезпечує цифрову індикацію щільності потоку імпульсів

ПЕМПЗ в межах від 0 до 10 тисяч імпульсів за секунду з нижнім порогом дискримінації за напруженістю магнітної складової не більше $1,5 \times 10^{-5}$ А/м. Рахунок імпульсів може проводитися в різних режимах роботи — від 1 с до 10 хв.

В ОКБ Київського заводу “Геофізприлад” розроблена компактна апаратура “Апогей”. В її основу покладений РВІНДІС зі зміною функціональної і принципової електричної схем, що забезпечують вибір необхідної чутливості і діапазону параметрів, що реєструються, мале енергоспоживання, зменшені габарити і більш стабільне автономне живлення. Прилад “Апогей” забезпечує реєстрацію середньої частоти проходження імпульсів ПЕМПЗ від 0 до 10^5 с^{-1} . Приймальна частина приладу “Апогей” забезпечує підсилення сигналу в смузі частот від 3 ± 1 до 55 ± 5 кГц. Чутливість за напруженістю магнітної складової зовнішнього електромагнітного поля на частоті 10 кГц не менше $0,5 \cdot 10^{-4}$ А/м. Регулювання підсилення відбувається ступінчасто в межах 5 положень. Час вимірювань змінюється ступінчасто і становить $0,1 \pm 0,005$; $1 \pm 0,05$; $10 \pm 0,5$; 100 ± 1 С. Діапазон робочих температур зовнішнього середовища для приладу “Апогей” — від мінус 10° до плюс 50° .

По всій трасі трубопроводу через кожен кілометр і в місцях повороту встановлюються постійні знаки, які мають вказувати ось трубопроводу, кілометр і пікет траси, а також номер телефону експлуатуючої організації. Крім того, на трасі повинні бути знаки, що забороняють зупинку на перетинах трубопроводу з автомобільними і залізницями, у колодязів лінійних засувок, збірників нафти і в інших небезпечних місцях. Крім постійних знаків обслуговуючий персонал під час проведення технічного огляду траси трубопроводу повинен мати переносні попереджувальні знаки для огорожі ремонтів ділянок, місць розмиву трубопроводу і т.д.

Охоронна зона магістрального трубопроводу повинна бути відображена в картах землеустрою та землекористування.

В охоронній зоні забороняється: зводити будь-які будівлі та споруди, крім споруд, обговорених у СНІП та узгоджених з організаціями, що експлуатують магістральні газопроводи; проводити всякого роду гірські, кар'єрні, будівельні, монтажні, вибухові та інші роботи без відповідного узгодження. Об'їзд природних і штучних перешкод (яри, невеликі річки, струмки і т.д.), що зустрічаються по трасі нафтопроводу, повинен здійснюватися по дорогах загального користування, а там, де їх немає, необхідно влаштувати земляні насипи з водоспуском для проїзду транспорту та аварійної техніки.

Суть процесу оцінки стану лінійних ділянок газотранспортної системи як складного технічного об'єкта полягає у визначенні ряду параметрів, що характеризують властивості системи на даний момент часу. Вихідною інформацією для реалізації методу є параметри режиму роботи системи, на основі яких визначаються діагностичні характеристики, сукупність яких у свою чергу визначає стан об'єкта. Визначення діагностичних ознак за вимірними значеннями параметрів режиму ведеться на основі діагностичних моделей, що представляють собою сукупність алгебраїчних, диференціальних чи інтегральних рівнянь із граничними умовами й обмеженнями, що відображають суть фізичного процесу.

Діагностична ознака або їх сукупність повинна входити як параметр у діагностичну модель, що зв'язує її з параметрами режиму, з одного боку, і не повинна залежати від них (визначати тільки властивості системи) – з іншого.

З часом експлуатації газопроводу спостерігається зміна його гідравлічного опору внаслідок старіння лінійної ділянки. Тому прийнято використовувати неабсолютні значення коефіцієнта гідравлічного опору та його відносну величину порівняно з первісним (теоретичним) значенням. Відношення теоретичного гідравлічного опору газопроводу до його фактичного значення на даний момент експлуатації системи називають коефіцієнтом гідравлічної ефективності. Він може бути використаний як діагностична ознака, що оцінює зміну гідравлічного опору газопроводу.

Також причиною значних втрат від аварії є ще те, що трубопроводи знаходяться в одному технологічному коридорі. Також треба враховувати, що коли прокладали трубопроводи, то звичайно відбулися незначні пошкодження поряд експлуатованих трубопроводів, також проводяться ремонти на будь – якій вітці трубопроводу, та піддаються небезпеці всі інші поряд прокладені трубопроводи.

По трасі трубопроводу необхідно відзначати зарості лісу, ділянки з ерозією ґрунту, зміну русел річок, пошкодження або відсутність орієнтирів, поганий стан доріг, місця проведення будівельних робіт у смузі відводу або поруч із нею, які можуть пошкодити трубопровід або порушити режим його експлуатації. Інспектування переходів через струмки та річки потребує найбільшої уваги з метою виявлення прогинів трубопроводів унаслідок вимивання під ними ґрунту або розкриття їх під дією піщаної або гравійної ерозії.

До зовнішніх впливів на підземні трубопроводи відносять можливі навантаження при проведенні різних робіт поблизу трубопроводу, наїзди важкого транспорту, зсуви, землетруси, вибухи та ін. Результати аналізу відмов свідчать про те, що однією з основних причин пошкоджень підземних трубопроводів є вплив зовнішніх сил, що приводить до утворення поверхневих вм'ятин, тріщин, розривів у зварних швах і по тілу труби. Якщо значні механічні пошкодження, що виникають у період будівництва трубопроводів, можуть бути виявлені й усунені, то пошкодження, що виникають після гідравлічного обпресування і обумовлені впливом зовнішніх сил, можуть стати причиною розриву трубопроводу не тільки безпосередньо в момент його пошкодження, але також через якийсь проміжок часу, тривалість якого залежить від характеру пошкодження і ступеня навантаження трубопроводу [12-22].

Найбільш поширені пошкодження, що виникають в результаті проведення ремонтних або будівельних робіт у безпосередній близькості від діючого трубопроводу; вони відносяться до числа потенційно найбільш

небезпечних. Необхідно вчасно оцінювати небезпеку таких пошкоджень і можливість подальшої експлуатації пошкодженої ділянки трубопроводу. З-за зовнішніх впливів на вітчизняних нафтопроводах відбувається більш 5% аварій від загального їх числа, а по нанесенні збитку вони займають перше місце.

Кліматичні зміни в атмосфері також впливають на стан трубопроводу. Зміни температури зовнішнього повітря викликають зміну температури ґрунту, у якому покладений трубопровід. При замерзанні або відтаванні ґрунтів ці зміни іноді призводять до руйнування трубопроводу. Заморожені вологі ґрунти при відтаванні дають значну осадку як за рахунок того, що відбувається ущільнення, так і внаслідок зниження опору зсуву; при цьому чим більше глинистих частинок у ґрунті, тим меншим опором зсуву він володіє. У результаті нерівномірного осідання ґрунту, що виникає під дією ваги труби, відбувається вигин трубопроводу. Створення в трубопроводі додаткових згинальних напружень при наявності інших несприятливих факторів (наприклад, поганої якості зварювання), як правило, призводить до порушення міцності окремих стиків [3-15].

Для трубопроводів, прокладених у гірських умовах, найбільш небезпечні із зовнішнього впливу зсуви. Зсуви ґрунтів призводять до силового впливу на трубопроводи, збільшуючи їх напружений стан, і за певних умов викликають руйнування труб у вигляді повного або часткового розриву.

Часто підземні трубопроводи піддаються зовнішньому впливу від наїздів на них важкої техніки, при цьому дефектами на тілі труби є тріщини, вм'ятини або пориви. Заповнення простору між трубопроводом і стінками траншеї, а також під трубопроводом м'яким ґрунтом з подальшим його ущільненням значно підвищує опір трубопроводу таких зовнішніх навантажень.

Виходячи із зазначеного вище проблема формулюється наступним чином. На газопровід як на підземних ділянках, так і на ділянках надземних переходів за рахунок різноманітних причин діють сторонні сили. Розподіл цих сил є нерівномірним. При цьому, у відповідності до конструктивних

особливостей диференціація навантажень повинна відбуватись у місцях кріплення до опор надземних ділянок, при паводках від надземної до підземно частини. Крім того, додаткові навантаження з'являються у зв'язку з дією геологічних процесів, насамперед, зсувів, просідань та проболів поверхні, суфозії, землетрусів, порушень фізичних властивостей ґрунту внаслідок зміни кліматичних умов та техногенних навантажень [4-16].

Виникає питання, а чи можна контролювати зміну таких механічних навантажень за допомогою прямих або опосередкованих методів? Очевидно, можна, для цього існують відповідні прилади та пристрої. До окремих методів вимірювань відносять: акустичний, ультразвуковий, діагностування пропусканням внутрішньо трубних інтелектуальних поршнів та інші [31-40].

Загальний недолік зазначених методів полягає в дискретності отриманої інформації, сумарній дії різних факторів, що неможливо розкласти на складові, складності та високій вартості та вимірів. Тому слід уточнити, а в яких інформативних полях, крім поля механічних напруження, відображається зміна зовнішніх сил, що діють на газопровід. Відповідь – насамперед, у полі механоелектричних перетворень, а саме в природному імпульсному електромагнітному полі Землі (ПЕМПЗ). Розвитку цього напрямку присвячена дана стаття.

Метод ПЕМПЗ базується на явищі генерування мінералами імпульсного електромагнітного поля при різних змінах стану гірських порід. Загалом розуміється під «природним імпульсним електромагнітним полем Землі» у першу чергу електричні поля, що генеруються в надрах Землі гірськими породами внаслідок наступних процесів:

- механоелектричні перетворення в іонних кристалах при пластичних деформаціях;
- виникнення плазми, яка випромінює електромагнітні й акустичні хвилі при іскрових розрядах, що супроводжують утворення тріщин;
- розрив електричних зв'язків у твердих тілах із відповідною появою та релаксацією вільних зарядів;

- температурні зміни мінералів і порід;
- релаксація механічного збудженого геологічного середовища;
- деформація капілярів, заповнених природною водою.

Ці процеси можуть доповнюватись наступними:

- спорадичні поля, які складаються із полів фізико-хімічного походження і полів пов'язаних із імпульсно механічними діями;
- постійно діючих електричних полів, які складаються із електромагнітних полів космічного походження;
- електричних полів, пов'язаних із стаціонарним геомеханічним напруженням гірських порід.

Разом з тим слід зазначити, що єдиної теоретичної основи метода ПЕМПЗ не даний час не існує внаслідок багатофакторності процесів генерування – доведені аналітичні представлення стосуються лише окремих факторів або в обмежених умовах. Унаслідок цього на теперішньому етапі результати метода дістали розвиток на стадії якісної у кращому випадку, напівкількісної інтерпретації.

Останнім часом метод ПЕМПЗ знаходить поширене застосування при вирішенні в основному інженерно-геологічних і геолого-екологічних задач. Серед цих задач – дослідження зсувних і закарстованих ділянок, порушених і нестійких інженерних споруд господарських і житлових приміщень.

На сьогоднішній день метод є досить поширеним у Росії та Україні. Фахівці-геофізики інших країн тільки починають знайомство з методом за працями російських та українських вчених, принаймні про це свідчить, по-перше, відсутність на заході відповідних публікацій, по-друге, сприймання праць з ПЕМПЗ.

Для реєстрації імпульсного електромагнітного поля в Україні використовуються прилади «Сімеїз», «Адоніс» і здебільшого РХІНДС – радіохвильовий індикатор напружено-деформованого стану. Чутливим елементом є одна або декілька направлених антен, які позначаються X, Y, Z і мають відповідну направленість. Звичайно антени X і Y направляються вздовж

і впоперек простягання об'єктів картування, а антена Z є вертикальною. Кожна з антен реєструє хвилю, перпендикулярну до напрямку антени. Результативні матеріали – графіки та карти інтенсивності поля (імпульси в секунду) за кожною антеною. Крім того, звичайно будують графіки карти повного вектора $T = \sqrt{X^2 + Y^2 + Z^2}$, які відображають внесок складових по кожній антені.

Щодо дослідження методом ПЕМПЗ ділянок, де розташовані газопроводи, слід згадати єдину відому нам науково-дослідну роботу, яка стосувалась зсувної ділянки, де були розташовані три паралельні гілки газопроводів – «Прогрес», Уренгой-Помари-Ужгород, Долина-компресорна станція. Ділянка досліджень розташована в гірській місцевості в Українських Карпатах. Роботи виконувались у 2008 та 2010 роках. Метод ПЕМПЗ комплектувався з вертикальним електричним зондуванням і методом природного електричного поля [20-22].

У 2008 році були зафіксовані значні аномалії інтенсивності електромагнітного поля по антенах X та Y величиною до декількох тисяч імпульсів в секунду (антена Z не спостерігалась). Аномалії були пов'язані із зсувними процесами. Після реалізації рекомендованих заходів щодо планування схилу та розвантаження підземних вод похилими свердловинами аномалії, ініційовані зсувами, за результатами зйомки 2010 р не спостерігались, тобто була забезпечена безаварійна робота газопроводів. Важливим висновком є твердження про наявність фонових аномалій уздовж газопроводів у зоні приблизно ± 5 метрів (газопровід Долина-КС). При близькому розташуванні газопроводів – 10 м між ними (УПУ та «Прогрес»), фонові аномалії зливаються в одну полосову, яка заповнює ділянку між нитками газопроводів. Це стосується хвилі, направленої вздовж газопроводів. Для поперечної хвилі фонові аномалії відсутні. Ділянка, де розташовані газопроводи, спланована, проте спостерігається нахил схилу по напрямку пролягання ниток. Чи буде присутня така аномалія для горизонтальних площин закладення труб, невідомо. При проведенні досліджень катодний захист було відключено.

5.2 Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу

Одним із найважливіших технологічних елементів газотранспортної системи (ГТС) України, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу, є підземні сховища газу (ПСГ) (рис. 5.1). Розміщення підземних газосховищ на західному кордоні України дає змогу транспортувати газ із них порівняно швидко практично в будь-яку країну Європи. ПСГ - це складна система, основними елементами якої є пласт – колектор, зв'язаний з поверхневим обладнанням та трубопровідною обв'язкою сховища. Режимми роботи цих об'єктів на відміну від газових родовищ нестабільні в часі, що ускладнює їх надійну експлуатацію. Навантаження на трубопроводи змінюються під впливом факторів порушених земель ПСГ. Для забезпечення експлуатаційної надійності трубопроводів необхідно здійснювати моніторинг їх навантаженості.

На всій глибині сховища гірська порода - це глини з пропластками пісковиків. Вивчення ПСГ даним геофізичним методом дало можливість отримати уточнену інформацію щодо розподілу підвищеного напружено-деформованого стану (НДС) гірських порід і зон релаксації напружень для визначення меж території з можливим розвитком деформаційних процесів, а також визначити просторову неоднорідність в загальному полі механічних напружень.[38]

Підземні сховища газу створені у пористих пластах (два – на базі водоносних структур і 11 – на базі вичерпаних газових родовищ).



Рисунок 5.1 - Схема розташування підземних сховищ газу України

Полеві роботи виконувались в модифікації картування (рис.5.2). Загалом виконано 512 спостережень за розподілом характеристик ПЕМПЗ при різних напрямках вимірювального елемента - вертикального (H_z) і набору горизонтальних через 45° (E_x, E_y). В тому числі проводились повторні виміри для контролю за варіаціями електромагнітного фону. Повторні контрольні спостереження проводились періодично протягом зйомки обсягом 25% від

загальної кількості пікетів. При цьому похибка вимірювань не перевищувала 10%. Для більш точного встановлення ймовірного розміщення аномальних явищ в ґрунтовому масиві крок між вимірюваннями становив 25 м. Кожна точка спостережень фіксувалась на місцевості пікетом з його прив'язкою на топографічній основі з масштабом 1:5000.

Спостереження за розподілом поля напружень проводилось двома приладами типу “Адонис-32М”, виготовленими спеціально для вимірювання кількості електромагнітних імпульсів за одиницю часу в компактному переносному варіанті з малим енергоспоживанням.

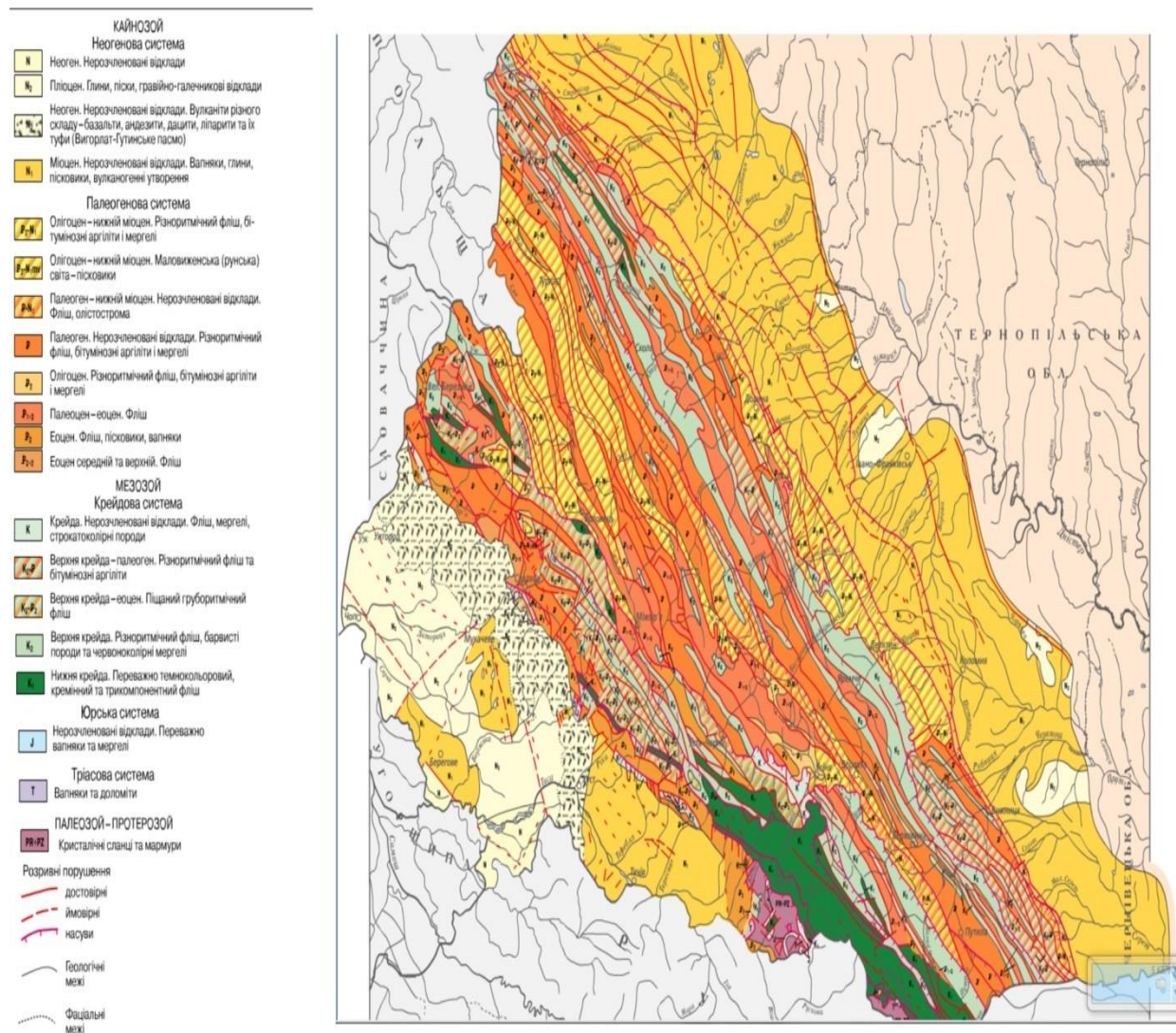


Рисунок 5.2 – Зуво небезпечні ділянки Карпатського регіону

Для визначення впливу локальних глибинних напружень на зміну інтенсивності ПЕМПЗ на різних глибинах гірської породи проводили дослідження на структурних підрозділах УМГ Прикарпаттрансгаз. Розглядалися трубопроводи, що підходять до ПСГ, глибина газосховища 1150-1250 м (рис. 5.3). Для цього проведені експериментальні дослідження з використання методу ПЕМПЗ на трубопровідній обв'язці Богородчанського ПСГ (рис.5.3). Зокрема була вибрана ділянка неподалік ПСГ, вибір її обумовлений наявністю конструктивних елементів, таких як повороти та відводи, а також наявністю чотирьох транзитних трубопроводів.

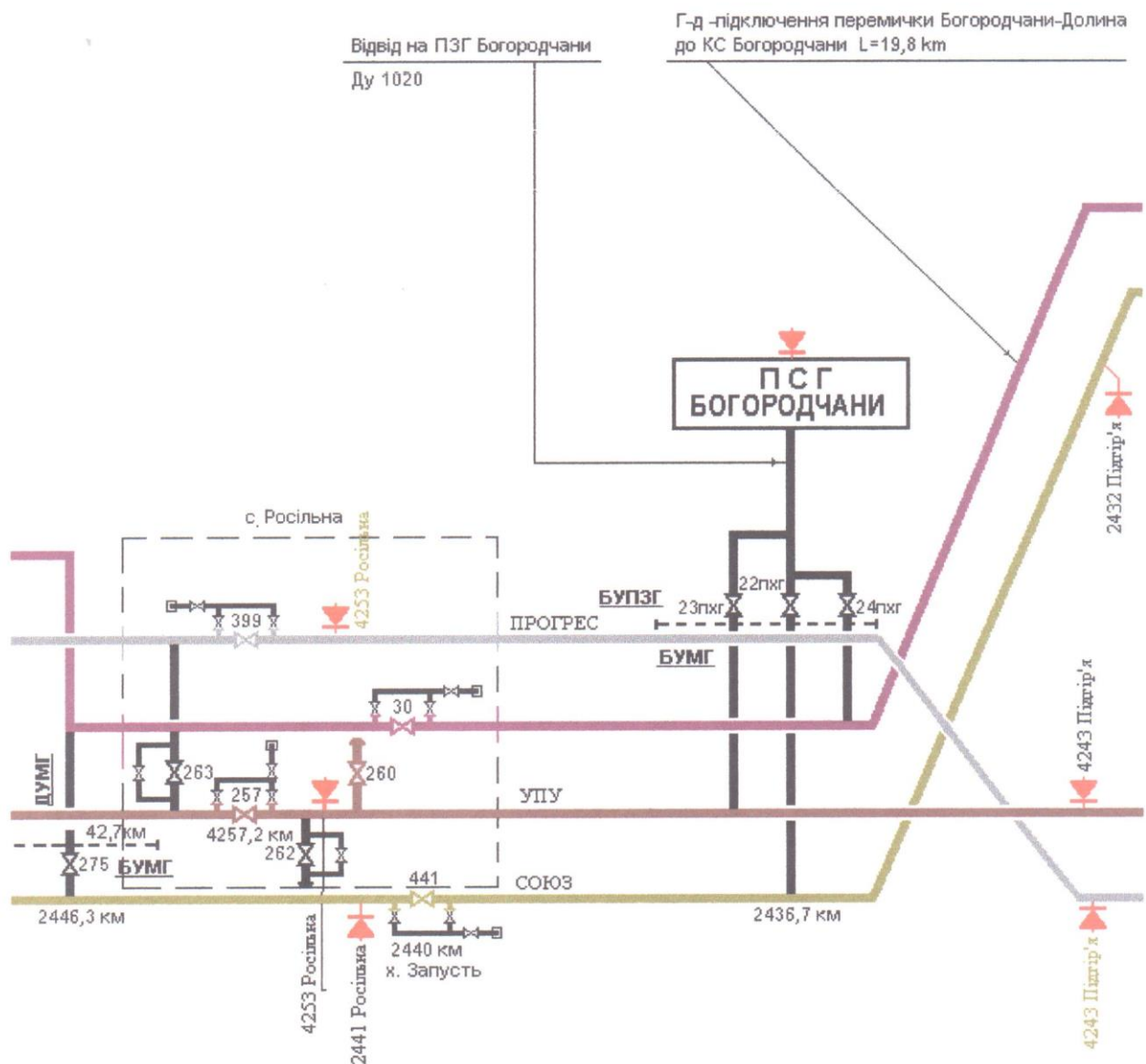


Рисунок 5.3 – Технологічна схема обв'язки трубопроводів на ПСГ Богородчани

Обробка польових даних полягала в усередненні отриманих замірів на точці відніманням регіональних варіацій електромагнітного фону. При обробці використовувався комплекс статистичних методів аналізу спостережень для визначення їх достовірності при оцінці виявлених аномалій. Якщо область однорідна за своєю геологічною будовою, геофізичними властивостями, то випадкові значення ПЕМПЗ повинні належати до однієї генеральної сукупності, а їх відхилення мають випадковий характер (рис. 5.4 -5.5).

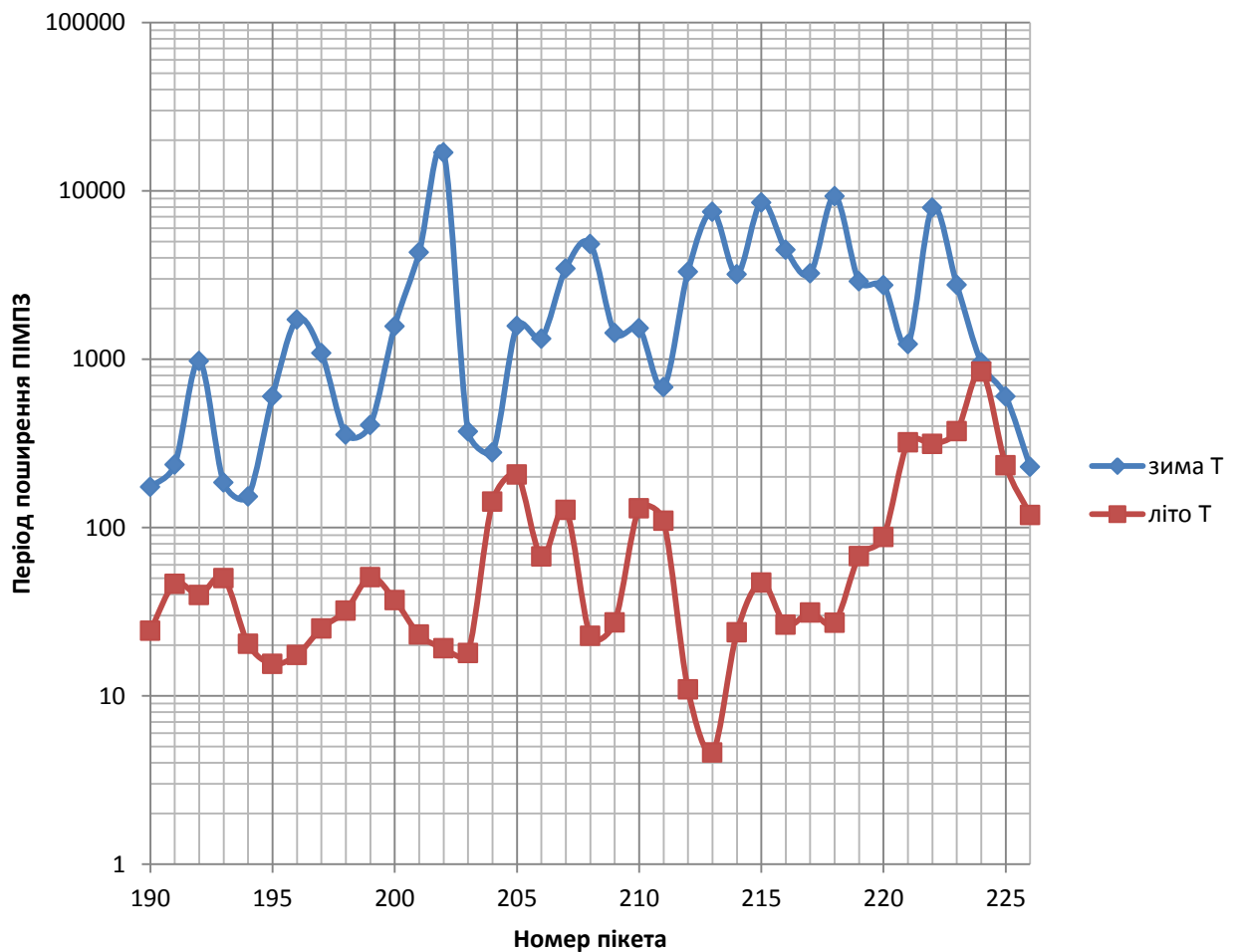


Рисунок 5.4 – Повний вектор інтенсивності поширення ПЕМПЗ на ділянці з колинами та трійниками підземних газопроводів

Експеримент проводили при різних заповненнях газосховища, тобто при різних внутрішніх тисках. Перші заміри проводились в місяці червні при мінімально заповненому сховищі із внутрішнім тиском газу 58 атмосфер. Другі заміри виконували в тих же пікетах в місяці грудні при максимально заповненому сховищі з внутрішнім тиском газу 93 атмосфери. Результати

досліджень представлялись у вигляді карт ізоліній середньої інтенсивності ПЕМПЗ для поверхневих вогнищ НДС.

Важливість проведеного натурального експерименту полягала в можливості виявити небезпечні зони при різних режимах роботи газопровода та його структури та прослідкувати залежності зміни інтенсивності ПЕМПЗ зі зміною навантаженості. При різних тисках порівнювались результати в одних і тих же точках.

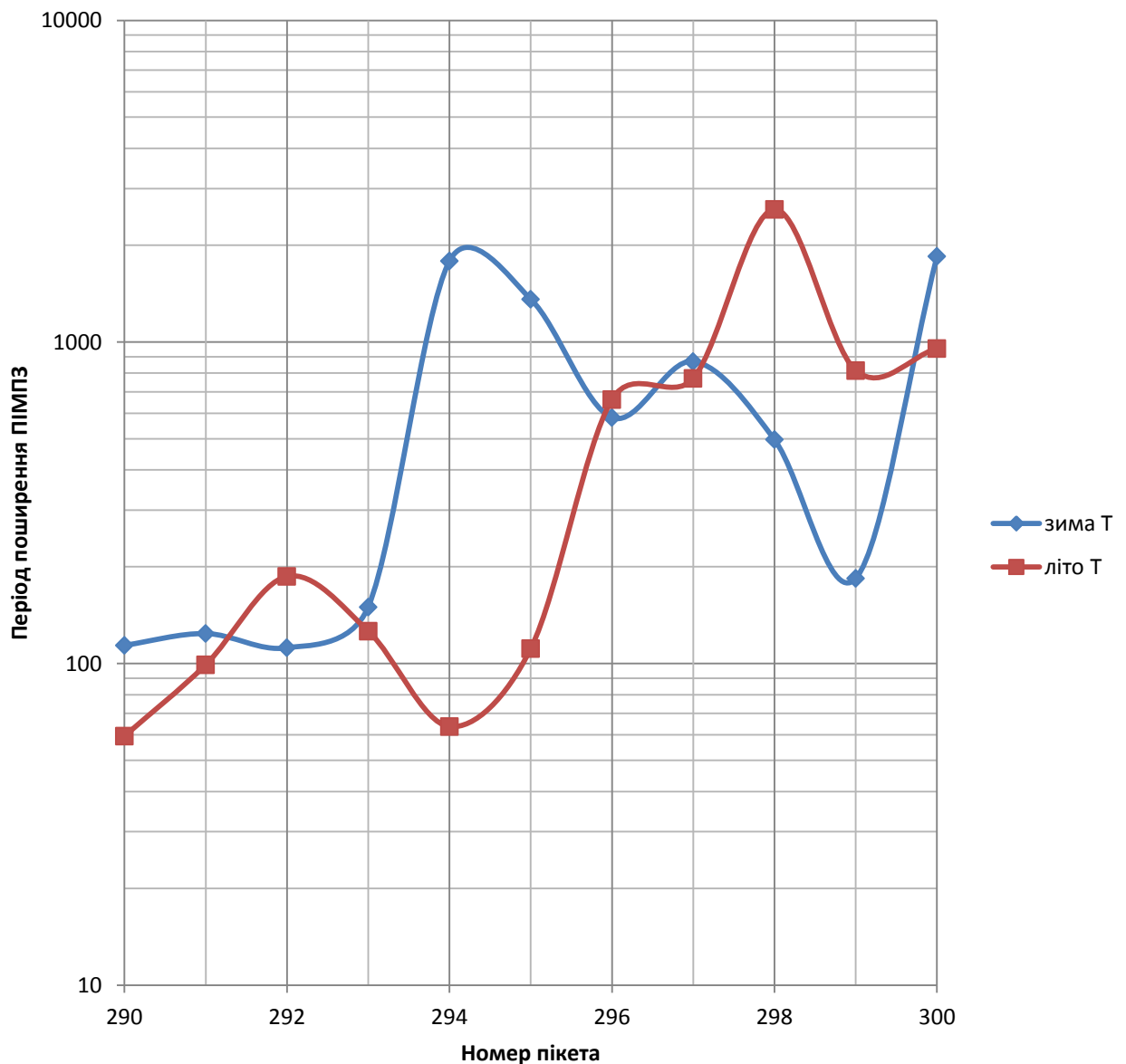


Рисунок 5.5 – Повний вектор інтенсивності поширення ПЕМПЗ на ділянці з трубопроводами, що проходять в одному технічному коридорі

Проведені порівняльні оцінки дають змогу зробити висновок, що при збільшенні внутрішнього тиску в ПСГ зменшується амплітуда зміни інтенсивності ПЕМПЗ. При заповненні підземного сховища газом відбувається зворотній процес - повернення до рівноважного стану гірського масиву як колишнього природного родовища газу.

З викладеного випливає, що будь-яке втручання в рівновагу гірського масиву провокує утворення вогнищ механічних напружень, тобто є додатковим джерелом напружень а траси магістральних газопроводів, прокладених в горах є концентраторами напружень.

Таким чином, уже на початковій стадії формування умов утворення зсуву спостерігається зміна інтенсивності ПЕМПЗ, за допомогою якої можемо визначити його ймовірні межі зсуву, що дасть можливість побудувати схему навантаження об'єкта. Вивчення ПСГ даним геофізичним методом дало можливість отримати уточнену інформацію щодо розподілу підвищеного рівня напружень гірських порід і зон їх релаксації, для визначення меж території з можливим розвитком деформаційних процесів, а також визначити просторову неоднорідність в загальному полі механічних напружень.

Експеримент проводили при різних заповненнях газосховища, тобто при різних внутрішніх тисках. Важливість проведеного натурного експерименту полягала в можливості виявити небезпечні зони при різних режимах роботи газопроводу та його структури, прослідкувати залежності зміни інтенсивності ПЕМПЗ зі зміною завантаженості. При різних тисках порівнювались результати в одних і тих же точках. Отримані дані (рис.5.4-5.5) дали можливість стверджувати, що найбільше аномалій зафіксовано конкретно на таких елементах як поворот та відвід (підмети 197-203, рис.5.5) газопроводу Богородчани – Долина.

На основі проведеної порівняльної оцінки можна зробити висновок, що зміна режимів експлуатації ПСГ викликає зміну частоти інтенсивності ПЕМПЗ в місцях гірського масиву де розміщені складні конструктивні елементи трубопроводів. Це пояснюється тим, що деформації трубопроводу передаються

гірському масиву. Порушення цілісності гірського масиву посилює цей вплив, як концентратор напружень.

Таким чином використання методу ПЕМПЗ є надійним чутливим інструментом для виявлення локальних глибинних напружень, що виникають на територіях з порушеною рівновагою, незалежно від природи їх виникнення.

5.3 Вплив зовнішніх чинників на технічний стан підземних та надземних трубопроводів

До зовнішніх впливів на підземні трубопроводи відносять можливі навантаження при різних діях на газопровід - це наїзди важкого транспорту, зсуви, землетруси, вибухи та ін. Результати аналізу відмов свідчать про те, що однією з основних причин пошкоджень підземних трубопроводів є вплив зовнішніх сил, що приводить до утворення поверхневих вм'ятин, тріщин, розривів у зварних швах і по тілу труби. Якщо значні механічні пошкодження, що виникають у період будівництва трубопроводів, можуть бути виявлені і усунені в результаті гідравлічної обпресування трубопроводу, то пошкодження, що виникають після гідравлічного обпресування і обумовлені впливом зовнішніх сил, можуть стати причиною розриву трубопроводу не тільки безпосередньо в момент його пошкодження, але також через якийсь проміжок часу, тривалість якого залежить від характеру пошкодження і ступеня навантаження трубопроводу.

Найбільш поширені пошкодження, що виникають в результаті проведення ремонтних або будівельних робіт в безпосередній близькості від діючого трубопроводу; вони відносяться до числа потенційно найбільш небезпечних. Необхідно вчасно оцінювати небезпеку таких пошкоджень і можливість подальшої експлуатації пошкодженої ділянки трубопроводу. Із-за зовнішніх впливів на вітчизняних газопроводах відбувається більш 5% аварій від загального їх числа, а по нанесенні збитку вони займають перше місце.

Кліматичні зміни в атмосфері також впливають на стан трубопроводу. Зміни температури зовнішнього повітря викликають зміну температури ґрунту, в якому покладений трубопровід. При замерзанні або відтаванні ґрунтів ці зміни іноді призводять до руйнування трубопроводу. Заморожені вологі ґрунти при відтаванні дають значну осадку як за рахунок того, що відбувається ущільнення, так і внаслідок зниження опору зсуву; при цьому чим більше глинистих частинок в ґрунті, тим меншим опором зсуву він володіє. У результаті нерівномірного осідання ґрунту, що виникає під дією ваги труби, відбувається вигин трубопроводу. Створення в трубопроводі додаткових згинальних напружень при наявності інших несприятливих факторів (наприклад, поганої якості зварювання), як правило, призводить до порушення міцності окремих стиків.

Для газопроводів, прокладених у гірських умовах, найбільш небезпечні із зовнішнього впливу зсуви. Заходи щодо усунення можливості активізації зсувних явищ повинні намічатися вже при проектуванні нафтопроводу і уточнюватися в будівельний і експлуатаційний періоди. Частина їх повинна виконуватися при будівництві, інша - в період експлуатації, тому що досвід боротьби з зсувами показав, що тільки поетапного здійснення комплексу протизсувних заходів дає найкращі результати.

Магістральні газопроводи - споруди великої довжини, траси яких перетинають лісу, річки, озера, болота, яри, залізні і шосейні дороги, підземні комунікації та інші природні і штучні перешкоди. Є ділянки трубопроводів, де використовуються наземна та надземна схеми укладання (рис. 5.6).



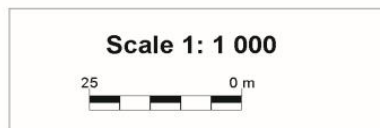
Рисунок 5.6 – Досліджувана ділянка газопроводів, що проходять паралельно и перетинають природні та штучні перешкоди

Зсуви ґрунтів призводять до силового впливу на трубопроводи, збільшуючи їх напружений стан, і за певних умов викликають руйнування труб у вигляді повного або часткового розриву.

Часто підземні газопроводи піддаються зовнішньому впливу від наїздів на них важкої техніки, при цьому дефектами на тілі труби є тріщини, вм'ятини або пориви. Заповнення простору між трубопроводом і стінками траншеї, а також під трубопроводом м'яким ґрунтом з подальшим його ущільненням значно підвищує опір трубопроводу таких зовнішніх навантажень.

Для забезпечення збереження, безпеки та створення нормальних умов експлуатації введені "Правила охорони магістральних трубопроводів". Згідно з цими Правилами встановлюється так звана охоронна зона у вигляді смуги землі, обмеженої лініями, що проходять в 25 м від осі нафтопроводу з кожного боку. Вона призначена для проїзду і обходу обслуговуючого персоналу по трасі трубопроводу, а також для проведення робіт, пов'язаних з підтриманням магістрального трубопроводу в справному стані.

Використовуючи вище наведений метод ПЕМПЗ, провели дослідження даних ділянок. Отримані результати наведені на рисунку 5.7.



Повний вектор T

Рисунок 5.7 – Результати інтенсивності напружень ПЕМПЗ газопроводу
Союз та УПУ

Для розширення сфери застосування методу ШЕМПЗ з метою експер-аналіза стану газопроводів у зв'язку з дією на них додаткових сил нами проведені експериментальні дослідження щодо вимірів інтенсивності поля на ділянці, де розташовані нитки газопроводів «УПУ» та «Союз». Ділянка зйомки знаходилась у рівнинній частині Передкарпаття на правому березі річки Бистриця-Надвірнянська поряд з автомагістраллю Івано-Франківськ-Яремча біля села Бистриця (рис 5.8). Ділянка зйомки включала перехід газопроводів із надземного простягання в підземне (рис. 5.9 – 5.10).

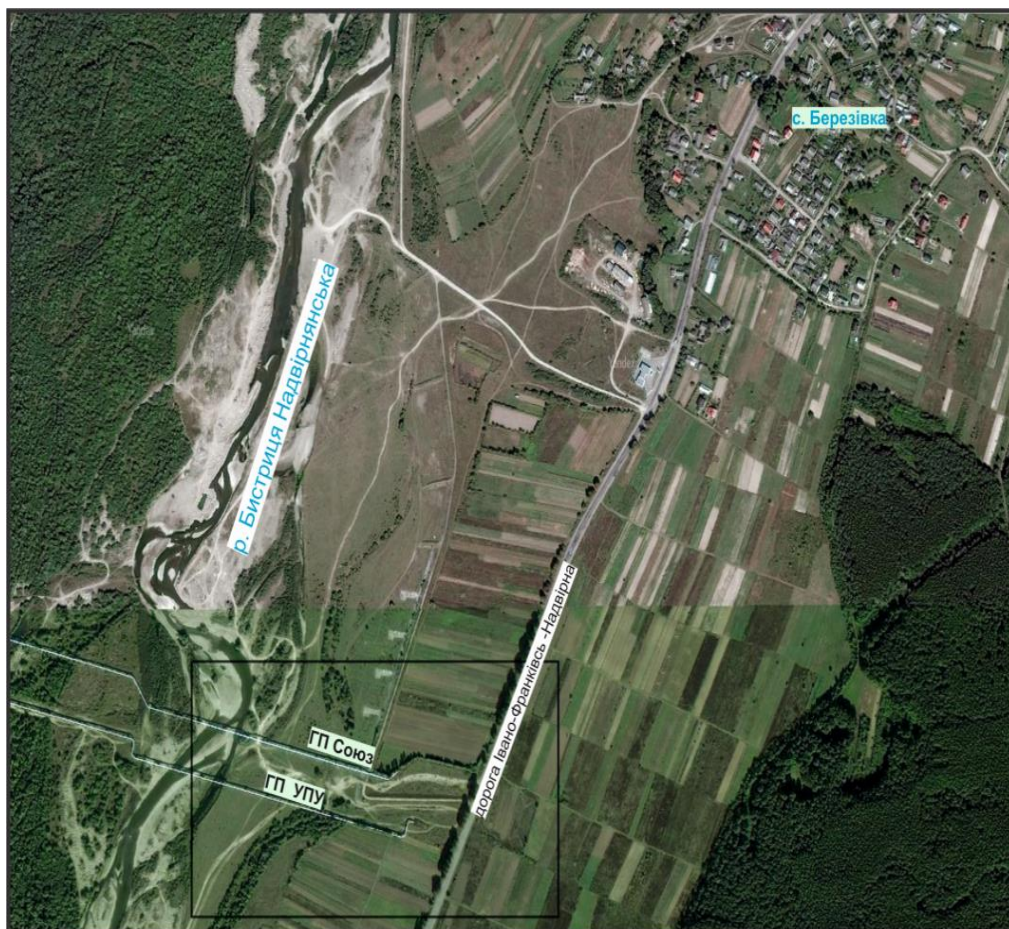


Рисунок 5.8 – Трубопроводи, що проходять в одному технологічному коридорі. (газопровід УПУ та Союз)



Рисунок 5.9 – Ділянка газопроводу із переходу підземного прокладання у надземне. (газопровід Уренгой – Помари – Ужгород)



Рисунок 5.10 – Ділянка газопроводу із переходу підземного прокладання у надземне. (газопровід Союз)

Задача геофізичних робіт формулювалась наступним чином – визначити особливості розподілу ПЕМПЗ вздовж магістрального газопроводу та в прилеглих зонах в умовах:

- надземної лінійної (прямої) нитки;
- підземної лінійної (прямої) нитки;
- зміни напрямку повороту надземної частини «труби»;
- жорсткого закріплення надземної частини «труби» на опорах;
- переході від надземної частини «труби» до підземної.

Сітка спостережень нерегулярна та сформована за рахунок окремих профілів північно-південного простягання (навхрест основного напрямку газопроводів) із відстанню між профілями 6-15 м та між точками по профілю 3-8 м. Сітка буде показана на результативних картах. Нерегулярність відстаней диктувалась ландшафтом місцевості та можливістю пересування оператора зйомки. Ділянка зйомки для газопроводу УПУ мала приблизні розміри 50x90 м (98 точок вимірювань), а для ГП «Союз» - 35x70 м (64 точки вимірювань). Під час зйомки використовувалась апаратура РХІНДС, що забезпечило реєстрацію інтенсивності поля за трьома антенами – X, Y, Z.

Слід зазначити, що спостережне поле істотно змінюється в часі за рахунок зміни сонячної активності та погодних умов. Наприклад, якщо Сонце заходить за хмару, то інтенсивність імпульсного електромагнітного поля зменшується. Тому обов'язковим елементом техніки спостережень є робота як мінімум із двома приладами. Один прилад використовується в тривіальному режимі геофізичного профілювання, а другий встановлюється у фоновому полі. Прилади працюють синхронно при однакових напрямках антен. Початкова обробка даних полягає у корегуванні даних польових спостережень шляхом вилучення часових варіацій.

Інтенсивність зареєстрованого поля коливалась у межах 500 -22 350 імп/с, а нормованих значень - від 2 до 65 імп/с. Нормування дає можливість універсалізації даних з подальшою можливістю їх порівняння для зйомок, виконаних на різних ділянках у різний час.

У якості результативних представлені наступні матеріали:

- графіки по всіх антенах та для вектора T вздовж ниток газопроводів;
- карти інтенсивності електромагнітного поля по всіх антенах та для вектора T для ділянок УПУ та «Союз».

Візуальний аналіз графіків і карт ПЕМПЗ в цілому дозволяє стверджувати їх значну диференціацію, притаманну конфігурації, конструктивним елементам та умовам прокладання ниток газопроводів.

Розглянемо більш детально результативні матеріали в порядку їх графічного представлення.

Графіки побудовані у відповідності до карт інтенсивності поля за фактичними та інтерпольованими значеннями (рис. 5.11 – 5.16).

Особливістю побудови рисунка є узгодження графіків ПЕМПЗ з усіма наявними конструктивними елементами газопроводу в межах території зйомки та з відповідним розподілом аномальних або фонових ділянок поля, які для зручності аналізу перенумеровані римськими цифрами. Нумерація опор та поворотів газопроводу подана з права наліво – за напрямком руху газу. Підкреслимо, що напрям електромагнітного випромінювання є перпендикулярним напрямку антен. Антена Z є вертикальною і сприймає безпосередньо сигнал з будь-якого напрямку в горизонтальній площині.

На графіку інтенсивності поля спостерігаються три значні аномалії. Аномалія III узгоджується з місцем розташування опори I на надземній частині газопроводу. Далі в місці заглиблення газопроводу в ґрунт спостерігається аномалія V. Аномалія VII захоплює підземну ділянку газопроводу та може бути пов'язаний із впливом автомагістралі, що проходить у двадцяти метрах на схід. Опори 2 та повороту 2 притаманне незначне підвищення інтенсивності поля. Щодо повороту 1, не можна пояснити чи це підвищення поля IV, чи спадаюче значення аномалії III.

Графік інтенсивності поля є досить інформативним і налічує шість аномалій. На надземній частині аномалія I узгоджується з опорою 2, аномалія III – з опорою 1. Аномалія II відповідає повороту 2, а аномалія IV – повороту 1.

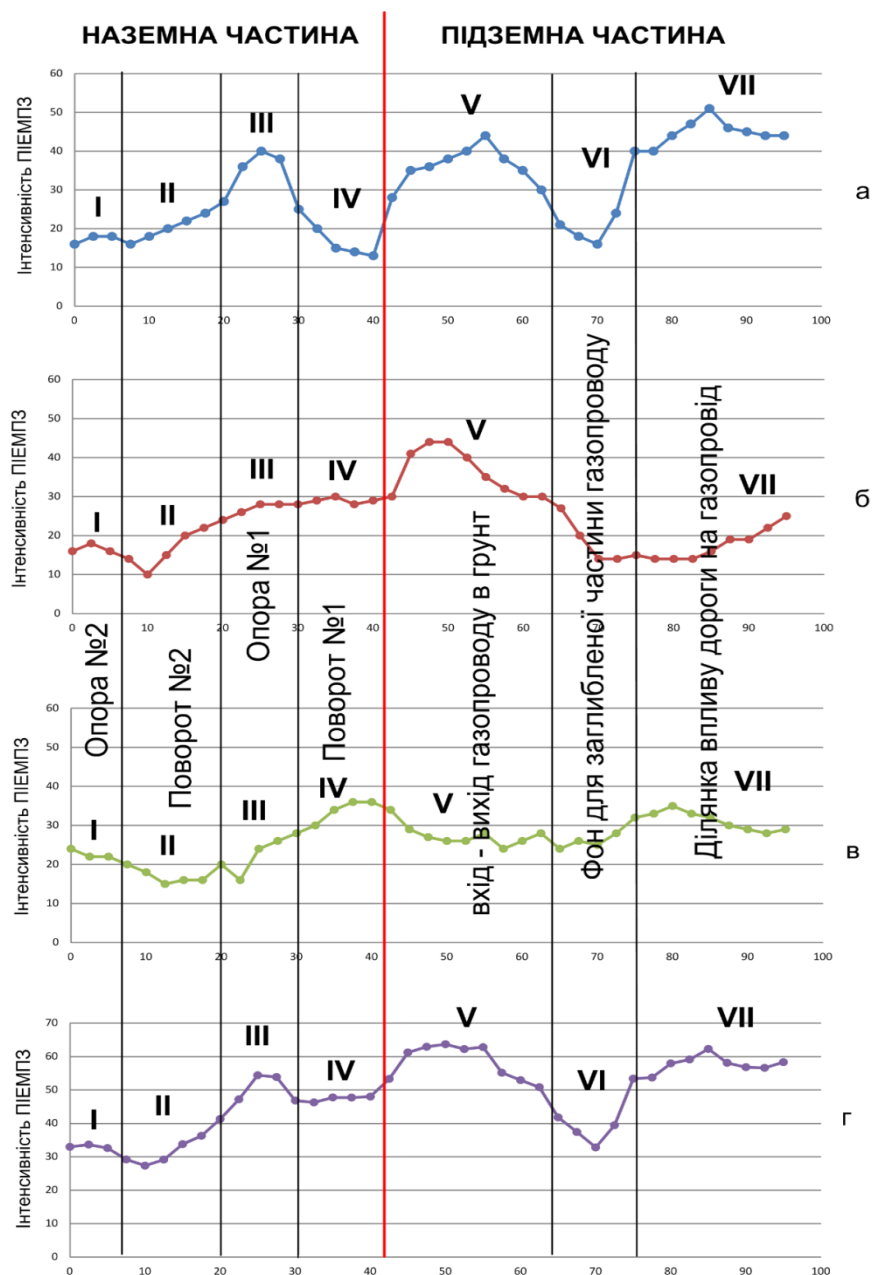
Виразна аномалія V однозначно захоплює зону входу – виходу газопроводу в землю. Далі вздовж підземної нитки газопроводу виокремлюється незначна аномалія VII, яка пояснюється наближенням до автомагістралі.

Особливістю розподілу інтенсивності поля для антени Z є той факт, що антена приймає сумарний сигнал, який приходить по горизонталі з будь-якого напрямку. Проте антена Z не сприймає безпосередньо випромінювання, яке розповсюджується по вертикалі, тобто з-під землі. Тому в сигналі антени Z здебільшого спостерігаються значні аномалії або підвищення значення поля, які корелюють із аномаліями за антенами X та Y. І насправді дві виразні аномалії за антеною Z (IV та VII) узгоджуються відповідно з аномаліями для X та Y, іншим X, Y - аномаліям відповідають підвищенням поля (за винятком повороту 2).

Графік повного вектора інтенсивності поля згідно з наведеною вище формулою для його розрахунку містити аномалії, які відображені для всіх антен. При цьому найбільших значень у полі T досягають ті аномалії, що були зафіксовані по кожній антені при їх кореляції. Аналіз графіка дозволяє стверджувати, що кожний конструктивний елемент (опора, поворот) газопроводу та кожна особлива ділянка (вхід-вихід в ґрунт) без винятку знайшли відображення в полі ПЕМПЗ.

На графіку фоновим значенням для надземної частини є значення T на пікеті 10, а для підземної частини – значення T на пікеті 70. Тому не тільки виразні куполоподібні підвищення поля III, V, VII є аномаліями, але й ділянки графіків I, II, IV, тобто для кожного елемента характерна відповідна йому інтенсивність аномалій імпульсного електромагнітного поля. Площинний розподіл інтенсивності електромагнітного поля по всіх антенах, а також по вектору T. Аналіз цих рисунків з урахуванням графіків уздовж ниток газопроводів (рис. 5.12) дозволяє зробити загальні висновки щодо пояснення диференціації поля, ускладненого наявністю надземних та підземних частин газопроводі та їх конструктивних елементів. Надалі сформуємо їх для карт розподілу по складових поля.

Газопровід УПУ спостерігаються дві виразних аномалії. Перша охоплює північно-західну частину ділянки і захоплює зони до 20 м завдовжки вздовж газопроводу від точки заглиблення в ґрунт. Друга аномалія знаходиться на сході ділянки і простягається вздовж автомагістралі паралельно їй на відстані 15-20 м. Контури зазначених аномалій неправильної конфігурації, як не знаходять пояснень, виходячи з наявної інформації. Ще одна, незначна за інтенсивністю аномалія, узгоджується з опорою №1 надземної гілки.



а - антена Іх; б - антена Іу; в - антена Іz; г - повний вектор Т.

Рисунок 5.11 - Графіки інтенсивності поля вздовж нитки газопроводу

УПУ

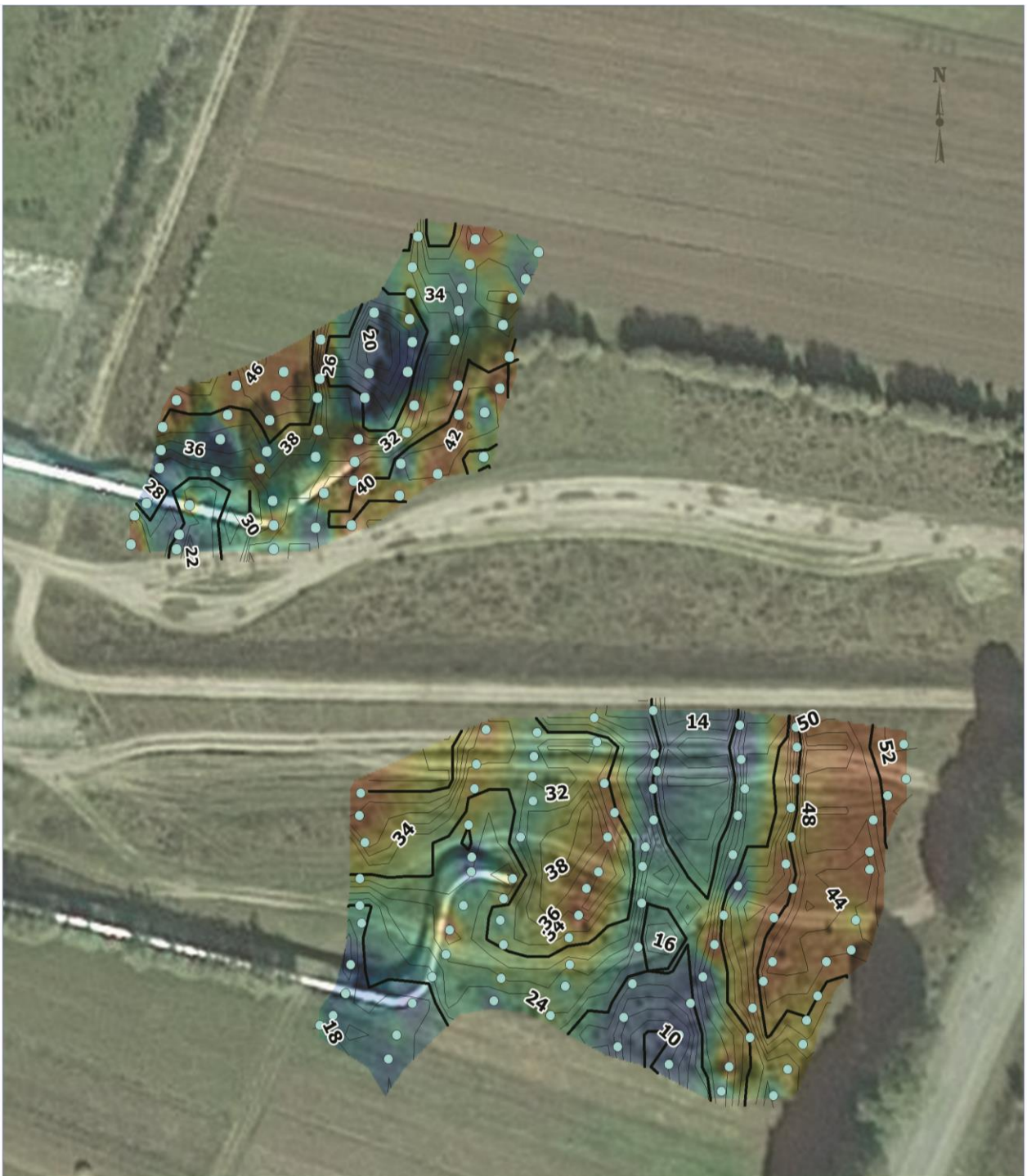


Рисунок 5.12 – Інтенсивність випромінювання електромагнітного поля Землі, масштаб 1:1000, напрям антени X

Антенa Y (рис.5.13). Спостерігається одна значна за розмірами аномалія, яка тяжіє до зони, що прилягає до траси газопроводу на повному її протязі.



Рисунок 5.13 – Інтенсивність випромінювання електромагнітного поля Землі, масштаб 1:1000, напрям антени Y

Західна частина аномалії, що захоплює біля 40м нитки надземної частини газопроводу та 25 м. підземної, є більш значною за значеннями

інтенсивності. На аномалію накладаються локальні максимуми, які співпадають з опорами, зоною повороту №1 та ділянкою заглиблення в ґрунт на протязі біля 15 м від точки заглиблення. Східна частина згаданої аномалії має в цілому меншу інтенсивність, невизначені контури і ускладнення одним локальним максимумом біля східного краю ділянки. Припустимо узгоджується з автомагістраллю. Загальна ширина аномалії, що протягується із заходу на схід, від 25 до 40 м.

Антенна Z (рис. 5.14). Аномалія має вигляд яскраво вираженої полоси шириною 15-25 м. При цьому аномальна полоса в цілому вистежується із заходу на схід таким чином, що газопровід приблизно є розташованим посеред аномалії. Довжина аномалії біля 90 м, з них біля 30 м – для надземної частини і біля 60 м – для підземної. Локальні підвищення інтенсивності виразно окреслені та притаманні місцям розташування опор № 1 і 2, повороту №2, заглибленню надземної частини в ґрунт та придорожній зоні. Вектор T (рис. 5.15). На карті вектора T спостерігаються дві виразні значні за розмірами площинні аномалії – західна та східна. Аномалії розділені мінімумом інтенсивності, проте цей мінімум має більші значення інтенсивності, ніж фон північніше або південніше. Західна аномалія є складною і сформована, вірогідно, аномаліями від опор №1, перегину №1, переходу від наземної до підземної ниток. Східна аномалія – це аномалія автомагістралі. Газопровід «Союз» серед мозаїки неоднозначних аномалій можна знайти локальні максимуми, які відповідають повороту, суміщеному з опорою, та переходу до підземної частини.

Одна значна за розмірами площинна аномалія еліпсоїдальної форми тяжіє до нитки газопроводу. Проте немає можливості виокремити її елементи, як то зроблено для антени X. Довжина аномалії біля 60 м, ширина від 15 до 20 м, але південна границя не визначена. Порівняно з картами для антен X та Y аномалія більш виразно окреслена та прослідковується вздовж газопроводу майже по всій його довжині приблизно на 60 м при ширині 15-25 м. Окремі

локальні підвищення інтенсивності поля спостерігаються на повороті (опорі) та початку заглиблення в ґрунт.



Рисунок 5.14 – Інтенсивність випромінювання електромагнітного поля Землі, масштаб 1:1000, напрям антени Z

В основному повторюється карта для антени Z, проте аномалія стає менш виразною, окремі елементи не виділені – очевидно, за рахунок згладжуючого впливу антен X та Y.

У цілому по результатах аналізу карт для площинного розподілу інтенсивності ПЕМПЗ можна зауважити таке. Аномалії поля мають загальний вигляд полоси, яка простягається від надземної частини до підземної. Для антен X та Y локальні аномальні форми можуть суттєво відрізнитись, що пов'язане з різною направленістю хвилі реєструючого поля при зміні напрямків ниток газопроводів. Найбільш виразною є площинна загальна аномалія для антени Z, на фоні якої локальні аномальні елементи більш високого порядку узгоджуються з конструктивними особливостями споруд газопроводу, а саме, з опорами надземної частини, поворотами при зміні азимуту ниток газопроводу, з переходом від надземної до підземної частини, з ділянками наближення до автомагістралі.

Неоднозначна відповідність аномалій електромагнітного поля однаковим за конструкцією, але розташованих на різних ділянках елементам (опора для газопроводу УПУ) дозволяє стверджувати про різну ступінь силового тиску на газопровід у місцях утримуючих конструкцій. Те саме стосується ділянок повороту – на одній з них для газопроводу УПУ відмічається значна аномалія, а для іншої – такої аномалії немає.

Диференціація інтенсивності поля за антенами X, Y, Z є допоміжною і дозволяє деталізувати інформацію та уточнити джерела аномалій поля.

Наступною задачею, яка потребує розв'язку, є аналіз виміряного імпульсного поля на ділянках досліджень з метою відповіді на питання: яким чином свідчать отримані результати про наявність надлишкового механічного навантаження. Для цього розглянемо кількісні показники поля.



Рисунок 5.15 – Інтенсивність випромінювання електромагнітного поля Землі, масштаб 1:1000, повний вектор напруження T

Карти нормованих значень поля (рис. 5.11-5.15) свідчать, що інтенсивність поля змінюється в межах 1-52 імп/с. Логічним подальшим кроком є введення градації аномалій, яка запропонована в табл. 5.1.

Таблиця 5.1- градація ПЕМПЗ за кількісними ознаками для складових I_x, I_y, I_z .

№ рівня градація	Рівень градації	Межі інтенсивності імп/с	зміни поля	Скорочене позначення
1	фоновий	<10		ф
2	слабкий аномальний	10-20		сл
3	середній аномальний	21-30		ср
4	підвищений	31-40		пд
5	аномальний високий	>40		в

Наведена градація дозволяє запропонувати класифікаційну таблицю фоновому модельному полю для всієї території, де виконувалась геофізична зйомка. Під фоновим модельним полем ми будемо розуміти мінімальний стабільний рівень інтенсивності поля, притаманний ділянці без газопроводу та надземній і підземній ділянкам газопроводів не ускладнених додатковими конструктивними елементами. Зазначена класифікація розглядається в табл. 2. Зрозуміло, що вона має бути розведена по векторах X, Y, Z і T, тому що згідно з формулою для розрахунку T значення останнього при припустимій умові $I_x \approx I_y \approx I_z$ повинно в 1,7 рази перебільшувати значення кожної складової. Будемо вважати, що для вектора T таблиця 1 корегується наступним чином: ф - <20, сл - 20 - 30, ср - 31 - 40, пд - 41 - 50, в - >50. Такі оцінки на даній стадії досліджень мають наближений характер. Зміст таблиці 5.2 свідчить про наявність полосової аномалії, притаманної території гілки навколо газопроводу для будь-якої його ділянки.

Таблиця 5.2 – Класифікація фонового модельного поля ПЕМПЗ

ділянки	Характеристика ділянки	Величина та характеристика фонового модельного поля по антенам X, Y, Z та вектору T			
		X, Y, Z		T	
		Інтенсивність, імп/с	Градація	Інтенсивність, імп/с	Градація
1.	Ділянка за межами впливу газопроводу	<10	ф	<20	ф
2.	Надземна ділянка ГП, вільна від аномалієутворюючих елементів	<15	сл	<30	сл
3.	Підземна ділянка ГП, вільна від аномалієутворюючих елементів	<15	сл	<230	сл

Перевищення інтенсивності поля фонових модельних значень розглядається як аномалія, пов'язана з наявністю додаткового силового навантаження і відповідно напруженого стану газопроводу. Результати аналізу, спрямованого на виділення аномалій для території зйомки ГП УПУ, наведені в таблиці 5.3. З розгляду таблиці зрозуміло, що додаткове наднормоване силове навантаження спостерігається для всіх конструктивних елементів, а також для зони входу-виходу газопроводу в ґрунт. Зазначені елементи потребують додаткових діагностичних досліджень, а також режимних спостережень у часі. Зона входу-виходу газопроводу в ґрунт завжди перебуває в полі додаткових навантажень.

Для території зйомки ГП «Союз» аналіз поля свідчить про наявність середньої за інтенсивністю аномалії поля для нитки газопроводу над опорою, яка суміщена з поворотом, а також підвищеної аномалії для входу-виходу газопроводу в ґрунт.

Таблиця 5.3 – Характеристика аномалій ПЕМПЗ для ділянки ГП УПУ

п/п	б'єкт	Поле по антенах								Усе реднений аномальний рівень
		I _x		I _y		I _z		T		
		начення	радація	начення	радація	начення	радація	начення	радація	
1	пора №1	0	д	0	р	6	р	5		Ано малія підвищена
2	пора №2	8	л	0	л	4	р	3	р	Нор ма середня
3	оворот №1	0	л	0	р	6	д	8	д	Ано малія підвищена
4	оворот №2	8	л	0	л	6	л	4	р	Нор ма слабка
5	хід-вихід ГП в грунт	1		5	р	5	д	2		Ано малія підвищена

Фрагментарні дослідження щодо методу ПЕМПЗ, представлені в даній статті, не є звичайно такими, що дають відповіді на всі питання, пов'язані з діагностикою газопроводів. Проте слід вважати доведеним, що такі дослідження є ефективними, а отже – необхідними. При цьому очевидно є доцільність продовження досліджень на інших ділянках газопроводів із метою удосконалення класифікації фонового модельного поля та аномалій його інтенсивності, а також однозначного узгодження таких аномалій із конструктивними елементами газопроводів для подальшого розпізнавання об'єктів над нормованого навантаження. Тобто в перспективі метод ПЕМПЗ потребує подальшого доопрацювання з тим, щоб стати одною з ланок діагностики експлуатації газопроводів.

Висновки до розділу 5

Показано, що траси діючих газопроводів на окремих ділянках знаходяться під впливом непередбаченого додаткового силового навантаження, що є можливою причиною виникнення аварійних ситуацій.

Аналіз існуючого комплексу діагностики газопроводів і прилеглих ділянок приводить до висновку про необхідність на першочергових етапах обстеження залучення наземного мобільного та економічно незатратного експерс-метода. Метод природного імпульсного електромагнітного поля Землі, дозволив за параметром інтенсивності поля виявити та діагностувати наявність додаткового силового впливу на окремих ділянках та спорудах газопроводів.

Дослідження, що проведені на ділянках переходу від надземної частини до підземної для газопроводів УПУ та «Союз» у Передкарпатті, продемонстрували наявність аномалій інтенсивності ПЕМПЗ, які узгоджувались з окремими конструктивними елементами: опори місця повороту ниток, зони заглиблення, а також місцями переходу від наземної частини до підземної.

Класифікація визначених аномалій за величиною та формою свідчить про наявність фонованого модельного поля з відповідними характеристиками, а також про наявність аномальних перевищуючих фонових значень інтенсивності на окремих опорах та перегінах. Наведені результати досліджень дозволяють стверджувати, що метод ПЕМПЗ є ефективним і відповідно перспективним на першочерговому етапі досліджень. Подальше застосування його на ділянках газопроводів дозволить перейти від окремих класифікаційних схем до узагальненої науково обґрунтованої методичної основи нового діагностичного методу контролю надійності експлуатації газопроводів.

Використанням методу ПЕМПЗ встановлено, що будь-яке втручання в рівновагу гірського масиву провокує утворення вогнищ механічних напружень, тобто є концентратором напружень і джерелом зародження майбутніх зсувів при відповідних умовах. До таких концентраторів напружень належать траси

магістральних газопроводів, прокладених в горах. Оперативний контроль за напружено-деформованим станом масивів гірських порід по трасах трубопроводів, повторні спостереження на особливо небезпечних ділянках дозволяють відслідкувати динаміку поля напружень і спрогнозувати розвиток геологічних процесів, а також побудувати схему навантаження об'єкта.

Встановлено, що дослідження ПЕМПЗ є надійним методом оцінки навантаженості на елементи трубопроводів прокладених в складних гірничо – геологічних умовах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ П'ЯТОГО РОЗДІЛУ

1. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу.// Матеріали міжнародної наук.-техн. конф. "Нафтогазова енергетика-2017". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 353 – 354.

2. Крижанівський Є.І., Кузьменко Е.Д., Тараєвський О.С., Багрій С.М. Диференціація аномалій природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно-наземних переходів. // Матеріали міжнародної наук.-практична. конф. "ЕКОГЕОФОРУМ- 2017. Актуальні проблеми та інновації". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 287 – 288.

3. Taraevskyy O. Research on exploitation of gas pipelines at areas crossing the natural and artificial obstacles by the method of natural pulse of electromagnetic field of the Earth (NPEMFЕ// Metallurgical and mining industry. – 2016. –№12. – P.36-38.

4. Taraevskyy O. Reliability process of long-term operated gas pipelines in difficult mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№8. – P.22-26.

5. Tarayevskyy O. Aspects of research of indicators of emergency risk of long-term operating pipelines // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№5. – P.22-25.
6. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№8. – P.516-520.
7. Tarayevs'kyu O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№4. – P. 91-93.
8. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2015. – №2. – P. 62-66.
9. Воробьев А. А. К вопросу инициирования землетрясений. В кн.: Электрическая аппаратура и электрическая изоляция. - М.: Энергия, 1970. - С. 494-500.
10. Воробьев А.А. О возможности электрических разрядов в недрах Земли//Геология и геофизика.- 1970. - № 12. - С. 3-13.
11. Воробьев А.А. Равновесие и преобразование видов энергии в недрах.— Томск: Изд-во ТГУ, 1980. – 211с.
12. Воробьев А. А. Тектоноэлектрические явления и возникновение естественного импульсного электромагнитного поля Земли. - ЕИМПЗ. Ч. II. ДСП в ВИНТИ №4297, 1979.- 149с.
13. Воробьев А.А., Евсеев В.Д., Запринский Д.А. Биосаваровское приближение при расчетах магнитных полей поляризованных эллипсоидов // Изв. ВУЗов. Физика.- 1974. -№ 5. - С. 72-77.
14. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов // Нафтогазова галузь України. – 2014. –№6. – С. 27-30.

15. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 43-46.
16. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties // Metallurgical and mining industry. – 2013. – №3. – P. 68-73.
17. Горский В.Г., Швецова-Шиловская Т.Н., Кирсанов В.В., Терещенко Г.Ф. Анализ аварийного риска и обеспечение безопасности химически опасных объектов // Химическая промышленность. - 2002. - № 4. - С. 1-14.
18. Гошовський С.В., Рудько Г.І., Преснер Б.М. Екологічна безпека техноприродних геосистем у зв'язку з катастрофічним розвитком геологічних проектів. - К.: ЗАТ "Нічлава", 2002. - 624 с.
19. Дахнов В.Н. Промысловая геофизика. - М.: Гостехиздат, 1959. - 692 с.
20. Деньга В.С. Международный опыт использования методологии анализа риска в ядерной энергетике, химической промышленности и космической деятельности // Управление риском.- 1999. - №2.-С. 51-58.
21. Емельянова Е.П. Основные закономерности опозневых процессов. - М.:Недра, 1972.-307с.
22. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов.– М.:Недра.–1978.–254с.
23. Карпатські зсуви: деякі морфологічні характеристики та зв'язки їх з літологією / Кузьменко Е.Д., Блінов П. В., Климчук Л.М. та ін. // Геоінформатика. – 2004. - № 1. - С. 74-83.
24. Качинський А.Б. Розвиток проблеми ризику в Україні: теорія і практика // Стратегічна Панорама. - 2002. - № 4. - С. 18-25.
25. Киттель И. Введение в физику твердого тела. - М.: Госгортехиздат, 1957. -523с

26. Крижанівський Є.І., Гончарук М.І., Рудко В.П. Деформація металу газопроводу при тривалому статичному навантаженні//Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.–2003.–№1(5).–С.31-34
27. Кузнецов И.В., Саломатин В.Н., Матвеев В.Д. Закономерности деформирования пород при сдвиговой ползучести// Инженерная геология. - 1986. - № 1. - С. 59-64.
28. Рудько Г. И. Геодинамика и прогноз опасных геологических процессов Карпатского региона: Автореф. дисс. доктора геол.-минерал. наук: 04.00.07 / Ин-т геол. наук НАН Украины. -К., 1991 . - 65 с.
29. Рудько Г. И., Саломатин В.Н, Роль сейсмического фактора в развитии оползневого процесса на примере Украинских Карпат. - М.: Геоэкология. - № 5. - С. 89-99.
30. Рудько Г.І. Наукові і методичні основи розробки методологічної бази оцінки ризику виникнення природних та техногенних катастроф (на прикладі західного Регіону України) //Основні напрями забезпечення безпеки населення та стійкості функціонування господарства України при загрозі виникнення природних та техногенних катастроф: Матеріали наук. техн. конф., м. Київ, 10-12 грудня 1996 р. -Ч. 1.-К.,1997.-С. 45-47.
31. Саломатин В.Н. Закономерности геологических процессов и явлений, их связь с импульсной электромагнитной эмиссией. Докторская диссертация. Симферополь, 1987. - 412с.
32. Саломатин В.Н., Бессмертный А.Ф. Способы оценки и прогнозирования устойчивости крупных геологических структур и аппаратура для его регистрации. Патент №95073181 от 30.03. 1998 г.
33. Саломатин В.Н., Воробьев А.А., Защинский Л.А. и др. Способы изучения оползней. А.с.СССР № 857699, 1981.
34. Семенов А.С. Электроразведка методом естественного поля. - Л.: Недра,1974.-391 с.

35. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №3(40). – С.27-32.
36. Тараєвський О.С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. . – 2011. – №3(36). – С. 43 – 47.
37. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно - втомні властивості.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2010. – Спец випуск №8.– С.655 – 660.
38. Тараєвський О.С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі // Нафтогазова енергетика. –2008 –№3(8). – С.26-29.
39. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском.// Науковий вісник Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №1(17). – С.76-79.
40. СНиП 1.02.07-87. Инженерные изыскания для строительства. Справочное приложение. Госстрой СССР. 06.08.1987.
41. СНиП 2.05.06-85.Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила.–М.:ЦИТП Госстроя СССР, 1988.– 52с.
42. Стеклов О.И. Прочность сварных конструкций в агрессивных средах.- М.: Машиностроение.-1976.- 200с.
43. Тархов Г.А. Основы геофизической разведки методом радиокип. - М.: Госгеолыздат 1961. - 215 с.
44. Тер-Степанян Г.И. Новые методы изучения оползней. Ереван: Из-во АНАрм.ССР, 1978. - 152с.
45. Тараевский О.С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промышленных трубопроводов.//

Материалы X международной учебно-научно-практической конференции, “Трубопроводный транспорт– 2015.” –Уфа.Изд-во УГНТУ. – 2015. – С.200–202.

46. ASME B31G. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. American Society of Mechanical Engineers Code for Pressure Piping, 1993.

47. British Gas engineering standard BGC/PS/P11. Procedures for inspection and repair of damages steel pipelines (Designed to operate at pressure above 7 bar), December,1983.

48. Brock D. The practical use of fracture mechanics.– Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1989.–522p.

49. Cosham A., Hopkins P. The Pipeline Defect Assessment Manual. Proceedings of IPC 2002. International Pipeline Conference, 29 September- 3 October, 2002. Calgary, Alberta, Canada.

50. Council Directive 96/82/EC on the control of major-accident hazards involving dangerous substances // Official Journal of the European Communities. - 14.01.1997 - No L 10, p. 13-33.

51. Dagdale D.S.Yielding of steel sechts containing shits.–J.Mech. and Phys.Solids.–1960.–№2, V.8.–P.100–104.

52. Dowling A.R., Towley C.H.A. The effect of defect on structural failures: a two-criterial approach//Int.J. Pres. Ves. And Piping.-1975.-Vol.3 №2.-P.77-107.

РОЗДІЛ 6

ТЕОРЕТИЧНІ ТА ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРУБОПРОВОДІВ, ЩО ПРОХОДЯТЬ У СПІЛЬНИХ ТЕХНІЧНИХ КОРИДОРАХ

Якісний та кількісний аналіз небезпечних факторів, що створюють ризики при експлуатації газотранспортних систем є невід'ємним і найважливішим етапом у забезпеченні їх надійності та ефективності. Очевидно, що виникнення тієї чи іншої позаштатної ситуації є явищем випадковим.

Власне аналіз аварійного ризику починається з експертної оцінки умов і механізмів виникнення аварій на конкретних складових газотранспортного підприємства, а також формування загального уявлення про пріоритетність тих чи інших заходів щодо підвищення надійності. При цьому в розпорядженні експерта повинні перебувати, щонайменше, інформаційні матеріали щодо аварій, що мали місце як на самому об'єкті, так і на аналогічних об'єктах, експлуатованих в складних гірничо геологічних умовах. Важливою також є інформація про всіх умовах експлуатації аналізованого об'єкта.

6.1 Дослідження взаємного впливу аварійного руйнування трубопроводів

У процесі експлуатації магістральних газопроводів їх технічний стан і робочі параметри відхиляються від проектного рівня, що впливає на абсолютні і питомі енерговитрати на транспорт газу. Експлуатаційні фактори, що визначають обсяг необхідних ПЕР, можна розбити на три групи:

- ✓ відхилення конфігурації і гідравлічного опору лінійних ділянок від проектного стану;
- ✓ відхилення газодинамічних характеристик КС від проектних у наслідок зниження технічного стану ГПА й іншого устаткування;

✓ непроектне завантаження газопроводів по продуктивності в основному через обмежувачий вплив «вузьких місць» чи в результаті нерозрахованого надходження газу з джерел газопостачання.

Очевидно, що перераховані фактори пов'язані з нерозрахованими режимами транспорту газу. Фактично тут порушується проблема зниження енерговитрат на нерозрахованих режимах роботи газопроводів.



Рисунок 6.1. – Руйнування трубопроводів у спільному технічному коридорі

Слід зазначити, що здебільшого існують наступні незалежні умови для руйнування газопроводу - досягнення наскрізним дефектом в тілі труби критичного розміру або наскрізне механічне пошкодження елементів лінійної

частини магістралі. Разом з тим, є кілька десятків першопричин та початкових умов аварії, головним чином природного характеру. Це пояснюється прямим, суцільним і дуже тісним контактом МГ з природним середовищем. Розміщення трубопроводів в природні комплекси найчастіше відбувається без достатніх інженерно-екологічних споруд, при жорстких фінансових обмеженнях на природоохоронні та превентивні заходи.

У результаті в подібних геотехногенних системах активізуються взаємно руйнівні процеси, має місце безпосередній вплив антропогенної складової. Положення ускладнюється тим, що в останні роки в Україні спостерігається активізація небезпечних природних явищ та процесів (зсуви, зрушення, просадки ґрунтів, повені тощо), багато з яких обумовлені непродуманим характером природокористування (наприклад, неконтрольовані вирубки охоронних лісів у Карпатах). Ці явища і процеси прямо або побічно пов'язані з порушенням проектного положення трубопроводів і появою в тілі труби напружень, які призводять до порушення їх герметичності.

Таким чином, магістральні газопроводи характеризуються більш високою вразливістю від агресивних впливів природного середовища в порівнянні з іншими технологічними об'єктами.

Серед інших факторів, які впливають на аварійність газопроводів слід зазначити:

- старіння основних виробничих фондів, вичерпання нормативних та гарантійних термінів експлуатації значної їх частини. Сьогодні вік 58% українських газопроводів складає від 15 до 50 років, а близько 5,5 тис. км газопроводів (з 37,1 тис. км загальної протяжності) повністю відпрацювали амортизаційні терміни [1-22]. Значна частина газопроводів має зношене ізоляційне покриття у поєднанні з відсутністю можливостей для внутрішньої трубної дефектоскопії;

- вільний доступ сторонніх осіб в охоронні зони магістральних газопроводів. Несанкціоновані земляні та вибухові роботи, халатність і вандалізм стали в пострадянський період одними з головних причин

механічних пошкоджень трубопроводів. Показовою в цьому відношенні стала аварія на газопроводі Боярка-Іванків, що відбулася 8 лютого 2015. При будівництві кабельної лінії зв'язку Укртелекому проектувальники змінили раніше узгоджене Боярським ЛВУМГ місце перетину нею газопроводу. При ритті траншеї під кабель в непозначеному місці ікло ковша екскаватора наткнувся на газопровід і застряг в ньому. Не усвідомлюючи небезпеку, виконроб розпорядився висмикнути ікло з труби. В результаті стався вибух з подальшим загорянням газу. Загинули 3 людини, травми отримали 4 особи;

- складність умов будівництва та обслуговування магістральних газопроводів, особливо у важкодоступних районах, що обумовлюють високу ймовірність дефекту при проведенні БМР, профілактичних робіт та ремонтів;

- неоднорідність природних і соціально-економічних умов по трасі магістральних газопроводів (МГ), а також різне конструктивне і матеріальне оформлення окремих ділянок МГ. Зміна домінуючих факторів впливу по трасі впливає як на інтенсивність аварій, так і на сценарії їх виникнення.

У процесі тривалої експлуатації газопроводів через дію внутрішньої і зовнішньої корозії труб, зношення деяких частин лінійних кранів, засувки і вентилів, витікання газу через мікротвори збільшується. Але з практики експлуатації газопроводів видно, що найбільша кількість виявлених і ліквідованих середніх і великих свищів приходить на перші роки експлуатації. Після їх ліквідації кількість втрат газу скорочується.

Відповідно до методики випробування газопроводів на щільність витікання газу з трубопроводів прямо пропорційне площі поверхні газопроводів, тиску газу й обернено пропорційне температурі газу.

$$Q_{BT} = 1113,5 \cdot \frac{D_{сер} \cdot L \cdot P_{сер}}{T_{сер} \cdot Z_{сер}} \tau_{доб} \quad (6.1)$$

де $D_{сер}$ – середній діаметр труб, м;

L – довжина газопроводу, км;

$P_{сер}, T_{сер}$ – середні тиск і температура газу за звітний період, МПа і °К;

$Z_{сер}$ – середній коефіцієнт стисливості ;

$\tau_{доб}$ – звітний період роботи газопроводу, діб.

Згідно з формулою (6.1) збільшення середньої температури газу призводить до зменшення витікання газу, а зменшення температури в зимовий період – до збільшення втрат газу.

Виробничий процес на об'єктах потребує проведення спеціальних природоохоронних заходів, оскільки під час експлуатації утворюються відходи, які забруднюють навколишнє середовище. В атмосферу викидається велика кількість забруднювачів.

Таблиця 6.1 - Характеристика викидів в атмосферу

Назва стаціонарних джерел викидів шкідливих речовин	Назва викидів шкідливих речовин	Гдк мг/м ³	Характеристика джерел викиду		Об'єм газоповітряної суміші на виході із джерела, м ³ с	Потужність викиду забруднюючих речовин, т/рік
			Висота, м	Діаметр, м		
ГПА-10	NO	0,4	10	2,5	45,76	0,003
	NO ₂	0,085				
	CO ₂	5				
Пилоуловлювач	Природний газ	50	10	0,05	0,78	0,002
Абсорбер	ДЕГ	1,5	5	0,05	0,78	0,063

Величина максимальної приземної концентрації шкідливих речовин C_m для викиду нагрітої газоповітряної суміші із одиночного (точкового) джерела з круглим устям за несприятливих метеорологічних умовах на віддалі x_m , від джерела, знаходиться за формулою

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (6.2)$$

де A – коефіцієнт, що залежить від температурної стратифікації атмосфери і який визначає умови вертикального та горизонтального розсіювання шкідливих речовин в атмосферному повітрі, $\frac{c^{2/3} \cdot m \cdot (^{\circ}C)^{1/3}}{c}$;

M – кількість шкідливої речовини, що викидається в атмосферу, $\frac{g}{c}$;

F – безрозмірний коефіцієнт, що враховує швидкість осідання шкідливих речовин в атмосферному повітрі;

m і n – безрозмірні коефіцієнти, що враховують умови виходу газоповітряної суміші джерела викиду;

H – висота джерела викиду над рівнем землі, м; $H=5$ м;

ΔT – різниця між температурою газоповітряної суміші, що викидається T_r і температурою навколишнього атмосферного повітря T_B , $^{\circ}C$;

V_1 – об'єм газоповітряної суміші, $\frac{m^3}{c}$, та знаходиться за формулою

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \omega_0, \quad (6.3)$$

де D – діаметр джерела викиду, $D=0.3$ м;

ω_0 – середня швидкість виходу газоповітряної суміші джерела викиду, $\omega_0=15 \frac{m}{c}$.

Коефіцієнт A вибирається для неблагополучних метеорологічних умов, при яких концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі від джерела викиду досягають максимального значення. Для України $A=160$.

Величини M і V_1 повинні визначатись розрахунком в технологічній частині проекту або прийматись у відповідності з діючими для даного виробництва нормативами.

Величину ΔT слід визначати, приймаючи температуру навколишнього повітря T_B середньою температурою зовнішнього повітря в 13 год. Найбільш спекотного місяця по розділі СНиП “Будівельна кліматологія і геофізика”, а температуру газоповітряної суміші, що викидається в атмосферу T_G - по діючим для даного виробництва технологічним нормативам.

Обчислимо кількість шкідливої речовини, що викидається в атмосферу. Для цього запишемо рівняння

$$Q = F \cdot \omega_o, \quad (6.4)$$

де Q - об'ємний розхід газу в умовах потоку, $\frac{m^3}{c}$;

F – площа поперечного перерізу потоку, m^2 .

Найчастіше поле потенційного ризику виражають у вигляді ізоліній з розмірністю 1/рік. В цьому випадку значення ризику в конкретному осередку відносять до центру осередку або будь-якої іншої характерної точки осередку, а ізолінії проводять з певним кроком методом лінійної інтерполяції. Інший спосіб - колірне об'єднання осередків зі значеннями потенційного ризику в заданому інтервалі. Стосовно лінійної частини МГ завдання побудови поля потенційного ризику можна спростити. Якщо в межах виділеної ділянки МГ частота відмов незмінна, досить визначити значення ризику по нормалі до МГ в довільній точці МГ, а потім побудувати ізолінії ризику, траси МГ, що повторюють конфігурацію. Очевидно, що при аварії із загоранням газу в довільній точці траси газопроводу максимальна по площі зона термічної дії, в межах якої є ненульова ймовірність різних видів термічного ураження, описується колом радіусу R_{max} з центром в цій точці(див. рис. 6.2).

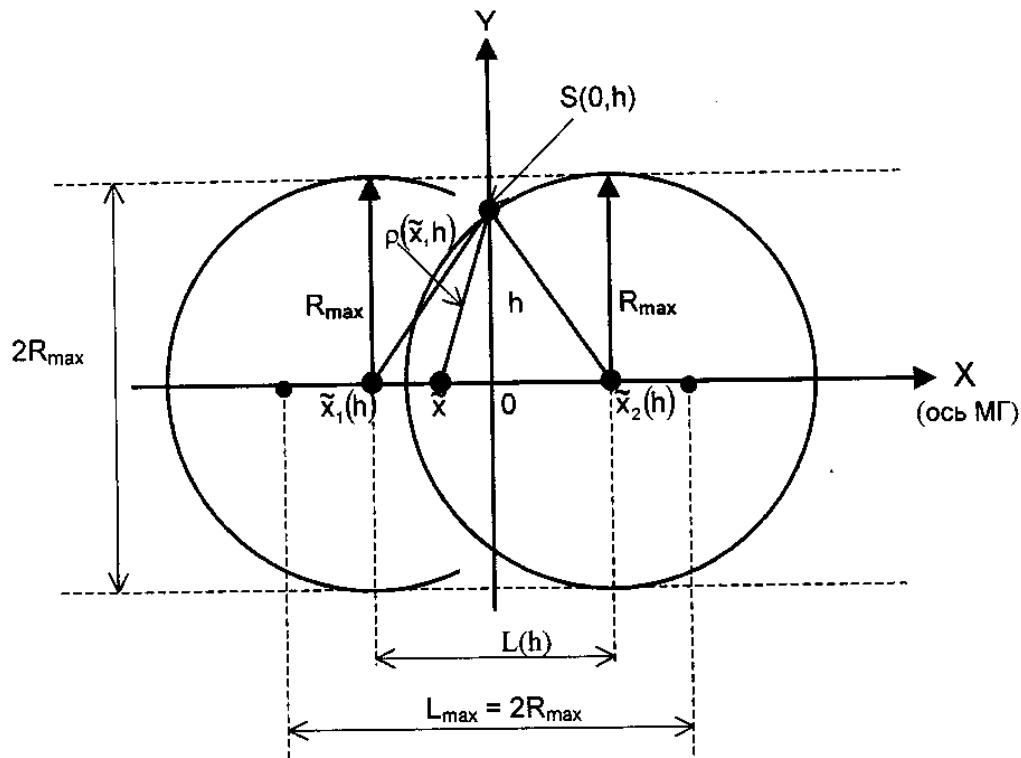


Рисунок 6.2- До розрахунку ймовірність ураження людини при пожежі на газопроводі

Для реципієнта, що знаходиться в довільній точці $S(0, h)$, віддаленій по нормалі на відстані h від газопроводу, ураження ймовірне при виникненні аварії з максимальним радіусом зони негативної дії R_{\max} у будь-якій точці \tilde{x} ділянки газопроводу з координатами $\tilde{x}_1(h)$ і $\tilde{x}_2(h)$, завдовжки L :

$$L(h) = 2\sqrt{R_{\max}^2 - h^2}. \quad (6.5)$$

Зі збільшенням h , тобто з видаленням точки $S(0, h)$ від газопроводу, довжина небезпечної ділянки газопроводу зменшується і при $h = R_{\max}$ вона дорівнює нулю (тобто небезпечна ділянка вироджується в точку). Таким чином, випадкова величина \tilde{x} (координата місця розриву із загоранням газу на лінійному джерелі), визначальна можливість термічного ураження в точці $S(0, h)$, повинна мати значення в діапазоні:

$$\tilde{x}_1(h) = -\sqrt{R_{\max}^2 - h^2} \leq \tilde{x} \leq \tilde{x}_2(h) = +\sqrt{R_{\max}^2 - h^2} \quad (6.6)$$

Подібні міркування застосовні і для некругової імовірнісної зони термічного ураження. Оскільки функція $L(h)$ є шириною цієї зони на відстані h від осі газопроводу, то апроксимація межі імовірнісної зони ураження (межі 1%-го поразки) функцією $F(x, h) = 0$ дозволить приблизно визначити координати $x_1(h)$, $x_2(h)$ небезпечної ділянки газопроводу, а значить і довжину цієї ділянки $L(h) = x_1(h) - x_2(h)$.

Якщо повернутися до рис.6.1, то визначивши відстань від точки \tilde{x} до точки $S(0,h)$ як $\rho(\tilde{x},h) = \sqrt{\tilde{x}^2 + h^2}$, після попередніх розрахунків теплової дози, отриманої за час експозиції (час виходу із зони небезпеки), для усіх вибраних варіантів поведінки людини при ЧС, а також розрахунків значень відповідної проби-функції, ймовірність термічного ураження людини в точці $S(0, h)$ при виникненні аварії із загорянням газу в довільній точці \tilde{x} небезпечної ділянки можна виразити через інтеграл Гауса [46-61]:

$$P_T[\rho(\tilde{x},h)] = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\text{Pr}[\rho(\tilde{x},h)]-5} \exp(-z^2/2) dz \quad (6.7)$$

Оскільки сама вірогідність висхідної негативної події є функція випадкової величини \tilde{x} з щільністю розподілу $\lambda_T(\tilde{x})$ (де $\lambda_T(\tilde{x})$ – очікувана частота виникнення аварійного розриву газопроводу із загорянням газу на одиниці довжини для даного інтервалу часу), потенційний ризик на відстані h від газопроводу впродовж даного інтервалу часу дорівнюватиме математичному очікуванню цієї функції :

$$R_T(h) = \int_{\tilde{x}_1(h)}^{\tilde{x}_2(h)} \lambda_T(\tilde{x}) \cdot P_T[\rho(\tilde{x},h)] d\tilde{x} \quad (6.8)$$

Приклад побудованого так само поля потенційного ризику для ділянки МГ наведений на рис. 6.3.

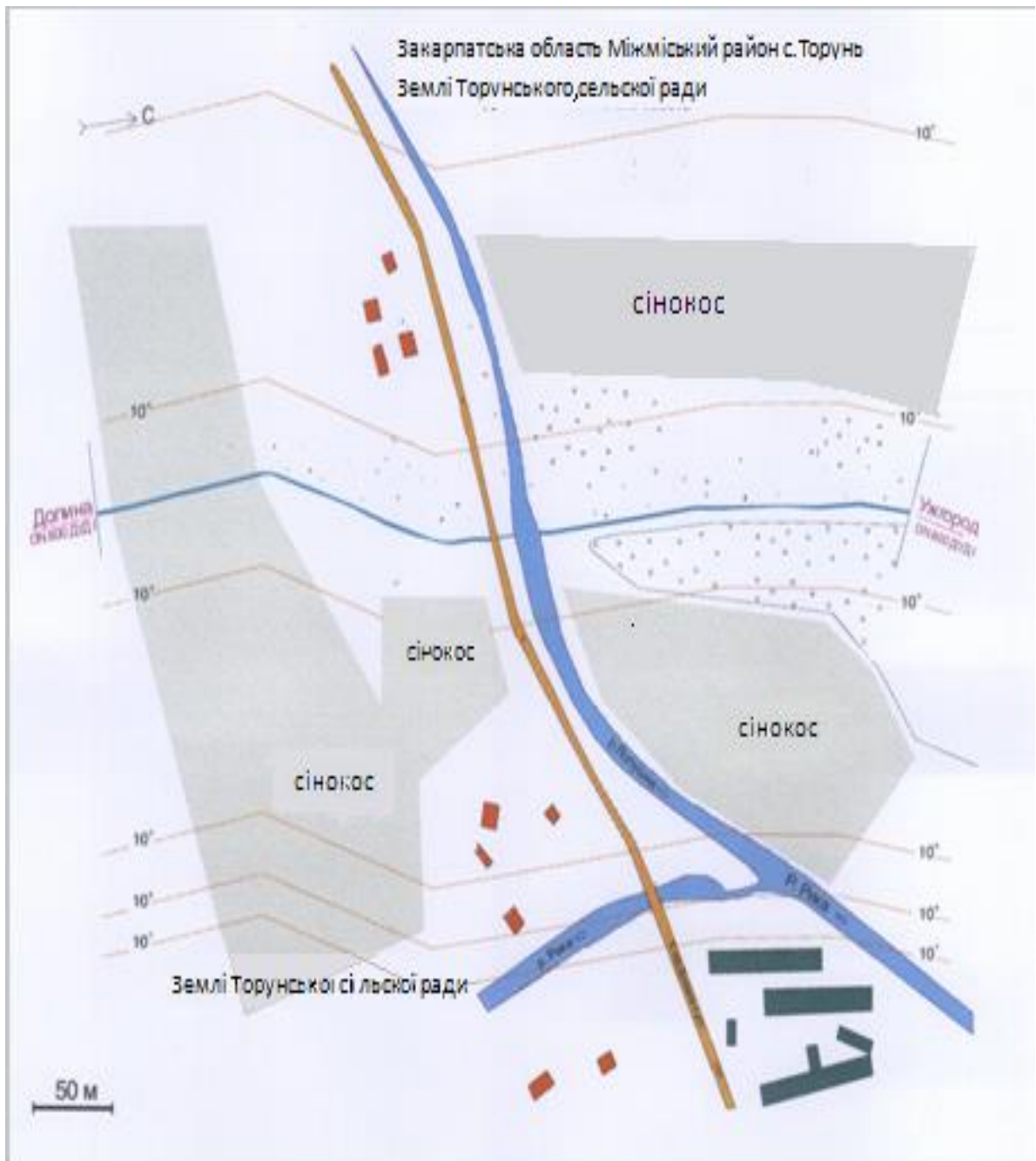


Рисунок 6.3 – Схематичне поле потенційного ризику ділянок магістральних газопроводів

В умовах технологічних об'єктів (КС, ГРС, АГНКС) просторова організація небезпечних елементів відрізняється великою складністю. Крім того, самі ці елементи відмінні один від одного за технічними характеристиками (трубопроводи різного діаметру і виду укладання, посудини

високого тиску різного виконання і з різним обв'язуванням і тому подібне), що впливають на розміри і форми імовірнісних зон ураження. Для побудови полів потенційного ризику по таких об'єктах зазвичай використовуються спеціальні програмні комплекси.

У методичному плані при побудові полів потенційного ризику для технологічних об'єктів необхідно враховувати наступне.

✓ Показники ризику КС і ГРС понад усе визначаються "далекобійними" джерелами небезпеки, пов'язаними з "високою стороною" (тобто з магістральним газопроводом або газопроводом-відведенням). Внутрішньомайданчикові газопроводи малих діаметрів і відносно низького тиску (наприклад, до котельних, до резервних газотурбінних електростанцій і тому подібне) з розрахунків можна виключати. Те ж стосується складів паливомастильних матеріалів (ПММ), метанолу і одоранта. Крім того, допускається не враховувати принципову можливість виникнення аварій в компресорних цехах або індивідуальних укриттях для ГПА за рахунок витоків турбінного мастила або ГСМ. При таких аваріях у персоналу зазвичай є достатньо часу (до 3 хвилин) для того, щоб покинути небезпечну зону. Вибухове згорання витоків паливного газу усередині компресорного цеху за наявності в нім скидних отворів також з великою часткою вірогідності не приведе до загибелі персоналу. Реальна загроза загибелі частині персоналу виникає тільки при руйнуванні будівлі КЦ.

✓ В умовах відносно "щільної" забудови будівлі і споруди можуть служити перешкодою для струменів газу, що горять, тобто для конкретної точки на майданчику об'єкту може виникнути ефект теплової "тіні".

✓ Частота відмов окремих видів устаткування (ГПА, сепаратори, пиловловлювачі, АВО газу та ін.) включає і частоту аварій на трубопроводному обв'язуванні цих об'єктів. При цьому швидкість витікання при їх аварійному руйнуванні визначається діаметром патрубків, що підводить.

✓ При розривах трубопроводів і апаратів на "високій стороні" КС аварійне перекриття кранів може бути здійснене у кращому разі через 2,0-2,5

хвилини, що більше критичного часу термічної дії полум'я на людину, що знаходиться на відкритій місцевості (1-2 хвилини). В якості найбільш консервативного припущення слід приймати, що у разі прямої дії струменів газу, що горять, на легкі каркасні будівлі, персонал, що знаходиться в них, може загинути.

✓ При необхідності визначення не лише соціального, але і матеріального збитку, необхідно враховувати сценарії відносно тривалої(до 30 хв. і більше) термічної дії пожежі, а також можливість баричних ушкоджень будівель і технологічного устаткування повітряною ударною хвилею.

✓ За наявності у складі КС двох і більше компресорних цехів інтегральне поле потенційного ризику повинне будуватися шляхом накладенням локальних полів окремих цехів в припущенні, що аварії не можуть відбуватися одночасно на об'єктах двох і більше цехів.

✓ За наявності у складі ОПО ідентичних КС(ГРС, АГНКС) допускається будувати поле потенційного ризику тільки для однієї КС (ГРС, АГНКС) з подальшим розрахунком на його основі інших показників ризику по кожній КС (ГРС, АГНКС).

✓ Якщо завдання аналізу аварійного ризику обмежене тільки третіми особами, суцільне поле потенційного ризику можна не будувати, а обмежитися тільки територіями, де знаходяться (можуть знаходитися) інші.

Маса газу M в секції МГ при відсутності або невеликій кількості відводів (див. рис.6.3) визначається за формулою:

$$M = \sqrt{P_H^2 - \left(\frac{P_H^2 - P_K^2}{L_{КС}} \cdot x \right)} \cdot \frac{D_y^2 \cdot L_{секц}}{T} \cdot 1,51 \cdot 10^{-3}, \quad (6.9)$$

де $L_{КС}$ – відстань (км) між двома послідовними КС;

P_H – проектний (абс.) тиск (МПа) на виході попередньої (по відношенню до секції) КС;

P_K – розрахунковий (абс.) тиск (МПа) на вході подальшої КС;

x – відстань (км) від попередньої КС до середини секції;

$L_{\text{секц}}$ – довжина (км) секції газопроводу;

D_y – умовний (внутрішній) діаметр (мм) газопроводу;

T – середня температура (град.К) газу в секції (в точці x), спрощено розраховується за формулою:

$$T = T_k + (T_n - T_k) \cdot \frac{L_{\text{КС}} - x}{L_{\text{КС}}}, \quad (6.10)$$

де T_n – зимова температура (град.К) на виході попередньої (по відношенню до секції) КС;

T_k – зимова температура (град.К) на вході подальшої КС.

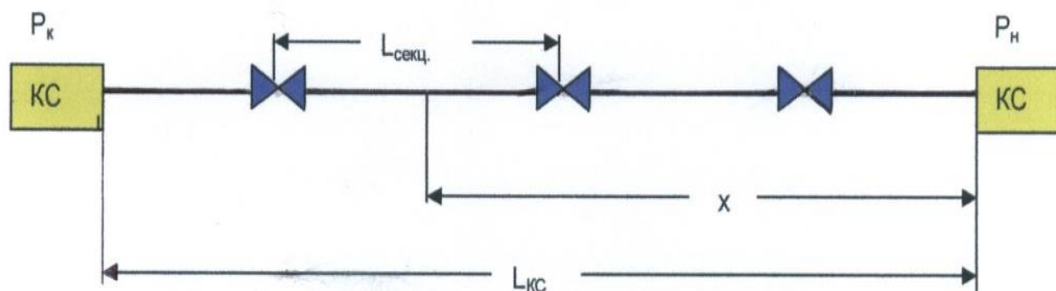


Рисунок 6.3 - Схема визначення маси газу в секції МГ

При великій кількості газопроводів-відводів від МГ масу газу (у тоннах) в його секціях слід розраховувати за формулою:

$$M = P_x \cdot \frac{D_y^2 \cdot L_{\text{секц}}}{T} \cdot 1,51 \cdot 10^{-3}, \quad (6.11)$$

де P_x – фактичний (абс.) тиск (МПа) в середині секції.

При розрахунку маси газу в газопроводі-відводі можна використовувати формулу (6.9), приймаючи, що:

$L_{КС} = L_{секц}$ – повна довжина відводу, км;

P_n – абсолютний тиск (МПа) у точці підключення відводу до МГ;

P_k – абсолютний тиск (МПа) в кінці відводу (на вході ГРС);

x – половина загальної довжини (км) відводу;

T – середня зимова температура (К) транспортованого газу.

При розрахунках не слід забувати перераховувати надлишковий тиск в абсолютне додатком 0,1 МПа.

Перед побудовою поля потенційного ризику рекомендується скласти таблицю, що містить результати розрахунків динаміки аварійного витікання і параметри термічної поразки (розміри струменя і зон термічного ураження).

Після побудови поля потенційного ризику можна приступати до визначення показників колективного, індивідуального і соціального ризику, а також ризику нанесення збитків різних видів. У цій частині аналізу використовуються інформаційні матеріали, що стосуються :

- чисельності і територіально-тимчасового розподілу персоналу як самого структурного підрозділу, так і сусідніх підприємств, населення або випадкових осіб, які виявилися (можуть виявитися) "прописаними" в межах поля потенційного ризику;
- інтенсивності руху по транспортних магістралях, що перетинають МГ або наступним паралельно у безпосередній близькості від МГ;
- режиму роботи персоналу, сусідніх підприємств, життєвого населення, особливостей проведення конкретних видів сільськогосподарських і інших робіт устрою;
- вартості виробничих, оборотних і інших фондів структурних підрозділів, майна третіх осіб.

На принциповій технологічній схемі ЛВУМГ повинні бути нанесені всі магістральні газопроводи (рис. 6.4) і відводи від них (з назвами, умовними діаметрами, кілометражем і протяжністю газопроводів), вузли підключення КС,

лінійні крани і крани на перемичках, ГРС, найбільш великі підводні переходи і переходи через автодороги I категорії та залізниці.

Дані про посекційно (тобто між лінійними кранами) розподілі газу в межах лінійної частини газопроводів ЛВУМГ можуть бути отримані розрахунковим шляхом.



Рисунок 6.4 – Взаємне прокладання двох ниток трубопроводів

Втрати газу умовно можна поділити на явні і неявні.

Явні втрати газу очевидні і їх можна визначити, заміряти і розрахувати, до них відносять:

- втрати газу, який виходить через мікро тріщини, раковини, нещільність запірної арматури;
- втрати при періодичній очистці внутрішньої порожнини газопроводів;
- втрати при продувці конденсатозбірників, пиловловлювачів.

Неявними втратами газу є :

- втрати газу в результаті фазових перетворень в газопроводі і утворення пари рідкої фази і гідратів;
- втрати при експлуатації на КС безрегенеративних газотурбінних установок;
- втрати при відхиленні ГПА від оптимальних режимів роботи;
- втрати газу через конденсат , який утворився в газопроводі.

Очистка здійснюється при накопиченні різноманітних забруднень в внутрішній порожнині газопроводу. Основна причина наявності у внутрішній порожнині газопроводу забруднень - недостатня очистка газопроводу після його будівництва, недостатня підготовка газу на установках попередньої підготовки газу. Для зниження втрат газу виділяють такі вимоги до очисних пристроїв:

- забезпечення надійного і безперебійного постачання в період їх проходження;
- проходження запірної арматури, відводів, перемичок без ускладнень.

Особливі вимоги ставляться до системи сигналізації проходження очисних пристроїв по газопроводу.

Основними втратами газу на потреби КС – є паливний газ. Перед запуском ГПА продувають контур нагнітача газом протягом 20-40с, а потім через свічку скидається в атмосферу. Число пусків агрегатів в рік залежить від показників надійності роботи ГТУ і складає 10-30 раз на рік. Для зменшення втрат газу при пусках і зупинках необхідно з'єднати єдиним колектором, в який буде продуватися і випускатися газ. З колектора відпрацьований газ можна використовувати як паливного на агрегатах, а також котельнях для підігріву води.

Дійсне витікання газу із змонтованих газопроводів не перевищує 1,2% від обсягу перекачаного газу, а середня похибка діафрагмових витратомірів становить не менше 1,5-2%. Тому виявити і кількісно визначати ці втрати газу за допомогою існуючих методів обліку газу практично неможливо.

Проаналізовано втрати, які пов'язані з стравлюванням і продувкою в процесі підключення відводів, перемичок і різноманітних технологічних дій можна розділити по робочому тиску на дві категорії

- без тиску або при незначному тиску, який забезпечує безпеку проведення зварних робіт;

- під високим тиском, який викидає з відключеної ділянки велику кількість газу.

В Україні була розроблена технологія врізки відводів під високим тиском. Основна відмінність розробленої технології – повне виключення зварних робіт на діючому газопроводі за рахунок використання спеціального комплексу обладнання. Цей метод врізки відводів, перемичок дозволяє зменшити втрати газу за рахунок того, що не потрібно зтравлювати газ в атмосферу не порушується режим роботи газопроводу.

6.2 Оптимізація режимів експлуатації трубопроводів, що проходять у спільних технічних коридорах

Сутність оптимізації режиму транспорту заданого обсягу газу по магістральному газопроводі зводиться до пошуку такого розподілу навантаження між КС, компресорними цехами на КС і ГПА в цехах, яке б забезпечувало мінімум сумарних енергетичних витрат. Критерієм оптимізації може бути мінімум сумарної потужності, що витрачається, ГПА чи мінімум витрати паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), до яких відноситься паливний газ і електроенергія.

Зокрема розглядаємо оптимізацію процесів, щодо експлуатації майбутнього газопровода інтерконектора (рис. 6.5).



Рисунок 6.4 – Проект газопровода інтерконектора Польща Україна

Слід зазначити, що при фіксованих тисках на вході КС₁ p_1 і виході КС₂ P_2 і заданій витраті завантаження цих двох КС може бути змінена тільки шляхом варіювання тиску на виході КС₁. При цьому змінюються ступені стиску і частота обертання ГПА на обох станціях, а також і об'ємна витрата через КС₂. Однак тиск на виході КС₁ може змінюватися в обмеженому інтервалі значень

$$P \in (p_{max} \div p_{min}),$$

де p_{max} - максимальний тиск на виході $КС_1$, що не може бути більше гранично допустимого за умовами міцності труб і не може перевищувати тиску, обумовленого розташовуваною потужністю $КС_1$, тиском на вході p_1 ; і витратою газу через $КС_1$;

p_{min} -такий тиск на вході $КС_1$, при якому $КС_2$ витрачає всю розташовувану потужність для підтримки вихідного тиску P_2 на заданому рівні (чи виходить на інше обмеження, наприклад, по максимальній частоті обертання).

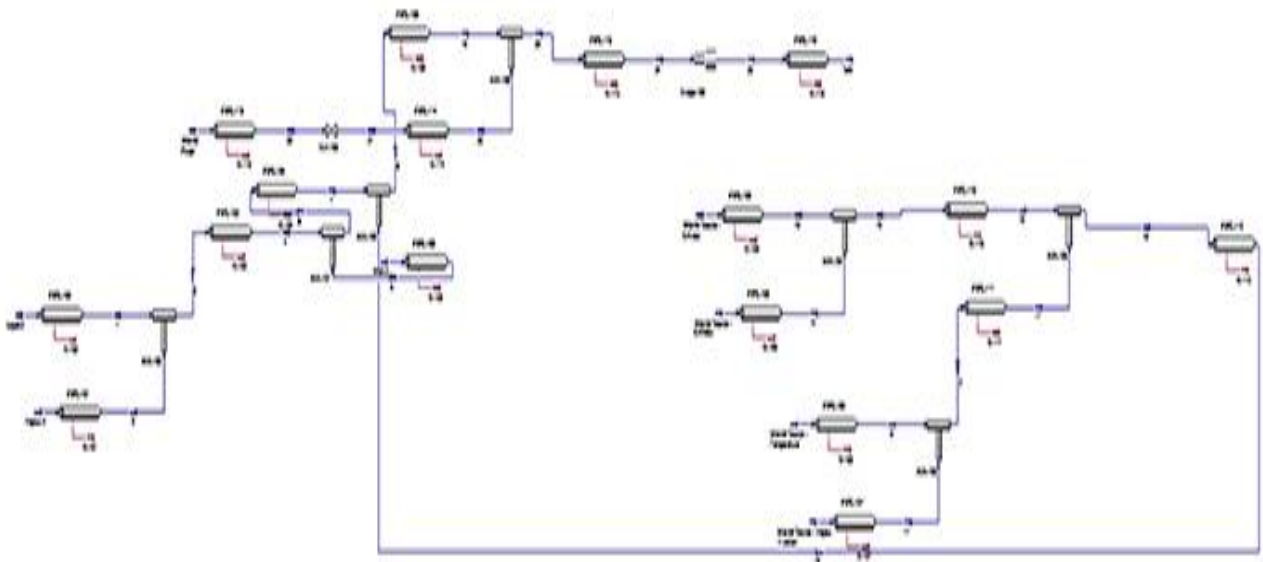


Рисунок 6.5 – Оптимізація режимів роботи трубопроводів в одному технічному коридорі

Діапазон $p_{max} \rightarrow p_{min}$ тим ширший, чим більший запас потужності на КС. В більшості випадків умовою оптимальної роботи магістрального газопроводу є підтримка максимально пропускнуго тиску на виході КС. Тому доцільно поставлену задачу вирішувати, розбивши її на два етапи: на першому етапі визначається, чи є оптимальним базовий режим підтримки максимального тиску на виході з кожної КС і, оптимальним усе-таки не є, то на другому етапі розв'язується задача пошуку оптимального режиму. Узявши як точку відліку базовий режим з максимальним допустимим тиском на виході КС₁ P_1 визначимо, як поводитиметься витрата паливного газу при зниженні цього тиску. Очевидно, що у випадку збільшення сумарної витрати палива по обох КС, оптимальним є базовий режим. Навпаки, якщо при зниженні P_1 сумарна витрата палива виявляє тенденцію до зменшення, то базовий режим не є оптимальним і витрату палива може бути знижено за рахунок зміни режиму.

Загальний запропонований алгоритм визначення можливості зниження витрати паливного газу на двох сусідніх КС за рахунок зниження тиску на виході першої з них зводиться до наступних дій:

- визначаються значення коефіцієнтів f_1, f_2, a, k_1, k_2 , та підраховується значення критерію, що порівнюється з нулем;
- визначаються знаки коефіцієнтів l_1 і l_2 (позитивне значення коефіцієнта l_1 означає, що при зниженні P_1 росте значення політропічного к. к. д. агрегату КС₁ η_1 ; одночасно при зниженні P_1 приведена об'ємна продуктивність КС₂ зменшується, ріст η_2 відповідає положення робочої точки вихідного режиму на падаючій гілці характеристики к. к. д. і негативне значення коефіцієнта l_2);
- при позитивному значенні критерію і положенні робочої точки вихідного режиму КС₁ в області росту політропічного к. к. д., а КС₂ -у області його зменшення, тобто при $l_1 \geq 0, l_2 \leq 0$ робиться однозначний висновок-оптимізація можлива;

- при негативному значенні критерію і положенні точки базового режиму $КС_1$ в області зменшення політропічного к. к. д., а $КС_2$ — у області його збільшення, тобто $l_1 \leq 0$, $l_2 \geq 0$ робимо висновок - оптимізація неможлива;
- у всіх інших випадках необхідно обчислити значення коефіцієнтів l_1, l_2, d_1, d_2, b (перші чотири коефіцієнти обчислюються по характеристиках нагнітачів відповідно першій і другий КС з урахуванням положення робочих точок вихідного режиму), визначити знак розгорнутого критерію і зробити по ньому висновок про можливість зниження витрат ПЕР.

Таким чином, під реконструкцією магістрального газопроводу системи газопроводів розуміється їхня перебудова [5-15], спрямована на досягнення відповідних перспективних потокових і режимних вимог ЄСГ, забезпечення загальної й екологічної безпеки транспорту газу, зниження ресурсоемкості і поліпшення техніко-економічних показників транспорту газу, здійснюване шляхом будівництва нових і розширення діючих об'єктів (компресорні цехи. нитки лінійної частини), заміни морально і фізично застарілого устаткування на сучасне високоефективне, модернізації діючого устаткування. Локальними об'єктами реконструкції, як правило, є компресорні цехи і лінійні ділянки, що лімітують подачу газу, так названі «вузькі місця».

Більшість зазначених цілей реконструкції зв'язано з збільшенням продуктивності діючих газопроводів, зниженням енергетичних і експлуатаційних витрат на транспорт газу, підвищенням ступеня використання наявних виробничих потужностей і поліпшенням техніко-економічних показників газопроводів. Підхід до газотранспортної мережі із упровадженням нових технічних рішень, що інтенсифікують технологію транспорту газу.

Обґрунтування об'єктів, обсягів і способів реконструкції газопроводів повинно виконуватися на базі наступних основних концепцій: пріоритет потокових і режимно-технологічних вимог до реконструкції; пріоритет енергозбереження стосовно економії інших ресурсів; типізація пропонованих технічних рішень по реконструкції.

Раніше зазначено, що поряд із забезпеченням перспективних газопотоків, метою реконструкції може бути забезпечення загальної й екологічної безпеки, енергозбереження і поліпшення техніко-економічних показників транспорту газу. Однак у будь-якому випадку реконструкція повинна обов'язково задовольняти схемі газопотоків. Прикладне значення цієї концепції полягає в тому, що обсяг реконструкції повинен обиратися строго відповідно до перспективного режиму транспорту газу, причому реконструкція охоплює тільки ті ділянки і КС, що лімітують режим («вузькі місця»). Тим самим не допускаються надлишкові обсяги робіт, що були б неминучі, якщо орієнтуватися тільки на загальний вироблений ресурс устаткування. Вимоги до реконструкції, пов'язані з екологією і загальною безпекою транспорту газу, повинні проводитися незалежно від рівня необхідних техніко-економічних витрат.

При реконструкції газопроводів їх не можна розглядати як самостійні об'єкти. Системний підхід до реконструкції є значним резервом зниження матеріально-технічних витрат і капітальних вкладень на здійснення реконструкції. Системний підхід виявляється в двох аспектах. З одного боку, мається на увазі реконструкція мережі газопроводів ЄСГ, як єдиної системи при фіксованій схемі потоків газу. У цьому плані розглядаються наступні питання:

- ✓ розробляються заходи, що виключають недоподачу газу, зв'язану з погіршенням технічного стану устаткування;
- ✓ розробляються заходи щодо забезпечення надійності і маневреності ЄСГ.

З іншого боку, системний підхід до реконструкції виражається в аналізуванні кожного реконструйованого газопроводу у взаємодії з іншими, прокладеними в тому ж технічному коридорі. Це відповідає сучасному підходу до проектування багатониткових систем з об'єднаним режимом компресорних цехів на кожній КС, укрупненням агрегатної потужності і скороченням числа резервних ГПА.

Основними ресурсами, використовуваними в транспорті газу, є металозатрати, енерговитрати (паливний газ і електроенергія) і трудові ресурси. При сучасній техніко-економічній кон'юнктурі пріоритет варто віддавати енергозбереженню. Це положення виконується в такий спосіб. Відомо, що розвиток газотранспортної мережі на попередніх етапах проводилося на основі традиційної технології транспорту газу, сформованої в умовах щодо невисокої вартості енергоресурсів і дефіциту металу труб. У результаті сформована технологія транспорту газу може бути охарактеризована як металозберігаюча. Разом з тим тенденція подорожчання енергоресурсів у сучасних умовах і на перспективу диктує необхідність переходу на енергозберігаючу техніку і технологію. Звідси випливає, що реконструкція газопроводів повинна виконуватися на основі сучасних енергозберігаючих ГПА і технологічних схем транспорту газу. Такі схеми реалізуються на основі низьконапірної технології транспорту газу з додатковим розвитком лінійної частини (прокладкою лупингів). Варто підкреслити, що впровадженню цих технологій буде сприяти вивільнення металу труб у зв'язку з очікуваним згортанням будівництва нових газопроводів.

Типізація технічних рішень стосовно до реконструкції газопроводів має на увазі формування визначеного набору ефективних пропозицій по реконструкції основних технологічних елементів газотранспортних систем-компресорних цехів і лінійних ділянок. Типові технічні рішення повинні ґрунтуватися на прийнятих у галузі напрямках технічного прогресу. З цього погляду реконструкція газопроводів на базі типових технічних рішень може розглядатися як реалізація єдиної технічної політики галузі в даній області. Типізація технічних рішень по реконструкції компресорних цехів, КС і лінійних ділянок необхідна також з погляду взаємодії з галузями-постачальниками устаткування і труб. Номенклатура устаткування, що замовляється, повинна формуватися з урахуванням нового будівництва і реконструкції КС.

При сучасній вихідній техніко-економічній кон'юнктурі і, насамперед, у результаті подорожчання паливно-енергетичних ресурсів, оптимальна продуктивність реконструйованих газопроводів характеризується меншими значеннями, чим та, котра була обґрунтована у свій час при їхньому проектуванні (при однакових діаметрах і робочих тисках). Це рішення рівнозначне зниженню оптимальної продуктивності нитки і, відповідно, зниженню енергоємності транспорту газу.

У результаті реконструкції запобігається зниження продуктивності мережі газопроводів ЕСГ, що виникло б у зв'язку з погіршенням їх технічного стану й у результаті недостатніх маневрених властивостей системи.

Забезпечується зниження енергетичних витрат на транспорт газу. Реконструкція газопроводів повинна передбачати ряд енергозберігаючих заходів, що дають економію паливного газу й електроенергії. Слід зазначити, що економія паливного газу, що досягається, дозволяє відповідним чином збільшити постачання товарного газу споживачам.

До числа енергозберігаючих заходів відносяться:

- застосування високоекономічних газотурбінних ГПА нового покоління;
- модернізація діючого парку газотурбінних ГПА з метою підвищення економічності;
- використання електроприводу (заміна відпрацювавши ресурс газотурбінних ГПА на електроприводні);
- застосування енергозберігаючих газотранспортних технологій з додатковим розвитком лінійної частини (із прокладкою лупінгів і збільшенням діаметра труб, що прокладаються,);
- підвищення тиску в газопроводах після заміни дефектних труб;
- підвищення гідравлічної ефективності лінійних ділянок після їхнього облаштування очисними пристроями;
- застосування засобів ефективного узгодження характеристик ГПА і газопроводу — змінної проточної частини і вхідних регулюючих апаратів відцентрових нагнітачів.

Важливими результатами реконструкції є зменшення екологічної небезпеки газопроводів, підвищення надійності їхньої роботи, а також поліпшення техніко-економічних показників при транспортуванні газу.

6.3 Підвищення безпеки експлуатації газопроводів, що проходять у спільному технічному коридорі

У процесі експлуатації систем магістральних газопроводів виникає задача оцінки ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів і пошуку резервів їхньої економії. Дійсна методика дозволяє вирішувати ці задачі на основі універсального підходу, причому вся газотранспортна система розглядається як єдине ціле, а не поелементно. Декомпозиція системи здійснюється особливим способом, що дозволяє зберегти найбільш істотні (з енергетичної точки зору) зв'язки між елементами газопроводу і режимами їхньої роботи. У результаті застосування системного підходу виявляється можливим виявити загальні закономірності зміни витрат ПЕР у залежності від окремих параметрів системи, а також визначити елементи газопроводу, що найбільше вплив мають на загальний рівень енерговитрат. За базу для аналізу і порівняння необхідно брати типовий середній добовий фактичний режим роботи газопроводу, що відповідає вимозі стабільності при відсутності істотних змін схем роботи цехів і КС, при постійному обсязі транспорту газу і незначних коливаннях тиску на вході і виході компресорних цехів.

Розташовані на території України трубопровідні системи знаходяться у складному взаємозв'язку із навколишнім середовищем, який, як правило, носить негативний характер. Звідси випливає одна з основних задач: з однієї сторони, звести до мінімуму техногенну дію, в період будівництва і особливо експлуатації та аварійних ситуацій магістральних газопроводів, з іншої - зменшити негативний вплив природних чинників на надійність та безпеку трубопровідних об'єктів.

Сучасні магістральні газопроводи діаметром до 1420 мм з робочим тиском до 10 МПа і довжиною в тисячі кілометрів є вибухопожежонебезпечними, відносний потенціал вибухонебезпеки перевищує 50. Їх руйнування пов'язані з великомасштабними екологічними збитками, в першу чергу через механічні та термічні пошкодження природного ландшафту. Аварійний викид газу на одному магістральному газопроводі може викликати пошкодження сусідніх газопроводів внаслідок вибухової хвилі.

Ударна хвиля маючи великий запас енергії може руйнувати виробничі та цивільні будівлі, обладнання, техніку, а також складати загрозу життю людей та тварин. Для прикладу, при аварії на відстані 60 км від м. Уфа на продуктопроводі “Західний Сибір – Урало - Поволжжя” за оцінками фахівців енергія вибуху вуглеводневої суміші становила 3000 т тротилового еквіваленту. У результаті ударною хвилею було повалено ліс на площі 2,5 км², а в радіусі 15 км були частково зруйновані дахи будівель.

При руйнуванні (розгерметизації) газопроводів вибухонебезпечний газ витікає під високим тиском в атмосферу. При зниженні тиску в газопроводі спрацьовує відсікає арматура (автомати закриття кранів), що перекриває аварійну ділянку. Обсяг викиненого в навколишнє середовище газу залежить від довжини ділянки яка блокується автоматами і часу спрацьовування запірної арматури. Дальність розповсюдження хмари вибухонебезпечної суміші в напрямку вітру визначається за емпіричною формулою:

$$l = 25 \cdot \sqrt{\frac{M}{w}} \text{ ,м} \quad (6.12)$$

де M – масова секундна витрата газу з пошкодженої ділянки газопроводу, кг/с; w – швидкість вітру, м/с.

В нормативних документах США формула для визначення радіусу потенційного впливу (РПВ) має наступний вигляд:

$$r = 0,69 \cdot D \cdot \sqrt{p}, \quad (6.13)$$

де: r – радіус потенційного впливу, фут (1фут = 0,3048 м.);

p – максимальний робочий (експлуатаційний) тиск, фунт/дюйм² (1фунт/дюйм²= 6834,76Па);

D – зовнішній діаметр газопроводу, дюймах (1 дюйм=0,0254м).

Едисон штат Нью-Джерси, 4/23/94 ТЕТСО взрив газопроводу (36" діаметр труби, робочий тиск 975 фунтів на квадратний дюйм). Прогнозний РПВ становить 775 фути (236,4 м), Фактичний радіус дії був 1000 футів (304,8м) (рис 6.6). 70 людей отримали травми, 1500 людей були евакуйовані, 9 приміщень були знищені.

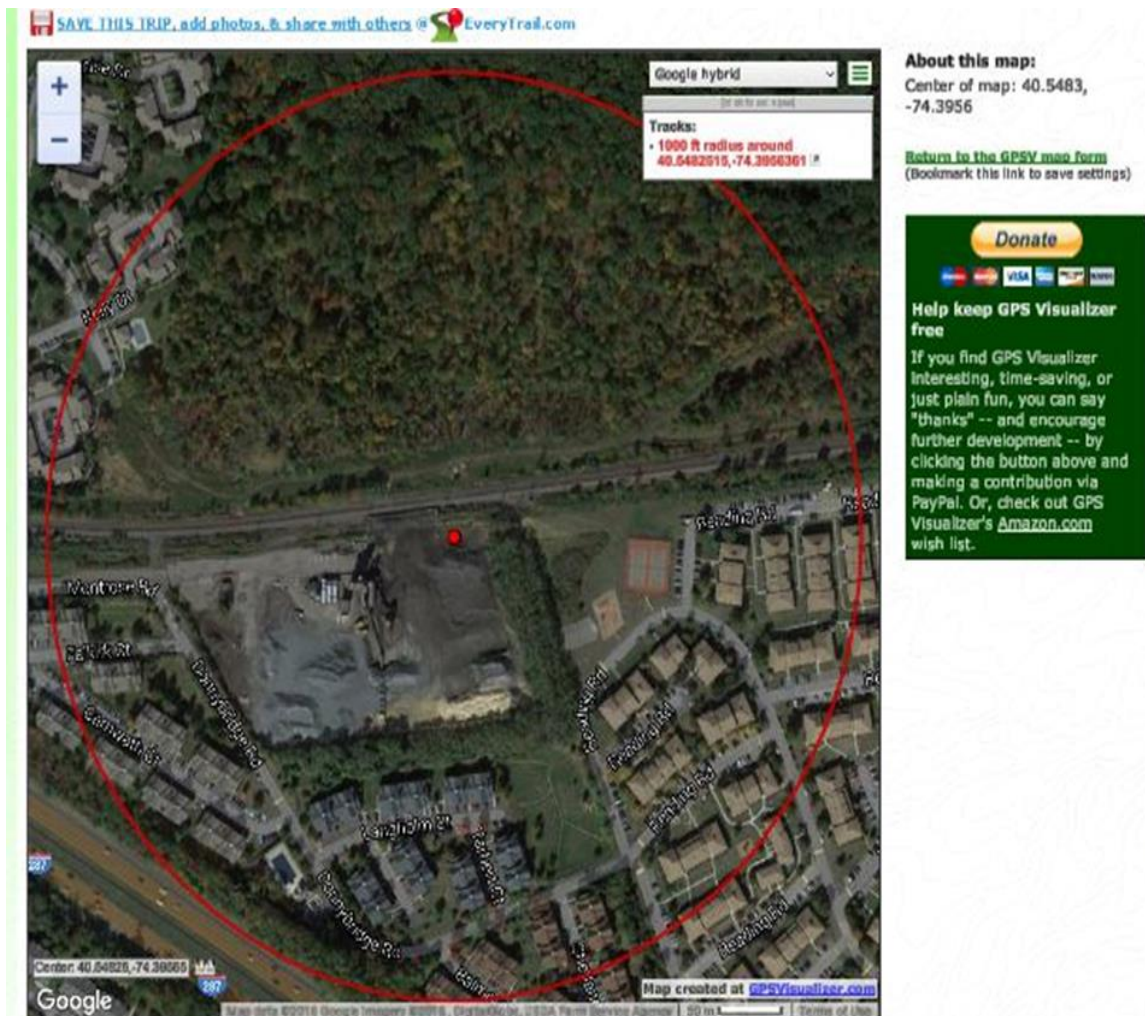


Рисунок 6.6- Авірія на газопроводі Едисон штат Нью-Джерси, США, 1994р

В роботах [3-18] запропонована формула для оцінки зони ураження при розриві магістрального газопроводу на повний переріз:

$$r = 99 \cdot D \cdot \sqrt{p}, \quad (6.14)$$

де: r – радіус потенційного впливу, м;

p – максимальний робочий (експлуатаційний) тиск, МПа;

D – зовнішній діаметр газопроводу, м.

Застосувавши формулу 6.14 для розрахунку, за вище наведеними даними ми отримали 234,7 м (770 футів). Як видно незначна погрішність існує.

Для визначення взаємного впливу руйнування трубопроводів в одному технічному коридорі, змодельовано її за допомогою використання програмного забезпечення, що зображено на нище наведеному рисунку [12-22].

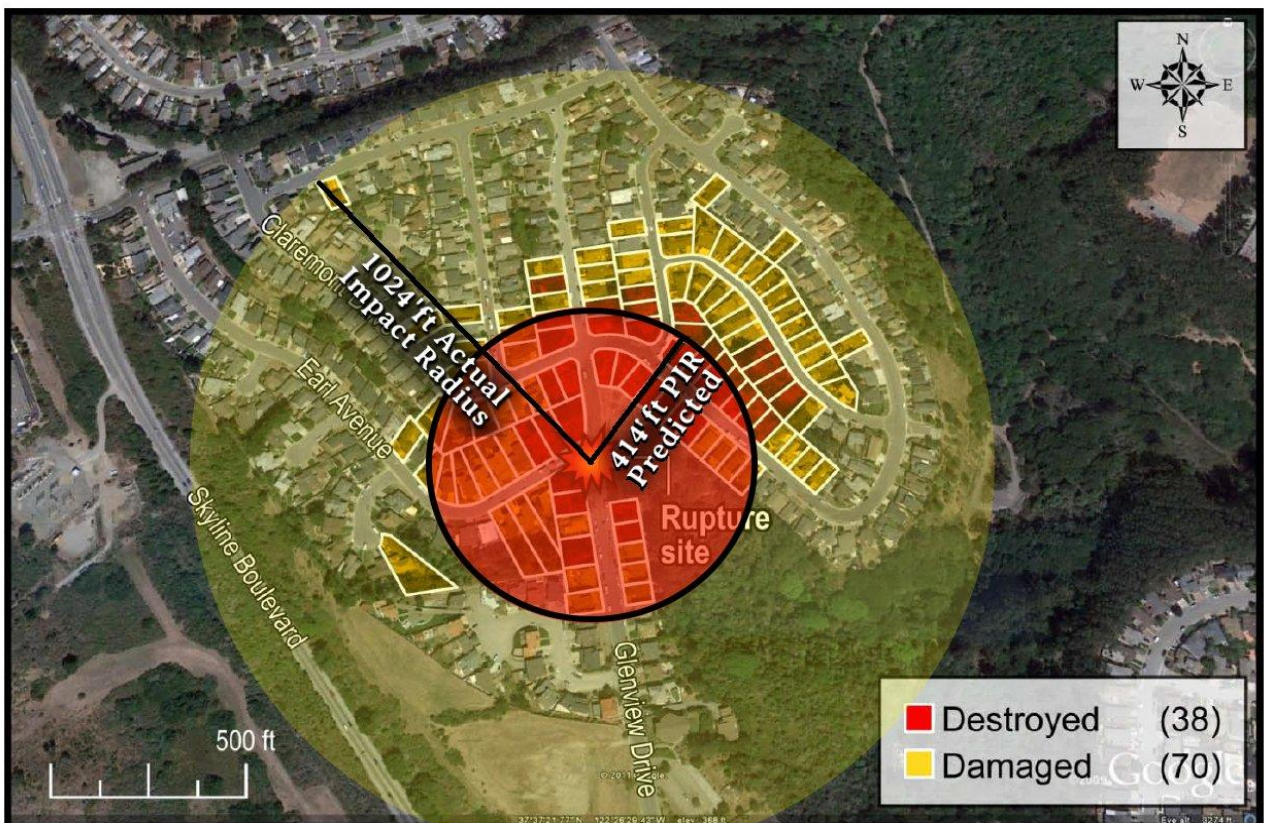


Рисунок 6.7 – Моделювання аварійного вибуху

На думку експертів однією з основних причин є те, що через корозію, викликану блукаючими струмами, викликаних дисбалансом або помилкою в системі катодного захисту труб що проходять в одному технічному коридорі (рис. 6.8).

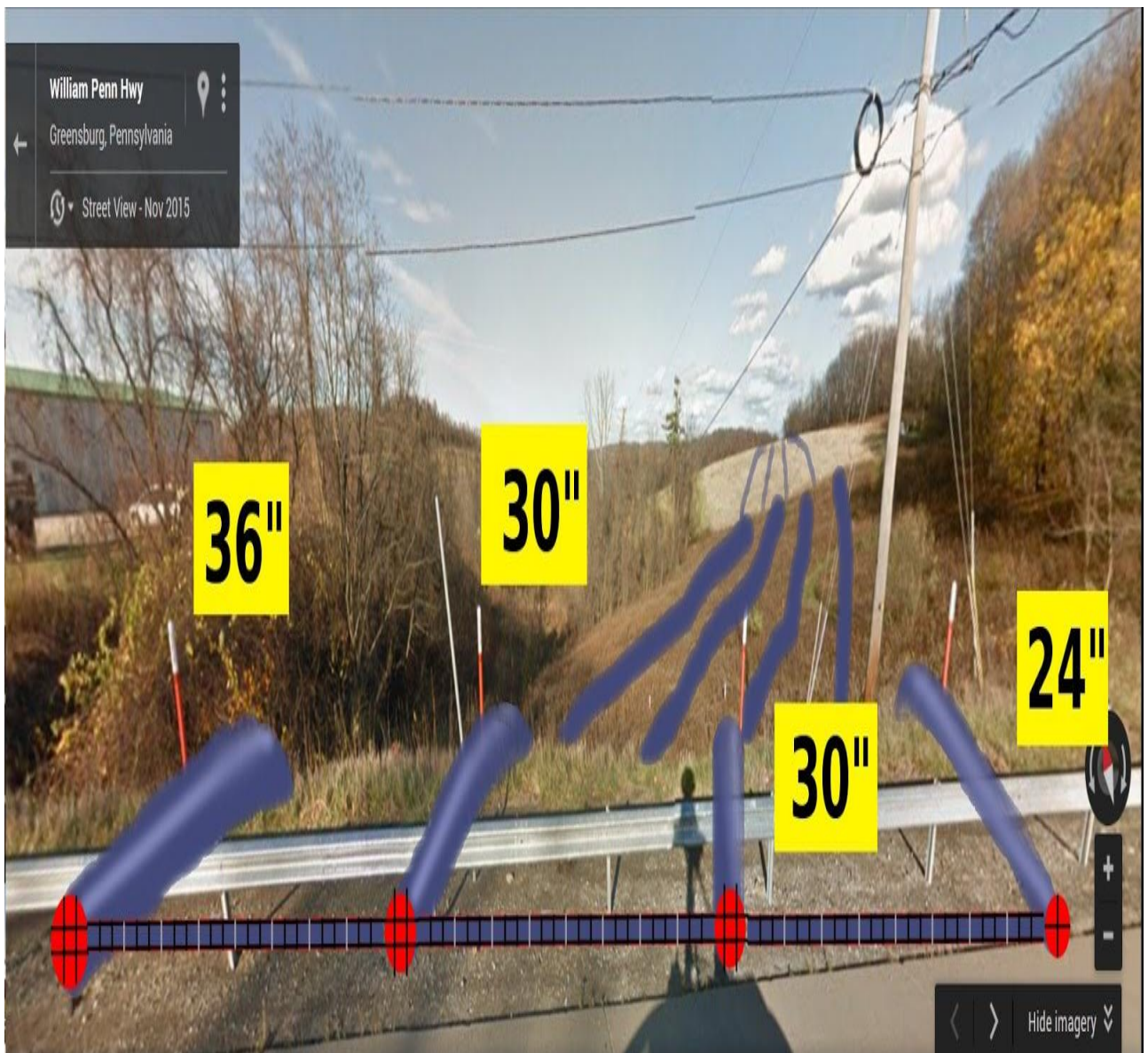


Рисунок 6.8 – Магістральні трубопроводи, що проходять в одному технічному коридорі

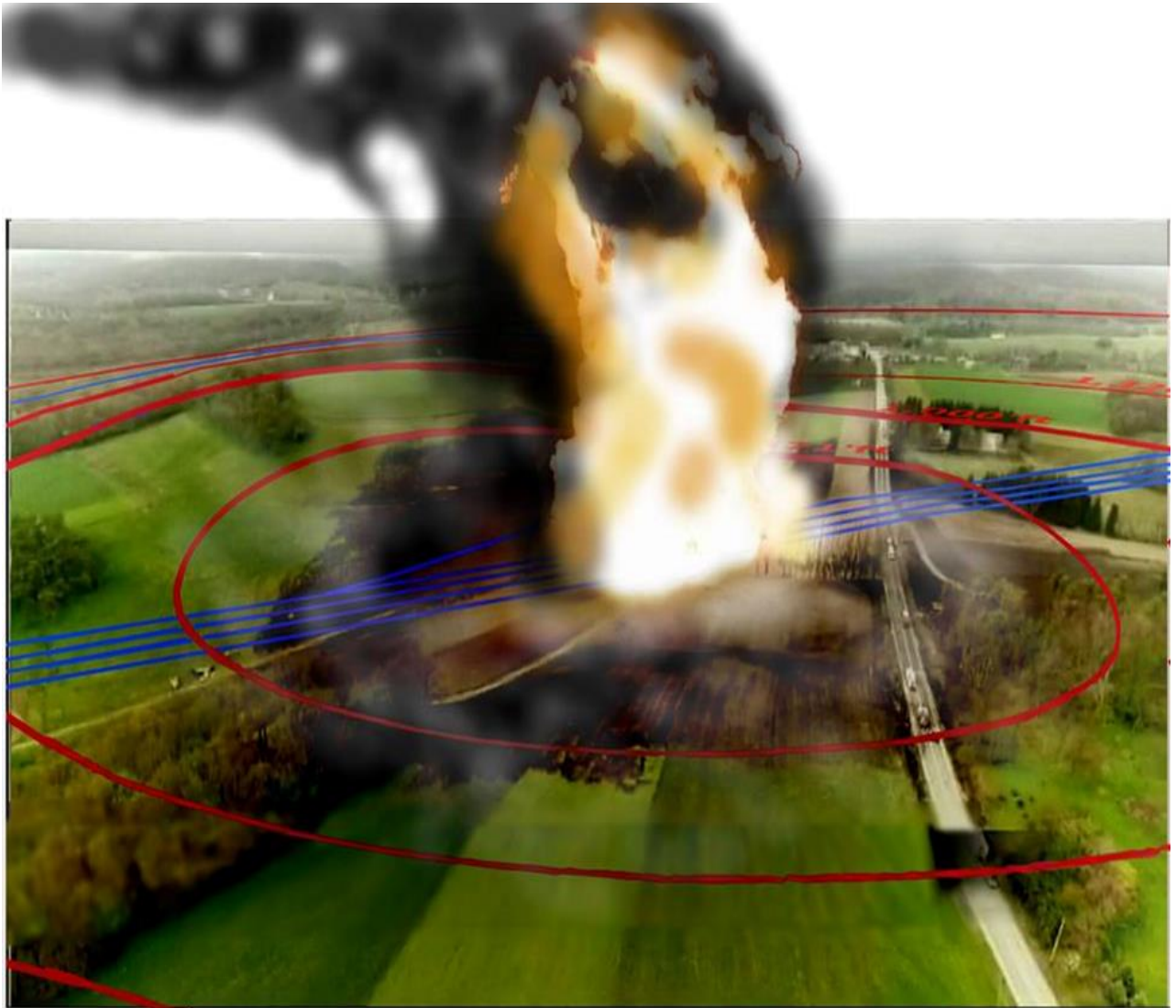


Рисунок 6.9 – Аварійна ситуація на газопроводі, що прокладений в одному технічному коридорі (радіус потенційного впливу 800 -2500 футів) (244-762м)

Підземні газопроводи, розташовані в спільних технічних коридорах, покриті шаром природного ґрунту. При вибухах (рис.6.9) діє надлишковий тиск ударної хвилі, який приводить до руйнування ґрунтового покриву з утворенням воронки. Надлишковий тиск викликає напруження стиску в прилеглому ґрунтовому масиві.

Природні ґрунти відносяться до матеріалів з малою в'язкістю і характеризуються значно більшою міцністю на стиск, ніж на розтяг, що пояснюється проявом внутрішнього кулонового тертя, яке описується

гіпотезою Мора – Кулона. Внутрішнє кулонове тертя сприяє утворенню дотичних напружень, які поверхню деформування (поверхня Кулона) у дограничній стадії відхиляють від осі дії нормальних напружень. Для природного ґрунту поверхня деформування за формою нагадує коноїд. У фазі руйнування поверхня деформування стає поверхнею зсуву.

В площині деформування діють осьові і радіальні напруження, які зв'язані відповідними залежностями:

$$P_1 = \frac{1}{2} \cdot (\sigma_1 + \sigma_3), \quad q = \frac{1}{2} \cdot (\sigma_1 - \sigma_3), \quad (6.15)$$

де σ_1, σ_3 – головні напруження стиску при навантаженні в умовах плоскої деформації (σ_1 – напруження від ударної хвилі, $\sigma_1 = \alpha \cdot P_1$, σ_3 – тиск шару ґрунту на трубопровід, $\sigma_3 = \rho \cdot g \cdot h$);

P_1 – середній тиск у випадку плоскої деформації (від ударної хвилі);

q – міра дотичних напружень (від внутрішнього тертя);

α – коефіцієнт опірності ґрунту;

ρ – густина ґрунтового покриву газопроводу, кг/м^3 ;

h – висота ґрунтового покриву газопроводу, м;

g – прискорення земного тяжіння, м/с^2 .

Поверхня ковзання відхиляється від горизонталі на кут φ (рис.6.10), який є мірою внутрішнього тертя в ґрунті і визначається залежністю:

$$\text{tg } \varphi = \frac{\sigma_3}{\sigma_1}; \quad (6.16)$$

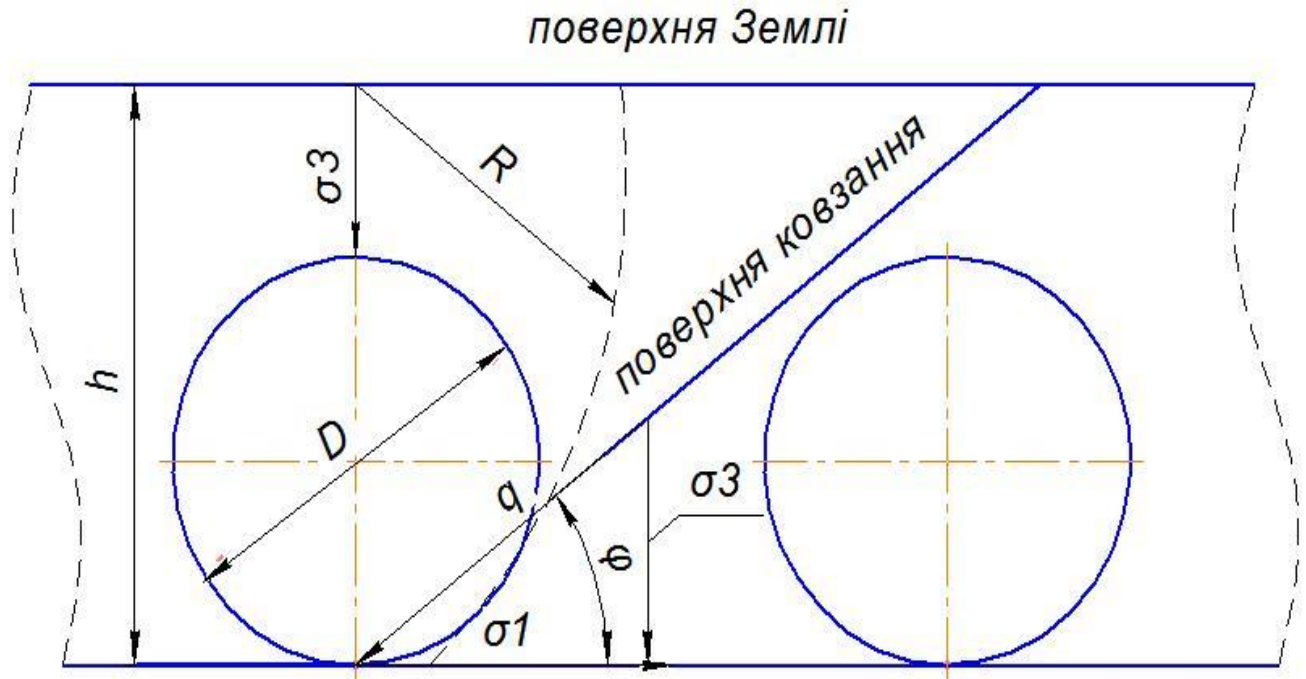


Рисунок 15 – Схема дії напружень при вибуху на підземному газопроводі в технічному коридорі

Вплив реальних умов експлуатації враховуємо коефіцієнтом K_p і тоді формули (6.13 – 6.14) адаптована до системи одиниць вимірювання SI має вигляд:

$$r = 99 \cdot D \cdot K_p \cdot \sqrt{p}, \quad (6.17)$$

де r – радіус потенційного впливу, м;

p – максимальний робочий (експлуатаційний) тиск, МПа;

D – зовнішній діаметр газопроводу, м;

K_p – коефіцієнт який враховує реальні умови експлуатації газопроводів.

Коефіцієнт реальних умов експлуатації (K_p) визначається за формулою:

$$K_p = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (6.18)$$

де: K_1 – коефіцієнт, який враховує напружений стан поверхневого шару земельної ділянки;

K_2 – коефіцієнт, який враховує режим експлуатації трубопроводу;

K_3 – коефіцієнт, який враховує технічний стан трубопроводу.

Коефіцієнт напруженого стану (K_1) враховує властивості поверхневого шару ґрунтового масиву в місці прокладання газопроводу. РПВ визначений за формулою (6.17) вимірюється в площині ковзання а реальна величина його діє на поверхні Землі.

Цю різницю враховує коефіцієнт K_1 і визначається за формулою:

$$K_1 = \cos\varphi. \quad (6.19)$$

Для нових газопроводів, що експлуатуються при частотах менших за 0,3 Гц, коефіцієнт $K_2=1$, при частотах $\geq 0,3$ Гц даний коефіцієнт $K_2=1,05$. Тривалоексплуатовані трубопроводи при частоті $\geq 0,3$ Гц $K_2=1,1$, при частоті $<0,3$ Гц $K_2=1,05$. Якщо після проведення внутрішньотрубної діагностики трубопроводу відсутні дефекти накопичені від втоми та корозії то коефіцієнт що враховує технічний стан трубопроводу дорівнює одиниці ($K_3=1$). Якщо дефекти виявленні, то вони можуть розвиватися при втомних режимах, тоді $K_3>1$ та залежить від їх кількості та розмірів. ($K_{3\max}=1,2$).

Для забезпечення безпеки експлуатації та зменшення втрат під час аварій необхідно чітко встановлювати та оприділяти ділянку потенційно небезпечного впливу. Проведемо аналіз та розрахуємо зону потенційного впливу для газопроводів, що проходять паралельно, зокрема «Уренгой – Помари – Ужгород» та «Прогрес».

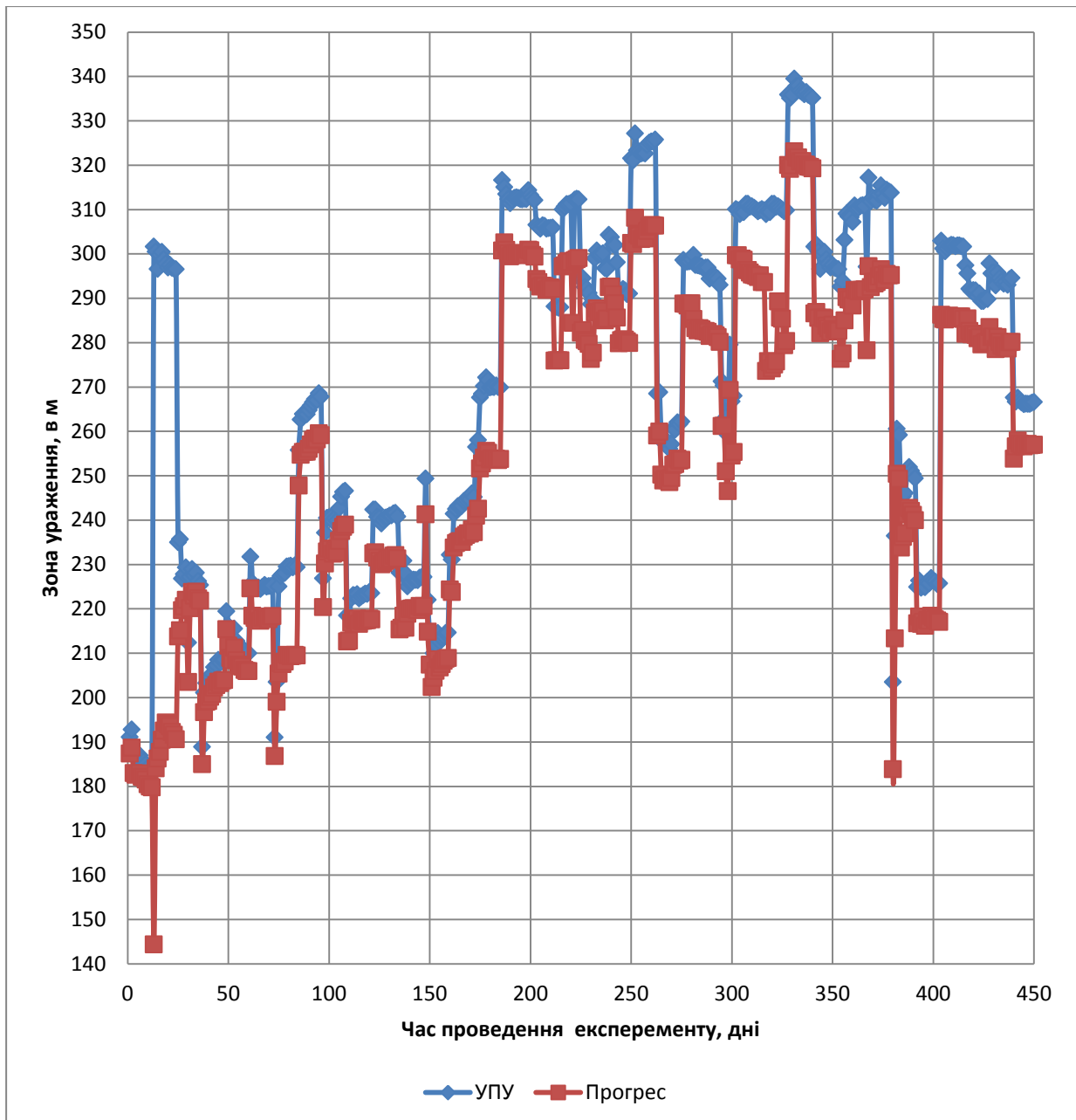


Рисунок 6.9 – Радіус потенційного впливу, в метрах, що відбувається в наслідок зміни режиму транспортування газу (за формулою 6.12)

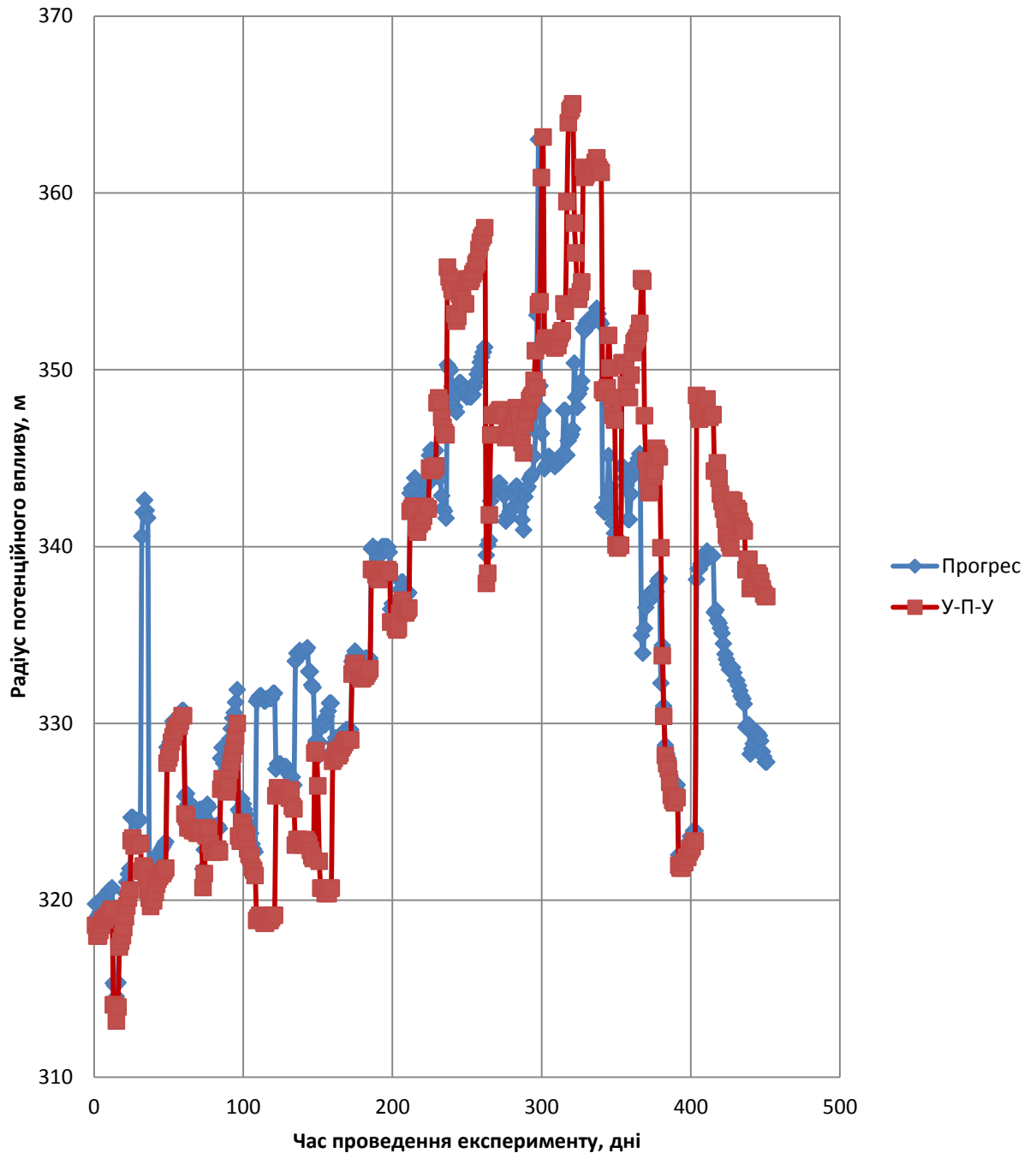


Рисунок 6.10 – Радіус потенційного впливу, в метрах, що відбувається в наслідок зміни режиму транспортування газу (за формулою 6.17 $K_p=1,1$)

Звичайне горіння може перейти у вибух за рахунок швидкості поширення полум'я при його поширенні по рельєфу і в лісових масивах.

Крім того, при гільйотинному розриві газопроводу великого тиску спостерігається розлітання шматків металу та фрагментів труб, оскільки під час руйнування трубопроводу енергія розширення газу витрачається на

деформування труби, її руйнування, утворення первинних та вторинних осколків.

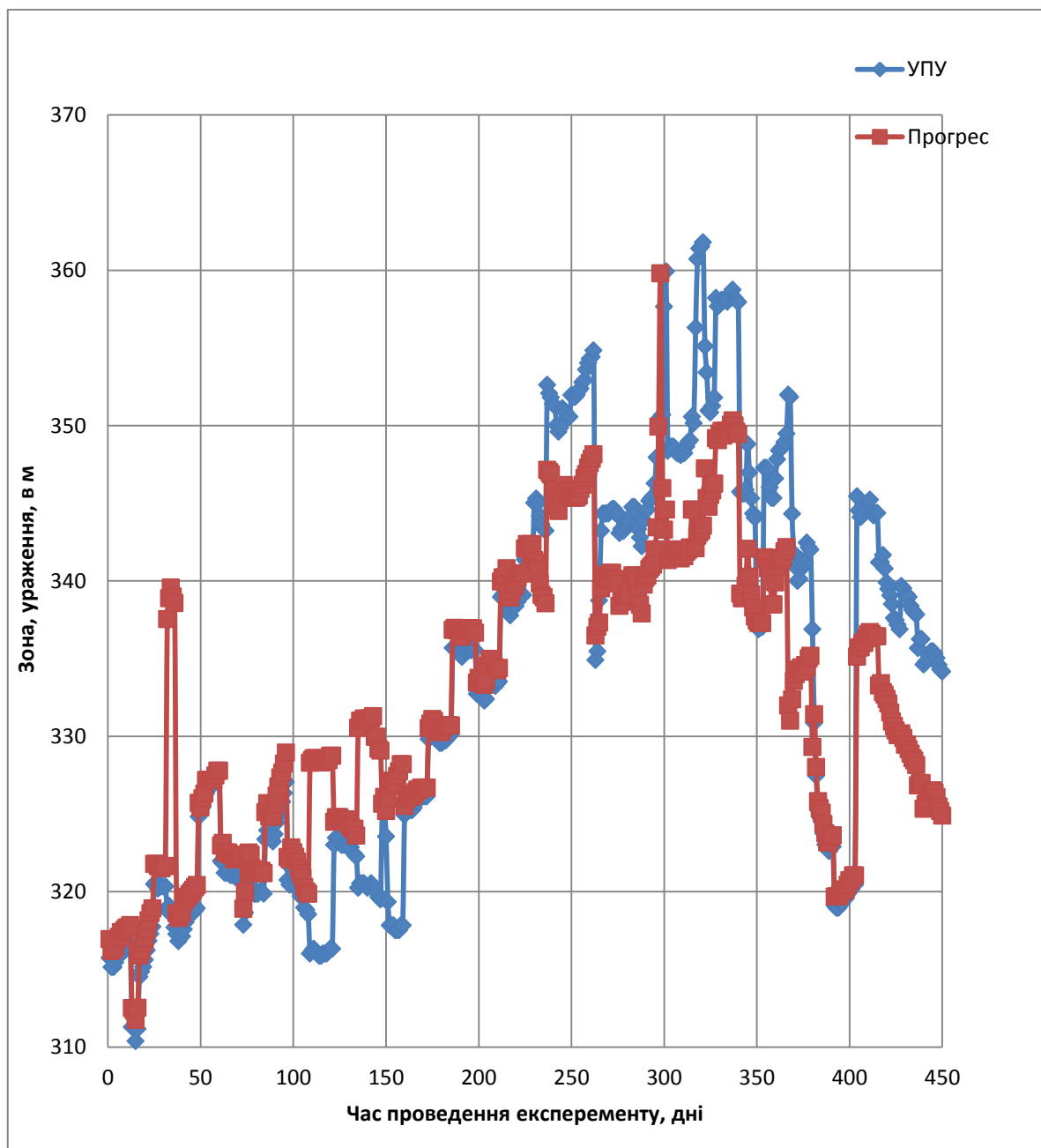


Рисунок 6.11 – Радіус потенційного впливу, в метрах, що відбувається в наслідок зміни ре-жиму транспортування газу (за формулою 6.17 $K_p = 0,5$)

У виконавчу документацію магістрального нафтопроводу повинні своєчасно вноситися зміни, що стосуються будівництва об'єктів в охоронній

зоні, перетинів нафтопроводу трубопроводами і комунікаціями іншого призначення, і конструктивні зміни об'єктів лінійної частини трубопроводу.

Надземні газопроводи – це переходи через природні та штучні перешкоди, які знаходяться в спільному технічному коридорі володіють більшою небезпекою щодо враження сусідніх газопроводів при вибуху на одному з них. Крім того вони володіють підвищеною небезпекою щодо реалізації диверсій та терористичних актів, ймовірність яких зростає підчас гібридної війни. Для узгоджених дій між організаціями, чиї трубопроводи проходять в одному технічному коридорі, розроблені правила, що визначають взаємини між ними.

На основі виконаних комплексних теоретичних і експериментальних досліджень вирішено важливу науково-технічну задачу із забезпечення безаварійної експлуатації магістральних газопроводів в зсувонебезпечних гірських умовах шляхом розробки нових підходів до оцінки технічного стану потенційно небезпечних ділянок. Для підвищення надійності експлуатації надземних магістральних газопроводів у спільних технічних коридорах необхідно підвищити їх стійкість щодо вибухів, а також зменшити ймовірність враження сусідніх газопроводів при вибуху на одному з них. Відомо, що ефективно протидіє спонтанному росту тріщини в стінці газопроводу - це зміцнення його зовнішньої поверхні композиційними полімерними матеріалами (КПМ). При локальному пошкодженні стінки і розгерметизації газопроводу зміцненого КПМ, відбувається вихід газу, який і при зовнішньому загоранні не супроводжується внутрішньотрубним вибухом. Якщо такий потужний вогняний струмінь направлений в сторону сусіднього газопроводу, то велика ймовірність його пошкодження. В такому випадку для ефективного захисту сусідніх газопроводів необхідно встановлювати, в проміжку між ними, екрануючі інженерні споруди. Таку роль можуть виконувати спеціально споруджені проміжні резервні байпаси.

Висновок до розділу 6

Для підвищення безпеки експлуатації магістральних газопроводів необхідно детально проаналізувати створення охоронної та безпечної зони відносно осі прокладання трубопроводів. Беручи до уваги наявні дані, зокрема по вибухах, для трубопроводів, що проходять в одному технічному коридорі.

Запропоновано врахувати коефіцієнт розміщення трубопроводу, що дозволить встановити індивідуально для різних трубопроводів радіус потенційного впливу зокрема врахувати їх територіальне розташування, експлуатаційні властивості та терміну їх експлуатації. Для підземних трубопроводів показано доцільність скерування надлишкового тиску від ударної хвилі при вибуху мимо сусіднього трубопроводу за рахунок внутрішнього тертя в ґрунті. Для трубопроводів, що проходять в спільному технічному коридорі необхідно споруджувати захисні інженерні споруди. Зміцнення зовнішньої поверхні надземних ділянок трубопроводів необхідно проводити з використанням композиційних полімерних покриттів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ШОСТОГО РОЗДІЛУ

1. Taraevskyy O. Reliability process of long-term operated gas pipelines in difficult mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2016. – №8. – P.22-26.
2. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taraevskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2016. – №3. – P.33-36.
3. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyu O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2015. – №8. – P.516-520.
4. API 510. Pressure Vessel Inspection Code. American Petroleum Institute, Washington, DC. 1999.

5. API Standard 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline. 2001.
6. API 581. Risk-Based Inspection. Base Resource Document. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2003.
7. API 597. Recommended Practice for Fitness for Service. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2003.
8. API 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipeline. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2002.
10. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 27-30.
11. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 43-46.
12. Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» - К.: 2002.
13. Постанова КМУ від 11 липня 2002 р. № 956 «Про ідентифікацію та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки».
14. Постанова КМУ від 1 березня 1999 р. № 303 «Порядок встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору».
15. Постанова КМУ від 31 грудня 2004 р. № 1790 «Про внесення зміни до Порядку встановлення нормативів збору за забруднення навколишнього природного середовища і стягнення цього збору».
16. Постанова КМУ від 15 лютого 2002 р. №175 «Про затвердження методики оцінки збитків від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру» (зі змінами, внесеними у відповідності з Постановою КМУ № 862 від 04.06.2003).
17. Постанова КМУ від 16 листопада 2002 р. №1788 «Про затвердження Порядку і правил проведення обов'язкового страхування

цивільної відповідальності суб'єктів господарювання за шкоду, яка може бути заподіяна пожежами та аваріями на об'єктах підвищеної небезпеки. Включаючи пожежовибухонебезпечні об'єкти та об'єкти, господарська діяльність на яких може призвести до аварій екологічного і санітарно-епідеміологічного характеру».

18. Методика визначення ризиків та їх прийнятих рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки. - К. : Основа, 2003 – 192 с.

19. Грудз В.Я., Тутко Т.Ф. Пускові динамічні параметри газу на ділянці магістрального газопроводу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001.№38 – С.45-61.

20. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties // Metallurgical and mining industry. – 2013. – №3. – P. 68-73.

21. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами //Нафтогазова галузь України. – 2013. –№6. – С. 33-37.

22. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects // Metallurgical and mining industry. – 2013. –№12. – P. 61-67

23. Тараєвський О.С. Аспекти моніторинга працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. –№4(45). – С. 43 – 47.

24. Говдяк Р.М., Угляренко В.П., Чабанович Л.Б., Шелковський Б.І. Стан і основні напрямки підвищення вибухопожежобезпеки на газотранспортних підприємствах України. /Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- 2005.-№4(17).- С. 117-125.

25. Говдяк Р.М. Проблемы и пути повышения экологической безопасности компрессорных станций газопроводов // Экотехнологии и ресурсосбережение. - 2004.-№6.- С. 44-50.

26. Говдяк Р.М., Бігун В.А., Поляченко Ю.М. Нові технічні рішення щодо електроживлення лінійних споживачів магістральних трубопроводів./Нафтова і газова промисловість.-2004.-№2 - С. 33-34.
27. Говдяк Р.М., Демченко Ю.В.Сучасні основи організації технологічного зв'язку на магістральних газопроводах./Нафтова і газова промисловість.-2004.-№3 - С. 31-33.
28. Говдяк Р.М., Давидов Д.М., Міщенко В.П. Новые технологии производства и потребления сжиженного природного газа в Украине// Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2004. - №4. – С. 63-67.
29. Говдяк Р.М., Міщенко В.П., Давидов Д.М. Поставки скрапленого природного газу – важливий чинник диверсифікації джерел газопостачання України// Нафтова і газова промисловість. – 2003. - №1. – С. 27-32.
30. Говдяк Р.М., Домашенко О.О., Давидов Д.М. Проектування і будівництво газопроводів в зонах вічної мерзлоти // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-2003.-№1(6).- С. 121-123.
31. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №3(40). – С.27-32.
32. Тараєвський О.С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. . – 2011. – №3(36). – С. 43 – 47.
33. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно - втомні властивості// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2010. – Спец випуск №8.– С.655 – 660.
34. Тараєвський О.С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі // Нафтогазова енергетика. –2008 –№3(8). – С.26-29.
35. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском// Науковий вісник Івано –

Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №1(17). – С.76-79.

36. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2008. – Спец випуск №7.– С.791 – 797.

37. Крижанівський Є.І. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. –№2(27). – С.97 – 100.

38. Грудз В.Я., Костів В.В., Тараєвський О.С., та ін. Технічна діагностика газотранспортних систем. – Івано – Франківськ: Лілея НВ,-2012.- 511с.

39. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу.// Матеріали міжнародної наук.-техн. конф. "Нафтогазова енергетика-2017 ".– Івано-Франківськ. – 2017. – С. 353 – 354.

40. Крижанівський Є.І., Кузьменко Е.Д., Тараєвський О.С., Багрій С.М. Диференціація аномалій природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно-наземних переходів. // Матеріали міжнародної наук.-практична. конф. "ЕКОГЕОФОРУМ- 2017. Актуальні проблеми та інновації ".– Івано-Франківськ. – 2017. – С. 287 – 288.

41. Тараевский О.С. Разработка электродов для сварки монтажных неповоротных стыков трубопроводов в трассовых условиях. // Материалы XI международной учебно-научно-практической конференции. “Трубопроводный транспорт – 2016”. –Уфа. Изд-во УГНТУ. – 2016. – С. 383 – 385.

42. Тараевский О.С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промышленных трубопроводов.// Материалы X международной учебно-научно-практической конференции, “Трубопроводный транспорт– 2015.” –Уфа.Изд-во УГНТУ. – 2015. – С.200–202.

43. Тараєвський О.С. Особливості руйнування несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов.// Міжнародна науково –

технічна конференція «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи». – Івано – Франківськ. – 2014 – С. 215–216.

44. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов.// VIII Междунар. науч.-техн. конф. "Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта".– Новополюцк, ПГУ. – 2014. – С. 30 – 32.

45. Тараевский О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений. // VII междунар. науч.-техн. конф., "Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта".– Новополюцк, ПГУ, 2011. – С. 181 – 182.

46. Тараєвський О.С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та сховищ // Матеріали науково-практичної конференції "Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопроводного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів для галузі". – Івано – Франківськ, видавництво ІФНТУНГ . –2010. –С.47-49

47. Tarayevski O.S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation.// XVIII Conferences "Technical sessions on welding" . – Madrid, Spain. – 2010. – P 28–32.

48. Тараєвський О.С., Тараєвський С.Й.Методика дослідження показників надійності магістральних газопроводів//Міжнародна науково – технічна конференція "Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи." – Івано – Франківськ. –2009.– С. 136-137.

49. Тараєвський О.С. Структура енергетичних втрат у газовому потоці та вибір математичної моделі. //Міжнародна науково – технічна конференція молодих вчених «Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії». – Івано – Франківськ. – 2008 – С. 18-19.

50. Почтенный Е.К. Кинетика усталости машиностроительных конструкций. – Мн.:УП «Арти –Фекс», 2002. – 186 с.

51. Бойко В.И., Коваль Ю.И. Анализ неразрушающих методов оценки усталостного повреждения металлов. – К.:1982. – 36с. – (Препринт АН УССР. Ин-т пробл. Прочности).
52. Трощенко В.Т., Бойко В.И. Датчик усталостного повреждения и обоснование его использования. Сообщение 1,2. Проблемы прочности. – 1985. - №1. – С.2-14.
53. Почтенный Е.К., Ивасив В.М. Способ ограничения случайных разрушений с помощью индикаторов усталости. Известие академии наук БССР: - Минск. -1981.
54. Айнбиднер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчёт магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – К.:Недра, 1982. – 341 с.
55. Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. – К.: Недра, 1982. – 384 с.
56. Галиуллин З.Т., Карпов С.В., Королев М.И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН. // Девятая международная деловая встреча «Диагностика – 99» (г.Сочи, апрель 1999 г.). М.: ИРЦ Газпром, 1999. –С.11-23.
57. Забела К.А. Ликвидация аварий и ремонт подводных трубопроводов. – М.:Недра, 1986. – 170с.
58. Зайнуллин Р.С. Определение остаточного ресурса труб с трещиноподобными дефектами при коррозионном износе./ Уфимский нефтяной институт. – С.12-15.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено важливу науково – прикладну проблему забезпечення працездатності тривалоексплуатованих газопроводів за складних гірничо - геологічних умов шляхом розроблення методу оцінки їх технічного стану з урахуванням аверсно – реверсних режимів експлуатації, вдосконалення методики виявлення найбільш небезпечних ділянок та їх моніторинг, підвищення безпеки їх експлуатації у спільних технічних коридорах. Висновки, які узагальнюють результати виконаних досліджень, полягають у наступному:

1. Показано, що для забезпечення диверсифікації постачання природного газу до України з різних європейських джерел газотранспортна система України експлуатується в складних гірничо - геологічних умовах при режимах, які часто відрізняються від проектних – це аверсні або реверсні режими.

2. Встановлено механізми зародження та розвитку тріщини в умовах одночасної дії внутрішнього та зовнішнього навантажень, при наявності локальних дефектів конструктивних елементів. В період експлуатації трубопроводів з 18 до 30 років в зонах зварного з'єднання відбувається деформаційне зміцнення металу труби, а також вирівнюється його мікроструктура. Залишковий ресурс визначений за фактичним технічним станом тривалоексплуатованого трубопроводу дає можливість експлуатувати його понад запланований амортизаційний термін.

3. Експериментально доведено, що ГТС України забезпечує надійне транспортування природного газу як при аверсних так і при реверсних схемах експлуатації. Для прогнозування експлуатаційних режимів необхідно роздільно виконувати розрахунки трубопроводів при аверсному та реверсному транспортуванні. Терміни технічного обслуговування та внутрішньотрубної діагностики необхідно визначати за результатами розрахунку жорсткішого режиму експлуатації.

4. При спорудженні траншеї для укладання магістрального трубопроводу порушується рівновага напруженого стану гірського масиву, яка є концентратором і формує джерела додаткових напружень, що можуть спровокувати зсуви або інші небезпечні геодинамічні процеси. Встановлено, що дослідження ПЕМПЗ є надійним методом оцінки навантаженості на елементи трубопроводів прокладених в складних гірничо – геологічних умовах.

5. Розроблено заходи підвищення безпеки експлуатації трубопроводів у спільних технічних коридорах шляхом :

- використання в якості захисних інженерних споруд проміжних резервних байпасів;
- зміцнення зовнішньої поверхні надземних ділянок трубопроводів композиційними полімерними матеріалами;
- скерування надлишкового тиску від ударної хвилі при вибуху мимо сусіднього трубопроводу за рахунок внутрішнього тертя в ґрунті.

За результатами проведених досліджень створені математичні моделі та запропоновані методи й алгоритми їх реалізації, узагальнені в галузевих методиках, впровадження яких на газопроводах трансукраїнської системи показали адекватне співвідношення між прогнозними та фактичними параметрами.

ДОДАТОК А

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Taraevskyy O. Research on exploitation of gas pipelines at areas crossing the natural and artificial obstacles by the method of natural pulse of electromagnetic field of the Earth (NPEMFЕ// Metallurgical and mining industry. – 2016. –№12. – P.36-38.
2. Taraevskyy O. Reliability process of long-term operated gas pipelines in difficult mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№8. – P.22-26.
3. Taraevskyy O. Aspects of research of indicators of emergency risk of long-term operating pipelines // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№5. – P.22-25.
4. Krizhanivskiy E., Mykhalkiv V., Taraevskiy O. Influence of change of gas transportation mode on the stress condition of gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2016. –№3. – P.33-36.
5. Mikhalkiv V., Tarayevs'kyy O. Influence of gas transport volumes reduction on gas pipeline stress state // Metallurgical and mining industry. – 2016. – №1. – P.49-52.
6. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyy O.S., Makovkin O.M. Research on pipelines elements strength with stress raisers in the area of slide // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№10. – P.202-204.
7. Krizhanivskiy Ye. I., Tarayevs'kyy O.S. Factors determining the intensity of loading of long operated gas pipelines under complex mining and geological conditions // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№8. – P.516-520.
8. Tarayevs'kyy O. Calculation models aspect for pipelines joint welds evaluation for the purpose of their endurance life increasing // Metallurgical and mining industry. – 2015. –№4. – P. 91-93.

9. Tarayevs'kyu O. Key factors determining state of metal pipe during operation of main oil and gas pipeline // Metallurgical and mining industry. – 2015. – №2. – P. 62-66.
10. Тараєвський О. Дослідження несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 27-30.
11. Тараєвський О. Деякі аспекти технічного стану магістральних трубопроводів із урахуванням їх тривалої експлуатації // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №6. – С. 43-46.
12. Tarayevs'kyu O. Influence of main pipelines continuous exploitation on their physical and chemical properties // Metallurgical and mining industry. – 2013. – №3. – P. 68-73.
13. Тараєвський О. Оцінка на міцність працездатності кільцевих зварних з'єднань труб із корозійними дефектами // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №6. – С. 33-37.
14. Tarayevs'kyu O. Evaluation of circular welds strength capacity with corrosive defects // Metallurgical and mining industry. – 2013. – №12. – P. 61-67
15. Тараєвський О.С. Аспекти моніторингу працездатності кільцевих зварних з'єднань труб з корозійними дефектами. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №4(45). – С. 43 – 47.
16. Тараєвський О.С. Вплив нерівномірності споживання газу на корозійно – втомні характеристики зварного з'єднання магістральних трубопроводів. // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – №2(32). – С. 66-74.
17. Тараєвський О.С. Прогнозування залишкового ресурсу кільцевих зварних з'єднань тривало експлуатованих магістральних газопроводів. // Надійність інструменту та оптимізація технологічних систем – 2012. – №31. – С. 46-53.

18. Тараєвський О.С. Вплив особливостей експлуатації магістральних трубопроводів на деформаційну стійкість зварних з'єднань. // Вісник донбаської державної машинобудівної академії. – 2012. – №3(28). – С. 264-268.

19. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Особливості корозійно – втомного руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Фізико-хімічна механіка матеріалів. –2012. – Спец випуск №9 –С.653 – 661.

20. Крижанівський Є.І. Тараєвський О.С. Оцінка експлуатаційної надійності нафтогазопроводів за наявністю локальних дефектів зварних з'єднань.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. - №3(40). – С.27-32.

21. Тараєвський О.С. Дослідження та методи аналізу показників надійності магістральних газопроводів.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. . – 2011. – №3(36). – С. 43 – 47.

22. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно - втомні властивості.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2010. – Спец випуск №8.– С.655 – 660.

23. Тараєвський О.С. Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі // Нафтогазова енергетика. –2008 –№3(8). – С.26-29.

24. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Методика оцінювання навантаження газопроводу внутрішнім тиском.// Науковий вісник Івано – Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №1(17). – С.76-79.

25. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу.// Фізико – хімічна механіка матеріалів. –2008. – Спец випуск №7.– С.791 – 797.

26. Крижанівський Є.І. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. –№2(27). – С.97 – 100.

27. Грудз В.Я., Костів В.В., Тараєвський О.С., та ін. Технічна діагностика газотранспортних систем. – Івано – Франківськ: Лілея НВ,-2012.- 511с.

28. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Оцінка зміни навантаженості трубопроводів на ділянках експлуатації підземних сховищ газу.// Матеріали міжнародної наук.-техн. конф. "Нафтогазова енергетика-2017". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 353 – 354.

29. Крижанівський Є.І., Кузьменко Е.Д., Тараєвський О.С., Багрій С.М. Диференціація аномалій природного імпульсного електромагнітного поля землі на ділянках підземно-наземних переходів. // Матеріали міжнародної наук.-практична. конф. "ЕКОГЕОФОРУМ- 2017. Актуальні проблеми та інновації". – Івано-Франківськ. – 2017. – С. 287 – 288.

30. Тараевский О.С. Разработка электродов для сварки монтажных неповоротных стыков трубопроводов в трассовых условиях. // Материалы XI международной учебно-научно-практической конференции. “Трубопроводный транспорт – 2016”. –Уфа. Изд-во УГНТУ. – 2016. – С. 383 – 385.

31. Тараевский О.С. Разработка практических рекомендаций повышения технологической прочности промысловых трубопроводов.// Материалы X международной учебно-научно-практической конференции, “Трубопроводный транспорт– 2015.” –Уфа.Изд-во УГНТУ. – 2015. – С.200–202.

32. Тараєвський О.С. Особливості руйнування несучої здатності магістральних трубопроводів за складних умов.// Міжнародна науково – технічна конференція «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи». – Івано – Франківськ. – 2014 – С. 215–216.

33. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Исследование коррозионной стойкости нефтегазопроводов.// VIII Междунар. науч.-техн. конф.”Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”.– Новополюцк, ПГУ. – 2014. – С. 30 – 32.

34. Тараевский О.С., Тараевский С.Й. Модель механизма сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) трубных сталей нефтегазопроводов.// Материалы IX международной учебно-

научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт– 2013” – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2013. – С.135-137.

35. Тараєвський О.С. Особливості руйнування зварного з'єднання тривало експлуатованих магістральних трубопроводів.// Міжнародна науково – технічна конференція «Проблеми і перспективи транспорту нафти і газу». –Івано – Франківськ. – 2012. –С.123-124.

36. Тараевский О.С. Методы повышения механических свойств сварных металлоконструкций нефтегазовых объектов // Международная – научно – практическая конференция «Трубопроводный транспорт -2012». –Уфа. – 2012. – С. 181-182.

37. Тараевский О. С. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов при наличии локальных дефектов сварных соединений.// VII междунар. науч.-техн. конф.,”Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”.– Новополюцк, ПГУ, 2011. – С. 181 – 182.

38. Тараєвський О.С. Аналіз технічного обслуговування трубопроводів та сховищ // Матеріали науково-практичної конференції "Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопроводного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів для галузі". – Івано – Франківськ, видавництво ІФНТУНГ . –2010. –С.47-49

39. Tarayevski O.S. Maintaining the Reliable Operation of Oil and Gas Pipelines With Account for Mechanochemical Degradation.// XVIII Conferences “Technical sessions on welding” . – Madrid, Spain. – 2010. – P 28–32.

40. Тараєвський О.С., Тараєвський С.Й.Методика дослідження показників надійності магістральних газопроводів//Міжнародна науково –технічна конференція “Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи.” –Івано – Франківськ. –2009.– С. 136-137.

41. Тараєвський О.С. Структура енергетичних втрат у газовому потоці та вибір математичної моделі . //Міжнародна науково – технічна конференція молодих вчених «Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії». – Івано – Франківськ. – 2008 – С. 18-19.

ДОДАТОК Б

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Головний інженер

ПМГ «Прикарпаттрансгаз»

В.В. Костів

25.05.2017р.



АКТ

**практичного застосування результатів дисертаційної роботи
Тараєвського Олега Степановича
на тему “Забезпечення працездатності тривалоексплуатованих
газопроводів за складних гірничо – геологічних умов”
у виробничий процес.**

Дисертаційна робота докторанта Тараєвського О.С. виконана у Івано – Франківському національному технічному університеті нафти і газу під керівництвом академіка НАН України, д.т.н., проф. Крижанівського Є.І., присвячена забезпеченню працездатності тривалоексплуатованих газопроводів за складних гірничо – геологічних умов. В роботі зокрема:

- ✓ встановлено нове функціональне призначення ГТС України в забезпеченні надійного постачання газу для країн ЄС та України.
- ✓ розроблено методику оцінки впливу концентраторів напружень на період зародження і докритичного розвитку корозійно-механічних тріщин трубопроводів експлуатованих в зоні впливу нестабільних гірських масивів.
- ✓ виявлено вплив аверсно - реверсних режимів експлуатації на працездатність трубопровідної системи.
- ✓ розроблено методику оцінки впливу експлуатаційного навантаження трубопроводів враховуючи одночасний вплив змінних внутрішніх коливань та моніторити ділянки нестабільних гірських масивів.

- ✓ розроблено метод щодо заходів для підвищення безпеки експлуатації газопроводів у технологічних коридорах.

Крім того в дисертаційній роботі досить широко подані питання визначення допустимого рівня довільно орієнтованих напружень, що впливають на досліджувану ділянку газопроводу зі складною технологічною структурою та прокладеною на ділянці з порушеною рівновагою Землі. На основі проведених досліджень запропоновано методи контролю параметрів, відповідальних за технічний стан тривало експлуатованих трубопроводів, які проходять територіями з порушеною рівновагою, що дають змогу надійно виявляти наявність аномальних ділянок. Встановлено класифікацію визначених аномалій ділянок газопроводу за величиною та формою. Вдосконалено принцип оптимізації транспортування газу трубопроводами, що проходять в одному технологічному коридорі, за критерієм мінімального негативного впливу на навколишнє середовище. Запропоновано методику визначення радіуса потенційного впливу, що одночасно враховує режим експлуатації газопроводу, його фактичний технічний стан, а також параметри аномальних ділянок із порушеною рівновагою Землі.

Дані методики були застосовані та проводився детальний експерс-аналіз стану газопроводів «УПУ» та «Союз» у зв'язку з дією на них додаткових сил зокрема на ділянках переходу між підземним прокладанням трубопроводу в надземну його частину. Це свідчить про достатність запропонованих рішень щодо практичного застосування результатів дисертаційної роботи по забезпеченню працездатності тривалоексплуатованих газопроводів на ділянках переходів через природні та штучні перешкоди.

Начальник відділу експлуатації
лінійної частини МГ, ГРС та ПКЗ



Пеньківський В.Ю.

ДОДАТОК В

ФІЛІЯ УМГ “ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ” ПАТ “УКРТРАНСГАЗ”
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи

ІФНТУНІ



О. М. Карпаш

«25» 04 2017 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер філії УМГ

“Прикарпаттрансгаз” ПАТ

“Укртрансгаз”



В. В. Костів

«27» 04 2017 р.

МЕТОДИКА

ЕКСПРЕС ПРОГНОЗУВАННЯ БЕЗПЕКИ ТА УМОВ РУЙНУВАННЯ
ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник

доктор технічних наук, професор

(розділи 1-4)

Р. С. Грабовський

Відповідальний виконавець

(розділи 2-3)

І. Я. Федорович

Відповідальний виконавець

кандидат технічних наук, доцент

(вступ, додаток)

О.С. Тарасівський

ДОДАТОК Д

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
“ЗАХІДТЕХНОГАЗ”

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО


Проректор з наукової роботи і
міжнародної діяльності
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.



О. Карпаш
“ 01 ” 02 2016 р



ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор
ТзОВ “ЗАХІДТЕХНОГАЗ”


Р. Храбатин
“ 02 ” 2016 р



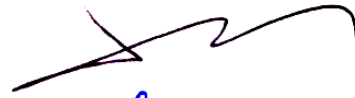
КОМПЛЕКСНА ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

**РОЗРАХУНОК НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО
СТАНУ СКЛАДНИХ СИСТЕМ НАДЗЕМНИХ
ПЕРЕХОДІВ**

Івано-Франківськ
2016

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник
докт. техн. наук,
проф. ІФНТУНГ



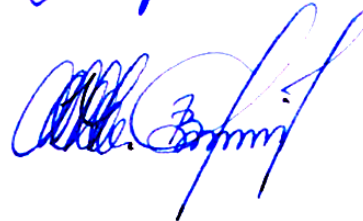
В. Я. Грудз

канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ



В. Б. Запукхляк

Заступник голови правління –
головний інженер
ПАТ “Івано-Франківськгаз”



І. І. Височанський

Заступник директора по ремонту
магістральних трубопроводів
ПрАТ«ПВІ ЗІТ
Нафтогазбудізоляція»



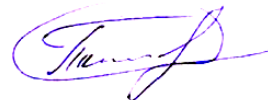
О. М. Марчук

Головний інженер проектів
ТзОВ “Західтехногаз”



Ю. Ю. Верхоляк

Начальник дільниці видобутку газу
Шереметівського ГР
ТзОВ “Західтехногаз”



Т. І. Лютко

Студент ІФНТУНГ
група ПС-12-3



Н. П. Самуляк

канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ



О. С. Тараєвський

ДОДАТОК Ж

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
 “НАФТОГАЗ УКРАЇНИ”
 ВРТП УКРГАЗЕНЕРГОСЕРВІС
 ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
 УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
 ІОНТУНГ, д.т.н., проф.



О. Карпаш
 “ 25 ” 12 2009 р

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор
 ВРТП УКРГАЗЕНЕРГОСЕРВІС



Р. Флюнт
 “ 12 ” 2009 р

КОМПЛЕКСНА ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

ТИПОВІ РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ СИСТЕМ ГАЗОНАФТОПОСТАЧАННЯ

Івано-Франківськ
 2009

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник
докт. техн. наук,
проф. ІФНТУНГ

В.Я. Грудз

канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ

Л.Т.Гораль

заступник директора з виробництва
УМГ «Прикарпаттрансгаз»
ДК «Укртрансгаз»

М.Д.Степ'юк

асистент кафедри
СРГГ ІФНТУНГ

Р.Т.Мартинюк

асистент кафедри
СРГГ ІФНТУНГ

В.Б.Запхляк

аспірант кафедри
СРГГ ІФНТУНГ

Я.Р.Порада

канд. тех. наук,
доц. ІФНТУНГ

О.С. Тараєвський