

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

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ЗАПУХЛЯК ВАСИЛЬ БОГДАНОВИЧ

УДК 622.691.4

ДИСЕРТАЦІЯ

**Забезпечення надійності різновекторної газотранспортної системи за умови
обмежених обсягів транзиту**

05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

18 – 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



В. Б. Запукхляк

Науковий консультант

Грудз Володимир Ярославович
професор, доктор технічних наук

*Bei prüfung der Dissertation
bestanden für den Inhalt
Vizepräsident der spezialisierten
Rats D 20.052.04
05.03.2021*
Грудз А.П.

Івано-Франківськ – 2021



АНОТАЦІЯ

Запухляк В. Б. Забезпечення надійності різновекторної газотранспортної системи за умови обмежених обсягів транзиту. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища (18 – виробництво та технології). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, МОН України, Івано-Франківськ, 2021.

Дисертаційна робота присвячена: дослідженню режимів роботи газотранспортної системи в умовах обмеженого транзиту; визначенню оптимальних та надійних параметрів роботи газоперекачувальних агрегатів, компресорних станцій, лінійних ділянок газопроводів при зменшенні об'ємів перекачування газу; дослідженню технологічних процесів, пов'язаних з виконанням ремонтних робіт для підвищення надійності газопроводів; розробленню альтернативних пропозицій використання окремих ланок газотранспортної системи непрацюючих внаслідок неповного її завантаження; розробленню технік та технологій для модернізації газопроводів під транспортування альтернативних видів продукту та дослідженню режимів експлуатації таких газопроводів.

Розглядається проблема розрахунку режимів роботи складної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження, яка містить ряд газопроводів, та ряд компресорних станцій, які в сукупності представляють послідовно та паралельно з'єднані ланки, і від характеристик яких залежить величина пропускної здатності. Наведено результати аналітичних досліджень характеру протікання і тривалості нестационарних процесів у складних газотранспортних системах, викликаних виключенням з режиму роботи окремих компресорних станцій. Побудовано математичну модель газопроводу з врахуванням впливу компресорних станцій на основі класичних рівнянь газового

потоків і нерозривності з використанням функцій джерела Дірака. Побудовані графічні залежності тренду продуктивності газотранспортної системи на її початку і в кінці показали вплив розміщення компресорної станції в газотранспортній системі, зокрема її порядкового номеру на трасі, на характер нестационарного процесу, викликаного її зупинкою, зокрема на тривалість нестационарності.

Розроблено математичну модель для визначення достатньої кількості газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій для перекачування газу в умовах обмеженого транзиту. Встановлено, що достатня і необхідна кількість КС для транспортування певного об'єму газу можуть відрізнятися і це пов'язано зі схемою розташування КС. Проведено аналіз впливу можливих відключень КС чи окремих ГПА, а також, регулювання обертів ротора нагнітача на енергоефективність та надійність режимів експлуатації газопроводу при симетричному та несиметричному розташуванні працюючих КС. Методи стохастичного математичного моделювання з використанням в якості вихідної інформації передісторії експлуатації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, було застосовано до оцінки реального технічного стану ГПА і прогнозування його залишкового ресурсу та ймовірності безвідмовної роботи. Розроблено математичну модель, яка пов'язує показники надійності забезпечення газом споживачів з показниками вартості експлуатації газоперекачувальних агрегатів та прогнозованими втратами через недоподачу газу споживачам.

Розроблено математичну модель, яка дозволяє оцінити реальний стан ділянки газопроводу, під час виконання порівняльного аналізу окремих ділянок з метою виведення тієї чи іншої з експлуатації. Запропоновано введення поняття дефектного балу DB, який визначається розрахунковим шляхом за результатами отриманої інформації про відмови на даній ділянці та їх причини в минулому, про наявність існуючих дефектів металу труби та ізоляції, про вплив ґрунтів на матеріал трубопроводу, про невідповідність геометрії осі трубопроводу нормативним документам та проекту, а також за результатами прогнозування

безвідмовної роботи ділянки в майбутньому. З метою підвищення якості визначення ерозійного зношування фасонних елементів газопроводу та ефективнішого діагностування зменшення їх товщини стінки було проведено, на створеному багатофункціональному експериментальному стенді-макеті лінійної частини газопроводу, дослідження руху двофазних потоків фасонними елементами трубопроводів. Досліджено основні закономірності впливу тривалої експлуатації на опір деформуванню трубних сталей у ґрунтах хлоридного та хлоридно-сульфатного типів засолення. Здійснено ранжування ґрунтових електролітів за характеристичними показниками та встановлено найнебезпечніші для деградованих трубопровідних сталей у кожній із груп. Проведено математичне моделювання напружено-деформованого стану трубопроводу при відновленні його проектного положення без стравлювання продукту.

Проведено теоретичні дослідження процесів пов'язаних зі зварювально-відновлювальними роботами на газопроводах без зупинки перекачування газу, для відновлення їх роботоздатності, та встановлення можливих ризиків, пов'язаних з такими процесами. Розглянуто схему термічного розкладання метану в приповерхневому шарі на нагрітій ділянці зони зварювання. Розраховано і побудовано графіки розчинності водню в залізі за різних парціальних тисків молекулярного водню в газовій суміші. Розглянуто загальні процеси розчинності водню в металі і розвиток водневого окрихчення трубних сталей. Змодельовано процеси наводнювання і науглецювання металу магістральних газопроводів при термічному розкладанні метану на нагрітій ділянці внутрішньої поверхні труб під час виконання зварювальних робіт безпосередньо під тиском газу. Проведено експериментальні дослідження ударної в'язкості трубної сталі 17Г1С-У, класу міцності Х70. Досліджено вплив температури випробувань на ударну вязкість трубної сталі класу Х70. При цьому використовувалися зразки з основного металу та зразки вирізані зі зварного шва.

Проаналізовано можливі проблеми, які виникають при переведенні непрацюючих чи недовантажених газопроводів на транспортування альтернативних видів продукту: на перекачування вуглекислого газу, суміші

водню з метаном, чи на транспортування вантажних контейнерів. Серед окреслених проблем встановлено необхідність захисту сталених трубопроводів від шкідливого впливу кожного з середовищ. Розроблено математичну модель процесу закачування вуглекислого газу в трубопровід, побудовані залежності розподілу тиску, температури та масової витрати CO₂ по довжині трубопроводу від часу. При дослідженні процесу транспортування суміші водню з метаном була встановлена загальна позитивна тенденція до підвищення енергоефективності процесу транспортування такої суміші. Запропоновано чотири технології модернізації газопроводів, які передбачають захист трубопроводів від наводнювання, корозії та дозволяють змінювати режими експлуатації газопроводів, при транспортуванні вуглекислого газу чи водню, в напрямку підвищення ефективності їх роботи.

Розроблена математична модель, яка дозволяє прогнозувати характер вимушених коливань надземної ділянки трубопроводу під час проходження механічних пристроїв по газопроводу, що дає змогу запобігти порушенням стійкості повітряних переходів в процесі руху ними важких внутрішньотрубних пристроїв.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в подальшому розвитку методології комплексного дослідження режимів роботи складних газотранспортних систем в умовах неповного завантаження та їх впливу на надійність системи. Застосовано для оперативного керування експлуатацією і режимами роботи газотранспортної системи, при зміні обсягів перекачування газу, метод інтегральних коефіцієнтів. Виконано дослідження нестационарних процесів в газопроводах, спричинених стрибкоподібними змінами обсягів перекачування газу чи зупинками і запусками компресорних станцій з метою запобігання критичного перевищення тиску і порушення умов міцності трубопроводів. Розроблено принципи і методи оптимізації режимів роботи компресорних станцій в умовах неповного завантаження системи газопроводів, з урахуванням показників надійності. Запропоновано введення поняття “дефектний бал” та розроблена відповідна математична модель оцінки реального стану

лінійних ділянок газопроводів в процесі оптимізації газопровідних систем в умовах обмеженого транзиту. Теоретично та експериментально досліджено місця інтенсивного ерозійного зношування фасонних елементів газопроводів та визначено інтенсивність ерозійного зношування, вперше встановлено вплив на ці процеси режимних параметрів транспортування та характеристик дисперсних фаз. Набула подальшого розвитку методологія дослідження напружено-деформованого стану лінійних ділянок газопроводів під час виконання ремонтних робіт з їх підсаджування. Встановлені закономірності протікання процесів наводнювання та науглецювання металу під час виконання зварювально-відновлювальних робіт. Вперше встановлено закономірності зміни параметрів режиму роботи газопроводу під час закачування та транспортування середовищ відмінних від природнього газу (CO_2 , H_2) на основі теоретичних досліджень. Вперше встановлено закономірності зміни тиску на виході компресора під час протягування поршнем труби в трубі з використанням опорно-центрувальних кілець, що дає можливість підібрати обладнання для виконання робіт. Отримано математичну модель для прогнозування характеру вимушених коливань надземної ділянки трубопроводу під час проходження механічних пристроїв по газопроводу (контейнерів чи ремонтних поршнів).

Практичне значення одержаних результатів. Результати досліджень є корисними для прогнозування режимів роботи газопровідних систем в умовах неповного завантаження, а саме при виборі газоперекачувальних агрегатів, компресорних станцій чи лінійних ділянок газотранспортної для відключення та переведення чи часткового переведення на інші альтернативні види транспортованого продукту. Результати дослідження процесу відновлення проектного положення газопроводу методом підсаджування можуть бути використані для розроблення нормативного документу з виконання такого виду ремонтних робіт. За результатами даного дослідження було розроблено “Рекомендації щодо проведення робіт із підсаджування газопроводу діаметром 1420 мм”.

Експериментальні дослідження ерозії фасонних елементів газопроводів лягли в основу комплексної галузевої методики “Технічне діагностування та розрахунок міцності елементів газопровідних систем складної геометричної форми”, яку впроваджено в Науково-виробничому центрі технічної діагностики “Техдіагаз” АТ “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України”. НВЦТД “Техдіагаз” займається обстеженням технічного стану усієї лінійної частини газотранспортної системи України.

Дослідження процесів наводнювання та науглецювання трубних сталей дозволяють провести аналіз можливостей застосування запропонованих альтернативних способів використання газових магістралей. Поряд з цим запропоновано ряд можливих способів модернізації газопроводів під нові виклики, зокрема розроблено техніки та технології протягування труби в трубі та нанесення покриття на внутрішню поверхню трубопроводу за допомогою внутрішньотрубних снарядів.

Також, на основі результатів інших досліджень розроблено галузеві методики “Розрахунки розподілу потоків газу і визначення його запасів в трубах”, “Розрахунок напружено-деформованого стану складних систем надземних переходів”, “Розрахунок напружено-деформованого стану балкових систем надземних переходів”.

Ключові слова: газотранспортна система, газодинамічний процес, газоперекачувальний агрегат, компресорна станція, лінійна частина, надійність, напружений стан, неповне завантаження, оптимізація.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації

1. Development of trenchless technology of reconstruction of «Pulling pig P» pipeline communications / Ya. Doroshenko, V. Zapukhliak, K. Poliarush, R. Stasiuk, S. Bagriy // *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2019. Vol. 2, No 1(98). P. 28–38. (індексується в Scopus).

2. Impact of long-term operation on the reliability and durability of transit gas pipelines / I. Okipnyi, L. Poberezhny, **V. Zapukhliak**, A. Hrytsanchuk, L. Poberezhna, A. Stanetsky, V. Kravchenko, I. Rybitskyi // *Journal of mechanical engineering*. 2020. Vol. 70, № 1. P. 115–126. **(індексується в Scopus)**.

3. Influence of test temperature on impact toughness of X70 pipe steel welds / Y. Kryzhanivskyi, L. Poberezhny, P. Maruschak, M. Lyakh, V. Slobodyan, **V. Zapukhliak** // *Procedia Structural Integrity*. 2019 Volume 16. P. 237–244. **(індексується в Scopus)**.

4. Mathematical modeling of unsteady gas transmission system operating conditions under insufficient loading / **V. Zapukhliak**, L. Poberezhny, P. Maruschak, V. Grudz Jr., R. Stasiuk, J. Brezinová, A. Guzanová // *Energies*. 2019. Vol. 12, Issue 7. P. 1–14. **(індексується в Scopus)**.

5. Modeling computational fluid dynamics of multiphase flows in elbow and T-junction of the main gas pipeline / Ya. Doroshenko, Ju. Doroshenko, **V. Zapukhliak**, L. Poberezhny, P. Maruschak // *Transport*. 2019. Vol. 34 Issue 1. P. 19–29. **(індексується в Scopus)**.

6. Numerical simulation of the stress state of an erosion-worn tee of the main gas pipeline / Ya. Doroshenko, **V. Zapukhliak**, Ya. Grudz, L. Poberezhny, A. Hrytsanchuk, P. Popovych, O. Shevchuk // *Archives of Materials Science and Engineering*. 2020. Vol. 101, Issue 2. P. 63-78. **(індексується в Scopus)**.

7. Optimal gas transport management taking into account reliability factor / V. Grudz, YA. Grudz, **V. Zapukhliak**, I. Chudyk, L. Poberezhny, N. Slobodyan // *Management Systems in Production Engineering*. 2020. Vol. 28, No 3. P. 202–208. **(індексується в Scopus)**.

8. Non-stationary processes in the gas transmission systems at compressor stations shut-down / V. Ya. Grudz, V. Ya. Grudz (junior), **V. B. Zapukhlyak**, Ya. V. Kyzymyshyn // *Journal of hydrocarbon power engineering*. 2018. № 1(5). P. 22-28. **(наукове фахове видання України)**.

9. Forecasting potential risks of leakage on gas pipelines / V. Grudz, **V. Zapukhlyak**, V. Grudz (junior), L. Poberezhnyi, N. Drin, R. Stasyuk // *Scientific Journal of the TNTU*. 2019. № 4(96). С. 32-38. (індексується в **Index Copernicus**).

10. Аналіз напружено-деформованого стану трубопроводів під час підсаджування / В. Б. Запукхляк, Ю. Г. Мельниченко, В. Я. Грудз, Л. Я. Побережний, Я. В. Дорошенко // *Нафтогазова енергетика*. 2020. № 2(34). С. 56-66. (наукове фахове видання України).

11. Василик А. В., **Запукхляк В. Б.**, Височан М. І. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина І. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2014. № 2(37). С. 170-171. (наукове фахове видання України).

12. Вплив нерівномірності газоспоживання на нестационарний процес, викликаний появою витoku газу з газопроводу / **В. Б. Запукхляк**, Р. Б. Стасюк, О. І. Белей, Т. Ю. Пиріг, Т. Ф. Тутко // *Нафтогазова галузь України*. 2018. № 4. С. 22-26. (наукове фахове видання України).

13. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина ІІ / А. В. Василик, **В. Б. Запукхляк**, І. М. Сем'яник, Н. М. Запукхляк // *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2015. № 2(39). С. 131-138. (наукове фахове видання України).

14. Дорошенко Я. В., Поляруш К. А., **Запукхляк В. Б.** Розроблення технології безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій очисним поршнем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 3(68). С. 12-19. (наукове фахове видання України).

15. Дорошенко Я. В., Поляруш К. А., **Запукхляк В. Б.** Експериментальні дослідження динаміки безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій технологією “Тяговий поршень Т”. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 1(70). С. 25–32. (наукове фахове видання України).

16. Дослідження фізичної картини руху газових потоків відводами магістральних газопроводів / Я. В. Дорошенко, **В. Б. Запукхляк**, Ю. І. Дорошенко, Н. М. Запукхляк // *Нафтогазова галузь України*. 2017. №5. С. 25-28. (наукове фахове видання України).

17. Експериментальні дослідження ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів / Я. В. Дорошенко, **В. Б. Запхляк**, Т. І. Марко, Р. Б. Стасюк // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №1(62). С. 66-76. **(наукове фахове видання України)**.

18. Електрокорозія трубопроводів низького та середнього тиску / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, **В. Б. Запхляк**, А. В. Грицанчук, Р. В. Кубаль // *Нафтогазова галузь України*. 2018. №1. С. 33-36. **(наукове фахове видання України)**.

19. **Запхляк В. Б.** Аналіз розрахунків напружено деформованого стану трубопроводу під час виконання ізоляційно-укладальних робіт. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2014. № 1(25). С. 186-202. **(наукове фахове видання України)**.

20. **Запхляк В. Б.** Техніко-економічні аспекти проведення ремонтних робіт на діючих газопроводах. *Ефективна економіка*. 2015. № 3. **(наукове фахове видання України)**.

21. Оптимізація режимів роботи складних газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, Д. Ф. Тимків, **В. Б. Запхляк** // *Нафтогазова галузь України*. 2019. № 1. С. 26-31. **(наукове фахове видання України)**.

22. Оцінка динамічних навантажень в розрахунках надземних ділянок газопроводів / В. Я. Грудз, **В. Б. Запхляк**, Т. Ф. Тутко, О. Я. Дубей // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2018. № 5(140). С. 85-91. **(наукове фахове видання України)**.

23. Проблеми і перспективи визначення витоків із трубопроводів / **В. Б. Запхляк**, Н. М. Запхляк, О. М. Марчук, І. І. Лукашевич // *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. – № 2(32). С. 185-188. **(наукове фахове видання України)**.

24. Ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійномеханічних процесів у трубопроводах на пізній стадії експлуатації / А. Станецький, П. Марущак, **В. Запхляк**, Р. Пасяка, Л. Побережний // *Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. Спецвипуск журналу “Фізико-хімічна*

механіка матеріалів”. 2018. № 12. С. 270-275. (**наукове фахове видання України**).

25. Ризики транспортування енергоносіїв у зонах військових дій / С. С. Трегубенко, Р. В. Кубаль, Л. Я. Побережний, **В. Б. Запукхляк** // *Науковий вісник НЛТУ України*. 2018. 28(2). С. 120-123. (**індексується в Index Copernicus**).

26. Тутко Т. Ф., **Запукхляк В. Б.** Визначення відстані між роликowymi опорами дюкера при його протягуванні через водну перешкоду. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2013. № 2(35). С. 52-58. (**наукове фахове видання України**).

27. Удосконалення способу ідентифікації об’єкта підвищеної небезпеки трубопровідного транспорту газу / **В. Б. Запукхляк**, Р. Б. Стасюк, Ю. Г. Мельниченко, Т. Ю. Пиріг, Д. П. Береза // *Нафтогазова енергетика*. 2019. № 2(32). С. 43-52. (**наукове фахове видання України**).

Патент

28. Пристрій для безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій: пат. 129088 Україна: МПК F16L1/028. № u 201802905; заявл. 22.03.2018; опубл. 25.10.2018, Бюл. № 20. 3 с. Автори: Дорошенко Я. В., Поляруш К. А., **Запукхляк В. Б.** (**патент на корисну модель**).

Праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

29. Influence of pipeline steel texture on macro- and micromechanisms of its impact fracture / Ye. Kryzhanivskyy, L. Poberezhny, P. Maruschak, M. Lyakh, V. Slobodyan, **V. Zapukhliak** // Fracture mechanics of materials and structural integrity : abstracts of 6-th International Conference, с. Lviv, 3-6 June 2019. Lviv, 2019. P. 122-123.

30. Providing operability of gas pipelines in combat zones / **V. Zapukhliak**, V. Grudz, Yu. Melnychenko, A. Stanetsky, M. Polutrenko, L. Poberezhny // Prospects for the development of mechanical engineering and transport – 2019 : abstracts of I-th international scientific and technical conference, с. Vinnytsia, 13-15 may 2019. Vinnytsia, 2019. P. 204-205.

31. Аналіз небезпечної речовини між запірними пристроями трубопровідних систем при виникненні аварійних ситуацій / Р. Стасюк, **В. Запухляк**, Т. Пиріг, Д. Береза. // Нафтогазова енергетика – 2019 : матеріали міжнародної конференції, м. Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019. Івано-Франківськ, 2019. С. 125-126.

32. Аналіз причин невідповідності проекту глибини закладання експлуатованих трубопроводів / **В. Запухляк**, Л. Побережний, В. Мархалевич, Н. Запухляк // Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій : матеріали Міжнародної науково-технічної конференції до 100-річчя з дня заснування НАН України та на вшанування пам'яті Івана Пулюя (100-річчя з дня смерті), м. Тернопіль, 23–24 травня 2018. Тернопіль, 2018. С. 50-51.

33. Використання української газотранспортної системи для підвищення енергетичної безпеки Євросоюзу / П. Марущак, Л. Побережний, **В. Запухляк**, А. Грицанчук // Матеріали двадцять дев'ятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 5-27 березня 2018. Івано-Франківськ, 2018.

34. Грудз В. Я., **Запухляк В. Б.**, Самуляк Н. П. Сооружение переходов трубопроводов поверх существующих. Трубопроводный транспорт – 2016 : материалы XI-ой международной учебно-научно-практической конференции, г. Уфа, 24-25 мая 2016. Уфа, 2016. С. 235.

35. Грудз В., Побережний Л., **Запухляк В.** Проблеми захисту внутрішньої порожнини газопроводів від корозії. Матеріали тридцятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 28 лютого - 21 березня 2019. Івано-Франківськ, 2019.

36. Діагностування аварійних витоків з газопроводів на основі стохастичних моделей / В. Я. Грудз, В. Я. Грудз (молодший), **В. Б. Запухляк**, Л. Я. Побережний, Н. Я. Дрінь // Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 149-152.

37. Дослідження ерозійного зношування та міцності відводів магістральних газопроводів / Я. В. Дорошенко, **В. Б. Запухляк**, Л. Я. Побережний, Ю. Г. Мельниченко, Ю. І. Дорошенко // Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 153-156.

38. **Запухляк В. Б.** Аналіз розрахунку напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту. Матеріали двадцять сьомої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 3-22 березня 2016. Івано-Франківськ, 2016.

39. **Запухляк В. Б.**, Марчук О. М., Грицанчук А. В. Аналіз розрахунку напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту. Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування : праці V-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 19-22 вересня 2017. Тернопіль, 2017. С. 191-194.

40. **Запухляк В. Б.**, Марчук О. М., Грицанчук А. В. Аналіз розрахунку напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту. Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування : матеріали VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 191-194.

41. **Запухляк В. Б.**, Марчук О. М., Савчук Н. М. Концепції ремонту трубопроводів у важкодоступних місцях. Нафтогазова освіта та наука стан та перспективи : матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 10-12 грудня 2014. Івано-Франківськ, 2014. С. 262.

42. **Запухляк В. Б.**, Мельниченко Ю. Г., Кузь А. Р. Проблемы опускания действующего трубопровода на проектную отметку при ремонте. Трубопроводный транспорт – 2016 : материалы XI-ой международной учебно-научно-практической конференции, г. Уфа, 24-25 мая 2016. Уфа, 2016. С. 244.

43. **Запухляк В.** Розроблення технології для нанесення покриття на внутрішню поверхню трубопроводу з метою захисту від корозії. Нафтогазова

енергетика – 2019 : тези доп. міжнародної конференції, м. Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019. Івано-Франківськ, 2019. С. 212.

44. **Запухляк В.**, Запухляк Н., Цюрак В. Аналіз впливу силових факторів на просторове положення трубопроводу в ґрунті. Матеріали двадцять дев'ятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 5-27 березня 2018. Івано-Франківськ, 2018.

45. Концепция экономии природного газа на КС / А. С. Цыбенко, И. Д. Зеленчук, **В. Б. Запухляк**, И. И. Лукашевич // Трубопроводный транспорт – 2012 : материалы VII международной учебно-научно-практической конференции, г. Уфа, 8-9 ноября 2012. Уфа, 2012 С. 366.

46. Марчук О. М., **Запухляк В. Б.**, Мельник Р. М. Про ремонт підводних переходів трубопроводів. Нафтогазова енергетика 2013 : Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013. м. Івано-Франківськ, 2013. С. 440.

47. Моделирование напряжено-деформованого стану трубопроводів під час їх опускання на проектну відмітку із застосуванням трубоукладачів / **В. Б. Запухляк**, Ю. Г. Мельниченко, Н. М. Запухляк, О. М. Марчук // Інноваційні підходи і сучасна наука : матеріали II-ої міжнародної конференції, м. Київ, 31 травня 2016. Київ, 2016 С. 75.

48. Оптимізація постачання природного газу за критерієм надійності / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. М. Боднар, **В. Б. Запухляк**, Л. Я. Побережний // Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 112-115.

49. Підвищення якості очистки газопроводів / **В. Б. Запухляк**, А. С. Цибенко, Н. М. Запухляк, С. В. Шургот // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу : матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012. Івано-Франківськ, 2012. С. 75.

50. Побережний Л., **Запухляк В.**, Побережна Л. Прогнозування напружено-деформованого стану трубопроводу при просіданнях структурно нестійких ґрунтів. Матеріали двадцять дев'ятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 5-27 березня 2018. Івано-Франківськ, 2018.

51. Побережний Л., **Запухляк В.**, Побережна Л.. Теоретико-експериментальне моделювання напружено-деформованого стану трубопроводів на зсувонебезпечних ділянках. Матеріали тридцятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 28 лютого - 21 березня 2019. Івано-Франківськ, 2019.

52. Поведінка матеріалу трубопроводу у ґрунтах із хлоридним типом засолення / А. І. Станецький, Л. Я. Побережний, Л. Я. Побережна, **В. Б. Запухляк** // Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 50-53.

53. Поведінка матеріалу трубопроводу у ґрунтах із хлоридним типом засолення / А. І. Станецький, Л. Я. Побережний, Л. Я. Побережна, **В. Б. Запухляк** // Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування : праці V-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 19-22 вересня 2017. Тернопіль, 2017. С. 40-42.

54. Проблемы сварочных работ в процессе врезки в действующие газопроводы / А. В. Василик, **В. Б. Запухляк**, Н. М. Запухляк, Р. Р. Романків // Трубопроводный транспорт – 2016 : Материалы XI международной учебно-научно-практической конференции, г. Уфа, 24-25 мая 2016. Уфа, 2016. С. 219.

55. Прогнозування ресурсу безпечної експлуатації газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій / **В. Запухляк**, Л. Побережний, В. Грудз, Р. Стасюк, А. Грицанчук, Л. Побережна // Перспективи розвитку машинобудування та транспорту – 2019 : тези доп. I-шої міжнародної науково-технічної конференції, м. Вінниця, 13-15 травня 2019. Вінниця, 2019. С. 203-204.

56. Ранжування ґрунтів за безпекою розвитку корозійно-механічних процесів на трубопроводах / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, М. С.

Полутренко, **В. Б. Запухляк** // Нафтогазова енергетика 2017 : матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 15-19 травня 2017. Івано-Франківськ, 2017. С. 355.

57. Стасюк Р. Б., **Запухляк В. Б.**, Белей О. І. Визначення сумарної маси небезпечної речовини між запірними пристроями на початку та вкінці ділянок газопроводів. Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення : матеріали міжнародної наукової інтернет-конференції (випуск 31), м. Тернопіль, 18 вересня 2018. Тернопіль, 2018 С. 114.

58. Струк А. В., Шиптур Т. Р., **Запухляк В. Б.** Розробка пристрою для очистки газопроводів. Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу : Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ. 15-18 травня 2012. Івано-Франківськ, 2012. С. 121.

59. Удосконалення способу капітального ремонту трубопроводів / **В. Б. Запухляк**, Л. Я. Побережний, Н. М. Запухляк, О. М. Марчук // Нафтогазова енергетика 2017 : матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ, 15-19 травня 2017. Івано-Франківськ, 2017. С. 377.

Опубліковані праці, які додатково відображають наукові результати дисертації

60. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Гораль Л. Т., **Запухляк В. Б.** та ін.. Комплексна галузева методика. Методи прогнозування режимів газотранспортної системи в умовах неповного завантаження і підрахунку запасів газу в трубах. Затверджено 03.03.2020. Івано-Франківськ : АТ "Укртрансгаз", 2020. 83 с.

61. Грудз В. Я., Дорошенко Я. В., **Запухляк В. Б.** Галузева методика. Технічне діагностування, розрахунок міцності фасонних елементів трубопровідних систем. Затверджено 27.07.2020. Київ : НВЦТД "Техдіагаз", 2020. 42 с.

62. Грудз В. Я., **Запухляк В. Б.**, Стасюк Р. Б., Креховецький В. Ю., Запухляк Н. М. Рекомендації щодо проведення робіт із підсаджування

газопроводу діаметром 1420 мм. Затверджено 25.09.2017. Івано-Франківськ : ПАТ "Прикарпаттрансгаз", 2017. 24 с.

63. Грудз В. Я., **Запукхляк В. Б.**, Височанський І. І. та ін.. Комплексна галузева методика. Розрахунок напружено-деформованого стану складних систем надземних переходів. Затверджено 01.02.2016. Івано-Франківськ : ТЗОВ "ЗАХІДТЕХНОГАЗ", 2016. 93 с.

64. Грудз В. Я., **Запукхляк В. Б.**, Дорошенко Я. В., Верхоляк Ю. Ю. Методика та розрахунок напружено-деформованого стану балкових систем надземних переходів. Затверджено 29.05.2020. Івано-Франківськ : ТОВ "ЕКСПРЕС-ГАЗБУД", 2020. 53 с.

ANNOTATION

Vasyl Zapukhliak Ensuring the reliability of the multi-vector gas transmission system under conditions of limited transit volumes. - Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

The dissertation on competition of a scientific degree of the doctor of technical sciences on a specialty 05.15.13 - pipeline transport, oil and gas storages (18 – manufacturing and technologies). - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ministry of Education and Science of Ukraine, Ivano-Frankivsk, 2021.

The dissertation work is devoted to: research of modes of operation of the gas transmission system in the conditions of limited transit; determination of optimal and reliable parameters of gas compressor units, compressor stations, main line sections of gas pipelines while reducing the volumes of gas transmission; research of technological processes related to conducting of repairs with a purpose of increasing the reliability of gas pipelines; development of alternative proposals for the certain parts utilizing of gas transmission system been idling due to its incomplete loading; development of techniques and technologies of gas pipelines modernization with the purpose of alternative products transportation and research of modes of such gas pipelines operation.

It is estimated the problem of calculating the modes of operation of partially loaded complex gas transmission system containing a range of main line sections and a compressor stations, that all together could be represented by serially and parallelly connected units and whose characteristics determine the system capacity. The results of analytical studies of the flow nature and transient processes duration in complex gas transmission systems caused by the exclusion from operation individual compressor stations are presented. The mathematical model of the gas pipeline is composed considering the influence of compressor stations based on classical equations of gas flow and continuity with applying the Dirac function of the source. Obtained graphical trends of the gas transmission system flowrate at its starting and ending point showed the influence of compressor stations position in the gas transmission system in particular its number in series on the nature of transient processes, more towards their duration, caused by stations shutdown.

A mathematical model has been developed to determine a number of gas compressor units and compressor stations sufficient for gas transmission in conditions of limited transit volumes. It has been established that the sufficient and required number of compressor stations for transportation of certain volume of natural gas may differ that is caused generally by the special position of the stations. The analysis of influence of possible shutdowns of compressor stations or separate compressor units, and also, units RPM regulation on energy efficiency and reliability of operating modes of gas pipelines at symmetric and asymmetric position of operated CS in the system is carried out. Methods of stochastic mathematical modeling using under source information the prehistory of operation of gas compressor units at compressor stations was applied to evaluate the actual technical state of the GCU and predict its residual lifetime and uptime probability. A mathematical model has been developed that links the indicators of reliability supplying of natural gas to consumers with the indicators of operation cost for gas compressor units and the predicted losses caused by cutting the production delivery volumes to consumers.

A mathematical model has been developed that allows to estimate the real state of the gas pipeline section during the comparative analysis of individual sections with the

purpose of decommissioning some of the one. It is proposed to introduce the concept of defective score DB, which is determined after providing calculations based on information about pipeline sections failures and their causes in the past, the presence of existing defects in the steel pipe and insulation, the impact of soils on the pipeline material, as well as the results of predicting the fault-free operation of the section in the future. In order to improve the quality of erosion damage identification of the pipeline elements and more effective diagnostics of their wall thickness reduction a study of the movement of two-phase flows across pipeline elements was carried out on a multifunctional experimental stand-model of the pipeline. The main regularities of the influence of long-term operation on the resistance to deformation of tubular steels in soils of chloride and chloride-sulphate types of salinization are investigated. Soil electrolytes were ranked according to characteristic parameters and the most dangerous for degraded pipe steels in each of the groups were identified. Mathematical modeling of the stress-strain state of the pipeline during the restoration of its design position without discharging the product is carried out.

There was carried out theoretical studies of the processes associated with welding and restoration works on gas pipelines without interrupting the natural gas transportation to restore their efficiency and to identify possible risks associated with such processes. The scheme of thermal decomposition of methane in the near-surface layer on the heated area of the welding zone is considered. Graphs of solubility of hydrogen in iron at different partial pressures of molecular hydrogen in a gas mixture are calculated and composed. The general processes of solubility of hydrogen in metal and the development of hydrogen embrittlement of tubular steels are considered. The processes of hydrogenation and carburization of the metal of main gas pipelines during thermal decomposition of methane on the heated area of the inner surface of the pipes during welding directly under gas pressure are simulated. Experimental studies of the impact strength of tubular steel 17G1S-U, strength class X70 are provided. The influence of the test temperature on the impact strength of tubular steel of class X70 is investigated. Samples from the mother pipe and samples cut from the weld joints were used.

There was analyzed possible problems that arise after transferring idling or incompletely loaded gas pipelines for transportation of alternative types of products: carbon dioxide, a mixture of hydrogen and methane or for transportation of cargo containers. Among the outlined problems there is the need to protect steel pipelines from the harmful action of each type of the environments stated above. A mathematical model of the process of carbon dioxide injection into the pipeline is developed, the dependences of pressure, temperature and mass flow rate of CO₂ from the length of the pipeline in time are composed. In the study of hydrogen and methane mixture transportation it was indicated a general positive trend of increasing the energy consumption efficiency during transportation of such mixture. Generally, four technologies of gas pipelines modernization are offered that consider protection of pipelines from hydrogenation, corrosion and allows to change modes of gas pipelines operation, when transported carbon dioxide or hydrogen, in terms of increasing of their efficiency.

A mathematical model has been developed to predict the nature of forced oscillations of the above-ground section of the pipeline during the passage of mechanical devices through the pipeline, which allows to prevent violations of the stability of air transitions during the movement of heavy inline devices.

Keywords: gas transmission system, gas dynamic process, gas compressor unit, compressor station, main line, reliability, stress state, incomplete loading, optimization.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	26
ВСТУП	27
РОЗДІЛ 1 ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОБОТИ ГТС УКРАЇНИ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ	37
1.1 Аналіз проблем та перспектив транспортування природного газу ГТС України	37
1.1.1 Роль природного газу в структурі споживання паливно-енергетичних ресурсів та його транспортування ГТС України	37
1.1.2 Основні напрямки диверсифікації постачання природного газу в Україну	43
1.1.3 Прогнозування обсягів транзиту та зберігання природного газу в короткостроковій перспективі	58
1.2 Аналіз досліджень режимів роботи ГТС в умовах неповного завантаження	71
1.2.1 Гідравлічний розрахунок складних газотранспортних систем	72
1.2.2 Аналіз зміни пропускної здатності складних ГТС за різних схем з'єднання газопроводів та умов їх неповного завантаження	86
1.2.3 Аналіз впливу відключення КС на енергоефективність режимів експлуатації магістральних газопроводів	90
1.3 Надійність газотранспортних систем та способи її підвищення	98

1.3.1	Показники надійності ГТС	98
1.3.2	Математичне моделювання надійності об'єктів ГТС	103
1.3.3	Капітальний ремонт, як спосіб підвищення надійності ГТС	111
1.3.4	Оптимізація ГТС та забезпечення збережуваності в умовах неповного завантаження	117
1.4	Постановка задач та конкретизація мети досліджень	120
РОЗДІЛ 2	ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ В ГАЗОПРОВОДАХ ПРИ НЕПОВНОМУ ЗАВАНТАЖЕННІ	122
2.1	Математичне моделювання режимів роботи складних газопроводів при неповному завантаженні	122
2.2	Дослідження впливу оптимізації роботи КС на пропускну здатність газопроводу при неповному завантаженні	130
2.3	Дослідження нестационарних процесів в газопроводі при відборі та підкачуванні газу	132
2.4	Дослідження нестационарних процесів в газопроводі при відключенні КС	142
	Висновки до розділу 2	152
РОЗДІЛ 3	ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ ШЛЯХОМ ВІДКЛЮЧЕННЯ КС В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ	153
3.1	Дослідження режимів роботи газопроводу при відключенні КС	158
3.1.1	Вплив зупинок КС на роботу газопроводу при	

симетричних схемах відключення	160
3.1.2 Вплив зупинок КС на роботу газопроводу при несиметричних схемах відключення	164
3.2 Прогнозування ефективності і надійності використання ГПА на КС	169
3.3 Оптимальне керування транспортом газу з урахуванням чинника надійності	195
Висновки до розділу 3	210
РОЗДІЛ 4 ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ ПРИ ВІДКЛЮЧЕННІ ОКРЕМИХ ЛІНІЙНИХ ДІЛЯНОК В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ	213
4.1 Оцінювання реального стану лінійної частини газопроводу при виведенні її з експлуатації	215
4.2 Методологія розрахунку показників конструктивної надійності	219
4.2.1 Модель надійності “навантаження–опір”	221
4.2.2 Модель надійності за Пуассонівським розподілом	223
4.3 Дослідження ерозійних процесів на газопроводах	227
4.4 Ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів у трубопроводах	246
4.5 Підвищення надійності роботи газопроводів шляхом відновлення їх проектного положення	256
Висновки до розділу 4	270
РОЗДІЛ 5 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ РЕМОНТУ НА НАДІЙНІСТЬ ГАЗОПРОВОДУ	272

5.1	Термічне розкладання метану при нагріванні	279
5.2	Дослідження процесів наводнювання та науглецювання металу газопроводу при зварювально-ремонтних роботах	287
5.2.1	Дослідження процесу наводнювання	288
5.2.2	Дослідження процесу науглецювання	298
5.3	Дослідження ударної в'язкості зварних з'єднань трубної сталі класу міцності X70	303
5.3.1	Способи вирізання темплетів зразків та їх вплив на механічні властивості	303
5.3.2	Вплив температури на ударну вязкість	306
5.3.3	Узагальнення одержаних результатів	312
	Висновки до розділу 5	314
РОЗДІЛ 6	ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ НАУКОВИХ ЗАСАД ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГТС В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ	316
6.1	Проблеми альтернативного використання непрацюючих елементів ГТС України	317
6.1.1	Транспортування та зберігання вуглекислого газу	317
6.1.2	Транспортування водню	323
6.1.3	Трубопровідний контейнерний пневмотранспорт	325
6.2	Дослідження режимів закачування та транспортування вуглекислого газу магістральним газопроводом	327
6.3	Дослідження режимів транспортування водню в суміші з метаном магістральним газопроводом	336
6.4	Розроблення технологій модернізації газопроводів	339
6.4.1	Розроблення технології протягування труби в трубі за	

допомогою поршня	339
6.4.2 Розроблення технології протягування труби в трубі за допомогою поршня з використанням опорно- центруючих кілець	354
6.4.3 Розроблення технології нанесення внутрішньотрубного покриття	358
6.5 Оцінка динамічних навантажень від руху внутрішньотрубних снарядів надземними ділянками газопроводів	364
Висновки до розділу 6	372
ВИСНОВКИ	374
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	378
ДОДАТОК А – Комплексна галузева методика	407
ДОДАТОК Б – Галузева методика	408
ДОДАТОК В – Рекомендації	409
ДОДАТОК Г – Комплексна галузева методика	410
ДОДАТОК Д – Методика	411

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- ВН – відцентровий нагнітач;
- ГВС – газовимірювальна станція;
- ГТС – газотранспортна система;
- ГПА – газоперекачувальний агрегат;
- КС – компресорна станція;
- ЛЧМГ – лінійна частина магістрального газопроводу;
- НДС – напружено-деформований стан;
- ОГТСУ – оператор газотранспортної системи України;
- ПДЕ – поновлювальні джерела енергії;
- ПЕР – паливно-енергетичні ресурси;
- ПСГ – підземне сховище газу;
- УЗВ – уловлювання та зберігання вуглецю.

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. До трубопровідних систем з транспортування газу ставляться такі вимоги як: максимальна надійність, мінімальна енерговитратність та екологічна безпека. Ці показники залежать від якості проектування, спорудження та ремонту трубопроводів, ефективності технічного обслуговування, правильності вибору режимів експлуатування, оцінки технічного стану та прогнозування довговічності.

Газотранспортний комплекс України являє собою одну з найскладніших систем магістральних газопроводів в Євразії. Тому його експлуатація вимагає наукового підходу до проблем енергоефективності та надійності. На сьогодні газотранспортна система (ГТС) знаходиться в працездатному технічному стані, у зв'язку з чим може бути досягнена проектна пропускна здатність при екстремальному використанні всіх потужностей системи. Однак, через обмеження газопостачання, продуктивність системи знизилась до (100–120) млн. м³ за добу, що складе (36–55) млрд. м³ за рік. Такі умови транспортування газу вважаються неповним завантаженням газотранспортної системи або умовами обмеженого транзиту.

При неповному завантаженні ГТС, появляється множина допустимих режимів її експлуатації і, в залежності від вибору найбільш раціонального з них, можна мінімізувати енерговитрати на транспортування газу. Ці енерговитрати пов'язані з використанням великих об'ємів паливного газу через відносно низький коефіцієнт корисної дії газоперекачувальних агрегатів (ГПА), як теплових двигунів. Тому, один зі шляхів зменшення витрат полягає у виключенні з роботи окремих ГПА на компресорних станціях (КС) чи в зупинці цілих КС. Розрахунковим шляхом можна встановити режим роботи ГТС з певним відключенням КС, при якому продуктивність системи буде дорівнювати заданій. Загальна кількість відключених агрегатів при такому режимі визначить економію паливного газу. Іншим аспектом економії енерговитрат на транспортування газу,

в умовах неповного завантаження, є зменшення гідравлічних втрат тиску в газопроводах за рахунок перекачування при високих робочих тисках.

Поряд з ефективністю використання системи магістральних газопроводів виникають проблеми забезпечення надійності її роботи. Тому, при виборі режимів експлуатації ГТС, в умовах обмеженого транзиту, слід враховувати показники надійності її складових елементів (КС та ділянок лінійної частини газопроводів). При виборі ГПА чи КС для відключення потрібно враховувати тривалість нестационарного процесу та величину зниження продуктивності системи, що спричинені їх зупинкою, а також необхідно оцінювати реальний технічний стан кожного ГПА і КС, прогнозувати їх залишковий ресурс та ймовірність безвідмовної роботи. При експлуатації газопроводів на високих робочих тисках, також слід дослідити вплив їх значень на показники надійності лінійної частини.

Очевидно, що при зменшенні обсягів транзиту газотранспортною системою України, окремі ділянки лінійної частини газопроводів можуть бути виведені з експлуатації. Тут також слід провести оцінювання окремих ділянок газопроводів за показниками надійності, щоб забезпечити транзит і постачання газу внутрішньому споживачеві більш надійними газопроводами, з урахуванням напрямків постачання та проведенням їх диверсифікації. А, враховуючи тривалість експлуатації газотранспортної системи України, потрібно вивчити можливі способи підвищення надійності її експлуатації при виконанні різного виду ремонтних робіт.

Крім того, через мінливість ринку газу, необхідно забезпечити збережаність відключених елементів газотранспортної системи, які в любий час можуть знадобитися при відновленні максимального завантаження системи. При цьому, слід вивчити можливості їх використання з іншою альтернативною метою та провести наукове вивчення тих проблем, які при цьому можуть виникати.

З огляду на окреслені вище проблеми сформульовано тему, мету та задачі дисертаційної роботи, які на сьогодні є актуальними і відповідають сучасним викликам, що з'являються перед галуззю трубопровідного транспорту газу.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, роботами.

Дисертаційне дослідження виконувалось у межах плану держбюджетної науково-дослідної програми ІФНТУНГ і є фрагментом комплексної науково-дослідної роботи “Моніторинг технічного стану протяжних промислових об’єктів за складних умов експлуатування” (держбюджетна науково-дослідна тема ІФНТУНГ 2016–2018 рр., номер державної реєстрації 0116U006976).

Також дисертаційна робота виконана у відповідності з планом науково-дослідної роботи “Забезпечення роботоздатності та конкурентоспроможності ГТС з метою підвищення енергетичної безпеки України та Євросоюзу” (держбюджетна науково-дослідна робота ІФНТУНГ 2019–2020 рр., номер державної реєстрації 0119U002232) та науково-дослідної роботи “Підвищення рівня екологічної безпеки процесів видобування та транспортування енергетичних вуглеводнів” (Грант Національного фонду досліджень України 2020.01/0417 (2020-2021 рр.)).

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей протікання технологічних процесів в елементах складної газотранспортної системи для забезпечення надійності газопостачання, а також оптимізація їх обслуговування за критерієм енерговитратності на транспортування газу в умовах обмеженого транзиту.

Завдання дисертаційної роботи:

1. Дослідити закономірності зміни параметрів квазістаціонарних режимів роботи газотранспортної системи в умовах зменшення об’ємів перекачування газу, шляхом побудови і реалізації математичних моделей, для оперативного керування її експлуатацією.

2. Дослідити нестационарні процеси в газопроводах, що зумовлені стрибкоподібними змінами обсягів перекачування газу чи відключенням і повторним включенням компресорних станцій, з метою запобігання критичного перевищення тиску і порушення умов міцності трубопроводів.

3. Розробити принципи і комплекс методів оцінки впливу обмежених умов транзиту на вибір схем та режимів роботи газотранспортної системи, з

урахуванням чинника мінімізації енерговитрат при транспортуванні, та забезпечення надійності та ефективності роботи системи.

4. Оцінити можливість застосування стохастичних математичних моделей, з використанням в якості вихідної інформації передісторії експлуатації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, для визначення залишкового ресурсу роботи обладнання та показників надійності системи.

5. Встановити рівень оптимального співвідношення між енергозатратами та показниками надійності магістральних газопроводів, на основі створення та реалізації математичної моделі роботи системи газопроводів в умовах неповного завантаження з урахуванням їх реального стану.

6. Провести комплексне аналітичне та експериментальне дослідження впливу технологічних процесів ремонту газопроводів із застосуванням зварювання на надійність газопроводу.

7. Провести комплексний аналіз проблем, пов'язаних з переведенням непрацюючих чи недовантажених газопроводів на альтернативні види транспортованих середовищ, та розробити математичне забезпечення для оцінки можливості таких переведень.

Об'єкт дослідження – режими експлуатації газотранспортної системи, що працює в умовах обмеженого транзиту, експлуатаційна надійність та довговічність її складових та альтернативні способи використання виведених з експлуатації ділянок трубопроводів.

Предмет дослідження – оптимізація режимів експлуатації та процесів, пов'язаних з обслуговуванням та ремонтом газопровідних систем в умовах зменшення транзиту, надійність елементів системи трубопровідного транспорту газу в умовах неповного завантаження, оптимізація та надійність переведення непрацюючих та недовантажених елементів системи транспорту газу на транспортування інших альтернативних видів продукту.

Методи дослідження. Аналітичні дослідження режимів роботи складної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження, яка містить ряд газопроводів, та ряд компресорних станцій, від характеристик яких залежить

величина пропускної здатності. Методи математичного моделювання характеру протікання і тривалості нестационарних процесів, викликаних виключенням з режиму роботи окремих компресорних станцій, які базуються на основі класичних рівнянь газового потоку і нерозривності з використанням функцій джерела Дірака. Реалізація створених математичних моделей із застосуванням інтегральних перетворень Фур'є і Лапласа. Дослідження, пов'язані з прогнозуванням технічного стану і оцінюванням залишкового ресурсу газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій, на основі стохастичних математичних моделей. Методи статистичної обробки даних експериментальних досліджень, пов'язаних з експлуатацією трубопроводів в різних модельних середовищах та при транспортуванні різних середовищ. Теоретичні та експериментальні методи дослідження зміни властивостей трубопровідної сталі в умовах проведення ремонтних робіт. Методи прогнозування режимів роботи газопроводів в умовах переведення їх на транспортування альтернативних видів продукту.

Наукова новизна полягає в подальшому розвитку методології комплексного дослідження режимів роботи складних газотранспортних систем в умовах неповного завантаження та їх впливу на надійність системи:

- вперше виконано дослідження нестационарних процесів в газопроводах, спричинених стрибкоподібними змінами обсягів перекачування газу чи зупинками і запусками компресорних станцій, з метою запобігання критичного перевищення тиску і порушення умов міцності трубопроводів;

- вперше розроблено принципи і методи оптимізації режимів роботи компресорних станцій в умовах неповного завантаження системи газопроводів, з урахуванням показників надійності;

- вперше запропоновано введення поняття “дефектний бал” та розроблена відповідна математична модель оцінки реального стану лінійних ділянок газопроводів, в процесі оптимізації газопровідних систем в умовах обмеженого транзиту;

- вперше встановлено закономірності зміни параметрів режиму роботи газопроводу під час закачування та транспортування середовищ відмінних від природнього газу (CO_2 , H_2) на основі теоретичних досліджень;

- вперше встановлено закономірності зміни тиску на виході компресора під час протягування поршнем труби в трубі з використанням опорно-центрувальних кілець, що дає можливість підібрати обладнання для виконання робіт;

- вперше встановлено закономірності вимушених коливань надземної ділянки трубопроводу під час проходження механічних пристроїв по газопроводу (контейнерів чи ремонтних поршнів);

- набуло подальшого розвитку застосування для оперативного керування експлуатацією і режимами роботи газотранспортної системи, при зміні обсягів перекачування газу, методу інтегральних коефіцієнтів;

- набули подальшого розвитку методи дослідження напружено-деформованого стану лінійних ділянок газопроводів під час виконання ремонтних робіт з їх підсаджування;

- встановлені закономірності протікання процесів наводнювання та науглецювання металу під час виконання зварювально-відновлювальних робіт;

- експериментально досліджено місця інтенсивного ерозійного зношування фасонних елементів газопроводів та теоретично встановлено вплив режиму транспортування та характеристик дисперсних фаз на ці процеси.

Практичне значення одержаних результатів. Результати досліджень є корисними для прогнозування режимів роботи газопровідних систем в умовах неповного завантаження, а саме при виборі газоперекачувальних агрегатів, компресорних станцій чи лінійних ділянок газотранспортної системи для відключення та переведення чи часткового переведення на транспортування інших альтернативних видів продукту. Результати дослідження процесу відновлення проектного положення газопроводу методом підсаджування можуть бути використані для розроблення нормативного документу з виконання такого виду ремонтних робіт. За результатами даного дослідження було розроблено

“Рекомендації щодо проведення робіт із підсаджування газопроводу діаметром 1420 мм”.

Експериментальні дослідження ерозії фасонних елементів газопроводів лягли в основу комплексної галузевої методики “Технічне діагностування та розрахунок міцності елементів газопровідних систем складної геометричної форми”, яку впроваджено в Науково-виробничому центрі технічної діагностики “Техдіагаз” АТ “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України”.

Дослідження процесів наводнювання та науглецювання трубних сталей дозволяють провести аналіз можливостей застосування запропонованих альтернативних способів використання газових магістралей. Поряд з цим запропоновано ряд можливих способів модернізації газопроводів під нові виклики, зокрема розроблено техніки та технології протягування труби в трубі та нанесення покриття на внутрішню поверхню трубопроводу за допомогою внутрішньотрубних снарядів.

Також, на основі результатів інших досліджень розроблено галузеві методики “Розрахунки розподілу потоків газу і визначення його запасів в трубах”, “Розрахунок напружено-деформованого стану складних систем надземних переходів”, “Розрахунок напружено-деформованого стану балкових систем надземних переходів” (Додатки А-Д).

Особистий внесок здобувача. Всі положення і висновки, математичні моделі та методи розрахунків, аналітичні залежності та результати розрахунків, що виносяться на захист, розроблені автором особисто. У працях, опублікованих у співавторстві, особисто автором виконано:

- дослідження характеру та тривалості нестационарних процесів в газопроводах за умов обмеженого транзиту, що викликані стрибкоподібною зміною витрати та зупинками окремих компресорних станцій [1-4];

- моделювання роботи газопроводів в умовах неповного завантаження для різних схем відключення компресорних станцій чи окремих агрегатів та, на основі аналізу режимів роботи, запропоновано вибір найоптимальніших з них при врахуванні показників надійності [1-7];

- аналітичне моделювання вибору лінійних ділянок для відключення та переведення на інші альтернативні види транспортованого продукту із застосуванням ймовірнісних показників надійності [4-11];

- моделювання та експериментальне дослідження ерозійного зношування елементів трубопровідних систем складної геометричної форми, виявлення місць ерозійного зношування та дослідження корозійного впливу ґрунтових середовищ на зміну механічних властивостей трубних сталей [12-15];

- математичне та числове моделювання напруженого стану трубопроводів під час виконання робіт з підсаджування [16-18];

- моделювання процесів можливої зміни властивостей трубної сталі під час виконання ремонтних робіт та експериментальне дослідження ударної в'язкості сталі Х70 [19-22];

- математичне моделювання режимів роботи окремих ділянок газопроводів при альтернативному використанні їх для інших видів продукту [23-28].

У наукових працях, опублікованих у співавторстві, дисертанту належить фактичний матеріал і основний творчий доробок. Автор виконав планування та усі експериментальні дослідження, здійснив аналіз їх результатів, брав безпосередню участь у впровадженні результатів дисертаційної роботи у виробництво. Усі наукові узагальнення, положення, результати, висновки та рекомендації, викладені у дисертації, виконані автором особисто.

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи викладено та обговорено на наукових конференціях різного рівня: Міжнародній науково-технічній конференції “Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу” (м. Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012 р.), VII-й Міжнародній навчально-науково-практичній конференції “Трубопровідний транспорт – 2012” (м. Уфа, 8-9 листопада 2012 р.), Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика 2013” (м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р.), Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова освіта та наука стан та перспективи” (м. Івано-Франківськ, 10-12 грудня 2014 р.), XXVII-й Науковій сесії наукового товариства ім. Шевченка. (м. Івано-Франківськ, 3-22 березня 2016 р.), XI-й

Міжнародній навчально-науково-практичній конференції “Трубопровідний транспорт – 2016” (м. Уфа, 24-25 травня 2016 р.), 2-ій Міжнародній конференції “Інноваційні підходи і сучасна наука” (Київ, 31 травня 2016 р.), 6-ій Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика 2017” (м. Івано-Франківськ, 15-19 травня 2017 р.), V-ій Міжнародній науково-технічній конференції «Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування» (м. Тернопіль, 19-22 вересня 2017 р.), XXIX-ій Науковій сесії наукового товариства ім. Шевченка. (м. Івано-Франківськ, 5-27 березня 2018 р.), Міжнародній науково-технічній конференції до 100-річчя з дня заснування НАН України та на вшанування пам’яті Івана Пулюя (м. Тернопіль, 23-24 травня 2018 р.), Міжнародній науковій інтернет-конференції "Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення" (м. Тернопіль, 18 вересня 2018 р.), XXX-ій Науковій сесії наукового товариства ім. Шевченка. (м. Івано-Франківськ, 28 лютого – 21 березня 2019 р.), I-ій Міжнародній науково-технічній конференції “Перспективи розвитку машинобудування та транспорту – 2019” (м. Вінниця, 13-15 травня 2019 р.), Міжнародній конференції “Нафтогазова енергетика” (м. Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019), Міжнародній конференції 6-th International Conference “FRACTURE MECHANICS OF MATERIALS AND STRUCTURAL INTEGRITY” (м. Львів, 3-6 червня 2019 р.), 6-ій Міжнародній науково-технічній конференції “Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування” (м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019 р.).

Результати дисертаційної роботи в повному обсязі доповідались на науковому семінарі кафедри газонафтопроводів та газонафтосховищ і міжкафедральному науковому семінарі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу в 2020-2021 роках.

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 59 друкованих праць, з яких 7 – у міжнародних наукових журналах, що індексуються у наукометричних базах даних Scopus чи Web of Science, 20 – у наукових

фахових виданнях, затверджених ДАК України, 1 – патент на корисну модель, 31 – теза доповідей на міжнародних та всеукраїнських конференціях.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота містить вступ, шість розділів, загальні висновки, список використаних джерел та п'ять додатків. Роботу викладено на 411 сторінках машинописного тексту. Робота містить 125 рисунків та 16 таблиць. Список використаних джерел містить 279 найменувань.

РОЗДІЛ 1

ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОБОТИ ГТС УКРАЇНИ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

1.1 Аналіз проблем та перспектив транспортування природного газу ГТС України

1.1.1 Роль природного газу в структурі споживання паливно-енергетичних ресурсів та його транспортування ГТС України

Невід'ємною складовою економічної і національної безпеки, необхідною умовою існування і розвитку держави є енергетична безпека. Енергетична безпека України – це спроможність держави забезпечити ефективне використання власної паливно-енергетичної бази, здійснити оптимальну диверсифікацію джерел і шляхів постачання в Україну енергоресурсів з метою забезпечення життєдіяльності населення та функціонування національної економіки у режимі звичайного, надзвичайного та воєнного стану, попередити різкі цінові коливання на паливно-енергетичні ресурси (ПЕР) та створити умови для безболісної адаптації національної економіки до зростання цін на ці ресурси.

Енергетична безпека визначається кількісними та якісними показниками наявності власних енергоресурсів, транспортної інфраструктури, рівнями енергоспоживання, можливістю використання альтернативних джерел енергії. Вона залежить від рівня забезпечення своїх потреб власними ПЕР, наявності альтернативних джерел їх надходження. Впливає на енергетичну безпеку і використання різноманітних енергоносіїв в енергоспоживанні. Значною мірою енергетична безпека зумовлена рівнем освоєння і використання наявних ресурсів та глибиною їх переробки, станом контролю за витратами ПЕР, рівнем енергозбереження.

Важливим є досягнення збалансованого виробництва і потреб різних видів енергії. Необхідні нові системні підходи для вирішення комплексу складних

проблем сучасності у взаємозв'язку з напрямками розвитку енергетики. При цьому слід зауважити, що переоцінка потреб обсягів ПЕР веде до накопичення засобів виробництва в паливно-енергетичному комплексі (ПЕК) у великих масштабах. Як приклад відзначимо суттєвий надлишок виробничих потужностей в енергетиці США.

Енергетична безпека характеризує ступінь виконання енергетичною галуззю її функцій перед суспільством та державою як у звичайних, так і в критичних умовах та надзвичайних ситуаціях. Аналіз здатності виконання енергетикою цих функцій зводиться до дослідження життєздатності енергосистем та технічної безпеки енергооб'єктів. Основні методичні положення досліджень щодо забезпечення енергетичної безпеки держави пов'язані з такими аспектами:

- унікальність критичних і надзвичайних ситуацій екстремального характеру та пов'язаною з цим проблемою їх моделювання, оцінками ймовірності таких явищ та наслідків для систем енергетики і споживачів;
- необхідність детального моделювання як елементів так і цілої системи ПЕК через взаємозалежність та взаєморезервування енергетичних систем;
- важливість розуміння ризику критичних та надзвичайних ситуацій, їх наслідків як одного з критеріїв обґрунтування рішень;
- комплексний підхід до розгляду проблеми в оперативному розрізі – підтримання у готовності оперативних засобів, адаптування їх до змін поточної ситуації, локалізація критичної чи надзвичайної ситуації та зменшення її наслідків, ефективне відновлення функцій системи після критичної чи надзвичайної ситуації.

Важливо враховувати міжнародні аспекти енергетичної безпеки, включаючи вплив експортно-імпортних поставок ПЕР, інвестицій, обладнання на національну безпеку та стабільність економічних і політичних взаємовідносин між державами, реалізацією Європейської Енергетичної Хартії, міжнародне реагування на надзвичайні ситуації; необхідність розробки економічних, правових і організаційних механізмів по забезпеченню енергетичної безпеки держави [29].

У рамках саміту G7 у травні 2014 року було зазначено, що рівень енергетичної безпеки суттєво залежить від створення гнучких, прозорих і конкурентоспроможних енергетичних ринків, а також реалізації наступних пріоритетів:

- диверсифікації постачання (імпорту) енергоресурсів і заохочення до розвитку національних джерел енергопостачання;
- стимулюванню підвищення енергоефективності;
- спрямування інвестицій у наукові дослідження та інновації;
- поліпшенню стійкості енергетичних систем;
- розвитку систем резервування та зберігання енергоресурсів;
- впровадженню механізмів реагування на надзвичайні ситуації тощо.

На основі вище зазначених та інших пріоритетів країни розробляють і реалізують національні концепції енергетичної безпеки, метою яких є прискорений розвиток як традиційних внутрішніх джерел енергії (вугілля, нафти, газу), так і поновлювальних джерел енергії (ПДЕ), а також послаблення залежності від імпорту енергоносіїв та створення і системне підтримання необхідних обсягів стратегічних запасів паливно-енергетичних ресурсів на випадок будь-яких криз і форс-мажорних обставин.

Структура споживання ПЕР окремими країнами світу визначається як наявністю природних ресурсів і транспортних можливостей, так і характером внутрішніх потреб. За прогнозами ряду міжнародних організацій і компаній, з числа ПЕР саме природний газ, залишатиметься основним видом палива в енергобалансах більшості країн та регіонів до 2030 року. У прогнозах відзначається, що видобуток природного газу зросте майже у всіх регіонах, у тому числі в США за рахунок видобутку нетрадиційного природного газу. Основними регіонами зростання попиту на природний газ, за прогнозом “Міжнародного енергетичного агентства”, буде Європа (5,2% на рік) і азіатські країни, які не входять до “Організації економічного співробітництва та розвитку” (8,2% на рік). Відповідно до прогнозу компанії *British Petroleum*, попит на природний газ зростатиме у середньому на 1,9% за рік. При цьому підвищене зростання попиту

очікується в промисловості та електроенергетиці. На діаграмі показано динаміку зміни частки виробництва основних первинних енергоносіїв, а також частки в споживанні основних видів енергоресурсів та прогноз їх зміни до 2030 року (рисунок 1.1) [30].



Рисунок 1.1 – Прогноз використання ПЕР в світі до 2030 року

В Україні ж спостерігається тенденція до зменшення використання природного газу (рисунок 1.2). Проте в розрізі співпраці з ЄС природний газ є основним складовим елементом енергетичної безпеки.

Для України питання енергетичної безпеки, з погляду споживання природного газу, є нині головною умовою її існування як самостійної держави, адже вона належить до країн з дефіцитом власних природних вуглеводневих ресурсів, задовольняючи потребу в газі за рахунок власного видобутку на (60–65) % [31–34].

Загалом нинішній стан енергетичної безпеки України є недостатнім, що пояснюється такими чинниками:

1) якщо енергетична залежність України від поставок газу в 2014–2018 роках знизилася від 60% до 40 %, то щодо диверсифікації джерел постачання енергоносіїв залежність України до 2016 року була майже стовідсотковою;

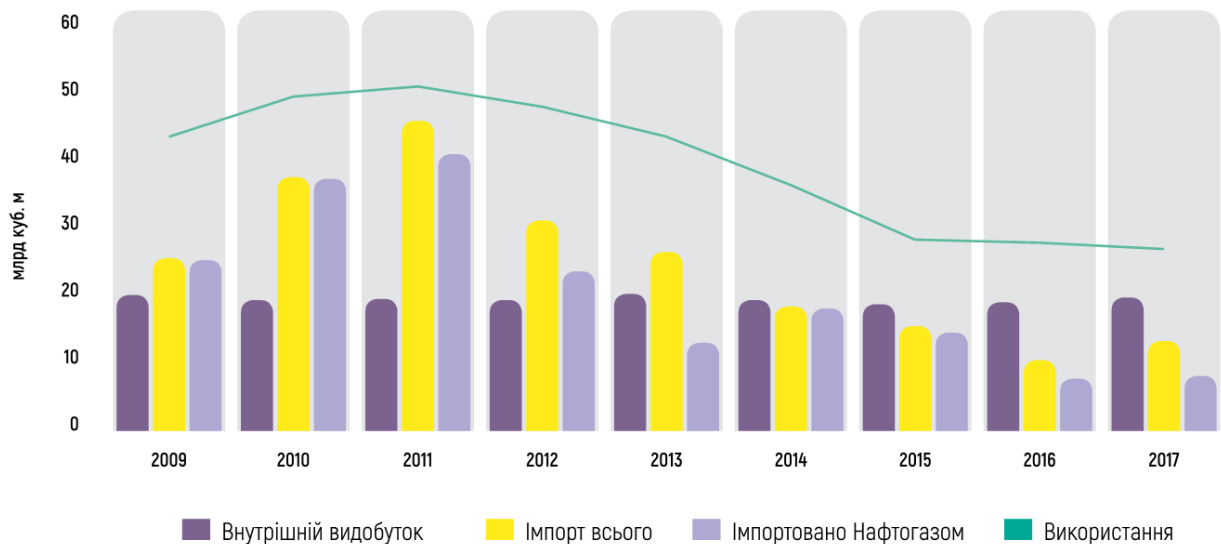


Рисунок 1.2 – Джерела постачання і використання газу в Україні

- 2) рівень зношеності основних фондів значної частини об’єктів газового комплексу є критичним;
- 3) в енергетичному балансі країни частка імпортованого газу є значною;
- 4) енергоємність національного виробництва є дуже високою і перевищує у 2,5–3 рази рівень енергоємності більшості європейських країн.

Заходи державного регулювання щодо забезпечення енергетичної безпеки держави отримали потужний поштовх завдяки ухваленій у серпні 2017 року Кабінетом Міністрів України Енергетичній стратегії України до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”.

Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2035 року перед газовим сектором стоять такі завдання:

- повна інтеграція у європейську систему транспортування газу ENTSO-G, подальше поглиблення кооперації з країнами Центральної Європи з метою підвищення надійності поставок енергоносіїв;

- забезпечення повного покриття внутрішніх потреб у природному газі власними ресурсами через збільшення видобутку, а також оптимізація роботи газотранспортної системи (ГТС) відповідно до очікуваних сценаріїв її завантаження.

Територіальне розташування України між ЄС та РФ, акт зовнішньої агресії останньої проти України містять як виклики, так і можливості. Виклик – ризик втрати частини енергосистеми та транзитного статусу; можливість – використання сприятливого географічного розташування і тенденцій на ринках транспортування енергоносіїв, набуття незалежності від імпорту газу та зменшення залежності в сфері транзиту нафти з РФ.

Меморандум між Україною та ЄС про порозуміння щодо співробітництва в енергетичній галузі від 24 листопада 2016 року закріплює стратегічну роль України як країни-транзитера. Оскільки Україна має одну з найбільших газотранспортних систем у світі (рисунк 1.3), яка забезпечує природним газом внутрішніх споживачів і здійснює транзит природного газу через свою територію в країни Західної та Центральної Європи та має у своєму складі 12 підземних сховищ газу (ПСГ).



Рисунок 1.3 – Газотранспортна система України

Пропускна здатність ГТС України на вході становить 287,7 млрд м³, на виході – 178,5 млрд м³, у тому числі в країни Європи – 142,5 млрд м³, Молдову – 3,5 млрд м³. Потужність 12 ПСГ материкової частини України становить 31 млрд м³ або 21,3% від загальноєвропейської активної ємності. Станом на 01.11.2018 року в українських ПСГ знаходилося близько 17,2 млрд м³ природного газу, що на 3,2% більше порівняно з 2017 роком [37]. Тому, в сфері транспортування та зберігання природного газу відповідно до [35], передбачається:

- оптимізація потужностей та технологічних параметрів функціонування ГТС відповідно до очікуваних сценаріїв завантаження;
- впровадження європейського законодавства в енергетичній сфері, зокрема стандартних мережевих кодексів ЄС, застосування кращих бізнес-практик діяльності операторів європейських ГТС;
- приведення взаємовідносин оператора ГТС України з усіма замовниками послуг транспортування у відповідність до енергетичного законодавства України та ЄС;
- дослідження з метою подальшої імплементації найбільш ефективних опцій використання ПСГ та залучення європейських енергетичних компаній до зберігання газу в українських ПСГ;
- залучення кваліфікованого партнера до управління ГТС для підвищення рівня довіри європейських енергетичних компаній до відповідних послуг та збереження транзитного статусу України, у тому числі завдяки перенесенню точок передачі російського газу на кордон Україна-РФ;
- проведення заходів з приєднання України до проектів з розвитку газотранспортної інфраструктури в Центральній та Східній Європі.

1.1.2 Основні напрямки диверсифікації постачання природного газу в Україну

Енергетична безпека безпосередньо залежить від джерел постачання, балансу і структури експорту та імпорту енергетичних ресурсів, структури споживання, політичної і внутрішньої стабільності. Основним напрямом

забезпечення енергетичної безпеки держави, враховуючи гострий дефіцит ПЕР в Україні, є диверсифікація джерел постачання енергоресурсів. Згідно із загальноприйнятими світовими стандартами енергетичної безпеки, постачання енергоносіїв з одного джерела не повинно перевищувати для країни 25 %. Лише за такої умови держава може розвиватися енергетично незалежною. У вирішенні проблеми диверсифікації постачання енергоносіїв велике значення має досвід країн Західної Європи, до переважної більшості яких енергоносії надходять із 5–8 джерел. США отримують енергоносії з 60 країн світу.

До 2014 року Україна отримувала основні об'єми енергоносіїв (газ, нафта, ядерне паливо) або з одного джерела – Росії, або з центральноазійських країн існуючою системою нафтогазопроводів через територію Росії. В цих умовах залежність енергетичного сектору й економіки України в цілому від імпорتنих поставок енергоносіїв була критичною.

Протягом усіх років незалежності енергетична безпека України залишається вразливою і негарантованою, оскільки наша держава енергетично залежна від Росії: на 90% по нафті та на 60% по газу. Українсько-російський газовий конфлікт 2005–2006 рр., “Газова криза” (січень 2009 року) у відносинах з Росією, російсько-українська газова війна 2013–2014 роках, а також будівництво Росією експортних газопроводів до ЄС в обхід української ГТС продемонстрували, що для України завдання диверсифікації постачання енергоносіїв було і залишається першочерговим. Об'єктивно диверсифікація допоможе Україні розв'язати проблему уникнення монополії Росії й унаслідок цього створити умови для конкуренції й оптимізації ціни на енергоносії, а також сприятиме інтеграції української економіки в економіку європейських країн.

Безпека постачання газу є щоденним викликом не лише для України, а й для країн ЄС. Європейський Союз з урахуванням інтенсивного розвитку економіки країн і розширення його складу споживає все більше енергії. Особливістю паливно-енергетичного балансу країн Західної Європи є обмеженість запасів первинних джерел енергії і нерівномірність їх розподілу по

країнах. Більшість запасів природного газу держав ЄС зосереджено в Нідерландах, Великобританії, Німеччині та Італії.

Об'єднана Європа працює над зміцненням своєї енергетичної безпеки, створюючи єдиний ринок газу, а також усуваючи фізичні та адміністративні обмеження між газотранспортними системами країн-членів ЄС. Метою цього процесу є вільний доступ будь-якої країни до щонайменше трьох незалежних один від одного ресурсів блакитного палива. Така диверсифікація джерел дозволяє знизити політичні, техногенні та безпекові ризики постачання газу. В середньостроковому періоді диверсифікація також неминуче призводить до посилення конкурентної боротьби за споживача, а відтак – до найбільш прийнятних цін. У короткостроковій перспективі націленість на диверсифікацію може вимагати інвестицій в інфраструктуру чи обмежень обсягів закупівлі з одного джерела.

Регламентом Європейського Парламенту і Ради від 20.10.2010 року № 994/2010 в Євросоюзі запроваджені положення, спрямовані на забезпечення безпеки постачання газу до держав-членів Євросоюзу; встановлена солідарна відповідальність держав-членів Євросоюзу за забезпечення своєчасності постачання газу; передбачений план превентивних заходів, спрямованих на зниження ризику загрози дефіциту газу, і надзвичайного плану на випадок прямих порушень зобов'язань з постачання газу до Євросоюзу [37]. Згідно з цим Регламентом, держави-члени Євросоюзу, які надмірно залежать від одного найбільшого об'єкта своєї газової інфраструктури, зобов'язані переконатись у тому, що потреба в газі у надзвичайно холодні дні може бути гарантовано забезпечена, навіть якщо цей об'єкт газової інфраструктури вийшов з ладу.

У зв'язку з цим введений стандарт “N-1” – показник, який дозволяє оцінити залежність газової інфраструктури від найбільшого її об'єкта (газопроводу, виробничого об'єкта, об'єкта зрідженого природного газу (ЗПГ) або газосховища). Стандарт “N-1” описує здатність газової інфраструктури за своєю технічною потужністю у випадку виходу з ладу одного окремого найбільшого об'єкта газової інфраструктури задовольняти загальну потребу в газі визначеної

території (Євросоюзу в цілому, регіону Євросоюзу або держави – члена Євросоюзу) протягом доби з винятково високим споживанням газу, яке трапляється зі статистичною ймовірністю один раз на 20 років.

За цим стандартом, у випадку виходу з ладу найпотужнішого об'єкта газової інфраструктури, максимальна технічна потужність решти об'єктів має щонайменше забезпечити сумарну загальну щодобову потребу у газі визначеної території протягом доби з винятково високим споживанням газу, яке трапляється зі статистичною ймовірністю один раз на 20 років. Тобто, функціонуючи у штатному номінальному режимі, газова інфраструктура має бути потенційно здатною за рахунок збільшення своєї технічної потужності з номінальної до максимальної гарантовано забезпечити підвищену добову потребу у газі у випадку виходу з ладу об'єкта газової інфраструктури з найбільшою потужністю. Приріст сукупної добової технічної потужності газової інфраструктури з номінальної до максимальної має бути не меншим за добову технічну потужність найпотужнішого об'єкта газової інфраструктури.

Стандарт “N-1” можна представити у наступному вигляді:

$$(E_m + P_m + S_m + L_m - I_m) / D_{\max} \geq 1, \quad (1.1)$$

де E_m – максимальна технічна добова потужність точок входу (що не є виробничими об'єктами, об'єктами ЗПГ та газосховищами), яка дорівнює сумі максимальних технічних добових потужностей усіх прикордонних точок входу, через які може постачатись газ на визначену територію;

P_m – максимальна технічна добова виробнича потужність, яка дорівнює сумі максимальних технічних добових потужностей усіх газових виробничих об'єктів, що можуть бути забезпечені у точках входу визначеної території;

S_m – максимальна технічна добова потужність відбору газу зі сховищ, яка дорівнює сумі максимальних технічних добових потужностей відбору газу з усіх сховищ, які можуть бути забезпечені у точках входу визначеної території;

L_m – максимальна технічна добова вихідна потужність постачання газу із об'єктів ЗПГ, яка дорівнює сумі максимальних технічних добових вихідних потужностей постачання газу з усіх об'єктів ЗПГ на визначеній території;

I_m – максимальна технічна добова потужність одного окремого найбільшого об'єкта газової інфраструктури з найбільшою потужністю постачання газу на визначеній території;

D_{\max} – максимальна добова потреба у газі визначеної території, яка має місце протягом доби з винятково високим споживанням газу, яке трапляється зі статистичною ймовірністю один раз на 20 років.

Цей показник для держав-членів Євросоюзу має дорівнювати щонайменше 1. У роботі [38] пропонується підхід до оцінки рівня диверсифікації джерел постачання природного газу, згідно з яким вищенаведений підхід Євросоюзу до забезпечення безпеки постачання газу у відповідній модифікації застосовується до визначення граничного обсягу постачання газу з одного зовнішнього джерела.

Граничний обсяг постачання природного газу з одного зовнішнього джерела будемо визначати тим обсягом, який у випадку припинення постачання природного газу з одного найбільшого зовнішнього джерела (зовнішнього газопроводу) може бути компенсований за рахунок збільшення обсягів постачання природного газу з решти наявних джерел: власних джерел (виробничих об'єктів і власних газосховищ) і зовнішніх джерел (зовнішніх газопроводів і об'єктів ЗПГ).

Тобто граничний обсяг постачання природного газу з одного зовнішнього джерела будемо визначати сукупним потенційним приростом обсягів постачання газу з решти наявних джерел, враховуючи їхні відповідні технічні характеристики.

Максимальні обсяги природного газу, які можуть бути отримані відповідно з: власних виробничих об'єктів – $Q_{во.маx}$, власних газосховищ – $Q_{гс.маx}$, зовнішніх газопроводів – $Q_{зг.маx}$ і об'єктів ЗПГ – $Q_{ЗПГ.маx}$, будемо представляти у вигляді сум відповідних номінальних обсягів – $Q_{во.ном}$, $Q_{гс.ном}$, $Q_{зг.ном}$, $Q_{ЗПГ.ном}$ та відповідних приростів обсягів $q_{во}$, $q_{гс}$, $q_{зг}$, $q_{ЗПГ}$, які є потенційно можливими за відповідними

технічними та іншими характеристиками вищевказаних джерел постачання газу. Граничний обсяг постачання природного газу з одного зовнішнього джерела Q_{cp} буде визначатись як сума відповідних приростів обсягів постачання природного газу з власних виробничих об'єктів, власних газосховищ, зовнішніх газопроводів і об'єктів ЗПГ, але за винятком приросту обсягу постачання природного газу $q_{нб}$ з найбільшого за обсягом постачання зовнішнього газопроводу для врахування можливого припинення постачання природного газу з нього:

$$Q_{cp} = q_{во} + q_{гс} + q_{гз} + q_{ЗПГ} - q_{нб}. \quad (1.2)$$

Мінімально необхідна кількість зовнішніх джерел постачання природного газу буде визначатись співвідношенням сукупного номінального обсягу постачання природного газу із зовнішніх джерел (зовнішніх газопроводів і об'єктів ЗПГ) до визначеного за формулою (2) граничного обсягу постачання природного газу з одного зовнішнього джерела:

$$n_{\min} = \frac{Q_{гз.ном} + Q_{ЗПГ.ном}}{Q_{cp}}. \quad (1.3)$$

Мінімально необхідна кількість зовнішніх джерел постачання природного газу дорівнюватиме отриманому за формулою (1.3) числу, яке округлене в більшу сторону до наступного цілого числа [39]. Далі послідовно розглянемо особливості розрахунку параметрів, які входять до формул (1.2) і (1.3), для України. Для розрахунку потенційно можливих приростів обсягів отримання газу з різних джерел проаналізуємо його надходження за 2014–2018 роки (табл. 1.1). У якості номінальних значень надходження газу приймемо середнє значення, а в якості максимальних – найбільші за цей період. Оскільки природній газ із об'єктів ЗПГ до України не постачається, то значення $Q_{ЗПГ}$ враховувати не будемо.

Таблиця 1.1 – Обсяги постачання природного газу в Україну з різних джерел

Обсяги природного газу	Значення за роками					Максимальне значення, Q_{\max}	Номинальне значення, $Q_{\text{ном}}$	Значення приросту, q
	2014	2015	2016	2017	2018			
$Q_{\text{во}}$, млрд м ³	20,5	19,9	20,1	20,5	20,9	20,9	20,38	0,52
$Q_{\text{гс}}$, млрд м ³	16,67	15,71	14,31	16,43	17,1	17,1	16,04	1,056
$Q_{\text{зг}}$, млрд м ³	19,5	16,4	11,1	14,1	10,6	19,5	14,34	5,16

Розглянемо поставки природного газу в Україну експортерами (табл. 1.2). Враховуючи відсутність приросту обсягу постачання природного газу з найбільшого за обсягом постачання зовнішнього газопроводу $q_{\text{нб}} = 4,15$ млрд м³, граничний річний обсяг постачання природного газу з одного зовнішнього джерела $Q_{\text{зр}}$ відповідно до (1.2) буде мати значення

$$Q_{\text{зр}} = 0,52 + 1,056 + 5,16 - 4,15 = 2,58 \text{ млрд.м}^3.$$

Мінімально необхідна кількість зовнішніх джерел постачання природного газу для України згідно (1.3) буде складати

$$n_{\text{min}} = \frac{14,34 + 0}{2,58} = 5,5.$$

Таким чином, провівши якісну оцінку рівня диверсифікації постачання природного газу в Україну, встановлено, необхідна кількість зовнішніх джерел постачання природного газу повинна складати не менше 6. Варто зазначити, що необхідна кількість зовнішніх джерел постачання природного газу означає мінімальну кількість зовнішніх джерел постачання природного газу, яка є необхідною для забезпечення мінімального рівня диверсифікації зовнішніх джерел постачання природного газу, наявність якого є основною умовою забезпечення мінімального рівня безпеки газопостачання, але не є достатньою

умовою для вирішення проблеми енергетичної безпеки газової інфраструктури держави у повному обсязі. За визначеним показником проведемо аналіз відповідності наявного рівня диверсифікації постачання природного газу в Україну мінімально необхідному рівню.

Таблиця 1.2 – Поставки природного газу в Україну експортерами

Країна	Об'єм постачання природного газу в Україну, млрд м ³					Максимальне значення, Q_{\max} , млрд м ³	Середнє значення, $Q_{\text{сер}}$, млрд м ³	Значення приросту, q , млрд м ³
	2014	2015	2016	2017	2018			
Польща	0,9	0,1	1,0	1,3	0,7	1,3	0,8	0,3
Словаччина	3,6	9,7	9,1	9,9	6,5	9,9	7,76	2,14
Угорщина	0,6	0,5	1,0	2,8	3,4	3,4	1,66	1,74
Росія	14,4	6,1	0	0	0	14,4	10,25	4,15

Перед виконанням такого аналізу слід зазначити, що у 2014–15 роках в Україні було прийнято ряд законів та розпоряджень, які дозволили провести диверсифікацію постачання природного газу.

На 2018 р ПАТ “Укртрансгаз”, 100% акцій якого належить НАК “Нафтогаз України” і який експлуатує систему магістральних газопроводів України, співпрацює з такими компаніями: PGNiG (Польща), GazSystem SA (Польща), Eustream a. s. (Словаччина), FGSZ (Угорщина), АТ “Молдовагаз” (Молдова), SNTGN Transgaz S.A. Medias (Румунія), ВАТ “Газпром” (Російська Федерація), ВАТ “Газпром трансгаз Беларусь” (Беларусь), E.ON (Німеччина), RWE (Німеччина), GDF SUEZ (Франція), Net4Gas (Чеська Республіка), Булгаргаз ЕАД (Болгарія), DESFA (Греція), Botas (Туреччина), та іншими.

У травні 2012 році НАК “Нафтогаз України” та RWE Supply&Trading (Німеччина) підписано контракт терміном на 5 років, який передбачає постачання імпортного газу в обсязі до 10 млрд м³ на рік. Постачання газу через територію Польщі з Німеччини створили правову основу для можливого імпорту природного газу з Європи. RWE (Німеччина) стала першою компанією, яка розпочала реверсне постачання газу в Україну.

У 2013 році НАК “Нафтогаз України” проведено тестування реверсного постачання газу з Угорщини та Словаччини, а з 15 травня 2013 року розпочато імпорт газу зі Словацької Республіки, яка має найбільш потужний коридор для постачання природного газу з Європи в Україну. 28 квітня 2014 року у Братиславі в присутності президента Європейської Комісії оператори газотранспортних систем ПАТ “Укртрансгаз” України та Eustream Словаччини підписали меморандум про взаєморозуміння щодо забезпечення реверсного постачання газу в Україну. Також підписано операторську угоду про об'єднання газотранспортних систем по лінії Вояни – Ужгород. На початку вересня 2014 року було запущено реконструйований трубопровід Вояни–Ужгород, по якому газ із європейських країн надходить в Україну в реверсному режимі. НАК “Нафтогаз України” викупила до кінця 2019 року більшу частину транспортних потужностей на газопроводі Вояни – Ужгород у оператора газотранспортної системи Eustream (Словаччина).

Норвезькою нафтогазовидобувною компанією “StatOil” з 01 жовтня 2014 року розпочато імпорт природного газу в Україну згідно з короткостроковим і спотовим контрактом на основі передоплати через словацький газовий коридор.

У провінції Карі на північному сході Туреччини 17 березня 2015 року відбулася презентація початку будівництва Трансанатолійського газопроводу (TANAP). Поставки газу в Європу очікуються після завершення будівництва Трансадриатичного газопроводу (TAP). Україна зацікавлена у використанні газопроводу TANAP для транспортування газу на свою територію, а також пропонує використання своєї ГТС для постачання газу в Європу. Україна

ззначає, що практично вся інфраструктура починаючи від Туреччини до кордонів України, вже готова.

У травні 2015 року український оператор газотранспортної системи ПАТ “Укртрансгаз” та угорський оператор FGSZ підписали договір про з’єднання транскордонних газопроводів між Україною та Угорщиною. Договір стосується всіх газопроводів, які перетинають україно–угорський кордон та повністю відповідає енергетичному законодавству ЄС.

Упродовж 2015 року продовжилося скорочення імпорту природного газу з Росії. У першому півріччі 2015 року його імпорт у відсотках до першого півріччя 2014 року склав 53,8% [39, 40]. Одночасно, завдяки реалізованим у 2014–2015 роках проектам до 50% необхідного обсягу імпортного газу постачається з ЄС (понад 15 млрд м³, у т.ч. зі Словаччини – 8–10, Польщі – 1,5, Угорщини – 5,5 млрд м³).

Станом на початок серпня 2015 року Україна збільшила імпорт природного газу зі Словаччини до 30,3 млн м³ на добу, що в річному еквіваленті відповідає майже 11 млрд м³ на рік [39]. При цьому, весь обсяг імпортованого у липні 2015 року газу (0,6 млрд м³) надійшов з території Словаччини. Проводиться значна робота щодо закачування у підземні сховища природного газу не менш як 17 млрд м³, визначеного розпорядженням Кабінету Міністрів України від 5 серпня 2015 року № 809-р [41]. Проте, у відносинах щодо реверсного постачання газу спостерігалася певна нестабільність. Порівняно з 2015 роком, Україна у 2016 році скоротила імпорт природного газу на 32,7% (на 5,376 млрд м³) – до 11,078 млрд м³.

Високі ціни на імпортований з Росії природний газ, анексія Криму, суцільні торговельні та газові (2006 рік та 2009 рік) війни з боку РФ, а головне – військова агресія останньої, змусили Україну вдатися до радикальних дій – 25 листопада 2015 року НАК “Нафтогаз України” припинила закупівлі природного газу з Росії. Вперше за всі роки незалежності України вдалося пройти зиму 2015–2016 років, не купуючи газ у Росії. Такий крок призвів до усунення газової залежності України від сусідньої країни.

Однак, попри відсутність фізичних поставок природного газу з Росії, у 2016 році робилися спроби відновити закупівлі природного газу у російської компанії. Зокрема, 7 червня 2016 року НАК “Нафтогаз України” направила ПАТ “Газпром” пропозицію підписати доповнення до контракту щодо постачання газу протягом трьох наступних кварталів, за умови, що ціна ПАТ “Газпром” буде нижчою за ціну європейських постачальників. Також, 9 грудня 2016 року пройшла тристороння зустріч за участю Росії, ЄС і України, на якій обговорювалися питання поставок російського газу до України і його транзит до країн ЄС упродовж зими 2016–2017 років, однак практичних домовленостей досягти не вдалося.

У червні 2016 року Укртрансгаз та польська Gaz-System підготували обґрунтування будівництва інтерконектора між двома країнами загальною протяжністю 99,3 км і вже 14 жовтня 2016 року за підсумками засідань Постійної групи високого рівня та Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства проект інтерконектора Польща-Україна був внесений до переліку “Проектів взаємного інтересу”.

Запланований газовий інтерконектор Польща-Україна (рисунок 1.4 [42]) включає будівництво нового газопроводу між вузлом газу “Германовичі” (Польща) і “Більче-Волиця” (Україна), що дозволить збільшити пропускну спроможність до 8 млрд м³/рік. Газопровід має зв’язати ГТС двох країн і відкрити можливість вільно транспортувати газ із Польщі до України і у зворотному напрямку. Газопровід стане додатковим інтерконектором, за допомогою якого українська ГТС буде включена до європейської. Завдяки цьому проекту, Україна матиме можливість активніше закачувати до своїх ПСГ газ, закуплений на європейському ринку в період найсприятливіших цін на газ, а Польща – транспортувати та зберігати свій газ у ПСГ. Цей інтерконектор має вирішальне значення для забезпечення можливості транспортування газу з “Північних воріт” (норвезький коридор і термінал ЗПГ) через українську ГТС у напрямку Східної Європи. Проект дозволить значно підвищити рівень диверсифікації поставок газу для України (доступ до нових джерел природного газу, в т.ч. ЗПГ) і рівень

інтеграції регіональних ринків газу, створити транспортний коридор, підтримувати інтеграцію єдиного європейського регіонального ринку газу тощо.



Рисунок 1.4 – Газовий інтерконектор Польща-Україна

У жовтні 2016 року відбулося підписання договорів на транспортування та зберігання природного газу між Укртрансгазом і компанією ENGIE (Франція). Відповідно до поданих номінацій від компанії ENGIE обсяги газу імпортуються з території Польщі через газовимірювальну станцію(ГВС) Германовичі. У другій декаді грудня 2016 року компанією ENGIE були успішно проведені тестові поставки природного газу.

У грудні 2016 року Нафтогаз приєднався до Європейської федерації енерготрейдерів (EFET). Участь в EFET надає Нафтогазу можливість отримувати оперативну інформацію щодо нових правил та законодавчих актів органів ЄС, створює сприятливі умови для обміну досвідом з метою диверсифікації джерел та напрямів постачання. Приєднання до цієї організації також дозволяє поглибити консультації між ЄС та Україною щодо підтримки нашої країни в адаптації законодавства до норм і стандартів ЄС та лібералізації вітчизняного ринку

природного газу. У квітні 2017 року Нафтогаз, Укртрансгаз, Snam S. p. A. (Італія) та Eustream a. s. (Словаччина) підписали Меморандум про взаєморозуміння щодо можливостей співпраці у використанні та розвитку ГТС України.

22 січня 2018 року ПАТ “Укртрансгаз” та Powernext SA (Франція) підписали Меморандум про взаєморозуміння з метою спільної оцінки можливостей співпраці щодо створення організованого оптового ринку газу (спотового та ф’ючерсного ринків на біржі) в Україні. Для Укртрансгазу це ще один крок вперед до інтеграції з європейськими газотранспортними операторами, а отже й до подальшого розвитку ринку газу в Україні. Powernext є провайдером загальноєвропейської платформи для торгівлі газом PEGAS, що дозволяє учасникам ринку продавати природний газ на 12 хабах у 9 країнах. На сьогоднішній день це основний майданчик для торгівлі природним газом в Європі. Після встановлення співпраці з Центральноєвропейським газовим хабом (CEGH) в 2016 році та інтеграції чеського газопроводу на платформу PEGAS (загальноєвропейська платформа для торгівлі газом) у грудні 2017 року, Powernext почала інтеграцію у Східну Європу.

Таким чином, диверсифікація джерел постачання природного газу в реверсних режимах на Україну розпочалася у 2014 році і вже у тому ж році дозволила НАК “Нафтогаз України” заощадити \$3,6 млрд, а за I квартал 2015 року – понад \$200 млн.

НАК “Нафтогаз України” має контракти з 12 зарубіжними контрагентами в частині купівлі-продажу природного газу: Statoil (Норвегія) – з 8 вересня 2014 р. до 8 вересня 2019 р.; PGNiG (Польща) – з 12 липня 2016 р. до 12 липня 2021 р.; AXPO Trading (Швейцарія) – з 29 лютого 2016 р. до 28 лютого 2021 р.; ENI Trading&Shipping (Італія) – з 12 липня 2016 р. до 12 липня 2021 р.; Trail Stone (Німеччина) – з 29 лютого 2016 р. до 28 лютого 2021 р.; CFP Trading (Мальта) – з 28 квітня 2016 р. до 28 квітня 2021 р.; Duf Energy Trading (Швейцарія) – з 29 лютого 2016 р. до 28 лютого 2021 р.; MET Gasand Energy Marketing (Швейцарія) – з 29 лютого 2016 р. до 28 лютого 2021 р.; Shell Energy Europe (Велика Британія) – з 27 вересня 2016 р. до 27 вересня 2021 р.; CEZ (Чехія) – з

7 липня 2016 р. по 1 травня 2017 р.; Uniper Global Commodities (Німеччина) – з 12 липня 2016 р. до 12 липня 2021 р.; ENGIE (Франція) – з 2 березня 2016 р. до 2 березня 2021 р. [30–34, 39, 40].

Отже, аналізуючи вище сказане, зробимо наступні висновки:

– Україна не купує природний газ в ПАТ “Газпром”, а імпортує ресурс з ЄС через Словаччину, Польщу та Угорщину (рисунок 1.5). Завдяки злагодженій роботі української сторони з європейськими операторами ГТС – FGSZ, Eustream та Gas-System SA імпорт газу з ЄС постійно зростає (рисунок 1.6);

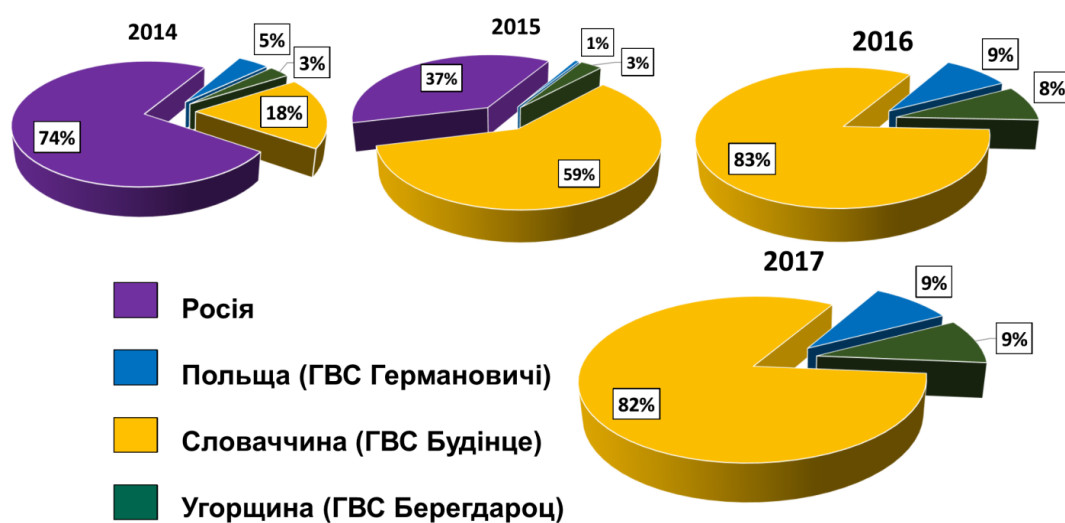


Рисунок 1.5 – Потоки імпортованого газу з ЄС у 2014 – 2018 рр.

– незважаючи на достатню кількість країн, які готові постачати природний газ в Україну, наша держава може отримати його тільки за трьома напрямками (вище зазначалося, що мінімальна кількість зовнішніх джерел постачання природного газу повинна складати не менше шести), тому питання диверсифікації джерел постачання природного газу залишається відкритим;

– завдяки розвитку реверсних напрямків НАК “Нафтогаз України” може обирати найбільш економічно доцільні маршрути постачання газу, які залежать від різних чинників. Поряд з цим ПАТ “Укртрансгаз” стикається із необхідністю реконструкції компресорних станцій для здійснення реверсного постачання газу

на схід країни та з необхідністю діагностування та ремонту реверсних газопроводів.



Риунок 1.6 – Порівняння імпорту газу в 2014-2017 роках

Для забезпечення необхідного мінімального рівня диверсифікації постання природнього газу в Україну, необхідно в перспективі, крім трьох існуючих, розглянути ще й такі шляхи:

- 1) постачання газу з Європи шляхом використання наявної інфраструктури в реверсному напрямку зокрема Туреччина – Болгарія – Румунія;
- 2) імпорт газу з Азербайджану через газопровід “Білий потік” або з Ірану, Туркменістану та Азербайджану через підключення до газопроводу “Набукко”;
- 3) імпорт зрідженого природнього газу (ЗПГ) із країн, які традиційно експортують ЗПГ до Європи (наприклад, Єгипту, Алжиру, Катару чи того ж Азербайджану).

Найбільш перспективним способом постачання природнього газу є постачання у зрідженому вигляді (зріджений природний газ – ЗПГ, або англ. LNG). На рівень диверсифікації природнього газу мають вплив географічне положення країни та розвиненість мережі міжконтинентальних трубопровідних систем. Значною мірою рівень диверсифікації обумовлений наявністю виходу до моря та можливістю використання LNG-технологій. За прогнозом British

Petroleum same ринок LNG у наступні 20 років буде розвиватися найбільш динамічно, а загальний обсяг постачання у світі зрідженого природного газу до 2035 року перевищить обсяги постачання газопроводами [39]. Близька ситуація прогнозується й щодо Європи, де до 2035 року майже 30% споживання буде забезпечено завдяки імпорту ЗПГ. До переваг реалізації ЗПГ-проекту в Україні (LNG-термінал) відносять помірні сумарні капітальні витрати та невеликі терміни реалізації проекту, відсутність потреби узгодження з іншими країнами-транзитерами, диверсифікованість джерел та гнучкість їх вибору, що сприяє енергетичній безпеці, активізацію виробничої діяльності в Україні, створення додаткових робочих місць тощо [43]. Наявність LNG-терміналу сприятиме й отриманню ринкової ціни на природний газ.

1.1.3 Прогнозування обсягів транзиту та зберігання природного газу в короткостроковій перспективі

Ще донедавна ПАТ “Укртрансгаз”, а сьогодні – Оператор ГТС України, експлуатує другу в Європі за довжиною лінійної частини та активною ємністю підземних сховищ газу систему магістральних газопроводів. Ця система є буфером між газовидобувними регіонами Росії, Центральної Азії, а також Сходу і Півдня України та споживачами нашої держави і промислово розвиненої Європи. Тобто ГТС інтегрована в загальноєвропейську газову мережу.

Як уже зазначалося проектна потужність ГТС України складає 288 млрд м³ на вході і 178,5 млрд м³ на виході, в тому числі 142,1 млрд м³ до країн ЄС, інших європейських країн та до Туреччини. Такий потенціал міг би стати потужним резервом зміцнення України як транзитної держави. Однак, попри те, що Україна сьогодні виступає найбільшою у світі країною-транзитером природного газу, а українська газотранспортна система пов’язує між собою регіони з найбільшими в світі запасами природного газу та країнами Європи, які мають значні обсяги газоспоживання, що дає змогу нашій державі бути одним перших у газовому бізнесі, перед країною виникло ряд загроз, нейтралізувати які

можливо на основі вивчення ситуації, що виникла навколо газопостачання в Європу.

Територією України здійснюється транзит російського природного газу відповідно до довгострокового контракту між Національною акціонерною компанією “Нафтогаз України” і ВАТ “Газпром” щодо обсягів і умов транзиту на 2009–2019 роки, а також доповнення, підписаного 21 квітня 2010 року [39]. До 2005 року в середньому транзит природного газу складав 120–140 млрд м³ щорічно.

Починаючи з 2005 року спостерігається тенденція щодо зниження обсягів транзиту газу з Російської Федерації до країн Європи. З 2000 року з введенням в експлуатацію газопроводу “Ямал – Європа” значно зменшився обсяг транспортування газу до Польщі магістральними газопроводами “Торжок – Долина” і “Івацевичі – Долина”. З 2004 року газопровід “Івацевичі – Долина” практично працює в безкомпресорному режимі. У 2008 році на території Російської Федерації введено в експлуатацію магістральний газопровід “КС Сохрановка – КС Октябрьская” в обхід території України, що призвело до повного припинення транзиту природного газу на південь Російської Федерації системою магістральних газопроводів “Північний Кавказ – Центр”. Але, незважаючи на ці фактори, в період з 2005 до 2011 року обсяги транзиту газу все ж становили від 92 до 120 млрд м³/рік.

Негативним фактором для газотранспортної системи України стало введення ВАТ “Газпром” в експлуатацію в 2011 році першої черги, а в 2012 році – другої черги газопроводу “Північний потік” загальною проектною продуктивністю 55 млрд м³/рік. Незважаючи на те, що в 2012 році газопроводом “Північний потік” було протранспортовано лише 11,8 млрд м³, обсяги транзиту газу в 2012 році знизились до 84,3 млрд м³/рік. І до 2019 року включно обсяг транзиту російського газу зберігався в діапазоні 50–90 млрд м³/рік. А у 2019 році склав 89,6 млрд м³/рік (див. рисунок 1.7). Динаміка транзиту газу територією України за період незалежності наведена на рисунку 1.8 [36, 46].



Рисунок 1.7 – Робота ГТС України в 2019 р.

Продовження транзиту російського газу через територію України після 2019 року відбуватиметься на основі підписаного контракту з Газпромом, який передбачає бронювання потужностей в обсязі 65 млрд куб. м (178 млн куб. м / добу) у 2020 році та по 40 млрд. кубометрів (110 млн. куб. м/добу) у 2021-2024 роках.

Трубопровід “Північний потік-2” покликаний подвоїти потужність двох ниток “Північного потоку”, які проходять по дну Балтійського моря від м. Выборг (Росія) до м. Грайфсвальд (Німеччина). У Німеччині газ надходить у сполучні газопроводи OPAL і NEL.

Таким чином, порівняно з 2014–2015 роками, у 2016–2019 роках Україна збільшила транзит російського природного газу своєю територією, на (20–40) відсотків, завдяки чинності режиму санкцій та обмежень щодо РФ і “Газпрому” та

зусиллям Європейської Комісії. Проте, можливе збереження українського маршруту для поставок російського газу в обсязі до 40 млрд м³/рік (у першу чергу в південному напрямку – на Балкани).

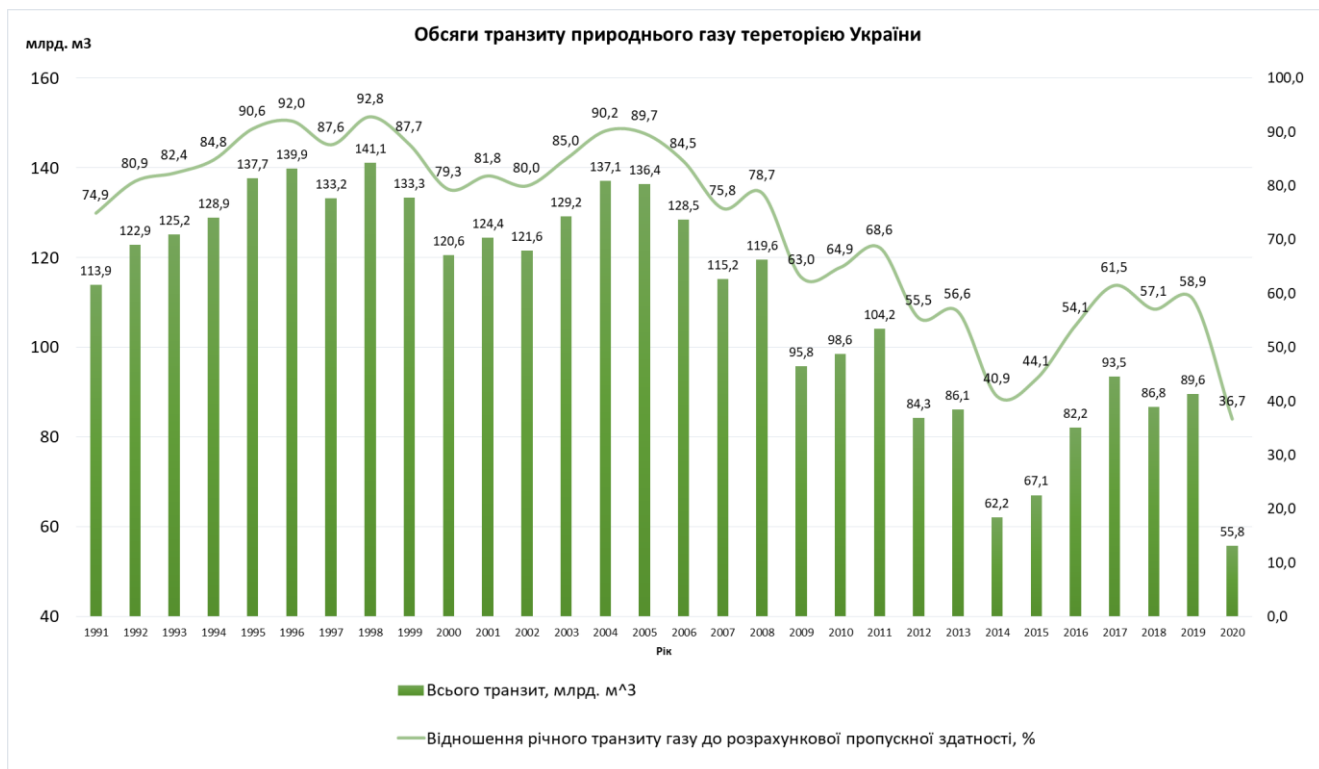


Рисунок 1.8 – Динаміка транзиту газу територією України за період незалежності

Слід також відзначити, що попри російську агресію проти України “Нафтогаз” безперервно транспортує газ до Європи (рисунок 1.9). Україна і надалі залишатиметься стабільним партнером Європейського Союзу.

При цьому існує ризик того, що російська сторона може заявити про постачання транзитних обсягів через ГВС Прохорівка та Платове та газогони на окупованих територіях, які ніколи не використовувались для поставок транзитного газу. Це може призвести до техногенних катастроф, оскільки трубопроводи, що проходять через зону бойових дій, піддаються артилерійським обстрілам. “Нафтогаз” не може проводити оформлення таких поставок за відсутності уповноважених працівників на ГВС та газогонях, які знаходяться у зоні Операції об’єднаних сил (ОСС), оскільки він не замовляв такі поставки і не має змоги їх проконтролювати.



Рисунок 1.9 – Напрямки постачання газу з Росії

Постачання газу довшим маршрутом, що проходить зоною воєнних дій, може призвести до потенційних перебоїв з поставками газу до ЄС, оскільки Нафтогаз не зможе здійснювати оформлення такого газу та його транзит територією України, а Газпром може наголошувати на його несанкціонованому відборі на окупованій території, що в подальшому може привести до припинення газопостачання з боку Російської Федерації. Спрямування транзитних обсягів газу на ГВС Прохорівка та Платове та неконтрольовані українською владою території – нераціональне, економічно неефективне та ставить під загрозу безпеку постачання газу європейським споживачам.

Поряд з тим, членство України в Енергетичному співтоваристві (ЕС) та імплементація енергетичних пакетів ЄС відкриває шлях до створення спільного ринку газу України і центральної Європи та надходженню інвестицій в енергетичний сектор із країн ЄС. Зважаючи на статус України як повноправної країни-учасниці ЄС, а також беручи до уваги її географічне розташування, нагальним є питання диверсифікації маршрутів транзиту природного газу та використання наявного потенціалу українських ПСГ, що допоможе зміцнити загальноєвропейську енергетичну безпеку.

Україна – зручний для біржової торгівлі газом майданчик. Наявність поблизу кордону з ЄС системи газових сховищ загальною активною місткістю та перспективи збільшення обсягів зберігання викликають інтерес міжнародних енергетичних компаній до масштабних реверсних поставок в Україну. Переваги використання газових сховищ України трейдерами полягають у можливості реально впливати на сезонні цінові коливання під час спотової торгівлі газом у Європі. На сьогодні існують усі можливості для інтеграції газосховищ України в європейську систему газопостачання та реальні підстави для створення Східноєвропейського газового хабу. Це сприятиме подальшій лібералізації внутрішнього ринку природного газу України, створенню більш сприятливого інвестиційного клімату, посиленню позицій країни на міжнародній арені, зміцненню іміджу країни як транзитної держави, забезпеченню стабільного надходження необхідних потоків природного газу з європейських країн до України, а також сприятиме синхронізації функціонування української ГТС і ENTSO-G (Європейської мережі системних операторів постачання природного газу) [46, 47].

Наразі на території України діють 12 газосховищ (ще одне сховище розташоване на території окупованого Криму) загальною активною місткістю в обсязі 31,3 млрд м³ (рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 – Показники роботи ПСГ України станом на 02.01.2018 р.

ПСГ України призначені, в основному, для регулювання сезонної нерівномірності відбору газу. В короткостроковій перспективі ПАТ “Укртрансгаз”, в свій час, прогнозував роботу ГТС в опалювальний період з 2018 по 2021 роки при 30-тиденних періоді пікового споживання в сфері зберігання газу, яка відображається графіками, зображеними на рисунку 1.11.

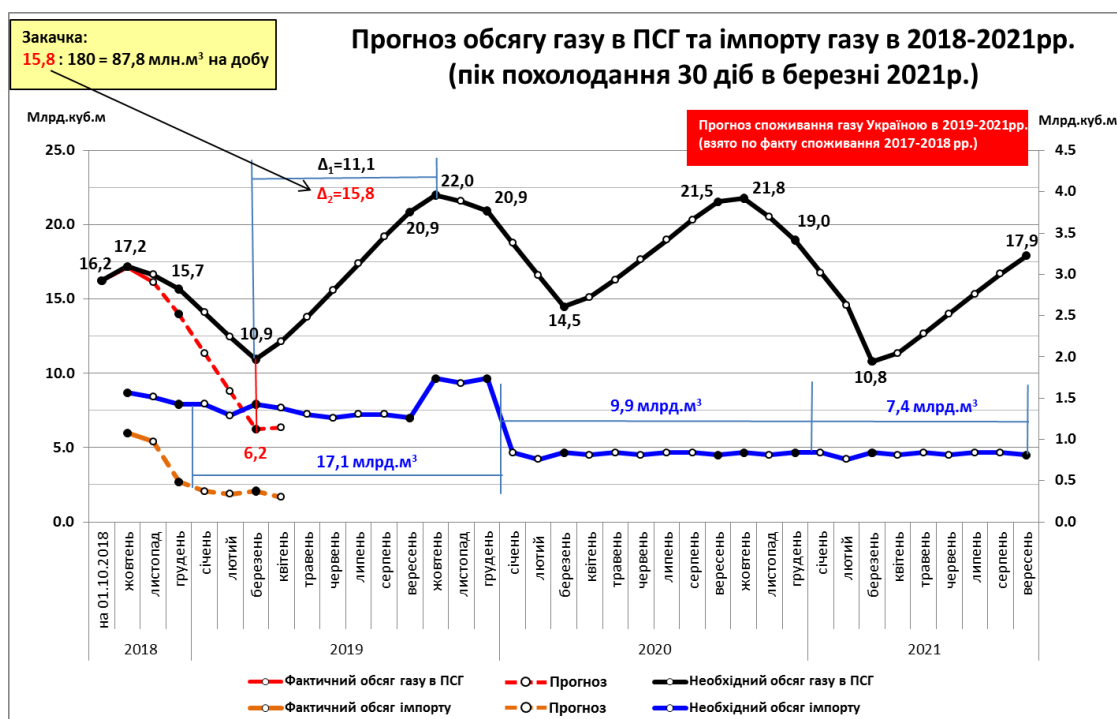


Рисунок 1.11 – Прогноз роботи ПСГ України в 2018–2021 роках

П’ять сховищ розташовані у західному регіоні (Більче-Волицько – Угерське, Угерське (XIV–XV), Опарське, Дашавське, Богородчанське) загальною місткістю 25,32 млрд м³, тобто 84% місткості всіх сховищ країни. Газосховища на сході країни насамперед покликані забезпечити внутрішнє споживання та постачання газу в регіони із розвинутою важкою промисловістю, або ж вони розташовані у нестабільній прифронтовій зоні конфлікту. Щоб знизити витрати, пов’язані з транспортуванням газу, і оминати нестабільний східний регіон, бажано створити газовий хаб на заході України, у безпосередній близькості до держав-членів ЄС.

Оптимальним місцем для створення нового газового хабу є Більче-Волицько – Угерське ПСГ. Це найбільше підземне сховище газу в Європі, з місткістю в розмірі 17 млрд м³. Воно розташоване найближче до західного кордону, відтак пропонує найкращі можливості для концентрації значного обсягу газу з різних джерел. У цьому регіоні існує добре розвинута система трубопроводів, оскільки тут сходяться кілька газопроводів (“Союз”, “Прогрес”, “Уренгой – Помари – Ужгород”, “Київ – Західний кордон” (I/II), “Долина – Ужгород”, “Івацевичі – Долина” (I, II, III)) [46].

Таким чином, Більче-Волицько – Угерське ПСГ має значний потенціал стати важливим європейським вузлом, через який газ транспортуватиметься до Європейського Союзу та у зворотному напрямку. Воно відіграватиме важливу роль у постачанні газу на всій території України, завдяки точкам газового інтерконекту з Польщею, Угорщиною і Словаччиною. Інші чотири газосховища, розташовані в Західній Україні, використовуватимуться переважно для задоволення внутрішнього попиту, особливо під час опалювального сезону. Вони також можуть використовуватися як сховища “останньої надії” у виключних випадках, якщо того вимагатиме внутрішній попит на газ в Україні.

У зв’язку з цим необхідно побудувати нову систему трубопроводів, щоб забезпечити сполучення між магістральними трубопроводами та трубопроводами для розподілу газу після укладення угод. Завдяки наявності 291 свердловини Більче-Волицького покладу та 50 свердловин Угерського покладу, Більче-Волицько – Угерське ПСГ має відмінні потужності для інтерконекту. У разі значної диверсифікації поставок газу його потужностей вистачить для розміщення газу різного походження.

Фахівцями проведений аналіз потоків газу між Польщею та Україною та підготовлені конкретні пропозиції щодо розширення системи газопроводів для збільшення можливих обсягів поставок газу. Запланований газовий інтерконектор “Польща-Україна” включає в себе будівництво газопроводу DN700 Германовичі-Страхоціна (72 км) і газопроводу DN1000 від Германовичів до польсько-українського кордону (1,5 км) на польській стороні, включаючи прикордонну

вимірювальну станцію і компресорну станцію в Страхоціна і будівництво DN1000 газопроводу від польсько-українського кордону до Більче-Волиці на українській стороні (99,3 км) включаючи контрольну газовимірювальну станцію.

На території України, як основний варіант розширення, визначено будівництво магістрального газопроводу-інтерконектору “Дроздовичі – Більче-Волиця” з наступними характеристиками: довжина-близько 100 км, умовний діаметр – 1000 мм, робочий тиск – 7,4 МПа (рисунок 1.12). Пропускна здатність:

- у напрямку Польща – Україна: $Q = (5-8)$ млрд м³/рік;
- у напрямку Україна – Польща: $Q = (5-7)$ млрд м³/рік.

Проект включено до Десятирічного плану розвитку ENTSOG на 2015-2025 роки та до списку Проектів спільного інтересу Енергетичного Співтовариства (PMI). Існує також альтернативний варіант поєднання газопровідних систем України та Польщі – реконструкція існуючих об’єктів ПАТ “Укртрансгаз”: магістральні газопроводи МГ “Комарно – Дроздовичі” (DN500, DN700), МГ “Івацевичі – Комарно” (DN800), КС “Комарно”; ГВС “Дроздовичі” (рис. 1.13). ПАТ “Укртрансгаз” проведено порівняльний розрахунок приведених витрат за варіантами з’єднання транспортних систем (табл. 1.3).

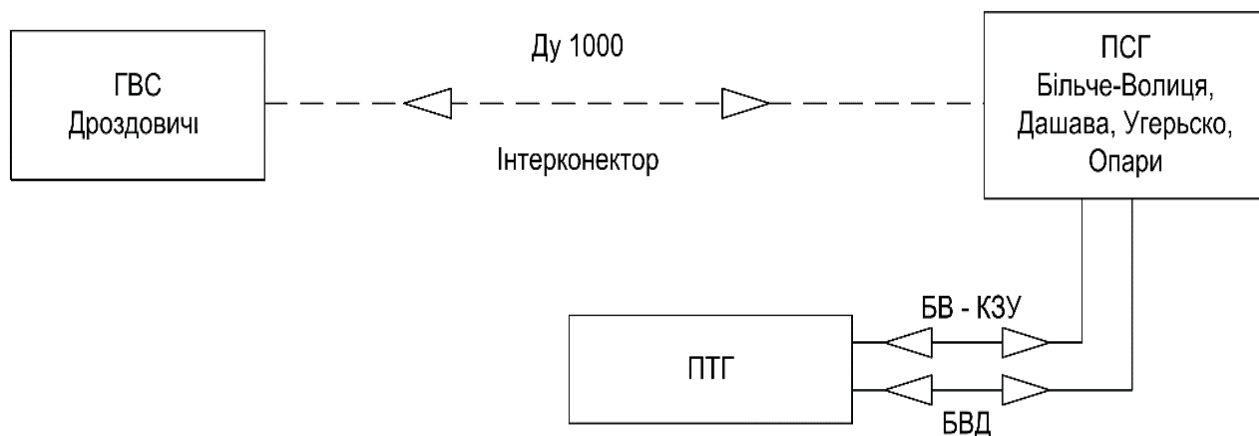


Рисунок 1.12 – Основна схема з’єднання транспортних систем України та Польщі

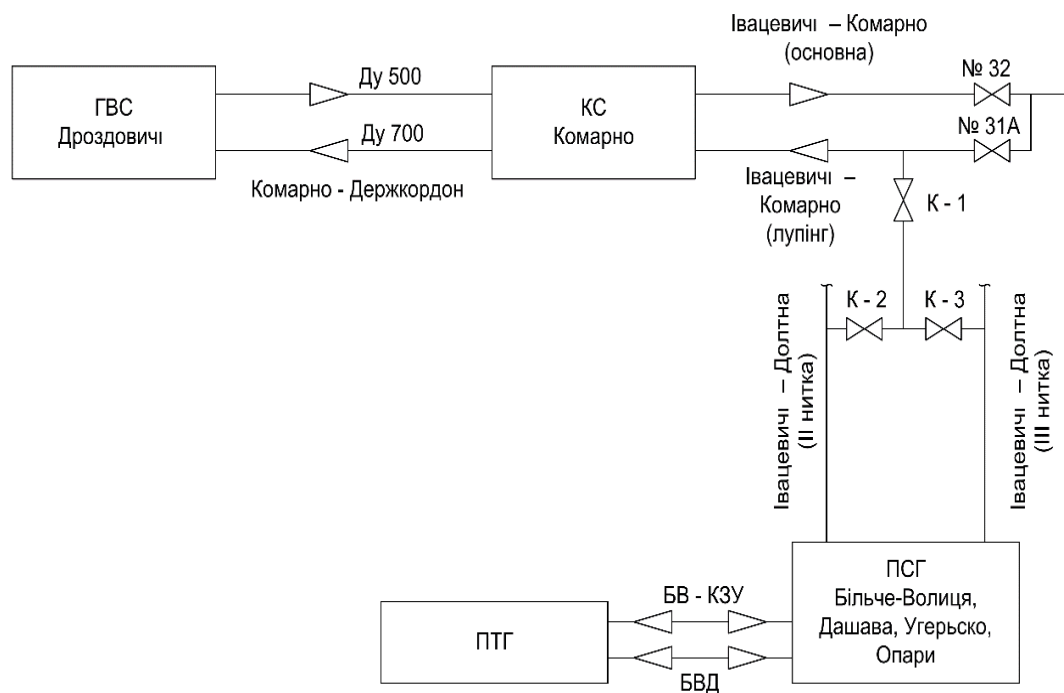


Рисунок 1.13 – Альтернативна схема з’єднання транспортних систем України та Польщі. Джерело: ПАТ “Укртрансгаз”

За результатами розрахунків оптимальним варіантом є основна схема (рис. 1.12) – будівництва газопроводу-інтерконектору “Дроздовичі – Більче-Волиця”. Цей варіант має значно кращі економічні показники, ніж реконструкція існуючих потужностей ПАТ “Укртрансгаз”, ресурс яких вичерпано (табл. 1.4; рис. 1.14).

Таблиця 1.3 – Приведені витрати за схемами з’єднання транспортних систем, тис. грн.

Назва статей витрат	Основна схема	Альтернативна схема
Капітальні вкладення	2 751 035,00	6 208 983,19
Експлуатаційні витрати	16 819,38	60 546,88
Приведені витрати	429 474,63	991 894,36

Таблиця 1.4 – Стан труб МГ “Комарно-Дроздовичі” та МГ “Івацевичі-Комарно”

Назва МГ	Діаметр умовний, мм	Довжина, км	Рік введення в експлуатацію	Робочий тиск	Кіл-ть дефектів металу труб виявлених ВТД	Кіл-ть відмов на МГ з початку експлуатації
Комарно – Дроздовичі	500	78,3	1961	5,5 МПа (від км 0,0 до км 54,1 обмежений до 3,8 МПа після розгерметизації)		5
Комарно – Держкордон	700	78,42	1976	5,5 МПа	2337	3
Івацевичі – Комарно	800	229,24	1961	5,0 МПа		13
Івацевичі – Комарно (лупінг)	800	85,46	1961	5,0 МПа		7

Будівництво магістрального газопроводу-інтерконектору “Дроздовичі – Більче-Волиця” дозволить суттєво скоротити витрати ПАТ “Укртрансгаз” при транспортуванні газу з території Польщі як для власних потреб України, так і для зберігання в ПСГ “Більче-Волиця” для подальшого повернення до території Польщі, що дозволить Україні отримувати дохід від зберігання природного газу в ПСГ. Газовий хаб повинен мати достатню кількість компресорних станцій, щоб забезпечити транспортування газу, придбаного українськими постачальниками, в будь-який регіон країни.



Рисунок 1.15 – Дефекти тіла труб МГ “Комарно – Дроздовичі” та МГ “Івацевичі – Комарно”. Джерело: ПАТ “Укртрансгаз”

Оскільки газовий хаб розрахований на внутрішній ринок і країни Європейського Союзу, необхідно забезпечити достатню пропускну здатність трубопроводів для транспортування газу у східному та західному напрямках. У зв'язку з цим бажано використовувати трубопроводи, які дозволяють поставки в обох напрямках. Слід підкреслити важливість підтримання газопроводів і ПСГ в Україні у належному стані. ПАТ “Укртрансгаз” разом із органом, що управлятиме новим газовим хабом, повинні гарантувати належне технічне обслуговування газопроводів і сховищ та регулярну перевірку на наявність потенційних дефектів. Будь-які перебої із закачуванням і відбором газу негативно впливатимуть на торгівлю і підірватимуть довіру трейдерів до українського ринку газу.

Зараз Україна може запропонувати європейським замовникам близько 12 млрд м³ обсягу зберігання, а максимальна добова потужність відбору з ПСГ

може сягнути до 260 млн.м³. Технічні можливості експорту газу до Угорщини дорівнюють 68 млн.м³ на добу, що в чотири рази перевищує продуктивність газотранспортного коридору з Австрії до Угорщини (лише 15 млн.м³/добу). Використання таких значних потужностей української ГТС дозволить значно знизити ризики настання надзвичайної ситуації у газотранспортній системі Угорщини. Аналогічні послуги та потужності українська сторона готова запропонувати постачальникам з інших країн центральної та східної Європи [47, 48].

Підсумовуючи даний підрозділ зробимо наступні висновки:

- з кожним роком, об'єми транзиту газу та постачання природного газу внутрішньому споживачеві суттєво зменшуються, тому виникає потреба у вирішенні оптимізаційних задач роботи ГТС України з врахуванням показників надійності та енергоефективності;

- починаючи з 2014 року, внаслідок диверсифікації джерел постачання природного газу, напрямки надходження газу споживачам України змінилися і це призвело до необхідності вирішення проблем реверсного постачання газу існуючими активами ГТС та будівництва нових газопроводів-інтерконекторів;

- використання українських ПСГ для зберігання природного газу країн Європейського союзу було і залишається актуальним питанням, поряд з цим, з метою ефективної та надійної експлуатації газових сховищ, виникає потреба прогнозування експлуатації західних ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму;

- важливою проблемою для ПАТ “Укртрансгаз”, а тепер ОГТСУ, залишається також процес транспортування природного газу на межі з окупованими територіями, де відбуваються бойові дії через можливість артилерійського обстрілу об'єктів ГТС та здійснення диверсійно-терористичних дій. Зазнали пошкоджень 14 магістральних газогонів, 4 компресорні станції, 3 газорозподільні станції (ГРС) та Вергунське підземне сховище газу, відключено від електропостачання три ГРС. В червні 2015 року внаслідок обстрілу було пошкоджено магістральний газопровід, що забезпечує газом південь Запорізької

та Донецької областей.

1.2 Аналіз досліджень режимів роботи ГТС в умовах неповного завантаження

Для вирішення проблем раціонального керування трубопровідними системами з великою кількістю елементів керування (компресорні станції (КС), підземні сховища газу (ПСГ), регулювальна і запірна арматура тощо) необхідно створювати методи аналізу стану трубопровідних систем і технологічних процесів, що виникають в трубопроводах. Такий аналіз потрібний для оперативного керування газотранспортними системами чи моделювання можливих нештатних ситуацій, з метою їх передбачення та мінімізації втрат при їх виникненні. Задачі оперативного керування складними трубопровідними системами можна умовно розбити на наступні групи: задачі моделювання технологічних ситуацій; обернені задачі визначення діапазонів зміни граничних умов експлуатації; задачі ідентифікації зміни параметрів роботи трубопроводів; задачі проектування та реконструкції; задачі керування режимами складових елементів трубопровідних систем; задачі контролю змінних технологічних процесів; задачі розпізнавання та прогнозування стану системи і її параметрів. Дані задачі та алгоритми їх вирішення приведені в працях [49-52].

Для дослідження режимів роботи ГТС в умовах зменшення транзиту газу слід застосовувати комплексно задачі моделювання, ідентифікації, контролю, розпізнавання та прогнозування. Такий комплексний підхід до задач моделювання технологічних ситуацій трубопровідних систем дозволяє пришвидшити вирішення проблем оперативного керування системами трубопровідного транспорту газу. Слід відмітити, що для побудови моделей складних газотранспортних систем доцільно використовувати принцип агрегативності, адже тоді з легкістю можна комбінувати структуру системи і досліджувати вплив зміни любого параметра в системі на її стан. А для моделювання різнохарактерних елементів газопровідного транспорту слід використовувати

метод кінцевих елементів.

При створенні методики оперативного аналізу і вибору режимів роботи газопроводу в умовах обмеженого транзиту необхідно вирішити наступні питання:

- математичне описання газоспоживання і розроблення методики прогнозування;
- математичне моделювання нестационарних процесів в системі транспорту газу;
- вибір методу аналізу систем транспорту газу, серед яких: методика розділення змінних Фур'є, метод характеристик Д'Аламбера, методи інтегральних перетворень Фур'є та Лапласа, методи лінеаризації за І. А. Чарним, методи фізичного моделювання за теорією подібності, методи кінцевих різниць, методи аналогового моделювання неусталених процесів газопроводів, методи статистичної динаміки;
- спрощення рішень нестационарних процесів та врахування реального стану системи транспорту газу.

1.2.1 Гідравлічний розрахунок складних газотранспортних систем

Енергетичними об'єктами ГТС є компресорні станції (КС), на яких відбувається компримування газу за рахунок роботи газоперекачувальних агрегатів (ГПА). Для роботи ГПА та виконання технологічних операцій з транспортування газу на КС використовується до 5 відсотків газу від загального обсягу транспортування. ГТС мають складну конфігурацію, а КС можуть бути обладнані різними типами ГПА, тому кільканиткові газопроводи великої довжини можуть працювати на різних режимах експлуатації. Кожному з таких режимів відповідає певний розподіл потоків газу між нитками, певна пропускна здатність і певні енергетичні затрати на транспорт. В умовах ринкової економіки виникає проблема знаходження оптимальних режимів роботи складних ГТС, особливо в умовах неповного завантаження. Критерієм оптимізації, очевидно, доцільно

обрати мінімальні енергетичні затрати на транспортування відповідних об'ємів газу магістральними газопроводами.

Для вирішення такого типу оптимізаційних задач необхідно створювати математичні моделі для визначення пропускної здатності, розподілу потоків газу, режимних та енергетичних роботи ГТС з урахуванням певних технологічних обмежень. Тому нижче проаналізуємо задачі, що стосуються гідравлічного розрахунку складних газотранспортних систем, а саме: визначення пропускної здатності кільканиткового та розгалуженого газопроводу з урахуванням можливості оснащення різного типу ГПА компресорних станцій.

Під пропускною здатністю розуміємо максимальну кількість газу, яку можна перекачувати газопроводом при певних значеннях тиску і температури газу на вході у першу КС, тиску газу в кінці газопроводу, певній кількості ГПА, що працюють на окремих КС, з урахуванням умов навколишнього середовища. При розрахунку пропускної здатності складних газопровідних систем необхідно користуватися методом послідовних наближень. Розрахунковий алгоритм з визначення пропускної здатності складних газопровідних систем можна розбити на кілька окремих етапів, які наведемо нижче.

Перший етап – визначення фізичних властивостей газу, що перекачується. Вихідними даними для цього етапу є склад природного газу. [49]

Другий етап – визначення наявної потужності газотурбінного приводу ГПА за методикою, яка наведена у нормах технологічного проектування газопроводів [53], з урахуванням температури повітря на вході газотурбінної установки та геодезичної позначки розташування КС.

Третій етап – розрахунок режиму роботи ГПА КС. Для встановлення залежності коефіцієнта стисливості газу ε_n (при відносних зведених обертах рівних одиниці), політропного ККД $\eta_{пол}$ і зведеної відносної внутрішньої потужності $\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{зв}$ від зведеної об'ємної продуктивності нагнітача при умовах входу $Q_{зв}$ використовується тричленні поліноми

$$\varepsilon_n = a_1 + a_2 Q_{3\phi} + a_3 Q_{3\phi}^2, \quad (1.4)$$

$$\eta_{пол} = b_1 + b_2 Q_{3\phi} + b_3 Q_{3\phi}^2, \quad (1.5)$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{3\phi} = c_1 + c_2 Q_{3\phi} + c_3 Q_{3\phi}^2, \quad (1.6)$$

Коефіцієнти математичних моделей можна визначити, застосувавши метод найменших квадратів, шляхом обробки паспортних чи фактичних характеристик відцентрового нагнітача (ВН).

Для розрахунку режиму роботи ГПА на компресорних станціях в якості вихідних даних приймається абсолютний тиск та температура на вході у відцентровий нагнітач (відповідно, $P_{вс}$ та $T_{вс}$), а також кількість працюючих ГПА m . А далі розрахунок проводиться за таким алгоритмом:

1. Визначається коефіцієнт стисливості газу для умов входу у ВН

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \frac{P_{вс} \Delta^{1,3}}{T_{вс}^{3,3}}. \quad (1.7)$$

2. Задається значення продуктивності КС при стандартних умовах Q і визначається об'ємна продуктивність ГПА КС за умов входу у ВН

$$Q_{всКС} = \frac{0,24 Q_z T_{вс}}{P_{вс}}, \quad (1.8)$$

3. Визначається зведена об'ємна подача одного нагнітача

$$Q_{вс} = \frac{Q_{всКС}}{m}, \quad (1.9)$$

4. Обчислюється значення зведеної витрати газу, прийнявши, що частота обертів ротора нагнітача дорівнює номінальному значенню $n = n_n$,

$$Q_{зв} = \frac{Q_{вс} n_n}{n}, \quad (1.10)$$

5. Визначаються зведені відносні оберти нагнітача

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{зв} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{зв} T_{зв} R_{зв}}{z_{вс} T_{вс} R_{вс}}}, \quad (1.11)$$

де $z_{зв}$, $T_{зв}$, $R_{зв}$ – зведені газодинамічні характеристики нагнітача.

6. За рівняннями (1.4)–(1.6) визначаються відповідні параметри нагнітача.

7. Проводиться коригування ступеня стиску для зведених відносних обертів, які не дорівнюють одиниці [49, 54]

$$\varepsilon = \left[\left(\frac{n}{n_n} \right)_{зв}^2 \left(\varepsilon_n^{\frac{k-1}{k\eta_{пол}}} - 1 \right) + 1 \right]^{\frac{k\eta_{пол}}{k-1}}, \quad (1.12)$$

де k – коефіцієнт адіабати.

8. Визначається температура газу на виході нагнітача

$$T_{наг} = T_{вс} \varepsilon^{\frac{k-1}{k\eta_{пол}}}. \quad (1.13)$$

9. Визначається абсолютний тиск газу на виході з нагнітачів

$$P_{наг} = P_{вс} \varepsilon. \quad (1.14)$$

10. Обчислюється значення густини газу при умовах входу в нагнітачі

$$\rho_{вс} = \frac{P_{вс}}{z_{вс} T_{вс} R}. \quad (1.15)$$

11. Визначається внутрішня потужність нагнітача

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}} \right)_{\text{зв}} \rho_{\text{вс}} \left(\frac{n}{n_n} \right)^3. \quad (1.16)$$

12. Визначається потужність, спожита нагнітачем

$$N = \frac{N_i}{\eta_m}, \quad (1.17)$$

де η_m – механічний ККД нагнітача.

Отримані параметри режиму роботи КС повинні відповідати наступним технологічним обмеженням:

– тиск в нагнітальній ділянці повинен бути меншим (рівним) за допустимий, виходячи з умов міцності ($P_{\text{наг}} \leq P_{\text{дон}}$);

– зведена продуктивність нагнітача на вході в нагнітач повинна бути більшою (рівною) за мінімальне значення, необхідне для роботи нагнітача без помпажу ($Q_{\text{зв}} \geq Q_{\text{min}}$);

– потужність, що споживається нагнітачем, повинна бути не менша за наявну потужність газотурбінної установки ($N \leq N_e^p$);

– зведені відносні оберти ВН мають бути не меншими за мінімально допустимі $\left(\left(\frac{n}{n_n} \right)_{\text{зв}} \geq \left(\frac{n}{n_n} \right)_{\text{min}} \right)$.

У випадку невідповідності режиму роботи наведеним технологічним обмеженням, необхідно регулювати режим, змінюючи оберти нагнітача.

Четвертим етапом є визначення витрат газу на власні потреби компресорних станцій. Зазначений розрахунок проводиться згідно з методикою, яка наведена у чинних нормах технологічного проектування газопроводів [53]. Якщо КС оснащена відцентровими нагнітачами з електричним приводом, то витрати паливного газу відсутні, а витрати газу на власні потреби дорівнюють

витратам газу на технологічні потреби і технічні втрати КС.

П'ятим етапом є теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу, який базується на розрахункових моделях, рекомендованих чинними нормами технологічного проектування газопроводів.

Абсолютний тиск газу на початку ділянки газопроводу, що знаходиться за компресорною станцією, для якої проведено розрахунок режиму роботи, визначається за формулою

$$P_n = P_{наг} - \delta P_{вих}, \quad (1.18)$$

де $\delta P_{вих}$ – втрати тиску в обв'язці між компресорним цехом і вузлом підключення до лінійної частини газопроводу.

Вхідними даними для теплогідравлічного розрахунку ділянки газопроводу є геометричні характеристики трубопроводу, фізичні властивості транспортованого газу, теплофізичні властивості ґрунту на глибині укладання, труби, абсолютний тиск газу P_n і температура газу T_n на початку ділянки. Слід відмітити, що температура газу на виході з КС не повинна перевищувати допустимого значення $T_{дон} = 313 \text{ К}$.

Для проведення розрахунку використовується основне рівняння газопроводу. Тобто, рівняння для визначення об'ємної витрати газу (млн. м³/добу)

$$Q = 105,087 \cdot E \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \lambda z_{cp} T_{cp} L}}, \quad (1.19)$$

де E – коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу;

d – внутрішній діаметр газопроводу, м;

P_n, P_k – абсолютний тиск газу на початку і в кінці ділянки відповідно, МПа;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

z_{cp} – середнє значення коефіцієнта стисливості газу;

T_{cp} – середнє значення температури газу на ділянці газопроводу, К;

L – довжина ділянки газопроводу, км.

Далі теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу проводиться за наступним алгоритмом:

1. З рівняння (1.19) можна визначити тиск газу в кінці газопроводу

$$P_{\kappa} = \sqrt{P_n^2 - \frac{\Delta\lambda z_{cp} T_{cp} L Q^2}{11043 \cdot E^2 d^5}}, \quad (1.20)$$

Для розрахунку значення абсолютного тиску в кінці газопроводу, в першому наближенні можна прийняти наступні параметри з існуючого досвіду: середню температуру газу на ділянці $T_{cp} = 300$ К; середній коефіцієнт стисливості газу $z_{cp} = 0,9$; коефіцієнт гідравлічного опору $\lambda = 0,009$.

2. Далі визначається середнє значення тиску газу на ділянці між КС

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(P_n + \frac{P_{\kappa}^2}{P_n + P_{\kappa}} \right). \quad (1.21)$$

3. Обчислюється середнє значення теплоємності газу на ділянці газопроводу, кДж/(кг·К)

$$c_p = 1,695 + 0,001838 \cdot T_{cp} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{P_{cp} - 0,1}{T_{cp}^3}. \quad (1.22)$$

4. Визначається середнє значення коефіцієнта Джоуля-Томпсона, К/МПа

$$D_i = \frac{1}{c_p} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{cp}^2} - 1,5 \right). \quad (1.23)$$

5. Визначається повний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовище у випадку підземного укладання газопроводу, Вт/(м²·К)

$$K = \frac{2\lambda_{cp}}{d_3 \ln \left(\frac{2H_0}{d_3} + \sqrt{\left(\frac{2H_0}{d_3} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (1.24)$$

де λ_{cp} – коефіцієнт теплопровідності ґрунту;

d_3 – зовнішній діаметр газопроводу;

H_0 – глибина залягання осі трубопроводу.

6. Знаходиться середнє значення температури газу на ділянці газопроводу з урахуванням дії ефекту Джоуля-Томпсона

$$T_{cp} = T_{cp} + \frac{T_n - T_{cp}}{aL} (1 - e^{-aL}) - D_i \frac{P_n^2 - P_\kappa^2}{2aLP_{cp}} \left[1 - \frac{1}{aL} (1 - e^{-aL}) \right], \quad (1.25)$$

де $a = \frac{0,225Kd_n}{Q\Delta c_p}$;

T_{cp} – середня температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу за період, що розглядається.

7. Визначається середнє значення коефіцієнта стисливості газу

$$z_{cp} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \frac{P_{cp} \Delta^{1,3}}{T_{cp}^{3,3}}. \quad (1.26)$$

8. Визначається число Рейнольдса

$$Re = 17,75 \frac{Q\Delta}{d\eta}. \quad (1.27)$$

9. Обчислюється коефіцієнт гідравлічного опору в газопроводі

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k_e}{d} \right)^{0,2}, \quad (1.28)$$

де k_e – абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу, у розрахунках приймається $k_e = 0,03$ мм [49, 53].

10. За формулою (1.20) знаходиться уточнене значення тиску газу в кінці ділянки газопроводу P_k . Якщо різниця між уточненим і попередньо визначеним значенням кінцевого тиску перевищує необхідну точність розрахунків ε_p

$$|P_k - P_{ky}| > \varepsilon_p, \quad (1.29)$$

то приймаємо $P_k = P_{ky}$ і повторюється розрахунок, починаючи з формули (1.21).

11. Визначається температура газу в кінці ділянки газопроводу

$$T_k = T_{cp} + (T_n - T_{cp}) e^{-aL} - D_i \frac{P_n^2 - P_k^2}{2aLP_{cp}} (1 - e^{-aL}), \quad (1.30)$$

12. Абсолютний тиск газу на вході відцентрових нагнітачів наступної компресорної станції знаходиться за формулою

$$P_{вс} = P_k - \delta P_{вх}, \quad (1.31)$$

де $\delta P_{вх}$ – втрати тиску в обв'язці на вході в компресорну станцію.

В роботах [55, 56] розроблено математичні моделі для визначення пропускної здатності триниткових та розгалужених газотранспортних систем. Зокрема в роботі [55] розглянуто випадок, за якого триниткова газотранспортна система працює як єдина газодинамічна система. При цьому перемички між нитками на вході і виході кожної компресорної станції відкриті (рисунок 1.16). Це призводить до вирівнювання тисків газу по трьох нитках на вході і виході кожної компресорної станції і перерозподілу потоків газу як між КС, так і між нитками газопроводів, на які вони працюють. У результаті за тих самих умов пропускна

здатність триниткової газотранспортної системи може відрізнятись від суми пропускної здатності окремих ниток газопроводу під час її автономної роботи. Якщо пропускна здатність системи при цьому не зміниться, суттєво будуть відрізнятись параметри режиму роботи кожної компресорної станції і кожної нитки газотранспортної системи. Наведений вище алгоритм дає змогу знайти пропускну здатність триниткової газотранспортної системи, компресорні станції якої оснащені різними типами ГПА, та розрахувати параметри режиму роботи кожної КС. Пропускна здатність триниткової системи визначається за певного значення температури повітря на вході у ГТУ, за певного значення температури ґрунту на глибині укладання трубопроводів, за заданих значеннях тиску і температури газу на вході у нагнітачі першої КС та заданого значення тиску газу у кінці розрахункової ділянки газопроводу.

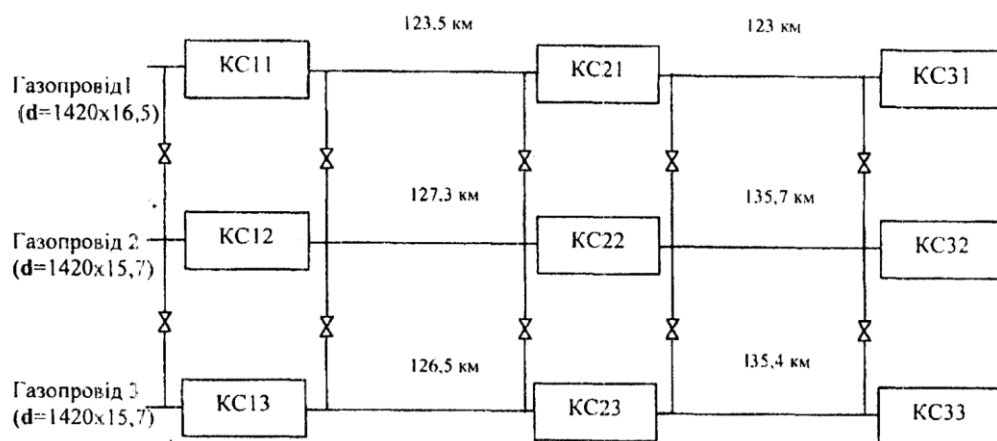


Рисунок 1.16 – Схема триниткової ГТС

Використовуючи описані вище обчислювальні алгоритми і програмне забезпечення, було визначено пропускну здатність, розподіл потоків газу, режимні та енергетичні параметри роботи паралельно укладених трьох діючих газопроводів. Кожен газопровід може працювати автономно як окремий газотранспортний об'єкт. Якщо відкрити перемички між нитками на вході і виході кожної КС, то три нитки газопроводів будуть працювати, як єдина газодинамічна система. Використовуючи матеріали про геометричні характеристики лінійної частини газопроводів та технічні характеристики

обладнання КС, сформовано комплекс вхідних даних для визначення пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів як одкониткових газопроводів, так і триниткової газотранспортної системи і проведено багатоваріантні розрахунки кожної з трьох ниток під час їх автономної роботи, а також триниткової системи за умови відкритих перемичок на вході і виході кожної КС. У розрахунках передбачалося максимальну кількість паралельно працюючих агрегатів на кожній КС і приймалося значення гідравлічної ефективності роботи лінійної частини $E=1$ та $E=0,95$.

Результати розрахунків отримано у вигляді залежності пропускної здатності кожного одкониткового газопроводу від сезонних змін температури повітря і відповідних змін температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу (рисунок 1.17).

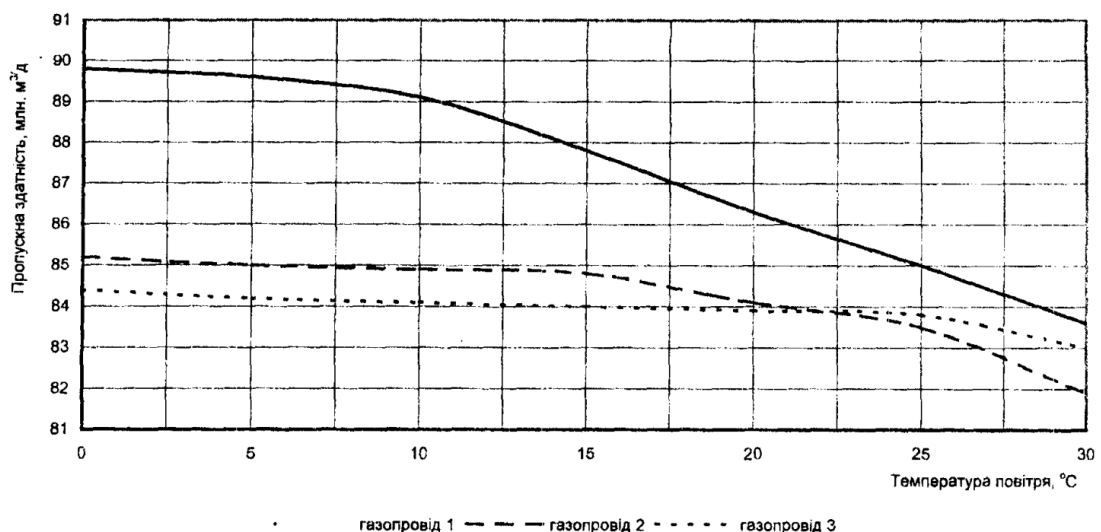


Рисунок 1.17 – Зміна пропускної здатності трьох паралельних газопроводів при їх окремій роботі залежно від температури повітря ($E=1$)

Як свідчать результати розрахунків, у разі збільшення температури повітря і відповідних сезонних змін температури ґрунту має місце чітко виражена тенденція зменшення пропускної здатності одкониткових газопроводів через вимушене регулювання режимів роботи ГПА шляхом зменшення кількості обертів для забезпечення виконання низки технологічних обмежень. Якщо компресорна станція оснащена відцентровими нагнітачами з електричним

приводом, то вплив сезонних змін навколишнього середовища на пропускну здатність газопроводу менш помітний. Впливовим фактором при цьому є лише зміна температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Аналіз результатів розрахунків засвідчує, що тенденції зміни технологічних параметрів одностикових газопроводів, виявлені за умови гідравлічної ефективності газопроводів $E=1$, повністю підтверджуються за умови гідравлічної ефективності газопроводів меншій від одиниці.

На рисунку 1.18 зображено порівняння пропускну здатності триниткової газотранспортної системи за умови закритих і відкритих перемичок на вході і виході кожної КС і значеннях коефіцієнта гідравлічної ефективності ниток $E=1$ та $E=0,95$.

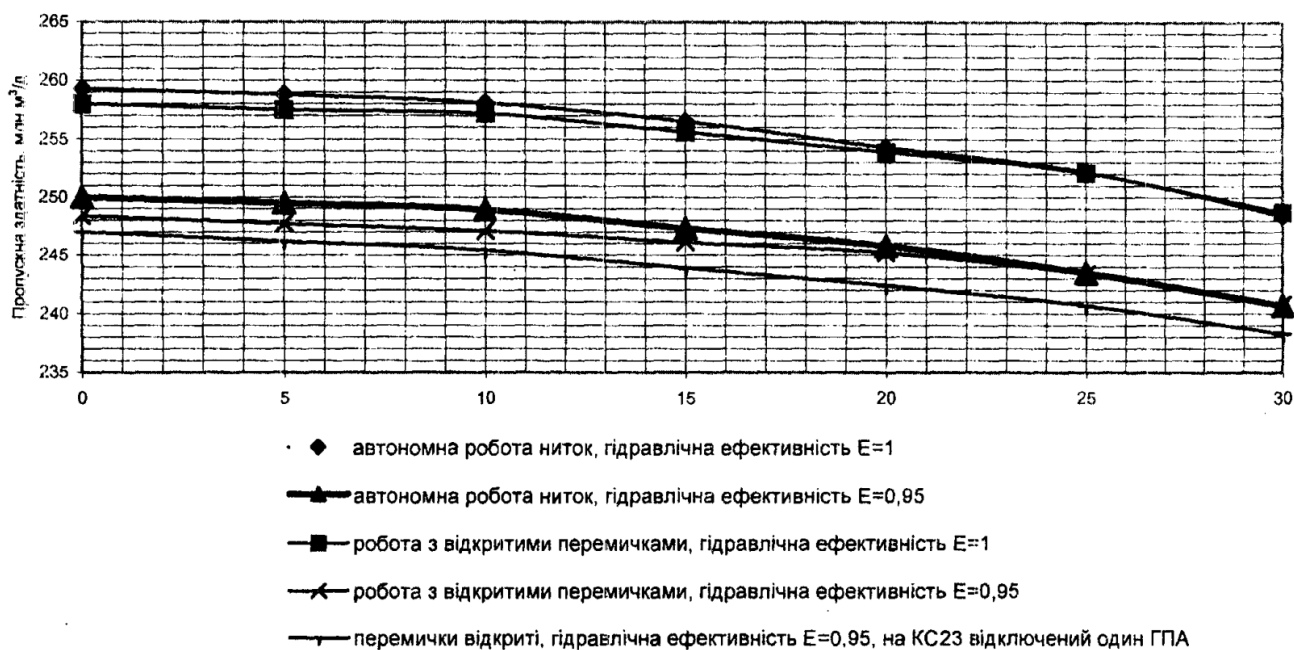


Рисунок 1.18 – Порівняння розрахункової пропускну здатності триниткової системи газопроводів під час роботи із закритими і відкритими перемичками

Як свідчать результати досліджень, виконаних для конкретної газотранспортної системи, відкриття перемичок між паралельними нитками на вході і виході компресорних станцій, які оснащені різними типами ГПА, призводить до незначного зменшення (до 1 %) пропускну здатності системи і

суттєвих змін режимів роботи як кожної компресорної станції, так і кожної лінійної ділянки.

Аналіз результатів багатоваріантних розрахунків триниткової газотранспортної системи як єдиної газодинамічної системи свідчить про те, що відповідно до характеристик ГПА і характеристик ділянок має місце автоматичний перерозподіл потоків газу через нагнітачі кожної КС і кожен нитку газопроводів. Розподіл потоків газу залежить від сезонних змін температури повітря і ґрунту та коефіцієнта гідравлічної ефективності роботи газопроводів. Одержаний розподіл потоків газу по компресорних цехах і нитках не може бути визначений за іншими методиками, які розраховують окремі елементи газотранспортної системи, а не систему складних газопроводів загалом.

Для характеристики енергоємності режиму роботи газопроводу визначені питомі витрати потужності ГПА КС на виконання заданої транспортної роботи. На конкретному прикладі показана можливість оптимізації режимів роботи складної газотранспортної системи шляхом визначення варіантів роботи, які різняться схемою роботи ГПА на деяких КС і виконують ту саму транспортну роботу на значно менших витратах потужності ГПА КС.

Газотранспортна система України – це складна за структурою трубопровідна система, яка виконує дві функції – транзитне транспортування на експорт і постачання газу вітчизняним споживачам. Перший тип газопроводів прийнято називати транзитними газопроводами, а другий – розподільними. Більша частина газопроводів України поєднує як транзитні, так і розподільні функції. Тому в роботі [56] розроблено математичну модель визначення пропускної здатності та режиму роботи розподільного газопроводу з врахуванням значних шляхових відборів газу при будь-якій комбінації підключення споживачів з урахуванням сезонних змін умов перекачування та споживання газу.

Об'єктом досліджень була однопіткова розгалужена газотранспортна система з довільною кількістю ділянок, компресорні станції якої оснащені різними типами ГПА з газотурбінним приводом. На будь-якій ділянці магістрального газопроводу може передбачатися довільна кількість відгалужень і

відводів. Методика розрахунку магістрального газопроводу із розгалуженою структурою базується на методах розрахунку параметрів роботи відцентрових нагнітачів та стаціонарних моделях руху реального газу в складних трубопровідних системах, що наведені вище. За даною методикою [56] визначено пропускну здатність елемента газотранспортної системи, схема якого наведена на рисунку 1.19. Розрахунки виконано для таких умов перекачування: температура ґрунту на глибині укладання трубопроводів відповідає 276 К і розрахункова температура повітря 273 К, коефіцієнт гідравлічної ефективності для ділянок магістрального газопроводу $E=0,97$, а для ділянок відгалужень і відводів $E=0,95$. Вважається, що компресорні станції магістрального газопроводу оснащені газоперекачувальними агрегатами ГТК-10І. На кожній КС працюють паралельно 5 ГПА зазначеного типу. Результати розрахунку пропускну здатності елемента розгалуженої газотранспортної системи у таблиці 1.5.

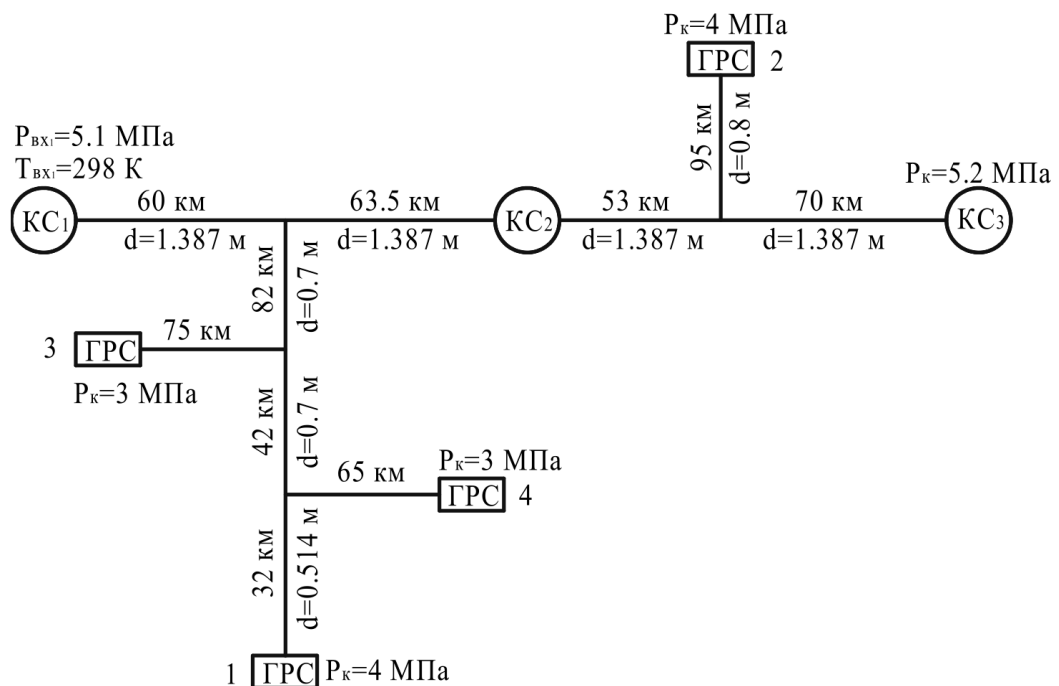


Рисунок 1.19 – Розрахункова схема розгалуженої газотранспортної системи

Аналіз даних таблиці 1.5 свідчить, що залежно від схеми підключення відгалужень і відводів помітно змінюється кількість газу, що транспортується магістральним газопроводом, і частка газу, яка надходить до того чи іншого

ШЛЯХОВОГО СПОЖИВАЧА.

Таблиця 1.5 — Результати розрахунку пропускної здатності елемента розгалуженої газотранспортної системи

Варіанти підключення споживачів газу до магістралі	Витрата газу, млн.м ³ /д						у кінці елемента газопроводу
	на першій ділянці магістралі	на власні потреби КС	на вході першого споживача	на вході другого споживача	на вході третього споживача	на вході четвертого споживача	
Відгалуження і відводи не працюють	88,15	0,48	-	-	-	-	88,15
Одержує газ споживач 1	92,25	0,47	9,10	-	-	-	82,68
Одержує газ споживач 2	89,45	0,48	-	15,40	-	-	73,57
Одержують газ споживачі 1 і 2	93,40	0,46	8,90	14,95	-	-	69,09
Одержують газ споживачі 1 і 3	93,85	0,46	6,35	-	6,40	-	80,64
Одержують газ споживачі 1 і 4	93,35	0,46	5,75	-	-	5,80	81,34
Одержують газ споживачі 1, 3 і 4	94,10	0,46	4,35	-	4,50	4,50	80,29
Одержують газ споживачі 1, 2 і 4	94,40	0,46	5,65	14,90	-	5,70	67,69
Одержують газ споживачі 1, 2 і 3	94,90	0,46	6,20	14,75	6,25	-	67,24
Одержують газ споживачі 1, 2, 3 і 4	95,15	0,46	4,30	14,75	4,40	4,40	66,84

Таким чином, запропонована методика і програмне забезпечення дають змогу для газотранспортних систем із розгалуженою структурою достовірно прогнозувати обсяги транзитного перекачування газу магістральними газопроводами, а також обсяги надходження газу до шляхових споживачів для різних варіантів їх підключення із врахуванням сезонних змін умов роботи.

1.2.2 Аналіз зміни пропускної здатності складних ГТС за різних схем з'єднання газопроводів та умов їх неповного завантаження

Багатониткові газотранспортні системи України оснащені перемичками між нитками на вході і виході КС, а також і на трасі газопроводів. Тому складні за структурою ГТС можуть транспортувати газ за різними схемами роботи.

В роботах [57, 58] розроблені математичні моделі для визначення пропускної здатності складної ГТС при різних сценаріях відкритих і закритих перемичок. Зокрема, розглядається триниткова газотранспортна система “Союз”,

Уренгой-Помари-Ужгород та “Прогрес” на ділянці КС Бар - КС Богородчани.

В роботі [57] приведено розроблення методології та обчислювальних алгоритмів визначення пропускної здатності триниткового газопроводу при будь-якій комбінації відкритих перемичок між нитками на лінійних ділянках.

Були виконані розрахунки пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи трьох паралельних транзитних газопроводів. Розрахункова схема триниткової ГТС наведена на рисунку 1.20. Також, був досліджений вплив певних чинників на пропускну здатність та режими роботи триниткової ГТС на ділянці КС Бар – КС Богородчани. Як показали результати досліджень, одним із найбільш впливових чинників є сезонні зміни температури повітря і температури ґрунту на глибині укладання трубопроводів. Спочатку визначалася пропускну здатність кожного газопроводу окремо (при автономній роботі) при всіх закритих перемичках за повного завантаження ГТС і за найвищої температури повітря і ґрунту. Відтак за тих же умов знайдена пропускну здатність даної системи при відкритих перемичках 1-3 на ділянках (рисунок 1.20). Для дослідження впливу сезонних температурних чинників на пропускну здатність газопроводу розрахунки проведені для різних значень температур повітря і ґрунту.

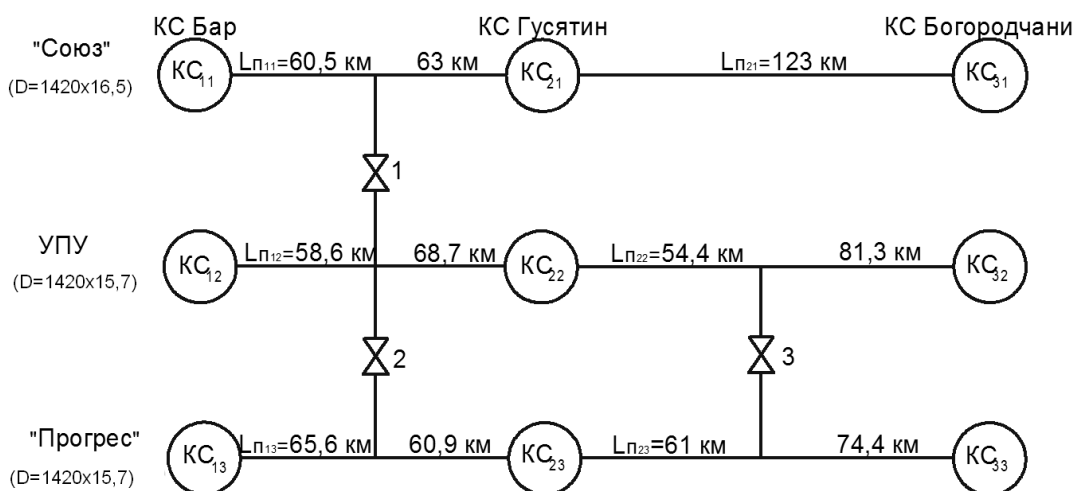
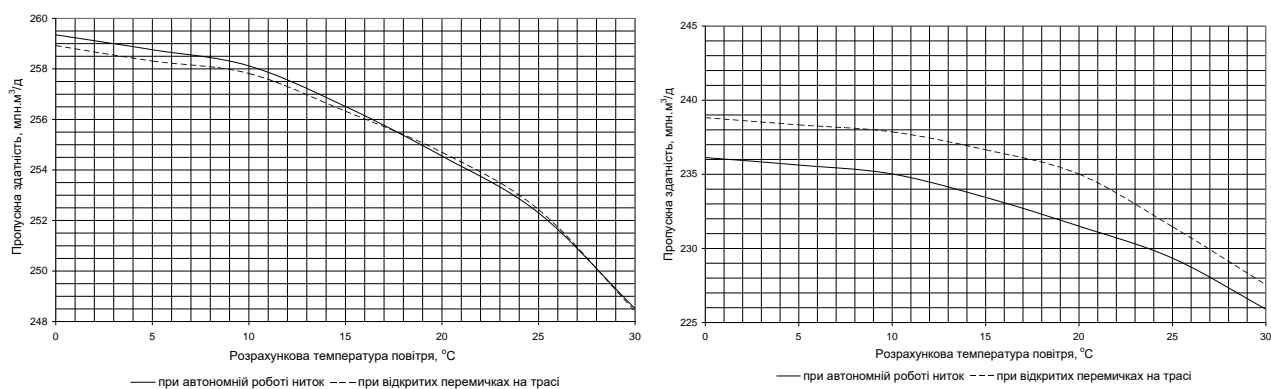


Рисунок 1.20 – Розрахункова схема триниткової газотранспортної системи на ділянці КС Бар – КС Богородчани з перемичками між нитками на ділянках

Також визначена пропускна здатність даної ділянки газопроводів для одного із варіантів неповного завантаження системи та досліджено вплив сезонних температурних чинників на пропускну здатність триниткової газопровідної системи при її неповному завантаженні.

За результатами багатоваріантних розрахунків побудовані графіки залежності сумарної пропускної здатності триниткової газопровідної системи КС Бар – КС Богородчани від розрахункової температури повітря при роботі із закритими та відкритими перемичками на ділянках газопроводів (рисунок 1.21).

Аналіз результатів показав, що при повному завантаженні кожної із ниток газопроводу відкриття перемичок між нитками на ділянках призводить до невеликого зменшення сумарної пропускної здатності системи (до 1 млн. м³/д). У той же час, при неповному завантаженні однієї з ниток, відкриття перемичок на ділянках між нитками може призвести до деякого зростання сумарної пропускної здатності газотранспортної системи.



а)

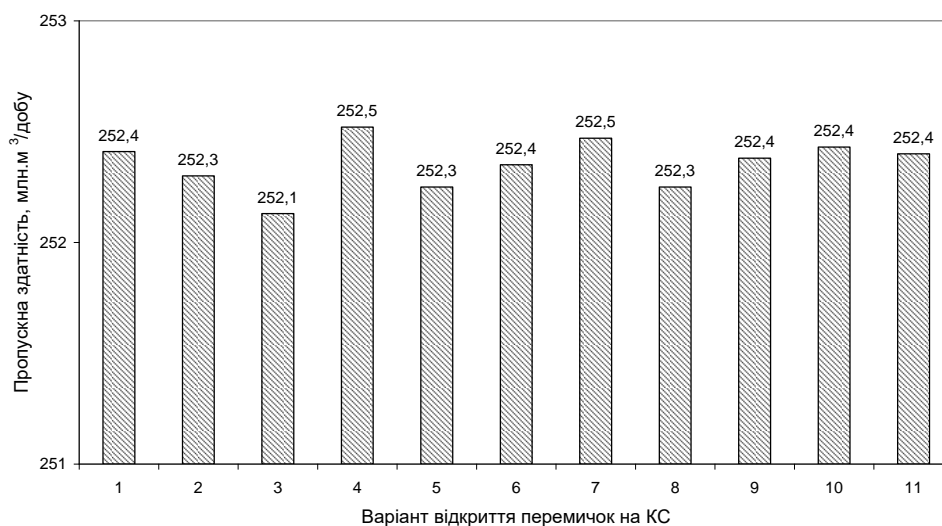
б)

Рисунок 1.21 – Залежність пропускної здатності триниткової газотранспортної системи на ділянці від температури повітря при повному (а) та неповному (б) завантаженню

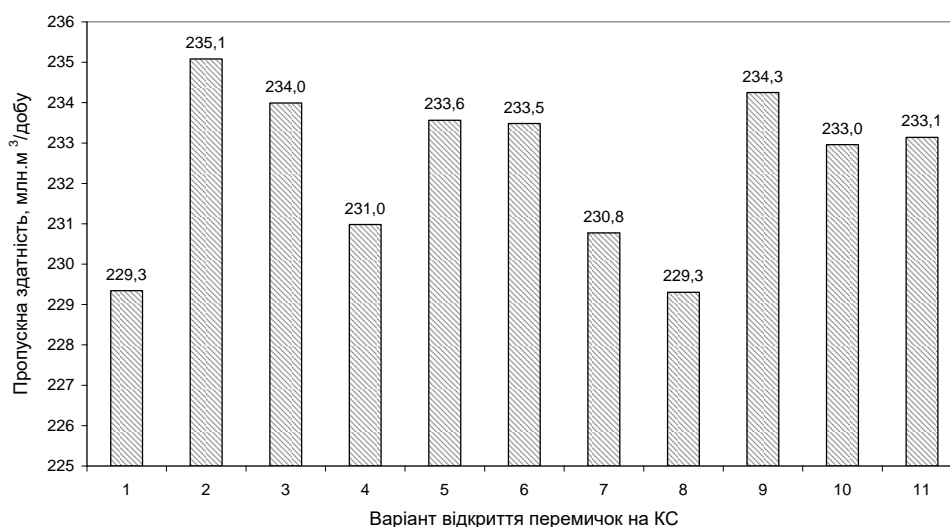
Розроблена в праці [58] модель розрахунку пропускної здатності складної системи, аналогічної як на рисунку 1.16, дозволяє встановити вплив різних комбінацій відкритих перемичок на вході і виході КС на пропускну здатність триниткового газопроводу на ділянці КС Бар – КС Богородчани. Тут були виконані гідродинамічні розрахунки для різних варіантів завантаження ниток та

одинадцяти варіантів різних комбінацій відкритих перемичок на вході і виході компресорних станцій (див. [58], ст. 118).

За результатами розрахунків побудовані діаграми сумарної пропускної здатності наведеної ГТС залежно від варіанта комбінації відкритих перемичок на вході і виході КС (рисунок 1.22).



а)



б)

Рисунок 1.22 – Залежність пропускної здатності триниткового газопроводу на ділянці Бар–Богородчани від варіанта відкриття перемичок на вході і виході КС при повному (а) та неповному (б) завантаженні

Аналіз результатів розрахунків показав, що при повному завантаженні кожної із ниток газопроводу на ділянці КС Бар – КС Богородчани відкриття

перемичок між нитками на ділянках призводить до невеликого зменшення сумарної пропускної здатності системи (до 1 млн. м³/д). За умови неповного завантаження однієї з ниток, робота з відкритими перемичками на вході і виході компресорних станцій може призвести до помітного збільшення сумарної пропускної здатності системи. Аналіз одержаних результатів свідчить, що для кожного варіанта завантаження ниток газопроводів можна виявити розрахунковим шляхом такі комбінації відкритих перемичок на вході і виході компресорних станцій, які відповідають максимальній пропускній здатності триниткової газопровідної системи. Максимальне зростання пропускної здатності системи при цьому досягає 9 млн. м³/д.

1.2.3 Аналіз впливу відключення КС на енергоефективність режимів експлуатації магістральних газопроводів

Енергоефективність трубопровідного транспорту газу визначається енерговитратністю експлуатації ГПА, які встановлені на КС. Компресорні станції вітчизняних газопроводів оснащені різними типами відцентрових нагнітачів, переважно з газотурбінним приводом. За незмінних параметрів лінійної частини газопроводів домогтися суттєвого зменшення обсягів транспортування газу можна різними способами, основними із яких є зменшення кількості паралельно працюючих ГПА на кожній КС та відключення окремих КС. Кожному варіанту роботи газопровідної системи відповідає певна пропускна здатність і певні енергетичні витрати на транспортування газу.

Використовуючи наведену вище методику в роботі [59] проведено визначення пропускної здатності та енерговитратності ділянки газопроводу, яка включає два практично однакові між компресорними станціями. Ділянка газопроводу має діаметр DN1400, довжину 239 км, розрахована на тиск 7,5 МПа, проходить по рівнинній місцевості, що дає можливість визначати режимні параметри без врахування впливу профілю траси. Компресорні станції модельного газопроводу оснащені повнонапірними відцентровими нагнітачами з

газотурбінним приводом потужністю 10 МВт. На КС максимально можуть працювати за паралельною схемою п'ять ГПА.

Пропускна здатність модельного газопроводу визначається з умови, що тиск газу на вході першої КС, дорівнює номінальному, з точки зору експлуатації ГПА, значенню. Кінцевий тиск газу у модельному газопроводі повинен забезпечувати номінальне значення тиску для ГПА наступної КС. Результати розрахунків модельного газопроводу за його роботи через одну КС для різної кількості паралельно працюючих ГПА і різних варіантів сезонних чинників оформлено у вигляді графічних залежностей (рисунки 1.23-1.26).

Як засвідчили розрахунки, у разі роботи КС з п'ятьма ГПА на прилеглу ділянку газопроводу довжиною 239 км лімітуючим елементом буде лінійна частина системи. Через сезонні зміни температури ґрунту на глибині укладання газопроводу пропускна здатність системи буде змінюватись у діапазоні 63,1-65,7 млн. м³/добу.

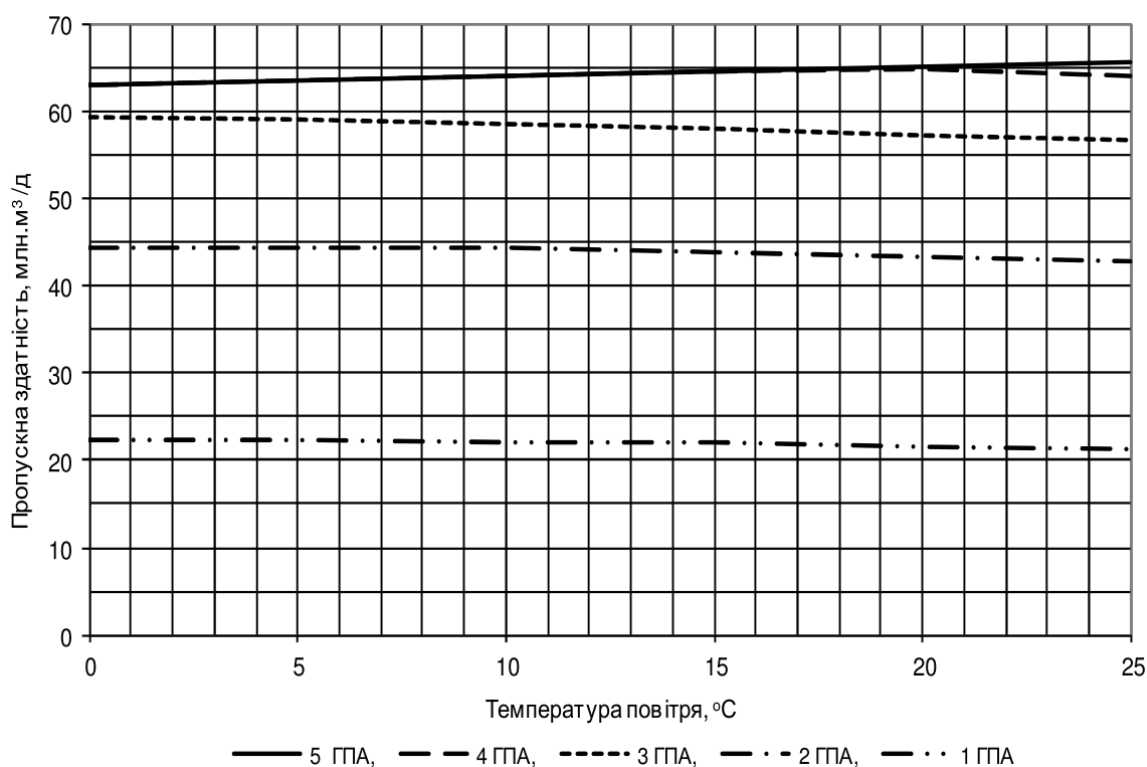


Рисунок 1.23 – Залежність пропускної здатності ділянки газопроводу за роботи через одну КС від кількості працюючих паралельно ГПА і сезонних чинників

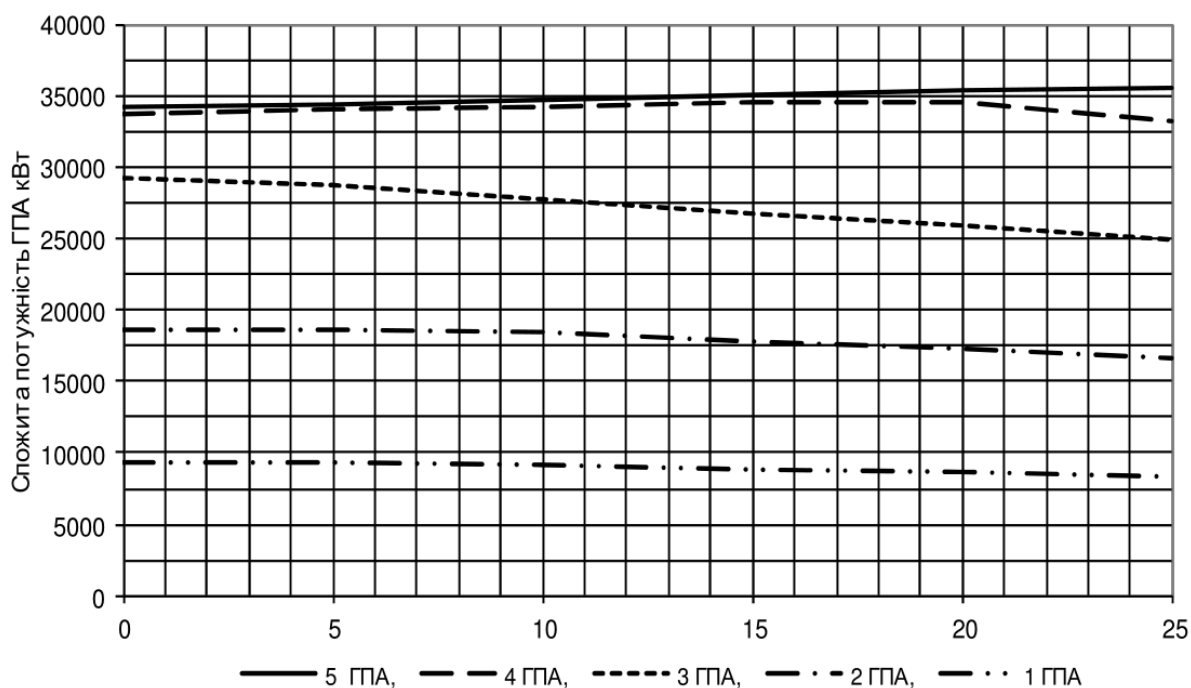


Рисунок 1.24 – Залежність потужності, спожитої ГПА КС, за роботи газопроводу через одну КС від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників

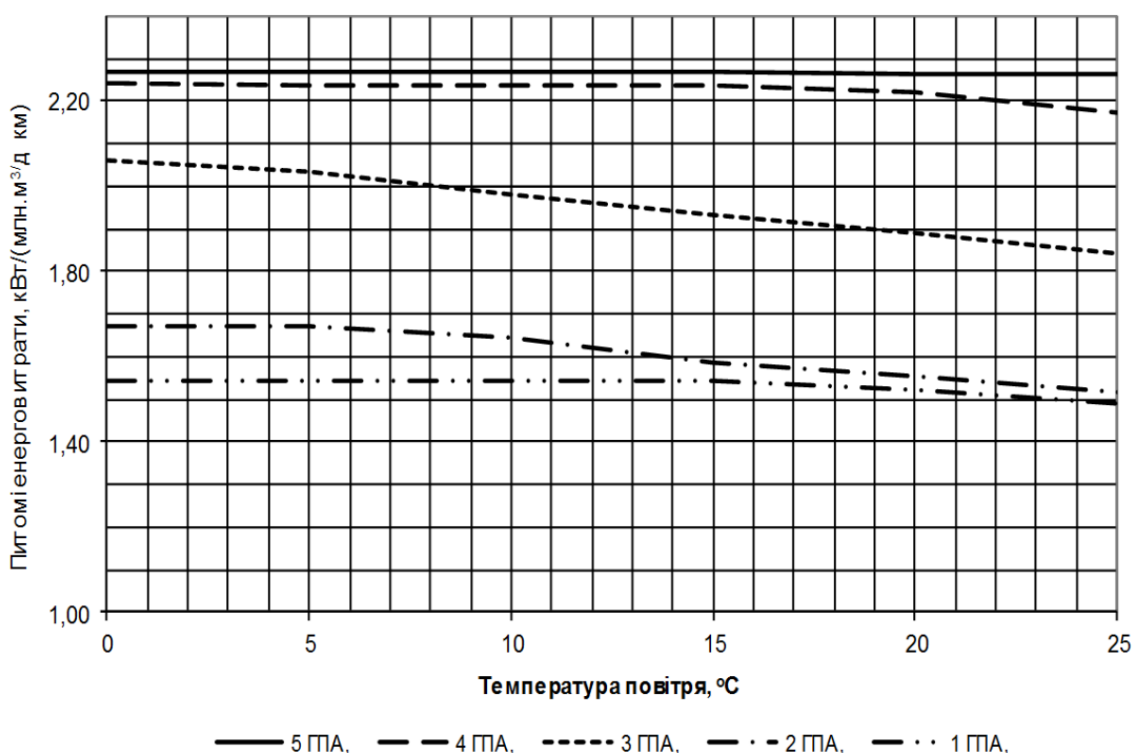


Рисунок 1.25 – Залежність питомих енерговитрат на транспортування газу за роботи газопроводу через одну КС від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників

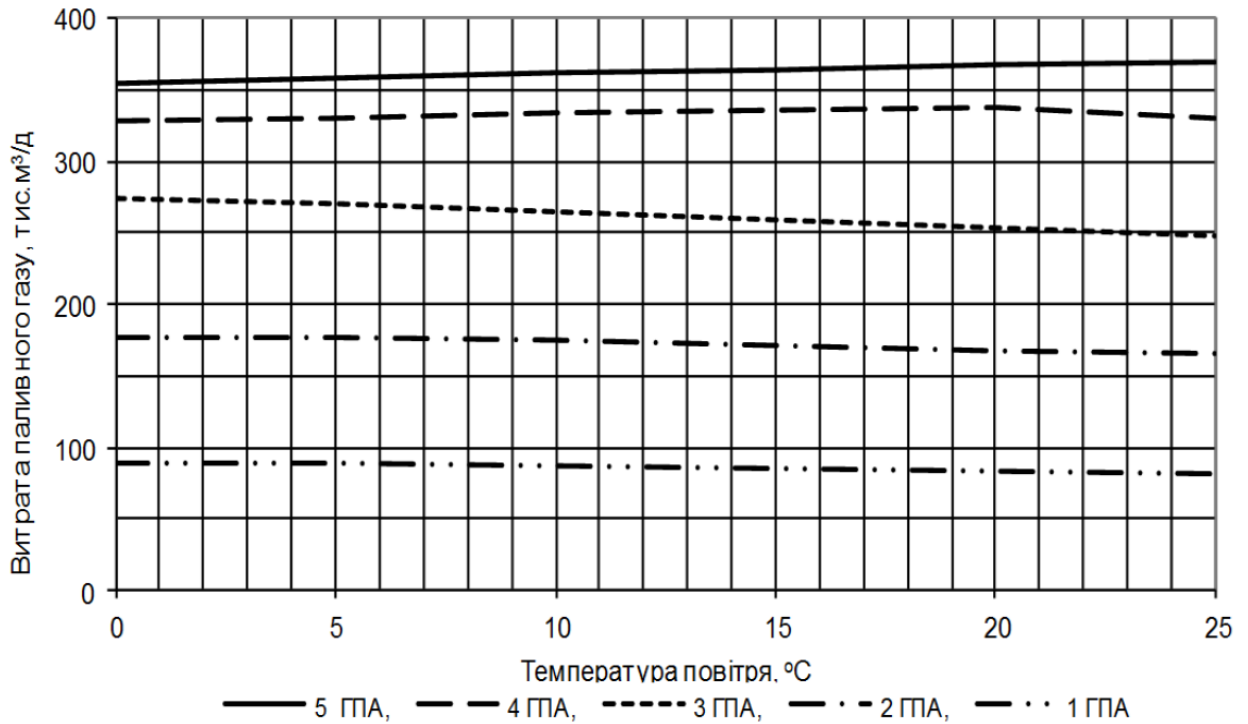


Рисунок 1.26 – Залежність витрат паливного газу на транспортування газу за роботи газопроводу через одну КС від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників

Відповідно до сезонних змін температури повітря зовнішнього середовища наявна потужність газотурбінної установки буде варіювати у діапазоні (9918-8332) кВт. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 6833 до 7111 кВт. Робоча обертова частота нагнітачів з урахуванням вимушеного регулювання становитиме 6070-6095 об/хв. Протягом року можна забезпечити номінальне значення тиску на виході нагнітачів 7,5 МПа і номінальну величину тиску газу 5,1 МПа на вході КС, що розміщена у кінці модельного газопроводу. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 2,27 кВт/(млн.м³/д·км).

У разі роботи КС з чотирма ГПА лімітуючим елементом системи також буде лінійна частина газопроводу. Протягом року пропускна здатність системи буде змінюватись у діапазоні 63,1-64,2 млн.м³/добу. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 8440 до 8320 кВт. Робоча обертова частота нагнітачів становитиме 6265-6215 об/хв. Протягом року можна

забезпечити номінальне значення тиску на виході нагнітачів 7,5 МПа і номінальну величину тиску газу на вході КС, що розміщена у кінці модельного газопроводу. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 2,17-2,24 кВт/(млн.м³/д·км).

Звідси випливає, що робота п'яти ГПА на ділянку газопроводу довжиною 239 км є неефективною, як з точки зору пропускної здатності, так і енергоефективності. При роботі на КС трьох ГПА лімітуючим елементом системи залишається лінійна частина газопроводу. Пропускна здатність газопроводу із зростанням температур ґрунту і повітря зменшується від 59,4 до 56,7 млн м³/д. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 9738 до 8323 кВт і наближатися до наявної потужності газотурбінної установки. Робоча обертова частота нагнітачів залежно від сезонних умов становитиме 6500-6170 об/хв. Через технологічні обмеження абсолютний тиск газу на виході нагнітачів не буде досягати номінального значення, змінюючись у діапазоні 7,29-7,03 МПа. Тиск у кінці модельного газопроводу дорівнюватиме номінальному значенню. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 2,06-1,84 кВт/(млн.м³/д·км).

При роботі на КС двох ГПА лімітуючим елементом системи стають газоперекачувальні агрегати компресорної станції. Зведені газодинамічні характеристики відцентрового нагнітача засвідчують, що максимальне зведеної витрати газу за умов на його вході не повинно перевищувати 300 м³/хв. Виходячи із цього, пропускна здатність модельного газопроводу залежно від сезонних чинників буде змінюватись у вузькому діапазоні 47-46 млн.м³/д. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 8993 до 8323 кВт і наближатися до наявної потужності газотурбінної установки. Робоча обертова частота нагнітачів залежно від сезонних умов становитиме 6500-6350 об/хв. Через технологічні обмеження абсолютний тиск газу на виході нагнітачів не буде досягати номінального значення, змінюючись у діапазоні 6,64-6,53 МПа. Тиск у кінці модельного газопроводу буде дорівнювати номінальному значенню. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 1,61-1,52 кВт/(млн.м³/д·км).

При роботі на КС одного ГПА лімітуючим елементом системи також є

газоперекачувальні агрегати. Пропускна здатність газопроводу практично не залежить від сезонних чинників і дорівнює 23,8-23,4 млн.м³/д. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 8801 до 8323 кВт, наближаючись до наявної потужності газотурбінної установки. Робоча обертова частота нагнітачів залежно від сезонних умов становитиме 6500-6380 об/хв. Абсолютний тиск газу на виході нагнітачів буде досягати 6,53-6,48 МПа. Тиск у кінці модельного газопроводу буде перевищувати номінальне значення і дорівнюватиме 6,1 МПа. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 1,54-1,49 кВт/(млн.м³/д·км).

Оскільки вплив сезонних чинників на режимні та енергетичні параметри експлуатації магістрального газопроводу значно слабший від впливу зміни кількості працюючих ГПА, то подальший аналіз проведено для температури ґрунту 276 К.

Пропускна здатність модельного газопроводу за повного його завантаження, коли на кожній із двох КС паралельно працюють п'ять ГПА, досягає 88 млн.м³/д, а питомі енерговитрати на транспортування газу становлять 11,13 кВт/(млн.м³/д·км).

Для порівняння визначено пропускну здатність та енергетичні параметри модельного газопроводу для традиційної технології, за якої з метою зменшення витрати газу зменшується кількість паралельно працюючих ГПА на кожній КС. Розглянуто випадки, за яких на кожній із двох КС паралельно працюють 3, 2 і 1 ГПА.

Результати досліджень для умов першого варіанта сезонних чинників зведено у таблицю 1.6.

Із таблиці 1.6 випливає, що якщо необхідно забезпечити обсяг транспортування природного газу на рівні 60-63 млн.м³/д, то оптимальним варіантом є робота газопроводу через одну компресорну станцію при включенні на працюючій КС за паралельної схеми чотирьох ГПА. За цього варіанту питомі енерговитрати ГПА КС на транспортування газу становитимуть 2,24 кВт/(млн.м³/д·км). Для забезпечення такої ж продуктивності газопроводу за

експлуатації всіх компресорних станцій необхідно передбачити роботу трьох ГПА на кожній КС. Питомі енерговитрати ГПА КС за даної технології становитимуть 3,38 кВт/(млн.м³/д·км). Таблиця 1.7 містить порівняння енергоефективності двох різних технологій експлуатації магістрального газопроводу за його неповного завантаження.

Таблиця 1.6 – Пропускна здатність та енерговитратність експлуатації газопроводу за неповного завантаження для першого варіанту сезонних чинників

Кількість паралельно працюючих ГПА на КС	Пропускна здатність ділянки газопроводу, млн. м ³ /д	Загальна потужність, спожита нагнітачами КС	Витрата паливного газу ГПА, тис.м ³ /д	Питомі енерговитрати, кВт/(млн.м ³ ·д)	Абсолютний тиск у кінці ділянки газопроводу, МПа
Експлуатація газопроводу через одну КС					
5	63,1	34165	355	2,27	5,2
4	63,1	33760	329	2,24	5,2
3	59,4	29214	274	2,06	5,2
2	46,7	17986	172	1,61	5,2
1	23,8	8801	85	1,54	5,9
Експлуатація газопроводу за зменшеної кількості ГПА на кожній КС					
3+3	68,3	55110	524	3,38	5,2
2+2	47,7	35200	340	3,09	5,6
1+1	23,8	17602	169	3,09	6,1

Таблиця 1.7 – Порівняння енергоефективності двох різних технологій експлуатації магістрального газопроводу за неповного завантаження

Витрата газу в газопроводі, млн. м ³ /д	Зменшення питомих енерговитрат за роботи газопроводу через одну КС, кВт/(млн.м ³ /д·км)	Відносне питомих енерговитрат за роботи через одну КС, %	Добова економія паливного газу ГПА за роботи газопроводу через одну КС, тис.м ³ /д	Річна економія паливного газу ГПА за роботи газопроводу через одну КС, млн.м ³ /рік	Відносне зменшення паливного газу ГПА за роботи газопроводу через одну КС, %
63	1,32	39	195	71	37
47	1,48	48	168	61	49
24	1,55	50	84	31	50

Із таблиці 1.7 видно, що для ділянки газопроводу, що була об'єктом досліджень, у діапазоні робочих витрат, менших за 63 млн.м³/д, значно вищу енергоефективність забезпечує технологія експлуатації через одну КС, тобто з

відключенням кожної другої КС. При цьому економія паливного газу становитиме 37-50 % залежно від необхідної продуктивності газопроводу.

Узагальнення результатів досліджень для умов модельного газопроводу дають підстави зробити такі висновки:

- експлуатація газопроводу через одну компресорну станцію дає можливість зменшити його пропускну здатність з 88 до 63-24 млн.м³/д, тобто на 28-73 %;

- у діапазоні робочих витрат, менших за 63 млн.м³/д, більшу енергоефективність забезпечує технологія експлуатації через одну КС, тобто з відключенням кожної другої КС;

- витрати паливного газу для зазначеної технології зменшуються на 37-50 % залежно від необхідної продуктивності газопроводу.

Дані висновки можна поширити на магістральні газопроводи, параметри яких близькі до параметрів ділянки газопроводу, що була об'єктом досліджень. Для газопроводів складної конфігурації з іншим технологічним обладнанням компресорних станцій необхідно провести аналогічні дослідження і виявити оптимальну технологію їх експлуатації за умов значного недовантаження.

В працях [60-65], розглянуто принципи оптимізації режимів роботи ГТС при повному завантаженні системи, зокрема: принцип максимального допустимого тиску природного газу на виході КС; принцип мінімального числа працюючих ГПА; принцип оптимальної роботи кінцевих ділянок магістральних і розподільних газопроводів і відводів; принцип оптимального узгодження гідравлічної характеристики лінійної частини, газодинамічних характеристик нагнітачів і потужності енергоприводів; принцип мінімального байпасування і дроселювання газу на КС; принцип максимального використання електропривідних ГПА в багатоцехових КС, оснащених міжцеховими перемичками. Проте, в наведених результатах досліджень не в повній мірі враховано критерії надійності роботи ГТС в умовах неповного завантаження.

1.3 Надійність газотранспортних систем та способи її підвищення

При зменшенні транзиту газу ГТС України зрозуміло, що не всі потужності системи потрібно задіювати. Адже за показниками транзиту (до 40 млрд. м³/рік) за останні роки та їх прогнозом, достатньо використовувати одну-дві нитки газопроводів DN1400 для транспортування газу до Європи та на внутрішній ринок. Проте, для збереження безпечного і надійного транзиту цієї невеликої частки газу необхідно до питань надійності ГТС підходити з наукової точки зору, що дозволить не тільки забезпечити збереження її показників, за відповідними критеріями, але й підвищити їх.

1.3.1 Показники надійності ГТС

Надійність – це здатність ГТС, чи її складових об'єктів, зберігати в часі в певних межах значення всіх параметрів, що характеризують можливість виконувати необхідні функції при заданих режимах і умовах експлуатації, технічного обслуговування та зберігання. Надійність включає певні властивості ГТС такі як: безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність, збережуваність. [66-71]

Безвідмовність – це властивість ГТС чи окремих її об'єктів постійно зберігати працездатний стан протягом певного часу чи напрацювання.

Довговічність – це властивість ГТС чи її об'єктів зберігати працездатний стан протягом певного часу при встановленій системі обслуговування та ремонту, не досягаючи граничного стану.

Ремонтпридатність – це властивість ГТС чи її об'єктів бути придатними до підтримки чи відновлення працездатності з проведенням технічного обслуговування та ремонту.

Збережуваність – це властивість ГТС чи її об'єктів зберігати в заданому діапазоні значень параметрів, що характеризують можливість виконання покладених функцій під час та після зберігання.

Показники надійності – це кількісні характеристики однієї чи декількох

властивостей ГТС чи її об'єктів, що складають надійність системи (елемента) (рисунок 1.27).

Одиничні показники надійності – це показники, які належать до однієї з властивостей, що складають надійність об'єкта.

Імовірність безвідмовної роботи – імовірність того, що в заданому діапазоні напрацювання t не відбудеться відмови елемента ГТС

$$P(t) = 1 - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \eta(t - t_i), \quad (1.32)$$

де N – загальна кількість об'єктів ГТС;

t_i – час до відмови кожного об'єкта ГТС;

η – одинична функція Хевісайда.

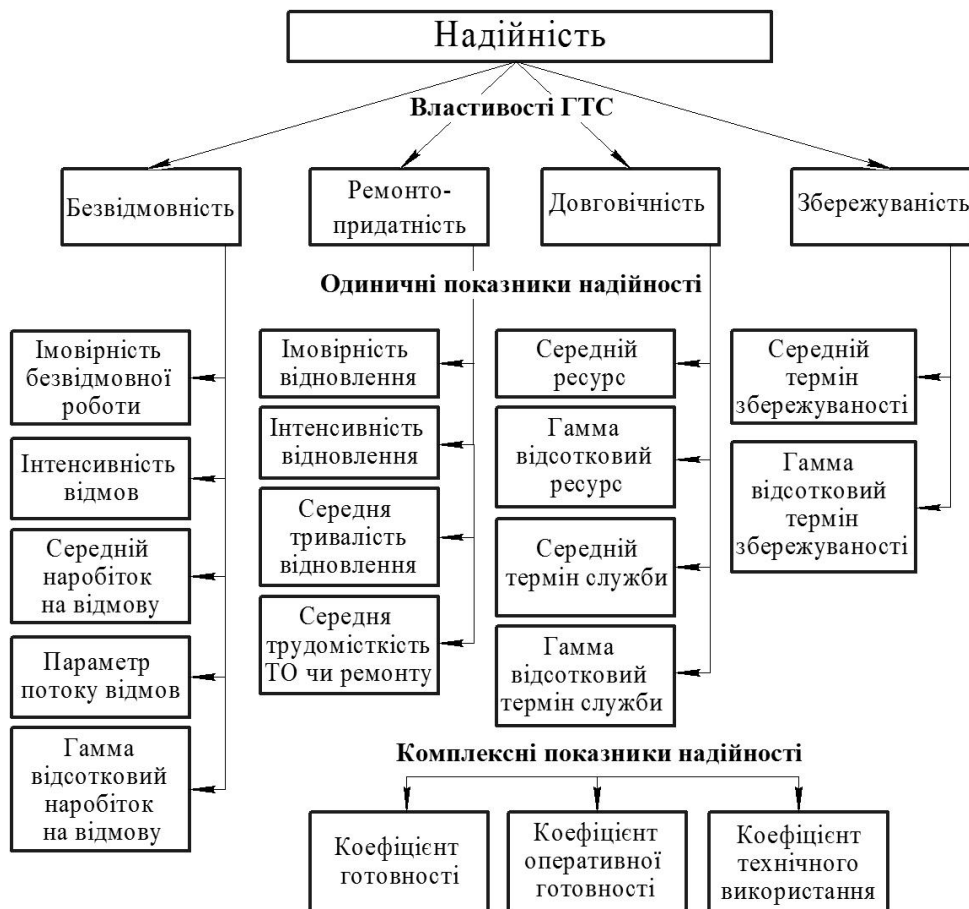


Рисунок 1.27 – Властивості ГТС та показники надійності

Для визначення ймовірності безвідмовної роботи на певному проміжку часу $[0, t]$ доцільно користуватися рівнянням

$$P(t) = \frac{N - n(t)}{N}, \quad (1.33)$$

де $n(t)$ – кількість об'єктів, що відмовили на момент часу t .

Напрацювання до відмови – тривалість роботи машини до першої відмови.

Середнє напрацювання до відмови

$$t_{\text{сер}} = \frac{\sum_{i=1}^N t_i}{N}, \quad (1.34)$$

де t_i – час роботи i -того об'єкта до відмови.

Гамма-відсоткове напрацювання до відмови – це напрацювання, упродовж якого не відбудеться відмова об'єкта ГТС з імовірністю γ . Визначається у відсотках.

Щільність розподілу відмов

$$f(t) = \frac{n(t)}{N_0 \Delta t}, \quad (1.35)$$

де $n(t)$ – кількість відмов об'єкта ГТС за час Δt .

N_0 – початкова кількість об'єктів;

Δt – інтервал часу.

Інтенсивність відмов – це умовна щільність імовірності появи відмови

$$\lambda(t) = \frac{n(t)}{N_p \Delta t}, \quad (1.36)$$

де N_p – кількість працездатних об'єктів, або

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}. \quad (1.37)$$

Параметр потоку відмов – це відношення середньої кількості відмов відновлюваних об'єктів до їх сумарного напрацювання

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{E[n(t)]}{\Delta t}, \quad (1.38)$$

де $E[X]$ – оператор математичного очікування (середнє значення випадкової величини).

Імовірність відновлення – імовірність того, що час відновлення об'єкта не перевищить заданого.

Середній час відновлення

$$T_{\text{від.сер}} = \frac{1}{N} \sum t_{\text{від.}i}, \quad (1.39)$$

де $t_{\text{від.}i}$ – час відновлення i -того об'єкта.

Середній ресурс – напрацювання об'єкта від початку експлуатації до граничного стану в годинах

$$R_{\text{сер}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N R_i, \quad (1.40)$$

де R_i – ресурс i -того об'єкта.

Гамма-відсотковий ресурс – напрацювання, упродовж якого об'єкт не досягне граничного стану з імовірністю γ .

Середній термін служби – середнє календарне напрацювання машини до граничного стану в роках

$$T_{сл.сер} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N T_{сл.i}, \quad (1.41)$$

де $T_{сл.i}$ – термін служби i -того об'єкта.

Гамма-відсотковий термін служби – напрацювання, упродовж якого об'єкт не досягне граничного стану з імовірністю γ .

Середній термін збережуваності

$$T_{зб.сер} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_{зб.i}, \quad (1.42)$$

де $t_{зб.i}$ – час збережуваності i -того об'єкта.

Гамма-відсотковий термін збережуваності – термін збережуваності із заданою імовірністю γ .

Комплексні показники надійності, на відміну від одиничних, характеризують одночасно кілька властивостей машини.

Коефіцієнт готовності – ймовірність того, що об'єкт виявиться працездатним у довільний момент часу, крім запланованих періодів, протягом яких використання об'єкта за призначенням не передбачається

$$K_{\Gamma} = \frac{T_B}{T_B + T_{від}}, \quad (1.43)$$

де T_B – напрацювання на відмову;

$T_{від}$ – середній період відновлення.

Коефіцієнт технічного використання – відношення математичного сподівання часу перебування об'єкта в працездатному стані за певний період експлуатації до суми математичних сподівань часу перебування об'єкта в

працездатному стані, часу простоїв, обумовлених технічним обслуговуванням, і часу ремонту за той же період експлуатації

$$K_{TB} = \frac{T_O}{T_O + T_{від} + T_{ТО}}, \quad (1.44)$$

де T_O – період працездатного стану;

$T_{від}$ – період відновлення;

$T_{ТО}$ – період технічного обслуговування..

Коефіцієнт оперативної готовності – ймовірність того, що об'єкт, перебуваючи у режимі очікування, буде працездатним у довільний момент часу, і, починаючи з цього моменту, буде працювати безвідмовно протягом заданого інтервалу часу.

1.3.2 Математичне моделювання надійності об'єктів ГТС

В процесі експлуатації об'єктів ГТС події, які визначають перехід об'єкту в різні технічні стани, відбувається випадковим чином. Інтервал часу перебування об'єкта у певному стані має випадкову тривалість. Всі випадкові тривалості є неперервними і вимірюються в одиницях часу або в одиницях, пропорційних часу: кількість мото-годин, циклів, запусків, обертів тощо. Вичерпною характеристикою будь-якої випадкової величини, у тому числі і випадкових тривалостей t , є ймовірнісний розподіл цієї випадкової величини або функція розподілу. Незалежно від складності кожен об'єкт має свою функцію розподілу напрацювання $F(t)$. Оскільки значення, яке має випадкова величина t , визначає на осі часу момент появи відмови, то функцію розподілу $F(t)$ називають моделлю розподілу відмов або моделлю відмов. Модель відмов – математична модель у вигляді функції розподілу відмов або ймовірності появи відмов в заданий момент часу (функція розподілу напрацювання до відмови). Модель відмов однозначно пов'язана з функцією безвідмовності $R(t)$, яка має назву моделі надійності, їй дається наступне визначення. Модель надійності – математична модель, яка

встановлює зв'язок між показниками надійності об'єкта, характеристиками надійності елементів його структури та параметрами процесу функціонування об'єкта. Таким чином, побудова моделі надійності, тобто розрахунок ймовірності безвідмовної роботи $P(t)$ як функції напрацювання, передбачає визначення аналітичного виразу для щільності розподілу напрацювання до відмови $f(t)$, враховуючи, що застосування тієї чи іншої теоретичної моделі відмов обумовлює певну точність обчислюваних кількісних показників надійності. [66-68]

Аналітичний вираз для щільності розподілу напрацювання до відмови $f(t)$ (або функції розподілу $F(t)$) можна отримати двома принципово різними способами:

1) на підставі аналізу статистичних даних з напрацювання до відмови (ресурсу, терміну безвідмовного зберігання тощо);

2) на підставі аналізу фізичних процесів деградації в елементах об'єкта, які призводять до відмови (граничного стану).

Характеристики, властивості та можливості моделей розподілу відмов залежать від вибраного закону розподілу випадкових величин.

Одним із найбільш універсальних, зручних і широко застосовуваних для практичних розрахунків законів розподілу випадкових величин є закон розподілу Гаусса. Універсальність цього закону полягає в тому, що його вважають граничним законом, з якого випливають інші (показниковий, Релея, Вейбулла, Пуассона, біноміальний тощо).

Нормальний розподіл проявляється тоді, коли зміна випадкової величини зумовлена багатьма причинами рівнозначного впливу. Йому підпорядковуються напрацювання до відмови і на відмову більшості об'єктів, які спрацьовуються і кородують, похибки вимірювань тощо.

Функція щільності розподілу виглядає як

$$f(t) = \frac{1}{S_t \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-m_t)^2}{2S_t^2}}, \quad (1.45)$$

де m_t – математичне сподівання;

S_t – середнє квадратичне відхилення.

$$m_t \approx \bar{t} = \frac{\sum t_i}{N}, \quad (1.46)$$

$$S_t \cong s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (t_i - \bar{t})^2}, \quad (1.47)$$

де \bar{t} , s – статистичні оцінки відповідно математичного сподівання і середнього квадратичного відхилення.

Інтегральна функція розподілу має вид

$$F(t) = \int_0^t f(t) dt, \quad (1.48)$$

тоді імовірність відмови та безвідмовної роботи відповідно

$$Q(t) = F(t), \quad (1.49)$$

$$P(t) = 1 - F(t). \quad (1.50)$$

Експоненціальний розподіл являє собою однопараметричну функцію, в якій щільність розподілу напрацювання до відмови виражена простою, аналітичною залежністю

$$f(t) = ce^{(-ct)}, \quad (1.51)$$

де c – параметр розподілу, який визначає положення кривої щільності розподілу на площині координат $f(t) - t$ і має розмірність [1/год].

Ймовірність безвідмовності при експоненціальній моделі відмов має вид

$$F(t) = 1 - \int_0^t c e^{-ct} dt. \quad (1.52)$$

Параметр c в експоненціальному розподілі чисельно дорівнює деякому константному значенню інтенсивності відмов об'єктів.

Істотним обмеженням для застосування експоненціального розподілу як моделі відмов є неможливість урахування розсіювання напрацювання виробу до відмови.

Розподіл Вейбулла – двопараметричний закон розподілу випадкового напрацювання до відмови з параметрами: t_0 , що визначає масштаб, і m , що визначає асиметрію. Розподіл Вейбулла широко використовується для визначення показників надійності об'єктів ГТС, при дослідженні їх міцності і довговічності. Ним описується інтенсивність відмов на всьому проміжку експлуатації об'єктів.

Розподіл Вейбулла характеризується такими функціями: ймовірністю безвідмовної роботи, інтенсивністю відмов, щільністю розподілу, відповідно

$$P(t) = e^{-\left(\frac{t}{t_0}\right)^m}; \quad (1.53)$$

$$\lambda(t) = \left(\frac{m}{t_0}\right) t^{m-1}; \quad (1.54)$$

$$f(t) = \left(\frac{m}{t_0}\right) t^{m-1} e^{-\left(\frac{t}{t_0}\right)^m}. \quad (1.55)$$

Розподіл Вейбулла є гнучкою функцією, здатною добре вирівнювати різноманітну статистику відмов, і може бути моделлю відмов для об'єктів ГТС.

Використання наведених математичних підходів при аналізі надійності роботи ГТС можливе при використанні агрегативного підходу. Будь яка ГТС, з точки зору надійності, є складною системою, що складається з окремих об'єктів чи елементів. Найпростішим способом поділу ГТС на окремі складові є поділ на чотири елементи:

- 1) об'єкти видобування газу або станції підземного зберігання;

2) лінійна частина магістральних газопроводів (ЛЧМГ), яка включає переходи через перешкоди, вузли підключення до КС, камери прийому та запуску поршнів, лінійна арматура, засоби протикорозійного захисту та зв'язку;

3) компресорні станції;

4) об'єкти регулювання подачі газу споживачам – газорозподільчі станції (ГРС).

Якщо відмову ГТС розглядати як припинення подачі газу споживачеві, то зрозуміло, що до такого випадку може призвести відмова будь якого з наведених складових елементів ГТС, крім відмови КС. Отже, відключення окремої КС, з причин її відмови чи інших технічних потреб, на надійність ГТС в цілому, впливає опосередковано (на відміну від ЛЧМГ).

Кількісна оцінка надійності ГТС може бути проведена з використанням основних теорем ймовірності за наведеними працями Грудза В. Я., Тимківа Д. Ф., Березіна В. Л., Расщепкіна К. Е. та інші. [66, 69-72]

Враховуючи, що відмова об'єктів видобування, зберігання та розподілу газу, за рахунок використання принципів резервування, мають низьку ймовірність, а відмова КС не може призвести до відмови ГТС в цілому, в наведених працях, в основному, розглядаються проблеми дослідження надійності ЛЧМГ, відмова якої має найбільш серйозні наслідки.

Для визначення ступеня впливу окремої складової ГТС на загальну надійність системи вводиться коефіцієнт значимості

$$K_{zi} = \frac{n_{ГТС}}{n_i}, \quad (1.56)$$

де K_{zi} – коефіцієнт значимості i -го елемента ГТС;

n_c – кількість відмов ГТС через відмову певного i -го елемента за певний час;

n_i – кількість відмов i -го елемента за той самий час.

Відомо, що для ЛЧМГ даний коефіцієнт може дорівнювати одиниці, а для інших складових може бути відносно дуже малим. Тому, в окремих роботах [66,

72, 76], розроблено різні моделі надійності саме для ЛЧМГ, зокрема:

1) модель, що складається з двох послідовно з'єднаних елементів – труби і зварного з'єднання труб;

2) модель, що складається з трьох блоків: блок 1 – труба і зварні шви; блок 2 – ізоляція і станції електрохімзахисту; блок 3 – ґрунт, траншея, баластування;

3) модель, що передбачає послідовне і паралельне з'єднання основних і резервних елементів ЛЧМГ ГТС.

Слід відміти, що відмови ГТС бувають повними і частковими. При повній відмові подача газу трубопроводом припиняється і це може бути наслідком розгерметизації останнього, перекриття порожнини трубопроводу різного характеру забрудненнями, несанкціонованим перекриттям лінійної арматури, тощо. При частковій відмові відбувається тільки часткове зниження об'єму або тиску газу в газопроводі, тому недовантаження ГТС України можемо вважати частковою відмовою.

Відомо з практики, що кількість повних відмов на одному конкретному газопроводі ГТС може дорівнювати від одної до десяти за великий період часу. Тому, ретроспективне статистичне опрацювання даних не дозволяє точно оцінити та спрогнозувати надійність ЛЧМГ. Тому, щоб отримати достатню вибірку потоку відмов необхідно об'єднувати дані по всіх трубопроводах ГТС. Таку інформацію щодо відмов можна отримати від ОГТСУ (до 2020 року ПАТ “Укртрансгаз”) (рисунок 1.28).

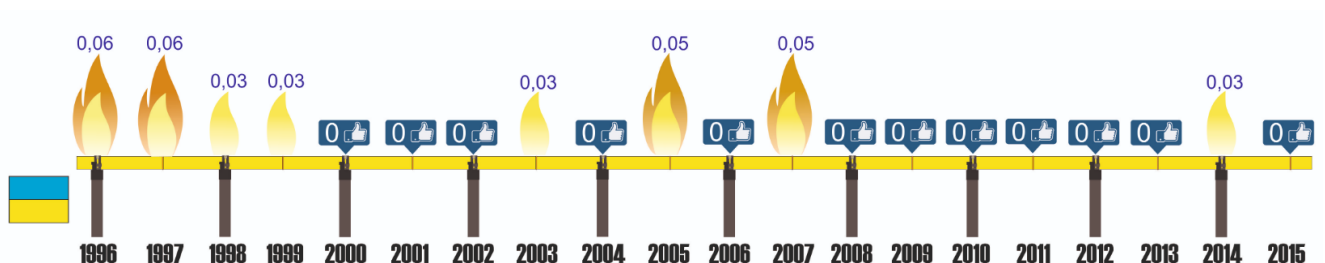


Рисунок 1.28 – Порівняння питомої частоти аварій на магістральних газогонах (шт./1000 км)

Враховуючи той факт, що окремі трубопроводи ГТС мають різний діаметр, працюють з різним робочим тиском, виготовлені з різних марок сталей, прокладені в різних ґрунтах, мають різне напрацювання тощо, то, визначена питома інтенсивність відмов буде мати усереднені значення. Тому виникає необхідність чіткої класифікації відмов та їх причин. Для побудови моделей надійності ЛЧМГ існують наступні варіанти класифікації відмов:

1) класифікація за групами, з однаковими причинами відмов, що об'єднуються в блоки. Для цієї класифікації ймовірність безвідмовної роботи ЛЧМГ визначається як

$$P_{ЛЧМГ}(t) = \prod_{\substack{i=1 \\ j=1}}^{n,m} P_{ij}(t), \quad (1.56)$$

де $P_{ij}(t)$ – ймовірність безвідмовної роботи ЛЧМГ за групою i в блоці j ;

n, m – відповідно, кількість груп та блоків;

2) класифікація за видами напружень, що призвели до відмови.

Таким чином, отримання даних щодо відмов ЛЧМГ та їх причин і їх опрацювання з використанням статистичних математичних моделей, дозволяють спрогнозувати надійність ЛЧМГ з певною ймовірністю. Ймовірність прогнозу можна підвищити за умови збільшення інформативності про реальний стан газопроводів, а це неможливо без своєчасного проведення внутрішньотрубної діагностики (ВТД). Адже відомо, що кількість відмов на магістральних газопроводах різко зростає при зменшенні кількості ВТД обстежень і навпаки (рисунок 1.29). [48]

За результатами пропуску внутрішньотрубних діагностичних пристроїв виконавець ВТД проводить розрахунок оціночного коефіцієнту ремонту дефектів (ERF) за міжнародною методикою В31G (стандарт ASME В31).

При оцінці корозійних дефектів використовуються критерії:

– умовний коефіцієнт порівняння, (відповідно до “Методики оцінки технічного стану труб газопроводу з тривалим строком експлуатації та його

залишкового ресурсу”);

– оціночний коефіцієнт ремонту (ERF) за B31G (доповнення до стандарту ASME B31).

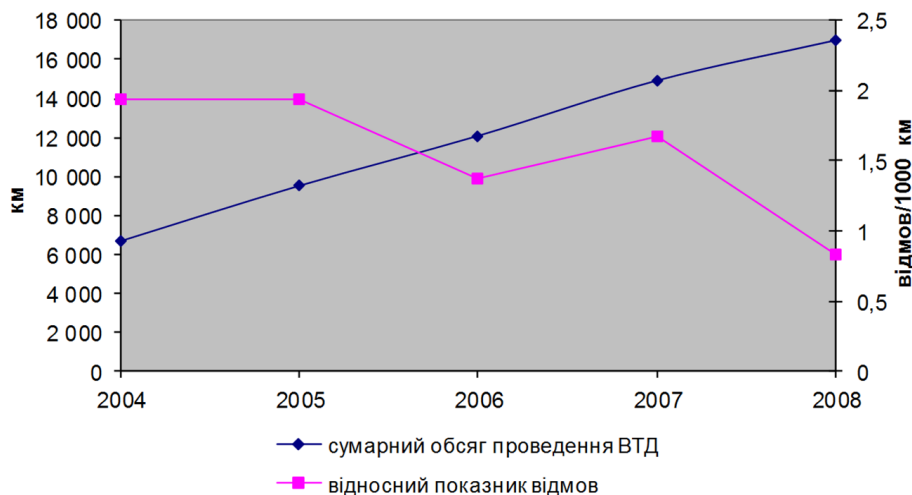


Рисунок 1.29 – Динаміка відмов газопроводів залежно від обсягів капітального ремонту та ВТД

За результатами аналізу виявлених скупчень дефектів, які розміщені на одній секції чи на суміжних секціях, складається план усунення дефектів та проводиться їх ремонт (рисунок 1.30).

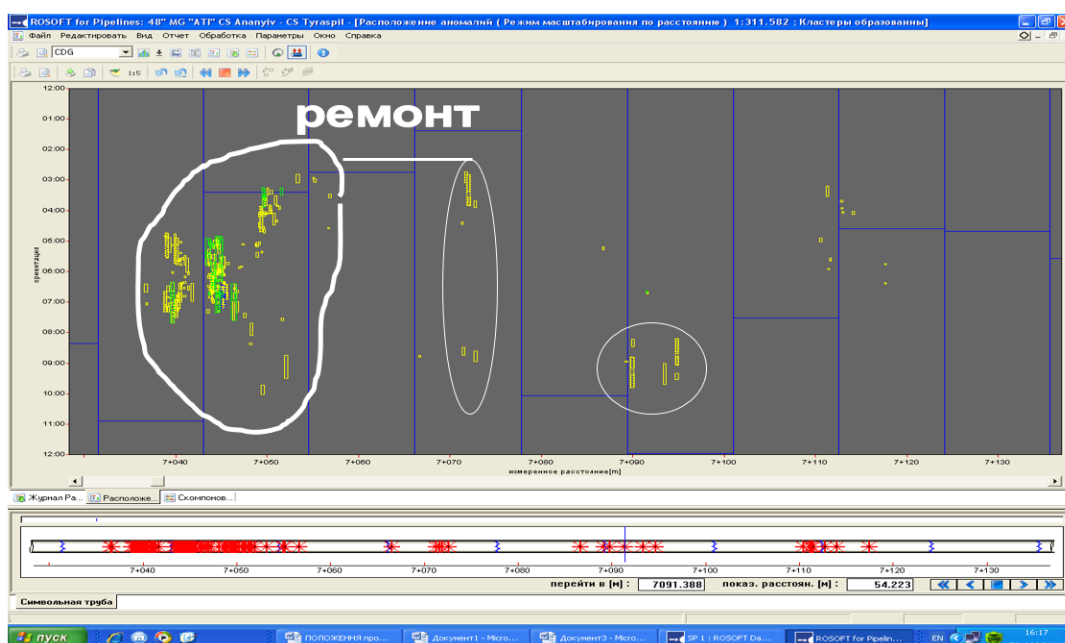


Рисунок 1.30 – Результати ВТД та їх аналіз

Такий підхід, щодо прогнозування виникнення відмов на ГТС, який полягає у об'єднанні результатів обробки статистичних даних з експлуатації та даних ВТД газопроводів, дозволяє підвищити надійність системи в цілому, за допомогою своєчасного виконання ремонтних робіт.

1.3.3 Капітальний ремонт, як спосіб підвищення надійності ГТС

Існуюча система газопроводів знаходиться в експлуатації в середньому від 25 до 52 років, в залежності від терміну введення в дію її складових. ГТС має у своєму складі понад 90 % газопроводів з терміном експлуатації від 15 до 52 років, 19,9 тис. км (що складає 60 %) газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк – 33 роки, а близько 4 % до вказаної границі залишилось менше 5 років. Отже, 64 % газопроводів від загальної їх протяжності вичерпали свій ресурс і застаріли морально (рисунок 1.31). Саме тому, на даному етапі розвитку нафтогазового комплексу України, актуальними є питання, що стосуються забезпечення надійної та безперебійної роботи газотранспортної системи.

Підвищення надійності експлуатації і обслуговування газопроводів для забезпечення нормального безаварійного їх функціонування досягається за рахунок постійного виконання комплексу робіт, основними з яких є проведення планово-попереджувальних та капітальних ремонтів.

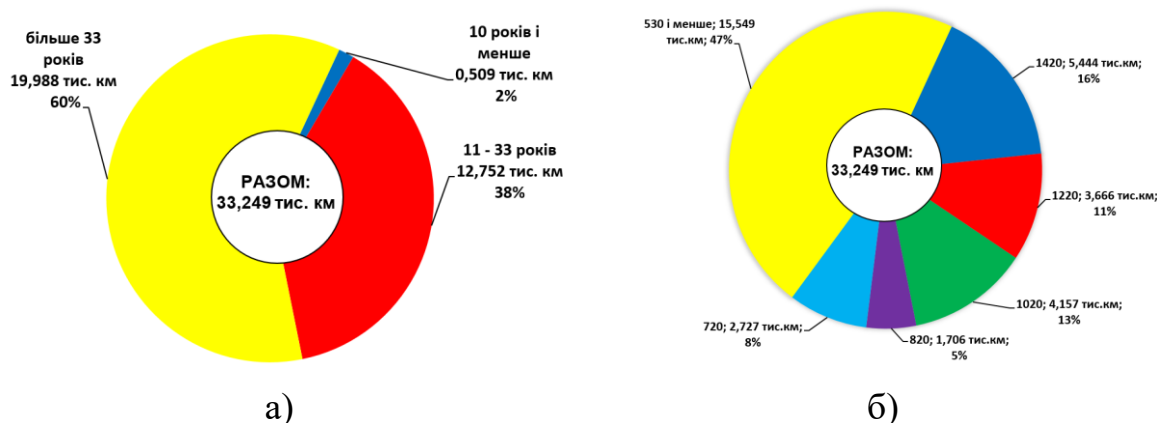


Рисунок 1.31 – Структура системи магістральних газопроводів і газопроводів-відводів ГТС України за терміном експлуатації (а) та за зовнішніми діаметрами (б)

Слід відзначити, що експлуатаційними службами проводяться роботи з діагностування стану газопроводів різноманітними методами, в тому числі з застосуванням інтелектуальних поршнів. Останні показали, що на окремих ділянках стан лінійної частини газопроводів критичний. Корозійні процеси призвели до зменшення робочої товщини стінки труб до такої міри, що подальша експлуатація газопроводів з робочим тиском без виконання ремонту є небезпечною.

Регламентация методів ремонту газопроводів прийнятих у світовій практиці [73], складена вченими інституту Бателля і Едісонівського зварювального інституту (США) на основі аналізу норм і практики США, Канади, Англії та інших європейських країн. До основних методів ремонту, які застосовуються за межами нашої держави (таблиця 1.8) відносяться:

- а) шліфування або наплавлення приповерхневих дефектів глибиною до (10-12)% від товщини стінки;
- б) механічні зажими для усунення наскрізних дефектів;
- в) сталеві півмуфти і накладки у випадку, коли небезпека аварії невелика;
- г) зміцнюючі муфти типу А і герметичні муфти типу Б ;
- д) муфти з високоміцної стрічки композитного матеріалу на основі скловолокна, які намотуються з натягом на місце дефекту труби – метод фірми Clock Spring [74-76].

Слід відміти, що близько 90 відсотків наведених методів не можуть обійтися без застосування дугового зварювання.

Аналіз технологічних прийомів ремонту дефектів газопроводу дозволяє виділити два перспективні методи: ремонт без зупинки транспортування газу і ремонт з відключенням ділянки газопроводу, що ремонтується, від подачі газу.

В останній час, найбільш часто застосовуються методи ремонту газопроводів із застосуванням дугового зварювання при продовженні транспортування продукту, які дозволяють підвищити економічну ефективність виконання робіт через: відсутність необхідності стравлювати газ в атмосферу та відсутність штрафних санкцій через припинення постачання газу. [19, 48]

Таблиця 1.8 – Основні методи ремонту, які застосовуються у світовій практиці

Дефекти	Шліфування	Наплавлення	Муфта типу А	Муфта типу Б	Муфта з композитного матеріалу	Механічний зажим	Стальні півмуфти і накладки
1	2	3	4	5	6	7	8
Мала площа дефекту, малий діаметр	так	так	так	так	так	так	так
Велика площа дефекту, великий діаметр	ні	ні	так	так	установка декількох муфт	установка декількох муфт	ні
Дефект на плавному згині	так	так	спецконфігурація	спецконфігурація	так	так	так
Дефект на різкому згині	так	так	спецконфігурація	спецконфігурація	спецконфігурація	ні	ні
Тіч, одиничний випадок	ні	ні	ні	так+спецтехнологія	ні	так+спецтехнологія	ні
Зовнішня корозія	так	так	так	так	так	так	так
Поверхневий пітінг $< 0,8 \delta$	так	так	так	так	так	так	так
Глибокий пітінг $> 0,8 \delta$	ні	ні	ні	так	ні	так	ні

Закінчення таблиці 1.8

1	2	3	4	5	6	7	8
Внутрішній дефект, включаючи корозію	ні	ні	при відповідних умовах	так	при відповідних умовах	так	ні
Ум'ятини	ні	ні	з наповнювачем	так	з наповнювачем	так	ні
Поверхневі тріщини або подряпини < 0,4 δ	так+ контроль	так+ зачистка	так	так	див. примітку	так	так
Глибокі тріщини або подряпини > 0,4 δ	ні	ні	ні	так	ні	так	ні
Дефект в поздовжньому шві труби або поблизу нього	ні	ні	ні	так+ спец-муфта	ні	так+ спец-муфта	ні
Стрес-корозія	так+ контроль	так+ зачистка	так	так	див. примітку	так	ні
Гофри або вм'ятини	ні	ні	ні	спецконфігурація	ні	ні	ні
Дефекти попереднього ремонту	ні	так+ зачистка і контроль	ні	так	ні	так	ні
Дефекти кільцевих швів	так+ контроль	так+ контроль	ні	так	ні	при відповідних умовах	ні
Примітка. Застосування муфт з композитних матеріалів для цих дефектів може бути можливим і вивчається							

Основними з них є відновлення несучої здатності лінійної частини трубопроводів з корозійно-механічними пошкодженнями шляхом заплавлювання локальних стоншених ділянок на зовнішній поверхні труб (рисунок 1.32, а),

під'єднання відгалужень (рисунок 1.32, б) та накладання бандажних кілець, де герметизація досягається шляхом заварювання кутових швів (рисунок 1.32, в).

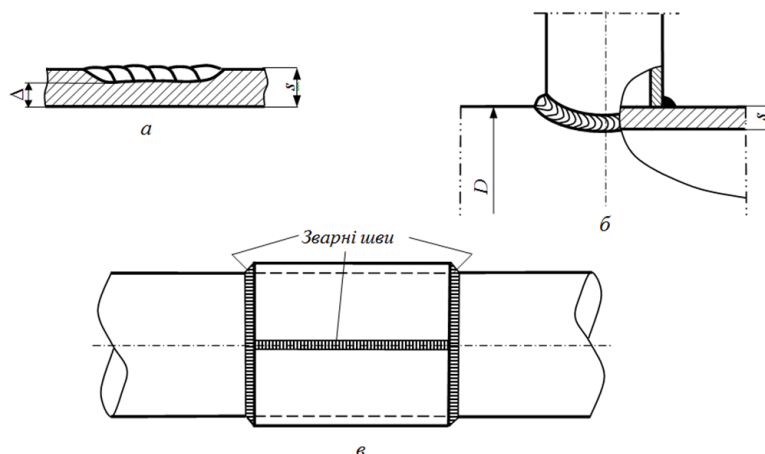


Рисунок 1.32 – Схеми ремонтних робіт із застосуванням зварювання

Під час проведення зварювальних робіт безпосередньо на діючому газопроводі виникають окремі ризики і певні технологічні складнощі:

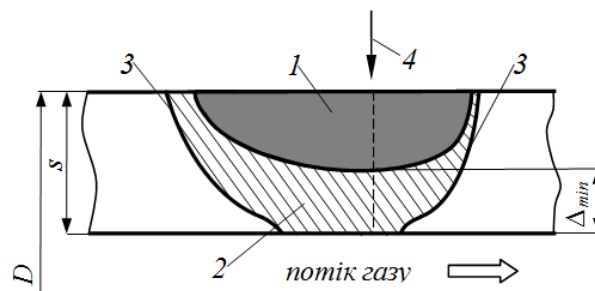
- при довільно вибраних режимах зварювання може відбутися наскрізне проплавлення металу стінки труби, а отже, існує небезпека загоряння газу.

- в процесі зварювання в околі шва формується розігріта ділянка металу з пониженими міцнісними характеристиками (рисунок 1.33). Розміри розігрітої зони визначаються насамперед зварювальними режимами і розмірами заплавленої ділянки, залежать від діаметра і товщини труби, а також швидкості потоку газу.

Найбільший ризик полягає в тому, що від дії внутрішнього тиску газу при виконанні зварного шва локалізована нагріта ділянка труби може зруйнуватися в місці з товщиною Δ_{min} , внаслідок понижених міцнісних характеристик трубної сталі. Якщо тиск газу і температура достатньо високі. Причому висока температура підтримується достатньо довго, то в нерозплавленій перемичці під дугою може відбутися інтенсивна пластична деформація (високотемпературна повзучість) з випинанням і подальшим руйнуванням металу. Ця обставина, безсумнівно, вимагає дотримання певних технологічних прийомів і практичних

рекомендацій стосовно безпечного проведення зварювальних робіт на трубопроводах.

Таким чином підвищення надійності роботи газопроводів за рахунок виконання ремонтних робіт, пов'язаних з відновленням несучої здатності стінки газопроводу, потребує підвищення надійності самого процесу ремонту, а паралельно з цим дослідження процесів, що відбуваються в газопроводі під час виконання зварюально-відновлювальних робіт під тиском газу.



- 1 – поздовжній переріз зварювальної ванни; 2 – зона розігріву стінки труби;
3 – ізотерми допустимої температури; 4 – положення зварювальної дуги

Рисунок 1.33 – Температурне поле у стінці труби

Процесом розподілу температури в металі при зварюванні та вибору режимів зварюально-відновлювальних робіт займалися такі провідні вчені як Василик, Гаген, Бут, Недосека, Подстригач, Коляно і ін. [77-82]

Поряд з цим, при проведенні зварювання на діючому газопроводі на внутрішній поверхні труби від зварювального нагріву може досягатися температура, при якій приповерхневий шар газу буде дисоціювати, наприклад, за реакцією $\text{CH}_4 \rightarrow \text{C(тв.)} + 2\text{H}_2$. При підвищених температурах продукти такої дисоціації адсорбуються на поверхні труби і можуть дифундувати в стінку. Іншими словами, при проведенні зварювальних робіт слід брати до уваги можливі процеси науглецювання і наводнювання металу, які можуть призвести до зміни механічних властивостей, зокрема, до окрихчення металу труб у зоні зварного з'єднання.

Тому, необхідно провести дослідження процесів наводнювання та науглецювання металу труби в зоні зварювання, а саме:

1) встановити можливість науглецювання та наводнювання металу магістральних газопроводів при термічному розкладанні метану на нагрітій ділянці внутрішньої поверхні труб;

2) визначити ризики утворення тріщин в стінці трубопроводу, внаслідок наводнювання і науглецювання металу продуктами термічного розкладання метану.

1.3.4 Оптимізація ГТС та забезпечення збережуваності в умовах неповного завантаження

Відомо, що через зменшення транзиту газу ГТС України, з метою забезпечення оптимальної енергоефективної її роботи, необхідно відключати окремі її складові: компресорні станції, окремі агрегати на КС та окремі ділянки чи цілі нитки газопроводів. Вибір окремих об'єктів ГТС для відключення повинен мати наукове підґрунтя, тому необхідно розробити математичні моделі для визначення та прогнозування технічного стану даного об'єкта, що базуватимуться на основі діагностичних обстежень, механічних випробовувань та стохастичних досліджень. В результаті необхідно отримати параметр порівняння окремих технологічних об'єктів єдиного функціонального призначення, відповідно до якого буде проводитися їх відбракування для виведення з експлуатації. В окремих працях, що стосуються виведення окремих ділянок ГТС в капітальний ремонт [66, 67, 69, 70, 76, 83, 84] наводяться моделі, які базуються виключно на технічному стані самого об'єкта, але не враховані такі параметри як: напрацювання окремих складових системи, умови прокладання для ЛЧМТ та експлуатації, гідравлічна ефективність роботи тощо. А при виборі окремих об'єктів ГТС для виведення з експлуатації, ці параметри відіграють важливу роль, оскільки, їх врахування дозволить залишити в роботі більш ефективні та надійні об'єкти, які потребуватимуть менших економічних та енергетичних затрат на проведення біжучих чи капітальних ремонтів та їх обслуговування.

Паралельно з виведенням з експлуатації, постає питання збережуваності відключених об'єктів, оскільки, відповідно до оптимістичного сценарію поставок природного газу в Україну [46], існує ймовірність відновлення завантаженості ГТС. Збережуваність системи полягає у збереженні основних функцій покладених на неї, тому тут слід розглядати, як альтернативні способи забезпечення даної властивості, часткове або повне переведення елементів ГТС на інший вид транспорту. Зокрема, в останній час розглядаються наступні можливості використання виведених з експлуатації газопроводів:

- використання ГТС для транспортування водню;
- використання ГТС для транспортування та зберігання CO₂;
- переведення ГТС на контейнерний пневмотранспорт різнотипних продуктів (будівельних матеріалів, корисних копалин, сміття тощо).

Перша можливість пов'язана з розробленням ОГТСУ власної стратегії на декарбонізацію, на основі затвердженого Євросоюзом курсу на перехід до безвуглецевої економіки до 2050 року – “Зелена угода”, яка полягає в заміні енергетичних систем на викопному паливі на відновлювальну енергетичні системи, в тому числі – відновлювальні гази, зокрема водень, який переходить з категорії “промислових газів” – в “енергоносій”, оскільки його використання визначено одним з ключових шляхів до декарбонізації ЄС, а отже попит на цю сполуку буде зростати. У 2020 році ОГТСУ приєднався до “Європейського альянсу з чистого водню”, що дозволить підготувати нормативну та технологічну базу для реалізації спільних проектів з транспортування відновлювальних газів відповідно до “Стратегії інтеграції енергетичних систем”. [36, 85, 86]

Магістральні газопроводи є необхідними для з'єднання секторів енергетики, враховуючи великий попит на газову маневрову генерацію в енергосистемі для балансування відновлювальних джерел енергії. Таким чином визначення можливості транспортування та зберігання відновлювальних газів (зокрема водню) є однією з пріоритетних задач для України.

Можливість використання ГТС для транспортування та зберігання CO₂ пов'язана з розвитком систем уловлювання та зберігання вуглецю (УЗВ), які

дозволяють зменшити викиди парникових газів шляхом запобігання виходу в атмосферу двоокису вуглецю (CO₂), який утворюється на точкових джерелах у великій кількості таких як електростанції на викопному паливі, нафтопереробні заводи, металургійні заводи, цементні цехи та заводи з виробництва біологічного палива. [87]

УЗВ розглядається як одна з ключових технологій в декарбонізації європейської енергетики та промисловості. Енергетична політика ЄС ставить амбітні цілі щодо енергії та кліматичних змін, в тому числі обов'язкове скорочення викидів парникових газів на (80-95)% до 2050 року в порівнянні з 1990 роком (European Commission, 2011). Крім того, з метою стимулювання економік Європейських країн до зменшення шкідливих викидів, запроваджуються високі податки на викиди вуглецю. Такі ж кроки і здійснюються в Україні, тому промислові підприємства зацікавлені в тому, щоб зменшити викиди CO₂, а це можливо за рахунок систем УЗВ, в яких для транспорту та зберігання шкідливого газу може бути використана частина ГТС.

Що стосується переведення частини ГТС на контейнерний пневмотранспорт, то у 2019 р ПрАТ “ПВІ ЗІТ “Нафтогазбудізоляція”” та ТОВ “Нафтогазбудінформатика” спільно розробили пропозицію використання незадіяних після 2020 року ділянок газотранспортної системи України. Відповідно до наведеної пропозиції, пропонується трансформувати незадіяну частину ГТС на вантажно-транспортну систему “Pipeline Cargo Ukraine” (PLCU). PLCU – швидкісна система транспортування вантажів та матеріалів контейнерним та потоковим способами, основними напрямками застосування якої є:

- транспортування, зберігання та переробка сміття;
- реалізація програми трубопровідної вантажної та поштової логістики;
- облаштування на незадіяних ділянках ГТС системи зберігання та транспортування нафтопродуктів.

Таким чином, незадіяна, в майбутньому, частина ГТС України має перспективи, щодо забезпечення її збереженості з переходом частковим або повним на інші види транспорту. Проте, поряд з цим виникають ряд невирішених

практичних та наукових задач, а саме: забезпечення працездатності основних фондів трубопровідних систем під впливом водневої деградації, яка є неминучою при збільшенні в транспортованому продукті концентрації водню; забезпечення захисту внутрішньої порожнини газопроводів від корозії, при заповненні їх повітрям чи вуглекислим газом; забезпечення міцності надземних переходів при транспортуванні ними контейнерів вантажного типу з врахуванням динамічних характеристик їхнього руху.

1.4 Постановка задач та конкретизація мети досліджень

Поряд з приведеними підсумками, перед галуззю транспортування газу України постають певні виклики та, пов'язані з ними, невирішені наукові задачі:

- розроблення енергоефективних режимів експлуатації магістральних газопроводів з метою зменшення енерговитрат на транспортування газу в умовах зменшеного транзиту з урахуванням їх впливу на показники надійності;

- розроблення стратегії оптимізації ГТС в цілому з метою відключення та виведення з експлуатації окремих її ділянок, переведення їх на інший вид транспорту чи зміни їх цільового призначення;

- організація, оптимізація та надійність роботи компресорних станцій в реверсному режимі та за умов неповного завантаження (при зменшенні обсягів транспортування);

- забезпечення надійності роботи лінійних ділянок магістральних газопроводів в умовах неповного завантаження, шляхом створення аналітичної моделі з відбракування менш надійних ділянок трубопроводів, на основі ймовірнісних моделей;

- дослідження процесів, пов'язаних з ремонтом магістральних газопроводів, для вивчення їх впливу на напружений стан, міцність та зносостійкість лінійної частини магістральних газопроводів, з метою забезпечення ефективною та безаварійною роботи газотранспортних систем в аверсно-реверсному режимі;

– розроблення надійних та ефективних режимів експлуатації тимчасово відключених або неповністю завантажених ділянок лінійної частини газопроводів при транспортуванні альтернативних видів продукту: транспортуванні та зберіганні вуглекислого газу, транспортуванні суміші природного газу з воднем, транспортуванні вантажних контейнерів в потоці повітря;

– розроблення технік та технологій модернізації тривалоексплуатованих трубопроводів під наведені альтернативні способи їх використання з метою забезпечення їх надійності та, зокрема, збережуваності.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ В ГАЗОПРОВОДАХ ПРИ НЕПОВНОМУ ЗАВАНТАЖЕННІ

2.1 Математичне моделювання режимів роботи складних газопроводів при неповному завантаженні

Пропускна здатність складної системи газопроводів, як функція параметрів режиму, є основним виробничим показником, який характеризує ступінь використання газопроводів за призначенням.

Складна газотранспортна система містить ряд газопроводів, що утворюють лінійну частину, та ряд компресорних станцій, які в сукупності представляють послідовно та паралельно з'єднані ланки, і від характеристик яких залежить величина пропускної здатності. В зв'язку зі сказаним на величину пропускної здатності мають вплив характеристики кожної з компресорних станцій і кожної з лінійних ділянок.

Визначення пропускної здатності простого однопіткового газопроводу є складною, з точки зору обчислень, задачею, оскільки ряд параметрів, що входять в основне рівняння газопроводів, залежать від величини витрати газу (коефіцієнт гідравлічного опору, середня температура газу, коефіцієнт стисливості). Тому для визначення величини пропускної здатності навіть простих газопроводів запропоновано користуватися ітераційною процедурою [49, 55].

Для складних газотранспортних систем задача значно ускладнюється, оскільки кожна лінійна ділянка характеризується своїм значенням пропускної здатності, а продуктивність кожної з компресорних станцій, що залежить від їх основного обладнання, схеми та параметрів режиму роботи, повинна відповідати пропускній здатності системи.

Системний підхід до визначення пропускної здатності складних ГТС уперше викладено в [50]. Запропоновано шляхом суміщення характеристик

компресорних станцій і лінійних ділянок визначати робочу точку газотранспортної системи, яка складається з послідовно з'єднаних ланок – компресорних станцій і лінійних ділянок. Однак запропонований метод може бути успішно реалізованим лише для ідеальної газотранспортної системи, яка складається з однотипних ланок.

Певні вдосконалення в запропонований метод внесено в роботах [88-90], де пропускна здатність лінійних ділянок і продуктивність компресорних станцій визначаються з урахуванням гідравлічної ефективності газопроводів і параметрів роботи газоперекачувальних агрегатів. Однак, запропонована методика може бути використана в умовах обмеженого числа лінійних ділянок і компресорних станцій. Окрім того, графоаналітичний підхід до проблеми вносить певну похибку в результати розрахунків. Запропонований підхід до визначення пропускної здатності складних газотранспортних систем має за мету вдосконалення системного підходу з урахуванням реальних характеристик лінійних ділянок і компресорних станцій та можливості регулювання режимів їх роботи.

Лінійна частина складної газотранспортної системи, що складається з кінцевого числа паралельних ниток, з'єднаних перемичками, лупінгів і вставок, може бути зведена до простого одниткового газопроводу методом еквівалентного діаметру. Такий варіант розрахунку та побудови характеристик лінійної частини можна розглядати як початкове наближення ітераційного процесу. Надалі еквівалентний діаметр газотранспортної системи довільної складності може бути визначений на основі системи рекурентних рівнянь:

– для паралельного з'єднання трубопроводів:

$$d_{eM}^{2,6} = \sum_{i=1}^n d_i^{2,6}, \quad (2.1)$$

– для послідовного з'єднання трубопроводу

$$\frac{L}{d_{e_s}^{5,2}} = \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{d_i^{5,2}}, \quad (2.2)$$

де d_i, L_i – внутрішній діаметр і довжина i -того простого газопроводу, що входить до складу ГТС.

Пропускна здатність еквівалентного газопроводу визначається на основі основного рівняння газопроводів, записаного для зони жорстких труб турбулентного режиму [49]:

$$Q = 1.64 \cdot 10^{-6} \cdot d_e^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\Delta z T_{cp} L}}, \quad (2.3)$$

де P_H, P_K – тиск на початку і в кінці ділянки довжиною L ;

T_{cp}, Z – середня температура та коефіцієнт стисливості.

В подальшому здійснюється розподіл витрати газу між паралельними нитками системи з урахуванням їх діаметрів коефіцієнтів гідравлічного опору, які для кожної нитки залежать від витрати. Ітераційний процес побудований на основі загального основного рівняння газопроводів і класичних залежностях параметрів

$$Q = 0.326 \cdot 10^{-6} \cdot d_i^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda_i \Delta z T_{cp} L_i}},$$

$$\lambda_i = 0.067 \left(\frac{158}{Re_i} + \frac{2K_l}{d_i} \right)^{0,2}, \quad (2.4)$$

$$Re_i = 1.81 \cdot 10^3 \frac{Q_{\Delta}}{d_i \eta},$$

де λ_i – коефіцієнт гідравлічного опору i -того газопроводу;

Re – число Рейнольдса;

k_e – еквівалентна жорсткість труб;

η - коефіцієнт динамічної в'язкості.

В результаті характеристика лінійної ділянки складної газотранспортної системи на основі (2.4) може бути представлена рівнянням

$$P_{Hj} - P_{Kj} = c_j Q^2, \quad (2.5)$$

де $c_j = \frac{\lambda_i \Delta z T_j L_j}{(0.326 \cdot 10^{-6} d_j^{2.5})^2}$; j - номер ділянки.

Характеристика компресорної станції залежить від характеристик газоперекачувальних агрегатів і схеми їх роботи. Найбільш поширеною моделлю характеристики відцентрового ГПА є двочленна модель [51]

$$\varepsilon^2 = a - b Q_b^2, \quad (2.6)$$

де ε - ступінь стиску ГПА;

Q_b - об'ємна продуктивність ГПА за умов входу;

a, b - апроксимаційні коефіцієнти, для яких запропоновано формули [90]

$$a = \alpha + \beta \bar{n}; \quad b = \gamma + \theta \bar{n},$$

де \bar{n} - відносна швидкість обертання роторів нагнітача;

$\alpha, \beta, \gamma, \theta$ - апроксимаційні коефіцієнти.

При паралельній роботі двох різнотипних нагнітачів характеристика їх сумісної роботи може бути представлена у вигляді

$$\varepsilon^2 = A_r - B_r Q_b^2, \quad (2.7)$$

$$\text{де } A_r = \frac{a_1 \left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}} \right)^2 - \frac{a_2-a_1}{b_2}}{\left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}} \right)^2 - \frac{a_2-a_1}{b_2}}; \quad B_r = \frac{a_1-1}{\left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}} \right)^2 - \frac{a_2-a_1}{b_2}}.$$

При паралельній роботі однотипних μ нагнітачів ($a_1 = a_2 \dots = a, b_1 = b_2 = \dots = b$) залежності суттєво спрощуються $A_r = a; B_r = \frac{b}{r^2}$.

При послідовній роботі двох різнотипних нагнітачів характеристика їх сумісної роботи

$$\varepsilon^2 = A_g - B_g Q_b^2, \quad (2.8)$$

де $A_g = a_1 \cdot a_2; B_g = a_2 b_1 + b_2 \varepsilon_{kp}^{\frac{2(m-1)}{m}}$;

ε_{kp} – середній ступінь стиску нагнітача першого ступеня; m - показник політропного стиску.

На основі рекурентних формул (2.7) і (2.8) рівняння характеристики компресорної станції при довільному з'єднанні ГПА може бути представлене у вигляді

$$\varepsilon_j^2 = A_j - B_j Q_b^2, \quad (2.9)$$

де j – номер КС.

Рівняння (2.9) може бути представлене у виді

$$\left(\frac{P_{H_j}}{P_{B_j}} \right)^2 = A_j - B_j Q_b^2 \quad (2.10)$$

або

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q_b^2 P_{B_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q_b^2 \frac{P_{B_j}}{P_{cm}} \frac{T_{cm}}{T_{B_j}} \frac{Z_{B_j}}{Z_{B_j}} \frac{T_{B_j} P_{cm}}{T_{cm}},$$

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j \frac{Z_{B_j} T_{B_j} P_{cm}}{T_{cm}} Q_b^2,$$

де $Q^2 = Q_b \frac{P_{B_j}}{P_{cm}} \frac{T_{cm}}{T_{B_j}} \frac{1}{Z_{B_j}}$ – продуктивність КС за стандартних умов P_{cm}, T_{cm} ;

Z_{B_j} – коефіцієнт стисливості газу за умов входу.

$$\text{Позначимо } B_j \frac{Z_{B_j} T_{B_j} P_{cm}}{T_{cm}} = \bar{B}_j.$$

Тоді отримуємо характеристику КС у вигляді

$$P_{H_j} = A_j P_{B_j} - \bar{B}_j Q^2 \quad (2.11)$$

Рівняння (2.5) і (2.11) представляють в аналітичній формі характеристики лінійних ділянок і компресорних станцій. Запишемо ці рівняння для кожної КС і кожної лінійної ділянки газотранспортної системи, вважаючи, що тиск P_{B_1} на вході в першу КС і тиск в кінці газопроводу відомі, а тиски $P_{k_j} = P_{B_{j+1}}$. У результаті отримаємо систему рівнянь із невідомою пропускною здатністю Q , для якої отримаємо розв'язок у вигляді

$$Q = \sqrt{\frac{\prod_{j=1}^n A_j P_{B_1}^2 - P_k^2}{\sum_{i=1}^n \prod_{j=1}^n A_{j+1} (\bar{B}_j + C_j)}}. \quad (2.12)$$

Підставляючи одержане значення Q у систему рівнянь, побудованої на основі (2.5) і (2.11), записаних для кожної лінійної ділянки та кожної КС, отримаємо значення тисків на вході і виході кожної з працюючих КС. Однак, на вказану систему рівнянь слід накласти обмеження у вигляді граничних тисків

$$P_{H_j} \leq P_{\max} \quad P_{B_j} \geq P_{\min}, \quad (2.13)$$

де P_{\max} – максимально можливий тиск з точки зору міцності трубопроводу;

P_{\min} – мінімально допустимий тиск з точки зору нормальної роботи ГПА на КС.

Якщо на виході КС- j не виконується перша умова, то для зменшення тиску на виході КС слід понизити швидкість обертання роторів ГПА і знайти нові значення коефіцієнтів a і b в характеристиці нагнітача, що приведе до зміни характеристики КС- j в цілому. Якщо на вході КС- k тиск менший за мінімально допустимий, то слід збільшити швидкість обертання роторів нагнітачів на КС- k , що також приведе до зміни характеристики КС.

Після врахування обмежень по тисках на вході і виході КС повторно визначається пропускна здатність на основі (2.12). Ітераційний процес закінчується після досягнення рівності (з заданою точністю) пропускної здатності на ітераціях s і s_H . Таким чином визначається пропускна здатність газотранспортної системи. Якщо відома продуктивність кожної з працюючих КС (а також тиски на вході і виході) та швидкість обертання роторів ГПА, то можливо визначити потужність кожної з працюючих КС і газотранспортної системи в цілому.

Запропонована математична модель дозволяє прогнозувати режим роботи газотранспортної системи зі шляховими відборами (підкачками) газу, наприклад, у комплексі з підземних сховищем газу. Якщо на вході КС- j здійснюється відбір газу з витратою q , то характеристика станції має вигляд

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j (Q - q)^2$$

або

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{H_j}^2 - B_j Q^2 \left(1 - \frac{q}{Q}\right)^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q^2 (\delta Q)^2, \quad (2.14)$$

де δQ – відносне зменшення продуктивності.

Якщо відбір газу q здійснюється з виходу КС- j , то рівняння її характеристики не змінюється, а рівняння наступної лінійної ділянки має вигляд

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j (Q - q)^2 = C_j Q^2 (\delta Q)^2. \quad (2.15)$$

Якщо відбір газу з витратою q здійснюється на j -тій лінійній ділянці на відстані l_j – від КС- j , то характеристика j -тої лінійної ділянки будується на основі системи алгебраїчних рівнянь

$$\begin{aligned} P_{H_j}^2 - P_a^2 &= C_j \frac{l_j}{L_j} Q^2, \\ P_a^2 - P_{B_{j+1}}^2 &= C_j \frac{L_j - l_j}{L_j} (Q - q)^2 = C_j \frac{L_j - l_j}{L_j} Q^2 \delta Q^2, \end{aligned} \quad (2.16)$$

де P_a – тиск в точці шляхового відбору.

Система (16) може бути зведена до рівняння

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j Q^2 [\delta L_j (1 - \delta Q^2) - \delta Q^2] \quad (2.17)$$

де $\delta L_j = \frac{l_j}{L_j}$ - відносна відстань від КС- j до шляхового відбору.

Якщо величина шляхового відбору δQ постійна в часі, то врахування шляхових відборів зведеться до коректування коефіцієнта C_j в характеристиці лінійної ділянки

$$C_j^* = C_j [\delta L_j (1 - \delta Q^2) - \delta Q^2] \quad (2.18)$$

Отже, для врахування шляхових відборів (підкачок) може бути використане рівняння (2.12) для визначення пропускної здатності системи, в якому слід зробити коректування коефіцієнтів B_j у характеристиках відповідних компресорних станцій і коефіцієнтів C_j в характеристиках лінійних ділянок.

На основі характеристик компресорних станцій і лінійних ділянок складної газотранспортної системи побудовано математичну модель, яка дозволяє за умов квазістаціонарного режиму роботи системи визначити її пропускну здатність і параметри режиму експлуатації. В результаті реалізації моделі показано можливість виконувати регулювання продуктивності газотранспортної системи

шляхом виключення з режиму роботи окремих компресорних станцій. Встановлено ступінь впливу параметрів роботи КС на режим експлуатації системи. Запропонована математична модель може бути використана для прогнозування роботи газотранспортної системи в комплексі з підземними сховищами газу.

2.2 Дослідження впливу оптимізації роботи КС на пропускну здатність газопроводу при неповному завантаженні

Очевидно, що в умовах неповного завантаження ГТС її продуктивність може бути суттєво нижчою за пропускну здатність. Тому виникає задача оптимального регулювання режимів роботи системи за критерієм мінімуму енерговитрат на транспортування газу. Одним з варіантів регулювання є виключення з роботи окремих компресорних станцій.

Якщо має місце відключення КС- j , то тиски на її виході і вході після досягнення стаціонарного режиму повинні бути рівними. Відповідно до (2.11) зупинка КС- j передбачає, що коефіцієнти $A_j = 1$ і $B_j = 0$. Таким чином, рівняння (2.12) дає змогу визначити пропускну здатність при відключенні певних компресорних станцій. Відключення КС-1 передбачає повну зупинку системи, оскільки тиск на вході КС-2 в такому випадку стане меншим мінімально допустимого.

В якості прикладу проведено розрахунки пропускну здатності та режиму роботи газопроводу “Союз” на ділянці, що проходить територією України, за умови закриття міжниткових перемичок із іншими газопроводами трансукраїнської газотранспортної системи. Розрахунок показав, що пропускну здатність газопроводу “Союз” за умови максимальної гідравлічної ефективності і при паспортних характеристиках газоперекачувальних агрегатів на ділянці Новопсков – Хуст складає 92,219 млн м³/добу. В подальшому виконано розрахунки пропускну здатності газопроводу “Союз” при почерговому відключенні компресорних станцій, починаючи з КС-12 “Борова” і закінчуючи

КС-22 “Хуст”. Результати розрахунків у вигляді графіка приведено на рисунку 2.1. Їх аналіз показує, що відключення КС “Борова”, яка має № 2 в системі, призводить до зниження пропускної здатності на величину 14,2% від номінальної.

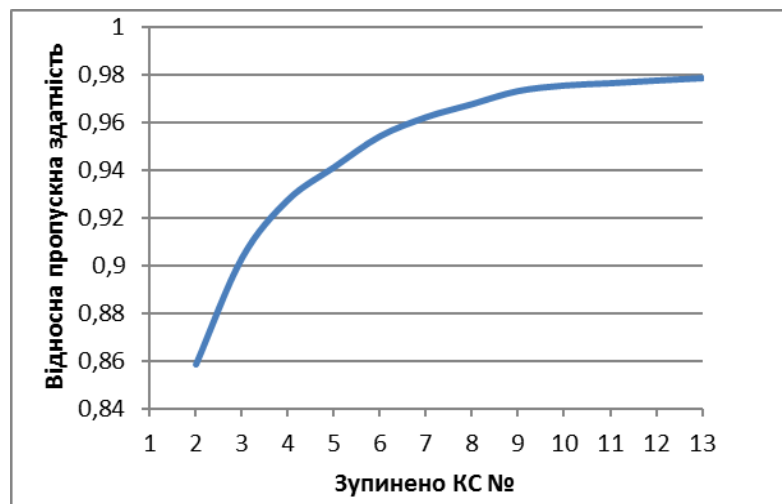


Рисунок 2.1 – Вплив відключення КС на пропускну здатність системи

Відключення КС “Першотравнева” за № 3 у системі призводить до зниження пропускної здатності системи на 9,7%, а відключення КС “Маківка” – № 4 в системі – знижує пропускну здатність на 7,2%. Відключення КС “Бар” за № 10 в системі і в подальшому КС “Гусятин”, КС “Богородчани”, КС “Хуст”, призводить до зниження пропускної здатності системи на величину в межах 2,5÷2,2%. Отже, зі зменшенням номера компресорної станції в газотранспортній системі її відключення більшою мірою впливає на ступінь зменшення пропускної здатності. Цей висновок допускає можливість регулювання режиму роботи газотранспортної системи, зокрема зменшення пропускної здатності шляхом відключення окремих компресорних станцій за умови неповного завантаження ГТС.

На рисунку 2.2 приведено результати розрахунків регулювання продуктивності системи шляхом зміни швидкості обертання роторів нагнітачів на компресорних станціях системи КС-1 “Новопсков”, КС-2 “Борова” і КС-3 “Першотравнева”. У розрахунках зміна швидкості обертання ротора нагнітача призведе до зміни величини коефіцієнтів A_j і B_j в залежностях (2.11) і (2.12).

Результати розрахунків показують, що зміна відносної швидкості обертання ротора нагнітачів на КС “Новопсков” у межах $1,0 \div 0,8$ зумовлює зменшення пропускної здатності системи на 7,2%. Аналогічна зміна відносної швидкості обертання ротора нагнітачів на КС “Борова” спричиняє зменшення пропускної здатності на 6,4%, а на КС “Першотравнева” – на 5,6%. Отже, ефективність регулювання режиму роботи газотранспортної системи шляхом зміни швидкості обертання роторів нагнітача тим вища, чим ближче до початку системи знаходиться компресорна станція. [2]

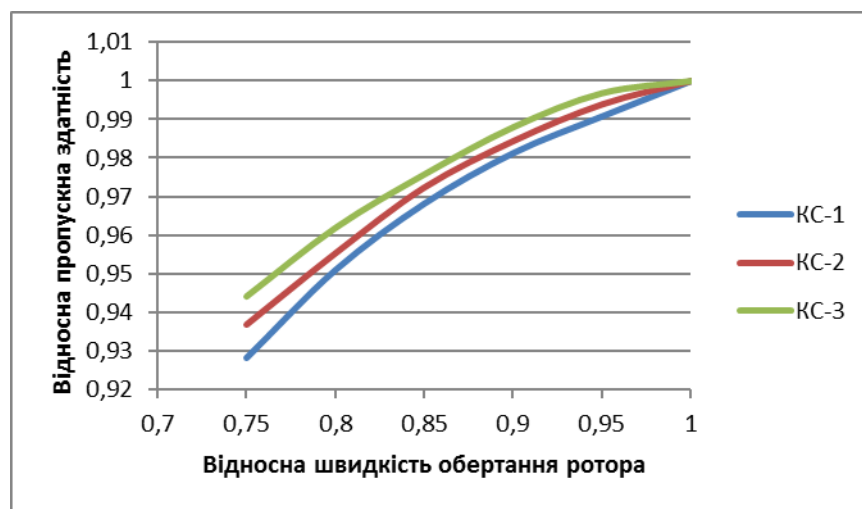


Рисунок 2.2 – Регулювання продуктивності системи шляхом зміни швидкості обертання ротора нагнітача

2.3 Дослідження нестационарних процесів в газопроводі при відборі та підкачуванні газу

При неповному завантаженні складної газотранспортної системи можливі варіації тисків газу в газопроводах при заданій постійній продуктивності. Діапазон можливих змін тиску обмежується зверху лінією депресії при максимальному початковому тиску і знизу – лінією депресії при мінімальному кінцевому тиску. Порушення вказаного діапазону може призвести до руйнування трубопроводу за рахунок перевищення допустимого тиску або до відмови нормальної експлуатації відцентрових нагнітачів на КС за рахунок пониження

тиску нижче від мінімально допустимого. Процес формування депресії тиску в кожний поточний момент при зміні величини продуктивності є нестационарним і характеризується коливанням тисків з певною частотою і амплітудою. Суперпозиція тисків при верхній граничній лінії депресії може призвести до перевищення початкового тиску, а при нижній граничній лінії депресії – до пониження тиску нижче за допустимий.

Створена математична модель коливання тиску в газотранспортній системі, викликаного зміною величини продуктивності за умови неповного завантаження, реалізація якої для умов реальних газопроводів дозволила встановити амплітудні і частотні характеристики нестационарного процесу. Встановлено, що в низькочастотній області коливань тиску амплітуда може перевищувати значення в 1 МПа, що призведе до виходу абсолютного значення тиску за межі допустимого інтервалу. Крім того, слід зважати на факт, що швидкості розповсюдження збурень в газопроводі при високих і низьких тисках будуть суттєво різними, що вплине на частотні характеристики нестационарного процесу

Виходячи з сказаного, слід зробити висновок, що, незважаючи на характеристики економічної ефективності транспортування газу при високих тисках, бажано залишити певний запас можливого амплітудного коливання тисків з метою запобігання виходу абсолютного значення тиску за межі граничних ліній депресії. Визначенню допустимих границь коливання тисків в газотранспортній системі за умови її неповного завантаження на математичних моделях присвячено даний підрозділ.

Математичну модель нестационарного ізотермічного одномірного руху газу в трубопроводі можна представити у вигляді наступних рівнянь:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p}{\partial x} + \rho\alpha \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\omega^2}{2\rho^2} \right) + \beta\rho g \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\lambda\omega^2}{2\rho D} + \gamma \frac{\partial \omega}{\partial t} &= 0, \\ \frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} &= 0, \end{aligned} \quad (2.19)$$

де $p = p(x, t)$ – тиск як функція лінійної координати x та часу t ;

ω – лінійна швидкість газу;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

ρ – густина газу;

D – діаметр;

h – геодезична позначка профілю;

$c = \sqrt{k_z RT}$ – швидкість звуку в газі;

α – коефіцієнт Кориоліса (для ламінарного потоку $\alpha = 2$, а для турбулентного – $\alpha = 1,1$).

У першому рівнянні враховано сили тертя, різниці перепаду висот трубопроводу й інерційний опір. Друге рівняння характеризує кількісний баланс газу. При цьому зміна температури від довжини трубопроводу враховується на основі побудови ітераційного алгоритму. В системі (2.19) коефіцієнти β і γ введено з метою вивчення впливу відповідних складових сил.

Нехтуючи впливом гравітаційних і коріолісових сил, зведемо систему (2.19) до рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}, \quad (2.20)$$

де $2a$ – коефіцієнт лінеаризації $2a = \frac{\lambda \omega}{2D}$.

Дане рівняння відображає коливальний процес функції тиску в просторі і часі і в математичній фізиці відоме під назвою телеграфного рівняння. Зауважимо, що коливання тиску в потоці газу можуть мати різну частоту і амплітуду в залежності від причини, що їх викликала. У відповідності до сказаного коливання тиску умовно розділяють на високочастотні, середньо частотні та низькочастотні. Високочастотні характеризуються частотою в діапазоні (0,4– 4,0) Гц і, як правило, є наслідком стрибкоподібної зміни параметру (тиску, витрати) в певному перерізі газопроводу. Амплітуда таких коливань може досягати величини 1 МПа. Коливання розповсюджуються вздовж газопроводу з

швидкість звуку, при цьому амплітуда і частота знижуються. Середньочастотний діапазон складає 0,5 – 10 Гц; такі коливання викликають плавні зміни параметрів потоку в часі. Вони розповсюджуються вздовж трубопроводу з суттєво меншим дискриментом затухання. Низькочастотні коливання викликані добовою нерівномірністю газоспоживання і лежать в частотному діапазоні 10^{-5} – 0,5 Гц. Амплітуда коливання тиску залежить від характеру фактора збурення і може бути необмеженою (наприклад, для умов наповнення ділянки газопроводу газом). В умовах високочастотних коливань вирішальну роль в формуванні процесу відіграють інерційні сили і сили гідравлічного опору в потоці газу. Для коливань середньої і низької частоти основним джерелом є сили гідравлічного опору трубопроводу. З точки зору забезпечення надійної експлуатації газотранспортної системи вирішальна роль відводиться високочастотним коливанням тиску, в зв'язку з тим, що такий процес найнепередбачуваніший. Оскільки частота і амплітуда коливань тиску, викликаних збуреннями параметрів газового потоку, є характеристиками нестационарного процесу, то повинен існувати зв'язок амплітудно-частотних характеристик з критерієм нестационарності [91-93].

Таким чином, існує оптимізаційна задача, яка полягає у визначенні раціональних значень тисків стаціонарного процесу в газопроводі, при яких з одного боку досягається мінімум енерговитрат на транспорт, а з іншого забезпечується безпека експлуатації трубопровідних систем. Як зазначалося, максимально можливі тиски в газопроводах дозволять звести до мінімуму гідравлічні втрати при транспортуванні газу, тобто добитися мінімальних витрат енергоносіїв. Однак, коливання тисків в нестационарних процесах, викликаних стрибкоподібною зміною параметрів (найчастіше витрати газу за умов неповного завантаження) можуть вийти за межі допустимих величин навантажень з точки зору забезпечення міцності. Тому необхідно вибрати такі максимально можливі тиски стаціонарного процесу в газопроводах, при яких результат суперпозиції з амплітудним значенням тиску в нестационарному процесі не виводив би значення навантаження стінок труби за межі допустимого.

Така постановка задачі вимагає розв'язку рівняння (2.20) при наступних початкових і граничних умовах, вибраних з таких міркувань. До початку нестационарного процесу, викликаного збуренням витрати газу, газопровід працював в стаціонарному технологічному режимі з розподілом тисків по довжині за параболічним законом

$$P(x,0) = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L}, \quad (2.21)$$

де $P(x,0)$ – тиск на відстані x від початку газопроводу довжиною L ;

P_H, P_K – тиски на початку і в кінці газопроводу відповідно.

При заданих тисках P_H, P_K забезпечується певна масова продуктивність газопроводу Q_0 , яку в умовах неповного завантаження можна змінити в кожен момент часу в сторону збільшення або зменшення на деяку величину ΔQ . Нехай, починаючи з моменту часу $t > 0$ подача газу в газопровід не змінилася, а відбір в кінці траси змінився на величину ΔQ . Тоді граничні умови для реалізації рівняння (2.20) матимуть вигляд

$$Q(0,t) = Q_0; \quad Q(L,t) = Q_1; \quad (2.22)$$

де $Q_1 = Q_0 + \Delta Q$.

Використавши перше рівняння системи (2.19) і знехтувавши всіма видами енерговитрат окрім гідравлічного опору, отримаємо

$$-\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{2a}{F^2} Q_0; \quad (2.23)$$

$$-\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=L} = \frac{2a}{F^2} Q_1;$$

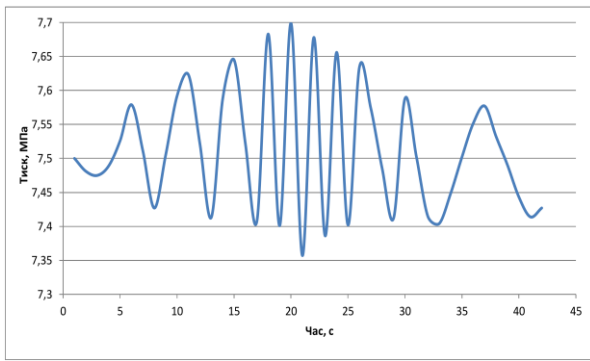
$F = \frac{\pi D^2}{4}$ – площа поперечного перерізу трубопроводу.

Розв'язок (2.20) при початкових (2.21) і граничних (2.23) умовах шукається методом Фур'є

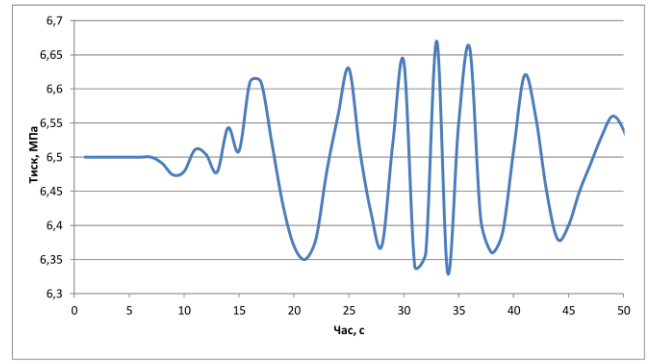
$$P(x,t) = \frac{\lambda \rho w}{2dF^2} x(Q_0 - \frac{Q_0 - Q_L}{2L} x) + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^L \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L} \cos \frac{\pi x}{L} dx - \frac{\lambda w}{\pi F} [Q_0(1 - (-1)^n) - \frac{1}{2\pi n} (Q_0 - Q_L)(-1)^n] \right\} \exp(-\frac{\lambda w}{4d} t) \sin[\frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{(\frac{4\pi n c d}{\lambda w})^2 - 1}] \cos \frac{\pi n x}{L} . \quad (2.24)$$

Отримана математична модель дозволяє оцінити величину амплітуди коливання тисків в газопроводі по його довжині і в часі при виникненні збурень у вигляді стрибкоподібної зміни продуктивності на початку або в кінці ділянки газопроводу. Очевидно, що з точки зору безпечної експлуатації газопроводу найбільший інтерес представляють коливання тиску в початковому перерізі $P(0,t)$, де найбільші значення абсолютних тисків, що в суперпозиції з амплітудними коливаннями може призвести до перевищення допустимого навантаження.

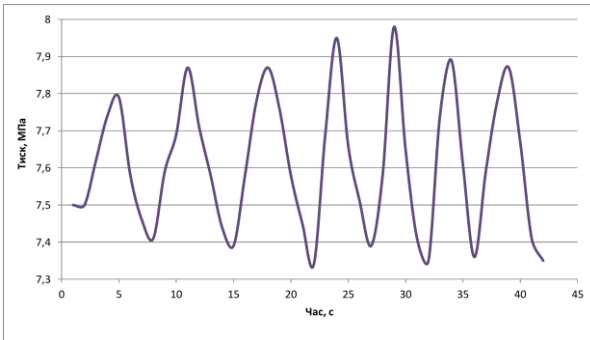
Величина амплітуди коливання тиску залежить від величини стрибкоподібної зміни витрати газу як фактору збурення, координати виникнення збурень, абсолютних значень тиску і температури, фізичних властивостей газу. Для встановлення характеру вказаних залежностей проводилася реалізація моделі (2.24) при різних значеннях перерахованих величин як параметрів моделі. Результати реалізації математичної моделі засвідчують, що при зміні температури газу і основних його фізичних властивостей в діапазонах, що відповідають реальним режимам роботи газопроводів їх вплив на величину амплітудних коливань тиску не суттєвий. Тому основними параметрами, що визначають величину амплітуди і частоти коливання тиску в нестационарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, слід вважати робочий тиск, величину витрати і лінійну координату відбору газу. Нестационарні процеси за різних значень робочого тиску та лінійної координати відбору газу змодельовано на рисунку 2.3.



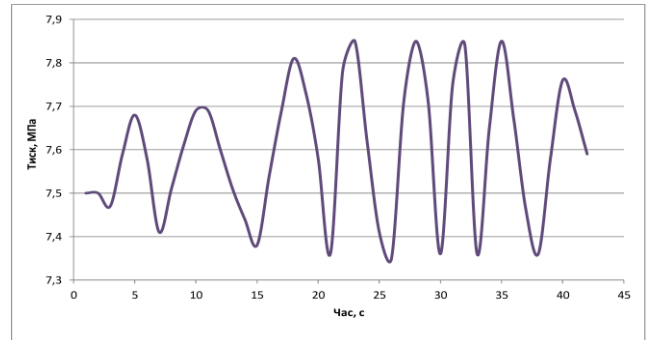
а)



б)



в)



г)

а) – 7,5 МПа; б) – 6,5 МПа; в) – 7,5 МПа, за умов відбору на початку ділянки;
г) – 7,5 МПа, за умов відбору посередині ділянки

Рисунок 2.3 – Результати моделювання нестационарного процесу при включенні шляхового відбору (коливання тиску на початку лінійної ділянки) при різному значенні початкового тиску

Зауважимо, що якщо фізичні властивості газу визначати газовою сталою R , а тепловий режим – абсолютною температурою T , то на основі результатів реалізації моделі можна стверджувати, що добуток RT є характерним параметром динаміки нестационарного процесу, від величини якого залежать (хоч і не в значній мірі) амплітуда і частота коливань тиску. Іншими словами, при зміні газової сталої і температури газу таким чином, щоб їх добуток залишався незмінним, то характер коливання тиску в нестационарному процесі буде ідентичним. З іншого боку, добуток RT характеризує швидкість розповсюдження малих збурень в газі, тобто швидкість звуку $c = \sqrt{kRT}$. Отже, для характеристики

нестационарного процесу доцільно вибрати в якості незалежного параметру швидкість розповсюдження звуку в потоці газу.

Аналіз результатів дослідження показує, що при стрибкоподібній зміні витрати газу хвиля тиску розповсюджується з швидкістю звуку до початкового перерізу газопроводу, тиск в якому максимальний, і викликає коливальний процес, амплітуда і частота якого поступово зростають і досягають максимуму через (4–6) періодів коливань, після чого починається зниження амплітуди і частоти процесу. Загальна тривалість коливального процесу з високими значеннями амплітуди і частоти лежить в межах (50–60) с, що вважається короткочасним перевантаженням трубопроводу. В подальшому амплітуда і частота коливань тиску суттєво знижуються, і протягом (1800–2100) с коливальний процес повністю загасає, переводячи роботу газопроводу в новий стаціонарний режим.

Серії виконаних розрахунків за запропонованою математичною моделлю дозволили встановити ряд закономірностей характеру коливального процесу, викликаного стрибкоподібною зміною витрати газу. Зокрема, встановлено, що при зменшенні робочого тиску в газопроводі загальна тривалість як високочастотного діапазону коливального процесу, так і нестационарного процесу в цілому зростає, а частота коливань і їх амплітуда зменшуються. Так, при зниженні робочого тиску з 7,5 МПа до 7 МПа (на 6,7%) максимальна амплітуда коливань тиску знижується з 0,199 МПа до 0,18 МПа, тобто на 9,5%, а при зниженні робочого тиску до 6,5 МПа (на 13,3%) зниження амплітуди коливання тиску становить 34,7%. Максимальна частота коливального процесу при робочому тиску 7,5 МПа складає 0,44 Гц, а при зниженні тиску до 7 МПа зменшується на 21,8%, а при подальшому зниженні тиску до 6,5 МПа – на 39,4%. З фізичної точки зору така закономірність пояснюється зниженням пружності середовища поширення коливальних хвиль, що призводить до зменшення швидкості розповсюдження збурень і, як наслідок, зростання тривалості нестационарного процесу і його високочастотної смуги.

Лінійна координата зосередженого відбору газу має суттєвий вплив на характер протікання нестационарного процесу, зокрема на величину амплітуди коливання тиску та частоту. З наближенням місця зосередженого відбору до початкового перерізу лінійної ділянки, де стаціонарний тиск максимальний, амплітуда коливання тиску зростає, а частота зменшується. Якщо зосереджений відбір газу знаходиться посередині лінійної ділянки газопроводу, то максимальна амплітуда коливання тиску на її початку на 18,3% менша, ніж у випадку розміщення зосередженого відбору в початковому перерізі газопроводу. Якщо зосереджений відбір газу перенести в кінцевий переріз лінійної ділянки, то зменшення амплітуди складе 48,5% при інших ідентичних умовах. Частота коливального процесу змінюється в меншому діапазоні. Так, в першому випадку (зосереджений відбір знаходиться посередині лінійної ділянки) зростання частоти складає 7,2%, а в другому (зосереджений відбір знаходиться в кінці лінійної ділянки) – 11,4%.

Зміна швидкості звуку в меншій мірі впливає на характер коливання тиску в нестационарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, причому збільшення швидкості звуку призводить до зростання амплітуди і частоти коливань. При збільшенні швидкості звуку з 400 м/с до 440 м/с (на 10%) зростання амплітуди складає 5,7%, а частоти – 3,1%, при зростанні швидкості звуку до 480 м/с (на 20%) зростання амплітуди складає 8,5%, а частоти – 4,9%.

Найбільшою мірою впливає на величину амплітуди і частоти коливання тиску на початку лінійної ділянки газопроводу в нестационарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, величина зосередженого відбору газу. Якщо стрибкоподібна витрата зосередженого відбору складає 10% від загальної витрати газу в газопроводі в умовах стаціонарного режиму, то максимальна амплітуда коливання тиску в нестационарному процесі, викликаному раптовою появою витoku, складе 0,154 МПа. При зростанні витрати зосередженого відбору до 20% амплітуда коливань тиску збільшується до 0,287 МПа тобто в 2,45 рази. Якщо витрата зосередженого відбору складе 30% від загальної витрати газу в газопроводі в умовах стаціонарного режиму, то

амплітуда коливання тиску складе 0,517 МПа, тобто зросте в 3,55 рази, а при стрибкоподібному збільшенні витрати зосередженого відбору до 50% від витрати газу в газопроводі в умовах стаціонарного режиму амплітуда коливання тиску складе 1,14 МПа, що може становити загрозу безпечній експлуатації газопроводу внаслідок короткочасного перевантаження.

Максимальна частота коливання тиску в нестационарному процесі з зростанням витрати зосередженого відбору зменшується. При збільшенні витрати зосередженого відбору з 10% від витрати газу в газопроводі до 20% максимальна частота коливання тиску знижується на 5,8%, а при подальшому зростанні витрати зосередженого відбору до 30% від витрати газу в газопроводі зниження максимальної частоти коливання тиску складає 12,3%.

Аналіз результатів моделювання нестационарного процесу в газопроводі, викликаного стрибкоподібною зміною витрати газу в умовах неповного його завантаження, показує, що при максимально допустимому стаціонарному тиску на початку лінійної ділянки газопроводу амплітуда коливання тиску може призвести до короткочасного перевантаження стінок труби, тобто до порушення безпечної експлуатації газотранспортної системи. [3, 6] Тому при оперативному керуванні режимами роботи необхідно приймати рішення про забезпечення допустимого тиску на початку лінійної ділянки (на виході компресорної станції) у випадках стрибкоподібної зміни витрати газу. Очевидно, що реалізація математичної моделі у кожному з випадків зміни витрати газу в газопроводі з метою встановлення амплітуди коливання тиску не може бути використана при оперативному керуванні в зв'язку з тривалістю отримання числового результату і його аналізу. Тому з вказаною метою запропоновано емпіричну залежність амплітуди коливання тиску від характеристик газопроводу і перерахованих вище параметрів. Така залежність отримана на основі результатів математичного моделювання нестационарного процесу, викликаного стрибкоподібною зміною витрати газу, з застосуванням методики раціонального планування експерименту [94, 95]. Максимальна амплітуда коливання тиску ΔP (МПа) розглядалася як функція-відгук при наступних незалежних параметрах: величина робочого тиску

в газопроводі P_{\max} (МПа); лінійна відносна координата відбору x/L ; швидкість звуку в газі c ; відносна величина витрати відбору q/Q . В якості характеристики лінійної ділянки газопроводу використано об'єм її порожнини V (м³). Запропонована емпірична залежність побудована за п'яти рівнями зміни незалежних параметрів і має вигляд:

$$\Delta P = 0,525V^{0,11}P_{\max}^{0,55}[1 - (x/L)]^{0,33}c^{0,04}(q/Q)^{2,18}. \quad (2.25)$$

Запропонована емпірична залежність дозволить оцінити величину короткочасного перевищення тиску в газопроводі при стрибкоподібній зміні витрати газу, що характерно для роботи газотранспортної системи в умовах неповного завантаження і запобігти порушенню нормальної безаварійної її експлуатації.

2.4 Дослідження нестационарних процесів в газопроводі при відключенні КС

Магістральний газопровід як єдина енергосистема характеризується не тільки витратами енергії на привід газоперекачувальних агрегатів, але й великими обсягами транспортування середовища, яке в свою чергу є енергоносієм. Нарощування довжини магістрального газопроводу вимагає зростання кількості компресорних станцій, що призводить до збільшення витрати енергії на транспортування або зменшення подачі енергоносія споживачу, що приведе до зростання питомих енергозатрат на транспортування. Тому, зі збільшенням довжини магістрального газопроводу енергетична вартість газу, що перекачується, умовно зменшується. Цей ефект може бути оцінений шляхом реалізації математичної моделі газопроводу, створеної з урахуванням енергоємності компресорних станцій і енерговтрат в лінійних ділянках. [49, 51, 96–100]. Слід зауважити, що згідно проекту, потік газу магістральними газопроводами вважається стаціонарним. Прояви нестационарності, викликані

збуреннями у вигляді зміни поступлення чи відбору газу з системи, а також флуктуаціями тиску, призводять до виникнення енергетичних втрат в наслідок дії інерційних сил, що знижує коефіцієнт корисної дії (ККД) системи. Зауважимо, що для газотранспортних систем великої протяжності дисипація енергії внаслідок дії інерційних сил носить глобальний характер і створює уявний ефект несанкціонованого відбору газу з трубопроводу [49, 93]. Якщо в кінці газотранспортної системи значної протяжності виникає стрибкоподібне збільшення відбору газу, а на її початку стрибкоподібне зростання подачі газу в газопровід, то хвиля розповсюдження збурення тиску переміщатиметься зі швидкістю звуку в газі, а тривалість проходження нею траси складає $\tau = L/c$. Для газотранспортної системи України цей час складає близько 1 години. Масова витрата газу в трубах змінюватиметься пропорційно лінійній швидкості газу, яка лежить в межах 7–12 м/с. Тому час зміни витрати газу в системі України приблизно складе 56 год. Внаслідок цього вздовж газопроводу, починаючи з кінця, де спостерігається стрибкоподібне зростання відбору, буде рухатись хвиля пониженого тиску і створюватиме ефект несанкціонованого відбору, що неодноразово відмічалось на практиці.

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи її продуктивність може бути суттєво нижчою за пропускну здатність. В таких умовах виникає задача оптимального регулювання режимів роботи системи за критерієм мінімуму енерговитрат на транспортування газу. Одним з варіантів регулювання є виключення з роботи окремих компресорних станцій. Як показано в [101], залежно від кількості і порядкових номерів працюючих станцій можна досягнути необхідної продуктивності газотранспортної системи. При цьому, враховуючи низький ККД газоперекачувальних агрегатів з газотурбінним приводом, відключення окремих КС може бути найбільш ефективним методом регулювання продуктивності з енергетичної точки зору. Очевидно, що такий метод регулювання може бути застосований для сезонного регулювання продуктивності, і при цьому слід враховувати, що зупинка і повторний пуск КС вимагатиме додаткових енергозатрат.

З технологічної точки зору зупинка і повторний пуск компресорної станції призведуть до виникнення нестационарного процесу, тривалість якого слід прогнозувати з метою забезпечення споживачів газом. Узагальнюючи викладене, слід зробити висновок про необхідність прогнозування нестационарних процесів в складних газотранспортних системах великої протяжності, що включають значну кількість компресорних станцій.

Прогнозування і аналіз вказаних виробничих ситуацій на газотранспортній системі, а також оцінка енергетичних втрат, можливі лише на основі математичної моделі. Така модель побудована на основі рівнянь нестационарного руху газу в трубах з врахуванням підвищення тиску на компресорних станціях та нерозривності потоку [92]

$$-\frac{\partial P}{\partial x} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta(x-x_i) = \left(\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d} \right), \quad \frac{\partial P}{\partial t} = -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, \quad (2.26)$$

де $P(x,t)$ – тиск в газопроводі як функція лінійної координати x і часу t ;

ΔP_{KCi} – підвищення тиску на компресорній станції з координатою x_i ;

$\delta(x-x_i)$ – функція джерела Дірака, що моделює підвищення тиску на компресорній станції,

ρ – густина газу;

w – лінійна швидкість газу;

d – внутрішній діаметр газопроводу;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору.

Відмітимо, що з метою моделювання хвильових загасаючих процесів в газопроводі рівняння руху включає інерційні гідравлічні втрати та втрати на тертя.

Приведена система диференціальних рівнянь (2.26) зводиться до рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta^*(x-x_i), \quad (2.27)$$

де $\delta^*(x - x_i)$ – лінійна похідна функції Дірака по лінійній координаті;

c – швидкість звуку в газі.

Нехай газотранспортна система протяжністю L містить m проміжних компресорних станцій, які починають працювати одночасно в момент часу $t=0$, і нехай в момент часу t_1 виключено з роботи станцію з номером k . Для такого випадку рівняння (2.27) матиме вигляд

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \delta^*(x - x_i) + \Delta P_{Kck} \delta^*(x - x_k) [\sigma(t) - \sigma(t - t_1)], \quad (2.28)$$

де $\sigma(t)$ – одинична функція Хевісайда.

Будемо вважати, що в початковий момент часу газопровід було зупинено і в ньому підтримувався по всій довжині сталий тиск P_0 . Тоді початкові умови

$$t=0, \quad P(x,0) = P_0, \quad \frac{\partial P}{\partial x} = 0.$$

Починаючи з моменту часу $t > 0$, на початку газопроводу підтримується сталий тиск $P(0,t) = P_H$, а в кінці – сталий тиск $P(L,t) = P_K$.

Для отримання розв'язку математичної моделі використовувалися інтегральні перетворення, зокрема: синус-перетворення Фур'є та перетворення Лапласа

$$P_f = \frac{2}{L} \int_0^L P(x,t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) dx, \quad P_l = \int_0^\infty P_f e^{-st} dt. \quad (2.29)$$

Розв'язок (2.29) в області зображень має вигляд

$$P_l = P_{f0} \left(\frac{s+2a}{s^2+2as+\left(\frac{\pi mc}{L}\right)^2} \right) + \frac{2\pi mc^2}{L^2} \left[P_H - (-1)^n P_K + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \cos\left(\frac{\pi x_i}{L}\right) + \Delta P_{Kck} \cos\left(\frac{\pi x_k}{L}\right) \right] \times \quad (2.30)$$

$$\times \frac{1}{s(s^2+2as+\left(\frac{\pi mc}{L}\right)^2)} - \frac{2\pi mc^2}{L^2} \Delta P_{Kck} \cos\left(\frac{\pi x_k}{L}\right) \frac{e^{-st_1}}{s\left(s^2+2as+\left(\frac{\pi mc}{L}\right)^2\right)}.$$

Застосувавши до (2.30) обернене перетворення Лапласа, отримаємо

$$P_f = C_n e^{-at} f(n, t) + A_n - \frac{2}{\pi n} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \cos\left(\frac{\pi x_k}{L}\right) [1 - e^{-a(t-t_1)}] \sigma(t-t_1), \quad (2.31)$$

де:

$$C_n = \frac{2}{\pi n} P_0 [1 - (-1)^n] - A_n, \quad A_n = \frac{2}{\pi n} \left[P_H - (-1)^n P_K + \sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi} \cos\left(\frac{\pi x_i}{L}\right) \right],$$

$$f(n, t) = \cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi mc}{L}\right)^2 - a^2} t\right) + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi mc}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi mc}{L}\right)^2 - a^2} t\right).$$

Застосувавши до (2.31) обернене перетворення Фур'є у вигляді

$$P = \sum_{n=1}^{\infty} P_f \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right),$$

після нескладних перетворень отримаємо залежність зміни тиску по довжині і в часі нестационарного процесу у вигляді

$$P(x, t) = P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \frac{x}{L}\right) \text{ при } x > x_i \\ -\frac{x}{L} \text{ при } x < x_i \end{array} \right\} + \quad (2.32)$$

$$+ \Delta P_{Kck} [\sigma(t) - \sigma(t-t_1)] \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \frac{x}{L}\right) \text{ при } x > x_i \\ -\frac{x}{L} \text{ при } x < x_i \end{array} \right\} + \sum_{n=1}^{\infty} C_n e^{-at} f(n, t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) +$$

$$+ \frac{2}{\pi} \Delta P_{Kck} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) e^{-a(t-t_1)} f(n, t-t_1) \sigma(t-t_1).$$

Перші чотири доданки розв'язку (2.32) характеризують стаціонарний режим роботи газотранспортної системи. П'ятий доданок описує нестаціонарний процес, викликаний одночасним включенням всіх компресорних станцій в момент часу $t = 0$. Останній доданок моделює нестаціонарний процес, викликаний відключенням k -тої компресорної станції, починаючи з моменту часу t_1 . Якщо вважати $t_1 \gg 0$, тобто розглядати процес в газопроводі після протікання значного проміжку часу від моменту включення всіх КС, тоді початкова нестаціонарність не буде мати впливу на процес внаслідок вищого порядку малості множника e^{-at} , і розв'язок задачі відключення k -тої компресорної станції можна представити у вигляді

$$P(x,t) = P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \frac{x}{L}\right) \text{ при } x > x_i \\ \left(-\frac{x}{L}\right) \text{ при } x < x_i \end{array} \right\} + \frac{2}{\pi} \Delta P_{Kck} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) e^{-a(t-t_1)} f(n, t-t_1) \sigma(t-t_1). \quad (2.33)$$

Розв'язок (2.33) описує нестаціонарний процес, викликаний відключенням k -тої компресорної станції і не враховує вплив нестаціонарності початкового процесу включення в роботу всіх КС. Тому відлік часу можна розпочати від моменту виключення k -тої компресорної станції. В такому випадку отримаємо

$$P(x,t) = P_0 + (P_H - P_K) \frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^m \Delta P_{KCi} \left\{ \begin{array}{l} \left(1 - \frac{x}{L}\right) \text{ при } x > x_i \\ \left(-\frac{x}{L}\right) \text{ при } x < x_i \end{array} \right\} + \frac{2}{\pi} \Delta P_{Kck} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) e^{-at} \left[\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2} t\right) \right]. \quad (2.34)$$

Рівняння (2.34) дає змогу прогнозувати характер нестационарного процесу в протяжних газотранспортних системах з великою кількістю компресорних станцій, викликаного виключенням з роботи та повторним включенням однієї з станцій.

Щоб оцінити тривалість нестационарного процесу, необхідно побудувати залежність коливання в часі масової витрати газу, як найбільш інерційної характеристики, в початковому або кінцевому перерізі газопроводу [96].

З цією метою використаємо рівняння руху газу з системи (2.26). Очевидно, що для початкового ($x = 0$) чи кінцевого перерізу ($x = L$) дельта-функція Дірака $\delta(x-x) = 0$, тому

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d}. \quad (2.35)$$

Для спрощення обчислювального процесу знехтуємо в початковому і кінцевому перерізах інерційними втратами, тобто приймемо $\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} = 0$ [92]. Це, звичайно, пов'язано з певною похибкою в обчисленні масової витрати газу, однак, в прогнозних розрахунках важливим є не абсолютне значення витрати газу, а динаміка її зміни в часі. Крім того, використаємо лінеаризацію рівняння руху, тоді отримаємо

$$m(0,t) = -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0}, \quad m(L,t) = -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=L}. \quad (2.36)$$

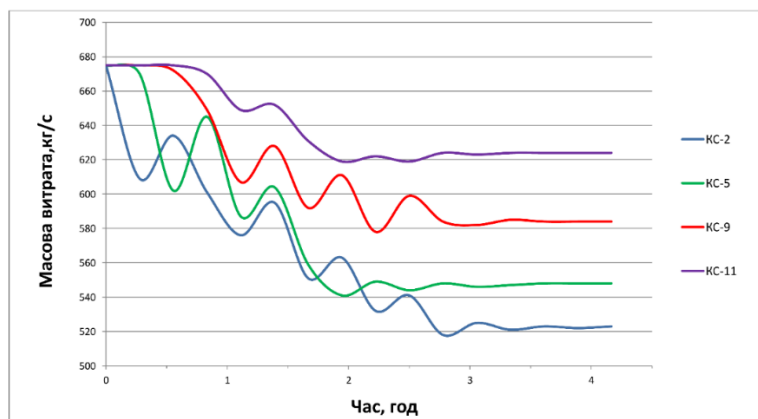
Отримані залежності дозволяють прогнозувати характер коливання масової витрати в часі на початку і в кінці газотранспортної системи великої протяжності, яка включає m проміжних компресорних станцій, викликані відключенням чи повторним включенням k -тої компресорної станції ($k=1, 2, \dots, m$).

Використавши рівняння (2.34) після диференціювання отримаємо

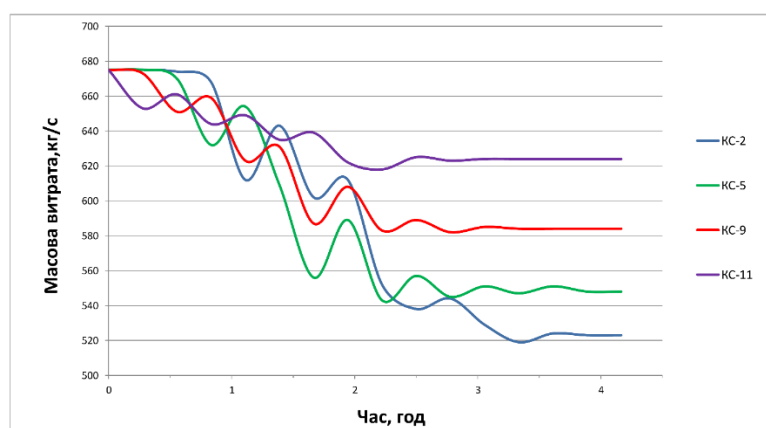
$$\begin{aligned}
m(0,t) = & -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \left(\frac{P_H - P_K}{L} - \frac{\sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi}}{L} + \frac{2L}{\pi^2} \Delta P_{KCK} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) e^{-at} \left(\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}\right) t + \right. \right. \\
& \left. \left. + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}\right) t \right) \right), \\
m(L,t) = & -\frac{\pi d^3}{\lambda w} \left(\frac{P_H - P_K}{L} - \frac{\sum_{i=1}^m \Delta P_{KCi}}{L} + \frac{2L}{\pi^2} \Delta P_{KCK} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{n^2} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) e^{-at} \left(\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}\right) t + \right. \right. \\
& \left. \left. + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}\right) t \right) \right).
\end{aligned} \tag{2.37}$$

Для проведення досліджень з впливу номера відключеної компресорної станції на тривалість нестационарного процесу в системі проводився обчислювальний експеримент на базі магістрального газопроводу “Союз” загальною довжиною 1567,3 км (територією України), діаметром 1420 мм та з товщиною стінки 20 мм, по трасі якого розміщено 13 компресорних станцій, обладнаних газоперекачувальними агрегатами ГТК–10І. Прогнозні розрахунки нестационарних процесів, викликаних відключенням КС, будемо проводити для умов проектного режиму, згідно з яким пропускна здатність газопроводу складає 26 млрд. м³ за рік, при початковому тиску (на виході КС) 7,5 МПа і кінцевому (на вході КС 5 МПа, що відповідає перепаду на станції $\Delta P_{KC}=2,5$ МПа, який будемо вважати однаковим для всіх КС. Початкову станцію КС–11 Новопокров будемо вважати головною, а інші 12 – проміжними. Поставлена задача полягає в визначенні характеру зміни в часі продуктивності газопроводу на його початку і в кінці за (2.37) при поетапному виключенні з роботи кожної з проміжних КС. Розрахунки, проведені за викладеною методикою, дозволили отримати результати, які у вигляді графіків подано на рисунку 2.4.

Аналіз графічних залежностей коливання масової витрати газу на початку ($x = 0$) та в кінці ($x = L$) газотранспортної системи дозволили визначити тривалість нестационарного процесу, викликаного поетапним відключенням кожної з компресорних станцій.



а)



б)

а) – на початку газопроводу; б) – в кінці газопроводу

Рисунок 2.4 – Характер нестационарного процесу в газопроводі при відключенні різних компресорних станцій

Зауважимо, що нестационарні процеси в газопроводах є збитковими з точки зору енерговитрат на трубопровідний транспорт, оскільки викликають появу інерційних сил в потоці неперервного середовища, робота яких призводить до зниження загального ККД системи. Тому найвигіднішим режимом (при інших ідентичних умовах) слід вважати режим, для якого тривалість нестационарного процесу мінімальна. Як показали розрахунки реалізації приведеної математичної моделі, найбільша тривалість нестационарного процесу характерна для відключення КС–2 “Борова” і складає на початку газотранспортної системи (на виході КС “Новопсков”) 12252 с (3 год. 24 хв. 12 с) і в кінці траси 13316 с (3 год. 42 хв.). Отже, тривалість нестационарного процесу в кінці системи на 30,6%

більша ніж на початку, що пояснюється значною відстанню від зупиненої КС до кінця траси. При відключенні КС “Борова” продуктивність нового стаціонарного режиму менша за пропускну здатність (при всіх працюючих КС вона становить 675 кг/с) на 22,5%.

При відключенні КС “Хуст” (друга від кінця траси компресорна станція) тривалість нестационарного процесу найменша і складає 9180 с (2 год. 33 хв.) на початку газотранспортної системи і 8123 с (2 год. 15 хв. 23 с) в кінці траси. Тривалість нестационарного процесу на початку системи на 11,3% більша, ніж в кінці траси, що пояснюється різницею у віддальх від зупиненої КС до кінців трубопроводу. Зниження продуктивності газопроводу в порівнянні з пропускну здатністю складає 7,6%.

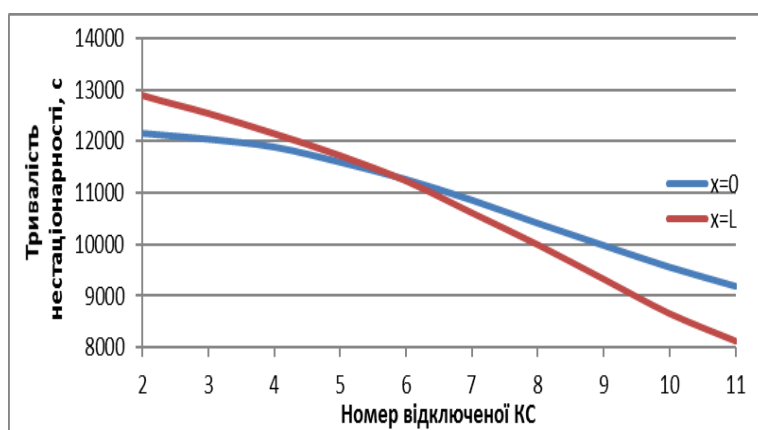


Рисунок 2.5 – Тривалість нестационарного процесу, викликаного відключенням компресорних станцій для початкового ($x = 0$) і кінцевого ($x = L$) перерізу газопроводу

Як видно з графіків (рисунок 2.5), тривалість нестационарного процесу, викликаного відключенням КС, зменшується на початку і в кінці газопроводу зі зростанням номера відключеної станції, причому на початку газопроводу тенденція зменшення продуктивності має більш пологий характер, ніж в кінці. Так, при відключенні КС–2 відношення тривалості нестационарного процесу в кінці траси до відповідної тривалості на початку газопроводу складає 1,306, при відключенні КС–5 таке співвідношення рівне 1,022, а при відключенні КС–10

воно становить 0,935. Цю обставину слід враховувати при прогнозуванні регулювання режимів роботи газотранспортної системи шляхом відключення окремих КС для безперебійного забезпечення споживачів газом. [1]

Висновки до розділу 2

1. В даному розділі розроблено математичні моделі, які дозволяють розв'язати ряд практично важливих технологічних задач, пов'язаних із визначенням пропускної здатності системи в умовах неповного завантаження, регулювання режимів її роботи та визначенням параметрів.

2. Встановлено, що зі зменшенням номера компресорної станції в газотранспортній системі її відключення більшою мірою впливає на ступінь зменшення пропускної здатності, а також, що ефективність регулювання режиму роботи газотранспортної системи шляхом зміни швидкості обертання роторів нагнітача тим вища, чим ближче до початку системи знаходиться компресорна станція.

3. Отримана залежність для визначення максимальної амплітуди коливання тиску при відборі (підкачуванні) газу, дозволить оцінити величину короткочасного перевищення тиску в газопроводі при стрибкоподібній зміні витрати газу, що характерно для роботи газотранспортної системи в умовах неповного завантаження і запобігти порушенню нормальної безаварійної її експлуатації.

4. За результатами проведених досліджень було встановлено закономірності протікання нестационарних процесів в газотранспортних системах великої протяжності з значною кількістю компресорних станцій, зокрема доведено, що на тривалість нестационарного перехідного режиму має суттєвий вплив розміщення відключеної КС на трасі газопроводу, причому зі збільшенням її порядкового номера в системі тривалість нестационарного процесу і величина зниження продуктивності зменшуються.

РОЗДІЛ 3

ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ ШЛЯХОМ ВІДКЛЮЧЕННЯ КС В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

За умов неповного завантаження ГТС, для досягнення мети мінімізації енергоавтитрат на транспортування газу, першочергово слід вибрати оптимальні режими експлуатації газотранспортних систем при максимальних значеннях ККД перекачувальних агрегатів. Розрахункова відносна витрата паливного газу на компресорних станціях (по відношенню до об'єму перекачування) складає 6,2% для номінального технологічного режиму. За даними ОГТСУ при максимальних обсягах перекачування ця величина склала 6,6%, а при теперішніх режимах складає 3,0%. Зниження пояснюється зменшенням кількості газоперекачувальних агрегатів на КС. Однак, витрата паливного газу 3,0–3,5 млн.м³/добу є значною і складає 1,0–1,3 млрд.м³/за рік.

Велика витрата паливного газу пов'язана насамперед з відносно низьким коефіцієнтом корисної дії газоперекачувальних агрегатів як теплових двигунів. Тому один з шляхів зменшення витрати паливного газу полягає у виключенні з режиму роботи окремих ГПА на КС і зупинці компресорних станцій. В залежності від кількості зупинених КС і їх порядкового номера в системі пропускна здатність буде різною. Розрахунки показують, що зупинка однієї з 12 працюючих компресорних станцій призведе до зниження продуктивності системи до величини 78–86% від номінальної пропускної здатності. При зупинці всіх КС з парними номерами продуктивність системи складе 76% від номінальної, а при зупинці всіх КС з непарними номерами – 74,6%. Якщо в системі працюватимуть КС через дві зупинені, то продуктивність складе 64,1% від номінальної. Таким чином, розрахунковим шляхом методом перебору варіантів можна встановити режим роботи газотранспортної системи з певним відключенням КС, при якому продуктивність ГТС буде рівна заданій для даної доби. Загальна кількість

відключених агрегатів при такому режимі (при відомій витраті паливного газу на один ГПА) визначить економію паливного газу на дану добу.

Іншим аспектом зменшення гідравлічних втрат тиску в газопроводах в умовах неповного завантаження є перекачування при високих робочих тисках. Однак, для цього слід провести дослідження залежності показників надійності від робочого тиску. Як відомо, збільшення лінійної швидкості газового потоку призводить до зростання втрат енергії на транспортування газу. При сталій масовій витраті газу (стаціонарний режим роботи газопроводу) лінійна швидкість газу тим більша, чим менший тиск в газопроводі. Тому з точки зору мінімізації енерговитрат при транспортуванні газу необхідно витримати такий режим з множини допустимих, при якому тиски газу в кожній точці газопроводу найбільші. Такий режим виконується при максимальному тиску на виході КС (в даному випадку 7,5 МПа). Розрахунки показують, що при пониженні тиску на виході КС на 0,1 МПа гідравлічні втрати енергії на відстані 100 км зростають на 2%. Отже, робота ГТС при високих тисках призведе до економії енергії як мінімум на 2%, що при включеній потужності порядку 800 МВт складе 16 МВт.

Крім неповного завантаження перед українською ГТС постала проблема реверсного транспортування газу. [5, 7, 103] Поряд з цим необхідно провести переобладнання вузлів підключення КС для реверсного перекачування. Реверсний режим транспортування газу можна реалізувати здійснивши реконструкцію обв'язки КС декількома варіантами, кожен з яких має певні переваги та недоліки. Нижче приведено детальний опис кожного з варіантів. Нумерація проектних кранів прийнята умовно. Умовні назви “до” та “після” при вказанні місцеположення врізань прийняті за ходом руху газу в звичайному (аверсному) режимі транспортування.

Варіант 1. Даний варіант 1 передбачає спорудження технологічної перемички відповідного діаметру та двох кранових вузлів: кран № 30Р на вихідному трубопроводі КС (нагнітальному шлейфі) та кран № 7Р на споруджуваній перемичці. Проектна перемичка в реверсному режимі працює в якості ділянки всмоктувального трубопроводу КС. В якості ділянки нагнітального

трубопроводу передбачається використання існуючої загальностанційної перемички між кранами А та Б. Крановий вузол на нагнітальному шлейфі встановлюється між загальностанційною перемичкою (байпасом) та охоронним краном Б. Проектна перемичка врізається в обидва шлейфи КС: у всмоктувальний – після крану № 7, в нагнітальний – після крану № 30Р перед охоронним краном Б.

Перекачування газу в аверсному та реверсному напрямках по магістральному трубопроводу після реконструкції трубної обв'язки КС відбувається за схемами приведеними, відповідно на рисунок 3.1, а та б.

Даний варіант 1 реконструкції трубної обв'язки передбачає мінімальну кількість нових кранових вузлів та трубопроводів і, окрім того, дозволяє розмістити проектні кранові вузли в межах існуючого майданчику вузла підключення КС.

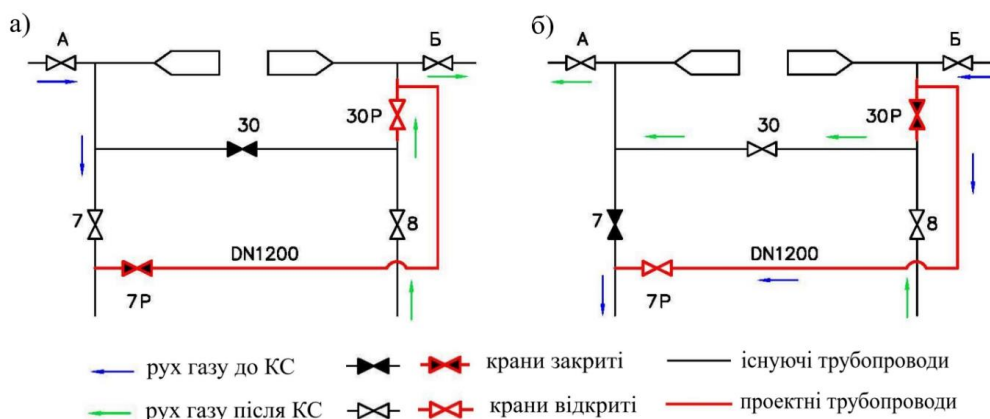
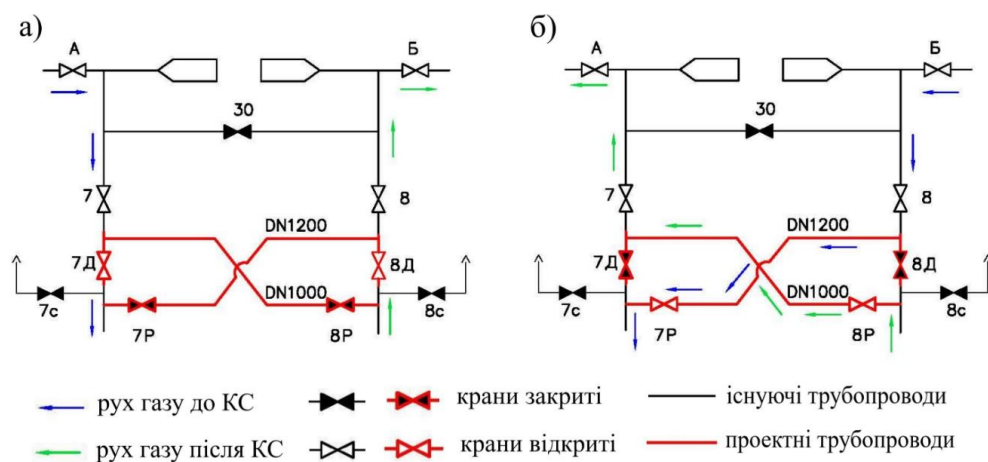


Рисунок 3.1 – Схема реконструкції та роботи КС згідно варіанту 1

Варіант 2. Даний варіант 2 передбачає спорудження двох проектних технологічних перемичок відповідного діаметру з крановими вузлами № 7Р та № 8Р відповідно, а також двох кранових вузлів № 7Д та № 8Д на вхідному та вихідному трубопроводах КС. Проектні перемички взаємно перетинаються. Врізання проектних технологічних перемичок передбачено між КС та кранами № 7 та № 8.

Між точками врізання проектних перемичок на вхідному та вихідному трубопроводах КС передбачається встановлення свічних кранових вузлів № 7с та № 8с.



а) аверсний напрям перекачування газу;

б) реверсний напрям перекачування газу

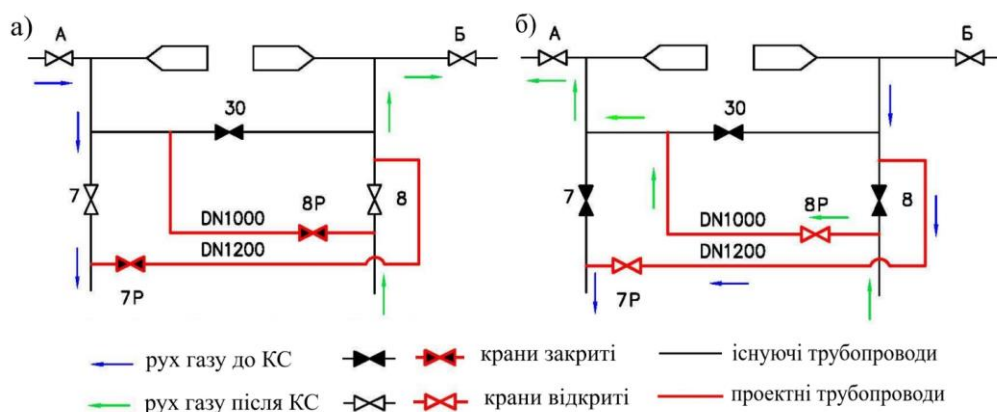
Рисунок 3.2 – Схема реконструкції та роботи КС згідно варіанту 2:

Транспортування газу в прямому (аверсному) та зворотному (реверсному) напрямках відбувається за схемами приведеними, відповідно на рисунку 3.2, а та б.

Даний варіант реконструкції трубої об'язки дає можливість здійснити будівництво технологічних перемичок та кранових вузлів без зупинки ділянки магістрального газопроводу.

Варіант 3. Даний варіант передбачає спорудження двох технологічних перемичок відповідного діаметру з крановими вузлами № 7Р та № 8Р відповідно. Врізання проектної перемички передбачено після крану № 8 та після крану № 7. Врізання проектної перемички передбачено в загальностанційну перемичку (байпас) перед краном № 30 та в нагнітальний трубопровід КС перед краном № 8.

При аверсному режимі транспортування газу крани № 7Р та № 8Р закриті. При реверсному транспортуванні газу крани № 30, № 7 та № 8 закриті, а крани № 7Р та № 8Р – відкриті. Транспортування газу в прямому та зворотному напрямках відбувається за схемами приведеними, відповідно на рисунок 3.3, а та б.



а) аверсний напрям перекачування газу; б) реверсний напрям перекачування газу

Рисунок 3.3 – Схема реконструкції та роботи КС згідно варіанту 3

Даний варіант реконструкції трубоної обв'язки КС по технології аналогічний з варіантом 1. Завдяки відсутності потреби спорудження кранового вузла на існуючому шлейфі КС, даний варіант дає змогу зменшити час зупинки магістрального трубопроводу, оскільки зупинка потрібна лише для врізання трійників, або й не зупиняти газопровід, якщо для врізання трійників використати технологію безвогневого врізання. Слід відмітити, що при застосуванні технології безвогневого врізання не буде необхідності стравлювати газ у таких об'ємах як для попередніх двох варіантів [19, 104]. Окрім того, спорудження нових кранових вузлів на проєктованих ділянках є технічно простішим аніж врізання кранового вузла в існуючий трубопровід.

Вибір найоптимальнішого варіанту реконструкції трубоної обв'язки повинен здійснюватися на основі порівняння обсягу будівельно-монтажних робіт, технологічних можливостей кожного з варіантів та економічної вигоди.

Логічно, що зі зменшенням завантаженості системи при реверсному русі газу територією України всі компресорні станції не потребують такої реконструкції. Саме тому необхідно оцінити реальний технічний стан кожного ГПА і спрогнозувати його залишковий ресурс та ймовірність безвідмовної роботи. І, на основі відповідних прогнозів, визначити КС для проведення відповідних робіт з реконструкції.

ділянки “ДО” і “ПІСЛЯ”, то на ділянці “ДО” зменшення пропускної здатності спричинене зменшенням кількості КС (а зменшення продуктивності буде більш відчутним при зменшенні кількості працюючих КС на ділянці “ДО”, тобто при зменшенні номерів відключеної КС). На ділянці “ПІСЛЯ” причиною зменшення пропускної здатності є зменшення тиску на всмоктувальній ділянці КС (x+1), а відповідно до формули (2.12) вплив зменшення тиску на вході КС (x+1) на зменшення пропускної здатності буде більш відчутним при більшій кількості КС на цій ділянці. Отже, зі зменшенням x зменшується загальна пропускна здатність газопроводу.

При відключенні двох КС рівняння (3.2) набуде вигляду

$$Q_{2x} = \sqrt{\frac{A^{n-2}P_{B1}^2 - P_K^2}{\frac{A^{n-2} - A}{A-1}Y + (A^{n-x_1} + A^{n-x_2})CL + Y_n}} \quad (3.3)$$

Аналогічно можна отримати формули для визначення пропускної здатності при будь-якому значенні відключених станцій. Якщо на КС було відключено тільки частину ГПА, то коефіцієнти характеристики цієї станції будуть $A=A_x$, $B=B_x$, а з системи (3.1) можна отримати рівняння

$$Q_x = \sqrt{\frac{A_x A^{n-1} P_{B1}^2 - P_K^2}{\frac{A^{n-1} - A^{n-x}}{A-1} A_x Y + A^{n-x} Y_x + \frac{A^{n-1} - A}{A-1} Y + Y_2}} \quad (3.4)$$

Розглянемо як буде змінюватися тиск на сусідніх станціях при відключенні станції x. При відключенні станції x лінія падіння тиску від КС (x-1) до відключеної буде більш пологою, а відповідно тиск на КС x зросте (ситуація аналогічна до зменшення відбору газу в кінці газопроводу). Відповідно зросте тиск нагнітання та всмоктування на попередніх станціях і величина зростання буде зменшуватись з віддаленням від відключеної станції. Для ділянки після відключеної КС ситуація з тиском буде аналогічна ситуації зменшення подачі

газу. Лінія падіння тиску буде більш пологою і тиск на КС зменшиться. Таким чином, при відключенні КС слід регулювати режим роботи системи з метою забезпечення вхідного та вихідного тисків на КС в допустимих межах.

Для визначення оптимальних параметрів роботи магістрального газопроводу при неповному завантаженні, можуть бути використані різноманітні методи: графоаналітичні, аналітичні та методи конкуруючих порівнянь. Використавши останній, проведемо, відповідно до наведених математичних моделей, розрахунки режимів роботи газопроводу за різних сценаріїв відключення КС та визначимо при цьому експлуатаційні затрати у вигляді затраченої потужності на транспортування.

3.1.1 Вплив зупинок КС на роботу газопроводу при симетричних схемах відключення

Для газопроводу діаметром DN1400 і довжиною 1150 км з 13-ма компресорними станціями, обладнаними 3-ма газоперекачувальними агрегатами ГПА-Ц-16/76-1,44, було розраховано режими роботи за різних сценаріїв завантаження. Зокрема, було встановлено необхідну кількість компресорних станцій з трьома робочими ГПА, які б мали забезпечувати роботу газопроводу при завантаженні від 100 до 50 відсотків. Також, було визначено, за різних симетричних схем відключення КС (рисунок 3.4), необхідну кількість працюючих КС, кількість включених ГПА на них, ступінь підвищення тиску, відносні оберти ротора нагнітачів та затрачену потужність на транспортування газу, з урахуванням (з погляду на надійність та безвідмовність роботи) допустимих значень тисків на всмоктувальній та нагнітальній ділянках КС. При цьому використовувались відомі моделі [49, 50, 57, 106] та наведені вище. Отримані результати зведено в таблицю 3.1. Слід відмітити, що при проведенні розрахунку вибирались тільки симетричні схеми відключення КС, відповідно до розрахункових значень необхідної кількості працюючих КС, з метою забезпечення певної продуктивності газопроводу.

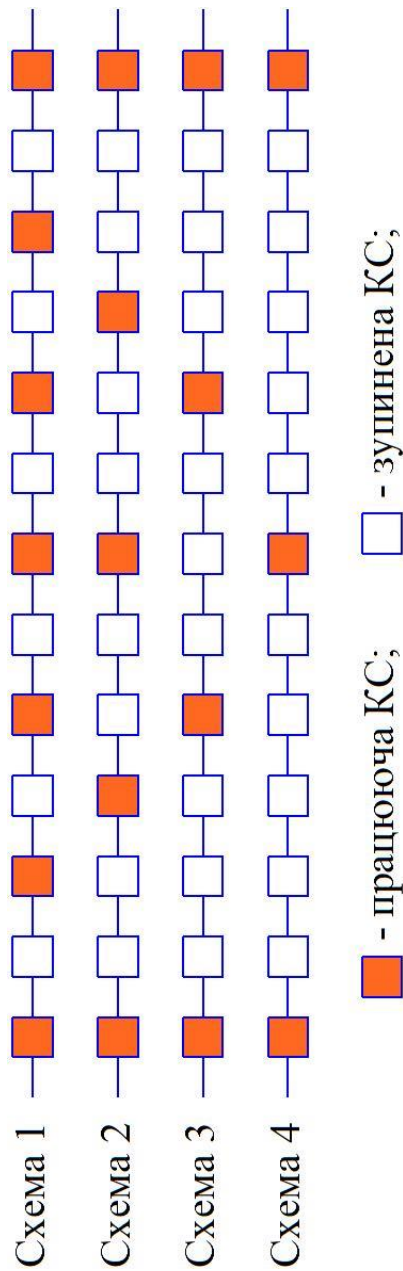


Рисунок 3.4 – Симетричні схеми відключення КС

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку режимів роботи газопроводу за різних сценаріїв завантаження

№	Q , млрд.м ³ на рік	$K_{зав}$	$L_{КС}$, км	$N_{КС}$, шт (розрахункова)	$N_{КС}$, шт (за симетричною схемою)	$P_{П}$, МПа	$P_{Ві}$, МПа	$P_{Ні}$, МПа	$P_{В(i-1)}$, МПа	$N_{ГПА}$, шт	ε	$\eta_{пол}$	n/n_H	$N_{елГПА}$, кВт	$N_{елКС}$, кВт	N_e , кВт
1	33	1	88,5	13	13	7,5	5,36	7,501	5,38	3	1,4	0,83	0,96	14180	42540	553020
2	29,7	0,9	88,5	10	13	7,5	5,85	7,53	5,88	3	1,3	0,74	0,80	7725	23175	301275
3	29,7	0,9	177	10	7	7,5	3,83	4,53	0	3	1,25	0,72	0,98	9373	28119	196833
4	26,4	0,8	88,5	8	13	7,5	6,18	7,508	6,197	2	1,22	0,76	0,69	6162	12324	160212
5	26,4	0,8	177	8	7	7,5	4,72	6,9	3,4	3	1,48	0,81	0,98	13090	39270	274890
6	23,1	0,7	177	6	7	7,5	5,48	7,509	5,49	2	1,38	0,83	0,90	11890	23780	166460
7	23,1	0,7	265,5	6	5	7,5	4,24	5,36	0	2	1,28	0,73	0,96	10850	21700	108500
8	23,1	0,7	265,5	6	5	7,5	4,21	6,28	1,23	3	1,5	0,82	1,02	12240	36720	183600
9	19,8	0,6	265,5	5	5	7,5	5,25	7,496	5,253	2	1,43	0,79	0,92	12140	24280	121400
10	19,8	0,6	354	5	4	7,5	4,35	6,15	0,617	2	1,42	0,83	1,00	13480	26960	107840
11	19,8	0,6	354	5	4	7,5	4,35	6,76	2,88	3	1,56	0,76	1,02	13120	39360	157440
12	16,5	0,5	354	3	4	7,5	5,44	7,702		2	1,41	0,71	0,88	9885	19770	79080
13	16,5	0,5	531	3	3	7,5	4,16	6,4	1,44	2	1,51	0,82	1,00	13190	26380	79140
14	16,5	0,5	265,5	3	5	7,5	5,97	7,487	5,956	1	1,25	0,83	0,76	8079	8079	40395

Проте, не всі схеми задовольняють умови надійності та ефективності роботи системи в цілому, оскільки при відключенні певної кількості КС, для певного значення коефіцієнта завантаженості $K_{зав}$, можливі падіння тиску, на всмоктувальній ділянці КС, до значень нижче допустимих P_{min} , необхідних для безпомпажної роботи ГПА. А також, відповідно до розрахунку, можливі перевантаження газопроводу на нагнітальній ділянці при збільшенні нагнітального тиску більше допустимого максимального значення P_{max} , з погляду міцності трубопроводу. Тому, режими, які виходять за рамки допустимих тисків на вході та виході КС слід відкинути, обмежуючи їх мінімально та максимально допустимими значеннями тиску (рисунок 3.5).

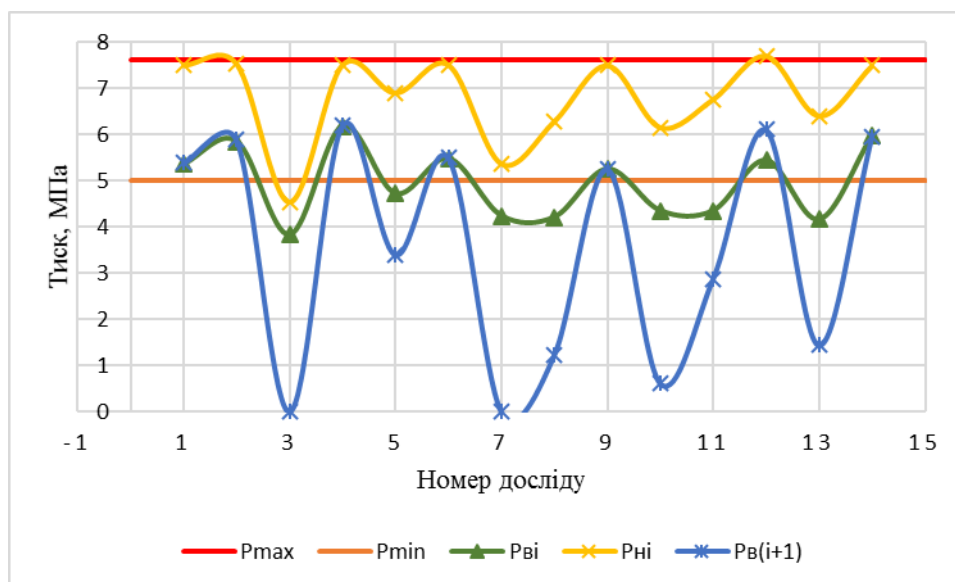
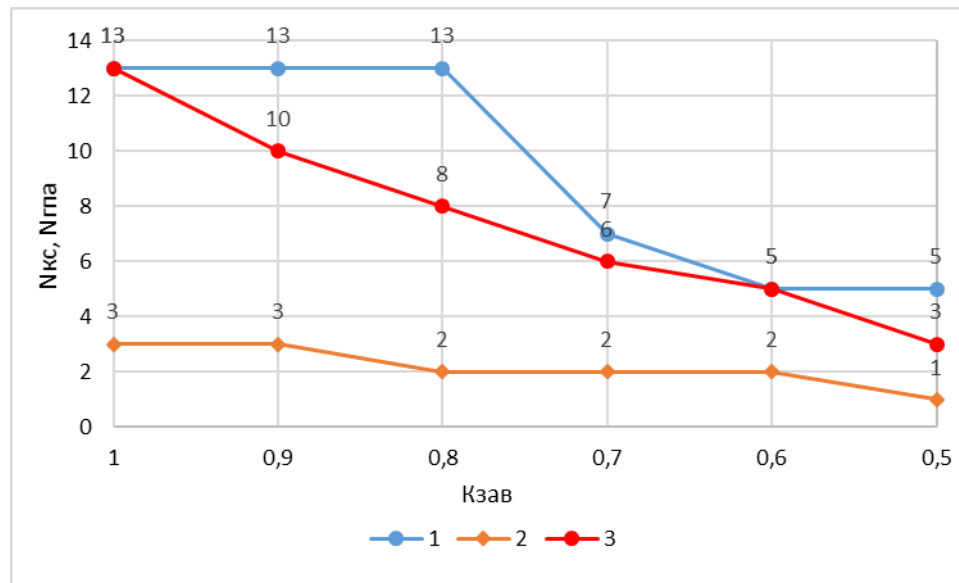


Рисунок 3.5 – Порівняння значень тисків на вході P_{vi} та виході P_{ni} i -тої КС, тиску на вході $(i+1)$ КС з допустимими P_{max} та P_{min}

Таким чином з ряду проведених теоретичних досліджень, наведених в таблиці 3.1, можуть бути реалізовані, при різному об'ємі завантаження, тільки дослідю з номером: №1, №2, №4, №6, №9, №12, №14. Для кращого сприйняття результатів приведемо їх графічно на рисунку 3.6 та 3.7.

З рисунку 3.6 бачимо, що для перекачування газу, з продуктивністю 90 відсотків від максимальної, достатньо використовувати 10 працюючих КС, проте, симетричне їх розташування є неможливим. Тому виявилось, що оптимальною

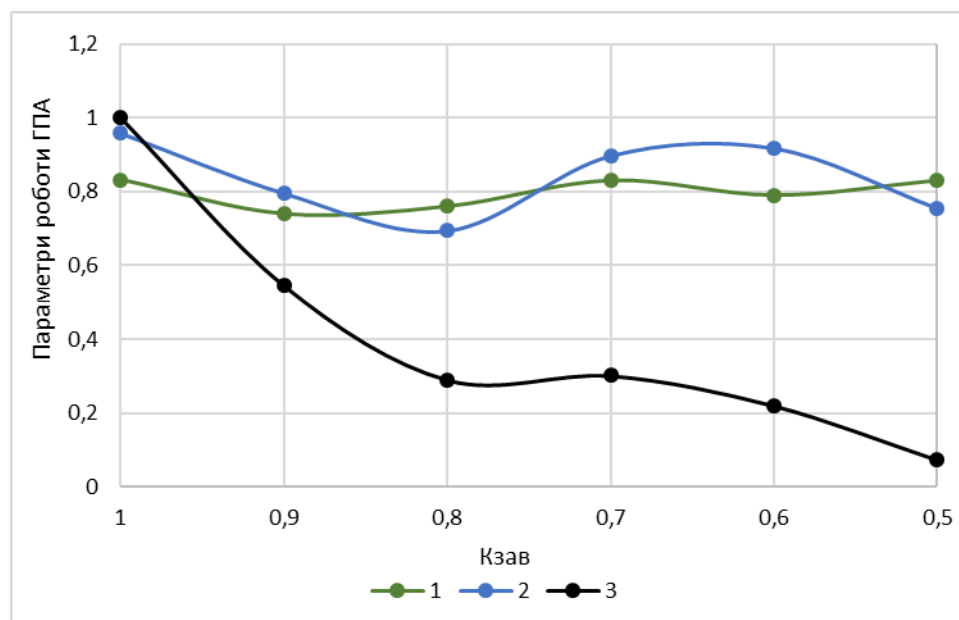
схемою регулювання режиму роботи газопроводу в цілому є не відключення КС, а регулювання обертів ГПА.



1 – кількість КС при симетричних схемах відключення; 2 – кількість працюючих ГПА на КС; 3 – кількість КС, розрахованих за приведеною методикою

Рисунок 3.6 – Залежності необхідної кількості КС та ГПА

від завантаженості газопроводу



1 – політропічний ККД ГПА, $\eta_{пол}$; 2 – відносні оберти ротора n/n_n ; 3 – відносна використана потужність на транспортування газу N/N_{max}

Рисунок 3.7 – Залежності параметрів роботи ГПА від завантаженості газопроводу

Аналогічний варіант маємо і для 80 відсотків завантаження, проте, в цьому випадку, необхідно провести відключення по одному ГПА на кожній КС. При зменшенні об'єму перекачування газу до 70 відсотків може бути використана симетрична схема 1 відключення КС (рисунок 3.4) зі зменшенням кількості працюючих ГПА до двох. При 60 відсотках продуктивності використовуємо схему 2 (рисунок 3.4) та два працюючих ГПА на КС, а при 50 відсотках також ця сама ж схема з одним працюючим ГПА. Слід відмітити, що кожна схема транспортування потребує додаткового регулювання частоти обертів роторів ГПА, що дозволяє оптимізувати роботу газопроводу, з погляду на ККД системи та загальну потужність, затрачену на транспортування газу (рисунок 3.7).

Отже, як бачимо, з результатів досліджень, достатня і необхідна кількість КС для транспортування певного об'єму газу можуть відрізнятися. Це пов'язано зі схемою розташування КС. Адже не завжди розраховану достатню кількість КС (наприклад для $K_{зав}=0,9$ – розрахункова кількість КС $N_{КС}=10$ шт) можна розташувати симетрично, а це призводить до перерозподілу тисків таким чином, що значення останніх виходять за межі допустимих, з точки зору надійності та безперервності роботи КС та газопроводу в цілому. Тому, нижче розглянемо принципи розташування відключених КС на трасі газопроводу, відповідно до приведених досліджень в цьому розділі та розділі 2, для несиметричних схем.

3.1.2 Вплив зупинок КС на роботу газопроводу при несиметричних схемах відключення

Розміщення відключених КС на трасі газопроводу при неповному завантаженні суттєво впливає на пропускну здатність окремих ділянок та газопроводу в цілому, а також на сумарну потужність КС (рисунок 3.7). Як було приведено вище, при різних однакових умовах, пропускну здатність газопроводу буде більшою тоді, коли працюючі КС будуть розміщені ближче до початку газопроводу. Це пояснюється двома причинами: 1) чим менші номери працюючих КС (вони ближче до початку газопроводу), тим більший тиск на вході в станцію при зменшенні завантаження, що призводить до збільшення стискування

газу на КС і відповідно до збільшення пропускної здатності; 2) при зміщенні працюючих КС до початку газопроводу збільшується середній тиск на ділянці між КС, що призводить до зменшення затраченої енергії на подолання сил тертя при русі газу по трубопроводу, через зменшення швидкості потоку газу. Максимальної пропускної здатності газопроводу, при зменшенні кількості працюючих КС, можна досягнути при такому розміщенні КС, коли тиск нагнітання на всіх станціях буде однаковий і дорівнюватиме допустимому максимальному тиску P_{max} , з погляду надійності.

Яким повинно бути оптимальне розміщення працюючих КС на трасі газопроводу, яке б забезпечувало його максимальну пропускну здатність, можна встановити з наступної системи рівнянь

$$\begin{cases} P_{max}^2 = P_B^2 + CLQ_{max}^2, \\ P_{max}^2 = AP_B^2 - BQ_{max}^2, \\ P_{max}^2 = P_K^2 + C(L_{зАГ} - nL)Q_{max}^2. \end{cases} \quad (3.5)$$

З приведеної системи визначимо максимальну пропускну здатність газопроводу Q_{max} при n працюючих проміжних КС

$$Q_{max} = \sqrt{\frac{(n(A-1) + A)P_{max}^2 - AP_K^2}{ACL + nB}}. \quad (3.6)$$

З даного рівняння можна визначити оптимальну відстань між працюючими КС для забезпечення максимальної продуктивності, але справа в тому, що в нас задача не проектування газопроводу, а регулювання режиму роботи діючого, шляхом відключення КС, тому необхідно не тільки встановлювати достатню кількість працюючих КС та відстані між ними, а й вибрати схему розташування (в даному випадку несиметричну), оскільки відстань між КС ми не можемо регулювати.

Крім критерію максимальної пропускної здатності газопроводу, при виборі схеми розташування працюючих КС, слід враховувати критерій мінімальних енергозатрат на перекачування певного об'єму газу. Мінімізація енергозатрат можлива у випадку, коли пропускна здатність газопроводу буде більшою за необхідну витрату газу. Розглянемо такий приклад: якщо є газопровід з однією КС і постійним початковим тиском, то пропускна здатність цієї КС буде залежати від її розміщення на трасі газопроводу, і чим ближче до початку траси буде розташовуватися ця КС (при однаковій пропускній здатності), тим меншим буде ступінь стиснення газу на КС і, відповідно, затрачена потужність. Відповідно, для зменшення енергозатрат на перекачування газу, слід розміщувати працюючі КС ближче до початку газопроводу, щоб тиск нагнітання був рівним максимально допустимому.

При відключенні окремих КС слід враховувати також наявність сезонної та добової нерівномірності газоспоживання, зокрема необхідно враховувати акумулюючу здатність газопроводу, а саме його останньої ділянки. Очевидно, що акумулююча здатність останньої ділянки газопроводу залежить від геометричних параметрів трубопроводу та середнього тиску в ньому, а відповідно від того, де буде розміщено останню працюючу КС.

Визначимо як акумулююча здатність ділянки газопроводу залежить від її довжини, застосовуючи метод послідовної зміни стаціонарних станів. В кінці періоду накопичення газу на останній ділянці (без відбору) середній тиск визначаємо як

$$P_{cp\ max} = \frac{2}{3} \left(P_{II\ max} + \frac{P_{K\ max}^2}{P_{II\ max} + P_{K\ max}} \right), \quad (3.7)$$

де $P_{II\ max}$ – максимальне значення тиску на початку останньої ділянки газопроводу, яке визначається міцністю матеріалу трубопроводу;

$P_{K\ max}$ – максимальне значення тиску в кінці останньої ділянки газопроводу.

Падіння тиску на останній ділянці газопроводу для приведених параметрів можна визначити з рівняння

$$P_{K \max} = \sqrt{P_{II \max}^2 - CL_k Q_{cp}^2} . \quad (3.8)$$

В кінці періоду відбору газу середнє значення тиску на кінцевій ділянці буде рівне

$$P_{cp \min} = \frac{2}{3} \left(P_{II \min} + \frac{P_{K \min}^2}{P_{II \min} + P_{K \min}} \right) , \quad (3.9)$$

$$P_{K \min} = \sqrt{P_{II \min}^2 - CL_k Q_{cp}^2} , \quad (3.10)$$

де $P_{K \min}$ – мінімальне значення тиску в кінці останньої ділянки газопроводу.

Акумулююча здатність останньої ділянки газопроводу, приведена до нормальних умов, може бути визначена як

$$V_{AK} = V_k \frac{(P_{cp \max} - P_{cp \min}) T_{cm}}{P_{cm} T_{cp} z_{cp}} , \quad (3.11)$$

де V_k – об'єм останньої ділянки газопроводу.

Підставивши в останню формулу рівняння (3.7) – (3.10), згідно умови $\frac{dV_{ak}}{dL_k} = 0$ визначимо оптимальну довжину останньої ділянки газопроводу для забезпечення максимальної акумулюючої здатності

$$L_k = \frac{P_{II \max}^2 - P_{K \min}^2}{2CQ^2} . \quad (3.12)$$

Тобто, максимальна акумулююча здатність досягається у випадку, коли довжина останньої ділянки буде дорівнювати половині максимальної довжини

Для схем 2 та 3 на рисунку 3.8 теж спостерігатиметься зупинка останніх ділянок через надмірне зниження тиску, а використання схеми 4 призведе до зменшення акумулюючої здатності газопроводу. Тому, використання таких схем відключення КС при недовантаженні системи є недопустимим.

Проте, при зниженні завантаженості газопроводу до 80-70 відсотків від максимального, вони можуть бути використані, тоді вибір конкретної з них буде проводитися за критерієм енергоефективності (енерговитратності). Тут також слід відмітити, що різниця енергозатрат при застосуванні тієї чи іншої схеми буде незначна, тому при виборі КС для відключення слід зважати ще й на критерії надійності її роботи та окремих ГПА. Крім того, відомі схеми регулювання режимів роботи газопроводу, шляхом відключення окремих ГПА, тому тут також треба керуватися критеріями надійності самого ГПА.

3.2 Прогнозування ефективності і надійності використання ГПА на КС

Газоперекачувальні агрегати (ГПА) компресорних станцій магістральних газопроводів є єдиними енергоємними елементами газотранспортної системи, які підпорядковуються керуючим впливам з метою зміни режиму роботи комплексу. Від ефективності керування системою газопостачання залежать не тільки її техніко-економічні характеристики, а й надійність подачі газу споживачам. Тому до експлуатації ГПА ставляться особливі вимоги, спрямовані на підвищення ефективності і надійності газопостачання.

На компресорних станціях України встановлено понад 20 типів ГПА вітчизняного та імпортного виробництва з різними термінами експлуатації і технологічними схемами роботи. Для підвищення надійності компресорних станцій впроваджено систему резервування ГПА і проведення профілактичного їх обслуговування [66, 108]. В складі єдиної газотранспортної системи газоперекачувальні агрегати компресорних станцій являються невід'ємними її елементами, режими роботи яких, ефективність та надійність взаємозв'язані з

характером експлуатації лінійної частини, її гідравлічної ефективності, системою обслуговування [66, 108].

На даний час актуальним питанням обслуговування ГПА різних типів на компресорних станціях є оцінка технічного стану кожного одиничного агрегату з метою встановлення його терміну безвідмовної експлуатації, тренду ККД, залишкового ресурсу, періодичності профілактичних ремонтів або необхідності повної заміни. Вихідними даними для проведення розрахунків у вказаному напрямку може служити інформація про історію експлуатації конкретного ГПА, обробка якої вимагає достовірного методичного забезпечення. Очевидно, що детерміновані математичні моделі не можуть гарантувати достовірну оцінку технічного стану повного масиву газоперекачувальних агрегатів різних типів і термінів експлуатації, оскільки передісторія їх експлуатації розглядається як статистична інформація. Тому для вирішення поставлених задач доцільно використати статистичне прогнозування [111].

Головне завдання прогнозування – виявлення оптимальної зміни прогнозування характеристик і параметрів з метою отримання максимального ефекту за заздалегідь обраним критерієм (економічним, технічним, технологічним тощо). При цьому прогноз виступає як результат прогнозування у вигляді сукупності висловлювань про майбутнє досліджуваного процесу.

Основою теорії прогнозування служить прогностика – наукова дисципліна, що вивчає поведінку одних систем (прогнозованих) в залежності від зміни параметрів інших (які прогнозують) [111, 112]. Ці дані необхідні для того, щоб передбачити, що буде відбуватися з системою-функцією, якщо відомо поведінку системи-аргументу в даний час або в певній ситуації. Ретроспекція, діагностика і прогноз – три етапи повного циклу прогнозування. Перший етап полягає в дослідженні прогнозованого процесу в минулому, виявленні і уточненні характеристик і структурних параметрів процесу з його аналізом і розчленуванням, встановленні характеру і змін цих показників. В результаті цього розробляють динамічну модель досліджуваного процесу.

На етапі діагностики встановлюють початкові і допустимі характеристики параметрів, вимірюють їх, вибирають методи прогнозування. На третьому етапі здійснюється прогноз. Етап ретроспекції спрямований в минуле, діагностики – в теперішнє, а етап прогнозу – в майбутнє, причому майбутнє у вигляді прогнозу повертається до сьогодення. На першому етапі вивчається тенденція розвитку процесу, на другому – стан процесу в момент прогнозування, на третьому – розвиток цієї тенденції в майбутньому. Прогноз повинен ґрунтуватися на врахуванні реального процесу зміни технічного стану елементів машин з виявленням впливу комплексу факторів, в першу чергу керуючих, які прогнозують. Ними служать технічні вимоги на ремонт і обслуговування та періодичність контролю (діагностування) технічного стану ГПА. Процес зміни стану можна розглядати як зміну параметрів стану без зміни якості елементів, зі зміною їх якості та зі зміною якості машини.

Перший випадок характеризує нормальну роботу елементів в діапазоні від початкового до граничного стану, другий – відмова, досягнення граничного стану, втрату працездатності елементів, третій – втрату працездатності агрегату, її перехід в об'єкт ремонту (відновлення) або списання. Ці три процеси діалектично пов'язані між собою. Зміна границь початкового і граничного стану елементів впливає на частоту відмов, уповільнює або прискорює перехід машини в об'єкт ремонту або списання. У свою чергу, другий і третій процеси можуть впливати на швидкість зміни першого. Врахування і прогноз технічного стану можливо здійснювати в такій послідовності: процеси з трансформаційних змін параметрів стану і відмови елементів – ремонт (списання) ГПА – визначення вартісних характеристик відмови і ремонту – видача прогнозованих показників, в тому числі показників надійності.

Зміна параметрів технічного стану підпорядкована складним залежностям. Тому в практичних цілях відхилення параметрів від номінальних значень зазвичай виражають з достатньою точністю простими апроксимуючими функціями. У розробці методів прогнозування стану елементів агрегату дуже важливо встановити певну апроксимуючу функцію. Від її вибору залежать

похибка і трудомісткість прогнозування і в кінцевому підсумку весь процес управління безвідмовністю і іншими показниками надійності.

Вимоги, що пред'являються до математичного обґрунтування апроксимуючої функції відхилення параметра, зводяться до наступного. Функція повинна: враховувати фізичну картину відхилення параметра, зокрема зовнішні і внутрішні чинники, випадкову величину швидкості і характер зміни параметра, міжконтрольне напрацювання та ін.; бути зростаючою, відображати інтегральний характер відхилення параметра стану елемента в залежності від напрацювання або терміну служби; бути простою і універсальною, що характеризує лінійну, степеневу, експонентну і інші залежності зміни параметра від напрацювання (терміну служби); містити невелике число коефіцієнтів для полегшення прогнозування, складання номограмм, таблиць та використання простих формул. З аналізу факторів, що впливають на процес зміни параметрів, і вимог, що пред'являються до математичного опису цього процесу, виходять деякі загальні положення. Відхилення параметра стану в залежності від напрацювання або часу необхідно апроксимувати випадковою впорядкованою функцією зі зростаючими реалізаціями. Значення функції в фіксований момент є позитивною багатозначною величиною. Реалізацію зміни параметра можна розглядати як строго або нестрого монотонну, тобто не завжди зростаючу функцію в діапазоні від нуля до граничного відхилення параметра.

З урахуванням заводських і експлуатаційних факторів, які викликають вплив на зміну параметра, можна дослідити його відхилення в будь-який момент напрацювання як суму двох величин

$$u_f = u + w, \quad (3.14)$$

де u_f – фактичне відхилення параметра (безперервна випадкова величина);

u – теоретичне відхилення параметра під впливом внутрішніх, заводських факторів (істотно позитивна безперервна випадкова величина);

w – відхилення величини під впливом зовнішніх, експлуатаційних факторів (безперервна випадкова величина).

Випадкові величини u і w можуть приймати те чи інше значення, невідоме до вимірювання. Величина u формує розподіл параметра в фіксовані моменти напрацювання за усередненими результатами роботи елемента, що характеризує середнє експлуатаційне навантаження; величина w – розподіл відхилення фактичної зміни параметра від усереднюючої кривої. Середні величини всіх підданих випробуванню елементів, отримані за результатами першого та всіх наступних вимірювань, утворюють на графіку ряд експериментальних точок. Побудована за цими точкам з допомогою методу найменших квадратів плавна теоретична крива виражає характер певного процесу зміни параметра сукупності елементів при їх роботі з усередненим експлуатаційним навантаженням. Значення функції в тій чи іншій точці відповідає середньому значенню випадкової величини $u(t)$. Середнє відхилення експериментальної точки від теоретичної кривої дорівнюватиме величині, що прямує до нуля при зростанні числа досліджуваних елементів або часу роботи одного елемента. Замість рівняння (3.14) можна записати в момент часу t як суму двох випадкових величин

$$u(t) = V_c f(t) + V_t f_1(t), \quad (3.15)$$

де $f(t)$, $f_1(t)$ – детерміновані не випадкові функції параметра, що характеризують залежність $u(t)$ від напрацювання;

V_c – випадкова величина, що представляє швидкість зміни параметра під впливом внутрішніх факторів;

V_t – випадкова величина відхилення w на одиницю зміни параметра під впливом зовнішніх факторів.

Величина V_c має розмірність одиниці виміру параметра на одиницю напрацювання, величина V_t в момент t розмірності не має. Розмірності $f(t)$, $f_1(t)$ – відповідно одиниці напрацювання і параметра.

Перший доданок являє собою елементарну випадкову функцію. Всі можливі реалізації цієї функції можуть бути отримані з графіка функції простою зміною масштабу по осі ординат. Елементарна випадкова функція – це найбільш проста з випадкових. У ній V_c – звичайна випадкова величина і $f(t)$ – звичайна невідповідна функція.

Лінійна випадкова функція має вигляд

$$u(t) = V_c t + Z(t). \quad (3.16)$$

Функції (3.15) і (3.16) можуть характеризувати зміну параметра конкретного елемента, тобто одну реалізацію. При цьому V_c є постійною, а $Z(t)$ випадковою величиною в момент t . У випадку гладких або відносно гладких зростаючих реалізацій відхилення параметру стану елемента, а також при наближеному врахуванні реального процесу зміни параметра доданок $Z(t)$ можна прирівняти до нуля. Тоді

$$u(t) = V_c t. \quad (3.17)$$

Проста функція (3.17) називається базовою. Різні варіанти випадкової функції зміни параметра отримуються шляхом послідовного ускладнення цієї функції. Коефіцієнт варіації випадкової величини, отриманої при фіксованому значенні t_1 елементарної випадкової функції $V_c f(t_1)$, є величина стала і рівна коефіцієнту варіації випадкової величини V_c .

У формулі (3.16) $Z(t) = V_t^* f_1(t)$ являє собою функцію відхилення фактичних значень параметра від усередненої гладкої теоретичної кривої. При цьому V_t^* можна розглядати в часі як гаусівський центрований стаціонарний або нестаціонарний процес. Гаусівським він є тому, що в будь-якому перерізі (в будь-який момент часу) значення функції є випадкова величина, що підпорядковується нормальному розподілу. Математичне сподівання випадкової функції в будь-

якому перерізі рівне нулю, тому процес центрований. Стаціонарність процесу характеризується однаковим середнім квадратичним відхиленням випадкової величини в будь-якому перерізі, а також залежністю кореляційної функції тільки від різниці напрацювання (часу). Перший доданок функції (3.15) строго монотонно зростає в залежності від напрацювання. Цю якість використовують для цілей прогнозу.

Як уже зазначалося, характер зміни параметра елемента визначається детермінованою функцією $f(t)$. Вона може бути різною. Критерієм вибору тієї чи іншої функції (лінійної, степеневої, експоненціальної, дробово-лінійної, многочлена n -го ступеня тощо) служить близькість значень апроксимуючої функції фактичним реалізаціям зміни параметра стану елемента. Тут недостатньо узгодження математичного очікування з середньою експериментальною кривою. Необхідно отримати також узгодження системи теоретичних кривих з системою реалізацій. При недостатній близькості системи теоретичних кривих отримують різке зростання коефіцієнтів варіації зміни параметра і ресурсу елементів, що знижує ефективність прогнозування показників машин. Таким чином, в якості критерію апроксимації тут виступають коефіцієнти варіації. Коефіцієнт варіації ресурсу елементів більш інформативний, в зв'язку з тим, що результуює обчислення на всьому діапазоні зміни параметра з урахуванням характеру цієї зміни. Коефіцієнт ж варіації зміни параметра може локально відображати ступінь апроксимації тільки на одній або декількох ділянках.

При апроксимації функції зміни параметра враховують приробку деталей агрегату, протягом якої спостерігається короткочасне різке збільшення зміни параметра. Однак найбільший інтерес представляє не ділянка приробки, а ділянка зміни параметра, близького до граничного значення, так як тут формуються відмови елементів. Тому найбільша ступінь апроксимації бажана в діапазоні від кінця приробки до досягнення параметром граничного відхилення. У більшості випадків з метою досягнення достатнього збігу на згаданому діапазоні теоретичних і експериментальних кривих ділянкою приробки можна знехтувати,

тобто на цій ділянці не апроксимувати зміну параметра. Тоді характер функції зміни на ділянці приробки можна умовно прийняти таким, як

$$u(t) = V_c f(t) + Z(t) + \Delta R. \quad (3.18)$$

Він забезпечує хорошу апроксимацію відхилення параметра від кінця періоду приробки до моменту досягнення граничного відхилення u . У зв'язку з відносно невеликою зміною параметра в період приробки в порівнянні з u варіація показника ΔR , що є за своєю природою випадковим, виявляється величиною другого порядку, яку можна не приймати до уваги. Це дозволяє розглядати показник ΔR як детерміновану величину. У разі $Z(t) = 0$ умова існування елементарної випадкової функції зміни параметра $u(t)$ зберігається при перенесенні члена ΔR в ліву частину виразу (3.18). Наприклад, лінійна апроксимація зміни параметра з ділянкою приробки

$$u_1(t) = V_c t + \Delta R. \quad (3.19)$$

При використанні степеневі функції зміна параметра

$$u_1(t) = V_c t + Z(t) \approx \Delta R. \quad (3.20)$$

При $Z(t) = 0$

$$u(t) = u_1(t) - \Delta R = V_c t^\alpha, \quad (3.21)$$

$$t, \alpha, V_c > 0.$$

У формулі (3.21) V_c чисельно можна розглядати як швидкість зміни параметра при $t = 1$, зменшену в α разів. Дійсно, після диференціювання виразу (3.21) по t і при $t = 1$

$$\frac{\partial[u(t)]}{\partial t} = \alpha V_c. \quad (3.22)$$

При $\alpha = 1$ і $Z(t) = 0$ апроксимуючий вираз представляє елементарну випадкову лінійну функцію. У цьому випадку швидкість зміни параметра для конкретного елемента протягом терміну служби є сталою. При $\alpha > 1$ і $0 < \alpha < 1$ елементи мають відповідно неперервну строго монотонно зростаючу і спадну швидкості зміни параметра стану елемента. Крива відхилення параметра в першому випадку буде вгнутою, у другому – опуклою. Неважко бачити, що степенева функція зміни параметра має достатню універсальність. Коефіцієнтів у цій функції небагато, всі вони мають чіткий фізичний зміст. Тому функцію зручно використовувати для практичного прогнозування. Досягнення параметром граничної величини обумовлює відмову елемента. Щільність розподілу напрацювання до відмови визначають на основі теореми перетворення випадкових величин. Наприклад, в базовій функції

$$u(t) = u_r = V_c t, \quad (3.23)$$

член V_c – випадкова величина з щільністю розподілу φ_0 .

Ресурс елемента, що має швидкість відхилення елемента V_c , яка виражається прямою функцією $t = u_r / V_c; u_r, V_c > 0$.

Тоді щільність розподілу ресурсу при фіксованому граничному відхиленні u_r знаходять як функцію випадкового аргумента [113]

$$\varphi(t) = \varphi_0[R(t)][R^*(t)], \quad (3.24)$$

де $R(t)$ – обернена функція V_c ;

$R^*(t)$ – її похідна.

При нормальному розподілі

$$\varphi(t) = \frac{u_\Gamma}{\sqrt{2\pi}\sigma_V} \exp\left[-\frac{(u_\Gamma/t - m_V)^2}{2\sigma_V^2}\right]. \quad (3.25)$$

При розподілі Вейбула

$$\varphi(t) = \frac{bK_b^b u_\Gamma}{m_V^b t^2} \left(\frac{u_\Gamma}{t}\right)^{b-1} \exp\left[-\left(\frac{K_b u_\Gamma}{m_V t}\right)^b\right]. \quad (3.26)$$

З урахуванням виразу (3.24) щільність розподілу ресурсу елемента при степеневій функції зміни параметра і нормальному розподілі

$$\varphi(t) = \frac{u_\Gamma \alpha}{\sqrt{2\pi}\sigma_V t^{\alpha+1}} \exp\left[-\frac{(u_\Gamma/t^\alpha - m_V)^2}{2\sigma_V^2}\right], \quad (3.27)$$

при розподілі Вейбулла

$$\varphi(t) = \frac{bK_b^b u_\Gamma \alpha}{m_V^b t^{\alpha+1}} \left(\frac{u_\Gamma}{t^\alpha}\right)^{b-1} \exp\left[-\left(\frac{K_b u_\Gamma}{m_V t^\alpha}\right)^b\right]. \quad (3.28)$$

Функція розподілу ресурсу елемента при розподілі Вейбулла в результаті інтегрування (3.28) має вигляд

$$F(t) = \exp\left[-\left(\frac{K_b u_\Gamma}{m_V t^\alpha}\right)^b\right]; K_b = \Gamma\left(\frac{1}{b} + 1\right). \quad (3.29)$$

Після простих перетворень середній ресурс елемента

$$T_{cp} = \left(\frac{K_b u_\Gamma}{m_v} \right)^{1/\alpha} \Gamma \left(1 - \frac{1}{\alpha b} \right). \quad (3.30)$$

Середньоквадратичне відхилення і коефіцієнт варіації

$$\sigma_t = \sqrt{\left(\frac{K_b u_\Gamma}{m_v} \right)^{2/\alpha} \Gamma \left(1 - \frac{2}{\alpha b} \right) - T_{cp}^2}, \quad (3.31)$$

$$v = \frac{\Gamma \left(1 - \frac{2}{\alpha b} \right)}{\left[\Gamma \left(1 - \frac{1}{\alpha b} \right) \right]^2} - 1. \quad (3.32)$$

Гамма-функція справедлива при значенні виразів в круглих дужках більше нуля. У простому випадку з врахуванням (3.15), а член $Z(t)$ з рівняння (3.20) можна записати так

$$Z(t) = V_t^* (V_c t^\alpha). \quad (3.33)$$

При прогнозуванні по середній статистичній зміні параметра сукупності однойменних елементів V_c і V_t є випадковими незалежними величинами в момент часу t . При прогнозуванні по реалізації зміни параметра конкретного елемента V_c представляє собою постійну величину для цього елемента, а V_t – випадкову. У разі гладких реалізацій зміни параметра $V_t = 0$. На відміну від величини V_c , постійної для конкретного елемента, V_t може приймати різні значення, змінюючись з часом. Тому, при V_t/φ_0 , реалізації зміни параметра мають вигляд негладких ламаних кривих.

З урахуванням рівняння (3.23) функція (3.20) має вигляд

$$u(t) = V_c t^\alpha + V_t^* V_c t^\alpha = V_c (1 + V_t^*) t^\alpha. \quad (3.34)$$

При експоненційній функції зміни параметра

$$u_1(t) = ae^{V_c t} - \Delta R; t, \alpha, V_c > 0. \quad (3.35)$$

Після логарифмування виразу (3.35)

$$\ln[u_1(t) + R] = \ln a + V_c t.$$

В такому перетвореному вигляді $\ln a$ буде характеризувати випадкову швидкість зміни параметра, $\ln a$ – показник зміни параметра в період приробки. Щільність розподілу ресурсу елемента в разі нормального розподілу величини $\ln a$ складе

$$\varphi(t) = \frac{\ln u_\Gamma / a}{\sqrt{2\pi\sigma_v t^2}} \exp \left[-\frac{\left(\frac{\ln(u_\Gamma / a)}{t} - m_v \right)^2}{2\sigma_v^2} \right].$$

При розподілі величини V_c за законом Вейбулла середній ресурс елемента можна знайти за формулою

$$T_{cp} = \left(\frac{K_b \ln(u_\Gamma / a)}{m_v} \right)^{1/\alpha} \Gamma \left(1 - \frac{1}{b} \right).$$

За аналогією записують і інші апроксимуючі відхилення параметра функції і виводять оцінки ресурсу елемента. Однак застосування різних апроксимуючих функцій має поряд з відомими перевагами (підвищення точності апроксимації та прогнозу) суттєвий недолік. Кожна функція вимагає своїх прийомів обчислення, прогнозування стану машин, застосування відповідних формул, таблиць і

номограм, що різко ускладнює процес прогнозування. Тому після вибору і знаходження коефіцієнтів будь-якого з апроксимуючих виразів перетворюють його в одну певну функцію, для якої розробляється апарат прогнозування.

Прогнозування з оптимізацією показників агрегатів можливе при наступній логічній послідовності: процеси зміни параметрів стану – відмови складових частин – ремонт і технічне обслуговування агрегату – визначення вартісних характеристик ремонту і технічного обслуговування машини – видача прогнозованих показників. При цьому в першу чергу необхідно мати у своєму розпорядженні функції зміни параметрів технічного стану машини. Оптимізація одних показників при прогнозуванні здійснюється шляхом керування іншими – прогнозованими. В якості керуючих показників в технічному обслуговуванні та ремонті виступають технічні вимоги на операції ремонту і обслуговування, зокрема допустимі відхилення параметрів і міжконтрольні напрацювання складових частин. Аналіз факторів, що впливають на надійність і довговічність ремонтованих елементів машин, показує, що безпосередньо і цілеспрямовано можна змінювати при ремонті і технічному обслуговуванні в першу чергу ці два показники. Останнє обумовлює обов'язкове врахування впливу допустимого відхилення параметрів і міжконтрольні напрацювання елементів на процес і наслідки зміни параметрів.

Зміна параметрів стану елементів машин відбувається випадково. Наслідки зміни параметрів спостерігаються у вигляді відмови або попереджувального відновлення (заміни) елемента, також носять ймовірнісний характер. Тому кожен елемент машин має ймовірність відмови, попереджувальної заміни (регулювання) і середнього ресурсу. Ці характеристики залежать від керуючих показників.

Економічна оцінка ймовірностей відмови і попереджувальних операцій полягає у встановленні витрат з усунення наслідків відмови, проведення попереджувальних заміни, регулювань і перевірки елемента (діагностика, дефектація).

Сума витрат, пов'язаних з усуненням наслідків втрати працездатності ГПА і з попереджувальними операціями, визначає вартісну характеристику ремонту

агрегату. Операції відновлення елементів можуть бути за потребою після відмови, попереджувальними по наробітку або часу роботи і станом. Операції за потребою виконують при досягненні або перевищенні параметром стану граничної величини. Попереджувальні за напрацюванням операції проводять незалежно від зміни параметрів елементів. До них відносяться періодичні контрольні та діагностичні операції. Попереджувальні за станом операції виконують при перевищенні параметрами стану допустимої величин.

При прогнозуванні показників технічного стану ГПА враховують всі категорії відновлювальних операцій. Операції за потребою, попереджувальні за напрацюванням і станом характеризуються відповідними відхиленнями параметрів

$$D > u_r; D = 0; 0 < D < u_r .$$

Прогнозування конкретного показника стану і надійності при наявності типових компонентів починають зі складання цільової функції при певному критерію оптимізації. Цільова функція дає уявлення про прогнозовані показники, критерії оптимізації, типові компоненти прогнозування і необхідні характеристики.

В якості критерію оптимізації найчастіше використовують універсальний економічний критерій, яким являється мінімум питомих витрат (на одиницю напрацювання машини).

При прогнозуванні витримують наступну логічну послідовність. Складають цільову функцію оптимальних прогнозованих показників. Встановлюють характеристики функції зміни параметрів стану елементів машин. Визначають ймовірності відмови, попереджувальних операцій, числа перевірок і середнього ресурсу елементів машин в залежності від характеристик функції зміни їх параметрів стану, керуючих показників. Підраховують ймовірні питомі витрати, пов'язані з усуненням наслідків відмови, проведенням попереджувальних операцій і діагностуванням елементів. Проводять розрахунки, визначають

оптимальні величини прогнозованих показників, складають номограми і таблиці. На підставі отриманих результатів синтезують прогнози. Визначення ймовірностей відмови, попереджувальних, відновлювальних операцій і середнього ресурсу елементів в залежності від характеристик функції зміни їх параметрів, керуючих показників – основний етап прогнозування. Ймовірності відмови і попереджувального відновлення елемента - дві конкуруючі функції, одержувані на основі аналізу та екстраполяції зміни параметра елемента до граничної величини. З їх допомогою відбувається синтез прогнозування з оптимізацією різних показників машин.

Для знаходження ймовірних витрат на одиницю продукції, обумовленим критерієм оптимізації, на основі техніко-економічного аналізу визначають витрати, пов'язані з усуненням наслідків однієї відмови і проведенням попереджувального відновлення, перевірки елемента. Одержані величини множать на відповідні значення ймовірностей відмови, попереджувального відновлення і число перевірок і ділять на середній ресурс елемента. При синтезі прогнозів велику увагу приділяють виявленню та врахуванню зв'язків між змінами параметрів стану елементів, зв'язки встановлюють техніко-економічним аналізом.

Прогнозування за середньостатистичною зміною параметра зазвичай застосовують при відсутності інформації про напрацюванні конкретного елемента в минулому; при встановленні допустимих відхилень параметра елементів, який відновлюють в процесі технічного обслуговування або поточного ремонту; при неможливості використовувати метод прогнозування по реалізації через організаційні труднощі. Цільова функція допустимого відхилення параметра стану елемента найбільш важливого показника, що є основою всіх технічних потреб на ремонт і технічне обслуговування машин, має вигляд

$$G = \min_{0 \leq D \leq u_r} \left[\frac{AQ(D)}{T_{cp}(D)} + \frac{C(1-Q(D))}{T_{cp}(D)} \right], \quad (3.36)$$

де $Q(D)$ - ймовірність відмови елемента за термін його служби в залежності від допустимого відхилення параметра D ;

$T_{cp}(D)$ – фактично використовуваний ресурс елемента по параметру в залежності від D , одиниць напрацювання;

A і C – середні дискретні витрати, пов'язані з усуненням наслідків відмови і попереджувальним відновленням елемента по параметру.

Перший доданок функції (3.36) характеризує питомі ймовірні витрати, пов'язані з усуненням наслідків відмови елемента, другий – з попереджувальним відновленням (заміною) елемента по параметру.

Цільова функція як допустимого відхилення параметра, так і періодичності діагностування має вигляд

$$G = \min_{\substack{0 \leq D \leq u_r \\ t_M > 0}} \left[\frac{AQ(D, t_M)}{T_{cp}(D, t_M)} + \frac{C(1-Q(D, t_M))}{T_{cp}(D, t_M)} + \frac{BK_n(D, t_M)}{T_{cp}(D, t_M)} \right], \quad (3.37)$$

де B і $K_n(D, t_M)$ – витрати, пов'язані з діагностуванням;

n – число перевірок елемента в залежності від допустимого відхилення параметра і періодичності діагностування без врахування перевірок при попереджувальному відновленні і усуненні наслідків відмови.

Цільова функція (3.37) враховує те, що в момент досягнення параметром стану складової частини граничного значення, що характеризує відмову, агрегат зупиняють в міжконтрольній період і складову частину замінюють (відновлюють). Це спостерігається при явно виражених ознаках відмови. При відсутності таких ознак момент настання прихованої відмови не збігається з моментом відновлення складової частини. Невідповідність моментів відмови і відновлення характеризується ймовірністю усунення наслідків відмови або його виявлення в міжконтрольному періоді. При наявності цієї ймовірності частину відмови складових частин відновлюють після чергового діагностування, що збільшує фактично використовуваний ресурс на величину, яка визначає середнє

напрацювання від моменту появи прихованого відмови до відновлення складової частини.

Функція (3.37) не враховує безперервні витрати, пов'язані з погіршенням роботи складової частини агрегату. З урахуванням ймовірності усунення наслідків відмови в між контрольному періоді і безперервних витрат цільова функція (3.37) після перетворень набуде вигляду

$$G = \min_{\substack{0 \leq D \leq u_{\Gamma} \\ t_M > 0}} \left[C \frac{(A_0 - 1)Q_1Q(D, t_M) + B_0K_n(D, t_M) + 1}{T_0(D, t_M) + \Delta t_0} + \frac{S(D, t_M, Q_1)}{T_0(D, t_M) + \Delta t_0} \right], \quad (3.38)$$

де A_0 і B_0 - дискретні витрати A і B у одиницях і долях витрат C ; $A_0 = A/C$; $B_0 = B/C$; $T_0(D, t_M)$ і Δt_0 - фактично використовуваний ресурс складової частини і середнє напрацювання від моменту появи її відмови до відновлення в одиницях і долях міжконтрольного наробітку;

$T_0(D, t_M) = T_{cp}(D, t_M)/t_M$; $\Delta t_0 = \Delta t/t_M$; D_0 - допустиме відхилення параметра в частках граничного відхилення; $D_0 = D/u_{\Gamma}$.

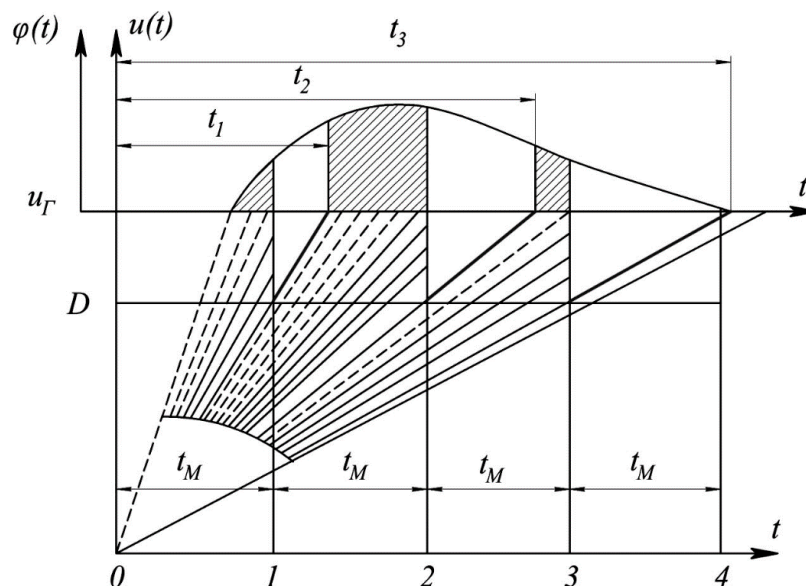


Рисунок 3.9 – Вплив допустимого відхилення елементів на ймовірність відмови

Нормування величин дозволяє зменшити число аргументів функції (3.38) і розширити область її застосування. Зв'язок аргументів функції (3.37) з показниками динаміки зміни параметра може бути показаний на спрощеному прикладі лінійних реалізацій параметра стану складової частини з розсіюванням швидкості його зміни (рисунка 3.9). Точки перетину реалізацій параметра з прямою u_r , що відповідає граничному відхиленню, формують безперервну щільність розподілу технічного ресурсу складової частини по параметру. При наявності допустимого відхилення параметра D випадкова величина технічного ресурсу стає дискретно безперервною. Дискретність з'являється внаслідок заміни (регулювання або іншого відновлення номінального значення параметра) складової частини з відхиленням параметра більш за D в момент $t_M, 2t_M, 3t_M$ і т.д. Складові частини повинні були відмовляти в інтервалах $t_M \dots t_1, 2t_M \dots t_2, 3t_M \dots t_3$. Однак в результаті контролю (діагностування) при технічному обслуговуванні вони були попереджувально відновлені. Складові частини, відхилення параметрів стану яких менші за допустимі, відмовляють далі після досягнення граничного відхилення внаслідок великої швидкості зміни параметра (зношування). Ймовірність відмови таких складових частин відповідає заштрихованим площам, обмеженим кривою розподілу технічного ресурсу $\varphi(t)$ і інтервалами $t_1 \dots 2t_M, t_2 \dots 3t_M$.

У міру збільшення D і наближення її до u_r ймовірність попереджувальної заміни зменшується, а ймовірність відмови (заштрихована площа) зростає. Граничний знос, зазор в з'єднанні, що обумовлюють втрату працездатності складової частини агрегату, в більшості випадків встановлюють відносно легко за технічними критеріями. Неправильно ж встановлене допустиме відхилення параметра виявляється з великим запізненням – по різкому збільшенню потоку відмов, витрати запасних частин, попереджувальних операцій по регулюванню або заміні складових частин. Аналізуючи рисунок 3.9, можна вивести формулу ймовірності відмови в залежності від технічних вимог D і t_M при лінійній зміні

параметра. Якщо щільність розподілу ресурсу $\varphi(t)$ при $D=u_\Gamma$, то ймовірність відмови в i -му експлуатаційному періоді

$$q_i(D, t_M) = \int_{t_{i-1}}^{t_M} \varphi(t) dt, \quad (3.39)$$

де $t_{i-1} = (u_\Gamma / D)(i-1)t_M; i = 1, 2, \dots, n_1$.

При $i=1$ величина $t_{i-1} = 0$. Відмови відбуваються за умови, що верхня границя інтегралу (3.39) більша за нижню. З зростанням i ця різниця зменшується. Останній експлуатаційний період, в якому може спостерігатися відмова, цілочисельно визначиться співвідношенням

$$n_i = \left[\frac{1}{1 - \frac{D}{u_\Gamma}} \right]. \quad (3.40)$$

Загальна ймовірність відмови складової частини по параметру в залежності від його допустимого відхилення і періодичності діагностування

$$Q(D, t_M) = \sum_{i=1}^{n_1} q_i. \quad (3.41)$$

У разі універсальної степеневі функції зміни параметра (3.20) при $Z(t) = 0$

$$t_{i-1} = (u_\Gamma / D)^{\frac{1}{\alpha}} (i-1)t_M; \quad \text{та} \quad n_i = \left[\frac{1}{1 - \frac{D}{u_\Gamma}} \right]. \quad (3.42)$$

При нормальному розподілі ресурсу і $\alpha = 1$

$$Q(D, t_M) = \sum_{i=1}^n \left[F_0 \left(\frac{i - T_0}{\sigma_0} \right) - F_0 \left(\frac{\frac{i-1}{D_0} - T_0}{\sigma_0} \right) \right]. \quad (3.43)$$

При розподілі Вейбула

$$Q(D, t_M) = \sum_{i=1}^n \exp \left[- \left(\frac{K_b (i-1)}{D_0 T_0} \right)^b \right] - \exp \left[- \left(\frac{K_b i}{T_0} \right)^b \right], \quad (3.44)$$

де F_0 – індекс нормованої и центрованої функції нормального розподілу випадкової величини;

σ_0 – середньоквадратичне відхилення ресурсу складової частини по параметру в одиницях міжконтрольного наробітку.

Аналіз показує, що функція середнього фактично використовуваного ресурсу або фактично використовуваного наробітку є сумою трьох складових

$$T_0(D, t_M) = f_1(D, t_M) + f_2(D, t_M) + f_{13}(D, t_M), \quad (3.45)$$

або в розгорнутому вигляді,

$$T_0(D, t_M) = \sum_{i=1}^{n_1} \int_{t_{i-1}}^{it_M} t \varphi(t) dt + \sum_{i=n_1+1}^{n_2} it_M \int_{it_M}^{t_i} \varphi(t) dt + \sum_{i=1}^{n_1} it_M \int_{t_{i-1}}^{t_i} \varphi(t) dt, \quad (3.46)$$

$$n_2 = [(2,5 \dots 3) T_{cp} / t_M].$$

Перший доданок цієї функції $f_1(D, t_M)$ характеризує ресурс тих складових частин, які відмовляють у експлуатаційних міжконтрольних періодах від 1 до n_1 . Другий доданок характеризує ресурс складових частин, попереджувально замінних після 1-го, ..., n_1 -го контролю, третій - ресурс складових частин, попереджувально замінних після $(n_1 + 1)$ -го, $(n_1 + 2)$ -го, ..., n_2 -го контролю.

При нормальному розподілі складові середнього фактично використуваного ресурсу

$$\begin{aligned}
 f_1(D, t_M) &= T_0 Q(D, t_M) - \sigma_0 \sum_{i=1}^{n_1} \left[\varphi_0 \left(\frac{i - T_0}{\sigma_0} \right) - \varphi_0 \left(\frac{\frac{i-1}{D_0} - T_0}{\sigma_0} \right) \right], \\
 f_2(D, t_M) &= \sum_{i=1}^{n_1} i \left[F_0 \left(\frac{i/D_0 - T_0}{\sigma_0} \right) - F_0 \left(\frac{i - T_0}{\sigma_0} \right) \right], \\
 f_3(D, t_M) &= \sum_{i=n_1+1}^{n_2} i \left[F_0 \left(\frac{i/D_0 - T_0}{\sigma_0} \right) - F_0 \left(\frac{\frac{i-1}{D_0} - T_0}{\sigma_0} \right) \right],
 \end{aligned} \tag{3.47}$$

де $n_2 = [2,5...3]T_0$, φ_0 – індекс щільності нормованого и центрованого розподілу випадкової величини.

Наведені формули є узагальненими. З них при $D = u_r$ або $D = 1$ можна отримати формули ймовірності відмови і середнього ресурсу складової частини агрегату. Рівняння (3.47) дозволяють визначати ймовірність відмови і середній ресурс складової частини при відносно гладких реалізаціях зміни її параметра. Такі реалізації спостерігаються у герметично закритих деталей. Більш складним і універсальним є варіант визначення $Q(D, t_M)$ і $T_0(D, t_M)$, що враховує реалізації зміни параметра у вигляді ламаних кривих. При цьому в рівнянні (3.20) член $Z(t)$ розглядають як випадковий процес. Ще більш складною виявляється задача визначення ймовірності відмови і середнього ресурсу елемента при випадкових міжконтрольних напрацюванні і граничному відхиленні параметра.

Середнє число перевірок (діагностувань) складової частини протягом терміну її служби без урахування перевірок при попереджувальному відновленні і усуненні наслідків відмови можна визначити наступним чином

$$K_r(D, t_m) = \sum_{i=1}^{n_2} \int_{t_{i-1}}^{\infty} \varphi(t) dt, \quad (3.48)$$

Прогнозування по реалізації зміни параметра зазвичай застосовують при визначенні ресурсу або залишкового ресурсу конкретного елемента, заміна або ремонт якого обумовлює капітальний ремонт агрегату, якщо відомі напрацювання елемента і інші його показники.

При прогнозуванні по реалізації приймається, що зміна параметра конкретного елемента характеризується екстраполяційною функцією і середнім квадратичним відхиленням цієї функції від фактичної зміни параметра. Екстраполяційна функція визначається за зміною параметра конкретного елемента в минулому. Кожній зміні параметра відповідають певні допустима його величина і залишковий ресурс елемента. Прогнозування по реалізації дає більший техніко економічний ефект, ніж прогнозування по середньому статистичному. Це досягається за рахунок значного зменшення варіації зміни параметра елемента, який контролюється, так як при прогнозі замість математичного очікування випадкової функції зміни використовують її реалізацію. Однак впровадження результатів прогнозування елемента пов'язане зі збором відомостей про напрацювання кожного елемента, що не завжди представляється можливим.

При прогнозуванні по реалізації використовують ті ж апроксимуючі функції, що і при прогнозуванні по середньому статистичному, наприклад степеневу $u(t) = V_c t^\alpha + Z(t)$. В даному випадку в якості випадкової величини виступає $Z(t)$ в момент t . Показник V_c знаходять за результатами вимірювання параметра стану конкретного елемента з урахуванням його напрацювання.

Нехай в момент t_k машину піддали технічному діагностуванню, в результаті якого визначено зміну параметра $u(t_k) = u_k$. У разі заданого прогнозованого напрацювання (перше завдання) рішення зводиться до відповіді на питання: чи не перевищує значення u_k допустиме за умови, що машина

повинна ще працювати протягом t_M . Якщо t_M не задано (друге завдання), то знаходять залишковий ресурс елемента по параметру при відомих u_K і t_K .

У найпростішому випадку рішення задачі зміни параметра характеризується гладкими опуклими або увігнутими кривими, тобто однією елементарною випадковою степеневою функцією $Z(t) = 0$. При цьому вважається, що характеристики випадкової функції зміни параметра, зокрема показник α , відомі. Ці характеристики зазвичай встановлюють на основі аналізу реалізацій параметра сукупності даних елементів в минулому.

Після визначення t і $u(t)$, використовуючи вираз (3.20), знаходять показник швидкості зміни параметра

$$V_c = \frac{u(t_K)}{t^\alpha} = \frac{u_1(t_K) - \Delta R}{t^\alpha}. \quad (3.49)$$

Потім екстраполюють (прогнозують), беручи до уваги задане майбутнє напруження t_M . При зміні параметра $u(t_K + t_M) = V_c(t_K + t_M)^\alpha$, що не перевищує граничне значення u_Γ , даний елемент не потребуватиме попереджувального обслуговування. Залишковий ресурс, коли t_M не задано, підраховують за формулою

$$t_{\text{зал}} = t_K \left[\left(\frac{u_\Gamma}{u_K} \right)^{\frac{1}{\alpha}} - 1 \right]; u(t_K + t_{\text{зал}}) = u_\Gamma; t_{\text{зал}} = t_M$$

При врахуванні випадкової помилки $Z(t)$ вираз (3.29), обумовлений тим, що реалізація зміни параметра являється ламаною зростаючою кривою, рішення задачі ускладнюється. Відомо, що такий вид реалізації пояснюється випадковим характером експлуатаційних навантажень елемента.

На рисунку 3.10 представлені реалізація зміни параметра у вигляді суцільної ламаної лінії, штрихові лінії, що характеризують екстраполяційну функцію з показниками V_c і α , і відхилення реалізації $Z(t)$ від екстраполяційної

безвідмовної роботи. Застосування економічного критерію пов'язано з дотриманням умови (цільової функції): ймовірні питомі витрати, що виникають при усуненні наслідків відмови за прогнозований період і при заміні в кінці періоду, повинні бути менші питомих витрат на заміну в момент прогнозу t . Умова досягається в разі нерівності

$$\frac{C}{t} \geq \frac{AQ(t, t_M)}{T_{cp}} + \frac{C(1-Q(t, t_M))}{T_{cp}} \quad (3.50)$$

або

$$1 \geq \frac{t[A_0 - 1]Q(t, t_M) + 1}{T_{cp}}; A_0 = \frac{A}{C}.$$

Зміну параметра апроксимують різними функціями. При цьому v_z – середньоквадратичне відхилення V_t^* у формулі (3.15) – відображає як випадкове відхилення реалізації від теоретичної кривої зміни параметра під впливом зовнішніх чинників, так і помилку екстраполяції зміни параметра. Помилка екстраполяції з'являється в зв'язку з тим, що індивідуальну швидкість зміни параметра в момент t визначають з похибкою, викликаної тією ж величиною $Z(t)$ за попередній період роботи елемента.

При прогнозуванні по середньому статистичному замість помилки екстраполяції виступає помилка апроксимації функції зміни параметра, на яку також впливає величина $Z(t)$.

Для вирішення завдання, як і при першому методі прогнозування, знаходять ймовірність відмови $Q(t_M)$ і середній ресурс елемента T_{cp} . При зміні параметра елемента у вигляді ламаної кривої можна визначити залишкові ресурси: середній, граничний, оптимальний і з заданої ймовірністю безвідмовної роботи.

Середній залишковий ресурс є окремим випадком залишкового ресурсу з ймовірністю безвідмовної роботи, що дорівнює 0,5. Підстановка граничного залишкового ресурсу в вираз (3.50) перетворює його в рівність. Оптимальний

залишковий ресурс обумовлює мінімум цього виразу. При визначенні граничного і оптимального залишкових ресурсів застосовують економічний критерій питомих витрат. Цільова функція оптимального залишкового ресурсу при прогнозуванні по реалізації має вигляд

$$G = \min \left[\frac{AQ(t_{зал})}{T_{cp}} + \frac{C(1-Q(t_{зал}))}{T_{cp}} \right]. \quad (3.51)$$

Ймовірність відмови елемента по прогнозованому параметру при $u_{\Gamma} = V_c(t_K + t_{зал})^{\alpha} + Z(t)$, тобто $u(t_K + t_{зал}) = u_{\Gamma}$, або, враховуючи $Z(t) = V\Delta u$

$$u_{\Gamma} = V_c(t_K + t_{зал})^{\alpha} + V^*[V_c(t_K + t_{зал})^{\alpha} - V_c t_K]. \quad (3.52)$$

Визначаючи щільність розподілу функції залишкового ресурсу від випадкового аргументу V^* (величина V_c для конкретного елемента постійна), отримують при нормальному розподілі цього аргументу зі середньоквадратичним відхиленням σ_{Γ} величини V^* функцію ймовірності відмови елемента за прогнозований період $t_{зал}$

$$Q(t_{зал}) = 1 - p_0(\xi), \quad (3.53)$$

$$\xi = \frac{u_{\Gamma} / u_t - (1 + t_{зал} / t_K)}{[(1 + t_{зал} / t_K)^{\alpha} - 1] \sigma_{\Gamma}}$$

де $p_0(\xi)$ – нормально розподілена функція випадкової величини з нульовим математичним очікуванням і середнім середньоквадратичним відхиленням рівним одиниці, тобто табульований інтеграл ймовірності.

Запропоновані методи, що базуються на використанні стохастичних математичних моделей з використанням в якості вихідної інформації передісторії експлуатації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях,

дозволяють оцінити реальний технічний стан кожного ГПА і прогнозувати його залишковий ресурс та ймовірність безвідмовної роботи. Проведені розрахунки даватимуть змогу прийняття конкретних техніко-економічних рішень, які стосуються характеру подальшого обслуговування обладнання компресорних станцій, вибору стратегій контролю параметрів технічного стану, планування профілактичних ремонтів або заміни газоперекачувальних агрегатів, а, що основне, виведення з експлуатації окремих ГПА чи КС при недовантаженні.

3.3 Оптимальне керування транспортом газу з урахуванням надійності

Зниження енерговитратності на транспортування газу може бути досягнене за рахунок раціонального використання підземних сховищ газу (ПСГ), які можна використовувати як шляхові споживачі чи джерела поступлення газу в систему. Основні ємності ПСГ розташовані на західних ділянках ГТС, що сприяє надійному забезпеченню газом споживачів Західної Європи. Однак, для газозабезпечення споживачів України (особливо центральних і східних регіонів) доцільно використати ємності ПСГ в цих регіонах. Це скоротить, а, можливо, виключить необхідність реверсних перекачувань газу в зимовий період. Однак при виборі обсягів закачування газу в кожне ПСГ необхідно враховувати весь комплекс техніко-економічних показників зберігання газу та прогноз газоспоживання конкретного регіону, що вимагає наукового підходу до експлуатації ПСГ і узгодженої їх роботи в загальній системі транспортування газу. Однак, за час експлуатації родовища продуктивні горизонти обводнилися, що утруднює формування газового покладу підземного сховища газу. З іншого боку, наявність ПСГ в системі транспорту газу призводить до збільшення затрат на транспорт, що в кінцевому результаті веде до зростання ціни на газ. Тому експлуатація ПСГ повинна бути настільки ефективною, щоб економічно виправдати додаткові затрати на зберігання газу.

В період дефіциту постачання газу в Україну особливе значення надається скороченням недопоставок його споживачам, тобто повному і безперебійному їх

газозабезпеченню. З іншого боку зростають втрати газу, пов'язані з технологічними затратами на транспортування, зокрема, викликані нестаціонарністю газових потоків і частими змінами режимів роботи газотранспортної мережі [114–119].

В загальному випадку оптимізаційні розрахунки режимів роботи магістральних газопроводів призначені для вирішення трьох основних задач: визначення максимальної продуктивності, розрахунку оптимального режиму із заданою продуктивністю і вибору оптимальної стратегії, розвитку газопроводу. Результати розрахунку режимів оптимізаційних задач використовуються для наступних цілей: перспективного планування, планування режимів в календарних циклах і оперативних розрахунків. При виконанні перспективних розрахунків застосовуються вихідні дані, які були визначені при проектуванні газопроводу. При плануванні режимів в календарних циклах в якості вихідних даних використовуються результати статистичної обробки інформації по фактичному стану газопроводу в цілому за будь-який період часу, а також результати рішення задач прогнозування. Для проведення оперативних розрахунків необхідна інформація по фактичному стану газопроводу в необхідні моменти часу. В останній час завантаження ГТС знижується, що може призвести до недопоставок газу споживачам, тому виникають нові проблеми перед експлуатуючими організаціями і в деяких випадках потрібно переглядати принципи управління системою.

Як відомо, втрати від недопоставок газу споживачам значно перевищують втрати, пов'язані з технологічними затратами на транспорт газу [65]. Тому тут розглядається задача вибору оптимального співвідношення між вартістю і надійністю перекачування газу. Зазначена задача досліджується за допомогою змішаної моделі, заснованої на використанні методів динамічного програмування і математичних методів теорії надійності.

Для задоволення вимог максимізації навантаження газотранспортної системи при відповідних технологічних обмеженнях і гарантії безперервності в

постачанні споживачам заданої витрати газу зазвичай вирішуються такі основні завдання:

- прогнозування навантаження протягом певного інтервалу часу (добы, тижня і т. д.);
- виділення набору газоперекачувальних агрегатів компресорної станції;
- відшукування оптимального розподілу загального навантаження між газоперекачувальними агрегатами, що мінімізує сумарну вартість перекачування.

Ці три проблеми тісно пов'язані між собою. У зв'язку з цим зазначені проблеми об'єднуються під загальною назвою планування перекачування газу.

Методи аналізу роботи елементів газопостачання можна розділити на теоретичні (математичні), експериментальні і експериментально-теоретичні. Теоретичний аналіз може бути аналітичним або чисельним, таким, що проводиться за допомогою сучасних комп'ютерних систем. [120–129]

У першому випадку отримуються результати у вигляді формул, що дозволяють досить просто і наочно простежити залежність вихідних координат від початкових даних, структури системи і її параметрів. Проте іноді зв'язки настільки складні і важко простежуються, що для кожного випадку треба проводити розрахунок з урахуванням нелінійності, інерційності, змінності в часі параметрів. Аналітичні рівняння отримують шляхом теоретичного аналізу процесів тепло- і масопереносу, фізико-хімічних перетворень і т. д. Найбільші труднощі виникають при знаходженні чисельних значень коефіцієнтів отриманих рівнянь. Для цього необхідно заздалегідь знати геометрію елемента, швидкості руху, коефіцієнти теплопередачі і т. д. Критерієм правильності складених рівнянь є збіг з певною точністю їх чисельних рішень з експлуатаційними даними.

Під математичною моделлю процесів газопостачання розуміється сукупність рівнянь, що описують технологічний процес, в стаціонарному або нестаціонарному режимі. Стаціонарні моделі описують характер зав'язків між вхідними x і вихідними y значеннями елементів системи газопостачання у встановленому і в переважній більшості випадків є рівняннями типу $y=f(x_1, x_2, \dots, x_n)$. Функція f найчастіше нелінійна. Як, наприклад, у формулі

пропускної спроможності газопроводів. Рівняння нестационарного режиму характеризують поведінку вихідних координат елементів газопостачання в несталому режимі, при постійній зміні вхідних в часі. Найчастіше процеси підготовки газу описуються звичайними диференціальними рівняннями, а процеси транспорту газу – рівняннями в часткових похідних. У багатьох випадках доцільно, якщо це потрібно, використати інтегральні рівняння. При малих змінах вхідних координат x_1, x_2, \dots, x_n нелінійна функція f може бути лінеаризована, що часто використовують, наприклад, в рівняннях руху газу. Рівняння стаціонарного режиму в загальному випадку містяться в рівняннях нестационарних режимів і можуть бути отримані прирівнюванням нулю усіх похідних в часі.

Основна перевага експериментальних досліджень – усунення джерел похибок, пов'язаних з недостатністю апріорної інформації при складанні аналітичної моделі елементів системи газопостачання. Проте для експериментальних досліджень потрібна наявність стендів (які на початковому етапі проектування найчастіше відсутні) для великого числа випробувань з їх подальшою математичною обробкою. Можливості експериментальних методів обмежуються також вузьким діапазоном початкових даних і, головне, практичною неможливістю у ряді випадків відтворення результатів експерименту в експлуатаційних умовах або близьких до них через великі економічні втрати або тривалості експерименту. Експериментальні дослідження найчастіше поділяють на лабораторні, напіввиробничі і виробничі.

При лабораторних дослідженнях частина елементів замінюється їх математичними моделями, і тому дослідження найчастіше зводиться до експериментально-теоретичного, тобто, частина фізичних процесів має нереальний характер, а замінюється, на підставі аналітичних залежностей, їх моделями з використанням критеріїв теорії подібності. Найчастіше для завдань проектування і експлуатації систем далекого транспорту газу застосовуються усі методи: на початковій стадії, найчастіше, – теоретичні дослідження, потім – лабораторні і, нарешті, – напіввиробничі і виробничі випробування.

Для завдань диспетчерського керування системами газопостачання необхідно мати математичний опис процесів газопостачання, отримані тим або іншим розглянутим методом. Будь-який елемент системи газопостачання характеризується вхідними і вихідними параметрами, які можуть бути керованими і некерованими. На ті і інші накладається певні технологічні, економічні та, з точки зору пожежної небезпеки, безпекові обмеження. Є також ряд зовнішніх чинників, найчастіше випадкових, які також необхідно враховувати в математичному описі.

Використовуються два методи математичного опису: перший ґрунтується на отриманні фізико-хімічних закономірностей, другий – на теоретичній можливості опису процесу за допомогою тих або інших формальних математичних виразів.

Перший метод ґрунтується на ретельному вивченні процесів тепло- і масопереносу в елементах систем газопередачі. Математичний опис в цьому випадку складається з рівнянь матеріального балансу, теплового балансу і т. д. Наприклад, в простому випадку рух газу по трубах описується рівняннями, в яке входить рівняння збереження кількості руху і рівнянням стану збереження маси.

При другому методі для математичного опису використовуються емпіричні математичні залежності. Наприклад, для формули в'язкості неньютонівських рідин запропонований не один десяток емпіричних залежностей. Часто теорія подібності в чистому вигляді не може бути застосована до процесів, що протікають в елементах газопередачі, наприклад, до процесів в апаратах осушення газу сорбентами. Тому формальні емпіричні закономірності, отримані для лабораторних установок, не можна без додаткових досліджень використати для розрахунку промислових установок. Математичний опис ґрунтується на фізико-хімічних закономірностях, адекватно технологічному процесу. Тому другий метод доцільно застосовувати за відсутності апріорної інформації про структуру системи і фізико-хімічні процеси, що протікають в ній, для оцінки меж використання аналітичних методів, а при великій складності аналітичного опису – для отримання простіших аналітичних виразів. Проблема визначення

математичного опису в елементах систем транспорту газу в стаціонарному (статичні характеристики) і несталому (динамічні) режимах є проблемою ідентифікації характеристик елементів систем транспорту газу. Її рішення складається з: вибору методу, виходячи з конкретних умов роботи елемента газопостачання і наявної апріорної інформації про його властивості; вибору умов роботи і дій на цей елемент, при яких слід знімати експериментальні дані; обробки експериментальних даних для визначення шуканих характеристик; оцінки точності і т. д.

Повна математична модель системи складається з опису зв'язків між параметрами технологічного процесу:

- для компресорних станцій

$$F_1(P_{Bi}, P_{Hi}, Q_i, R_i, n_i, N_i) = 0,$$

- для лінійних ділянок

$$F_2(P_{Hi}, P_{Bi+1}, Q_i) = 0,$$

де P_{Hi} , P_{Bi} – тиски на вході і виході i -тої компресорної станції, продуктивність якої Q_i ;

R_i – кількість газоперекачувальних агрегатів на i -тій компресорній станції, працюючих зобертами ротора n_i , загальною потужністю N_i .

На параметри режимів роботи накладено обмеження:

- для тисків

$$P_{B \min} \leq P_i \leq P_{H \max},$$

де $P_{H \max}$ – максимально допустимий тиск з умови міцності трубопроводу;

$P_{B \min}$ – мінімально допустимий тиск з умови нормальної роботи газоперекачувальних агрегатів;

- для продуктивності газоперекачувальних агрегатів

$$Q_i \geq 1,1 \cdot Q_{\min},$$

де Q_{\min} – мінімально можлива продуктивність з умови запобігання помпажу;

- для обертів ротора газоперекачувальних агрегатів

$$n_{\min} \leq n_i \leq n_{\max},$$

де n_{\min} , n_{\max} – границі технологічно допустимих обертів ротора приводу агрегату з максимальною потужністю $N < N_{\max}$.

В якості критерію оптимальності пропонується використати енерговитрати на транспорт та умови забезпечення заданого рівня надійності газопостачання.

Вказана інформація використовується в якості вихідних даних для процедури оптимізації керування режимом транспортування газу, принципова схема якої наведена нижче.

З метою вирішення завдання оптимального планування перекачування газу перш за все відшукуються очікувані втрати через недостатню надійність постачання споживачів газом. Відмови при постачанні газу викликані випадковим характером функціонування системи, які проявляються у відмовах окремих елементів, а також у випадковому коливанні навантаження системи. Кожен агрегат системи в процесі функціонування може перебувати в стані відмови і в стані роботи з частковою втратою вихідної потужності. Ймовірності стану системи представляються у вигляді добутку ймовірностей стану окремих елементів.

Нехай $M_l(t_1, t_2)$ – математичне очікування частки часу знаходження системи в стані l протягом інтервалу (t_1, t_2) , тоді

$$M_l(t_1, t_2) = \frac{1}{t_1 - t_2} \int_{t_1}^{t_2} P_i(t_i) dt, \quad (3.54)$$

де $P_i(t_i)$ – ймовірність того, що в момент t_i система знаходиться в стані i .

Ймовірності станів всієї системи, що складається з R агрегатів, в дискретному виді матиме вигляд

$$P_i(t_i) = \prod_{r=1}^R P_{ri}(t) \quad (3.55)$$

Якщо $t=n\Delta t$, де Δt – крок часу, то вираз (3.55) набуде вигляду

$$P_i(n\Delta t) = \prod_{r=1}^R P_{ri}(n\Delta t)$$

Тоді інтеграл (3.54) можна представляти в дискретному вигляді

$$M_l(t_1, t_2) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^N \frac{P_i(n\Delta t) + P_i(n+1)\Delta t}{2} = \frac{I_i(t_1, t_2)}{(t_1 - t_2)} \quad (3.56)$$

Очікуване число переходів в стан i на інтервалі часу (t_1, t_2) визначається формулою

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \int_{t_1}^{t_2} P_j(t) \lambda_{ji} dt \quad (3.57)$$

де λ_{ji} – інтенсивності переходів зі стану i в стан $i+1$, $j=i+1$.

У дискретній формі маємо

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_i(t_1, t_2)$$

Припустимо, що для перекачки газу на інтервал часу (t_1, t_2) виділено певну кількість агрегатів R і прогнозована кількість перекачування становить G_0 . Протягом зазначеного інтервалу часу справжнє навантаження G може коливатися щодо величини G_0 відповідно до нормального закону розподілу.

Недостатність в постачанні газу, яка виникає в результаті відмови деяких агрегатів і внаслідок випадкових збурень, теоретично може коливатися від 0 до G

(на практиці діапазон зміни нестачі кількості газу досить вузький через акумулюючу здатність газопроводу). В силу цього передбачається, що залежність між загальними вартісними втратами і величиною нестачі кількості газу є лінійною

$$C^n = C_1 H,$$

де C^n – вартісні втрати; C_1 – коефіцієнт; H – недостача газу споживачам.

При нормальному законі розподілу випадкових величин загальні втрати підсумовуються як втрати на перекачування та втрати через недоподачу газу. Ці втрати можна подати таким чином

$$W = C_2 \sum_j \sum_i [\sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_{ij}(t_1, t_2)] u_{ij}^n A_j + C_3 \sum_j \sum_i I_{ij}(t_1, t_2) H_{ij} A_j,$$

де C_2, C_3 – коефіцієнти, що враховують вартість від перекачування і недоподачі;

u_{ij}^n – дискретна зміна втрат за час Δt ;

A_j – коефіцієнт, що враховує розподіл втрат по нормальному закону.

Кількість перекачуваного газу G_0 , зазначені втрати і недостача H приймають дискретні значення в інтервалах $n\Delta t$, де число можливих значень H залежить від числа станів всієї системи, причому кожному стану відповідає певне значення потужності комбінацій агрегатів. Для цього можна використовувати наближений метод розрахунку пропускної здатності системи, заснований на однотипності рівнянь падіння тиску для різних елементів. В якості універсального рівняння для агрегату можна використати вираз

$$P_i^2 - \alpha P_j^2 = \varphi Q_{ij} + \psi Q_{ij}^2, \quad (3.58)$$

де Q – продуктивність газопроводу.

Дане рівняння використовується також для еквівалентування груп паралельно включених агрегатів компресорної станції, що і є звичайним

з'єднанням ГПА. Коефіцієнти α , φ , ψ є параметрами r -го агрегату, які вважаються відомим; P_{1r} , P_{2r} – тиски на вході і виході r -го агрегату, тобто

$$P_{1r}^2 - \alpha_r P_{2r}^2 = \varphi_r Q_{ij} + \psi_r Q_{ij}^2,$$

$$Q = \sum_{r=1}^R m_r Q_r,$$

де r – номер ГПА в групі;

R – число ГПА в групі;

m_r – коефіцієнт, що дозволяє виключити з розгляду непрацюючі елементи, рівний 1, або 0.

Для двох послідовно з'єднаних елементів еквівалентні коефіцієнти

$$\alpha = \alpha_1 \alpha_2; \varphi = \varphi_1 + \alpha_1 \varphi_2; \psi = \psi_1 + \alpha_1 \psi_2.$$

Отримані рівняння не в повному обсязі визначають пропускну здатність системи через обмеження за продуктивністю кожного агрегату, тому їх доцільно звести до іншого виду відносно витрат на перекачування

$$f_1(Q) = f(\varepsilon_i, N_i, \eta_i, n_i, C_i), \quad (3.59)$$

де ε_i – ступінь підвищення тиску;

N_i – потужність агрегату;

η_i – ККД;

n_i – частота обертання;

C_i – питомі витрати.

Позначивши a_r , b_r нижні і верхні межі вихідної потужності кожного агрегату, матимемо

$$A_R \leq G \leq B_R,$$

де

$$A_R = \min(a_1, a_2, \dots, a_r); B_R = \sum_{r=1}^R b_r.$$

З графіків споживання можна отримати верхні і нижні границі необхідної кількості газу для k -го споживача на кожному кроці обчислення. Тоді мінімум вартості в одиницю часу є оптимальним рекурентним співвідношенням

$$f_R(G) = \min\{f_R(x) + f_{R-1}(G-x)\},$$

де x – поточна кількість перекачуваного газу.

Якщо ε_i , η_i , n_i – постійні величини, то використання останніх співвідношень дає оптимальну схему виділення агрегатів і розподілу навантаження між ними. При сталості ε_i , η_i , N_i можна отримати оптимальне керування у вигляді зміни частоти обертання n_i .

З урахуванням втрат через ненадійність перекачування газу завдання оптимального планування представляється в такий спосіб. Для прогнозованого добового споживання відрізок в 24 години розділяється на 12 інтервалів, тому можна вважати, що покази вважаються постійними. Ці інтервали називатимемо етапами. На кожному етапі визначається програма перекачування газу, яка мінімізує сумарні витрати на перекачування з урахуванням надійності газопостачання. Для вирішення поставленої задачі використовується метод динамічного програмування [4]. Якщо встановлено R агрегатів на КС, то загальне число можливих комбінацій агрегатів складає R , звідки можна отримати розмірність вирішуваної задачі динамічного програмування.

На кожному етапі f_{nj} – вартість перекачування газу при j -тій комбінації агрегатів на етапі nj ; W – очікувані втрати через недостачу газу при використанні комбінації j на етапі nj .

Мінімум сукупних затрат f_{nj} для комбінації j на етапі nj можна знайти за допомогою рекурентного співвідношення

$$F_{nj} = \min\{F_{n-1} + f_{nj} + W_{nj}\}. \quad (3.60)$$

Для першого етапу $n=1$ оптимальна комбінація визначається виразом

$$F_{1j} = \min\{f_{1j} + W_{1j}\} \quad (3.61)$$

Після того, як пройдено усі n етапів, мінімальні сукупні витрати на перекачування газу визначаються з рівняння

$$F_N = \min F_{Nj} \quad (3.62)$$

Побудована таким чином оптимізаційна модель вперше пов'язує показники надійності забезпеченням газом споживачів з показниками вартості експлуатації газоперекачувальних агрегатів та прогнозованими втратами через недоподачу газу споживачам. Точність прогнозу залежить від ступеня достовірності і обсягу статистичної вибірки, яка використана для визначення коефіцієнтів в моделях (3.58) і (3.59).

Рішення завдання дискретного динамічного програмування здійснюється за допомогою стандартного алгоритму. Ідея алгоритму полягає в наступному. Розглядається послідовність моментів часу $0, 1, 2, \dots$. Керована система в кожен момент часу може знаходитися в одному з j станів. Керування системою, що знаходиться в момент часу n в стані j_n , полягає в тому, що приймається рішення про переведення її в момент $n+1$ в стан j_{n+1} . Визначена локальна ціна такого переходу, тобто число (для всіх можливих пар j_n, j_{n+1}). У початковий момент часу $n=0$ система може знаходитися в якомусь фіксованому j_0 стані. У кінцевий момент часу N система повинна знаходитися в одному із заданих j_N станів. Завдання полягає у визначенні такої послідовності станів (траєкторії) $f_0, f_1, \dots, f_n, \dots, f_N$, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи, тобто функції

$$R(f_0, f_1, \dots, f_N) = \Phi_0(f_0) + \sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n, j_{n+1}}^{n+1/2} + \Phi_N(j_N)$$

де Φ_0, Φ_N – витрати на початковий і кінцевий стан системи.

Рішення задачі здійснюється спеціальним алгоритмом, що використовує типову для динамічного програмування функцію Беллмана $F_N(j)$, яка визначається наступним чином: нехай система в момент n знаходиться в стані j . Потрібно перевести її до моменту N , мінімізуючи за рахунок вибору станів f_n, \dots, f_N значення

$$\sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n, j_{n+1}}^{n+1/2} + \Phi_N(j_N), \quad j_N = j \quad (3.63)$$

Мінімум (3.63) знаходиться методами динамічного програмування, в результаті чого обчислюється функція $F_N(j)$ для всіх n і j . Це рівняння отримується на підставі наступного принципу оптимальності: перехід зі стану j в момент n в деякий стан j_N в момент часу N можна здійснити в два етапи. Спочатку система переводиться в стан в момент $n+1$, а потім з цього стану оптимальним чином за ціну, $F_{n+1}(i)$ – в кінцевий стан. Загальна вартість такого переходу складає

$$f_{j_n, i}^{n+1/2} + F_{n+1}(i)$$

Так як j вважається фіксованим, то параметром оптимізації є номер стану i в момент $n+1$. Тоді рівняння динамічного програмування буде

$$F_n(j) = \min\{f_{j=i}^{n+1/2} + F_{n+1}(i)\}$$

Таким чином, знайшовши всі $F_N(j)$, вирішуємо задачу $\min\{\Phi_0(j) + F_0(j)\}$ і визначаємо першу точку траєкторії j_0 . Потім визначають точки $j_1 = i_{1/2}(j_0)$, $j_2 = i_{1+1/2}(j_1)$ і так далі до побудови всієї траєкторії.

На основі викладеної методики прогнозування оптимальних параметрів режиму газопостачання з урахуванням чинника надійності проведено розрахунки оптимізації експлуатації компресорної станції Богородчанського ПСГ

за 24.08.2017 р періоду компресорного закачування газу в сховище. Вихідні дані та результати розрахунків приведено у вигляді таблиці 1 та графіків на рисунку 3.11.

Внутрішня потужність компресорних циліндрів $N_{ц}$ для кожного моменту часу визначалася за завантажувальними кривими в залежності від продуктивності і ступеня підвищення тиску. Ефективна потужність визначалася за середнім індикаторним тиском в силових циліндрах, який в свою чергу знаходився шляхом обробки індикаторних діаграм (рисунок 1) на основі залежності

$$N_e = \frac{\pi d^2}{4} s P_{icp} n_{ц},$$

де d, s – діаметр силового циліндра і довжина ходу;

P_{icp} – середній індикаторний тиск;

$n_{ц}$ – кількість силових циліндрів.



Рисунок 3.11 – Індикаторні діаграми силових циліндрів

Слід відмітити, що при моделюванні вважається, що режими руху газу на всіх ділянках системи газопостачання стаціонарний та ізотермічний. При розрахунку компримування газу визначення потужності ведеться по кожному з

працюючих агрегатів, кількість яких визначається за продуктивністю і приймається цілочисельною.

Вихідними даними для реалізації поставленої оптимізаційної задачі служили реальні показники експлуатації компресорної станції в період закачування газу в сховище (таблиця 3.2): Q – продуктивність компресорної станції; P_n – тиск на виході з компресорної станції; P_e – тиск на вході в компресорну станцію). В результаті проведених обчислень за запропонованою методикою оптимізації визначено оптимальні: розрахункову кількість компресорних циліндрів та їх потужність N_u , відносну швидкість обертання колінчастого валу n/n_n (n_n – номінальні оберти) та ефективну потужність компресорної станції N_e (таблиця 3.2). При прогнозуванні раціонального режиму є не абсолютна величина спожитої потужності, а динаміка її зміни, тому результати розрахунків приведені у відносних показниках (рисунок 3.12).

Порівняльний аналіз прогнозних і фактичних показників режимів експлуатації ПГПА в умовах КС Богородчанського ПСГ показує їх задовільну збіжність. Так, продуктивність КС в процесі закачки згідно з прогнозом відхиляється від фактичної величини за весь період експлуатації ПГПА в 2016 році на 2,98%. Найкраще співпадання факту і прогнозу характерне для серпня – 2,38%, а найбільше відхилення характерне для жовтня – 7,92%. Розбіжність між прогнозними і фактичними показниками силової потужності за весь період компресорного закачування газу складає 9,81%. Найменша розбіжність за цим показником характерна для серпня і складає 4,34%, а найбільша – для жовтня 19,43%. Високий процент розбіжностей для жовтня пояснюється різким зниженням ККД газоперекачувальних агрегатів в зв'язку з зростанням наробітку. Прогноз витрати паливного газу за період роботи КС відхиляється від фактичної величини на 2,51%. Найменше розходження між прогнозними і фактичними результатами характерне для липня і складає 1,24%, найбільше спостерігається у вересні і складає 4,23%

Прогнозні параметри впроваджено у виробництво, і їх порівняння з фактичними показало задовільну збіжність.

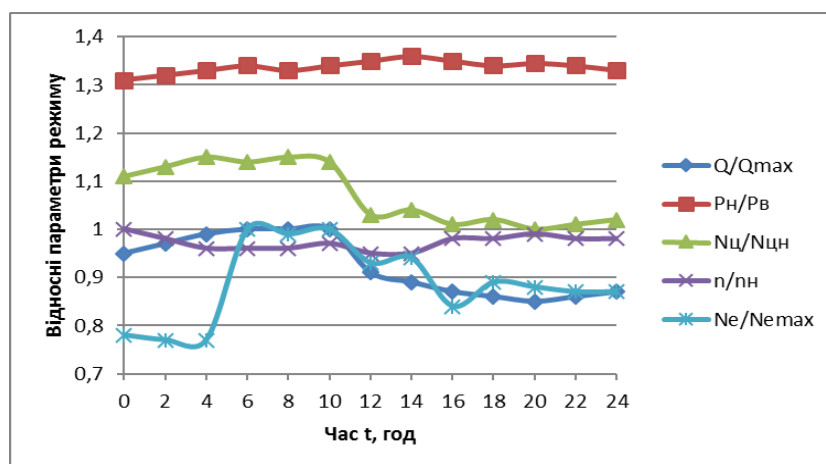


Рисунок 3.12 – Результати розрахунку оптимізації експлуатації компресорної станції Богородчанського ПСГ

Таблиця 3.2 – Реальні та прогнозні параметри роботи компресорної станції за 24.08.17

t , год	Q , тис.м ³ /Г	P_n , ата	P_v , ата	P_n/P_v	n , об/хв	$N_{ц}$, к.с.	N_e , тис к.с.	К-сть циліндр.	Похибка, % $\Delta N / N$
	Фактичні параметри				Прогнозні параметри				
0	377	97,2	74,2	1,31	300	668,2	19,7	30	1,75
2	385	97,2	73,6	1,32	294	680,3	19,4	29	1,67
4	393	97,3	73,2	1,33	288	692,3	19,4	28	0,08
6	397	97,3	72,6	1,34	288	686,3	25,2	37	0,76
8	397	97,3	73,2	1,33	288	692,3	24,9	36	0,09
10	397	97,4	72,7	1,34	291	686,3	25,2	37	0,76
12	361	97,4	72,1	1,35	285	620,1	23,4	38	0,70
14	353	97,5	71,7	1,36	285	626,1	23,7	38	0,38
16	345	97,5	72,2	1,35	294	608,0	21,2	35	0,37
18	341	97,5	72,8	1,34	294	614,0	22,4	37	1,42
20	337	97,6	72,6	1,35	297	602,0	22,2	37	0,33
22	341	97,6	72,8	1,34	294	608,0	21,9	36	0,05
24	345	97,6	73,4	1,33	294	614,0	21,9	36	0,93

Висновки до розділу 3

1. Було встановлено як змінюється достатня кількість працюючих КС на газопроводі для транспортування газу з певною продуктивністю з використанням розробленої математичної моделі. Аналізуючи результати досліджень, було

встановлено, що достатня і необхідна кількість КС для транспортування певного об'єму газу можуть відрізнятися і це пов'язано зі схемою розташування КС. Для уявного газопроводу було проведено аналіз впливу можливих відключень КС чи окремих ГПА, а також, регулювання обертів ротора нагнітача на режими експлуатації газопроводу при симетричному та несиметричному розташуванні працюючих КС. Встановлено, що при симетричному розташуванні працюючих КС можливий перерозподіл тисків таким чином, що значення останніх виходять за межі допустимих, з точки зору надійності та безперервності роботи КС та газопроводу в цілому. При несиметричному розташуванні працюючих КС на газопроводі, крім критеріїв надійності, максимальної пропускної здатності газопроводу та мінімальних енергозатрат на перекачування певного об'єму газу, слід враховувати необхідну акумулюючу здатність останньої ділянки газопроводу під час відключення КС.

2. В розділі запропоновані методи, що базуються на використанні стохастичних математичних моделей, з використанням в якості вихідної інформації передісторії експлуатації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, які дозволяють оцінити реальний технічний стан кожного ГПА і прогнозувати його залишковий ресурс та ймовірність безвідмовної роботи. Проведені розрахунки даватимуть змогу прийняття конкретних техніко-економічних рішень, які стосуються характеру подальшого обслуговування обладнання компресорних станцій, вибору стратегій контролю параметрів технічного стану, планування профілактичних ремонтів або заміни газоперекачувальних агрегатів.

3. Розв'язана задача вибору оптимального співвідношення між енергозатратами та рівнем надійності магістральних газопроводів, на основі реалізації створеної математичної моделі, в результаті чого забезпечується раціональний режим експлуатації і мінімізуються експлуатаційні витрати на транспортування газу з урахуванням аварійних втрат. Розрахунки проведені за розробленою математичною моделлю для умов магістрального газопроводу "Союз", за умови його неповного завантаження, показують, що при максимально

допустимому тиску 7,6 МПа раціональним режимам відповідатиме початковий тиск 7,36 МПа, що призведе до скорочення загальних втрат газу, від можливих аварій, на 32 %. Наведені показники в порівнянні прогнозу і факту свідчать про адекватність методики прогнозування режимів і обслуговування ГПА в умовах КС підземних сховищ газу і дозволяють рекомендувати її для подальшого впровадження.

РОЗДІЛ 4

ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ ШЛЯХОМ ВІДКЛЮЧЕННЯ ОКРЕМИХ ЛІНІЙНИХ ДІЛЯНОК В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

При експлуатації газотранспортної системи в умовах неповного завантаження виникає ряд проблем, пов'язаних з економічними, екологічними і техніко-економічними показниками. Необхідно відмітити, що експлуатація ГТС вимагає великих енергетичних затрат для транспортування певного обсягу газу. Однак, при зменшенні об'ємів транспортованого газу, економічна ефективність його перекачування різко падає. Це пов'язано з ціноутворенням і собівартістю перекачування газу. Адже компресорні агрегати на КС мають низький ККД, тому витрата паливного газу на перекачування, по відношенню до оптимального режиму (з максимальним ККД), постійно зростає. Тому, виникає задача підвищення економічної ефективності транспортування газу, яка пов'язана з кількістю елементів газотранспортної системи, що перебувають в експлуатації, тобто, яка залежить від кількості КС і лінійних ділянок, які необхідно обслуговувати. З іншого боку, виключення з експлуатації КС чи лінійних ділянок призводить до зменшення їх впливу на транспортований продукт і викликає збільшення собівартості перекачування. Тому, оптимальна кількість експлуатованих елементів ГТС повинна визначатися з умови мінімуму економічних показників, з урахуванням консервації та переведення в режим очікування тих елементів, які недоцільно використовувати на даному експлуатаційному режимі.

При виведенні КС чи лінійної ділянки з експлуатації, для можливого її використання в майбутньому, необхідно її зберегти в належному технічному стані. Крім того, необхідно враховувати як режимні показники, так і реальний технічний стан даного елемента. Наприклад, якщо частина лінійної ділянки газопроводу знаходиться в незадовільному технічному стані, то такий елемент

краще вивести з експлуатації і законсервувати, ніж експлуатувати. Тому необхідно розв'язати ряд практичних задач, які стосуються експлуатації елементів ГТС в оптимальному режимі і визначення їх технічного стану, з метою розроблення подальших рекомендацій для вилучення тих чи інших елементів з режиму роботи. Такий підхід дозволить оптимізувати структурну схему ГТС, з одного боку, а з другого – зменшити економічні витрати на експлуатацію елементів, які перебуватимуть в стані консервації. З іншої сторони виникає можливість і доцільність використовувати дані елементи не за основним призначенням, а перевести їх на альтернативні функції, що дозволить вирішити завдання їх використання з іншою метою. Така експлуатація окремих елементів дозволить підвищити ефективність використання ГТС в цілому і збереження її в належному технічному стані.

Отже, оптимізація роботи магістрального газопроводу при зменшенні завантаженості системи, як зазначалося вище, полягає у відключенні окремих елементів системи з роботи, в тому числі і окремих ділянок лінійної частини магістрального газопроводу. Адже такі відключення призведуть до зменшення енергозатрат на експлуатацію ділянок ЛЧМГ, які незадіяні в транспортуванні газу, а відповідно, і до оптимізації роботи ГТС в цілому. Вибір ділянок ЛЧМГ для подальшого транспортування газу повинен базуватися на принципах забезпечення малих затрат на експлуатацію. Основні експлуатаційні затрати пов'язані з ремонтом лінійної частини та з ліквідацією аварійних ситуацій, тому для транспортування газу слід відбирати більш надійні, з погляду конструктивної надійності та надійності за зовнішніми впливами. Отож, виникає необхідність в утворенні математичної моделі, яка б дозволяла характеризувати технічний стан окремих ділянок лінійної частини газопроводу та відповідала таким характеристикам: була простою у застосуванні, мала високу точність при розрахунку, дозволяла охопити якомога більше характеристичних критеріїв та проводити порівняльні характеристики технічного стану як окремих ділянок, так і ЛЧМГ в цілому.

4.1 Оцінювання реального стану лінійної частини газопроводу при виведенні її з експлуатації

Відомо, що при виведенні газопроводу в ремонт керуються виключно показниками його конструктивної надійності, а от навколишнє середовище (здебільшого ґрунт), як фактор впливу на корозійні процеси в стінці труби, не враховується. При виведенні газопроводу з експлуатації слід враховувати не тільки показники конструктивної надійності, але і їх прогнозовані параметри на основі ретроспективного аналізу та результатів діагностування реального стану стінки труби та ізоляції (з метою виявлення дефектів), а також результати прогнозування впливу навколишнього середовища.

Реальний стан газопроводів характеризується за дванадцятьма факторами впливу на технічний стан газопроводів та, відповідно, їх аварійність, кожен з яких має певну долю впливу на інтенсивність у відсотковому співвідношенні, а саме:

1) зовнішні механічні впливи (мінімальна глибина закладання газопроводу; рівень антропогенної активності; ступінь захисту надземного обладнання; стан охоронної зони; частота патрулювання) – 12 відсотків;

2) підземна корозія (корозійна активність ґрунту; температура продукту; наявність металевих споруд та енергосистем поблизу газопроводу; тип і стан ізоляційного покриття; наявність і якість роботи станцій електрохімзахисту; проведення ВТД) – 12 відсотків;

3) стрес-корозія – 10 відсотків;

4) атмосферна корозія – (корозія надземних переходів; корозійна активність навколишнього середовища; стан ізоляції) – 2 відсотки;

5) внутрішня корозія та ерозія (корозійна і ерозійна активність продукту; захист внутрішньої порожнини газопроводу від корозії) – 3 відсотки;

6) виробничі фактори (тиск та температура продукту; технологія виготовлення труб і марка сталі; наробіток труб) – 10 відсотків;

7) якість будівельно-монтажних робіт (категорійність ділянки за складністю будівельних робіт; контроль якості виконання робіт; контроль якості зварних швів; якість зберігання матеріалів) – 18 відсотків;

8) випробування магістрального газопроводу – 3 відсотки;

9) конструктивно-технологічні фактори (фактична товщина стінки; втома металу; можливість гідродару; адекватність вибору матеріалів і обладнання) – 7 відсотків;

10) природні фактори і впливи (ймовірність руху ґрунту; склад ґрунту; наявність лінійної арматури та інших наземних вузлів; превентивні заходи) – 7 відсотків;

11) рівень технічної експлуатації (технічне оснащення ЛЕС; періодичність ТО і ППР; кваліфікація персоналу) – 7 відсотків;

12) відмови та аварії, що були в минулому – 9 відсотків. [76]

Очевидно, що на пізній стадії експлуатації газопроводів, для характеристики технічного стану ділянки газопроводу, з метою виведення його з експлуатації не потрібно використовувати всі дванадцять факторів. Адже, коли ми порівнюємо два газопроводи, один з яких має і надалі працювати в системі і виконувати основну мету – транспортування газу, то такі фактори як: “рівень технічної експлуатації” або “виробничі фактори”, – будуть мати однакову вагу впливу на стан трубопроводу. На відміну такі фактори як: “зовнішні механічні впливи”, “корозія”, “природні фактори і впливи”, – потрібно обов’язково враховувати. Тому нижче пропонується схема, згідно якої потрібно проводити відбракування або виведення з експлуатації ділянок лінійної частини газопроводів (рисунок 4.1). Відповідно до даної схеми, на початковому етапі проводиться вивчення аварійних станів та відмов лінійної частини в минулому (ретроспекція) і на основі цих даних проводиться прогнозування конструктивної надійності в майбутньому (визначення ймовірності безвідмовної роботи).



Рисунок 4.1 – Схема відбракування окремих ділянок лінійної частини магістральних газопроводів

Паралельно проводиться діагностування стану матеріалу трубопроводу та ізоляції (виявляються дефекти стінки труби та зварних швів внаслідок впливу корозійно-ерозійних процесів та стрес-корозії, визначаються механічні властивості тривалоексплуатованої сталі, перевіряють стан ізоляції). Також проводиться визначення впливу зовнішніх природніх факторів на стан ізоляції та металу труби. Зокрема необхідно встановити вплив ґрунтових середовищ на оремі властивості газопроводів та виконати їх ранжування за величиною впливу. Крім цього, важливим є визначення положення трубопроводу в ґрунті, а саме глибини його закладання. Як відомо, за даними діагностування газопроводів УМГ «Прикарпаттрансгаз», майже на кожному перегоні між компресорними станціями є ділянки де газопроводи в ґрунті перебувають не в проектному положоженні, а це: і зміни в напружено-деформованому стані, і збільшення антропогенних факторів впливу, і збільшення негативного впливу природніх факторів.

Дальше отримані результати на першому етапі потрібно проаналізувати і, об'єднавши їх в єдиний розрахунковий комплекс, встановити стан окремих ділянок газопроводу для подальшого їх відбракування.

Для можливості комплексного порівняння кількох лінійних ділянок газопроводу пропонується введення коефіцієнта, який назвемо дефектним балом і позначимо DB , величина якого визначається за формулою

$$DB = \frac{P(t) \prod_{j=1}^m P_j(U_j > 0)}{5L_{3AG}} \left(\left(L_{3AG} - \sum_{i=1}^{n_1} k_{кр.i} L_{кр.i} \right) + \left(L_{3AG} - \sum_{i=1}^{n_2} k_{ер.i} L_{ер.i} \right) + \left(L_{3AG} - \sum_{i=1}^{n_3} k_{із.i} L_{із.i} \right) + \right. \\ \left. + \left(L_{3AG} - \sum_{i=1}^{n_4} k_{ер.i} L_{ер.i} \right) + \left(L_{3AG} - \sum_{i=1}^{n_5} k_{h.i} L_{h.i} \right) \right), \quad (4.1)$$

де $P(t)$ – ймовірність безвідмовної роботи газопроводу на основі ретроспективного аналізу;

$P_j(U_j > 0)$ – ймовірність безвідмовної роботи газопроводу під дією впливів та навантажень на нього;

$U_j = R_j - S_j$ – різниця несучої здатності газопроводу та граничного його стану за міцністю, стійкістю, деформативністю та тріщиностійкістю ($j=1 \dots 4$; $m=4$);

L_{3AG} – загальна довжина ділянки, що оцінюється;

$k_{кр.i}$, $k_{ер.i}$, $k_{із.i}$, $k_{ер.i}$, $k_{h.i}$ – відповідно, вагові коефіцієнти корозійних та інших видів дефектів, ерозійних дефектів, дефектів ізоляції, впливу ґрунтових середовищ, глибини закладання газопроводу в ґрунті;

$L_{кр.i}$, $L_{ер.i}$, $L_{із.i}$, $L_{ер.i}$, $L_{h.i}$ – відповідно, довжина ділянки газопроводу з певного типу корозійними дефектами, ерозійними дефектами, дефектами ізоляції, ґрунтовими середовищами, а також з певною глибиною закладання газопроводу в ґрунті, що не відповідає проекту.

Коефіцієнти $k_{кр.i}$, $k_{ер.i}$, $k_{із.i}$ враховують типи дефектів, їх геометричні розміри та вплив на виникнення аварій чи відмов. Коефіцієнт $k_{ер.i}$ визначається для певного типу ґрунту за рангами впливу ґрунтового електроліту

$$k_{ер.i} = \frac{G_{ер.ел.i}}{G_{ер.ел.max}}, \quad (4.2)$$

де $G_{гр.ел.i}$ – ранг впливу ґрунтового електроліту;

$G_{гр.ел.max}$ – максимальне значення рангу впливу ґрунтового електроліту серед типів ґрунтів, в яких прокладено ділянку газопроводу, що піддається оцінці.

Коефіцієнт $k_{h.i}$ залежить від реальної глибини закладання газопроводу і визначається як

$$k_{h.i} = \frac{h_{cp.i}}{h_{np}}, \quad (4.3)$$

де $h_{cp.i}$ – середня глибина закладання газопроводу на i -тій ділянці з невідповідністю проектній;

h_{np} – проектна глибина закладання газопроводу в ґрунт.

Таким чином, нижче розглянемо принципи визначення показників надійності, проведемо дослідження ерозійних процесів в газопроводах, так як корозійним процесам присвячено дуже багато праць [76, 131-135], розглянемо впливи ґрунтових електролітів на властивості матеріалів трубопроводів та проведемо ранжування ґрунтів за величиною впливу, а також розглянемо один із способів підвищення надійності магістральних газопроводів, шляхом виконання робіт із підсаджування трубопроводів.

4.2 Методологія розрахунку показників конструктивної надійності

Розрахунок лінійної частини газопроводів при визначенні їх реального стану проводять на основі традиційних методів будівельної механіки з використанням концепції коефіцієнтів запасу. При цьому не може бути повною мірою врахована різноманітність умов експлуатації трубопроводу, поєднання різних чинників, статистичний розкид механічних властивостей матеріалу, параметрів форми, дефектність трубопроводу. У ряді випадків внаслідок недостатності інформації про реальні умови експлуатації і властивості середовища інформація про них може мати статистичний характер. Тому

ймовірнісні моделі мають велику вагу при розрахунку газопроводів. [66, 72, 76, 136-138]

Об'єктом дослідження є лінійна частина магістрального газопроводу. Як правило ЛЧМГ поділяють на дві групи: група A – основний метал труби із зварними з'єднаннями і конструктивними особливостями типу відгалужень, відводів, трійників тощо; група B – елементи конструктивного оснащення: засоби електрозахисту, антикорозійні покриття тощо. Надійність усієї системи в цілому залежить від надійності складових її компонентів (підсистем). Між відмовами груп A і B існує статистична залежність, яка для оцінки показників безвідмовності допускає застосування методів умовних функцій надійності. Такий підхід визначається відсутністю повної інформації про розподіли умовної ймовірності відмов в групі A при відмові в групі B .

З іншого боку, при розгляді конструктивної схеми конкретного трубопроводу необхідно провести структурний аналіз, при якому трубопровід розглядається як протяжна механічна система, що складається з однотипних ділянок за способом прокладання, ґрунтово-геологічними, кліматичними і експлуатаційними умовами. Виділення однотипних ділянок здійснюється відповідно до принципу рівної надійності. Для виділеної групи ділянок характерні відмови, що мають однакову природу (причина відмови описується одним і тим самим критерієм настання граничного стану).

Надійність ЛЧМГ довжиною L за період експлуатації T з врахуванням розбивання на N груп однотипних ділянок може бути оцінена за формулою

$$R(L, T) = \prod_{i=1}^N R_i(\Delta L_i, T), \quad (4.4)$$

де ΔL_i – сумарна довжина i -тої однорідної групи.

Тут враховано припущення про незалежність відмов на кожній з виділених ділянок. Надійності груп ділянок $R_i(\Delta L_i, T)$ визначаються у відповідності з прийнятою номенклатурою можливих відмов (специфічних для кожної з ділянок

групи). З точки зору підсистем A і B надійність $R_i(\Delta L_i, T)$ визначається співвідношенням

$$R_i(\Delta L_i, T) = P\{v_i^A(x, \tau) \in \Omega_i^A(\Delta L_i, T); v_i^B(x, \tau) \in \Omega_i^B(\Delta L_i, T)\}, \quad (4.5)$$

де $v_i^A(x, \tau)$, $v_i^B(x, \tau)$ – вектори якості, які є сукупністю незалежних параметрів i -тої групи ділянок за конструктивними підсистемами A і B , відповідно;

$\Omega_i^A(\Delta L_i, T)$, $\Omega_i^B(\Delta L_i, T)$ – це допустимі області в просторі векторів якості $v_i^A(x, \tau)$, $v_i^B(x, \tau)$, відповідно.

Дана формула вказує на те, що ймовірність відмови системи визначається ймовірністю відмови основного металу або зварних з'єднань, які належать до групи A , при умові виникнення події відмови в групі B .

4.2.1 Модель надійності “навантаження–опір”

Модель надійності “навантаження–опір” – це ймовірнісна модель надійності, в якій ймовірність відмови представлена як

$$Q(t) = P\{x(\tau); S(x, \tau) < R(x, \tau); \tau < t\}, \quad (4.6)$$

де $x(\tau)$ – вектор технічних параметрів стану газопроводу;

τ – напрацювання, $[0, t]$;

$S(x, t)$ – функція, що характеризує навантаження і впливи, що діють на газопровід;

$R(x, t)$ – функція, що характеризує опір матеріалу газопроводу навантаженням і впливам.

В межах цієї моделі зручно визначати відповідний інтеграл ймовірності відмови, використовуючи критерій (4.5), записаний, наприклад, відносно геометрії труби (діаметр, товщина стінки), межі плинності або межі міцності і робочого тиску, за умови менших значень ніж допустимі кільцеві напруження та знаючи ймовірнісні характеристики цих параметрів і їх зміну за період

напрацювання. Як правило, використовується нормальний, експоненціальний, лог-нормальний розподіли і розподіл Вейбулла параметрів R і S . Метод успішно працює при імовірнісному оцінюванні станів газопроводу без послідовного накопичення і розвитку дефектів, а для прогнозування крихкого руйнування трубопроводу в результаті підвищення навантаження або зниження межі міцності.

Розглянемо складнішу реалізацію методу у поєднанні з теорією викиду випадкового процесу. Оцінимо показники надійності за умови випадкової тимчасової залежності внутрішнього тиску $P(t)$ від якого максимальне кільцеве напруження буде

$$S(t) = kP = \left(\frac{D_3}{2\delta} - 1 \right) P. \quad (4.7)$$

Внутрішній тиск в газопроводі можна розглядати як стаціонарний нормальний процес з кореляційною функцією, що апроксимується формулою

$$k_p(\tau) = \sigma_p(\tau) \exp(-d\tau) \cdot \left[\cos(\beta\tau) + \frac{\alpha}{\beta} \sin(\beta\tau) \right], \quad (4.8)$$

де σ_p - стандарт функції $P(t)$.

Несуча здатність матеріалу труб визначається межею міцності на розрив і є випадковою величиною з відомим законом розподілу. Довговічність труб пов'язана з їх надійністю $P(t)$, тобто ймовірністю того, що за час T максимальне значення функції $S(t)$ жодного разу не перевищить значення несучої здатності R .

Відповідно до теорії викиду випадкової функції за випадковий рівень, а також враховуючи, що поява послідовних викидів є незалежними подіями, які відповідають закону Пуассона, отримаємо функцію надійності у виді

$$P(t) = \exp \left[- \int_0^T \int_0^\infty \bar{S} f \left(R, \frac{\bar{S}}{t} \right) d\bar{S} dt \right]. \quad (4.9)$$

де $f\left(R, \frac{\bar{S}}{t}\right)$ – спільна густина розподілу R і S у момент часу t .

Після нескладних обчислень функція надійності матиме вид

$$P(t) = \exp\left[-\frac{t\sigma_{\bar{S}}}{2\pi\sqrt{\sigma_S^2 + \sigma_R^2}} \exp\left[-\frac{(M_R - M_S)^2}{2(\sigma_S^2 + \sigma_R^2)}\right]\right]. \quad (4.10)$$

де M_R, M_S – математичні очікування R і S .

Таким чином, знаючи статистичні характеристики навантаження на трубопровід і дані про розкид механічних властивостей тривалоексплуатованої сталі трубопроводу, можна прогнозувати надійність газопроводу на стадії порівняння в процесі відбракування.

4.2.2 Модель надійності за Пуассонівським розподілом

Лінійна частина магістрального газопроводу є довгомірною просторовою конструкцією. Неоднорідність навантажень і впливів на різних ділянках газопроводу є причиною різного значення надійності і довговічності елементів трубопроводів. Розіб'ємо трубопровід на окремі ділянки з однорідними умовами експлуатації вздовж усього тимчасового інтервалу, на якому прогнозуються відповідні показники надійності і довговічності. Однорідність забезпечується за декількома ознаками: спосіб прокладання і конструктивні особливості, ґрунтово-геологічні умови, навантаження і впливи, геометричні характеристики і фізико-механічні властивості труб.

Виділимо два рівні поділу: перший – поділ на елементи, відповідно до вибраних при оцінці напружено-деформованого стану розрахункових схем; другий – полягає у виділенні ділянок з однорідними характеристиками за вибраною групою параметрів. Перелік параметрів, що враховуються при поділі, залежить від характеристик конструкції, виду передбачуваних розрахунків, типів можливих відмов і граничних станів. Значення напружень і параметри

дефектності приймаємо рівними відповідним максимальним значенням, визначеним на всіх ділянках. При неможливості забезпечити однорідність по всіх параметрах, МГ розбивають на окремі блоки, в яких забезпечується однорідність з обмеженою кількістю вибраних параметрів. По відношенню до інших параметрів, проводиться оцінка напружено-деформованого стану газопроводу в межах виділеної ділянки з урахуванням дійсних навантажень, вибирається найбільш несприятливе поєднання навантажень і приймається даний стан в якості розрахункового. Усі точки в межах розрахункової ділянки вважаються з однаковим навантаженням і значення напружень, для цієї ділянки, приймаються максимальними. [76, 136]

При формуванні набору станів газопровід розглядається як цілісна система, що об'єднує безпосередньо трубопровід і сукупність навантажень і впливів, включаючи непередбачені нормативними документами. Сформуємо набір параметрів $s_i (i=1, \dots, r)$, які з достатньою повнотою характеризують властивості системи в межах виділеної ділянки. Серед параметрів s_i можуть бути як детерміновані та випадкові величини, так і детерміновані та випадкові функції, залежні від часу. Для випадкових величин, що входять до числа параметрів s_i має бути задана відповідна густина розподілу ймовірності. Для стаціонарних випадкових функцій, що входять до числа параметрів s_i , мають бути задані кореляційні функції. Форма подання вихідної інформації про нестаціонарні функції, що входять до числа параметрів s_i , залежить від виду функції і має бути у кожному конкретному випадку визначена додатково. Ідентифікуючою ознакою окремого стану або класу стану вважатимемо сукупність конкретних значень параметрів s_i . Обмежимося випадком кінцевого числа можливих станів. Перехід до кінцевого числа можливих станів здійснимо шляхом заміни параметрів s_i , що мають безперервний розподіл дискретною апроксимацією. Простір станів, штучно обмежений кінцевим числом елементів, повинен володіти властивістю повноти.

У випадку залежних параметрів розіб'ємо їх на групи за ознакою взаємного впливу. До елементів першої групи віднесемо незалежні параметри. У другу групу помістимо параметри, залежні від одного або декількох параметрів з першої

групи. У третю – параметри, залежні від елементів першої і другої, або тільки другої групи. Перегрупування закінчується після вичерпання параметрів. У середині кожної групи вважаємо параметри незалежними. Наявністю зворотного зв'язку між параметрами нехтуємо. В межах групи безліч можливих значень довільного залежного параметра s_i представимо у вигляді об'єднання M_i незалежних підгруп, кожна з яких містить K_i елементів. Параметр M_i дорівнює кількості можливих комбінацій параметрів, що впливають на величину параметра s_i . Надалі загальній кількості класів Φ_j можливих станів позначатимемо N_f .

Для поступових критичних відмов, викликаних ростом втомних і корозійних тріщин, локальними розгерметизаціями, утворенням локальних пластичних зон і вторинних дефектів, взаємодією трубопроводу з ґрунтом, застосовуються формули обчислення показників надійності на основі теорії викидів випадкового процесу за межі допустимої області, в припущенні пуассонівського потоку події. Формули для розрахунку показників надійності мають вигляд

$$P_i(t) = \exp \left[-\Delta L_i t \sum_{j=1}^{N_f} \mu_{ij} H_{ij}(\Phi_j) \right], \quad (4.11)$$

де t – наробіток;

μ_{ij} – математичне сподівання інтенсивності виникнення граничних станів класу Φ_j на i -тій ділянці ЛЧМГ;

H_{ij} – ймовірність відмови, що відповідає порушенню граничного стану класу Φ_j ;

N_f – кількість класів Φ_j .

Парціальний ризик H_{ij} відповідає ймовірності того, що серед безлічі можливих станів i -тої ділянки на практиці буде реалізовано стан, що належить класу Φ_j .

Для трубопроводу довжиною $L = \sum_{i=1}^{N_L} \Delta L_i$ конструкційний ризик (ймовірність критичних або катастрофічних відмов) обчислюється за формулою

$$H(t) = 1 - \exp \left[-t \sum_{i=1}^{N_L} \Delta L_i \sum_{j=1}^{N_f} \mu_{ij} H_{ij}(\Phi_j) \right]. \quad (4.12)$$

Оцінка гамма-процентного ресурсу t_γ і середнього напрацювання до першої відмови T_c проводиться за наступними залежностями

$$\exp \left[-t \sum_{i=1}^{N_L} \Delta L_i \sum_{j=1}^{N_f} \mu_{ij} H_{ij}(\Phi_j) \right] = \frac{100}{\gamma}, \quad (4.13)$$

$$T_c = \int_0^\infty \exp \left[-t \sum_{i=1}^{N_L} \Delta L_i \sum_{j=1}^{N_f} \mu_{ij} H_{ij}(\Phi_j) \right] dt. \quad (4.14)$$

Обчислення математичних сподівань μ_{ij} пов'язане з ймовірністю кількості відмов j -го класу Φ_j на i -тій ділянці $Q_{ij}(t)$ і початковим математичним очікуванням початкових подій – джерел виникнення критичних відмов $-\mu_{ij}^0$. Визначити наведені математичні сподівання можна за формулою

$$\mu_{ij} = \mu_{ij}^0 Q_{ij}(t). \quad (4.15)$$

Ймовірність відмов $Q_{ij}(t)$ обчислюється для кожного окремого класу Φ_j на i -тій ділянці і визначається функцією розподілу ймовірності по відношенню до формалізованого критерію граничного стану типу Φ_j .

Для визначення ймовірностей Q_{ij} потрібно знати функцію розподілу або густину розподілу ймовірності. Якщо таких формалізованих співвідношень немає, то застосовуються наближені методи статистичного моделювання (Монте-Карло), для реалізації яких досить статистичній інформації про потік початкових подій. При наявності щільності розподілу початкових подій і порівняно складних (наприклад, напівемпіричних або емпіричних) залежностей граничних поверхонь, що обмежують область допустимих станів, можуть бути рекомендовані наближені обчислювальні процедури методів FORM-SORM.

Обчислення парціальної ймовірності $H_{ij}(\Phi_j)$ ґрунтується на застосуванні методу умовних функцій надійності. Згідно з яким, при недостатці початкової повної статистичної інформації про реалізацію подій, що описують зміну керуючого параметра, як безперервної функції, проводиться заміна безперервного інтервалу значень параметра сукупністю кусково-безперервних інтервалів, для кожного з яких значення ймовірності реалізації події, полягає в тому, що параметр набуває значень з цього інтервалу, вважається відомим і постійним. Варіант поділу, при цьому, повинен задовольняти умову повноти простору подій

$$\sum H_{ij}(v) = 1. \quad (4.16)$$

Остання умова відповідає вимозі про рівність одиниці суми парціальних ймовірностей реалізації можливих подій.

Отже, використовуючи дану модель, можна встановити дефектний бал для будь-яких n ділянок, його значення буде коливатися в межах $DB=[0...1]$ і чим ближчим воно буде до 1 тим кращим вважатиметься технічний стан газопроводу та сприятливішим вплив навколишнього середовища на нього для подальшої його експлуатації. Для універсальності використання формули (4.1) для будь яких видів дефектів, запишемо її у виді

$$DB = \frac{P(t) \prod_{j=1}^m P_j(U_j > 0)}{bL_{3AG}} \left(\sum_{a=1}^b \left(L_{3AG} - \sum_{i=1}^{n_a} k_{a,i} L_{a,i} \right) \right), \quad (4.17)$$

де b – загальна кількість критеріїв порівняння газопроводів.

4.3 Дослідження ерозійних процесів в газопроводах

Транспортований магістральними газопроводами природний газ містить рідкі та тверді частинки (забруднення). До рідких відносяться газовий конденсат,

вода, мастило та інші вуглеводні. До твердих – винесена з свердловин родовищ порода, пісок, окалина, яка відшарувалась від внутрішньої стінки труб, продукти внутрішньотрубної корозії. Причини наявності таких забруднень у внутрішній порожнині газопроводів різні. Перш за все це неякісне очищення газу на промислі, конденсація рідини з газового потоку за сприятливих термодинамічних умов під час перекачування газу газопроводом, винесення мастила з підшипників нагнітачів газоперекачувальних агрегатів, неякісне очищення внутрішньої порожнини газопроводу перед здаванням у експлуатацію тощо. Аварійні відмови, неякісна робота устаткування сепарації установок комплексної підготовки газу газодобувних підприємств України, зумовлена виснаженням родовищ (зменшується тиск, витрата), зношення внутрішніх відбійників сепараторів, призводять до подавання в магістральні газопроводи великого обсягу пластової води, конденсату, частинок породи, винесеної газовим потоком з свердловини. Хімічна реакція між металом труби і рідкими забрудненнями накопиченими у понижених місцях газопроводів, призводять до внутрішньотрубної корозії і утворення твердих частинок.

Наявність у внутрішній порожнині газопроводів рідких і твердих частинок призводить до виникнення багатофазних потоків, які відрізняються набагато складнішою фізикою, ніж однофазні. Під час руху багатофазних потоків фасонними елементами (відводами, трійниками) лінійної частини газопроводів рідкі та тверді частинки ударяються до стінки трубопроводу, що призводить до його ерозійного зношування. Ерозія фасонних елементів лінійної частини газопроводів може призвести до розриву труби і втрат продукту, становить загрозу для життя і може бути причиною руйнувань будівель, оскільки велика кількість таких елементів розміщена в середині будівель та в межах території компресорних станцій, підземних сховищ газу, надземних переходів, які містять компенсатори. Для своєчасного та якісного обстеження фасонних елементів треба знати місця їх максимального ерозійного зношування.

Процес ерозійного зношування є надзвичайно складним явищем. Для якісного обстеження фасонних елементів трубопроводів важливо знати місця їх

ерозійного зношування, оскільки зміщення ультразвукового первинного перетворювача тільки на кілька сантиметрів від місця ерозійного зношування може призвести до суттєвого зниження якості обстеження фасонних елементів. Щоб повно і всебічно дослідити ерозійне зношування фасонних елементів лінійної частини газопроводів треба мати інформацію про фізичну картину руху ними багатофазних потоків. Треба знати місця інтенсивного ударяння рідких і твердих частинок, які переносяться потоком природного газу, до стінки трубопроводу, швидкість, діаметри частинок, кути атаки в місці ударяння. В реальних умовах магістральних газопроводів таку інформацію отримати неможливо, оскільки:

- труби магістральних газопроводів сталеві, що унеможлиблює візуальне спостереження за потоком;
- неможливо визначити точне значення швидкості рідких і твердих частинок в будь-якій точці тривимірного потоку газу в фасонному елементі;
- магістральні газопроводи перебувають під високим тиском;
- неможливо візуалізувати потік газу в магістральному газопроводі.

На сьогодні таку інформацію можна отримати моделюванням тривимірних потоків у сучасних програмних комплексах CFD (Computational Fluid Dynamics) моделювання. Підтвердити достовірність такого моделювання можна експериментальними дослідженнями в лабораторних умовах, шляхом дослідження руху двофазного потоку прозорими трубами та прозорими фасонними елементами.

Багатофазні турбулентні потоки спостерігаються в трубопроводах різного призначення (газопроводах, нафтопроводах, нафтопродуктопроводах, азотопроводах, паропроводах атомних і теплових електричних станцій, пневмотранспорті тощо). Це зумовлює цікавість багатьох дослідників до їх вивчення. Теоретично та експериментально рух таких потоків трубопроводами досліджували багато науковців.

Комп'ютерним моделюванням багатофазних тривимірних потоків у фасонних елементах трубопроводів різноманітними програмними комплексами

займаються багато сучасних науковців. Їхні результати підтверджують, що такі програмні комплекси є ефективним засобом для отримання фізичної картини руху багатофазного потоку у вказаних елементах, визначення місць інтенсивного ударяння частинок до стінки трубопроводу, швидкості частинок. Багато вчених комп'ютерним моделюванням досліджували рух твердих частинок відводами трубопроводів діаметром до 300 мм з кутом повороту на кут 90°. Визначали траєкторії руху частинок різних діаметрів, швидкості їх руху [140-145]. В праці [146] комп'ютерним моделюванням досліджували рух твердих частинок відводом та трійником пульпопроводу діаметрами 40 мм. А у [147] досліджувалося ерозійне зношування S-зігнутої труби внутрішнім діаметром 12,7 мм. Було виявлено місця ерозійного зношування S-зігнутої труби комп'ютерним моделювання і експериментально виявлено місця ударяння частинок піску розміром 150 і 300 мкм до стінок прозорої пластикової S-зігнутої труби. В працях [148-150] комп'ютерним моделюванням досліджували рух багатофазних потоків фасонними елементами обв'язки компресорної станції. Побудувавши траєкторії руху крапель конденсату і твердих частинок фасонними елементами виявлено місця їх інтенсивного ударяння до стінки трубопроводу, визначено швидкість, кути атаки, діаметри в місці ударяння.

Якщо однофазні газові (повітряні) потоки у фасонних елементах трубопроводів вивчені достатньо добре, то багатофазні потоки у відводах, трійниках вивчені не достатньо. Фізична картина багатофазного потоку в фасонних елементах магістральних газопроводів є складною, неоднозначною і її досить важко розрахувати теоретично, а в реальних умовах магістральних газопроводів експерименти виконати неможливо. Результати експериментальних досліджень, де б чітко було видно або описано траєкторії руху частинок фасонними елементами трубопроводів, місця їх інтенсивного ударяння до стінки, діаметри частинок, кути атаки в місці ударяння, місця ерозійного зношування фасонних елементів знайти важко.

Отже, завданням є розроблення експериментального стенду для дослідження руху двофазних потоків фасонними елементами трубопроводів.

Виявлення місць інтенсивного ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів.

Сучасні програмні комплекси CFD моделювання тривимірних потоків дають можливість досліджувати рух однофазних, багатофазних потоків трубопроводами, фасонними елементами трубопроводів.

Комп'ютерне моделювання фізичної картини руху газового потоку фасонними елементами газопроводів складної геометрії складається з трьох етапів:

- моделювання турбулентного руху газу фасонними елементами газопроводів;
- моделювання руху дискретних фаз в потоці газу фасонними елементами газопроводів;
- моделювання ерозійного зношування стінок фасонних елементів газопроводів.

Результати моделювання в таких комплексах візуалізуються побудовою ліній течії, полів модуля швидкостей та тиску на контурах в повздовжніх і поперечних перерізах, заливки модуля швидкостей та тиску в внутрішній порожнині фасонних елементів, побудовою траєкторій руху дискретних фаз в потоці природного газу, які забарвлюються в кольори, що відповідають швидкості та діаметру крапель і твердих частинок відповідно до шкали значень, побудовою полів концентрації дискретної фази та полів швидкості ерозійного зношування на контурах фасонних елементів трубопроводів складної геометрії.

Однак для більш повного розуміння фізичної картини руху однофазних, двофазних потоків фасонними елементами трубопроводів складної геометрії потрібний комплексний підхід – комп'ютерне моделювання і його апробування експериментальними дослідженнями в лабораторних умовах.

Експериментальні дослідження виконано в лабораторії кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ ІФНТУНГ. Для досліджень розроблено і побудовано багатофункціональний експериментальний стенд-макет лінійної частини газопроводу, який дає змогу виконувати комплексні

дослідження руху потоків фасонними елементами трубопроводів, руху внутрішньотрубних засобів трубопроводами, ефективності очищення трубопроводів різними способами.

Експериментальний стенд призначений для розв'язування таких задач:

- дослідження руху однофазних потоків фасонними елементами трубопроводів;
- дослідження руху двофазних потоків фасонними елементами трубопроводів;
- виявлення місць ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів;
- дослідження руху внутрішньотрубних засобів трубопроводами;
- апробація інноваційного методу реконструкції теплогазових мереж протягуванням нового поліетиленового трубопроводу в дефектний сталевий поршнем;
- дослідження ефективності очищення трубопроводів очисними поршнями;
- дослідження ефективності очищення трубопроводів швидкісними потоками.

Експериментальний стенд складається з скляних труб внутрішнім діаметром 38 мм, товщиною стінки 3,5 мм і довжиною 2,4 м, прозорих фасонних елементів для візуалізації потоку, вузлів запускання-приймання внутрішньотрубних засобів, запускання-випускання дискретних фаз. Скляні труби, вузли запускання-приймання внутрішньотрубних засобів, фасонні елементи з'єднуються одне з одним, що дає змогу змінювати конфігурацію стенду, схеми руху потоків трійниками.

Експериментальний стенд для дослідження руху двофазних потоків трійником наведений на рисунок 4.2. Експериментальний стенд складається з вузла запускання внутрішньотрубних засобів та дискретних фаз в трубопровід, вузла приймання внутрішньотрубних засобів та випускання двофазного потоку з трубопроводу, вузла випускання двофазного потоку з трубопроводу, прозорого пластикового трійника 13, прозорих скляних труб 5.

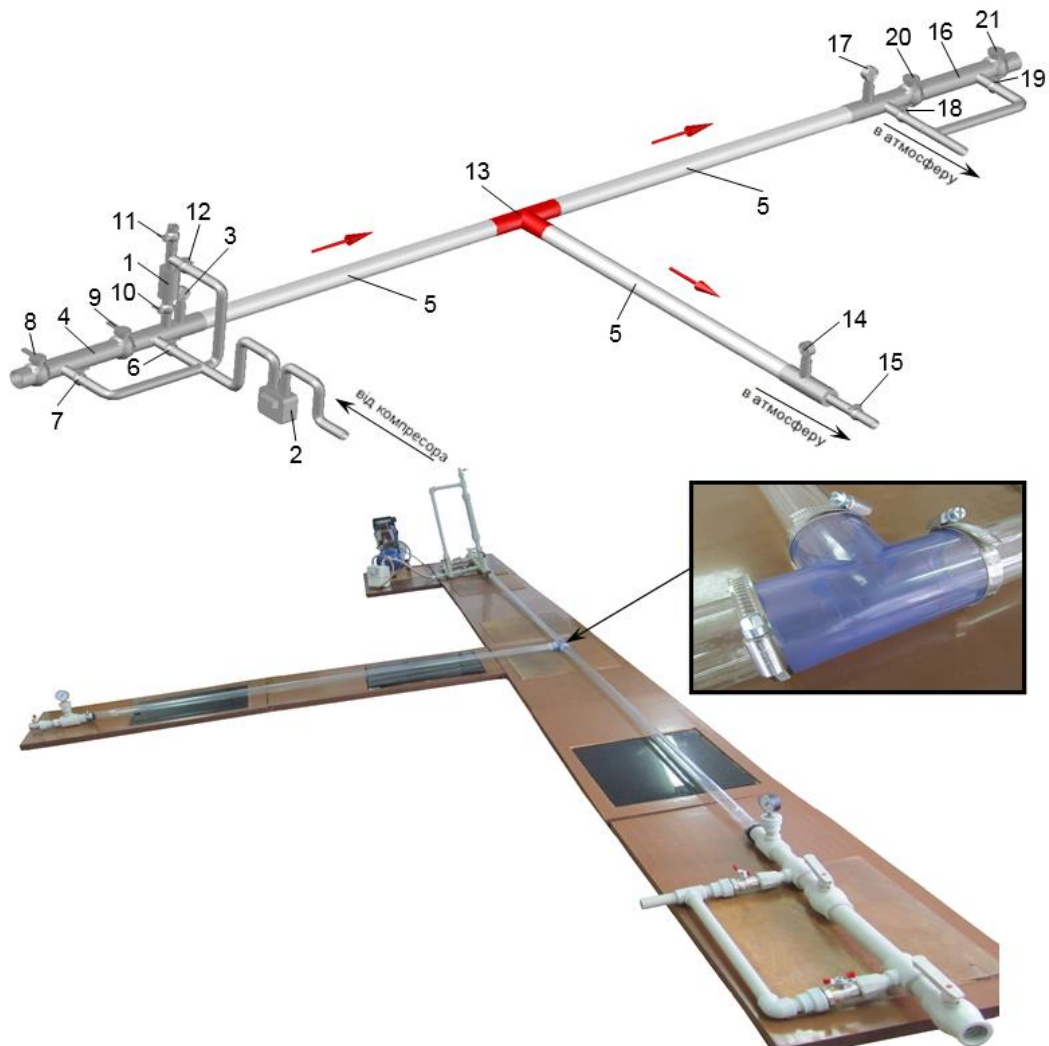
Вузол запускання внутрішньотрубних засобів та дискретних фаз в трубопроводі (рисунок 4.2) виготовлений з пластикових труб і фасонних елементів і складається з ємності для твердої та рідкої фази 1, газового лічильника 2, манометра 3, камери запускання внутрішньотрубних засобів 4, кранів 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11. В трубопроводі повітря подається від компресора через газовий лічильник 2 після відкривання крана 6. Щоб запуснути внутрішньотрубний засіб в трубопроводі його поміщають в камеру 4 через відкритий кран 8, тоді закривають крани 6 та 8 і відкривають крани 7 та 9. Щоб подати тверду або рідку фазу в трубопроводі її засипають або заливають в ємність 1 через відкритий кран 11, тоді закривають кран 11 і відкривають крани 12 та 10. Дискретну фазу подають в трубопроводі тільки після досягнення необхідної витрати повітряного потоку. Тиск на дискретну фазу в ємності 1 необхідний для того, щоб забезпечити безперервний потік твердих або рідких частинок з регульованою краном 12 витратою та для уникнення зворотного потоку.

Вузол приймання внутрішньотрубних засобів та випускання двофазного потоку з трубопроводу (рисунок 4.2) виготовлений з пластикових труб та фасонних елементів і складається з камери приймання 16, манометра 17, кранів 18, 19, 20, 21. Двофазний потік з трубопроводу в атмосферу випускають через кран Вузол випускання двофазного потоку з трубопроводу (рисунок 4.2) також виготовлений з пластикових труб, фасонних елементів і складається з манометра 14 та крана 15.

Експериментальні дослідження руху двофазних потоків трійником виконувались для різних схем руху потоку:

- потік рухається магістраллю трійника і з магістралі частина потоку перетікає у відвід трійника (рисунок 4.2);
- потік рухається магістраллю трійника і з магістралі увесь потік направляється у відвід трійника;
- потік рухається відводом трійника і з відводу направляється у магістраль трійника, де частина потоку перетікає в одну сторону магістралі, а друга частина в іншу сторону магістралі;

- потік рухається відводу трійника і з відводу направляється у одну з сторін магістралі 18. Щоб прийняти внутрішньотрубний засіб з трубопроводу відкривають крани 20 і 19 і закривають кран 18. Коли внутрішньотрубний засіб буде знаходитись в камері приймання 16 відкривають кран 18 і закривають крани 19 і 20. Тоді, відкривши кран 21, виймають внутрішньотрубний засіб з трубопроводу.

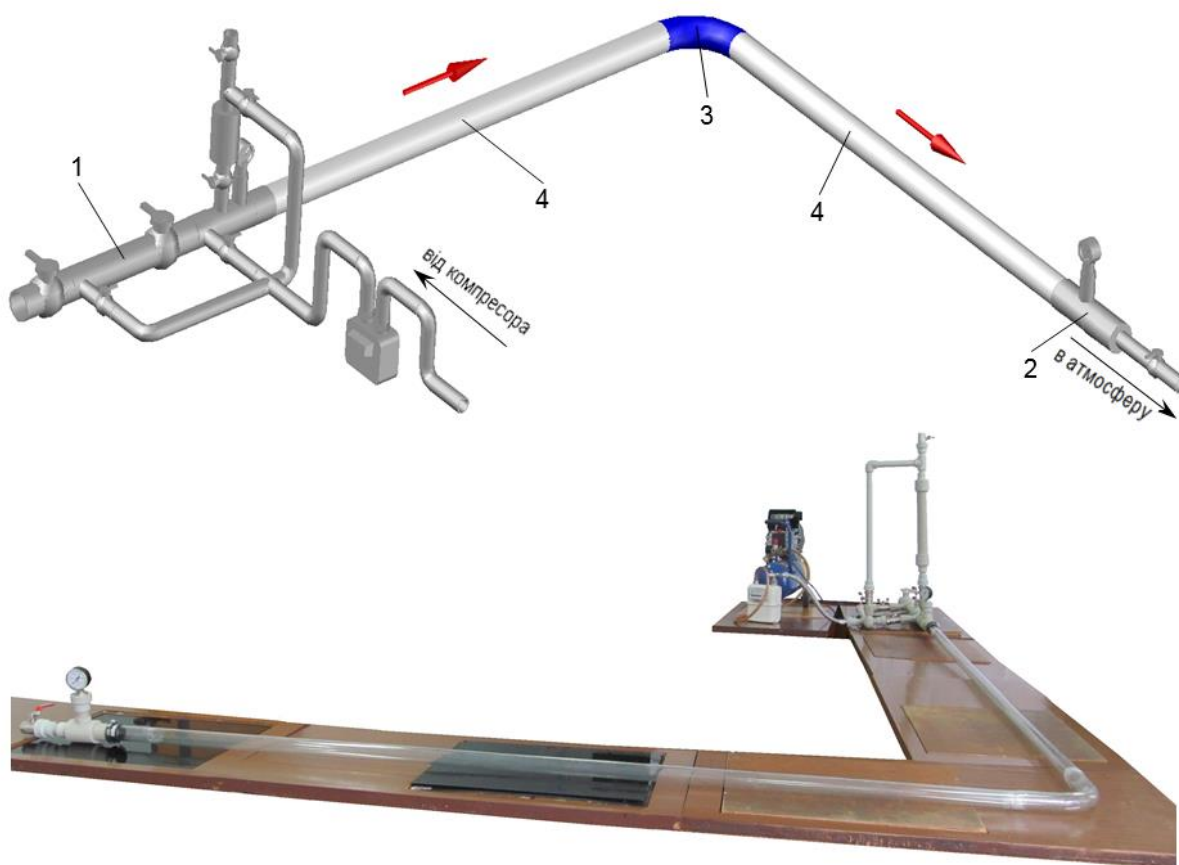


1 – ємність для дискретних фаз; 2 – газовий лічильник; 3, 14, 17 – манометр;
4 – камера запускання; 5 – скляна труба; 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 18, 19,
20, 21 – кран; 13 – трійник; 16 – камера приймання

Рисунок 4.2 – Експериментальний стенд для досліджень руху двофазних потоків трійником

Зміна схем руху потоку виконувалась зміною конфігурації стенду, що було можливо завдяки тому, що скляні труби, прозорий пластиковий трійник, вузли запускання-приймання внутрішньотрубних засобів та дискретних фаз з'єднані одне з одним банджами з резиновими прокладками, які легко знімаються.

Експериментальний стенд для дослідження руху двофазних потоків відводом наведений на рисунку 4.3. Експериментальний стенд складається з вузла запускання внутрішньотрубних засобів та дискретних фаз в трубопровід 1, вузла випускання двофазного потоку з трубопроводу 2, прозорого скляного відводу 3 з поворотом на кут 90° , прозорих скляних труб 4 внутрішнім діаметром 38 мм, товщиною стінки 3,5 мм і довжиною 2,4 м.



- 1 – вузол запускання внутрішньотрубних засобів та дискретних фаз в трубопровід; 2 – вузол випускання двофазного потоку з трубопроводу;
3 – скляний відвід; 4 – скляна труба

Рисунок 4.3 – Експериментальний стенд для досліджень руху двофазних потоків відводом

Одним з призначень експериментального стенду є дослідження руху двофазних потоків фасонними елементами трубопроводів, виявлення місць ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів. Для цього потрібно спостерігати за траєкторіями руху дискретних фаз прозорими фасонними елементами, виявлення місця їх інтенсивного ударяння до стінки трубопроводу, визначати кути атаки, діаметри частинок в місці ударяння, виявляти місця інтенсивного ерозійного зношування фасонних елементів.

Стиснуте повітря подається від поршневого компресора з ресивером. Витрата повітря вимірюється лічильником GF-1 OKTAVA максимальна об'ємна витрата якого $6,0 \text{ м}^3/\text{год}$, мінімальна $0,04 \text{ м}^3/\text{год}$. Межі допустимої відносної похибки лічильника $2,0 \%$. Тиск вимірюється манометром надлишкового тиску класу точності 2,5. Діапазон вимірювань тиску від 0 до $0,1 \text{ МПа}$.

Експериментальні дослідження виконувались таким чином. Відкривши кран 6 вузла запускання внутрішньотрубних засобів та дискретних фаз (рисунок 4.2) повітря подавалось від компресора в трубопровід. Витрата повітря на вході, яка визначає середню швидкість двофазного потоку, вимірювалась газовим лічильником 2, а тиск манометром 3. Середня швидкість повітря в трубопроводі розраховувалась. Відкривши кран 11, засипалась (заливалась) дискретна фаза в ємність для твердої та рідкої фази 1. Після досягнення необхідної витрати повітряного потоку трубопроводом кран 11 закривався, а відкривши крани 10 і 12 дискретна фаза запускалась в трубопровід. Витрата дискретної фази визначалась шляхом фіксування часу, за який випорожниться ємність для твердої та рідкої фази 1. Швидкість дискретної фази визначалась фіксування часу, за який частинка подолає віддаль між приклеєними до скляної труби білими смужками.

Також під час експериментальних досліджень вимірювався тиск в місці випускання двофазного потоку з трубопроводу манометром 17 вузла приймання внутрішньотрубних засобів та випускання двофазного потоку з трубопроводу та манометром 14 вузла випускання двофазного потоку з трубопроводу.

У якості твердих частинок використовувався кварцовий пісок. В трубопровід подавався кварцовий пісок з різними розмірами зерен.

Експериментальні дослідження виконувались при заданій витраті повітря 0,015 м³/с, масовій витраті дискретної фази 34 г/с, середньому тиску в трубопроводі 4540 Па, температурі довкілля 20 °С.

Для виявлення місць ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів внутрішня поверхня відводу, трійника фарбувалась червоною фарбою. Щоб фарбу нанести рівномірно шаром однакової товщини один з кінців фасонного елемента заглушувався, а в інший наливалась фарба.

Місце інтенсивного ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів визначалось шляхом виявлення місць внутрішньої поверхні фасонного елемента з видаленою двофазним потоком фарбою.

Щоб підвищити точність кожен експеримент повторювався три рази. Після кожного експерименту вимірювались місце або місця з видаленою фарбою, здійснювалось їх фотографування. Тоді фасонний елемент видалявся з експериментального стенду, очищувався від фарби та заново фарбувався і після висихання фарби експеримент повторювався.

Також місця інтенсивного ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів виявлялись комп'ютерним моделюванням в програмному комплексі ANSYS Fluent R17.0 Academic.

Для моделювання ерозійного зношування в ANSYS Fluent закладено підхід Лагранжа (модель DPM (Discrete Phase Model – модель дискретної фази)). В основі підходу Лагранжа лежить розгляд руху окремих частинок (або груп частинок) дискретної фази. Лагранжева модель DPM дає змогу дослідити траєкторії руху частинок дискретної фази в суцільній фазі розв'язанням диференційного рівняння руху частинок. Дискретна фаза може бути як твердою, так і бульбашками в рідині чи краплями в газі. Модель враховує двосторонній обмін масою, імпульсом і енергією частинок із суцільною фазою. Модель DPM застосовується для невеликих значень об'ємної концентрації частинок оскільки взаємодія часток між собою враховується опосередковано. Перевагою моделі DPM є можливість точно враховувати характер взаємодії дискретної фази зі стінкою. В рамках моделі взаємодії дискретної фази зі стінкою є додаткова

модель ерозії стінки. Крім того, в рамках моделі DPM набагато простіше враховувати вторинний розпад дискретної фази (якщо це краплі або бульбашки). Недоліком моделі DPM є обмеження на локальну об'ємну концентрацію частинок (менше 10 %).

Комплексна процедура чисельного моделювання складається з трьох етапів:

- моделювання газового потоку (суцільної фази) в фасонних елементах газопроводів;

- моделювання руху рідких і твердих частинок в газовому потоці фасонними елементами газопроводів;

- розрахунок ерозійного зношування фасонних елементів газопроводів.

Рух суцільної фази в ANSYS Fluent моделюється шляхом чисельного розв'язування систем рівнянь, які описують найзагальніший випадок руху газоподібного середовища. Такими є рівняння Нав'є – Стокса (4.18), яке виражає собою закон збереження імпульсу, (або Рейнольдса (4.19), якщо потік турбулентний) і нерозривності (4.20), яке виражає собою закон збереження маси

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \\ + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right) + f_i, \end{aligned} \quad (4.18)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho \bar{u}_i) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho \bar{u}_i \bar{u}_j) + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho \bar{u}_i \bar{u}'_j) = \\ = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i} \right) \right) + f_i, \end{aligned} \quad (4.19)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho u_j) = 0, \quad (4.20)$$

де x_i, x_j – координати;

t – час;

u_i, u_j – компоненти швидкості;

ρ – густина газу;

μ – молекулярна динамічна в'язкість газу;

f_i – доданок, який враховує дію масових сил;

p – тиск;

\bar{u}_i – усереднені за часом значення швидкостей;

\bar{u}'_i – складові пульсації швидкості. [151]

Граничними умовами, як правило, є розподіл усіх складових швидкості у вхідному перерізі і рівність нулю перших похідних (у напрямку потоку) складових швидкості у вихідному перерізі. Тиск у рівняннях тільки у вигляді перших похідних, тому потрібно вказати тиск тільки в будь-якій одній точці розрахункової геометрії.

В ANSYS Fluent ці рівняння замикаються двопараметричною $k-\varepsilon$ (k – турбулентна енергія, ε – швидкість дисипації турбулентної енергії) моделлю турбулентності, яка передбачає розв'язання таких рівнянь:

- рівняння перенесення турбулентної енергії k

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla(\rho u k) = \nabla \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + \mu_t G - \rho \varepsilon; \quad (4.21)$$

- рівняння перенесення турбулентної дисипації ε

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \nabla(\rho u \varepsilon) = \nabla \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right) + C_1 \frac{\varepsilon}{k} \mu_t G - C_2 \rho \frac{\varepsilon^2}{k}, \quad (4.22)$$

де u – швидкість потоку газу;

μ_t – турбулентна динамічна в'язкість газу;

σ_k – коефіцієнт, який рівний одиниці;

G – розрахунковий параметр;

σ_ε – коефіцієнт, рівний $\sigma_\varepsilon = 1,3$;

C_1 – коефіцієнт, рівний $C_1 = 1,44$;

C_2 – коефіцієнт, рівний $C_2 = 1,92$.

Модель турбулентності $k-\varepsilon$ є так званою "високореїнольдсовою" моделлю, створеною на основі методу усереднення рівнянь Нав'є-Стокса і призначена для розрахунку турбулентних процесів.

Речовина, яка присутня в потоці суцільної фази у вигляді дискретної фази, не утворює суцільне середовище, а окремі частинки взаємодіють з потоком суцільної фази і між собою. Для моделювання руху дискретної фази в суцільній фазі в ANSYS Fluent застосовується підхід Лагранжа, тобто відстежується рух окремо взятих частинок під дією сил з боку потоку суцільної фази.

Вважають, що частки дискретної фази є сферами. Сили, які діють на частинку, обумовлені різницею швидкості частинки і швидкості потоку суцільної фази, а також витісненням цієї часткою середовища суцільної фази. Рівняння руху такої частки було виведено в роботі [152], і воно має вигляд

$$\begin{aligned}
 m_p \frac{du_p}{dt} = & 3\pi\mu d_p C_{cor} (u - u_p) + \frac{\pi d_p^3 \rho}{6} \frac{du}{dt} + \\
 & + \frac{\pi d_p^3 \rho}{12} \left(\frac{du}{dt} - \frac{du_p}{dt} \right) + F_e - \frac{\pi d_p^3}{6} (\rho_p - \rho) \vec{\omega} \times (\vec{\omega} \times \vec{r}) - \\
 & - \frac{\pi d_p^3 \rho_p}{3} (\vec{\omega} \times u_p),
 \end{aligned} \tag{4.23}$$

де m_p – маса частинки,

u_p – швидкість руху частинки;

d_p – діаметр частинки;

C_{cor} – коефіцієнт в'язкого опору;

F_e – зовнішня сила, яка безпосередньо діє на частинку (наприклад, сила тяжіння або сила електричного поля);

$\vec{\omega}$ – кутова швидкість обертання;

\vec{r} – радіус вектор (у разі розгляду руху у відносній системі відліку).

Ліва частина рівняння (4.23) є сумою усіх сил, які діють на частинку, вираженою через масу і прискорення цієї частинки. Першим доданком в правій

частині є гальмування частинки в результаті в'язкого тертя до потоку суцільної фази відповідно до закону Стокса. Другий доданок – сила, прикладена до частинки, яка зумовлена спричиненим прискоренням потоку суцільної фази перепадом тиску в суцільній фазі, оточуючій частинку. Третій доданок – сила, необхідна для прискорення ваги суцільної фази в об'ємі, витісненому частинкою. Ці два доданки треба враховувати, коли густина основної фази більша густини частинок. Четвертий доданок (F_e) – зовнішня сила, яка безпосередньо діє на частинку, наприклад, сила тяжіння або сила електричного поля. Останні два доданки – відцентрова сила і сила Коріоліса, які мають місце тільки у разі розгляду руху у відносній системі відліку. Крім того, іноді в правій частині (6) треба врахувати деякі додаткові сили (наприклад у разі наявності в потоці значного перепаду температур).

Рівняння (4.23) є диференціальне рівняння першого порядку, в якому єдиною невідомою величиною є швидкість частинки u_c , а аргументом – час t . Швидкість потоку суцільної фази u у всіх точках простору вважається відомою і визначається розв'язуванням рівнянь (4.18-4.20). Вихідними даними, крім розміру і властивостей частинки є її положення в початковий момент часу. Вказується також, що має відбуватися у разі ударяння частинки до стінки або до іншої частинки. Для виконання розрахунку доданки, які містять u_c , переносяться в ліву частину рівняння (4.23). Швидкість і положення частинки в кожний наступний момент часу визначається шляхом чисельного інтегрування за часом з деяким кроком Δt усіх інших доданків рівняння (4.23).

Алгоритми, реалізовані в ANSYS Fluent, дають змогу моделювати вплив на потік суцільної фази дискретної фази. У першому наближенні густина і в'язкість речовини суцільної фази та деякі інші величини множаться на $(1-\alpha_c)$, де α_c – питомий об'єм, зайнятий частинками. Тоді на кожному кроці за часом виконується розрахунок зміни маси, імпульсу і енергії частинок, і ці зміни додаються, відповідно в рівняння збереження маси (4.19), імпульсу (4.18) і енергії

для потоку суцільної фази. Таким чином, розрахунок потоку суцільної фази і розрахунок руху частинок виконується спільно.

Якщо потік речовини суцільної фази є турбулентним, то траєкторія руху частинок не є детермінованою, оскільки залежить від інтенсивності і напрямку турбулентних пульсацій. В сучасних програмних продуктах реалізовано кілька граничних умов, які відповідають різним подіям, що відбуваються у разі ударяння частинки до стінки: відбивання в результаті пружного або непружного ударяння, прилипання до стінки, ковзання уздовж стінки (залежно від фізичних властивостей і кута атаки), проходження крізь стінку (якщо стінка пориста) тощо. Є також можливість моделювання розщеплення і зливання при певних умовах крапель води або бульбашок газу під час їх зіткнення одна з одною. [153]

В програмному комплексі Ansys Fluent розрахунок ерозійного зношування виконується з використанням моделі Фінні, розробленої для жорстких пластичних матеріалів шляхом аналізу рівнянь руху однієї частинки під час її зіткнення з поверхнею. Для оцінювання обсягу втрати матеріалу поверхні, зумовленої зіткненням з нею частинки, була досліджена траєкторія руху частинки. При цьому було прийнято такі припущення:

- прорізання поверхні є пластичною деформацією;
- тріщини не поширюються попереду частинки, яка ріже поверхню;
- відшарування матеріалу спричинене різальною дією частинок.

Даний модель неможливо застосовувати для крихких матеріалів.

Згідно з моделлю Фінні, питома швидкість ерозії (маса поверхні вилучена з одиниці площі за одиницю часу) на поверхні рівна

$$E = K u_c^n f(\theta), \quad (4.24)$$

де K – коефіцієнт, який залежить від модуля пружності матеріалу стінки і густини частинки;

n – стала, яка залежить від матеріалу стінки (для сталі змінюється від 2,3 до 2,5);

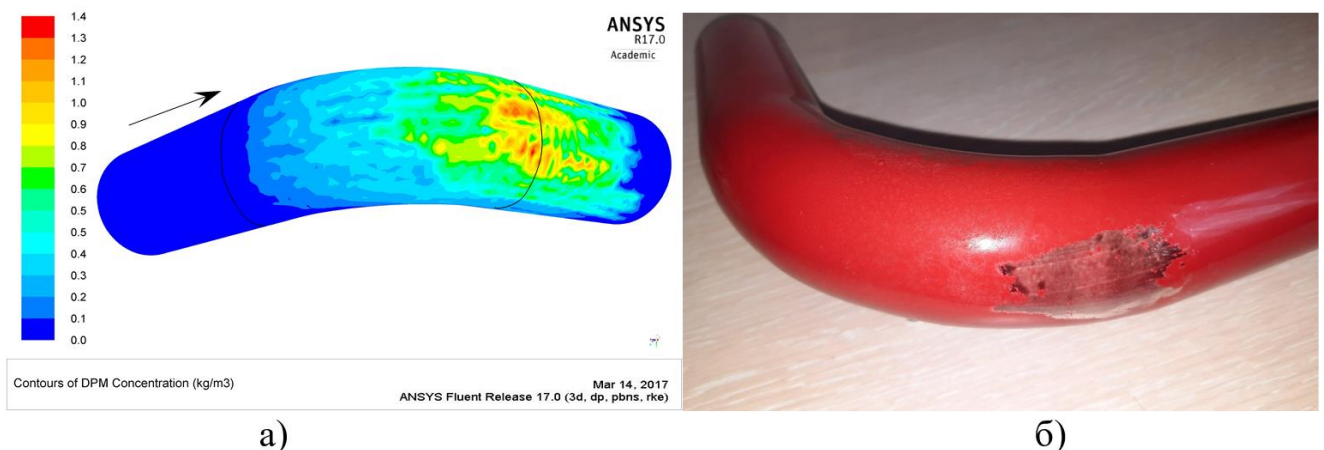
$f(\theta)$ – безрозмірна функція, яка враховує вплив кута атаки θ на швидкість ерозійного зношування. Ця функція може мати різний вигляд. Наприклад, в роботі [154] вона має вигляд:

$$f(\theta) = \begin{cases} A\theta^2 + B\theta & \dots\theta \leq \varphi \\ X\cos^2\theta \sin(W\theta) + Y \sin^2\theta + Z & \dots\theta > \varphi \end{cases}, \quad (4.25)$$

де $A, B, W, X, Y, Z, \varphi$ – емпіричні коефіцієнти.

Результати моделювання були візуалізовані в постпроцесорі програмного комплексу побудовою полів швидкості ерозійного зношування на контурах фасонних елементів.

Місце інтенсивного ерозійного зношування відводу (рисунок 4.4, а, б) розміщене з опуклого його боку в кінці заокругленої частини відводу. Таке місцезнаходження інтенсивного ерозійного зношування відводу свідчить, що потік повітря впливає на рух частинок піску відводом і переважна їх більшість ударяється до стінки відводу не в середині заокругленої його частини з опуклого боку, а в кінці.



а) – поля швидкості ерозійного зношування на контурах відводу;

б) – відвід з видаленою двофазним потоком фарбою з внутрішньої його поверхні

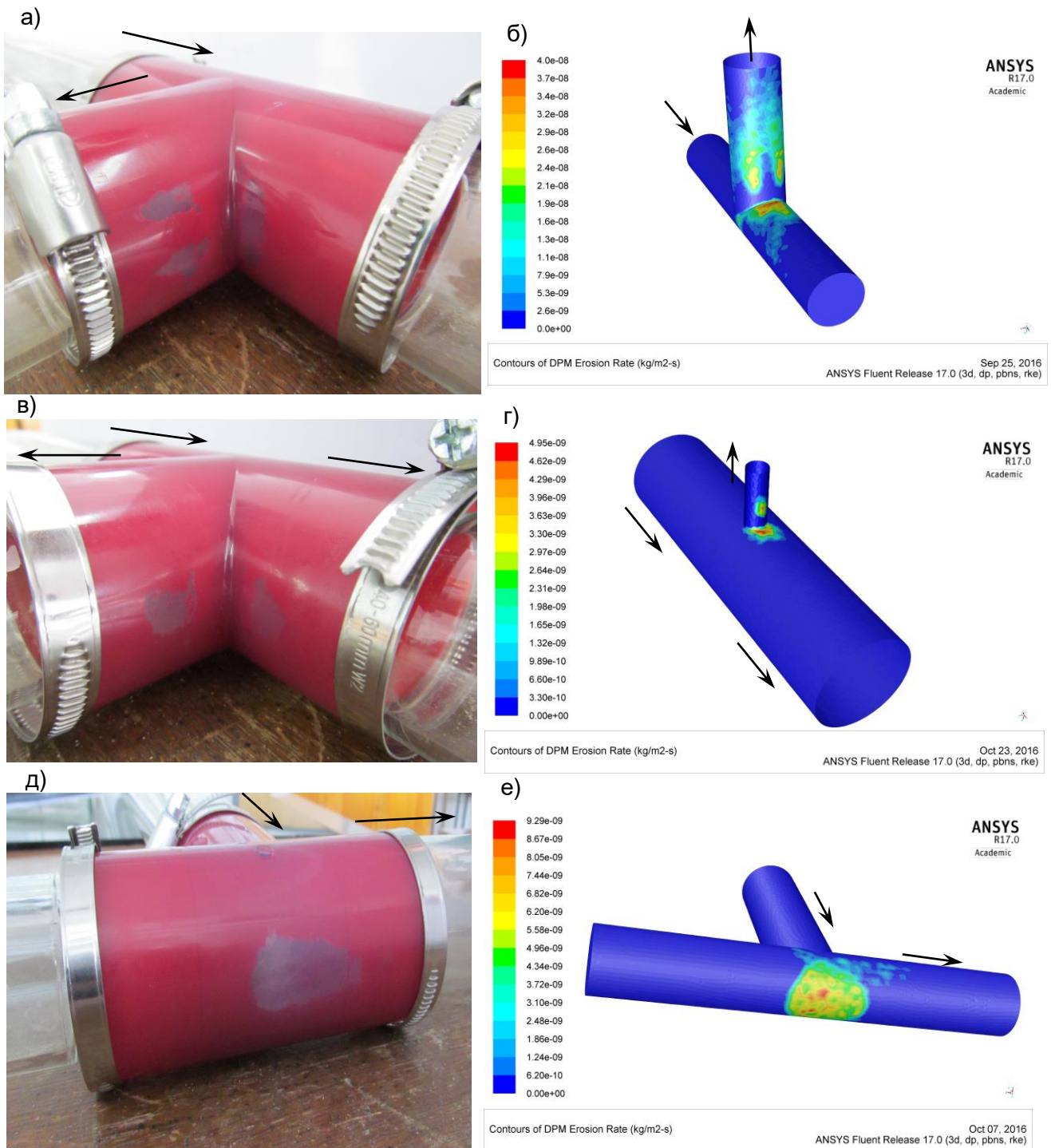
Рисунок 4.4 – Результати досліджень відводу на ерозійне зношування

У трійнику, в якому потік рухається магістраллю трійника, і з магістралі частина потоку спрямовується у відвід трійника (рисунок 4.5, а, б) місце інтенсивного ерозійного зношування розміщене і у магістралі і у відводі трійника. У магістралі трійника місце ерозійного зношування розміщене з правої сторони відводу трійника. Таке місцезоташування ерозійного зношування магістралі трійника зумовлене тим, що, перетікаючи у відвід трійника, незначна частина потоку, заокруглюючись, не потрапляє у відвід і частинки піску ударяються в стінку магістралі трійника з правої сторони відводу. У відводі трійника місце ерозійного зношування розміщене з правого боку відводу і зумовлене ударянням до стінки відводу частинок піску, які у потоці повітря перетекли у відвід трійника.

У трійнику, в якому потік рухається магістраллю трійника, і з магістралі увесь потік спрямовується у відвід трійника (рисунок 4.5, в, г) місце інтенсивного ерозійного зношування розміщене і у магістралі, і у відводі трійника. Так, як і в попередньому випадку, у магістралі трійника місце ерозійного зношування розміщене з правої сторони відводу трійника. Таке місцезоташування ерозійного зношування магістралі трійника також зумовлено тим, що, перетікаючи у відвід трійника, незначна частина потоку, заокруглюючись, не потрапляє у відвід і частинки піску ударяються в стінку магістралі трійника з правої сторони відводу. У відводі трійника місце ерозійного зношування розміщене з правої і лівої сторони від твірної відводу трійника, розміщеної з правого боку відводу і має витягнуту форму. Таке місцезоташування ерозійного зношування відводу трійника спричинене ударянням до стінки відводу частинок піску, які у повітряному потоці перетекли у відвід трійника.

У трійнику, в якому потік рухається відводом трійника, і з відводу увесь потік спрямовується у одну сторону магістралі трійника (рисунок 4.5, д, е) місце інтенсивного ерозійного зношування розміщене в магістралі трійника навпроти відводу і має грушоподібну форму. Кругла частина грушоподібного місця ерозійного зношування майже повністю співпадає з проекцією відводу трійника на внутрішню стінку його магістралі. Витягнута частина грушоподібного місця

ерозійного зношування простягається в сторону руху потоку магістраллю трійника.



а), в), д) – трійник з видаленою двофазним потоком фарбою з внутрішньої його поверхні; б), г), е) – поля швидкості ерозійного зношування на контурах трійника
Рисунок 4.5 – Результати досліджень трійника на ерозійне зношування трійника

Розроблений багатофункціональний експериментальний стенд-макет лінійної частини газопроводу дає можливість дослідити рух двофазних потоків фасонними елементами трубопроводів, виявити місця інтенсивного ерозійного зношування відводів, трійників трубопроводів.

Виявлено, що максимальне ерозійне зношування відводів відбувається з опуклого їх боку в кінці заокругленої частини відводу.

У трійниках місцезнаходження ерозійного зношування залежить від схеми руху потоку трійником. У трійниках, в яких потік рухається магістраллю трійника, і з магістралі частина або весь потік спрямовується у відвід трійника – місце інтенсивного ерозійного зношування розміщене і у магістралі (з правої сторони відводу) і у відводі трійника (з правого боку відводу). У трійниках, в яких потік рухається відводом трійника і з нього спрямовується у одну з сторін магістралі трійника місце ерозійного зношування трійника має грушеподібну форму і розміщене навпроти відводу трійника. Витягнута частина грушеподібного місця ерозійного зношування простягається в сторону руху потоку магістраллю трійника.

Експериментально виявлені місця ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів співпали з місцями їх ерозійного зношування, виявленими комп'ютерним моделюванням, що підтверджує достовірність моделювання [12-15, 135]. Отримані результати дозволять більш точно визначати вагові коефіцієнти ерозійних дефектів при визначенні дефектного балу.

4.4 Ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів у трубопроводах

Оцінювання деформаційної поведінки матеріалу трубопроводу за умов навантажень і фізико-хімічного впливу середовища, максимально наближених до експлуатаційних, забезпечує можливість прогнозування залишкового ресурсу діючих і нових трубопроводів. Крім того, воно дозволяє коректніше прогнозувати експлуатаційні ризики та рівень потенційних загроз довкіллю.

Важливо вивчити кінетику деформування у корозивних середовищах, оскільки рівень пошкоджень внаслідок синергічної дії механічного та корозійного чинників зростає нелінійно, відповідно так само збільшуються імовірності розгерметизації, або руйнування трубопроводу, а, відповідно, й пов'язані з цим експлуатаційні ризики [156]. Досліджено вплив тривалого навантаження на деформаційну поведінку трубної сталі 17ГС у стані постачання та після 41 року експлуатації у хлоридних і хлоридно-сульфатних середовищах (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 – Хімічний склад модельних середовищ

№ МС		1	2	3	4	5	6
Концентрація, mol/l	NaCl	0,01	0,05	0,1	0,005	0,025	0,05
	Na ₂ SO ₄	-	-	-	0,005	0,025	0,05

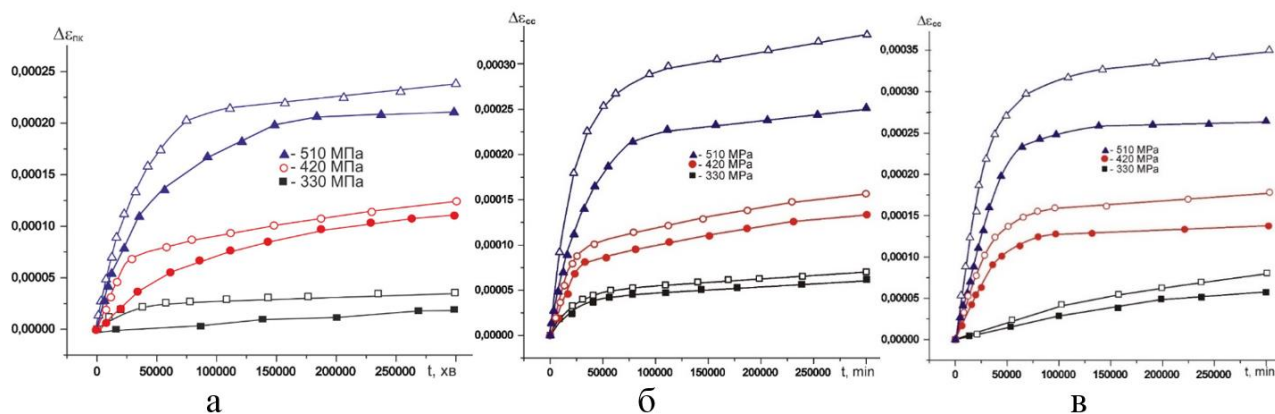
У хлоридних середовищах виявлено зростання приростів деформації за збільшення рівня прикладених напружень. На відміну від даних одержаних на повітрі, в середовищах не було циклічних пришвидшень–сповільнень деформування, що може бути пов'язане з ефектом Ребіндера (рисунок 4.6, 4.7).

У всіх хлоридно-сульфатних середовищах спостерігали істотне зростання швидкості деформування за мінімального рівня номінальних напружень (рисунок 4.6). Це, скоріш за все, пов'язано зі зростанням локалізації корозійних процесів. Це зумовлює підвищену небезпеку активації корозійно-механічних процесів у цих середовищах, навіть за штатних режимів експлуатації трубопроводу.

Виявлено підвищену чутливість трубної сталі до тривалої дії хлоридно-сульфатних електролітів, що необхідно враховувати при оцінюванні ресурсу роботи. Слід відзначити значні кути нахилу завершальної ділянки кривої у МС5 та МС6, що свідчить про нестационарність процесу, тобто про можливість виникнення значних (аж до наскрізних) корозійних уражень у високомінералізованих ґрунтових електролітах за середніх і підвищених номінальних напружень.

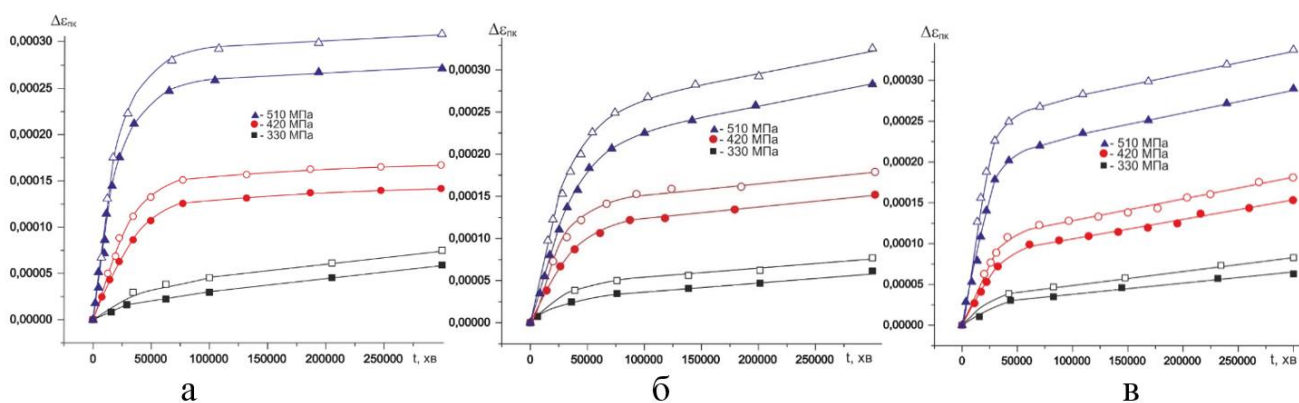
На наступному етапі досліджень вивчали деформаційну поведінку сталі 19Г у нейтральних ґрунтових електролітах та її порівняння із даними для сталі 17ГС.

У хлоридних електролітах спостерігали притаманний обом дослідженим сталям зростаючий приріст деформації. За аналізом абсолютних і відносних приростів деформації виявлено, що трубні сталі у стані постачання мають незначні відмінності деформаційної поведінки, проте тривало експлуатована сталь 19Г чутливіша до тривалої дії ґрунтового електроліту (рисунок 4.8). Про це також свідчить інтенсифікація деформаційних процесів, зокрема на початковій стадії швидкість деформації зростає до 20...30 % [157].



■ – сталь в стані поставки; □ – 41 рік експлуатації

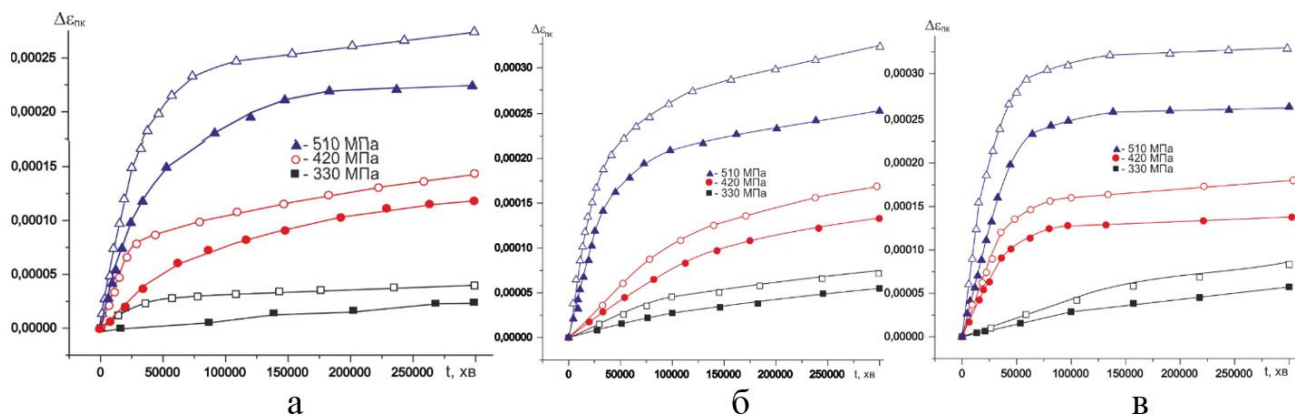
Рисунок 4.6 – Вплив прикладених напружень на кінетику деформації трубної сталі 17ГС у МС-1 (а); МС-2 (б); МС-3 (в)



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

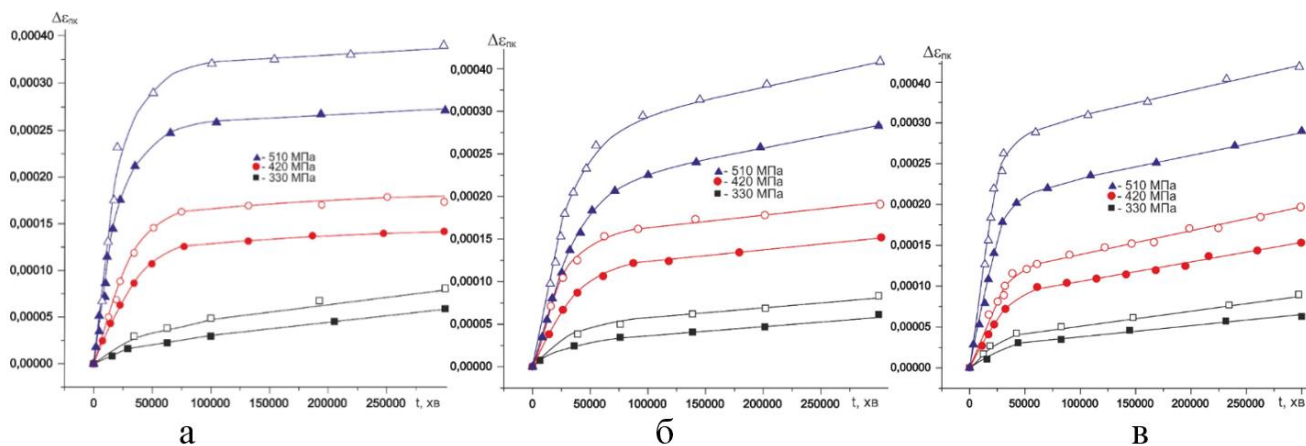
Рисунок 4.7 – Вплив прикладених напружень на кінетику деформації трубної сталі 17ГС у МС-4 (а); МС-5 (б); МС-6 (в)

Подальша кінетика не вирізнялась деформаційними особливостями, однак для всіх середовищ спостерігається вищий рівень величини приросту деформації. Особливо небезпечні тенденції виявлено у МС2 та МС3, де поряд зі значними абсолютними приростами (МС3) спостерігали ще й підвищений ризик тривалого розвитку процесу (МС2), про що свідчить зростання кута нахилу завершальних ділянок кривих.



■ – сталь в стані поставки; □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 4.8 – Вплив прикладених напружень на кінетику деформації трубної сталі 19Г у МС-1 (а); МС-2 (б); МС-3 (в)



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 4.9 – Вплив прикладених напружень на кінетику деформації трубної сталі 19Г у МС-4 (а); МС-5 (б); МС-6 (в)

Отже, у нейтральних хлоридних середовищах прирости деформації для сталі 19Г на 7...15% вищі, ніж для 17ГС. Крім того, у МС2 зафіксовано значну

нестационарність процесу деформування на останній стадії. Така поведінка свідчить про значну пошкодженість матеріалу внаслідок впливу корозивного середовища за тривалої експлуатації. Це за умови невчасного реагування ремонтних служб може спричинити розгерметизацію труби.

У хлоридно-сульфатних ґрунтових електролітах деформаційна поведінка сталі 19Г була дещо іншою, ніж сталі 17ГС. Зокрема, виявлено зростання приросту деформації на першій стадії. Також їй притаманні більші абсолютні величини деформацій та їх відносних приростів для всіх модельних середовищ. Крім того, у МС5 та МС6 спостерігали значні величини кутів нахилу завершальних ділянок. Можна зробити висновок, що у хлоридно-сульфатних електролітах для досліджуваних тривало експлуатованих сталей існує підвищена небезпека розвитку корозійно-механічних процесів у місцях пошкодження протикорозійного покриття.

Також слід звернути увагу на кут нахилу завершальних ділянок кривих деформації за мінімального рівня номінальних напружень. Для усіх хлоридно-сульфатних середовищ виявлено зростаючу кінетику, яка вказує на підвищену небезпеку накопичення корозійних пошкоджень та розвитку корозійно-механічних процесів. Не слід забувати, що висока чутливість до тривалої дії експлуатаційних середовищ може стати причиною розгерметизації трубопроводів із невеликою товщиною стінки. Окремо варто виділити промислові трубопроводи, якими часто транспортується вологий газ, що зумовлює нагромадження підтоварної води у нижній частині труби. Остання діє як корозивне середовище і за відсутності активного протикорозійного захисту може стати причиною витoku транспортованого продукту та завдання шкоди працівникам та довкіллю.

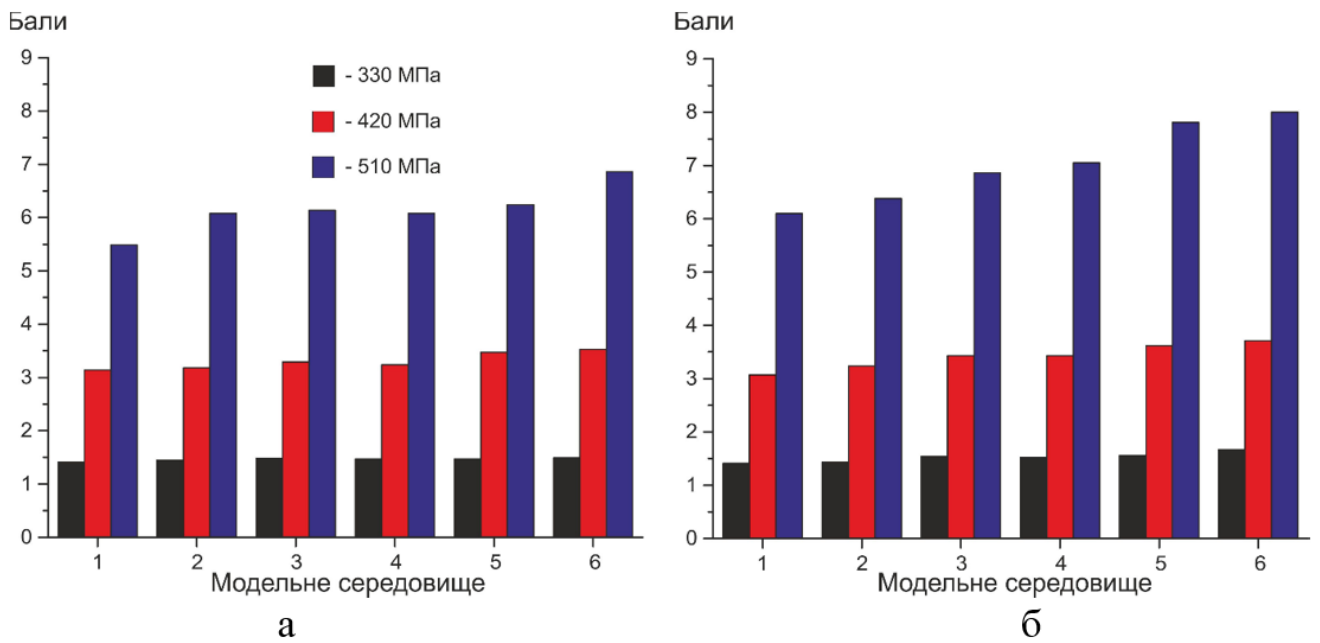
Отже, у нейтральних ґрунтових електролітах найбільші ризики виникнення позаштатних ситуацій для обох досліджуваних сталей спостерігали у МС2, МС5 та МС6. Особливо небезпечними виявлені тенденції є для рівнів підвищених рівнів напружень, які можуть виникати під час просідання ґрунту на ділянках зі складними умовами експлуатації.

Згідно з теорією ранжування, всі джерела загроз мають різний ступінь небезпеки, який можна кількісно оцінити, провівши їх ранжирування. При цьому небезпеку оцінюють за непрямими показниками, вибір яких пов'язаний з умовами роботи об'єкта. У нашому випадку для оцінки тривалої дії експлуатаційних середовищ на трубопровід потрібно відштовхуватися від показників, які служили б маркерами зміни його стану.

Для прийняття управлінських рішень на газопроводах необхідно порівнювати експлуатаційні середовища за сумарним показником імовірності розвитку небезпечних процесів (корозії, втрати несучої здатності тощо) із подальшим їх ранжуванням (рисунки 4.8–4.10). За результатами здійснених експериментів нами запропоновано ранжувати усі досліджувані середовища за наступними характеристичними величинами:

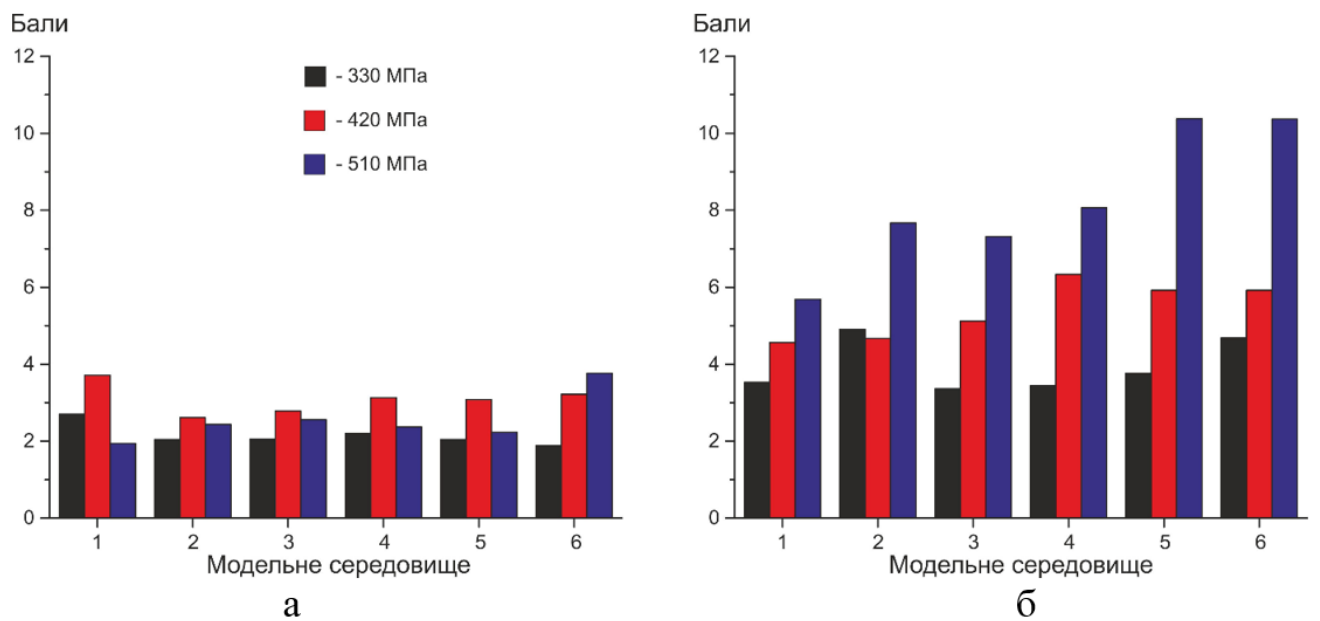
- абсолютна величина приросту деформації;
- відносна величина приросту деформації;
- кут нахилу завершальної ділянки кривої деформації.

Значення відповідного характеристичного показника на повітрі приймаємо рівним одиниці та розраховуємо за ним відносні показники (бали) для інших випадків. Потім шляхом сумування балів за всіма характеристичними показниками отримуємо кінцевий ранг для кожної комбінації «сталь–середовище–напруження» та визначаємо найнебезпечніші. Для поглибленого аналізу отриманих результатів доцільно представити їх у графічному вигляді (рисунок 4.10–4.12). Такий методичний підхід забезпечить візуалізацію та порівнюваність результатів. Порівняльний аналіз експериментальних даних у графічному вигляді показує більшу схильність тривало експлуатованої сталі 19Г до втрати показників опору деформаціям, особливо за рівнів номінальних напружень 420 та 510 МПа. Для подальшого порівняльного аналізу величини впливу хімічного складу ґрунтового електроліту та експлуатаційних напружень доцільно використовувати не лише абсолютні показники деформації, а й величини її приросту у відсотках, перераховані у бали.



а – 17ГС; б – 19Г

Рисунок 4.10 – Ранжування ґрунтових електролітів за показником рівня деформації за напружень 330...510 МПа



а – 17ГС; б – 19Г

Рисунок 4.11 – Ранжування ґрунтових електролітів за приростом деформації за напружень 330...510 МПа

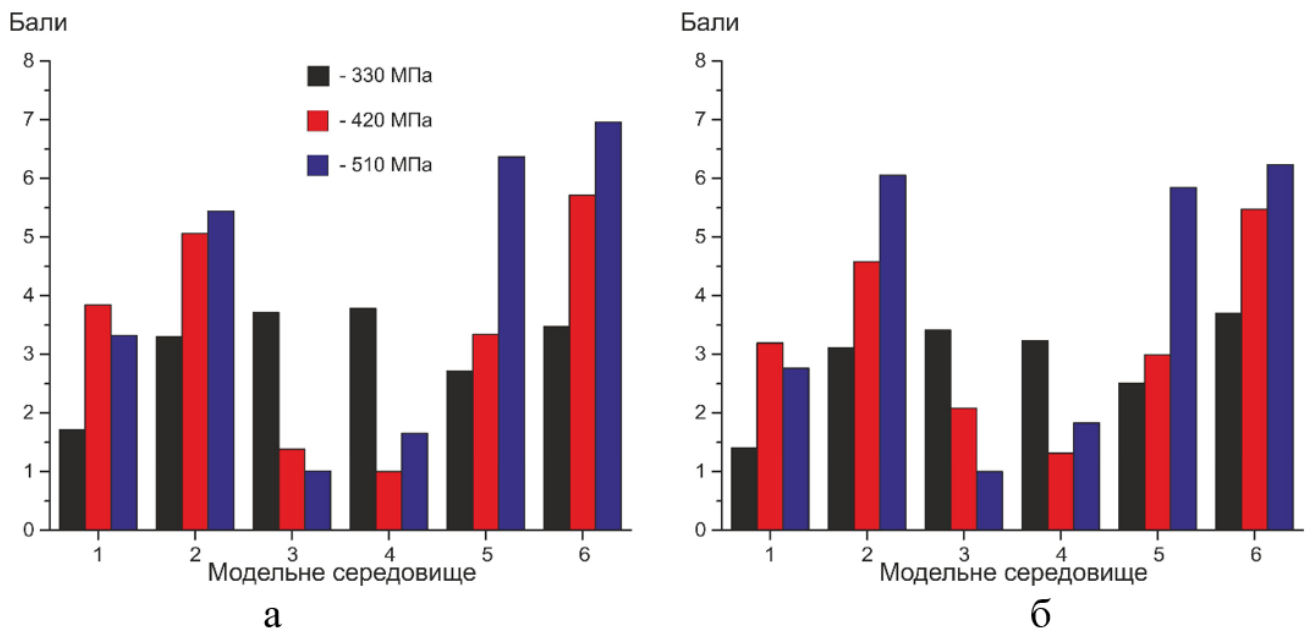


Рисунок 4.12 – Ранжування ґрунтових електролітів за кутами нахилу деформаційних кривих за напружень 330...510 МПа

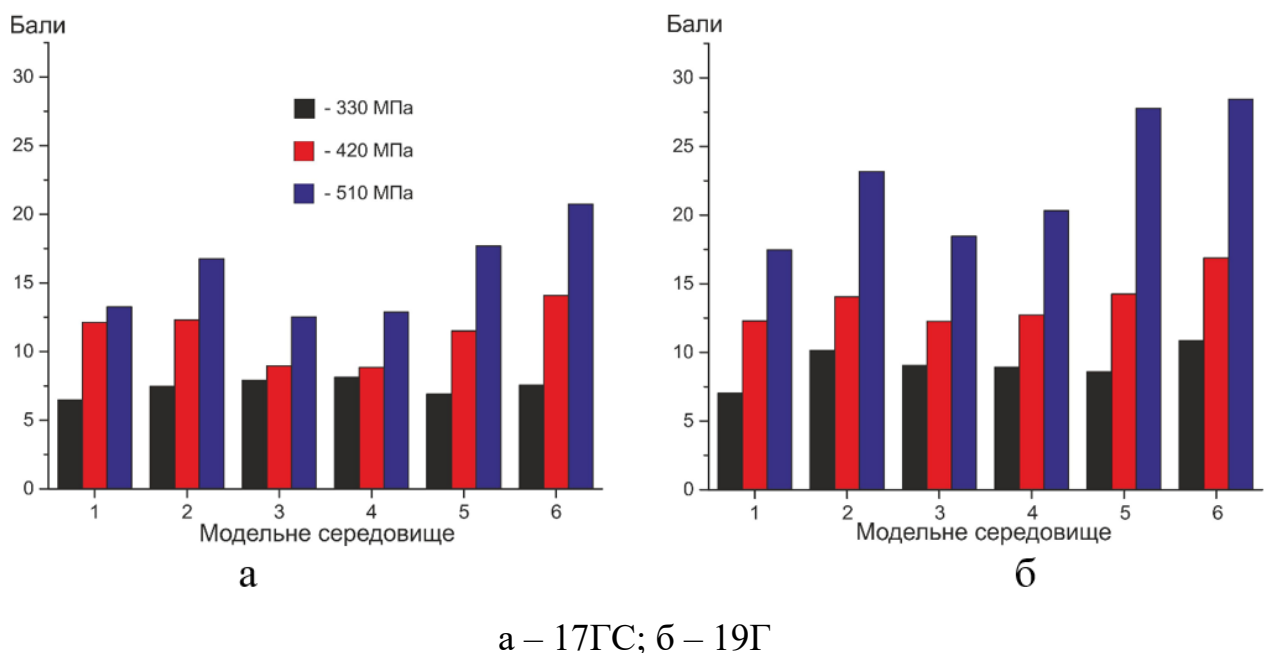


Рисунок 4.13 – Ранжування ґрунтових електролітів за небезпечкою розвитку корозійно-механічних процесів

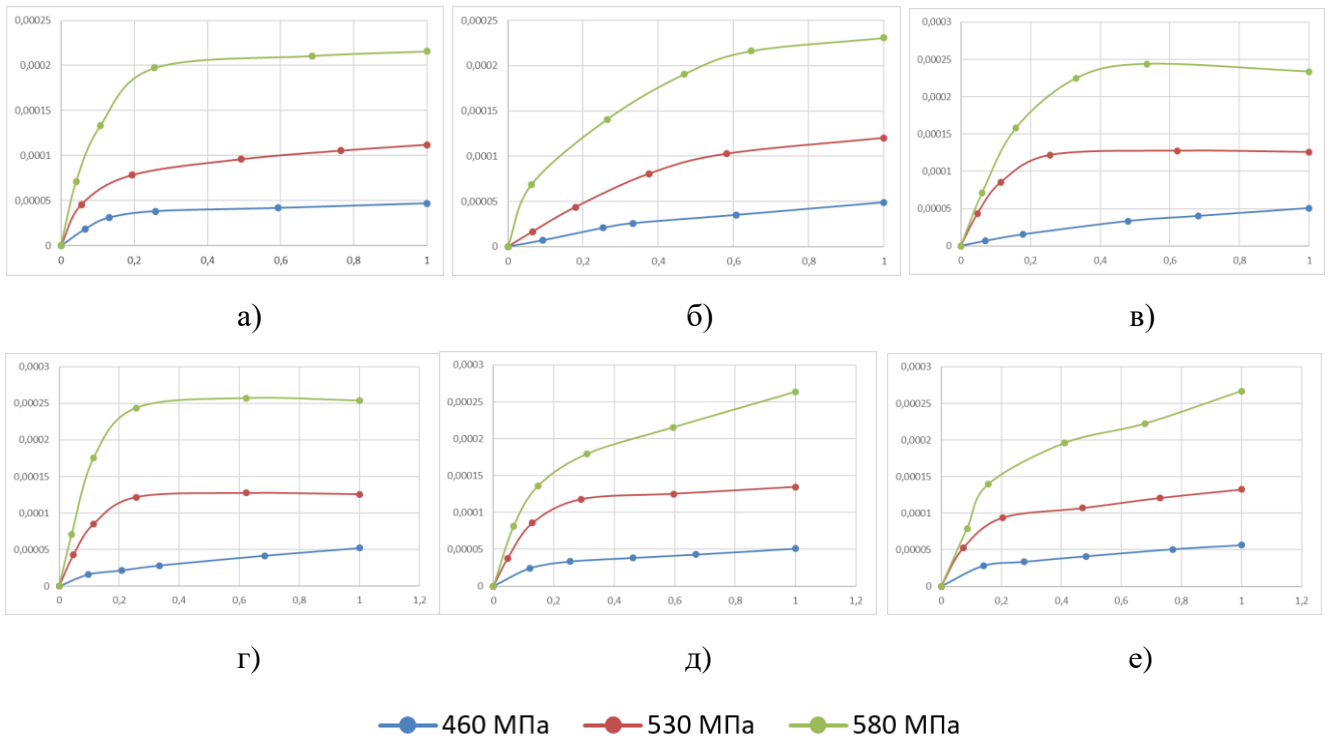
Порівняльний аналіз величин приросту деформації вказує на дуже небезпечну тенденцію. У той час, як сталь 17ГС демонструє невисокі показники,

для сталі 19Г спостерігаємо значні відносні прирости, навіть за мінімального рівня номінальних напружень. Така тенденція свідчить про підвищені ризики виникнення ушкоджень та втрати цілісності труби, особливо в МС2 та МС6.

Для прогнозування показників деформації у часі важливим є визначенні відносного рівня нестационарності процесу за кутом нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої. Аналіз відносних показників кутів нахилу кривих деформації (рисунок 4.12) дав змогу виявити спільну для обох тривалоексплуатованих сталей тенденцію – при мінімальному рівні номінальних напружень у МС2, МС3 та МС4 високі показники нестационарності процесу, тобто є прихована розвитку корозійно-механічних процесів з невеликою швидкістю, що ускладнює їх виявлення при проведенні моніторингових заходів, оскільки дані сусідніх вимірювань відрізнятимуться не значно. Інша виявлена нами небезпека пов'язана із різкою активізацією небажаної деформації у МС5 та МС6 за високих рівнів напружень. А беручи до уваги підвищену локалізацію корозійних процесів у цих середовищах [158] виникають ризики втрати стійкості оболонки труби та спонтанного руйнування. Такий сценарій може бути зумовлений перевантаженням труби внаслідок локального зсуву ґрунту, що спричинило важку аварію трубопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» у 2008 році та, за попередніми даними, є однією із основних причин розгерметизації трубопроводу «Прогрес» у 2016 р. Додавши бали характеристичних показників отримаємо дані для ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів внаслідок тривалої дії експлуатаційних середовищ на експлуатовані трубні сталі (рисунок 4.13).

Аналогічні результати було отримано при дослідженні впливу тривалого навантаження на деформаційну поведінку трубної сталі Х70 у стані поставки (рисунок 4.14).

Узагальнення показників дає змогу виділити найнебезпечніші серед нейтральних ґрунтових електролітів середовища: для досліджуваних марок сталей це будуть МС2, МС5 та МС6. Також спостерігаємо суттєво більший вплив терміну експлуатації на чутливість до впливу корозивного середовища.



а – МС-1; б – МС-2; в – МС-3; г – МС-4; д – МС-5; е – МС-6

Рисунок 4.14 – Вплив прикладених напружень на кінетику деформації трубної сталі X70

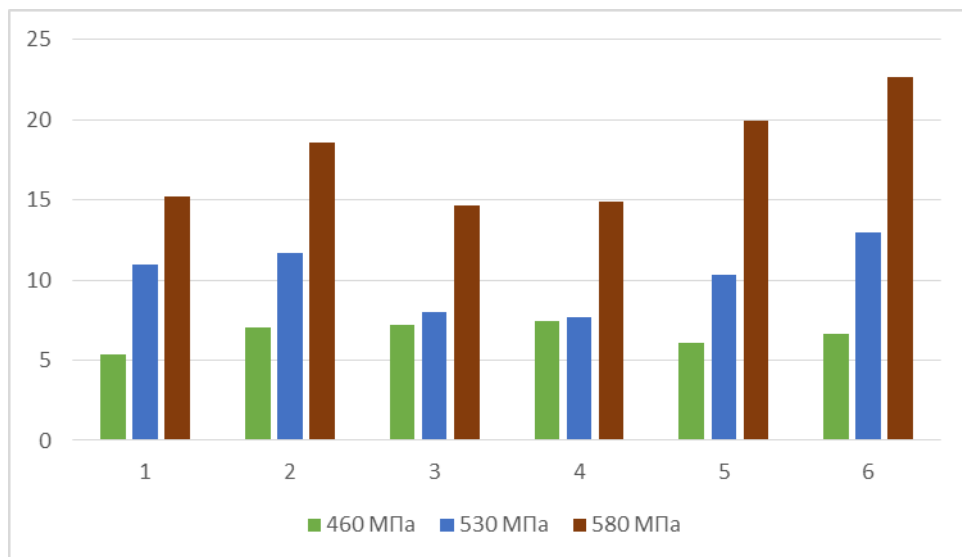


Рисунок 4.15 – Ранжування ґрунтових електролітів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів для сталі X70

Сумарні дані для ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів внаслідок тривалої дії експлуатаційних середовищ на трубку сталі Х70 наведено на рисунку 4.15.

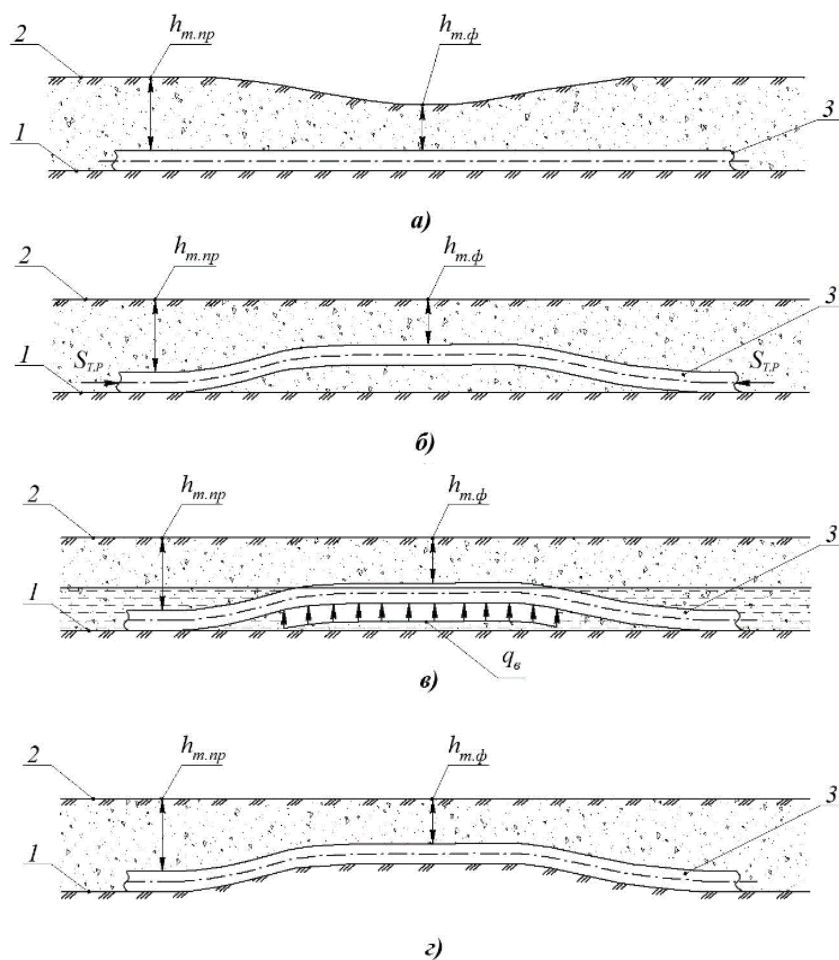
Отже, досліджено основні закономірності впливу тривалої експлуатації на опір деформуванню трубних сталей у ґрунтах хлоридного та хлоридно-сульфатного типів засолення. Здійснено ранжування ґрунтових електролітів за характеристичними показниками та встановлено найнебезпечніші для деградованих трубопровідних сталей у кожній із груп. Для всіх сталей найнебезпечнішими є нейтральні модельні середовища 2, 5 та 6. [8-11, 159, 160]. Проведення аналогічного виду досліджень дозволяє отримати обґрунтовані значення коефіцієнта впливу ґрунтового середовища на матеріал трубопроводу, при визначенні дефектного балу.

4.5 Підвищення надійності роботи газопроводів шляхом відновлення їх проектного положення

Відповідно до нормативних документів існують підземна, півпідземна, наземна і надземна схеми прокладання трубопроводів. Підземна схема прокладання нафтогазопроводів є найрозповсюдженішою (біля 98 % від загальної довжини лінійної частини). Підземна схема прокладання характеризується тим, що верхня твірна труби розміщена нижче відміток денної поверхні ґрунту. За такої схеми прокладання після закінчення будівництва відновлюються сільськогосподарські землі, відсутні впливи сонячної радіації і атмосферних опадів на трубопровід, який знаходиться в стабільних температурних умовах, унеможлиблюється механічні пошкодження від дії сільськогосподарської техніки та від впливу вибухової дії боєприпасів, у випадку військової агресії.

Проте відомо, що магістральні газонафтопроводи під час експлуатації можуть бути частково розкриті внаслідок ерозії ґрунтів (рисунки 4.16, а), а також вони мають властивість втрачати стійкість внаслідок дії різних факторів (тиск, температура, водонасиченість ґрунту та ін.) і підніматись вгору (випучуватися чи

спливати) (рисунок 4.16, б, в), змінюючи своє положення по відношенню до відповідних норм. Також, відомими є факти прокладання трубопроводів в процесі їх спорудження не на проектні відмітки, внаслідок “низької культури” ведення будівництва, тобто, коли трубопровід на окремих ділянках укладався в траншею, глибина якої не відповідала проекту та нормативним документам (рисунок 4.16, г). За результатами внутрішньотрубної діагностики встановлено, що майже кожна ділянка магістральних газопроводів, що інспектувалася, містить місця де глибина залягання трубопроводу не відповідає проекту та нормативним документам. [161-164]



1 – дно траншеї; 2 – поверхня ґрунту; 3 – трубопровід;

$h_{m.нр}$ – проектна (нормативна) глибина залягання трубопроводу; $h_{m.ф}$ – фактична глибина залягання; $S_{T,P}$ – зусилля від температури і тиску; $q_в$ – виштовхувальна сила водонасиченого ґрунту

Рисунок 4.16 – Причини невідповідності глибини залягання трубопроводу проектній та нормативній глибині

Подальша експлуатація таких трубопроводів може бути під загрозою виходу трубопроводу на поверхню та механічного пошкодження ізоляції та тіла труби.

В існуючій технічній літературі, що стосується ремонту магістральних трубопроводів, в основному, розглядаються проблеми підсаджування трубопроводів на переходах через водні перешкоди, де відбувається водяна ерозія ґрунту. При цьому капітальний ремонт методом підсаджування рекомендується проводити при розмивах і провисаннях берегової частини підводного переходу або на значній частині русла, які виникли в результаті змін гідрологічних умов, помилкового прогнозу переформувань русла або переміщення трубопроводу після укладання. [165-167]

Проте, мала увага приділяється проблемам підсаджування лінійної частини в нормальних умовах експлуатації, тобто, не на переходах через водні перешкоди та болота. [168-171]

Ремонт ділянок лінійної частини магістрального трубопроводу з ненормативною глибиною залягання, які не відносяться до переходів через водні перешкоди та болота, проводиться наступними способами:

- 1) ремонт без підсаджування трубопроводу – підсипання ґрунтом із закріпленням підсипаного ґрунту;
- 2) ремонт із підсаджуванням – при одночасній заміні ізоляції;
- 3) ремонт із підсаджуванням, перекладанням в паралельну траншею;
- 4) ремонт із підсаджуванням трубопроводу з використанням ґрунтових перемичок (опор);
- 5) ремонт із підсаджуванням, з випорожненням трубопроводу.

Дані способи виконання ремонтних робіт на лінійній частині магістрального трубопроводу з ненормативною глибиною залягання детально описані в праці [170].

В працях [168-171] зазначено, що технологічні операції під час підсаджування трубопроводу виконуються в наступній послідовності:

- уточнення положення трубопроводу;
- зняття родючого шару ґрунту, переміщення його в тимчасовий відвал, планування смуги траси в зоні руху ремонтних машин;
- розробка траншеї відповідно до схеми до відміток, що забезпечують заглиблення трубопроводу згідно з робочим проектом;
- перевірка технічного стану трубопроводу, контроль поперечних зварних стиків, посилення їх в разі потреби;
- підйом і підтримка трубопроводу трубоукладачами;
- очищення трубопроводу від старого ізоляційного покриття;
- нанесення нового ізоляційного покриття;
- контроль якості ізоляційного покриття;
- переміщення і укладання трубопроводу в нову траншею;
- присипка і остаточна засипка траншеї;
- рекультивация родючого шару ґрунту.

Проте, не приводиться (або наведено тільки для симетричних схем підйому) математичні моделі напружено-деформованого стану трубопроводу під час ремонту, яке б дозволило встановити такі параметри ремонтних робіт як: довжина ділянки, що ремонтується; допустимі відстані між трубоукладачами, машинами для ремонту ізоляційного покриття та координати їх розміщення; допустима глибина підсаджування. При цьому відомо, що саме дотримання цих параметрів є запорукою забезпечення надійності та безпеки проведення ремонтних робіт.

Отже, необхідність розробки уніфікованого способу підсаджування трубопроводів різного діаметру в нормальних умовах та методу оцінки напружено-деформованого стану трубопроводу є очевидною.

Враховуючи причини невідповідності глибини залягання трубопроводу проектній та нормативній глибині та той факт, що не завжди такі ділянки магістрального трубопроводу потребують заміни ізоляції, нами запропоновано дещо інший перелік способів виконання ремонтних робіт, які не передбачають повного випорожнення трубопроводу:

1) якщо причиною недостатньої глибини залягання є ерозія ґрунту (рисунок 4.16, а), то доцільним буде додаткове засипання трубопроводу привізним ґрунтом, оскільки таким чином не порушуватиметься напружений стан трубопроводу;

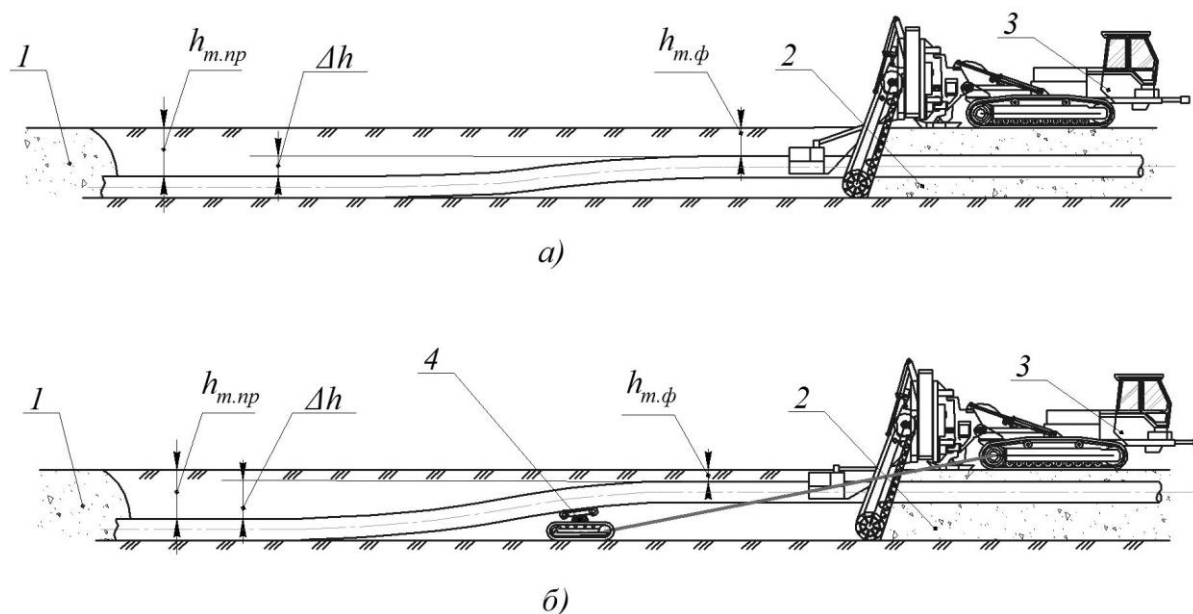
2) якщо причиною випучування є зусилля що виникають в трубопроводі від температури та від внутрішнього тиску (які можуть бути зв'язані з попереднім фактором) (рисунок 4.16, б), то заглиблення можна проводити з підкопуванням під трубою та встановленням трубопроводу на проектну відмітку під власною вагою, а при технологічному розрахунку необхідно врахувати попередній напружений стан;

3) якщо причиною спливання є вплив водонасиченого ґрунту (рисунок 4.16, в), то заглиблення слід проводити з підкопуванням під трубою та встановленням трубопроводу на проектну відмітку за допомогою привантажувачів, а при розрахунку необхідно встановити їх необхідну кількість. Також можливий варіант підкопування під трубою з одночасним відкачуванням води з траншеї, що призведе до повільного опускання трубопроводу на проектну відмітку;

4) якщо причиною недостатньої глибини залягання є “низька культура” будівельних робіт (рисунок 4.16, г), тобто коли трубопровід під час спорудження укладався в траншею із різною глибиною на окремих ділянках, то заглиблення можна проводити з підкопуванням під трубою та встановленням трубопроводу на проектну відмітку під власною вагою.

Отже, у трьох останніх випадках заглиблення можна проводити з підкопуванням під трубопроводом. Розглянемо четвертий спосіб виконання робіт, який може бути базовим і для двох інших випадків (крім першого). Схема виконання робіт приведена на рисунку 4.17. Очевидно, що трубопровід, під час розробки траншеї та підкопування під ним, може під власною вагою опускатися на нормативну глибину (рисунок 4.17, а). Проте, в залежності від Δh , можливий випадок, коли міцність трубопроводу не буде забезпечена за такої схеми. Тому, в цьому випадку, необхідно утримувати трубопровід за допомогою підтримуючого механізму, який рухається позаду підкопуючої машини і приводиться в рух

методом буксирування (рисунок 4.17, б). В якості підтримуючої машини може бути використано один чи декілька трубоукладачів.



1 – зона, в якій трубопровід перебуває в проектному положенні; 2 – зона, в якій проводиться розробка ґрунту та підкопування під трубопроводом; 3 – машина для розробки траншеї та підкопування під трубою; 4 – підтримуючий механізм; $h_{m.нр}$ – проектна (нормативна) глибина залягання трубопроводу; $h_{m.ф}$ – фактична глибина залягання; Δh – різниця проектної та фактичної глибини залягання трубопроводу

Рисунок 4.17 – Схеми виконання робіт з підсаджування трубопроводу під власною вагою (а) та з підтримуванням (б)

Спочатку виконаємо моделювання напружено-деформованого стану трубопроводу для схеми на рисунку 4.17, а. При цьому, необхідно перевіряти міцність трубопроводу з урахуванням тиску та температури продукту. [17, 18, 174-179]

Розрахункова схема напруженого стану трубопроводу зображена на рисунку 4.18.

За цією схемою попередньо необхідно встановити відстань розкритої ділянки l , на якій трубопровід під дією власної ваги почне опускатися на проектну відмітку, тобто почне лягати на дно траншеї [167, 172, 181, 182]

$$l = \sqrt[4]{\frac{72EI\Delta h}{q_{mp}}}, \quad (4.26)$$

де E – модуль Юнга;

I – момент інерції трубопроводу;

q_{mp} – розподілене розрахункове навантаження від власної ваги металу труби, ваги транспортованого продукту та ваги ізоляції.

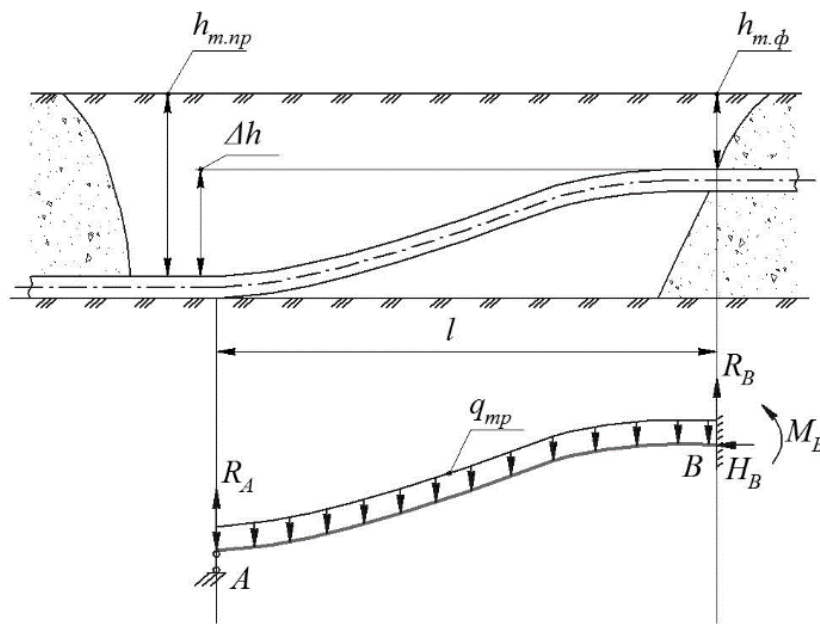


Рисунок 4.18 – Розрахункова схема укладання трубопроводу на проектну відмітку

Тепер можна записати рівняння для визначення поперечних сил, моментів та прогинів в кожному перерізі трубопроводу

$$Q(x) = R_A - q_{mp}x, \quad (4.27)$$

$$M(x) = R_A \cdot x - \frac{q_{mp}x^2}{2}, \quad (4.28)$$

$$\theta(x) = \frac{R_A x^2}{2EI} - \frac{q_{mp} x^3}{6EI}, \quad (4.29)$$

$$y(x) = -\Delta h + \frac{R_A x^3}{6EI} - \frac{q_{mp} x^4}{24EI}. \quad (4.30)$$

Визначивши реакцію $R_A = q_{mp} l / 3$, використовуючи рівняння (4.27–4.30), будуються епюри, відповідно, поперечних сил, моментів, кутів повороту площин та переміщень. Далі, аналізуючи епюри моментів і поперечних сил на рисунку, визначається максимальний момент та максимальне значення реакції опори, відповідно, M_{\max} і R_{\max} та перевіряється виконання умови міцності [161, 181]

$$\frac{M_{\max}}{W} \leq \psi_4 R_2 - |\sigma_{\text{нов}(t,P)}|. \quad (4.31)$$

Очевидно, що в деяких випадках можливе невиконання умови (4.31). Тоді розглянемо схему, де застосовується підтримуюча машина, як це показано на рисунку 4.17, б. При чому, трубопровід піднятий на якусь висоту не більшу за Δh . Розрахункова схема трубопроводу зображена на рисунку 4.19.

Для розрахунку напружено-деформованого стану трубопроводу за приведеною схемою необхідно задаватись такими параметрами як:

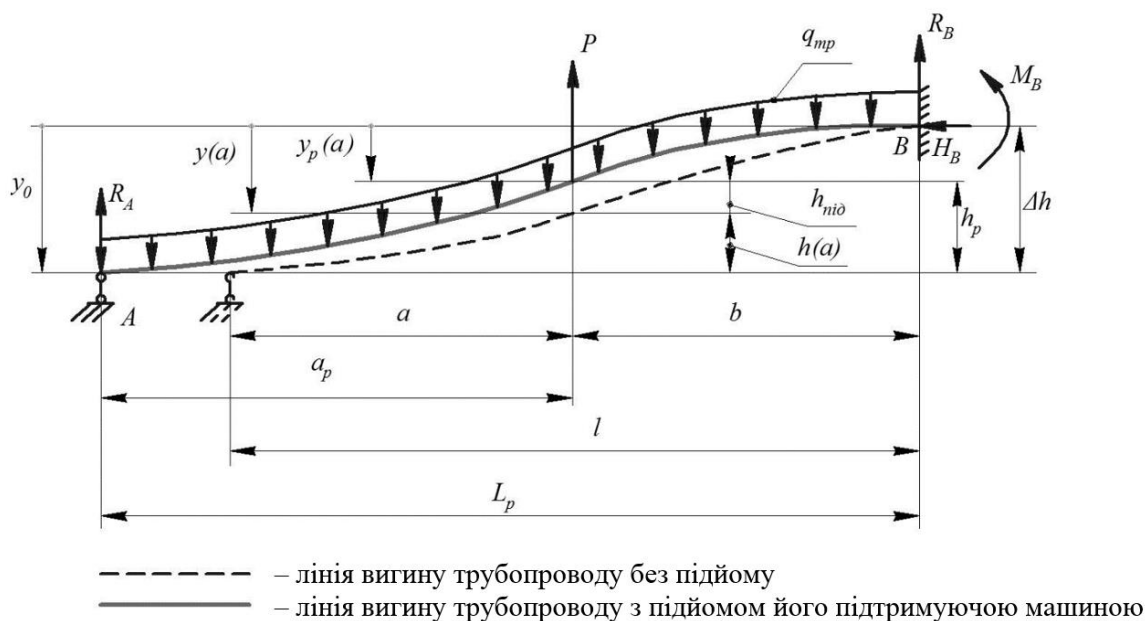
- значення відстані розміщення підтримуючої машини від точки B , яка має бути $b < l$ (l – довжина трубопроводу визначена з рівняння (4.26));

- значення висоти підйому трубопроводу над дном траншеї $h_p = h(a) + h_{\text{нід}}$, причому $h_p < \Delta h$ ($h(a)$ – висота розміщення трубопроводу над дном траншеї на відстані $a = l - b$, $h(a) = \Delta h - y(a)$ ($y(a)$ – прогин трубопроводу визначений за рівнянням (5)), $h_{\text{нід}}$ – висота припіднімання трубопроводу.

Слід відмітити, що $y_p(a) = y(a) + h_{\text{нід}}$.

Далі необхідно встановити такі параметри b і h_p , при яких згинаючі моменти в трубопроводі будуть допустимими. Допустиме значення моменту можна визначити з умови (4.31)

$$M_{\text{дон}} \leq \left(\psi_4 R_2 - \left| \sigma_{\text{ноє}(t,P)} \right| \right) \cdot W. \quad (4.32)$$



P – зусилля на підтримуючу машину

Рисунок 4.19 – Розрахункова схема трубопроводу при заглибленні його із використанням підтримуючого механізму

Запишемо рівняння прогинів і кутів повороту пружної лінії балки, враховуючи зусилля підйому P [16, 183]

$$\begin{cases} y(x) = y_0 + \theta_0 x + \frac{R_A x^3}{6EI} - \frac{q_{mp} x^4}{24EI} + \frac{P(x - a_p)^3}{6EI}, \\ \theta(x) = \theta_0 + \frac{R_A x^2}{2EI} - \frac{q_{mp} x^3}{6EI} + \frac{P(x - a_p)^2}{2EI}, \end{cases} \quad (4.33)$$

де $y_0 = -\Delta h$; $\theta_0 = 0$ – геометричні початкові параметри.

Відомо, що $y(a_p) = y_p(a)$; $y(L_p) = 0$; $\theta(L_p) = 0$. Тоді з системи (4.33) матимемо систему з трьох рівнянь

$$\begin{cases} y_p(a) = -\Delta h + \frac{R_A a_p^3}{6EI} - \frac{q_{mp} a_p^4}{24EI}, \\ 0 = -\Delta h + \frac{R_A L_p^3}{6EI} - \frac{q_{mp} L_p^4}{24EI} + \frac{P b^3}{6EI}, \\ 0 = \frac{R_A L_p^2}{2EI} - \frac{q_{mp} L_p^3}{6EI} + \frac{P b^2}{2EI}. \end{cases} \quad (4.34)$$

З третього рівняння системи (4.34) маємо

$$P = -\frac{R_A L_p^2}{b^2} + \frac{q_{mp} L_p^3}{3b^2}, \quad (4.35)$$

Підставимо рівняння (4.35) в друге рівняння системи (4.34), отримаєм

$$R_A = \frac{6EI\Delta h + \frac{q_{mp} L_p^3}{3} \left(\frac{3}{4} L_p - b \right)}{L_p^2 (L_p - b)}. \quad (4.36)$$

Враховуючи, що $L_p = a_p + b$ (4.36) матиме вигляд

$$R_A = \frac{6EI\Delta h}{a_p (a_p + b)^2} + \frac{q_{mp} \left(\frac{3}{4} a_p^2 + \frac{1}{2} a_p b - \frac{1}{4} b^2 \right)}{3a_p}. \quad (4.37)$$

Нехай $y_p(a) = -k\Delta h$, де $0 < k < \frac{y(a)}{y(0)}$, тоді підставивши рівняння (4.37) в перше рівняння системи (4.34), отримаємо

$$72EI\Delta h = \frac{q_{mp} a_p^2 b (2a_p - b)(a_p + b)^2}{(1-k)(a_p + b)^2 - a_p^2}. \quad (4.38)$$

Величину a_p з рівняння (4.38) можна визначити графо-аналітичним методом.

Тепер можна записати рівняння для визначення поперечних сил, згинальних моментів, кутів поворотів та переміщень в кожному перерізі трубопроводу

$$Q(x) = R_A - q_{mp}x + P, \quad (4.39)$$

$$M(x) = R_A x - \frac{q_{mp}x^2}{2} + Px. \quad (4.40)$$

$$\theta(x) = \frac{R_A x^2}{2EI} - \frac{q_{mp}x^3}{6EI} + \frac{Px^2}{2EI}, \quad (4.41)$$

$$y(x) = -\Delta h + \frac{R_A x^3}{6EI} - \frac{q_{mp}x^4}{24EI} + \frac{Px^3}{6EI}. \quad (4.42)$$

Використовуючи рівняння (4.39–4.42), будуються епюри, відповідно, поперечних сил, моментів, кутів поворотів та переміщень.

Далі, аналізуючи епюри моментів і поперечних сил на рисунку, визначається максимальний згинаючий момент та максимальне значення реакції опори, відповідно, M_{\max} і R_{\max} . Проте тепер достатньо щоб виконувалась умова

$$M_{\max} \leq M_{\text{доп}}. \quad (4.43)$$

Апробацію приведеної моделі можна провести за наступним алгоритмом:

1) розрахунок основних параметрів трубопроводів (площа поперечного перерізу, момент інерції, момент опору поперечного перерізу) та навантаження від власної ваги та інших впливів (ваги продукту та ізоляції);

2) визначення максимального зміщення трубопроводу від проектної відмітки Δh ;

3) визначення довжини розкритої ділянки, на якій трубопровід опускатиметься на дно траншеї під власною вагою l за формулою (4.26) та реакції R_A ;

4) розрахунок поперечних сил, згинальних моментів, кутів поворотів та переміщень відповідно, за формулами (4.27)-(4.30), та виконується побудова епюр.

5) перевірка умови міцності за нерівністю (4.31) або (4.32). Якщо умова виконується, то розрахунок завершено. У випадку невиконання умови приймається рішення про необхідність виконання робіт з підсаджування із використанням підтримуючої машини.

6) методом послідовних наближень проводиться визначення b і h_p при яких умова (4.32) виконується. Величина a_p визначається з рівняння (4.38) графо-аналітичним методом;

7) визначення реакції R_A та зусилля на підтримуючій машині P , відповідно, з рівнянь (4.36) та (4.35);

8) з рівнянь (4.39)-(4.42) проводиться визначення поперечних сил, згинальних моментів, кутів поворотів та переміщень в кожному перерізі трубопроводу і будуються відповідні епюри;

9) перевірка умови міцності за нерівністю (4.32).

Проведемо розрахунок для уявного газопроводу з наступними технічними параметрами:

- діаметр і товщина стінки газопроводу – $D_3 \times \delta_n = 219 \times 8$ мм; матеріал – сталь 20; робочий тиск – $75,0$ кгс/см² (7357500 Па); тиск при виконанні заглиблення – 15 кгс/см² (1471500 Па);

- проектна глибина закладання трубопроводу $h_{m.np} = 0,8$ м;

- фактична глибина залягання газопроводу $h_{m.\phi} = (0,35; 0,4; 0,55; 0,65; 0,25; 0,6)$ м.;

- механічні властивості сталі трубопроводу: $\sigma_T = 437$ МПа, $\sigma_{III} = 295$ МПа.

Розрахунок можна виконати в середовищі *Mathcad*. На рисунку 4.20 приведено епюри для двох варіантів підсаджування при найгіршому, з точки зору

забезпечення міцності, випадку, коли $h_{m,\phi}=0,25$ м. Враховуючи, що допустимий момент $M_{don}=44071$ Н·м, то з епюри моментів (рисунок 4.18, а) видно що умова міцності не виконується для схеми без підтримуючого механізму ($M_{max}=-51913$ Н·м), а для схеми з підтримкою – виконується ($M_{max}=-27581$ Н·м) (рисунок 4.18, б).

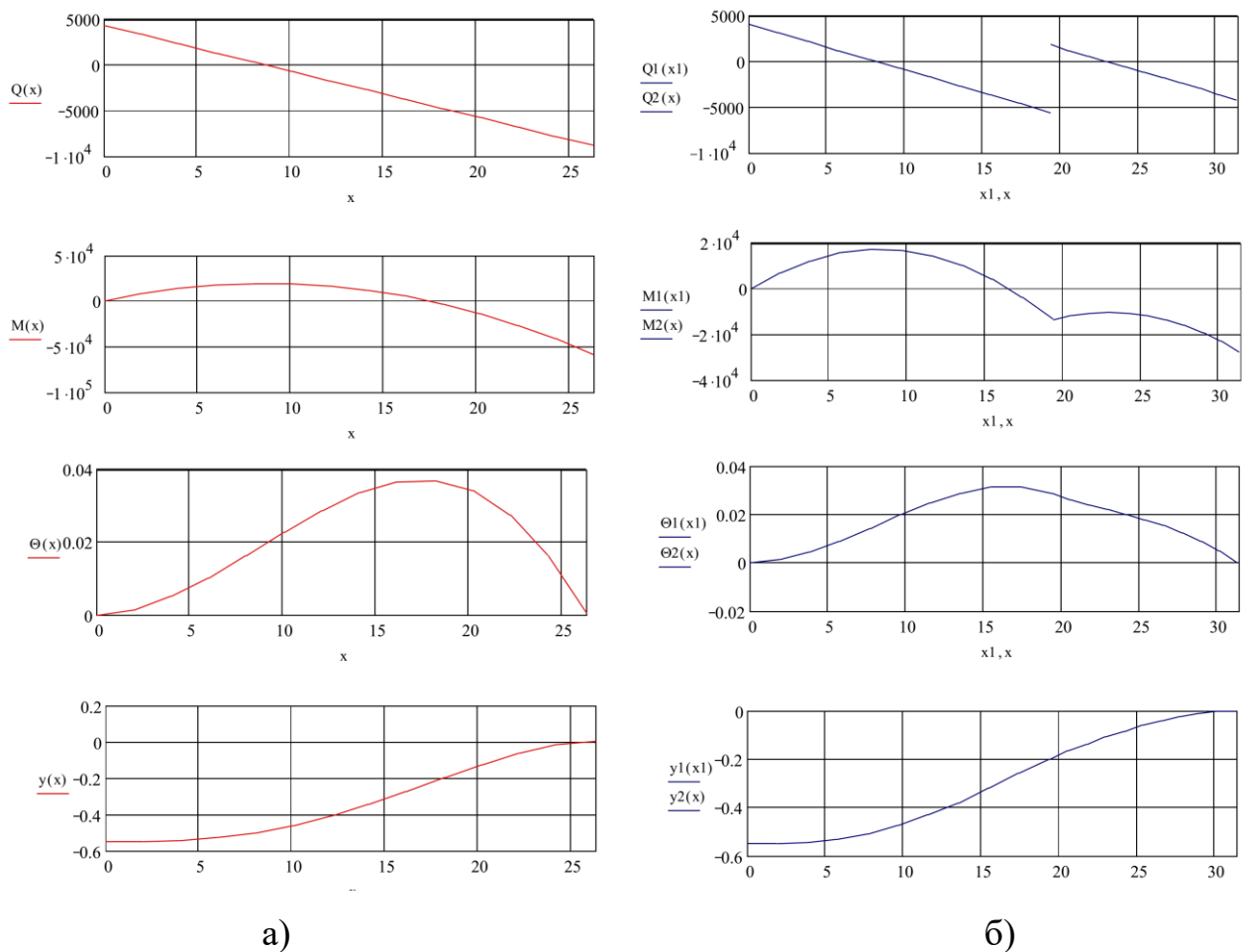


Рисунок 4.20 – Епюри поперечних сил, моментів, кутів поворотів та переміщень для схеми виконання робіт без підтримування (а) та з підтримуванням (б)

Результат розрахунку зведемо в таблицю 4.2 у вигляді рекомендаційних параметрів виконання робіт з підсаджування. В таблиці: №1 – схема виконання робіт без підтримування; №2 – схема виконання робіт з підтримуванням.

Слід відмітити, що результат розрахунку для схеми виконання робіт без підтримування, було підтверджено за допомогою програми *Сpire* методом кінцевих різниць. Відповідно до розрахунку в *Mathcad* максимальні напруження в

газопроводі слали $\sigma_{max}=|M_{max}|/W=-51913/2,69\cdot 10^{-4}=192\cdot 10^6$ Па, що відповідає різниці в 2,4% від максимальних напружень визначених в програмі *Сріре* (рисунок 4.21).

Таблиця 4.2 – Рекомендаційні параметри виконання робіт з підсаджування

№ ділянки	h_{mf} , м	h_{mp} , м	Δh , м	Схема виконання робіт	b , м	h_p , м	Довжина ділянки, м	P , кН	$ M_{max} $, кН·м	$M_{дон}$, кН·м
1	0,35	0,8	0,45	№2	7÷2	0,3	26,9÷41,	5,5÷12,	31,7÷28	44,07
2	0,4	0,8	0,4	№2	7÷2	0,3	25,8÷40,	4,4÷11,	33,5÷25,	44,07
3	0,55	0,8	0,25	№1	-	-	21,63	-	39,05	44,07
4	0,65	0,8	0,15	№1	-	-	19,04	-	30,24	44,07
5	0,25	0,8	0,55	№2	7÷2	0,4	28,6÷42,	7,6÷13	28,6÷31,	44,07
6	0,6	0,8	0,2	№1	-	-	20,5	-	34,92	44,07

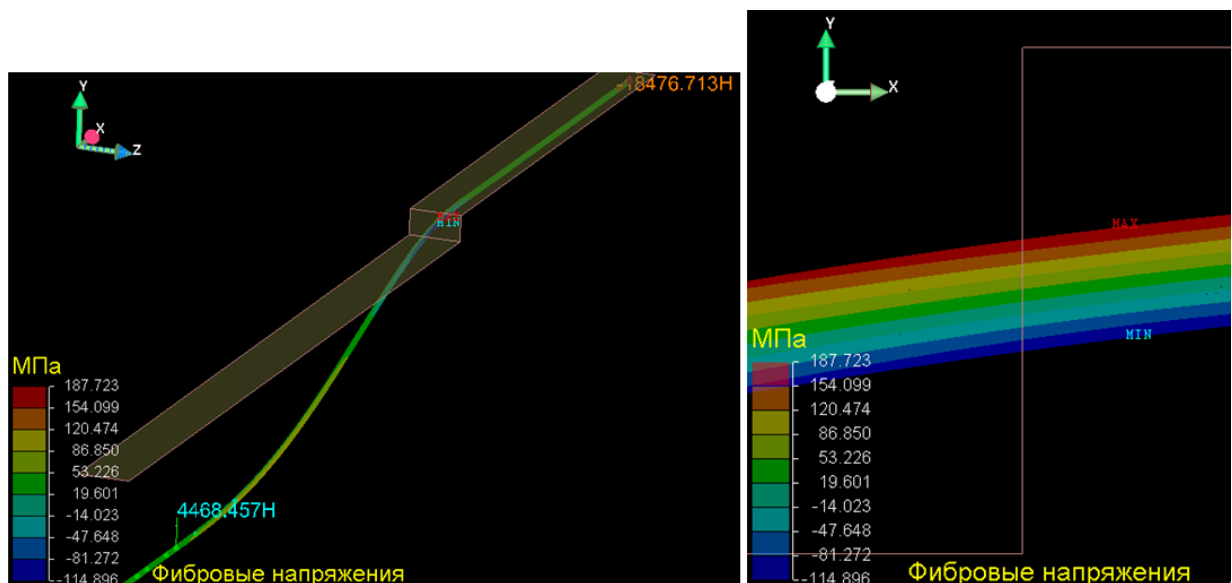


Рисунок 4.21 – Розрахунок напружень на ділянці трубопроводу, що підсаджується та зацемлена одним кінцем у ґрунті

Встановлено, що до початку виконання робіт з підсаджування трубопроводу необхідно визначити причини втрати стійкості і тільки після вибрати схему виконання робіт; розроблено математичні моделі для розрахунку напружено-деформованого стану та міцності трубопроводу під час його підсаджування без підтримування та з використанням підтримуючого механізму; апробовані дані

моделі на уявному газопроводі DN 200; перевірено створену модель із використанням програми *Ciripe* і перевірка дала позитивний результат; надано рекомендації щодо заглиблення трубопроводу DN 200.

Висновки до розділу 4

1. Для оцінки реального стану ділянки газопроводу, під час виконання порівняльного аналізу окремих ділянок з метою виведення тієї чи іншої з експлуатації, пропонується введення поняття дефектного балу DB, який визначається розрахунковим шляхом за результатами отриманої інформації про відмови на даній ділянці та їх причини в минулому, про наявність існуючих дефектів металу труби та ізоляції, про вплив ґрунтів на матеріал трубопроводу, про невідповідність геометрії осі трубопроводу нормативним документам та проекту, а також за результатами прогнозування безвідмовної роботи ділянки в майбутньому.

2. З метою підвищення ефективності визначення ерозійного зношування фасонних елементів газопроводу було проведено, на створеному багатофункціональному експериментальному стенді-макеті лінійної частини газопроводу, дослідження руху двофазних потоків фасонними елементами трубопроводів. Це дозволило виявити місця інтенсивного ерозійного зношування відводів, трійників трубопроводів, які співпали з місцями їх ерозійного зношування, виявленими комп'ютерним моделюванням, що підтверджує достовірність моделювання. За результатами досліджень розроблено галузеву методику (додаток Б).

3. Для визначення коефіцієнту впливу ґрунтових середовищ на трубопровід, було досліджено основні закономірності впливу тривалої експлуатації на опір деформуванню трубних сталей у ґрунтах хлоридного та хлоридно-сульфатного типів засолення. Здійснено ранжування ґрунтових електrolітів за характеристичними показниками та встановлено найнебезпечніші для деградованих трубопровідних сталей у кожній із груп. Досліджуючи вплив середовища, на різні марки трубних сталей відслідковуються певні

закономірності, що свідчить про можливість класифікації ґрунтів за рівнем впливу на трубні сталі при відбракуванні трубопроводів.

4. При виконанні робіт з відновлення проектного положення газопроводу, з метою підвищення надійності його експлуатації, встановлено, що до початку виконання робіт з підсаджування трубопроводу необхідно визначити причини втрати стійкості і тільки після вибрати схему виконання робіт. Розроблено математичні моделі для розрахунку напружено-деформованого стану та міцності трубопроводу під час його підсаджування без підтримування та з використанням підтримуючого механізму. Апробовані дані моделі на уявному газопроводі DN 200. Перевірено створену модель із використанням стандартизованої програми і перевірка дала позитивний результат, на основі чого, надано рекомендації щодо заглиблення трубопроводу DN 200. Та розроблено рекомендації для підсаджування трубопроводу DN 1420 (додаток В).

РОЗДІЛ 5

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ РЕМОНТУ НА НАДІЙНІСТЬ ГАЗОПРОВОДІВ

Підтримання технічного стану магістральних трубопроводів виконують традиційними методами капітального ремонту на відключених і повністю випорожнених від газу ділянках трубопроводу. В останні роки все частіше ремонтно-зварювальні роботи на магістральних газопроводах проводять без зупинки транспортування продукту. У зв'язку з тим, що дані методи ремонту є найбільш економічно доцільними [19], від обґрунтованості їх застосування багато в чому залежить загальна ефективність виконання всього комплексу ремонтних робіт і подальша надійність газопроводів. Особливої уваги заслуговує метод заварювання, оскільки з одного боку з його допомогою в теорії можна відновлювати несучу здатність стінки труби, що містить дефекти практично будь-якого виду і розміру, а з іншого боку, даний метод є надзвичайно чутливим до різних факторів, які характеризують умови виконання ремонту. Опис різноманітних видів ремонтно-зварювальних робіт на газопроводах під тиском та їх обґрунтування наведено в роботах [185-188].

Відомо, що в процесі виконання зварювальних робіт на діючих газопроводах в околі шва формується розігріта ділянка металу з пониженими міцнісними характеристиками. Розміри розігрітої зони визначаються насамперед зварювальними режимами і розмірами заплавленої ділянки, залежать від діаметра і товщини труби, а також швидкості потоку газу. На рисунку 5.1 показані результати моделювання зварювального процесу на металевій пластині товщиною 10 мм при різних видах зварювання прямолінійного шва (а – ручне дугове зварювання; б – напівавтоматичне зварювання; в, г – автоматичне зварювання, відповідно при заварюванні кореневого шару шва та заповнюючого). Відомо, що для кільцевих швів розподіл температурних полів є ще складнішим (рисунок 5.2). [189-191]

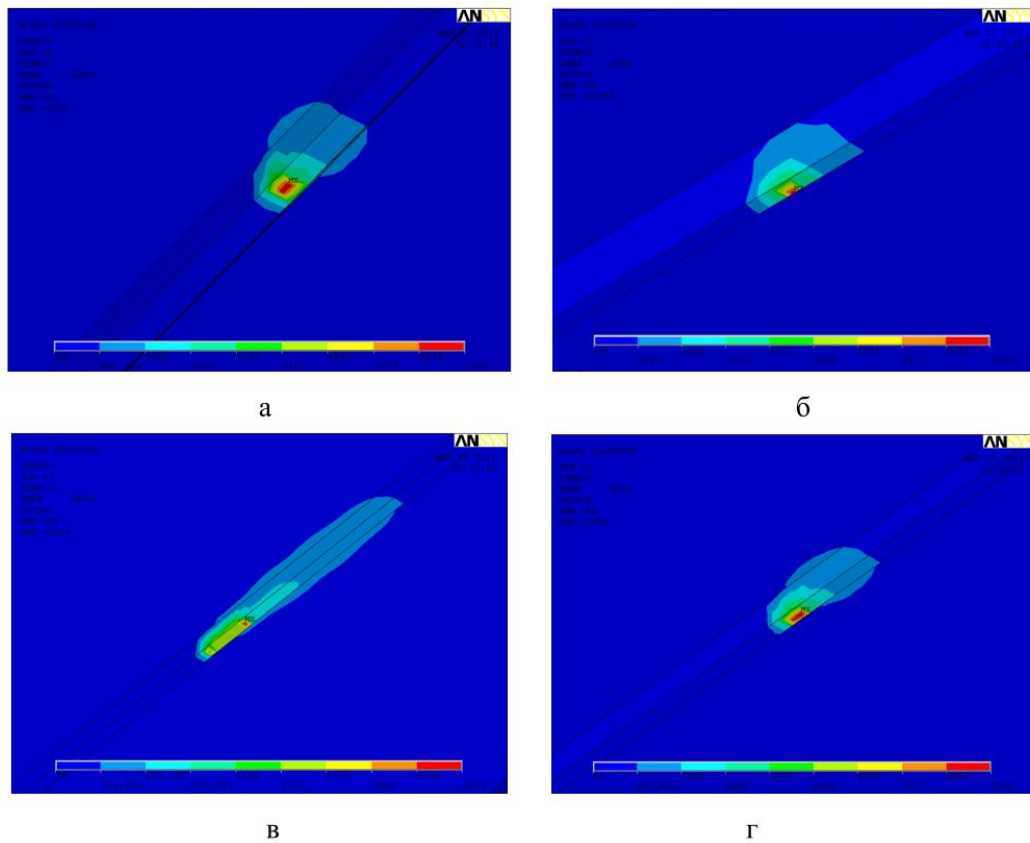


Рисунок 5.1 – Розподіл температурних полів на поверхні металу при різних видах зварювання прямолінійного шва

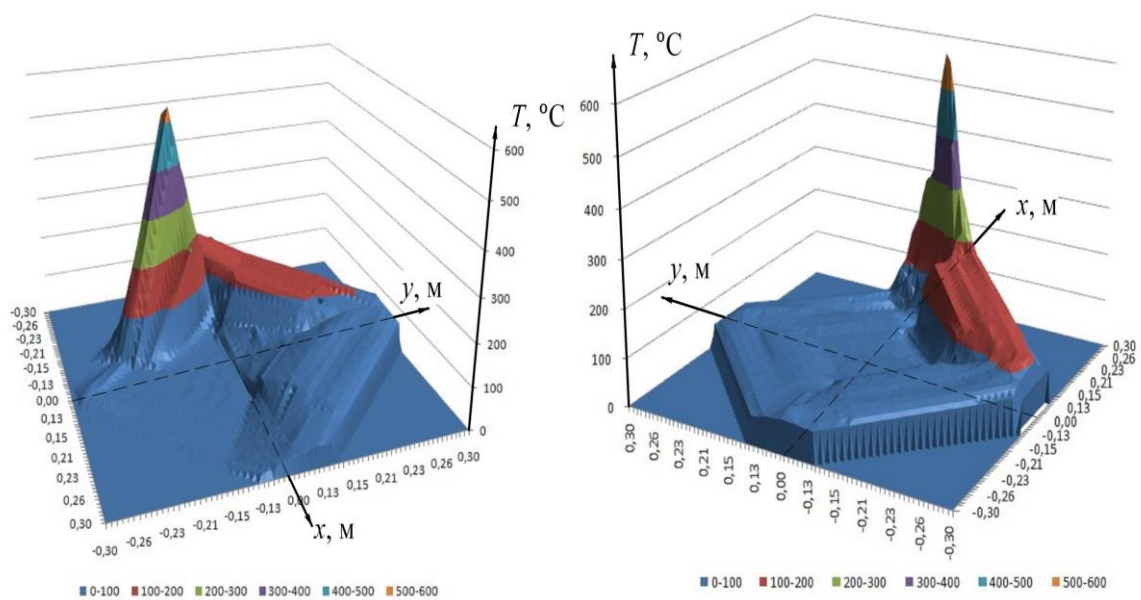
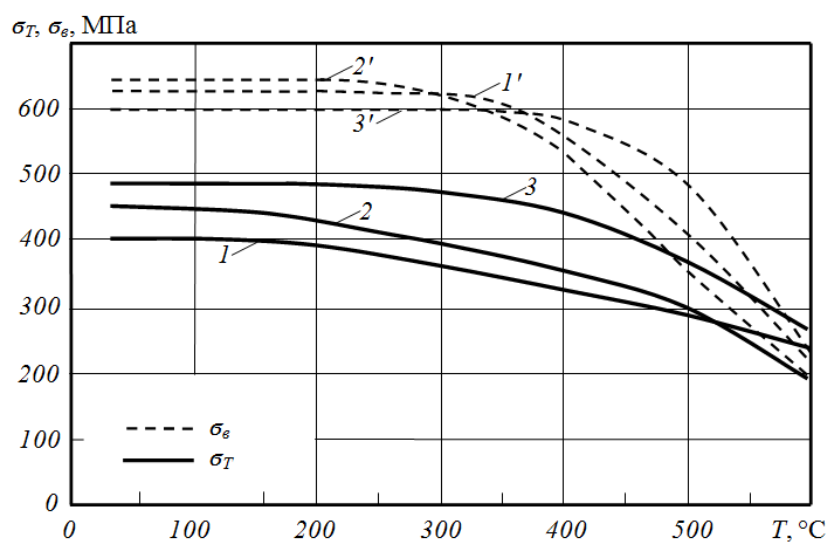


Рисунок 5.2 – Розподіл температури в стінці трубопроводу під час приварювання патрубка-відводу в момент часу 360 с (а) та 600 с (б) відпочатку зварювання

Вплив температури на міцнісні характеристики деяких трубних сталей наведено на рисунку 5.3 [185]. Як видно, характер зміни межі міцності сталей 14ХГС, 17Г1С і Х60 практично однаковий. За температури вище 450 °С міцність сталей різко знижується, а при температурі 600 °С складає лише 50 %. Це необхідно враховувати при виборі режимів зварювання на діючому трубопроводі в залежності від конкретної марки сталі і прагнути до мінімального тепловкладання в метал у процесі зварювання.



1, 1' – 14ХГС; 2, 2' – 12Г1С; 3, 3' – Х60

Рисунок 5.3 – Залежність міцнісних характеристик сталей від температури

Найбільш ефективним інструментом для оцінки ризику пропалення стінки при зварюванні на поверхні труб є комп'ютерне моделювання температурних полів і аналіз напружено-деформованого стану металу. Комп'ютерне моделювання дозволяє оцінити поверхневі температури металу як функції зварювальних параметрів ($I_{зв}$, $U_{д}$, $v_{зв}$), розмірів труби (D , s), експлуатаційних параметрів газопроводу (тип продукту, тиск, швидкість потоку тощо).

Теоретичними і експериментальними дослідженнями температурних полів і напружено-деформованого стану металу, проведеними в ІЕЗ ім. Є. О. Патона [192, 193], встановлено взаємозв'язок між руйнівними коловими напруженнями і

розмірами зони розігріву до температури 700 °С, вище якої міцнісні характеристики металу знаходяться на рівні 4...10 % σ_T . Рекомендовано дугове зварювання виконувати на трубах з товщиною стінки більше 8 мм і напруженнях у них до 0,7 σ_T при обмеженому теплоуведенні (до 1,38 Дж/мм) в метал).

За результатами комп'ютерного моделювання температурних полів, напружено-деформованого стану, стендових досліджень, проведених дослідницькими організаціями Batelle Memorial Institute (BMI) і Edison Welding Institute (EWI) [194, 195], мінімальна товщина стінки труб газопроводів високого тиску, на яких виконуються зварювальні операції, може складати 4,0...4,8 мм. При цьому максимальна температура внутрішньої поверхні не повинна перевищувати 982 °С.

Деякі дослідники [196] вважають температуру 982 °С достатньо консервативною і допускають, що уникнути наскрізного пропалення металу можна і за температури на внутрішній поверхні труби 1260 °С.

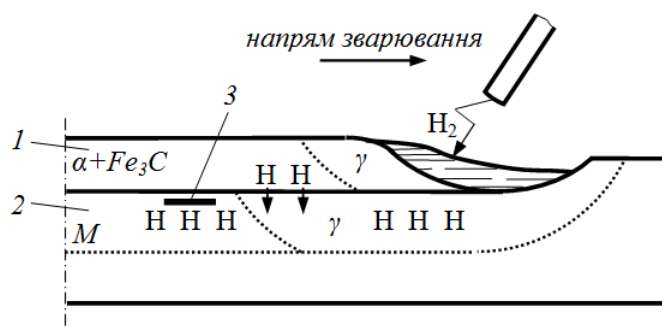
Для запобігання можливості наскрізного проплавлення металу стінки труби процес зварювання виконують на достатньо жорстких режимах (зварювальний струм, погонна енергія). Такі роботи прийнято проводити при знижених робочих тисках газу. Однак, практика зниження тиску при виконанні зварювальних робіт є малоефективною, оскільки зменшення тиску газу зменшуватиме його охолоджувальну дію і сприятиме підвищенню поверхневої температури металу на ділянці зварювання [187]. Саме зменшення робочого тиску має радше психологічний вплив на ремонтний персонал, що виконує ці роботи. В роботі [197] показано можливість зварювання кільцевим кутовим швом муфти (бандажа) на трубу діаметром 762 мм та товщиною стінки 14,3 мм із сталі X65 без зниження робочого тиску 7 МПа.

Другий важливий ризик пов'язаний з небезпекою виникнення у зварному з'єднанні холодних тріщин і тріщин, викликаних воднем. Ці дефекти виникають після завершення зварювання за температур в зоні зварного з'єднання нижче 200 °С. Такі тріщини можуть виникати в зоні термічного впливу (ЗТВ) і в металі шва.

Вважається, що для утворення холодних тріщин в металі зварного з'єднання необхідні три умови [198, 199]:

- наявність у металі гартувальних структур мартенситу (М) або структури нижнього бейніту;
- деякий визначений мінімум дифузійного водню, джерелом якого є переважно метал шва;
- наявність в зоні зварного з'єднання залишкових розтягувальних напружень.

На рисунку 5.4 наведено схему структурних перетворень і насичення воднем металу зварного з'єднання. З металу зварного шва водень дифундує в зону термічного впливу головним чином під час $\gamma \rightarrow \alpha$ -перетворення металу зварного шва. Зі схеми видно, що в металі зварного шва уже відбулося $\gamma \rightarrow \alpha$ -перетворення, а в зоні термічного впливу структура металу залишається аусте-нітною. Оскільки при $\gamma \rightarrow \alpha$ -перетворенні розчинність водню в металі шва різко знижується, його більша частина дифундує в зону термічного впливу. При зниженні температури приблизно нижче $200\text{ }^\circ\text{C}$ водень може перейти на деяких вільних поверхнях з атомарного стану в молекулярний. При цьому виникає високий тиск газу у цих місцях.



1– зварний шов; 2– зона термічного впливу; 3– тріщина

Рисунок 5.4 – Схема структурних перетворень і дифузії водню в металі шва і зони термічного впливу

На даний час чутливість сталі до утворення холодних тріщин оцінюється за різними параметричними рівняннями, що враховують хімічний склад сталі,

кількість дифузійного водню, рівень залишкових зварювальних напружень у зварному вузлі.

В роботі [200] ризик утворення тріщини в трубній сталі пропонується визначати показником чутливості

$$P_{mp} = 12 \cdot P_{cm} + \lg H_{диф}, \quad (5.1)$$

де P_{cm} – параметр Іто-Бессіо, який визначається за хімічним складом сталі з рівняння

$$P_{cm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn + Cr + Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B, \% ; \quad (5.2)$$

$H_{диф}$ – вміст дифузійного водню в металі шва, $см^3/100$ г металу.

Вважається, що критичне значення $P_{mp}^{кр}$, при яком трубні сталі товщиною до 20 мм не схильні до утворення холодних тріщин, лежить в межах 3,1...4,0. Розрахунки показують, що при вмісті дифузійного водню в металі шва 10 $см^3/100$ г параметр P_{mp} для сталі 17Г1С складе 3,65...4,72, а для сталі Х65 – 5,02 [192]. Отже, для більшості сучасних трубних сталей існує ризик утворення холодних тріщин в металі. Попереднє підігрівання до 100...150 °С перед зварюванням значно знижує такий ризик. Крім того, беручи до уваги, що заплавлення стоншених ділянок і кругові чи кільцеві зварні шви на трубах здійснюються кількома шарами, проявляється ефект відпуску ЗТВ попередніх валиків теплом наступних.

Водень є одним з головних факторів, що впливають на утворення холодних тріщин. Найбільш простим способом зниження вмісту водню в металі є застосування такої технології зварювання, яка забезпечує його низькі концентрації в металі зварного шва. Зокрема, для ручного дугового зварювання використовують електроди з покриттям основного типу з конт-рольованим

вмістом водню (не більше $5 \dots 10 \text{ см}^3/100 \text{ г}$ металу). Газоелектричне зварювання рекомендується виконувати в суміші газів CO_2 або Ar . Особливу увагу приділяють при цьому підготовчим операціям (зберігання і прокалювання електродів, контроль вологості повітря, підготовка поверхні на ділянці зварювання, контроль зварювальних параметрів тощо).

Під час дослідження ремонтного зварювання магістральних трубопроводів під тиском Махненко В. І. із співробітниками [201] проаналізував можливість надходження дифузійного водню при проведенні ремонтного зварювання на діючому газопроводі безпосередньо з природного газу, який перебуває в двофазовому стані. Як джерело дифузійного водню розглядалися різні вуглеводні сполуки (метан, пропан, етан, бутан, молекулярний водень). Припускалося, що розчинений в рідкій фазі атомарний водень дифундує в метал стінки труби. Показано, що за малих значень товщини стінки s_{min} може відбуватися суттєве насичення зони зварювального нагрівання дифузійним воднем в інтервалі високих температур. Натомість в процесі охолодження стінок труби відбувається вирівнювання концентрації дифузійного водню як в об'ємі металу стінки, так і у воденьмісному пристінному шарі з парціальним тиском p_{H_2} . За температур нижче $150 \text{ }^\circ\text{C}$ і $p_{\text{H}_2} < 0,75 \text{ МПа}$ вплив водню на утворення холодних тріщин невеликий. Проте при більш високих парціальних тисках дифузійного водню $p_{\text{H}_2} > 0,75 \text{ МПа}$ ризик утворення холодних тріщин суттєво зростає. В результаті проведених експериментальних вимірювань реального потоку водню через стінку труб магістральних газопроводів з допомогою гліцеринової пробки автори дійшли висновку, що парціальний тиск дифузійного водню в газопроводах менше $0,1 \text{ МПа}$, а отже, підстав вважати значною роль дифузійного водню на утворення водневих тріщин при ремонтному зварюванні на поверхні труб нема.

Слід відмітити, що стендові дослідження, як правило, проводилось в умовах, коли внутрішній тиск створювався водою, азотом, інертним газом чи проточним повітрям [186, 187, 195–197]. Зрозуміло, що при цьому не враховувалася можлива реакційна здатність продуктів термічного розкладання

метану в зоні зварювання та їх вплив на можливе окрихчення металу. Актуальність цього питання пов'язана з тим, що в останні роки в магістральних газопроводах транспортується природний газ, з вмістом метану понад 90 %.

5.1 Термічне розкладання метану при нагріванні

Відомо, що термічне розкладання вуглеводнів починається при 380...400 °С. В результаті термічного розкладання вуглеводнів вихідного газу в атмосфері, що не містить кисню, утворюється сажа і дуже багато водню. Підтвердженням цього служать дані роботи [202], де вказується наявність на внутрішніх поверхнях труб зі значним терміном експлуатації відкладень сажі (вуглецю) як результату довгого ланцюга хімічних перетворень з утворенням вільних радикалів і проміжних продуктів. Аналізуючи аварійні руйнування магістральних газопроводів, автори відмічають, що, поряд з дією багатьох факторів (корозія, пульсація температури і тиску газу), одним з вагомих є наводнювання металу труб. Вміст водню в стінках аварійних труб на ділянці руйнування газопроводу складає 9–12 см³/100 г сталі, що в декілька разів перевищує вихідний вміст водню (до 3 см³/100 г сталі). Джерелами надходження водню в метал можна розглядати як наявну у газі вологу, так і продукти розкладання вуглеводнів.

Нижче розглядається ситуація, коли на внутрішній поверхні труби від нагрівання зварюванням можуть досягатися температури, за яких у приповерхневому шарі газу протікатиме реакція термічного розкладання метану



Схему термічного розкладання метану у пограничному шарі потоку газу і механізми насичення вуглецем і воднем металу стінки труби (зі сторони потоку газу) наведено на рисунку 5.5.

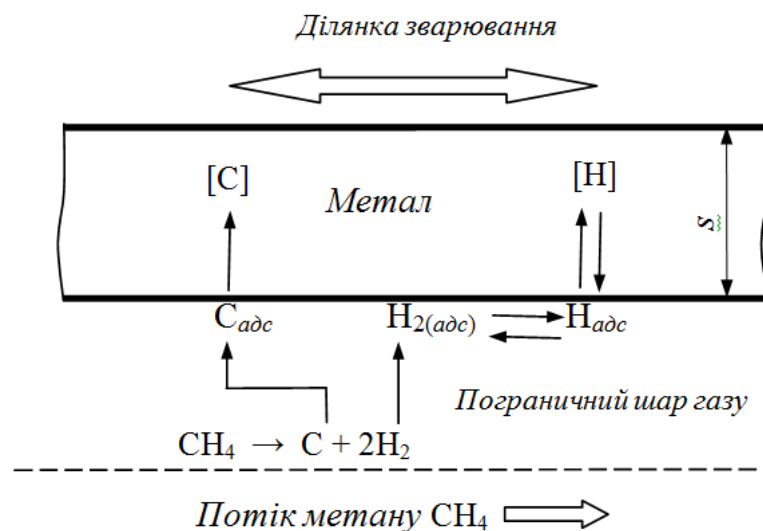


Рисунок 5.5 – Схема насичення металу воднем і вуглецем при термічному розкладанні метану

При проведенні зварювальних робіт на зовнішній поверхні труби під тиском газу за такою схемою може відбуватися локалізоване науглецювання і наводнювання металу зі сторони внутрішньої поверхні труби.

В таблиці 5.1 наведено вихідні термодинамічні дані для компонентів реакції термічного розкладання метану. [203]

Таблиця 5.1 – Термодинамічні величини речовин

Речовин а	Стан	ΔH_{298}° , кДж/моль	S_{298}° , Дж/(моль· К)	C_{p298}° , Дж/(моль· К)
CH ₄	газ	-74,87	186,25	35,69
С	тверди й	0	5,744	8,54
H ₂	газ	0	130,68	28,84

Для розрахунків використаємо низку формул і рівнянь хімічної термодинаміки [203].

Енергію Гіббса розрахуємо за формулою Уліха

$$\Delta G_T^\circ = \Delta H_{298}^\circ - \Delta S_{298}^\circ \cdot T - \Delta C_{p298} \cdot T \cdot M_0, \quad (5.4)$$

де ΔH_{298}° , ΔS_{298}° , ΔC_{p298} – відповідно зміни ентальпії, ентропії і тепломності реакції в стандартних умовах

$$M_0 = \ln \frac{T}{298,16} - 1 + \frac{298,16}{T}. \quad (5.5)$$

Зміна ентальпії і ентропії реакції в стандартних умовах

$$\Delta H_{298}^\circ = \Delta H_{298(C)}^\circ + 2 \cdot \Delta H_{298(H_2)}^\circ - \Delta H_{298(CH_4)}^\circ; \quad (5.6)$$

$$\Delta S_{298}^\circ = S_{298(C)}^\circ + 2 \cdot S_{298(H_2)}^\circ - S_{298(CH_4)}^\circ; \quad (5.7)$$

Константа рівноваги реакції (5.3) визначається із співвідношення

$$K_p = \frac{a_c \cdot p_{H_2}^2}{p_{CH_4}}, \quad (5.8)$$

де a_c – активність вуглецю;

p_{CH_4} і p_{H_2} – відповідно парціальні тиски метану і молекулярного водню.

Прийнявши $a_c = 1$, запишемо

$$K_p = \frac{p_{H_2}^2}{p_{CH_4}}. \quad (5.9)$$

Для обчислення константи рівноваги реакції використано рівняння

$$\ln K_p = -\frac{\Delta G_T^\circ}{RT}, \quad (5.10)$$

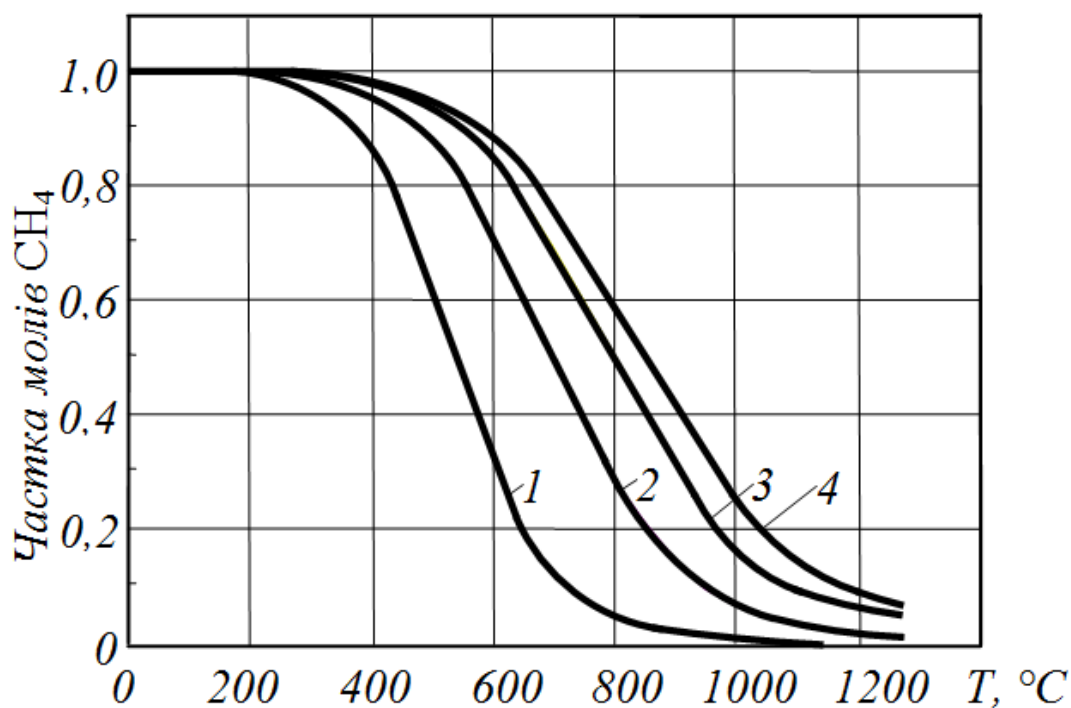
де R – газова постійна ($R = 8,31$ Дж/(моль·К)).

За результатами розрахунків на рисунок 5.6 наведено рівноважну діаграму термічного розкладання метану.

При загальному тиску газової суміші

$$P = p_{\text{CH}_4} + p_{\text{H}_2} \quad (5.11)$$

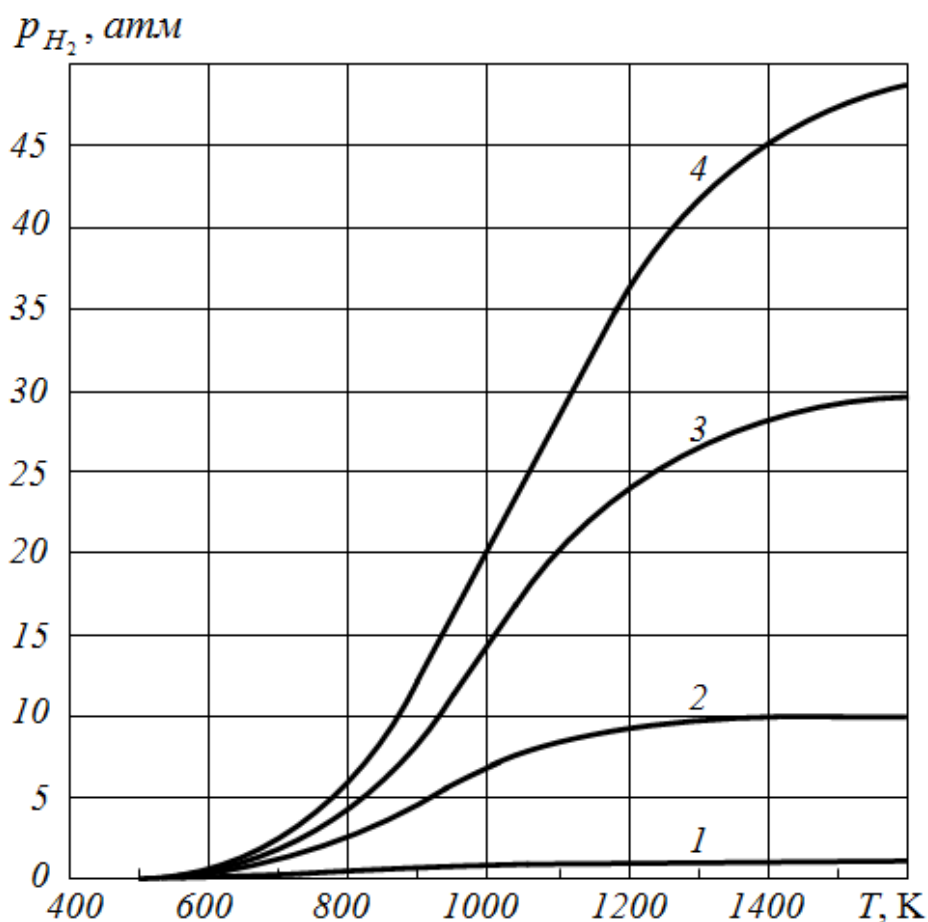
з рівнянь (5.9) і (5.11) легко визначити парціальний тиск водню.



1– 1; 2– 10; 3– 30; 4– 50

Рисунок 5.6 – Рівноважна діаграма розкладання метану $\text{CH}_4 = \text{C} + 2\text{H}_2$ за різних тисків, атм

На рисунку 5.7 побудовано графіки залежності парціального тиску молекулярного водню при термічному розкладанні метану за різних тисків газової суміші.



1–1; 2–10; 3–30; 4–50

Рисунок 5.7 – Залежність парціального тиску H_2 від температури за тисків метану, атм

Таким чином, при термічному розкладанні метану в приповерхневому шарі газу в локальній області підвищених температур парціальний тиск молекулярного водню може досягати 10...15 атм. При такому тиску водню слід очікувати значного наводнювання металу в зоні термічного впливу, сформованої зі сторони внутрішньої поверхні труби. Це підтверджує результати досліджень [204], згідно яких при парціальних тисках молекулярного водню вище 7,5 атм ризик виникнення холодних (водневих) тріщин у цій зоні, може суттєво зрости.

Проаналізуємо окремі аспекти розчинності водню в залізі і низьковуглецевих сталях.

За законом Сівертса розчинність водню в металі описується формулою

$$[H] = K_p \cdot \sqrt{p_{H_2}} \quad (5.10)$$

Для розрахунку розчинності водню в чистому залізі або низьковуглецевих сталях можна використати залежності константи рівноваги реакції розчинення водню від температури для різних модифікацій у вигляді таблиці 5.2 [205].

Таблиця 5.2 – константи рівноваги реакції розчинення водню від температури для різних модифікацій заліза,

Модифікація заліза	$K_p = f(T), T, K$
α	$\lg K_p = -1418/T + 1,628$
γ	$\lg K_p = -1182/T + 1,626$
δ	$\lg K_p = -1418/T + 1,628$
рідина	$\lg K_p = -1900/T + 2,423$

На рисунку 5.8 побудовано графіки розчинності водню в залізі за різних тисків молекулярного водню. Вміст розчиненого водню в $\text{cm}^3/100 \text{ г}$ отримано шляхом множення результатів розрахунку за рівнянням (10) на коефіцієнт 1,12. З рисунка видно, що з ростом тиску молекулярного водню концентрація розчиненого водню в залізі суттєво зростає.

Згідно з сучасними уявленнями поглинання водню металом (оклюзія) визначається розташуванням атомів у міжвузольних пустотах кристалічної ґратки (ґраткова розчинність), накопиченням у мікро- і макропустотах,

адсорбцією на внутрішніх поверхнях. За високих температур визначальною є граткова дифузія, за низьких – дефектність структури металу.

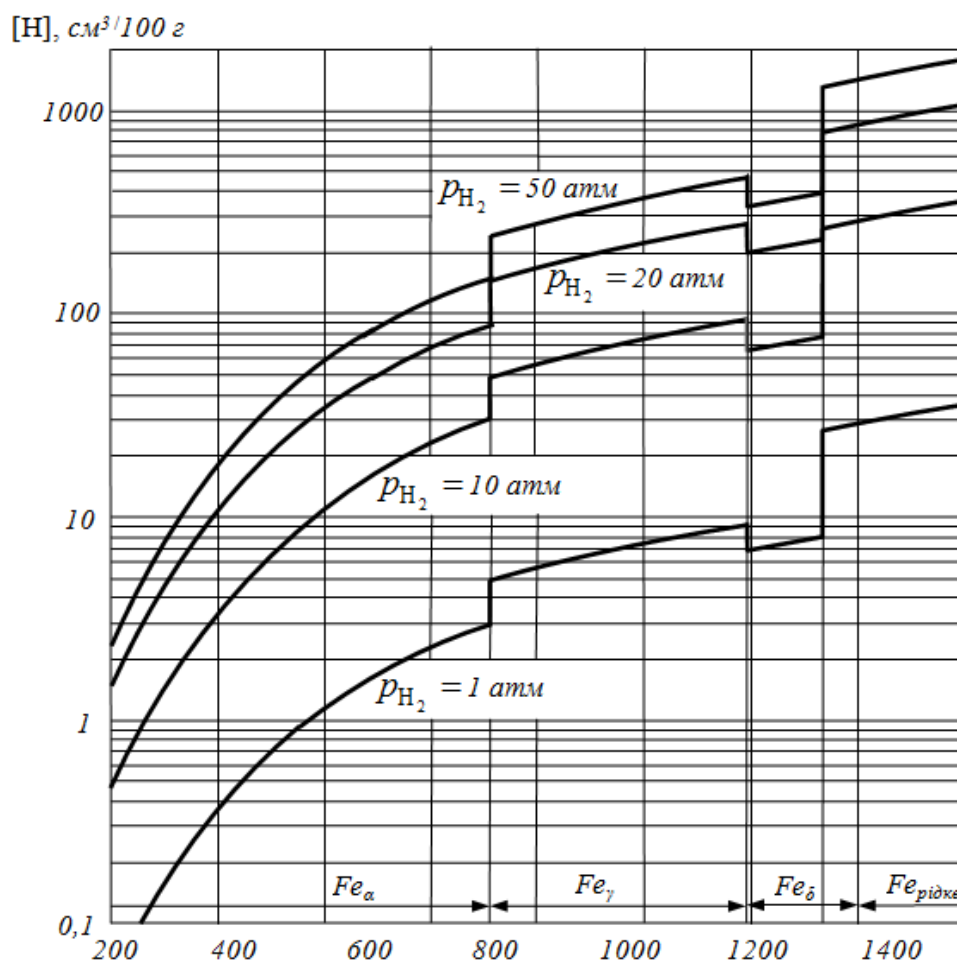


Рисунок 5.8 – Розчинність водню в залізі за різних тисків водню

Розрізняють такі види внутрішніх пустот: а) пастки субмікроскопічних розмірів (скупчення вакансій і дислокацій, площини зсуву, границі зерен та ін.) і пори або колектори мікроскопічних розмірів (газові пори, пустоти в околі неметалевих включень і карбідів тощо). При переході в пастки водень залишається в атомарному стані. Процес зворотний, тобто можливий перехід водню у міжвузловий простір гратки. Перехід водню в колектори супроводжується його молізацією і здебільшого є незворотним процесом. В результаті захоплення водню пустотами його абсорбція в металі у багато разів більша, ніж

граткова розчинність. Іншими словами, значна кількість водню, окрім дифузійно рухомого, закріплюється в різних пастках, наприклад дислокаціях, порах та інших мікропустотах. В більші пустоти, розташовані, наприклад, в околі неметалевих включень, зокрема сульфідів, дифузійний водень стікає, де молізується. Тиск дифузійного водню при переході в молекулярний стан проявляється в області перегріву зони термічного впливу в основному тоді, коли в ній утворюється мартенсит або тверда фаза розпаду типу нижнього бейніту.

В праці [205] основоположним чинником водневої деградації вважається прагнення водню в металах до локалізації. Локалізація водню уможлиблює значні зміни в матеріалах навіть за дуже малої загальної концентрації водню. Ефектів, що виникають при концентраціях водню в металах порядку $0,1 \dots 0,01 \text{ at.}\%$, взагалі не існувало б за його рівномірного розподілу. Поведінку матеріалів визначає водень, локалізований у дефектах будови, а його середня концентрація (макроконцентрація) в металі загалом не відповідає мірі небезпеки водневої деградації. В зонах концентрації водню в металах його декогезійну дію можна розцінювати як руйнівну. Оскільки даний ефект дуже локалізований, то це ще не буде катастрофою, але створить передумови для несприятливого протікання в металах фізико-механічних процесів водневої деградації.

Як вже відмічалось вище, утворенню холодних тріщин у зварному з'єднанні сприяє дифузійний водень, який накопичується в зоні передруйнування і полегшує розвиток тріщини. Проте, окрихленню металу може сприяти водень, який накопичується в різних пастках-уловлювачах металу. Як показано в огляді [206], водень у вуглецевій сталі активно взаємодіє з вуглецем твердого розчину, утворюючи при цьому вуглець-водневі сполуки. Така взаємодія найбільш можлива в дефектах гратки (границі зерен і блоків, дислокації, вакансії тощо), де сегрегація і активність вуглецю найвища. В умовах деформування (локальна пластична деформація розтягуванням та ін..) або при наявності сильно спотвореної гратки, наприклад міжзеренної зони, відбувається посилене захоплення вуглецю скопиченнями дефектів (дислокаціями, вакансіями) і більш

глибока хімічна взаємодія водню з вуглецем твердого розчину з виділенням вільних радикалів та вуглеводнів (при понижених чи кімнатних температурах).

Необхідно додати, що на даний час започатковуються нові дослідження закономірностей фізичного старіння низьколегованих сталей, які супроводжуються, зокрема, утворенням карбо-гідридоподібних наносегрегацій на дислокаціях і границях зерен [207].

Беручи до уваги, що ремонтно-зварювальні роботи проводяться на газопроводах зі значним ступенем фізичного старіння, яке, за класичним трактуванням, “зумовлено термодинамічною нерівноважністю вихідного стану і поступовим наближенням структури до рівноважного стану в умовах достатньої дифузійної рухливості атомів” [208], процес наводнювання сталей магістральних газопроводів відбувається в умовах розвитку в металі на структурному рівні пасток-уловлювачів водню.

Наступним етапом роботи передбачається математичне моделювання дифузійних процесів для аналізу кінетики насичення металу вуглецем і воднем в результаті термічного розкладання метану в пристінній зоні ділянки зварювання.

5.2 Дослідження процесів наводнювання та науглецювання металу газопроводу при зварювально-ремонтних роботах

Раніше [20] було проаналізовано основні ризики і технологічні складнощі при виконанні зварювальних робіт на газопроводах під тиском газу. Термодинамічним аналізом обґрунтовано, що утворюваний при розкладанні метану водень можна розглядати як джерело наводнювання металу зварного з'єднання. З іншої сторони, наявність вуглецю як продукту термічного розкладання метану на внутрішній поверхні труби при певних температурних умовах може викликати науглецювання металу стінки труби.

Беручи за основу локальне термічне розкладання метану в зоні проведення зварювальних робіт, в доцільно дослідити процеси наводнювання і науглецювання металу на локальних ділянках труб, проаналізувати кінетику

дифузійних процесів. При цьому слід відмітити, що дифузійні процеси активізуються в металі газопроводів зі значним ступенем фізичного старіння [209]. Проблема окрихчення трубних сталей може корінитися в тому, як водень змінює поведінку металу на нанорівні. В роботі [210] розвивається новий напрям досліджень впливу карбогідридоподібних наносегрегацій на границях зерен на фізико-механічні властивості металевих матеріалів, в тому числі і на технологічний ресурс сталей магістральних газопроводів.

5.2.1 Дослідження процесу наводнювання

При виконанні зварювальних робіт на газопроводах під тиском газу відбувається інтенсивне тепловідведення від стінки труби на локальній ділянці труби (під дугою) потоком газу. Підвищені швидкості охолодження сприяють формуванню в металі твердих гартувальних структур, чутливих до водневого розтріскування. На рисунку 5.9 показано вигляд холодної водневої тріщини.

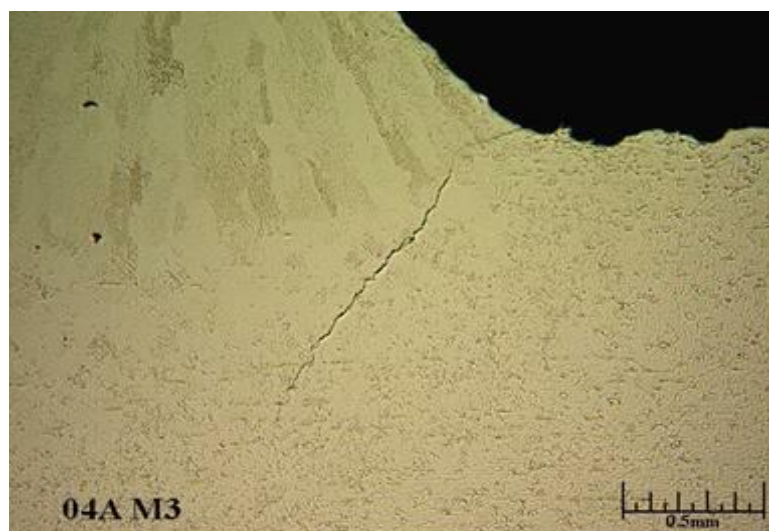


Рисунок 5.9 – Холодна воднева тріщина на внутрішній поверхні труби в зоні зварювання [211]

Для зон металу зварного з'єднання, які перебувають під ризиком холодних тріщин, необхідно знати поле концентрацій водню в металі, його перерозподіл в металі. При цьому зародження тріщини пов'язують з нерухомим воднем,

закріпленим у різних пастках, а розвиток тріщини відбувається з участю дифузійно-рухливого водню.

В загальному випадку для аналізу перерозподілу водню в металі доцільно розв'язати нестационарну задачу дифузії водню, розділивши поглинутий металом водень на дифузійно-рухливий і нерухомий [212].

Диференціальне рівняння дифузії запишемо у вигляді

$$\frac{\partial C(x,t)}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C(x,t)}{\partial x^2} - K \cdot [C(x,t) - C_p], \quad t > 0, \quad 0 \leq x \leq \delta, \quad (5.12)$$

де $C(x,t)$ – концентрація водню в металі;

D – коефіцієнт зернограничної дифузії водню в сталі;

C_p – початкова рівноважна концентрація водню в металі.

Другий член у правій частині рівняння (5.12) визначає потужність від'ємного джерела водню, пропорційного змінам концентрації водню. Це джерело з характерним кінетичним коефіцієнтом K враховує поглинання дифузійного водню різними “уловлювачами” (пастками) в металі і вилучення його з дифузійного процесу.

Задамо початкову умову

$$C(x,0) = C_p. \quad (5.13)$$

Виходячи з розв'язку задачі (5.12) при заданих граничних умовах, можна визначити кількість водню, вилученого з дифузійного процесу і захопленого різними “уловлювачами” (пастками), а саме

$$C^*(x,t) = K \cdot \int_0^t [C(x,t) - C_p] dt. \quad (5.14)$$

Тоді фактичний, експериментально вимірюваний розподіл водню у пластині складе

$$C^{\Sigma}(x, t) = C(x, t) + C^*(x, t). \quad (5.15)$$

Особливості кінетики водневого насичення при наявності стоків підкреслюється виразом для загальної кількості водню в металі як функції часу

$$\Delta m(t) = - \int_0^t D \cdot \frac{\partial C(0, t)}{\partial x} dt. \quad (5.16)$$

Застосувавши операційний метод [213], вихідне рівняння (5.12) з початковою умовою (5.13) перетвориться у звичайне диференціальне рівняння другого порядку (відносно x).

Загальний розв'язок рівняння (5.16) має вигляд

$$\bar{C}(x, s) - \frac{C_p}{s} = A \cdot \operatorname{ch}\left(\sqrt{\frac{s+K}{D}}x\right) + B \cdot \operatorname{sh}\left(\sqrt{\frac{s+K}{D}}x\right), \quad (5.17)$$

де $\operatorname{ch}\left(\sqrt{\frac{s+K}{D}}x\right)$ і $\operatorname{sh}\left(\sqrt{\frac{s+K}{D}}x\right)$ – відповідно гіперболічні косинус і синус змінної x .

Постійні коефіцієнти A і B визначаються із заданих граничних умов.

Задамо такі граничні умови, які відбивають специфіку водневого насичення стінки труби. На внутрішній поверхні труби (при $x=0$) можна задати граничну умову третього роду

$$\frac{\partial C(0, t)}{\partial x} = h \cdot [C(0, t) - C_{\pi}]. \quad (5.18)$$

Тут C_n – поверхнева (на внутрішній поверхні труби) концентрація водню;
 h – коефіцієнт фазового переходу.

Умова (5.18) враховує зміну в часі концентрації атомарного водню на внутрішній поверхні, що виділяється, наприклад, при термічному розкладанні метану, адсорбується на поверхні і дифундує головним чином у глиб металу.

На зовнішній поверхні труби (при $x = \delta$) можна задати умову першого роду

$$C(\delta, t) = C_p, \quad (5.19)$$

у відповідності з якою впродовж усього дифузійного процесу на зовнішній поверхні труби підтримується постійна концентрація C_p , тобто закладається повна десорбція дифузійного водню.

Інша гранична умова

$$\frac{\partial C(\delta, t)}{\partial x} = 0 \quad (5.20)$$

передбачає повну непроникність водню через зовнішню поверхню труби. Іншими словами, увесь поглинутий водень залишається в металі впродовж усього дифузійного процесу.

Нижче подається два варіанти розв'язання дифузійної задачі, тобто з різними граничними умовами на зовнішній поверхні труби.

1. Для випадку повної десорбції дифузійного водню з металу, розв'язок задачі (5.12) з крайовими умовами (5.13), (5.18), (5.19) в зображеннях буде мати вигляд

$$\bar{C}(x, s) - \frac{C_p}{s} = \frac{(C_n - C_p) \cdot h \cdot \operatorname{sh} \left[\sqrt{\frac{s+K}{D}} (\delta - x) \right]}{s \cdot \left[\sqrt{\frac{s+K}{D}} \cdot \operatorname{ch} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} \delta \right) + h \cdot \operatorname{sh} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} \delta \right) \right]} = \frac{\Phi(s)}{\Psi(s)}, \quad (5.21)$$

придатний для переходу в простір оригіналів за теоремою розкладання [213]

$$L^{-1}\left[\frac{\Phi_1(s)}{\Psi_1(s)}\right] = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\Phi_1(s_n)}{\Psi_1'(s_n)} \exp(s_n t). \quad (5.22)$$

Опустивши проміжні математичні операції, запишемо розв'язок задачі в оригіналах у вигляді

$$\begin{aligned} \frac{C(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} &= \\ &= \frac{\beta \cdot \operatorname{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\sqrt{\alpha} \cdot \operatorname{ch}(\sqrt{\alpha}) + \beta \cdot \operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cdot \beta \cdot \sin[\mu_n(1-X)] \cdot \exp[(\mu_n^2 + \alpha) \cdot \tau]}{(\mu_n^2 + \alpha) \cdot [(\mu_n^2 + \beta) \cdot \sin \mu_n - \beta \cdot \mu_n \cdot \cos \mu_n]}. \end{aligned} \quad (5.23)$$

Тут використано безрозмірні позначення: $\tau = \frac{Dt}{\delta^2}$; $\alpha = \frac{K\delta^2}{D}$; $\beta = h\delta$; $X = \frac{x}{\delta}$.

Корені μ_n визначаються з характеристичного рівняння

$$\operatorname{tg} \mu_n = -\frac{\mu_n}{\beta}. \quad (5.24)$$

Дослідимо розв'язок задачі (5.23) при $\beta \rightarrow \infty$.

За цієї умови вираз (5.23) переписеться так:

$$\frac{C(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} = \frac{\operatorname{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cdot \sin[\mu_n(1-X)] \cdot \exp[(\mu_n^2 + \alpha) \cdot \tau]}{(\mu_n^2 + \alpha) \cdot (\sin \mu_n - \mu_n \cdot \cos \mu_n)}. \quad (5.25)$$

Для цього випадку характеристичне рівняння (5.24) набуде вигляду

$$\sin \mu_n = 0, \quad (5.26)$$

де $\mu_n = n \cdot \pi$. Одночасно запишемо $\cos \mu_n = \cos(n \cdot \pi) = (-1)^n$.

Остаточно розв'язок задачі при $\beta \rightarrow \infty$ прийме вигляд

$$\frac{C(X, \tau) - C_p}{C_n - C_p} = \frac{\text{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{sh}(\sqrt{\alpha})} + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \cdot \frac{2\mu_n \cdot \sin[\mu_n(1-X)] \cdot \exp[(\mu_n^2 + \alpha) \cdot \tau]}{(\mu_n^2 + \alpha)}. \quad (5.27)$$

Рівняння (5.27) буде розв'язком задачі при граничній умові першого роду на внутрішній поверхні труби, а саме

$$C(0, t) = C_n. \quad (5.28)$$

Використовуючи рівняння (5.14) і (5.27), визначимо кількість водню, вилученого з дифузійного процесу. Отримаємо

$$C^*(X, \tau) = (C_n - C_p) \times \left[\frac{\text{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{sh}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \cdot \frac{2\mu_n^2 \cdot \sin[\mu_n(1-X)] \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \quad (5.29)$$

Фактичний, експериментально вимірюваний розподіл водню у стінці складе

$$\overline{C^{\Sigma}}(X, \tau) = \frac{C^{\Sigma}(X, \tau) - C_p}{C_n - C_p} \times \left[\frac{\text{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{sh}(\sqrt{\alpha})} \cdot (1 + \alpha\tau) + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \cdot \frac{2\mu_n \cdot \sin[\mu_n(1-X)] \cdot \{\alpha + \mu_n^2 \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau]\}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \quad (5.30)$$

На основі рівнянь (5.16) і (5.27) кінетика водневого насичення стінки виразиться так

$$\overline{\Delta m}(\tau) = \frac{\Delta m(\tau)}{(C_{\text{п}} - C_{\text{р}}) \cdot \delta} = \frac{\text{ch}(\sqrt{\alpha})}{\text{sh}(\sqrt{\alpha})} \cdot \alpha \tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2}. \quad (5.31)$$

При $\alpha \rightarrow 0$, розкривши невизначеність у першому члені правої частини (20), отримаємо

$$\overline{\Delta m}(\tau) = \tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{\mu_n^2} [\exp(-\mu_n^2 \tau) - 1]. \quad (5.32)$$

За результатами розрахунків на рисунку 5.10 побудовано графіки розподілу сумарної концентрації водню (дифузійний і поглинутий пастками) по товщині стінки для різних часів. З рисунка випливає, що ефект “уловлювачів” проявляється зі збільшенням часу дифузії. При цьому зі збільшенням часу нерівномірний розподіл водню в дифузійній зоні посилюється.

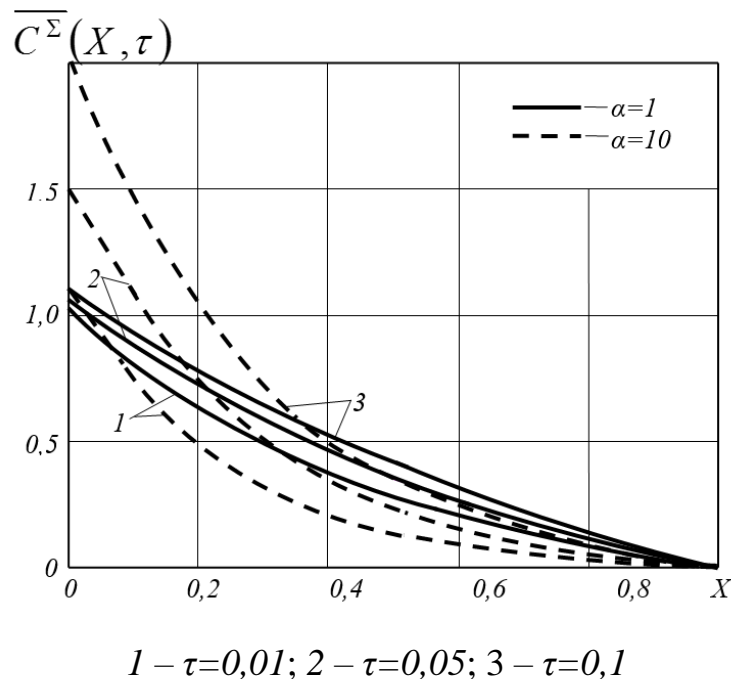


Рисунок 5.10 – Розподіл водню по товщині пластини при різному часі

Аналітичні оцінки сумарної концентрації дифузійного водню і водню, вилученого пастками з дифузійного процесу, підтверджуються даними роботи [214] про наводнюваність металу труб газопроводів у процесі тривалої експлуатації.

Експериментальні вимірювання реального потоку водню через стінку труби магістрального газопроводу з допомогою стандартної гліцеринової пробки [201] можна трактувати як поглинання дифузійного водню пастками – “уловлювачами”.

Криві (рисунок 5.11) побудовані у відповідності з формулами (5.31) і (5.32) свідчать про інтенсифікацію водневого насичення при наявності “уловлювачів”

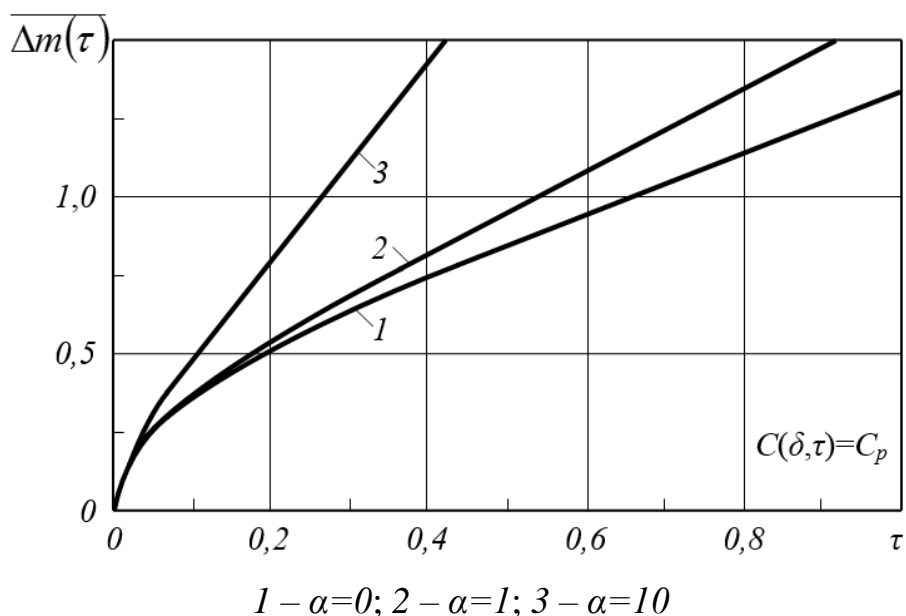


Рисунок 5.11 – Інтенсивність насичення металу пластини воднем при умові десорбції водню з металу

2. При граничних умовах (5.20) і (5.28), тобто в умовах, коли увесь поглинутий водень залишається в металі стінки, розв’язок задачі в зображеннях буде

$$\bar{C}(x, s) - \frac{C_p}{s} = \frac{(C_n - C_p) \cdot \text{ch} \left[\sqrt{\frac{s+K}{D}} (\delta - x) \right]}{s \cdot \text{ch} \left(\sqrt{\frac{s+K}{D}} \delta \right)} = \frac{\Phi(s)}{\Psi(s)}. \quad (5.33)$$

Опускаючи стандартні операції операційного числення при переході в простір оригіналів, розв'язок в безрозмірних величинах задачі матиме вигляд

$$\begin{aligned} & \frac{C(X, \tau) - C_p}{C_n - C_p} = \\ & = \frac{\text{ch}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{ch}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n \cdot \cos[\mu_n(1-X)] \cdot \exp[(\mu_n^2 + \alpha) \cdot \tau]}{(\mu_n^2 + \alpha) \cdot \sin \mu_n}. \end{aligned} \quad (5.34)$$

У цьому розв'язку корені $\mu_n = (2n-1) \cdot \frac{\pi}{2}$.

Кількість водню, вилученого з дифузійного процесу, складе

$$\begin{aligned} & C^*(X, \tau) = (C_n - C_p) \times \\ & \times \left[\frac{\text{ch}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{ch}(\sqrt{\alpha})} \cdot \alpha \tau + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cdot \cos[\mu_n(1-X)] \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{\sin \mu_n \cdot (\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \end{aligned} \quad (5.35)$$

Експериментально вимірюваний розподіл водню у стінці визначиться з рівняння

$$\begin{aligned} & \bar{C}^{\Sigma}(X, \tau) = \frac{C^{\Sigma}(X, \tau) - C_p}{C_n - C_p} \times \\ & \times \left[\frac{\text{ch}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{ch}(\sqrt{\alpha})} \cdot (1 + \alpha \tau) - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n \cdot \cos[\mu_n(1-X)] \cdot \{\alpha + \mu_n^2 \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau]\}}{\sin \mu_n \cdot (\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \end{aligned} \quad (5.36)$$

Кінетика водневого насичення металу опишеться формулою

$$\overline{\Delta m(\tau)} = \frac{\Delta m(\tau)}{(C_n - C_p) \cdot \delta} = \frac{\text{sh}(\sqrt{\alpha})}{\text{ch}(\sqrt{\alpha})} \cdot \sqrt{\alpha} \cdot \tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2}. \quad (5.37)$$

При $\alpha \rightarrow 0$

$$\overline{\Delta m(\tau)} = - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2 \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{\mu_n^2}. \quad (5.38)$$

На рисунку 5.12 показано особливості насичення металу воднем в умовах блокування десорбції водню з металу.

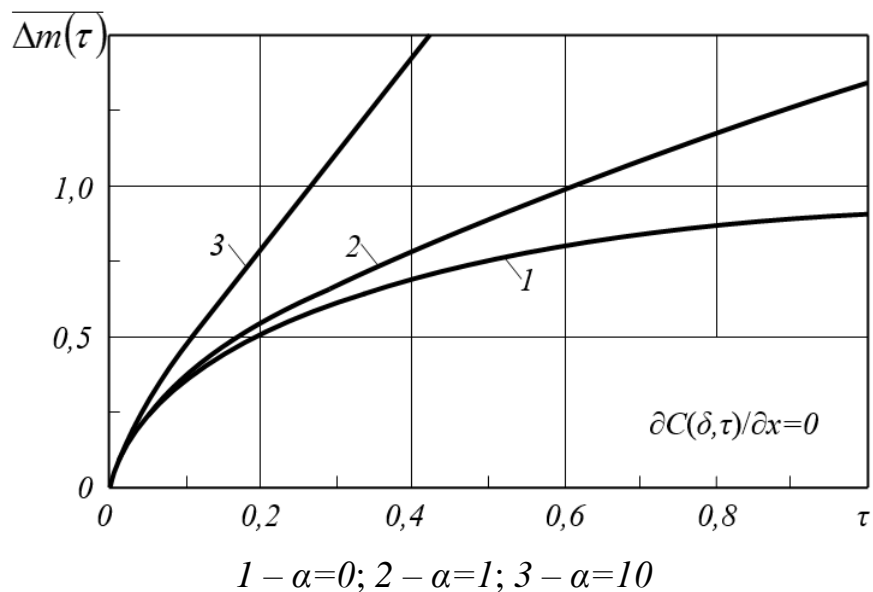


Рисунок 5.12 – Інтенсивність насичення металу пластини воднем при блокуванні дифузії через зовнішню поверхню

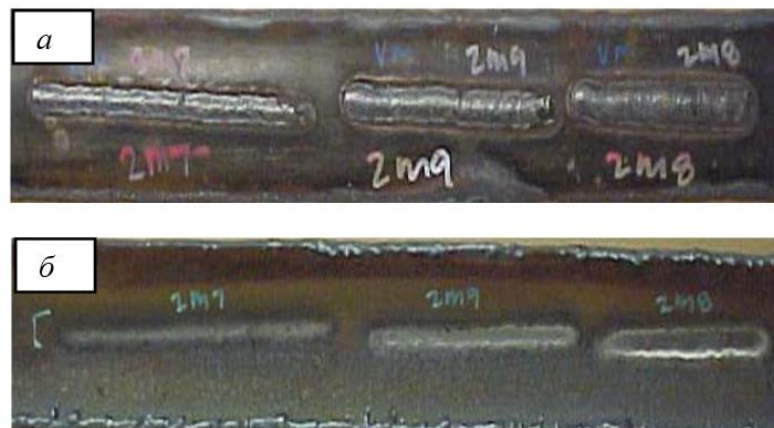
Аналізуючи кінетику водневого насичення в умовах як повної блокади десорбції водню з металу (рисунок 5.12), так і при повній його десорбції з металу (рисунок 5.11) можна стверджувати, що при малих значеннях безрозмірного часу τ , інтенсивність насичення практично однакова. При короткочасності дифузійного процесу, пов'язаного з тривалістю існування нагрітої ділянки внутрішньої поверхні труби, вплив пасток-уловлювачів водню практично відсутній. Вплив водневих пасток буде проявлятися при великих значеннях часу.

5.2.2 Дослідження процесу науглецювання

Як відмічалось вище, при проведенні зварювальних робіт на поверхні труб на локальній нагрітій внутрішній ділянці труби може відкладатися вуглець як продукт термічного розкладання метану. При рекомендованих температурах внутрішньої поверхні не вище 983 °С в умовах короткочасного термічного циклу науглецювання металу, якщо і матиме місце, то воно буде незначним.

Інша ситуація складатиметься, якщо температура металу на внутрішній поверхні досягне 1147 °С і вище. За наявності вуглецю на внутрішній поверхні при рівні концентрації вуглецю приблизно 4,3 % формується тонка плівка евтектичного складу чавуну на локальній ділянці внутрішньої поверхні безпосередньо під зварювальною дугою. Формування рідкої плівки евтектичного складу відповідає аналізу нагрівання залізовуглецевих сплавів за діаграмою стану Fe–Fe₃C [215].

В роботі [216] описано результати стендових досліджень при наплавленнях на трубу, через яку транспортується метан. Загальний вигляд наплавлених валиків і нагрітих ділянок на внутрішній поверхні труби показано на рисунку 5.13.



товщина стінки 3,2 мм; тиск метану 4,5 МПа; швидкість потоку газу 6,1 м/с

Рисунок 5.13 – Наплавлені валики на поверхні труби (а) і сліди температурного поля на внутрішній поверхні (б) [216]

На рисунку 5.14 наведено макроструктуру зварного з'єднання при наплавленні валика на трубу. Стрілкою відмічено ділянку шару евтектичного складу, утвореного безпосередньо під наплавленим валиком.

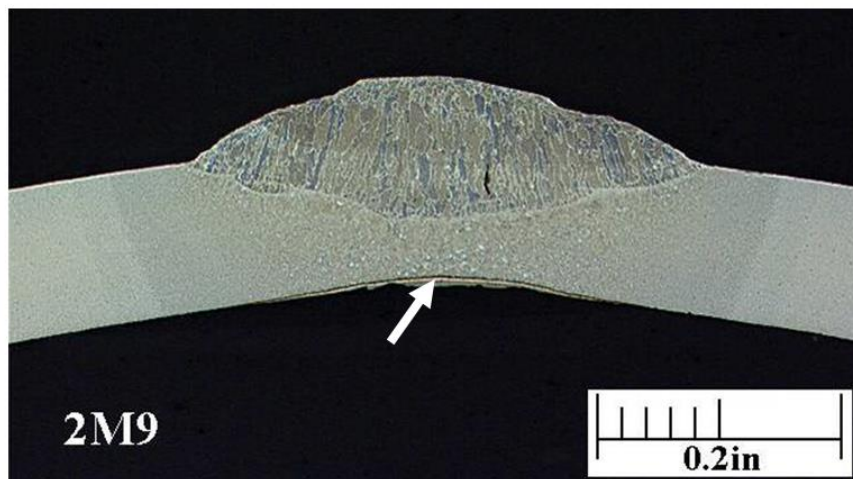


Рисунок 5.14 – Макроструктура зварного з'єднання при наплавленні валика на поверхню труби [216]

Мікроструктуру сталі на ділянці зони термічного впливу з новоутвореним шаром на внутрішній поверхні труби наведено на рисунку 5.15. Структури евтектичного складу мають високу твердість і крихкість, а отже, проявляють високу схильність до тріщиноутворення. На рисунку 5.15, б показано тріщину в утвореному шарі евтектичного складу. Зрозуміло, що такі тріщини можуть розвиватися в металі стінки труби.

Для аналітичної оцінки росту шару нової фази можна використати розрахункову схему росту рідкої фази (рисунок 5.16) з монографії Б. Я. Любова [217]. Ріст рідкої фази L здійснюється за рахунок дифузії вуглецю з поверхні і далі, через рідку фазу вуглець буде дифундувати у тверду фазу S .

Тут C_{L0} , $C_{L\gamma}$, $C_{\gamma L}$ – рівноважні концентрації вуглецю на поверхнях розділу фаз, які визначаються з діаграми стану залізо–цементит при заданій температурі T_i на лініях ліквідуса і солідуса (рисунок 5.17); $x = y(t)$ – координата рухомої поверхні шару; C_0 – початковий вміст вуглецю в сталі.

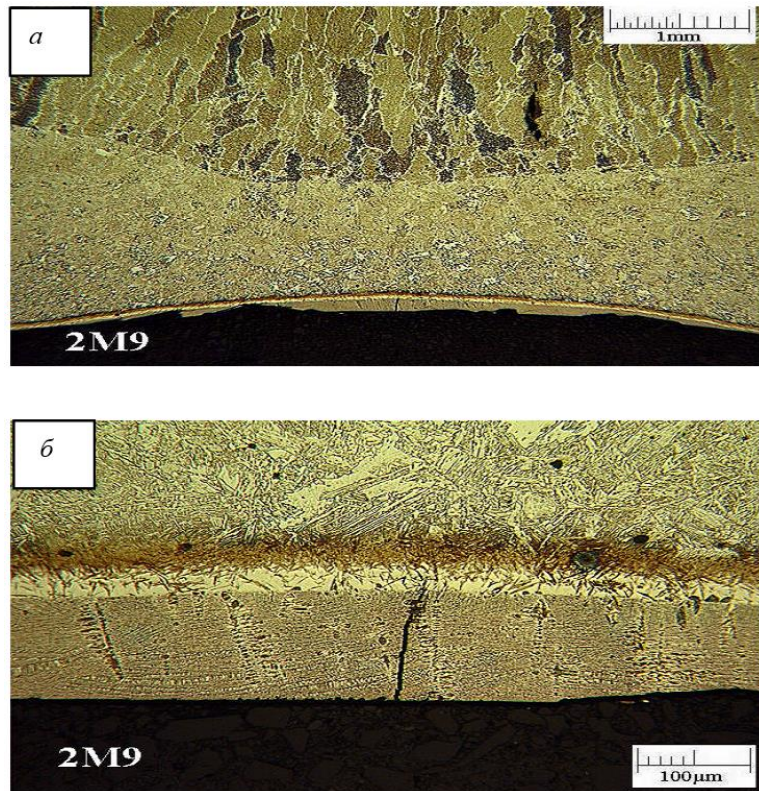


Рисунок 5.15 – Мікроструктура сталі в зоні термічного впливу (а) з утвореним шаром евтектичного складу на внутрішній поверхні (б) і тріщина в ньому [216]

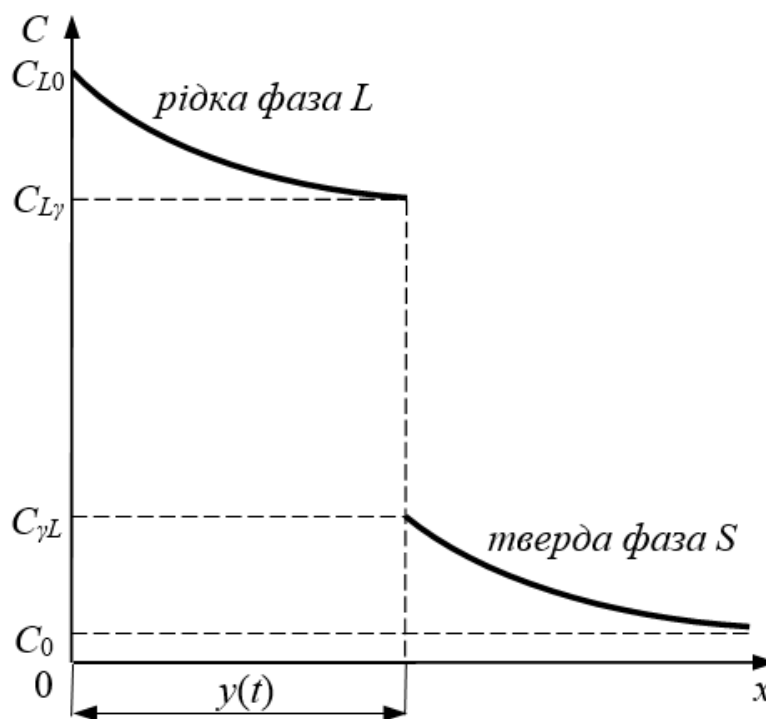


Рисунок 5.16 – Схема розподілу вуглецю при рості рідкого шару L на поверхні твердої фази S

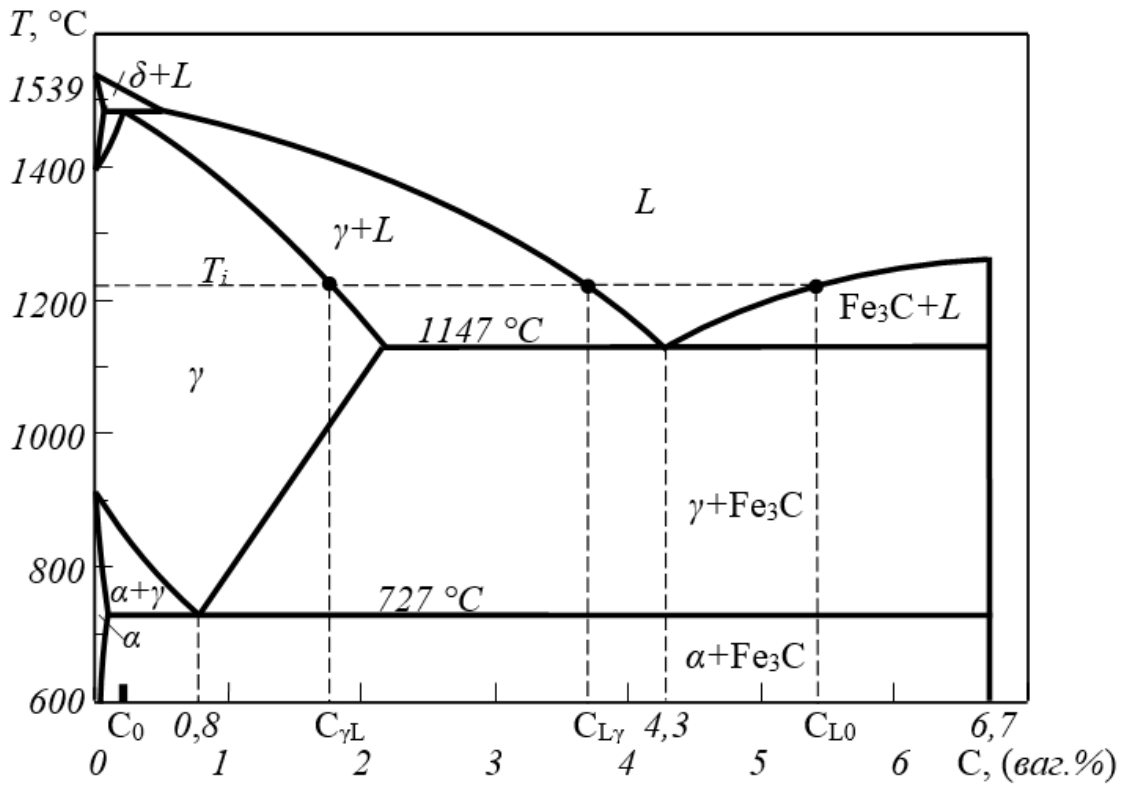


Рисунок 5.17 – До вибору концентрацій вуглецю на поверхнях розділу фаз при температурі T_i на діаграмі залізо–цементит

Дифузійне перенесення вуглецю в рідкій і твердій фазах описується рівняннями

$$C_L(x,t) = C_{L0} + (C_{L\gamma} - C_{L0}) \cdot \frac{\operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\sqrt{D_L t}}\right)}{\operatorname{erf}(\beta)};$$

$$C_S(x,t) = C_0 + (C_{\gamma L} - C_0) \cdot \frac{\operatorname{erfc}\left(\frac{x}{2\sqrt{D_S t}}\right)}{\operatorname{erfc}\left(\beta \sqrt{\frac{D_L}{D_S}}\right)}.$$
(5.39)

В наведених рівняннях D_L і D_S – відповідно коефіцієнти дифузії вуглецю в рідкій і твердій фазах.

Координата рухомої границі визначиться з рівняння

$$y(t) = 2\beta \cdot \sqrt{D_L t}, \quad (5.40)$$

де коефіцієнт β визначається з трансцендентного рівняння

$$(C_{\gamma L} - C_{L\gamma}) \cdot \sqrt{\pi} \cdot \beta = (C_{L\gamma} - C_{L0}) \cdot \frac{\exp(-\beta^2)}{\operatorname{erf}(\beta)} + \sqrt{\frac{D_S}{D_L}} \cdot (C_{\gamma L} - C_0) \cdot \frac{\exp\left(-\beta^2 \frac{D_L}{D_S}\right)}{\operatorname{erfc}\left(\beta \sqrt{\frac{D_L}{D_S}}\right)}. \quad (5.41)$$

Для прикладу розрахуємо розподіл вуглецю в новоутвореному рідкому шарі і твердій фазі в умовах, коли внутрішня поверхня труби нагріється до 1220 °С. Прийmemo вихідний вміст вуглецю в сталі $C_0 = 0,1$ %. З діаграми залізо–цементит (рисунок 5.17) рівноважні концентрації складуть: $C_{L0} = 5,4$ %; $C_{L\gamma} = 3,7$ %; $C_{\gamma L} = 1,8$ %. Коефіцієнти дифузії вуглецю в рідкій і твердій фазах відповідно виберемо: $D_L = 2 \cdot 10^{-8}$ м²/с, $D_S = 1 \cdot 10^{-9}$ м²/с.

На рисунку 5.18 побудовано графіки розподілу вуглецю в рідкій і твердій фазах сталі для різних часів існування нагрітої ділянки сталі. Видно, що зі збільшенням часу перебування нагрітої внутрішньої поверхні металу товщина рідкої фази, а отже, і товщина закристалізованого шару евтектичного складу збільшується. При цьому глибина насичення твердої фази вуглецем незначна і нею можна знехтувати.

В розглянутому процесі науглецювання відбувалося в умовах зварювання при наявності потоку метану у трубах. Між тим, за даними роботи [214], на внутрішніх поверхнях газопроводів зі значним терміном експлуатації спостерігаються відкладення сажі (вуглецю) як результату довгого ланцюга хімічних перетворень газу з утворенням вільних радикалів і проміжних продуктів. В цьому зв'язку виникає проблема науглецювання металу при виконанні ремонтно-зварювальних робіт навіть і за відсутності потоку газу у трубі, тобто на зупиненому трубопроводі. В таких умовах залишкова товщина стінки на ділянці ураження, наприклад корозією, як правило, може не регламентуватися, а

зварювальні параметри вибираються такими, щоб уникнути наскрізного пропалення труби.

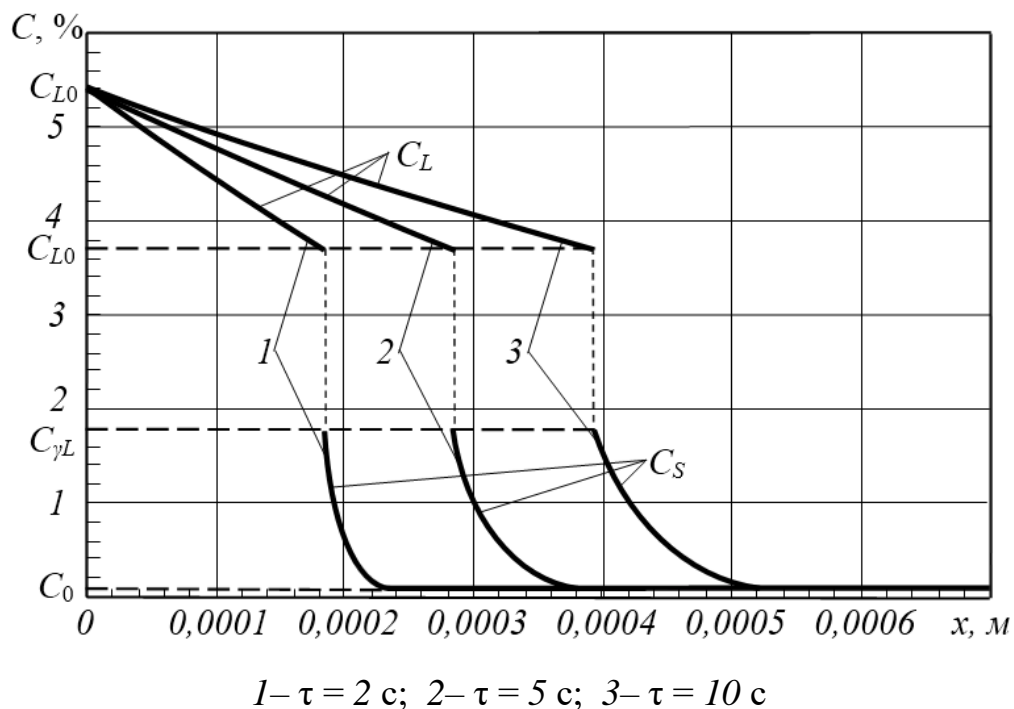


Рисунок 5.18 – Розподіл вуглецю в рідкій науглецьованій плівці і в твердій фазі по товщині стінки труби

В загальному, необхідно відмітити, що і локальне наводнювання металу, так і науглецювання сприяють окрихченню сталі [21].

5.3 Дослідження ударної в'язкості зварних з'єднань трубної сталі класу міцності X70

5.3.1 Способи вирізання темплетів зразків та їх вплив на механічні властивості

Більшість магістральних газопроводів України мають тривалі терміни напрацювання - понад 30 років [218]. Крім того можливе зниження обсягів транзиту газу з РФ до ЄС вимагає оптимізації режимів їх експлуатації та обумовлює необхідність уникнення негативних коливальних явищ, що можуть

спричинити їх вихід з ладу. Значно знизити ризик випадків непрогнозованого руйнування магістральних газопроводів можна діагностуванням поточного технічного стану трубних сталей та за необхідності виконанням ремонтних заходів [219]. Проведення ремонтних робіт на магістральних газопроводах є складним технічним завданням, яке потребує покрокової технології з застосуванням обґрунтованих режимів та параметрів кожної операції. Відомо, що більшість випадків непрогнозованого руйнування магістральних газопроводів пов'язано із дефектами зварних швів. Наявність легуючих елементів в металі труби сприяє погіршенню зварювання, зокрема можлива поява ділянок з пониженим опором крихкому руйнуванню [220].

Процеси деградації притаманні магістральним газопроводам, протягом тривалого напрацювання, є найнебезпечнішими для зварних швів, оскільки спричиняють непрогнозовані зміни механічних властивостей. Це питання є особливо важливим для нових технологічних підходів зварювання трубопроводу [221]. Процеси виділення дисперсних включень, притаманні зоні зварного шва та термічного впливу можуть спричинити пошкодження структури металу та по різному впливати на його опір руйнуванню за різних температурно-силових умов. Процеси зародження та поширення тріщин за динамічних умов є локалізованими й граничний стан матеріалу визначається фактично властивостями «найнебезпечніших ділянок», якими можуть слугувати зварні шви [222, 223].

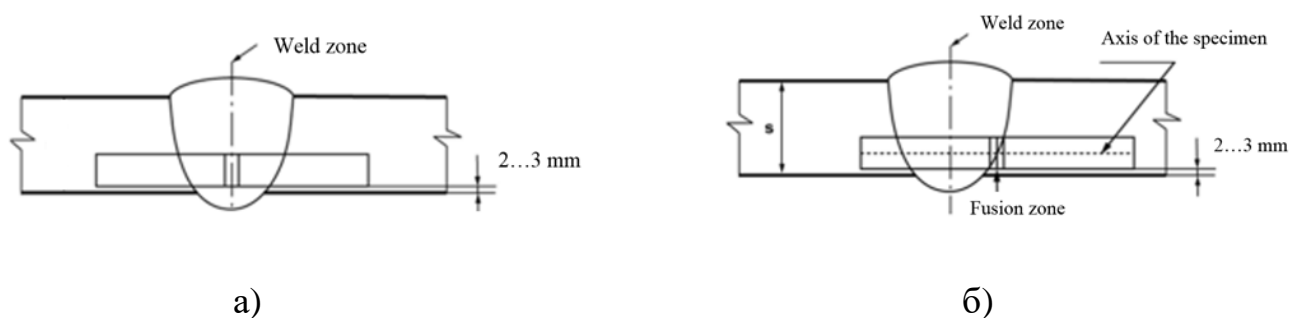
Зварні шви є макроконцентраторами напружень та складною фізико-механічною структурно-неоднорідною системою (основний метал – зварний шов – зона термічного впливу), яка може містити технологічні концентратори напружень – підрізи, непровари, пори, що можуть спричинити їх руйнування [224].

Зварювання магістральних газопроводів є спеціальним технологічним процесом, кінцевий результат якого забезпечується неухильним дотриманням технологічних нормативів, неруйнівним контролем і випробуваннями в процесі будівництва. Отже, забезпечення якості та стабільності властивостей зварних з'єднань при ремонті МГ з труб класу міцності X70, а також підвищення

ефективності та надійності МГ можливе в рамках комплексного вивчення впливу технологічних та температурних факторів на їх стійкість до крихкого руйнування.

У даному розділі досліджено вплив температури випробувань на ударну в'язкість трубної сталі класу Х70.

Досліджували ударну в'язкість трубної сталі 17Г1С-У, класу міцності Х70. Зразки для випробувань вирізали з труби діаметром 1420 мм, товщиною стінки 15,7 мм. Досліджена сталь мала наступний хім. склад: (С = 0,12; Мn = 1,75; Si = 0,40; S = 0,006%; F = 0,020%; V = 0,10%; Nb = 0,10%; Ti ≤ 0,035%) за сертифікатом заводу-виготовлювача (Харцизький трубний завод). Схему вирізання зразків Шарпі вибирали з умов поширення тріщини в зварному шві газопроводу. Зварні шви виконували спеціальними електродами: УОНІ 55У, Ø 3,5 мм – заварювали корінь шва та УОНІ 52У, Ø 4,0 мм - для заповнення шва. Зразки вирізали паралельно поздовжній осі труби. Ударну в'язкість визначали на зразках Шарпі розмірами 10 × 10 × 55 мм з V - подібним надрізом глибиною 2 мм і радіусом заокруглення в вершині 0,25±0,025 мм. Оцінювали ударну в'язкість металу за кімнатних та понижених температур на зразках з надрізом, який наносили у різних зонах зварного з'єднання



а – зразок з надрізом по центру ЗШ; б – зразок з надрізом по лінії сплавлення та зоні термічного впливу

Рисунок 5.19 – Схема вирізання зразків Шарпі зі зварного з'єднання:

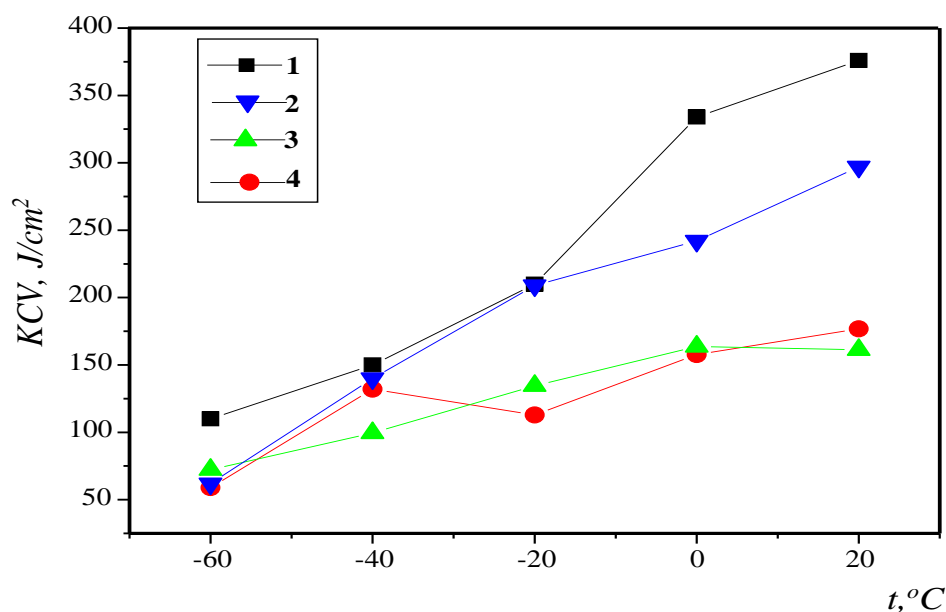
Використано зразки з основного металу (ОМ) та темплетів вирізаних механічним способом (фрезою) (ЗШ1) та плазмовим способом (ЗШ2), з метою виявлення впливу способу вирізання на ударну в'язкість зварних швів трубної сталі [225]. Понижені температури використовували для зниження релаксаційної

здатності матеріалу (формування жорсткішого напруженого стану в околі концентратора).

Випробування проводили на копрі РКР-300 «AMSLER» з максимальною силою удару 300 Дж і реєстрацією діаграми навантаження в координатах «навантаження - час» і «навантаження – прогин зразка». Закономірності деформування і руйнування досліджували на фрактограмах поверхні зламів зразків, за допомогою растрового електронного мікроскопа РЕМ 106И.

5.3.2 Вплив температури на ударну вязкість

Трубна сталь класу міцності X70 мала високу ударну в'язкість, що свідчить про її відповідність вимогам. Зокрема для ОМ - КСВ для температур випробувань 20°C; 0°C; -20°C; -40°C; -60°C становить відповідно: 376 Дж/см²; 334 Дж/см²; 210 Дж/см²; 150 Дж/см²; 110 Дж/см². Як видно з рисунку 5.20, рівень ударної в'язкості металу швів досліджених труб загалом також є достатньо високим.



1 – основний метал (ОМ); 2 – Шов (Ш); 3 – зона сплавлення (ЗШ1); 4 – зона сплавлення (ЗШ2)

Рисунок 5.20 – Вплив температури на ударну вязкість трубної сталі (клас міцності X70)

Для зразків вирізаних з зварного шва (Ш) рівень ударної вязкості для температур -40°C та -20°C є ідентичним основному матеріалу. Оскільки температура -40°C є рекомендованою для порівняльних оцінок, то можна стверджувати що якість шва є високою. За кімнатної температури ударна в'язкість основного металу труби є в 1,3 рази вищою ніж зварного шва.

Ударна в'язкість ділянок сплавлення ЗШ1 та ЗШ2 для температури -40°C є відповідно в 1,14 та 1,5 рази нижчою ніж основного металу. Ця відмінність зростає із підвищенням температури випробувань та сягає максимуму при 20°C , її значення становлять 1,9 (ЗШ1) та 1,5 (ЗШ2) відповідно. Разом з тим, незважаючи на такі значні відмінності в ударній в'язкості дослідженої трубної сталі в усіх досліджених зонах, вона відповідає вимогам. Це зумовлено, насамперед, застосуванням сучасних зварювальних матеріалів. Оптиміальне поєднання легуючих елементів забезпечує переважне формування в металі швів феритної структури з високими в'язкими характеристиками.

Відмінності значень ударної в'язкості у зразках вирізаних з центральної ділянки шва та в зоні термічного впливу зумовлені їх структурним станом та локалізацією деформаційних процесів у зразку Шарпі.

Виявлено, що зразки вирізані з зони зварного шва руйнуються за ударної в'язкості близької до в'язкості основного матеріалу, тому в подальшому їх не досліджували. Більш небезпечними є зразки вирізані із зони сплавлення, що пов'язано з низькою пластичністю металу шва та пришовної зони, таблиця 5.3. В даній серії випробувань показано, що значення ударної в'язкості зварних швів і зони термічного впливу зварних з'єднань, ($\text{KCV} > 55 \text{ Дж/см}^2$) та ще вищі для основного металу (таблиця 5.3). Для швів з дефектами, значення ударної в'язкості, як правило, не перевищують $\text{KCV} < 30 \text{ Дж/см}^2$.

Одержані результати є корисними, насамперед з точки зору аналізу впливу температури випробувань на зростання значень $(A_p/A) \cdot 100\%$ в діапазоні температур від -60°C до 20°C , рисунок 5.21. Таким чином, питома вага $(A_p/A) \cdot 100\%$ в повній роботі руйнування зростає з підвищенням температури випробувань, та для температур: 20°C ; 0°C ; -20°C ; -40°C ; -60°C становить відповідно:

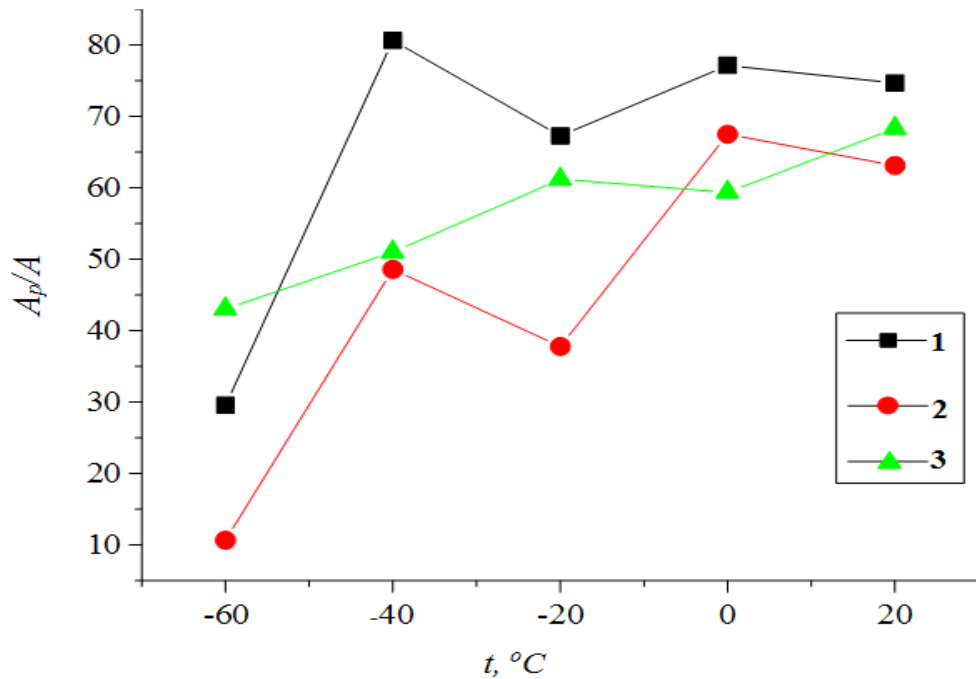
- для ОМ: 74,7 %; 77,2 %; 67,3%; 80,6%; 29,5%.
- для ЗШ1: 63,1 %; 67,5 %; 37,8 %; 48,6 %; 10,6 %.
- для ЗШ2: 68,3 %; 59,4 %; 61,2 %; 51,0 %; 43,1 %.

Таблиця 5.3 – Макрохарактеристики зразків Шарпі трубної сталі класу міцності Х70, випробуваних на ударну в'язкість

Зразки Шарпі	t, °С	A, Дж	A _i , Дж	A _p , Дж	KCV, Дж/см ²
	20	300	76	224	376
Основний метал (ОМ)	0	267	61	206	334
	-20	168	55	113	210
	-40	279	54	225	150
	-60	88	62	26	110
	20	141	52	89	176.78
Зона сплавлення (ЗШ1)	0	157	51	106	157.73
	-20	90	56	34	112.8
	-40	105	54	51	132.07
	-60	47	42	5	58.93
	20	161	51	110	201
Зона сплавлення (ЗШ2)	0	128	52	76	164
	-20	134	52	82	168
	-40	100	49	51	124
	-60	72	41	31	90

Слід підкреслити, що загальна форма залежностей (A_p/A) для даного температурного діапазону є спільною, як для основного металу труби, так і для металу зварних швів.

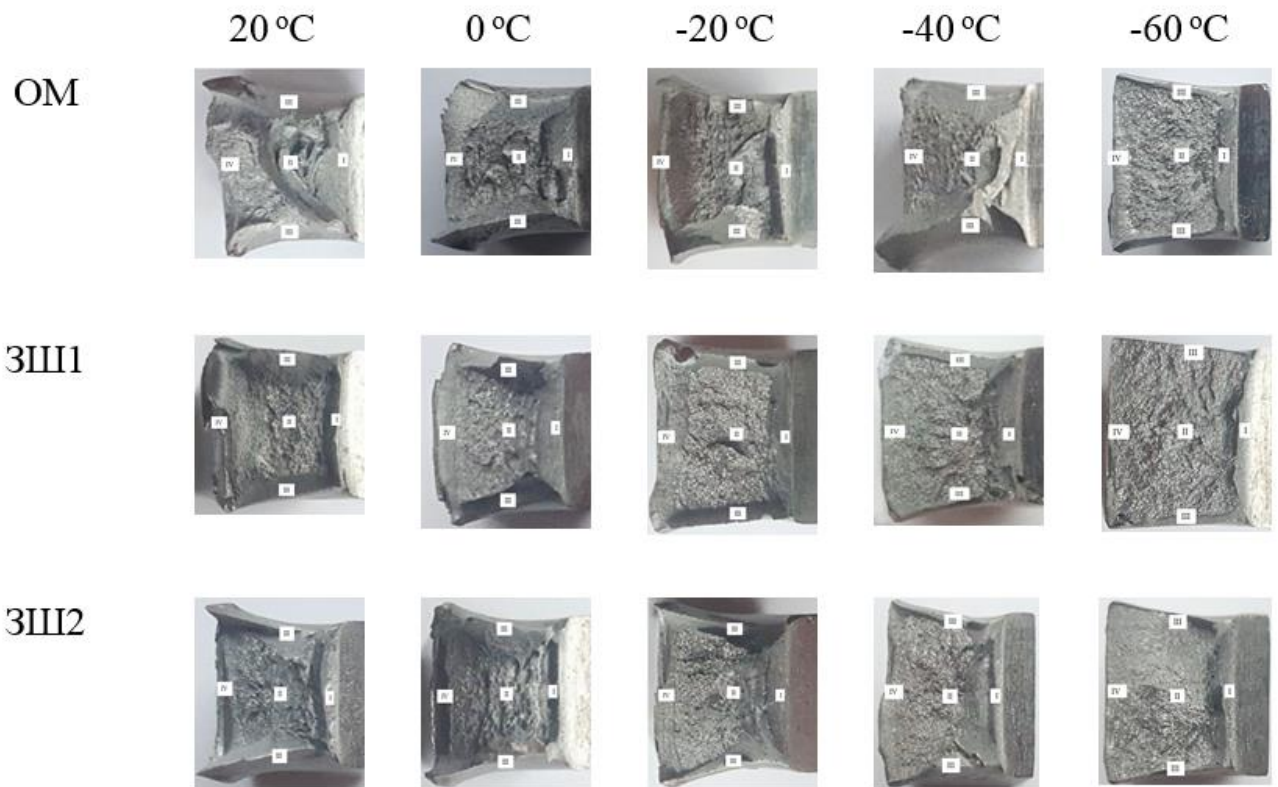
Результати доводять, що за динамічних навантажень найнебезпечнішою зоною є пришовні ділянки, зокрема зона термічного впливу. Аналіз результатів випробувань зварних з'єднань за різних температурно-силових умов дозволив виявити параметр руйнування – A_p/A , який може успішно використовувати при чисельному аналізі пружно-пластичного руйнування сталей газопроводів.



1 – основний метал (ОМ); 2 – зона сплавлення (ЗШ1); 3 – зона сплавлення (ЗШ2)

Рисунок 5.21 – Вплив температури випробувань на значення (A_p/A)

Відомо, що процес ударного деформування і руйнування зразків Шарпі містить стадії інтенсивної локалізованої деформації і руйнування (зони I, II і III, IV) які послідовно змінюють одна одну. Кожна зона руйнування має характерний розмір (площу). Розміри кожної із зон є слідами руйнування, що дозволяє в першому наближенні оцінювати ефективну енергоємність руйнування. Водночас, чітко розділити (за часом і енергією) формування зони росту тріщини і губ зсуву практично неможливо, тобто хоча вони відбуваються на різних ділянках зразка, але в суміжних зонах і практично одночасно. Визначали питому площу руйнування основних зон зразків (у %): (ОМ) основного металу, зон термічного впливу (ЗШ) проводили порівняльний аналіз механізмів їх руйнування. Дослідження макрошліфів ЗШ показало високу якість зварного з'єднання. Дефектів зварного з'єднання (пор, шлакових включень, несплавлень, непроварів і т.д.) не виявлено, що свідчить про високу якість з'єднань.



1 – основний метал (ОМ); 2 – зона сплавлення (ЗШ1); 3 – зона сплавлення (ЗШ1)
для діапазону температур від -60 °C до 20 °C

Рисунок 5.22 – Оптичні фотографії поверхні руйнування зразків Шарпі

Параметри ділянок зразка (S %), оцінені за аналізом фотозображень для різних температур випробувань, систематизовано у таблиці 5.4.

Окремо слід зазначити про відсутність розшарувань, ділянок множинних крихких тріщин, паралельних площині прокатування листа з якого виготовлено трубу. За аналізом даних таблиці 5.4 виконано систематизацію геометричних параметрів поверхонь руйнування.

Зона старту тріщини (I). Ця площа має достатньо великий розкид значень для всіх досліджених зразків. Хоча відомо, що локальна крихкість зварних з'єднання як правило, знижує енергоємність зародження тріщини, в даному випадку, цього не спостерігали. Зокрема для 20°C площа руйнування ОМ становить 6,1%, для ЗШ1 13,7%, а для ЗШ2 8,1 %.

Таблиця 5.4 – Кількісні за характеристики зон руйнування зразків Шарпі випробуваних на ударну в'язкість трубної сталі класу міцності Х70

Зони поверхні руйнування	Площі поверхні руйнування зразків Шарпі, S (в %) за різних температур t, (в °С)				
	+20	0	-20	-40	-60
	Основний метал				
Зона старту тріщини (I).	6.1	9.0	7.8	5.1	17.5
Зона поширення тріщини (II)	67.2	51.3	72.1	42.4	63.9
Губи зсуву (III)	20.9	20.9	11.0	48.6	6.7
Зона долому (IV).	5.8	18.8	9.1	3.9	11.9
	Fusion zone (W1)				
Зона старту тріщини (I).	13.7	13.3	12.9	20.5	7.3
Зона поширення тріщини (II)	43.6	57.2	50.8	54.6	80.4
Губи зсуву (III)	23.6	16	15.2	12.7	7.2
Зона долому (IV).	19.1	13.5	21.1	12.2	5.1
	Fusion zone (W2)				
Зона старту тріщини (I).	8.1	10.2	11.2	10.9	7.5
Зона поширення тріщини (II)	78.2	55.5	62.1	50.5	78.2
Губи зсуву (III)	9.6	23.0	16.4	19.5	8.3
Зона долому (IV).	4.1	11.3	10.3	19.1	6.0

А для -40 °С значення цієї ділянки руйнування для ОМ становили 5,1%, для ЗШ1 20,5%, а для ЗШ2 10,9 %. Ці дані не корелюють з даними табл. 2, де старт тріщини в ОМ був більш енергоємним. Проте, на нашу думку, це зв'язано з тим, що частина роботи в ОМ була витрачена на деформування зразка, який мав

більший запас пластичності. Для інших температур випробувань дані коливались, але не перевищували вказаних значень.

Зона росту тріщини (II). Здатність гальмувати значні в'язкі руйнування залежить від об'єму та інтенсивності пластичного деформування матеріалу перед вершиною тріщини, що поширюється. Як для ОМ так і для зразків ця ділянка зразка була найбільшою, для 20°C площа руйнування ОМ становить 67,2%, для ЗШ1 43,6%, а для ЗШ2 78,2 %. А для -40 °С значення цієї ділянки руйнування для ОМ становили 42,4%, для ЗШ1 54,6%, а для ЗШ2 50,5 %. Слід зазначити, що для -40°C це було найнижче значення площі поширення тріщини. Для інших температур випробувань її значення зростає.

Губи зрізу (III). Губи зрізу для всіх досліджуваних форм надрізу є співмірними за площею. Загалом із зниженням температури випробувань їх площа зменшується, проте для -40°C площа губ зрізу ОМ становила 48,6%, для ЗШ1 12,7%, а для ЗШ2 19,5 %.

Зона долому (IV) Спостерігали відповідність ступеня пластичної деформації і зовнішнього вигляду зламу зразків. При великих ступенях пластичної деформації поверхню руйнування сформовано за зсувним механізмом. Дана зона руйнування є малоінформативною для аналізу, тому глибшу інтерпретацію механізмів її утворення не проводили.

5.3.3 Узагальнення одержаних результатів

Губи зсуву для ОМ. При температурі випробувань 20 °С, 0 °С рис. 6а, в вершині надрізу зразків Шарпі формується зона мезоскопічного масштабу, в межах якої локалізована пластична деформація розвивається за схемою трансляційно - ротаційного вихору (I). Саме вихровий характер пластичної течії дозволяє в цій області накопичити критичну кількість дефектів, що забезпечують можливість формування в зоні (I) макротріщини. Після її старту подальше поширення макродефектів супроводжується формуванням пластичного «шарніра» (II), що супроводжується зсувними деформаціями в навколишньому матеріалі. Вони найактивніше проявляються на поверхні зразка, де вони мають найменшу

енергоємність. Отже, поширення магістральної тріщини (III) при ударному навантаженні супроводжується формуванням губ зсуву. У тильній частині зразка за рахунок високої швидкості розвитку процесу руйнування і його істотної локалізації формується область поворотно-зсувної деформації, що виявляється на етапі долому (IV).

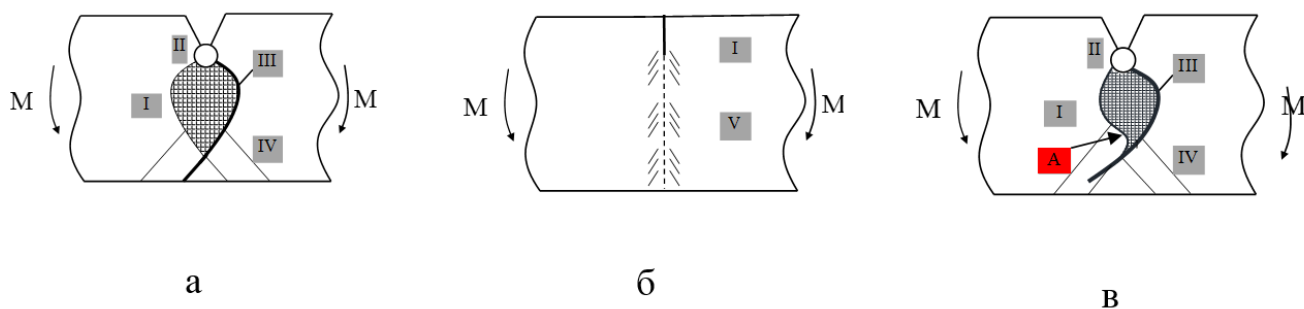
За низьких температур випробувань $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$, пластичні деформації локалізовані в тонкому шарі матеріалу, в околі вершини дефекту. При цьому в цих тонких шарах (зони пластичності) пластична деформація розвивається на мікрорівні, а інший об'єм зразка не деформується або виникають лише локалізовані пластичні деформації (рисунок 5.23).

Губи зсуву в ЗШ. Для швів, нанесення надрізу в зоні термічного впливу, істотно обмежує ділянку вичерпування пластичності (локальної крихкості). Разом з тим, для цих зразків притаманні значні відмінності форми губ зсуву, які, на нашу думку, зумовлені впливом зварного шва на зону локалізованої пластичності, що утворюється в околі надрізу. Водночас механічні властивості в зоні концентраторів напружень із урахуванням зварного шва змінюють жорсткість напруженого стану. Крім того, слід підкреслити, що у експлуатаційних умовах у зварних швах в магістральних газопроводах можуть виникати мікродефекти.

Для зразків сталі ЗШ2, виявлене незначне зниження ударної в'язкості, приблизно на 12%. Це може бути зумовлено накопиченням структурних дефектів внаслідок повторного нагрівання, або структурною неоднорідністю шва. Загалом розкид даних, для ударної в'язкості досліджених зварних швів є незначним. Тому слід зазначити, що незважаючи на наявність у зварному шві карбонітридоутворюючих елементів, а в основному металі їх є досить багато, частка ніобію, ванадію та титану загалом становить: $\text{Nb} + \text{V} + \text{Ti} = 0,235\%$, й вони частково переходять у метал шва, зниження ударної в'язкості є незначним порівняно з основним металом як за температури $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ так і при $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Виявлено, що ударна в'язкість дослідженої трубної сталі класу міцності X70 є достатньо високою. При цьому ударная в'язкість зварного шва за температур -40°C та -20°C є ідентичною основному матеріалу. Для зразків вирізаних з зони

термічного ЗШ1 та ЗШ2 для температури $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ є відповідно в 1,14 та 1,5 рази нижчою ніж основного металу. Слід зазначити, що спосіб вирізання темплетів з яких виготовлено зразки (фрезою), або плазмовим способом не вплинув на ударну в'язкість у дослідженому температурному діапазоні.



а – руйнування з утворення зони пластичної деформації; б – руйнування з утворенням каскаду мікрозсувних ділянок пластичних деформацій; I – ділянка, яка характеризується трансляційно – ротаційним вихорових рухом матеріалу в зоні старту тріщини; II – пластичний «шарнір»; III – «контури» утворених губ зсуву; IV - область розвитку деформації за схемою «зсув + поворот», що передуює долому; V - мікрозсувні ділянки пластичної деформації

Рисунок 5.23 – Механізми в'язкого (а) и крихкого (б) руйнування зразків і утворення губ зсуву за ударного навантаження [226-228]

Виявлено, що відмінності значень ударної в'язкості у зразках вирізаних з центральної ділянки шва та в зоні термічного впливу зумовлені їх структурним станом, локалізацією деформаційних процесів у зразках Шарпі. [22]

Висновки до розділу 5

1. Проаналізовано основні ризики і технологічні складнощі при виконанні зварювальних робіт на газопроводах під тиском газу. Описано реакцію металу трубних сталей на термічний цикл зварювання і чутливість низьколегованих трубних сталей до утворення холодних тріщин у зварному з'єднанні.

2. Розглянуто схему термічного розкладання метану в пристінній зоні труби при проведенні ремонтно-зварювальних робіт на поверхні газопроводів. Термодинамічним аналізом обґрунтовано, що утворюваний при розкладанні метану водень можна розглядати як джерело наводнювання металу зварного з'єднання.

3. Описано порядок розрахунку парціального тиску молекулярного водню за різних тисків метану. Показано, що в залежності від внутрішнього тиску газу в трубопроводі в нагрітій зоні зварювання парціальні тиски молекулярного водню як продукту термічного розкладання метану можуть складати 1,0...1,5 МПа. При цьому ризик утворення холодних тріщин в металі суттєво зростатиме.

4. Запропоновано математичну модель дифузії водню в металі з урахуванням наявності у трубо-провідних сталях пасток для водню, які вилучають його з дифузійного процесу. Показано, що основний приріст вмісту водню в металі стінки труби відбувається при малих часах дифузійного процесу. При цьому роль водневих пасток незначна.

5. Дано аналітичну оцінку кінетики росту шару евтектичного складу на локальній нагрітій ділянці внутрішньої поверхні труби. Встановлено, що ділянки труби, в металі яких відбулося одночасне як наводнювання, так і науглецювання металу продуктами термічного розкладання метану, можуть бути місцями з підвищеним ризиком тріщиноутворення.

6. Виявлено, що ударна в'язкість дослідженої трубної сталі класу міцності Х70 є достатньо високою. При цьому ударная в'язкість зварного шва за температур -40°C та -20°C є ідентичною основному матеріалу. Для зразків вирізаних з зони термічного ЗШ1 та ЗШ2 для температури -40°C є відповідно в 1,14 та 1,5 рази нижчою ніж основного металу. Слід зазначити, що спосіб вирізання темплетів з яких виготовлено зразки (фрезою), або плазмовим способом не вплинув на ударну в'язкість у дослідженому температурному діапазоні. Виявлено, що відмінності значень ударної в'язкості у зразках вирізаних з центральної ділянки шва та в зоні термічного впливу зумовлені їх структурним станом, локалізацією деформаційних процесів у зразках Шарпі.

РОЗДІЛ 6

ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ НАУКОВИХ ЗАСАД ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГТС В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

Газотранспортна система України на даний час працює в умовах неповного завантаження. Ступінь завантаженості, який визначається відношенням продуктивності газопроводів до їх пропускної здатності складає близько 50 відсотків. В подальші роки цей показник буде зменшуватися до 30 відсотків, тому питомі енерговитрати на транспортування газу поступово зростають. Основна проблема експлуатації газотранспортної системи полягає у зниженні енерговитрат на транспорт при неповному завантаженні. Енерговитрати можуть бути знижені відключенням окремих компресорних станцій, окремих лінійних ділянок, з одного боку, і підтримання в належному технічному стані об'єктів ГТС, з другого боку. Однак, відключення окремих компресорних станцій чи лінійних ділянок, має зворотну сторону проблеми, оскільки при аварійних ситуаціях на, так званих, обхідних газопроводах (наприклад "Північний потік"), можливе збільшення об'ємів перекачування газу через територію України. Тому компресорні станції і лінійні ділянки, які знаходяться у резервному стані, повинні будуть включатися в роботу. Така система вимагає консервації частини об'єктів, або переведення їх на експлуатацію з іншою метою. Тому важливими питаннями практичної реалізації розроблених наукових основ забезпечення енергоефективності ГТС повинні бути рекомендації з використання непрацюючих відключених об'єктів з іншою метою і підвищення технічного стану працюючих.

Такими напрямками, щодо реалізації ідеї про використання непрацюючих елементів ГТС можуть бути: уловлювання та зберігання вуглекислого газу (вуглецю), транспортування водню та переведення окремих ділянок газопроводу на контейнерний пневмотранспорт. Розглянемо детальніше процеси, що відбуватимуться при використанні наведених технологій, та проблеми, які при цьому можуть виникнути.

6.1 Проблеми альтернативного використання непрацюючих елементів ГТС України

6.1.1 Транспортування та зберігання вуглекислого газу

В останні десятиліття перед світовою економікою постав потужний виклик - глобальне потепління, зумовлене викидами парникових газів.

За даними Океанографічного інституту Скріппса, середньорічна концентрація CO_2 продовжує стабільно зростати, і у минулому році, вперше в історії людства, досягла максимального рівня - 415,26 мг/кг. 67% викидів парникових газів спричиняє енергетика спалюванням викопних видів палива, які й приводять до глобального зростання середньої температури.

У світі почала формуватися кліматична політика, спрямована на боротьбу зі змінами клімату, яка знайшла своє відображення в «Європейській зеленій угоді» та Паризькій угоді 2015 року.

У 2019 році в ЄС затвердили нову масштабну програму European Green Deal щодо трансформації економіки до 2050 року. Вона передбачає повну відмову від використання викопних видів палива та витіснення з економіки галузей, що створюють шкідливі викиди.

Щоб стимулювати промисловість зменшувати шкідливі викиди, у країнах ЄС діють високі податки на викиди вуглецю. У середньому цей показник становить 30 євро за тонну.

Наприклад, в одній з найбільш брудних галузей – металургії, викиди CO_2 становлять у середньому 1300 кг на тонну сталі. З 1960 року вони скоротилися вдвічі, а до 2050 року ЄС планує знизити обсяг викидів до (80-320) кг за тонну, і в Україні є достатньо високий потенціал до такого скорочення (рисунок 6.1). Загалом планують скоротити рівень викидів на 95% у порівнянні з показником 1990 року.

Цей перехід потребуватиме значних інвестицій: у найближчі десять років – майже 1 трлн. євро. Ці кошти будуть виділені європейським промисловцям через різні механізми пільгових кредитів, грантів та прямих субсидій. Щоб захистити ці

інвестиції і стимулювати процес декарбонізації в інших країнах, які експортують товари до Євросоюзу, у ЄС задекларували намір запровадити податок на імпорт товарів з вуглецевим слідом або "прикордонне вуглецеве коригування" (Carbon border adjustment mechanism). Єврокомісія пропонує запровадити СВМ не пізніше 2023 року.

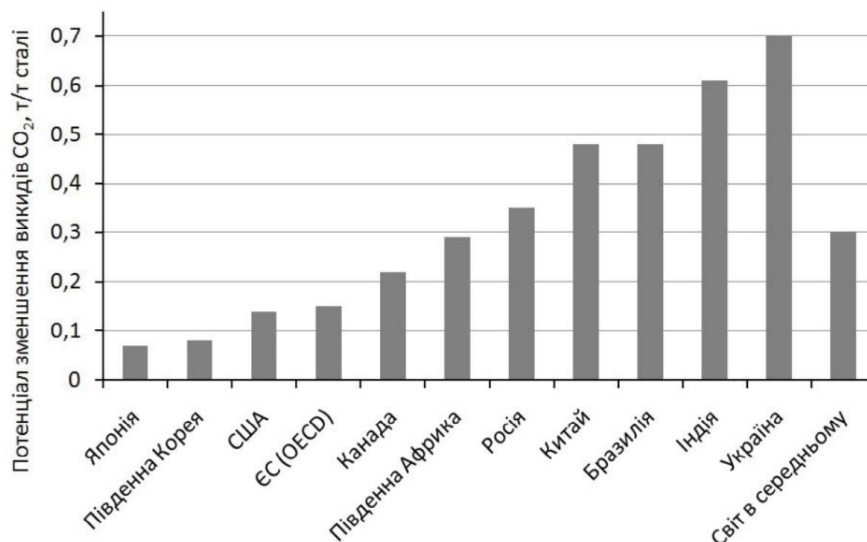


Рисунок 6.1 – Потенціал зменшення викидів CO₂ для чорної металургії різних країн світу

Це означає, що вже за кілька років товари, виготовлені на українських підприємствах із застосуванням викопного палива, під час експорту до ЄС будуть додатково оподатковуватися і стануть менш конкурентними на ринку. І це проблема для української економіки, бо ЄС – основний торговий партнер України. За 2015-2019 роки частка ЄС в українському експорті зросла з 34,1% до 41,5% (20,8 млрд дол). Найбільше можуть постраждати металургія, виробництво цементу та хімічна промисловість. Також Україна експортує до ЄС електроенергію, значна частина якої генерується шляхом спалювання вугілля на Бурштинській ТЕС. Отже, українські виробники ризикують втратити доступ до ринку, де проживає близько 400 млн населення з високою платоспроможністю. Для запобігання цьому слід на промислових підприємствах України використовувати технологію уловлювання та зберігання вуглецю.

Технологія уловлювання та зберігання вуглецю дозволяє зменшити викиди парникових газів шляхом запобігання виходу в атмосферу двоокису вуглецю (CO_2), який утворюється на точкових джерелах (на промислових підприємствах) у великій кількості, до виходу в атмосферу, а потім транспортування та закачування CO_2 до підземних сховищ, для зберігання (рисунок 6.2).



Рисунок 6.2 – Загальний вид вугільної електростанції, оснащеної УЗВ

Сьогодні у світі нараховується 22 активні проекти з впровадження технології уловлювання та зберігання вуглецю (УЗВ), з яких 15 – діючих та сім – на етапі підготовки до впровадження. Загалом зазначені 22 проекти дозволять скоротити лише 0,1% викидів CO_2 . За кількістю впроваджених проектів УЗВ лідером є США, де діє 16 з 22 проектів. [230]

За прогнозами програми 2013 року Міжнародного енергетичного агентства "Перспективи розвитку технології уловлювання та зберігання вуглекислого газу", УЗВ-технологія принесе сукупне скорочення викидів діоксиду вуглецю у 17% до 2050 року та близько 8 мільярдів тонн CO_2 буде вловлено і збережено на рік від різних об'єктів у країнах, що не входять до ОЕСР (рисунок 6.3). [87]

Відповідно до технології УЗВ, діоксид вуглецю спочатку необхідно уловити і відокремити від точкового джерела за допомогою використання різних хімічних або механічних процесів. Бездомішковий потік CO_2 потім стискається до стану рідини високого тиску, для зручності транспортування, як правило, в

трубопроводах. Потім CO_2 доставляється до відповідного місця зберігання, де він, вловлений і іммобілізований (позбавлений рухливості), вводиться на глибину більше ніж кілометр у шари гірських порід або у води світового океану.

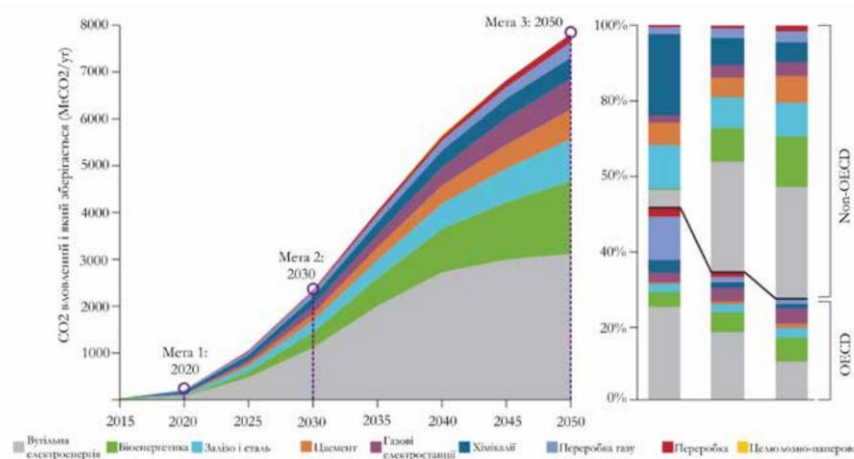


Рисунок 6.3 – Прогноз використання УЗВ-технології в енергетичному та промисловому секторах

Крім того, уловлений CO_2 можна ефективно застосовувати при гасінні пожеж, підвищенні нафтогазовіддачі свердловин, використовувати як сировину в хімічній і фармацевтичній промисловостях тощо. [231, 232]

Розглянемо які проблеми можуть виникати в процесі закачування, транспортування та зберігання вуглекислого газу в ЛЧМГ.

Діоксид вуглецю (CO_2) – тривка хімічна сполука. Діоксид вуглецю має молекулярну масу 44,01 г/моль, критичну температуру – 31 °С, критичний тиск – 7,28 МПа. За температури 29 °С і тиску близько 6 МПа діоксид вуглецю переходить до рідинного стану, в якому його можна транспортувати і зберігати. При сильному охолодженні діоксид вуглецю перетворюється в снігоподібну масу (пухкий лід), яка сублімує (випаровується), не плавлячись за температури мінус 78,50 °С (рисунок 6.4).

Перш за все, при транспортуванні в магістральних газопроводах з вуглецевої сталі можливе протікання корозійних процесів та закупорювання, що є наслідком наявних домішок у потоці CO_2 , а саме: H_2O та H_2S .

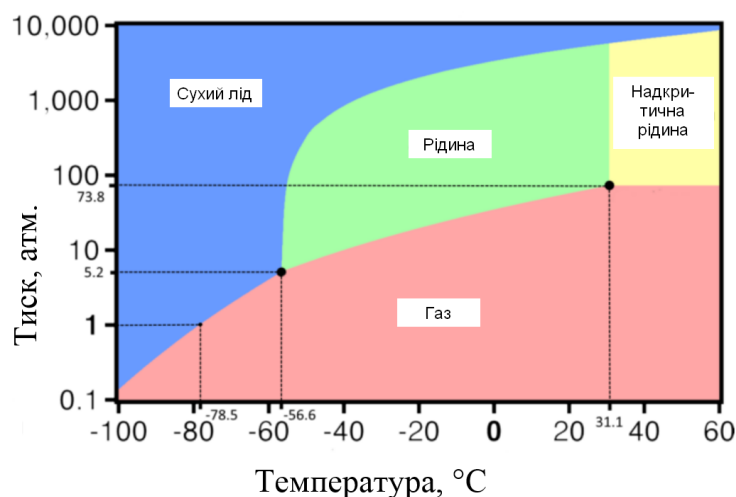
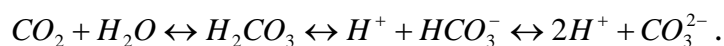


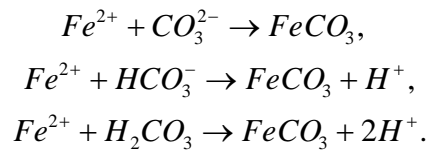
Рисунок 6.4 – Діаграма стану CO_2 в T – P координатах

Транспортування суміші CO_2 з H_2O призводитиме, до скраплення частинок води і до накопичення їх в найнижчих точках трубопроводу [66]. Це, в першу чергу може призвести до перекриття живого простору трубопроводу (закупорювання) та до місцевої вуглекислої корозії металу, внаслідок взаємодії цих двох компонентів та утворювання м'якої вугільної (карбонатної) кислоти. Вуглекислотна корозія обумовлена впливом розчиненого у воді CO_2 на процеси анодного розчинення заліза. Вуглекислий газ у воді може перебувати в розчиненому виді, у виді недисоційованих молекул вугільної кислоти, бікарбонатів-йонів (HCO_3^-) і карбона-йонів (CO_3^{2-}). У рівноважних умовах спостерігається баланс між чотирма видами



Співвідношення між видами CO_2 , HCO_3^- , CO_3^{2-} залежить від водневого показника pH . При $pH=4,3$ у воді присутні тільки молекули CO_2 і H_2CO_3 . При $pH=8,4$ у воді присутні тільки йони HCO_3^- , а при $pH=12$ – тільки йони CO_3^{2-} . Отже, при збільшенні pH зростає вміст йонів у розчині.

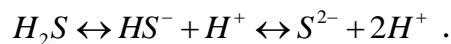
Взаємодія з йонами заліза (Fe^{2+}) відбувається за однією з реакцій



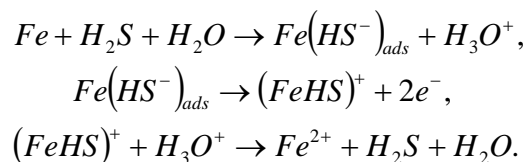
За результатами реакцій на поверхні металу утворюється тверде відкладення карбонату заліза ($FeCO_3$), які виконують функцію бар'єру і перешкоджають подальшому розвитку корозії. Проте, найбільш поширеними продуктами вуглекислотної корозії є іржа ($Fe_2O_3 \cdot nH_2O$) та коррозит ($FeO \cdot FeCO_3$). [233]

Наявність в транспортованому середовищі H_2S також зумовлює корозійні пошкодження металу труби в результаті електрохімічної корозії та водневого окрихчування [234].

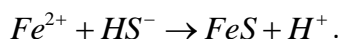
Розчиняючись у воді сірководень дисоціює за такими реакціями



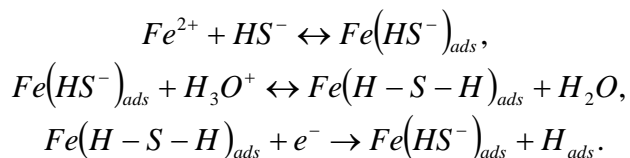
Рівновага реакцій залежить від pH -середовища: при $pH > 7$, у розчині містяться HS^- - йони; при $pH < 7$ – молекулярний H_2S ; при $pH \gg 7$ появляються йони S^{2-} . Механізм впливу H_2S на метал трубопроводу можна описати такими реакціями



Під час утворення хемосорбованого каталізатора $Fe(HS^-)$ через міцний зв'язок атомів заліза з сіркою послаблюється зв'язок між атомами металу, що полегшує їх йонізацію. До цього ж призводить зниження приелектродної концентрації йонів Fe^{2+} після їх взаємодії з йоном HS^- за реакцією



Процес впливу на катодну реакцію є наступним



Остання стадія лімітує загальну швидкість катодного процесу. Сірководень участі у катодній реакції не бере, а тільки є каталізатором розряду протонів. Відновлений атомарний водень частково рекомбінує, а частково дифундує у метал, що призводить до збільшення водневої крихкості сталі. Отже, головною проблемою під час дії H_2S є наводнювання сталі, що призводить до окрихчення та та корозійного розтріскування металу труби.

По-друге, при наповненні газопроводу CO_2 останній можна стиснути до тиску 75 атм, що регламентується міцністю трубопроводів. При цьому відбувається перехід CO_2 у надкритичну фазу. Тому слід дослідити процеси пов'язані із закачуванням CO_2 у трубопровід, його рух по трубопроводу. А саме потрібно встановити: час необхідний для закачування CO_2 в газопровід, характер міни тиску в трубопроводі, оптимальне значення середнього тиску для транспортування та зберігання. А також вибрати оптимальні режими наведених процесів та їх порівняння з досвідом транспортування CO_2 в іноземних країнах. [235, 236]

6.1.2 Транспортування водню

В контексті декарбонізації навколишнього середовища тема використання водню для побутових потреб та потреб промисловості набуває все більших обертів, оскільки заміна викопних корисних копалин на водень є екологічно та енергетично доцільною.

Проте, для виробництва водню, та його транспортування потрібно створювати відповідну інфраструктуру. Щодо транспортування, то очевидно, що найдешевшим способом є трубопровідний транспорт. Дев'ять країн Європи презентували план створення мережі транспортування водню European Hydrogen Backbone. Відповідно до представленої стратегії до 2030 планується розвинути наведену мережу до 6,8 тис. км, при цьому 75 відсотків її складатимуть переобладнані газопроводи. [237]

Станом на сьогодні Україна має значний потенціал для вироблення вітрової та сонячної енергії, яку можна використати при одержанні “зеленого” водню, а також потужну ГТС, яка є малозавантаженою. Тому для збільшення її завантаженості ОГТС України розглядає можливості транспортування частини водню (до 20 відсотків) у суміші з природнім газом. [36, 238]

Поряд з цим виникає ряд не вирішених задач, які потребують наукового підходу, зокрема це: вивчення режимів роботи ГТС при підмішуванні певної частини водню, вплив водню на механічні властивості трубних сталей та визначення втрат водню при перекачуванні його системою, напрацювання якої складає більше 40 років тощо.

Щодо втрат водню при транспортуванні, то в Україні проводяться випробування, пов'язані з можливістю транспортування водню газотранспортними мережами, зокрема сворені навчально-тренувальні полігони Волинській, Дніпропетровській, Житомирській, Івано-Франківській та Харківській областях [36]. Тут слід відмітити, що транспортування водню не є надновітньою технологією і має вже свою певну історію, зокрема експериментальні дослідження з можливості транспортування водню стальними газопроводами вказують на те, що втрати водню з системи трубопроводів, приблизно, в три рази більші ніж втрати при транспортуванні природнього газу за об'ємом [239].

Попри всі переваги водню перед іншими джерелами енергії, водень має одну негативну властивість – знижувати опір сталі до руйнування і він є однією з причин аварій на магістральних газонафтопроводах. Ефект дії водню

збільшується при підвищенні його парціального тиску та залежить від напружено-деформованого стану стінки трубопроводу.

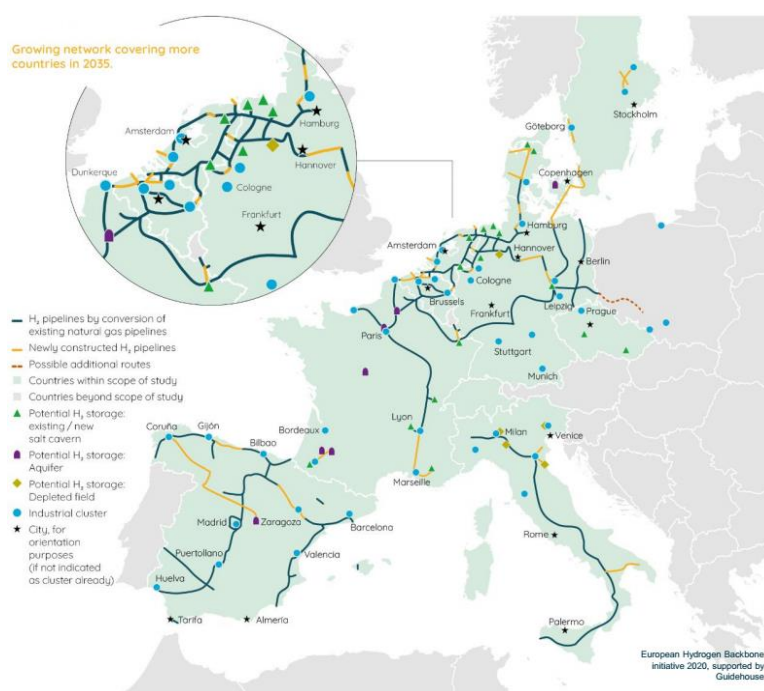


Рисунок 6.5 – Європейська стратегія розвитку трубопровідної мережі для транспортування водню до 2035

Проблемам впливу водню на механічні властивості сталей присвячено ряд наукових праць [20, 76, 191, 234, 227-230], зокрема і в даному дисертаційному дослідженні (розділ 5). Тому, надалі зупинимося на методах захисту внутрішньої поверхні трубопроводу від впливу водню.

6.1.3 Трубопровідний контейнерний пневмотранспорт

Трубопровідний контейнерний пневмотранспорт являє собою мережу трубопроводів, в яких під дією тиску повітря рухаються поодинокі чи об'єдані в “поїзди” контейнери. Дані контейнери, за потреби, можуть транспортувати будівельні матеріали (цемент, пісок, щебінь, гравій тощо), корисні копалини (вугілля, руду тощо), продукти і предмети споживання, сміття тощо. В системі трубопровідного пневмотранспорту передбачені навантажувально-розвантажувальні станції, гальмівні ділянки та ділянки технічного

обслуговування, а в розгалуженій системі – стрілочні переведення та інші технічні засоби які створюють надлишковий тиск в системі та виконують управління процесом транспортування.

Враховуючи, що пневмотранспорт має ряд переваг перед іншими видами транспорту (економічність, екологічність, автоматизація, безперервність тощо), а використання широко розвинутих існуючих мереж газопроводів не потребує капіталовкладень на будівництво, незадіяні в транспортуванні газу газопроводи могли б бути переведені на такий вид транспорту. Адже в системі трубопровідного транспорту газу є камери пуску та прийому очисних та інтелектуальних поршнів та є сам трубопровід. Динаміка руху трубопровідних поршнів вивчена в достатній мірі [26, 49, 66, 67] і може бути прийнята за основу при розрахунку процесів транспортування важких контейнерних візків (рисунок 6.6).

Низькобюджетний перевід незадіяних ділянок ГТС на пневмотранспорт, за умов вибору оптимальних та економічно вигідних напрямків транспортування певного виду продукції чи сировини, принесе додатковий дохід до бюджету. Адже відомо, що вартість перевезення вантажів трубопровідним контейнерним пневмотранспортом дешевше вартості перевезення аналогічних вантажів традиційними (автомобільним або залізничним) видами транспорту за капітальними витратами в 2-3 рази, а за експлуатаційними витратами – в 30-35 разів. Також слід відміти, що вартість будівництва типового блоку натурної кільцевої системи трубопровідного контейнерного пневмотранспорту DN1200 з довжиною траси 3 км між станціями навантаження і розвантаження становить 14-15 млн. доларів США. У випадку переобладнання газопроводів під пневмотранспорт витрати будуть меншими від 75 до 90%.

Проте, переведення газових магістралей на контейнерний пневмотранспорт має також ряд проблем, зокрема – це захист внутрішньої порожнини трубопроводу від корозії (адже завжди може виникнути потреба для відновлення транспортування газу даним трубопроводом), а основне – це оцінка динамічних навантажень на надземні ділянки трубопроводів при русі важких контейнерів.

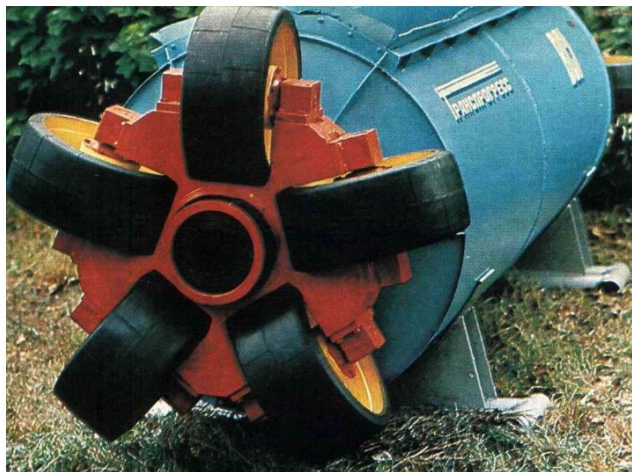
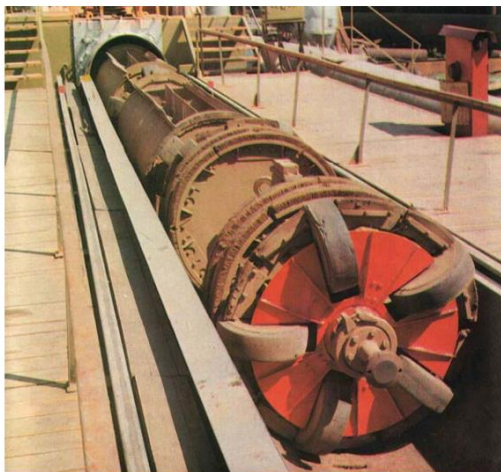


Рисунок 6.6 – Загальний вид контейнерів трубопровідного пневмотранспорту

З огляду на наведені вище проблеми, які виникають при альтернативному використанню незадіяних в транспортуванні газу ділянках ГТС України окреслимо наступні етапи роботи:

1) необхідність детального вивчення режимів роботи трубопроводів при закачуванні, транспортуванні та зберіганні вуглекислого газу, а також при транспортуванні суміші природного газу з воднем;

2) розроблення технологій захисту внутрішньої поверхні трубопроводів для запобігання корозії та наводнювання сталі трубопроводу;

3) дослідження динаміки руху важких контейнерів надземними ділянками трубопроводів та оцінка їх впливу на напружено-деформований стан трубопроводу.

6.2 Дослідження режимів закачування та транспортування вуглекислого газу магістральним газопроводом

Як уже зазначалося, з метою декарбонізації довкілля пропонується частку обсягу вуглекислого газу, що є побічним продуктом виробництва тимчасово зберігати в порожнині магістральних газопроводів, що входять до складу ГТС України. Такий підхід вимагає вирішення багатьох наукових задач (підготовка

газу до зберігання, підвищення тиску, осушування, закачування в трубопровід і відбір при необхідності).

Не вдаючись в тонкощі технології вирішення кожного етапу процесу зберігання вуглекислого газу, зупинимося на вирішенні двох стратегічних задач:

1) оцінка обсягу вуглекислого газу, що може зберігатися в порожнині газопроводу;

2) визначення часу заповнення трубопроводу і темпу підвищення тиску при цьому.

Для вирішення поставлених задач створено математичну модель, яка базується на основних рівняннях газодинаміки:

– рівняння руху газу у вигляді

$$\frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda \rho \omega^2}{2d} = 0; \quad (6.1)$$

– рівняння нерозривності

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} \pm \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{F_i} \delta(x - x_i), \quad (6.2)$$

де $P(x, t)$, $\rho\omega(x, t)$ – тиск і масова швидкість, як функції часу t і лінійної координати x ;

d – діаметр газопроводу;

c – швидкість звуку в газі;

M_i – масова витрата підкачки чи відбору газу в газопровід в точці з координатою x_i ;

$\delta(x-x_i)$ – функція Дірака.

Шляхом диференціювання рівнянь (6.1) і (6.2) можна прийти до рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{2a}{F} \sum_{i=1}^n M_i \delta(x - x_i), \quad (6.3)$$

де $2a = \frac{\lambda\omega}{2d}$ – коефіцієнт лінеарезації;

F – площа перерізу трубопроводу.

Для розв'язання поставлених задач сформуємо початкові і граничні умови. Будемо вважати, що до початку технологічного процесу закачування вуглекислого газу в трубопровід з нього видалено весь метан, внаслідок чого тиск в трубопроводі – атмосферний, тобто

$$P(x,0) = P_a. \quad (6.4)$$

В процесі закачування вуглекислого газу початковий і кінцевий перерізи газопроводу закриті, тому масова витрата в усіх перерізах

$$M(0,t) = 0; \quad M(L,t) = 0. \quad (6.5)$$

Враховуючи, що $\rho\omega = M/F$, з рівняння (6.1) отримаємо

$$\left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_{x=0} = 0; \quad \left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_{x=L} = 0. \quad (6.6)$$

Таким чином, для реалізації рівняння (6.3) одержано однорідну краєву задачу з початковими умовами (6.4). Розв'язок отримаємо на основі використання інтегральних перетворень, зокрема використаємо косинус-перетворення Фур'є

$$\bar{P}_c = \frac{2}{L} \int_0^L P(x,t) \cos \frac{\pi x}{L} dx. \quad (6.7)$$

Помножимо рівняння (6.3) на $\cos \frac{\pi x}{L}$ і проінтегруємо в межах від $x=0$ до $x=L$. Отримаємо

$$\begin{aligned}
\int_0^L \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \cos \frac{\pi x}{L} dx &= \frac{\partial P}{\partial x} \cos \frac{\pi x}{L} \Big|_0^L - \frac{\pi x}{L} \int_0^L \frac{\partial P}{\partial x} \sin \frac{\pi x}{L} dx = \\
&= \frac{\pi}{L} \left[P \sin \frac{\pi x}{L} \Big|_0^L - \frac{\pi}{L} \int_0^L P \cos \frac{\pi x}{L} dx \right] = \left(\frac{\pi}{L} \right)^2 \overline{P}_c, \\
\int_0^L \frac{\partial P}{\partial t} \cos \frac{\pi x}{L} dx &= \frac{d}{dt} \int_0^L P \cos \frac{\pi x}{L} dx = \frac{d \overline{P}_c}{dt},
\end{aligned} \tag{6.8}$$

$$\int_0^L \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{F_i} \delta(x-x_i) \cos \frac{\pi x}{L} dx = \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{F_i} \int_0^L \delta(x-x_i) \cos \frac{\pi x}{L} dx = \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{F_i} \cos \frac{\pi x_i}{L}.$$

Тоді, на основі (6.3) одержимо рівняння в зображеннях

$$\frac{2a}{c} \frac{d \overline{P}_c}{dt} - \left(\frac{\pi}{L} \right)^2 \overline{P}_c = \sum_{i=1}^n \frac{M_i}{F_i} \cos \frac{\pi x_i}{L}. \tag{6.9}$$

Початкова умова

$$\overline{P}_c(0) = \frac{2}{L} \int_0^L P_a \cos \frac{\pi x}{L} dx = 0. \tag{6.10}$$

Розв'язок (6.9) має вигляд

$$\overline{P}_c = \sum_{i=1}^n \int_0^t \exp \left[-\frac{\pi^2 n^2 \varkappa}{L^2} (t-\tau) \right] \frac{c^2 M_i}{F_i} \cos \frac{\pi x_i}{L} d\tau, \tag{6.11}$$

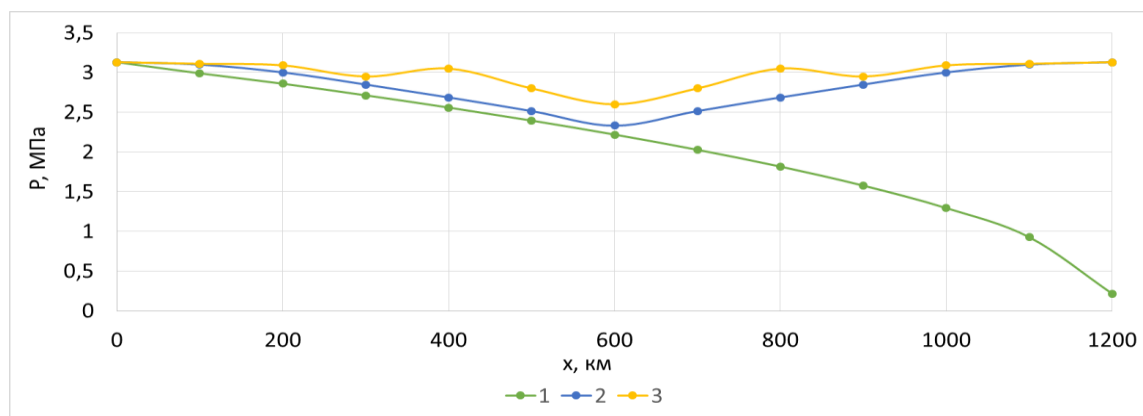
де $\varkappa = \frac{c^2}{2a}$.

Переходячи до оригіналу, матимемо

$$P(x,t) = -\frac{2}{\pi} \sum_{i=1}^n \int_0^L \left\{ \int_0^t \exp \left[-\frac{\pi^2 n^2 \varkappa}{L^2} (t-\tau) \right] \frac{c^2 M_i}{F_i} \cos \frac{\pi x_i}{L} d\tau \right\} \cos \frac{\pi x}{L} dx. \tag{6.12}$$

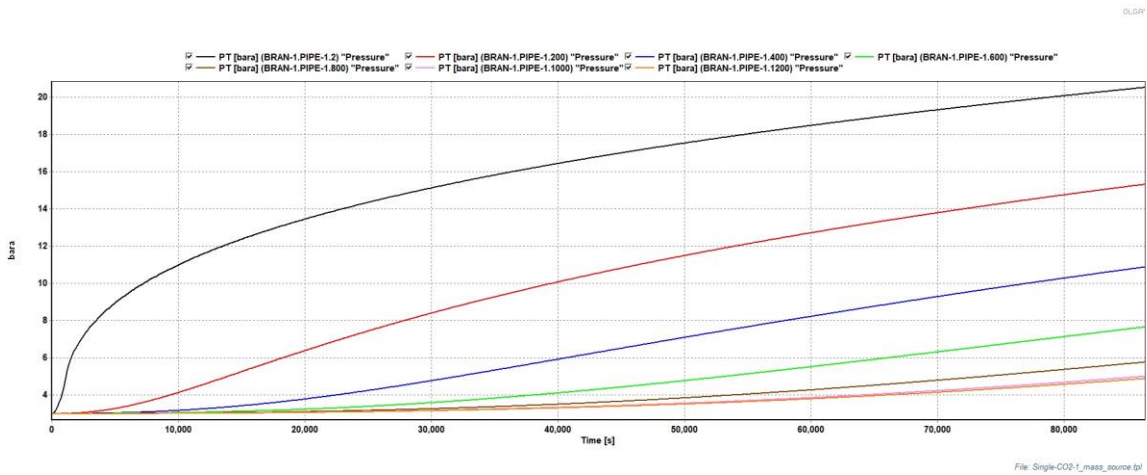
Отриманий вираз являється розв'язком поставленої задачі і може бути використаний для прогнозування зміни тиску в газопроводі в процесі закачування вуглекислого газу з витратами M_i у відповідних точках x_i .

Одержана залежність дозволяє моделювати закачування вуглекислого газу з двох і багатьох джерел із можливістю одночасного (паралельного) відбору продукту в декількох фіксованих точках траси. Задача являється просторово-часовою, тому результат можна отримати для довільного моменту часу. Очевидно, що з точки зору поставлених задач є момент часу, коли в точках закачування тиск досягає максимально допустимої величини з точки зору міцності труб (7,5 МПа). Продовжити процес закачування в такому випадку не допустимо з погляду виникнення аварійних ситуацій, пов'язаних з руйнуванням труб. Розподіл тиску по довжині для цього моменту часу характеризує кількість закачаного вуглекислого газу в трубопроводі (рисунок 6.7). Графічні залежності депресії тиску та зміни температури газу в трубопроводі, отримані з використанням програмного комплексу *OLHA*, при різній кількості точок закачування представлені, відповідно на рисунках 6.8 та 6.9.

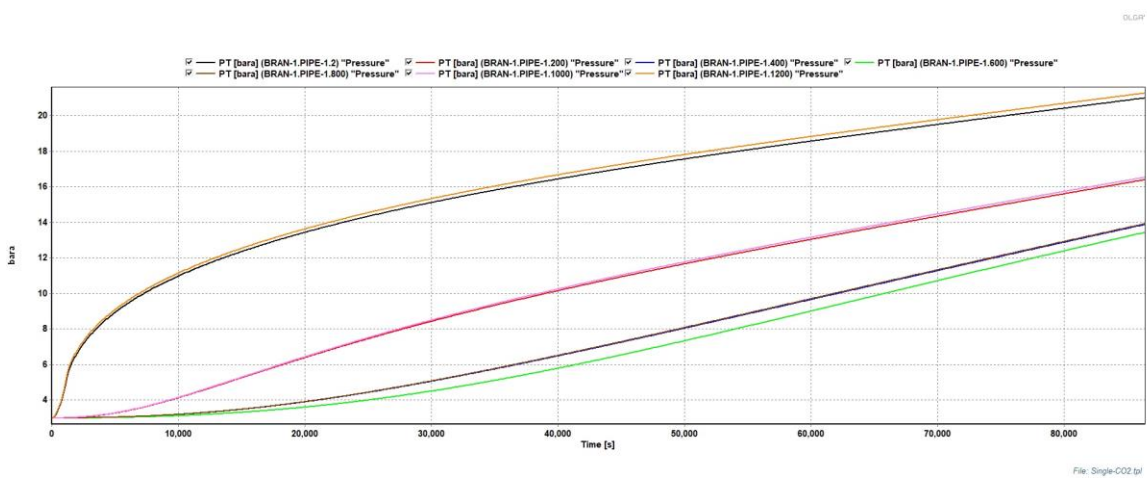


1 – підкачування в одній точці ($x_{n1}=0$ м); 2 – підкачування в двох точках ($x_{n1}=0$ м, $x_{n2}=1200$ м); 3 – підкачування в чотирьох точках ($x_{n1}=0$ м, $x_{n2}=400$ м, $x_{n3}=800$ м, $x_{n4}=1200$ м)

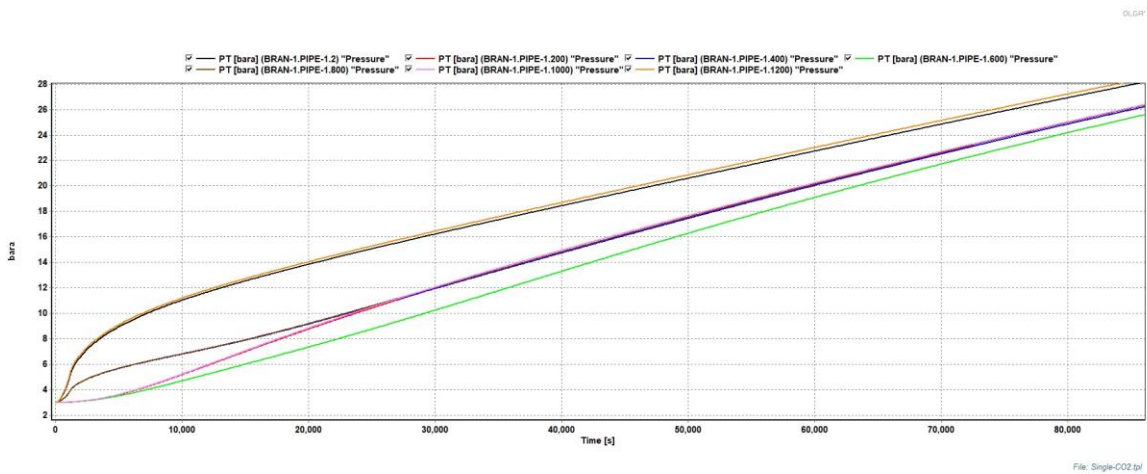
Рисунок 6.7 – Графічні залежності зміни тиску в трубопроводі при різних точках закачування CO_2



а)



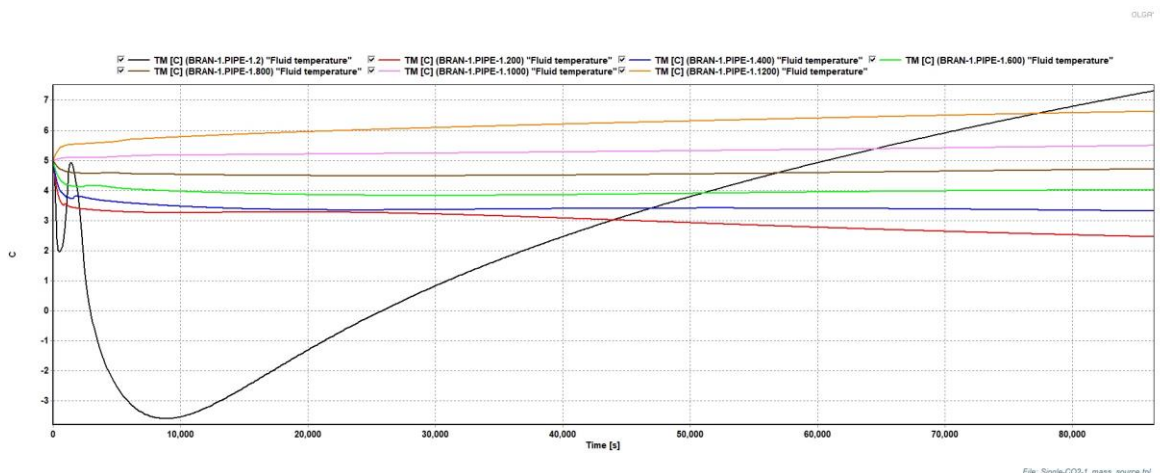
б)



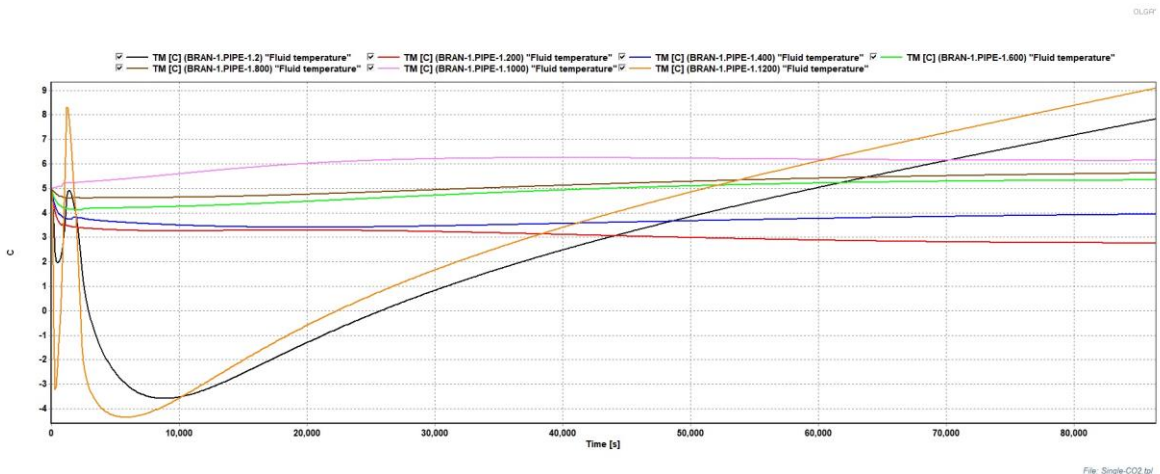
в)

а – підкачування в одній точці; б – підкачування в двох точках; в – підкачування в чотирьох точках

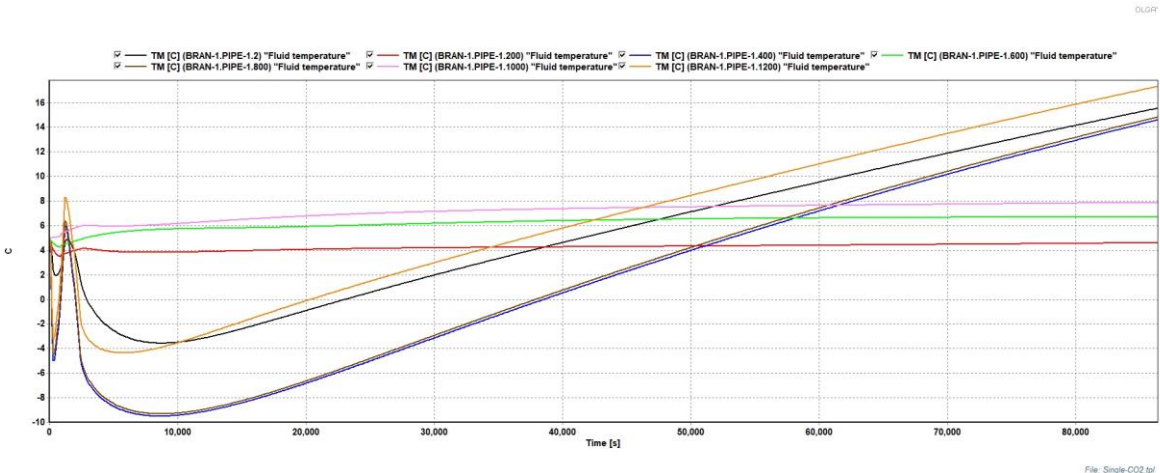
Рисунок 6.8 – Графічні залежності зміни тиску від часу в трубопроводі при різних точках закачування CO_2



a)



б)



в)

а – підкачування в одній точці; б – підкачування в двох точках; в – підкачування в чотирьох точках

Рисунок 6.9 – Графічні залежності зміни температури від часу в трубопроводі при різних точках закачування CO_2

Кількість вуглекислого газу, що поміститься в трубопроводі може бути визначена з рівняння

$$V_{CO_2} = \frac{\pi d^2}{4} L \frac{P_{cp}^* T_{cm}}{P_{cm} T_{cp}}, \quad (6.13)$$

$$P_{cp}^* = \frac{P_{cp}}{z},$$

де P_{cm}, T_{cm} – стандартні умови;

P_{cp}, T_{cp} – середній тиск та температура;

z – коефіцієнт стисливості вуглекислого газу.

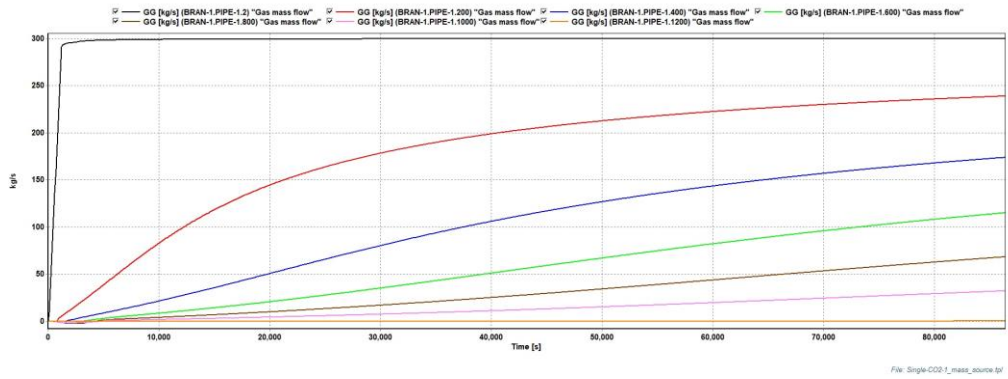
Вважаючи процес закачування газу ізотермічним, можна припустити, що його середня температура в трубопроводі близька до температури ґрунту. Середній тиск в газопроводі визначається з умови

$$P_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L P(x, t^*) dx, \quad (6.14)$$

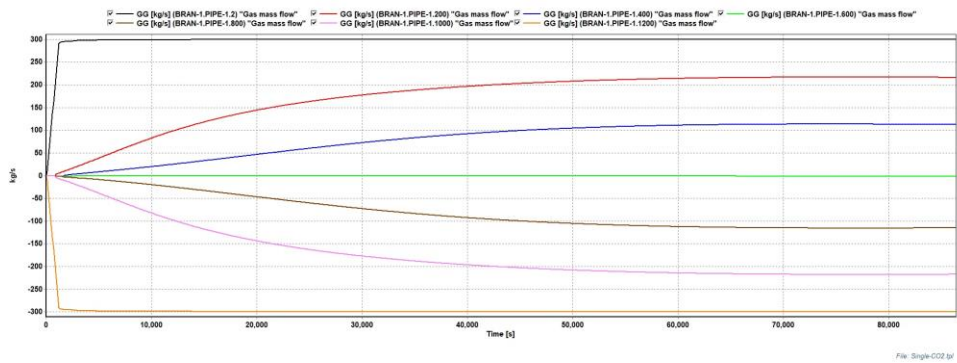
де $P(x, t^*)$ – характер розподілу тиску по довжині ділянки для моменту часу t^* , який відповідає досягненню максимально допустимого тиску в точках підкачування.

На рисунку 6.10 приведено залежності масової витрати вуглекислого газу по трубопроводу від часу та при різних кількостях точок підкачування.

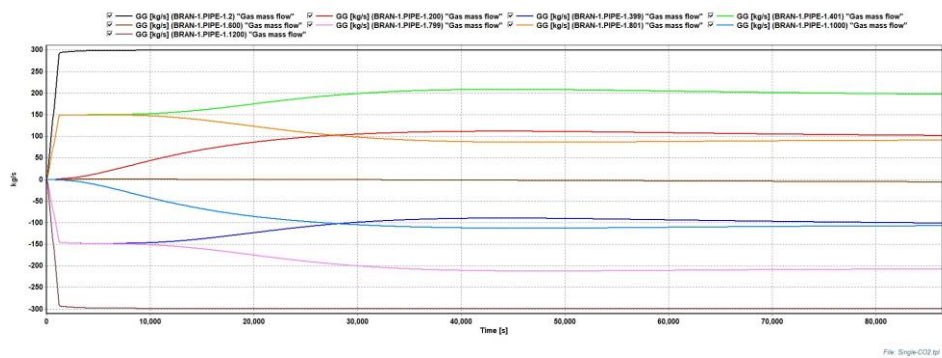
Аналізуючи побудовані графіки режимів закачування вуглекислого газу в трубопровід діаметром 1420 мм та довжиною 1200 км, з сталою масовою витратою 300 кг/с було встановлено, що процес закачування потрібно проводити при тиску до 3 МПа, бо в іншому випадку спостерігаються переходи між фазовими станами вуглекислого газу, що призводить до різкої зміни тисків в трубі та нерівномірності процесу закачування. Час для закачування вуглекислого газу в порожнину труби, з урахуванням зупинок для врівноваження тиску по довжині, при підкачуванні в одній точці складає близько 114 години.



а)



б)



в)

а – підкачування в одній точці; б – підкачування в двох точках; в – підкачування в чотирьох точках

Рисунок 6.10 – Графічні залежності зміни масової витрати від часу в трубопроводі при різних точках закачування CO_2

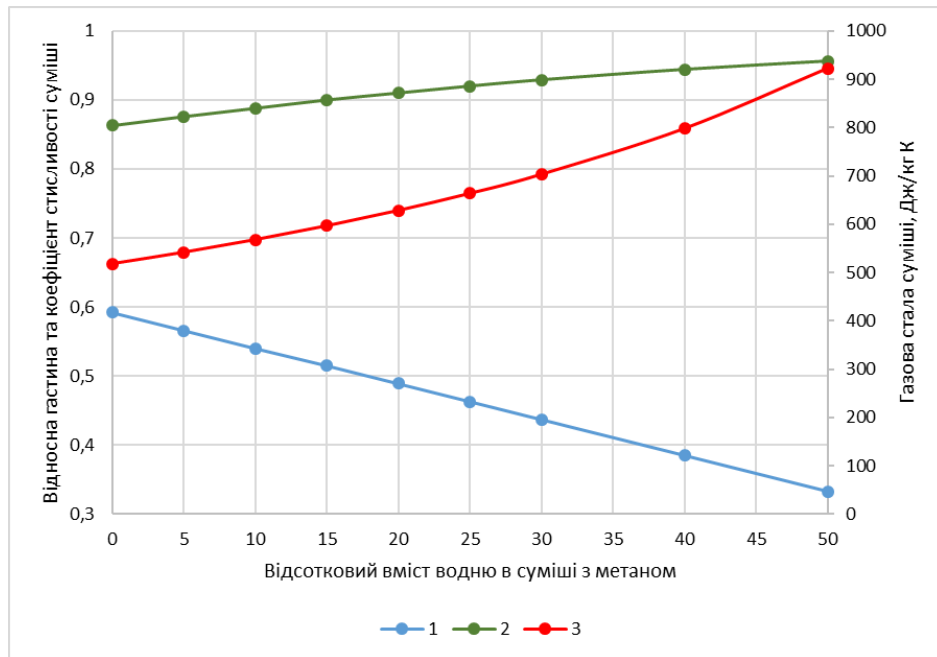
Для закачування вуглекислого газу в порожнину труби при підкачуванні в двох точках час закачування складає 63 години, а при чотирьох підкачуваннях – 34 години.

6.3 Дослідження режимів транспортування водню в суміші з метаном магістральним газопроводом

Під час транспортування природнього газу магістральними газопроводами, його частина витрачається на компресорних станціях на підвищення тиску. Такі затрати можна вважати енергетичними і визначати за спожитою потужністю на КС. Для оцінки енергозатрат на транспортування суміші водню з метаном скористаємося математичною моделлю газопроводу, що наведена в розділі 2 та побудуємо ряд залежностей, змінюючи концентрацію водню в природньому газі. А саме, побудуємо залежності фізичних властивостей суміші (рисунок 6.11), залежності дипресій тиску між двома КС (рисунок 6.12), параметрів роботи ГПА (рисунок 6.13) та затраченої потужності від відсоткового вмісту водню в суміші з метаном (рисунок 6.14).

За даними результатів розрахунків можна встановити, що зі збільшенням вмісту водню в суміші з метаном до 50 відсотків відносна густина суміші до густини повітря зменшиться пропорційно на 47 відсотків, газова стала суміші зросте на 75 відсотків, а коефіцієнт стисливості суміші збільшиться на 10,3 відсотки. Збільшення коефіцієнта стисливості пояснюється тим, що коефіцієнт стисливості водню при 25 °С та в діапазоні тисків (4-8) МПа знаходиться в межах (1,01-1,03), тоді як коефіцієнт стисливості метану змінюється від (0,85-0,95).

Внаслідок зміни фізичних характеристик крива дипресії тиску при збільшенні вмісту водню буде підніматися вгору, тобто тиск в кінці перегону між КС буде більшим ніж при транспортуванні метану. Це призведе до зміни режиму роботи самої КС і, як наслідок, до зменшення енергетичних затрат на транспортування, що може рахуватися позитивним моментом. Проте не слід забувати про шкідливий вплив водню на метал та втрати його при транспортуванні через нещільності в обладнанні.



1 – відносна густина суміші за густиною повітря; 2 – коефіцієнт стисливості суміші; 3 – газова стала суміші

Рисунок 6.11 – Залежності фізичних властивостей суміші метан-водень від вмісту водню

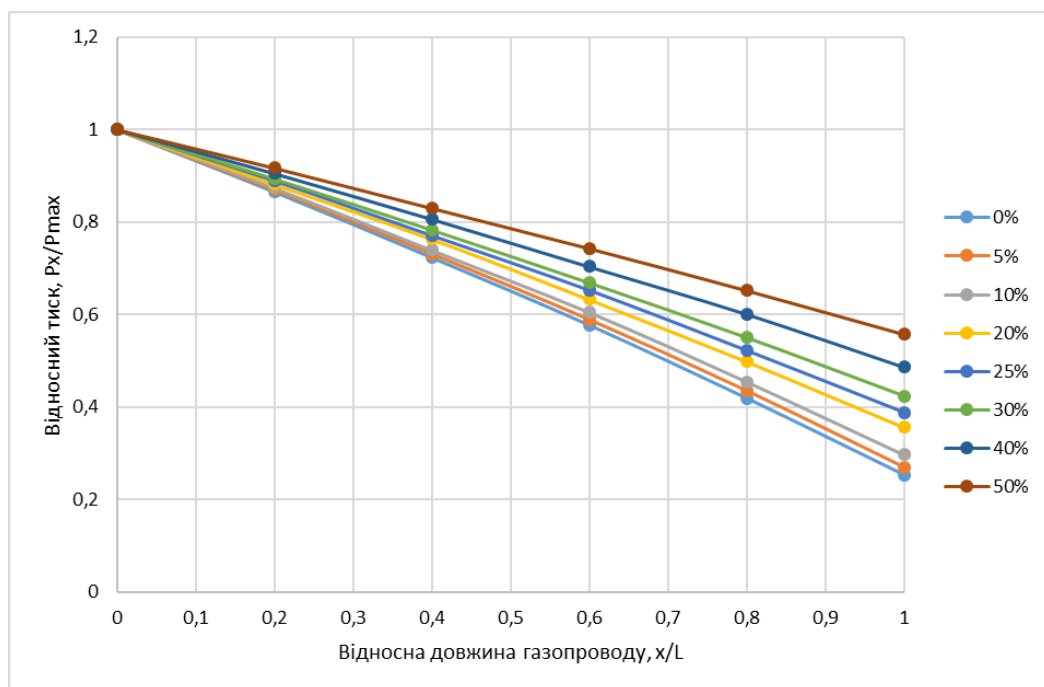
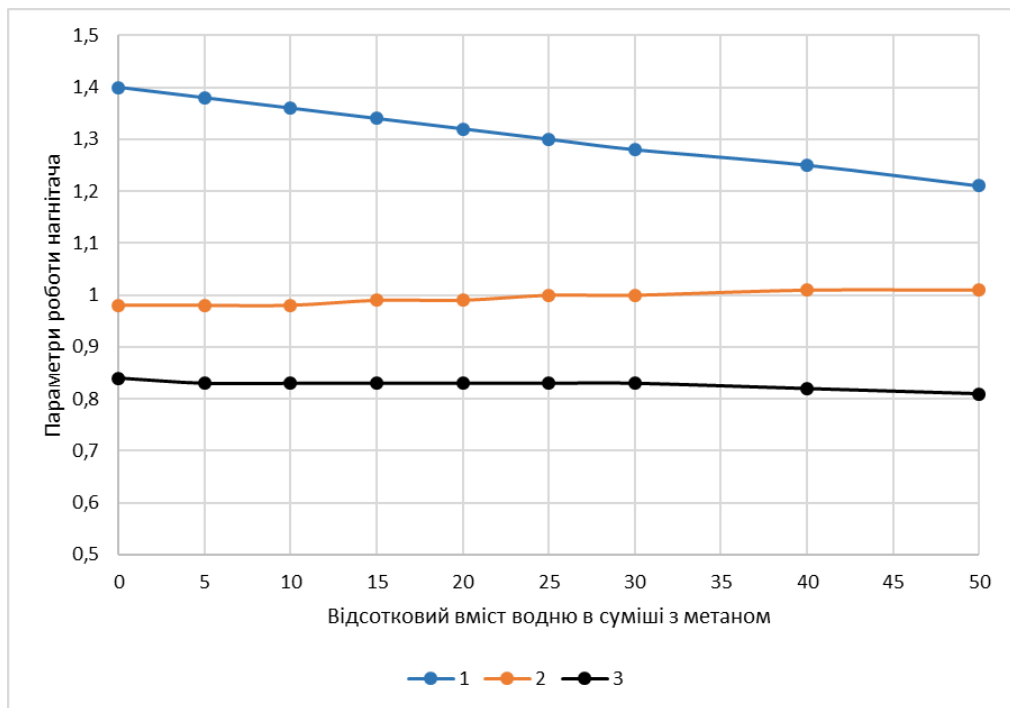
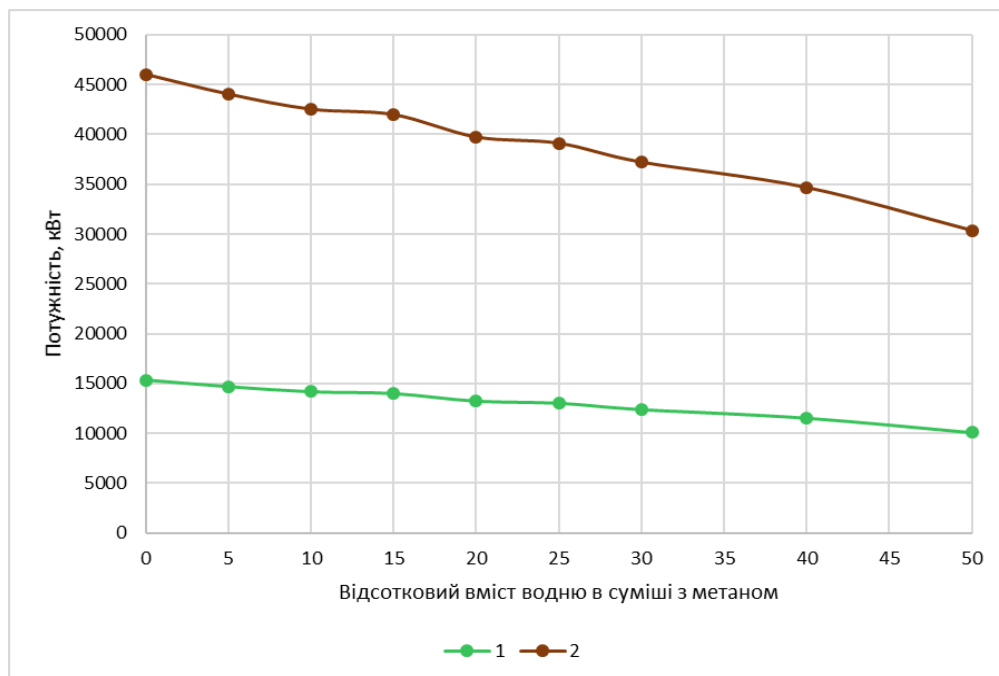


Рисунок 6.12 – Дипресія тиску по довжині газопроводу при різній концентрації водню в суміші метан-водень



1 – ступінь стиснення КС; 2 – відносні оберти ротора нагнітача;
3 – політропічний ККД

Рисунок 6.13 – Залежності параметрів роботи ГПА на КС від відсоткового вмісту водню в суміші газів



1 – потужність одного ГПА; 2 – потужність КС

Рисунок 6.14 – Зміна затраченої потужності на транспортування від відсоткового вмісту водню в суміші газів

6.4 Розроблення технологій модернізації газопроводів

З наведеної вище інформації, про шкідливість впливу транспортованого середовища на корозійність внутрішньої поверхні труби та можливість наводнювання металу, можна зробити висновок, що для переведення існуючих газових систем на транспортування CO_2 , H_2 чи контейнерів, потрібно проводити їх модернізацію. Існує декілька схем модернізації діючих газопроводів пов'язаних із захистом внутрішньої поверхні – це технологія протягування труби в трубі (зокрема при транспортуванні водню можна використовувати полікарбонатні труби, які дозволяють уникати його втрат), а також технологія нанесення (напилення) певного виду покриття, яке б захищало від корозії та наводнювання сталі.

6.4.1 Розроблення технології протягування труби в трубі за допомогою поршня

Протягування труби в трубі відноситься до безтраншейних технологій і її діцільно використовувати для протягування гнучких труб в сталевих трубопроводах, а також в умовах неможливості або дороговартості застосування інших технологій (на переходах через річки, болота, в густо заселених місцевостях тощо).

В працях [244, 245] обґрунтовано актуальність застосування безтраншейних технологій, проведено аналіз існуючих у світі методів безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій та запропоновано обґрунтовувати вибір будь-якого методу не тільки економічними, але й технологічними та екологічними критеріями. Найрозповсюдженішим методом безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій є розглянутий в працях [246, 247] метод протягування поліетиленової труби меншого діаметра в зношений сталевий трубопровід – “труба в трубі”. Недоліком такого методу є зменшення пропускної здатності трубопроводу в результаті зменшення діаметра його реконструйованої ділянки. Щоб мінімізувати зменшення пропускної здатності трубопроводу або її

збільшити протягування виконують методом з руйнуванням дефектного сталевих трубопроводу [248, 249]. Цим методом безтраншейно замінюють старі трубопроводи з сталі, чавуну, пластика на нові труби з полімерних та інших матеріалів. Недоліком такого методу є ризик пошкодження полімерної труби до зруйнованого дефектного трубопроводу та значні тягові зусилля, які необхідні для протягування. Щоб уникнути цього недоліку, а діаметр протягнутого трубопроводу максимально наблизити до діаметра зношеного трубопроводу застосовують розглянуті методи “Swagelining” та “С-лайнер” [250, 251]. Технологія методу полягає в протягуванні у відновлювальний дефектний трубопровід поліетиленової труби, яка має тимчасово зменшений діаметр. Після протягування спеціальним обладнанням відновлюють круглий переріз протягнутої поліетиленової труби. При цьому поліетиленова труба щільно прилягає до внутрішньої поверхні ремонтного трубопроводу. Також діаметр нового трубопроводу максимально наблизити до діаметра зношеного трубопроводу можна рукавами. Застосовують технологію протягування в дефектний трубопровід рукава “Primus Line” та технологію “панчохи” (“фенікс”), яка полягає у вивертанні рукава тиском повітря, яке подають від компресора, і приклеюванні його до внутрішньої стінки труби [252, 253]. Розширенню сфери застосування безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій сприяє поширення гнучких композитних труб армованих скловолокном, скловолокном та епоксидом чи сталлю [254, 255]. Такі труби можуть експлуатуватись під високим тиском (до 20 МПа), а тому їх все ширше застосовують для найпростішого методу реконструкції трубопровідних комунікацій – протягування труби меншого діаметра в зношений сталевий трубопровід.

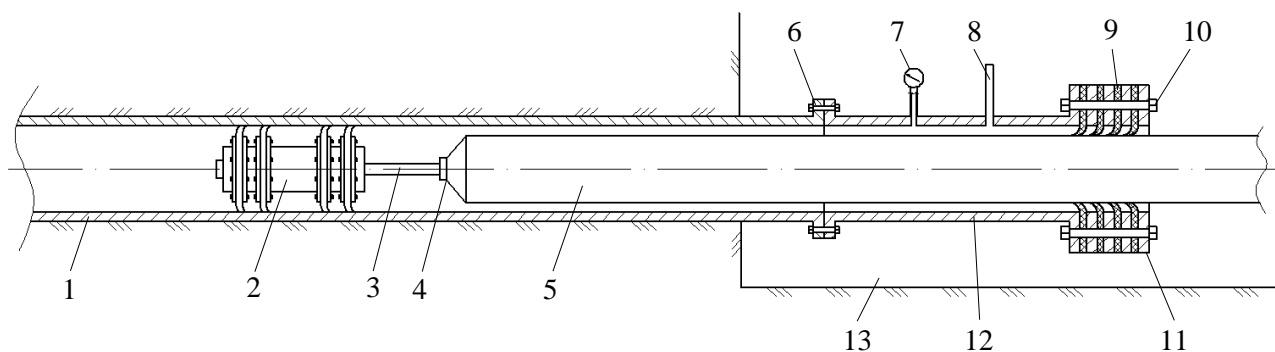
Під час безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій протягуванням поліетиленової труби меншого діаметра в зношений сталевий трубопровід (методом “труба в трубі”) протягування виконують лебідками, гідродомкратними установками, статичною установкою Grundoburst, тракторами, бульдозерами та іншою колісною технікою. Перед безтраншейною реконструкцією трубопроводів таким методом треба розробити приймальний

котлован достатніх розмірів для розміщення в ньому тягових засобів або поворотних блоків, вирізати в приймальному котловані ділянки труби, розмістити тягові засоби або поворотні блоки в приймальному котловані, прокласти в зношений сталевий трубопровід тяговий трос, очистити внутрішню порожнину зношеного сталевого трубопроводу протягуванням ним очисного поршня, ще раз прокласти тяговий трос, яким буде протягуватись новий поліетиленовий трубопровід. Все це вимагає багато часу і фінансових витрат, треба розробляти великий приймальний котлован, а в ускладнених умовах цей метод застосувати надзвичайно складно.

Щоб усунути цих недоліків розроблено технологію “Тяговий поршень Т” [28], яка полягає в протягуванні поршнем 2 нового поліетиленового трубопроводу 5 в зношений сталевий 1 (рисунок 6.15). Поршень 2 рухається під тиском повітря, яке подається компресором в міжтрубний і запоршневий простір. Щоб в запоршневому просторі підтримувався необхідний тиск треба герметизувати простір між новим поліетиленовим трубопроводом та зношеним сталевим. Для цього розроблено ущільнювальну систему, яка містить затиснуті фланцями 11 кільцеві манжетові ущільнення 9. Кільцеві манжетові ущільнення 9 повинні герметизувати міжтрубний простір і не випускати з нього повітря та забезпечити можливість протягування нового поліетиленового трубопроводу зношеним сталевим. Тому їх внутрішня частина повинна бути вигнута в сторону протягування. Тоді під тиском повітря в міжтрубному просторі вони будуть притискатись до стінки протягуваного нового трубопроводу. Кількість манжетових ущільнень 9 залежить від тиску в міжтрубному просторі. Повітря подається від компресора, який приєднують до патрубка 8, а тиск в міжтрубному просторі вимірюють манометром 7.

На монтажному майданчику біля робочого котловану поліетиленовий трубопровід проштовхують в ущільнювальну систему через кільцеві ущільнення. Тоді до початку поліетиленового трубопроводу кріплять поршень. В робочому котловані поршень запасовують у зношений сталевий трубопровід. Тоді до торця зношеного сталевого трубопроводу хомутом або фланцем кріплять

ущільнювальну систему. До ущільнювальної системи приєднують компресор, яким починають закачувати повітря в простір між зношеним сталевим і новим поліетиленовим трубопроводом.



1 – зношений сталевий трубопровід; протягуваний поліетиленовий трубопровід; 2 – поршень; 3 – штанга; 4 – оголовок; 5 – поліетиленовий трубопровід; 6 – з’єднювальні фланці; 7 – манометр; 8 – патрубок для під’єднання компресора; 9 – гумові ущільнення; 10 – болти; 11 – фланці ущільнювальної системи; 12 – трубна котушка; 13 – котлован

Рисунок 6.15 – Конструкція пристрою для протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий [Помилка! Джерело посилання не знайдено.]

Міжтрубним простором повітря поступає в запоршневий простір. Оскільки ущільнювальна система не випускає повітря з міжтрубного простору, то тиск за поршнем зростає і він починає рухатись зтягуючи за собою новий поліетиленовий трубопровід в зношений сталевий (рисунок 6.15). Під час протягування відбувається очищення внутрішньої порожнини зношеного сталевого трубопроводу поршнем.

Щоб дослідити процес протягування поршнем поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий, визначити, яким повинен бути тиск на виході компресора для його підбору, треба розглядати задачу про динаміку процесу в комплексі. Треба враховувати сили, які діють на поршень та втрати енергії під час руху повітря міжтрубним простором. Оскільки, на величину необхідного тиску на виході компресора впливають як сил опору, які діють на рухому систему, так і

втрати тиску в міжтрубному просторі вздовж трубопроводу від компресора до поршня, то тиск на виході компресора буде рівний

$$P_{\text{комт}} = P_{\text{п}} + \Delta P_L, \quad (6.15)$$

де $P_{\text{п}}$ – тиск повітря в запоршневому просторі, який визначається силами опору, що діють на рухому систему;

ΔP_L – втрати тиску в міжтрубному просторі вздовж трубопроводу від компресора до поршня під час руху повітря міжтрубним простором.

Створення і реалізація математичної моделі руху твердих тіл трубопроводами під тиском є складною задачею. Динаміку руху поршнів трубопроводами досліджували Saeidbakhsh M., Rafeeyan M., Ziaei-Rad S. [256], Tolmasquim S., Nieckele A. [257], Грудз В., Бакаєв В., Грудз Я., Розен Г. [258, 259]. Дослідниками трубопровідного транспорту газу розроблено методи побудови математичних моделей руху поршня трубопроводом та загальні принципи їх реалізації. Однак досліджень динаміки руху поршня з прикріпленим до нього поліетиленовим трубопроводом не виконувалось.

Складні фізичні процеси тертя манжет поршня та прикріпленого до нього поліетиленового трубопроводу до стінок сталевого зношеного трубопроводу, процеси тертя поліетиленової труби в манжетах ущільнювальної системи, зміна в часі основних технологічних параметрів процесу, тощо, призводять до громіздких співвідношень між цими параметрами, що вимагає емпіричних побудов відповідних залежностей. Особливо ускладнюється моделювання процесу руху поршня трубопроводом у місцях підвищень або понижень траси. В таких місцях на поршень і прикріплений до нього поліетиленовий трубопровід діє змінна за величиною і напрямом сила тяжіння, яка має вплив на кінематику руху.

Рівнянням руху поршня з прикріпленим до нього поліетиленовим трубопроводом описується другим законом Ньютона

$$m_n \frac{dV_n}{dt} = \sum_{i=1}^n F_n, \quad (6.16)$$

де m_n – маса поршня;

V_n – швидкість руху поршня;

t – час;

$\sum_{i=1}^n F_n$ – сума сил, які діють на рухому систему.

Поршень з прикріпленим до нього поліетиленовим трубопроводом рухається під дією сили, яка спричинена тиском повітря в запоршневому просторі P_{II} . До сил опору, які діють на рухому систему на горизонтальних ділянках траси відноситься сила механічного тертя манжет поршня до стінок сталевго трубопроводу $F_{Тм.п}$, сила тертя поліетиленової труби до сталевго $F_{Тп.мп}$, сила тертя поліетиленової труби в кільцевих манжетах ущільнювальної системи $F_{Ту.с}$ (рисунок 6.16). Тоді сума сил, які діють на рухому систему буде рівна

$$\sum_{i=1}^n F_n = P_{II} \frac{\pi D_{в.с}^2}{4} - F_{Тм.п} - F_{Тп.мп} - F_{Ту.с}, \quad (6.17)$$

де $D_{в.с}$ – внутрішній діаметр сталевго трубопроводу.

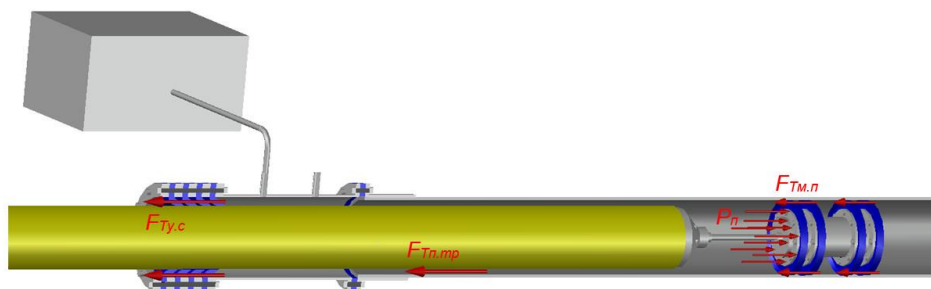


Рисунок 6.16 – Розрахункова схема протягування поршнем поліетиленового трубопроводу горизонтальною ділянкою трубопроводу

У разі рівномірного руху поршня

$$\sum_{i=1}^n F_n = P_{II} \frac{\pi D_{6.c}^2}{4} - F_{Tm.n} - F_{Tn.mp} - F_{Ty.c} = 0. \quad (6.18)$$

Сила механічного тертя манжет поршня до стінок сталевго трубопроводу

$$F_{Tm.n} = n_{m.n} f_{m.n} F_H, \quad (6.19)$$

де $n_{m.n}$ – кількість манжет поршня;

$f_{m.n}$ – коефіцієнт тертя ковзання гумових манжет поршня до стінок сталевго трубопроводу залежить від швидкості руху ковзаючої пари (зменшується при збільшенні швидкості), чистоти поверхні, її площі, сили притискання манжет до стінок трубопроводу, типу каучуку і знаходиться в діапазоні 0,5...0,7;

F_H – сила реакції.

Сила реакції F_H це сила, яка виникає коли гумові манжети поршня притискаються до стінки сталевго трубопроводу. Для розрахунку сили реакції запишемо закон Гука, за яким напруження, що виникають в манжетах поршня рівні

$$\sigma = \varepsilon E, \quad (6.20)$$

де ε – відносна деформація манжет поршня;

E – модуль пружності гуми ($E=2 \text{ МПа}$).

Відносна деформація манжет поршня

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L}, \quad (6.21)$$

де L – радіус манжет поршня ($L=D_{mn}/2$, де D_{mn} – діаметр манжет поршня до його запасування в трубопровід);

ΔL – абсолютне стиснення манжет поршня, яке рівне

$$\Delta L = \frac{D_{м.п} - D_{в.с}}{2}. \quad (6.22)$$

Також відомо, що напруження, які виникають в манжетах поршня рівні

$$\sigma = \frac{F_H}{S}, \quad (6.23)$$

де S – площа поперечного перерізу манжети поршня у напрямку дії сили

$$S = D_{в.с} h_m, \quad (6.24)$$

де h_m – товщина манжети поршня.

Тоді підставивши (6.20), (6.21), (6.22) і (6.24) в (6.23) отримаємо

$$F_H = E h_m D_{в.с} \frac{D_{м.п} - D_{в.с}}{D_{м.п}}. \quad (6.25)$$

Підставивши (6.24) в (6.19) отримаємо формулу для розрахунку сили механічного тертя манжет поршня до стінок сталевго трубопроводу

$$F_{Тм.п} = n_{м.п} f_{м.п} E h_m D_{в.с} \frac{D_{м.п} - D_{в.с}}{D_{м.п}}. \quad (6.26)$$

Сила тертя поліетиленової труби до сталевго

$$F_{Тн.мп} = f_{н.мп} q_{н.мп} L_{н.мп}, \quad (6.27)$$

де $f_{н.мп}$ – коефіцієнт тертя ковзання поліетилену до сталі (знаходиться в діапазоні 0,1...0,2);

$q_{n.mp}$ – рівномірно розподілене навантаження від власної ваги поліетиленового трубопроводу;

$L_{n.mp}$ – довжина поліетиленової труби.

Рівномірно розподілене навантаження від власної ваги поліетиленового трубопроводу

$$q_{n.mp} = g\rho_n \frac{\pi(D_{з.н}^2 - D_{в.н}^2)}{4}, \quad (6.28)$$

де ρ_n – густина поліетилену;

$D_{з.н}$ – зовнішній діаметр поліетиленової труби;

$D_{в.н}$ – внутрішній діаметр поліетиленової труби.

Сила тертя поліетиленової труби в манжетах ущільнювальної системи

$$F_{Ty.c} = n_{m.y.c} \pi D_{з.н} B P_{\kappa} f_{y.c}, \quad (6.29)$$

де $n_{m.y.c}$ – кількість манжет в ущільнювальній системі;

B – ширина контакту манжети з поліетиленовим трубопроводом;

P_{κ} – контактний тиск, який виникає під час монтажу манжет (знаходиться в діапазоні 0,5...0,9 МПа);

$f_{y.c}$ – коефіцієнт тертя поліетилену до гуми (знаходиться в діапазоні 0,1...0,13).

Підставивши (6.26), (6.27), (6.28) в (6.18) отримаємо

$$P_{II} \frac{\pi D_{в.с}^2}{4} - n_{m.n} f_{m.n} E h_m D_{в.с} \frac{D_{м.н} - D_{в.с}}{D_{м.н}} - f_{n.mp} q_{n.mp} L_{n.mp} - n_{m.y.c} \pi D_{з.н} B P_{\kappa} f_{y.c} = 0. \quad (6.30)$$

Тоді необхідний тиск повітря в запоршневому просторі, щоб поршень з прикріпленим до нього поліетиленовим трубопроводом рухався горизонтальним трубопроводом

$$P_{II} = \frac{4 \left(n_{m,n} f_{m,n} E h_m D_{6.c} \frac{D_{m,n} - D_{6.c}}{D_{m,n}} + f_{n,mp} q_{n,mp} L_{n,mp} + n_{m,y.c} \pi D_{3,n} B P_{\kappa} f_{y.c} \right)}{\pi D_{6.c}^2}. \quad (6.40)$$

На похилих ділянках траси на поршень і прикріплений до нього поліетиленовий трубопровід діють значні гравітаційні сили (рисунок 6.18). Причому, якщо на висхідних ділянках траси сила тяжіння спричиняє опір рухові поршню і прикріпленому до нього поліетиленовому трубопроводу, тобто є гальмівною силою, то на низхідних ділянках сила тяжіння є рухомою силою.

На похилих ділянках траси рівняння (6.17) матиме вигляд

$$\sum_{i=1}^n F_n = P_{II} \frac{\pi D_{6.c}^2}{4} - F_{Tm,n} - F_{Tn,mp} - F_{Ty,c} - G_n \sin \varphi - G_{n,mp} \sin \varphi = 0, \quad (6.32)$$

де G_n – сила тяжіння поршня;

$G_{n,mp}$ – сила тяжіння поліетиленового трубопроводу;

φ – кут нахилу сталевого трубопроводу до горизонту.

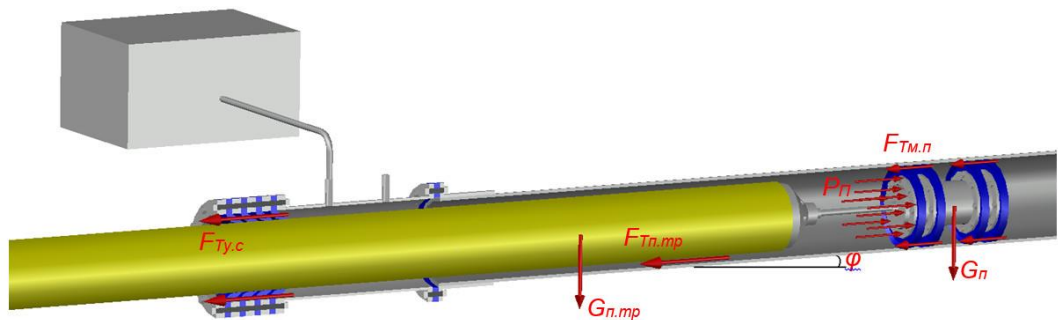


Рисунок 6.17 – Розрахункова схема протягування поршнем поліетиленового трубопроводу похилою ділянкою трубопроводу

Сила тяжіння поршня

$$G_n = m_n g \sin \varphi, \quad (6.33)$$

де m_n – маса поршня.

Сила тяжіння поліетиленового трубопроводу

$$G_{n.mp} = q_{n.mp} L_{n.mp} \sin \varphi . \quad (6.34)$$

Звідки необхідний тиск повітря в запоршневому просторі на похилих висхідних ділянках траси

$$P_{II} = \frac{4 \left(n_{m,n} f_{m,n} E h_m D_{в.с} \frac{D_{м.п} - D_{в.с}}{D_{м.п}} + f_{n.mp} q_{n.mp} L_{n.mp} + n_{м.у.с} \pi D_{з.п} B P_{к.у.с} f_{у.с} + m_n g \sin \varphi + q_{n.mp} L_{n.mp} \sin \varphi \right)}{\pi D_{в.с}^2} . \quad (6.35)$$

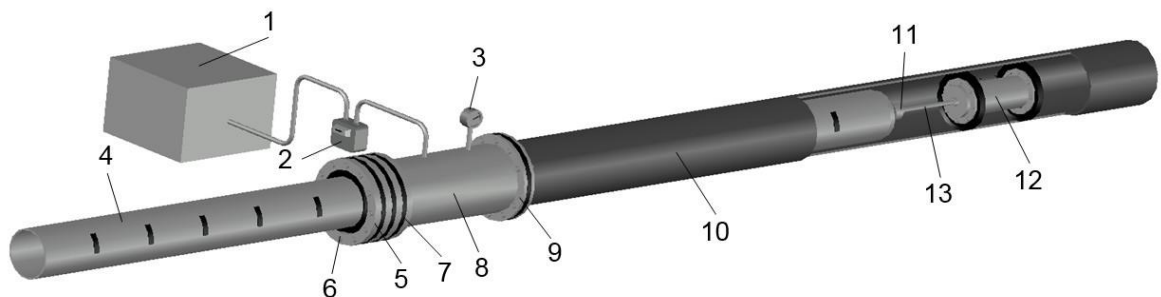
Для практичної реалізації розробленої технології “Тяговий поршень Т” потрібно експериментально:

- перевірити можливість протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий трубопровід;
- перевірити технологічність виконання операцій безтраншейної реконструкції трубопроводів поршнем;
- дослідити динаміку протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий трубопровід.

Для експериментальних досліджень розроблено і побудовано експериментальну установку (рисунок 6.18), яка складається з зношеної сталевій труби 10 внутрішнім діаметром 49 мм і довжиною 4 м. До сталевій труби 10 фланцем 9 кріпиться ущільнювальна система, яка складається з трубної котушки 8, фланців 5 і трьох кільцевих манжетних ущільнень 7 товщиною 3 мм затиснутих болтами 6, манометра 3 та патрубка до якого приєднано лічильник 2 та компресор 1. В сталеву трубу 10 запасовано поршень 12 до якого тягою 13 за оголовок 11 прикріплена нова поліетиленова труба 4 на яку чорним маркером з кроком 0,25 м нанесені позначки. Експериментальні дослідження виконувались для поліетиленових труб зовнішнім діаметром 32 мм та 40 мм.

Дослід повторювався для різних нахилів зношеного сталевго трубопроводу до горизонту, різних витрат повітря.

Під час протягування вимірюється тиск манометром 3 (рисунок 6.18), витрата повітря лічильником 2. Також визначалась швидкість протягування поліетиленової труби 4 сталевю трубою 10 (фіксують час, за який нанесені на поліетиленову трубу з кроком 0,25 м чорні позначки заходять в кільцеві гумові ущільнення). Для цього виконується посекундний відеозапис.



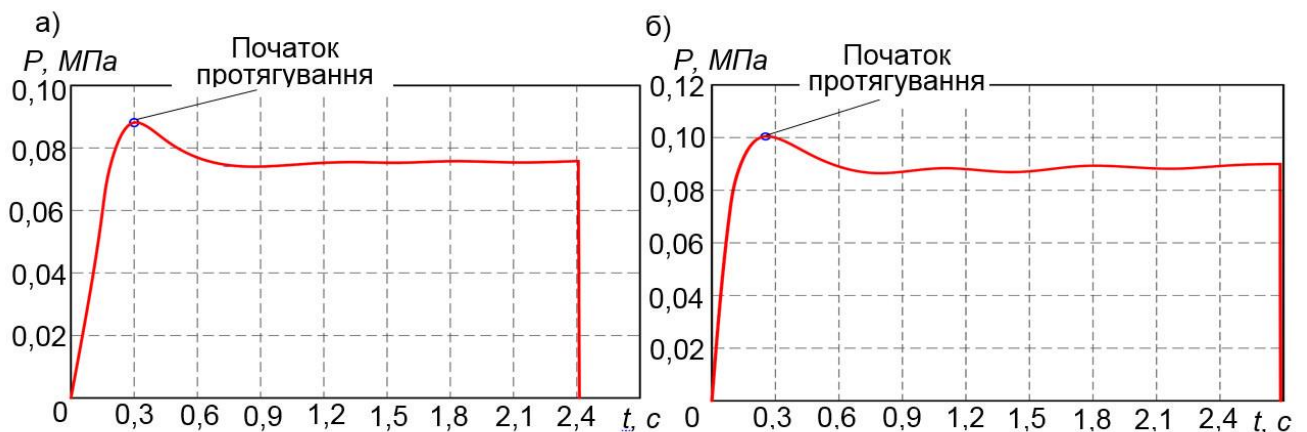
1 – компресор; 2 – лічильник; 3 – манометр; 4 – протягуваний поліетиленовий трубопровід; 5, 9 – фланець; 6 – болт; 7 – кільцеве гумове ущільнення; 8 – трубна котушка; 10 – зношений сталевий трубопровід; 11 – оголовок; 12 – поршень; 13 – тяга

Рисунок 6.18 – Експериментальна установка для досліджень динаміки протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий

Для поліетиленової труби зовнішнім діаметром 32 мм при об'ємній витраті повітря $0,005 \text{ м}^3/\text{с}$ час протягування склав 2,4 с. Розрахована середня швидкість

протягування 1,9 м/с. За виконаним рядом вимірювань значень тиску побудовано криву (рисунок 6.19, а) зміни тиску на початку трубопроводу в часі під час протягування. З графіка видно, що тиск після відкриття крана до початку протягування збільшується до 0,087 МПа, що обумовлено силою тертя спокою. Після початку протягування тиск падає до 0,074 МПа, оскільки сила тертя зменшується з збільшенням швидкості. Далі відбуваються незначне коливання тиску з його незначним збільшенням до 0,075 МПа. В момент вильоту поліетиленової труби з кільцевих гумових манжет ущільнювальної системи відбувається різке падіння тиску до нуля при цьому чуто звуковий сигнал “хлопок”.

У разі збільшення нахилу сталевого трубопроводу до 30° відбувається незначне (до 0,03 МПа) збільшення тиску на початку трубопроводу порівняно з тиском, який був коли труба була горизонтальною, протягом усього часу протягування.



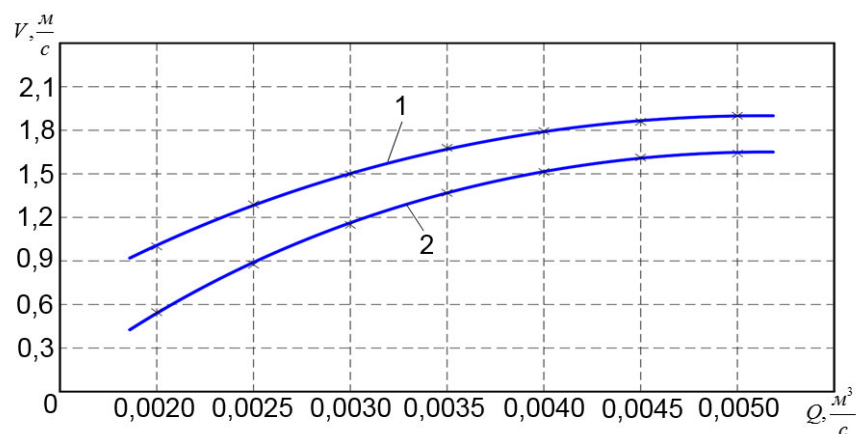
а) – $D_{з.п} = 32$ мм; б) – $D_{з.п} = 40$ мм

Рисунок 6.19 – Зміна тиску на початку трубопроводу в часі під час протягування поршнем поліетиленової труби зношеною сталевую трубою

Аналогічні дослідження були виконані для поліетиленової труби зовнішнім діаметром 40 мм. При об'ємній витраті повітря 0,005 м³/с час протягування склав 2,5 с, а розрахункова середня швидкість протягування 1,64 м/с. Крива зміни тиску на початку трубопроводу в часі під час протягування поліетиленової труби

зовнішнім діаметром 40 мм наведена на рисунок 6.20, б. З графіка (рисунок 6.20, б) видно, що тиск після відкриття крана до початку протягування збільшується до 0,1 МПа. Після початку протягування тиск падає до 0,086 МПа. Далі відбувається незначне коливання тиску з його збільшенням до 0,09 МПа. Розрахований за наведеною вище методикою за (6.15) необхідний тиск на виході компресора $P_{комп}$, щоб поршень з прикріпленим до нього поліетиленовим трубопроводом зовнішнім діаметром 40 мм рухався горизонтальним трубопроводом складає 0,085 МПа і є наближено рівний експериментально визначеному 0,09 МПа, що підтверджує адекватність теоретично виведених залежностей.

Основним методом регулювання швидкості протягування є зміна об'ємної витрати повітря зміною величини відкриття крана компресора. Для експериментального вивчення функціональної залежності середньої швидкості протягування від об'ємної витрати повітря виконано ряд визначень середньої швидкості протягування V для різних значень об'ємної витрати повітря Q , зовнішніх діаметрів протягуваного поліетиленового трубопроводу (32 мм та 40 мм). Вимірювання (для одних і тих самих значень чинників) виконано кілька разів. Середні значення результатів вимірювань подано графічно (рисунок 6.20). Такі дослідження дають можливість регулювати швидкість протягування.

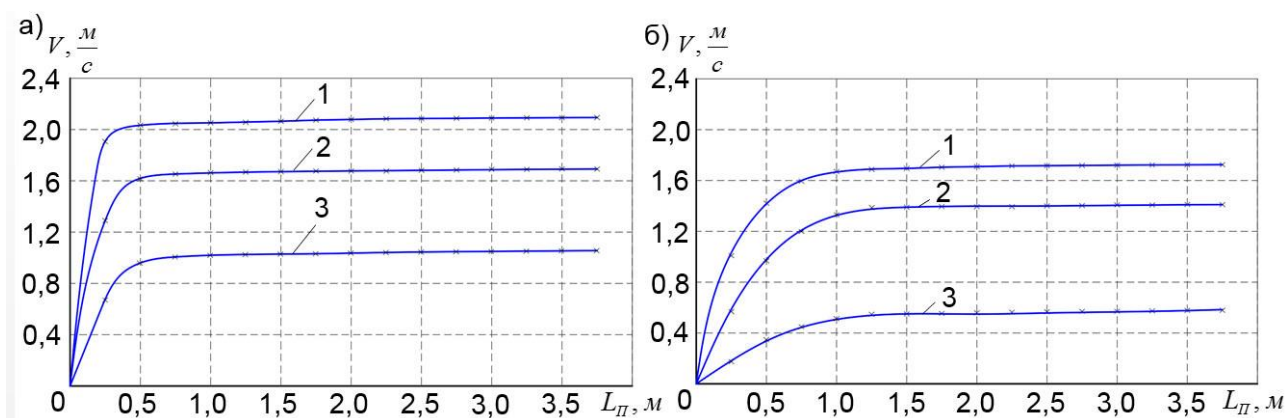


1 – $D_{3.n}=32$ мм; 2 – $D_{3.n}=40$ мм

Рисунок 6.20 – Залежність швидкості протягування від об'ємної витрати повітря

Експериментально досліджено залежність швидкості протягування поліетиленової труби зношеною сталеву трубою від довжини протягнутої ділянки поліетиленової труби. Вимірювалась швидкість протягування (фіксувався час, за який нанесені на поліетиленову трубу з кроком 0,25 м чорні позначки заходять в кільцеві гумові ущільнення, при сталій об'ємній витраті.

За виконаним рядом вимірювань швидкості протягування поршнем нової поліетиленової труби зношеною сталеву побудовано криві залежності швидкості протягування V від довжини протягнутої ділянки поліетиленової труби в сталеву для сталих значень об'ємної витрати. Дослідження виконувались для поліетиленових труб зовнішнім діаметром 32 мм (рисунок 6.21, а) та 40 мм (рисунок 6.21, б). З отриманих графічних залежностей видно, що на початковому етапі швидкість протягування різко зростає і після такого зростання стабілізується. Таке різке зростання швидкості протягування на початковому етапі зумовлено великою швидкістю повітряного потоку в міжтрубному просторі після його виходу з вхідного патрубка. [23-25]



1 – $Q=0,0050 \text{ м}^3/\text{с}$; 2 – $Q=0,0035 \text{ м}^3/\text{с}$; 3 – $Q=0,0020 \text{ м}^3/\text{с}$;

а) – $D_{3.n}=32 \text{ мм}$; б) – $D_{3.n}=40 \text{ мм}$

Рисунок 6.21 – Залежність швидкості протягування від довжини протягнутої поршнем ділянки поліетиленової труби

6.4.2 Розроблення технології протягування труби в трубі за допомогою поршня з використанням опорно-центруючих кілець

Відповідно до [264] труби для транспортування вуглекислого газу повинні мати конструкцію, що зображена на рисунку 6.22, відповідно до якої внутрішній сталевий (Steel grade L485MB) трубопровід з внутрішнім діаметром 330,6 мм та товщиною стінки 12,5 мм розміщується в зовнішньому пластмасовому (SDR 17,6) трубопроводі діаметром 710 мм та товщиною стінки 40,2 мм, а міжтрубний простір заповнюється утеплюючою ізоляцією (поліуританом) товщиною 137 мм. Така конструкція дозволяє транспортувати вуглекислий газ з тиском 8,5-12 МПа, і з температурою 40 °С. Такий вид транспорту називається надкритичним і має високу ефективність.

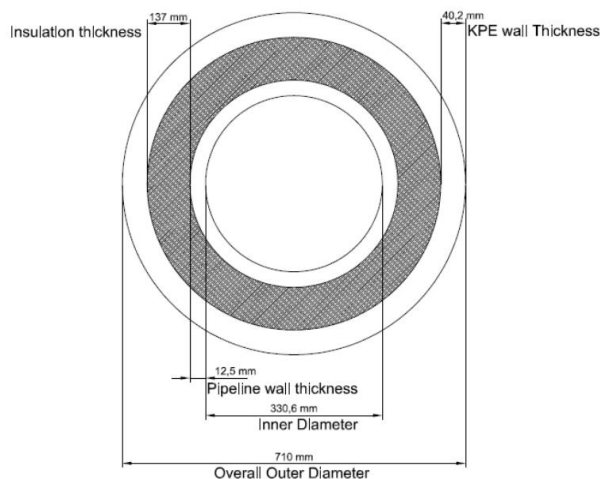


Рисунок 6.22 – Конструкція труб для транспортування CO₂

Для безпечного та енергоефективного транспортування CO₂ можна використати подібну конструкцію трубопроводу, яку можна отримати шляхом реконструкції сталевих газопроводів, методом протягування пластмасової труби в сталевій трубі. Проте наведений вище спосіб не підходить для реалізації такої конструкції труби, оскільки не забезпечує рівновіддалення стінок внутрішньої труби від зовнішньої.

Для вирішення цієї проблеми пропонується спосіб ремонту трубопроводу за допомогою пристрою для безтраншейної реконструкції, який зображено на

рисунку 6.23. Даний пристрій складається з поршня 2, до якого штангою 3 за оголовок 4 прикріплена ділянка нового поліетиленового трубопроводу 5, на якому змонтовано опорно-центруючі кільця 14 (нерухоме) і 16 (рухомі), що з'єднані між собою тросом 15, та ущільнювальної системи. Ущільнювальна система кріпиться до зношеного трубопроводу 1 фланцем 6 в робочому котловані 13 і складається з трубної котушки 12, фланців 11 і кільцевих гумових ущільнень 9 затиснутих болтами 10, манометра 7 та патрубку 8 для приєднання ресивера. Спосіб полягає в тому, що у внутрішню порожнину газопроводу 1, що ремонтується, затягується, за допомогою поршня 2, пластмасовий трубопровід 5 на який встановлено опорно-центруючі кільця 14 (нерухоме) та 16 (рухомі). Після протягування труби в трубі міжтрубний простір заповнюється пінополіуритановим герметиком.

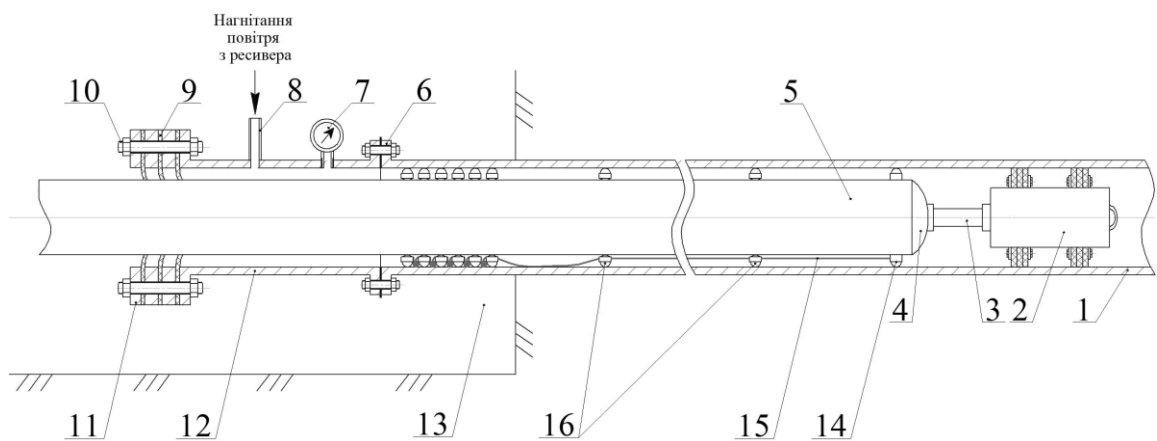


Рисунок 6.23 – Конструкція пристрою для протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий з використанням опорно-центруючих кілець

Даний спосіб ремонту має наступні переваги: 1) протягування відбувається за одностороннього доступу до ділянки, що ремонтується; 2) протягування труби в трубі з використанням опорно-центруючих кілець з котковими опорами дозволяє зменшити енерговитрати на процес протягування; 3) заповнення міжтрубного простору пінополіуретановим герметиком дозволяє забезпечувати ізотермічність процесу перекачування вуглекислого газу.

Перевага в енергоефективності процесу протягування за даною схемою, по відношенню до попередньої, пояснюється зменшенням сили тертя при використанні коткових опор в опорно-центруючих кільцях. Формула (6.27) набуде вигляду

$$F_{Tn.тр.к} = \frac{f_{o.к}}{r_o} q_{n.тр} L_{n.тр}, \quad (6.36)$$

де $f_{o.к}$ – коефіцієнт тертя кочення опори опорно-центруючого кільця виготовленого зі сталі до сталі $f_{o.к}=(0,01-0,5)$ мм;

$q_{n.тр}$ – рівномірно розподілене навантаження від власної ваги поліетиленового трубопроводу;

$L_{n.тр}$ – довжина поліетиленової труби.

Порівняємо силу, яку потрібно прикласти щоб протягувати пластмасовий трубопровід за схемою без опорно-центруючих кілець з силою протягування при використанні останніх. Для цього визначимо співвідношення $F_{Tn.тр}/ F_{Tn.тр.к}$ для діаметрів труб від 50 мм до 400 мм і зобразимо у вигляді залежності на рисунку 6.24.

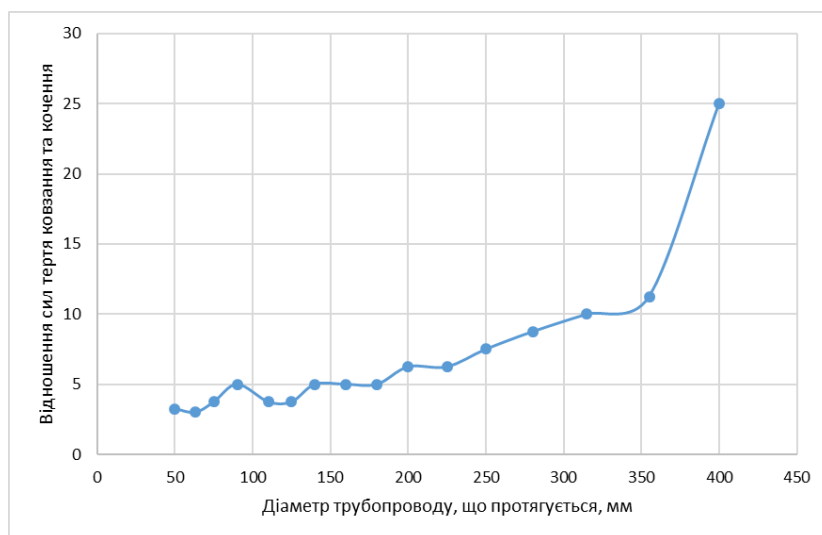


Рисунок 6.24 – Залежність відношення сил тертя ковзання та кочення від діаметру трубопроводу, що протягується в сталевий трубопровід

Як видно з приведенного графіка сила тертя ковзання, при діаметрах протягнутої труби (50-150) мм, більша від сили тертя кочення для цих самих діаметрів у (3-5) разів. А при збільшенні діаметру від 200 мм до 400 мм дане співвідношення коливається в межах (7-25). Отже, протягування пластмасових трубопроводів у сталевих з використанням опорно-центруючих кілець є менш енергозатратним.

Використовуючи експериментальну установку, що зображена на рисунку 6.19, було проведено аналогічний дослід для визначення параметрів тиску при протягуванні поліетиленової труби зовнішнім діаметром 32 мм при об'ємній витраті повітря 0,005 м³/с час протягування склав 2,1 с. Розрахункова середня швидкість протягування 1,85 м/с. За виконаним рядом вимірювань значень тиску побудовано криву 2 (рисунок 6.25) зміни тиску на початку трубопроводу в часі під час протягування.

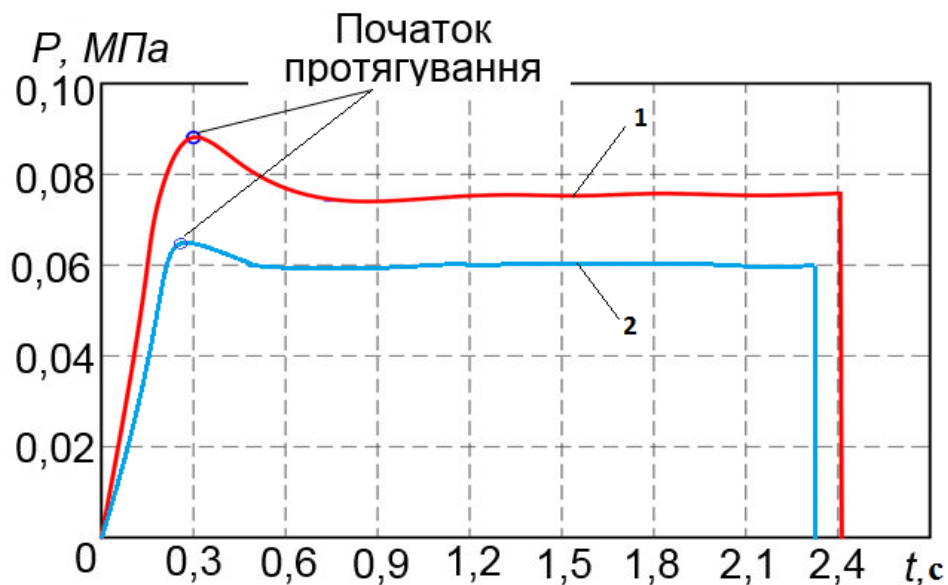


Рисунок 6.25 – Зміна тиску на початку трубопроводу в часі під час протягування поршнем поліетиленової труби сталевією трубою без опорно-центруючих кілець (1) та з ними (2)

З графіка видно, що тиск після відкриття крана до початку протягування збільшується до 0,083 МПа, що обумовлено силою тертя спокою. Після початку протягування тиск падає до 0,059 МПа, оскільки сила тертя зменшується з збільшенням швидкості. Далі відбуваються незначне коливання тиску з його незначним збільшенням до 0,061 МПа. В порівнянні з кривою 1, яка відображає зміну тиску при протягуванні без опорно-центруючих кілець в даному випадку маємо зменшення необхідного тиску приблизно на 20 відсотків, це пояснюється порівнянно великим значенням сили тертя манжет поршня.

6.4.3 Розроблення технології нанесення внутрішньотрубного покриття

В світовій практиці напрацьовано велику кількість матеріалів для внутрішньотрубного покриття: порошкові епоксидні покриття, двокомпонентні епоксидні смоли, епоксидні смоли з аміно-амінними з'єднаннями, ізоціанатом, поліамідами, з діаміновими затверджувачами тощо. Для нанесення такого захисного покриття на внутрішню поверхню труб відомо дуже багато пристроїв. Проте вони можуть бути застосовані тільки в заводських умовах.

Для нанесення таких покриттів в трасових умовах запропоновано застосовувати нову технологію нанесення внутрішньотрубного покриття із застосуванням нейлонового рукава та рідкої клейкої фази, що наноситься на нього з пізнішим затвердінням даної системи. Запропонований метод реалізовується наступним чином (рисунок 6.26): порожнину ділянки трубопроводу 1, що підлягає ремонту частково очищують і протягують в ньому еластичний рукав 2 за допомогою канату; з другої сторони в середину протягнутого рулону встановлюють передню частину поршня 3; потім порожнину труби, що знаходиться позаду передньої частини поршня 3, набивають клейкою рідиною відповідного об'єму 4; потім встановлюють задню частину поршня 5, до якої прикладатиметься зусилля протягування P через центральну тягу 6 за допомогою попередньо протягнутого канату в середині рукава; при протягуванні такої системи клейка рідина 4 буде просочуватись через армуючий рукав 2, заповнювати дефектні місця (каверни, тріщини, наскрізні дефекти) і, після

застигання, утворить пристінний шар, який служитиме своєрідним бандажем трубопроводу.

Дана технологія буде мати ряд переваг, особливо для ремонту газонафтопроводів: наявна в трубопроводі іржа буде використовуватись в якості наповнювача; даний спосіб дозволяє ліквідувати наскрізні дефекти, оскільки отвори заповнюються рідкою фазою, яка після затвердіння стає міцною і жорсткою та виконує несучу здатність стінки; поверхня труби стає ідеально гладкою, за рахунок використання рукава – суцільною, а також практично не зменшується поперечний переріз порожнини; витікаючи через отвори, рідка фаза створює міцний зв'язок трубопроводу з ґрунтом.

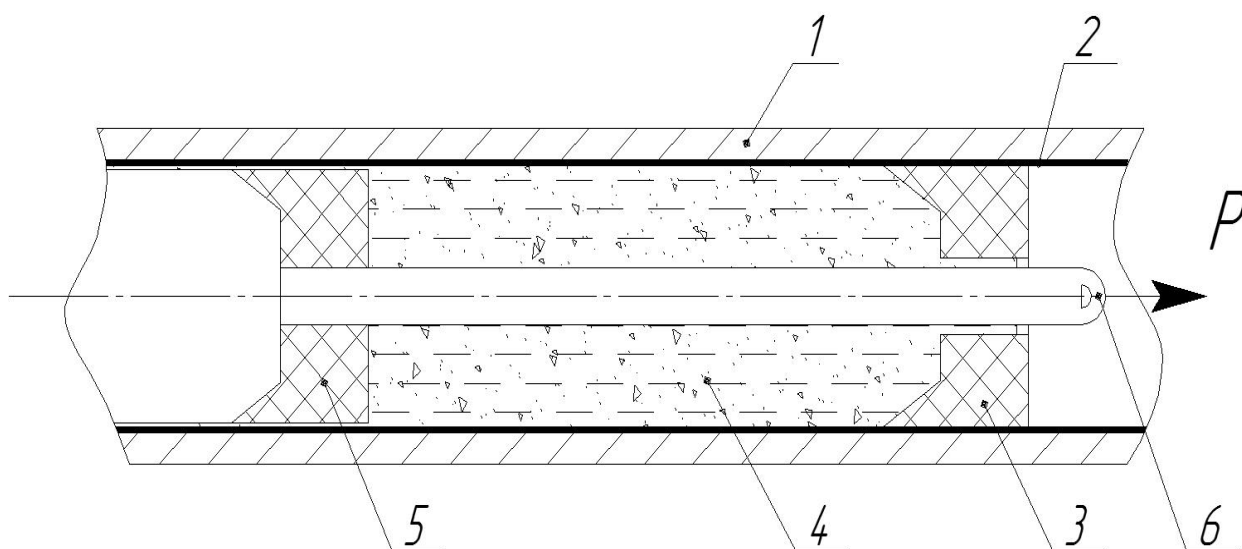


Рисунок 6.26 – Технологія внутрішнього ремонту трубопроводу

Також метод може застосовуватись на трубопроводах різного діаметру та призначення. Проте, даний метод потребує зупинки та випорожнення трубопроводу перед проведенням ремонту. [265, 266]

Для нанесення покриття в умовах транспортування газу пропонується пристрій, який може наносити покриття на трубопровід рухаючись в потоці газу.

Пристрій складається з (див. рисунок 6.27):

- передньої частини 1, яка складається з труби з манжетами, в якій міститься стиснутий газ. Попереду до частини 1 прикріплено колесо 2 за допомогою, якого

можна відміряти відстань від початку ділянки газопроводу до пошкодженого місця;

- задньої частини 3, яка подібна до передньої і містить поршень 4 та антикорозійне покриття 5 в необхідній кількості. В кінці частини 2 закріплено Сегнерове колесо 6, яке здатне обертатися при витіканні антикорозійного покриття і наносити останнє на стінку газопроводу;

- обидві частини з'єднані між собою патрубком з краном 7, який відкривається за допомогою двигуна 8, що керується системою управління 9.

Пристрій працює наступним чином: через камеру пуску його запускають в газопровід, при цьому передня і задні частини відсічені краном 7. На системі управління задається необхідна відстань до дефектної ділянки, яка вимірюється відповідною кількістю довжин кола колеса 2. Пристрій рухається в потоці газу і, при спрацюванні лічильника імпульсів, замикаються відповідні контакти і двигун відкриває кран 7. Стиснутий газ розширюється в задню частину, тисне на поршень, який переміщує антикорозійне покриття до Сегнерового колеса, через яке рідина наноситься на стінку труби. Після нанесення всьої рідини поршень рухається до камери прийому.

Для вивчення режимів роботи газопроводу в процесі нанесення покриття на внутрішню поверхню газопроводу даним поршнем, визначимо основні параметри його роботи:

– довжина частини поршня з антикорозійним покриттям

$$L_2 = \frac{(D_{трс}^2 - D_{тріз}^2) \cdot L_{рем}}{D_{пс}^2}, \quad (6.37)$$

де $D_{трс}$ – внутрішній діаметр трубопроводу;

$D_{тріз}$ – внутрішній діаметр трубопроводу з врахуванням нанесеної ізоляції;

$L_{рем}$ – довжина ремонтної ділянки, на яку наноситься покриття;

$D_{пс}$ – внутрішній діаметр поршня;

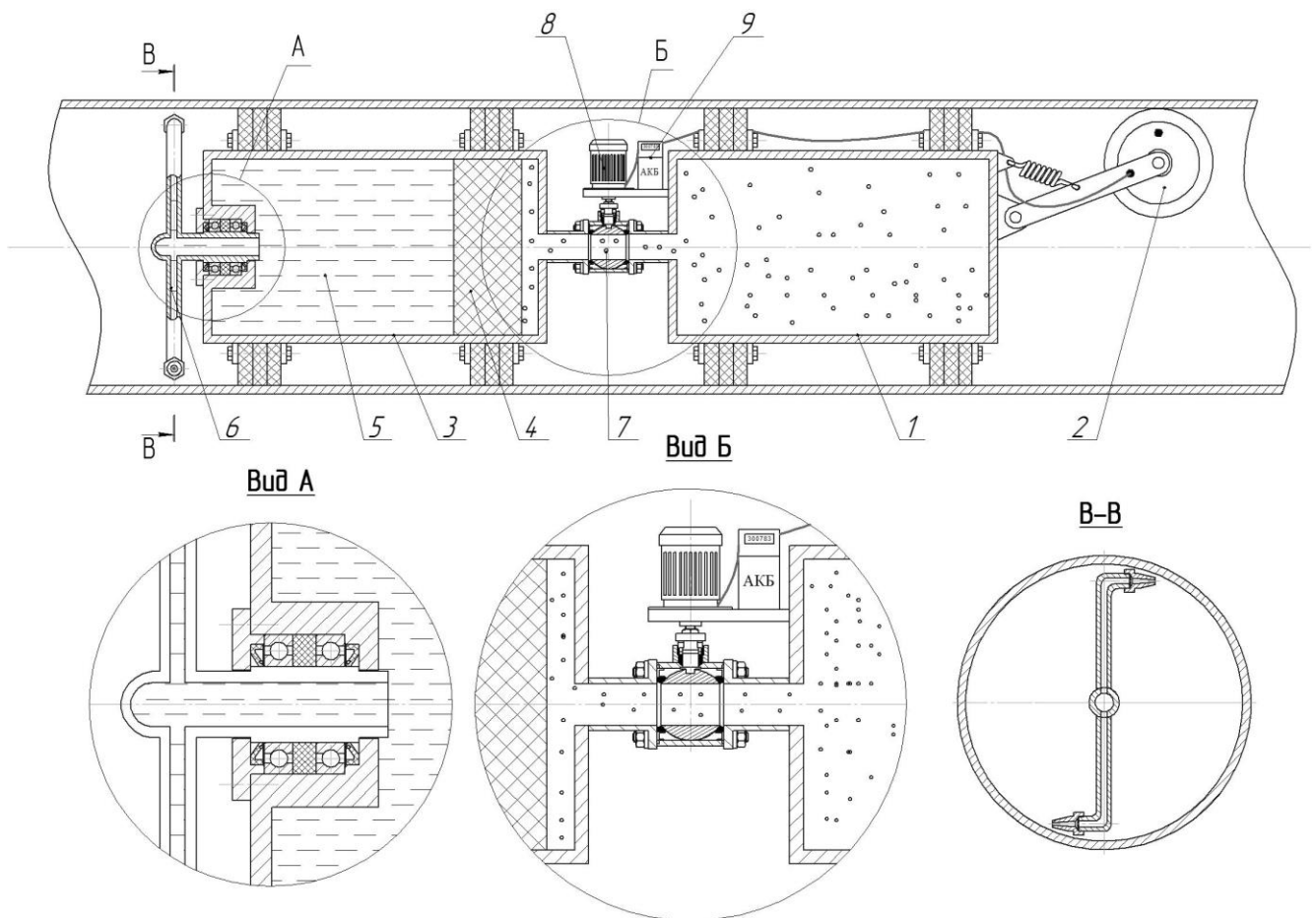


Рисунок 6.27 – Пристрій для нанесення покриття на внутрішню поверхню трубопроводу без зупинки перекачування продукту

– довжина частини поршня зі стиснутим газом

$$L_1 = 0.5 \cdot L_2 ; \quad (6.38)$$

– об'єм частини поршня з антикорозійним покриттям (1) та з газом (2), відповідно,

$$V_{1,2} = \frac{\pi \cdot D_{нв}^2 \cdot L_{1,2}}{4} ; \quad (6.39)$$

– тиск газу в поршні після витіснення антикорозійного покриття приймаємо на 10 % більшим за робочий

$$P_2 = 1.1 \cdot P_p ; \quad (6.40)$$

– тиск газу в поршні до витіснення антикорозійного покриття

$$P_1 = \frac{P_2(V_1 + V_2)}{V_1} ; \quad (6.41)$$

– витрата через n насадок в Сегнеровому колесі для початку (1) та кінця (2) витікання, відповідно, складатиме

$$Q_{1,2} = n \cdot \mu \frac{\pi \cdot d_{нв}^2}{4} \sqrt{\frac{2 \cdot (P_{1,2} - P_p)}{\rho_i}} ; \quad (6.42)$$

– середня витрата через n насадок в Сегнеровому колесі складатиме

$$Q_{сеп} = n \cdot \mu \frac{\pi \cdot d_{нв}^2}{4 \cdot \sqrt{2} \cdot \rho_i} \left(\sqrt{P_1 - P_p} + \sqrt{P_2 - P_p} \right) ; \quad (6.43)$$

– час витікання антикорозійного покриття з поршня через n насадок в Сегнеровому колесі

$$\tau = \frac{(D_{трв}^2 - D_{тріз}^2) \cdot L_{рем} \cdot \sqrt{2 \cdot \rho_i}}{n \cdot \mu \cdot d_{нв}^2 \cdot \left(\sqrt{P_1 - P_p} + \sqrt{P_2 - P_p} \right)} ; \quad (6.44)$$

– швидкість руху поршня складатиме

$$\omega = \frac{L_{рем}}{\tau} . \quad (6.45)$$

При нанесенні покриття товщиною 0,05 мм на трубопровід діаметром DN500 з робочим тиском 7,5 МПа було встановлено залежність швидкості руху поршня від діаметра насадки в Сегнеровому колесі (рисунок 6.28).

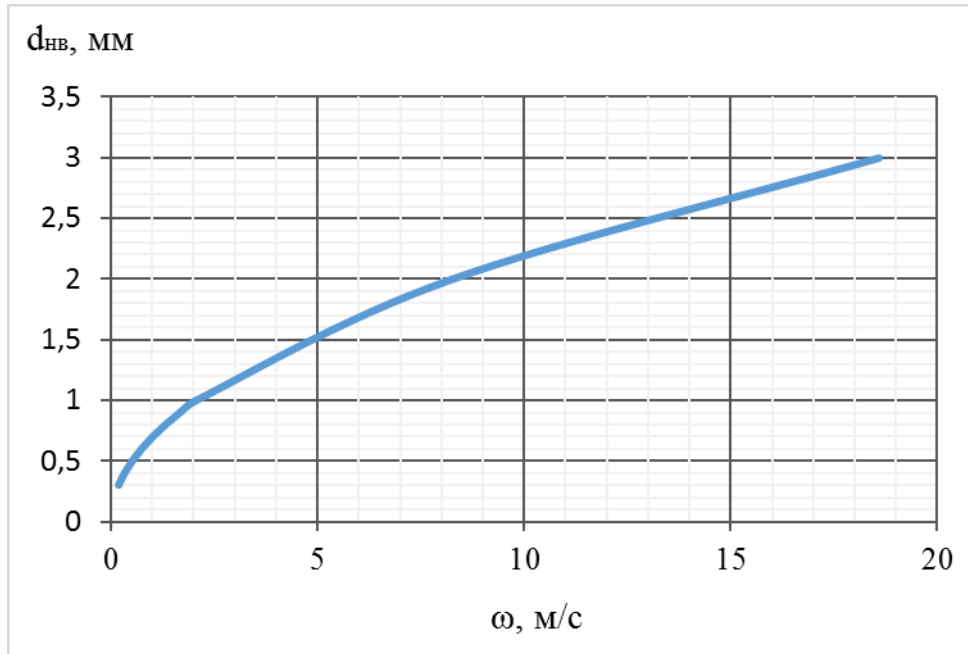


Рисунок 6.28 – Залежність швидкості руху поршня від діаметра насадки в Сегнеровому колесі

Таким чином, знаючи геометричні параметри нанесення покриття на внутрішню поверхню, та параметри самого інструменту з нанесення покриття можна підібрати оптимальну швидкість руху самого поршня. [267, 268]

Маса такого пристрою з ізоляційним покриттям, як і маса контейнерів для транспортування різного виду продукції, що можуть транспортуватися відключеними ділянками ЛЧМТ, буде набагато більшою ніж маса очисних чи інтелектуальних поршнів, тому в наступному підрозділі планується провести оцінку динамічних навантажень на надземні ділянки трубопроводів від руху важких внутрішньотрубних снарядів.

6.5 Оцінка динамічних навантажень від руху внутрішньотрубних снарядів надземними ділянками газопроводів

Динамічні навантаження на газопровід на надземних ділянках траси, зокрема, повітряних переходах, викликають в стінках труб змінні за величиною і знаком додаткові напруження, які можуть призвести до виникнення аварійних ситуацій, що виявляються в порушенні міцності та стійкості переходів. Вимушені коливання трубопроводу на балковому переході можуть призвести до резонансного підвищення амплітуди, що викличе втрату стійкості переходу.

Динамічні впливи на газопровід в надземному положенні розділяють на зовнішні і внутрішні. До останніх слід віднести навантаження від руху механічних засобів під тиском газу. Ці механічні пристрої значної маси рухаються по газопроводу, як правило, нерівномірно. Нерівномірний характер руху і значна маса пристрою призводять до виникнення інерційних сил на трубопровід, особливо на криволінійних ділянках. Тому задача дослідження механічних коливань надземних ділянок магістральних газопроводів тісно пов'язана з проблемами міцності і стійкості повітряних переходів, що визначає надійність експлуатації газотранспортної системи в цілому.

Проблемою коливань балки під час переміщення по ній вантажу займалися багато авторів, серед них А. Шалленкампе, Г. Штойдінг, С. П. Тимошенко, А. Н. Крилов, А. П. Філіпов. В роботі [269] вказується на те, що задача визначення переміщень осі балки обмеженої довжини при переміщенні по ній вантажу зі сталою швидкістю доведена до кінця для таких двох випадків:

- коли маса балки мала у порівнянні з масою рухомого вантажу;
- коли маса рухомого вантажу мала у порівнянні з масою балки.

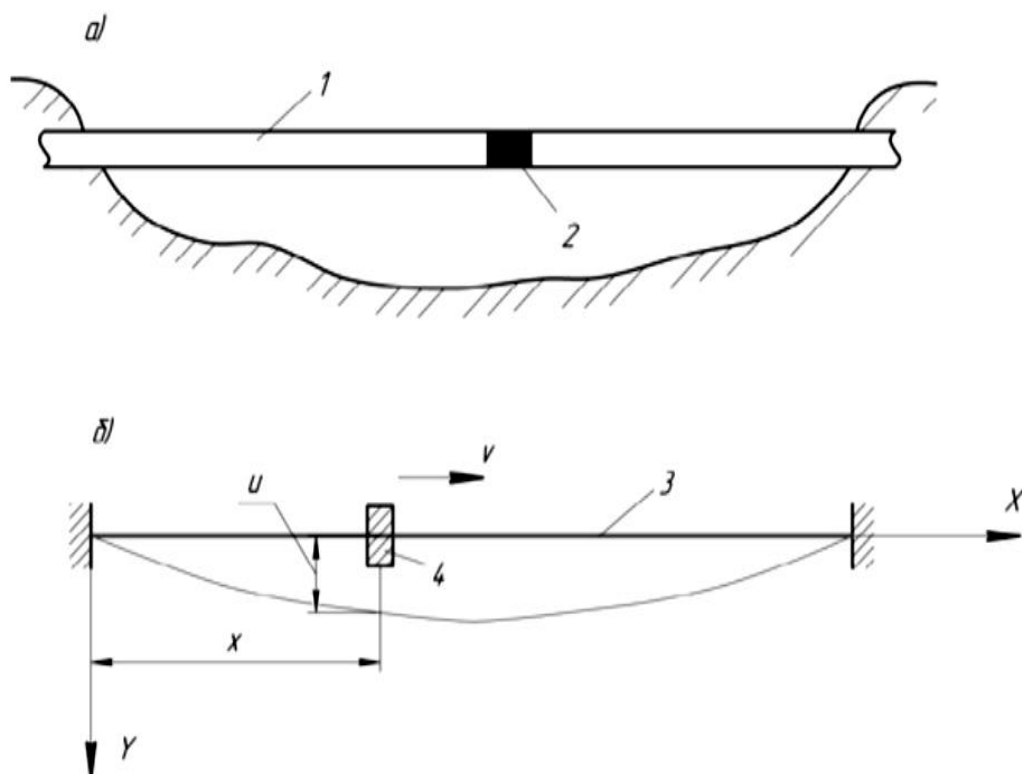
Випадок, коли маса рухомого вантажу одного порядку з масою балки, вивчався С. П. Тимошенко, А. Шалленкампе, Г. Штойдінгом, але простих розв'язків, як вказано в роботі [269], не отримано.

Визначаючи прогини осі балки, враховується вага рухомого вантажу і інерційні навантаження. Задача розв'язується методом узагальнених координат за

нульових початкових умов і граничних умов, що відповідають шарнірному кріпленню кінців балки. Недоліком дослідження є те, що для кожного відношення маси балки до маси вантажу є інша формула визначення прогинів осі балки.

Метою роботи є отримання аналітичного розв'язку задачі вимушених коливань газопроводу при проходженні очисного поршня вздовж його надземної ділянки за умови защемлення її кінців, відсутності коливань вздовж газопроводу у початковий момент, врахуванні прогинів осі газопроводу під дією його власної ваги і неврахуванні інерційних навантажень.

Для реалізації задачі про вимушені коливання газопроводу під дією динамічних сил, викликаних рухом твердого тіла в трубопроводі, розглядається відкрита ділянка траси, яка є однопрогінним балковим переходом (рисунок 6.29).



а) – перехід газопроводу без додаткових опор: 1 – газопровід; 2 – очисний поршень; б) – розрахункова схема газопроводу: 3 – защемлена з обох кінців балка; 4 – рухомий вантаж; v – швидкість руху вантажу

Рисунок 6.29 – Схема та розрахункова схема однопрогінного балкового переходу з рухом по ньому вантажу

За наявності проміжних опор на переході задачу можна реалізувати, використавши рівняння трьох моментів з відповідними граничними умовами. В початковий момент ($t=0$) балка (газопровід) нерухома, тобто $\left. \frac{\partial u}{\partial t} \right|_{t=0} = 0$. Прогин центрів ваги перерізів балки, якщо $t=0$, викликаний власною вагою балки, знаходився за використання методу сил [270]

$$u|_{t=0} = \frac{q}{2EI} \left(\frac{x^4}{12} - \frac{lx^3}{6} + \frac{l^2 x^2}{12} \right), \quad (6.46)$$

де q – інтенсивність розподіленого навантаження (вага одиниці довжини газопроводу, Н/м);

l – довжина надземної частини газопроводу, м;

EI – жорсткість балки, Н·м²;

E – модуль пружності матеріалу балки, Па;

I – осьовий момент інерції поперечного перерізу балки, м⁴;

x – координата балки, м.

Рівняння вільних коливань балки має такий вигляд

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + a^2 \frac{\partial^4 u}{\partial x^4} = 0, \quad (6.47)$$

де u – прогин осі балки у перерізі x ;

t – час;

$$a^2 = \frac{EI}{A\rho};$$

A – площа поперечного перерізу балки, м²;

ρ – густина матеріалу балки, кг/м³.

Рівняння вимушених коливань балки відрізняються від рівняння (6.47) наявністю правої частини, відмінної від нуля. В нашому випадку матимемо

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + a^2 \frac{\partial^4 u}{\partial x^4} = F(x,t) \frac{1}{\rho A}, \quad (6.48)$$

де $F(x,t)$ – розподілене навантаження, викликане рухомим вантажем. $F(x,t)$ всюди по балці рівне нулю за виключенням перерізу $x=vt$.

$$F(x,t) = G \delta(x-vt), \quad (6.49)$$

де G – вага вантажу, що рухається по балці, H ;

$\delta(x-vt)$ – дельта-функція Дірака [272].

Таким чином, маємо таку крайову задачу

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + a^2 \frac{\partial^4 u}{\partial x^4} = \frac{G}{\rho A} \delta(x-vt), \quad (6.50)$$

$$u|_{t=0} = \frac{q}{2EI} \left(\frac{x^4}{12} - \frac{lx^3}{6} + \frac{l^2 x^2}{12} \right); \quad \frac{\partial u}{\partial t}|_{t=0} = 0; \quad (6.51)$$

$$u|_{x=0} = 0; \quad \frac{\partial u}{\partial x}|_{x=0} = 0; \quad u|_{x=l} = 0; \quad \frac{\partial u}{\partial x}|_{x=l} = 0. \quad (6.52)$$

Для розв'язання задачі (6.50)–(6.52) використовуємо інтегральне перетворення Лапласа [273]

$$\bar{u}(x,s) = \int_0^{\infty} u(x,t) e^{-st} dt, \quad (6.53)$$

де $\bar{u}(x,s)$ – інтегральне перетворення Лапласа функції $u(x,t)$;

s – параметр перетворення Лапласа.

При цьому отримуємо

$$\frac{\partial^4 \bar{u}}{\partial x^4} + \frac{s^2}{a^2} \bar{u} = \frac{s}{a^2} u|_{t=0} + \frac{G}{EI_0} e^{-\frac{sx}{v}}; \quad (6.54)$$

$$\bar{u}|_{x=0} = 0; \quad \left. \frac{d\bar{u}}{dx} \right|_{x=0} = 0; \quad \bar{u}|_{x=l} = 0; \quad \left. \frac{d\bar{u}}{dx} \right|_{x=l} = 0. \quad (6.55)$$

Отримано звичайне неоднорідне диференціальне рівняння четвертого порядку. Неоднорідне диференціальне рівняння розв'язуємо методом варіації довільних постійних, а для цього потрібно у першу чергу знати розв'язок однорідного рівняння. Однорідне рівняння має вигляд

$$\frac{\partial^4 \bar{u}}{\partial x^4} + \frac{s^2}{a^2} \bar{u} = 0. \quad (6.56)$$

Характеристичне рівняння у цьому випадку $k^4 + s^2/a^2 = 0$ і його корені

$$k_1 = \sqrt{\frac{s}{a}} \left(\frac{\sqrt{2}}{2} + i \frac{\sqrt{2}}{2} \right); \quad k_2 = \sqrt{\frac{s}{a}} \left(-\frac{\sqrt{2}}{2} + i \frac{\sqrt{2}}{2} \right); \quad k_3 = \sqrt{\frac{s}{a}} \left(-\frac{\sqrt{2}}{2} - i \frac{\sqrt{2}}{2} \right); \quad k_4 = \sqrt{\frac{s}{a}} \left(\frac{\sqrt{2}}{2} - i \frac{\sqrt{2}}{2} \right).$$

Розв'язок рівняння (6.56) за використання коренів характеристичного рівняння після перетворень набуде вигляду

$$\begin{aligned} \bar{u} = & C_1 e^{\sqrt{\frac{s}{2a}}x} \left(\cos \sqrt{\frac{s}{2a}}x + i \sin \sqrt{\frac{s}{2a}}x \right) + C_2 e^{-\sqrt{\frac{s}{2a}}x} \left(\cos \sqrt{\frac{s}{2a}}x + i \sin \sqrt{\frac{s}{2a}}x \right) + \\ & + C_3 e^{-\sqrt{\frac{s}{2a}}x} \left(\cos \sqrt{\frac{s}{2a}}x - i \sin \sqrt{\frac{s}{2a}}x \right) + C_4 e^{\sqrt{\frac{s}{2a}}x} \left(\cos \sqrt{\frac{s}{2a}}x - i \sin \sqrt{\frac{s}{2a}}x \right). \end{aligned} \quad (6.57)$$

Розв'язок неоднорідного рівняння (6.54) потрібно шукати, беручи до уваги аналітичний вираз

$$\begin{aligned} \bar{u} = & C_1(x)e^{\sqrt{\frac{s}{2a}}x} \left(\cos\sqrt{\frac{s}{2a}}x + i \sin\sqrt{\frac{s}{2a}}x \right) + C_2(x)e^{-\sqrt{\frac{s}{2a}}x} \left(\cos\sqrt{\frac{s}{2a}}x + i \sin\sqrt{\frac{s}{2a}}x \right) + \\ & + C_3(x)e^{-\sqrt{\frac{s}{2a}}x} \left(\cos\sqrt{\frac{s}{2a}}x - i \sin\sqrt{\frac{s}{2a}}x \right) + C_4(x)e^{\sqrt{\frac{s}{2a}}x} \left(\cos\sqrt{\frac{s}{2a}}x - i \sin\sqrt{\frac{s}{2a}}x \right), \end{aligned} \quad (6.58)$$

де $C_1(x)$, $C_2(x)$, $C_3(x)$, $C_4(x)$ – функції координати x ділянки газопроводу, величини яких знаходяться за методом варіацій довільних постійних. Аналітичні вирази цих функцій тут не приводимо.

Для знаходження розв’язку шукаємо далі обернене перетворення Лапласа. При цьому оригінал отримано за використання таблиць обернених перетворень Лапласа [273, 274], а також таких принципів:

- перетворення Лапласа кожного доданка представлялося у вигляді добутку двох співмножників;
- оригінал функції першого співмножника знаходився за допомогою таблиць обернених перетворень та властивостей перетворень Лапласа;
- оригінал функції другого співмножника отримано за використання комплексного інтеграла Рімана-Мелліна

$$f(t) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\beta-i\infty}^{\beta+i\infty} e^{st} F(s) ds, \quad (6.59)$$

де $F(s)$ – перетворення Лапласа функції $f(t)$;

β – величина більша нуля, для якої справедлива нерівність $|f(t)| < Me^{\beta t}$ ($M > 0$, $\beta > 0$);

– на кінець для отримання оригінала функції добутку двох співмножників використовувалася теорема Бореля [273].

З (6.59) випливає, що інтегрування ведеться вздовж осі, яка паралельна уявній осі комплексної площини. Функції, для яких під час визначення їх оригіналів застосовують інтеграл Рімана-Мелліна, мають один полюс $s=0$ і, крім того, точка $s=0$ є точкою розгалуження функцій (ці функції двозначні). Для того,

щоб застосувати теорему Коші [273] для визначення інтеграла Рімана-Мелліна, необхідно виділити замкнутий контур, для якого точка розгалуження лежить зовні контуру. У такому разі область, що розміщена всередині контуру є областю однозначності функції.

Для однозначної функції інтеграл по будь-якому замкнутому контуру дорівнює нулю, якщо в області обмеженій цим контуром відсутні полюси функції. Після знаходження оригіналів всіх доданків, які входять у аналітичний вираз для $\bar{u}(x, s)$, і виконання деяких перетворень з отриманим оригіналом $u(x, t)$ отримуємо

$$\begin{aligned}
 u(x, t) = & \frac{q}{24EI} (x^4 - 2lx^3 + l^2x^2) + \frac{qa^2t^2}{2EI} + \frac{a^3G}{EIv^3} \left[\frac{v^2}{a} \left(t - \frac{x}{v} \right) - \sin \frac{v^2}{a} \left(t - \frac{x}{v} \right) \right] \times \\
 & \times \eta \left(t - \frac{x}{v} \right) - \frac{8}{3\pi\sqrt{\pi}} \frac{qa^2}{EI} \int_0^t \tau \sqrt{\tau} \int_0^\infty f(y, \tau) f_1(y, x) dy d\tau - \frac{4a^2G}{\pi\sqrt{\pi}EIv} \int_0^t \left[\sqrt{\tau} - \frac{\sqrt{a}}{v} \sqrt{\frac{\pi}{2}} \right. \\
 & \times \left. \left(\sin \frac{v^2\tau}{a} S \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) + \cos \frac{v^2\tau}{a} C \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) \right) \right] \int_0^\infty f(y, \tau) f_1(y, x) dy d\tau + \frac{8}{3\pi\sqrt{\pi}} \frac{qa^2}{EI} \times \\
 & \times \int_0^t \tau \sqrt{\tau} \int_0^\infty f(y, \tau) f_2(y, x) dy d\tau + \frac{4a^2G}{\pi EI v} \int_0^t \left[\sin \frac{v^2\tau}{a} C \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) - \cos \frac{v^2\tau}{a} S \left(\frac{v\sqrt{\tau}}{\sqrt{a}} \right) \right] \int_0^\infty \frac{f(y, \tau)}{y} f_3(y, x) dy d\tau,
 \end{aligned} \tag{6.60}$$

де

$$\begin{aligned}
 f(y, \tau) = & \frac{e^{-y^2(t-\tau)}}{\left(2 + 4\sin^2 \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) e^{-\frac{2yl}{\sqrt{2a}}} - \left(1 + e^{-\frac{4yl}{\sqrt{2a}}} \right)}; \\
 f_2(y, x) = & e^{-\frac{y(l-x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} + \sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \left(\sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} - \cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] - \\
 & - e^{-\frac{y(l+x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} + \sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} + 3\sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] + \\
 & + e^{-\frac{y(3l-x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(\sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} - \cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} - 3\sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + e^{-\frac{y(3l+x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(\cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} - \sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} + \left(\sin \frac{yl}{\sqrt{2a}} + \cos \frac{yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right]; \\
f_3(y, x) = & -e^{-\frac{yx}{\sqrt{2a}}} \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} + e^{-\frac{y(2l-x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(1 - \sin \frac{2yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} + 2 \sin^2 \frac{yl}{\sqrt{2a}} \times \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] + \\
& + e^{-\frac{y(2l+x)}{\sqrt{2a}}} \left[\left(1 + \sin \frac{2yl}{\sqrt{2a}} \right) \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}} - 2 \sin^2 \frac{yl}{\sqrt{2a}} \cos \frac{yx}{\sqrt{2a}} \right] - e^{-\frac{y(4l-x)}{\sqrt{2a}}} \sin \frac{yx}{\sqrt{2a}}.
\end{aligned}$$

Аналітичний вираз (6.60) є розв'язком крайової задачі (6.50)–(6.52), тобто визначає коливання осі газопроводу на відкритій його ділянці під час проходження механічного пристрою, якщо кінці відкритої ділянки газопроводу можна вважати защемленими.

Отримано розв'язок крайової задачі з визначенням коливань осі газопроводу на відкритій його ділянці під час проходження очисного чи ремонтного поршня за граничних умов, що відповідають защемленню його кінців, при нульовій швидкості точок осі газопроводу у початковий момент і відомому прогину вздовж всієї ділянки газопроводу під дією його власної ваги.

Задача розв'язувалася методом інтегрального перетворення Лапласа з урахуванням ваги очисного поршня і неврахуванням інерційних навантажень. Розв'язок отримано у формі подвійних інтегралів.

Отриманий результат дозволяє знайти переміщення будь-якої точки осі ділянки газопроводу для будь-якого моменту часу перебування очисного чи ремонтного поршня на цій ділянці, а також знайти переміщення вказаних точок та їх швидкості в момент кінцевого перебування очисного чи ремонтного поршня на ділянці. Ці дві величини будуть початковими умовами для дослідження вільних коливань газопроводу після проходження внутрішньотрубного пристрою через відкриту ділянку газопроводу [27].

Висновки до розділу 6

1. Проаналізовано можливі проблеми, які виникають при переведенні непрацюючих чи недовантажених газопроводів на альтернативні види транспортованих середовищ: на перекачування вуглекислого газу, суміші водню з метаном, чи на транспортування вантажних контейнерів. Серед окреслених проблем встановлено необхідність захисту сталених трубопроводів від шкідливого впливу кожного з середовищ.

2. Розроблено математичну модель процесу закачування вуглекислого газу в трубопровід, побудовані залежності розподілу тиску, температури та масової витрати CO_2 по довжині трубопроводу від часу. Аналізуючи побудовані графіки режимів закачування вуглекислого газу в трубопровід діаметром 1420 мм та довжиною 1200 км, з сталою масовою витратою 300 кг/с було встановлено, що процес закачування потрібно проводити при тиску до 3 МПа, бо в іншому випадку спостерігаються переходи між фазовими станами вуглекислого газу, що призводить до різкої зміни тисків в трубі та нерівномірності процесу закачування. Час для закачування вуглекислого газу в порожнину труби, з урахуванням зупинок для врівноваження тиску по довжині, при підкачуванні в одній точці складає близько 114 години. Для закачування вуглекислого газу в порожнину труби при підкачуванні в двох точках час закачування складає 63 години, а при чотирьох підкачуваннях – 34 години.

3. При дослідженні процесу транспортування суміші водню з метаном була встановлена загальна позитивна тенденція до підвищення енергоефективності процесу транспортування такої суміші. Проте в розрізі досліджень розділу 5 можна свідчити про те, що водень в газопроводі негативно впливає на механічні властивості трубних сталей, особливо при виконанні зварювально-відновлювальних робіт на діючих трубопроводах.

4. Запропоновано чотири технології модернізації газопроводів, які передбачають захист трубопроводів від наводнювання, корозії та дозволяють змінювати режими експлуатації газопроводів, при транспортуванні вуглекислого газу чи водню, в напрямку підвищення ефективності їх роботи. Для технологій

протягування труби в трубі проведено теоретичні та експериментальні дослідження динаміки їх руху, результати яких дають змогу підбирати обладнання і матеріали для виконання робіт з реконструкції зношених трубопроводів. При цьому встановлено, що при використанні під час протягування опорно-центрувальних кілець, режим виконання робіт стає менш енергозатратним.

5. При русі важких контейнерних пристроїв, очисних чи ремонтних поршнів надземними ділянками існуючих газогонів необхідно вивчати їх динамічний вплив на положення трубопроводу. Запропонована математична модель дозволяє прогнозувати характер вимушених коливань надземної ділянки трубопроводу під час проходження механічних пристроїв по газопроводу, що дає змогу запобігти порушенням стійкості повітряних переходів в процесі руху ними важких внутрішньотрубних пристроїв.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі за результатами проведених досліджень вирішено важливу науково-технічну проблему забезпечення надійності газотранспортної системи на основі досліджень закономірностей протікання технологічних процесів, пов'язаних з транспортуванням газу та ремонтом газопроводів, а також оптимізація цих процесів для зменшення енерговитратності на транспортування газу в умовах обмеженого транзиту, а саме:

1. При дослідженні закономірностей зміни параметрів квазістаціонарних режимів роботи газотранспортної системи, в умовах зміни об'ємів перекачування газу, запропоновано використовувати принцип побудови математичної моделі на основі інтегральних коефіцієнтів впливу для забезпечення оперативного керування її експлуатацією, який характеризується необхідною точністю і швидкістю реалізації. При реалізації моделі встановлено, що зі зменшенням номера компресорної станції в газотранспортній системі її відключення більшою мірою впливає на ступінь зменшення пропускної здатності, а також, що ефективність регулювання режиму роботи газотранспортної системи шляхом зміни швидкості обертання роторів нагнітача тим вища, чим ближче до початку системи знаходиться компресорна станція.

2. На основі аналітичних досліджень моделі, для визначення максимальної амплітуди коливання тиску при відборі (підкачуванні) газу, проведено оцінку величини короткочасного перевищення тиску в газопроводі при стрибкоподібній зміні витрати газу, яка характерна для роботи газотранспортної системи в умовах неповного завантаження. За результатами математичного моделювання встановлено закономірності перебігу нестационарних процесів в газотранспортних системах великої протяжності зі значною кількістю компресорних станцій, зокрема доведено, що на тривалість нестационарного перехідного режиму істотно впливає розміщення відключеної КС на трасі газопроводу, причому зі збільшенням її порядкового номера в системі тривалість нестационарного процесу і величина зниження продуктивності зменшуються.

3. Запропоновано принцип оптимізації режимів роботи газотранспортних систем за умов їх неповного завантаження за критерієм мінімуму енерговитрат на транспортування газу. Було встановлено залежність достатньої кількості працюючих КС на газопроводі від величини витрати газу по трубопроводу. Результати проведених досліджень свідчать, що достатня і необхідна кількість КС для транспортування певного об'єму газу можуть відрізнятися і це пов'язано зі схемою розташування КС та з необхідністю забезпечення мінімуму енерговитрат на компримування певного обсягу газу при відповідних граничних умовах на вході і виході станції.

4. Запропоновано, при оптимізації роботи компресорних станцій, застосовувати методи, що базуються на використанні стохастичних математичних моделей, з використанням в якості вихідної інформації передісторії експлуатації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, які дозволяють оцінити реальний технічний стан кожного ГПА і прогнозувати його залишковий ресурс та ймовірність безвідмовної роботи.

5. Проведено вибір оптимального співвідношення між енергозатратами та рівнем надійності магістральних газопроводів, на основі створеної математичної моделі, з метою забезпечення раціонального режиму експлуатації і мінімізації експлуатаційних витрат на транспортування газу з урахуванням аварійних втрат. Для оцінки реального стану ділянки газопроводу, під час виконання порівняльного аналізу окремих ділянок, з метою виведення тієї чи іншої з експлуатації, вперше введено поняття дефектного балу *DB*, який визначається розрахунковим шляхом за результатами отримання наступної інформації про: причини та історію відмов, наявність існуючих дефектів металу труби та ізоляції; вплив ґрунтів на матеріал трубопроводу; невідповідність геометричного положення осі трубопроводу нормативним документам та проекту, а також за результатами прогнозування безвідмовної роботи ділянки в майбутньому. Проведено дослідження руху двофазних потоків фасонними елементами трубопроводів, результати яких дозволяють надати практичні рекомендації щодо проведення діагностики цих елементів на втрату металу. Здійснено ранжування

грунтових електролітів за характеристичними показниками та встановлено найнебезпечніші для трубопровідних сталей у кожній із груп. Розроблено математичні моделі для розрахунку напружено-деформованого стану та міцності трубопроводу під час його підсаджування без підтримування та з використанням підтримуючого механізму.

6. Проведено комплексне аналітичне та експериментальне дослідження впливу технологічних процесів ремонту газопроводів із застосуванням зварювання на надійність газопроводу. Розглянуто схему термічного розкладання метану в пристінній зоні труби при проведенні ремонтно-зварювальних робіт на поверхні газопроводів; встановлено, що парціальні тиски молекулярного водню, як продукту термічного розкладання метану, можуть скласти (1,0-1,5) МПа, при цьому ризик утворення холодних тріщин в металі суттєво зростатиме; запропоновано математичну модель дифузії водню в металі з урахуванням наявності у трубопровідних сталях пасток для водню, які вилучають його з дифузійного процесу; дано аналітичну оцінку кінетики росту шару евтектичного складу на локальній нагрітій ділянці внутрішньої поверхні труби; встановлено, що ділянки труби, в металі яких відбулося одночасне наводнювання і науглецювання металу внаслідок розкладання метану, можуть бути місцями з підвищеним ризиком тріщиноутворення. Проведено експериментальне дослідження ударної в'язкості трубної сталі класу міцності X70 для основного металу, зварного шва та зони термічного впливу. Результати дослідження дозволяють характеризувати процес транспортування водню в метані як негативний, з точки зору забезпечення надійності виконання ремонтних робіт на діючих трубопроводах.

7. Показано, що, в умовах обмеженого обсягу транзиту газу, ряд елементів лінійної частини газотранспортної системи, в залежності від їх функціонального призначення і технічного стану, не доцільно використовувати за призначенням, що дає можливість їх альтернативного використання. Зокрема, запропоновано використовувати порожнину нефункціонуючих газопроводів для зберігання відходів виробництва – вуглекислого газу, з метою декарбонізації довкілля.

Приведено принципи вирішення ряду проблем, що виникають при цьому (обґрунтування вибору схеми модернізації газопроводів під систему транспортування та зберігання продукту, встановлення необхідності захисту трубопроводів від шкідливого впливу середовища, вибір оптимальних режимів закачування вуглекислого газу з врахуванням надійності). Розглянуто проблеми транспортування суміші водню з метаном та встановлено тенденцію до підвищення енергоефективності процесу транспортування зі збільшенням вмісту водню.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Non-stationary processes in the gas transmission systems at compressor stations shut-down / V. Ya. Grudz, V. Ya. Grudz (junior), **V. B. Zapukhlyak**, Ya. V. Kuzymyshyn // Journal of hydrocarbon power engineering. 2018. № 1(5). P. 22-28. **(наукове фахове видання України).**

2. Оптимізація режимів роботи складних газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, Д. Ф. Тимків, **В. Б. Запукхляк** // Нафтогазова галузь України. 2019. № 1. С. 26-31. **(наукове фахове видання України).**

3. Mathematical modeling of unsteady gas transmission system operating conditions under insufficient loading / **V. Zapukhliak**, L. Poberezhny, P. Maruschak, V. Grudz Jr., R. Stasiuk, J. Brezinová, A. Guzanová // Energies. 2019. Vol. 12, Issue 7. P. 1–14. **(індексується в Scopus).**

4. Optimal gas transport management taking into account reliability factor / V. Grudz, YA. Grudz, **V. Zapukhliak**, I. Chudyk, L. Poberezhny, N. Slobodyan // Management Systems in Production Engineering. 2020. Vol. 28, No 3. P. 202–208. **(індексується в Scopus).**

5. Удосконалення способу ідентифікації об'єкта підвищеної небезпеки трубопровідного транспорту газу / **В. Б. Запукхляк**, Р. Б. Стасюк, Ю. Г. Мельниченко, Т. Ю. Пиріг, Д. П. Береза // Нафтогазова енергетика. 2019. № 2(32). С. 43-52. **(наукове фахове видання України).**

6. Вплив нерівномірності газоспоживання на нестационарний процес, викликаний появою витоку газу з газопроводу / **В. Б. Запукхляк**, Р. Б. Стасюк, О. І. Белей, Т. Ю. Пиріг, Т. Ф. Тутко // Нафтогазова галузь України. 2018. № 4. С. 22-26. **(наукове фахове видання України).**

7. Forecasting potential risks of leakage on gas pipelines / V. Grudz, **V. Zapukhlyak**, V. Grudz (junior), L. Poberezhnyi, N. Drin, R. Stasyuk // Scientific Journal of the TNTU. 2019. № 4(96). С. 32-38. **(індексується в Index Copernicus).**

8. Impact of long-term operation on the reliability and durability of transit gas pipelines / I. Okipnyi, L. Poberezhny, **V. Zapukhliak**, A. Hrytsanchuk, L. Poberezhna,

A. Stanetsky, V. Kravchenko, I. Rybitskyi // Journal of mechanical engineering. 2020. Vol. 70, № 1. P. 115–126. **(індексується в Scopus)**.

9. Електрокорозія трубопроводів низького та середнього тиску / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, **В. Б. Запукхляк**, А. В. Грицанчук, Р. В. Кубаль // Нафтогазова галузь України. 2018. №1. С. 33-36. **(наукове фахове видання України)**.

10. Ризики транспортування енергоносіїв у зонах військових дій / С. С. Трегубенко, Р. В. Кубаль, Л. Я. Побережний, **В. Б. Запукхляк** // Науковий вісник НЛТУ України. 2018. 28(2). С. 120-123. **(індексується в Index Copernicus)**.

11. Ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійномеханічних процесів у трубопроводах на пізній стадії експлуатації / А. Станецький, П. Марущак, **В. Запукхляк**, Р. Пасяка, Л. Побережний // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. Спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”. 2018. № 12. С. 270-275. **(наукове фахове видання України)**.

12. Експериментальні дослідження ерозійного зношування фасонних елементів трубопроводів / Я. В. Дорошенко, **В. Б. Запукхляк**, Т. І. Марко, Р. Б. Стасюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017. №1(62). С. 66-76. **(наукове фахове видання України)**.

13. Дослідження фізичної картини руху газових потоків відводами магістральних газопроводів / Я. В. Дорошенко, **В. Б. Запукхляк**, Ю. І. Дорошенко, Н. М. Запукхляк // Нафтогазова галузь України. 2017. №5. С. 25-28. **(наукове фахове видання України)**.

14. Modeling computational fluid dynamics of multiphase flows in elbow and T-junction of the main gas pipeline / Ya. Doroshenko, Ju. Doroshenko, **V. Zapukhliak**, L. Poberezhny, P. Maruschak // Transport. 2019. Vol. 34 Issue 1. P. 19–29. **(індексується в Scopus)**.

15. Numerical simulation of the stress state of an erosion-worn tee of the main gas pipeline / Ya. Doroshenko, **V. Zapukhliak**, Ya. Grudz, L. Poberezhny, A. Hrytsanchuk, P. Popovych, O. Shevchuk // Archives of Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 101, Issue 2. P. 63-78. **(індексується в Scopus)**.

16. Аналіз напружено-деформованого стану трубопроводів під час підсаджування / **В. Б. Запхляк**, Ю. Г. Мельниченко, В. Я. Грудз, Л. Я. Побережний, Я. В. Дорошенко // Нафтогазова енергетика. 2020. № 2(34). С. 56-66. **(наукове фахове видання України).**

17. Тутко Т. Ф., **Запхляк В. Б.** Визначення відстані між роликowymi опорами дюкера при його протягуванні через водну перешкоду. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2013. № 2(35). С. 52-58. **(наукове фахове видання України).**

18. **Запхляк В. Б.** Аналіз розрахунків напружено деформованого стану трубопроводу під час виконання ізоляційно-укладальних робіт. Прикарпатський вісник НТШ. Число. 2014. № 1(25). С. 186-202. **(наукове фахове видання України).**

19. **Запхляк В. Б.** Техніко-економічні аспекти проведення ремонтних робіт на діючих газопроводах. Ефективна економіка. 2015. № 3. **(наукове фахове видання України).**

20. Василик А. В., **Запхляк В. Б.**, Височан М. І. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина I. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2014. № 2(37). С. 170-171. **(наукове фахове видання України).**

21. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина II / А. В. Василик, **В. Б. Запхляк**, І. М. Сем'яник, Н. М. Запхляк // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2015. № 2(39). С. 131-138. **(наукове фахове видання України).**

22. Influence of test temperature on impact toughness of X70 pipe steel welds / Y. Kryzhanivskyy, L. Poberezhny, P. Maruschak, M. Lyakh, V. Slobodyan, **V. Zapukhliak** // Procedia Structural Integrity. 2019 Volume 16. P. 237–244. **(індексується в Scopus).**

23. Дорошенко Я. В., Поляруш К. А., **Запхляк В. Б.** Розроблення технології безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій очисним поршнем. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2018. № 3(68). С. 12-19. **(наукове фахове видання України).**

24. Дорошенко Я. В., Поляруш К. А., **Запхляк В. Б.** Експериментальні дослідження динаміки безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій технологією “Тяговий поршень Т”. Розвідка та розробка нафтових і газових

родовищ. 2019. № 1(70). С. 25–32. **(наукове фахове видання України).**

25. Development of trenchless technology of reconstruction of «Pulling pig P» pipeline communications / Ya. Doroshenko, **V. Zapukhliak**, K. Poliarush, R. Stasiuk, S. Bagriy // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2019. Vol. 2, No 1(98). P. 28–38. **(індексується в Scopus).**

26. Проблеми і перспективи визначення витоків із трубопроводів / В. Б. Запукхляк, Н. М. Запукхляк, О. М. Марчук, І. І. Лукашевич // Науковий вісник ІФНТУНГ. 2012. – № 2(32). С. 185-188. **(наукове фахове видання України).**

27. Оцінка динамічних навантажень в розрахунках надземних ділянок газопроводів / В. Я. Грудз, **В. Б. Запукхляк**, Т. Ф. Тутко, О. Я. Дубей // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2018. № 5(140). С. 85-91. **(наукове фахове видання України).**

28. Пристрій для безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій: пат. 129088 Україна: МПК F16L1/028. № u 201802905; заявл. 22.03.2018; опубл. 25.10.2018, Бюл. № 20. 3 с. Автори: Дорошенко Я. В., Поляруш К. А., **Запукхляк В. Б. (патент на корисну модель).**

29. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу : монографія / В. Я. Грудз та ін. Київ : Інтерпрес ЛТД, 2006. 282 с.

30. Основні напрями диверсифікації імпорту енергетичних ресурсів країн-членів ЄС та заміщення їх нетрадиційними і поновлюваними джерелами енергії. Київ, 2015. 83 с. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Dyversyfik_energetychn_resursiv.pdf (дата звернення 02.02.2019)

31. НАК «Нафтогаз України». *Річний звіт*, 2014. 101 с. URL: <http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz%20Annual%20Report%202014.pdf> (дата звернення 10.02.2019)

32. НАК «Нафтогаз України». *Річний звіт*, 2015. 135 с. URL: <http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz-Annual-report-2015.pdf> (дата звернення 10.02.2019)

33. НАК «Нафтогаз України». *Річний звіт*, 2016. 113 с. URL: http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Annual_report_ukr_170608.pdf (дата звернення

11.02.2019)

34. НАК «Нафтогаз України». *Річний звіт*, 2017. 148 с. URL: http://www.naftogaz.com/files/Zvity/NAK_AnRep2017_UA.pdf (дата звернення 11.02.2019)

35. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358> (дата звернення 17.02.2019)

36. Офіційний сайт «Оператор ГТС України». URL: <https://tsoua.com/> (дата звернення 20.02.2019)

37. EU 28 Storage Data for Monday 21-12-2015. URL: <http://transparency.gie.eu/index.php>. (дата звернення 22.02.2019)

38. Музиченко М. В. Якісна оцінка рівня диверсифікації постачання природного газу в державах-членах Євросоюзу. *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія: Міжнародні відносини. Економіка. Країнознавство. Туризм*. 2016. вип. 5. С. 45-49.

39. Полянська А. С. Мороз Н. В. Потенціал диверсифікації джерел постачання газу в Україну: реальний стан та перспективи. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Серія: Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості*. 2016. № 1. С. 47-56.

40. Державна служба статистики України. URL: http://ukrstat.org/operativ/operativ2015/zd/tsztt/tsztt_r/tsztt0615_r.htm (дата звернення 22.02.2019)

41. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 5 серпня 2015 року № 809-р «Про затвердження плану заходів з підготовки об'єктів паливно-енергетичного комплексу до осінньо-зимового періоду 2015/16 року та його проходження». URL: <http://www.kmu.gov.ua/control/uk/cardnpd?docid=248406431> (дата звернення 22.02.2019)

42. Интерконнектор Украина-Польша: доступ к ПХГ в обмен на доступ к СПГ-терминалу. *Вокруг газа*. 2016 : Электронный журнал. URL: <http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/interkonnektor-ukraina-polsha-dostup-k-pkhg->

v-obmen-na-dostup-k-spg-terminalu/ (дата звернення 25.02.2019)

43. Віталій Демянюк. «Навіщо Україні LNG-термінал». *Forbes*. 2014 р. URL: <http://forbes.net.ua/ua/opinions/1366016-navishcho-ukrayini-lng-terminal> (дата звернення 25.02.2019)

44. Державна служба статистики України. URL: http://ukrstat.org/operativ/operativ2015/zd/tsztt/tsztt_r/tsztt0615_r.htm (дата звернення 25.02.2019)

45. Половина реверсного газу в Україну йде з Норвегії. URL: <http://dt.ua/Economics> (дата звернення 25.02.2019)

46. Офіційний сайт НАК «Нафтогаз України». URL: <http://www.naftogaz.com/> (дата звернення 25.02.2019)

47. Енергетична галузь України, підсумки 2016 року. *Центр Разумкова*. 2017. 164 с. URL: http://razumkov.org.ua/uploads/article/2017_ENERGY-FINAL.pdf (дата звернення 27.02.2019)

48. Офіційний сайт ПАТ «Укртрансгаз». URL: <http://utg.ua/utg/media/news/2019/03/v-raz-zupinki-rosyu-tranzitu-psg-ukrani-mozhut-dopomogti-ugorshhin-projti-nastupnu-zimu.html> (дата звернення 27.02.2019)

49. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалкота ін. Київ : АренаЕКО, 2002. 600 с.

50. Трубопроводный транспорт газа / С. А. Бобровский и др. Москва : Наука, 1976. 491 с.

51. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. Москва : Наука, 1982. 206 с.

52. Режимы газотранспортных систем / Яковлев С. І. та ін. Львів : Світ, 1992. 170 с.

53. ОНТП 51-1-85. Нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы. Москва : Мингазпром, 1985. 180 с.

54. Касперович В. К. Трубопровідний транспорт газу: Підручник. Івано-Франківськ: Факел, 1999. 194 с.

55. Середюк М. Д., Лісафін Д. В. Визначення пропускної здатності складних газотранспортних систем. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2004. № 3(9). С. 69-78.
56. Фик М. І., Середюк М. Д., Андрійшин М. П. Визначення пропускної здатності газотранспортних систем розгалуженої структури. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2007. № 1(15). С. 94-98.
57. Середюк М. Д., Ксенич А. І., Фик М. І. Визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на ділянках. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2006. № 1(13). С.75-82.
58. Середюк М. Д., Ксенич А. І., Фик М. І. Визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на вході і виході компресорних станцій (КС). *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2006. № 2(14). С.75-82.
59. Середюк М. Д., Ганжа М. Є. Вибір енергоефективних режимів експлуатації магістральних газопроводів за їх неповного завантаження. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2017. № 1(42). С.67-72.
60. Грудз Я. В. Принципи оптимізації режимів роботи газопроводу. *Прикарпатський вісник НТШ. Шевченка. Число*. 2013. №1(21). С. 191-212.
61. Грудз Я. В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуванням енерговитратності транспорту газу. *Нафтогазова енергетика*. 2012. №2. С. 12-15.
62. Михалків В. Б. Вплив недовантаження газопроводу на вибір критерію оптимізації режимів роботи. *Міжнародний науковий журнал "Інтернаука"*. 2017. № 10. С. 42-44.
63. Грудз В. Я., Грудз В. Я. (молодший). Детерміновані методи оптимізації експлуатаційних режимів газотранспортних систем. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2017. №2(38). С.236-246
64. Прогнозування стаціонарних режимів роботи систем газопостачання методом інтегральних коефіцієнтів / Є. І. Крижанівський, В. Я. Грудз, В. Я. Грудз (молодший), Р. В. Терещенко // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №2(71). С. 71-76.

65. Оптимізація режимів компресорних станцій за умови їх неповного завантаження / Є. І. Крижанівський, В. Я. Грудз, В. Я. Грудз (молодший), Р. В. Терещенко, Р. М. Говдяк // *Нафтогазова енергетика*. 2019. №1(31). С.36-42.
66. Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б., Костів В. В. Обслуговування і ремонт газопроводів : монографія. Івано-Франківськ : Лілея-НВ, 2009. 712 с.
67. Запухляк В. Б., Грудз В. Я., Стасюк Р. Б. Обслуговування та ремонт газонафтопроводів : конспект лекцій. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 149 с.
68. Гнеденко В.В., Хинчин А.Я. Элементарное введение в теорию вероятностей. Москва : Наука, 1976. 118 с.
69. Ясин Э. М., Березин В. Л., Расщепкин К. Е. Надежность магистральных трубопроводов. Москва : Недра, 1972. 132 с.
70. Александров А. В., Яковлев Е. И. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта газа. Москва : Недра, 1974. 153 с.
71. Дубинский Н. М. Надежность систем газоснабжения. Киев: Техника, 1970. 96 с.
72. Бобровский С.А., Щербаков С.Г. и др. Трубопроводный транспорт газа. - М.: Наука, 1976. - 188 с.
73. Boreman D., Wimmer B., Leewis K. Repair technologies for gas transmission pipelines. *Pipeline and Gas J.* 2000. № 3. P. 46–49.
74. Rhea S., Grimes K. Epoxy-filled repair sleeve installs without shutdown. *Pipeline and Gas J.* 1995. № 6. P. 30–33.
75. Муфтование локальных повреждений трубопроводов / А.Г. Мазель, Л.А. Гобарев, Е.В. Лопатин, К.М. Нагорнов, и др. // *Газовая промышленность*. 1997. № 3. С. 20-23.
76. Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. Москва : Елима, 2004. 1104 с.
77. Василик А. В., Дрогомирецький Я. М., Криль Я. А. Теплові розрахунки при зварюванні. Івано-Франківськ : Факел, 2004. 209 с.
78. Гаген Ю. Г., Таран В. Д. Тепловые расчеты при сварке трубопроводов и конструкций : учеб. пособ. Москва : 1973. 92 с.

79. Бут В. С., Щербак А. В. Обоснование применения дуговой сварки при ремонте магистральных трубопроводов под давлением. *Сварщик*. 2001. № 3. С. 15–19.

80. Расчет температурных полей в пластинах при электросварке плавлением / А. А. Казимиров и др. Киев : Наукова думка, 1968. 832 с.

81. Подстригач Я. С., Коляно Ю. М. Обобщенная термомеханика. Киев : Наукова думка, 1976. 310 с.

82. Подстригач Я. С., Коляно Ю. М. Неустановившиеся температурные поля и напряжения в тонких пластинах. Киев: Наукова думка, 1972. 308с.

83. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник в 4 т. Надежность систем газо- и нефтеснабжения. Т.3 / Под ред. М. Г. Сухарева. Москва : Недра, 1994. Кн. 1. 416 с.

84. Рудаченко А. В., Байкин С. С. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие. Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2008. 118 с.

85. A European Green Deal / Striving to be the first climate-neutral continent. URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (дата звернення 30.09.2020)

86. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. Powering a climate-neutral economy : An EU Strategy for Energy System Integration. Brussels, 2020. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf (дата звернення 30.09.2020)

87. Кіт Уїріскі. Уловлювання та зберігання вуглецю: Українські перспективи для промисловості та забезпечення енергетичної безпеки. Осло, Норвегія, 2013. 49 с.

88. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Слободян В. І. Характеристика режимів роботи компресорних станцій магістрального газопроводу. *Розвідка і розробка газових родовищ*. 2009. №2. С. 124-126.

89. Дослідження енергетичного стану складних газотранспортних систем / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. І. Слободян, А. В. Дацюк // *“Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубопровідного транспорту нафти і газу та підготовка кадрів галузі”* : матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції, м. Івано-Франківськ, 2-3 вересня 2010. С. 9-12.
90. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы. Е. И. Яковлев и др. Киев : Союзпроект, 1984. 112 с.
91. Грудз В. Я., Середюк М. Д. Оптимізація режимів роботи газонафтотранспортних систем України в умовах їх неповного завантаження *Доповідь в комітеті з енергозбереження Верховної Ради*. 2015. 20 с.
92. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. Москва : Наука, 1982. 206 с.
93. Грудз Я. В. Енергоефективність газотранспортних систем. Івано-Франківськ : Лілея-НВ, 2012. 208 с.
94. Гухман А. А. Введение в теорию подобия. Москва : Высшая школа, 1973. 332 с.
95. Математическая теория планирования эксперимента. С. М. Ермаков и др. Москва : Наука, 1983. 392 с.
96. Режимы газотранспортных систем. Є. І. Яковлєв та ін. Львів : Світ, 1992. 170 с.
97. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Слободян В. І. Характеристика режимів роботи компресорних станцій магістрального газопроводу. *Розвідка і розробка газових родовищ*. 2010. №2. С. 67–71.
98. Coelho P. M., Pinho C. Considerations about equations for steady state flow in natural gas pipelines. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*. 2007. Vol. 29. No. 3. P. 262–272.
99. Development of cleaning methods complex of industrial gas pipelines based on the analysis of their hydraulic efficiency / O. Filipchuk, V. Grudz, V. Marushchenko, V. Myndiuk, M. Savchuk // *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2018. Vol 2. No 8(92). P 62-71.

100. Grudz Ya. Formalization of the design model of gas-main pipelines infrastructure failure. *Metallurgical & Mining Industry*. 2016. Issue 1, p. 79–84.

101. Математичне моделювання складних газотранспортних систем в комплексі ПСГ / В. Я. Грудз, Я. В. Костів, В. Р. Процюк, Д. Ф. Тимків // *Scientific Journal "Science Rise"*. 2016. № 4(21). Р. 44–49.

102. Стасюк Р. Б., **Запухляк В. Б.**, Белей О. І. Визначення сумарної маси небезпечної речовини між запірними пристроями на початку та вкінці ділянок газопроводів. *Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення* : матеріали міжнародної наукової інтернет-конференції (випуск 31), м. Тернопіль, 18 вересня 2018. Тернопіль, 2018 С. 114.

103. Аналіз небезпечної речовини між запірними пристроями трубопровідних систем при виникненні аварійних ситуацій / Р. Стасюк, **В. Запухляк**, Т. Пиріг, Д. Береза. // *Нафтогазова енергетика – 2019* : матеріали міжнародної конференції, м. Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019. Івано-Франківськ, 2019. С. 125-126.

104. Грудз В. Я., Запухляк В. Б. Проблемы безопасности врезки в действующий трубопровод. *“Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”* : материалы V международной научно-технической конференции, Новополоцк, 07-09 июня 2006 р. 300 с.

105. Трубопроводный транспорт нефти и газа : Учеб. для вузов. Р. А. Алиев и др. 2-е изд., перераб. и доп. Москва : Недра, 1988. 368 с.

106. Клов А. К., Запухляк В. Б. Аналітична характеристика відцентрового нагнітача. *“Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці” “ІФНТУНГ-40”* : матеріали міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ, 16-20 квітня 2007. Івано-Франківськ, 2007. 56 с.

107. Прогнозування ресурсу безпечної експлуатації газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій / **В. Запухляк**, Л. Побережний, В. Грудз, Р. Стасюк, А. Грищанчук, Л. Побережна // *Перспективи розвитку машинобудування та транспорту – 2019* : тези доп. І-шої міжнародної науково-технічної конференції, м. Вінниця, 13-15 травня 2019. Вінниця, 2019. С. 203-204.

108. Оптимізація постачання природного газу за критерієм надійності / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В. М. Боднар, **В. Б. Запхляк**, Л. Я. Побережний // *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування* : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 112-115.
109. Діагностування аварійних витоків з газопроводів на основі стохастичних моделей / В. Я. Грудз, В. Я. Грудз (молодший), **В. Б. Запхляк**, Л. Я. Побережний, Н. Я. Дрінь // *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування* : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 149-152.
110. Концепция экономии природного газа на КС / А. С. Цыбенко, И. Д. Зеленчук, **В. Б. Запхляк**, И. И. Лукашевич // *Трубопроводный транспорт – 2012* : материалы VII международной учебно-научно-практической конференции, г. Уфа, 8-9 ноября 2012. Уфа, 2012 С. 366.
111. Байхельд Ф., Франкен П. Надежность и техническое обслуживание. Математический поход. Пер. с нем. Москва : Радио и связь, 1988. 392 с.
112. Бразилевич Е. Ю. Модели технического обслуживания сложных систем. Москва : Высшая школа, 1982. 231 с.
113. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. Москва : Наука, 1969. 572 с.
114. A. Tomaszewski et al. "Optimization models for the natural gas value chain." Geometric modelling, numerical simulation, and optimization. Springer, Berlin, Heidelberg, 2007. P 521-558. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-68783-2_16
115. D. Woldeyohannes, and M. A. Abd Majid. "Simulation model for natural gas transmission pipeline network system." Simulation Modelling Practice and Theory 19.1 (2011): 196-212. <http://dx.doi.org/10.1016/j.simpat.2010.06.006>
116. G-Y. Zhu, M. A. Henson, and L. Megan. "Dynamic modeling and linear model predictive control of gas pipeline networks." Journal of Process Control 11.2 (2001): 129-148. [http://dx.doi.org/10.1016/S0959-1524\(00\)00044-5](http://dx.doi.org/10.1016/S0959-1524(00)00044-5)

117. H. Su et al. "An integrated systemic method for supply reliability assessment of natural gas pipeline networks." *Applied Energy* 209 (2018): 489-501. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.108>
118. Herrán-González et al. "Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network." *Applied Mathematical Modelling* 33.3 (2009): 1584-1600. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apm.2008.02.012>
119. J. S. Simonoff, C. E. Restrepo, and R. Zimmerman. "Risk management of cost consequences in natural gas transmission and distribution infrastructures." *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 23.2 (2010): 269-279. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jlp.2009.10.005>
120. L. Contesse, J. C. Ferrer, and S. Maturana. "A mixed-integer programming model for gas purchase and transportation." *Annals of Operations Research* 139.1 (2005): 39-63. <http://dx.doi.org/10.1007/s10479-005-3443-0>
121. L. Poberezhny et al. "Minimizing Losses During Natural Gas Transportation." *Strojnícky casopis—Journal of Mechanical Engineering* 69.1 (2019): 97-108. <http://dx.doi.org/10.2478/scjme-2019-0008>
122. L. Ya. Poberezhnyi, et al. "Corrosive and mechanical degradation of pipelines in acid soils." *Strength of Materials* 49.4 (2017): 539-549. <http://dx.doi.org/10.1007/s11223-017-9897-x>
123. M. G. Sukharev and A. M. Karasevich. "Reliability models for gas supply systems." *Automation and Remote Control* 71.7 (2010): 1415-1424. <http://dx.doi.org/10.1134/S0005117910070155>
124. P. Cimellaro, O. Villa, and M. Bruneau. "Resilience-based design of natural gas distribution networks." *Journal of Infrastructure Systems* 21.1 (2015): 05014005. [http://dx.doi.org/10.1061/\(ASCE\)IS.1943-555X.0000204](http://dx.doi.org/10.1061/(ASCE)IS.1943-555X.0000204)
125. P. W. MacAvoy. *The natural gas market: Sixty years of regulation and deregulation*. Yale University Press, 2008.
126. Q. P. Zheng et al. "Optimization models in the natural gas industry." *Handbook of Power Systems I*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2010. 121-148. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-02493-1_6

127. R. Z. Ríos-Mercado et al. "A reduction technique for natural gas transmission network optimization problems." *Annals of Operations Research* 117.1-4 (2002): 217-234.

128. R. Z. Ríos-Mercado, and C. Borraz-Sánchez. "Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review." *Applied Energy* 147 (2015): 536-555. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.017>

129. V. M. Zavala. "Stochastic optimal control model for natural gas networks." *Computers & Chemical Engineering* 64 (2014): 103-113. <http://dx.doi.org/10.1016/j.compchemeng.2014.02.002>

130. Використання української газотранспортної системи для підвищення енергетичної безпеки Євросоюзу / П. Марущак, Л. Побережний, **В. Запужляк**, А. Грицанчук // Матеріали двадцять дев'ятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 5-27 березня 2018. Івано-Франківськ, 2018.

131. Стрілецький Ю. Й. Методика і пристрій для визначення швидкості корозії. *Методи та прилади контролю якості*. 2008. №20. С.55-58.

132. Побережний Л. Я., Мазур М. П., Грицанчук А. В. Внутрішньотрубна корозія промислових газопроводів. „*Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування*“ : матеріали IV міжнародної науково-технічної конференції, Тернопіль, 2015. С. 44-46.

133. Коррозионное растрескивание на магистральных газопроводах / Болотов А. С. и др. // *Газовая промышленность*. 1994. № 6. С. 12-15.

134. Иванцов О. М. Защита трубных сталей от почвенной коррозии. *Газовая промышленность*, 1993. № 4. С. 98-104.

135. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. A supplement to ASME B31 Code for pressure piping. ASME-B31G-1991.

136. Харионовский В. В., Родин В. П. Вопросы надежности и живучести магистральных трубопроводов как линейных систем. Вопросы надежности газопроводных конструкций : сб. научных трудов. Москва : ВНИИгаз, 1993. 125 с.

137. Сафонов В. С., Одишария Г. З., Швыряев А. А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. Москва : АОЗТ «Олита», 1996. 207 с.

138. Ржаницын А. Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность. Москва : Стройиздат, 1978. 208 с.
139. Слюсарчук Ю. М., Хром'як Й. Я., Джавала Л. Л., Цимбал В. М. Теорія ймовірностей, математична статистика та імовірнісні процеси : навч. посібник. Львів : Видавництво львівської політехніки, 2015. 364 с.
140. Abdolkarimi V., Mohammadikhah R. CFD modeling of particulates erosive effect on a commercial scale pipeline bend. *ISRN Chemical Engineering*. Volume 2013, Article ID 105912, 10 pages. <http://dx.doi.org/10.1155/2013/105912>.
141. Kuan B. CFD simulation of dilute gas-solid two-phase flows with different solid size distributions in a curved 90° duct bend. *The Australian and New Zealand Industrial and Applied Mathematics*. 2005. Volume 46. P. 744-763.
142. Mohanarangam K., Tian Z., Tu J. Numerical simulation of turbulent gas – particle flow in a 90° bend : eulerian – eulerian approach. *Computers and Chemical Engineering*. 2008. Volume 32, № 3. P. 561-571.
143. Mohanarangam K., Tian Z., Tu J. Numerical computation of turbulent gas-particle flow in a 90 degree bend: comparison of two particle modeling approaches. *The Australian and New Zealand Industrial and Applied Mathematics*. 2007. Volume 48. P. – 741-758.
144. Gas-solid two-phase flow in 90° bend / K. Ibrahim, M. El-Kadi, M. Hamed, S. El-Behery // *Alexandria Engineering Journal*. 2006. Volume 45, № 4. P. 417-433.
145. Tian Z. Numerical modeling of turbulent gas-particle flow and its applications. PhD Thesis: School of Aero-space: RMIT University, Melbourne. 2006. 149 p.
146. Azimian M. Bart H.-J. Investigation of hydroabrasion in slurry pipeline elbows and T-junctions. *Journal of Energy and Power Engineering*. 2014. № 8. P. 65-78.
147. Mazumder Q. S-bend erosion in particulated multiphase flow with air and sand. *The Journal of Computational Multiphase Flows*. 2016. Volume 8 (3). P. 157-166. (<https://doi.org/10.1177/1757482X16668363>).

148. Дорошенко Я. В., Марко Т. І., Дорошенко Ю. І. Дослідження динаміки руху багатофазних потоків фасонними елементами обв'язки компресорної станції магістрального газопроводу. *Міжнародний науковий журнал*. 2016. № 7. С. 68-77.
149. Дорошенко Я. В., Марко Т. І., Дорошенко Ю. І. Комп'ютерне моделювання ерозійного зношування відводів лінійної частини магістрального газопроводу. *Актуальні проблеми енергетики та екології* : матеріали XVI Всеукраїнської науково-технічної конференції, Одеса, 5-8 жовтня 2016. м. Одеса, 2016. С. 85-88.
150. Дорошенко Я. В., Марко Т. І., Дорошенко Ю. І. Дослідження динаміки руху газу фасонними елементами обв'язки компресорної станції. *Науковий вісник*. 2016. № 1(40). С. 57-71.
151. Squires K., Eaton J. Particle response and turbulence modification in isotropic turbulence. *Phys. Fluid*. 1990. Volume 2, № 7. P. 1191.
152. Hinze J. O. Turbulence. *New York: McGraw-Hill*, 1975. 790 p.
153. Кочевский А. Н. Возможности моделирования течений жидкости и газа с помощью современных программных продуктов. *Вісн. Сум. держ. ун-ту. сер. техн. науки*. 2004. № 13. С. 5-20.
154. Finnie I., Kabil Y. On the formation of surface ripples during erosion. *Wear*. 1965. № 8. P. 60-69.
155. Дослідження ерозійного зношування та міцності відводів магістральних газопроводів / Я. В. Дорошенко, В. Б. Запучляк, Л. Я. Побережний, Ю. Г. Мельниченко, Ю. І. Дорошенко // *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування* : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 153-156.
156. Побережний Л. Я., Станецький А. І., Рудко В. В. Корозійний моніторинг транзитних газопроводів. *Вісник Тернопільського нац. техн. ун-ту*. 2011. № 3. С. 20–26.
157. Побережний Л. Я. Особливості корозії нафтогазопроводів у засолених ґрунтах. *Нафтова і газова пром-ть*. 2008. № 3. С. 47–49.

158. Вплив експлуатаційної розсіяної пошкодженості на закономірності деградації властивостей конструкційних сталей / Г. Никифорчин, Е. Лунарська, Д. Петрина, [та ін..] // *Вісник Тернопільського держ. техн. ун-ту*. 2009. Т.14. №4. С. 38–45.

159. Ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів на трубопроводах / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, М. С. Полутренко, **В. Б. Запухляк** // *Нафтогазова енергетика 2017* : матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 15-19 травня 2017. Івано-Франківськ, 2017. С. 355.

160. Поведінка матеріалу трубопроводу у ґрунтах із хлоридним типом засолення / А. І. Станецький, Л. Я. Побережний, Л. Я. Побережна, **В. Б. Запухляк** // *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування* : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 50-53.

161. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы : нормативно-технический материал. Москва : ЦИТП Госстроя СССР, 1988. 52 с.

162. Строительные нормы и правила: СНиП Ш-42-80*. Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы : нормативно-технический материал. Москва : Стройиздат, 1985. 80 с.

163. **Запухляк В.**, Запухляк Н., Цюрак В. Аналіз впливу силових факторів на просторове положення трубопроводу в ґрунті. Матеріали двадцять дев'ятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 5-27 березня 2018. Івано-Франківськ, 2018.

164. Аналіз причин невідповідності проекту глибини закладання експлуатованих трубопроводів / **В. Запухляк**, Л. Побережний, В. Мархалевич, Н. Запухляк // *Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій* : матеріали Міжнародної науково-технічної конференції до 100-річчя з дня заснування НАН України та на вшанування пам'яті Івана Пулюя (100-річчя з дня смерті), м. Тернопіль, 23–24 травня 2018. Тернопіль, 2018. С. 50-51.

165. Gregory C. Sarvanisa, Spyros A. Karamanos Analytical model for the strain analysis of continuous buried pipelines in geohazard areas. *Engineering Structures*. 2017. Volume 152. P. 57-69.

166. Формирование напряженно-деформированного состояния трубопровода подводного перехода МГ на этапах ремонта методом "подсадки". Филатов А. А., Никоненко А. Д., Велиюлин И. И. и др. *Газовая промышленность*. 2015. 2 (724). С. 6-9.

167. Инструкция по технологическому процессу капитального ремонта подводных нефтепроводов методом подсадки на грунтах I-III категории с использованием существующих технических средств : РД 39-0147103-358-89. Уфа : ВНИИСПТнефть, 1991.

168. Технология ремонта трубопроводов в местах недостаточной глубины залегания. Методика расчета технологических параметров заглубления трубопроводов : РД-75.200.00-КТН-015-09. Москва : ОАО «ВНИИСТ», 2009.

169. Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов : РД 39-00147105-015-98 . Уфа : ИПТЭР, 1998.

170. Спириденко Л. М., Киселев Д. А., Гриневич А. А. Анализ способов восстановления нормативной глубины залегания магистральных трубопроводов. *Вестник Полоцкого государственного университета. Серия F, Строительство. Прикладные науки*. 2016. № 8. С.114

171. Инструкция на технологический процесс капитального ремонта нефтепроводов с заменой изоляционного покрытия и одновременным заглублением путем переукладки в новую траншею. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989.

172. **Запхляк В. Б.**, Мельниченко Ю. Г., Кузь А. Р. Проблемы опускания действующего трубопровода на проектную отметку при ремонте. *Трубопроводный транспорт – 2016* : материалы XI-ой международной учебно-научно-практической конференции , г. Уфа, 24-25 мая 2016. Уфа, 2016. С. 244.

173. Грудз В. Я., **Запхляк В. Б.**, Самуляк Н. П. Сооружение переходов трубопроводов поверх существующих. *Трубопроводный транспорт – 2016* : материалы XI-ой международной учебно-научно-практической конференции, г. Уфа, 24-25 мая 2016. Уфа, 2016. С. 235.

174. **В. Б. Запхляк.** Аналіз розрахунку напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту. Матеріали двадцять сьомої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 3-22 березня 2016. Івано-Франківськ, 2016.

175. Грудз В. Я., **Запхляк В. Б.**, Самуляк Н. П. Сооружение переходов трубопроводов поверх существующих. *Трубопроводный транспорт – 2016* : материалы XI-ой международной учебно-научно-практической конференции, г. Уфа, 24-25 мая 2016. Уфа, 2016. С. 235.

176. Моделювання напружено-деформованого стану трубопроводів під час їх опускання на проектну відмітку із застосуванням трубоукладачів / **В. Б. Запхляк**, Ю. Г. Мельниченко, Н. М. Запхляк, О. М. Марчук // *Інноваційні підходи і сучасна наука* : матеріали II-ої міжнародної конференції, м. Київ, 31 травня 2016. Київ, 2016 С. 75.

177. **Запхляк В. Б.**, Марчук О. М., Грицанчук А. В. Аналіз розрахунку напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту. *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування* : матеріали VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 191-194.

178. Побережний Л., **Запхляк В.**, Побережна Л. Прогнозування напружено-деформованого стану трубопроводу при просіданнях структурно нестійких ґрунтів. Матеріали двадцять дев'ятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 5-27 березня 2018. Івано-Франківськ, 2018.

179. Побережний Л., **Запхляк В.**, Побережна Л. Теоретико-експериментальне моделювання напружено-деформованого стану трубопроводів на зсувонебезпечних ділянках. Матеріали тридцятій наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 28 лютого - 21 березня 2019. Івано-Франківськ, 2019.

180. Поведінка матеріалу трубопроводу у ґрунтах із хлоридним типом засолення / А. І. Станецький, Л. Я. Побережний, Л. Я. Побережна, **В. Б. Запхляк** // *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування*

і прогнозування : праці VI-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 24-27 вересня 2019. Тернопіль, 2019. С. 50-53.

181. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов : Учебное пособие. Л. И. Быков и др. Санкт-Петербург : Недра, 2006. 824 с.

182. Сооружение и ремонт газонефтепроводов : учебник для вузов. В. Л. Березин и др. Москва : Недра, 1972. 352 с.

183. Писаренко Г. С., Квітка О. Л., Уманський Е. С. Опір матеріалів : підручник; 2-ге вид., допов. і переробл. Київ : Вища школа, 2004. 655 с.

184. **Запухляк В. Б.**, Марчук О. М., Грицанчук А. В. Аналіз розрахунку напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту. *Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування* : праці V-ої міжнародної науково-технічної конференції, м. Тернопіль, 19-22 вересня 2017. Тернопіль, 2017. С. 191-194.

185. Бут В. С. Присоединение дуговой сваркой отводов к магистральным нефтепроводам под давлением. Москва : ВНИИОЭНГ, 1991. 89 с.

186. Kiefner J. F., Fisher R. D. Models aid pipeline repair welding procedures. *Oil & Gas Journal*. 1988. 86(10). P. 41–47.

187. Updated pipeline repair manual. Final Report R 2269-01R. Pipeline research council international, Inc. Arlington, Virginia. 2006. 196 p.

188. Бут В. С., Щербак А. В. Обоснование применения дуговой сварки при ремонте магистральных трубопроводов под давлением. *Экспозиция. Нефть. Газ*. 2007. 17(37). С. 38–40.

189. Зорин А. Е. Научно-методическое обеспечение системы поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов : дис. докт. техн. наук : 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ». Москва, 2016. 330 с.

190. Запухляк В. Б. Удосконалення техніки і технології проведення робіт з реконструкції і ремонту трубопроводів : дис. канд. техн. наук : 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. Івано-Франківськ, 2010. 145 с.

191. Проблемы сварочных работ в процессе врезки в действующие газопроводы / А. В. Василик, **В. Б. Запухляк**, Н. М. Запухляк, Р. Р. Романків //

Трубопроводный транспорт – 2016 : Материалы XI международной учебно-научно-практической конференции, г. Уфа, 24-25 мая 2016. Уфа, 2016. С. 219.

192. Махненко В. И. Ресурс безопасной эксплуатации сварных соединений и узлов современных конструкций. Киев: Наукова думка, 2006. 618 с.

193. Бут В. С., Олійник О. І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів. Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд і машин. *Збірник наукових статей за результатами, отриманими в 2004–2006 рр.* Київ : ІЕЗ ім. Є. О. Патона НАН України, 2006. С. 491–496.

194. Kiefner J. F. Effects of flowing product on line weldability/ aid pipeline repair welding procedures. *Oil & Gas Journal*. 1988. 86(29). P. 49–54.

195. Cola M. J. et al. Development of simplified weld cooling rate models for in-service gas pipelines. Report Numbers AGA-93007083. 1992. 155 p.

196. Bruce W., Amend W. Guidelines for pipeline repair by direct deposition of weld metal. *Presented at WTIA/APIA Welded Pipeline Symposium [J]. Welding Institute of Australia*. Sydney, Australia, April 3, 2009. P. 248.

197. Numerical simulation of sleeve repair welding of in-service gas pipelines / Bang I.-W., Son Y.-P., Он К. Н., Kim Y.-P., Kim W.-S // *Welding Journal*. 2002. № 2. P. 273–282.

198. Макаров Э. Л. Холодные трещины при сварке легированных сталей. Москва : Машиностроение, 1981. 247 с.

199. Гривняк И. Свариваемость сталей. Москва : Машиностроение, 1984. 216 с.

200. *Welding Handbook*. Vol. 4: Materials and Applications. Part 2. 8th ed. Miami, AWS, 1998. 621 p.

201. Махненко В. И., Олейник О. И., Пальцевич А. П. Поведение водорода при ремонтной сварке магистральных трубопроводов под давлением. *Автоматическая сварка*. 2011. № 9. с. 5–9.

202. Водородное разрушение сталей в условиях транспортировки природного газа / А. Н. Кузюков, В. А. Борисенко и др. // *Водородная экономика и*

водородная обработка материалов : материалы V Международной конференции, Донецк, Украина, 2007. Т. 2. с. 861–865.

203. Рябин В. А., Остроумов М. А., Свит Т. Ф. Термодинамические свойства веществ : Справочник. Львов : Химия, 1977. 392 с.

204. Timmins P. F. Solutions to hydrogen attack in steels. AMS. Asm Intl. 1997. 225 p.

205. Ткачов В. І. Проблеми водневої деградації металів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2000. № 4. С. 7–14.

206. Миндюк А. К. Об углерод-водородном влиянии на прочностные и коррозионно-механические свойства стали. Львов: ФМИ АН УССР, 1978. 44 с.

207. Нечаев Ю. С. Актуальные проблемы старения, водородного охрупчивания и стресс-коррозионного поражения сталей и эффективные пути их решения. *Альтернативная энергетика и экология*. 2007. № 11 (55). С. 108–117.

208. Скаков Ю. А. Старение металлических сплавов. *Металловедение (материалы симпозиума)*. Москва : Металлургия, 1971. С. 118–132.

209. Нохрин А. В., Чувильдеев В. Н. Старение сталей труб магистральных газопроводов. *Вестник Нижегородского университета им. Н. И. Лобачевского*. 2010, 35 (2). С. 171–180.

210. Нечаев Ю. С. О физической проблеме старения, водородного охрупчивания и деградации свойств металлических материалов водородной энергетики и магистральных газопроводов. *Физические проблемы водородной энергетики* : материалы четвертой российской конференции. С.-Петербург, 26–28 декабря 2007. С. 1–2.

211. Final Report –R 2269-01R. Pipeline Research Council International, ING. Appendix A–Welding onto an In-Service Pipeline. Arlington, Virginia. August 28, 2006.

212. Павлина В. С., Мелехов Р. К., Василик А. В. Математическое моделирование процессов реакционного воздействия водорода на сталь парогенерирующих труб. *Физ.-хим. механика материалов (ФХММ)*. 1984. № 3. С. 26–29

213. Карташов Э. М. Аналитические методы в теории теплопроводности твердых тел. Москва : Высшая школа, 2001. 550 с.

214. Водородное разрушение сталей в условиях транспортировки природного газа / А. Н. Кузюков, В. А. Борисенко и др. // *Водородная экономика и водородная обработка материалов* : труды V Международной конференции. Донецк, Украина, 2007. Т.2. С. 861–865.
215. Гуляев А. П. *Металловедение*, 6-е изд. Москва : Металлургия, 1986. 544 с.
216. Internal Repair of Pipelines Review&. Evaluation of Internal Pipeline Repair Trials Report.–EWI Project No. 46211GTH/ Electronic File Name: 41633R47.pdf. 2004. 108 p.
217. Любов Б. Я. *Диффузионные процессы в неоднородных твердых средах*. Москва : Наука. 1981. 295 с.
218. Banakhevych Yu. V., Dragilev A. V., Kychma A. O. Diagnostics of the stress-strain state of multilayer annular welded joints of pipelines. *Materials Science* 2014. № 5(2). P. 217–223.
219. Mechanical analysis at different scales of gas pipelines / G. Bolzon, B. Rivolta, H. Nykyforchyn, O. Zvirko // *Engineering Failure Analysis*. 2018. № 90. P. 434–439.
220. In-service degradation of gas trunk pipeline X52 steel / Gabetta G at al. // *Materials Science* 2008. № 44 (1). P. 104–115.
221. Influence of local brittleness of the weld joint in large-diameter pipe on the structural strength / A. B. Arabey, I. Yu. Pyshmintsev, A. O. Struin, T. S. Esiev, I. S. Sivokhin // *Steel in Translation*. 2010. № 40(9). P. 785–791.
222. Gliha, V., Maruschak, P., Yasniy, O., Bischak, R., Samardžić, I., Vuherer, T., 2011. Fatigue strength of welds in the view of residual stresses, in: Proc. of the 6th Internat. Sci.-Profess. Conf. “Modern Technologies and Processes in the Production of Pressure Equipment, Welded Metal Constructions, and Products” (October 26–28, 2011), Slavonski Brod, Croatia, P. 87–97.
223. Kryzhanivs'kyi, E.I., Hrabovs'kyi, R.S., Fedorovych, I.Y., Barna, R.A., 2015. Evaluation of the kinetics of fracture of elements of a gas pipeline after operation. *Materials Science* 51(1). P. 7–14.

224. Kryzhanivskiy, E.I., Hrabovskiy, R.S., Mandryk, O.M., 2013. Estimation of the serviceability of oil and gas pipelines after long-term operation according to the parameters of their defectiveness. *Materials Science* 49(1), 117–123.

225. Matrosov, Yu.I., Nosochenko, A.O., Ganoshenko, I.V., Volodarskii, V.V., 2004. Producing niobium-microalloyed plate steel for gas-line pipe of strength class X70. *Metallurgist* 48(1-2), 80–83.

226. Panin, S.V., Maruschak, P.O., Vlasov, I.V., Ovechkin, B.B., 2016. Impact toughness of 12Cr1MoV steel. Part 1 - Influence of temperature on energy and deformation parameters of fracture. *Theoretical and Applied Fracture Mechanics* 83, 105–113.

227. Tabatchikova, T.I., Lepikhin, S.V., Morozova, A.N., Gudnev, N.Z., 2018. Structure and mechanical properties of steel welding joints produced using abrasive waterjet cutting. *Physics of Metals and Metallography* 119, 691–699.

228. Wilshaw, T.R., Pratt, P.L., 1966. On the plastic deformation of Charpy specimens prior to general yield. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids* 14, 7–19.

229. Influence of pipeline steel texture on macro- and micromechanisms of its impact fracture / Ye. Kryzhanivskyy, L. Poberezhny, P. Maruschak, M. Lyakh, V. Slobodyan, **V. Zapukhliak** // *Fracture mechanics of materials and structural integrity : abstracts of 6-th International Conference, c. Lviv, 3-6 June 2019. Lviv, 2019. P. 122-123.*

230. Огляд реалізації основних положень Кіотського протоколу до Рамкової Конвенції ООН про зміну клімату та зобов'язання країн-членів ОЕСР і Євросоюзу щодо виконання рекомендацій Паризької Конференції. Міненерговугілля України, ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО», НІЦР ОЕС України. Київ, 2017. 107 с.

231. Кондрат Р. М., Серединський Д. Ю., Кондрат О. Р. Дослідження застосування вуглекислого газу для вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових покладів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. No 2(35). С. 26–30.

232. Pinka, J & Marcin, M 2004, 'Option for the storage of toxic and radioactive waste in salt deposits in Slovakia, using a combination of wells and salt caverns', *Acta Montanistica Slovaca*, no. 3, P. 236–239.

233. Цыганкова Л. Е., Кузнецова Е. Г., Кузнецов Ю. И. Ингибирование коррозии и наводороживания углеродистой стали в H_2S и CO_2 – содержащей среде. *Коррозия: материалы, защиты*. 2008. №2. С.26-30.

234. Залишкова міцність та довговічність ділянок нафтогазопроводів з дефектами : монографія / В. А. Осадчук, О. Є. Андрейків, Ю. В. Банахевич, А. В. Драгілев, А. О. Кичма. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2014. 264 с.

235. Det Norske Veritas (2010) Recommended Practice Dnv-Rp-J202 Design And Operation Of CO2 Pipelines 2010 (Det Norske Veritas (2010))

236. US Federal Requirements under the Underground Injection Control (UIC) Program for Carbon Dioxide (CO2) Geologic Sequestration (GS) Wells & Class VI Rule.

237. European Hydrogen Backbone / HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED – JULY 2020. 24 p.

238. Szymon Kuczyński, Mariusz Łaciak, Andrzej Olijnyk, Adam Szurlej and Tomasz Włodek. Thermodynamic and Technical Issues of Hydrogen and Methane-Hydrogen Mixtures Pipeline Transmission. 2018 P. 1-21.

239. Jasionovski W.J. et al. Gas distribution equipment in hydrogen service. *Int.J. Hydrogen Energy* 5. 1980. P. 323-336.

240. Андрейків О. Є., Гембара О. В. Механіка руйнування та довговічність металевих матеріалів у водневмісних середовищах. Київ : Наукова думка, 2007. 345 с.

241. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: наук.-техн. посібник в 3-х т. / Є. І. Крижанівський, Г. М. Никифорчин; за ред. В.В. Панасюка. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ. Т. 1. 2010. 457 с.; Т. 2. 2011. 447 с.; Т. 3. 2012. 432 с.

242. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С., Петрина Д. Ю. Вплив наводнення на корозійномеханічні властивості зварних швів газопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2005. № 1(14). С. 25 – 29.

243. Вплив водню на механізм сульфідного корозійного розтріскування під напруженням (СКРН) сталей промислових трубопроводів. В. Ю. Чернов, В. Д. Макаренко, Є. І. Крижанівський, Л. С. Шлапак. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2003. № 1. С.121-123.

244. Read, G, Vickridge, I, Sewers – rehabilitation and new construction, repair and renovation. London: Wiley, 1997. 544 p.

245. Ziaja J., Wiśniowski R. Choosing the trenchless renovation methods and trenchless underground methods of pipelines refitting. *Acta Montanistica Slovaca Ročník*, 2006. 11(1). P. 256-259.

246. Torre C. Rehabilitation of underground pipelines in Italy's old town centres. Italia: Iren acqua gas, 1995. P. 32.

247. Kramera S., Liub J., Provencio, G. Advantages and disadvantages of trenchless construction approach as compared to the traditional open cut installation of underground utility systems. *Creative Construction Conference 2018*. t. Ljubljana (Slovenia): Diamond Congress Ltd, 2018. P. 129-138.

248. Rameil M. Handbook of pipe-bursting practice. Essen (Germany): Vulkan-Verlag GmbH, 2007. 352 p.

249. Raymond J., Sterling L. Guidelines for pipe bursting: Technical Report #2001.02. Vicksburg (USA): Trenchless Technology Cente, 2001. 47 p.

250. Wróbel G., Pusz A., Szymiczek M., Michalik K. Swagelining as a method of trenchless pipelines rehabilitation. *Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*, (2009). 33(1). P. 27-34.

251. Matthews J., Sinha S., Sterling R. State of technology for rehabilitation of water distribution systems : Technical Report. U.S. Environmental Protection Agency (USA): CreateSpace Independent Publishing Platform, 2014. 214 p.

252. Polat S. Trenchless rehabilitation of pressurized pipes using the Primus Line® system: The prime solution of pipes. Cham (Germany): Rädlinger primusline GmbH, 2013. 42 p.

253. Johnson, B, Grissom, C. Best practices to manage odors during cured-in-place pipe lining. *Kentucky-Tennessee Water Professionals Conference 2018*. Nashville (USA): Water Professionals Conference, 2018. P. 29-34.

254. Wellstream flexsteel™ flexible steel pipe: Technical, operating, and maintenance manual. USA: Wellstream International Limited, 2016. 69 p.
255. Spoolable composite pipelines. Houston (USA): Shawcor, 2018. 33 p.
256. Saeidbakhsh M, Rafeeyan M, Ziaei-Rad S. Dynamic analysis of small pigs in space pipelines.. *Oil & Gas Science and Technology*. 2009. 64(2), P. 155-164.
257. Tolmasquim S., Nieckele A. Design and control of pig operations through pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2008. 62(3). P. 102-110.
258. Математичне моделювання процесу руху інтелектуального поршня по газопроводу / В. Я. Грудз, В. В. Бакаєв, Я. В. Грудз, Г. Розен // *Нафтова і газова промисловість*. 2000. № 1. С. 46-47.
259. Регулювання руху інтелектуального поршня зміною технологічної схеми лінійної ділянки. / В. Я. Грудз, В. В. Бакаєв, Я. В. Грудз, Г. Розен // *Нафт. і газ. пром-сть*. 2001. № 1. С. 44-45.
260. Squire K., Eaton J. Particle response and turbulence modification in isotropic turbulence. *Phys. Fluid*. 1990. 2(7). P. 1191.
261. Підвищення якості очистки газопроводів / **В. Б. Запухляк**, А. С. Цибенко, Н. М. Запухляк, С. В. Шургот // *Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу* : матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012. Івано-Франківськ, 2012. С. 75.
262. Струк А. В., Шиптур Т. Р., **Запухляк В. Б.** Розробка пристрою для очистки газопроводів. *Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу* : Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ. 15-18 травня 2012. Івано-Франківськ, 2012. С. 121.
263. Грудз В., Побережний Л., **Запухляк В.** Проблеми захисту внутрішньої порожнини газопроводів від корозії. Матеріали тридцятої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка, м. Івано-Франківськ, 28 лютого - 21 березня 2019. Івано-Франківськ, 2019.
264. CCS Demonstration Project Janschwalder / CO₂ TRANSPORT PIPELINE // Rev.1. Job No.: P10111. Date: 30/09/2011. 142 p.

265. Марчук О. М., **Запухляк В. Б.**, Мельник Р. М. Про ремонт підводних переходів трубопроводів. *Нафтогазова енергетика 2013* : Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013. м. Івано-Франківськ, 2013. С. 440.

266. **Запухляк В. Б.**, Марчук О. М., Савчук Н. М. Концепції ремонту трубопроводів у важкодоступних місцях. *Нафтогазова освіта та наука стан та перспективи* : матеріали міжнародної науково-технічної конференції, м. Івано-Франківськ, 10-12 грудня 2014. Івано-Франківськ, 2014. С. 262.

267. Удосконалення способу капітального ремонту трубопроводів / **В. Б. Запухляк**, Л. Я. Побережний, Н. М. Запухляк, О. М. Марчук // *Нафтогазова енергетика 2017* : матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ, 15-19 травня 2017. Івано-Франківськ, 2017. С. 377.

268. **Запухляк В.** Розроблення технології для нанесення покриття на внутрішню поверхню трубопроводу з метою захисту від корозії. *Нафтогазова енергетика – 2019* : тези доп. міжнародної конференції, м. Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019. Івано-Франківськ, 2019. С. 212.

269. Філіпов А. П. Коливання балки під дією рухомого вантажу. *Прикладна механіка*. 1955. т. 1, вип. 3. С. 268-275.

270. Феодосьев В. И. Сопротивление материалов. Москва : Наука, 1970. 358 с.

271. Тимошенко С. П. Колебания в инженерном деле. Москва : Физматгиз, 1959. 474 с.

272. Корн Г., Корн Т., Справочник по математике для научных работников и инженеров. Москва: Наука, 1970. 832 с.

273. Деч Г. Руководство к практическому применению преобразования Лапласа и z-преобразования. Москва : Наука, 1971. 288 с.

274. Диткин В. А., Прудников А. П. Справочник по операционному исчислению. Москва : Высшая школа, 1965. 466 с.

275. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Гораль Л. Т., **Запухляк В. Б.** та ін.. Комплексна галузева методика. Методи прогнозування режимів газотранспортної

системи в умовах неповного завантаження і підрахунку запасів газу в трубах. Затверджено 03.03.2020. Івано-Франківськ : АТ "Укртрансгаз", 2020. 83 с.

276. Грудз В. Я., Дорошенко Я. В., **Запухляк В. Б.** Галузева методика. Технічне діагностування, розрахунок міцності фасонних елементів трубопровідних систем. Затверджено 27.07.2020. Київ : НВЦТД "Техдіагаз", 2020. 42 с.

277. Грудз В. Я., **Запухляк В. Б.**, Стасюк Р. Б., Креховецький В. Ю., Запухляк Н. М. Рекомендації щодо проведення робіт із підсаджування газопроводу діаметром 1420 мм. Затверджено 25.09.2017. Івано-Франківськ : ПАТ "Прикарпаттрансгаз", 2017. 24 с.

278. Грудз В. Я., **Запухляк В. Б.**, Височанський І. І. та ін.. Комплексна галузева методика. Розрахунок напружено-деформованого стану складних систем надземних переходів. Затверджено 01.02.2016. Івано-Франківськ : ТЗОВ "ЗАХІДТЕХНОГАЗ", 2016. 93 с.

279. Грудз В. Я., **Запухляк В. Б.**, Дорошенко Я. В., Верхоляк Ю. Ю. Методика та розрахунок напружено-деформованого стану балкових систем надземних переходів. Затверджено 29.05.2020. Івано-Франківськ : ТОВ "ЕКСПРЕС-ГАЗБУД", 2020. 53 с.

ДОДАТОК А – Комплексна галузева методика

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
«НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»

АТ УКРТРАНСГАЗ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
ЮНТУНГ, д.т.н., проф.

Григорук

2020 р.



ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер
АТ «Укртрансгаз» т.н.

В. Рудко

2020 р.



МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу:

Науковий керівник

Грудз В.Я.

доктор технічних наук, професор

Доктор технічних наук, професор

Доктор економічних наук, професор

Кандидат технічних наук, доцент

Кандидат технічних наук, доцент

Аспірант

Асистент

Від НАК «Нафтогаз України»:

Кандидат технічних наук

Диспетчер

Інженер

Козак О.Ф.

Ягода П.А.

Климишин Я.В.

КОМПЛЕКСНА ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ
СИСТЕМИ В УМОВАХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ
І ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ ГАЗУ В ТРУБАХ

ДОДАТОК Б – Галузева методика

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
"НАФТОГАЗ УКРАЇНИ"
АТ "УКРТРАНСГАЗ"

НАУКОВО-ВИРОБНИЧИЙ ЦЕНТР ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ
"ТЕХДІАГАЗ"

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. директора

НВЦ ГД "Техлігаз"


Р. М. Бабітьський
виробничий директор
НВЦ ГД "ТЕХЛІГАЗ"
Івано-Франківськ
" 12 " 12 2020

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи

ІФНТУНГ, д.т.н., проф.


І. І. Чулик
" 27 " 12 2020

ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

ТЕХНІЧНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ, РОЗРАХУНОК МІЦНОСТІ
ФАСОННИХ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник:

докт. техн. наук,
проф. ІФНТУНГ



В. Я. Груц

Відповідальні виконавці:

канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ



Я. В. Дорошенко

канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ



В. Б. Запукляк

ДОДАТОК В – Рекомендації

2

УПРАВЛІННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ
“ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ”

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО
Проректор з наукової роботи і
міжнародної діяльності
ІФНТУНГ, д-р.т.н. проф.

О. Кварталаш
2017 р

ЗАТВЕРДЖУЮ
Головний інженер
“ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ”

В. Костів
2017 р

РЕКОМЕНДАЦІЇ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник
докт. техн. наук,
проф. ІФНТУНГ

В. Я. Грудз

Канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ

В. Б. Запудляк

Канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ

Р. Б. Стасюк

Заступник начальника відділу,
начальник сектору ТУ та ОЗ
відділення експлуатації ЛЧМ,
ГРС та ПКЗ УМГ “Прикарпаттрансгаз”

В. Ю. Криховецький

Асистент каф. загальної та
прикладної фізики ІФНТУНГ

Н. М. Запудляк

РЕКОМЕНДАЦІЇ

ЩОДО ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ ІЗ ПІДСАДЖУВАННЯ
ГАЗОПРОВОДУ ДІАМЕТРОМ 1420 ММ

Івано-Франківськ
2017

ДОДАТОК Г – Комплексна галузева методика

2

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*” 2016 р



ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор
ТЗОВ “ЗАХІДТЕХНОГАЗ”

“*Р. Храбатин*” 2016 р



МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник докт. техн. наук, проф. ІФНТУНГ	<i>[Signature]</i>	В. Я. Грудз
канд. техн. наук, доц. ІФНТУНГ	<i>[Signature]</i>	В. Б. Запихляк
Заступник голови правління – головний інженер ПАТ “Івано-Франківськгаз”	<i>[Signature]</i>	І. І. Височанський
Заступник директора по ремонту магістральних трубопроводів ПРАТ «ПВІ ЗІГ Нафтогазбудізоляція»	<i>[Signature]</i>	О. М. Марчук
Головний інженер проєктів ТЗОВ “Західтехногаз”	<i>[Signature]</i>	Ю. Ю. Верхоляк
Начальник дільниці видобутку газу Шереметівського ГР ТЗОВ “Західтехногаз”	<i>[Signature]</i>	Т. І. Лютко
Студент ІФНТУНГ група ПС-12-3	<i>[Signature]</i>	Н. П. Самуляк
канд. техн. наук, доц. ІФНТУНГ	<i>[Signature]</i>	О. С. Тарасівський

КОМПЛЕКСНА ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

РОЗРАХУНОК НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО
СТАНУ СКЛАДНИХ СИСТЕМ НАДЗЕМНИХ
ПЕРЕХОДІВ

Івано-Франківськ
2016

ДОДАТОК Д – Методика

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
“ЕКСПРЕС-ГАЗБУД”

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.

Г. Чулик
“ 21 ” вересня 2020 р



ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор
ТОВ “ЕКСПРЕС-ГАЗБУД”

М. Голяк
“ 21 ” вересня 2020 р



МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник
докт. техн. наук,
проф. ІФНТУНГ

В. Я. Грудз

канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ

В. Б. Запужляк

канд. техн. наук,
доц. ІФНТУНГ

Я. В. Дорошенко

Технолог
ТОВ “Експрес-газбуд”

Ю. Ю. Верхоляк

МЕТОДИКА ТА РОЗРАХУНОК

НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ
БАЛКОВИХ СИСТЕМ НАДЗЕМНИХ ПЕРЕХОДІВ

Івано-Франківськ
2020