

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

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Запухляк Наталія Михайлівна**

УДК 622.692.4

**ДИСЕРТАЦІЯ**  
**ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОЇ РОБОТИ**  
**ТРИВАЛОЕКСПЛУАТОВАНИХ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ ТА**  
**ПІДВИЩЕННЯ ЇХ НАДІЙНОСТІ**

185 – Нафтогазова інженерія та технології

18 – Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

\_\_\_\_\_ Н. М. Запухляк

Науковий керівник

доктор технічних наук, професор

**Грудз Володимир Ярославович**

Івано-Франківськ – 2024

## АНОТАЦІЯ

*Запухляк Н. М.* Забезпечення енергоефективної роботи тривало-експлуатованих нафтогазопроводів та підвищення їх надійності – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології (18 – Виробництво та технології). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2024.

Нафтопроводи та газопроводи є важливими складовими енергетичної інфраструктури, які потребують значних обсягів енергії для перекачування вуглеводнів на великі відстані. Оптимізація використання енергії дозволяє знизити витрати на експлуатацію і зменшити екологічне навантаження за рахунок зниження викидів парникових газів. Впровадження новітніх технологій і рішень для підвищення енергоефективності та надійності, таких як використання покращення гідравлічних характеристик трубопроводів та впровадження систем моніторингу, сприяє зниженню енерговитрат та покращенню загальної ефективності роботи системи. Газонафтопроводи, які експлуатуються протягом тривалого часу, можуть піддаватися зносу і деградації матеріалів, що підвищує ризики аварійних ситуацій. Вивчення і впровадження методів підвищення надійності дозволяє знизити ймовірність витоків, аварій та катастрофічних наслідків для навколишнього середовища. Забезпечення надійності трубопроводів є критичним для сталого функціонування енергетичної інфраструктури. Це включає в себе регулярне технічне обслуговування, модернізацію та використання нових матеріалів і технологій для зміцнення структурної цілісності трубопроводів.

Підвищення енергоефективності і надійності трубопроводів дозволяє знизити витрати на технічне обслуговування і ремонт, що є важливим

аспектом для довготривалої експлуатації. Це також включає в себе запобігання простоїв та збоїв у постачанні енергоресурсів.

В умовах неповного завантаження трубопроводів важливо оптимізувати їх експлуатацію для зменшення втрат і підвищення ефективності використання існуючих потужностей. Це може включати в себе використання сучасних методів управління системами трубопровідного транспорту, а також ефективне використання незадіяних трубопроводів та обладнання для перекачування альтернативних видів продуктів.

Оптимізація енергоефективності та підвищення надійності трубопроводів сприяють зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище. Це включає в себе зниження викидів парникових газів, запобігання витокам нафти і газу та мінімізацію шкідливих впливів на екосистеми. Зараз важливо забезпечити відповідність сучасним екологічним стандартам і нормам, що сприяє збереженню природних ресурсів і захисту довкілля.

Вивчення питань енергоефективної роботи та підвищення надійності тривалоексплуатованих нафтопроводів та газопроводів в умовах неповного завантаження є критично важливим для забезпечення економічної, екологічної та технічної сталості енергетичної інфраструктури. Це дозволяє оптимізувати витрати, зменшити екологічні ризики та забезпечити безперебійну і безпечну експлуатацію трубопроводів. Незважаючи на значні результати у вирішенні інженерних задач, спрямованих на підвищення ефективності та надійності роботи систем трубопровідного транспорту в умовах неповного завантаження, на сьогодні залишається ряд невирішених питань в нафтогазовій галузі, які потребують подальшого розвитку та удосконалення, зокрема удосконалення способів виявлення дефектів та їх ремонту, рішення наукових задач пов'язаних з цим, розв'язання задач, що стосуються підвищення енергоефективності процесів перекачування нафти і газу чи інших альтернативних продуктів.

Дисертацію присвячено удосконаленню систем та методик виявлення дефектів нафтогазопроводів, способу їх ремонту з метою забезпечення їх надійної та енергоефективної роботи.

Для реалізації поставлених завдань проведено аналіз сучасного стану систем трубопровідного транспорту нафти і газу на предмет завантаженості, проведено систематизацію дефектів лінійної частини трубопроводів та виокремлено найбільш небезпечні (корозійні, ерозійні та наскрізні) з погляду на надійність, ефективність та екологічну безпеку.

Проведено аналіз методів та моделей виявлення дефектів лінійної частини трубопровідних систем та способів ремонту цих дефектів. Задекларована необхідність встановлення ефективних способів ремонту тривалоексплуатованих трубопроводів, в умовах неповного завантаження продуктом, та їх удосконалення з метою підвищення енергоефективності та надійності транспортування, особливо для високов'язких нафт, процес транспортування яких вважається надзвичайно енергозатратним.

Проведено числове комп'ютерне моделювання руху газового потоку відводами газопроводів, яке виконувалось в програмному комплексі ANSYS Fluent R17.0 Academic, з метою виявлення ерозійних пошкоджень відводів газопроводів та експериментально підтверджено достовірність теоретичного виявлення місця ерозійного зношування.

Удосконалено методику розрахунку параметрів роботи магістральних нафтопроводів з урахуванням малих витоків нафти та прогнозування їх величини і місцеположення, а також оцінено величину забруднення навколишнього середовища через інфільтрацію нафти в ґрунт.

Удосконалено спосіб виявлення наскрізних дефектів газонафтопроводів, який базується на використанні внутрішньотрубних поршнів та проведено моделювання руху продукту в даному поршні в момент виявлення дефекту.

На основі запропонованої математичної моделі дифузії водню в металі з урахуванням наявності у трубопровідних сталях пасток для водню, які вилучають його з дифузійного процесу, показано, що можливий приріст вмісту водню в металі, під час ремонту зварюванням стінки трубопроводу під тиском, який відбувається при малих часах дифузійного процесу. Встановлено, що такі ділянки трубопроводів можуть бути місцями з підвищеним ризиком тріщиноутворення. Встановлено позитивний вплив на транспортабельні властивості високов'язких парафіністих нафт змінного електричного поля, а саме на напруження зсуву парафіну та неможливість реалізації відповідного методу для великих об'ємів транспортування. На основі цього проведено обґрунтування вибору методу ремонту трубопроводів “труба в трубі” та його удосконалення, з метою рівновіддалення внутрішньої труби від зовнішньої.

Для удосконаленого методу ремонту вирішено оптимізаційну задачу з вибору діаметра та товщини стінки внутрішнього трубопроводу, який протягується в ремонтваному, за критеріями мінімальних втрат тепла при максимальній пропускній здатності, при якому енергозатрати на транспортування продукту будуть мінімальними, що дозволить отримати максимальну енергоефективність.

Проведено апробацію вищезазначених методів та методик шляхом прогнозування режимних параметрів та енергоефективності експлуатації трубопроводу для кожного із дванадцяти місяців перекачування соняшникової олії для неізотемічного та ізотемічного трубопроводу. Отримано позитивний результат в енергоефективності процесу перекачування.

**Ключові слова:** трубопровідний транспорт нафти і газу; тривала експлуатація; неповне завантаження; ефективність; надійність; математична модель; імітаційне моделювання; високов'язкі нафтопродукти; дефекти; виявлення витоків нафти і газу; динамічні процеси; ремонт трубопроводів; механічні властивості; теплопровідність; температура

## ABSTRACT

*Zapukhlyak N. M.* Ensuring energy-efficient operation of long-term oil and gas pipelines and improving their reliability - In the form of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 185 - Oil and Gas Engineering and Technology (18 - Production and Technology) - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2024.

Oil and gas pipelines are important components of energy infrastructure that require significant amounts of energy to pump hydrocarbons over long distances. Optimization of energy use helps to reduce operating costs and reduce the environmental burden by reducing greenhouse gas emissions. The introduction of the latest technologies and solutions to improve energy efficiency and reliability, such as the use of improved hydraulic characteristics of pipelines and the introduction of monitoring systems, helps to reduce energy costs and improve the overall efficiency of the system. Oil and gas pipelines that have been in operation for a long time can be subject to wear and material degradation, which increases the risk of accidents. The study and implementation of reliability improvement methods can reduce the likelihood of leaks, accidents and catastrophic environmental consequences. Ensuring pipeline reliability is critical for the sustainable operation of energy infrastructure. This includes regular maintenance, modernization and the use of new materials and technologies to strengthen the structural integrity of pipelines.

Improving the energy efficiency and reliability of pipelines can reduce maintenance and repair costs, which is an important aspect for long-term operation. This also includes preventing downtime and disruptions in energy supply.

In conditions of incomplete loading of pipelines, it is important to optimize their operation in order to reduce losses and increase the efficiency of the use of existing capacities. This may include the use of modern management methods for

pipeline transport systems, as well as the effective use of idle pipelines and equipment for pumping alternative types of products.

Optimizing energy efficiency and increasing the reliability of pipelines contribute to reducing the negative impact on the environment. This includes reducing greenhouse gas emissions, preventing oil and gas leaks, and minimizing harmful impacts on ecosystems. Now it is important to ensure compliance with modern environmental standards and norms, which contributes to the preservation of natural resources and environmental protection.

Studying the issues of energy-efficient operation and increasing the reliability of long-term oil and gas pipelines under conditions of partial load is critically important for ensuring the economic, ecological and technical sustainability of the energy infrastructure. This allows you to optimize costs, reduce environmental risks and ensure smooth and safe operation of pipelines. Despite significant results in solving engineering problems aimed at increasing the efficiency and reliability of pipeline transport systems under conditions of partial loading, there are still a number of unresolved issues in the oil and gas industry that require further development and improvement, in particular, improvement of methods of detecting defects and their repair. Solving scientific problems related to this, solving problems related to increasing the energy efficiency of oil and gas pumping processes or other alternative products.

The dissertation is devoted to the improvement of systems and methods of detecting defects in oil and gas pipelines, the method of their repair in order to ensure their reliable and energy-efficient operation.

To implement the tasks, an analysis of the current state of oil and gas pipeline transport systems was carried out for the purpose of congestion, defects of the linear part of the pipelines were systematized, and the most dangerous (corrosive, erosive and through) were singled out from the point of view of reliability, efficiency and environmental safety.

An analysis of methods and models for detecting defects in the linear part of pipeline systems and methods of repairing these defects was carried out. The need to establish effective methods of repairing long-term operating pipelines, in conditions of incomplete product loading, and their improvement in order to increase energy efficiency and reliability of transportation, especially for high-viscosity oils, the transportation process of which is considered extremely energy-consuming, has been declared.

Numerical computer modeling of the movement of gas flow through gas pipeline taps was carried out, which was performed in the ANSYS Fluent R17.0 Academic software complex, in order to detect erosive damage of gas pipeline taps, and the reliability of the theoretical detection of the place of erosive wear was experimentally confirmed.

The method of calculating the operating parameters of main oil pipelines has been improved, taking into account small oil leaks and forecasting their size and location, as well as the amount of environmental pollution due to oil infiltration into the soil has been estimated.

The method of detecting end-to-end defects of gas and oil pipelines, which is based on the use of in-tube pistons, has been improved, and the product movement in this piston at the moment of detection of the defect has been modeled.

Based on the proposed mathematical model of hydrogen diffusion in metal, taking into account the presence of hydrogen traps in pipeline steels, which remove it from the diffusion process, it is shown that an increase in the hydrogen content in metal is possible during repair by welding the pipeline wall under pressure, which occurs at low times diffusion process. It has been established that such sections of pipelines can be places with an increased risk of crack formation. A positive effect of an alternating electric field on the transportable properties of highly viscous paraffinic oils, namely on the shear stress of the paraffin and the impossibility of implementing the appropriate method for large volumes of transportation, was established. On the basis of this, the justification of the choice of the "pipe-in-pipe"



pipeline repair method and its improvement, with the aim of equal distance between the inner pipe and the outer pipe, was carried out.

For the improved method of repair, the optimization task of choosing the diameter and wall thickness of the internal pipeline, which extends in the repaired one, was solved according to the criteria of minimum heat loss at maximum throughput, in which energy costs for transporting the product will be minimal, which will allow obtaining maximum energy efficiency.

Approbation of the above-mentioned methods and techniques was carried out by forecasting mode parameters and energy efficiency of pipeline operation for each of the twelve months of pumping sunflower oil for non-isothermal and isothermal pipelines. A positive result was obtained in the energy efficiency of the pumping process.

**Keywords:** pipeline transport; long-term operation; incomplete loading; efficiency; reliability; mathematical model; simulation modeling; highly viscous petroleum products; defects; oil and gas leaks detection; dynamic processes; repair of pipelines; mechanical properties; thermal conductivity; temperature

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧКИ

### Наукові праці, в яких опубліковано основні результати дисертації

1. Федоров О. Є., Кріцак Т. О., **Орчик Н. М.** Вплив електричного поля на кристалізацію та механічні властивості парафінових вуглеводнів нафти. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2009. №2(31). С. 33-37. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – вивчено дію впливу електричного поля на напруження зсуву парафінових вуглеводнів нафти. На основі розробленої методики експерименту та з використанням лабораторної установки, встановлено, що змінне електричне поле суттєво впливає на механічні властивості парафіну, зменшуючи його напруження зсуву в два рази.)

2. **Запухляк Н. М.**, Марчук О. М., Запухляк В. Б., Лукашевич І. І. Проблеми і перспективи визначення витоків із трубопроводів. Науковий вісник. ІФНТУНГ. 2012. №2(32). С. 185-188. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – проведено аналіз існуючих систем виявлення витоків, розглянуто їх недоліки та запропоновано використання поршня для виявлення витоків, принцип роботи якого базується на перетіканні продукту з порожнини, де тиск вищий, в порожнину з меншим тиском.)

3. Василик А. В., Запухляк В. Б., Сем'яник І. М., **Запухляк Н. М.** До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина II. Науковий вісник. ІФНТУНГ. 2015. №2(39). С. 131-138. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – запропоновано математичну модель дифузії водню в металі за наявності пасток, які вилучають водень з дифузійного процесу. Проаналізовано розв'язок задачі, отримано розрахункові рівняння для визначення кількості водню, вилученого з дифузійного процесу, сумарної кількості водню в металі.)

4. Дорошенко Я. В., Запукляк В. Б., Дорошенко Ю. І., **Запукляк Н. М.** Дослідження фізичної картини руху газових потоків відводами магістральних газопроводів. Нафтогазова галузь України : наук.-вироб. журн. Київ. : Нафтогаз України. 2017. № 5. 25-28 с. (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – використовуючи CFD моделювання та провівши експериментальні дослідження руху двофазного газового потоку відводами газопроводів, побудовано поля швидкості та тиску на контурах та у перерізах відводу, виявлено місця інтенсивного ерозійного зношування стінки.)

5. Hryhorskyi S., Ivanov O., Bortnyak O., Poberezhny L., **Zapukhlyak N.**, Poberezhna L. Assessment of the degree of environmental pollution in emergency situations on main oil pipelines. Procedia Structural Integrity, Vol. 36. 2022. pp. 342-349. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.01.044> (**індексується в Scopus. E-ISSN:2452-3216**). (Особистий внесок – удосконалено методику розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи магістральних нафтопроводів з урахуванням малих витоків нафти. Виявлено закономірності зміни тиску нафти на початку та в кінці кожного перегону нафтопроводу, а також об'ємної витрати рідини в трубопроводі залежно від лінійних розмірів наскрізних отворів та місця їх розташування на трасі трубопроводу. Розроблено відповідні математичні моделі.)

6. Грудз В. Я., **Запукляк Н. М.**, Запукляк В. Б., Микитюк І. Р., Качан Л. М. Енергоефективність роботи “гарячих” нафтопроводів в умовах неповного завантаження. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023. № 4 (89). С. 14-25. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-4(89)-14-25 (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – запропонована удосконалена схема ремонту “труба в трубі без руйнування”. Вирішено оптимізаційну задачу вибору діаметра та товщини стінки внутрішнього трубопроводу, який протягується в ремонтваному, за критеріями мінімальних втрат тепла при максимальній пропускній здатності, при якому енергозатрати на

транспортування продукту будуть мінімальними, що дозволить отримати максимальну енергоефективність.)

### Тези наукових конференцій

7. Грудз В. Я., Запухляк В. Б., **Запухляк Н. М.** Проблеми визначення місць несанкціонованих відборів та витоків продукту з діючих трубопроводів. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика-2011”. Івано-Франківськ. 2011. С. 96.

8. Лук’яненко В. П., Шиян Т. П., Бігуляк Н. В., **Запухляк Н. М.** Методика визначення параметрів руху рідини в порожнині поршня під час виявлення витоків з трубопроводу. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика 2013”. Івано-Франківськ. 2013. С. 251.

9. Стасюк Р. Б., Шиян Т. П., Панів А. В., **Запухляк Н. М.** Дослідження процесу витікання газу з ємності під тиском. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова освіта та наука стан та перспективи”. Івано-Франківськ. 2014. С. 285.

10. Побережний Л. Я., Запухляк В. Б., Марчук О. М., **Запухляк Н. М.** Удосконалення способу капітального ремонту трубопроводів. Матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика 2017”. Івано-Франківськ. 2017. С. 377.

11. Побережний Л. Я., Пилипів Л. Д., Мельниченко Ю. Г., Запухляк В. Б., **Запухляк Н. М.** Математичне моделювання руху високов'язких і застигаючих нафтосанованим трубопроводом із теплоізоляцією. IV Міжнародна науково-технічна конференція «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій» присвячена 80-ти річчю з дня народження професора Я.І. Проця. Тернопіль. 20-21 червня 2019 року. Стендова доповідь.

12. Побережний Л. Я., Грудз Я. В., **Запукхляк Н. М.** Проблеми оцінювання реального стану лінійної частини трубопроводів в процесі оптимізації їх експлуатації. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2021». ІФНТУНГ. 2021. С. 41-42.

13. Ivanov O., Bortnyak O., Hryhorskyi S., Poberezhny L., **Zapukhlyak N.** Assessment of the degree of environmental pollution in emergency situations on main oil pipelines. Virtual International Conference «In-service Damage of Materials, its Diagnostics and Prediction» «VDMDP1». Ternopil, Ukraine. October 16-15, 2021.

14. Побережний Л. Я., Стасюк Р. Б., **Запукхляк Н. М.** Дослідження теплових втрат в трубопроводах при транспортуванні високов'язких нафт. Матеріали тридцять третьої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. Івано-Франківськ. 01-25 березня 2022.

15. Грудз В. Я., **Запукхляк Н. М.** Оптимізація процесів транспортування високов'язких нафт. Матеріали тридцять четвертої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. Івано-Франківськ. 01-17 березня 2023.

16. Возний В. М., **Запукхляк Н. М.** Проблеми збереження існуючих трубопровідних систем в умовах неповного завантаження. Матеріали міжнародного нафтогазового форуму «Нафтогазова енергетика- 2023». Івано-Франківськ. 12-14 жовтня 2023.

17. Грудз В. Я., Запукхляк В. Б., Дацько І. О., **Запукхляк Н. М.** Підвищення залишкового ресурсу та ефективної експлуатації нафтопроводів при перекачуванні високов'язких нафт. Міжнародна наукова інтернет-конференція "Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення" (випуск 84) Тернопіль, Україна. Опале, Польща. 18-19 січня 2024 р. С. 143-145.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	5
РОЗДІЛ 1 .....	11
АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ НАФТИ І ГАЗУ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ НАДІЙНОСТІ .....	
1.1 Сучасний стан трубопровідного транспорту нафти і газу України .....	11
1.1.1 Аналіз стану трубопровідного транспорту нафти та нафтопродуктів .....	12
1.1.2 Аналіз стану трубопровідного транспорту газу .....	17
1.2 Дефекти нафтогазопроводів та способи їх виявлення .....	21
1.2.1 Основні види дефектів на трубопроводах та причини їх виникнення .....	21
1.2.2 Аналітичні та діагностичні методи виявлення дефектів лінійної частини трубопровідних систем .....	27
1.3 Способи ремонту трубопроводів .....	41
1.4 Постановка завдань дослідження та вибір методів їх вирішення .....	47
РОЗДІЛ 2 .....	49
УДОСКОНАЛЕННЯ СПОСОБІВ ВИЯВЛЕННЯ ДЕФЕКТІВ ТРУБОПРОВІДІВ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА НАДІЙНІСТЬ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ .....	
2.1 Удосконалення способу виявлення дефектів ерозійного походження .....	50
2.2 Удосконалення методики розрахунку параметрів роботи магістральних нафтопроводів з урахуванням малих витоків нафти .....	57
2.3 Удосконалення пристрою для виявлення витоків з трубопроводів .....	72
Висновки до розділу 2 .....	78
РОЗДІЛ 3 .....	80
УДОСКОНАЛЕННЯ ВНУТРІШНЬОТРУБНОГО МЕТОДУ РЕМОНТУ ТРУБОПРОВІДІВ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА	

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТРАНСПОРТУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ ПРОДУКТІВ .....	80
3.1 Обґрунтування застосування внутрішньотрубних ремонтних технологій при транспортуванні високов'язких продуктів.....	80
3.1.1 Негативні наслідки застосування зварювання під час ремонту трубопроводів під тиском .....	80
3.1.2 Експериментальні дослідження впливу електричного поля на кристалізацію та механічні властивості парафінових вуглеводнів нафти .....	89
3.2 Розроблення пристрою для протягування труби в трубі з використанням опорно-центрувальних кілець.....	96
3.3 Енергоефективність роботи “гарячих” нафтопроводів в умовах неповного завантаження.....	107
Висновки до розділу 3 .....	128
РОЗДІЛ 4 .....	129
ПРОЄКТНИЙ ГІДРОДИНАМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ТРУБОПРОВОДУ ДЛЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ РОСЛИННИХ ОЛІЙ .....	129
4.1 Специфіка гідродинамічного розрахунку трубопроводу для транспортування рослинних олій .....	130
4.2 Проектний гідродинамічний розрахунок неізотермічного трубопроводу для транспортування олії.....	132
4.3 Результати проектного гідродинамічного розрахунку ізотермічного трубопроводу для транспортування олії.....	144
Висновки до розділу 4 .....	146
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	148
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	149
ДОДАТКИ.....	163
ДОДАТОК А.....	164
РЕЗУЛЬТАТИ БАГАТОВАРІАНТНИХ РОЗРАХУНКІВ ПАРАМЕТРІВ	

МАЛИХ ВИТОКІВ НАФТИ ЗА НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЙ НА ДІЛЯНЦІ ВІТЧИЗНЯНОГО МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ .....	164
ДОДАТОК Б .....	188
СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧКИ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ .....	188
ДОДАТОК В.....	191
ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА.....	191
ДОДАТОК Г .....	193
ЗВІТ ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ .....	193



## ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Трубопровідний транспорт нафти та газу в Україні відіграє важливу роль в енергетичній безпеці нашої держави. Транспортування нафти та газу досить широко розвинена галузь, проте сьогодні перед нею постають ряд проблем, які необхідно вирішувати. До таких можна віднести: старіння магістральних трубопроводів, наслідком якого є необхідність їх ремонту для забезпечення надійної та безперебійної роботи; недовантаження системи транспорту продуктом, через вплив різних факторів, що призводить до необхідності прийняття технічних рішень пов'язаних з підвищенням енергоефективності їх роботи; необхідність транспортування високов'язких високопарафіністих швидкозастигаючих нафт, які характеризуються низькими транспортабельними властивостями, що портебує затрат на їх підігрів, тому в цьому напрямку також потрібні розробки сучасних технік та технологій для зменшення такого виду витрат. В цілому, основні проблеми в системі трубопровідного транспортування нафти і газу можна об'єднати в наступні: забезпечення високої енергоефективності транспортування нафти та газу; підвищення надійності роботи нафтогазотранспортних систем; забезпечення працездатності та живучості тривалоексплуатованих трубопроводів. Для усунення наведених проблем необхідно: вирішити задачі мінімізації енерговитрат на транспортування продукту, першочергово слід вибрати раціональні режими експлуатації транспортних систем при максимальних значеннях ККД перекачувальних та насосних агрегатів; розробити чи вдосконалити методи та методики проведення ремонтних робіт з урахуванням сучасних викликів, що стоять перед галуззю трубопровідного транспорту; провести дослідження дисипації внутрішньої енергії продукту перекачування в процесі його транспортування тривалоексплуатованими трубопроводами.

Отже, існує необхідність розроблення та удосконалення систем виявлення та ремонту дефектів тривалоексплуатованих трубопроводів та наукового вирішення задач, пов'язаних з процесами транспортування вуглеводневих енергоносіїв.

**Мета і завдання дослідження.** Метою дисертаційної роботи є підвищення ефективності експлуатації тривалоексплуатованих газонафтотранспортних систем за рахунок вдосконалення методів їх обслуговування та скорочення енерговитрат на транспортування.

Досягнення поставленої мети вимагає вирішення таких завдань:

1. Провести аналіз ефективності тривалоексплуатованих газонафтотранспортних систем з урахуванням енергетичних втрат і витрат продукту.
2. Удосконалити методи і обладнання діагностування дефектів ерозійного походження та аварійних витоків і їх координат.
3. Удосконалити методи ремонту тривалоексплуатованих трубопроводних систем для зменшення енерговитрат на транспортування продукту.
4. Розробити заходи практичної реалізації одержаних закономірностей для забезпечення ефективної експлуатації транспорту високов'язких продуктів.

**Об'єктом дослідження** є тривалоексплуатовані нафтогазопроводи, а також системи діагностування та обслуговування їх лінійної частини.

**Предметом дослідження** є методи та технології забезпечення енергоефективної роботи і підвищення надійності тривалоексплуатованих нафтогазопроводів.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі використано комплексний підхід, який включає критичний аналіз та узагальнення науково-технічних досягнень, а також поєднання теоретичних і експериментальних досліджень.

Методи дослідження, використані для забезпечення енергоефективної роботи та підвищення надійності тривало-експлуатованих нафтогазопроводів, включають аналіз літературних джерел та патентного пошуку, вивчення існуючих наукових праць, технічних звітів, патентів та нормативних документів з метою визначення сучасного стану проблеми та наявних методів її вирішення. Експериментальні дослідження проводяться в лабораторних умовах для випробування нових методів діагностики та реконструкції трубопроводів. Математичне моделювання застосовується для прогнозування енерговтрат та аналізу роботи системи "труба в трубі" з метою оптимізації її параметрів та процесів експлуатації. Комп'ютерне моделювання використовується для симуляції роботи трубопровідних систем та аналізу різних сценаріїв експлуатації з метою виявлення найбільш ефективних рішень. Аналіз статистичних даних проводиться для збору та аналізу даних про аварійність та енергоефективність нафтогазопроводів з метою визначення основних тенденцій та закономірностей. Оптимізаційні методи використовуються для визначення найбільш ефективних режимів експлуатації та технічного обслуговування трубопровідних систем. Ці методи дозволяють комплексно підходити до дослідження проблеми, враховуючи як теоретичні аспекти, так і практичні вимоги експлуатації нафтогазопроводів.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає в подальшому розвитку наукових підходів до встановлення закономірностей енергоефективної експлуатації тривалоексплуатованих трубопровідних систем за рахунок вдосконалення методів їх обслуговування, а саме:

- вперше запропоновано удосконалення методів і засобів діагностування аварійних витоків з трубопроводів та їх причин;
- вперше розроблено спосіб реконструкції тривалоексплуатованих трубопровідних систем методом "труба в трубі";
- вперше встановлено закономірності енерговтрат при транспортуванні продукту системами "труба в трубі";

- на основі встановлених закономірностей і технічних розробок створено методику розроблення заходів практичної їх реалізації для забезпечення ефективної експлуатації транспорту високов'язких продуктів.

### **Практичне значення одержаних результатів.**

Нові методи і засоби діагностування аварійних витоків з трубопроводів дозволяють швидше і точніше виявляти місця пошкоджень та причини аварій, що зменшує час простою та витрати на ремонт.

Розроблення способу реконструкції тривалоексплуатованих трубопровідних систем методом “труба в трубі” забезпечує довготривалу експлуатацію існуючих інфраструктур з мінімальними витратами та максимальним ефектом.

Встановлення закономірностей енерговтрат при транспортуванні продуктів системами “труба в трубі” дозволяє оптимізувати процес транспортування та зменшити енергетичні витрати, що підвищує загальну енергоефективність системи.

Вдосконалення методів обслуговування трубопроводів на основі нових наукових підходів сприяє зниженню частоти ремонтних робіт та підвищенню надійності експлуатації трубопровідних систем.

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати, що виносяться на захист, розроблено самостійно і належать особисто авторові. Із опублікованого у співавторстві на захист винесено лише ті частини, які розроблено особисто автором.

У роботі «Вплив електричного поля на кристалізацію та механічні властивості парафінових вуглеводнів нафти», що у співавторстві з Федоров О. Є. та Кріцак Т. О. – вивчено дію впливу електричного поля на напруження зсуву парафінових вуглеводнів нафти. На основі розробленої методики експерименту та з використанням лабораторної установки, встановлено, що змінне електричне поле суттєво впливає на механічні властивості парафіну, зменшуючи його напруження зсуву в два рази.

В праці «Проблеми і перспективи визначення витоків із трубопроводів» (співавтори Марчук О. М., Запухляк В. Б., Лукашевич І. І.) – проведено аналіз існуючих систем виявлення витоків, розглянуто їх недоліки та запропоновано використання поршня для виявлення витоків, принцип роботи якого базується на перетіканні продукту з порожнини, де тиск вищий, в порожнину з меншим тиском.

В статті «До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина II», що в співавторстві з Василик А. В., Запухляк В. Б., Сем'яник І. М. – запропоновано математичну модель дифузії водню в металі за наявності пасток, які вилучають водень з дифузійного процесу. Проаналізовано розв'язок задачі, отримано розрахункові рівняння для визначення кількості водню, вилученого з дифузійного процесу, сумарної кількості водню в металі.

В праці «Дослідження фізичної картини руху газових потоків відводами магістральних газопроводів» (співавтори Дорошенко Я. В., Запухляк В. Б., Дорошенко Ю. І. – використовуючи CFD моделювання та провівши експериментальні дослідження руху двофазного газового потоку відводами газопроводів, побудовано поля швидкості та тиску на контурах та у перерізах відводу, виявлено місця інтенсивного ерозійного зношування стінки.

Стаття «Assessment of the degree of environmental pollution in emergency situations on main oil pipelines» (Hryhorskyi S., Ivanov O., Bortnyak O., Poberezhny L., Poberezhna L.) – присвячена удосконаленню методики розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів роботи магістральних нафтопроводів з урахуванням малих витоків нафти. Виявлено закономірності зміни тиску нафти на початку та в кінці кожного перегону нафтопроводу, а також об'ємної витрати рідини в трубопроводі залежно від лінійних розмірів наскрізних отворів та місця їх розташування на трасі трубопроводу.

В праці, що опублікована за співавторства з Грудзом В. Я., Запухляком В. Б., Микитюком І. Р., Качаном Л. М., «Енергоефективність роботи “гарячих” нафтопроводів в умовах неповного завантаження» запропонована удосконалена схема ремонту “труба в трубі без руйнування”. Вирішено оптимізаційну задачу вибору діаметра та товщини стінки внутрішнього трубопроводу, який протягується в ремонтваному, за критеріями мінімальних втрат тепла при максимальній пропускній здатності, при якому енергозатрати на транспортування продукту будуть мінімальними, що дозволить отримати максимальну енергоефективність.

# РОЗДІЛ 1

## АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ НАФТИ І ГАЗУ ТА МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ НАДІЙНОСТІ

### 1.1 Сучасний стан трубопровідного транспорту нафти і газу України

Трубопровідний транспорт – найбільш економічно та екологічно вигідний вид транспортування нафти, нафтопродуктів, природного газу та інших енергоносіїв від місць їх видобування та виробництва до кінцевих точок споживання чи перероблення [1, 2].

Відповідно до розподілу вантажообігу за окремими видами транспорту на трубопровідний в Україні припадає в середньому 27,06 відсотки від загальної кількості транспортування вантажів різними видами транспорту за період з 2016 по 2020 роки (табл. 1.1) [3].

Таблиця 1.1 – Розподіл вантажообігу за окремими видами транспорту [3]

Роки Вид транспорту	2016	2017	2018	2019	2020
Залізничний	54,5	52,7	51,6	51,2	56,1
Морський	0,7	0,8	0,5	0,5	0,5
Річковий	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4
Автомобільний	16,9	17,1	19,9	18,3	20,8
Авіаційний	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Трубопровідний</b>	<b>27,4</b>	<b>28,9</b>	<b>27,5</b>	<b>29,4</b>	<b>22,1</b>

### **1.1.1 Аналіз стану трубопровідного транспорту нафти та нафтопродуктів**

Розвиток трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів в Україні є важливим компонентом інфраструктури, що тісно пов'язаний з розвитком видобутку нафти, нафтопереробної промисловості та можливостей експорту.

Перший нафтопровід, Долина-Дрогобич, був побудований у 1962 році із метою транспортування нафти з Долинського нафтового родовища на Дрогобицький НПЗ.

Другий нафтопровід, що став першою ниткою нафтопроводу "Дружба" на ділянці Мозир-Броди-Ужгород, був введений в експлуатацію поетапно у 1962-1963 роках. У межах України його довжина складала 684 км. Транспортування нафти забезпечувалося 7-ма нафтоперекачувальними станціями, а в місті Броди була збудована ділянка наливу нафти на залізничний транспорт. Початкова проектна потужність нафтопроводу в Україні становила 17,5 млн. тонн на рік, а вихідна – 8,5 млн. тонн на рік. Цей нафтопровід був призначений для транспортування російської нафти на експорт до Угорщини та тодішньої Чехословаччини, а також для наливу нафти в місті Броди на залізничний транспорт для подальшого експорту через нафтоперевалочні комплекси в містах Одеса та Рені. [4]

Другу нитку нафтопроводу «Дружба» діаметром 720 мм і довжиною 686 км на території України, яка мала 7 суміщених з першою ниткою нафтоперекачувальних станцій, було збудовано у період з 1970 по 1974 роки. Після її введення в експлуатацію сумарна вхідна проектна потужність нафтопроводу на території України складала 55 млн. тонн на рік, а вихідна – 26,5 млн. тонн на рік. [4, 5]



З відкриттям родовищ нафти на Чернігівщині та Полтавщині (Лесяківського, Гнідинцівського, Прилуцького, Качанівського, Більського, Рибальського) і запуском Кременчуцького НПЗ у 1966 році була розроблена ціла система нафтопроводів, що включала Гнідинці-Глинсько-Розбишівську лінію, Мала Павлівка-Глинсько-Розбишівську лінію та Глинсько-Розбишівсько-Кременчукову лінію.

У зв'язку зі збільшенням видобутку нафти на родовищах Чернігівщини, в 1972 році було побудовано другу нитку нафтопроводу Гнідинці-Глинсько-Розбишівська діаметром 377 мм. Також у цей час було споруджено нафтопровід Кременчук-Херсон, який мав протяжність 550 км і діаметр 720 мм. Збільшення потужностей з переробки нафти на Кременчуцькому та Херсонському НПЗ призвело до будівництва в 1974 році нафтопроводу Мічурінськ – Кременчук діаметром 720 мм і протяжністю на території України 540 км. Проектна потужність цього нафтопроводу складала 18 млн. тонн на рік.

З метою забезпечення сировиною Лисичанського НПЗ у 1975 році було побудовано нафтопровід Тихорецьк-Лисичанськ діаметром 720 мм та протяжністю по території України 185 км. З метою збільшення експорту російської нафти, а також подачі її на Одеський НПЗ у 1977-1978 роках було споруджено нафтопроводи Самара-Лисичанськ, Лисичанськ-Кременчук та Снігурівка-Одеса. У той же період нафтопровід Тихорецьк-Лисичанськ було переобладнано для зворотнього транспортування нафти з Лисичанська до Тихорецька. У 1985 році була введена в експлуатацію друга нитка цього нафтопроводу такого ж діаметру, що призвело до збільшення загальної потужності до 34 млн. тонн на рік.

Введення в експлуатацію у 2001 році першої черги морського нафтового терміналу в порту Південний з потужністю 14 млн. тонн на рік та нафтопроводу Одеса-Броди з пропускною спроможністю 9-14 млн. тонн на рік (перша черга) мали велике стратегічне значення для України. Морський

нафтовий термінал мав можливість одночасного приймання танкерів для вивантаження та завантаження нафти. Цей режим роботи дозволяв одночасно перевалювати експортну нафту та приймати нафту з моря для потреб українських нафтопереробних заводів або для її подальшого транзиту. Термінал “Південний” міг приймати танкери з дедвейтом до 100 тисяч тонн.

У 2005 році була введена в експлуатацію перша черга нафтопроводу Жулин-Долина-Надвірна протяжністю 110 км і потужністю 4,3 млн. тонн на рік, що приєднало Надвірнянський НПЗ до трубопровідної мережі України.

На сьогоднішній день система нафтопроводів України складає 4,7 тисяч кілометрів і включає 51 насосну станцію з 176 насосними агрегатами (рис. 1.1). Її пропускна річна здатність складає: на вході 114 млн. тонн і на виході – 56 млн. тонн. Ця система з'єднує всі українські нафтопереробні заводи, має зв'язок з трубопроводами сусідніх країн, морськими терміналами для експорту та імпорту нафти.



Рисунок 1.1 – Схема нафтопроводів України

До 2000 року обсяги транспортування нафти трубопровідною системою України залишалися стабільними на рівні приблизно 65 млн. тонн на рік, в тому числі транзитом на експорт до 53 млн. тонн на рік. Протягом наступних років вони поступово знижувалися і у 2011 році склали 25,2 млн. тонн, в тому числі транзитом – 17,8 млн. тонн на рік. А у 2017 р. обсяги транспортування сировини магістральними нафтопроводами України становили близько 16 млн. тонн (+5,3 % порівняно з попереднім роком). Приріст забезпечила необхідність перекачування сировини, поставленої в порт “Південний”, на Кременчуцький НПЗ. При цьому обсяги транзиту до країн Східної Європи (Угорщина, Словаччина, Чехія) майже не змінилися (13,9 млн. тонн; +0,8 %) [4]. Транспортування нафти трубопроводами України у 2018 р. склало 15,4 млн. тонн за рік, а у 2019 р. зросло на 0,5 відсотка, що склало 15,5 млн. тонн за рік [5]. За підсумками 2021 року АТ “Укртранснафта” транспортувала на нафтопереробні заводи (НПЗ) України найбільший обсяг нафти з 2012 року – 3 млн. тонн (на 15% більше у порівнянні з 2020 роком). Водночас транзит нафти трубопровідним транспортом через територію України зменшився у 2021 році на 3,2% – до 12,7 млн. тонн. Загальний обсяг транспортування нафти у 2021 році склав 15,7 млн. тонн, що лише на 0,2% менше порівняно з 2020 роком. Маршрут “МНТ “Південний”-Броди-Мозирський НПЗ” у 2020 році запустили для додаткового завантаження потужностей української нафтотранспортної системи [6]. Враховуючи вище сказане, об’єми перекачування нафти, порівняно з 2000 роком зменшилися приблизно в 4 рази і така тенденція вважається неповним завантаженням системи транспортування нафти.

Перспективи стабільної роботи нафтотранспортної системи України пов’язані з використанням нафтопроводу Одеса-Броди та морського нафтового терміналу “Південний”. На нафтоперекачувальних станціях і в морському нафтовому терміналі “Південний” розміщено 11 резервуарних

парків для зберігання товарної нафти. Загальна кількість резервуарів становить 81, при цьому їх номінальна ємність складає 1 085 тисяч кубічних метрів, а товарна ємність становить 745 тисяч кубічних метрів.

Нафтотранспортна система України, експлуатацію якої здійснює АТ “Укртранснафта”, складається з 19 магістральних нафтопроводів (МН) діаметром до 1220 мм включно, загальною довжиною 3506,6 км, а в одну нитку – 4767,4 км (табл.1.2) [6, 7].

Таблиця 1.2 – Основні нафтопроводи України

Нафтопровід	Початок експлуатації, рік	Протяжність в Україні, км	Діаметр труби, мм	Потужність, млн т/рік	
				проектна	фактична
Самара – Лисичанськ	1977	163	1220	90,0	62,0
Мічурінськ – Кременчук	1974	540	720	18,0	18,0
Мозир (РБ) – Броди	1963 і 1974	430	720	34,0	28,0
Снігурівка – Одеса	1977	250	720 і 1020	13,2	16,2
Лисичанськ – Тихорецьк	1975 і 1989	186	720	30,0	16,8
Броди – Державний кордон	1962	650	530 і 720	25,0	24,7
Одеса – Броди	2002	674	1020	14,5	14,5

Основними стратегічними напрямками розвитку ПАТ “Укртранснафта” є [7]:

– збільшення обсягів транспортування нафти магістральними нафтопроводами;

- забезпечення надійного та безперебійного транспортування нафти як на нафтопереробні підприємства України, так і транзитом до європейських споживачів;
- диверсифікація джерел і маршрутів постачання нафти в Україну та її транзиту територією України з метою посилення енергетичної безпеки держави;
- дотримання найвищих стандартів якості послуг з транспортування нафти територією України;
- забезпечення надійного функціонування та комплексного розвитку національної нафтотранспортної системи шляхом реалізації перспективних інвестиційних проєктів.

Термін експлуатації нафтопроводів коливається від 22 до 62 років, і наразі близько 90 відсотків з них вже відпрацювали свій амортизаційний період. Хоча обладнання нафтотранспортної системи підтримується в надійному стані, більша його частина морально застаріла і потребує заміни або модернізації, що може призвести до додаткових експлуатаційних витрат.

### **1.1.2 Аналіз стану трубопровідного транспорту газу**

Газотранспортна система (ГТС) України налічує понад 34 тисячі кілометрів магістральних газопроводів і за протяжністю посідає друге місце на планеті. (рис.1.2).

Пропускна здатність газотранспортної системи на вході складає 278 мільярдів кубометрів, а на виході - 178 мільярдів кубометрів, зокрема 140 мільярдів кубометрів призначені для країн Центральної та Західної Європи і Туреччини. Україна має найбільші в Європі підземні газосховища з активним об'ємом понад 32 мільярди кубометрів, а встановлена потужність компресорних станцій сягає 5,4 мільйона кіловат. Резерв пропускної здатності вітчизняної газотранспортної системи становить 120 мільярдів кубометрів, що

дозволяє задовольнити потреби країн Західної Європи у газі без будівництва обхідних газопроводів. Стан української газотранспортної системи можна характеризувати як цілком надійний. Регулярно проводяться роботи з моніторингу лінійних ділянок газопроводів з використанням сучасних технологій, відновлюються за потребою їхні ділянки, проводиться ремонт компресорного обладнання та здійснюється його заміна на новіше [8, 9].



Рисунок 1.2 – Схема газопроводів України

Газотранспортна система України донедавна виконувала важливу роль на газовому ринку Євразії, а саме – транспортування російського газу до країн Західної Європи. Розрахункова пропускна здатність системи з урахуванням нерівномірності газоспоживання і гідравлічної ефективності складає 152 млрд. м<sup>3</sup> за рік. Проте, найбільшою була продуктивність системи в 1998 році і складала 92,8% максимальної. (80–90) %, завантаження системи вважалось нормальним завантаженням, але з 2007 року спостерігається поступове падіння продуктивності системи з мінімумом 40,9% у 2014 році, а 2023 році продуктивність складала 14,8% (рис. 1.3). Така ситуація вважається неповним завантаженням газотранспортної системи і є критичною. [6, 8, 10]

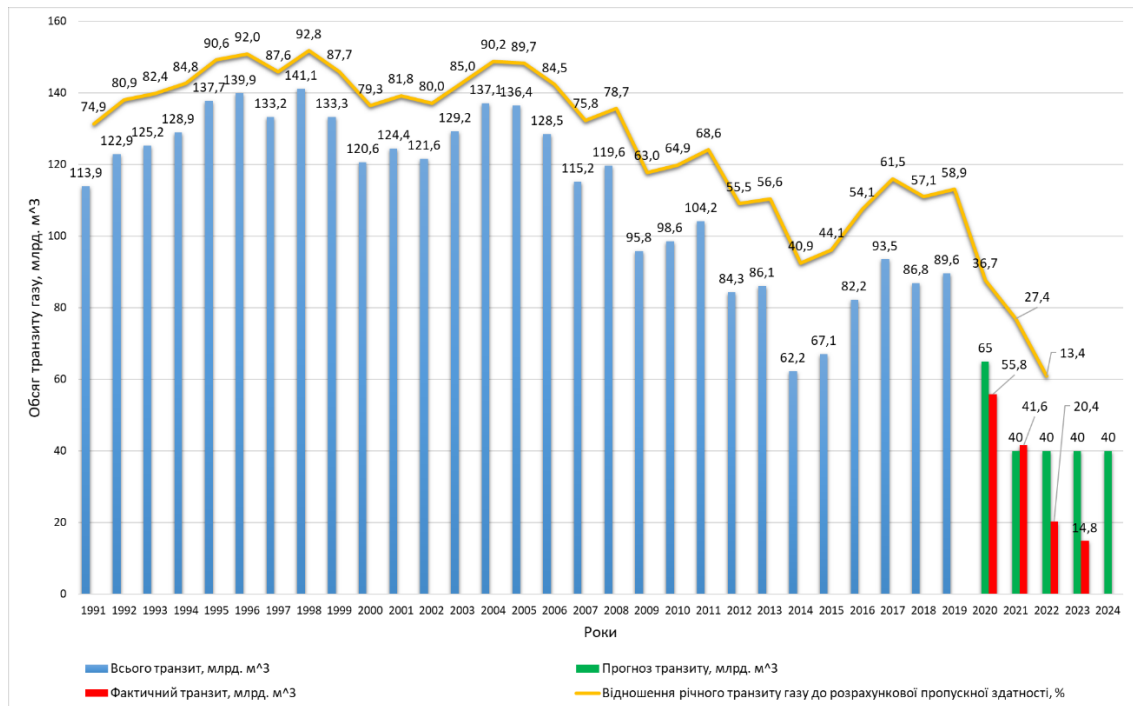


Рисунок 1.3 – Динаміка транзити газу територією України

У структурі газопроводів суттєво переважають трубопроводи великого діаметру. Так, газопроводи діаметром 1420 мм складають 15,82 %, діаметром 1020–1220 мм – 23,34 %; 720-820 мм – 14,93 % (рис. 1.1) [6, 8, 10].

Одночасно ГТС включає в себе 59,43 % газопроводів з терміном експлуатації від 25 до 65 років, 27,8 тис. км газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк – 33 роки, і понад третину газопроводів мають антикорозійне покриття з полімерних плівок холодного нанесення. Це вимагає щорічного проведення значних обсягів капітального ремонту та реконструкції газопроводів для забезпечення їх надійності.

Серед газотранспортних магістралей України близько 80 відсотків експлуатуються вже понад 33 роки, а близько 10 відсотків до вказаної границі залишилось менше 10 років. Отже, 90 відсотків газопроводів від загальної їхньої довжини потребують невідкладних заходів, не тільки для підвищення експлуатаційної надійності, але й для забезпечення їхньої живучості. [9]

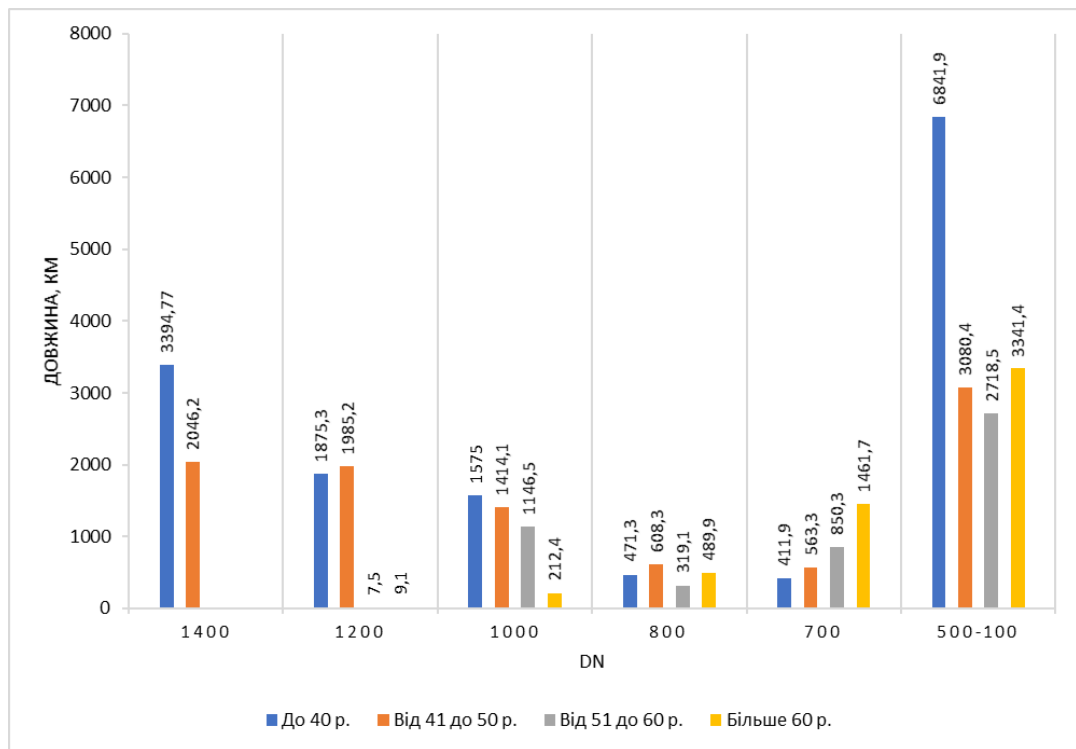


Рисунок 1.4 – Структура ГТС та термін експлуатації газопроводів відповідно за діаметрами і довжиною

Основною проблемою ГТС є підвищення надійності існуючих газопроводів шляхом їх оптимального обслуговування та реконструкції. Тому в останні роки об'єктами капітального будівництва в газотранспортному комплексі є переважно розподільчі газопроводи, які характеризуються порівнянно невеликими діаметром та довжиною. [9, 10]. Тенденції розвитку ГТС України наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Збільшення протяжності ГТС України (у відсотках) за діаметрами труб

Період	Ду1000-1400	Ду500-800	Ду200-400	Ду<200
1970-1980	58	6	16	21
1980-1990	19	68	9	4
1990-2000	15	24	37	23
2000-2020	6	1	33	601



Аналіз показників, поданих в таблиці 1.3, свідчить про те, що в останні десятиріччя значно збільшилась частка газопроводів малого діаметру в загальній структурі газотранспортної системи. Це свідчить про розвиток газотранспортного комплексу як єдиної мережі, що характеризується широкою системою розподільчих газопроводів, закільцьованих перемичками, що значно підвищує надійність поставок газу споживачам у випадку аварійних ситуацій.

Слід зазначити, що експлуатаційні служби здійснюють діагностику стану газопроводів різними методами, включаючи застосування інтелектуальних поршнів. Інколи дослідження показують, що на окремих ділянках стан лінійної частини газопроводів може бути критичним. Корозійні процеси призводять до зменшення робочої товщини стінки труб до такого рівня, що подальша експлуатація газопроводів під робочим тиском стає небезпечною для їх експлуатації.

## **1.2 Дефекти нафтогазопроводів та способи їх виявлення**

### **1.2.1 Основні види дефектів на трубопроводах та причини їх виникнення**

На магістральних трубопроводах, що знаходяться в експлуатації, виявляються дефекти, які мають різні причини. Перш за все, вони виникають через невиконання вимог технічних умов на проведення будівельно-монтажних робіт зі спорудження магістральних трубопроводів або через недотримання правил технічної експлуатації магістральних трубопроводів. Це може бути пов'язано з недбалістю під час будівництва, невідповідністю встановленим стандартам та вимогам, а також з порушенням правил безпеки і якості під час монтажу [11-13].

Додатково, пошкодження можуть виникати внаслідок недостатньої якості захисту трубопроводів від ґрунтової корозії та впливу блукаючих струмів, а саме у випадках підвищення температурних коливань протягом року, що призводить до підвищеної температурних напружень в трубопроводі. А також через розмив ґрунту під трубопроводом на переходах через водні перешкоди та зсуви ґрунту, які можуть також стати причиною утворення дефектів. Крім того, нерівномірне осідання ґрунту після будівництва може призводити до деформацій трубопроводів. Не останню роль у виникненні пошкоджень відіграє якість використаних матеріалів. Наприклад, нерівномірність товщини листів зварних труб або дефекти в заводському зварюванні можуть стати причиною виникнення дефектів у трубопроводі.

Загалом, для забезпечення безпеки та ефективної експлуатації магістральних трубопроводів необхідно дотримуватися технічних умов на будівництво та експлуатацію, а також вживати заходів щодо захисту трубопроводів від різних негативних впливів.

Руйнування магістральних трубопроводів можна класифікувати згідно з різноманітністю їхніх характеристик, що виявлені в ході багаторічних спостережень та аналізу статистичних даних. Основні типи руйнувань включають [14-16]:

- наскрізні локальні дефекти (пошкодження, які характеризуються кородуванням та ерозією тіла труби на обмеженій площі, проявляються зазвичай у вигляді свищів або каверн. Можуть бути результатом корозійно-ерозійних процесів, а також виникати внаслідок механічного пошкодження під час експлуатації чи втручання сторонніх сил в роботу трубопроводів (несанкціоноване врізання тощо));

- розриви монтажних кільцевих стиків (пошкодження виникають на місцях з'єднання труб у трасових умовах, можуть бути спричинені недоліками у монтажі або через недостатню якість зварювання);

– розриви заводських стиків (пошкодження в основному відбувається на місцях, де використовуються зварні труби, можуть бути наслідком недоліків у виробництві та зварюванні труб);

– розриви труб по основному металу (пошкодження виникають далеко від зварних швів і можуть бути наслідком механічних навантажень, корозії, ерозії або інших факторів, що впливають на магістральний трубопровід).

Аналітичні дослідження статистики руйнувань магістральних трубопроводів під час випробування та експлуатації вказують на те, що однією з вагомих причин є пошкодження труб, котрі виникають під час їх транспортування, в процесі спорудження та при експлуатації. Відомо, що аварії на трубопроводах, що спричинені механічними пошкодженнями складають близько 19%. За даними різних джерел, механічні пошкодження третіми особами (з різною метою) також провокують велику кількість аварій. Згідно даних американської газової асоціації статистика руйнувань трубопроводів, зокрема через пошкодження стінки під час випробування та експлуатації, складає близько 50 відсотків від загальної їх кількості.

Під час експлуатації трубопроводів їх пошкодження можуть виникати від впливу транспортних засобів і сільськогосподарських машин та механізмів, внаслідок роботи поблизу будівельної техніки, в процесі капітального їх ремонту чи будівництва об'єктів поблизу них. Досить часто експлуатаційні пошкодження виникають через корозійні процеси на поверхні стінки та ерозійне зношення всередині труби. Корозійні пошкодження поділяють на одиночні, групові і корозійні за площею.

Розрахунок трубопроводів на міцність на етапі проектування не передбачає врахування впливу експлуатаційних дефектів. Не існує методів обліку самих дефектів та їх впливу на міцність трубопроводів. Таку оцінку міцності слід проводити для кожного дефекту або дефектів в певному перерізі трубопроводу на етапі експлуатації.

Методи розрахунку на міцність передбачають, що в трубопроводі без дефектів пластичні деформації не виникають, тобто внутрішні напруження не перевищують границі текучості. Поверхневі пошкодження трубопроводів відіграють роль концентраторів напружень, довкола яких виникають підвищені локальні напруження. Дослідженнями різних учених було встановлено, що велика частка руйнувань трубопроводів відбувається через виникнення гострих поздовжніх або тупих надрізів, що закінчуються загостреною краєвою мікротріщиною. [16, 17]

Серед множини факторів, що зменшують надійність трубопроводів, значуще значення має наявність у матеріалі труб та зварних з'єднань різних дефектів, які залишилися невиявленими або не могли бути виявлені сучасними засобами контролю та під час випробувань. Більше того, розміри багатьох дефектів не відповідають нормативним обмеженням, проте в кінцевому підсумку вони можуть стати центрами напружень. Тому звичайні методи оцінки міцності трубопроводів, які ґрунтуються на системі коефіцієнтів запасу міцності, потребують додаткових оцінок граничного стану трубопроводів, зокрема з врахуванням критеріїв тріщиностійкості, а особливо в період ремонту із використанням зварювання.

Дослідження Інституту проблем міцності НАН України показали, що найбільш прийнятним критерієм для вивчення опору руйнуванню трубних сталей є критерій критичного розкриття тріщини. Вимоги до сталі по тріщиностійкості полягають у тому, щоб уникнути появи в'язкої тріщини під час дії напружень у стінках трубопроводу та забезпечити самозупинку процесу руйнування трубопроводу після досягнення тріщиною певної довжини. Окремі дослідження Інституту проблем міцності НАН України показали, що ключовими факторами, які впливають на процес руйнування, є глибина дефекту, значення напружень і характеристики матеріалу, які визначають настання "загальної" текучості в оболонці з поверхневими та наскрізними дефектами, а також опір матеріалу зародженню

в'язкого руйнування та перехід тріщини в нестабільний стан. Хоча високий рівень в'язкості руйнування початкового матеріалу часто вважається важливим, це не завжди гарантує необхідну працездатність магістральних газопроводів. Наприклад, в'язкість руйнування певних трубних сталей, таких як 17Г1С та інші, на етапах зародження в'язкої тріщини та її переходу в нестабільний стан істотно знижується внаслідок пластичної деформації металу в місцях механічних пошкоджень та можливості локалізації пластичних деформацій в області зварного з'єднання під час експлуатації труб.

В залежності від геометричних параметрів (розмірів) різних дефектів та пошкоджень у стінці труби магістральних трубопроводів, розглянуто наступну класифікацію для їх категоризації.

#### *Дефекти механічного походження*

1. Подряпини на зовнішній поверхні труби (риски) характеризуються формою поперечного перетину, яка наближається до трикутної або трапецієвидної і може змінюватися по довжині.

Напрямок уздовж поздовжньої осі трубопроводу може бути будь-яким. Форма подряпини на поверхні трубопроводу може бути як прямолінійною, так і криволінійною, причому контактні напруження можуть досягати руйнівних значень.

2. Задири відрізняються від подряпин наявністю зазублених країв та меншою кривизною дна. Геометричні характеристики задирів такі ж, як і у подряпин.

3. Забоїни – це пошкодження з гострими краями. Залежно від характеру та сили удару, вони можуть мати різну форму, площу і глибину (до 4 мм). При цьому у стінці труби виникають значні напруження, залишкові від локальних пластичних деформацій стінки. Площа забоїни умовно визначається як добуток найбільшого лінійного розміру (довжини) на найбільшу ширину.

4. Вм'ятини – це дефекти, що характеризуються плавним з'єднанням поверхонь, які утворюють поглиблення на поверхні стінки трубопроводу. При виникненні вм'ятин цілісність металу стінки трубопроводу не порушується. Площа вм'ятин не регламентується. Вм'ятини глибиною до 50 мм виправляються, а ділянки труб з вм'ятинами більше 50 мм вирізаються.

5. Ерозійні дефекти внутрішньої поверхні трубопроводу – це пошкодження внутрішньої поверхні стінки трубопроводу (відводів, трійників тощо), яке виникає внаслідок послідовного руйнування поверхневого шару стінки під дією механічного (або електромеханічного) впливу твердих частинок, що рухаються у потоці перекачуваного продукту. Механічна ерозія супроводжується процесами, такими як зношування поверхні та утворення тріщин, що може призводити до місцевої або загальної втрати міцності стінки трубопроводу. [16-18]

#### *Дефекти корозійного походження*

1. Суцільна корозія – це процес корозії, який охоплює значну за площею поверхню металу труби. Рівномірна суцільна корозія протікає з однаковою швидкістю по всій поверхні, тоді як нерівномірна суцільна корозія характеризується різною швидкістю руйнування на різних ділянках металу.

2. Місцева корозія – це корозія, яка впливає лише на обмежені ділянки поверхні металу. Це може бути точкова корозія, корозія плямами або корозія у вигляді окремих виразок.

3. Міжкристалічна корозія – це процес корозії, який розповсюджується вздовж меж кристалів металу. [16-18]

#### *Дефекти технологічного походження*

Дефекти технологічного походження – це дефекти, що виникають під час виробництва трубопроводів (металевого прокату) через порушення технологічного процесу. Ці дефекти можуть бути спричинені різноманітними факторами, такими як: неправильне налаштування обладнання, неякісні

матеріали, невідповідний контроль якості або недоліки в роботі промислового обладнання. Дефекти технологічного походження можуть призвести до зниження міцності або інших характеристик труб. До дефектів даної категорії відносяться: вм'ятини, включення, окалина, тріщини, розшарування, сегрегація, подряпини, риски, подрізи тощо. [16-18]

Результатом експлуатації трубопроводів з наведеними вище дефектами може бути утворення наскрізних пошкоджень (рис. 1.5) з витокami транспортованого продукту в навколишнє середовище, які можуть супроводжуватися вибухами та негативним впливом на життя і здоров'я людей та екологічний стан довкілля. Для запобігання наскрізних дефектів важливо регулярно проводити інспекції та обслуговування трубопроводів, а також використовувати високоякісні матеріали та технології під час їх спорудження та експлуатації. [19, 20]



**Рисунок 1.5 – Результати довготривалої експлуатації трубопроводів з дефектами корозійного походження**

### **1.2.2 Аналітичні та діагностичні методи виявлення дефектів лінійної частини трубопровідних систем**

Енергоефективність трубопровідного транспортування нафти і газу значною мірою залежить від стану внутрішньої поверхні стінки трубопроводу.

Адже, наявність ерозійних пошкоджень, наведеної шорсткості чи збільшення еквівалентної шорсткості призводять до зростання втрат напору на тертя в трубопроводі. Саме тому, в дисертаційній роботі планується дослідити теоретично, з використанням аналітичних способів, та експериментально процеси руху газових потоків з механічними домішками відводами газопроводів.

Трубопровідні системи формуються з мережі газо- та нафтопроводів, які побудовані з прямолінійних ділянок, відводів, кривих холодного гнуття, трійників, перекривної арматури тощо. Найбільша кількість відводів зустрічаються на компресорних чи насосних станціях, а також на надземних переходах трубопроводів з Г-, Z- та П-подібними компенсаторами, також вони розміщуються в місцях різких поворотів траси трубопроводу в горизонтальній та вертикальній площині, в залежності від рельєфу прокладання.

У відводах трубопроводів міняється напрямок руху потоку продукту на кут  $(60-90)^\circ$ , що призводить до складної фізики процесу. При цьому спостерігається турбулентний рух потоку, нерівномірний розподіл тиску, утворюються дифузорний та конфузорний ефекти, проходить бомбардування твердими частинками, які містяться в потоці продукту (природного газу) стінки трубопроводу, що призводить до ерозійного зношування стінки труби. Тому потрібно детально вивчати фізику процесу руху, зокрема, газових потоків відводами.

У реальних умовах магістральних газопроводів неможливо отримати інформацію про рух газових потоків відводами. Труби магістральних газопроводів є стальними, що не дозволяє візуально спостерігати за потоком. Точне значення швидкості газу, рідких і твердих частинок в будь-якій точці тривимірного потоку у відводі також неможливо визначити. Газопроводи перебувають під високим тиском, тому візуалізувати потік газу в магістральному газопроводі не можна.



На сьогоднішній день, детально вивчати фізику руху газового потоку відводами можна способом моделювання тривимірних потоків у сучасних програмних середовищах CFD (Computational Fluid Dynamics). Достовірність такого моделювання можна підтвердити експериментальним шляхом, провівши аналіз руху потоків у трубах та відводах з прозорого матеріалу.

В літературі зустрічаються різні дослідження пов'язані з рухом багатофазних потоків відводами. Зокрема, рух потоку пари відводами атомних станцій діаметром 35,5 мм з використанням комп'ютерного моделювання вивчав G. Homicz [21]. M. Didwania, L. Singh, A. Malik і M. Sisodiya, використовуючи комп'ютерне моделювання, вивчали турбулентний рух повітря в відводах системи вентиляції [22]. Комп'ютерним моделюванням руху газу місцевими опорами поліетиленових відводів займалась Ю. Дорошенко [23]. K. Mohanarangam, Z. Tian, і J. Tu [24], [25], K. Ibrahim, M. El-Kadi, M. Named і S. El-Behery [26], Z. Tian [27], Q. Mazumder [28] методом комп'ютерного моделювання та експериментального дослідження вивчали рух твердих частинок відводами трубопроводів діаметром до 300 мм та їх ерозійне зношування.

Ерозійні та корозійні процеси є одними з тих, що можуть призводити до виникнення нештатних ситуацій таких як утворення наскрізних дефектів, що супроводжуються витокami. Інші причини, що призводять до порушення цілісності трубопроводів, що супроводжуються витокami, безпосередньо, нафти, наведені вище. [29, 30]

Проблеми безпеки та надійності експлуатації систем трубопровідного транспорту нафти також пов'язані з особливими властивостями даної сировини, а саме:

- нафта є горючим продуктом, і за певних концентрацій її пари при наявності джерела запалювання (іскри) можуть займатися, що створює постійну пожежонебезпеку;

- пари нафти характеризуються отруйною дією на людину та тварин;

- забруднення нафтою літосфери призводить до втрати ґрунтом родючих властивостей;

- у разі надходження нафти у водні об'єкти, на їх поверхні утворюється повітронепроникна плівка, внаслідок чого відбувається знекиснення води, що в свою чергу згубно впливає на тваринний та рослинний підводний світ.

Залежно від кількості і фізичних властивостей пролітої нафти ліквідація наслідків забруднення може тривати від кількох місяців до кількох років, а іноді і десятиліття, з величезними витратами на відновлення території до початкового стану. Мінімізація впливу нафтових розливів на навколишнє середовище залежить від оперативності виконання робіт по локалізації джерела забруднення і від грамотних та своєчасних заходів по ліквідації наслідків аварії. Тобто аварії, пов'язані з розгерметизацією трубопроводів та виходом нафти є небезпечними для навколишнього середовища і можуть призвести до значних екологічних та економічних збитків.

Останніми роками вирішення завдання забезпечення промислової та екологічної безпеки трубопровідного транспорту набуває особливо актуального значення. Проблема виявлення витоків нафти, особливо «малих», з магістральних трубопроводів – одна з найбільш гострих і непростих проблем експлуатації нафтопроводів. Незважаючи на те, що постійно ведеться пошук ефективних і технологічних рішень, говорити про остаточне рішення цієї проблеми поки не доводиться. Пропонується безліч методів виявлення витоків, як розрахункових, так і технічних, проте більшість з них є технологічно складними або надзвичайно дорогими.

Аналогічна ситуація з витокami на газопроводах, проте, наслідки витікання природного газу можуть бути більш серйозними. Небезпечні властивості включають високу вибуховість та токсичність. Витікання газу також може призвести до забруднення ґрунту та водойм, що може мати негативний вплив на екосистему.

Відомо, що під час виникнення витоків у трубопроводі з'являються зміни динамічних параметрів потоку, які поширюються в обидві сторони від місця аварії. Через певний час ці зміни зникають, і в трубопроводі встановлюється новий усталений режим потоку, який враховує втрату продукту через витік. У таких випадках постає питання виявлення місця витікання. Використовуючи відповідні прилади для вимірювання цих короточасних змін потоку в трубопроводі, можна визначити місцезнаходження витоків. Такі методи широко застосовуються в системах управління процесами. Під час роботи диспетчер-технолог може використовувати методи та системи визначення витоків чи врізань із застосуванням комп'ютерних технологій, аналізуючи їх вплив на роботу насосної станції.

Характеристика насосної станції при нормальному режимі роботи може бути визначена за формулою:

$$H_0 = a - bQ_0^{2-m}, \quad (1.1)$$

де  $a$  і  $b$  – визначені коефіцієнти;

$m$  – коефіцієнт, який залежить від режиму течії продукту у трубопроводі;

$Q_0$  – витрата насосної станції до появи витоків.

При появі витоків рівняння характеристики можна записати як:

$$H = a - bQ_1^{2-m}, \quad (1.2)$$

де  $Q_1$  – витрата насосної станції після появи витоків.

Тоді втрати напору при нормальному режимі роботи будуть визначатися за формулою:

$$\Delta H_0 = kQ_0^{2-m}l + \Delta z, \quad (1.3)$$

де  $l$  – довжина трубопроводу;

$\Delta z$  – різниця геодезичних відміток.

Коефіцієнт  $k$  можна визначити за наступною формулою:

$$k = \beta \left( \frac{v^m}{D^{5-m}} \right), \quad (1.4)$$

де  $\beta$  – коефіцієнт, який залежить від режиму течії продукту;

$v$  – динамічна в'язкість;

$D$  – внутрішній діаметр трубопроводу.

Втрати напору при появі витоку можна визначити за формулою:

$$\Delta H = kQ_0^{2-m} x + k(Q_1 - q)^{2-m} (l - x) + \Delta z, \quad (1.5)$$

де  $q$  – витрата витоку;

$x$  – відстань від насосної станції до місця витоку.

Для подальшого аналізу необхідно визначати відносні зміни напору на насосній станції та у трубопроводі у залежності від місця та величини витоку.

Для насосної станції з рівнянь (1.1) та (1.2) можна визначити відносну зміну напору за формулою:

$$\varepsilon_H = \left( \frac{a}{H_0} - 1 \right) \left[ \left( \frac{Q_1}{Q_0} \right)^{2-m} - 1 \right], \quad (1.6)$$

А для трубопроводу із рівнянь (1.3) та (1.5) слідує що:

$$\varepsilon_H = \left( 1 - \frac{\Delta z}{H_0} \right) \left\{ 1 - \left[ \left( \frac{Q_1}{Q_0} \right)^{2-m} \cdot \frac{x}{l} + \left( \frac{Q_1 - q}{Q_0} \right)^{2-m} \cdot \left( 1 - \frac{x}{l} \right) \right] \right\} \quad (1.7)$$

При цьому варто знати, що відносна зміна напору, а саме величина  $\varepsilon_H$  може бути розрахована за формулою:

$$\varepsilon_H = \frac{H_0 - H}{H_0}. \quad (1.8)$$

У відношеннях рівнянь (1.6) та (1.7) невідомими є відносні зміни напору та відносна витрата  $Q_1/Q_2$ . Відносною витратою витоку  $q/Q_2$  та відстанню  $x/l$  можна попередньо задатись. Таким чином, ці відношення дозволяють визначити відносні зміни напору та витрати на насосній станції у випадку появи витікання з трубопроводу.

При появі витоку відносна зміна напору на насосній станції за формулою (1.6) дорівнює відносній зміні напору у трубопроводі за формулою (1.7). З цього виходить, що  $x=l$ :

$$\varepsilon_Q = \frac{Q_1 - Q_0}{Q_0} = 0. \quad (1.9)$$

Відносна зміна витрати буде найбільша при  $x = 0$ , а значення відносної зміни витрати можна визначити за формулою:

$$\varepsilon_{Q \max} = \left( \frac{Q_{1 \max} - Q_0}{Q_0} \right)_{\max}. \quad (1.10)$$

Витрата  $q$  несанкціонованого врізання завжди буде знаходитись у межах  $\varepsilon_{Q \max} \geq \varepsilon_Q > 0$ , у будь-якій точці трубопроводу.

Зміни витрати у будь-якій точці трубопроводу до місця витоку будуть рівні зміні витрати на насосній станції.

Визначимо відносні зміни витрати у трубопроводі після місця аварії  $(Q_0 - Q_2)/Q_0$ . Зміни витрати при врізанні у кінці трубопроводу будуть рівні ( $x=l$ ):

$$\varepsilon_Q = \frac{Q_0 - Q_2}{Q_0} = \frac{Q_0 - Q_1 + q}{Q_0}; \quad (1.11)$$

при  $x = 0$ :

$$\varepsilon_Q = \frac{Q_0 - Q_2}{Q_0} = 1 - \frac{Q_1 + q}{Q_0} = 1 - \left( \frac{Q_1}{Q_0} \right)_{\max} + \frac{q}{Q_0}. \quad (1.12)$$

При цьому:

$$\frac{q}{Q_0} > 1 - \left( \frac{Q_1}{Q_0} \right)_{\max} + \frac{q}{Q_0} > 0. \quad (1.13)$$

З формул (1.11) та (1.12) слідує, що відносна зміна витрати у кінці трубопроводу збільшується з віддаленням місця врізання від насосної станції.

Для того щоб порівняти зміни витрати на початку та у кінці трубопроводу, необхідно знайти відносні прирости витрати:

$$\varepsilon_1 = \frac{Q_1 - Q_0}{Q_0} = \frac{Q_1}{Q_0} - 1, \quad (1.14)$$

$$\varepsilon_2 = \frac{Q_0 - Q_2}{Q_0} = 1 - \frac{Q_2}{Q_0}. \quad (1.15)$$

З рівнянь (1.14) та (1.15) видно, що значення  $\varepsilon_1$  може бути як більше так і менше значення  $\varepsilon_2$  у залежності від місця витікання. Також існує така точка на трубопроводі, де ці два значення будуть рівні між собою ( $\varepsilon_1 = \varepsilon_2$ ). До цієї точки більші зміни витрати відбуваються на насосній станції, а уже після неї більші зміни спостерігаються у кінці трубопроводу. Відстань від початку трубопроводу до точки ( $x/l$ ), де відносні прирости рівні між собою є відносною координатою витоку.

З формул (1.14) та (1.15) слідує, що  $Q_1 / Q_0 = 2 - (Q_2 / Q_0)$ . А оскільки  $q = Q_1 - Q_2$ , то з рівнянь (1.6) та (1.7) можна визначити, що:

$$\frac{x}{l} = \frac{1 - \Phi \left[ \left( 2 - \frac{Q_2}{Q_0} \right)^{2-m} - 1 \right]}{\left( 2 - \frac{Q_2}{Q_0} \right)^{2-m} - \left( \frac{Q_2}{Q_0} \right)^{2-m}}, \quad (1.16)$$

де

$$\Phi = \left( \frac{a}{H} - 1 \right) \left( 1 - \frac{\Delta z}{H_0} \right). \quad (1.17)$$

Формула (1.16) дозволяє визначити довжину ділянки, на якій відбувається витікання з трубопроводу.

Для горизонтального трубопроводу, тобто при  $\Delta z = 0$ , рівняння (1.17) буде мати спрощений вигляд:

$$\Phi = \left( \frac{a}{H} - 1 \right). \quad (1.18)$$

Таким чином, можна розрахувати зміни напору та продуктивності насосної станції та трубопроводу при будь-якій величині витрати витоку  $q$ , а також при будь-якому його місцезнаходженні на трубопроводі.

Аналітичний метод визначення місця витоку за методом Щербакова С. Г.

Для визначення місця витоку з трубопроводу за допомогою аналітичного методу Щербакова С. Г. використовують наступну формулу:

$$x^* = l \cdot \frac{1 - \left( \frac{Q''}{Q_0} \right)^{2-m} - \frac{a \cdot (H_0 - 1) \left[ \left( \frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m} - 1 \right]}{1 - \Delta z H_0}}{\left( \frac{Q'}{Q_0} \right)^{2-m} - \left( \frac{Q''}{Q_0} \right)^{2-m}}, \quad (1.19)$$

де  $l$  – протяжність аварійної ділянки, між двома насосними станціями;

$Q_0$  і  $H_0$  – відповідно витрата та напір у трубопроводі до виникнення врізання;

$Q'$ ,  $Q''$  – відповідно витрата до та після місця витоку;

$a$  – коефіцієнт насосної станції;

$m$  – коефіцієнт режиму течії у трубопроводі;

$\Delta z$  – різниця геодезичних відміток кінця та початку ділянки трубопроводу.

Крім вище наведеного рівняння, місцезнаходження витoku можна також визначити виходячи зі зміни напору на насосній станції на початку та в кінці перегону за формулою:

$$x^* = l \cdot \frac{1 - \left(\frac{Q''}{Q_0}\right)^{2-m} - \frac{H_0 - H'}{H_0 - \Delta z}}{1 + \frac{(H_0 - H')(H_0 - 1)}{aH_0} - \left(\frac{Q''}{Q_0}\right)^{2-m}}, \quad (1.20)$$

де  $H''$  – напір на насосній станції після появи врізання.

Метод в основному опирається на точність вимірювання витрати та напору на обох насосних станціях, на ділянці між якими стався витік. Враховуючи те, що зазвичай відстань між насосними станціям магістрального трубопроводу складає близько (100-120) км, цей аналітичний метод виявляється не точним, але не потребує будь-яких нештатних приладів, тому при появі витoku з трубопроводу можна використати цей метод для визначення приблизної зони місця врізання, що пришвидшить процес знаходження такої.

Аналітичний метод визначення місця витoku за методом Зайцева Л. А.

За методом Зайцева Л. А. на основі показів приладів будується лінія гідравлічного нахилу з урахуванням відміток місцевості. Наявність зламу на побудованій лінії гідравлічного нахилу вказує на наявність витoku з трубопроводу. Далі розрахунок ведеться за формулою балансу енергій:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho} = i_1 x + i_2 (l - x) \pm \Delta z, \quad (1.21)$$

звідки



$$x = \frac{(P_1 - P_2) - \rho i_2 l - \rho(\pm \Delta z)}{\rho}, \quad (1.22)$$

де  $P_1, P_2$  – тиск відповідно на початку та у кінці ділянки трубопроводу

$\rho$  - густина продукту;

$i_1, i_2$  – гідравлічні нахили відповідно до та після місця врізання;

$l$  – довжина ділянки;

$x$  – відстань від початку ділянки до місця витoku;

$\Delta z$  - різниця геодезичних відміток кінця та початку ділянки трубопроводу.

Цей метод характеризується значною величиною похибки при визначенні місці витoku. Навіть при використанні приладів високого класу точності, похибка відстані до місця витoku складає 10 % довжини ділянки. [31-34]

Враховуючи неможливість визначення дефектів та великі значення похибок вимірювання при використанні аналітичних методів дослідження, необхідно використовувати паралельно діагностичні методи обстеження трубопроводів.

Обстеження трубопроводів проводять з метою вчасного виявлення ділянок, які потребують ремонту, та визначення виду і обсягу робіт. Комплексне обстеження лінійної частини трубопроводів (ЛЧТ) здійснюють організації, які мають відповідну ліцензію; поточні обстеження (огляди) проводяться бригадами лінійно-експлуатаційних служб (ЛЕС), лабораторіями електрозахисту, а також лінійними обхідниками.

Обстеження лінійної частини трубопроводів проводиться за допомогою технічних засобів та устаткування, які зазвичай використовуються лінійно-експлуатаційними службами з використанням різних видів транспортних засобів: гвинтокрилів, літаків, квадрокоптерів, автотранспорту або пішим обходом. Метою огляду є виявлення наступного: ділянок з втратою стійкості трубопроводу; витоків; передаварійних станів; стану перекривної

арматури та засобів електрозахисту; інших пошкоджень; аварій на довколишніх спорудах і об'єктах, що загрожують цілісності трубопроводу.

Метою обстеження ЛЧТ із застосуванням технічних засобів і устаткування є:

- виявлення корозійних і ерозійних дефектів, тріщин тощо в стінці трубопроводу, з використанням внутрішньотрубної або безконтактної дефектоскопії;

- вимірювання напружень в стінці, деформацій і переміщення ділянок ЛЧТ;

- електрометричне обстеження і шурфування з візуальним і інструментальним оцінюванням стану ізоляції і стінки труби. Обстеження трубопроводів проводиться з використанням інспекційних дефектоскопів.

Визначення технічного стану ЛЧТ є підставою для ухвалення рішення щодо методу виконання ремонтно-відновних робіт на конкретному трубопроводі. При цьому важливо розглядати три показники стану трубопроводу:

- 1) технічний стан труб;
- 2) стан зовнішнього ізоляційного покриття;
- 3) ступінь захищеності від корозії.

Дослідження за цими трьома напрямками дозволяють визначити стан трубопроводу і прийняти рішення щодо найбільш економічних ремонтних операцій.

Оцінка технічного стану труб є пріоритетною. Якщо виявлені порушення структурної цілісності, то роботи з відновлення ізоляційного покриття або посилення активного захисту можуть стати економічно необґрунтованими. Методи оцінки структурної цілісності включають:

- внутрішнє обстеження труб (за допомогою поршнів-дефектоскопів);
- зовнішнє обстеження розкритих ділянок трубопроводу;
- гідростатичне випробування.

Важливо зауважити, що завдяки оцінці структурної цілісності трубопроводу оператор може визначити економічну доцільність його ремонту. Ремонт трубопроводу, який має значні корозійні пошкодження або пошкодження внаслідок випадкового розкриття або з інших причин, може бути небажаним і економічно не вигідним. Втрати товщини стінки ЛЧТ можуть бути великими і стати причиною проблем у майбутньому (рис. 1.5). Проте, трубопроводи з такого виду дефектами можуть бути відремонтовані з використанням одного з методів внутрішньотрубного ремонту – методу санації. Особливо такий метод ремонту може бути ефективний у випадку зменшення завантаженості основним продуктом чи у випадку переведення існуючого трубопроводу на транспортування іншого.

Як зазначалося вище, одними з найбільш небезпечних видів пошкодження газонафтопроводів є наскрізні дефекти, які можуть бути наслідком різних причин: як корозійних чи ерозійних процесів, так і пошкоджень механічних, в тому числі і від впливу третіх осіб (спроб несанкціонованого втручання в роботу ЛЧТ з метою розкрадання транспортованого продукту). Саме тому в дисертаційній роботі велика увага приділяється виявленню такого виду пошкоджень.

У загальному, в даний час, для виявлення витоків і несанкціонованих врізань розроблена величезна кількість методів, заснованих на різних фізичних явищах і законах.

Нище наведено класифікацію методів виявлення витоків з трубопроводів:

1. За режимом роботи трубопроводу:

- методи, які застосовуються при зупинці перекачування продукту;
- методи, які використовуються при перекачуванні продукту.

2. За періодичністю контролю:

- методи періодичної перевірки на наявність витоків, які проводяться через певні проміжки часу. До цієї групи відносять патрульні, газові,

радіоактивні та інші методи, що застосовуються для виявлення місць незначних витоків;

- методи безперервної перевірки на наявність витоків, які діють на постійній основі.

### 3. За конструктивним виконанням:

- стаціонарні системи (метод порівняння витрат, відстеження тиску в трубопроводі);

- методи, при яких використовують елементи, що транспортуються з перекачуваним продуктом, наприклад, радіоактивний рідкий ізотоп;

- патрульні методи, при яких обхідники, оснащені пристроями виявлення витоків.

### 4. За фізичним методом:

- метод зменшення тиску в трубопроводі при появі витоку;

- метод негативних ударних хвиль;

- метод порівняння витрат;

- метод порівняння зміни швидкості витрат;

- метод лінійного балансу;

- радіоактивний метод;

- ультразвуковий, акустичний метод та метод акустичної емісії;

- метод трасуючих газів, лазерний газоаналітичний метод;

- візуальний метод спостереження за трасою;

- метод контролю герметичності гідравлічним випробуванням;

- метод статичного тиску;

- метод диференціального тиску;

- метод перепаду тиску.

### 5. За характером взаємодії з перекачуваним продуктом:

- активні методи (випромінювання в перекачуване середовище ультразвукових коливань певної частоти і прийом в місці пошкодження);

- пасивні методи (вимір шумів витоку);

- прямі методи (зонди, кабелі);
- непрямі методи (тиск, швидкість потоку, витрата і швидкість поширення хвиль).

В даний час ефективну практичну реалізацію представляють два напрямки, що забезпечують точний і оперативний контроль:

1. Математичне моделювання, що представляє собою комплекс методів і експертної моделі для визначення витоків, реалізований за допомогою програмних і апаратних засобів.

2. Акустичні методи визначення витоків.

### **1.3 Способи ремонту трубопроводів**

Відома велика кількість технологій ремонту магістральних трубопроводів, що мають дефекти, їх можна віднести до таких основних методів [35-44]:

- ремонт дрібних дефектів зовнішньої поверхні трубопроводу шліфуванням та заварюванням;
- ремонт в місцях аварій і витоків методом встановлення латок, хомутів, притискних пристроїв;
- ремонт з використанням повноохоплюючих сталевих муфт;
- ремонт із застосуванням бандажів з композитних матеріалів тощо;
- заміна дефектних ділянок трубопроводів;
- ремонт із застосуванням внутрішньотрубних технологій.

#### *Шліфування і заварювання дефектів*

Для ремонту неглибоких і невеликих за площею дефектів на зовнішній поверхні труби, що не значно знижують міцність труби, можуть застосовуватися простіші і економічніші методи, такі як шліфування (зачистка) і заварювання (наплавлення). [35-38]

Шліфування використовується для ремонту ділянок труб з неглибокими поверхневими дефектами (не більше 10% від номінальної товщини стінки): корозійних дефектів і втрат металу типу рисок, розшарувань з виходом на поверхню і неглибоких тріщин.

Заварювання застосовується для ремонту дефектів типу «втрата металу» (корозійні виразки, риси). Тріщини, а також риси у вм'ятинах, де можливі тріщини, цим методом не ремонтуються. Заварюванням відновлюється первинна товщина стінки в місцях втрати металу із залишковою товщиною не менше 5 мм.

Заварювання проводять тільки на нафтопроводі, повністю заповненому нафтою. Не допускається виконання заварювання на частково заповненому нафтопроводі.

При виконанні зварювальних робіт на діючому нафтопроводі повинні бути витримані підвищені вимоги безпеки через небезпеку пропалення труби в ослаблених місцях. Важливо також уникати утворення дуже широкої зварювальної зони, що може призвести до погіршення механічних характеристик матеріалу труби в зоні заварювання.

Схильність до розтріскування у області наплавленого металу є одним з недоліків методу заварювання.

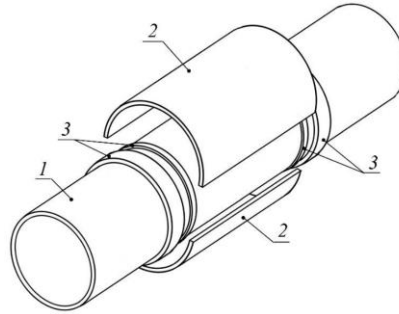
#### *Повноохоплюючі сталеві муфти*

Для ремонту діючих трубопроводів часто застосовують конструкції повноохоплюючих сталевих муфт, що монтуються без зупинки перекачування продукту. За кордоном дослідження працездатності муфт проводилися Інститутом Баттеля (США), компанією «British Gas» (Великобританія). Вітчизняні конструкції розроблялися і досліджувалися в ІЕЗ ім. Патона (Київ).

Муфти складаються з двох циліндричних напівмуфт, які встановлюються на ремонтвану трубу, повністю охоплюючи її (див. рис. 1.6). Потім обидві напівмуфти зварюються встик. Залежно від типу дефекту, його

небезпеки, геометричних параметрів (довжина, глибина), можуть застосовуватися різні по конструкції і призначенню муфти:

- без герметизації (короткі і довгі);
- герметизуючі (приварні): герметичні (короткі і довгі, із заповненням і без заповнення), гальтельні, посилені, темно-зелені.



1 – трубопровід; 2 – напівмуфти; 3 – торцеві ущільнювачі

Рисунок 1.6 – Конструкція муфти

За способом встановлення на трубопровід, конструкції муфт можна розділити на два основних типи – приварні і неприварні. У свою чергу, ці муфти поділяються на обжимні і необжимні. Неприварна обжимна муфта підсилює дефектну ділянку, але не герметизує її. Приварні муфти приварюються до трубопроводу герметизуючими кільцевими швами.

Для ремонту дефектів кільцевих зварних швів застосовуються гальтельні муфти (різновид приварних муфт), які мають всередині спеціальний жолоб, куди поміщається дефектний зварний шов.

Розглянуті методи ремонту з установкою сталевих муфт мають певні недоліки:

- необхідність застосування зварювання на тілі трубопроводу, заповненого продуктом (для приварних муфт);
- відсутність універсальності конструкції для дефектів будь-яких типів;
- неможливість ремонту тріщин в основному металі і зварних швах;

- проблема ремонту труб з овальністю;
- можливість виникнення корозійних процесів в просторі між трубою і муфтою.

Особливим різновидом ремонту за допомогою повноохоплюючих муфт є композитно-муфтова технологія (КМТ). Ця технологія базується на використанні сталевих муфт, у яких кільцевий зазор між муфтою і трубою заповнюється композитним складом, що твердне протягом 24 годин. Затверділий композитний склад передає частину навантаження від внутрішнього тиску від труби до муфти, відновлюючи міцність трубопроводу в зоні дефекту.

Ремонтна муфта з фланцевим з'єднанням, на відміну від муфти із зварними швами, з'єднується на трубопроводі за допомогою шпильок, що стягують фланці. Через свою більшу вартість, така муфта застосовується рідше, переважно на малих діаметрах труб і там, де не допускається виконання зварювальних робіт. Незважаючи на переваги КМТ, вони також мають недоліки, подібні до вищезазначених. *Бандажування за допомогою намотувальних конструкцій*

Існують декілька способів ремонту трубопроводів намотуванням з попереднім натягом:

- намотування сталевого дроту або стрічки;
- намотування скловолокнистих матеріалів з просоченням їх зв'язуючою композицією;
- намотування стрічок з композиційних матеріалів.

Бандажування дозволяє знизити напруження в зоні дефекту шляхом підбору кількості шарів і зусиль натягу в кожному шарі. Прикладом такої намотуваної конструкції є муфта Clock Spring, розроблена в США. Стрічка товщиною 1,5 мм має ширину 280 мм і вручну намотується на дефектну ділянку в 6-8 шарів (рисунок 1.7). На спеціально підготовлену поверхню труби і між шарами стрічки



наноситься адгезив (клейовий склад). Зовнішні втрати металу стінки труби і вм'ятини заповнюються спеціальною швидкотвердіючою мастикою, що добре працює на стиск. Через 2 години після встановлення, отримана муфта готова до роботи. Схема муфти Clock Spring, встановленої на трубу, показана на рисунку 1.7.



а – конструкція муфти; б - загальний вигляд встановленої муфти;  
1 – стрічка з високоміцного композитного матеріалу; 2 – адгезив;  
3 -мастика для заповнення зон втрати металу

Рисунок 1.7 – Муфта Clock Spring

Попри простоту даної технології, все ж вона має недоліки:

- неможливість ремонту тріщин в основному металі і зварних швах, дефектів втрати металу з гострим профілем (подряпини, задири);
- за наявності протяжних дефектів необхідно проводити установку декількох поряд розташованих муфт (шириною по 280 мм), заповнюючи стики між ними адгезивом.

Таким чином, технологія ремонту муфтами Clock Spring не є універсальною і через високу вартість композиційної стрічки може застосовуватися лише для ремонту окремих типів дефектів невеликої довжини.

*Внутрішньотрубні (безтраншейні) методи ремонту.*

Серед основних способів внутрішньотрубного ремонту трубопроводів можна виділити схему “труба в трубі”, яка виконується за наступними методами:

“GFK-лайнер” – це метод ремонту трубопроводів, при якому довгий фібергласовий (скловолоконний) рукав протягується в середину ремонтного трубопроводу. Метод дозволяє відновлювати працездатність трубопроводів різного діаметру (від 100 до 1200 мм), які втратили герметичність або пошкоджені внаслідок корозійних чи ерозійних процесів. Суть технології “GFK-лайнер” полягає в тому, що спочатку зона аварійного трубопроводу, який підлягає ремонту, очищається і піддається відеоконтролю внутрішньої поверхні. У разі потреби проводиться підготовка внутрішньої поверхні за допомогою роботизованого інструменту, з метою її вирівнювання. Потім за допомогою пристрою для протягування, через отвір в трубопроводі, що ремонтується, протягується м’який фібергласовий облицювальний рукав.

“U-лайнер” – трубу для протягування виготовляють з термопластичної полімерної труби діаметром від 80 до 1200 мм, яка має велику міцність. Перед цим її попередньо деформують в нагрітому стані у формі літери "U" і закручують на барабан. Такі лайнери роблять з поліетилену або поліетилену, армованого поліефірним волокном, що забезпечує їхнє щільне прилягання до стінки дефектної труби після розширення. Лайнер протягують у дефектну ділянку трубопроводу. Потім обидва кінці лайнера закривають спеціальними заглушками, і трубопровід розширюють до круглої форми тиском пари, яку подають машиною-парогенератором. Однією з найперспективніших технологій безтраншейного ремонту протяжних ділянок трубопроводних мереж є технологія “SmartPipe” (США), яка полягає у використанні подібних лайнерів із здатністю трубопроводу витримувати високий тиск (понад 5 МПа).

“Труба в трубі без руйнування” – проводиться ремонт пошкоджених сталевих трубопроводів шляхом протягування в них поліетиленових труб короткими або довгими відрізками. Протягування нової поліетиленової труби в сталевий трубопровід проводять з використанням лебідок, гідродомкратів, статичних установок Grundoburst, тракторів, бульдозерів тощо. [45-48]

Отже, для проведення ремонту ЛЧТ в умовах зменшення завантаженості систем трубопровідного транспорту та можливості зменшення необхідного діаметру для забезпечення відповідної пропускної здатності, велика увага присвячується внутрішньотрубним (безтраншейним) методам ремонту. Безтраншейні технології реконструкції трубопроводів мають широке застосування у зв'язку з певними перевагами, що забезпечують екологічну безпеку та економічну ефективність технології: їх можна використовувати в умовах неможливості використання відкритих способів ремонту, з мінімальними об'ємами виконання земляних робіт, без пошкоджень існуючих підземних комунікацій, а також при виконанні робіт в нестабільних ґрунтових умовах. [45, 46]

Слід відмітити, що ремонт лінійної частини трубопроводів за методом “труба в трубі”, може мати позитивні результати щодо зменшення енерговитрат при транспортуванні високов'язких нафт чи інших продуктів. Оскільки, за умов протягування труби в трубі, відбудуться зміни теплообмінних процесів з навколишнім середовищем, а, відповідно, і зміни властивостей транспортованого продукту.

#### **1.4 Постановка завдань дослідження та вибір методів їх вирішення**

Енергоефективність та надійність транспортування нафти та газу трубопроводами залежить від стану стінки трубопроводів, зокрема від наявності ерозійних та корозійних дефектів, які на стадії тривалої експлуатації можуть призвести до більш серйозних наскрізних дефектів, що можуть супроводжуватися витоками продукту. Тому, для забезпечення енергоефективності та надійності експлуатації нафтогазопроводів необхідно удосконалювати способи виявлення дефектів такого характеру та їх ремонту.

В дисертаційній роботі планується теоретично та експериментально дослідити процеси руху газових потоків з механічними домішками через

відводи газопроводів, використовуючи аналітичні методи, з метою виявлення дефектів ерозійного походження, які частіше зустрічаються в трубопроводах для транспорту газу. Відомо, що фізична картина руху газового потоку відводами досліджена недостатньо, оскільки вона є складною і неоднозначною, і її досить важко розрахувати теоретично. Тому, не завжди легко виявити місця максимальної ерозії, що є не менш важливим, ніж точне визначення величини ерозійного зношування.

Крім того, завжди актуальними залишаються проблеми оперативного встановлення координати місця наскрізного дефекту трубопроводу з витокм продукту. В дисертаційній роботі планується удосконалити розрахункову методику визначення параметрів роботи нафтопроводів за умов малих витоків нафти через дефектні чи іншого походження отвори, а також розробити відносно дешеву та ефективну практичну методику та технологію для виявлення витікань продукту з трубопроводів та їх координат.

Виявлення дефектів є першим кроком надійної та ефективної експлуатації трубопроводів, а наступним завжди залишається ремонт трубопровідних систем. Тому, наступною задачею є встановлення ефективних способів ремонту тривалоексплуатованих трубопроводів, в умовах неповного завантаження продуктом, та їх удосконалення з метою підвищення енергоефективності та надійності транспортування, особливо для високов'язких нафт, процес транспортування яких вважається надзвичайно енергозатратним.

Результати теоретичних та експериментальних досліджень можуть лягти в основу методики надійної та ефективної експлуатації тривалоексплуатованих трубопроводів в умовах неповного завантаження як за умов транспортування основного продукту, так і в умовах переходу на альтернативний.

## РОЗДІЛ 2

### УДОСКОНАЛЕННЯ СПОСОБІВ ВИЯВЛЕННЯ ДЕФЕКТІВ ТРУБОПРОВІДІВ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ТА НАДІЙНІСТЬ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

Визначення ерозійних дефектів та наскрізних дефектів з витокami в нафтогазопроводах має критичне значення для забезпечення безпеки, ефективності та економічності їхньої експлуатації. Ерозійні дефекти, спричинені зносом внутрішніх поверхонь труб під дією потоку нафти чи газу, можуть поступово розвиватися і призводити до значних втрат тиску та зниження пропускної здатності. Ці дефекти не лише впливають на продуктивність системи, але й можуть стати причиною аварійних ситуацій, що становить небезпеку для навколишнього середовища та людського життя.

Наскрізні дефекти, що призводять до витоків, є ще більш серйозною проблемою. Витоки нафти або газу можуть спричинити масштабні екологічні катастрофи, забруднення ґрунтів і водних ресурсів, а також вибухи чи пожежі, які загрожують життю та здоров'ю людей. Вчасне виявлення таких дефектів дозволяє запобігти негативним наслідкам і забезпечити оперативне проведення ремонтних робіт.

Регулярне обстеження трубопроводів, використання сучасних діагностичних методів, таких як поршні-дефектоскопи, та впровадження нормативних вимог до моніторингу стану трубопроводів є ключовими факторами для підтримання їхньої надійності. Своєчасне виявлення і усунення ерозійних та наскрізних дефектів дозволяє зменшити витрати на ремонт і технічне обслуговування, мінімізувати ризики аварій та забезпечити безперервну, надійну та енергоефективну роботу нафтогазотранспортної системи.

Дефекти, такі як ерозійні пошкодження та наскрізні витоки, мають значний вплив на надійність трубопроводів, а також на економічні та

екологічні аспекти їхньої роботи. Підвищення точності діагностики за допомогою розробки та впровадження нових теоретичних моделей дозволяє точніше передбачати місця виникнення дефектів і оцінювати їхній вплив на систему. Використання сучасних аналітичних методів, таких як комп'ютерне моделювання, може значно покращити розуміння механізмів утворення дефектів. Поліпшення ефективності виявлення дефектів за рахунок впровадження передових технологій обстеження, таких як поршні-дефектоскопи та інші неруйнівні методи, дозволяє виявляти дефекти з високою точністю.

В даному розділі передбачається удосконалення способу виявлення дефектів ерозійного походження, удосконалення методики розрахунку параметрів роботи магістральних нафтопроводів з урахуванням малих витоків нафти та удосконалення пристрою (поршня) для виявлення витоків з трубопроводів. Удосконалення методів та способів виявлення дефектів, що враховують специфіку експлуатації трубопроводів, є ключовим фактором для забезпечення надійності та довговічності нафтогазотранспортних систем.

## **2.1 Удосконалення способу виявлення дефектів ерозійного походження**

Інформацію про ерозійне зношування відводів отримують за допомогою зовнішнього обстеження ультразвуковими дефектоскопами. Місця обстежень відводів на ерозійне зношування не передбачені жодним українським нормативним документом, і працівники, які виконують обстеження, визначають їх на основі необґрунтованих логічних міркувань і набутого досвіду. Саме тому, завданням дослідження є розроблення науково-методологічної основи комплексного числового моделювання та експериментального дослідження руху газового потоку відводами газопроводів. Визначення структури потоку газу в відводі, траєкторій руху

дискретних фаз відводом, виявлення місць інтенсивного ударяння дискретних фаз до стінки трубопроводу, виявлення місць інтенсивного ерозійного зношування відводів.

Числове комп'ютерне моделювання руху газового потоку відводами газопроводів виконувалось в програмному комплексі ANSYS Fluent R17.0 Academic. Комплексна процедура чисельного моделювання складається з трьох етапів:

- імітаційне моделювання газового потоку в відводах газопроводів;
- імітаційне моделювання руху рідких і твердих частинок в газовому потоці відводами газопроводів;
- розрахунок ерозійного зношування відводів газопроводів.

Імітаційне моделювання виконувалось шляхом розв'язання нестационарних рівнянь Нав'є-Стокса, замкнених широко відомою двопараметричною  $k-\varepsilon$  моделлю турбулентності Лаундера-Шарма із застосуванням пристінної функції з відповідними початковими і граничними умовами.

Для імітаційного моделювання ерозійного зношування в ANSYS Fluent закладено Лагранжевий підхід (модель DPM (Discrete Phase Model – модель дискретної фази)). В основі Лагранжевого підходу 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 виведених в роботі J. Hinze [49].

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 [50]. Для оцінки обсягу втрати матеріалу поверхні зумовленої ударянням в неї частинки, була досліджена траєкторія руху частинки.

Тривимірні моделі відводів, геометричні розміри яких ідентичні промисловим зразкам, з прилеглими ділянками труб були накреслені в геометричному модулі Ansys Fluent – Design Modeler. Зовнішній діаметр відводу 1420 мм, номінальна товщина стінки відводу 20 мм. Геометрія відводу відповідає ГазТУ 102-488/1 [51].

Для 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. [52]

Експериментальні дослідження виконано в лабораторії 0423 ІФНТУНГ. Для досліджень розроблено і побудовано багатофункціональний експериментальний стенд, який дає змогу виконувати комплексні дослідження руху потоків відводами, трійниками трубопроводів, руху внутрішньотрубних засобів трубопроводами, ефективності очищення трубопроводів різними способами. [52]

Експериментальний стенд для дослідження руху потоків відводом наведений на рис. 2.1. Стенд складається з вузла запускання внутрішньотрубних засобів та дискретних фаз в трубопровід, вузла випускання потоку з трубопроводу, прозорого скляного відводу з поворотом на кут  $90^\circ$ , прозорих скляних труб внутрішнім діаметром 38 мм, товщиною стінки 3,5 мм і довжиною 2,4 м. [52]



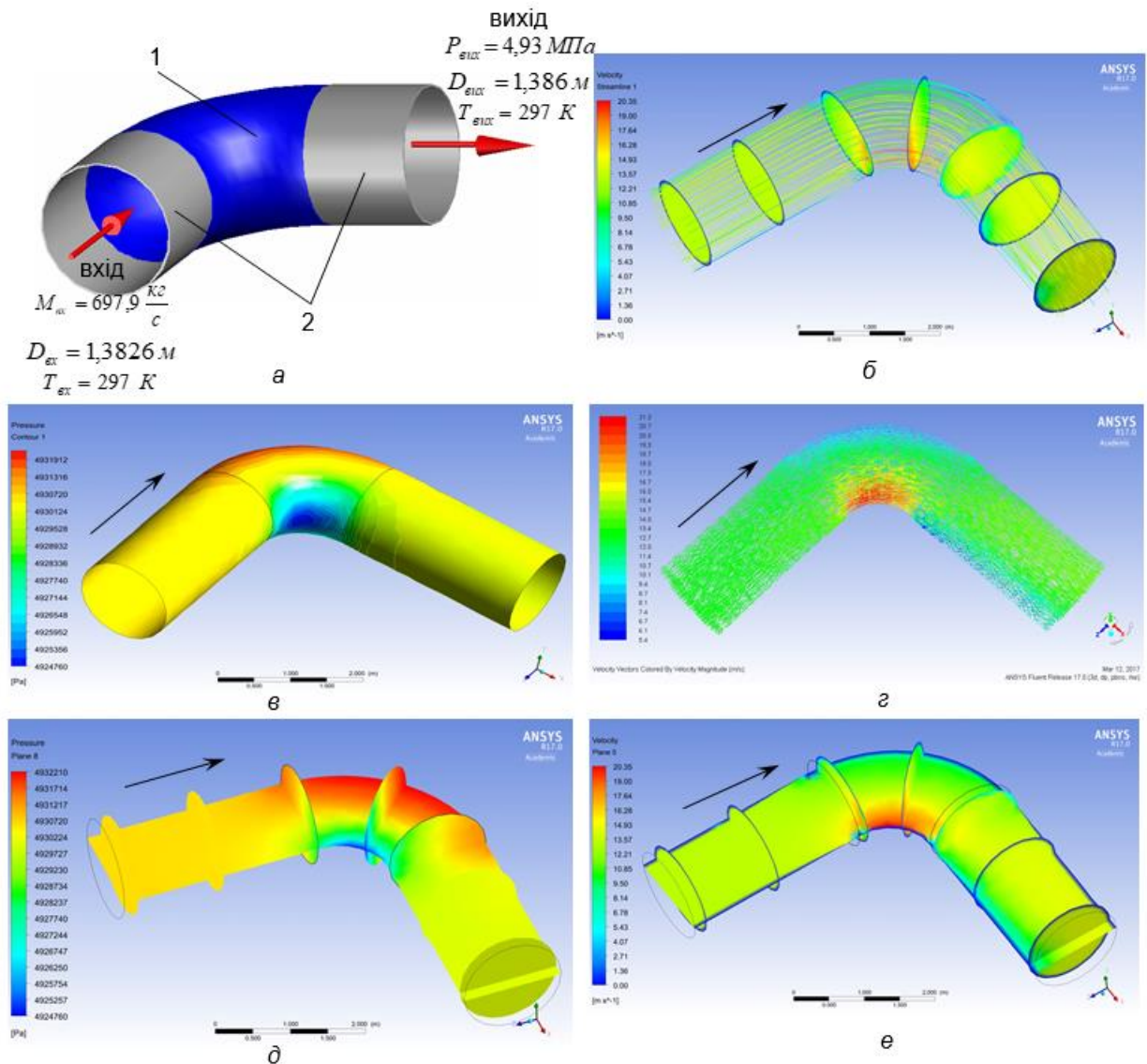
Рисунок 2.1 – Експериментальний стенд для досліджень руху потоків відводом



Одним з призначень експериментального стенду є дослідження руху потоків відводом, виявлення місць ерозійного зношування відводу. Для цього потрібно спостерігати за траєкторіями руху дискретних фаз прозорим відводом, виявляти місця їх інтенсивного ударяння до стінки трубопроводу, визначати кути атаки, діаметри частинок в місці ударяння, виявляти місця інтенсивного ерозійного зношування відводу. [52]

Для виявлення місць ерозійного зношування відводу його внутрішня поверхня фарбувалась червоною фарбою. Щоб фарбу нанести рівномірно шаром однакової товщини один з кінців відводу заглушувався, а в інший наливалась фарба. Місце інтенсивного ерозійного зношування відводу визначалось шляхом виявленням місць його внутрішньої поверхні з видаленою двофазним потоком фарбою.

Для моделювання руху газового потоку відводом в препроцесорі ANSYS Fluent задавались граничні умови наведені на рис. 2.2, а. Результати моделювання були візуалізовані в постпроцесорі програмного комплексу, що дало змогу побачити структуру потоку газу в відводі і зібрати вичерпні дані про нього. Як видно від осі потоку в напрямі стінки відбувається незначне зниження швидкості потоку, а біля стінки швидкість потоку газу різко знижується (рис. 2.2, б, е). У відводі відбувається перебудова профілю швидкостей як в повздовжньому, так і в поперечних перерізах (рис. 2, б, г, е). Вздовж вгнутого боку потік пришвидшується, а вздовж опуклого – уповільнюється. Протилежна картина спостерігається на виході з відводу – вздовж вгнутого його боку потік уповільнюється, а вздовж опуклого пришвидшується. Таким чином, поблизу опуклого боку відводу виникає дифузорний ефект, а поблизу вгнутого – конфузорний. В місці виходу потоку із відводу на внутрішній стінці виникає дифузорний ефект, а на зовнішній – конфузорний. Перехід до рівномірного профілю швидкості за відводом захоплює прямолінійну ділянку трубопроводу значної довжини до 5 м. [52]



а) – розрахункова схема; б) – лінії течії і поля швидкостей в поперечних перерізах; в) – поля тиску на контурах; г) – вектори швидкостей в внутрішній порожнині; д) – поля тиску в площинах горизонтального повздожнього та поперечних перерізів; е) – поля модуля швидкості в площинах горизонтального повздожнього та поперечних перерізів

Рисунок 2.2 – Результати моделювання руху газового потоку відводом:

1 – відвід  $90^\circ 1420 \times 24$ ; 2 – труба  $1420 \times 18,7$ ;

Як видно з полів тиску (рис. 2.2, в, д), тиск у відводі розподілений не рівномірно. Структура потоку в відводі визначається збільшенням тиску в напрямі від вгнутого до опуклого боку відводу. Відбувається зниження тиску

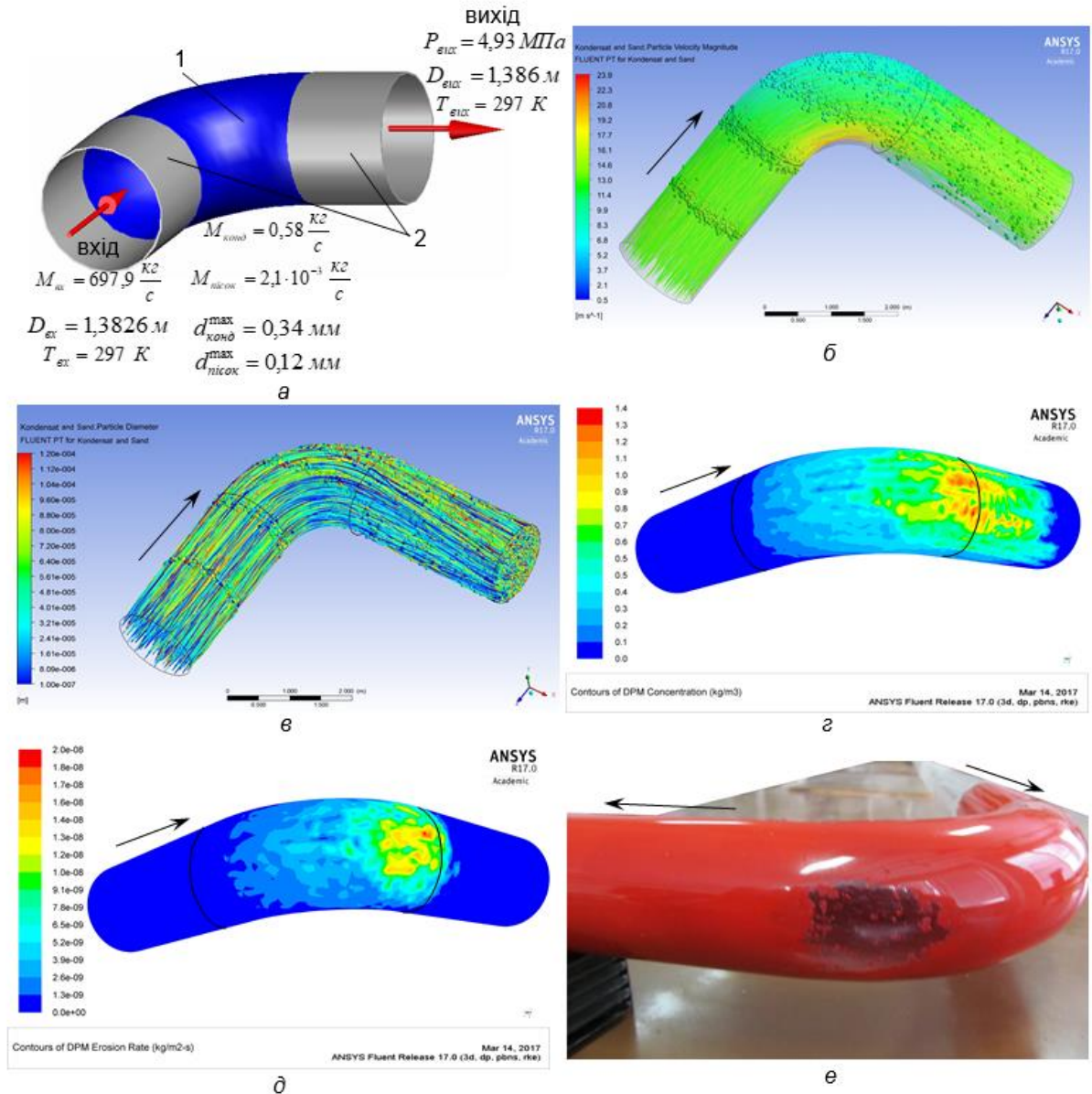
біля вгнутого боку відводу та підвищення тиску біля опуклого боку. Такий нерівномірний розподіл тиску впливає на напружений стан відводу. [52]

Щоб повно і всебічно дослідити ерозійне зношування відодів газопроводів треба знати місця інтенсивного ударяння рідких і твердих частинок до стінки трубопроводу, швидкість, діаметри частинок, кути атаки.

Для моделювання руху багатофазового потоку відводом, його ерозійного зношування в препроцесорі програмного комплексу ANSYS Fluent задавались граничні умови наведені на рис. 2.3, а.

Дослідивши траєкторії руху дискретних фаз у відводі (рис. 2.3, б, в) встановлено, що у місці повороту відводу з опуклого боку більша частина крапель конденсату і твердих частинок (до 60 %) рухаються в газовому потоці вздовж ліній течії траєкторіями паралельними стінці труби з незначним наближенням до стінки в місці повороту без ударяння до неї. Менша частина крапель конденсату і твердих частинок в місці повороту відводу рухається траєкторією радіус якої більший за радіус відводу в результаті чого відбувається ударяння крапель конденсату і твердих частинок до стінки відводу та привареної до нього труби з опуклого боку відводу. При цьому чим далі від повороту відводу тим кут атаки є меншим. Так в кінці відводу він біля  $40^\circ$ , а вздовж привареної до відводу труби він поступово зменшується. Швидкість дискретної фази в місці ударяння, з опуклого боку відводу, зменшується, а на початку привареної до відводу труби – збільшується. Вздовж вгнутого боку відводу дискретні фази пришвидшуються, а вздовж опуклого – уповільнюються (рис. 2.3, б). [52]

Також у відводі відбувається нерівномірний перерозподіл дискретних фаз за діаметром (рис. 2.3, в). Більша частина крапель конденсату і твердих частинок, які мають більші діаметри рухаються з опуклого боку відводу і частина з них ударяється до стінки відводу і привареної до відводу труби і призводить до ерозійного зношування. Дискретні фази меншого діаметра рухаються з вгнутого боку відводу.



а) – розрахункова схема; б) – траєкторії руху крапель конденсату і твердих частинок забарвлені в кольори, що відповідають швидкості; в) – траєкторії руху крапель конденсату і твердих частинок забарвлені в кольори, що відповідають діаметру крапель і частинок; г) – поля концентрації дискретної фази на контурах; д) – поля швидкості ерозійного зношування на контурах; е) – відвід з видаленою двофазним потоком фарбою з внутрішньої його поверхні

Рисунок 2.3 – Результати моделювання та експериментального дослідження руху багатофазного газового потоку відводом та його ерозійного зношування:

1 – відвід 90° 1420×24; 2 – труба 1420×18,7

Як видно з полів концентрації дискретної фази на контурах відводу (рис. 2.3, г) інтенсивне ударяння рідких і твердих частинок до стінки відбувається з опуклого його боку. Місце ударяння простягається вздовж відводу і прилеглої до нього труби починаючи від середини відводу і на довжину 1,5 м від кільцевого зварного шва в сторону руху продукту прилеглою до відводу трубою. Найінтенсивніше ударяння відбувається з опуклого боку відводу в місці виходу з нього газового потоку та на початку прилеглої до нього труби. [52]

З полів швидкості ерозійного зношування на контурах відводу (рис. 2.3, д) видно, що інтенсивне ерозійне зношування відбувається з опуклого боку відводу в місці виходу з нього газового потоку між кутом  $60^\circ$  і  $90^\circ$  відводу та на початку привареної до відводу труби на довжину 0,1 м в напрямку руху продукту. Максимальна швидкість ерозійного зношування рівна  $2,0 \cdot 10^{-8}$  кг/м<sup>2</sup>·с. При такій швидкості ерозійного зношування стінка стоншується з швидкістю 0,08 мм/рік. На початку привареної до відводу труби швидкість ерозійного зношування різко зменшується, хоча інтенсивне ударяння рідких і твердих частинок до стінки відбувається ще на довжину 1,5 м від кільцевого зварного шва (рис. 2.3, г). Це зумовлено зменшенням кута атаки в міру віддалення місця ударяння від кільцевого зварного шва. [52]

Експериментально виявлене місце ерозійного зношування відводу співпадає з місцем його ерозійного зношування, яке виявлено комп'ютерним моделюванням, що підтверджує достовірність моделювання (рис. 2.3, е). [52]

## **2.2 Удосконалення методики розрахунку параметрів роботи магістральних нафтопроводів з урахуванням малих витоків нафти**

Проблема виявлення витоків нафти, особливо “малих”, із магістральних трубопроводів – одна з найбільш гострих та непростих проблем експлуатації нафтопроводів. Незважаючи на те, що постійно ведеться пошук

ефективних та технологічних рішень, говорити про остаточне вирішення цієї проблеми поки що не доводиться. Пропонується безліч методів виявлення витоків як розрахункових, так і апаратних, проте більшість з них або не універсальні, або технологічно складні, або надзвичайно дорогі. Також виявлення витоків нафти з порожнини нафтопроводу ускладнюється при виникненні перехідних процесів (запуск, зупинка насосних агрегатів, зміна ступеня відкриття засуви, переключення резервуарів тощо) [54, 55]

Один із найбільш простих та дешевих методів визначення витоків нафти із магістрального нафтопроводу є метод гідравлічної локації витoku [53]. Цей метод заснований на аналізі гідравлічних характеристик ділянки нафтопроводу на двох спеціально вибраних базисних сегментах, що знаходяться поблизу нафтоперекачувальних станцій (НПС). Задача полягає в тому, щоб вказати місце витoku нафти і оцінити її інтенсивність по зміні гідравлічних нахилів на цих сегментах. Слід зазначити, що найточніше інтенсивність витoku може бути розрахована за допомогою складання матеріального балансу нафти в будь-який момент експлуатації нафтопроводу та застосуванні методу гідравлічної локації витoku. Даний метод дає змогу локалізувати витік нафти з трубопроводу та розрахувати кількість нафти, що витече через малий отвір за стаціонарного режиму роботи нафтопроводу без зупинки перекачування. Під терміном «малий отвір» будемо розуміти отвір настільки малої площі в трубопроводі, що навіть при повній зупинці нафтопроводу, витікаючи рідина не створює в трубі скільки-небудь помітного руху і нафту в трубі можна вважати нерухомою (для розподілу тиску у нафтопроводі справедлива класична гідростатична формула).

Для побудови математичних моделей, що дають змогу отримати інформацію про об'ємну витрату  $q$  та місцезнаходження малого витoku нафти  $x$  через пошкодження трубопроводу, необхідно розрахувати пропускну здатність нафтопроводу за стаціонарного режиму роботи без та з урахуванням

витоку нафти. Алгоритм визначення пропускної здатності нафтопроводу складається з таких блоків розрахунку:

1) режиму роботи лінійної частини (розрахунок загальних втрат тиску  $P_{tot_i}$ ,  $P'_{tot_i}$ ) за формулами:

- для герметичних лінійних ділянок нафтопроводу (без витоків нафти)

$$P_{tot_i} = 1,02 \cdot i_{h_i} \cdot L_i + \rho \cdot g \cdot \Delta z_i; \quad (2.1)$$

- для ділянок нафтопроводу з малим витокон нафти

$$P'_{tot_i} = 1,02 \cdot \left[ i_{h_i} \cdot x_i + i'_{h_i} \cdot (L'_i - x_i) \right] + \rho \cdot g \cdot \Delta z_i, \quad (2.2)$$

де  $i_{h_i}$ ,  $i'_{h_i}$  – відповідно гідравлічний нахил на ділянках нафтопроводу до та після витоку нафти через малий отвір в трубопроводі;

$L_i$ ,  $L'_i$  – геометрична довжина герметичної ділянки нафтопроводу та ділянки, на якій утворився малий отвір, м;

$x_i$  – лінійна координата перерізу витоку, що відлічується від початку  $i$ -го перегону, де утворився наскрізний отвір в трубопроводі, м;

$\rho$  – густина нафти за умов перекачування, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення сили тяжіння, м/с<sup>2</sup>;

$\Delta z_i$  – різниця геодезичних позначок кінця та початку  $i$ -ої ділянки нафтопроводу між двома сусідніми нафтоперекачувальними станціями, м;

2) режиму роботи нафтоперекачувальних станцій (розрахунок тиску  $P_{ops_i}$ , створюваного відцентровими насосами)

$$P_{ops_i} = \rho \cdot g \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{r_i} \left( \sum_{k=0}^3 a_{k,i,j} \cdot Q^k \right), \quad (2.3)$$

де  $a_{k_i,j}$  – коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики  $j$ -го відцентрового насоса, що встановлений на  $i$ -тій НПС (отримуються шляхом обробки паспортної характеристики напору кожного насоса за допомогою методу найменших квадратів для повного діапазону подач насоса);

$r_i$  – кількість насосів, що перебувають в роботі на  $i$ -тій НПС;

$n$  – кількість НПС на трасі нафтопроводу

3) перевірки умов по технологічним обмеженням тиску: по мінімально допустимому робочому тиску  $P_{\min_i}$ , для забезпечення надійної та безкавітаційної роботи відцентрових насосів на проміжних НПС; по максимально можливому робочому тиску  $P_{\max_i}$ , для забезпечення міцності лінійної частини нафтопроводу

$$\begin{cases} P_{out_i} \leq P_{\max_i}, \\ P_{inp_i} \geq P_{\min_i}, \end{cases} \quad (2.4)$$

де  $P_{inp_i}$ ,  $P_{out_i}$  – відповідно надлишковий тиск нафти на вході та виході з  $i$ -тої НПС;

4) перевірки умови по абсолютній різниці необхідного  $P_f$  та фактичного  $P_{fa}$  значення тиску на вході в кінцевий пункт нафтопроводу для забезпечення точності по кінцевому тиску  $\delta P$

$$\left| P_f - P_{fa} \right| \leq \delta P. \quad (2.5)$$

Пропускна здатність нафтопроводу розраховується із застосуванням методу послідовних наближень та містить такі блоки. Спочатку для прийнятого значення об'ємної витрати в системі  $Q$  за допомогою рівняння нерозривності потоку обчислюється швидкість руху нафти  $w$ , тоді число



Рейнольдса  $Re$ . Коефіцієнт гідравлічного опору  $\lambda$  визначається за модифікованою формулою Колбрука із врахуванням перехідного числа Рейнольдса [56]. Дані параметри теж визначаються за допомогою ітерацій з прийнятою наперед точністю розрахунків. Гідравлічний розрахунок кожного перегону проводиться за формулою (2.1), тобто визначаються втрати тиску від тертя та їх загальна величина на ділянці. В подальшому застосовуються гідравлічні рівняння, які регламентують спільну роботу НПС та лінійної частини нафтопроводу. Тиск на початку кожного з перегонів визначається з урахуванням величини дроселювання потоку нафти на виході з НПС, а тиск нафти в кінці перегонів визначається із урахуванням фактичних втрат тиску. У випадку існування лімітуючого перегону, в кінці якого тиск дорівнює мінімально допустимому робочому значенню на вході в НПС  $P_{\min}$ , обчислюється додаткова величина дроселювання. Ітераційні розрахунки проводяться до виконання умови (2.5). Після цього визначається пропускна здатність нафтопроводу із урахуванням витоків нафти  $q$ . При цьому співвідношення між продуктивністю нафтопроводу до  $Q$  та після витoku  $Q'$  з величиною  $q$  має вигляд

$$Q' = Q - q. \quad (2.6)$$

Для малого отвору в стінці нафтопроводу, тобто коли різниця напорів всередині трубопроводу і зовні нього набагато більша за лінійні розміри отвору, витрата нафти через отвір виражається формулою

$$q = \mu \cdot f_i \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P_x}{\rho}}, \frac{m^3}{c}, \quad (2.7)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт витрати нафти через отвір, визначається залежно від числа Рейнольдса для отвору  $Re_l$  (таблиця 2.1);

$f_l$  – площа перерізу отвору, м<sup>2</sup>;

$P_x$  – надлишковий тиск нафти в перерізі, що розміщений на віддалі  $x_i$ , Па.

При відомій величині об'ємної витрати нафти  $q$  через малий отвір, використовуючи формулу (2.7) та залежності з таблиці 2.1, можна розрахувати лінійні розміри отвору. Наприклад, визначити еквівалентний діаметр круглого отвору в трубопроводі  $d_e$ . Алгоритм розрахунку еквівалентного діаметра круглого отвору полягає в наступному:

1. Приймаємо в першому наближенні коефіцієнт витрати отвору  $\mu = 0,60$ .

2. Визначаємо орієнтовне значення площі отвору за формулою

$$f_l = \frac{q}{\mu} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{2 \cdot P_x}}, \text{ м}^2. \quad (2.8)$$

При цьому тиск нафти  $P_x$  в перерізі отвору можна визначити за допомогою рівняння Бернуллі, записаного для перерізу на початку ділянки та перерізу витоку із урахуванням об'ємної витрати нафти до витоку  $Q$ .

3. Обчислюємо еквівалентний діаметр круглого отвору

$$d_o = \sqrt{\frac{4 \cdot f_o}{\pi}}, \text{ м}. \quad (2.9)$$

4. Розраховуємо число Рейнольдса для отвору

$$\text{Re}_l = \frac{d_l}{\nu} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P_x}{\rho}}, \quad (2.10)$$

де  $\nu$  – кінематична в'язкість нафти за умов перекачування, м<sup>2</sup>/с.

5. Залежно від значення числа Рейнольдса  $\text{Re}_l$  вибираємо формулу (таблиця 2.1), за якою розраховується уточнене значення коефіцієнта витрати отвору  $\mu_{it}$ .

6. Далі за формулою (2.8) визначається уточнене значення площі перерізу отвору  $f_{li}$ , та за формулою (2.9) відповідно уточнений еквівалентний діаметр отвору  $d_{li}$  за значення коефіцієнта витрати  $\mu_{it}$ .

7. Ітераційний процес розрахунків завершується при виконанні умови

$$|d_{li} - d_l| \leq \Delta d, \quad (2.11)$$

де  $\Delta d$  – прийнята точність розрахунку діаметра отвору, м.

В протилежному випадку приймаємо

$$d_l = d_{li}, \quad (2.12)$$

та продовжуємо розрахунки розпочинаючи з пункту 4.

Таблиця 2.1 – Залежності для розрахунку коефіцієнта витрати круглого наскрізного отвору [57]

Число Рейнольдса $\text{Re}_l$	< 25	25...400	400...10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup> ...3·10 <sup>5</sup>	> 3·10 <sup>5</sup>
Коефіцієнт витрати $\mu$	$\frac{\text{Re}_o}{48}$	$\frac{\text{Re}_o}{1,5 \cdot \text{Re}_o + 1,4}$	$0,592 + \frac{0,27}{\sqrt[3]{\text{Re}_o}}$	$0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{\text{Re}_o}}$	0,60

Оцінити максимально можливі втрати нафти від інфільтрації в ґрунт можна за формулою [58]

$$G_{\text{inf}} = \rho \cdot \left[ q \cdot \tau_d - V_c - S_{o.s.} \cdot \left( \sqrt{\frac{k_f \cdot \tau_d \cdot m_p}{2} + \frac{q \cdot \tau_d - V_c}{S_{o.s.}}} - \sqrt{\frac{k_f \cdot \tau_d \cdot m_p}{2}} \right)^2 \right], \text{ кг}, \quad (2.13)$$

$\tau_d$  – тривалість фільтрації нафти в ґрунт, с;

$V_c$  – об'єм зібраної нафти з поверхні ґрунту в результаті аварійно-відновлювальних робіт, м<sup>3</sup>;

$S_{o.s.}$  – площа нафтової плями (дзеркала нафти), м<sup>2</sup>;

$k_f, m_p$  – відповідно коефіцієнт фільтрації та пористість ґрунту.

Для оцінки площі нафтової плями можна використати одну із емпіричних залежностей [58]:

- на горизонтальній поверхні ґрунту

$$S_{o.s.} = 36,0 \cdot \nu^{-0,367} \cdot q^{0,764} \cdot \tau_d^{0,918}, \quad (2.14)$$

- на похилій поверхні ґрунту (кут нахилу до горизонту  $0^\circ \leq \theta \leq 2,5^\circ$ )

$$S_{o.s.} = 10,71 \cdot (\theta + 1)^{0,205} \cdot \nu^{0,727} \cdot q^{-0,257} \cdot \tau_d^{1,075}. \quad (2.15)$$

Всі величини, що входять у формули (2.13)-(2.15) необхідно підставляти у системі одиниць вимірювання SI.

Апробацію розробленої методики виявлення та розрахунку параметрів витоку через малий отвір виконано на вітчизняному нафтопроводі номінальним діаметром 700 мм і довжиною 195 км. На трасі нафтопроводу

працюють три НПС, оснащені відцентровими нафтовими насосами серії НМ. По довжині трубопроводу передбачено 12 контрольних пунктів, оснащених сучасними засобами контролю режимних параметрів (до та після лінійних засув). Для вимірювання тиску транспортованої рідини використано давачі тиску з класом точності 0,075 та 0,1. Інформація щодо режимних параметрів роботи нафтопроводу поступає в центральний диспетчерський пункт з частотою 0,2 с<sup>-1</sup>. Для більш точного врахування малих витоків нафти на режимні та енергетичні параметри роботи нафтопроводу необхідно враховувати профіль траси окремих ділянок нафтопроводу між сусідніми НПС, який наведено на рисунку 2.4. Також на даному рисунку відображено графічну інтерпретацію розподілу тиску нафти по довжині магістрального нафтопроводу залежно від наявності малих витоків нафти, що спричинені розгерметизацією лінійних ділянок нафтопроводу.

Виконані багатоваріантні розрахунки пропускної здатності та режимних параметрів досліджуваної ділянки нафтопроводу із застосуванням комп'ютерних технологій дали змогу оцінити величину об'ємної витрати нафти через отвір за динамікою зміни тиску нафти в характерних перерізах (на вході та виході з НПС), у випадку якщо розгерметизація трубопроводу виникла на віддалі  $x$  (км) від  $i$ -го перегону, та отримати такі аналітичні моделі:

- тиску нафти на початку кожного перегону

$$P_{out_i} = \left( \sum_{j=1}^3 A_{out_i,j} \cdot x^{3-j} \right) \cdot q^2 + \left( \sum_{j=1}^3 B_{out_i,j} \cdot x^{3-j} \right) \cdot q + \tilde{P}_{out_i}, \text{ МПа}; \quad (2.16)$$

- тиску нафти на вході в проміжні НПС

$$P_{inp_i} = \left( \sum_{j=1}^3 A_{inp_i,j} \cdot x^{3-j} \right) \cdot q^2 + \left( \sum_{j=1}^3 B_{inp_i,j} \cdot x^{3-j} \right) \cdot q + \tilde{P}_{inp_i}, \text{ МПа}, \quad (2.17)$$

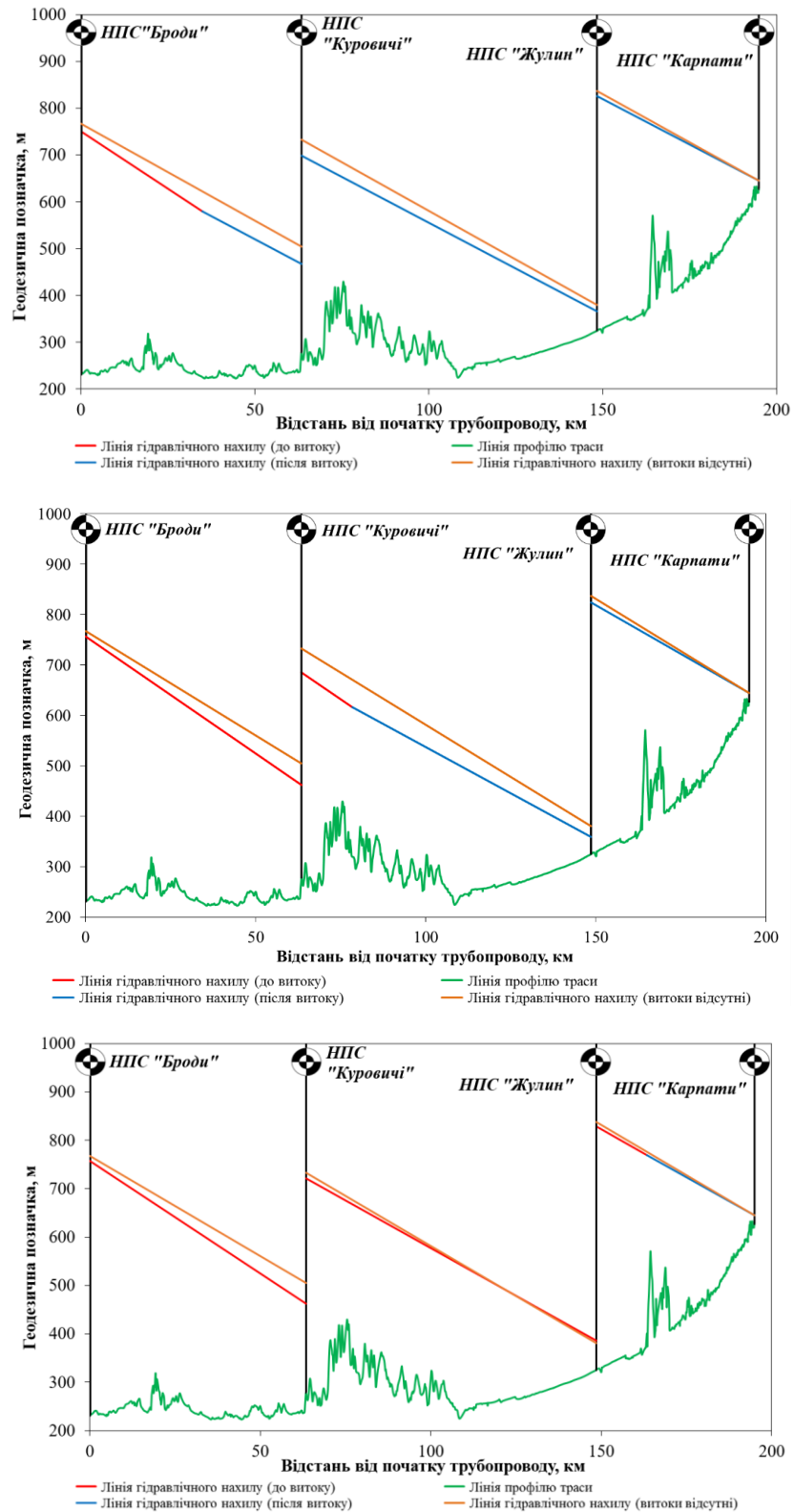


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема досліджуваної ділянки нафтопроводу з нанесеними лініями гідравлічного нахилу при розгерметизації, відповідно, першої (а), другої (б) та третьої (в) лінійної ділянки трубопроводу

$$(q = 300 \text{ м}^3 / \text{год})$$

- тиску нафти на віддалі  $x$  від початку  $i$ -го перегону

$$P_{x_i} = \left( \sum_{j=1}^3 A_{x_i,j} \cdot x^{3-j} \right) \cdot q^2 + \left( \sum_{j=1}^3 B_{x_i,j} \cdot x^{3-j} \right) \cdot q + \tilde{P}_{x_i}, \text{ МПа}; \quad (2.18)$$

- еквівалентного діаметра круглого отвору

$$d_i = \frac{-\sum_{j=1}^4 B_{l_i,j} \cdot x^{3-j}}{2 \cdot \sum_{j=1}^4 A_{l_i,j} \cdot x^{3-j}} + \sqrt{\frac{q}{\sum_{j=1}^4 A_{l_i,j} \cdot x^{3-j}} + \left( \frac{\sum_{j=1}^4 B_{l_i,j} \cdot x^{3-j}}{2 \cdot \sum_{j=1}^4 A_{l_i,j} \cdot x^{3-j}} \right)^2}, \text{ мм}, \quad (2.19)$$

- максимально можливих втрат нафти від інфільтрації в ґрунт

$$G_{\text{inf}_i} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^3 A_{\text{inf}_i,j} \cdot \tau_d^{3-j} \cdot q^{4-i}, \text{ т}, \quad (2.20)$$

- фактичної пропускної здатності досліджуваного нафтопроводу

$$Q' = Q_0 + (A_Q \cdot x + B_Q) \cdot q, \text{ м}^3 / \text{год}, \quad (2.21)$$

де  $\tilde{P}_{\text{out}_i}$  – надлишковий тиск нафти на початку  $i$ -го перегону за умови герметичності лінійної частини трубопроводу ( $q = 0$ ), МПа;

$\tilde{P}_{\text{inp}_i}$  – надлишковий тиск нафти на вході в  $i$ -ту проміжну НПС за умови герметичності лінійної частини трубопроводу ( $q = 0$ ), МПа;

$\tilde{P}_{x_i}$  – надлишковий тиск нафти на віддалі  $x$  за умови герметичності лінійної частини трубопроводу ( $q = 0$ ) та з урахуванням фактичного профілю траси  $z = f(x)$ , МПа;

$Q_0$  – пропускна здатність нафтопроводу за заданої схеми роботи насосних агрегатів на НПС за умови відсутності витоків нафти ( $q = 0$ ) по всій трасі трубопроводу, м<sup>3</sup>/год;

$A_{out_{i,j}}$ ,  $B_{out_{i,j}}$ ,  $A_{inp_{i,j}}$ ,  $B_{inp_{i,j}}$ ,  $A_{x_{i,j}}$ ,  $B_{x_{i,j}}$ ,  $A_{l_{i,j}}$ ,  $B_{l_{i,j}}$ ,  $A_{inf_{i,j}}$  – коефіцієнти математичних моделей (2.16)-(2.20), що отримані шляхом обробки результатів багатоваріантних розрахунків пропускної здатності досліджуваної ділянки нафтопроводу методом найменших квадратів з урахуванням фізичних властивостей транспортованої нафти (густина та кінематична в'язкість), напірних характеристик працюючих насосних агрегатів та профілю траси трубопроводу.

Для прикладу в таблицях 2.2 та 2.3 вказані відповідні значення коефіцієнтів у формулах (2.16)-(2.19) у випадку роботи насосів на НПС за схемою 1,3–2–1,3 (на першій та останній НПС працюють послідовно насосні агрегати з номерами 1 та 3; на другій НПС працює тільки один насосний агрегат під номером 2) та розгерметизацією першої лінійної ділянки нафтопроводу. В таблицю 2.4 зведені коефіцієнти математичної моделі (2.20) при утворенні наскрізного отвору в трубопроводі на першій лінійній ділянці нафтопроводу при вказаній вище схемі роботи насосів на НПС. Для аналітично моделі (2.21) та заданого режиму роботи нафтопроводу коефіцієнти становлять  $A_Q = -4,211 \cdot 10^{-3}$ ,  $B_Q = 9,105 \cdot 10^{-1}$ . Аналогічно отримуються коефіцієнти математичних моделей (2.16)-(2.20) при розгерметизації другої та третьої лінійної ділянок досліджуваного нафтопроводу.

За результатами виконаних розрахунків побудовано графічну залежність, що відображає динаміку зміни пропускної здатності нафтопроводу від витрати нафти через отвір та його розташування на трасі трубопроводу (рис. 2.5).



Таблиця 2.2 – Значення коефіцієнтів математичних моделей (2.16)-(2.19) для розрахунку динаміки зміни тиску на вході та виході з кожної НПС нафтопроводу

Значення $i, j$		$A_{out,i,j}$	$B_{out,i,j}$	$A_{inp,i,j}$	$B_{inp,i,j}$
$i = 1$	$j = 1$	$4,469 \cdot 10^{-9}$	$3,836 \cdot 10^{-10}$	–	–
	$j = 2$	$-7,577 \cdot 10^{-7}$	$2,326 \cdot 10^{-6}$	–	–
	$j = 3$	$-1,408 \cdot 10^{-5}$	$-5,240 \cdot 10^{-4}$	–	–
$i = 2$	$j = 1$	$2,587 \cdot 10^{-11}$	$1,142 \cdot 10^{-10}$	$2,794 \cdot 10^{-11}$	$-2,399 \cdot 10^{-11}$
	$j = 2$	$-1,742 \cdot 10^{-9}$	$-1,712 \cdot 10^{-5}$	$-1,884 \cdot 10^{-9}$	$-1,813 \cdot 10^{-5}$
	$j = 3$	$-6,448 \cdot 10^{-8}$	$-3,528 \cdot 10^{-4}$	$-6,754 \cdot 10^{-8}$	$-3,741 \cdot 10^{-4}$
$i = 3$	$j = 1$	$7,370 \cdot 10^{-12}$	$2,505 \cdot 10^{-10}$	$1,152 \cdot 10^{-11}$	$-5,135 \cdot 10^{-11}$
	$j = 2$	$-4,965 \cdot 10^{-10}$	$-5,335 \cdot 10^{-6}$	$-7,813 \cdot 10^{-10}$	$-7,362 \cdot 10^{-6}$
	$j = 3$	$-2,081 \cdot 10^{-8}$	$-1,095 \cdot 10^{-4}$	$-2,692 \cdot 10^{-8}$	$-1,522 \cdot 10^{-4}$

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнтів математичних моделей (2.16)-(2.19) для розрахунку динаміки зміни тиску нафти в перерізі витоку та прогнозування величини діаметра отвору

Значення $i, j$		$A_{x_{i,j}}$	$B_{x_{i,j}}$	$A_{l_{i,j}}$	$B_{l_{i,j}}$
$i = 1$	$j = 1$	$3,356 \cdot 10^{-11}$	$1,145 \cdot 10^{-7}$	$-5,110 \cdot 10^{-7}$	$1,139 \cdot 10^{-6}$
	$j = 2$	$-1,718 \cdot 10^{-9}$	$-2,304 \cdot 10^{-5}$	$4,976 \cdot 10^{-5}$	$-8,868 \cdot 10^{-5}$
	$j = 3$	$-9,836 \cdot 10^{-8}$	$-5,237 \cdot 10^{-4}$	$-2,308 \cdot 10^{-3}$	$7,177 \cdot 10^{-3}$
	$j = 4$	–	–	$1,742 \cdot 10^1$	$1,421 \cdot 10^{-1}$

Таблиця 2.4 – Значення коефіцієнтів математичної моделі (2.20) для розрахунку максимально можливих втрат нафти від інфільтрації в ґрунт

$A_{inf,i,j}$	$j = 1$	$j = 2$	$j = 3$
$i = 1$	$4,472 \cdot 10^{-8}$	$-4,234 \cdot 10^{-5}$	$-2,582 \cdot 10^{-3}$
$i = 2$	$-3,573 \cdot 10^{-6}$	$3,401 \cdot 10^{-3}$	$1,810 \cdot 10^{-1}$
$i = 3$	$-2,632 \cdot 10^{-5}$	$2,499 \cdot 10^{-2}$	$1,539 \cdot 10^0$

Результати розрахунків максимальних втрат нафти через інфільтрацію в ґрунт впродовж часу витікання нафти через отвір наведено на рисунку 2.6. Обчислення виконані для легких суглинків ( $k_f = 5 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}$ ,  $m_p = 0,07$ ) та практично горизонтальної поверхні ґрунту.

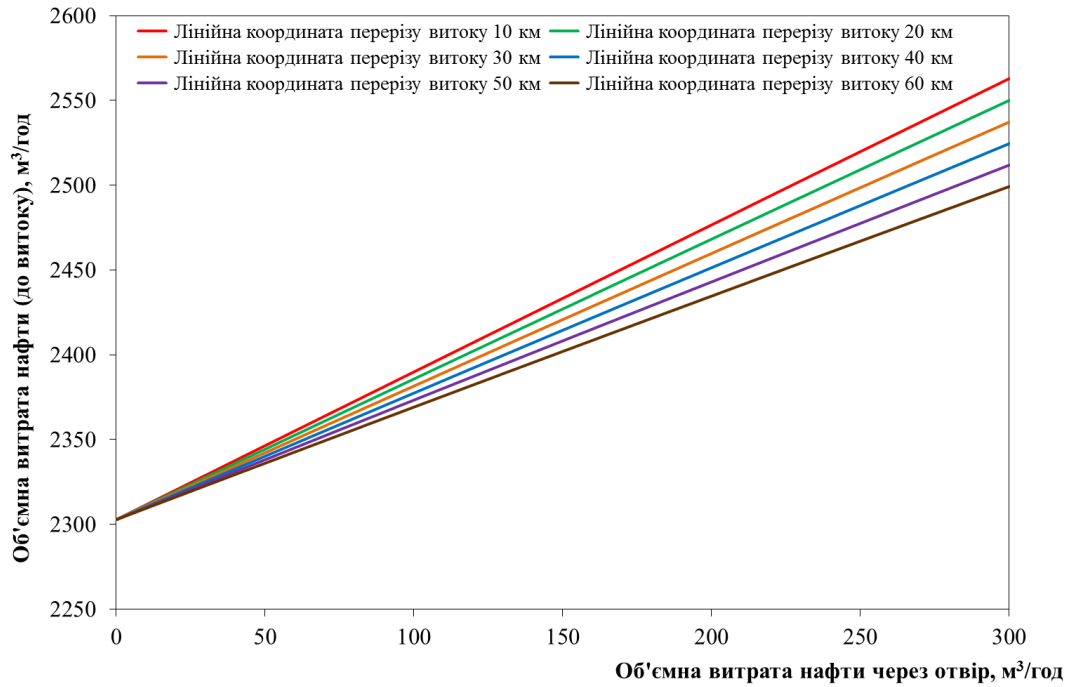


Рисунок 2.5 – Залежність зміни пропускної здатності досліджуваного нафтопроводу від об'ємної витрати нафти через отвір та його місцезнаходження (випадок розгерметизації першої ділянки нафтопроводу)

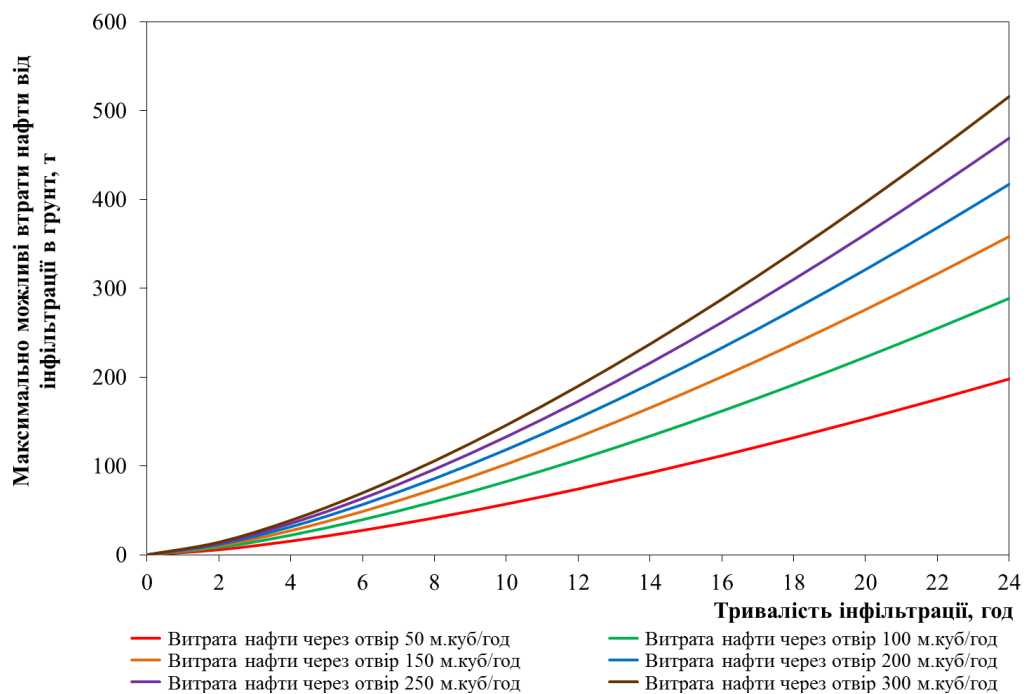


Рисунок 2.6 – Залежність зміни максимально можливих втрат нафти від інфільтрації в ґрунт від об'ємної витрати нафти через отвір та часу до початку аварійно-відновлювальних робіт

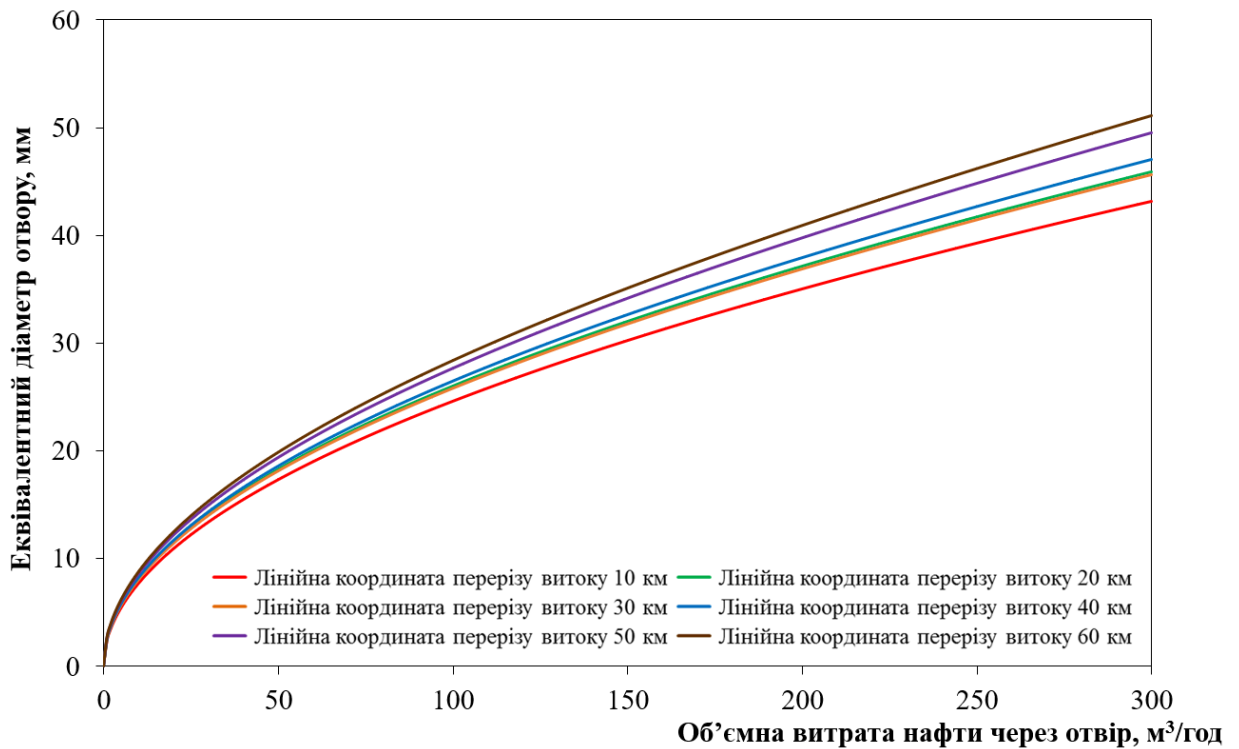


Рисунок 2.7 – Залежність еквівалентного діаметра отвору від величини витоків нафти від координати витоків на першій ділянці трубопроводу

Як видно з рисунка 2.5 фактична пропускна здатність нафтопроводу  $Q'$  лінійно залежить від витрати нафти через отвір  $q = 0$  та збільшується при зменшенні лінійної координати перерізу, де утворився наскрізний отвір в трубопроводі. Що стосується обсягів втрат нафти в навколишнє середовище (рис. 2.6), тобто при інфільтрації нафти в ґрунт залежність є нелінійною від об'ємної витрати витоків та тривалості інфільтрації.

На рисунку 2.7 наведено графік залежності еквівалентного діаметра отвору від величини витоків нафти від координати витоків на першій ділянці трубопроводу. Як видно з рисунка дана залежність є нелінійною та досить добре апроксимується за допомогою поліноміальна третього степеня. [59, 60]

Вирішена наукова задача дослідження впливу витоків нафти через малий отвір на режим роботи експлуатаційної ділянки нафтопроводу

«Дружба» та навколишнє середовище для всіх можливих схем роботи насосних агрегатів на НПС і лінійної частини та розроблення відповідних математичних моделей.

### **2.3 Удосконалення пристрою для виявлення витоків з трубопроводів**

Аналіз існуючих методів і засобів виявлення витоків в розділі 1 показав, що вони вимагають подальшого вдосконалення і розвитку. Системи контролю повинні відповідати наступним вимогам: мати високу чутливість, точність визначення місця витoku; бути безпечними в експлуатації; забезпечувати контроль трубопроводів великої довжини; мати високу надійність, достовірність, автоматизацію і економічність; не створювати перешкод в процесі перекачування продукту; бути готовим до роботи за будь-яких кліматичних і погодних умов.

Застосування тих або інших методів обмежене параметрами трубопроводу, профілем траси, властивостями рідини, залежить від напрямку і режиму перекачування. Деякі методи дозволяють встановити тільки факт наявності витoku, за допомогою інших вдається визначити також місце пошкодження.

Також, більшість встановлених на магістральних нафтопроводах і нафтопродуктопроводах систем виявлення витоків (СВВ) працюють на принципі вимірювання витрати і тиску або реєстрації хвиль тиску. Такі системи виявляють витoki з інтенсивністю близько 1 % від продуктивності трубопроводу і більше, що розвиваються за відносно короткий час (декілька секунд). Для магістрального нафтопроводу з продуктивністю 10 тис.м<sup>3</sup>/добу ця межа чутливості складає 100 м<sup>3</sup>/год (4 залізничних цистерни). Як видно, при такій чутливості ні про яку реєстрацію витоків через несанкціоновані врізання не може бути мови. Такі системи не реєструють навіть великі аварії.

Отже, за допомогою існуючих методів контролю витоків складно виявити витіки через їх малі об'єми витоків, не забезпечується вимога оперативності. Крім того, засоби і системи для виявлення витоків є дорогими через використання високоточної апаратури і засобів телемеханіки, що не завжди виправдовує їх застосування. [61]

Саме тому, постала задача розробити пристрій, який дозволяв би виявляти витікання з трубопроводів різного призначення (нафто-, продукто- та газопроводів) через врізання та іншого роду пошкодження стінки. При цьому, передбачалося максимальне здешевлення системи виявлення витоків (СВВ). Як прототип було взято спосіб виявлення місць урізувань в газопроводи населених пунктів [62], який полягає у створенні акустичних коливань ударним способом, які у подальшому аналізують. Система складається з: 1 - газопровід населеного пункту, 2 - отвір урізування, 3 - еластичний поршень, 4 - ударники на пружному елементі, 5 - п'єзодавач з аналізатором сигналу 6, 7 - лічильник об'єму газу (рис. 2.8). [63-68]

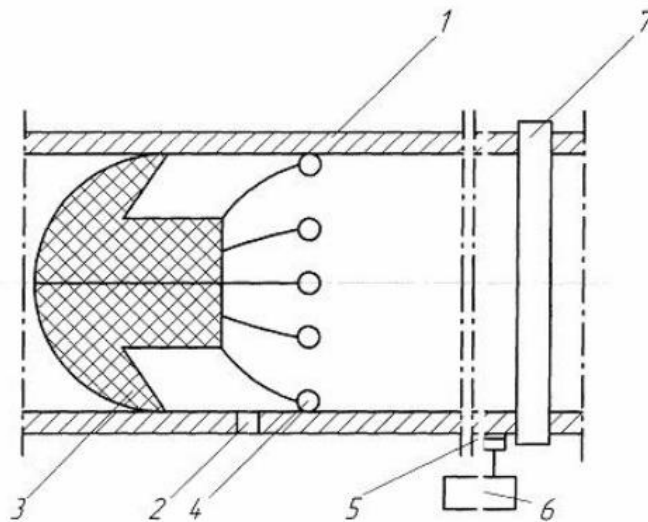


Рисунок 2.8 – Пристрій для виявлення місць врізання в газопроводи населених пунктів

Акустичні коливання створюють ударним способом ударниками, змонтованими на еластичному поршні, який пересувається всередині

трубопроводу потоком транспортованого газу, акустичний сигнал приймають акустичним приймачем, який установлений на поверхні трубопроводу, а координату урізування визначають шляхом вимірювання витрати, тиску та температури газу на вході в трубопровід і розраховують за відповідними алгоритмами. Проте даний пристрій має також ряд недоліків. По-перше, при зіткненні ударників 4 із неякісно виконаними зварними стиками останні можуть розцінюватись системою як відвід. По-друге, застосування такого пристрою в нафтопроводах чи продуктопроводах є під знаком питання. Тобто, це вказує на те, що приведений спосіб не є універсальним. [63-68]

Одним з найперспективніших методів визначення місця несанкціонованого врізання є метод із застосуванням поршня, який базується на перетіканні продукту з порожнини, де тиск вищий в порожнину з меншим тиском.

Поршень складається з двох частин 1, 5 (рис. 2.9) з пружного матеріалу, з'єднаних трубою 2, що відкрита з задньої сторони та закрита з передньої та має отвір, що знаходиться між частинами 1, 5. В середині труби 2 встановлено вібратор 4, який при проходженні рідини створює коливання. На трубі 2 також встановлено електронний прилад 3, що проводить фіксацію часу і запис звуку, зв'язаний з часом пуску поршня. [63-68]

Для переміщення поршня в продуктопроводі 6 створюється перепад тиску, причому тиск на задню стінку і тиск в просторі між частинами поршня – однаковий (рисунок 2.9, а). [63-68]

При проходженні поршня через місце, де є врізання чи витік (рисунок 2.9, б) (зокрема коли об'єм між частинами поршня 1, 5 буде перебувати над місцем врізання 7), тиск в просторі між частинами 1 і 5 стає меншим, як тиск за поршнем. Внаслідок цього через трубу 2 протікає продукт, що створює коливання вібратора 4, при цьому виникає звук, який записується з фіксуванням часу електронним пристроєм 3. За даними витратоміра і часу визначають місце де створювався звук, тобто де є врізання. [63-68]

В зв'язку з тим, що об'ємна витрата до отвору більша ніж після отвору, то на цьому принципі базується дія пристрою для контролю місця врізання.

Застосування такого методу (в порівнянні з іншими) не потребує значних економічних витрат, дозволяє точно встановлювати місця несанкціонованого відбору з трубопроводу і підвищує його гідравлічну ефективність. Хоча одним з недоліків є неможливість визначення місця несанкціонованого врізання, коли не відбувається відбір продукту. Але при об'єднанні цього методу з методом, в якому застосовується принцип створення і прийняття акустичних коливань, такий недолік усувається. [63-68]

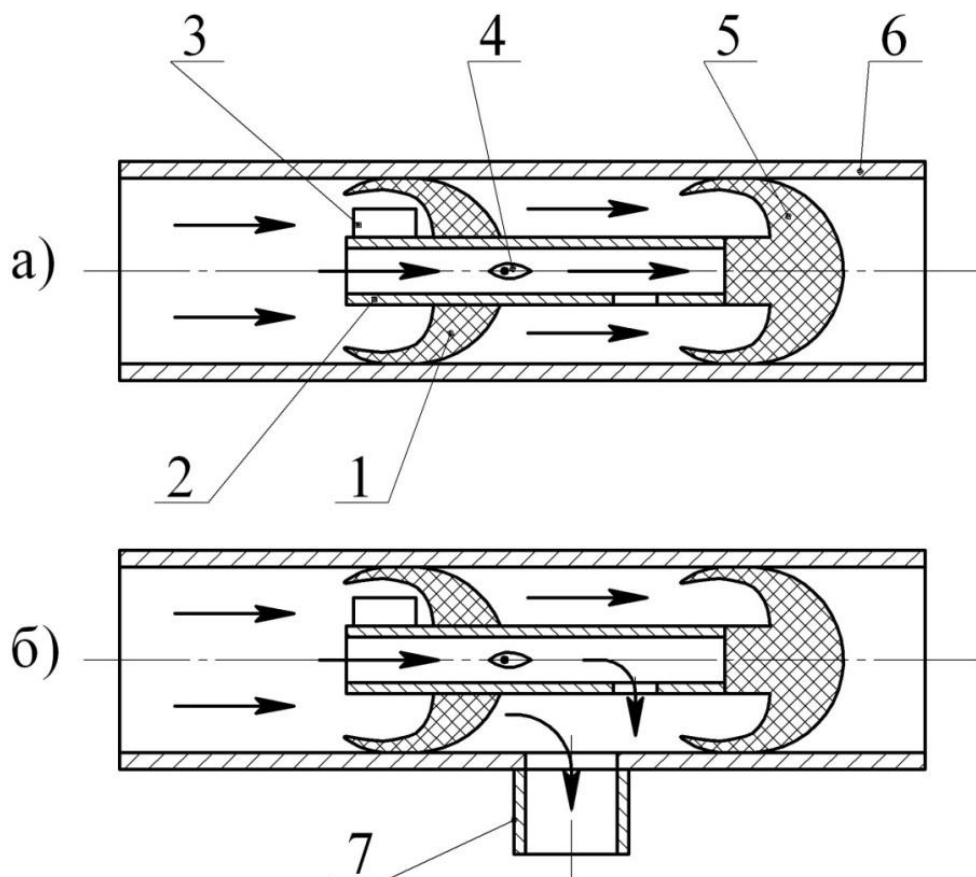


Рисунок 2.9 - Пристрій для виявлення витоків з трубопроводів

Проте, для реалізації такого методу необхідно вирішити ряд завдань, пов'язаних з рухом рідини або газу в порожнині поршня, що

рухається. Тобто, необхідно визначити швидкість руху самого поршня, при якій можна фіксувати перетікання продукту в його порожнині, а також параметри тиску і витрати на початку досліджуваної ділянки, оскільки переміщення поршня при очищенні порожнини трубопроводу забезпечується шляхом створення в трубопроводі певного гідродинамічного режиму. [63-68]

Прогнозована витрата нафти чи нафтопродукту через патрубок з внутрішнім діаметром  $d_{\text{п}}$  може бути визначена за залежністю

$$Q = \mu_{\text{ф}} \cdot s \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} , \quad (2.22)$$

або

$$Q = \mu_{\text{ф}} \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}^2 \cdot \sqrt{\frac{P}{8 \cdot \rho}} , \quad (2.23)$$

де  $P$  – тиск нафти в трубопроводі в місці витікання;

$\rho$  – густина нафти;

$\mu_{\text{ф}}$  – коефіцієнт витрати, що враховує фільтраційні властивості ґрунтів

$$\mu_{\text{ф}} = \left( \frac{1}{\mu^2} + a \right)^{-\frac{1}{2}} , \quad (2.24)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт витікання;

$a$  – коефіцієнт опору ґрунту, що визначається за залежністю

$$a = \frac{2 \cdot g \cdot S^2 \cdot \nu_{\text{н}} \cdot L}{Q \cdot k_{\text{ф}} \cdot w \cdot \nu_{\text{в}} \cdot S_1} , \quad (2.25)$$

де  $\nu_{\text{н}}$ ,  $\nu_{\text{в}}$  – в'язкість нафти і води відповідно;

$k_{\text{ф}}$  – коефіцієнт фільтрації ґрунту;

$S$  – площа перерізу аварійного отвору;

$w$  – поправний коефіцієнт на вологість ґрунту;



$Q$  – витрата рідини без урахування фільтраційних особливостей ґрунту;

$S_1$  – середня площа перерізу змоченого нафтою ґрунту;

$L$  – відстань між місцем розлитої нафти і місцем розташування відкритого отвору;

$$k_{\phi} = \frac{v}{i}, \quad (2.26)$$

де  $v$  – швидкість фільтрації;

$i$  – гідравлічний нахил пласта.

З урахуванням рівняння нерозривності струменя, швидкість руху нафти в поршні відносно трубопроводу можна визначити за формулою

$$v_2 = \frac{\mu_{\phi} \cdot d_{\pi} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P}{\rho}}}{d_1 \cdot d_2}, \quad (2.27)$$

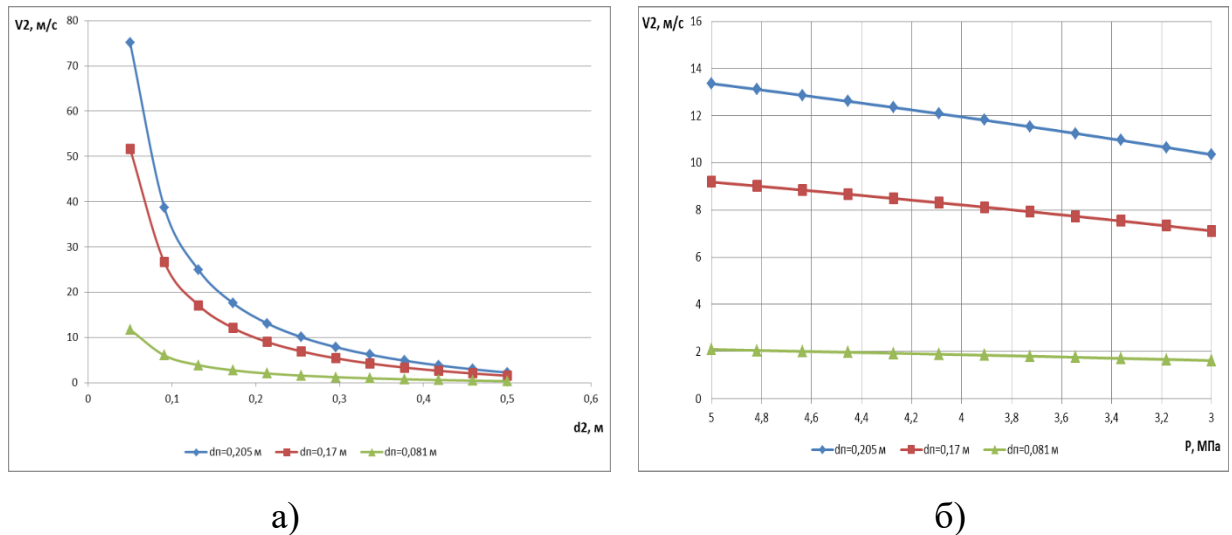
де  $d_1$  – внутрішній діаметр трубопроводу;

$d_2$  – внутрішній діаметр основи поршня.

Враховуючи, що поршень рухається зі швидкістю  $v_1$ , яка дорівнює швидкості руху нафти в трубопроводі, та застосовуючи правило додавання швидкостей, визначимо з якою швидкістю  $v$  буде рухатись нафта в порожнині самого поршня [63-68]

$$v = \frac{\mu_{\phi} \cdot d_{\pi}^2 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot P}{\rho}}}{d_1^2} \cdot \left( \frac{d_1}{d_2} - 1 \right). \quad (2.28)$$

За результатами розрахунку побудовано залежності швидкості руху рідини в порожнині поршня від різних параметрів (рисунок 2.10).



а – від внутрішнього діаметру основи поршня та діаметра отвору витоку;  
 б – від тиску в трубопроводі (від місця врізання) та діаметра отвору витоку

Рисунок 2.10 – Залежність швидкості руху нафти в поршні

На основі отриманих результатів можна зробити наступні висновки:

- при зменшенні діаметра отвору витікання нафти швидкість руху рідини в поршні падає кардинально, що свідчить про неможливість визначення місця так званого “малого” витоку за допомогою наведеного поршня;
- збільшення діаметру основи поршня також призводить до зменшення значення швидкості рідини в поршні, тому доцільно застосовувати труби невеликого діаметру з метою нормальної роботи вібратора;
- місце витоку (початок ділянки чи кінець) не суттєво впливає на швидкість рідини в поршні. [63-68]

## Висновки до розділу 2

1. Комп'ютерним моделюванням визначено місця відводів газопроводів, де швидкість газового потоку, тиск досягає максимальних, мінімальних значень. Теоретично та експериментально виявлено, що максимальне ерозійне зношування відводів відбувається з опуклого їх боку в

місці виходу газового потоку між кутом  $60^\circ$  і  $90^\circ$  відводу та на початку привареної до відводу труби. Отримані траєкторії руху дискретних фаз відводом пояснюють як краплі конденсату і тверді частинки рухаються у відводі і чому його ерозійне зношування відбувається саме в виявленому місці.

2. Розроблено методику, що дає змогу визначити режимні, енергетичні параметри та пропускну здатність нафтопроводу з урахуванням витоків нафти через малі отвори;

3. Отримано багатопараметричні поліноміальні моделі, що прогнозують величину витoku нафти з трубопроводу та його місцеположення за динамікою зміни в часі об'ємної продуктивності нафтопроводу та тисків нафти на вході і виході з кожної НПС. Ступінь достовірності апроксимації даних моделей більший 0,99, що свідчить про їхню адекватність та можливість застосування на практиці. Даний метод дозволяє зафіксувати несанкціонований відбір або витік з величиною відбору від  $10 \text{ м}^3/\text{год}$  при відповідному класі точності манометрів 0,075 та 0,1.

4. Оцінено величину забруднення навколишнього середовища через інфільтрацію нафти в ґрунт та розроблено відповідну поліноміальну математичну модель залежно від фізичних властивостей транспортованої нафти, кута нахилу ділянки трубопроводу, об'ємної витрати нафти через отвір в трубопроводі та часу від моменту зупинки НПС до локалізації витоків нафти.

5. Для удосконаленого способу визначення витоків за допомогою поршня встановлено, що зменшення діаметра отвору витікання нафти суттєво знижує швидкість руху рідини в поршні, унеможливаючи визначення місця “малого” витoku, а також і збільшення діаметру основи поршня приводить до зменшення цієї швидкості, тому доцільно використовувати труби невеликого діаметру для нормальної роботи вібратора. Також встановлено, що місце витoku (початок ділянки чи кінець) мало впливає на цю швидкість.

## **РОЗДІЛ 3**

### **УДОСКОНАЛЕННЯ ВНУТРІШНЬОТРУБНОГО МЕТОДУ РЕМОНТУ ТРУБОПРОВОДІВ З МЕТОЮ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТРАНСПОРТУВАННЯ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ ПРОДУКТІВ**

#### **3.1 Обґрунтування застосування внутрішньотрубних ремонтних технологій при транспортуванні високов'язких продуктів**

Огляд способів ремонту трубопроводів різного призначення, наведений в розділі 1, показав, що в основному більшість з них проводяться із застосуванням зварювальних робіт, при чому найменші втрати транспортованого продукту та найвища економічна ефективність використання таких способів ремонту досягається в умовах без зупинки перекачування продукту.

##### **3.1.1 Негативні наслідки застосування зварювання під час ремонту трубопроводів під тиском**

В роботах [69, 70] проаналізовано основні ризики і технологічні складнощі при виконанні зварювальних робіт на трубопроводах під тиском продукту. Описано реакцію металу трубних сталей на термічний цикл зварювання і чутливість низьколегованих трубних сталей до утворення холодних тріщин у зварному з'єднанні. Проаналізовано вплив водню як одного з головних чинників, що впливають на утворення холодних тріщин в металі.

Розглянуто схеми термічного розкладання метану  $\text{CH}_4 \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{C(тв.)}$  в пристінній зоні нагрітої ділянки внутрішньої поверхні труби при проведенні зварювальних робіт на поверхні газопроводів. Термодинамічним аналізом

обґрунтовано, що утворюваний при розкладанні метану водень можна розглядати як джерело наводнювання металу зварного з'єднання. [71-79]

З іншої сторони, наявність вуглецю як продукту термічного розкладання метану на внутрішній поверхні труби при певних температурних умовах може викликати науглецювання металу стінки труби.

Враховуючи термічне розкладання вуглеводнів в зоні проведення зварювальних робіт, в роботі доцільно дослідити процеси наводнювання металу при зварюванні, проаналізувати кінетику дифузійних процесів. Необхідно зазначити, що дифузійні процеси активізуються в металі трубопроводів зі значним ступенем старіння [71]. Проблема окрихчення трубних сталей може корінитися в тому, як водень змінює поведінку металу на нанорівні. В роботі [72] 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.

При виконанні зварювальних робіт на трубопроводах під тиском продукту відбувається інтенсивне тепловідведення від стінки труби на локальній ділянці труби (під дугою) потоком самого продукту. Підвищені швидкості охолодження сприяють формуванню в металі твердих гартувальних структур, чутливих до водневого розтріскування. На рис. 3.1 показано вигляд холодної водневої тріщини.

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 [74].

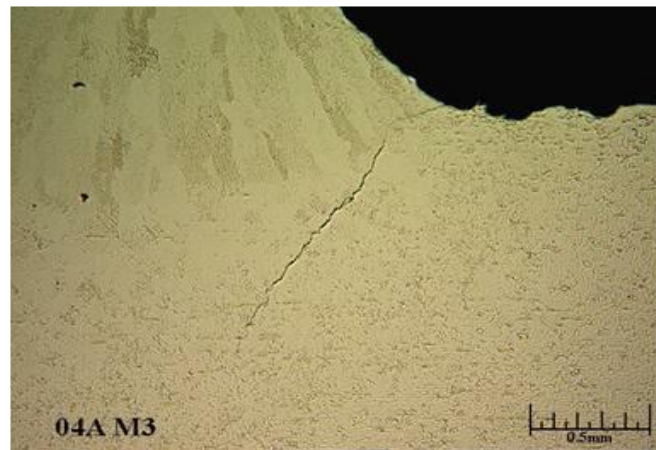


Рисунок 1 – Холодна воднева тріщина на внутрішній поверхні труби в зоні зварювання [73]

Диференціальне рівняння дифузії запишемо у вигляді

$$\frac{\partial C(x,t)}{\partial t} = D \frac{\partial^2 C(x,t)}{\partial x^2} - K \cdot [C(x,t) - C_p], \quad t > 0, \quad 0 \leq x \leq \delta, \quad (3.1)$$

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 (3.1) 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. [80]

Задамо початкову умову

$$C(x,0) = C_p. \quad (3.2)$$

Виходячи з розв'язку задачі (3.1) при заданих граничних умовах, можна визначити кількість водню, вилученого з дифузійного процесу і захопленого різними “уловлювачами” (пастками), а саме [80]

$$C^*(x,t) = K \cdot \int_0^t [C(x,t) - C_p] dt. \quad (3.3)$$

Тоді фактичний, експериментально вимірюваний розподіл водню у пластині складе

$$C^\Sigma(x,t) = C(x,t) + C^*(x,t). \quad (3.4)$$

Особливості кінетики водневого насичення за наявності стоків підкреслюється виразом для загальної кількості водню в металі як функції часу

$$\Delta m(t) = - \int_0^t D \cdot \frac{\partial C(0,t)}{\partial x} dt. \quad (3.5)$$

Застосувавши операційний метод [75], вихідне рівняння (3.1) з початковою умовою (3.2) перетвориться у звичайне диференціальне рівняння другого порядку (відносно  $x$ ).

Загальний розв'язок рівняння (3.5) має вигляд

$$\bar{C}(x,s) - \frac{C_p}{s} = A \cdot \operatorname{ch} \left( \sqrt{\frac{s+K}{D}} x \right) + B \cdot \operatorname{sh} \left( \sqrt{\frac{s+K}{D}} x \right), \quad (3.6)$$

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  $x=0$ ) задається гранична умова третього роду

$$\frac{\partial C(0,t)}{\partial x} = h \cdot [C(0,t) - C_{\text{п}}]. \quad (3.7)$$

тут  $C_{\text{п}}$  – поверхнева (на внутрішній поверхні труби) концентрація водню;

$h$  – коефіцієнт фазового переходу.

На зовнішній поверхні труби (при  $x = \delta$ ) можна задати умови першого роду

$$C(\delta,t) = C_{\text{р}}, \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial C(\delta,t)}{\partial x} = 0. \quad (3.9)$$

В роботах [80, 81] 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 (3.1) з крайовими умовами (3.2), (3.7), (3.8), використовуючи

безрозмірні позначення:  $\tau = \frac{Dt}{\delta^2}$ ;  $\alpha = \frac{K\delta^2}{D}$ ;  $\beta = h\delta$ ;  $X = \frac{x}{\delta}$ , при  $\beta \rightarrow \infty$  прийме

вигляд



$$\frac{C(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} = \frac{\text{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{sh}(\sqrt{\alpha})} + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \frac{2\mu_n \cdot \sin[\mu_n(1-X)] \cdot \exp[(\mu_n^2 + \alpha) \cdot \tau]}{(\mu_n^2 + \alpha)}. \quad (3.10)$$

Рівняння (3.10) буде розв'язком задачі при граничній умові першого роду на внутрішній поверхні труби, а саме

$$C(0, t) = C_{\Pi}. \quad (3.11)$$

Використовуючи рівняння (3.3) і (3.10), визначимо кількість водню, вилученого з дифузійного процесу. Отримаємо

$$C^*(X, \tau) = (C_{\Pi} - C_p) \times \left[ \frac{\text{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{sh}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \cdot \frac{2\mu_n^2 \cdot \sin[\mu_n(1-X)] \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \quad (3.12)$$

Фактичний, експериментально вимірюваний розподіл водню у стінці складе

$$\overline{C^{\Sigma}}(X, \tau) = \frac{C^{\Sigma}(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} \times \left[ \frac{\text{sh}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{sh}(\sqrt{\alpha})} \cdot (1 + \alpha\tau) + \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^n \cdot \frac{2\mu_n \cdot \sin[\mu_n(1-X)] \cdot \{\alpha + \mu_n^2 \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau]\}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \quad (3.13)$$

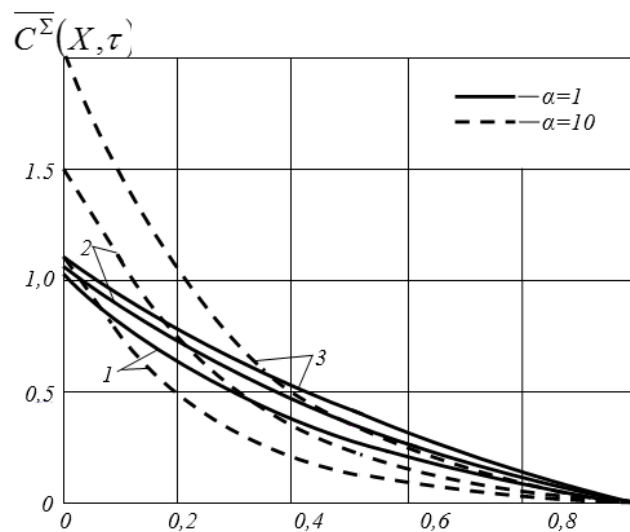
На основі рівнянь (3.5) і (3.10) кінетика водневого насичення стінки виразиться так:

$$\overline{\Delta m}(\tau) = \frac{\Delta m(\tau)}{(C_{\Pi} - C_p) \cdot \delta} = \frac{\text{ch}(\sqrt{\alpha})}{\text{sh}(\sqrt{\alpha})} \cdot \alpha\tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2}. \quad (3.14)$$

При  $\alpha \rightarrow 0$ , розкривши невизначеність у першому члені правої частини (3.14), отримаємо

$$\overline{\Delta m}(\tau) = \tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2}{\mu_n^2} [\exp(-\mu_n^2 \tau) - 1]. \quad (3.15)$$

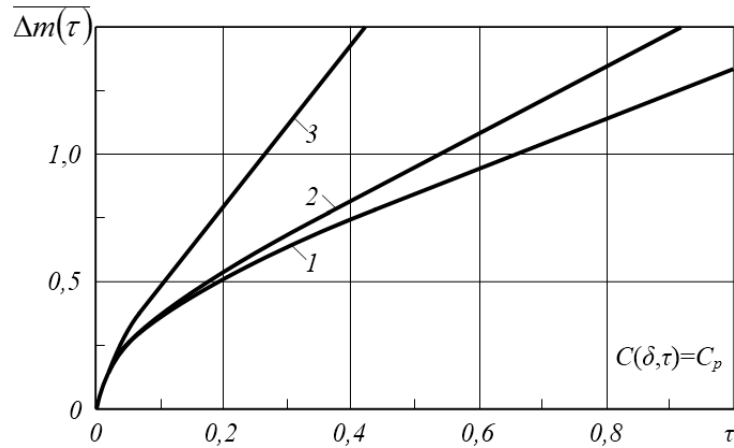
За результатами розрахунків на рис. 3.2 побудовано графіки розподілу сумарної концентрації водню (дифузійний і поглинутий пастками) по товщині стінки для різних часів. З рисунка випливає, що ефект “уловлювачів” проявляється зі збільшенням часу дифузії. При цьому зі збільшенням часу нерівномірний розподіл водню в дифузійній зоні посилюється. [80]



1 –  $\tau=0,01$ ; 2 –  $\tau=0,05$ ; 3 –  $\tau=0,1$ ; 4 –  $\tau=0,05$

Рисунок 3.2 – Розподіл водню по товщині пластини при різних часах

Криві (рис. 3.3) побудовані у відповідності з формулами (3.14) і (3.15) свідчать про інтенсифікацію водневого насичення за наявності “уловлювачів”.



$$1 - \alpha=0; 2 - \alpha=1; 3 - \alpha=10$$

Рисунок 3.3 – Інтенсивність насичення металу пластини воднем при умові десорбції водню з металу

2. При граничних умовах (3.9) і (3.11), тобто в умовах, коли увесь поглинутий водень залишається в металі стінки, розв'язок задачі матиме вигляд

$$\begin{aligned} \frac{C(X, \tau) - C_p}{C_n - C_p} = \\ = \frac{\text{ch}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{ch}(\sqrt{\alpha})} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n \cdot \cos[\mu_n(1-X)] \cdot \exp[(\mu_n^2 + \alpha) \cdot \tau]}{(\mu_n^2 + \alpha) \cdot \sin \mu_n}. \end{aligned} \quad (3.16)$$

Кількість водню, вилученого з дифузійного процесу, складе

$$\begin{aligned} C^*(X, \tau) = (C_n - C_p) \times \\ \times \left[ \frac{\text{ch}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\text{ch}(\sqrt{\alpha})} \cdot \alpha \tau + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cdot \cos[\mu_n(1-X)] \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{\sin \mu_n \cdot (\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \end{aligned} \quad (3.17)$$

Експериментально вимірюваний розподіл водню у стінці визначиться з рівняння

$$\overline{C^{\Sigma}}(X, \tau) = \frac{C^{\Sigma}(X, \tau) - C_p}{C_{\Pi} - C_p} \times \left[ \frac{\operatorname{ch}[\sqrt{\alpha}(1-X)]}{\operatorname{ch}(\sqrt{\alpha})} \cdot (1 + \alpha\tau) - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n \cdot \cos[\mu_n(1-X)] \cdot \{\alpha + \mu_n^2 \exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau]\}}{\sin \mu_n \cdot (\mu_n^2 + \alpha)^2} \right]. \quad (3.18)$$

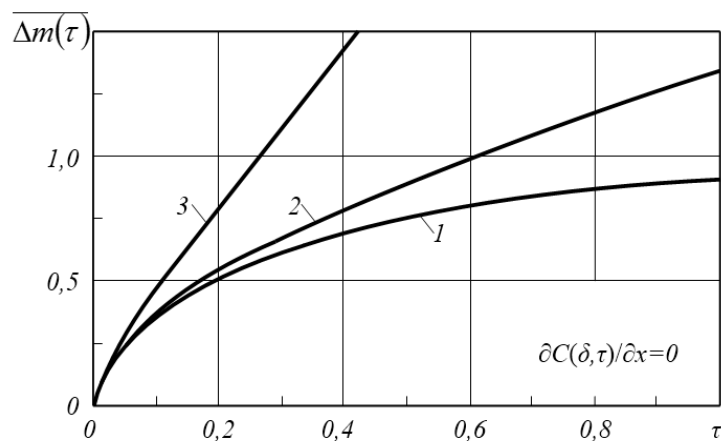
Кінетика водневого насичення металу опишеться формулою

$$\overline{\Delta m}(\tau) = \frac{\Delta m(\tau)}{(C_{\Pi} - C_p) \cdot \delta} = \frac{\operatorname{sh}(\sqrt{\alpha})}{\operatorname{ch}(\sqrt{\alpha})} \cdot \sqrt{\alpha} \cdot \tau - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\mu_n^2 \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{(\mu_n^2 + \alpha)^2}. \quad (3.19)$$

При  $\alpha \rightarrow 0$

$$\overline{\Delta m}(\tau) = - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2 \cdot \{\exp[-(\mu_n^2 + \alpha)\tau] - 1\}}{\mu_n^2}. \quad (3.20)$$

На рис. 3.4 показано особливості насичення металу воднем в умовах блокування десорбції водню з металу.



1 –  $\alpha=0$ ; 2 –  $\alpha=1$ ; 3 –  $\alpha=10$

Рисунок 3.4 – Інтенсивність насичення металу пластини воднем при блокуванні дифузії через зовнішню поверхню

Аналізуючи кінетику водневого насичення в умовах як повної блокади десорбції водню з металу (рис. 3.4), так і при повній його десорбції з металу (рис. 3.3), можна стверджувати, що при малих значеннях безрозмірного часу  $\tau$ , 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. [80]

Враховуючи реакцію металу трубних сталей на термічний цикл зварювання і чутливість низьколегованих трубних сталей до утворення тріщин у зварному з'єднанні через наводнювання, процеси ремонту трубопроводів під тиском можуть бути ненадійними, тому слід розглядати можливість внутрішньотрубного ремонту способом “труба в трубі” в умовах недовантаження продуктом, зокрема для високов'язких продуктів. Відомо, що транспортування високов'язких продуктів відбувається з їх шляховими підігрівачами, з метою унеможливлення осідання парафінів та асфальтенів на стінках трубопроводу. Для системи “труба в трубі”, транспортування високов'язких продуктів з підігрівом буде більш енергоефективним, через зменшення затрат на нагрівання, і відбуватиметься без відкладання парафінів. Проте існують ще інші способи зменшення відкладень при транспортуванні високов'язких продуктів, один з яких розглянуто нижче. [80]

### **3.1.2 Експериментальні дослідження впливу електричного поля на кристалізацію та механічні властивості парафінових вуглеводнів нафти**

Питання впливу електричного поля на процес кристалізації та механічні властивості різних речовин мають значний науковий та практичний інтерес. Встановлено, що електричне поле зменшує час кристалізації і, разом з тим, спостерігається ряд явищ, які вимагають подальшого дослідження.

Особливо це стосується структури утворених в полі кристалів [82]. Що стосується впливу електричного поля безпосередньо на кристалізацію парафінових вуглеводнів нафти, то в цьому напрямі певний інтерес викликає робота [83]. В цій роботі описано методику визначення температури кристалізації парафіну в нафті на основі визначення точки перегину кривої залежності діелектричної проникності нафти від температури. Було встановлено, що особливу роль при цьому відіграє наявність асфальтенів. З точки зору впливу електричного поля на утворення відкладень, автори роботи [84] пояснюють механізм цього впливу. Основним результатом проведених дослідів, які описано в [84], є підтвердження значної ролі електрофізичних механізмів в утворенні поверхневих відкладень з нафтопродуктів, що містять асфальтени. Отримані результати вказують, що причиною механізму впливу електричного поля може бути симетрія розташування функціональних груп, які визначають дипольний момент асфальтенів. Безпосереднє прикладне значення цих результатів полягає в тому, що вплив електричного поля на конкретне рідке середовище може приводити до зменшення відкладень, в залежності від поєднання таких робочих параметрів, як напруженість поля, температура рідини та концентрація смол і асфальтенів. Також з точки зору впливу фізичних полів на кристалізацію парафінових вуглеводнів нафти розглядається вплив даних полів на відкладення парафіну під час добування і транспортування нафти [85]. Огляд літературних даних про вплив фізичних полів на процес кристалізації був би не повним, якщо б не згадати так звану магнітну обробку, яка ніби діє тільки в необхідному напрямі, зменшує відкладення парафіну, зменшує утворення накипів і т.п. В цьому відношенні досить цікавою є робота [86], в якій не без підстав ставиться під сумнів універсальну дію магнітного поля для досягнення необхідного результату. Тому в дослідженнях виходилося з достовірно науково встановлених фактів. А саме, нафта та її парафінові вуглеводні є діамагнетиками. Звичайно, магнітне поле впливає на діамагнетики, але цей вплив настільки малий і

припиняється після дії поля, що макроскопічні прояви такого впливу будуть настільки малі, що помітити їх в межах похибки експерименту практично неможливо. Інша справа – електричне поле і тому нафта, як діелектрик є електрично “чутливий” об’єкт, особливо в присутності полярних компонент смол і асфальтенів. І якщо дійсно електричне поле приводить до суттєвих мікрозмін в кристалізації парафіну, то ці зміни можна виявити по зміні макровеличин, що характеризують стан самого парафіну. Тому в дослідженнях постало питання про вплив електричного поля на механічні властивості парафіну, який кристалізувався в такому полі.

Раніше проведені рентгенографічні дослідження свідчать, що під дією електричного поля напруженістю порядку  $10^3$  В/см має місце утворення косокутної модифікації кристалів парафіну. Так, для парафіну  $C_{27}H_{56}$  велика міжплощинна відстань внаслідок дії електричного поля зменшується з 3,642 нм до 3,460 нм. Ця міжплощинна відстань являє собою відстань між площинами, які проходять через кінці ланцюгових молекул парафіну. Тобто, в електричному полі відбувається своєрідний зсув кристалічної ґратки парафіну. Крім того, спостерігалось ще одне особливе явище – вісі ланцюгових молекул парафіну, який кристалізується в електричному полі займають горизонтальне положення у відношенні до поверхні, на якій відбувається кристалізація. Саме така “лежача” орієнтація молекул на твердій поверхні повинна призводити до зменшення енергії зв’язку молекул з твердою поверхнею, на якій вони знаходяться. Поки що експериментально таке явище вивчено недостатньо, відсутні кількісні характеристики такого впливу на зв’язок парафіну з твердою поверхнею. Такою кількісною характеристикою в наших дослідженнях було вибрано граничне напруження зсуву.

Визначення граничного напруження зсуву парафіну проводилось на лабораторній установці, основний елемент якої зображений на рис. 3.5. [87]

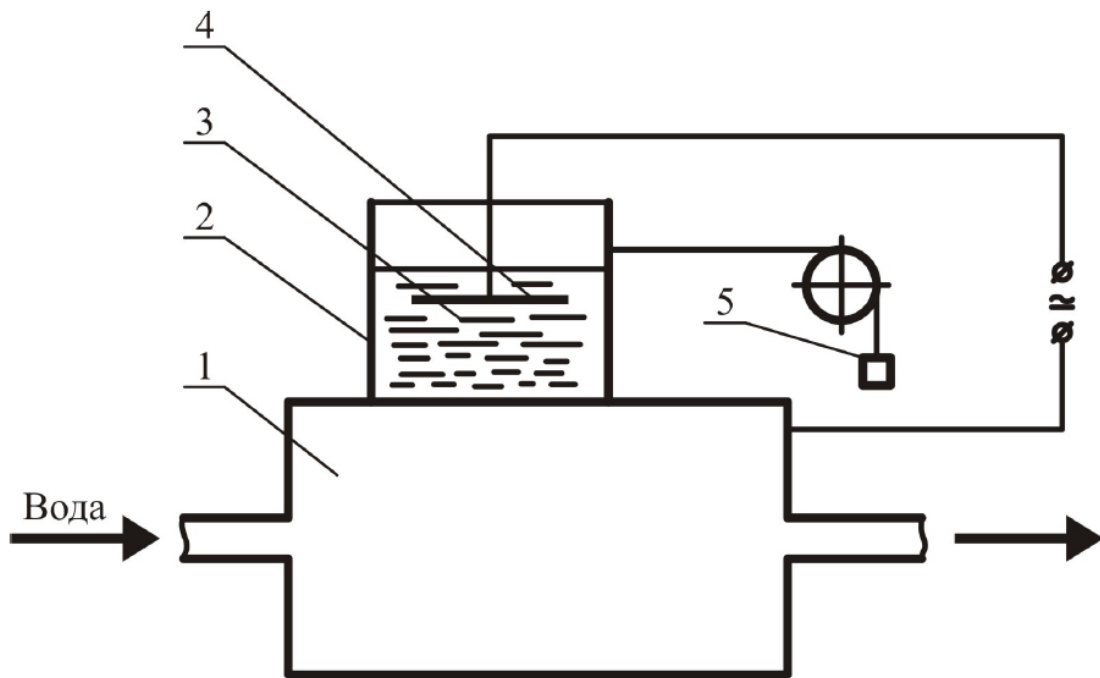
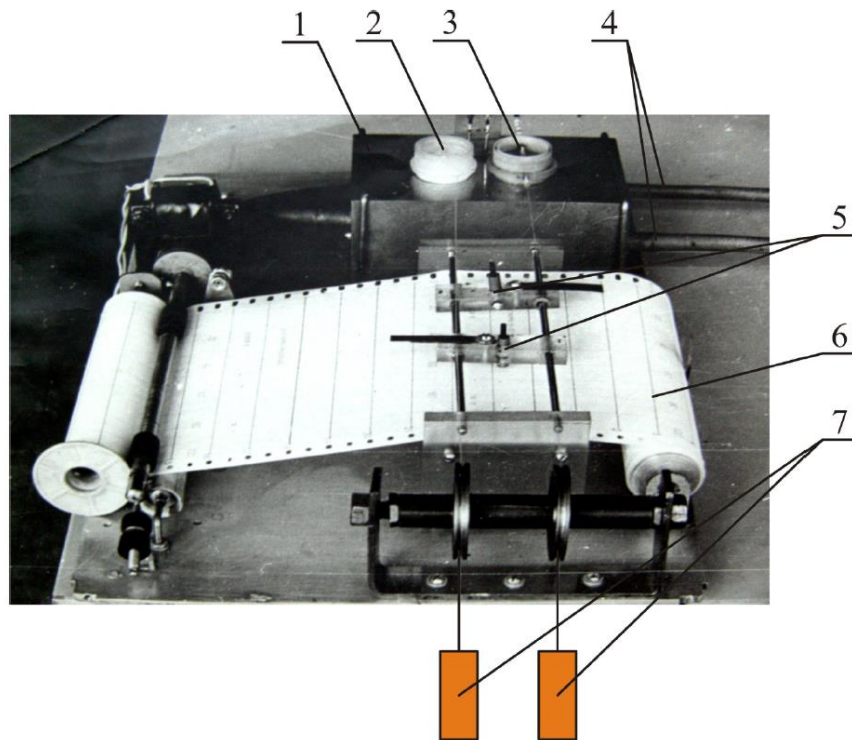


Рисунок 3.5 – Принципова схема лабораторної установки для вивчення впливу електричного поля на максимальне напруження зсуву парафіну

На металевій поверхні 1, яка одночасно служила електродом, встановлювалась камера 2 з органічного скла, в якій знаходився парафін 3. Між плоским електродом 4, розташованим паралельно до металевій поверхні 1 в парафіні створювалось електричне поле. Конфігурація електричного поля була близькою до поля плоского конденсатора. Лабораторна установка давала можливість потоком води від термостата змінювати і підтримувати температуру металевій поверхні в наперед заданому режимі. Зсув парафіну здійснювався за допомогою вантажу 5. На металевій поверхні знаходились дві однакові камери. Одна камера, в якій парафін кристалізувався в електричному полі, а в другій камері кристалізація відбувалась без дії поля. Така система двох взірців, один з яких є контрольним, дає змогу створити ідентичні умови кристалізації і достеменно виявити вплив електричного поля на кристалізацію парафіну. [87]

На рис. 3.6 зображено загальний вигляд лабораторної установки, що деталізує вищенаведену принципову схему. [87]





- 1 – металева поверхня, на якій в електричному полі кристалізується парафін;  
 2,3 – кристалізаційні камери, в одній кристалізація відбувається в електричному полі, в другій без поля (контрольний взірець); 4 – шланги водяної термостатуючої системи; 5 – каретки запису зміщень кристалізаційних камер; 6 – діаграмна стрічка запису зміщень камер; 7 – вантажі, які здійснюють зміщення камер з парафіном

Рисунок 3.6 – Загальний вигляд лабораторної установки для вивчення дії електричного поля на кристалізацію парафіну і його механічні властивості

Початок зсуву камер з парафіном фіксувався на діаграмній стрічці. Кожну камеру було зв'язано з пером, слід якого на рухомій діаграмній стрічці фіксував в часі динаміку руху камер, що давало змогу визначити початок зсуву парафіну при заданій температурі та відомій дотичній силі. Знаючи площу поперечного перерізу взірців парафіну і прикладену дотичну силу, яка створювалась вантажами, визначено дотичне напруження зсуву. [87]

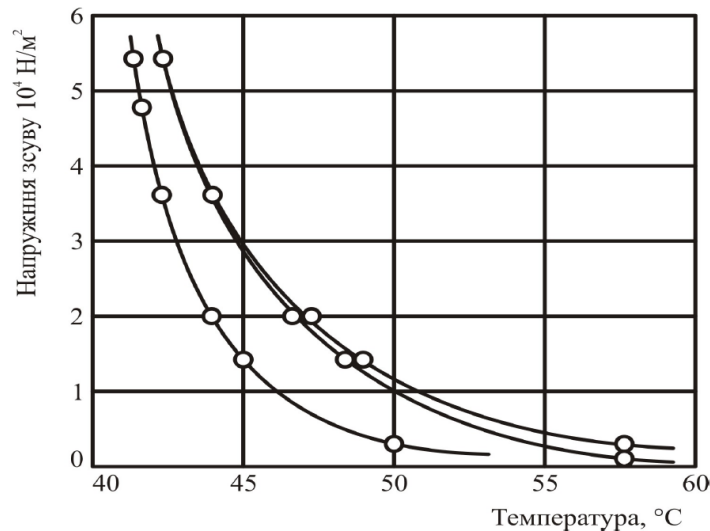
Дослід проводився за наступною методикою. Так, на попередньо нагріту до 80°C металеву поверхню у встановлені на ній дві камери заливався парафін при тій же самій температурі. Після цього система автоматичного

керування температурою переводилась в режим охолодження з швидкістю  $0,5^{\circ}\text{C}/\text{хв}$  і в одній з камер створювалось електричне поле. Температура плавлення досліджуваного парафіну становила  $60^{\circ}\text{C}$ . Парафін в другій камері, де поле було відсутнім служив контрольним взірцем. Після закінчення кристалізації дія електричного поля припинялась і температура ще знижувалась до  $20^{\circ}\text{C}$ . Завершивши таку першу частину експерименту, до ниток, зв'язаних з камерами, підвішувались вантажі однакової маси, і система управління температурою переводилась в режим нагріву з швидкістю  $0,5^{\circ}\text{C}/\text{хв}$ . Визначалась температура поверхні, за якої починається зсув парафіну (попередня пряма лінія на діаграмній стрічці різко відхиляється). Проводячи досліди з різними дотичними напруженнями (підвішуючи вантажі різної маси), визначали температуру, за якої відбувається зсув парафіну залежно від умов його кристалізації [87]:

- 1) без дії електричного поля;
- 2) кристалізація в постійному електричному полі напруженістю  $6000\text{ В/см}$ ;
- 3) в змінному електричному полі частотою  $50\text{ Гц}$  і напруженістю  $6000\text{ В/см}$  (поля більшої напруженості приводили до пробою шару парафіну).

На рис. 3.7 зображено отримані експериментальні залежності дотичного напруження зсуву парафіну  $\text{C}_{27}\text{H}_{56}$  від температури.

Постійне електричне поле (крива 2), діючи на процес кристалізації парафіну призводить до незначної зміни його механічних властивостей. Наприклад, дотичні напруження зсуву двох зразків парафіну (без поля, в полі) за  $45^{\circ}\text{C}$  практично однакові. Значно більший ефект спостерігається внаслідок дії змінного електричного поля (крива 3). Тут напруження зсуву парафіну, який кристалізувався в змінному електричному полі, зменшується в 2 рази. [87]



Умови кристалізації парафіну: 1 – без електричного поля; 2 – в постійному електричному полі напруженістю 6 кВ/см; 3 – в змінному електричному полі частотою 50 Гц і напруженістю 6 кВ/см

Рисунок 3.7 – Експериментальні залежності дотичного напруження зсуву парафіну  $\text{C}_{27}\text{H}_{56}$  від температури за різних умов кристалізації

Фізичний зміст такого впливу досить простий. Електричне поле, діючи на кристалізацію парафіну, орієнтує осі цих молекул паралельно поверхні, на якій відбувається кристалізація. Така “лежача” орієнтація відповідає мінімальній енергії зв’язку молекул з твердою поверхнею, що проявляється в зміні механічних властивостей парафіну, в зменшенні його напруження зсуву. Той факт, що змінне електричне поле приводить до більшого ефекту, ніж постійне, легко пояснити специфічним впливом змінного поля. А саме тим, що змінне електричне поле, як вібратор, упаковує осі молекул парафіну в горизонтальному напрямі, і тому більше молекул парафіну буде мати горизонтальну орієнтацію. [87]

З практичної точки зору такий вплив змінного електричного поля на напруження зсуву парафіну може бути використано як метод попередження відкладень парафіну під час видобування і

трубопровідного транспортування нафти, але реалізація його, особливо для магістральних трубопроводів є майже неможливою. [87]

Враховуючи можливість водневого окрихчення сталі стінки трубопроводу при його ремонті зварюванням під тиском, в умовах неповного завантаження та неможливості реалізації методу впливу змінного електричного поля на напруження зсуву парафіну, актуальними залишаються внутрішньотрубні методи ремонту із зупинкою транспортування. Особливо у випадках транспортування високов'язких продуктів, оскільки при ремонті трубопроводів за методом “труба в трубі” змінюються технологічні процеси теплопередачі від продукту в навколишнє середовище (грунт), а відповідно змінюватимуться такі властивості продукту як в'язкість та густина, при цьому продукт матиме кращі транспортабельні властивості з огляду енергозатрат на транспортування.

### **3.2 Розроблення пристрою для протягування труби в трубі з використанням опорно-центрувальних кілець**

Протягування труби в трубі відноситься до безтраншейних технологій і її доцільно 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).

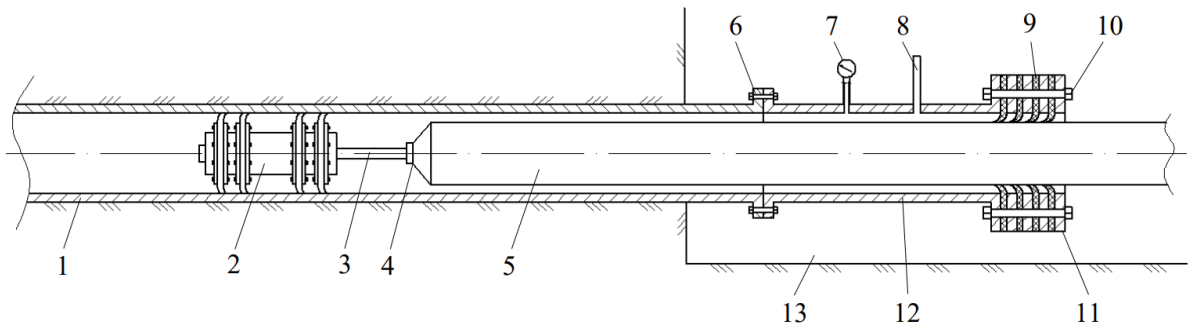
Під час безтраншейної реконструкції трубопровідних комунікацій протягуванням поліетиленової труби меншого діаметра в зношений сталевий трубопровід (методом “труба в трубі”) протягування виконують лебідками, гідродомкратними установками, статичною установкою Grundoburst, тракторами, бульдозерами та іншою 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. [89-96]

Щоб усунути ці недоліки розроблено технологію “Тяговий поршень Т” [88], яка полягає в протягуванні поршнем 2 нового поліетиленового трубопроводу 5 в зношений сталевий 1 (рисунок 3.8). 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 протягнутого 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. [89-96]



1 – зношений сталевий трубопровід; протягуваний поліетиленовий трубопровід; 2 – поршень; 3 – штанга; 4 – оголовок; 5 – поліетиленовий трубопровід; 6 – з’єднувальні фланці; 7 – манометр; 8 – патрубок для під’єднання компресора; 9 – гумові ущільнення; 10 – болти; 11 – фланці ущільнювальної системи; 12 – трубна котушка; 13 – котлован

Рисунок 3.8 – Конструкція пристрою для протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий [88]

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 3.8). Під час протягування відбувається очищення внутрішньої порожнини зношеного сталевого трубопроводу поршнем. [89-96]

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 необхідний тиск повітря в запоршневому просторі, щоб поршень з прикріпленим до нього поліетиленовим трубопроводом рухався горизонтальним трубопроводом [89-92]

$$P_{II} = \frac{4 \left( n_{m.n} f_{m.n} E h_m D_{в.с} \frac{D_{m.n} - D_{в.с}}{D_{m.n}} + f_{n.mp} q_{n.mp} L_{n.mp} + n_{m.y.c} \pi D_{з.n} B P_{к.у.с} \right)}{\pi D_{в.с}^2}. \quad (3.21)$$

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;

$E$  – модуль пружності гуми ( $E=2$  МПа);

$h_m$  – товщина манжети поршня;

$D_{в.с}$  – внутрішній діаметр сталевго трубопроводу;

$D_{m.n}$  – діаметр манжет поршня до його запасування в трубопроводі

$f_{n.mp}$  – 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;

$n_{m.y.c}$  – кількість манжет в ущільнювальній системі;

$D_{з.n}$  – зовнішній діаметр поліетиленової труби;

$B$  – ширина контакту манжети з поліетиленовим трубопроводом;

$P_k$  – 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)

Другий доданок даної формули виражає силу тертя поліетиленової труби до сталевий

$$F_{Tn.mp} = f_{n.mp} q_{n.mp} L_{n.mp} \cdot \quad (3.22)$$

На похилих ділянках траси на поршень і прикріплений до нього поліетиленовий трубопровід діють значні гравітаційні сили. 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 та висхідних ділянках траси з кутом нахилу  $\varphi$ , рівняння (3.21) матиме вигляд [89-92]

$$P_{II} = \frac{4 \left( n_{m.n} f_{m.n} E h_m D_{\text{в.с}} \frac{D_{m.n} - D_{\text{в.с}}}{D_{m.n}} + f_{n.mp} q_{n.mp} L_{n.mp} + n_{m.y.c} \pi D_{\text{з.л}} B P_{\text{к}} f_{y.c} + m_n g \sin \varphi + q_{n.mp} L_{n.mp} \sin \varphi \right)}{\pi D_{\text{в.с}}^2} \quad (3.23)$$

Для практичної реалізації розробленої технології “Тяговий поршень Т” було експериментально:

- перевірено можливість протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий трубопровід;
- перевірено технологічність виконання операцій безтраншейної реконструкції трубопроводів поршнем;
- досліджено динаміку протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий трубопровід.



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. Розрахункова середня швидкість протягування 1,9 м/с. За виконаним рядом вимірювань значень тиску побудовано криву (рисунок 3.9) 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. [89-96]

У разі збільшення нахилу сталевого трубопроводу до  $30^\circ$  відбувалося незначне (до 0,03 МПа) збільшення тиску на початку трубопроводу порівняно з тиском, який був коли труба була горизонтальною, протягом усього часу протягування. [89-92]

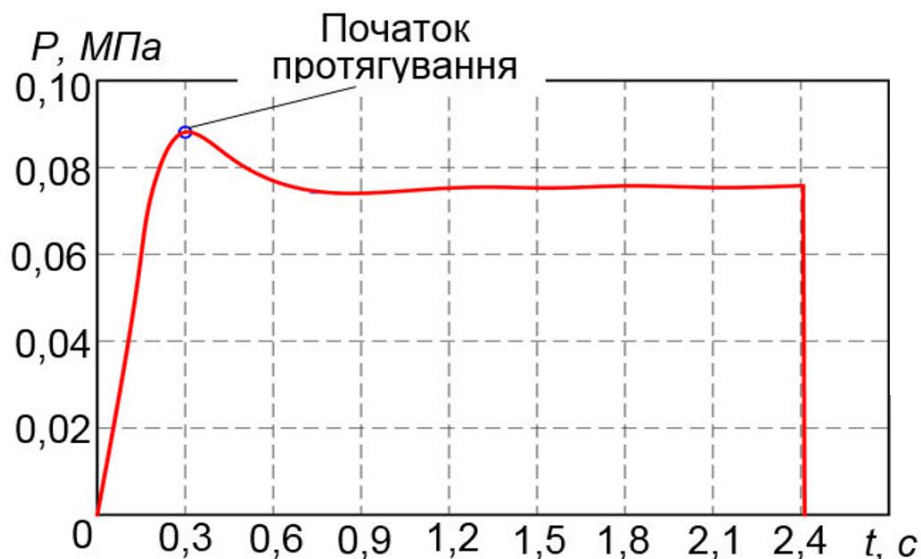


Рисунок 3.9 – Зміна тиску на початку трубопроводу в часі під час протягування поршнем поліетиленової труби зношеною сталевією трубою

Наведений вище спосіб ремонту трубопроводів передбачає опускання протягнутого трубопроводу на нижню твірну існуючого, що з точки зору теплових втрат буде мати негативні наслідки, особливо при переведенні діючого трубопроводу на транспортування альтернативного продукту. Зокрема відомо, що труби для транспортування вуглекислого газу повинні мати конструкцію, що зображена на рисунку 3.10, 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. [89-96]

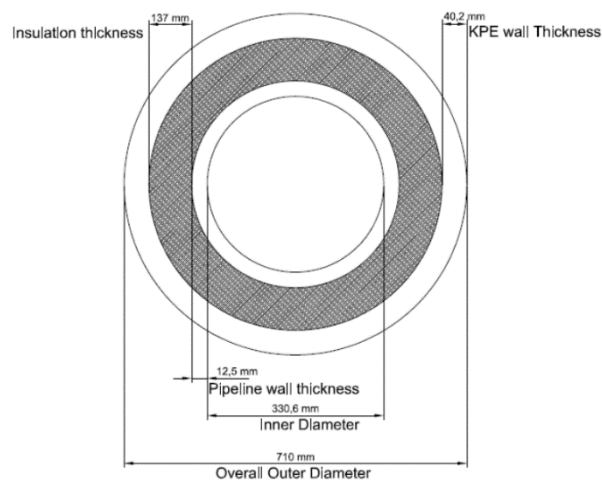


Рисунок 3.10 – Конструкція труб для транспортування  $CO_2$

Для транспортування соняхової олії конструкція трубопроводу теж може бути двотрубна і внутрішня труба рівновіддалена від зовнішньої, а міжтрубний простір заповнений теплоізоляційним матеріалом (рис. 3.11). [89-96]

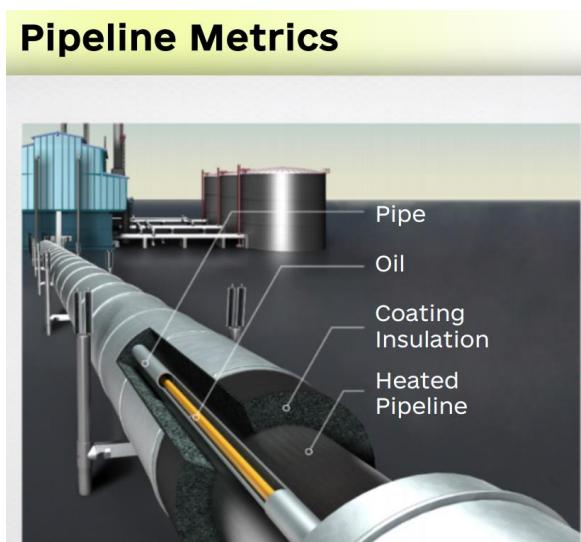


Рисунок 3.11 - Конструкція трубопровідної системи для транспортування олії

Для безпечного та енергоефективного транспортування як  $CO_2$ , так і олії можна використати подібну конструкцію трубопроводу, яку можна отримати шляхом реконструкції сталевих трубопроводів, 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. [93-94]

Для вирішення цієї проблеми пропонується спосіб ремонту трубопроводу за допомогою пристрою для безтраншейної реконструкції, який зображено на рисунку 3.12. 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. [95, 96]

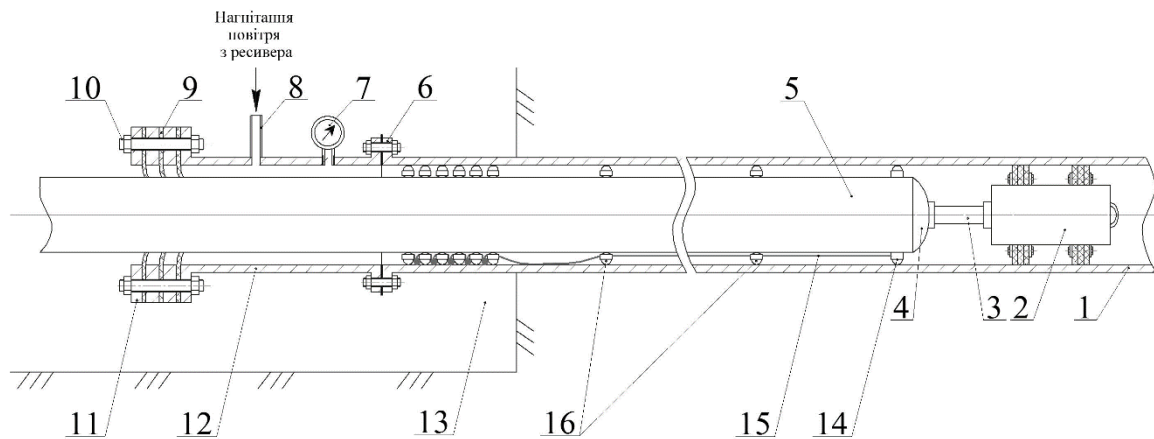


Рисунок 3.12 – Конструкція пристрою для протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий з використанням опорно-центруючих кілець

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. [95, 96]

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 (3.22) набуде вигляду

$$F_{Тн.тр.к} = \frac{f_{о.к}}{r_o} q_{n.тр} L_{n.тр}, \quad (3.24)$$

де  $f_{o.k}$  – коефіцієнт тертя кочення опори опорно-центруючого кільця виготовленого зі сталі до сталі  $f_{o.k}=(0,01-0,5)$  мм;

$q_{n.mp}$  – рівномірно розподілене навантаження від власної ваги поліетиленового трубопроводу;  $L_{n.mp}$  – 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  $F_{Tn.mp}/ F_{Tn.mp.k}$  для діаметрів труб від 50 мм до 400 мм і зобразимо у вигляді залежності на рисунку 3.13.

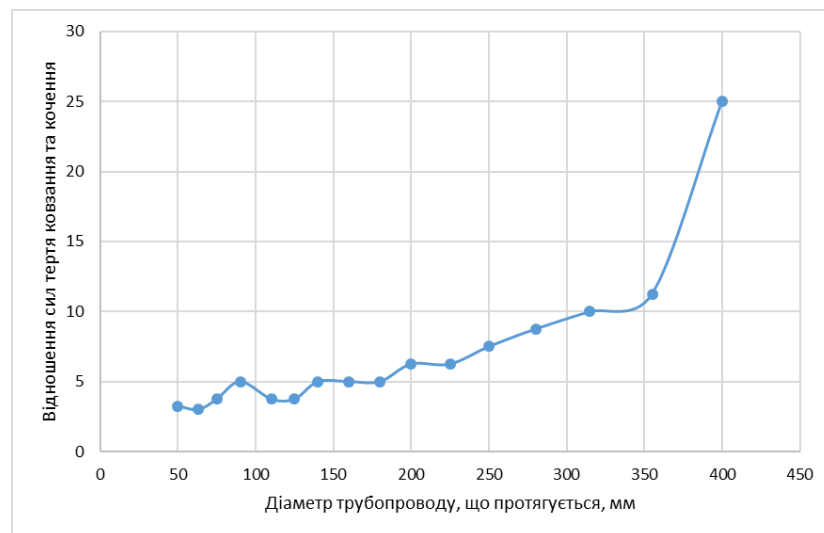


Рисунок 3.13 – Залежність відношення сил тертя ковзання та кочення від діаметру трубопроводу, що протягується в сталевий трубопровід

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. [95, 96]

Використовуючи експериментальну установку, що наведена в [90], було проведено аналогічний дослід для визначення параметрів тиску при протягуванні поліетиленової труби зовнішнім діаметром 32 мм при об'ємній витраті повітря  $0,005 \text{ м}^3/\text{с}$  час протягування склав 2,1 с. Розрахункова середня швидкість протягування 1,85 м/с. За виконаним рядом вимірювань значень тиску побудовано криву 2 (рисунок 3.14) зміни тиску на початку трубопроводу в часі під час протягування.

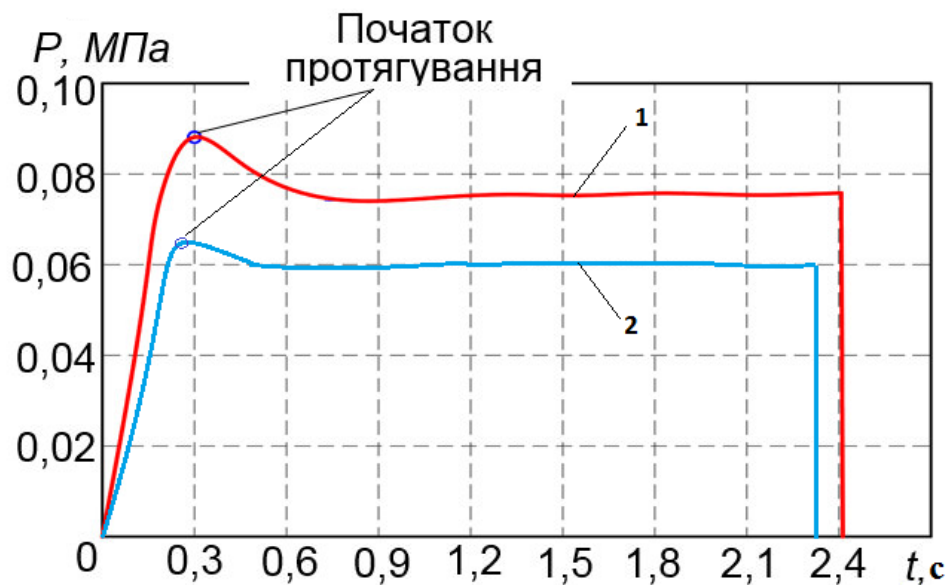


Рисунок 3.14 – Зміна тиску на початку трубопроводу в часі під час протягування поршнем поліетиленової труби сталеву трубою без опорно-центруючих кілець (1) та з ними (2)

З графіка видно, що тиск після відкриття крана до початку протягування збільшується до 0,063 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. [90-96]

### **3.3 Енергоефективність роботи “гарячих” нафтопроводів в умовах неповного завантаження**

Наведені методи ремонту передбачають зменшення діаметру трубопроводу, яким транспортується продукт, а відповідно і зменшення пропускної здатності трубопроводу. Проте, властивості матеріалу трубопроводу, що протягується, дозволяють отримати кращі температурні характеристики роботи трубопроводу з точки зору тепловтрат, особливо при транспортуванні нафти, зокрема високов'язкої. [96]

При перекачуванні нафти і нафтопродуктів підземними трубопроводами відбувається їх поступове охолодження внаслідок теплообміну між трубопроводом і навколишнім ґрунтом. В процесі руху по трубопроводу підігріта рідина може охолонути до температури ґрунту, якщо її додатково не підігрівати. Тому більшість високов'язких нафт і нафтопродуктів перед перекачуванням магістральним трубопроводом попередньо підігривають в резервуарах з метою зниження їх в'язкості і щоб уникнути закупорювання трубопроводу при їх остиганні по довжині трубопроводу. Підігрів цих продуктів, при великій довжині магістрального трубопроводу, здійснюється на головній станції та проміжних підігрівальних пунктах (теплових станціях). При розміщенні підігрівальних установок між перекачувальними насосними станціями теплопродуктивність і їх кількість визначаються, виходячи з характеру падіння температури по довжині трубопроводу і забезпечення повного розрахункового напору відповідним насосним обладнанням на станції. [97-99]

На рисунку 3.15 показано графік зміни температури нафти (або нафтопродукту) по довжині трубопроводу. З графіка видно, що падіння

температури на початковій ділянці трубопроводу інтенсивніше, ніж на кінцевих ділянках. Пояснюється це тим, що температура нафти на початковій ділянці вища а, отже, є великі теплові втрати порівняно з тепловими втратами на кінцевій ділянці, якою рухається нафта з нижчою температурою. Перекачування підігрітих нафт і нафтопродуктів трубопроводами умовно називається “гарячим” перекачуванням, а трубопроводи в цьому випадку називають “гарячими” трубопроводами. [97-99]

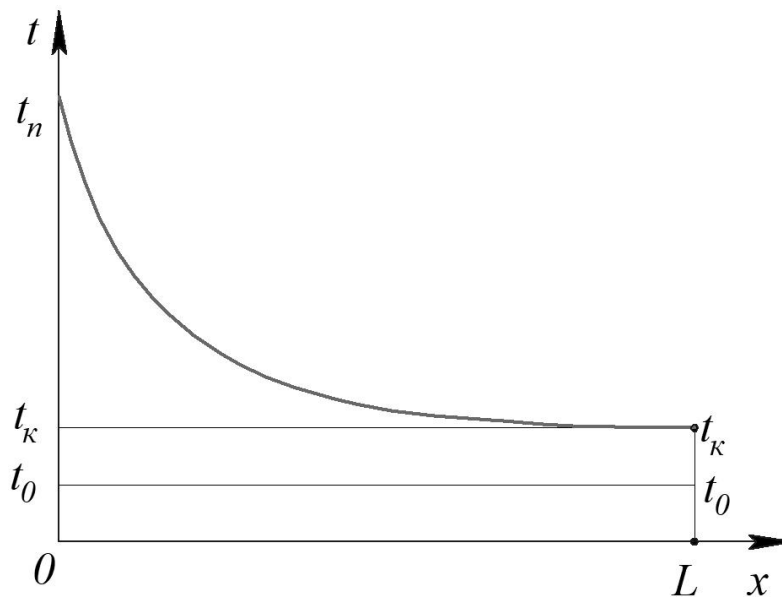


Рисунок 3.15 – Графік зміни температури нафти по довжині трубопроводу

На рисунку 3.16 показано принципову схему “гарячого” магістрального трубопроводу (нафтопроводу). Нафта з родовища трубопроводом 1 подається в резервуарний парк головної перекачувальної станції 2, де в резервуарах, обладнаних підігрівальними пристроями, підтримується температура нафти. З резервуарів нафта забирається підпірними насосами 3, перекачується через парові або вогневі підігрівачі 4 потім за допомогою основних насосів 5 закачується в магістральний трубопровід. Оскільки, рухаючись по трубопроводу, нафта остигає (що призводить до збільшення втрат на тертя), її підігривають на проміжних



теплових станціях 6, розташованих по довжині нафтопроводу через кожні (25-100) км. При великих відстанях теплові станції поєднуються з проміжними перекачувальними станціями 7. Після теплових станцій нафта надходить в резервуари 8 кінцевого пункту нафтопроводу. [97-99]

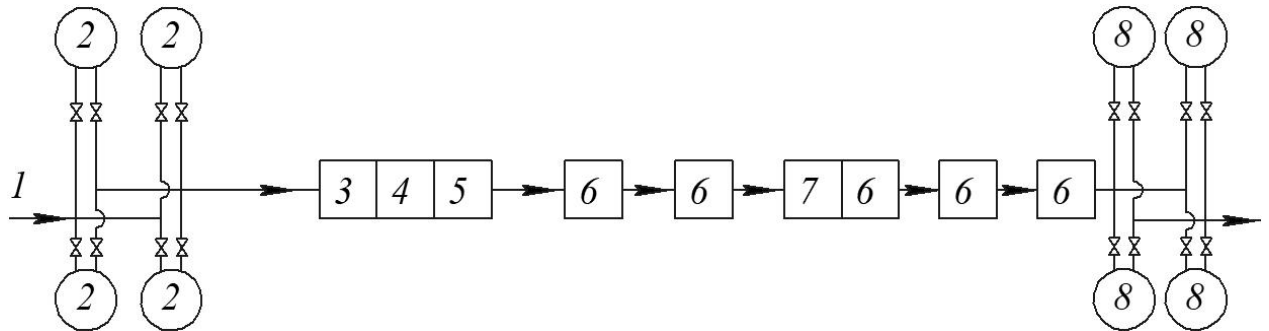


Рисунок 3.16 – Принципова схема “гарячого” магістрального трубопроводу (нафтопроводу)

При гідравлічному розрахунку гарячих трубопроводів необхідно знати значення в'язкості і густини рідини. З цією метою визначають зміну температури підігрітої рідини по довжині трубопроводу, оскільки в'язкість і густина, що залежать від температури, також змінюватимуться по довжині. Оскільки кожному значенню температури нафти або нафтопродукту відповідає певний гідравлічний нахил, то повну втрату напору визначають на окремих ділянках, приймаючи для нього середні значення температур рідини і ґрунту. Температуру нафти чи нафтопродукту по довжині трубопроводу визначають за формулою В. Г. Шухова

$$t = t_0 + (t_n - t_0) e^{-\frac{K\pi D x}{\rho Q c}}, \quad (3.25)$$

де  $t$  – температура нафтопродукту на відстані  $x$  від його початку (наприклад, від теплової станції);

$t_0$  – температура навколишнього середовища (ґрунту);

$t_n$  – початкова температура нафти або нафтопродукту на початку трубопроводу (початкова температура підігріву теплової станції);

$K$  – повний коефіцієнт теплопередачі від нафти або нафтопродукту в довкілля (середній за довжиною трубопроводу);

$D$  – внутрішній діаметр трубопроводу;

$\rho$  – густина нафти або нафтопродукту;

$Q$  – об’ємна витрата;

$c$  – масова питома теплоємність нафти або нафтопродукту.

При заданих значеннях початкової  $t_n$  і кінцевої температури  $t_k$  нафтопродукту (наприклад між пунктами підігріву) визначають відповідну довжину ділянки трубопроводу за перетвореною формулою (1) відносно  $l$

$$l_{nn} = \frac{\rho Q c}{K \pi D} \ln \frac{t_n - t_o}{t_k - t_o} . \quad (3.26)$$

Необхідна кількість пунктів підігріву на трубопроводі тоді дорівнює

$$n_{nn} = \frac{L}{l_{nn}} . \quad (3.27)$$

Повний коефіцієнт теплопередачі від перекачуваної нафти або нафтопродукту в довкілля залежить від ряду факторів, у тому числі від режиму руху нафти або нафтопродукту, їх фізичних властивостей, від характеру навколишнього середовища, від опорів теплопереходу антикорозійної та теплової ізоляції, відкладень парафіну та бруду для практичних цілей визначається за формулою

$$\frac{1}{K} = \frac{1}{\alpha_1} + \sum_{i=1}^n \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2} , \quad (3.28)$$

де  $\alpha_1$  – коефіцієнт тепловіддачі нафти або нафтопродукту до внутрішньої стінки труби або відкладень;

$\alpha_2$  – коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні трубопроводу в навколишнє середовище;

$\delta_i$  – товщина відкладень парафіну, стінки труби, ізоляції чи теплоізоляції;

$\lambda_i$  – коефіцієнт теплопровідності відкладень, металу, труби, ізоляції.

При розрахунку підземних неізольованих трубопроводів приймають такі значення коефіцієнтів тепловіддачі:  $\alpha_1=(80-350) \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ ;  $\alpha_2=(1,5-2) \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$  і  $K=2,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2\cdot\text{К})$ . Середня температура нафтопродукту  $t_{cp}$  визначається як середньологарифмічна величина

$$t_{cp} = t_0 + \frac{t_n - t_k}{\ln \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0}} \quad \text{при} \quad \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} \geq 2, \quad (3.29)$$

$$t_{cp} = \frac{1}{2}(t_n + t_k) \quad \text{при} \quad \frac{t_n - t_0}{t_k - t_0} < 2. \quad (3.30)$$

Для визначення втрат на тертя в “гарячому” трубопроводі є кілька формул, проте через їхню складність для спрощення розрахунку у практиці проєктування ці втрати визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха або узагальненою формулою Лейбензона, розбиваючи трасу на окремі ділянки довжиною по (5-10) км, при цьому вважається, що на кожній з ділянок може одночасно спостерігатися два режими руху рідини – турбулентний на початку трубопроводу при високих температурах нафти або нафтопродукту та ламінарний наприкінці трубопроводу. Розрахунок можна проводити і для перегону між станціями, якщо режим руху турбулентний. У будь-якому випадку враховується, що, на відміну від “холодних” нафтопроводів або нафтопродуктопроводів, критичне число параметра Рейнольдса (перехідної зони)  $Re=(1000-2000)$ . [97-99]

Очевидно, що коефіцієнт теплопередачі нафти чи нафтопродукту від перекачуваної нафти або нафтопродукту в довкілля, при транспортуванні їх по трубопроводу, що відремонтований за методом “труба в трубі”, буде залежати від діаметра протягнутого трубопроводу, його товщини стінки, матеріалу з якого він виготовлений та від речовини, якою заповнено міжтрубний простір – порожнина між старим та протягнутим в ньому трубопроводом. Відповідно, від перелічених параметрів буде залежати характер зміни температури продукту в трубопроводі, в’язкості, а також і коефіцієнта гідравлічного опору по довжині трубопроводу.

В даний час існує безліч методів виконання робіт з бестраншейних технологій і для вибору оптимального методу не тільки розраховують різні екологоекономічні коефіцієнти, а й розроблено пакет програм, що враховує певні фактори та їх кількість для виявлення кращого методу [100]. Проте, не враховано, що при проведенні ремонту трубопроводів за методом “труба в трубі” слід вибрати оптимальний діаметр внутрішніх труб для протягування, при якому буде отримано мінімальні втрати тепла через стінки в навколишнє середовище, при максимальній пропускній здатності отриманої системи. В таких умовах енергозатрати на транспортування продукту будуть мінімальними, що дозволить отримати максимальну енергоефективність.

Тому постала додаткова мета – вирішення оптимізаційної задачі з вибору діаметра та товщини стінки внутрішнього трубопроводу, що протягується в ремонтваному, за критеріями мінімальних втрат тепла при максимальній пропускній здатності.

Для досягнення мети були поставлені такі завдання:

- постановка оптимізаційної задачі з вибору діаметра та товщини стінки трубопроводу, що протягується в ремонтваному;
- розроблення алгоритму визначення оптимального діаметру та товщини стінки трубопроводу, що протягується в ремонтваному;

– проведення досліджень впливу зміни характеристик трубопроводу, що протягується в ремонтваному на параметри перекачування продукту.

Транспортування нафти чи нафтопродуктів потребує використання надійних трубопровідних систем. Задля підтримання їх надійності на відповідному рівні необхідно своєчасно проводити ремонт. В умовах зменшення об'ємів транспортування, одним з найбільш надійних та ефективних методів ремонту може бути метод санації – протягування нової труби в порожнині пошкодженої старої. Від вибору характеристик трубопроводу, що протягується в порожнині існуючого, буде залежати енергоефективність перекачування продукту. Використовуючи наступні вихідні дані: діаметр та товщина стінки існуючого сталюого трубопроводу, тип та характеристика існуючого ізоляційного покриття, властивості транспортованого продукту, профіль траси трубопроводу та дані про температуру ґрунту на глибині закладання трубопроводу, необхідно побудувати залежність втрат напору в протягнутому новому трубопроводі від його діаметру та визначити значення їх мінімуму, яке і буде відповідати оптимальному діаметру трубопроводу для протягування.

Алгоритм проведення розрахунку є наступним:

1. Вибирається матеріал трубопроводу для протягування та задається значення його діаметра  $D_{zn}$  та товщини стінки  $\delta_n$ . При цьому слід враховувати, що максимальне значення зовнішнього діаметра трубопроводу, що протягується не може перевищувати значення внутрішнього діаметра існуючого трубопроводу  $D_{вс}$ , що підлягає ремонту.

2. Трубопровід розбивається на ділянки по 5-10 км.

3. Вибирається значення температури продукту на початку ділянки –  $t_n$ .

4. Задається значення кінцевої температури в першому наближенні –  $t_{кз}$ .

5. За формулою (3.29) або (3.30) визначається значення середньої температури на ділянці –  $t_{ср}$ .

6. Використовуючи формулу Рейнольдса-Філонова, визначається в'язкість нафти при  $t_{cp}$

$$\nu_{t_{cp}} = \nu_1 \exp\left[-u(t_{cp} - t_1)\right], \quad (3.31)$$

де  $u$  - коефіцієнт крутизни віскограми,

$$u = \frac{1}{t_2 - t_1} \ln \frac{\nu_1}{\nu_2};$$

$\nu_1, \nu_2$  – кінематична в'язкість при температурі  $t_1$  і  $t_2$  відповідно.

7. Визначається густина нафти на ділянці при температурі  $t_{cp}$

$$\rho_{t_{cp}} = \rho_{20} - \zeta_t(t_{cp} - 20), \quad (3.32)$$

де  $\zeta_t$  – температурна поправка,  $\zeta_t = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20}$ ;

$\rho_{20}$  – густина нафтопродукту при  $20^\circ\text{C}$ ,  $\text{кг/м}^3$ ;  $t$  – температура,  $^\circ\text{C}$ .

8. Визначається приведена продуктивність нафтопроводу до умов завантаженості через коефіцієнт  $k_3$  ( $k_3 < 1$ ), для трубопроводу, що протягується діаметром  $D_{en}$ , за формулою

$$Q_n = k_3 \cdot Q. \quad (3.33)$$

9. За числом Рейнольдса встановлюється режим руху нафти по трубопроводу, та визначаються коефіцієнти узагальненої формули Лейбензона  $m, A, \beta$  [97, ст. 82].

10. Визначаються втрати напору на тертя в трубопроводі

$$h_{\tau} = \beta \frac{Q_n^{2-m} V_{\text{т.р.}}^m}{D_{\text{вн}}^{5-m}} L_0, \quad (3.34)$$

де  $\beta$  – постійний для певного режиму руху або зони турбулентного режиму комплекс величин

$$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g}. \quad (3.35)$$

11. Визначається повний коефіцієнт теплопередачі від нафти в навколишнє середовище – це комплексний параметр, який визначає теплові втрати при транспортуванні попередньо підігрітих рідин, величину гідравлічних втрат і режим роботи неізотермічного нафтопроводу загалом.

У загальному випадку величина повного коефіцієнта теплопередачі залежить від десятків факторів: фізико-хімічних властивостей нафти, теплофізичних властивостей навколишнього середовища, геометричних параметрів трубопроводу, способу його прокладання, характеристик теплової ізоляції трубопроводу, режиму руху нафти по нафтопроводу тощо [97, 98].

Формула для повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, що оточує нафтопровід, має вигляд

$$\frac{1}{KD_{\text{вн}}} = \frac{1}{\alpha_1 D_{\text{вн}}} + \frac{1}{2\lambda_n} \ln \frac{D_{\text{зн}}}{D_{\text{вн}}} + \frac{1}{2\lambda_{\text{м.п.}}} \ln \frac{D_{\text{вс}}}{D_{\text{зн}}} + \frac{1}{2\lambda_c} \ln \frac{D_{\text{зс}}}{D_{\text{вс}}} + \frac{1}{2\lambda_{\text{із}}} \ln \frac{D_{\text{із}}}{D_{\text{зс}}} + \frac{1}{\alpha_2 D_{\text{із}}}, \quad (3.36)$$

де  $\alpha_1$  – внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби, що протягується;

$D_{\text{зс}}$  – зовнішній діаметр нафтопроводу, що підлягає ремонту;

$D_{\text{із}}$  – зовнішній діаметр ізоляції;

$\lambda_n$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу труби, що протягується;

$\lambda_{м.п.}$  – коефіцієнт теплопровідності речовини, якою заповнено міжтрубний простір;

$\lambda_c$  – коефіцієнт теплопровідності існуючої сталеві труби;

$\lambda_{із}$  – коефіцієнт теплопровідності ізоляції;

$\alpha_2$  – зовнішній коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні труби (від ізоляції) у навколишнє середовище.

Величина повного коефіцієнта теплопередачі при підземному прокладанні нафтопроводів в основному залежить від величини зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі, який визначається значенням коефіцієнта теплопровідності ґрунту.

Внутрішній коефіцієнт тепловіддачі від нафти до внутрішньої поверхні труби може бути визначений за критеріальними рівняннями залежно від режиму руху нафти по нафтопроводу. Критерій Нуссельта для характеристики процесу тепловіддачі від рідини до стінки труби прийнято знаходити за такими формулами [97, 98]:

при  $Re_{cp} < 2000$  (ламінарний режим)

$$Nu_1 = 0,17 Re_{cp}^{0,33} Pr_{cp}^{0,43} Gr^{0,1} \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}; \quad (3.37)$$

при  $Re_{cp} > 10000$  (турбулентний режим)

$$Nu_1 = 0,021 Re_{cp}^{0,8} Pr_{cp}^{0,43} \left( \frac{Pr_{cp}}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (3.38)$$

де  $cp, cm$  – індекси, які вказують, що параметр обчислюється при середній температурі нафти  $t_{cp}$  і стінки трубопроводу  $t_{cm}$  відповідно;

$Pr$  – критерій Прандтля



$$Pr = \frac{vc\rho}{\lambda}; \quad (3.39)$$

$Gr$  – критерій Грасгофа

$$Gr = \frac{D^3 (t_{cp} - t_{cm}) g \beta_n}{\nu^2}, \quad (3.40)$$

$\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності нафти;

$\beta_n$  – коефіцієнт об'ємного розширення нафти.

Для зведення фізичних властивостей нафти до необхідної температури використовуємо такі математичні моделі:

– для теплоємності нафти

$$c = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{20}}} (1687 + 3,39 \cdot t_{cp}), \quad (3.41)$$

– для коефіцієнта теплопровідності нафти

$$\lambda = \frac{137}{\rho_{20}} (1 - 0,00054 \cdot t_{cp}), \quad (3.42)$$

Якщо перекачування нафти відбувається при температурах нижчих за температуру початку кристалізації парафіну, то за рекомендаціями В. І. Чернікіна знаходимо зведену теплоємність нафти з врахуванням прихованої теплоти кристалізації парафіну, що міститься у нафті.

За критерієм Нуссельта визначаємо величину внутрішнього коефіцієнта тепловіддачі від нафти до внутрішньої стінки труби

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \lambda_{cp}}{D} . \quad (3.43)$$

При підземному прокладанні ділянки трубопроводу найбільш точна формула для знаходження зовнішнього коефіцієнта тепловіддачі від зовнішньої стінки труби (теплової ізоляції) у навколишнє середовище має такий вигляд

$$\alpha_2 = \frac{4\lambda_{cp}}{D_3} \left[ \ln \left( \frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) + \frac{32h_o \lambda_{cp}}{\alpha_o \left( \frac{16h_o^2}{D_3^2} + 1 \right) D_3^2} \right]^{-1}, \quad (3.44)$$

де  $\lambda_{cp}$  – коефіцієнт теплопровідності ґрунту в природному стані;

$h_o$  – глибина залягання осі нафтопроводу;

$\alpha_o$  – коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту в повітря,  $\alpha_o = (10-18)$  Вт/(м<sup>2</sup> °С).

12. Визначається кінцева температура нафти на ділянці за формулою (3.1) та порівнюється з прийнятим значенням у пункті 4. Якщо різниця між цими значеннями більша за допустиму величину, то приймається в якості кінцевої температури їх середнє арифметичне значення і розрахунок повторюється з пункту 4.

13. Розрахунок проводиться для ряду діаметрів внутрішнього трубопроводу, що протягується всередині існуючого та за результатами будується графік залежності втрат напору в трубопроводі для кожної ділянки від його діаметра  $h_\tau(D_{3n})$ . При цьому  $D_{3n} \leq D_{вс}$ .

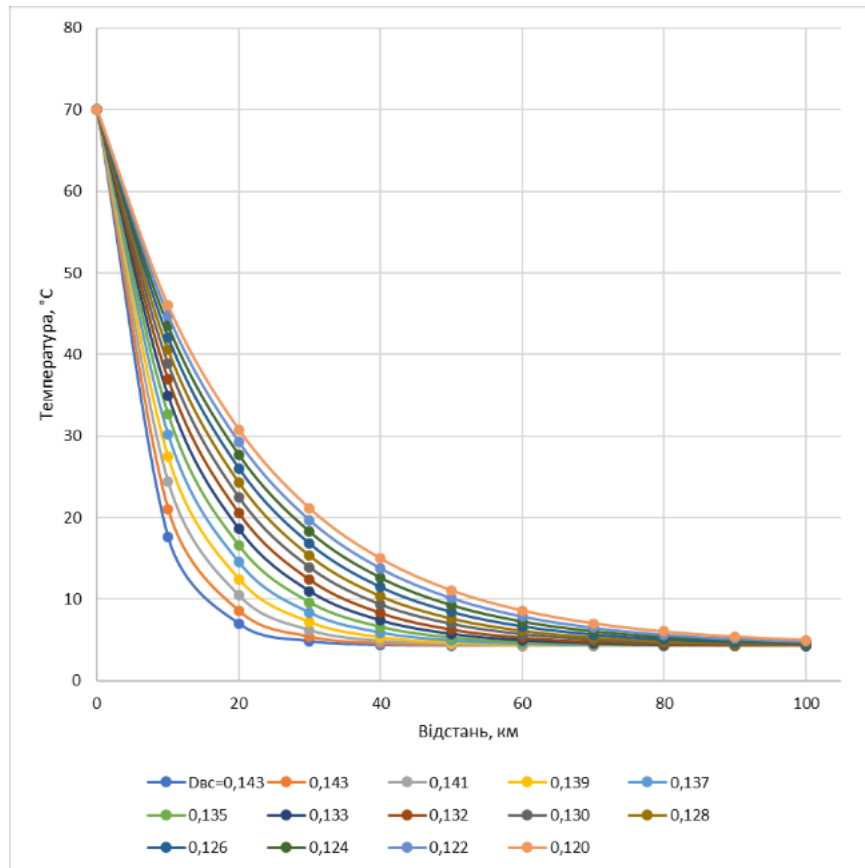
Контрольний розрахунок проведено для сталєних трубопроводів довжиною 100 км, що підлягають ремонту, діаметром та товщиною стінки –  $D_{3с} \times \delta_c = 159 \times 8$  мм та  $D_{3с} \times \delta_c = 530 \times 8$  мм, якими перекачується *Прилуцька* нафта, характеристики якої наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Фізико-хімічні характеристики Прилуцької нафти [97]

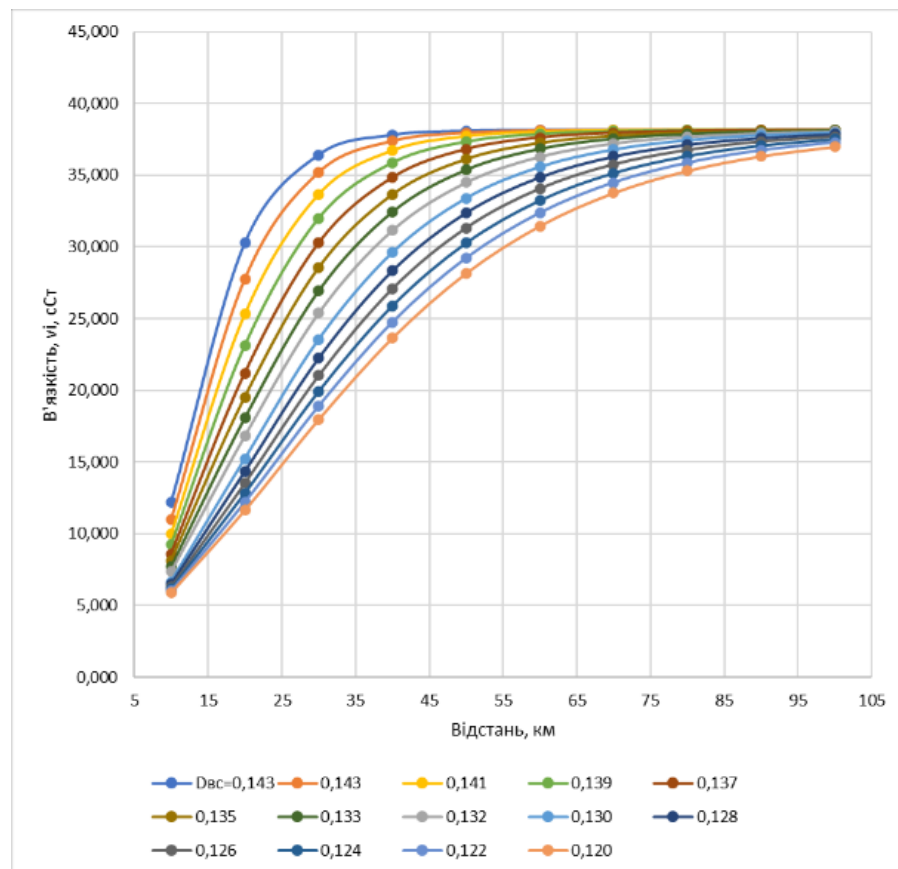
Нафта	Густина $\rho_{20}$ , $кг/м^3$	В'язкість, сСт		Температура застигання, $^{\circ}C$		Парафін	
		$\nu_{20}$	$\nu_{50}$	з термо- обробкою	без термо- обробки	вміст, %	темпера- тура плав- лення, $^{\circ}C$
Прилуцька	825,4	22,1	7,78	-2	-1	10,00	52

Для кращої візуалізації результатів розрахунку побудовано залежності, які відображають характер зміни температури (рис. 3.17, а), в'язкості (рис. 3.17, б), густини (рис. 3.17, в) нафти та втрат напору (рис. 3.17, г) по довжині трубопроводу для існуючого сталюого трубопроводу  $D_{bc}=0,143$  мм та для діаметрів поліетиленового трубопроводу, що протягується (0,143-0,120) мм. Аналогічні залежності побудовано для трубопроводу  $D_{bc}=0,514$  мм та для діаметрів поліетиленового трубопроводу, що протягується (0,514-0,120) мм (рис. 3.18, а-г).

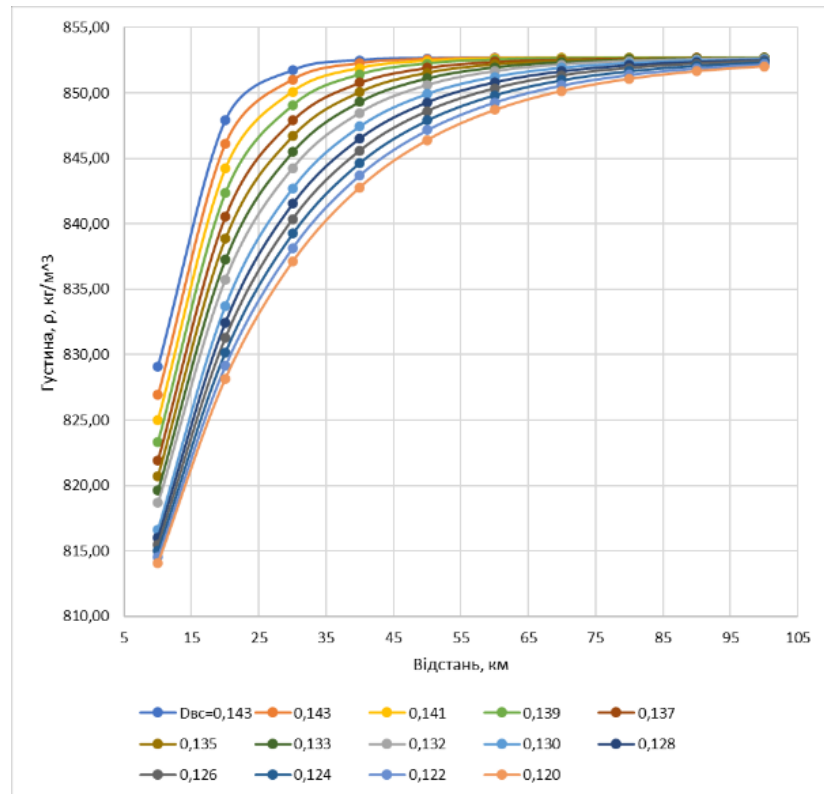
Також, побудовано залежності втрат напору у внутрішньому трубопроводі для кожної ділянки від його діаметра  $h_{\tau}(D_{zn})$  для наведених сталюих трубопроводів, які наведено на рисунках 3, д та 4, д. Аналізуючи дані графіки, встановлено, що зменшення діаметра внутрішнього трубопроводу більш суттєво впливає на збільшення гідравлічних втрат напору ніж відповідне зменшення в'язкості нафти, яке пов'язане зі зменшенням теплових втрат.



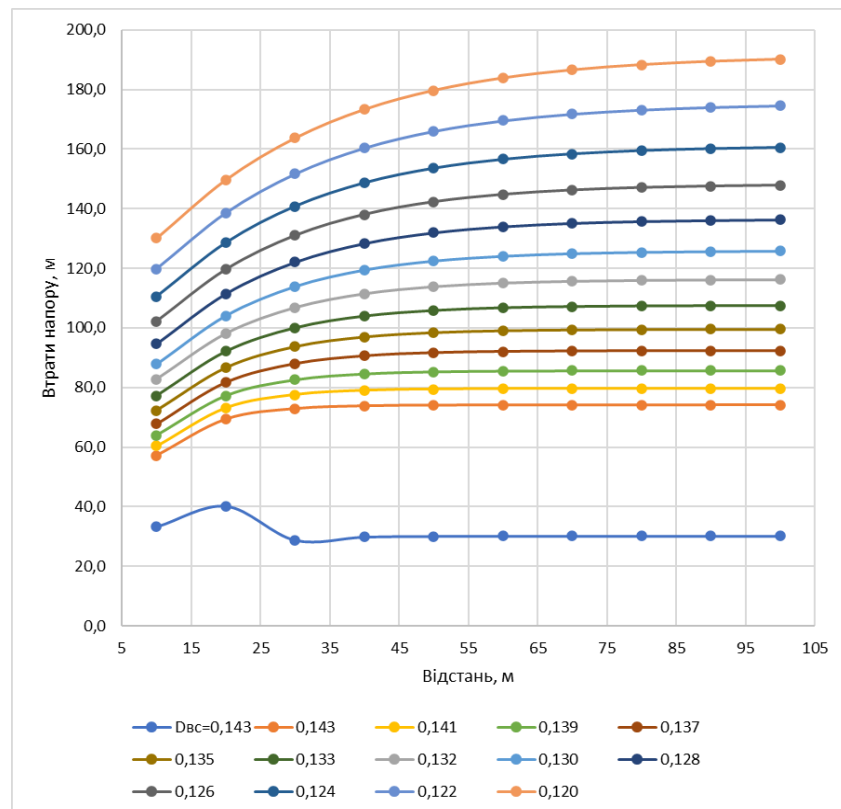
а)



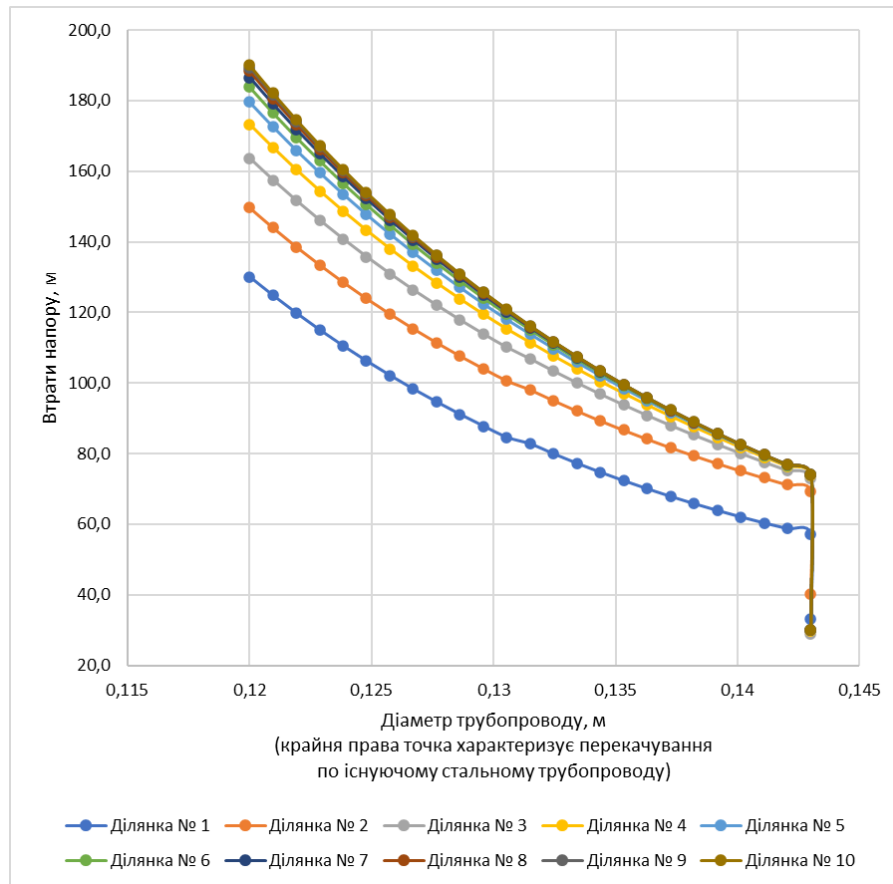
б)



B)



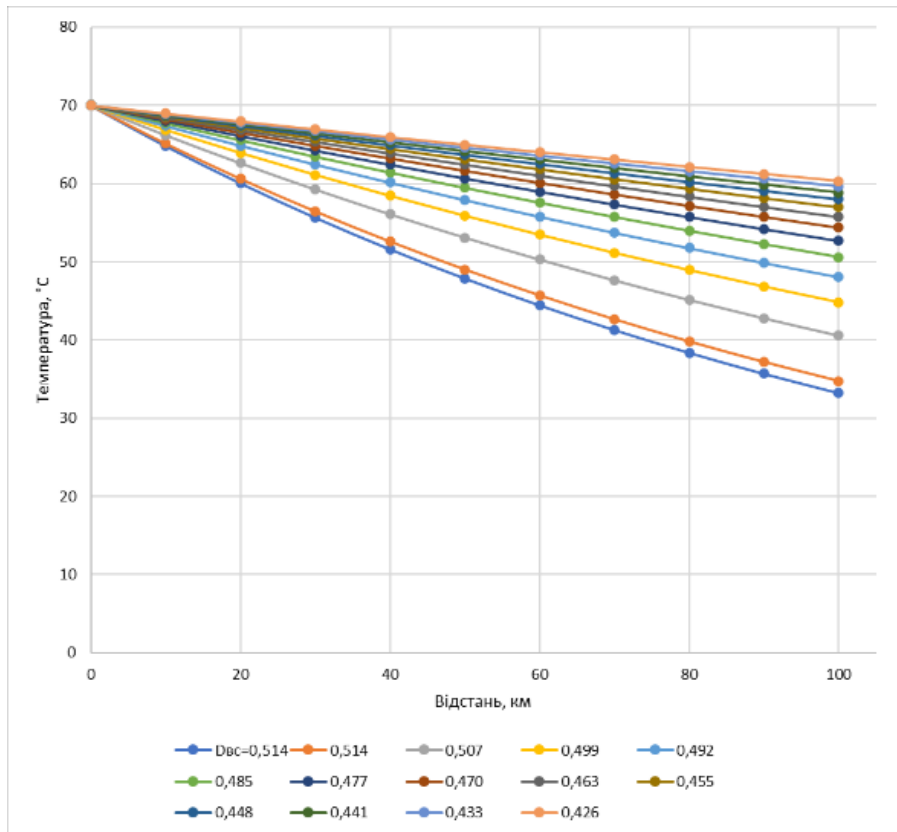
Г)



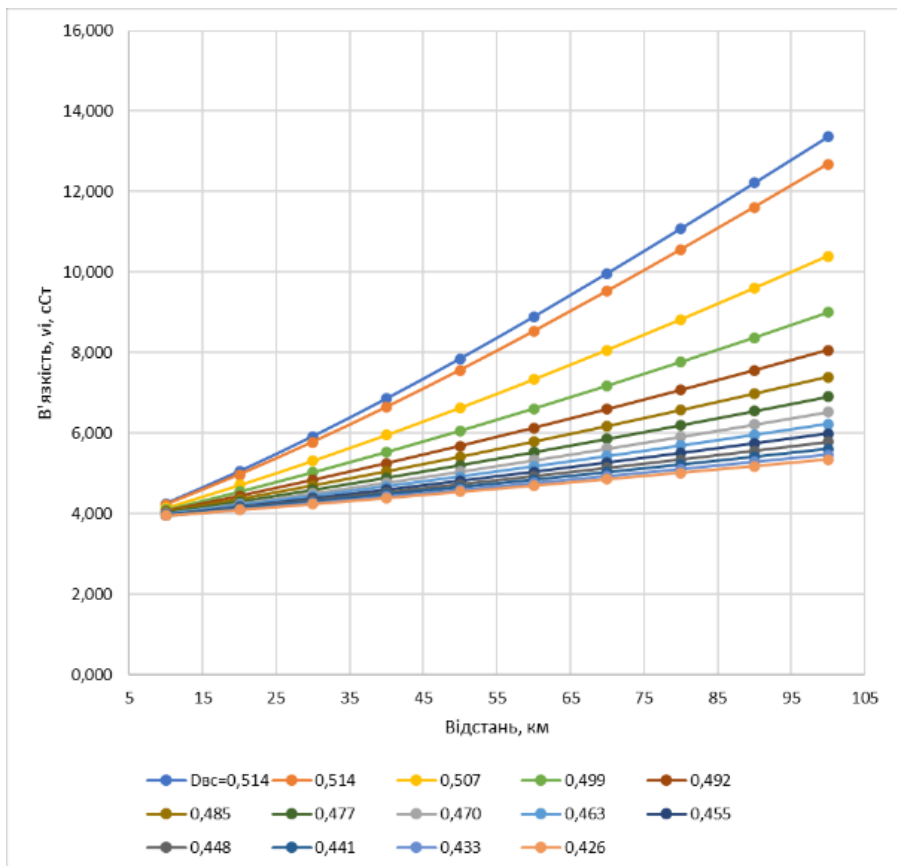
д)

- а – характер зміни температури нафти; б – характер зміни в'язкості нафти;  
 в – характер зміни густини нафти; г – характер зміни втрат напору по довжині трубопроводу;  
 д – залежність втрат напору в трубопроводі від його діаметра для кожної ділянки довжиною 10 км

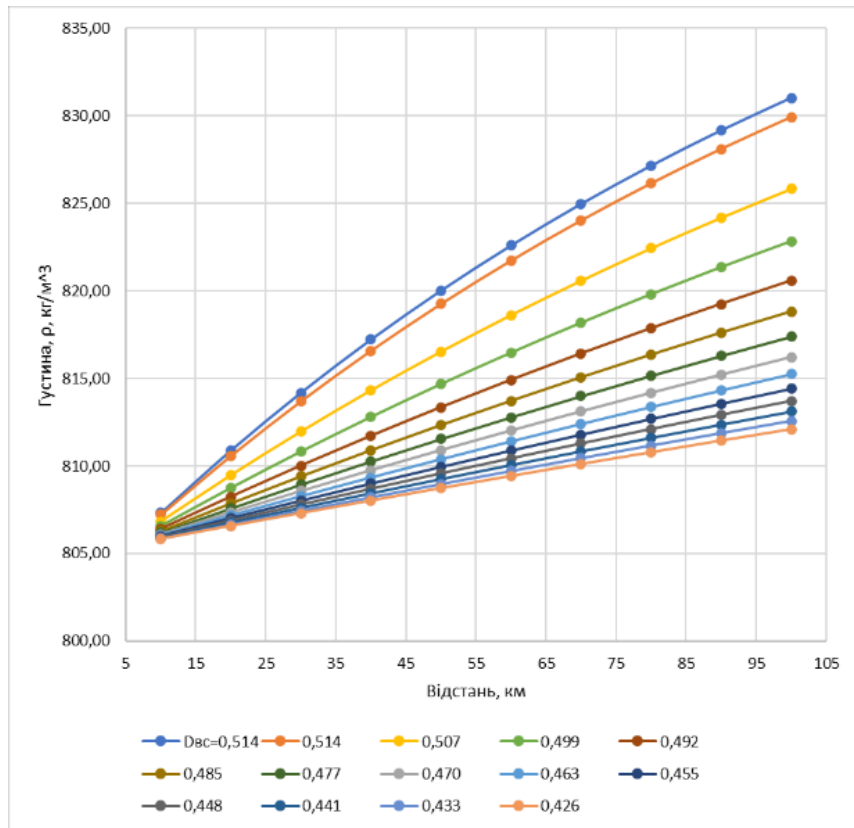
Рисунок 3.17 – Результати розрахунку параметрів роботи існуючого сталевого трубопроводу  $D_{зс} \times \delta_c = 159 \times 8$  мм



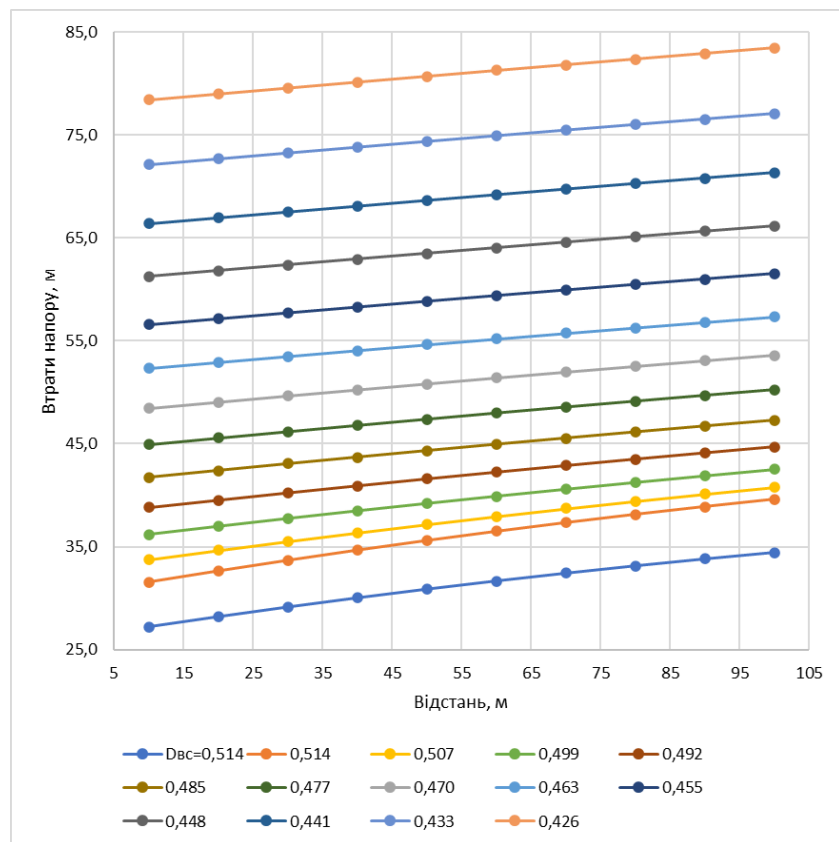
а)



б)

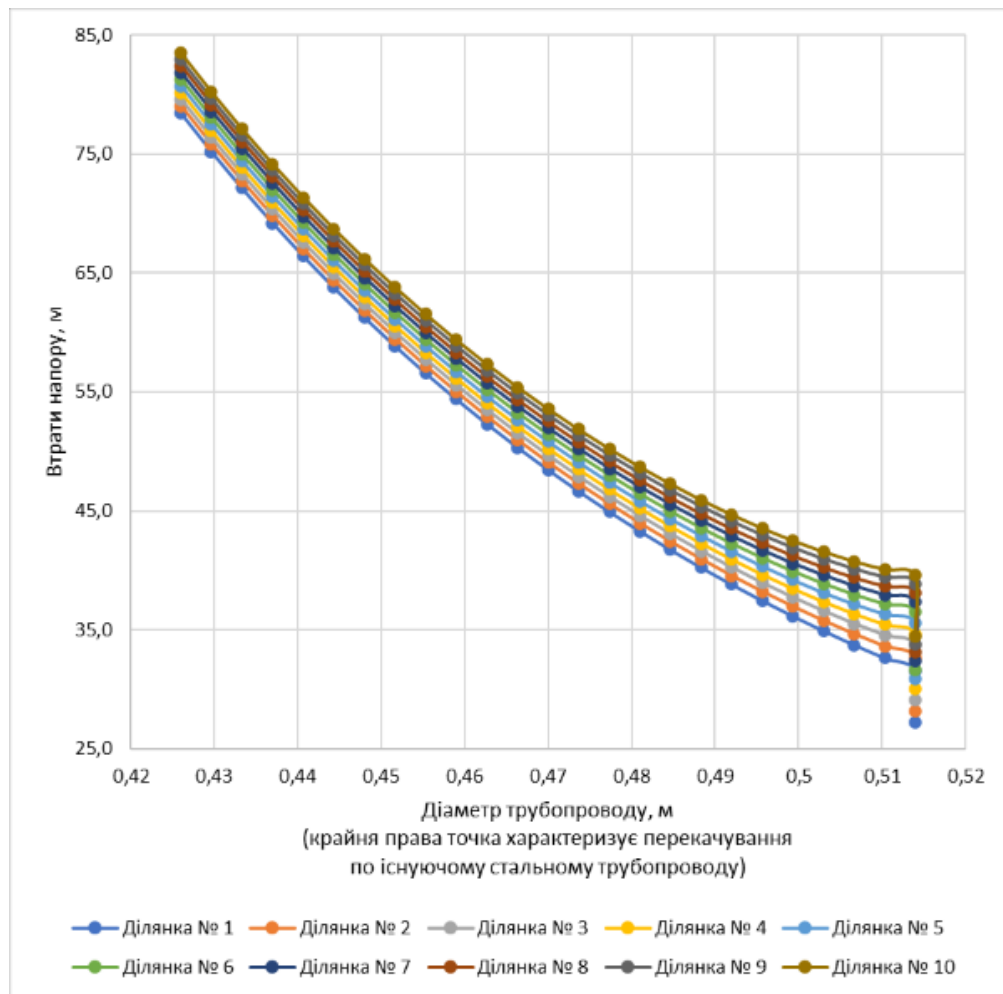


В)



Г)





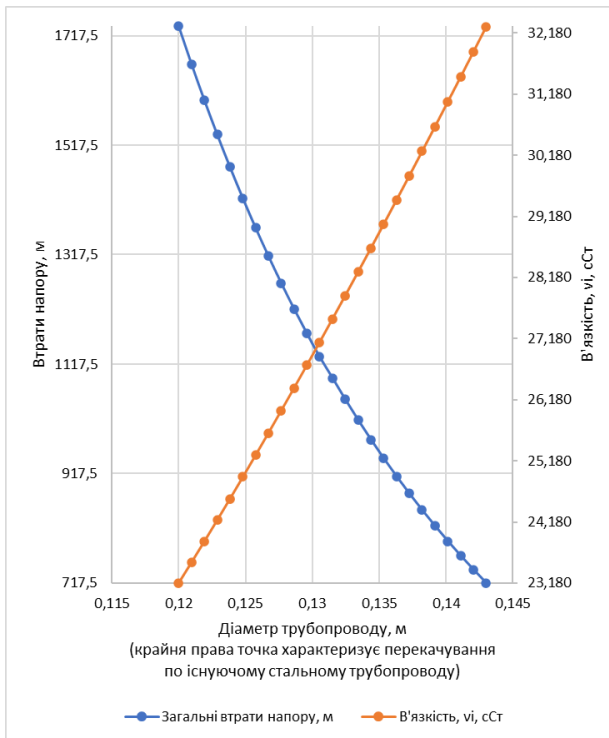
д)

а – характер зміни температури нафти; б – характер зміни в'язкості нафти;

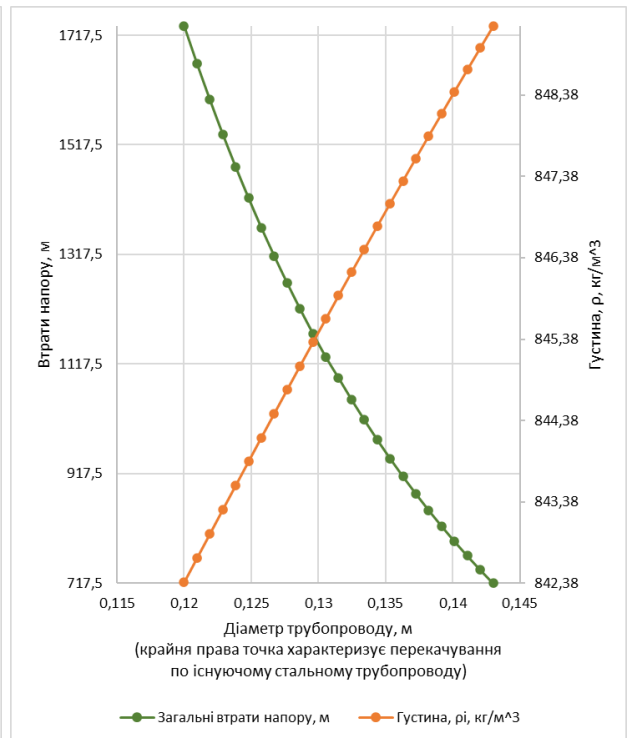
в – характер зміни густини нафти; г – характер зміни втрат напору по довжині трубопроводу;

д – залежність втрат напору в трубопроводі від його діаметра для кожної ділянки довжиною 10 км

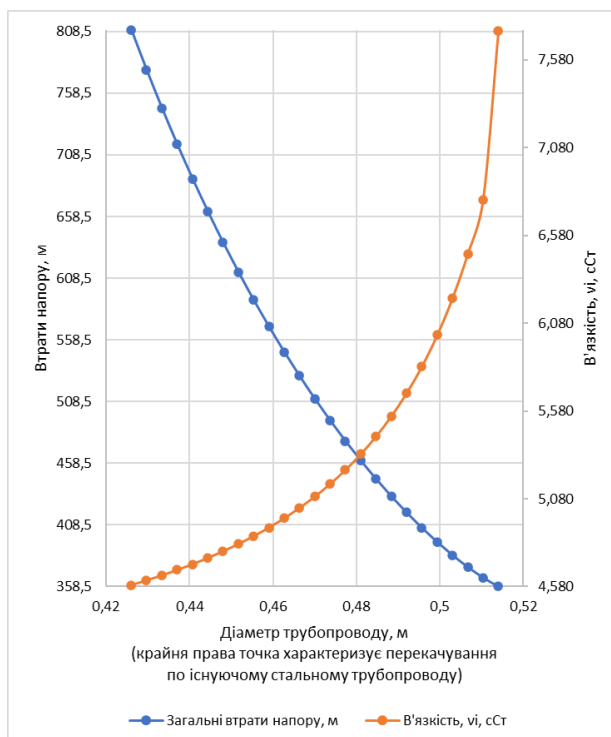
Рисунок 3.18 – Результати розрахунку параметрів роботи існуючого сталевого трубопроводу  $D_{зс} \times \delta_c = 530 \times 8$  мм



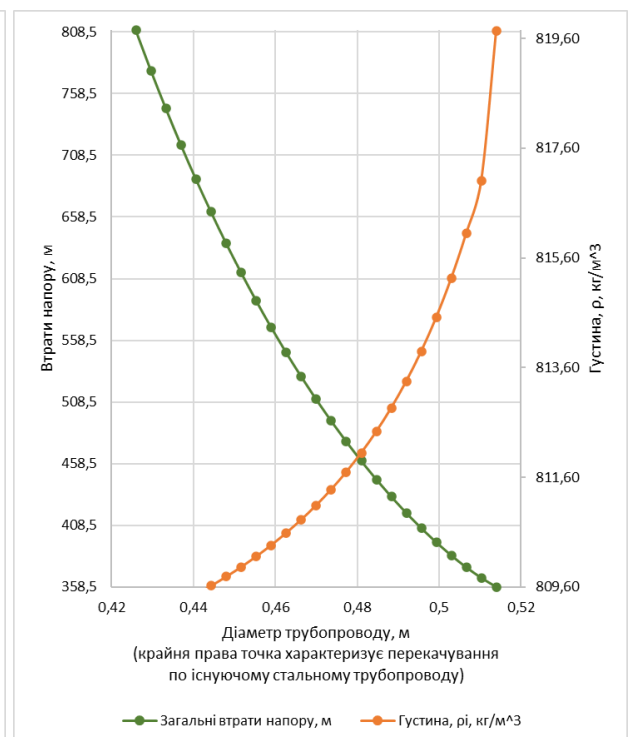
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.19 – Залежність зміни гідравлічних втрат напору та, відповідно, в'язкості і густини нафти від діаметра внутрішнього трубопроводу, що протягується в сталевий  $D_{зс} \times \delta_c = 159 \times 8$  мм (а, б) та  $D_{зс} \times \delta_c = 530 \times 8$  мм (в, г)

Тому, екстремуму на даних графіках не спостерігається, а, відповідно, неможливо визначити оптимальний діаметр. Саме тому пропонується визначати значення оптимального діаметру за суперпозицією кількох критеріїв, які залежать від діаметра внутрішнього трубопроводу, таких як: гідравлічні втрати в трубопроводі, в'язкість та густина нафти (див. рис. 3.19)

Аналіз одержаних результатів показує, що способи безтраншейного ремонту “гарячих” нафтопроводів виправдані як з економічної (зменшення витрат на ремонт), так і з енергетичної (витрати на перекачування нафти) точки зору. Зауважимо, що зі зменшенням внутрішнього діаметра “гарячого” нафтопроводу ( $d^{4-m}$ ) гідравлічні втрати зростають, однак при цьому зменшується теплопередача від нафти в довкілля, що сприяє зменшенню середньої по довжині в'язкості нафти ( $\nu^m$ ) і скорочує енергозатрати на транспортування. Однак, зменшення діаметра більш суттєво впливає на гідравлічні втрати енергії, ніж зниження середньої в'язкості. Тому, загальні енерговитрати на транспортування зростають. Слід відмітити, що для довгих гарячих нафтопроводів, для яких передбачаються пункти проміжного підігріву нафти, їх кількість згідно (3.26) і (3.27) для відремонтованого безтраншейним способом нафтопроводу зменшується, що призводить до економії енерговитрат на транспортування. Крім того відзначимо, що для нафтопроводів малого діаметру, при охолодженні нафти, турбулентний режим (зона Блазіуса) переходить в ламінарний, тому співвідношення між зниженням в'язкості і зменшенням діаметру змінюється з  $\nu^{0,25}/d^{4,75}$  до  $\nu/d^4$ , що сприяє зниженню енерговитрат.

Вказані результати свідчать про доцільність і виправданість способів безтраншейного ремонту нафтопроводів для перекачування в'язких нафт.

### Висновки до розділу 3

1. Запропоновано математичну модель дифузії водню в металі з урахуванням наявності у трубопровідних 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.

2. Встановлено, що ділянки трубопроводів, в металі яких відбулося наводнювання металу продуктами термічного розкладання вуглеводів, можуть бути місцями з підвищеним ризиком тріщиноутворення.

3. Проведено обґрунтування вибору методу ремонту трубопроводів “труба в трубі”, особливо для транспортування високов’язких продуктів, в тому числі і як продуктів, що потребують транспортування за стабільних температурних умов.

4. Запропонована удосконалена схема виконання робіт з ремонту трубопроводів за методом “труба в трубі”, при цьому встановлено, що при використанні під час протягування опорно-центрувальних кілець, режим виконання робіт стає менш енергозатратним.

5. Запропонована методика і алгоритм розрахунку вибору діаметра внутрішнього трубопроводу для скорочення енерговитрат на транспортування підігрітої нафти. Якщо в результаті реалізації програми не отримано мінімального значення енерговитрат на транспорт нафти, то найбільш ефективним слід вважати спосіб із зазором між трубами не більше (3-5) мм.

6. Для ремонту протяжних “гарячих” нафтопроводів з проміжними пунктами підігріву, при виборі діаметра внутрішнього трубопроводу, слід враховувати енерговитрати на проміжних пунктах підігріву.

## РОЗДІЛ 4

### ПРОЄКТНИЙ ГІДРОДИНАМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ТРУБОПРОВОДУ ДЛЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ РОСЛИННИХ ОЛІЙ

Україна є значним світовим виробником та експортером зерна та рослинної олії. До початку повномасштабної війни з Росією понад 90 % цієї продукції експортувалося через порти Чорного моря. Дефіцит продовольства здатний спричинити помітний дисбаланс на світових ринках, що може призвести до голоду та міграційних рухів у країнах, які суттєво залежать від імпорту продовольства [105].

Через війну з Росією та блокаду морських портів з'явилася потреба у створенні альтернативних маршрутів транспортування української сільськогосподарської продукції. Одним із таких рішень є будівництво трубопроводу для транспортування олійних культур – одного з основних продуктів експорту. Згідно з даними Мінагрополітики, до початку повномасштабного вторгнення Росії українська соняшникова олія експортувалась до 107 країн світу, а найбільші її споживачі розташовані у Європі (37 %), Південно–Східній Азії (29 %) та Азії (15 %) [106, 107].

Восени 2022 року Міністерство аграрної політики та продовольства України, Міністерство інфраструктури України, Міністерство сільськогосподарства та розвитку села Республіки Польща, а також Міністерство інфраструктури Республіки Польща уклали чотиристоронній Меморандум щодо проекту з будівництва транскордонного трубопроводу, яким транспортуватиметься українська рослинна олія до порту міста Гданськ. Польський уряд дав згоду на укладення зазначеного вище меморандуму про взаєморозуміння між міністерствами аграрної політики та інфраструктури України й Польщі [108].

Передусім трубопроводом планується транспортувати соняшникову олію, оскільки це основна з рослинних олій, що виробляються українськими

компаніями. Планується транспортувати також значно менші обсяги ріпакової та соєвої олій. Трубопровід мав би пролягати з району Ягодина (Волинська область України) до порту Гданськ (Польща) для перевалки на морський транспорт з метою подальшого експорту у треті країни. Орієнтовна довжина трубопроводу становить 600 км, обсяг перекачування рослинних олій (2-2,5) млн т/рік [109, 110].

Найближчим часом Україна та Польща планували створити робочу групу, метою якої стане напрацювання технічних характеристик та умов будівництва трубопроводу для транспортування рослинних олій і двох терміналів [107, 108].

#### **4.1 Специфіка гідродинамічного розрахунку трубопроводу для транспортування рослинних олій**

У вітчизняній та світовій практиці магістральні трубопроводи широко застосовують для транспортування таких рідин як вода, нафта і продукти її переробки. Трубопроводи малих діаметрів і довжин використовують також для перекачування інших рідин, у тому числі харчового призначення.

Завдання проєктування магістрального трубопроводу для перекачування рослинних олій вперше поставлено перед вченими та проєктантами України. Вирішення зазначеного завдання ускладнюється через відсутність нормативних документів, які регламентують проєктування, будівництво та експлуатацію таких нетрадиційних технічних об'єктів.

Рослинні олії характеризуються значною в'язкістю за низьких температур.

За цим показником вони найбільш близькі до високов'язких нафт або технічних олив - продуктів переробки нафти.

Так як нормативна база для проєктування трубопроводів, що транспортують рослинні олії, відсутня, доцільно використати чинний в Україні нормативний документ, за яким здійснюють проєктування

трубопроводів для перекачування нафти, нафтопродуктів, у т.ч. технічних олів - ВНТП 2-86 [111].

На першому етапі розроблення проєктних рішень необхідно обґрунтувати вибір діаметра трубопроводу та величини робочого тиску. Мета проєктного розрахунку трубопроводу – визначення загальних втрат тиску та необхідної кількості насосних станцій для транспортування заданого обсягу продукту на задану відстань.

Основні вихідні дані для проведення проєктного розрахунку такі:

- річний обсяг перекачування;
- фізико-хімічні та реологічні властивості транспортованого продукту у діапазоні робочих температур і тисків;
- робочі температури продукту, які залежать від умов навколишнього середовища і вибраної технології транспортування;
- механічні властивості матеріалу труб;
- характеристики профілю траси трубопроводу.

Робочі тиски залежать від механічних властивостей труб та гідродинамічних характеристик вибраного насосного обладнання насосних станцій.

Продукти, що транспортуються трубопроводом, можуть характеризуватися реологічними властивостями ньютонівських або неньютонівських рідин. Від цього суттєво залежить метод проєктного гідродинамічного розрахунку трубопроводу.

Для виконання гідродинамічного розрахунку трубопроводу для транспортування неньютонівської рідини необхідно попередньо за допомогою ротаційних віскозиметрів провести реологічні дослідження, побудувати криві течії рідини у діапазоні робочих температур, одержати реологічні моделі, які закладають в обчислювальні алгоритми.

Аналіз наявних на сьогодні матеріалів свідчить, що дослідження реологічних властивостей олії у широкому діапазоні температур не

проводились, що не дає змогу визначити, до якого класу рідин можна віднести цей продукт за тієї, чи іншої температури транспортування.

Згідно із довідниковими даними, температура застигання соняшникової олії становить мінус (16-19) °С, число Дебори 0,5. Це дає підставу стверджувати, що за температур, вищих від 0 °С, аномальні реологічні властивості олії проявляються слабо і цим чинником можна знехтувати.

Тому подальші дослідження виконано для випадку відсутності або слабого прояву аномальних реологічних властивостей рослинних олій на основі [97, 98, 111-113] та з використанням удосконаленого методу гідродинамічного розрахунку трубопроводів для перекачування високов'язких ньютонівських рідин (рослинних олій), який передбачає застосування універсальної формули для коефіцієнта гідравлічного опору незалежно від зони тертя турбулентного режиму [114].

#### **4.2 Проектний гідродинамічний розрахунок неізотермічного трубопроводу для транспортування олії**

Запропонований метод проектного гідродинамічного розрахунку трубопроводів для транспортування ньютонівських рідин реалізовано в комп'ютерній програмі. Метод та програму використано для розроблення проектних рішень трубопроводу для транспортування соняшникової олії.

Річний обсяг перекачування олії становить  $M_{річ} = 2,5$  млн т. Довжина трубопроводу  $L = 600$  км. Профіль траси рівнинний, різниця геодезичних позначок кінця і початку трубопроводу становить 10 м.

При підземному укладанні трубопроводу за ізотермічного усталеного режиму його експлуатації приймають, що робоча температура продукту дорівнює температурі ґрунту на глибині укладання труби. Для умов України та північносхідної Європи температура ґрунту на відповідній глибині зазвичай



не виходить за межі (0-20) °С. Таблиця 4.1 містить прогнозовані значення середньомісячних температур ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Таблиця 4.1 - Середньомісячні температури ґрунту на глибині укладання трубопроводу для транспортування рослинної олії

Номер місяця у році	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура ґрунту, °С	2,6	1,7	1,4	3,3	8,5	12,5	15,2	16,0	14,2	10,6	7,1	3,9

При розрахунках використана така аналітична залежність густини соняшникової олії (кг/м<sup>3</sup>) від температури (°С) [115]

$$\rho = 932 - 0,64 \cdot t, \quad (4.1)$$

Використавши як базу дані роботи [115], одержуємо таку математичну модель залежності кінематичної в'язкості соняшникової олії (сСт) від температури (°С)

$$\nu = 186,6 - 9,737t + 0,2184t^2 - 0,001792t^3. \quad (4.2)$$

Згідно з ВНТП 2-86 [111], для  $M_{річ} = 2,5$  млн т рекомендований зовнішній діаметр трубопроводу становить  $D_3 = 377$  мм, величину робочого тиску приймаємо рівною  $P_p = 6,4$  МПа.

Виконуємо механічний розрахунок трубопроводу. Приймаємо стандартну товщину стінки 7 мм, визначаємо внутрішній діаметр труби  $D = 0,363$  м.

Визначаємо проєктний добовий об'єм транспортування олії. Знаходимо проєктні значення годинної та секундної продуктивності трубопроводу. При цьому розрахункову густину олії згідно із рекомендаціями [111] беремо за мінімальної температури перекачування  $t = 1,4$  °С,  $\rho_p = 931,1$  кг/м<sup>3</sup>.

$$Q_d = 8343 \text{ м}^3/\text{д}; \quad Q_{\text{год}} = 348 \text{ м}^3/\text{год}; \quad Q = 0,0967 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Обчислюємо середню швидкість руху олії і число Рейнольдса

$$w = 0,934 \text{ м/с}; \quad Re = 1953.$$

Так як режим руху олії в трубопроводі ламінарний, менший за  $Re'_{кр} = 2041$ , то коефіцієнт гідравлічного опору обчислюємо за формулою Стокса [114].

Знаходимо втрати тиску від тертя і загальні втрати тиску в трубопроводі, прийнявши  $P_k = 0,2$  МПа [114]

$$P_\tau = 22,0 \text{ МПа}; \quad P_{\text{заг}} = 22,73 \text{ МПа}.$$

Знаходимо необхідну кількість насосних станцій трубопроводу, прийнявши перепад тиску на ділянці між сусідніми станціями рівним 6,1 МПа.

$$n_{нс} = 3,7.$$

Приймаємо проєктну кількість насосних станцій трубопроводу  $n_{нс} = 4$

Якщо б рух олії в трубопроводі відбувався за турбулентного режиму, як це характерно для нафти, то загальні втрати тиску, знайдені за мінімального значення робочої температури, були б максимальні для дванадцяти місяців року. За їх величиною слід було визначати проєктну кількість НС. Однак у даному випадку при сезонних змінах температури високов'язкої олії буде мати місце зміна режиму її перекачування в трубопроводі. Тому необхідно виконати аналогічні гідродинамічні розрахунки трубопроводу для умов

перекачування, що відповідають кожному місяцю року. Результати обчислень за комп'ютерною програмою наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати проектного гідродинамічного розрахунку трубопроводу для транспортування соняшникової олії з урахуванням сезонної зміни температури

<b>Параметр</b>	<b>Значення параметра</b>					
<b>Номер місяця у році</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
Температура, °С	2,6	1,7	1,4	3,3	8,5	12,5
Густина, кг/м <sup>3</sup>	930,3	930,9	931,1	929,9	926,6	924,0
Кінематична в'язкість, сСт	162,9	170,9	173,6	157,0	118,7	95,7
Число Рейнольдса	2081	1984	1953	2160	2856	3543
Коефіцієнт гідравлічного опору	0,03200	0,03225	0,03277	0,03326	0,04427	0,04155
Втрати тиску від тертя, МПа	21,46	21,65	22,00	22,30	29,58	27,68
Загальні втрати тиску, МПа	22,18	22,37	22,73	23,04	30,46	28,52
Кількість НС	3,63	3,67	3,73	3,78	4,99	4,68
<b>Параметр</b>	<b>Значення параметра</b>					
<b>Номер місяця у році</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>
Температура, оС	15,2	16,0	14,2	10,6	7,1	3,9
Густина, кг/м <sup>3</sup>	922,3	921,8	922,9	925,2	927,5	929,5
Кінематична в'язкість, сСт	83,0	79,6	87,4	106,0	128,0	152,0
Число Рейнольдса	4087	4261	3878	3199	2648	2230
Коефіцієнт гідравлічного опору	0,03987	0,03940	0,04047	0,04281	0,04107	0,03438
Втрати тиску від тертя, МПа	26,51	26,19	26,93	28,56	27,47	23,04
Загальні втрати тиску, МПа	27,33	27,00	27,76	29,42	28,31	23,79
Кількість НС	4,48	4,43	4,55	4,82	4,64	3,90

Рисунки 4.1-4.5 ілюструють закономірності зміни температури, кінематичної в'язкості соняшникової олії, числа Рейнольдса, загальних втрат тиску і необхідної кількості НС (без заокруглення) від сезонних умов перекачування.

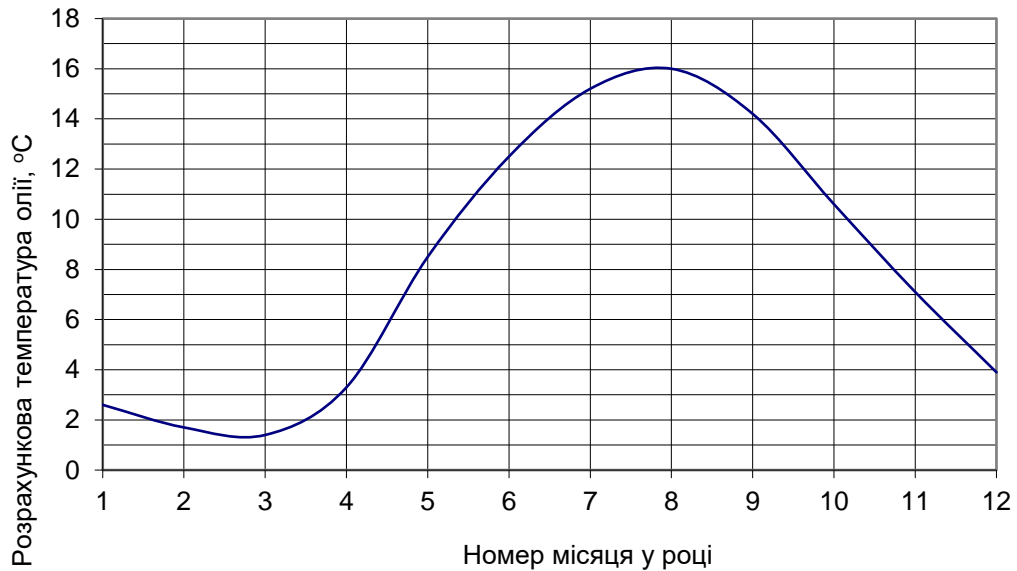


Рисунок 4.1 – Сезонна зміна температури олії в трубопроводі

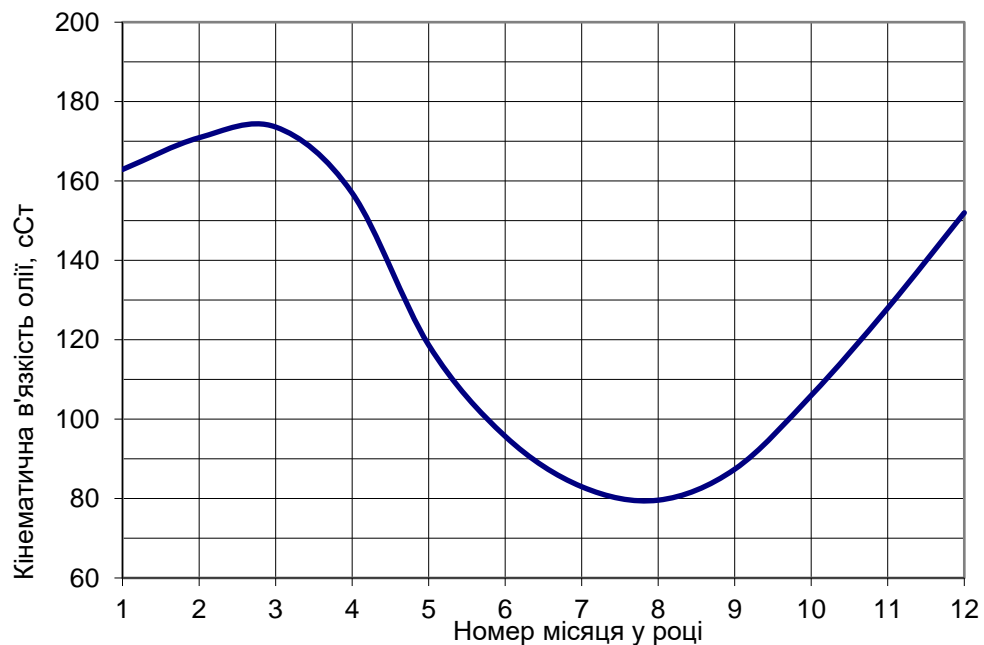


Рисунок 4.2 – Сезонна зміна кінематичної в'язкості олії в трубопроводі

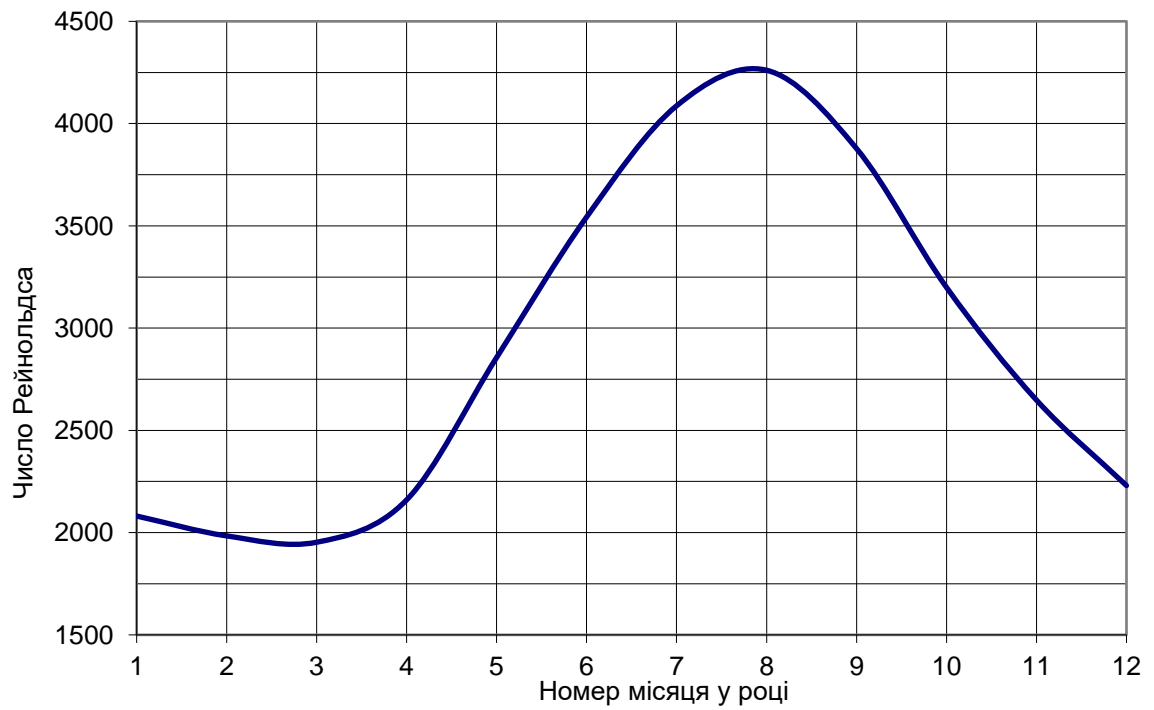


Рисунок 4.3 – Сезонна зміна числа Рейнольдса в трубопроводі

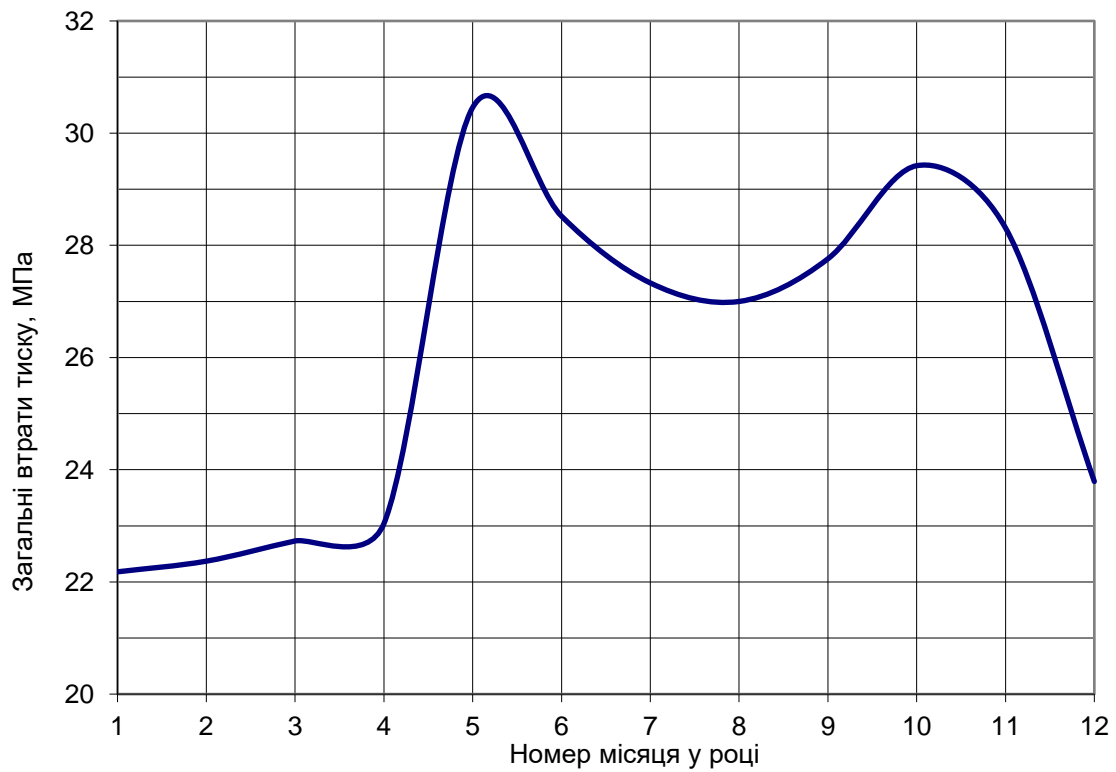


Рисунок 4.4 – Сезонна зміна загальних втрат тиску в трубопроводі

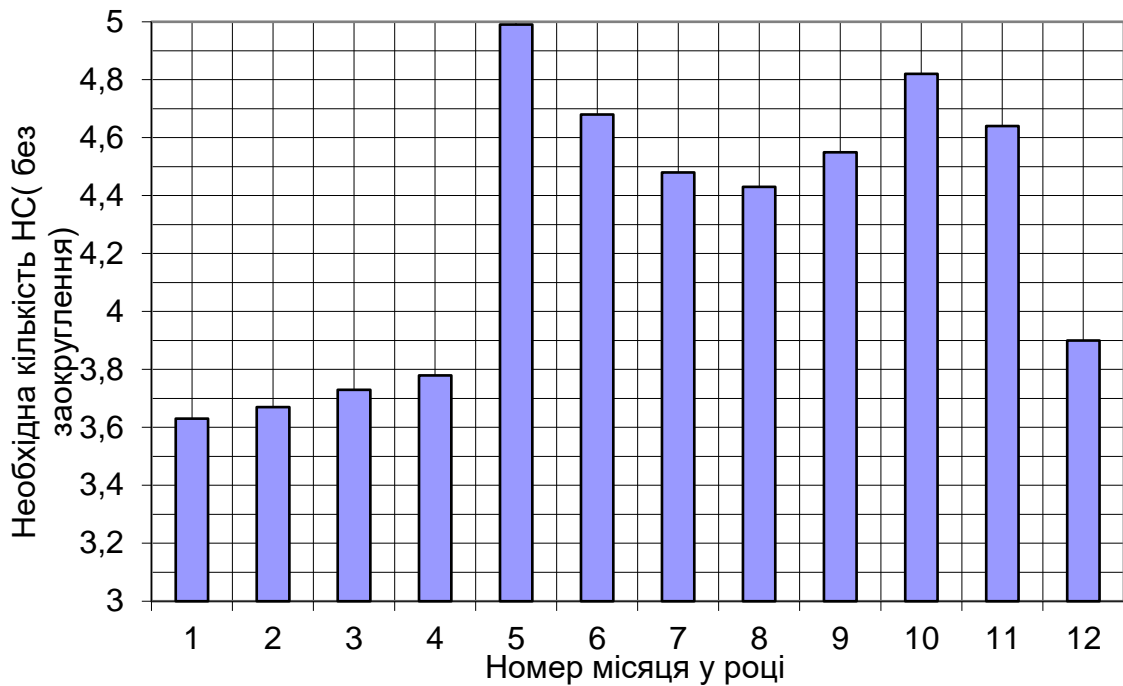


Рисунок 4.5 – Сезонна зміна необхідної кількості НС трубопроводу для транспортування соняшникової олії

Як засвідчують рисунки 4.1-4.5, внаслідок сезонних змін робочої температури олії від 1,4 °С до 16 °С її кінематична в'язкість буде мінатись від 174 сСт до 80 сСт. Це спричинить зміну числа Рейнольдса від значення 1953 до 4260, що свідчить про зміну режиму перекачування олії в трубопроводі від ламінарного, через перехідний до турбулентного. Зміна гідравлічного режиму перекачування впливає на закономірності зміни втрат тиску від тертя, наведені на рисунку 4.4, і на необхідну кількість НС, зображену на рисунку 4.5.

Як впливає із рисунків 4.4 і 4.5, максимальні втрати тиску 30,5 МПа будуть мати місце у травні за розрахункової температури олії 8,5 °С, що вимагає спорудження на трубопроводі п'яти НС  $n_{нс} = 5$ . У той же час за мінімальної температури олії у березні 1,4 °С загальні втрати тиску становлять 22,73 МПа, що вимагає спорудження чотирьох НС.

Таким чином, у випадку виконання рекомендацій ВНТП 2-86 [111] про знаходження кількості НС за загальними втратами тиску, що відповідають

мінімальній температурі транспортованого продукту, проектна кількість НС трубопроводу буде занижена на одиницю. Це призведе до невиконання річного обсягу перекачування соняшникової олії, що є неприпустимо.

У процесі проектування трубопроводу наступним етапом є визначення його пропускної здатності та питомих витрат електроенергії на перекачування олії з урахуванням місця розташування проміжних НС на трасі, гідродинамічних характеристик насосного обладнання, технологічних обмежень тиску на вході і виході НС. Розроблено метод та комп'ютерна програма, які дають змогу виконати зазначені проектні розрахунки з урахуванням особливостей трубопроводу для транспортування олії.

Пропускна здатність трубопроводу визначається методом послідовних наближень за годинною витратою  $Q_{год}$  з урахуванням виконання умов матеріального та енергетичного балансу [116].

Блок гідродинамічного розрахунку лінійної частини трубопроводу базується на [114].

Блок розрахунку режиму роботи НС передбачає застосування поліноміальних функцій для опису залежностей напору і ККД насосів від подачі.

Блок перевірки виконання технологічних обмежень контролює величину тиску за максимумом на виході НС та за мінімумом на вході НС.

Апробацію методики проведено для трубопроводу, параметри якого наведені вище. Довжини ділянок між НС такі:  $l_1=122$  км;  $l_2=117$  км;  $l_3=124$  км;  $l_4=114$  км;  $l_5=123$  км. Різниця геодезичних позначок траси для ділянок між НС такі:  $\Delta z_1 = -22$ ;  $\Delta z_2 = 34$ ;  $\Delta z_3 = -27$ ;  $\Delta z_4 = 36$ ;  $\Delta z_5 = -11$ .

На головній та проміжних НС передбачаємо застосування магістрального насоса НМ 360-460. На головній НС додатково встановлюємо підпірний насос НПВ 600-60.

Математичні моделі напірної характеристики мають такий вигляд ( $H$  в м,  $Q_{200}$  в м<sup>3</sup>/год):

для магістрального насоса

$$H = 560 - 4,286 \cdot 10^{-2} Q_{200} - 6,429 \cdot 10^{-4} Q_{200}^2,$$

для магістрального насоса ( з обточеними на 10 % робочими колесами)

$$H = 456 - 1,600 \cdot 10^{-2} Q_{200} - 7,000 \cdot 10^{-4} Q_{200}^2,$$

для підпірного насоса

$$H_n = 77 - 4,441 \cdot 10^{-16} Q_{200} - 6,659 \cdot 10^{-5} Q_{200}^2.$$

Залежність ККД насосів від подачі має такий вигляд:

для магістрального насоса

$$\eta = 4,655 \cdot 10^{-3} Q_{200} - 6,694 \cdot 10^{-6} Q_{200}^2,$$

для магістрального насоса ( з обточеними на 10 % робочими колесами)

$$\eta = 4,550 \cdot 10^{-3} Q_{200} - 6,500 \cdot 10^{-6} Q_{200}^2,$$

для підпірного насоса

$$\eta = 2,567 \cdot 10^{-3} Q_{200} - 2,139 \cdot 10^{-6} Q_{200}^2.$$

Розглянуто кілька варіантів схем роботи насосів на НС. У результаті запропоновано варіант, за якого на головній НС працюють послідовно підпірний і два магістральні насоси з обточеними на 10 % робочими колесами. На проміжних НС працює один магістральний насос без обточування (схема роботи насосів п+2о+1+1+1+1).

Результати комп'ютерних розрахунків режиму роботи трубопроводу у розрізі кожного місяця року наведено у таблиці 4.3.



Таблиця 4.3 – Результати визначення пропускної здатності та енергоефективності експлуатації трубопроводу для перекачування соняшникової олії (схема роботи насосів (п+2о+1+1+1+1))

Номер місяця у році	Пропускна здатність, м <sup>3</sup> /год	Сумарна величина вимушеного дроселювання на виході НС, МПа	Питомі витрати електроенергії на транспортування, кВт год/(тис т км)
1	354	1,61	8,48
2	359	1,60	8,02
3	357	1,60	8,25
4	350	1,62	8,84
5	320	1,70	11,29
6	314	1,72	11,68
7	321	1,70	10,93
8	323	1,69	10,71
9	318	1,70	11,19
10	309	1,73	12,16
11	328	1,68	10,67
12	346	1,63	9,16

Оскільки проектна годинна продуктивність знайдена з урахуванням коефіцієнта резерву  $K_{\Pi} = 1,1$ , то як засвідчили розрахунки, величина пропускної здатності у розрізі місяців, наведена у таблиці 4,3, дасть змогу забезпечити річний обсяг перекачування 2,62 млн т, що перевищує проєкний 2,5 млн т.

За даними таблиці 4.3 побудовані графічні залежності пропускної здатності та питомих витрат електроенергії на транспортування олії від сезонних умов перекачування трубопроводом для схеми роботи насосів п+2о+1+1+1+1 (рисунки 4.6 і 4.7).

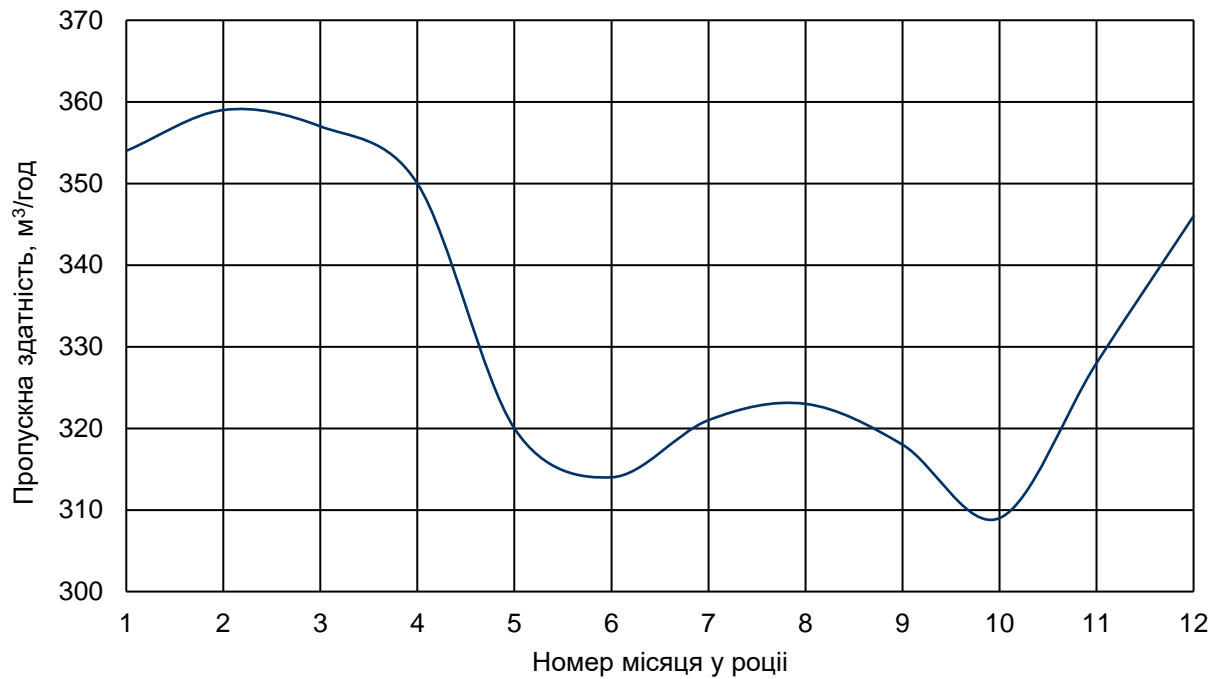


Рисунок 4.6 – Сезонна зміна пропускної здатності трубопроводу для варіанта роботи насосів на НС п+2о+1+1+1+1

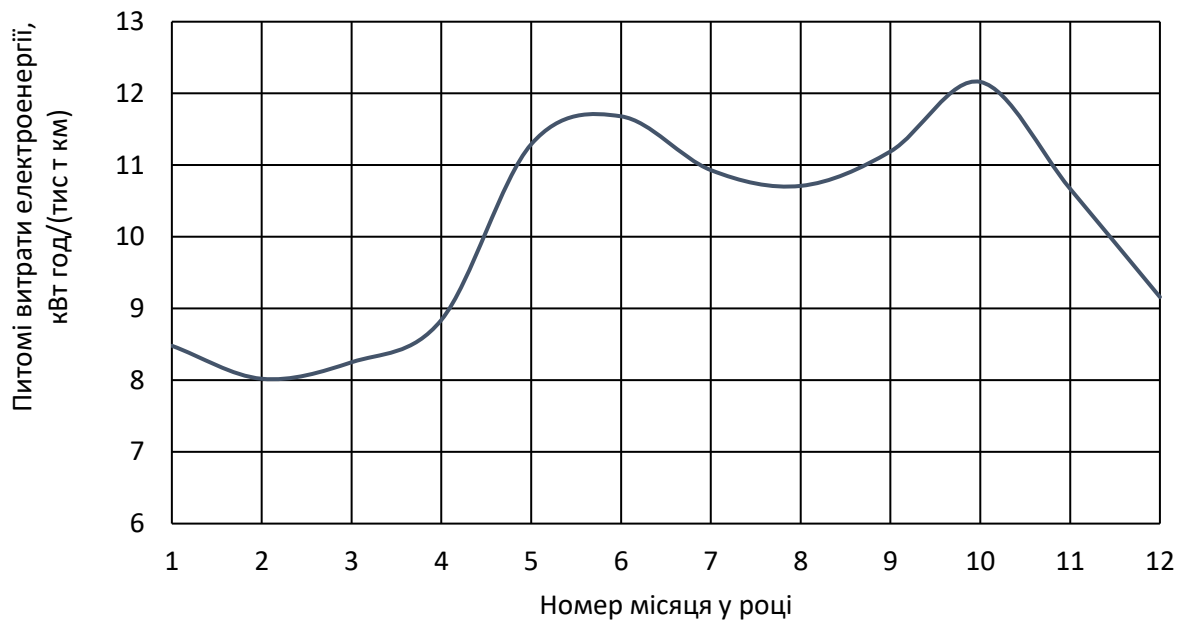


Рисунок 4.7 – Сезонна зміна питомих витрат електроенергії на транспортування олії для варіанта роботи насосів на НС п+2о+1+1+1+1

Якщо у будь-якому місяці виникне необхідність підтримувати продуктивність трубопроводу, не меншу за проектне значення 348 м<sup>3</sup>, то може бути реалізований варіант, за якого на кожній НС будуть працювати послідовно два магістральні насоси з обточеними колесами (схема роботи насосів на насосних станціях п+2о+2о+2о+2о+2о, таблиця 4.4).

Таблиця 4.4 – Результати визначення пропускної здатності та енергоефективності експлуатації трубопроводу для перекачування соняшникової олії (схема роботи насосів (п+2о+2о+2о+2о+2о))

Номер місяця у році	Пропускна здатність, м <sup>3</sup> /год	Сумарна величина вимушеного дроселювання на виході НС, МПа	Питомі витрати електроенергії на транспортування, кВт год/(тис т км)
1	385	2,15	22,66
2	391	2,13	19,73
3	393	2,12	18,75
4	380	2,17	24,89
5	346	2,30	39,84
6	358	2,25	33,02
7	368	2,21	28,12
8	370	2,20	26,66
9	364	2,22	29,90
10	352	2,27	36,49
11	355	2,26	36,09
12	376	2,18	26,76

В даному випадку метод проєктного гідродинамічного розрахунку трубопроводу для перекачування соняшникової олії за неізотермічного режиму. Розглядається технологія підігріву олії на насосно-тепловій станції з подальшим охолодженням у трубопроводі, а також технологія шляхового підігріву з використанням електроенергії та або інших енергоносіїв. Нижче наведемо результати розрахунку для ізотермічного трубопроводу.

#### **4.3 Результати проєктного гідродинамічного розрахунку ізотермічного трубопроводу для транспортування олії**

Якщо потенційно вважати, що за напрямком транспортування олії (відповідно до наведеного вище матеріалу) існує трубопровід діаметром 426 мм і є можливість прокласти в ньому трубопровід меншого діаметру 377 мм, за схемою запропонованою в п. 3.2, то зрозуміло, що середня температура продукту для такого ізотермічного трубопроводу, в різний період року, була б вищою, ніж температура продукту для неізотермічного трубопроводу діаметром 377 мм.

Використовуючи математичну модель, яку наведено в п. 3.3, було досліджено зміну температури в ізотермічному та неізотермічному трубопроводах для дванадцяти місяців (на рис. 4.8 наведено відповідні графіки для березня та серпня) та встановлено, що величина збільшення середньомісячної температури продукту для ізотермічного трубопроводу порівняно з температурою неізотермічного може досягати  $(2-5)^{\circ}\text{C}$  (табл. 4.5). На основі отриманих даних проведено розрахунки аналогічно як в п. 4.2, результати зведено в таблицю 4.5.

Як видно з таблиці 4.5 зменшення температурних втрат призводить до зменшення кінематичної в'язкості продукту, а відповідно до зростання числа Рейнольдса (трубопровід працює в турбулентному режимі).

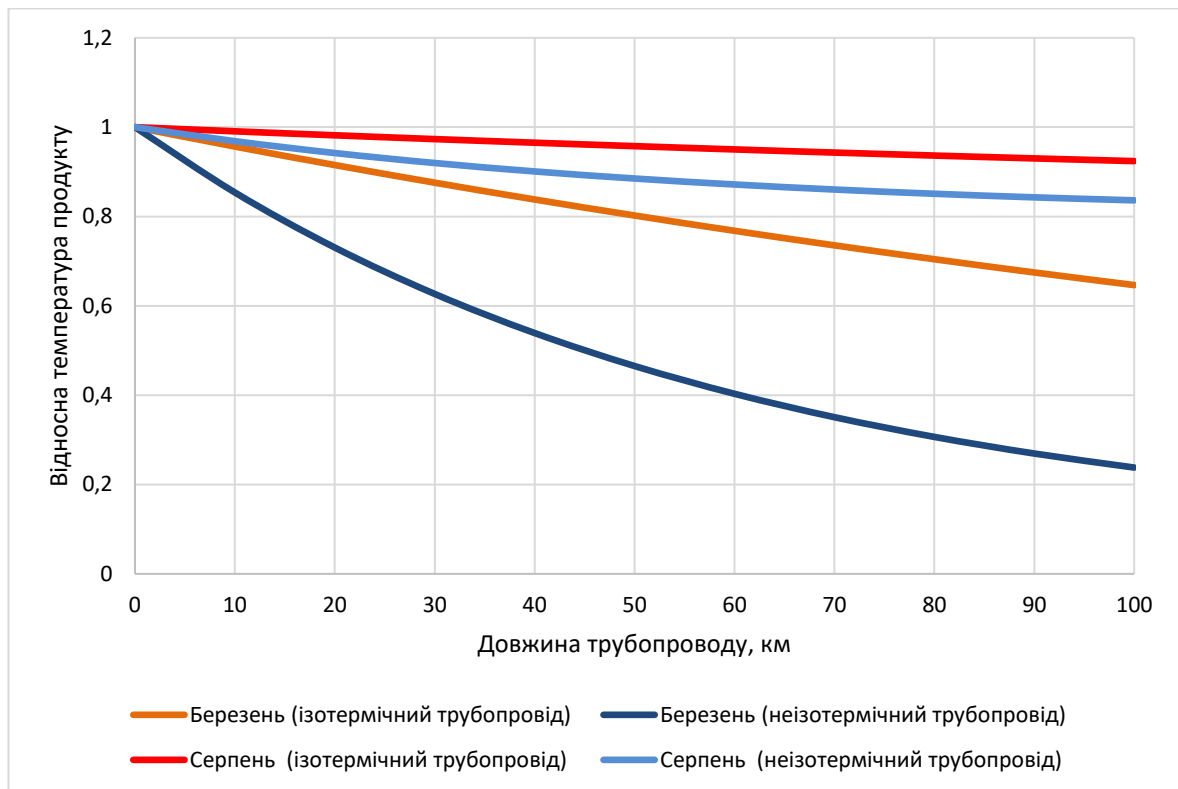


Рисунок 4.8 – Зміна відносної температури в ізоtermічному та неізоtermічному трубопроводах

Таблиця 4.5 – Результати проектного гідродинамічного розрахунку трубопроводу для транспортування соняшникової олії з урахуванням сезонної зміни температури для ізоtermічного трубопроводу

Параметр	Значення параметра					
	1	2	3	4	5	6
Номер місяця у році						
Температура, °C	5,7	4,9	5,4	6,7	10,8	14,7
Густина, кг/м <sup>3</sup>	928,35	928,86	928,54	927,71	925,09	922,59
Кінематична в'язкість, сСт	137,86	143,92	140,11	130,63	104,66	84,97
Число Рейнольдса	2460,67	2357,08	2421,26	2596,97	3241,39	3992,51
Коефіцієнт гідравлічного опору	0,038071	0,036413	0,03744	0,040252	0,041933	0,039804
Втрати тиску від тертя, МПа	25,51	24,41	25,09	26,95	28,00	26,51
Загальні втрати тиску, МПа	26,18	25,06	25,75	27,65	28,72	27,20
Кількість НС	3,86	3,74	3,82	4,03	4,15	3,99

Закінчення таблиці 4.5

Параметр	Значення параметра					
	7	8	9	10	11	12
Номер місяця у році						
Температура, оС	15,2	16,0	14,2	10,6	7,1	3,9
Густина, кг/м <sup>3</sup>	921,06	920,48	921,95	924,13	925,28	927,46
Кінематична в'язкість, сСт	75,00	71,64	80,63	96,54	106,37	127,84
Число Рейнольдса	4523,18	4734,96	4207,42	3513,86	3189,33	2653,68
Коефіцієнт гідравлічного опору	0,038581	0,038142	0,039286	0,041095	0,042103	0,041159
Втрати тиску від тертя, МПа	25,65	25,34	26,14	27,41	28,12	27,55
Загальні втрати тиску, МПа	26,32	26,01	26,82	28,12	28,84	28,26
Кількість НС	3,90	3,87	3,96	4,09	4,17	4,10

Це впливає на зміну коефіцієнта гідравлічного опору та вирівнювання загальних втрат в трубопроводі, що в свою чергу призводить до того, що проєктна кількість насосних станцій для такого трубопроводу складає  $n_{нс} = 4$ . В подальших дослідженнях необхідно встановити як вплине на режим роботи трубопроводу та на енергозатрати при транспортуванні підігрів продукту при застосуванні ізотермічних та неізотермічних трубопроводів.

#### Висновки до розділу 4

1 Вперше поставлено завдання запроєктувати магістральний трубопровід для транспортування рослинних олій.

2 Аналіз фізико-хімічних властивостей соняшnikової олії засвідчив, що за показниками в'язкості вона найбільш близька до високов'язких нафт або технічних олив. Оскільки нормативна база для проєктування трубопроводів для транспортування рослинних олій відсутня, доцільно використати чинний в Україні нормативний документ, за яким здійснюють проєктування

трубопроводів для перекачування нафти, нафтопродуктів, у т.ч. технічних олів - ВНТП 2-86.

3 Запропоновано удосконалений метод гідродинамічного розрахунку трубопроводу для перекачування високов'язких ньютонівських рідин, який передбачає застосування універсальної формули для коефіцієнта гідравлічного опору незалежно від зони тертя турбулентного режиму.

4 Виконано апробацію зазначеного методу шляхом визначення загальних втрат тиску і необхідної кількості НС трубопроводу для транспортуванні соняшникової олії неізотермічним трубопроводом. Встановлено, що при перекачуванні високов'язких продуктів спостерігається зміна режиму перекачування від ламінарного, через перехідний до турбулентного, тому кількість НС не можна визначати за умов мінімальної робочої температури як це передбачено ВНТП 2-86. Необхідно розрахувати загальні втрати тиску у трубопроводі для всіх місяців року, вибрати максимальне значення і за ним визначати проєктне значення кількості НС  $n_{нс} = 5$ .

5 Розроблено метод і програмне забезпечення для визначення пропускної здатності трубопроводу та питомих витрат електроенергії при транспортуванні соняшникової олії. Метод враховує особливості гідродинамічних процесів у трубопроводі, гідродинамічні характеристики насосів та технологічні обмеження тиску на вході і виході НС.

6 Виконано апробацію зазначеної методики шляхом прогнозування режимних параметрів та енергоефективності експлуатації трубопроводу для кожного із дванадцяти місяців перекачування соняшникової олії.

7 Проведено аналогічні дослідження для транспортування рослинної олії ізотермічним трубопроводом та встановлено, що режим роботи такого трубопроводу, для якої пори року буде турбулентним, при цьому кількість насосних станцій для такого трубопроводу складає  $n_{нс} = 4$ , що дозволить працювати системі з певною енергоефективністю.

## ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій, на основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішено актуальні науково-практичні завдання із забезпечення енергоефективної та надійної роботи тривалоексплуатованих газонафтопроводів при прекачуванні продуктів, за рахунок удосконалення систем діагностування та ремонту. Отримані результати досліджень дають можливість зробити такі висновки:

1. Удосконалено аналітичні та діагностичні методи виявлення та встановлення координат дефектів ерозійного походження та наскрізних дефектів, що супроводжуються витоками.

2. Вирішена наукова задача дослідження впливу витоків нафти через малий отвір на режим роботи магістрального нафтопроводу «Дружба» та навколишнє середовище на ділянці Броди-Карпати для всіх можливих схем роботи насосних агрегатів на НПС і лінійної частини та розроблено відповідні математичні моделі.

3. Розроблено схему внутрішньотрубного ремонту трубопроводів, яка дозволяє підвищити енергоефективність самого процесу ремонту та енергоефективність транспортування високов'язких продуктів.

4. Розроблена методика і алгоритм розрахунку вибору діаметра внутрішнього трубопроводу для скорочення енерговитрат на транспортування підігрітої нафти, які реалізовані для реального проєкту з транспортування рослинних олій.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Мала гірнича енциклопедія / [за ред. В. С. Білецького]. – Донецьк: Східний видавничий дім, 2013. – Т. 3. – 644 с.
2. Білецький В. С., Фик М. І. Основи транспорту природних вуглеводнів (посібник) / За ред. І. М. Фика. Харків: НТУ ХПІ, 2019. 274 с.
3. Транспорт України – 2021. Статистичний збірник. К.: Державна служба статистики України, 2022. URL: [ukrstat.gov.ua](http://ukrstat.gov.ua) (дата звернення: 02.07.2023)
4. Сучасний стан, проблеми і перспективи створення в Україні нафтового та енергетичного резервів : аналіт. доповідь / [Дудкін О. М., Мінев А. Н., Міщай А. О. та ін.] ; за заг. ред. Г. Л. Рябцева та О. М. Суходолі. – К. : НІСД, 2018. – 160 с.
5. «Укртранснафта» збільшила обсяги прокачування нафти в 2019 році. URL: <https://kosatka.media/category/neft/analytics/ukrtransnafta-uvlichila-obemy-prokachki-nefti-v-2019-godu> (дата звернення: 03.07.2023)
6. Група Нафтогаз України. URL: <https://www.naftogaz.com/> (дата звернення: 03.07.2023)
7. Нафта і газ України. URL: <http://surl.li/izyim> (дата звернення: 04.07.2023)
8. АТ «Укртрансгаз». URL: <https://utg.ua/> (дата звернення: 03.07.2023)
9. ТОВ «Оператор ГТС України». URL: <https://tsoua.com/> (дата звернення: 05.07.2023)
10. Бабієв Г. М. Транзитні можливості газотранспортної системи України: сьогодення та перспективи. Вісник національної газової спілки України. 2005. № 2. С. 12–15.
11. ВБН В.2.3-00013741-05:2006 Магістральні трубопроводи. Лінійна частина. Будівництво. Основні положення.

12. СОУ 49.5-30019801-115:2014 Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів.
13. РД 39-30-114-78 Правила технічної експлуатації магістральних нафтопроводів.
14. Wilmott M.J. Concerning Stress Corrosion Cracking on Canadian Oil and Gas Pipelines // Public Inquiry. Report of NEB, MH-2-95, Nov. 1996. 158 p.
15. Factors Influencing Stress Corrosion Cracking of Gas Transmission Pipelines / Wilmott M.J., Jack T.R., Van Boven G., Sutherby R.L.. // Corrosion 96. Paper № 242. P. 1—19.
16. Mazur I.I., Ivantsov O.M. Pipeline Systems Safety. M: Elima, 2004. 1104 p.
17. 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.
18. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, ANSI/ASME B31G-1984. The American Society of Mechanical Engineers.
19. Павлюк Ю.Е. Пожежна та техногенна безпека основних небезпечних виробництв. / Павлюк Ю.Е., Бабаджанова О.Ф., Сукач Ю.Г. Львів.: ЛДУ БЖД, 2010. 384 с.
20. Карпаш О. М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання / Карпаш О. М., Возняк М. П., Василюк В. М. Івано-Франківськ: Факел, 2007. 341 с.
21. Homicz G. Computational fluid Dynamics Simulations of Pipe Elbow Flow / G. Homicz // New Mexico and Livermore: Sandia National Laboratories Albuquerque, Sand Report. 2004. 30 p.
22. Didwania M. Analysis of Turbulent Flow over a 90° Bend of Duct Using In Centralized A. C. Plant by CFD Code / M. Didwania, L. Singh, A. Malik,

M. Sisodiya // Journal of Mechanical and Civil Engineering. Volume 11, Issue 4 Ver. I (Jul- Aug). 2014. P. 41-48.

23. Дорошенко Ю.І. [http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis\\_nbuv/cgiirbis\\_64.exe?Z21ID=&I21DBN=EC&P21DBN=EC&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=20&S21P01=0&S21P02=0&S21P03=M=&S21COLORTERMS=0&S21STR=](http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?Z21ID=&I21DBN=EC&P21DBN=EC&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=fullwebr&C21COM=S&S21CNR=20&S21P01=0&S21P02=0&S21P03=M=&S21COLORTERMS=0&S21STR=)Оцінювання впливу місцевих опорів на гідравлічну енерговитратність поліетиленових газових мереж: автореф. дис. канд. техн. наук : 05.15.13 / Дорошенко Юлія Іванівна ; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. - Івано-Франківськ, 2011. - 19 с.

24. Mohanarangam K. Numerical simulation of turbulent gas – particle flow in a 90° bend: eulerian – eulerian approach / K. Mohanarangam, Z. Tian, J. Tu // Computers and Chemical Engineering. Volume 32, № 3. 2008. P. 561-571.

25. Mohanarangam K. Numerical computation of turbulent gas-particle flow in a 90 degree bend: comparison of two particle modeling approaches / K. Mohanarangam, Z. Tian, J. Tu // The Australian and New Zealand Industrial and Applied Mathematics. – Volume 48 – 2007. P. – 741-758.

26. Ibrahim K. Gas-solid two-phase flow in 90° bend / K. Ibrahim, M. El-Kadi, M. Hamed, S. El-Behery // Alexandria Engineering Journal. Volume 45, № 4. 2006. P. 417-433.

27. Tian Z. Numerical modeling of turbulent gas-particle flow and its applications / Z. Tian // PhD Thesis: School of Aero-space: RMIT University, Melbourne. 2006. 149 p.

28. Mazumder Q. S-bend erosion in particulated multiphase flow with air and sand / Q Mazumder // The Journal of Computational Multiphase Flows. – Volume 8 (3). 2016. P. 157-166.

29. Павлюк Ю.Е. Пожежна та техногенна безпека основних небезпечних виробництв. / Павлюк Ю.Е., Бабаджанова О.Ф., Сукач Ю.Г. – Львів.: ЛДУ БЖД, 2010. – 384 с.

30. Карпаш О. М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання / Карпаш О. М., Возняк М. П., Василюк В. М. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 341 с.
31. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалкота ін. Київ : АренаЕКО, 2002. 600 с.
32. Трубопроводный транспорт газа / С. А. Бобровский и др. Москва : Наука, 1976. 491 с.
33. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. Москва : Наука, 1982. 206 с.
34. Режимы газотранспортных систем / Яковлев С. І. та ін. Львів : Світ, 1992. 170 с.
35. ВБН В.3.1-00013741-09:2008 / Мінпаливенерго України. Магістральні нафтопроводи. Технологія капітального ремонту лінійної частини діаметром від 530 мм до 1220 мм із заміною ізоляції без підняття трубопроводу
36. ВБН В.3.1-00013741-07:2007 / Мінпаливенерго України. Магістральні нафтопроводи. Методи ремонту дефектних ділянок
37. ВБН В.3.1-00013741-06:2006 / Мінпаливенерго України. Магістральні нафтопроводи. Лінійна частина. Капітальний ремонт
38. ВБН В.3.1-320.20077720.05-2003 Магістральні трубопроводи. Капітальний ремонт. Розрахунок на міцність та стійкість лінійних ділянок магістральних газо- та нафтопроводів діаметром від 377 мм до 1220 мм
39. Grigoriy S. Tymchik, Oleksandr O. Podolian, Andriy V. Pavlovych, Iuliia Iu. Lysenko, Paweł Komada, Ainur Kozbakova Quality control system of well-bonded coupling fitting onto high pressure gas-main pipelines// Proc. SPIE 10808, Photonics Applications in Astronomy, Communications, Industry, and High-Energy Physics Experiments 2018, 108085A (1 October 2018).
40. Андрієшин М.П. Аналіз муфтових підсилювальних елементів, які використовують для ремонту магістральних газопроводів / Андрієшин М. П.,

164 Баранецький І. Б., Матяш В. І. та ін. // Аналіз Нафтова і газова промисловість – 2009. – № 4. – С. 35–40.

41. Беккер М. В. Ремонт магістральних трубопроводів під тиском / Беккер М. В., Бут В. С., Говдяк Р. М. та ін.. К.: Кий, 2008. 240 с.

42. Бирилло И. Н. Расчетная оценка напряженно-деформированного состояния системы «труба-муфта» / И. Н. Бирилло, Ю. В. Александров, А. С. Попков // Наука в нефтяной и газовой промышленности, 2010, вып. № 4. – С. 2–6.

43. ВБН В.3.1-00013741-07:2007. Магістральні нафтопроводи. Методи ремонту дефектних ділянок: – К.: НАК «Нафтогаз України», 2007. 110 с.

44. ГБН В.3.1-00013741-12:2011. Магістральні газопроводи, ремонт дуговим зварюванням в умовах експлуатації: – К.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2011. – 152 с.

45. Yazdekhashti S. Analysis of factors influencing the selection of water main rehabilitation methods / S. Yazdekhashti, K. Piratla, A. Khan, S. Atamturktur // NASTT 2014 No-Dig, Orlando, USA, April 13–17, 2014. – 10 p.

46. Suleiman M. Identification of practices, design, construction, and repair using trenchless technology / M. Suleiman, L. Stevens, C. Jähren, H. Ceylan, W. Conway // International project reports, Institute for Transportation, Iowa State University, Iowa, October 2010. – 64 p.

47. Сучасні технології безтраншейного ремонту теплогазових мереж / К. А. Поляруш, Я. В. Дорошенко, С. І. Тихонов, А. Р. Бабій // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2016. № 1(58). С. 41–51.

48. 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.

49. Hinze J. Turbulence / J. Hinze. – New York: McGraw-Hill, 1975. – 790 p.
50. Finnie I. On the formation of surface ripples during erosion / I. Finnie, Y. Kabil // Wear. – № 8. – 1965. – P. 60-69.
51. Технические условия: ГазТУ 102-488/1-05. Детали соединительные для магистральных газопроводов на Ру до 9,8 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) [Текст] : нормативно-технический материал. – М. : ОАО “Трубодеталь”, 2005. – 58 с.
52. Дорошенко Я. В., Запухляк В. Б., Дорошенко Ю. І., Запухляк Н. М. Дослідження фізичної картини руху газових потоків відводами магистральних газопроводів. Нафтогазова галузь України : наук.-вироб. журн. Київ. : Нафтогаз України. 2017. № 5. 25-28 с.
53. Григорський С. Я. Метод гідравлічної локації витoku для виявлення несанкціонованих врізувань на магистральних нафтопроводах / Григорський С. Я., Іванов О. В. // Матеріали ІІ міжнародної науково-технічної конференції “Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу PGE – 2018” 24-27 квітня 2018 р. – м. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018 – С. 292-296.
54. Serediuk, M., & Grygorskyi, S. (2015). The laws of pressure change in pipelines during cessations of pumping units. Neftyanoe khozyaystvo - Oil Industrythis link is disabled, 2015, (2), 100–104.
55. Serediuk, M., & Grygorskyi, S. (2016). Experimental study of transient processes in oil pipeline caused by startups of pumping units. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 5(2 (83), 30–37. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2016.77190>
56. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [Підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.

57. Васильев Г.Г Трубопроводный транспорт нефти: [Учеб. для вузов] / Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. и др. // Под ред. Вайштока С.М. – М.: ООО Недра-Бизнес центр, 2002. – 407 с.

58. П. И. Тугунов, В. Ф. Новосёлов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО “Дизайн-ПолиграфСервис”, 2002. – 658 с.

59. Ivanov O., Bortnyak O., Hryhorskyi S., Poberezhny L., Zapukhlyak N. Assessment of the degree of environmental pollution in emergency situations on main oil pipelines. Virtual International Conference «In- service Damage of Materials, its Diagnostics and Prediction» «VDMDP1». Ternopil, Ukraine. October 16-15, 2021.

60. Hryhorskyi S., Ivanov O., Bortnyak O., Poberezhny L., Zapukhlyak N., Poberezhna L. Procedia Structural Integrity, Vol. 36. 2022. pp. 342-349. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.01.044>

61. Гольянов А. А. Анализ методов обнаружения утечек на трубопроводах / А. А. Гольянов // Транспорт и хранение нефтепродуктов, 2002. – №10-11. – С. 5-14.

62. Пат. 83304 Україна, МПК F 17 D 5/06, G 01 N 29/24. Спосіб виявлення місць урізувань в газопроводи населених пунктів / Середюк М. Д., Климишин Я. Д., Ксенич А. І. ; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу - № а200612993 ; заявл. 11.12.06 ; опуб. 25.06.08, Бюл. № 12 – 3 с.

63. Запухляк Н. М., Марчук О. М., Запухляк В. Б., Лукашевич І. І. Проблеми і перспективи визначення витоків із трубопроводів. Науковий вісник. ІФНТУНГ. 2012. №2(32). С. 185-188.

64. Грудз В. Я., Запухляк В. Б., Запухляк Н. М. Проблеми визначення місць несанкціонованих відборів та витоків продукту з діючих трубопроводів.

Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика-2011”. Івано-Франківськ. 2011. С. 96.

65. Грудз В. Я., Запхляк В. Б., Запхляк Н. М. Определение мест несанкционированных врезок в трубопровод. Материалы VII международной научно-технической конференции “Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта”. Новополоцк. 2011. С. 18.

66. Грудз Я. В., Марчук Н. М., Запхляк Н. М. Определение параметров движения поршня при обнаружении врезок и утечек в трубопроводе. Материалы VII международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт - 2012”. Уфа. 2012. С. 333.

67. Лук’яненко В. П., Шиян Т. П., Бігуляк Н. В., Запхляк Н. М. Методика визначення параметрів руху рідини в порожнині поршня під час виявлення витоків з трубопроводу. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика 2013”. Івано-Франківськ. 2013. С. 251.

68. Стасюк Р. Б., Шиян Т. П., Панів А. В., Запхляк Н. М. Дослідження процесу витікання газу з ємності під тиском. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова освіта та наука стан та перспективи”. Івано-Франківськ. 2014. С. 285.

69. Василик А. В., Запхляк В. Б., Височан М. І. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина I. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2014.

70. Шьян Т. П., Запхляк В. Б., Орчик Н. М. Применение врезки под давлением при ремонте газонефтепроводов. Материалы VI международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт. 2010”. Уфа. 2010. С. 34. № 2(37). С. 170-171.

71. Нохрин А. В., Чувильдеев В. Н. Старение сталей труб магистральных газопроводов. *Вестник Нижегородского университета им. Н. И. Лобачевского*. 2010, 35 (2). С. 171–180.



72. 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.

73. Final Report –R 2269-01R. Pipeline Research Council International, ING. Appendix A–Welding onto an In-Service Pipeline. Arlington, Virginia. August 28, 2006.

74. 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

75. Карташов Э. М. Аналитические методы в теории теплопроводности твердых тел. Москва : Высшая школа, 2001. 550 с.

76. 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.

77. Гуляев А. П. *Металловедение*, 6-е изд. Москва : Металлургия, 1986. 544 с.

78. Internal Repair of Pipelines Review & Evaluation of Internal Pipeline Repair Trials Report.–EWI Project No. 46211GTH/ Electronic File Name: 41633R47.pdf. 2004. 108 p.

79. Любов Б. Я. Диффузионные процессы в неоднородных твердых средах. Москва : Наука. 1981. 295 с.

80. Василик А. В., Запыхляк В. Б., Сем'яник І. М., Запыхляк Н. М. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина II. Науковий вісник. ІФНТУНГ. 2015. №2(39). С. 131-138.

81. Василик А. В., Запухляк В. Б., Романків Р. Р., Запухляк Н. М. Проблемы сварочных работ в процессе врезки в действующие газопроводы. Материалы XI международной учебно-научно-практической конференции “Трубопроводный транспорт - 2016”. Уфа. 2016. С. 219.

82. Беляев А. П., Рубец В. П. Влияние внешних условий на механизмы кристаллизации. Физика твердого тела. 2005. Т.47(2). С.193-195.

83. Фатыхов М. А., Багаутдинов Н. Я. Воздействие электромагнитного поля на процессе кристаллизации парафина. Нефтегазовое дело. 2007. №11. С. 145-155.

84. Евдокимов И. Н., Елисеев Н. Ю. Влияние электрического поля на процессы образования отложений из жидких сред с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. Наука и технология углеводородов. 2000. №2. С.54-58.

85. Лесин В. И. Физико-химические основы нетеплового воздействия электромагнитных и акустических полей на нефть для предотвращения отложений парафинов. Нефтяное хозяйство. 2004. № 1. С. 37-39.

86. Очков Ф. Н. Магнитная обработка воды : история и современное состояние. Энергоснабжение и водоподготовка. 2006. №2. С.48-53.

87. Федоров О. Є., Крицак Т. О., Орчик Н. М. Вплив електричного поля на кристалізацію та механічні властивості парафінових вуглеводнів нафти. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2009. №2(31). С. 33-37.

88. 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., Запухляк В. Б.

89. Дорошенко Я. В., Поляруш К. А., Запухляк 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).

90. 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).

91. 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.

92. Запукхляк В. Б. Забезпечення надійності різновекторної газотранспортної системи за умови обмежених обсягів транзиту : дис. док. техн. наук : 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. Івано-Франківськ, 2021. 411 с.

93. Побережний Л. Я., Грудз Я. В., Запукхляк Н. М. Проблеми оцінювання реального стану лінійної частини трубопроводів в процесі оптимізації їх експлуатації. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2021». ІФНТУНГ. 2021. С. 41- 42.

94. Возний В. М., Запукхляк Н. М. Проблеми збереження існуючих трубопровідних систем в умовах неповного завантаження. Матеріали міжнародного нафтогазового форуму «Нафтогазова енергетика- 2023». Івано-Франківськ. 12-14 жовтня 2023.

95. Побережний Л. Я., Запукхляк В. Б., Марчук О. М., Запукхляк Н. М. Удосконалення способу капітального ремонту трубопроводів. Матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика 2017”. Івано-Франківськ. 2017. С. 377.

96. Грудз В. Я., Запукхляк В. Б., Дацько І. О., Запукхляк Н. М. Підвищення залишкового ресурсу та ефективної експлуатації нафтопроводів при перекачуванні високов'язких нафт. Міжнародна наукова інтернет-конференція "Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні

аспекти становлення" (випуск 84) Тернопіль, Україна. Ополе, Польща. 18-19 січня 2024 р. С. 143-145.

97. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В. П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів / Підручник.- Івано-Франківськ. 2001. 517 с.

98. Середюк М. Д., Пилипів Л. Д. Трубопровідний транспорт високов'язких вуглеводнів. / Івано-Франківськ. 2013. 247 с.

99. Банчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа. М., "Недра". 1977. 366 с.

100. Marlow D., Gould S., Lane B. An expert system for assessing the technical and economic risk of pipe rehabilitation options. *Expert Systems With Applications*. (2015); Volume: 42 (Iss.22); pp. 8658-8668. DOI: 10.1016/j.eswa.2015.07.020.

101. Побережний Л. Я., Пилипів Л. Д., Мельниченко Ю. Г., Запужляк В. Б., Запужляк Н. М. Математичне моделювання руху високов'язких і застигаючих нафтосанованим трубопроводом із теплоізоляцією. IV Міжнародна науково-технічна конференція «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій» присвячена 80-ти річчю з дня народження професора Я.І. Проця. Тернопіль. 20-21 червня 2019 року. Стендова доповідь.

102. Побережний Л. Я., Стасюк Р. Б., Запужляк Н. М. Дослідження теплових втрат в трубопроводах при транспортуванні високов'язких нафт. Матеріали тридцять третьої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. Івано-Франківськ. 01-25 березня 2022.

103. Грудз В. Я., Запужляк Н. М. Оптимізація процесів транспортування високов'язких нафт. Матеріали тридцять четвертої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. Івано-Франківськ. 01-17 березня 2023.

104. Грудз В. Я., Запужляк Н. М., Запужляк В. Б., Микитюк І. Р. Енергоефективність роботи "гарячих" нафтопроводів в умовах неповного

завантаження. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023. № 4 (89). С. 14-25. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-4(89)-14-25.

105. Для експорту української соняшникової олії планують збудувати трубопровід через Польщу. NEWS Часдій. URL: <https://chasdiy.org/society/dlia-eksportu-ukrainskoi-soniashnykovoii-olii-planuiut-zbuduvaty-truboprovid-cherez-polshchu.html> (дата звернення: 20.09.2022).

106. З Волині до Гданська планують побудувати трубопровід для експорту олії – Мінагро. Суспільне новини. URL: <https://suspilne.media/279427-z-volini-do-gdanska-planuut-pobuduvati-truboprovid-dla-eksportu-olii-minagro/> (дата звернення: 20.09.2022).

107. Україна і Польща домовились збудувати транскордонний трубопровід, через який транспортуватиметься українська рослинна олія до порту міста Гданськ. Укрінформ. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3566139-ukraina-transportuvati-oliu-do-polsi-cerez-truboprovid.html> (дата звернення: 20.09.2022).

108. Україна та Польща домовилися збудувати трубопровід для транспортування української олії. Укрінформ. Міністерство аграрної політики та продовольства України URL: <https://minagro.gov.ua/news/ukrayina-ta-polshcha-domovilisya-zbuduvati-truboprovid-dlya-transportuvannya-ukrayinskoyi-olii> (дата звернення: 20.09.2022).

109. Трубопровід для експорту олії планують побудувати з Волині до Гданська. Volynnews. URL: <https://www.volynnews.com/news/all/truboprovid-dlia-eksportu-olii-planuiut-pobuduvaty-z-volyni-do-gdanska/> (дата звернення: 20.09.2022).

110. В Мінагрополітики розкрили технічні характеристики олійного трубопроводу до Польщі. Економічна правда. URL: <https://www.epravda.com.ua/news/2022/09/8/691288/> (дата звернення: 20.09.2022).

111. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов: ВНТП-2-86 : Миннефтепром,1987. 45 с.
112. Альтшуль А. Д. Гидравлические сопротивления. М : Недра, 1970.
113. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа. М : Наука, 1973.
114. Lifetime extension of long-operated pipelines / M. Serediuk, V. Zapukhlyak, H. Hrytsuliak, Ya. Doroshenko, V. Voznyi // Procedia Structural Integrity, Vol. 59, 2024, pp. 763-770. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2024.04.109>
115. Федоров В. Г., Скарбовійчук О. М., Кепко О. І., Кравчук П. О. Теплофізичні характеристики продуктів і матеріалів АПК. Умань : НУС, 2014. 352 с.
116. Serediuk M. D. Peculiarities of the operation of the oil pipeline in the process of its cleaning from paraffin deposition // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering.2021. Volume 106, Issue 2, p. 77-85.

## **ДОДАТКИ**

**ДОДАТОК А**  
**РЕЗУЛЬТАТИ БАГАТОВАРІАНТНИХ РОЗРАХУНКІВ ПАРАМЕТРІВ**  
**МАЛИХ ВИТОКІВ НАФТИ ЗА НЕШТАТНИХ СИТУАЦІЙ НА**  
**ДІЛЯНЦІ ВІТЧИЗНЯНОГО МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ**



Перегін			1	Координата			5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>о</sub> ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>
0,0	2302,9	4,570	3,880	4,373	1,931	0,474	4,382	0,00	0,0000	0,00	0,0000
1,0	2303,7	4,570	3,879	4,372	1,930	0,474	4,382	2,34	0,0043	1,18	0,6427
2,0	2304,6	4,569	3,879	4,372	1,930	0,474	4,381	3,33	0,0087	1,67	0,6345
3,0	2305,5	4,569	3,878	4,372	1,929	0,474	4,380	4,10	0,0132	2,05	0,6304
4,0	2306,4	4,568	3,878	4,372	1,929	0,474	4,380	4,74	0,0176	2,38	0,6277
5,0	2307,3	4,568	3,877	4,372	1,928	0,473	4,379	5,31	0,0221	2,66	0,6257
6,0	2308,2	4,567	3,877	4,372	1,928	0,473	4,378	5,82	0,0266	2,92	0,6242
7,0	2309,1	4,567	3,877	4,372	1,927	0,473	4,378	6,29	0,0311	3,16	0,6230
8,0	2310,0	4,566	3,876	4,371	1,927	0,473	4,377	6,73	0,0356	3,38	0,6219
9,0	2310,9	4,566	3,876	4,371	1,926	0,473	4,377	7,15	0,0401	3,59	0,6210
10,0	2311,8	4,565	3,875	4,371	1,926	0,473	4,376	7,54	0,0446	3,78	0,6203
11,0	2312,7	4,565	3,875	4,371	1,925	0,472	4,375	7,91	0,0492	3,97	0,6196
12,0	2313,6	4,564	3,874	4,371	1,925	0,472	4,375	8,27	0,0537	4,15	0,6190
13,0	2314,5	4,563	3,874	4,371	1,925	0,472	4,374	8,61	0,0582	4,32	0,6185
14,0	2315,4	4,563	3,874	4,371	1,924	0,472	4,373	8,94	0,0628	4,48	0,6180
15,0	2316,3	4,562	3,873	4,370	1,924	0,472	4,373	9,26	0,0673	4,64	0,6175
16,0	2317,2	4,562	3,873	4,370	1,923	0,471	4,372	9,56	0,0718	4,79	0,6171
17,0	2318,0	4,561	3,872	4,370	1,923	0,471	4,371	9,86	0,0764	4,94	0,6167
18,0	2318,9	4,561	3,872	4,370	1,922	0,471	4,371	10,15	0,0809	5,09	0,6164
19,0	2319,8	4,560	3,871	4,370	1,922	0,471	4,370	10,43	0,0855	5,23	0,6161
20,0	2320,7	4,560	3,871	4,370	1,921	0,471	4,370	10,71	0,0900	5,37	0,6157
21,0	2321,6	4,559	3,870	4,370	1,921	0,470	4,369	10,97	0,0946	5,50	0,6155
22,0	2322,5	4,559	3,870	4,370	1,920	0,470	4,368	11,23	0,0991	5,63	0,6152
23,0	2323,4	4,558	3,870	4,369	1,920	0,470	4,368	11,49	0,1037	5,76	0,6149
24,0	2324,3	4,558	3,869	4,369	1,919	0,470	4,367	11,74	0,1082	5,88	0,6147
25,0	2325,2	4,557	3,869	4,369	1,919	0,470	4,366	11,98	0,1128	6,00	0,6144
26,0	2326,1	4,557	3,868	4,369	1,918	0,470	4,366	12,22	0,1174	6,12	0,6142
27,0	2327,0	4,556	3,868	4,369	1,918	0,469	4,365	12,46	0,1219	6,24	0,6140
28,0	2327,9	4,556	3,867	4,369	1,918	0,469	4,364	12,69	0,1265	6,36	0,6138
29,0	2328,8	4,555	3,867	4,369	1,917	0,469	4,364	12,92	0,1311	6,47	0,6136
30,0	2329,7	4,555	3,866	4,368	1,917	0,469	4,363	13,14	0,1356	6,58	0,6134
31,0	2330,6	4,554	3,866	4,368	1,916	0,469	4,362	13,36	0,1402	6,69	0,6133
32,0	2331,4	4,554	3,866	4,368	1,916	0,468	4,362	13,58	0,1448	6,80	0,6131
33,0	2332,3	4,553	3,865	4,368	1,915	0,468	4,361	13,79	0,1494	6,90	0,6129
34,0	2333,2	4,553	3,865	4,368	1,915	0,468	4,361	14,00	0,1539	7,01	0,6128
35,0	2334,1	4,552	3,864	4,368	1,914	0,468	4,360	14,21	0,1585	7,11	0,6126
36,0	2335,0	4,552	3,864	4,368	1,914	0,468	4,359	14,41	0,1631	7,21	0,6125
37,0	2335,9	4,551	3,863	4,367	1,913	0,467	4,359	14,61	0,1677	7,31	0,6123
38,0	2336,8	4,551	3,863	4,367	1,913	0,467	4,358	14,81	0,1723	7,41	0,6122
39,0	2337,7	4,550	3,862	4,367	1,912	0,467	4,357	15,01	0,1768	7,51	0,6121

Перегін			1	Координата			5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>n1</sub> , МПа	ρ <sub>n2</sub> , МПа	ρ <sub>n3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>0</sub> , мм	f <sub>0</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>0</sub> ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>0</sub>
40,0	2338,6	4,550	3,862	4,367	1,912	0,467	4,357	15,20	0,1814	7,61	0,6119
41,0	2339,5	4,549	3,862	4,367	1,911	0,467	4,356	15,39	0,1860	7,70	0,6118
42,0	2340,4	4,548	3,861	4,367	1,911	0,466	4,355	15,58	0,1906	7,79	0,6117
43,0	2341,3	4,548	3,861	4,367	1,910	0,466	4,355	15,76	0,1952	7,89	0,6116
44,0	2342,2	4,547	3,860	4,367	1,910	0,466	4,354	15,95	0,1998	7,98	0,6115
45,0	2343,0	4,547	3,860	4,366	1,910	0,466	4,353	16,13	0,2044	8,07	0,6114
46,0	2343,9	4,546	3,859	4,366	1,909	0,466	4,353	16,31	0,2090	8,16	0,6113
47,0	2344,8	4,546	3,859	4,366	1,909	0,465	4,352	16,49	0,2136	8,25	0,6112
48,0	2345,7	4,545	3,858	4,366	1,908	0,465	4,352	16,67	0,2182	8,33	0,6111
49,0	2346,6	4,545	3,858	4,366	1,908	0,465	4,351	16,84	0,2228	8,42	0,6110
50,0	2347,5	4,544	3,858	4,366	1,907	0,465	4,350	17,01	0,2274	8,51	0,6109
51,0	2348,4	4,544	3,857	4,366	1,907	0,465	4,350	17,19	0,2320	8,59	0,6108
52,0	2349,3	4,543	3,857	4,365	1,906	0,465	4,349	17,36	0,2366	8,68	0,6107
53,0	2350,2	4,543	3,856	4,365	1,906	0,464	4,348	17,52	0,2412	8,76	0,6106
54,0	2351,1	4,542	3,856	4,365	1,905	0,464	4,348	17,69	0,2458	8,84	0,6105
55,0	2352,0	4,542	3,855	4,365	1,905	0,464	4,347	17,85	0,2504	8,92	0,6104
56,0	2352,9	4,541	3,855	4,365	1,904	0,464	4,346	18,02	0,2550	9,01	0,6103
57,0	2353,8	4,541	3,854	4,365	1,904	0,464	4,346	18,18	0,2596	9,09	0,6102
58,0	2354,6	4,540	3,854	4,365	1,903	0,463	4,345	18,34	0,2642	9,17	0,6102
59,0	2355,5	4,540	3,854	4,364	1,903	0,463	4,344	18,50	0,2688	9,24	0,6101
60,0	2356,4	4,539	3,853	4,364	1,902	0,463	4,344	18,66	0,2734	9,32	0,6100
61,0	2357,3	4,539	3,853	4,364	1,902	0,463	4,343	18,81	0,2780	9,40	0,6099
62,0	2358,2	4,538	3,852	4,364	1,901	0,463	4,342	18,97	0,2826	9,48	0,6099
63,0	2359,1	4,538	3,852	4,364	1,901	0,462	4,342	19,12	0,2873	9,55	0,6098
64,0	2360,0	4,537	3,851	4,364	1,901	0,462	4,341	19,28	0,2919	9,63	0,6097
65,0	2360,9	4,536	3,851	4,364	1,900	0,462	4,341	19,43	0,2965	9,70	0,6097
66,0	2361,8	4,536	3,850	4,363	1,900	0,462	4,340	19,58	0,3011	9,78	0,6096
67,0	2362,7	4,535	3,850	4,363	1,899	0,462	4,339	19,73	0,3057	9,85	0,6095
68,0	2363,6	4,535	3,850	4,363	1,899	0,461	4,339	19,88	0,3103	9,93	0,6095
69,0	2364,5	4,534	3,849	4,363	1,898	0,461	4,338	20,03	0,3150	10,00	0,6094
70,0	2365,3	4,534	3,849	4,363	1,898	0,461	4,337	20,17	0,3196	10,07	0,6093
71,0	2366,2	4,533	3,848	4,363	1,897	0,461	4,337	20,32	0,3242	10,14	0,6093
72,0	2367,1	4,533	3,848	4,363	1,897	0,461	4,336	20,46	0,3288	10,21	0,6092
73,0	2368,0	4,532	3,847	4,362	1,896	0,460	4,335	20,60	0,3334	10,29	0,6091
74,0	2368,9	4,532	3,847	4,362	1,896	0,460	4,335	20,75	0,3381	10,36	0,6091
75,0	2369,8	4,531	3,846	4,362	1,895	0,460	4,334	20,89	0,3427	10,43	0,6090
76,0	2370,7	4,531	3,846	4,362	1,895	0,460	4,333	21,03	0,3473	10,49	0,6090
77,0	2371,6	4,530	3,845	4,362	1,894	0,460	4,333	21,17	0,3520	10,56	0,6089
78,0	2372,5	4,530	3,845	4,362	1,894	0,459	4,332	21,31	0,3566	10,63	0,6089
79,0	2373,4	4,529	3,845	4,362	1,893	0,459	4,331	21,45	0,3612	10,70	0,6088

Перегін			1	Координата			5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	р <sub>п1</sub> , МПа	р <sub>п2</sub> , МПа	р <sub>п3</sub> , МПа	р <sub>вх2</sub> , МПа	р <sub>вх3</sub> , МПа	р <sub>х</sub> , МПа	d <sub>0</sub> , мм	f <sub>0</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>0</sub> ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>0</sub>
80,0	2374,3	4,529	3,844	4,361	1,893	0,459	4,331	21,58	0,3659	10,77	0,6088
81,0	2375,1	4,528	3,844	4,361	1,892	0,459	4,330	21,72	0,3705	10,83	0,6087
82,0	2376,0	4,528	3,843	4,361	1,892	0,459	4,329	21,85	0,3751	10,90	0,6087
83,0	2376,9	4,527	3,843	4,361	1,892	0,459	4,329	21,99	0,3798	10,97	0,6086
84,0	2377,8	4,527	3,842	4,361	1,891	0,458	4,328	22,12	0,3844	11,03	0,6086
85,0	2378,7	4,526	3,842	4,361	1,891	0,458	4,327	22,26	0,3890	11,10	0,6085
86,0	2379,6	4,525	3,841	4,361	1,890	0,458	4,327	22,39	0,3937	11,16	0,6085
87,0	2380,5	4,525	3,841	4,360	1,890	0,458	4,326	22,52	0,3983	11,23	0,6084
88,0	2381,4	4,524	3,841	4,360	1,889	0,458	4,326	22,65	0,4029	11,29	0,6084
89,0	2382,3	4,524	3,840	4,360	1,889	0,457	4,325	22,78	0,4076	11,36	0,6083
90,0	2383,2	4,523	3,840	4,360	1,888	0,457	4,324	22,91	0,4122	11,42	0,6083
91,0	2384,1	4,523	3,839	4,360	1,888	0,457	4,324	23,04	0,4169	11,48	0,6082
92,0	2384,9	4,522	3,839	4,360	1,887	0,457	4,323	23,17	0,4215	11,55	0,6082
93,0	2385,8	4,522	3,838	4,360	1,887	0,457	4,322	23,29	0,4262	11,61	0,6081
94,0	2386,7	4,521	3,838	4,360	1,886	0,456	4,322	23,42	0,4308	11,67	0,6081
95,0	2387,6	4,521	3,837	4,359	1,886	0,456	4,321	23,55	0,4354	11,73	0,6081
96,0	2388,5	4,520	3,837	4,359	1,885	0,456	4,320	23,67	0,4401	11,80	0,6080
97,0	2389,4	4,520	3,836	4,359	1,885	0,456	4,320	23,80	0,4447	11,86	0,6080
98,0	2390,3	4,519	3,836	4,359	1,884	0,456	4,319	23,92	0,4494	11,92	0,6079
99,0	2391,2	4,519	3,836	4,359	1,884	0,455	4,318	24,04	0,4540	11,98	0,6079
100,0	2392,1	4,518	3,835	4,359	1,883	0,455	4,318	24,17	0,4587	12,04	0,6079
101,0	2393,0	4,518	3,835	4,359	1,883	0,455	4,317	24,29	0,4633	12,10	0,6078
102,0	2393,8	4,517	3,834	4,358	1,882	0,455	4,316	24,41	0,4680	12,16	0,6078
103,0	2394,7	4,516	3,834	4,358	1,882	0,455	4,316	24,53	0,4727	12,22	0,6077
104,0	2395,6	4,516	3,833	4,358	1,881	0,454	4,315	24,65	0,4773	12,28	0,6077
105,0	2396,5	4,515	3,833	4,358	1,881	0,454	4,314	24,77	0,4820	12,34	0,6077
106,0	2397,4	4,515	3,832	4,358	1,880	0,454	4,314	24,89	0,4866	12,39	0,6076
107,0	2398,3	4,514	3,832	4,358	1,880	0,454	4,313	25,01	0,4913	12,45	0,6076
108,0	2399,2	4,514	3,831	4,358	1,880	0,454	4,312	25,13	0,4959	12,51	0,6076
109,0	2400,1	4,513	3,831	4,357	1,879	0,453	4,312	25,25	0,5006	12,57	0,6075
110,0	2401,0	4,513	3,831	4,357	1,879	0,453	4,311	25,36	0,5053	12,62	0,6075
111,0	2401,9	4,512	3,830	4,357	1,878	0,453	4,310	25,48	0,5099	12,68	0,6074
112,0	2402,7	4,512	3,830	4,357	1,878	0,453	4,310	25,60	0,5146	12,74	0,6074
113,0	2403,6	4,511	3,829	4,357	1,877	0,453	4,309	25,71	0,5192	12,80	0,6074
114,0	2404,5	4,511	3,829	4,357	1,877	0,452	4,308	25,83	0,5239	12,85	0,6073
115,0	2405,4	4,510	3,828	4,357	1,876	0,452	4,308	25,94	0,5286	12,91	0,6073
116,0	2406,3	4,510	3,828	4,356	1,876	0,452	4,307	26,06	0,5332	12,96	0,6073
117,0	2407,2	4,509	3,827	4,356	1,875	0,452	4,306	26,17	0,5379	13,02	0,6072
118,0	2408,1	4,508	3,827	4,356	1,875	0,452	4,306	26,28	0,5426	13,07	0,6072
119,0	2409,0	4,508	3,826	4,356	1,874	0,451	4,305	26,40	0,5472	13,13	0,6072

Перегін			1	Координата			5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	р <sub>п1</sub> , МПа	р <sub>п2</sub> , МПа	р <sub>п3</sub> , МПа	р <sub>вх2</sub> , МПа	р <sub>вх3</sub> , МПа	р <sub>x</sub> , МПа	d <sub>0</sub> , мм	f <sub>0</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>0</sub> ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>0</sub>
120,0	2409,9	4,507	3,826	4,356	1,874	0,451	4,304	26,51	0,5519	13,18	0,6071
121,0	2410,8	4,507	3,826	4,356	1,873	0,451	4,304	26,62	0,5566	13,24	0,6071
122,0	2411,6	4,506	3,825	4,356	1,873	0,451	4,303	26,73	0,5613	13,29	0,6071
123,0	2412,5	4,506	3,825	4,355	1,872	0,451	4,302	26,84	0,5659	13,35	0,6071
124,0	2413,4	4,505	3,824	4,355	1,872	0,451	4,302	26,95	0,5706	13,40	0,6070
125,0	2414,3	4,505	3,824	4,355	1,871	0,450	4,301	27,06	0,5753	13,46	0,6070
126,0	2415,2	4,504	3,823	4,355	1,871	0,450	4,300	27,17	0,5799	13,51	0,6070
127,0	2416,1	4,504	3,823	4,355	1,870	0,450	4,300	27,28	0,5846	13,56	0,6069
128,0	2417,0	4,503	3,822	4,355	1,870	0,450	4,299	27,39	0,5893	13,62	0,6069
129,0	2417,9	4,503	3,822	4,355	1,869	0,450	4,299	27,50	0,5940	13,67	0,6069
130,0	2418,8	4,502	3,821	4,354	1,869	0,449	4,298	27,61	0,5987	13,72	0,6068
131,0	2419,6	4,502	3,821	4,354	1,868	0,449	4,297	27,72	0,6033	13,77	0,6068
132,0	2420,5	4,501	3,821	4,354	1,868	0,449	4,297	27,82	0,6080	13,83	0,6068
133,0	2421,4	4,500	3,820	4,354	1,867	0,449	4,296	27,93	0,6127	13,88	0,6068
134,0	2422,3	4,500	3,820	4,354	1,867	0,449	4,295	28,04	0,6174	13,93	0,6067
135,0	2423,2	4,499	3,819	4,354	1,866	0,448	4,295	28,14	0,6221	13,98	0,6067
136,0	2424,1	4,499	3,819	4,354	1,866	0,448	4,294	28,25	0,6268	14,03	0,6067
137,0	2425,0	4,498	3,818	4,353	1,866	0,448	4,293	28,35	0,6314	14,08	0,6067
138,0	2425,9	4,498	3,818	4,353	1,865	0,448	4,293	28,46	0,6361	14,14	0,6066
139,0	2426,8	4,497	3,817	4,353	1,865	0,448	4,292	28,56	0,6408	14,19	0,6066
140,0	2427,6	4,497	3,817	4,353	1,864	0,447	4,291	28,67	0,6455	14,24	0,6066
141,0	2428,5	4,496	3,816	4,353	1,864	0,447	4,291	28,77	0,6502	14,29	0,6066
142,0	2429,4	4,496	3,816	4,353	1,863	0,447	4,290	28,88	0,6549	14,34	0,6065
143,0	2430,3	4,495	3,815	4,353	1,863	0,447	4,289	28,98	0,6596	14,39	0,6065
144,0	2431,2	4,495	3,815	4,352	1,862	0,447	4,289	29,08	0,6643	14,44	0,6065
145,0	2432,1	4,494	3,815	4,352	1,862	0,446	4,288	29,18	0,6690	14,49	0,6064
146,0	2433,0	4,493	3,814	4,352	1,861	0,446	4,287	29,29	0,6736	14,54	0,6064
147,0	2433,9	4,493	3,814	4,352	1,861	0,446	4,287	29,39	0,6783	14,59	0,6064
148,0	2434,7	4,492	3,813	4,352	1,860	0,446	4,286	29,49	0,6830	14,64	0,6064
149,0	2435,6	4,492	3,813	4,352	1,860	0,446	4,285	29,59	0,6877	14,69	0,6064
150,0	2436,5	4,491	3,812	4,352	1,859	0,445	4,285	29,69	0,6924	14,73	0,6063
151,0	2437,4	4,491	3,812	4,351	1,859	0,445	4,284	29,79	0,6971	14,78	0,6063
152,0	2438,3	4,490	3,811	4,351	1,858	0,445	4,283	29,89	0,7018	14,83	0,6063
153,0	2439,2	4,490	3,811	4,351	1,858	0,445	4,283	29,99	0,7065	14,88	0,6063
154,0	2440,1	4,489	3,810	4,351	1,857	0,445	4,282	30,09	0,7112	14,93	0,6062
155,0	2441,0	4,489	3,810	4,351	1,857	0,444	4,281	30,19	0,7159	14,98	0,6062
156,0	2441,9	4,488	3,810	4,351	1,856	0,444	4,281	30,29	0,7206	15,02	0,6062
157,0	2442,7	4,488	3,809	4,351	1,856	0,444	4,280	30,39	0,7253	15,07	0,6062
158,0	2443,6	4,487	3,809	4,350	1,855	0,444	4,279	30,49	0,7300	15,12	0,6061
159,0	2444,5	4,486	3,808	4,350	1,855	0,444	4,279	30,59	0,7347	15,17	0,6061

Перегін			1	Координата			5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>0</sub> , мм	f <sub>0</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>0</sub> ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>0</sub>
160,0	2445,4	4,486	3,808	4,350	1,854	0,443	4,278	30,68	0,7394	15,21	0,6061
161,0	2446,3	4,485	3,807	4,350	1,854	0,443	4,277	30,78	0,7441	15,26	0,6061
162,0	2447,2	4,485	3,807	4,350	1,853	0,443	4,277	30,88	0,7489	15,31	0,6061
163,0	2448,1	4,484	3,806	4,350	1,853	0,443	4,276	30,98	0,7536	15,36	0,6060
164,0	2449,0	4,484	3,806	4,350	1,852	0,443	4,275	31,07	0,7583	15,40	0,6060
165,0	2449,8	4,483	3,805	4,349	1,852	0,442	4,274	31,17	0,7630	15,45	0,6060
166,0	2450,7	4,483	3,805	4,349	1,851	0,442	4,274	31,26	0,7677	15,49	0,6060
167,0	2451,6	4,482	3,804	4,349	1,851	0,442	4,273	31,36	0,7724	15,54	0,6060
168,0	2452,5	4,482	3,804	4,349	1,850	0,442	4,272	31,46	0,7771	15,59	0,6059
169,0	2453,4	4,481	3,804	4,349	1,850	0,442	4,272	31,55	0,7818	15,63	0,6059
170,0	2454,3	4,481	3,803	4,349	1,849	0,441	4,271	31,65	0,7865	15,68	0,6059
171,0	2455,2	4,480	3,803	4,349	1,849	0,441	4,270	31,74	0,7913	15,72	0,6059
172,0	2456,1	4,479	3,802	4,348	1,848	0,441	4,270	31,84	0,7960	15,77	0,6058
173,0	2456,9	4,479	3,802	4,348	1,848	0,441	4,269	31,93	0,8007	15,82	0,6058
174,0	2457,8	4,478	3,801	4,348	1,847	0,441	4,268	32,02	0,8054	15,86	0,6058
175,0	2458,7	4,478	3,801	4,348	1,847	0,440	4,268	32,12	0,8101	15,91	0,6058
176,0	2459,6	4,477	3,800	4,348	1,846	0,440	4,267	32,21	0,8149	15,95	0,6058
177,0	2460,5	4,477	3,800	4,348	1,846	0,440	4,266	32,30	0,8196	16,00	0,6058
178,0	2461,4	4,476	3,799	4,348	1,845	0,440	4,266	32,40	0,8243	16,04	0,6057
179,0	2462,3	4,476	3,799	4,347	1,845	0,440	4,265	32,49	0,8290	16,09	0,6057
180,0	2463,2	4,475	3,798	4,347	1,844	0,439	4,264	32,58	0,8337	16,13	0,6057
181,0	2464,0	4,475	3,798	4,347	1,844	0,439	4,264	32,67	0,8385	16,17	0,6057
182,0	2464,9	4,474	3,797	4,347	1,843	0,439	4,263	32,77	0,8432	16,22	0,6057
183,0	2465,8	4,473	3,797	4,347	1,843	0,439	4,262	32,86	0,8479	16,26	0,6056
184,0	2466,7	4,473	3,797	4,347	1,843	0,439	4,262	32,95	0,8526	16,31	0,6056
185,0	2467,6	4,472	3,796	4,347	1,842	0,438	4,261	33,04	0,8574	16,35	0,6056
186,0	2468,5	4,472	3,796	4,346	1,842	0,438	4,260	33,13	0,8621	16,39	0,6056
187,0	2469,4	4,471	3,795	4,346	1,841	0,438	4,260	33,22	0,8668	16,44	0,6056
188,0	2470,2	4,471	3,795	4,346	1,841	0,438	4,259	33,31	0,8716	16,48	0,6055
189,0	2471,1	4,470	3,794	4,346	1,840	0,438	4,258	33,40	0,8763	16,52	0,6055
190,0	2472,0	4,470	3,794	4,346	1,840	0,437	4,258	33,49	0,8810	16,57	0,6055
191,0	2472,9	4,469	3,793	4,346	1,839	0,437	4,257	33,58	0,8858	16,61	0,6055
192,0	2473,8	4,469	3,793	4,346	1,839	0,437	4,256	33,67	0,8905	16,65	0,6055
193,0	2474,7	4,468	3,792	4,345	1,838	0,437	4,256	33,76	0,8952	16,70	0,6055
194,0	2475,6	4,467	3,792	4,345	1,838	0,437	4,255	33,85	0,9000	16,74	0,6054
195,0	2476,5	4,467	3,791	4,345	1,837	0,436	4,254	33,94	0,9047	16,78	0,6054
196,0	2477,3	4,466	3,791	4,345	1,837	0,436	4,254	34,03	0,9094	16,82	0,6054
197,0	2478,2	4,466	3,790	4,345	1,836	0,436	4,253	34,12	0,9142	16,87	0,6054
198,0	2479,1	4,465	3,790	4,345	1,836	0,436	4,252	34,21	0,9189	16,91	0,6054
199,0	2480,0	4,465	3,790	4,345	1,835	0,436	4,252	34,29	0,9236	16,95	0,6054

Перегін			1	Координата			5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>0</sub> , мм	f <sub>0</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>0</sub> ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>0</sub>
200,0	2480,9	4,464	3,789	4,344	1,835	0,435	4,251	34,38	0,9284	16,99	0,6053
201,0	2481,8	4,464	3,789	4,344	1,834	0,435	4,250	34,47	0,9331	17,04	0,6053
202,0	2482,7	4,463	3,788	4,344	1,834	0,435	4,250	34,56	0,9379	17,08	0,6053
203,0	2483,5	4,463	3,788	4,344	1,833	0,435	4,249	34,64	0,9426	17,12	0,6053
204,0	2484,4	4,462	3,787	4,344	1,833	0,435	4,248	34,73	0,9474	17,16	0,6053
205,0	2485,3	4,461	3,787	4,344	1,832	0,434	4,248	34,82	0,9521	17,20	0,6053
206,0	2486,2	4,461	3,786	4,343	1,832	0,434	4,247	34,90	0,9569	17,24	0,6052
207,0	2487,1	4,460	3,786	4,343	1,831	0,434	4,246	34,99	0,9616	17,29	0,6052
208,0	2488,0	4,460	3,785	4,343	1,831	0,434	4,245	35,08	0,9663	17,33	0,6052
209,0	2488,9	4,459	3,785	4,343	1,830	0,434	4,245	35,16	0,9711	17,37	0,6052
210,0	2489,7	4,459	3,784	4,343	1,830	0,433	4,244	35,25	0,9758	17,41	0,6052
211,0	2490,6	4,458	3,784	4,343	1,829	0,433	4,243	35,33	0,9806	17,45	0,6052
212,0	2491,5	4,458	3,783	4,343	1,829	0,433	4,243	35,42	0,9853	17,49	0,6052
213,0	2492,4	4,457	3,783	4,342	1,828	0,433	4,242	35,51	0,9901	17,53	0,6051
214,0	2493,3	4,457	3,783	4,342	1,828	0,433	4,241	35,59	0,9949	17,57	0,6051
215,0	2494,2	4,456	3,782	4,342	1,827	0,432	4,241	35,68	0,9996	17,61	0,6051
216,0	2495,1	4,455	3,782	4,342	1,827	0,432	4,240	35,76	1,0044	17,65	0,6051
217,0	2495,9	4,455	3,781	4,342	1,826	0,432	4,239	35,84	1,0091	17,69	0,6051
218,0	2496,8	4,454	3,781	4,342	1,826	0,432	4,239	35,93	1,0139	17,73	0,6051
219,0	2497,7	4,454	3,780	4,342	1,825	0,432	4,238	36,01	1,0186	17,77	0,6050
220,0	2498,6	4,453	3,780	4,341	1,825	0,431	4,237	36,10	1,0234	17,81	0,6050
221,0	2499,5	4,453	3,779	4,341	1,824	0,431	4,237	36,18	1,0282	17,85	0,6050
222,0	2500,4	4,452	3,779	4,341	1,824	0,431	4,236	36,26	1,0329	17,89	0,6050
223,0	2501,3	4,452	3,778	4,341	1,823	0,431	4,235	36,35	1,0377	17,93	0,6050
224,0	2502,1	4,451	3,778	4,341	1,823	0,431	4,235	36,43	1,0424	17,97	0,6050
225,0	2503,0	4,450	3,777	4,341	1,822	0,430	4,234	36,51	1,0472	18,01	0,6050
226,0	2503,9	4,450	3,777	4,341	1,822	0,430	4,233	36,60	1,0520	18,05	0,6049
227,0	2504,8	4,449	3,776	4,340	1,821	0,430	4,233	36,68	1,0567	18,09	0,6049
228,0	2505,7	4,449	3,776	4,340	1,821	0,430	4,232	36,76	1,0615	18,13	0,6049
229,0	2506,6	4,448	3,775	4,340	1,820	0,430	4,231	36,85	1,0663	18,17	0,6049
230,0	2507,5	4,448	3,775	4,340	1,820	0,429	4,230	36,93	1,0710	18,21	0,6049
231,0	2508,3	4,447	3,775	4,340	1,819	0,429	4,230	37,01	1,0758	18,25	0,6049
232,0	2509,2	4,447	3,774	4,340	1,819	0,429	4,229	37,09	1,0806	18,29	0,6049
233,0	2510,1	4,446	3,774	4,340	1,818	0,429	4,228	37,17	1,0853	18,33	0,6048
234,0	2511,0	4,445	3,773	4,339	1,818	0,429	4,228	37,26	1,0901	18,36	0,6048
235,0	2511,9	4,445	3,773	4,339	1,817	0,428	4,227	37,34	1,0949	18,40	0,6048
236,0	2512,8	4,444	3,772	4,339	1,817	0,428	4,226	37,42	1,0996	18,44	0,6048
237,0	2513,6	4,444	3,772	4,339	1,816	0,428	4,226	37,50	1,1044	18,48	0,6048
238,0	2514,5	4,443	3,771	4,339	1,816	0,428	4,225	37,58	1,1092	18,52	0,6048
239,0	2515,4	4,443	3,771	4,339	1,815	0,428	4,224	37,66	1,1140	18,56	0,6048

Перегін			1	Координата			5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>0</sub> , мм	f <sub>0</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>0</sub> ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>0</sub>
240,0	2516,3	4,442	3,770	4,339	1,815	0,427	4,224	37,74	1,1187	18,59	0,6048
241,0	2517,2	4,442	3,770	4,338	1,814	0,427	4,223	37,82	1,1235	18,63	0,6047
242,0	2518,1	4,441	3,769	4,338	1,814	0,427	4,222	37,90	1,1283	18,67	0,6047
243,0	2519,0	4,441	3,769	4,338	1,813	0,427	4,222	37,98	1,1331	18,71	0,6047
244,0	2519,8	4,440	3,768	4,338	1,813	0,427	4,221	38,06	1,1379	18,75	0,6047
245,0	2520,7	4,439	3,768	4,338	1,812	0,426	4,220	38,14	1,1426	18,78	0,6047
246,0	2521,6	4,439	3,767	4,338	1,812	0,426	4,220	38,22	1,1474	18,82	0,6047
247,0	2522,5	4,438	3,767	4,337	1,811	0,426	4,219	38,30	1,1522	18,86	0,6047
248,0	2523,4	4,438	3,767	4,337	1,811	0,426	4,218	38,38	1,1570	18,90	0,6047
249,0	2524,3	4,437	3,766	4,337	1,810	0,425	4,217	38,46	1,1618	18,94	0,6046
250,0	2525,2	4,437	3,766	4,337	1,810	0,425	4,217	38,54	1,1666	18,97	0,6046
251,0	2526,1	4,436	3,765	4,337	1,809	0,425	4,216	38,62	1,1713	19,01	0,6046
252,0	2527,0	4,435	3,765	4,337	1,809	0,425	4,215	38,70	1,1761	19,05	0,6046
253,0	2527,9	4,435	3,764	4,337	1,808	0,425	4,215	38,78	1,1809	19,08	0,6046
254,0	2528,7	4,434	3,764	4,336	1,808	0,424	4,214	38,85	1,1857	19,12	0,6046
255,0	2529,6	4,434	3,763	4,336	1,807	0,424	4,213	38,93	1,1905	19,16	0,6046
256,0	2530,5	4,433	3,763	4,336	1,807	0,424	4,213	39,01	1,1953	19,20	0,6046
257,0	2531,4	4,433	3,762	4,336	1,806	0,424	4,212	39,09	1,2001	19,23	0,6045
258,0	2532,3	4,432	3,762	4,336	1,806	0,424	4,211	39,17	1,2049	19,27	0,6045
259,0	2533,2	4,432	3,761	4,336	1,805	0,423	4,211	39,25	1,2097	19,31	0,6045
260,0	2534,0	4,431	3,761	4,336	1,805	0,423	4,210	39,32	1,2145	19,34	0,6045
261,0	2534,9	4,430	3,760	4,335	1,804	0,423	4,209	39,40	1,2193	19,38	0,6045
262,0	2535,8	4,430	3,760	4,335	1,804	0,423	4,208	39,48	1,2240	19,42	0,6045
263,0	2536,7	4,429	3,759	4,335	1,803	0,423	4,208	39,56	1,2288	19,45	0,6045
264,0	2537,6	4,429	3,759	4,335	1,803	0,422	4,207	39,63	1,2336	19,49	0,6045
265,0	2538,5	4,428	3,758	4,335	1,802	0,422	4,206	39,71	1,2384	19,52	0,6044
266,0	2539,3	4,428	3,758	4,335	1,802	0,422	4,206	39,79	1,2432	19,56	0,6044
267,0	2540,2	4,427	3,757	4,335	1,801	0,422	4,205	39,86	1,2480	19,60	0,6044
268,0	2541,1	4,427	3,757	4,334	1,801	0,422	4,204	39,94	1,2528	19,63	0,6044
269,0	2542,0	4,426	3,756	4,334	1,800	0,421	4,204	40,02	1,2576	19,67	0,6044
270,0	2542,9	4,425	3,756	4,334	1,800	0,421	4,203	40,09	1,2624	19,70	0,6044
271,0	2543,8	4,425	3,756	4,334	1,799	0,421	4,202	40,17	1,2672	19,74	0,6044
272,0	2544,6	4,424	3,755	4,334	1,799	0,421	4,202	40,24	1,2721	19,78	0,6044
273,0	2545,5	4,424	3,755	4,334	1,798	0,421	4,201	40,32	1,2769	19,81	0,6044
274,0	2546,4	4,423	3,754	4,333	1,798	0,420	4,200	40,40	1,2817	19,85	0,6043
275,0	2547,3	4,423	3,754	4,333	1,797	0,420	4,199	40,47	1,2865	19,88	0,6043
276,0	2548,2	4,422	3,753	4,333	1,797	0,420	4,199	40,55	1,2913	19,92	0,6043
277,0	2549,1	4,422	3,753	4,333	1,796	0,420	4,198	40,62	1,2961	19,95	0,6043
278,0	2549,9	4,421	3,752	4,333	1,796	0,420	4,197	40,70	1,3009	19,99	0,6043
279,0	2550,8	4,420	3,752	4,333	1,795	0,419	4,197	40,77	1,3057	20,02	0,6043

Перегін			1	Координата			5				
Qx, м <sup>3</sup> /год	Q1, м <sup>3</sup> /год	рп1, МПа	рп2, МПа	рп3, МПа	рвх2, МПа	рвх3, МПа	рх, МПа	do, мм	fo, мм <sup>2</sup>	Reo ×10 <sup>-4</sup>	μo
280,0	2551,7	4,420	3,751	4,333	1,795	0,419	4,196	40,85	1,3105	20,06	0,6043
281,0	2552,6	4,419	3,751	4,332	1,794	0,419	4,195	40,92	1,3153	20,09	0,6043
282,0	2553,5	4,419	3,750	4,332	1,793	0,419	4,195	41,00	1,3201	20,13	0,6043
283,0	2554,4	4,418	3,750	4,332	1,793	0,419	4,194	41,07	1,3250	20,16	0,6042
284,0	2555,2	4,418	3,749	4,332	1,792	0,418	4,193	41,15	1,3298	20,20	0,6042
285,0	2556,1	4,417	3,749	4,332	1,792	0,418	4,193	41,22	1,3346	20,23	0,6042
286,0	2557,0	4,416	3,748	4,332	1,791	0,418	4,192	41,30	1,3394	20,27	0,6042
287,0	2557,9	4,416	3,748	4,332	1,791	0,418	4,191	41,37	1,3442	20,30	0,6042
288,0	2558,8	4,415	3,747	4,331	1,790	0,417	4,190	41,44	1,3490	20,34	0,6042
289,0	2559,7	4,415	3,747	4,331	1,790	0,417	4,190	41,52	1,3539	20,37	0,6042
290,0	2560,5	4,414	3,746	4,331	1,789	0,417	4,189	41,59	1,3587	20,41	0,6042
291,0	2561,4	4,414	3,746	4,331	1,789	0,417	4,188	41,67	1,3635	20,44	0,6042
292,0	2562,3	4,413	3,745	4,331	1,788	0,417	4,188	41,74	1,3683	20,48	0,6042
293,0	2563,2	4,413	3,745	4,331	1,788	0,416	4,187	41,81	1,3732	20,51	0,6041
294,0	2564,1	4,412	3,745	4,331	1,787	0,416	4,186	41,89	1,3780	20,55	0,6041
295,0	2565,0	4,411	3,744	4,330	1,787	0,416	4,186	41,96	1,3828	20,58	0,6041
296,0	2565,8	4,411	3,744	4,330	1,786	0,416	4,185	42,03	1,3876	20,61	0,6041
297,0	2566,7	4,410	3,743	4,330	1,786	0,416	4,184	42,11	1,3925	20,65	0,6041
298,0	2567,6	4,410	3,743	4,330	1,785	0,415	4,183	42,18	1,3973	20,68	0,6041
299,0	2568,5	4,409	3,742	4,330	1,785	0,415	4,183	42,25	1,4021	20,72	0,6041
300,0	2569,4	4,409	3,742	4,330	1,784	0,415	4,182	42,32	1,4069	20,75	0,6041

Перегін			2	Координата			5				
Qx, м <sup>3</sup> /год	Q1, м <sup>3</sup> /год	рп1, МПа	рп2, МПа	рп3, МПа	рвх2, МПа	рвх3, МПа	рх, МПа	do, мм	fo, мм <sup>2</sup>	Reo ×10 <sup>-4</sup>	μo
0,0	2302,9	4,570	3,880	4,373	1,931	0,474	3,628	0,00	0,0000	0,00	0,0000
1,0	2303,5	4,570	3,878	4,372	1,929	0,474	3,626	2,45	0,0047	1,12	0,6440
2,0	2304,0	4,569	3,877	4,371	1,928	0,473	3,625	3,49	0,0096	1,59	0,6356
3,0	2304,6	4,569	3,875	4,371	1,926	0,472	3,623	4,29	0,0145	1,96	0,6313
4,0	2305,2	4,569	3,874	4,370	1,925	0,472	3,621	4,97	0,0194	2,27	0,6285
5,0	2305,8	4,568	3,872	4,370	1,924	0,471	3,620	5,56	0,0243	2,54	0,6265
6,0	2306,4	4,568	3,870	4,369	1,922	0,470	3,618	6,10	0,0292	2,78	0,6250
7,0	2307,0	4,568	3,869	4,369	1,921	0,469	3,617	6,60	0,0342	3,01	0,6237
8,0	2307,6	4,567	3,867	4,368	1,920	0,469	3,615	7,06	0,0392	3,22	0,6227
9,0	2308,2	4,567	3,866	4,368	1,918	0,468	3,613	7,49	0,0441	3,42	0,6218
10,0	2308,8	4,567	3,864	4,367	1,917	0,467	3,612	7,91	0,0491	3,60	0,6210
11,0	2309,4	4,566	3,863	4,367	1,915	0,466	3,610	8,30	0,0541	3,78	0,6203
12,0	2310,0	4,566	3,861	4,366	1,914	0,466	3,608	8,67	0,0591	3,95	0,6197
13,0	2310,6	4,566	3,860	4,366	1,913	0,465	3,607	9,03	0,0641	4,11	0,6191
14,0	2311,2	4,565	3,858	4,365	1,911	0,464	3,605	9,38	0,0691	4,27	0,6186



Перегін			2	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм2	Re <sub>о</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>	
15,0	2311,8	4,565	3,857	4,365	1,910	0,464	3,604	9,71	0,0741	4,42	0,6182	
16,0	2312,4	4,565	3,855	4,364	1,908	0,463	3,602	10,03	0,0791	4,57	0,6177	
17,0	2313,0	4,564	3,854	4,364	1,907	0,462	3,600	10,35	0,0841	4,71	0,6174	
18,0	2313,6	4,564	3,852	4,363	1,906	0,461	3,599	10,65	0,0891	4,84	0,6170	
19,0	2314,2	4,564	3,850	4,363	1,904	0,461	3,597	10,95	0,0941	4,98	0,6167	
20,0	2314,7	4,563	3,849	4,362	1,903	0,460	3,595	11,24	0,0991	5,11	0,6163	
21,0	2315,3	4,563	3,847	4,362	1,901	0,459	3,594	11,52	0,1042	5,23	0,6160	
22,0	2315,9	4,563	3,846	4,361	1,900	0,459	3,592	11,79	0,1092	5,36	0,6158	
23,0	2316,5	4,562	3,844	4,361	1,899	0,458	3,591	12,06	0,1143	5,48	0,6155	
24,0	2317,1	4,562	3,843	4,360	1,897	0,457	3,589	12,32	0,1193	5,60	0,6152	
25,0	2317,7	4,562	3,841	4,360	1,896	0,456	3,587	12,58	0,1243	5,71	0,6150	
26,0	2318,3	4,561	3,840	4,359	1,895	0,456	3,586	12,84	0,1294	5,83	0,6148	
27,0	2318,9	4,561	3,838	4,358	1,893	0,455	3,584	13,08	0,1344	5,94	0,6146	
28,0	2319,5	4,561	3,837	4,358	1,892	0,454	3,582	13,33	0,1395	6,05	0,6144	
29,0	2320,1	4,560	3,835	4,357	1,890	0,454	3,581	13,57	0,1446	6,15	0,6142	
30,0	2320,7	4,560	3,834	4,357	1,889	0,453	3,579	13,80	0,1496	6,26	0,6140	
31,0	2321,3	4,560	3,832	4,356	1,888	0,452	3,578	14,03	0,1547	6,36	0,6138	
32,0	2321,9	4,559	3,830	4,356	1,886	0,451	3,576	14,26	0,1598	6,47	0,6136	
33,0	2322,5	4,559	3,829	4,355	1,885	0,451	3,574	14,49	0,1648	6,57	0,6135	
34,0	2323,1	4,559	3,827	4,355	1,883	0,450	3,573	14,71	0,1699	6,67	0,6133	
35,0	2323,6	4,558	3,826	4,354	1,882	0,449	3,571	14,93	0,1750	6,76	0,6132	
36,0	2324,2	4,558	3,824	4,354	1,881	0,448	3,570	15,14	0,1801	6,86	0,6130	
37,0	2324,8	4,558	3,823	4,353	1,879	0,448	3,568	15,35	0,1852	6,95	0,6129	
38,0	2325,4	4,557	3,821	4,353	1,878	0,447	3,566	15,56	0,1903	7,05	0,6127	
39,0	2326,0	4,557	3,820	4,352	1,876	0,446	3,565	15,77	0,1954	7,14	0,6126	
40,0	2326,6	4,556	3,818	4,352	1,875	0,446	3,563	15,98	0,2005	7,23	0,6125	
41,0	2327,2	4,556	3,817	4,351	1,874	0,445	3,561	16,18	0,2056	7,32	0,6123	
42,0	2327,8	4,556	3,815	4,351	1,872	0,444	3,560	16,38	0,2107	7,41	0,6122	
43,0	2328,4	4,555	3,814	4,350	1,871	0,443	3,558	16,57	0,2158	7,50	0,6121	
44,0	2329,0	4,555	3,812	4,350	1,869	0,443	3,557	16,77	0,2209	7,58	0,6120	
45,0	2329,6	4,555	3,810	4,349	1,868	0,442	3,555	16,96	0,2260	7,67	0,6119	
46,0	2330,2	4,554	3,809	4,349	1,867	0,441	3,553	17,15	0,2311	7,75	0,6118	
47,0	2330,7	4,554	3,807	4,348	1,865	0,440	3,552	17,34	0,2362	7,84	0,6116	
48,0	2331,3	4,554	3,806	4,348	1,864	0,440	3,550	17,53	0,2413	7,92	0,6115	
49,0	2331,9	4,553	3,804	4,347	1,863	0,439	3,548	17,71	0,2465	8,00	0,6114	
50,0	2332,5	4,553	3,803	4,346	1,861	0,438	3,547	17,90	0,2516	8,08	0,6113	
51,0	2333,1	4,553	3,801	4,346	1,860	0,438	3,545	18,08	0,2567	8,16	0,6113	
52,0	2333,7	4,552	3,800	4,345	1,858	0,437	3,544	18,26	0,2619	8,24	0,6112	
53,0	2334,3	4,552	3,798	4,345	1,857	0,436	3,542	18,44	0,2670	8,32	0,6111	
54,0	2334,9	4,552	3,797	4,344	1,856	0,435	3,540	18,61	0,2721	8,40	0,6110	

Перегін			2	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>o</sub> , мм	f <sub>o</sub> , мм2	Re <sub>o</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>o</sub>	
55,0	2335,5	4,551	3,795	4,344	1,854	0,435	3,539	18,79	0,2773	8,47	0,6109	
56,0	2336,1	4,551	3,794	4,343	1,853	0,434	3,537	18,96	0,2824	8,55	0,6108	
57,0	2336,7	4,551	3,792	4,343	1,851	0,433	3,535	19,14	0,2876	8,63	0,6107	
58,0	2337,2	4,550	3,790	4,342	1,850	0,433	3,534	19,31	0,2927	8,70	0,6106	
59,0	2337,8	4,550	3,789	4,342	1,849	0,432	3,532	19,47	0,2979	8,77	0,6106	
60,0	2338,4	4,550	3,787	4,341	1,847	0,431	3,531	19,64	0,3030	8,85	0,6105	
61,0	2339,0	4,549	3,786	4,341	1,846	0,430	3,529	19,81	0,3082	8,92	0,6104	
62,0	2339,6	4,549	3,784	4,340	1,844	0,430	3,527	19,97	0,3134	8,99	0,6103	
63,0	2340,2	4,549	3,783	4,340	1,843	0,429	3,526	20,14	0,3185	9,07	0,6103	
64,0	2340,8	4,548	3,781	4,339	1,842	0,428	3,524	20,30	0,3237	9,14	0,6102	
65,0	2341,4	4,548	3,780	4,339	1,840	0,427	3,522	20,46	0,3289	9,21	0,6101	
66,0	2342,0	4,548	3,778	4,338	1,839	0,427	3,521	20,62	0,3340	9,28	0,6101	
67,0	2342,6	4,547	3,777	4,338	1,837	0,426	3,519	20,78	0,3392	9,35	0,6100	
68,0	2343,2	4,547	3,775	4,337	1,836	0,425	3,517	20,94	0,3444	9,42	0,6099	
69,0	2343,8	4,547	3,773	4,336	1,835	0,425	3,516	21,10	0,3496	9,48	0,6099	
70,0	2344,4	4,546	3,772	4,336	1,833	0,424	3,514	21,25	0,3548	9,55	0,6098	
71,0	2345,0	4,546	3,770	4,335	1,832	0,423	3,513	21,41	0,3600	9,62	0,6097	
72,0	2345,5	4,545	3,769	4,335	1,830	0,422	3,511	21,56	0,3651	9,69	0,6097	
73,0	2346,1	4,545	3,767	4,334	1,829	0,422	3,509	21,71	0,3703	9,75	0,6096	
74,0	2346,7	4,545	3,766	4,334	1,828	0,421	3,508	21,87	0,3755	9,82	0,6096	
75,0	2347,3	4,544	3,764	4,333	1,826	0,420	3,506	22,02	0,3807	9,88	0,6095	
76,0	2347,9	4,544	3,763	4,333	1,825	0,419	3,504	22,17	0,3859	9,95	0,6094	
77,0	2348,5	4,544	3,761	4,332	1,823	0,419	3,503	22,32	0,3911	10,01	0,6094	
78,0	2349,1	4,543	3,759	4,332	1,822	0,418	3,501	22,46	0,3964	10,08	0,6093	
79,0	2349,7	4,543	3,758	4,331	1,821	0,417	3,500	22,61	0,4016	10,14	0,6093	
80,0	2350,2	4,543	3,756	4,331	1,819	0,417	3,498	22,76	0,4068	10,20	0,6092	
81,0	2350,8	4,542	3,755	4,330	1,818	0,416	3,496	22,90	0,4120	10,27	0,6092	
82,0	2351,4	4,542	3,753	4,330	1,816	0,415	3,495	23,05	0,4172	10,33	0,6091	
83,0	2352,0	4,542	3,752	4,329	1,815	0,414	3,493	23,19	0,4224	10,39	0,6091	
84,0	2352,6	4,541	3,750	4,329	1,814	0,414	3,491	23,33	0,4277	10,45	0,6090	
85,0	2353,2	4,541	3,749	4,328	1,812	0,413	3,490	23,48	0,4329	10,51	0,6090	
86,0	2353,8	4,541	3,747	4,328	1,811	0,412	3,488	23,62	0,4381	10,57	0,6089	
87,0	2354,4	4,540	3,746	4,327	1,809	0,411	3,487	23,76	0,4433	10,64	0,6089	
88,0	2355,0	4,540	3,744	4,327	1,808	0,411	3,485	23,90	0,4486	10,70	0,6088	
89,0	2355,5	4,540	3,742	4,326	1,807	0,410	3,483	24,04	0,4538	10,76	0,6088	
90,0	2356,1	4,539	3,741	4,326	1,805	0,409	3,482	24,18	0,4591	10,81	0,6087	
91,0	2356,7	4,539	3,739	4,325	1,804	0,409	3,480	24,31	0,4643	10,87	0,6087	
92,0	2357,3	4,539	3,738	4,324	1,802	0,408	3,478	24,45	0,4696	10,93	0,6086	
93,0	2357,9	4,538	3,736	4,324	1,801	0,407	3,477	24,59	0,4748	10,99	0,6086	
94,0	2358,5	4,538	3,735	4,323	1,800	0,406	3,475	24,72	0,4801	11,05	0,6085	

Перегін			2	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>o</sub> , мм	f <sub>o</sub> , мм2	Re <sub>o</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>o</sub>	
95,0	2359,1	4,538	3,733	4,323	1,798	0,406	3,474	24,86	0,4853	11,11	0,6085	
96,0	2359,6	4,537	3,732	4,322	1,797	0,405	3,472	24,99	0,4906	11,16	0,6085	
97,0	2360,2	4,537	3,730	4,322	1,796	0,404	3,470	25,13	0,4958	11,22	0,6084	
98,0	2360,8	4,537	3,729	4,321	1,794	0,403	3,469	25,26	0,5011	11,28	0,6084	
99,0	2361,4	4,536	3,727	4,321	1,793	0,403	3,467	25,39	0,5064	11,33	0,6083	
100,0	2362,0	4,536	3,725	4,320	1,791	0,402	3,465	25,52	0,5116	11,39	0,6083	
101,0	2362,6	4,535	3,724	4,320	1,790	0,401	3,464	25,65	0,5169	11,45	0,6083	
102,0	2363,2	4,535	3,722	4,319	1,789	0,401	3,462	25,78	0,5222	11,50	0,6082	
103,0	2363,8	4,535	3,721	4,319	1,787	0,400	3,460	25,91	0,5274	11,56	0,6082	
104,0	2364,3	4,534	3,719	4,318	1,786	0,399	3,459	26,04	0,5327	11,61	0,6081	
105,0	2364,9	4,534	3,718	4,318	1,784	0,398	3,457	26,17	0,5380	11,67	0,6081	
106,0	2365,5	4,534	3,716	4,317	1,783	0,398	3,456	26,30	0,5433	11,72	0,6081	
107,0	2366,1	4,533	3,715	4,317	1,782	0,397	3,454	26,43	0,5486	11,78	0,6080	
108,0	2366,7	4,533	3,713	4,316	1,780	0,396	3,452	26,56	0,5539	11,83	0,6080	
109,0	2367,3	4,533	3,712	4,316	1,779	0,396	3,451	26,68	0,5592	11,88	0,6080	
110,0	2367,9	4,532	3,710	4,315	1,777	0,395	3,449	26,81	0,5645	11,94	0,6079	
111,0	2368,4	4,532	3,708	4,315	1,776	0,394	3,447	26,93	0,5698	11,99	0,6079	
112,0	2369,0	4,532	3,707	4,314	1,775	0,393	3,446	27,06	0,5751	12,04	0,6078	
113,0	2369,6	4,531	3,705	4,313	1,773	0,393	3,444	27,18	0,5804	12,09	0,6078	
114,0	2370,2	4,531	3,704	4,313	1,772	0,392	3,443	27,31	0,5857	12,15	0,6078	
115,0	2370,8	4,531	3,702	4,312	1,770	0,391	3,441	27,43	0,5910	12,20	0,6077	
116,0	2371,4	4,530	3,701	4,312	1,769	0,390	3,439	27,55	0,5963	12,25	0,6077	
117,0	2371,9	4,530	3,699	4,311	1,768	0,390	3,438	27,68	0,6016	12,30	0,6077	
118,0	2372,5	4,530	3,698	4,311	1,766	0,389	3,436	27,80	0,6069	12,35	0,6076	
119,0	2373,1	4,529	3,696	4,310	1,765	0,388	3,434	27,92	0,6123	12,40	0,6076	
120,0	2373,7	4,529	3,695	4,310	1,763	0,387	3,433	28,04	0,6176	12,46	0,6076	
121,0	2374,3	4,529	3,693	4,309	1,762	0,387	3,431	28,16	0,6229	12,51	0,6076	
122,0	2374,9	4,528	3,691	4,309	1,761	0,386	3,430	28,28	0,6282	12,56	0,6075	
123,0	2375,5	4,528	3,690	4,308	1,759	0,385	3,428	28,40	0,6336	12,61	0,6075	
124,0	2376,0	4,528	3,688	4,308	1,758	0,385	3,426	28,52	0,6389	12,66	0,6075	
125,0	2376,6	4,527	3,687	4,307	1,756	0,384	3,425	28,64	0,6442	12,71	0,6074	
126,0	2377,2	4,527	3,685	4,307	1,755	0,383	3,423	28,76	0,6496	12,76	0,6074	
127,0	2377,8	4,527	3,684	4,306	1,754	0,382	3,421	28,88	0,6549	12,80	0,6074	
128,0	2378,4	4,526	3,682	4,306	1,752	0,382	3,420	28,99	0,6603	12,85	0,6073	
129,0	2379,0	4,526	3,681	4,305	1,751	0,381	3,418	29,11	0,6656	12,90	0,6073	
130,0	2379,5	4,525	3,679	4,305	1,749	0,380	3,416	29,23	0,6710	12,95	0,6073	
131,0	2380,1	4,525	3,678	4,304	1,748	0,380	3,415	29,34	0,6763	13,00	0,6073	
132,0	2380,7	4,525	3,676	4,303	1,747	0,379	3,413	29,46	0,6817	13,05	0,6072	
133,0	2381,3	4,524	3,674	4,303	1,745	0,378	3,412	29,58	0,6870	13,10	0,6072	
134,0	2381,9	4,524	3,673	4,302	1,744	0,377	3,410	29,69	0,6924	13,14	0,6072	

Перегін			2	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм2	Re <sub>о</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>	
135,0	2382,5	4,524	3,671	4,302	1,742	0,377	3,408	29,81	0,6978	13,19	0,6071	
136,0	2383,0	4,523	3,670	4,301	1,741	0,376	3,407	29,92	0,7031	13,24	0,6071	
137,0	2383,6	4,523	3,668	4,301	1,740	0,375	3,405	30,04	0,7085	13,29	0,6071	
138,0	2384,2	4,523	3,667	4,300	1,738	0,374	3,403	30,15	0,7139	13,33	0,6071	
139,0	2384,8	4,522	3,665	4,300	1,737	0,374	3,402	30,26	0,7193	13,38	0,6070	
140,0	2385,4	4,522	3,664	4,299	1,735	0,373	3,400	30,38	0,7246	13,43	0,6070	
141,0	2386,0	4,522	3,662	4,299	1,734	0,372	3,399	30,49	0,7300	13,47	0,6070	
142,0	2386,5	4,521	3,660	4,298	1,733	0,371	3,397	30,60	0,7354	13,52	0,6070	
143,0	2387,1	4,521	3,659	4,298	1,731	0,371	3,395	30,71	0,7408	13,57	0,6069	
144,0	2387,7	4,521	3,657	4,297	1,730	0,370	3,394	30,82	0,7462	13,61	0,6069	
145,0	2388,3	4,520	3,656	4,297	1,728	0,369	3,392	30,93	0,7516	13,66	0,6069	
146,0	2388,9	4,520	3,654	4,296	1,727	0,369	3,390	31,05	0,7570	13,70	0,6069	
147,0	2389,5	4,520	3,653	4,296	1,726	0,368	3,389	31,16	0,7624	13,75	0,6068	
148,0	2390,0	4,519	3,651	4,295	1,724	0,367	3,387	31,27	0,7678	13,79	0,6068	
149,0	2390,6	4,519	3,650	4,295	1,723	0,366	3,385	31,38	0,7732	13,84	0,6068	
150,0	2391,2	4,519	3,648	4,294	1,721	0,366	3,384	31,49	0,7786	13,88	0,6068	
151,0	2391,8	4,518	3,647	4,293	1,720	0,365	3,382	31,59	0,7840	13,93	0,6067	
152,0	2392,4	4,518	3,645	4,293	1,719	0,364	3,381	31,70	0,7894	13,97	0,6067	
153,0	2392,9	4,518	3,643	4,292	1,717	0,363	3,379	31,81	0,7948	14,02	0,6067	
154,0	2393,5	4,517	3,642	4,292	1,716	0,363	3,377	31,92	0,8003	14,06	0,6067	
155,0	2394,1	4,517	3,640	4,291	1,714	0,362	3,376	32,03	0,8057	14,11	0,6066	
156,0	2394,7	4,516	3,639	4,291	1,713	0,361	3,374	32,14	0,8111	14,15	0,6066	
157,0	2395,3	4,516	3,637	4,290	1,712	0,361	3,372	32,24	0,8165	14,19	0,6066	
158,0	2395,9	4,516	3,636	4,290	1,710	0,360	3,371	32,35	0,8220	14,24	0,6066	
159,0	2396,4	4,515	3,634	4,289	1,709	0,359	3,369	32,46	0,8274	14,28	0,6066	
160,0	2397,0	4,515	3,633	4,289	1,707	0,358	3,367	32,56	0,8328	14,33	0,6065	
161,0	2397,6	4,515	3,631	4,288	1,706	0,358	3,366	32,67	0,8383	14,37	0,6065	
162,0	2398,2	4,514	3,629	4,288	1,705	0,357	3,364	32,78	0,8437	14,41	0,6065	
163,0	2398,8	4,514	3,628	4,287	1,703	0,356	3,363	32,88	0,8492	14,45	0,6065	
164,0	2399,3	4,514	3,626	4,287	1,702	0,355	3,361	32,99	0,8546	14,50	0,6064	
165,0	2399,9	4,513	3,625	4,286	1,700	0,355	3,359	33,09	0,8601	14,54	0,6064	
166,0	2400,5	4,513	3,623	4,286	1,699	0,354	3,358	33,20	0,8655	14,58	0,6064	
167,0	2401,1	4,513	3,622	4,285	1,698	0,353	3,356	33,30	0,8710	14,62	0,6064	
168,0	2401,7	4,512	3,620	4,285	1,696	0,353	3,354	33,41	0,8764	14,67	0,6064	
169,0	2402,2	4,512	3,619	4,284	1,695	0,352	3,353	33,51	0,8819	14,71	0,6063	
170,0	2402,8	4,512	3,617	4,284	1,693	0,351	3,351	33,61	0,8873	14,75	0,6063	
171,0	2403,4	4,511	3,615	4,283	1,692	0,350	3,349	33,72	0,8928	14,79	0,6063	
172,0	2404,0	4,511	3,614	4,282	1,691	0,350	3,348	33,82	0,8983	14,83	0,6063	
173,0	2404,6	4,511	3,612	4,282	1,689	0,349	3,346	33,92	0,9038	14,88	0,6063	
174,0	2405,1	4,510	3,611	4,281	1,688	0,348	3,345	34,02	0,9092	14,92	0,6062	

Перегін			2	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>o</sub> , мм	f <sub>o</sub> , мм2	Re <sub>o</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>o</sub>	
175,0	2405,7	4,510	3,609	4,281	1,686	0,347	3,343	34,13	0,9147	14,96	0,6062	
176,0	2406,3	4,510	3,608	4,280	1,685	0,347	3,341	34,23	0,9202	15,00	0,6062	
177,0	2406,9	4,509	3,606	4,280	1,684	0,346	3,340	34,33	0,9257	15,04	0,6062	
178,0	2407,5	4,509	3,605	4,279	1,682	0,345	3,338	34,43	0,9312	15,08	0,6062	
179,0	2408,0	4,509	3,603	4,279	1,681	0,345	3,336	34,53	0,9367	15,12	0,6061	
180,0	2408,6	4,508	3,601	4,278	1,679	0,344	3,335	34,64	0,9422	15,16	0,6061	
181,0	2409,2	4,508	3,600	4,278	1,678	0,343	3,333	34,74	0,9477	15,20	0,6061	
182,0	2409,8	4,507	3,598	4,277	1,677	0,342	3,331	34,84	0,9532	15,24	0,6061	
183,0	2410,3	4,507	3,597	4,277	1,675	0,342	3,330	34,94	0,9586	15,28	0,6061	
184,0	2410,9	4,507	3,595	4,276	1,674	0,341	3,328	35,04	0,9642	15,32	0,6061	
185,0	2411,5	4,506	3,594	4,276	1,672	0,340	3,327	35,14	0,9697	15,36	0,6060	
186,0	2412,1	4,506	3,592	4,275	1,671	0,339	3,325	35,24	0,9752	15,40	0,6060	
187,0	2412,7	4,506	3,591	4,275	1,670	0,339	3,323	35,34	0,9807	15,44	0,6060	
188,0	2413,2	4,505	3,589	4,274	1,668	0,338	3,322	35,44	0,9862	15,48	0,6060	
189,0	2413,8	4,505	3,587	4,273	1,667	0,337	3,320	35,53	0,9917	15,52	0,6060	
190,0	2414,4	4,505	3,586	4,273	1,665	0,337	3,318	35,63	0,9972	15,56	0,6059	
191,0	2415,0	4,504	3,584	4,272	1,664	0,336	3,317	35,73	1,0028	15,60	0,6059	
192,0	2415,6	4,504	3,583	4,272	1,662	0,335	3,315	35,83	1,0083	15,64	0,6059	
193,0	2416,1	4,504	3,581	4,271	1,661	0,334	3,313	35,93	1,0138	15,68	0,6059	
194,0	2416,7	4,503	3,580	4,271	1,660	0,334	3,312	36,03	1,0194	15,72	0,6059	
195,0	2417,3	4,503	3,578	4,270	1,658	0,333	3,310	36,12	1,0249	15,76	0,6059	
196,0	2417,9	4,503	3,577	4,270	1,657	0,332	3,309	36,22	1,0304	15,79	0,6058	
197,0	2418,4	4,502	3,575	4,269	1,655	0,331	3,307	36,32	1,0360	15,83	0,6058	
198,0	2419,0	4,502	3,574	4,269	1,654	0,331	3,305	36,42	1,0415	15,87	0,6058	
199,0	2419,6	4,502	3,572	4,268	1,653	0,330	3,304	36,51	1,0471	15,91	0,6058	
200,0	2420,2	4,501	3,570	4,268	1,651	0,329	3,302	36,61	1,0526	15,95	0,6058	
201,0	2420,8	4,501	3,569	4,267	1,650	0,328	3,300	36,71	1,0582	15,99	0,6058	
202,0	2421,3	4,501	3,567	4,267	1,648	0,328	3,299	36,80	1,0637	16,02	0,6057	
203,0	2421,9	4,500	3,566	4,266	1,647	0,327	3,297	36,90	1,0693	16,06	0,6057	
204,0	2422,5	4,500	3,564	4,266	1,646	0,326	3,295	36,99	1,0749	16,10	0,6057	
205,0	2423,1	4,499	3,563	4,265	1,644	0,326	3,294	37,09	1,0804	16,14	0,6057	
206,0	2423,6	4,499	3,561	4,265	1,643	0,325	3,292	37,19	1,0860	16,17	0,6057	
207,0	2424,2	4,499	3,560	4,264	1,641	0,324	3,291	37,28	1,0916	16,21	0,6057	
208,0	2424,8	4,498	3,558	4,264	1,640	0,323	3,289	37,38	1,0971	16,25	0,6056	
209,0	2425,4	4,498	3,556	4,263	1,639	0,323	3,287	37,47	1,1027	16,29	0,6056	
210,0	2425,9	4,498	3,555	4,262	1,637	0,322	3,286	37,57	1,1083	16,32	0,6056	
211,0	2426,5	4,497	3,553	4,262	1,636	0,321	3,284	37,66	1,1139	16,36	0,6056	
212,0	2427,1	4,497	3,552	4,261	1,634	0,320	3,282	37,75	1,1195	16,40	0,6056	
213,0	2427,7	4,497	3,550	4,261	1,633	0,320	3,281	37,85	1,1251	16,43	0,6056	
214,0	2428,2	4,496	3,549	4,260	1,632	0,319	3,279	37,94	1,1307	16,47	0,6056	

Перегін			2	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм2	Re <sub>о</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>	
215,0	2428,8	4,496	3,547	4,260	1,630	0,318	3,277	38,04	1,1363	16,51	0,6055	
216,0	2429,4	4,496	3,546	4,259	1,629	0,318	3,276	38,13	1,1419	16,54	0,6055	
217,0	2430,0	4,495	3,544	4,259	1,627	0,317	3,274	38,22	1,1475	16,58	0,6055	
218,0	2430,6	4,495	3,542	4,258	1,626	0,316	3,272	38,32	1,1531	16,62	0,6055	
219,0	2431,1	4,495	3,541	4,258	1,625	0,315	3,271	38,41	1,1587	16,65	0,6055	
220,0	2431,7	4,494	3,539	4,257	1,623	0,315	3,269	38,50	1,1643	16,69	0,6055	
221,0	2432,3	4,494	3,538	4,257	1,622	0,314	3,268	38,59	1,1699	16,72	0,6054	
222,0	2432,9	4,494	3,536	4,256	1,620	0,313	3,266	38,69	1,1755	16,76	0,6054	
223,0	2433,4	4,493	3,535	4,256	1,619	0,312	3,264	38,78	1,1811	16,80	0,6054	
224,0	2434,0	4,493	3,533	4,255	1,618	0,312	3,263	38,87	1,1868	16,83	0,6054	
225,0	2434,6	4,493	3,532	4,255	1,616	0,311	3,261	38,96	1,1924	16,87	0,6054	
226,0	2435,2	4,492	3,530	4,254	1,615	0,310	3,259	39,06	1,1980	16,90	0,6054	
227,0	2435,7	4,492	3,528	4,253	1,613	0,310	3,258	39,15	1,2036	16,94	0,6054	
228,0	2436,3	4,491	3,527	4,253	1,612	0,309	3,256	39,24	1,2093	16,97	0,6053	
229,0	2436,9	4,491	3,525	4,252	1,611	0,308	3,254	39,33	1,2149	17,01	0,6053	
230,0	2437,5	4,491	3,524	4,252	1,609	0,307	3,253	39,42	1,2206	17,04	0,6053	
231,0	2438,0	4,490	3,522	4,251	1,608	0,307	3,251	39,51	1,2262	17,08	0,6053	
232,0	2438,6	4,490	3,521	4,251	1,606	0,306	3,250	39,60	1,2318	17,11	0,6053	
233,0	2439,2	4,490	3,519	4,250	1,605	0,305	3,248	39,69	1,2375	17,15	0,6053	
234,0	2439,7	4,489	3,517	4,250	1,603	0,304	3,246	39,78	1,2431	17,18	0,6053	
235,0	2440,3	4,489	3,516	4,249	1,602	0,304	3,245	39,88	1,2488	17,22	0,6053	
236,0	2440,9	4,489	3,514	4,249	1,601	0,303	3,243	39,97	1,2545	17,25	0,6052	
237,0	2441,5	4,488	3,513	4,248	1,599	0,302	3,241	40,06	1,2601	17,29	0,6052	
238,0	2442,0	4,488	3,511	4,248	1,598	0,301	3,240	40,15	1,2658	17,32	0,6052	
239,0	2442,6	4,488	3,510	4,247	1,596	0,301	3,238	40,24	1,2715	17,36	0,6052	
240,0	2443,2	4,487	3,508	4,247	1,595	0,300	3,236	40,32	1,2771	17,39	0,6052	
241,0	2443,8	4,487	3,507	4,246	1,594	0,299	3,235	40,41	1,2828	17,43	0,6052	
242,0	2444,3	4,487	3,505	4,246	1,592	0,299	3,233	40,50	1,2885	17,46	0,6052	
243,0	2444,9	4,486	3,503	4,245	1,591	0,298	3,231	40,59	1,2942	17,49	0,6052	
244,0	2445,5	4,486	3,502	4,244	1,589	0,297	3,230	40,68	1,2998	17,53	0,6051	
245,0	2446,1	4,486	3,500	4,244	1,588	0,296	3,228	40,77	1,3055	17,56	0,6051	
246,0	2446,6	4,485	3,499	4,243	1,587	0,296	3,227	40,86	1,3112	17,59	0,6051	
247,0	2447,2	4,485	3,497	4,243	1,585	0,295	3,225	40,95	1,3169	17,63	0,6051	
248,0	2447,8	4,485	3,496	4,242	1,584	0,294	3,223	41,04	1,3226	17,66	0,6051	
249,0	2448,3	4,484	3,494	4,242	1,582	0,293	3,222	41,12	1,3283	17,70	0,6051	
250,0	2448,9	4,484	3,493	4,241	1,581	0,293	3,220	41,21	1,3340	17,73	0,6051	
251,0	2449,4	4,484	3,491	4,241	1,580	0,292	3,219	41,30	1,3397	17,76	0,6050	
252,0	2449,8	4,483	3,490	4,242	1,579	0,292	3,217	41,39	1,3453	17,80	0,6050	
253,0	2450,2	4,483	3,489	4,242	1,578	0,292	3,216	41,47	1,3509	17,83	0,6050	
254,0	2450,7	4,483	3,488	4,242	1,577	0,292	3,215	41,56	1,3565	17,86	0,6050	

Перегін			2	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм2	Re <sub>о</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>	
255,0	2451,1	4,482	3,487	4,242	1,576	0,292	3,214	41,65	1,3621	17,90	0,6050	
256,0	2451,5	4,482	3,485	4,243	1,575	0,292	3,212	41,73	1,3678	17,93	0,6050	
257,0	2451,9	4,482	3,484	4,243	1,574	0,292	3,211	41,82	1,3734	17,96	0,6050	
258,0	2452,4	4,482	3,483	4,243	1,572	0,292	3,210	41,90	1,3790	18,00	0,6050	
259,0	2452,8	4,481	3,482	4,244	1,571	0,292	3,209	41,99	1,3847	18,03	0,6050	
260,0	2453,2	4,481	3,481	4,244	1,570	0,292	3,208	42,07	1,3903	18,06	0,6049	
261,0	2453,7	4,481	3,480	4,244	1,569	0,292	3,206	42,16	1,3960	18,10	0,6049	
262,0	2454,1	4,481	3,478	4,244	1,568	0,292	3,205	42,24	1,4016	18,13	0,6049	
263,0	2454,5	4,480	3,477	4,245	1,567	0,292	3,204	42,33	1,4072	18,16	0,6049	
264,0	2454,9	4,480	3,476	4,245	1,566	0,292	3,203	42,41	1,4129	18,20	0,6049	
265,0	2455,4	4,480	3,475	4,245	1,565	0,292	3,201	42,50	1,4185	18,23	0,6049	
266,0	2455,8	4,480	3,474	4,245	1,564	0,292	3,200	42,58	1,4242	18,26	0,6049	
267,0	2456,2	4,479	3,473	4,246	1,563	0,292	3,199	42,67	1,4299	18,30	0,6049	
268,0	2456,6	4,479	3,472	4,246	1,562	0,292	3,198	42,75	1,4355	18,33	0,6048	
269,0	2457,1	4,479	3,470	4,246	1,561	0,292	3,197	42,84	1,4412	18,36	0,6048	
270,0	2457,5	4,479	3,469	4,247	1,560	0,292	3,195	42,92	1,4468	18,39	0,6048	
271,0	2457,9	4,478	3,468	4,247	1,559	0,292	3,194	43,00	1,4525	18,43	0,6048	
272,0	2458,3	4,478	3,467	4,247	1,558	0,292	3,193	43,09	1,4582	18,46	0,6048	
273,0	2458,7	4,478	3,466	4,247	1,557	0,292	3,192	43,17	1,4638	18,49	0,6048	
274,0	2459,2	4,478	3,465	4,248	1,556	0,292	3,190	43,26	1,4695	18,52	0,6048	
275,0	2459,6	4,477	3,463	4,248	1,555	0,292	3,189	43,34	1,4752	18,55	0,6048	
276,0	2460,0	4,477	3,462	4,248	1,554	0,292	3,188	43,42	1,4808	18,59	0,6048	
277,0	2460,4	4,477	3,461	4,248	1,553	0,292	3,187	43,51	1,4865	18,62	0,6047	
278,0	2460,9	4,477	3,460	4,249	1,552	0,292	3,186	43,59	1,4922	18,65	0,6047	
279,0	2461,3	4,476	3,459	4,249	1,550	0,292	3,184	43,67	1,4979	18,68	0,6047	
280,0	2461,7	4,476	3,458	4,249	1,549	0,292	3,183	43,75	1,5036	18,71	0,6047	
281,0	2462,1	4,476	3,456	4,250	1,548	0,292	3,182	43,84	1,5092	18,75	0,6047	
282,0	2462,6	4,475	3,455	4,250	1,547	0,292	3,181	43,92	1,5149	18,78	0,6047	
283,0	2463,0	4,475	3,454	4,250	1,546	0,292	3,179	44,00	1,5206	18,81	0,6047	
284,0	2463,4	4,475	3,453	4,250	1,545	0,292	3,178	44,08	1,5263	18,84	0,6047	
285,0	2463,8	4,475	3,452	4,251	1,544	0,292	3,177	44,17	1,5320	18,87	0,6047	
286,0	2464,3	4,474	3,451	4,251	1,543	0,292	3,176	44,25	1,5377	18,90	0,6046	
287,0	2464,7	4,474	3,450	4,251	1,542	0,292	3,175	44,33	1,5434	18,94	0,6046	
288,0	2465,1	4,474	3,448	4,251	1,541	0,292	3,173	44,41	1,5491	18,97	0,6046	
289,0	2465,5	4,474	3,447	4,252	1,540	0,292	3,172	44,49	1,5548	19,00	0,6046	
290,0	2465,9	4,473	3,446	4,252	1,539	0,292	3,171	44,57	1,5605	19,03	0,6046	
291,0	2466,4	4,473	3,445	4,252	1,538	0,292	3,170	44,66	1,5662	19,06	0,6046	
292,0	2466,8	4,473	3,444	4,252	1,537	0,292	3,169	44,74	1,5719	19,09	0,6046	
293,0	2467,2	4,473	3,443	4,253	1,536	0,292	3,167	44,82	1,5777	19,12	0,6046	
294,0	2467,6	4,472	3,441	4,253	1,535	0,292	3,166	44,90	1,5834	19,15	0,6046	

Перегін			2	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	р <sub>н1</sub> , МПа	р <sub>н2</sub> , МПа	р <sub>н3</sub> , МПа	р <sub>вх2</sub> , МПа	р <sub>вх3</sub> , МПа	р <sub>х</sub> , МПа	d <sub>o</sub> , мм	f <sub>o</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>o</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>o</sub>	
295,0	2468,1	4,472	3,440	4,253	1,534	0,292	3,165	44,98	1,5891	19,18	0,6046	
296,0	2468,5	4,472	3,439	4,254	1,533	0,292	3,164	45,06	1,5948	19,21	0,6045	
297,0	2468,9	4,472	3,438	4,254	1,532	0,292	3,162	45,14	1,6005	19,25	0,6045	
298,0	2469,3	4,471	3,437	4,254	1,531	0,292	3,161	45,22	1,6063	19,28	0,6045	
299,0	2469,7	4,471	3,436	4,254	1,530	0,292	3,160	45,30	1,6120	19,31	0,6045	
300,0	2470,2	4,471	3,434	4,255	1,528	0,292	3,159	45,38	1,6177	19,34	0,6045	

Перегін			3	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	р <sub>н1</sub> , МПа	р <sub>н2</sub> , МПа	р <sub>н3</sub> , МПа	р <sub>вх2</sub> , МПа	р <sub>вх3</sub> , МПа	р <sub>х</sub> , МПа	d <sub>o</sub> , мм	f <sub>o</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>o</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>o</sub>	
0,0	2302,9	4,570	3,880	4,373	1,931	0,474	4,044	0,00	0,0000	0,00	0,0000	
1,0	2303,7	4,570	3,879	4,372	1,931	0,475	4,044	2,39	0,0045	1,15	0,6433	
2,0	2304,5	4,569	3,879	4,372	1,930	0,475	4,043	3,40	0,0091	1,64	0,6350	
3,0	2305,3	4,569	3,879	4,372	1,930	0,475	4,043	4,18	0,0137	2,01	0,6308	
4,0	2306,1	4,568	3,878	4,372	1,930	0,475	4,043	4,83	0,0184	2,33	0,6280	
5,0	2306,9	4,568	3,878	4,371	1,930	0,475	4,043	5,41	0,0230	2,61	0,6260	
6,0	2307,7	4,567	3,878	4,371	1,930	0,475	4,043	5,94	0,0277	2,86	0,6245	
7,0	2308,5	4,567	3,877	4,371	1,930	0,475	4,042	6,42	0,0324	3,09	0,6233	
8,0	2309,3	4,566	3,877	4,370	1,930	0,476	4,042	6,87	0,0370	3,31	0,6222	
9,0	2310,1	4,566	3,877	4,370	1,930	0,476	4,042	7,29	0,0417	3,51	0,6213	
10,0	2310,9	4,566	3,877	4,370	1,929	0,476	4,042	7,69	0,0464	3,71	0,6206	
11,0	2311,7	4,565	3,876	4,370	1,929	0,476	4,041	8,07	0,0511	3,89	0,6199	
12,0	2312,5	4,565	3,876	4,369	1,929	0,476	4,041	8,43	0,0558	4,06	0,6193	
13,0	2313,3	4,564	3,876	4,369	1,929	0,476	4,041	8,78	0,0606	4,23	0,6187	
14,0	2314,1	4,564	3,875	4,369	1,929	0,477	4,041	9,12	0,0653	4,39	0,6182	
15,0	2314,9	4,563	3,875	4,369	1,929	0,477	4,041	9,44	0,0700	4,55	0,6178	
16,0	2315,7	4,563	3,875	4,368	1,929	0,477	4,040	9,75	0,0747	4,70	0,6174	
17,0	2316,5	4,562	3,874	4,368	1,929	0,477	4,040	10,06	0,0794	4,85	0,6170	
18,0	2317,3	4,562	3,874	4,368	1,929	0,477	4,040	10,35	0,0841	4,99	0,6166	
19,0	2318,1	4,561	3,874	4,368	1,928	0,477	4,040	10,64	0,0889	5,13	0,6163	
20,0	2318,9	4,561	3,873	4,367	1,928	0,477	4,039	10,92	0,0936	5,26	0,6160	
21,0	2319,7	4,560	3,873	4,367	1,928	0,478	4,039	11,19	0,0983	5,39	0,6157	
22,0	2320,5	4,560	3,873	4,367	1,928	0,478	4,039	11,45	0,1031	5,52	0,6154	
23,0	2321,3	4,560	3,872	4,367	1,928	0,478	4,039	11,71	0,1078	5,64	0,6152	
24,0	2322,1	4,559	3,872	4,366	1,928	0,478	4,038	11,97	0,1125	5,77	0,6149	
25,0	2322,9	4,559	3,872	4,366	1,928	0,478	4,038	12,22	0,1173	5,89	0,6147	
26,0	2323,7	4,558	3,871	4,366	1,928	0,478	4,038	12,46	0,1220	6,00	0,6144	
27,0	2324,5	4,558	3,871	4,366	1,927	0,478	4,038	12,70	0,1267	6,12	0,6142	
28,0	2325,3	4,557	3,871	4,365	1,927	0,479	4,038	12,94	0,1315	6,23	0,6140	
29,0	2326,1	4,557	3,870	4,365	1,927	0,479	4,037	13,17	0,1362	6,34	0,6138	



Перегін			3	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>o</sub> , мм	f <sub>o</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>o</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>o</sub>	
30,0	2326,9	4,556	3,870	4,365	1,927	0,479	4,037	13,40	0,1410	6,45	0,6137	
31,0	2327,7	4,556	3,870	4,365	1,927	0,479	4,037	13,62	0,1457	6,56	0,6135	
32,0	2328,5	4,555	3,870	4,364	1,927	0,479	4,037	13,84	0,1505	6,67	0,6133	
33,0	2329,3	4,555	3,869	4,364	1,927	0,479	4,036	14,06	0,1552	6,77	0,6131	
34,0	2330,1	4,554	3,869	4,364	1,927	0,479	4,036	14,27	0,1600	6,87	0,6130	
35,0	2330,9	4,554	3,869	4,364	1,927	0,480	4,036	14,48	0,1647	6,97	0,6128	
36,0	2331,7	4,554	3,868	4,363	1,926	0,480	4,036	14,69	0,1695	7,07	0,6127	
37,0	2332,5	4,553	3,868	4,363	1,926	0,480	4,036	14,89	0,1742	7,17	0,6125	
38,0	2333,3	4,553	3,868	4,363	1,926	0,480	4,035	15,09	0,1790	7,27	0,6124	
39,0	2334,1	4,552	3,867	4,363	1,926	0,480	4,035	15,29	0,1837	7,37	0,6123	
40,0	2334,9	4,552	3,867	4,362	1,926	0,480	4,035	15,49	0,1885	7,46	0,6121	
41,0	2335,7	4,551	3,867	4,362	1,926	0,481	4,035	15,69	0,1932	7,55	0,6120	
42,0	2336,5	4,551	3,866	4,362	1,926	0,481	4,034	15,88	0,1980	7,65	0,6119	
43,0	2337,4	4,550	3,866	4,362	1,926	0,481	4,034	16,07	0,2027	7,74	0,6118	
44,0	2338,2	4,550	3,866	4,361	1,925	0,481	4,034	16,25	0,2075	7,83	0,6117	
45,0	2339,0	4,549	3,865	4,361	1,925	0,481	4,034	16,44	0,2123	7,92	0,6115	
46,0	2339,8	4,549	3,865	4,361	1,925	0,481	4,033	16,62	0,2170	8,00	0,6114	
47,0	2340,6	4,548	3,865	4,361	1,925	0,481	4,033	16,80	0,2218	8,09	0,6113	
48,0	2341,4	4,548	3,864	4,360	1,925	0,482	4,033	16,98	0,2265	8,18	0,6112	
49,0	2342,2	4,547	3,864	4,360	1,925	0,482	4,033	17,16	0,2313	8,26	0,6111	
50,0	2343,0	4,547	3,864	4,360	1,925	0,482	4,033	17,34	0,2361	8,35	0,6110	
51,0	2343,8	4,547	3,863	4,360	1,925	0,482	4,032	17,51	0,2408	8,43	0,6109	
52,0	2344,6	4,546	3,863	4,359	1,925	0,482	4,032	17,68	0,2456	8,51	0,6109	
53,0	2345,4	4,546	3,863	4,359	1,924	0,482	4,032	17,85	0,2504	8,59	0,6108	
54,0	2346,2	4,545	3,863	4,359	1,924	0,482	4,032	18,02	0,2551	8,68	0,6107	
55,0	2347,0	4,545	3,862	4,359	1,924	0,483	4,031	18,19	0,2599	8,76	0,6106	
56,0	2347,8	4,544	3,862	4,358	1,924	0,483	4,031	18,36	0,2647	8,84	0,6105	
57,0	2348,6	4,544	3,862	4,358	1,924	0,483	4,031	18,52	0,2695	8,92	0,6104	
58,0	2349,4	4,543	3,861	4,358	1,924	0,483	4,031	18,69	0,2742	8,99	0,6103	
59,0	2350,2	4,543	3,861	4,358	1,924	0,483	4,031	18,85	0,2790	9,07	0,6103	
60,0	2351,0	4,542	3,861	4,357	1,924	0,483	4,030	19,01	0,2838	9,15	0,6102	
61,0	2351,8	4,542	3,860	4,357	1,923	0,483	4,030	19,17	0,2885	9,22	0,6101	
62,0	2352,6	4,541	3,860	4,357	1,923	0,484	4,030	19,33	0,2933	9,30	0,6100	
63,0	2353,4	4,541	3,860	4,356	1,923	0,484	4,030	19,48	0,2981	9,38	0,6100	
64,0	2354,2	4,540	3,859	4,356	1,923	0,484	4,029	19,64	0,3029	9,45	0,6099	
65,0	2355,0	4,540	3,859	4,356	1,923	0,484	4,029	19,79	0,3076	9,52	0,6098	
66,0	2355,8	4,539	3,859	4,356	1,923	0,484	4,029	19,94	0,3124	9,60	0,6098	
67,0	2356,6	4,539	3,858	4,355	1,923	0,484	4,029	20,10	0,3172	9,67	0,6097	
68,0	2357,3	4,539	3,858	4,355	1,923	0,485	4,028	20,25	0,3220	9,74	0,6096	
69,0	2358,1	4,538	3,858	4,355	1,923	0,485	4,028	20,40	0,3268	9,81	0,6096	

Перегін			3	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>o</sub> , мм	f <sub>o</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>o</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>o</sub>	
70,0	2358,9	4,538	3,857	4,355	1,922	0,485	4,028	20,55	0,3315	9,89	0,6095	
71,0	2359,7	4,537	3,857	4,354	1,922	0,485	4,028	20,69	0,3363	9,96	0,6094	
72,0	2360,5	4,537	3,857	4,354	1,922	0,485	4,028	20,84	0,3411	10,03	0,6094	
73,0	2361,3	4,536	3,856	4,354	1,922	0,485	4,027	20,99	0,3459	10,10	0,6093	
74,0	2362,1	4,536	3,856	4,354	1,922	0,485	4,027	21,13	0,3507	10,17	0,6093	
75,0	2362,9	4,535	3,856	4,353	1,922	0,486	4,027	21,27	0,3554	10,23	0,6092	
76,0	2363,7	4,535	3,855	4,353	1,922	0,486	4,027	21,42	0,3602	10,30	0,6091	
77,0	2364,5	4,534	3,855	4,353	1,922	0,486	4,026	21,56	0,3650	10,37	0,6091	
78,0	2365,3	4,534	3,855	4,353	1,922	0,486	4,026	21,70	0,3698	10,44	0,6090	
79,0	2366,1	4,533	3,854	4,352	1,921	0,486	4,026	21,84	0,3746	10,50	0,6090	
80,0	2366,9	4,533	3,854	4,352	1,921	0,486	4,026	21,98	0,3794	10,57	0,6089	
81,0	2367,7	4,532	3,854	4,352	1,921	0,486	4,025	22,12	0,3841	10,64	0,6089	
82,0	2368,5	4,532	3,854	4,352	1,921	0,487	4,025	22,25	0,3889	10,70	0,6088	
83,0	2369,3	4,532	3,853	4,351	1,921	0,487	4,025	22,39	0,3937	10,77	0,6088	
84,0	2370,1	4,531	3,853	4,351	1,921	0,487	4,025	22,53	0,3985	10,83	0,6087	
85,0	2370,9	4,531	3,853	4,351	1,921	0,487	4,025	22,66	0,4033	10,90	0,6087	
86,0	2371,7	4,530	3,852	4,351	1,921	0,487	4,024	22,79	0,4081	10,96	0,6086	
87,0	2372,5	4,530	3,852	4,350	1,920	0,487	4,024	22,93	0,4129	11,03	0,6086	
88,0	2373,3	4,529	3,852	4,350	1,920	0,488	4,024	23,06	0,4177	11,09	0,6085	
89,0	2374,1	4,529	3,851	4,350	1,920	0,488	4,024	23,19	0,4225	11,15	0,6085	
90,0	2374,9	4,528	3,851	4,350	1,920	0,488	4,023	23,32	0,4273	11,22	0,6084	
91,0	2375,7	4,528	3,851	4,349	1,920	0,488	4,023	23,45	0,4320	11,28	0,6084	
92,0	2376,5	4,527	3,850	4,349	1,920	0,488	4,023	23,58	0,4368	11,34	0,6083	
93,0	2377,3	4,527	3,850	4,349	1,920	0,488	4,023	23,71	0,4416	11,40	0,6083	
94,0	2378,1	4,526	3,850	4,348	1,920	0,488	4,022	23,84	0,4464	11,46	0,6082	
95,0	2378,9	4,526	3,849	4,348	1,919	0,489	4,022	23,97	0,4512	11,52	0,6082	
96,0	2379,7	4,525	3,849	4,348	1,919	0,489	4,022	24,10	0,4560	11,58	0,6082	
97,0	2380,5	4,525	3,849	4,348	1,919	0,489	4,022	24,22	0,4608	11,65	0,6081	
98,0	2381,3	4,524	3,848	4,347	1,919	0,489	4,022	24,35	0,4656	11,71	0,6081	
99,0	2382,1	4,524	3,848	4,347	1,919	0,489	4,021	24,47	0,4704	11,77	0,6080	
100,0	2382,9	4,524	3,848	4,347	1,919	0,489	4,021	24,60	0,4752	11,82	0,6080	
101,0	2383,7	4,523	3,847	4,347	1,919	0,489	4,021	24,72	0,4800	11,88	0,6080	
102,0	2384,5	4,523	3,847	4,346	1,919	0,490	4,021	24,84	0,4848	11,94	0,6079	
103,0	2385,3	4,522	3,847	4,346	1,919	0,490	4,020	24,97	0,4896	12,00	0,6079	
104,0	2386,1	4,522	3,846	4,346	1,918	0,490	4,020	25,09	0,4944	12,06	0,6078	
105,0	2386,9	4,521	3,846	4,346	1,918	0,490	4,020	25,21	0,4992	12,12	0,6078	
106,0	2387,7	4,521	3,846	4,345	1,918	0,490	4,020	25,33	0,5040	12,18	0,6078	
107,0	2388,5	4,520	3,845	4,345	1,918	0,490	4,019	25,45	0,5088	12,23	0,6077	
108,0	2389,3	4,520	3,845	4,345	1,918	0,491	4,019	25,57	0,5136	12,29	0,6077	
109,0	2390,1	4,519	3,845	4,345	1,918	0,491	4,019	25,69	0,5184	12,35	0,6077	

Перегін			3	Координата				5			
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>о</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>
110,0	2390,9	4,519	3,844	4,344	1,918	0,491	4,019	25,81	0,5232	12,40	0,6076
111,0	2391,7	4,518	3,844	4,344	1,918	0,491	4,019	25,93	0,5280	12,46	0,6076
112,0	2392,4	4,518	3,844	4,344	1,917	0,491	4,018	26,05	0,5328	12,52	0,6075
113,0	2393,2	4,517	3,843	4,344	1,917	0,491	4,018	26,16	0,5376	12,57	0,6075
114,0	2394,0	4,517	3,843	4,343	1,917	0,491	4,018	26,28	0,5424	12,63	0,6075
115,0	2394,8	4,516	3,843	4,343	1,917	0,492	4,018	26,40	0,5472	12,68	0,6074
116,0	2395,6	4,516	3,843	4,343	1,917	0,492	4,017	26,51	0,5520	12,74	0,6074
117,0	2396,4	4,515	3,842	4,343	1,917	0,492	4,017	26,63	0,5568	12,79	0,6074
118,0	2397,2	4,515	3,842	4,342	1,917	0,492	4,017	26,74	0,5616	12,85	0,6073
119,0	2398,0	4,515	3,842	4,342	1,917	0,492	4,017	26,86	0,5664	12,90	0,6073
120,0	2398,8	4,514	3,841	4,342	1,917	0,492	4,016	26,97	0,5712	12,96	0,6073
121,0	2399,6	4,514	3,841	4,341	1,916	0,492	4,016	27,08	0,5760	13,01	0,6072
122,0	2400,4	4,513	3,841	4,341	1,916	0,493	4,016	27,19	0,5808	13,06	0,6072
123,0	2401,2	4,513	3,840	4,341	1,916	0,493	4,016	27,31	0,5857	13,12	0,6072
124,0	2402,0	4,512	3,840	4,341	1,916	0,493	4,016	27,42	0,5905	13,17	0,6072
125,0	2402,8	4,512	3,840	4,340	1,916	0,493	4,015	27,53	0,5953	13,23	0,6071
126,0	2403,6	4,511	3,839	4,340	1,916	0,493	4,015	27,64	0,6001	13,28	0,6071
127,0	2404,4	4,511	3,839	4,340	1,916	0,493	4,015	27,75	0,6049	13,33	0,6071
128,0	2405,2	4,510	3,839	4,340	1,916	0,494	4,015	27,86	0,6097	13,38	0,6070
129,0	2406,0	4,510	3,838	4,339	1,915	0,494	4,014	27,97	0,6145	13,44	0,6070
130,0	2406,8	4,509	3,838	4,339	1,915	0,494	4,014	28,08	0,6193	13,49	0,6070
131,0	2407,6	4,509	3,838	4,339	1,915	0,494	4,014	28,19	0,6241	13,54	0,6069
132,0	2408,4	4,508	3,837	4,339	1,915	0,494	4,014	28,30	0,6289	13,59	0,6069
133,0	2409,2	4,508	3,837	4,338	1,915	0,494	4,013	28,41	0,6338	13,64	0,6069
134,0	2409,9	4,507	3,837	4,338	1,915	0,494	4,013	28,51	0,6386	13,69	0,6069
135,0	2410,7	4,507	3,836	4,338	1,915	0,495	4,013	28,62	0,6434	13,75	0,6068
136,0	2411,5	4,506	3,836	4,338	1,915	0,495	4,013	28,73	0,6482	13,80	0,6068
137,0	2412,3	4,506	3,836	4,337	1,914	0,495	4,012	28,83	0,6530	13,85	0,6068
138,0	2413,2	4,505	3,835	4,337	1,914	0,495	4,012	28,94	0,6578	13,90	0,6068
139,0	2414,0	4,505	3,835	4,337	1,914	0,495	4,012	29,05	0,6626	13,95	0,6067
140,0	2414,8	4,504	3,835	4,336	1,914	0,495	4,012	29,15	0,6675	14,00	0,6067
141,0	2415,6	4,504	3,834	4,336	1,914	0,496	4,012	29,26	0,6723	14,05	0,6067
142,0	2416,4	4,504	3,834	4,336	1,914	0,496	4,011	29,36	0,6771	14,10	0,6066
143,0	2417,2	4,503	3,834	4,336	1,914	0,496	4,011	29,47	0,6819	14,15	0,6066
144,0	2417,9	4,503	3,833	4,335	1,914	0,496	4,011	29,57	0,6867	14,20	0,6066
145,0	2418,7	4,502	3,833	4,335	1,914	0,496	4,011	29,67	0,6916	14,25	0,6066
146,0	2419,5	4,502	3,833	4,335	1,913	0,496	4,010	29,78	0,6964	14,30	0,6065
147,0	2420,3	4,501	3,832	4,335	1,913	0,496	4,010	29,88	0,7012	14,34	0,6065
148,0	2421,1	4,501	3,832	4,334	1,913	0,497	4,010	29,98	0,7060	14,39	0,6065
149,0	2421,9	4,500	3,832	4,334	1,913	0,497	4,010	30,08	0,7108	14,44	0,6065

Перегін			3	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>о</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>	
150,0	2422,7	4,500	3,831	4,334	1,913	0,497	4,009	30,19	0,7156	14,49	0,6064	
151,0	2423,5	4,499	3,831	4,334	1,913	0,497	4,009	30,29	0,7205	14,54	0,6064	
152,0	2424,3	4,499	3,831	4,333	1,913	0,497	4,009	30,39	0,7253	14,59	0,6064	
153,0	2425,1	4,498	3,830	4,333	1,913	0,497	4,009	30,49	0,7301	14,63	0,6064	
154,0	2425,9	4,498	3,830	4,333	1,912	0,498	4,008	30,59	0,7349	14,68	0,6064	
155,0	2426,7	4,497	3,830	4,333	1,912	0,498	4,008	30,69	0,7398	14,73	0,6063	
156,0	2427,5	4,497	3,829	4,332	1,912	0,498	4,008	30,79	0,7446	14,78	0,6063	
157,0	2428,3	4,496	3,829	4,332	1,912	0,498	4,008	30,89	0,7494	14,82	0,6063	
158,0	2429,1	4,496	3,829	4,332	1,912	0,498	4,008	30,99	0,7542	14,87	0,6063	
159,0	2429,9	4,495	3,828	4,332	1,912	0,498	4,007	31,09	0,7590	14,92	0,6062	
160,0	2430,6	4,495	3,828	4,331	1,912	0,498	4,007	31,19	0,7639	14,97	0,6062	
161,0	2431,4	4,494	3,828	4,331	1,912	0,499	4,007	31,28	0,7687	15,01	0,6062	
162,0	2432,2	4,494	3,827	4,331	1,911	0,499	4,007	31,38	0,7735	15,06	0,6062	
163,0	2433,0	4,493	3,827	4,330	1,911	0,499	4,006	31,48	0,7783	15,11	0,6062	
164,0	2433,8	4,493	3,827	4,330	1,911	0,499	4,006	31,58	0,7832	15,15	0,6061	
165,0	2434,6	4,493	3,826	4,330	1,911	0,499	4,006	31,68	0,7880	15,20	0,6061	
166,0	2435,4	4,492	3,826	4,330	1,911	0,499	4,006	31,77	0,7928	15,24	0,6061	
167,0	2436,2	4,492	3,826	4,329	1,911	0,500	4,005	31,87	0,7977	15,29	0,6061	
168,0	2437,0	4,491	3,825	4,329	1,911	0,500	4,005	31,96	0,8025	15,34	0,6060	
169,0	2437,8	4,491	3,825	4,329	1,911	0,500	4,005	32,06	0,8073	15,38	0,6060	
170,0	2438,6	4,490	3,825	4,329	1,910	0,500	4,005	32,16	0,8121	15,43	0,6060	
171,0	2439,4	4,490	3,824	4,328	1,910	0,500	4,004	32,25	0,8170	15,47	0,6060	
172,0	2440,2	4,489	3,824	4,328	1,910	0,500	4,004	32,35	0,8218	15,52	0,6060	
173,0	2440,9	4,489	3,824	4,328	1,910	0,500	4,004	32,44	0,8266	15,56	0,6059	
174,0	2441,7	4,488	3,823	4,328	1,910	0,501	4,004	32,54	0,8315	15,61	0,6059	
175,0	2442,5	4,488	3,823	4,327	1,910	0,501	4,004	32,63	0,8363	15,65	0,6059	
176,0	2443,3	4,487	3,823	4,327	1,910	0,501	4,003	32,73	0,8411	15,70	0,6059	
177,0	2444,1	4,487	3,823	4,327	1,910	0,501	4,003	32,82	0,8459	15,74	0,6059	
178,0	2444,9	4,486	3,822	4,327	1,910	0,501	4,003	32,91	0,8508	15,79	0,6058	
179,0	2445,7	4,486	3,822	4,326	1,909	0,501	4,003	33,01	0,8556	15,83	0,6058	
180,0	2446,5	4,485	3,822	4,326	1,909	0,502	4,002	33,10	0,8604	15,87	0,6058	
181,0	2447,3	4,485	3,821	4,326	1,909	0,502	4,002	33,19	0,8653	15,92	0,6058	
182,0	2448,1	4,484	3,821	4,325	1,909	0,502	4,002	33,28	0,8701	15,96	0,6058	
183,0	2448,9	4,484	3,821	4,325	1,909	0,502	4,002	33,38	0,8749	16,01	0,6057	
184,0	2449,7	4,483	3,820	4,325	1,909	0,502	4,001	33,47	0,8798	16,05	0,6057	
185,0	2450,4	4,483	3,820	4,325	1,909	0,502	4,001	33,56	0,8846	16,09	0,6057	
186,0	2451,2	4,482	3,820	4,324	1,909	0,502	4,001	33,65	0,8895	16,14	0,6057	
187,0	2452,0	4,482	3,819	4,324	1,908	0,503	4,001	33,74	0,8943	16,18	0,6057	
188,0	2452,8	4,481	3,819	4,324	1,908	0,503	4,000	33,83	0,8991	16,22	0,6057	
189,0	2453,6	4,481	3,819	4,324	1,908	0,503	4,000	33,93	0,9040	16,27	0,6056	

Перегін			3	Координата				5				
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>о</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>	
190,0	2454,4	4,480	3,818	4,323	1,908	0,503	4,000	34,02	0,9088	16,31	0,6056	
191,0	2455,2	4,480	3,818	4,323	1,908	0,503	4,000	34,11	0,9136	16,35	0,6056	
192,0	2456,0	4,479	3,818	4,323	1,908	0,503	4,000	34,20	0,9185	16,40	0,6056	
193,0	2456,8	4,479	3,817	4,323	1,908	0,504	3,999	34,29	0,9233	16,44	0,6056	
194,0	2457,6	4,479	3,817	4,322	1,908	0,504	3,999	34,38	0,9281	16,48	0,6055	
195,0	2458,4	4,478	3,817	4,322	1,907	0,504	3,999	34,47	0,9330	16,52	0,6055	
196,0	2459,1	4,478	3,816	4,322	1,907	0,504	3,999	34,56	0,9378	16,57	0,6055	
197,0	2459,9	4,477	3,816	4,321	1,907	0,504	3,998	34,64	0,9427	16,61	0,6055	
198,0	2460,7	4,477	3,816	4,321	1,907	0,504	3,998	34,73	0,9475	16,65	0,6055	
199,0	2461,5	4,476	3,815	4,321	1,907	0,504	3,998	34,82	0,9523	16,69	0,6055	
200,0	2462,3	4,476	3,815	4,321	1,907	0,505	3,998	34,91	0,9572	16,73	0,6054	
201,0	2463,1	4,475	3,815	4,320	1,907	0,505	3,997	35,00	0,9620	16,77	0,6054	
202,0	2463,9	4,475	3,814	4,320	1,907	0,505	3,997	35,09	0,9669	16,82	0,6054	
203,0	2464,7	4,474	3,814	4,320	1,906	0,505	3,997	35,17	0,9717	16,86	0,6054	
204,0	2465,5	4,474	3,814	4,320	1,906	0,505	3,997	35,26	0,9766	16,90	0,6054	
205,0	2466,3	4,473	3,813	4,319	1,906	0,505	3,996	35,35	0,9814	16,94	0,6054	
206,0	2467,1	4,473	3,813	4,319	1,906	0,506	3,996	35,44	0,9862	16,98	0,6053	
207,0	2467,8	4,472	3,813	4,319	1,906	0,506	3,996	35,52	0,9911	17,02	0,6053	
208,0	2468,6	4,472	3,812	4,319	1,906	0,506	3,996	35,61	0,9959	17,06	0,6053	
209,0	2469,4	4,471	3,812	4,318	1,906	0,506	3,995	35,70	1,0008	17,11	0,6053	
210,0	2470,2	4,471	3,812	4,318	1,906	0,506	3,995	35,78	1,0056	17,15	0,6053	
211,0	2471,0	4,470	3,811	4,318	1,906	0,506	3,995	35,87	1,0105	17,19	0,6053	
212,0	2471,8	4,470	3,811	4,317	1,905	0,506	3,995	35,95	1,0153	17,23	0,6053	
213,0	2472,6	4,469	3,811	4,317	1,905	0,507	3,995	36,04	1,0202	17,27	0,6052	
214,0	2473,4	4,469	3,810	4,317	1,905	0,507	3,994	36,13	1,0250	17,31	0,6052	
215,0	2474,2	4,468	3,810	4,317	1,905	0,507	3,994	36,21	1,0298	17,35	0,6052	
216,0	2474,9	4,468	3,810	4,316	1,905	0,507	3,994	36,30	1,0347	17,39	0,6052	
217,0	2475,7	4,467	3,809	4,316	1,905	0,507	3,994	36,38	1,0395	17,43	0,6052	
218,0	2476,5	4,467	3,809	4,316	1,905	0,507	3,993	36,47	1,0444	17,47	0,6052	
219,0	2477,3	4,466	3,809	4,316	1,905	0,508	3,993	36,55	1,0492	17,51	0,6051	
220,0	2478,1	4,466	3,808	4,315	1,904	0,508	3,993	36,63	1,0541	17,55	0,6051	
221,0	2478,9	4,465	3,808	4,315	1,904	0,508	3,993	36,72	1,0589	17,59	0,6051	
222,0	2479,7	4,465	3,808	4,315	1,904	0,508	3,992	36,80	1,0638	17,63	0,6051	
223,0	2480,5	4,464	3,807	4,315	1,904	0,508	3,992	36,89	1,0686	17,67	0,6051	
224,0	2481,3	4,464	3,807	4,314	1,904	0,508	3,992	36,97	1,0735	17,71	0,6051	
225,0	2482,0	4,463	3,807	4,314	1,904	0,509	3,992	37,05	1,0783	17,75	0,6051	
226,0	2482,8	4,463	3,806	4,314	1,904	0,509	3,991	37,14	1,0832	17,79	0,6050	
227,0	2483,6	4,463	3,806	4,313	1,904	0,509	3,991	37,22	1,0880	17,83	0,6050	
228,0	2484,4	4,462	3,806	4,313	1,903	0,509	3,991	37,30	1,0929	17,87	0,6050	
229,0	2485,2	4,462	3,805	4,313	1,903	0,509	3,991	37,39	1,0977	17,90	0,6050	

Перегін			3	Координата				5			
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>х</sub> , МПа	d <sub>о</sub> , мм	f <sub>о</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>о</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>о</sub>
230,0	2486,0	4,461	3,805	4,313	1,903	0,509	3,990	37,47	1,1026	17,94	0,6050
231,0	2486,8	4,461	3,805	4,312	1,903	0,509	3,990	37,55	1,1074	17,98	0,6050
232,0	2487,6	4,460	3,804	4,312	1,903	0,510	3,990	37,63	1,1123	18,02	0,6050
233,0	2488,4	4,460	3,804	4,312	1,903	0,510	3,990	37,71	1,1171	18,06	0,6049
234,0	2489,1	4,459	3,804	4,312	1,903	0,510	3,990	37,80	1,1220	18,10	0,6049
235,0	2489,9	4,459	3,803	4,311	1,903	0,510	3,989	37,88	1,1269	18,14	0,6049
236,0	2490,7	4,458	3,803	4,311	1,902	0,510	3,989	37,96	1,1317	18,18	0,6049
237,0	2491,5	4,458	3,803	4,311	1,902	0,510	3,989	38,04	1,1366	18,21	0,6049
238,0	2492,3	4,457	3,802	4,311	1,902	0,511	3,989	38,12	1,1414	18,25	0,6049
239,0	2493,1	4,457	3,802	4,310	1,902	0,511	3,988	38,20	1,1463	18,29	0,6049
240,0	2493,9	4,456	3,802	4,310	1,902	0,511	3,988	38,28	1,1511	18,33	0,6048
241,0	2494,7	4,456	3,801	4,310	1,902	0,511	3,988	38,36	1,1560	18,37	0,6048
242,0	2495,4	4,455	3,801	4,309	1,902	0,511	3,988	38,45	1,1608	18,40	0,6048
243,0	2496,2	4,455	3,801	4,309	1,902	0,511	3,987	38,53	1,1657	18,44	0,6048
244,0	2497,0	4,454	3,800	4,309	1,901	0,511	3,987	38,61	1,1706	18,48	0,6048
245,0	2497,8	4,454	3,800	4,309	1,901	0,512	3,987	38,69	1,1754	18,52	0,6048
246,0	2498,6	4,453	3,800	4,308	1,901	0,512	3,987	38,77	1,1803	18,56	0,6048
247,0	2499,4	4,453	3,799	4,308	1,901	0,512	3,986	38,85	1,1851	18,59	0,6048
248,0	2500,2	4,452	3,799	4,308	1,901	0,512	3,986	38,92	1,1900	18,63	0,6047
249,0	2501,0	4,452	3,799	4,308	1,901	0,512	3,986	39,00	1,1948	18,67	0,6047
250,0	2501,7	4,451	3,798	4,307	1,901	0,512	3,986	39,08	1,1997	18,71	0,6047
251,0	2502,5	4,451	3,798	4,307	1,901	0,513	3,985	39,16	1,2046	18,74	0,6047
252,0	2503,3	4,450	3,798	4,307	1,901	0,513	3,985	39,24	1,2094	18,78	0,6047
253,0	2504,1	4,450	3,797	4,307	1,900	0,513	3,985	39,32	1,2143	18,82	0,6047
254,0	2504,9	4,449	3,797	4,306	1,900	0,513	3,985	39,40	1,2192	18,85	0,6047
255,0	2505,7	4,449	3,797	4,306	1,900	0,513	3,985	39,48	1,2240	18,89	0,6047
256,0	2506,5	4,448	3,796	4,306	1,900	0,513	3,984	39,56	1,2289	18,93	0,6046
257,0	2507,3	4,448	3,796	4,305	1,900	0,513	3,984	39,63	1,2337	18,97	0,6046
258,0	2508,0	4,447	3,796	4,305	1,900	0,514	3,984	39,71	1,2386	19,00	0,6046
259,0	2508,8	4,447	3,795	4,305	1,900	0,514	3,984	39,79	1,2435	19,04	0,6046
260,0	2509,6	4,446	3,795	4,305	1,899	0,514	3,983	39,87	1,2483	19,08	0,6046
261,0	2510,4	4,446	3,795	4,304	1,899	0,514	3,983	39,95	1,2532	19,11	0,6046
262,0	2511,2	4,445	3,794	4,304	1,899	0,514	3,983	40,02	1,2581	19,15	0,6046
263,0	2512,0	4,445	3,794	4,304	1,899	0,514	3,983	40,10	1,2629	19,18	0,6046
264,0	2512,8	4,444	3,794	4,304	1,899	0,515	3,982	40,18	1,2678	19,22	0,6045
265,0	2513,5	4,444	3,793	4,303	1,899	0,515	3,982	40,25	1,2727	19,26	0,6045
266,0	2514,3	4,443	3,793	4,303	1,899	0,515	3,982	40,33	1,2775	19,29	0,6045
267,0	2515,1	4,443	3,792	4,303	1,899	0,515	3,982	40,41	1,2824	19,33	0,6045
268,0	2515,9	4,442	3,792	4,302	1,899	0,515	3,981	40,48	1,2873	19,37	0,6045
269,0	2516,7	4,442	3,792	4,302	1,898	0,515	3,981	40,56	1,2921	19,40	0,6045

Перегін			3	Координата				5			
Q <sub>x</sub> , м <sup>3</sup> /год	Q <sub>1</sub> , м <sup>3</sup> /год	ρ <sub>п1</sub> , МПа	ρ <sub>п2</sub> , МПа	ρ <sub>п3</sub> , МПа	ρ <sub>вх2</sub> , МПа	ρ <sub>вх3</sub> , МПа	ρ <sub>x</sub> , МПа	d <sub>o</sub> , мм	f <sub>o</sub> , мм <sup>2</sup>	Re <sub>o</sub> , ×10 <sup>-4</sup>	μ <sub>o</sub>
270,0	2517,5	4,441	3,791	4,302	1,898	0,516	3,981	40,64	1,2970	19,44	0,6045
271,0	2518,3	4,441	3,791	4,302	1,898	0,516	3,981	40,71	1,3019	19,47	0,6045
272,0	2519,0	4,440	3,791	4,301	1,898	0,516	3,980	40,79	1,3067	19,51	0,6045
273,0	2519,8	4,440	3,790	4,301	1,898	0,516	3,980	40,87	1,3116	19,54	0,6044
274,0	2520,6	4,439	3,790	4,301	1,898	0,516	3,980	40,94	1,3165	19,58	0,6044
275,0	2521,4	4,439	3,790	4,301	1,898	0,516	3,980	41,02	1,3213	19,62	0,6044
276,0	2522,2	4,438	3,789	4,300	1,898	0,516	3,979	41,09	1,3262	19,65	0,6044
277,0	2523,0	4,438	3,789	4,300	1,897	0,517	3,979	41,17	1,3311	19,69	0,6044
278,0	2523,8	4,438	3,789	4,300	1,897	0,517	3,979	41,24	1,3359	19,72	0,6044
279,0	2524,5	4,437	3,788	4,299	1,897	0,517	3,979	41,32	1,3408	19,76	0,6044
280,0	2525,3	4,437	3,788	4,299	1,897	0,517	3,979	41,39	1,3457	19,79	0,6044
281,0	2526,1	4,436	3,788	4,299	1,897	0,517	3,978	41,47	1,3506	19,83	0,6044
282,0	2526,9	4,436	3,787	4,299	1,897	0,517	3,978	41,54	1,3554	19,86	0,6043
283,0	2527,7	4,435	3,787	4,298	1,897	0,518	3,978	41,62	1,3603	19,90	0,6043
284,0	2528,5	4,435	3,787	4,298	1,897	0,518	3,978	41,69	1,3652	19,93	0,6043
285,0	2529,3	4,434	3,786	4,298	1,896	0,518	3,977	41,77	1,3700	19,97	0,6043
286,0	2530,0	4,434	3,786	4,298	1,896	0,518	3,977	41,84	1,3749	20,00	0,6043
287,0	2530,8	4,433	3,786	4,297	1,896	0,518	3,977	41,91	1,3798	20,04	0,6043
288,0	2531,6	4,433	3,785	4,297	1,896	0,518	3,977	41,99	1,3847	20,07	0,6043
289,0	2532,4	4,432	3,785	4,297	1,896	0,519	3,976	42,06	1,3895	20,11	0,6043
290,0	2533,2	4,432	3,785	4,297	1,896	0,519	3,976	42,14	1,3944	20,14	0,6043
291,0	2534,0	4,431	3,784	4,296	1,896	0,519	3,976	42,21	1,3993	20,18	0,6042
292,0	2534,7	4,431	3,784	4,296	1,896	0,519	3,976	42,28	1,4042	20,21	0,6042
293,0	2535,5	4,430	3,784	4,296	1,895	0,519	3,975	42,36	1,4090	20,25	0,6042
294,0	2536,3	4,430	3,783	4,295	1,895	0,519	3,975	42,43	1,4139	20,28	0,6042
295,0	2537,1	4,429	3,783	4,295	1,895	0,519	3,975	42,50	1,4188	20,31	0,6042
296,0	2537,9	4,429	3,783	4,295	1,895	0,520	3,975	42,58	1,4237	20,35	0,6042
297,0	2538,7	4,428	3,782	4,295	1,895	0,520	3,974	42,65	1,4286	20,38	0,6042
298,0	2539,4	4,428	3,782	4,294	1,895	0,520	3,974	42,72	1,4334	20,42	0,6042
299,0	2540,2	4,427	3,782	4,294	1,895	0,520	3,974	42,79	1,4383	20,45	0,6042
300,0	2541,0	4,427	3,781	4,294	1,895	0,520	3,974	42,87	1,4432	20,49	0,6042

## ДОДАТОК Б

### СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧКИ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

#### Статті

1. Федоров О. Є., Кріцак Т. О., Орчик Н. М. Вплив електричного поля на кристалізацію та механічні властивості парафінових вуглеводнів нафти. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2009. №2(31). С. 33-37.

**Фахове видання.**

2. Запухляк Н. М., Марчук О. М., Запухляк В. Б., Лукашевич І. І. Проблеми і перспективи визначення витоків із трубопроводів. Науковий вісник. ІФНТУНГ. 2012. №2(32). С. 185-188. **Фахове видання.**

3. Василик А. В., Запухляк В. Б., Сем'яник І. М., Запухляк Н. М. До проблеми зварювальних робіт на діючих газопроводах. Частина II. Науковий вісник. ІФНТУНГ. 2015. №2(39). С. 131-138. **Фахове видання.**

4. Дорошенко Я. В., Запухляк В. Б., Дорошенко Ю. І., Запухляк Н. М. Дослідження фізичної картини руху газових потоків відводами магістральних газопроводів. Нафтогазова галузь України : наук.-вироб. журн. Київ. : Нафтогаз України. 2017. № 5. 25-28 с. **Фахове видання.**

5. Hryhorskyi S., Ivanov O., Bortnyak O., Poberezhny L., Zapukhlyak N., Poberezhna L. Assessment of the degree of environmental pollution in emergency situations on main oil pipelines. Procedia Structural Integrity, Vol. 36. 2022. pp. 342-349. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2022.01.044> (індексується в Scopus. E-ISSN:2452-3216).

6. Грудз В. Я., Запухляк Н. М., Запухляк В. Б., Микитюк І. Р., Качан Л. М. Енергоефективність роботи “гарячих” нафтопроводів в умовах неповного завантаження. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023. № 4 (89). С. С. 14-25. DOI: 10.31471/1993-9973-2023-4(89)-14-25. **Фахове видання.**

#### Конференції

7. Грудз В. Я., Запухляк В. Б., Запухляк Н. М. Проблеми визначення місць несанкціонованих відборів та витоків продукту з діючих трубопроводів. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика-2011”. Івано-Франківськ. 2011. С. 96.

8. Лук'яненко В. П., Шиян Т. П., Бігуляк Н. В., Запухляк Н. М. Методика визначення параметрів руху рідини в порожнині поршня під час



виявлення витоків з трубопроводу. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика 2013”. Івано-Франківськ. 2013. С. 251.

9. Стасюк Р. Б., Шиян Т. П., Панів А. В., Запухляк Н. М. Дослідження процесу витікання газу з ємності під тиском. Матеріали міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова освіта та наука стан та перспективи”. Івано-Франківськ. 2014. С. 285.

10. Побережний Л. Я., Запухляк В. Б., Марчук О. М., Запухляк Н. М. Удосконалення способу капітального ремонту трубопроводів. Матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції “Нафтогазова енергетика 2017”. Івано-Франківськ. 2017. С. 377.

11. Побережний Л. Я., Пилипів Л. Д., Мельниченко Ю. Г., Запухляк В. Б., Запухляк Н. М. Математичне моделювання руху високов'язких і застигаючих нафтосанованим трубопроводом із теплоізоляцією. IV Міжнародна науково-технічна конференція «Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій» присвячена 80-ти річчю з дня народження професора Я.І. Проця. Тернопіль. 20-21 червня 2019 року. Стендова доповідь.

12. Побережний Л. Я., Грудз Я. В., Запухляк Н. М. Проблеми оцінювання реального стану лінійної частини трубопроводів в процесі оптимізації їх експлуатації. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2021». ІФНТУНГ. 2021. С. 41- 42.

13. Ivanov O., Bortnyak O., Hryhorskyi S., Poberezhny L., Zapukhlyak N. Assessment of the degree of environmental pollution in emergency situations on main oil pipelines. Virtual International Conference «In- service Damage of Materials, its Diagnostics and Prediction» «VDMDP1». Ternopil, Ukraine. October 16-15, 2021.

14. Побережний Л. Я., Стасюк Р. Б., Запухляк Н. М. Дослідження теплових втрат в трубопроводах при транспортуванні високов'язких нафт. Матеріали тридцять третьої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. Івано-Франківськ. 01-25 березня 2022.

15. Грудз В. Я., Запухляк Н. М. Оптимізація процесів транспортування високов'язких нафт. Матеріали тридцять четвертої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. Івано-Франківськ. 01-17 березня 2023.

16. Возний В. М., Запухляк Н. М. Проблеми збереження існуючих трубопровідних систем в умовах неповного завантаження. Матеріали міжнародного нафтогазового форуму «Нафтогазова енергетика- 2023». Івано-Франківськ. 12-14 жовтня 2023.

17. Грудз В. Я., Запухляк В. Б., Дацько І. О., Запухляк Н. М. Підвищення залишкового ресурсу та ефективної експлуатації нафтопроводів при перекачуванні високов'язких нафт. Міжнародна наукова інтернет-конференція "Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення" (випуск 84) Тернопіль, Україна. Ополе, Польща. 18-19 січня 2024 р. С. 143-145.

**ДОДАТОК В**  
**ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА**

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ  
«НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»  
АТ УКРТРАНСГАЗ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО	ЗАТВЕРДЖУЮ
Проректор з наукової роботи	Головний інженер
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.	АТ «Укртрансгаз», к.т.н.
	
О. Кондрат	В. Рудко
2024 р.	2024 р.



**ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА**

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ  
НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ І ОПТИМІЗАЦІЯ ЇХ  
ОБСЛУГОВУВАННЯ

Івано-Франківськ – 2024

### МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу:

Науковий керівник

Доктор технічних наук, професор

Доктор технічних наук, професор

Доктор економічних наук, професор


Кандидат технічних наук, доцент

Аспірант

Аспірант

Аспірант

Аспірант



Грудз В.Я.  
Грудз Я.В.  
Запухляк І.Б.  
Іванов О.В.  
Гершун Б.І.  
Дволітка М.Я.  
Туровський О. А.  
Запухляк Н.М.

Від НАК «Нафтогаз України»:

Т.в.о. Генерального директора

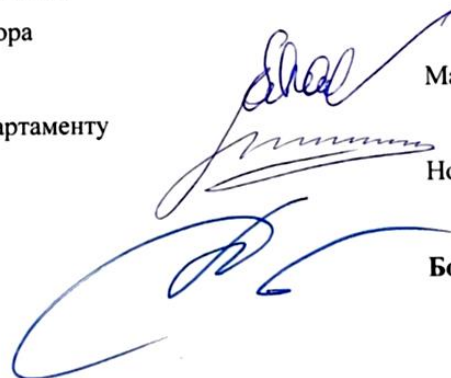
АТ УКРТРАНСГАЗ

Начальник технічного департаменту

АТ УКРТРАНСГАЗ

Начальник БМУ-4 БМФ

«Укргазпромбкд», к.т.н.



Малютін Р.Ю.  
Новіков Н.Я.  
Боднар В.М.

**ДОДАТОК Г**  
**ЗВІТ ПРО НАУКОВО-ДОСЛІДНУ РОБОТУ**

УДК\_502/504

УУГП

№ держреєстрації 0120U104769, 0121U111103, 0121U113624

Інв. №

**Міністерство освіти і науки України**  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
(ІФНТУНГ)  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002;  
факс. (03422) 40089.



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Ректор ІФНТУНГ, проф.

С.І. КРИЖАНІВСЬКИЙ

**ЗВІТ**  
про науково-дослідну роботу  
за договорами від 68/01.2020 від 27 жовтня 2020 р та № 89/01/0417  
від 30 квітня 2021 р

**ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ  
ПРОЦЕСІВ ВИДОБУВАННЯ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ  
ЕНЕРГЕТИЧНИХ ВУГЛЕВОДНІВ**

грантова підтримка Національного фонду досліджень України  
в межах конкурсу «Наука для безпеки людини і суспільства»  
(остаточний) .

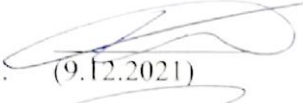
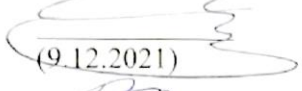
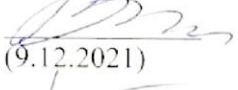
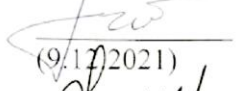
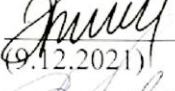
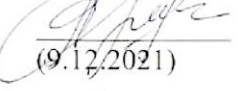
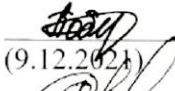
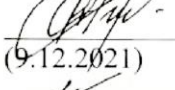
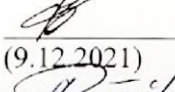
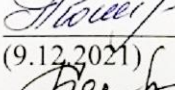
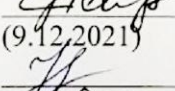
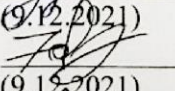
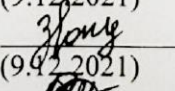
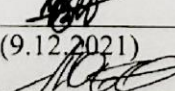
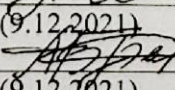
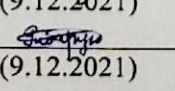
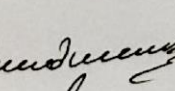

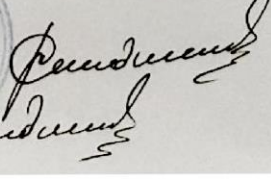
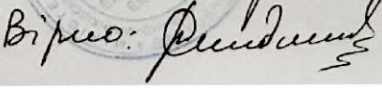
Науковий керівник НДР,  
докт. техн. наук., проф.

Л.Я. ПОБЕРЕЖНИЙ

2021

Результати роботи розглянуто Науковою радою ІФНТУНГ  
протокол № 10/154 від 13 грудня 2021 р.

## СПИСОК АВТОРІВ

головний науковий співробітник, д.т.н., проф.	 (9.12.2021)	Побережний Л. Я. (розділи 1-8)
головний науковий співробітник, д.т.н., проф.	 (9.12.2021)	Чудик І. І. (розділи 1, 4, 6-7)
головний науковий співробітник, д.т.н., проф.	 (9.12.2021)	Хомин В. Р. (розділи 1, 2, 6-8)
головний науковий співробітник, д.т.н., проф.	 (9.12.2021)	Приходько М.М. (розділи 1, 2, 6-8)
провідний науковий співробітник, к.т.н., доц.	 (9.12.2021)	Запукхляк В. Б. (розділи 4, 5, 7)
провідний науковий співробітник, д.т.н., доц.	 (9.12.2021)	Яцишин Т.М. (розділи 2-4, 6)
провідний науковий співробітник, к.т.н., доц.	 (9.12.2021)	Побережна Л.Я. (розділи 1-6, 8)
провідний науковий співробітник, к.т.н.,	 (9.12.2021)	Станецький А.І. (розділи 4- 6)
старший науковий співробітник, к.т.н., доц.	 (9.12.2021)	Грицанчук А. В. (розділи 1, 2, 4, 6-7)
провідний фахівець	 (9.12.2021)	Побережна Л.І. (розділи 1-5)
провідний фахівець	 (9.12.2021)	Семисюк О.Г. (розділи 1, 2, 5-7)
провідний фахівець, к.ф.-м.н	 (9.12.2021)	Коцюбинський А.О. (розділи 1, 2, 6-8)
провідний фахівець,	 (9.12.2021)	Ковтун В.М. (розділи 1, 2, 6-7)
стажист-дослідник, аспір.	 (9.12.2021)	Запукхляк Н.М. (розділи 1-4)
стажист-дослідник, аспір.	 (9.12.2021)	Чупа В.М. (розділи 1-4)
лаборант, студент	 (9.12.2021)	Ткачук О.І. (розділи 1-4)
лаборант, студент	 (9.12.2021)	Бражник А.І. (розділи 1-4)
лаборант, студент	 (9.12.2021)	Рибарук Р.М. (розділи 1-4)
Нормоконтролер	 Вірно: 	Л. М. Мегидиник