

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Ждек Андрій Ярославович

УДК 622.691.4.004.67

ДИСЕРТАЦІЯ

ОЦІНКА ВТРАТ НАФТИ ВІД ВИТОКІВ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ І
РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЇХ СКОРОЧЕННЯ

Спеціальність: 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Галузь знань: Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

*Всі примірники дисертації ідентичні та знісоти.
Вчений секретар спеціалізованої вченої ради
Д 20.052.04 І.Пилипів Н.Д. 11.09.2017р.*

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

А.Я. Ждек

Науковий керівник: Грудз Володимир Ярославович
доктор технічних наук, професор



Підпис(и)	<i>Пилипів Н.Д.</i>
посвідчую	<i>В.В.Трачук</i>
Вчений секретар ІФНТ	

11.09.17.

Івано-Франківськ – 2017

АНОТАЦІЯ

Ждек А. Я. Оцінка втрат нафти від витоків при транспортуванні і розробка заходів їх скорочення. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.15.13 "Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища" (185 – Нафтогазова інженерія та технології). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2017.

В даній дисертаційній роботі досліджується процес витікання нафти при аварійному пошкодженні лінійної частини магістрального нафтопроводу.

Результатом проведених досліджень є підвищення ефективності функціонування системи магістральних нафтопроводів, їх екологічної і технічної безпеки, шляхом розробки методу прогнозування втрат нафти при аваріях, запровадження заходів щодо зменшення і попередження випадків розгерметизації трубопроводів, впровадження у виробничий процес системи виявлення витоків, скорочення об'ємів втрат нафти і мінімізація матеріальних та фінансових затрат на локалізацію і ліквідацію аварійних ситуацій.

Значна частина дисертації присвячена аналізу результатів досліджень з питань аварійних втрат нафти при трубопровідному транспорті. Проведено детальний аналіз причин аварій і пошкоджень лінійної частини нафтопроводів, які призводять, або можуть призвести до аварійних витоків нафти, значних матеріальних та екологічних збитків. Розглянуті методики оцінки експлуатаційних можливостей трубопроводів з виявленими в процесі діагностики дефектами, котрі ґрунтуються на ряді нормативних документів, що містять підходи механіки руйнування матеріалів та конструкцій. Проведений аналіз статистичних даних з виникнення аварійних процесів на трубопровідному транспорті в світі, в тому числі України та Росії.

Однією з основних причин виникнення аварійних ситуацій з розгерметизацією лінійної частини магістрального нафтопроводу є втручання в їх роботу з метою крадіжки нафти шляхом несанкціонованих врізок. Буквально на очах цей різновид крадіжок з розряду рідкісних злочинів трансформувався в масштабну загрозу безпеки паливно-енергетичного комплексу, про що свідчить аналіз статистики, що наведена в дисертаційній роботі.

Експериментальним методом з використанням розробленої установки проведені дослідження впливу форми отвору на величину витоків нафти. Форма отвору в практиці може бути довільною, і достовірно передбачити її практично неможливо, однак, як показує практика, найбільш ймовірною формою щілини є прямокутник. Для проведення досліджень були виготовлені змінні насадки з отворами в тонкій стінці різної форми із різними значеннями співвідношення сторін. В результаті встановлено, що зменшення висоти щілини в порівнянні з розміром її основи призводить до зниження величини коефіцієнта витрати, тобто зменшує витрату рідини за інших ідентичних умов витікання. Зі зростанням площі поперечного перерізу отвору витікання коефіцієнт витрати зростає і наближається до його значення для круглого перерізу.

Результати досліджень показали, що причинами відхилення величини витрати витоків в аварійних ситуаціях від розрахункових значень є форма отвору витоків, його площа, густина рідини, що витікає та критерій Рейнольдса. Для адекватності математичної моделі запропоновано ввести коефіцієнт витрати отвору, який є функцією параметрів процесу. Показано, що в залежності від умов режиму витікання рідини коефіцієнт витрати змінюється від 0,766 до 0,949, збільшення площі отвору призводить до наближення коефіцієнта витрати до величини, характерної для круглого отвору. Отримані на основі порівняння результатів теоретичних і фактичних досліджень поправки до формули витікання рідини дозволяють адаптувати модель до реальності.

Також було проведено дослідження впливу профілю траси лінійної частини на процес витікання нафти в місці пошкодження магістрального

нафтопроводу. Встановлено, що процес витікання рідини з нафтопроводу внаслідок виникнення аварійного витоку може бути розділений на три періоди: для першого характерне різке падіння тиску до атмосферного і відповідне зниження витрати витоку; для другого періоду характерне розширення газу в газовому просторі над поверхнею рідини в трубопроводі від атмосферного тиску до тиску пружних парів рідини; третій період характеризується сталим тиском на поверхні рідини, рівним тиску пружних парів і прискореним зменшенням гідростатичного напору в результаті фазового переходу.

В ході дослідження процесу фільтрації нафти в ґрунті при появі витоку нафти із трубопроводу побудовано двовимірну нестационарну математичну модель лінійної фільтрації рідкої фази в пористому середовищі, яка базується на системі рівнянь плоскої фільтрації рідини, нерозривності і враховує гравітаційну складову фільтраційного опору ґрунту. Запропоновано методи реалізації створеної математичної моделі, котра базуються на використанні інтегральних перетворень, що дозволило отримати аналітичні розв'язки задачі. Аналіз отриманих рішень при реалізації створеної математичної моделі дозволив встановити закономірності фільтрації нафти і нафтопродуктів в ґрунті в результаті виникнення аварійних витоків, визначити опір протидії витіканню продукту з трубопроводу і характер формування ареалу забруднень ґрунту.

На основі результатів теоретичних та експериментальних досліджень впливу форми отвору витоку, профілю траси та фільтраційного опору ґрунту на величину витрати витоку розроблено алгоритм оцінки загального обсягу втрат нафти при порушенні герметичності нафтопроводу. Розроблені заходи, щодо зменшення і попередження випадків розгерметизації трубопроводів, що можуть бути використані на стадії проектування та експлуатації магістральних нафтопроводів та продуктопроводів. Результати розрахунків за запропонованою методикою співставлялися з результатами фактичних вимірів і розрахунків за відомими формулами. Встановлено, що розрахунки за відомими формулами дають завищені результати в порівнянні з фактичними на величину 27-45%, а

відхилення результатів розрахунків за запропонованою методикою від фактичних лежить в межах 8-14%.

При розробці математичних моделей та методики оцінки втрат нафти використані методи диференціального та інтегрального числення, а також методи математичного моделювання, інтерпретації та ітерацій (послідовних наближень).

Ключові слова

Трубопровідний транспорт нафти, аварійні витіки нафти, пошкодження нафтопроводів, форма отвору, витрата витіку, коефіцієнт витрати, фільтрація нафти в ґрунті, фільтраційний опір ґрунту, ареал забруднення ґрунту, оцінка втрат нафти.

ANNOTATION

Zhdek A.Y. Estimation of oil loss from leakage during transportation and development of measures for their reduction. – Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

Dissertation for obtaining an academic degree of candidate of technical sciences (doctor of philosophy) in specialty 05.15.13. “Pipeline transport, oil and gas tankage” (185 – Oil and gas engineering and technologies). – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, – Ivano-Frankivsk, 2017.

The process of oil leakage during an emergency damage of linear part of the main oil pipeline is investigated in this dissertation.

The result of the research is the efficiency increase of the functioning of the main oil pipelines system, their ecological and technical safety by means of developing a method for oil loss prediction in case of emergency, introduction of measures for reducing and preventing the pipelines depressurization, introduction the leakage detecting system into the operating process, reduction of oil loss volumes and

minimization of material and financial expenses for localization and liquidation of dangers.

Much of the dissertation is devoted to the analysis of the research results on issues of emergency oil loss at pipeline transportation. A detailed causes analysis of emergencies and damages of the oil pipelines linear part that lead or may lead to emergency oil leakage, significant material and environmental damages has been carried out. The estimated methods of pipelines operational possibilities with detected in the process of diagnostics defects based on a number of standards containing approaches of the mechanics of materials and constructions failure are considered. The analysis of statistical data of emergency processes at pipeline transport in the world, including Ukraine and Russia is carried out.

One of the main reasons of emergencies with the depressurization of the linear part of the main oil pipeline is the interference of outsiders into their work to steal oil through unauthorized forcing.

Literally this kind of theft was transformed in front of our eyes from the category of rare crimes into a major threat of the fuel and energy complex safety, evidenced by the analysis of statistics, which is presented in the dissertation.

The studies of the orifice shape influence upon the amount of oil leakage were carried out by experimental method using the developed installation. In practice the orifice shape may be arbitrary, and it is practically impossible to predict it reliably, however, as practice shows the rectangle is the most likely form of the slit. Variable nozzles with orifice in a thin wall of various shape and value of the aspect ratio were made to conduct the research. As a result, it was established that the height decrease of the slit in comparison with the size of its base leads to the value decrease of the flow coefficient, i.e. reduces the flow of liquid at other identical leakage conditions. With the increasing of cross sectional area the flow coefficient increases and approximates its value for a circular cross section.

The results of research have shown that the orifice shape of leakage, its area, the density of fluid flow and the Reynolds criterion are the reasons of the value deviation of

leakage discharge during dangers from the calculated values. For the adequacy of the mathematical model it is proposed to introduce a flow coefficient of the orifice discharge which is the function of the process parameters. It is shown that the coefficient of flow varies from 0,776 to 0,949 depending on the conditions of the fluid flow regime, increasing of the orifice area leads to an approximation of the orifice coefficient to the value characteristic of the round orifice. The corrections of the fluid flow formula obtained on the basis of comparison theoretical results and actual studies allow the model to be adapted to reality.

The study of the profile route influence upon the oil leakage process in damage place of the main oil line was also carried out. It was established that the process of fluid leakage from the oil pipeline due to the emergency leakage can be divided into three periods: the first one is characterized by a sharp drop of pressure to atmospheric one and corresponding decrease of leakage discharge; the second period is characterized by the gas expansion from atmospheric pressure to the pressure of elastic fluid vapor in gas space above the surface of the fluid in the pipeline; the third period is characterized by constant pressure on the fluid surface equal to the pressure of elastic vapors and accelerated decrease of hydrostatic head as a result of the phase transition.

In the course of studying of oil filtration process in the soil during the oil leakage from the pipeline, the two-dimensional non-stationary mathematical model of linear filtration of the fluid phase in the porous medium based on the equations system of flat fluid filtration and continuity taking into account the gravitational component of the filtration resistance of the soil has been constructed. It was proposed to use the methods of realization of the given mathematical model based on the use of integral transformations that allowed to get analytical solutions of the problem. Analysis of the obtained solutions in the implementation of the established mathematical model allowed to establish regularities of oil filtration and petroleum products in the soil as the result of emergency leakage, determine the counteract resistance to product leakage from the pipeline and the nature formation of soil pollution area.

An algorithm for estimating the total volume of oil loss at pipeline let-by has been developed on the basis of theoretical results and experimental research of the influence of leakage orifice shape, the route profile and the filtration resistance of the soil upon the amount of leakage discharge. Reducing and preventing measures of pipeline depressurization that may be used at designing and operating stage of main oil pipelines and product pipelines were elaborated. The results of calculations according to the proposed methodology were compared with the results of actual measurements and calculations according to known formulas. It was established that calculations based on the well-known formulas give overestimated results in comparison with the actual values 27-45%, and the deviation of calculating results according to the proposed method from the actual ones in the ranges 8-14%.

The methods of differential and integral calculus, as well as methods of mathematical modeling, interpretation and integration (sequential approximations) are used in the development of mathematical models and methods of estimating of oil loss.

Key words

Oil pipeline transportation, emergency oil leakage, pipelines damage, orifice shape, leakage discharge, orifice coefficient, oil filtration in the soil, filtration resistance of the soil, soil pollution area, estimation of oil loss.

Список публікацій здобувача

1. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnyy. Estimation of flow rate of oil loss as a result of damage of linear part of oil main. *Metallurgical and Mining Industry*. 2016. №6. P. 75–78.
2. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnyy. Formation of soilpollution area by oil when there is break of airtightness of main pipeline. *Metallurgical and Mining Industry*. 2016. №7. P. 56–62.
3. Янів П.П., Грабовський Р.С., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Прогнозування параметрів надійності і довговічності роботи неізотермічних нафтопроводів на основі фактичних режимів транспортування нафти. *Міжвузівський збірник “Наукові нотатки”*. 2010. № 29. С. 251 – 258.

4. Грудз В.Я., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Прогнозування аварійних втрат нафти в розгалужених неізотермічних нафтопроводах. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 1(31). С. 100–109.
5. Ждек А.Я., Грудз В.Я. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 2(32). С. 134–142.
6. Грудз В.Я., Мельник Л.І., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Сучасні програмні продукти як засіб діагностування неізотермічних нафтопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. №1(42). С. 7–16.
7. Грудз В.Я., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Зміна режиму роботи неізотермічного нафтопроводу шляхом зміни схем роботи його лінійної частини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2014. № 1(36). С. 85–91.
8. Ждек А.Я., Болонна М.І., Янів Н.П. Дослідження техніко-економічних показників на екологічну безпеку трубопровідного транспорту високов'язких нафт. *Безпека об'єктів нафтогазового комплексу: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції молодих вчених і студентів (Івано-Франківськ, 5–7 жовтня 2011 р.)*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. С. 164 – 166.
9. Грудз В.Я., Ждек А.Я., Піта І.М. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. *Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 15 – 18 травня 2012 р.)*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. С. 151–153.
10. Ждек А.Я., Болонний В.Т. Определение остаточного ресурса длительно эксплуатируемых газопроводов с учетом имеющихся коррозионных дефектов и условий эксплуатации. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: сборник тезисов VIII*

международной научно-технической конференции (Новополоцк, 25–28 ноября 2014 г.). Новополоцк: Полоцкий государственный университет, 2014. С. 97–99.

11. Ждек А.Я., Болонний В.Т. Оцінка втрат нафти в результаті малих витоків з магістральних нафтопроводів. *Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу*: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 16–20 трав. 2016 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. С. 228–230.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	стор. 4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ АВАРІЙНИХ ВТРАТ НАФТИ ПРИ ТРУБОПРОВІДНОМУ ТРАНСПОРТІ	10
1.1 Аналіз проблем аварійних втрат нафти в процесі транспортування	10
1.2 Аналіз впливу характеристик отвору на інтенсивність витікання рідини.....	17
1.3 Вплив корозійних процесів та режимів роботи лінійної частини на параметри надійності і довговічності трубопроводу	29
1.4 Аналіз аварійних ситуацій в процесі транспортування нафти трубопроводами	40
1.5 Аналіз фактів незаконних втручань у роботу нафтопроводів ПАТ «Укртранснафта»	49
1.6 Аналіз методів прогнозування витоків нафти при аваріях.....	56
1.7 Конкретизація задач досліджень	65
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ВИТІКАННЯ НАФТИ ЧЕРЕЗ ТРИЩИНИ В СТІНКАХ ТРУБОПРОВІДУ	68
2.1 Дослідний стенд і методика проведення дослідження	69
2.2 Результати досліджень і їх аналіз.....	76
2.3 Дослідження витікання нафти з трубопроводу в умовах пересіченого профілю траси.....	84
Висновки до розділу 2	91
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ФІЛЬТРАЦІЇ НАФТИ В ГРУНТІ ПРИ ПОЯВІ ВИТОКІВ З ТРУБОПРОВІДУ	92

3.1 Математичне моделювання фільтрації витоків нафти в грунті.....	93
3.2 Реалізація математичної моделі	100
3.3 Дослідження формування ареалу забруднення ґрунту	106
Висновки до розділу 3	109
РОЗДІЛ 4. МЕТОДИКА ОЦІНКИ ВТРАТ НАФТИ ЧЕРЕЗ АВАРІЙНІ ВИТОКИ З ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ І РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЇХ СКОРОЧЕННЯ	
4.1 Методика розрахунку витоків нафти з трубопроводу	110
4.2 Оцінка витоків нафти в результаті аварій лінійної частини магістральних трубопроводів.....	117
4.3 Організаційно-технічні заходи скорочення втрат продукту в результаті аварій в системах трубопровідного транспорту.....	123
4.4 Оцінка впливу аварійних ситуацій на навколишнє середовище	132
Висновки до розділу 4	134
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....	136
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	138

ВСТУП

Україна є країною з найбільш розгалуженою мережею магістральних трубопроводів у Європі. Від їх працездатності залежить як постачання енергетичних ресурсів на території України, так і збереження потенціалу транзиту нафти в країни Європи.

Нафтопроводи є стратегічним активом промисловості України, і забезпечення їх ефективної та безпечної роботи є питанням національної безпеки.

Обґрунтування вибору теми. Існуюча система нафтопроводів України знаходиться в експлуатації в середньому від 20 до 48 років, в залежності від терміну вводу в дію її складових. За час експлуатації значна частина магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання вичерпала свій ресурс, неодноразово підлягала поточному та капітальному ремонтам і морально застаріла. Їх подальша безпечна та надійна експлуатація можлива лише при періодичному проведенні комплексу робіт з обстеження технічного стану, встановлення працездатності, залишкового ресурсу безпечної експлуатації, проведення аналізу економічної ефективності і подальшою модернізацією.

Вказані терміни експлуатації трубопроводів є значними і при невчасному та неякісному виконанні планово-попереджувальних ремонтів лінійної частини збільшують ризик виникнення аварійних ситуацій з розгерметизацією трубопроводу і розливами нафти.

Можливі аварії трубопроводів можуть призводити до значних економічних втрат і важких екологічних наслідків. Важкі умови експлуатації – тривала взаємодія напруженого металу з корозійно-агресивними середовищами, перевищення розрахункового терміну експлуатації, циклічні зміни тиску та коливання температури – пришвидшують процес деградації нафтопроводів.

Втрати транспортованого середовища за їх фізичним станом можна розділити на втрати в газоподібному та рідкому стані, а за причинами утворення – на експлуатаційні та аварійні.

Виникнення експлуатаційних втрат пов'язане з технічною недосконалістю транспортування. Аварійні втрати виникають внаслідок порушення правил

технічної експлуатації, стихійного лиха, несанкціонованих врізань, тощо. Особливо велика кількість аварій виникає якраз через несанкціоновані врізання.

Аварійні витoki нафти і нафтопродуктів при їх транспортуванні завдають значних збитків навколишньому природному середовищу. Саме тому надійна робота трубопроводів є необхідною умовою їх експлуатації, а питання оцінки втрат нафти при аварійних ситуаціях та розробка і впровадження заходів щодо їх зменшення є надзвичайно актуальною задачею.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика роботи є частиною планових державних науково-технічних програм з розвитку нафтогазового комплексу України.

Робота носить науково-прикладний характер і полягає в оцінці величини втрат витоків нафти, розробці і впровадженні заходів, спрямованих на підвищення технічної та екологічної безпеки експлуатації систем трубопровідного транспорту нафти, що є складовою частиною Державної цільової екологічної програми проведення моніторингу навколишнього природного середовища, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 5 грудня 2007 р. № 1376, Державної цільової економічної програми енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010–2015 рр., затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 01.03.2010 р. № 243, та Енергетичної стратегії України на період до 2030р., схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 15.03.2006р. № 145-р.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення ефективності функціонування системи магістральних нафтопроводів, їх екологічної і технічної безпеки, шляхом розробки методу прогнозування втрат нафти при аваріях, запровадження заходів щодо зменшення і попередження випадків розгерметизації трубопроводів, впровадження у виробничий процес системи виявлення витоків, скорочення об'ємів втрат нафти і мінімізація матеріальних і фінансових затрат на локалізацію і ліквідацію аварійних ситуацій.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі задачі:

- дослідити експериментальним шляхом вплив форми отвору на коефіцієнт витрати при витіканні нафти в процесі розгерметизації нафтопроводу;
- дослідити вплив профілю траси на витрату витоку нафти;
- вивчити і дослідити процес фільтрації нафти в ґрунті. Розробити математичну модель, що дозволяє прогнозувати зміну тиску в пористому середовищі (ґрунті) в часі за рахунок зростання фільтраційного опору, викликаного витіканням нафти з трубопроводу.
- створити на основі вдосконаленої математичної моделі методу і програмне забезпечення для можливості оцінки втрат нафти під час аварії, розробити заходи, щодо підвищення рівня технічної і економічної безпеки систем трубопровідного транспорту нафти, виконати апробацію розроблених методик і програм шляхом виконання розрахунків витоків нафти для конкретних аварійних ситуацій та порівняння одержаних результатів з фактичними даними за результатами ліквідації цих аварій.

Об'єкт дослідження – лінійна частина магістральних нафтопроводів.

Предмет дослідження – фактори, що впливають на обсяг витоку нафти при розгерметизації трубопроводу.

Методи дослідження. Дослідження впливу форми отвору на величину витоку нафти проведено експериментальним методом з використанням розробленої установки. При розробці математичної моделі та методик оцінки втрат нафти використані методи диференціального та інтегрального числення, а також методи математичного моделювання, інтерпретації та ітерацій (послідовних наближень).

Наукова новизна отриманих результатів. Наукова новизна отриманих результатів полягає в комплексному дослідженні факторів, що безпосередньо впливають на процес витікання нафти в місці пошкодження лінійної частини магістрального нафтопроводу. Автором самостійно вперше:

- встановлені експериментальним шляхом закономірності впливу форми отвору на коефіцієнт витрати при витіканні;
- досліджений вплив профілю траси на витрату витоку нафти;

- розроблена математична модель, що дозволяє прогнозувати зміну тиску в пористому середовищі в часі за рахунок зростання фільтраційного опору, викликаного витіканням нафти з трубопроводу;

- встановлено залежності зміни тиску фільтраційного опору середовища (тиску протидії витіканню) і зміни витрати витоку в часі для різних характеристик ґрунтів;

- розроблена математична модель, що базується на законі лінійної фільтрації у формі Дарсі, рівнянні нерозривності у двовимірній формі, в якій витік із трубопроводу моделюється функцією джерела Дірака. Отримані результати дають змогу побудови нестационарного розподілу швидкостей фільтрації в ґрунті, на основі яких робиться висновок про формування ареалу забруднення довкілля витоками нафти;

- проаналізовані випадки несанкціонованих втручань в роботу магістральних нафтопроводів із крадіжками і розливами нафти. Запропоновані заходи, щодо зменшення подібних випадків шляхом впровадження у виробничий процес автоматичних систем виявлення витоків;

- запропоновано методичні основи прогнозування оцінки технічного та екологічного ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів;

- розроблені заходи, спрямовані на зменшення і попередження випадків розгерметизації трубопроводів, впровадження у виробничий процес системи виявлення витоків, скорочення об'ємів втрат нафти і мінімізацію матеріальних та фінансових затрат на локалізацію і ліквідацію аварійних ситуацій.

Практичне значення отриманих результатів. На основі теоретичних та експериментальних досліджень розроблено алгоритм оцінки втрат нафти при порушенні герметичності трубопроводу. Розроблені заходи, щодо зменшення і попередження випадків розгерметизації трубопроводів можуть бути використані на стадії проектування та експлуатації магістральних нафтопроводів та продуктопроводів.

Особистий внесок здобувача. Основні результати роботи отримані автором самостійно. Ним виконані експериментальні дослідження процесу

витікання нафти при порушенні герметичності нафтопроводу. Досліджено математичними методами за допомогою програмних засобів вплив цілого комплексу факторів на величину коефіцієнта витрати при витіканні. Запропонована удосконалена математична модель оцінки втрат нафти. На цій науковій базі розроблені методики і програмне забезпечення для проведення розрахунків прогнозування витоків. Виконана апробація розробок шляхом виконання розрахунків витоків нафти для конкретних аварійних ситуацій та порівняння одержаних результатів з фактичними даними за результатами ліквідації цих аварій.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень доповідались на:

- всеукраїнській науково-практичній конференції молодих вчених і студентів "Безпека об'єктів нафтогазового комплексу" (м. Івано-Франківськ, 5-7 жовтня 2011р.);
- міжнародній науково-технічній конференції "Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу" (м. Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012р.);
- VIII міжнародній науково-технічній конференції "Надійність і безпека магістрального трубопровідного транспорту" (Білорусія, м. Новополоцьк, 25 – 28 листопада 2014р.);
- міжнародній науково-технічній конференції "Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу" (м. Івано-Франківськ, 16 – 20 травня 2016р.).

У повному об'ємі результати досліджень доповідались на засіданні кафедри Спорудження і ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ ІФНТУНГ та науково-технічному семінарі факультету нафтопроводів зазначеного університету.

Публікації. За результатами досліджень, які викладені у дисертації, опубліковано 7 наукових статей, з них 7 – у фахових журналах.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, 32 рисунків, 14 таблиць, списку використаних джерел, який містить 133 найменування, та 3 додатків, викладених на 137 сторінках тексту.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ АВАРІЙНИХ ВТРАТ НАФТИ ПРИ ТРУБОПРОВІДНОМУ ТРАНСПОРТІ

1.1 Аналіз проблем аварійних втрат нафти в процесі транспортування

Трубопровідний транспорт в даний час є найбільш економічно обґрунтованим видом транспорту нафти. Він зарекомендував себе як безпечний, надійний та економічний метод об'ємного транспортування нафти та нафтопродуктів на великі відстані.

Магістральні нафтопроводи належать до об'єктів тривалої експлуатації, амортизаційний термін служби яких становить 33 роки. Вони являють собою складний технічний комплекс, при експлуатації якого гостро постає проблема забезпечення надійності його роботи, оскільки 60% (2850 км) магістральних нафтопроводів України експлуатуються понад амортизаційний термін. Решта 40% нафтопроводів мають суттєвий термін напрацювання - близько 30 років.

Досвід експлуатації магістральних нафтопроводів показав, що незважаючи на значний розвиток технологій в проектуванні, будівництві та експлуатації споруд магістрального нафтопроводу на сьогоднішній день не можливо повністю вирішити проблему аварійних втрат нафти при транспортуванні, що виникають при розгерметизації лінійної частини нафтопроводу та технологічного обладнання.

Руйнування трубопроводів, як правило, відбуваються під одночасним впливом декількох причин. Основні з них:

- відхилення від вимог технології і державних стандартів у процесі заводського виробництва труб. З цієї причини відбувається зниження якості і можливі такі дефекти, як розшарування, тріщини, зниження ударної в'язкості і погіршення пружних властивостей матеріалу. В процесі калібрування і правки труб можлива їх витяжка, що перевищує гранично допустимі норми, в результаті властивості металу також знижуються, що може призвести до небезпеки появи тріщин і крихкого руйнування труб в процесі їх експлуатації;

- недотримання правил проектування і будівництва трубопроводів. Неякісне виконання робіт, що пов'язані з транспортом і укладанням трубопроводу призводить до пошкоджень і різних дефектів. Після неякісного зварювання труб можливі тріщини, непровари швів, шлакові включення. Під час транспортування і монтажу труб з'являються дефекти їх стінок у вигляді вм'ятин і подряпин (риск);

- порушення правил експлуатації трубопроводів і нафтоперекачувальних станцій. Недотримання експлуатаційного режиму нафтопроводу під час пуску і зупинки нафтоперекачувальних станцій, при послідовному перекачуванні різних типів нафти, запусках і зупинках окремих агрегатів, тощо призводить до значного підвищення тиску, який може бути більшим за допустимий. Неправильне перекриття лінійних засув може викликати явище гідравлічного удару і, як наслідок, призвести до розгерметизації нафтопроводу;

- природні явища. Сейсмічне коливання ґрунтів, вібрації, обвали ґрунту призводять до руйнування трубопроводу [14].

Можливими джерелами аварійного розливу нафти можуть бути:

- лінійна частина магістрального нафтопроводу;
- резервуари для зберігання нафти;
- технологічні трубопроводи;
- запірні арматура, фланцеві з'єднання;
- основне і допоміжне технологічне обладнання.

Виходячи з особливостей технологічного процесу, на виробничих майданчиках нафтоперекачувальних станцій, лінійних виробничо-диспетчерських станцій, нафтобаз можливими причинами і факторами, що сприяють виникненню і розвитку аварій, можуть бути:

- розгерметизація резервуарів.
- порушення технологічного режиму роботи основного технологічного обладнання;
- пошкодження технологічних трубопроводів та арматури;

- відмова допоміжного обладнання (системи розвантаження торцевих ущільнень, відкачування нафтовитоків та ін).
- зовнішня або внутрішня корозія металу стінок і днища резервуара;
- помилки експлуатаційного персоналу.

Пошкодження магістральних нафтопроводів викликаються дією двох груп чинників. Перша група пов'язана зі зниженням несучої здатності нафтопроводу, друга – зі збільшенням навантажень і впливів. Зниження несучої здатності нафтопроводу відбувається через наявність дефектів в стінці труб і старіння металу. Фактори другої групи з'являються при експлуатації діючого нафтопроводу (тиск, напруження, що виникають від впливів температур перекачуваної нафти і ґрунту навколо труби, тиск шару ґрунту над трубою, різні статичні і рухомі навантаження, деформація земної поверхні на оброблюваних територіях, сейсмічні дії) [18].

Для детального аналізу причин аварій і пошкоджень лінійної частини нафтопроводів розглянемо кожну причину окремо.

1. Зовнішні впливи на нафтопровід.

До зовнішніх впливів на підземні трубопроводи відносять можливі навантаження при проведенні різних робіт поблизу нафтопроводу, наїзди важкої техніки, зсуви, землетруси, вибухи та ін. Результати аналізу відмов [25, 34, 90, 124] свідчать про те, що однією з основних причин пошкоджень підземних трубопроводів є вплив зовнішніх сил, що приводить до утворення поверхневих вм'ятин, тріщин, тріщин у вм'ятинах, розривів у зварних швах і по тілу труби.

Найбільш поширеними є пошкодження, що виникають в результаті проведення ремонтних або будівельних робіт в безпосередній близькості від діючого трубопроводу. Вони відносяться до числа найбільш потенційно небезпечних.

Через вплив зовнішніх факторів згідно із [8] на магістральних нафтопроводах відбувається більше 5% аварій від загального їх числа, а по обсягах нанесених збитків вони посідають перше місце.

2. Корозійні пошкодження лінійної частини нафтопроводу.

Корозійні пошкодження нафтопроводів – це руйнування тіла труби під впливом хімічного або електрохімічного впливу навколишнього середовища.

Підземні нафтопроводи можуть піддаватися корозії під впливом ґрунту, блукаючих струмів та змінного струму електрифікованого транспорту [11].

Ґрунтова корозія підрозділяється на хімічну і електрохімічну. Хімічна корозія зумовлена дією на метал різних газів і рідких неелектролітів. Ці хімічні сполуки, діючи на метал, утворюють на його поверхні плівку, що складається з продуктів корозії. При хімічній корозії товщина стінки нафтопроводу зменшується рівномірно, тобто практично не виникають наскрізні пошкодження труб. Хімічній корозії в більшій мірі піддаються внутрішні стінки нафтопроводу [11].

Електрохімічна корозія зумовлена взаємодією металу труби з агресивними розчинами ґрунту. При цьому метал виконує роль електродів, а агресивні розчини електролітів. Під дією електрохімічної корозії в тілі труби утворюються місцеві каверни і наскрізні отвори. Тому цей вид корозії є більш небезпечним, ніж хімічна корозія.

Ще більш небезпечна електрична корозія. Вона виникає під дією на нафтопровід електричних струмів. Ці струми називають блукаючими, так як вони проникають у ґрунт зазвичай з рейок електрифікованого транспорту і потрапляють на нафтопровід в тих місцях, де він неізолюваний, або має пошкоджену ізоляцію. Рухаючись по трубопроводу, струми виходять з нього поблизу тягових підстанцій.

Ділянки входу струму в нафтопровід називають катодними, а ділянки виходу – анодними. Найбільш небезпечні анодні зони, так як струми виходять з нафтопроводу у вигляді позитивних іонів, що супроводжується інтенсивним виносом частинок металу та утворенням наскрізних отворів.

Для живлення електрифікованого транспорту застосовується постійний струм, причому другим проводом служать рейки. Хоча рейки є хорошим провідником, тим не менше, частина струму, особливо в місцях з'єднань рейок, потрапляє в ґрунт. Рухаючись у ґрунті, струми мають тенденцію повертатися до

своїх джерел по коліях найменшого опору. Один з таких шляхів – підземні трубопроводи, що мають пошкоджену ізоляцію. У місцях пошкодження ізоляції блукаючі струми потрапляють на нафтопровід і виходять з нього поблизу тягової підстанції у вигляді позитивних іонів металу. Таким чином, починається електроліз металу.

Згідно з [11] Аналіз аварійності магістральних нафтопроводів показує, що аварії на їх лінійній частині по причині зовнішньої корозії становлять 30 - 35% від загального їх числа.

3. Дефекти труб

Дефекти труб – будь-яка невідповідність контрольованого параметра регламентованим нормам. Дефекти труб можна класифікувати за двома видами: металургійні і чисто зовнішні (механічні) дефекти стінки труби. Згідно із [18] до металургійних дефектів відносяться наступні:

- дефекти металу труби: неметалічні шлакові та флюсові включення, закати, корозія (атмосферна кристалітна, атмосферна поверхнева, газова високотемпературна і т.д.) коксування, перегрів, перепал, газові міхури, різна товщина листів, внутрішні розриви, усадочні раковини, тріщини (водневі, гарячі, термічні, втомні і т.д.), флокени та ін.;

- дефекти стінки труби: подряпини, риски, задири, вм'ятини з різними геометричними характеристиками (глибина, радіус кривизни, довжина, розташування на трубі і т.д.), ерозійні руйнування внутрішньої поверхні труби, тріщини, що виникають при порушеннях технології прокату, вм'ятини, що утворилися від вдавнення валками не видаленої окалини, металевої крихти або випадкових ударів.

До дефектів зварних швів відносяться наплави (натікання), непостійні по довжині, ширині і висоті шви, груба лускатість шва, подрізи, тріщини, непровари, пори, пропали та ін.

Наплави найчастіше утворюються при зварюванні горизонтальними швами вертикальних поверхонь в результаті натікання рідкого металу на краї холодного основного металу. Причини виникнення наплавів – велика сила зварювального

струму, довга дуга, неправильне положення електрода, великий кут нахилу виробу при зварюванні на підйом і спуск.

Підрізи представляють собою поглиблення (канавки), які утворюються в основному металі вздовж краю шва при великій силі зварювального струму і довгій дузі. Підрізи призводять до ослаблення перерізу основного металу і можуть стати причиною руйнування зварного з'єднання [18].

4. Порухення правил технічної експлуатації нафтопроводів.

Аналіз причин відмов магістральних нафтопроводів [11] показує, що на частку відмов, що відбулися через порушення правил технічної експлуатації магістральних нафтопроводів, припадає від 2 до 7%. Сюди входять відмови з вини експлуатаційного персоналу у зв'язку з порушенням строків та якості технічного обслуговування і ремонту, недотриманням правил техніки безпеки при обслуговуванні та ремонті нафтопроводів і т.д.

До додаткових зовнішніх навантажень, що виникають внаслідок порушення правил експлуатації і викликають руйнування трубопроводу, відносяться гідравлічні удари. Вони становлять велику серйозну небезпеку для трубопроводів.

Гідравлічні удари можуть бути наслідком раптового відключення перекачувальних станцій або помилкового закриття засувки, а також утворення в трубопроводі повітряних пробок, які в ряді випадків можуть викликати коливання тиску, подібні гідравлічному удару [10].

5. Експлуатаційні навантаження і впливи.

Основними експлуатаційними навантаженнями і впливами є внутрішній тиск продукту в трубопроводі і температурний перепад (різниця між температурами металу труб при укладанні й у процесі експлуатації). При нормальній експлуатації магістральних нафтопроводів у відповідності з правилами технічної експлуатації внутрішній тиск істотно не змінюється.

Аналіз статистичних даних аварійності нафтопроводів показує наступний розподіл причин:

- зовнішні фізичні (силові) дії на трубопроводи, включаючи кримінальні врізання, що призвели до витоків – 34,7 %;
- порушення норм і правил проведення робіт при будівництві і ремонті, відхилення від проектних рішень – 24,7 %;
- корозійні пошкодження труб, запірної і регулюючої арматури – 23,5%;
- порушення технічних умов при виготовленні труб і устаткування – 12,4%;
- помилкові дії експлуатаційного і ремонтного персоналу – 4,7%.

Корозійні дефекти тіла труби лінійної частини є найтипівішими експлуатаційними дефектами. Вони зумовлені локальним місцевим корозійним пошкодженням матеріалу під час експлуатації.

Найбільш поширеними технологічними дефектами є дефекти основного металу (риски, подряпини, задертість, закати тощо) або зварного шва (підрізи, не провари, шлакові включення, пори тощо) [14].

Багаторічні спостереження показують, що результатом руйнувань металу труби в процесі її експлуатації являються, як правило, наскрізні тріщини довжиною 1,5 – 2,5 м з шириною розкриття до 200 мм, а в окремих випадках вони сягають десятиметрової довжини [8], що призводить до великих втрат нафти, значних матеріальних втрат, екологічних збитків та тривалих простоїв.

Надійну роботу нафтопроводів визначає ряд експлуатаційних чинників, які характеризують:

- вплив технологічних факторів, що пов'язані з виготовленням труб та прокладанням трубопроводів;
- вплив корозійних середовищ, зокрема пластових вод та товарної нафти (нафтопродуктів);
- зміна напруженого стану стінки труби, що обумовлений коливаннями робочого тиску нафти в процесі її транспортування.

Таким чином, значна частина відмов та аварій нафтопроводів, які суттєво зменшують їх експлуатаційні можливості пов'язана із корозією металу виявленою

на їх зовнішніх та внутрішніх поверхнях труб, а також із стрес-корозійними та корозійно-втомними факторами.

Питанням аварійних втрат нафти при пошкодженні лінійної частини магістральних нафтопроводів присвячені роботи Я. М. Семчука, Г.М. Кривенко, О.Ф. Бабаджанової, А.М. Козлітіна, А.І. Попова, Р.В. Савицького, О.Л. Блохіної та ін. Аналіз даних робіт показує, що величина аварійних втрат нафти залежить від місця і розміру пошкодження та від швидкості виявлення аварії.

В роботах А .М. Козлітіна та А.І. Попова розглянуті питання аварійних втрат нафти при розгерметизації лінійної частини нафтопроводів та резервуарів. При розрахунку маси можливих аварійних розливів застосовуються фізико-математичні моделі. Так для розрахунку процесу аварійного витікання нафти з лінійної частини нафтопроводу враховуються:

- умови витікання до закриття засувки, коли напір в точці витікання є постійним;
- умови витікання нафти після закриття засувки, коли напір в точці витікання є змінною в часі величиною і залежить від кількості розливої нафти.

Кількість розливої нафти при аварії на і-ій ділянці нафтопроводу залежить від наступних параметрів:

- розміру і місця розташування пошкодження;
- проміжку часу з моменту виникнення аварії до моменту перекриття лінійних засувки;
- часу витікання нафти з моменту зупинки перекачування до моменту прибуття аварійно-відновлювальних бригад.

1.2 Аналіз впливу характеристик отвору на інтенсивність витікання рідини

Процес аварійного витікання нафти з трубопроводу відбувається при двох режимах. Перший режим – до закриття засувки витік проходить при постійному напорі, що визначається різницею геодезичних відміток трубопроводу. Другий режим витікання відбувається після закриття засувки в самопливному режимі при

змінному напорі, значення якого зменшується по мірі збільшення обсягу розлитої нафти.

В роботах Р.В. Савицького та О.Л. Блохіної розглянуті алгоритми визначення очікуваної частоти виникнення аварійних ситуацій і сценаріїв їх розвитку на магістральних нафтопроводах. Процедура аналізу ризику являє собою основу для прийняття рішень по запобіганню аварій та ліквідації їх наслідків на виробничих об'єктах нафтотранспортної системи. В роботах проаналізовані статистичні дані по аварійності на об'єктах нафтотранспортної системи Російської Федерації.

Для розрахунку очікуваної частоти аварій на конкретному нафтопроводі на кожній його n -ій ділянці визначається значення інтегрального коефіцієнта впливу K_6 , що показує в скільки разів локальна інтенсивність аварій на ділянці відрізняється від середньостатистичної частоти для даного трубопроводу. В якості середньостатистичної частоти приймається середнє значення числа аварій за останні десять років на ділянці траси довжиною 1 км.

Роботи О.Ф. Бабаджанової перекликаються з роботами А.М. Козлітіна та А.І. Попова. В них проводиться короткий аналіз причин аварійності лінійної частини магістральних нафтопроводів.

Згідно з твердженнями О.Ф. Бабаджанової найбільший ризик аварій на магістральних нафтопроводах пов'язаний з їх поздовжніми руйнуваннями, які можуть відбуватися як по основному металу труб, так і в зоні зварних швів, при утворенні корозійних "свищів", розривів "гільйотин". Характерна тривалість режимів витoku нафти залежить від розмірів дефектного отвору. Кількість нафти, яка може витекти при аварії, є імовірнісною функцією, залежною від наступних випадкових параметрів:

- місця розташування і площі дефектного отвору (розриву);
- тривалості витoku нафти з моменту виникнення аварії до зупинки перекачування, що складає 3÷20 хв. для великих розривів і декілька годин для малих витоків, які важко зафіксувати приладами на нафтоперекачувальних станціях (НПС);

- тривалості витoku нафти з моменту зупинки перекачування до закриття засувки.

В роботах А.Г. Кривенко освітлені питання моделювання витоків високов'язкої нафти при транспортуванні її з підігрівом. Запропоновано математичні моделі для визначення перепаду тиску по довжині конкретного нафтопроводу Долина – Дрогобич з урахуванням інформативності даних промислових вимірювань.

Для прогнозування технічного ризику при експлуатації неізотермічних нафтопроводів з пересіченим профілем траси реалізовано математичну модель руху нафти, в якій враховується вплив температури на характер розподілу тиску в трубопроводі і, на відміну від існуючих моделей, повний коефіцієнт теплопередачі визначається за удосконаленими залежностями, одержаними автором внаслідок статистичної обробки реальних параметрів роботи нафтопроводу.

А.Г. Кривенко розробила та реалізувала в програмному продукті моделювання траєкторії витікання нафти з дефектного отвору з використанням методу найшвидшого спуску.

Причини відмов трубопроводів, в тому числі тривало експлуатованих, висвітлено в низці наукових робіт П.П. Бородавкіна, Р.М. Говдяка, В.Я. Грудза, Б.І.Кіма, Ю.О.Кузьменка, С.Е.Кутукова, Б.С. Рачевського, В.В. Розгонюка, Я.М. Семчука, А.Г. Телегіна, Л.С. Шлапака та інших.

Аналіз публікацій даних авторів показує, що для трубопроводів тривалої експлуатації характерна значна кількість дефектів. Дефекти в тілі труби відрізняються глибиною та довжиною, при чому найбільш небезпечними є глибокі дефекти невеликої довжини.

Дослідженням в області перекачування нафт в тому числі і високов'язких та впливам різноманітних факторів на тепловий та гідравлічний режими роботи нафтопроводів присвячені роботи Р.А. Алієва, В.М. Агапкіна, Н.А. Гарріс, Г.М.Гематудінова, Б.Л.Кривошеїна, А.Х. Мірзаджанзаде, В.Ф. Новосьолова, П.І. Тугунова, К.Д. Фролова, М.Д. Середюк, В.Т. Болонного та ін.

Аналіз робіт даних авторів вказує на необхідність врахування впливу температури на характер розподілу тиску. На тепловий розрахунок нафтопроводів впливає повний коефіцієнт теплопередачі, похибка при визначенні якого за відомими залежностями складає більше 20%.

Важливим роботами в плані впливу експлуатаційних дефектів лінійної частини магістральних нафтопроводів на надійність роботи нафтотранспортної системи є роботи Є.Р. Крижанівського, Л.Я. Побережного, Р.С. Грабовського, Б.С. Білобрана, А.В. Андрусяка, В.Т. Болонного та ін.

Дані роботи присвячені оцінці технічного стану тривало експлуатованих магістральних трубопроводів з наявними експлуатаційними дефектами із урахуванням потенційного розвитку останніх.

Роботи Л.Я. Побережного присвячені створенню наукових основ аналізу та забезпечення надійності, безпеки і живучості трубопровідних систем в цілому та тих, що експлуатуються у складних природних умовах. Автор об'єднує принципові схеми оцінки потенційних небезпек, розрахунку та контролю експлуатаційних ризиків і схему управління ресурсом та безпекою трубопровідних систем на різних стадіях життєвого циклу. При цьому не врахований агресивний корозійний вплив транспортованого середовища.

А.В. Андрусяк у своїх публікаціях для оцінки стану лінійної частини магістральних трубопроводів використовує комплекс стандартних і експериментально знайдених спеціалізованих характеристик про стан металу, статистичні зведення про реальні зовнішні впливи на трубопровід за весь час його експлуатації, результати діагностичних обстежень.

Тобто задля запобігання аварійних ситуацій у процесі експлуатації нафтопроводів методами неруйнівного контролю проводять їх технічне діагностування. В результаті виявляють ділянки нафтопроводу, що містять як експлуатаційні, так і технологічні дефекти, визначають їх розміри та розміщення цих дефектів на поверхні нафтопроводу. На основі аналізу виявлених дефектів плануються роботи по капітальному ремонту дефектних ділянок з метою підвищення надійності роботи всього нафтопроводу.

Об'єктом досліджень знову ж таки є нафтопровід з пересіченим профілем траси за нестационарних режимів роботи.

Вплив транспортованого середовища на надійність роботи нафтопроводу досліджений в роботах Р.С.Грабовського. В його публікаціях розроблені методологія та технічні засоби для оцінювання поверхневого тріщиноутворення, визначені характеристики опору поширення тріщин в сталях магістральних трубопроводів із урахуванням чинника транспортованого середовища, проведені аналітично-чисельні дослідження кінетики поширення тріщиноподібних дефектів в стінках реальних нафтопроводів в залежності від терміну та умов їх експлуатації.

Оцінка експлуатаційних можливостей трубопроводів з виявленими дефектами ґрунтується на ряді нормативних документів, які містять підходи механіки руйнування матеріалів та конструкцій. Їх можна розділити на дві групи:

- спеціальні норми для трубопроводів: BGC/PS/P11, DNV-RP-F101;
- загальні стандарти та норми: SINTAP (Європейський Союз 2000 р.), ВБН В.2.3-00018201,04-2000 (Україна 2000 р.).

Спеціальні норми побудовані на критерії досягнення пластичного стану трубопроводу з тріщиноподібним дефектом, а загальні стандарти використовують двокритеріальний підхід механіки руйнування, а саме критичне значення коефіцієнта інтенсивності напружень K_{Ic} та руйнівне напруження σ_f (критерій пластичного колапсу).

Слід зауважити, що такі підходи здатні достовірно спрогнозувати і оцінити момент катастрофічного руйнування труби, однак не розглядають стадії процесу руйнування, які передують досягненню цього граничного стану.

Однак, відомо, що руйнування металу під довготривалою дією експлуатаційних чинників є багатостадійним процесом і вклад кожної стадії, в кінцевому розрахунку, і визначає довговічність елемента труби в заданих умовах роботи.

З цієї точки зору принципово важливим чинником є процес субкритичного росту корозійних чи тріщиноподібних дефектів, зумовлений сумісною дією

експлуатаційних навантажень та середовищ. В існуючих підходах ці процеси не розглядаються і не враховуються у прогнозних оцінках щодо міцності трубопроводів. Тут також недостатньо врахований чинник експлуатаційного середовища (наприклад, реологічні властивості нафти) на деградацію властивостей матеріалу при довготривалій експлуатації нафтопроводів.

Аналіз останніх досліджень в напрямку трубопровідного транспорту високов'язких і швидкозастигаючих нафт [6, 7, 8, 9], а також в напрямку дослідження аварійності нафтопроводів показав відсутність методик прогнозування втрат високов'язких, швидкозастигаючих нафт при їх транспортуванні, в тому числі, коли мова йде про розгалужену систему нафтопроводів.

Згідно з методикою авторів [6, 7, 8, 9] розрахунок кількості розлитої нафти при аварії нафтопроводу повинен виконуватись в три етапи, кожен з яких визначається різними режимами витікання:

- витікання нафти з моменту пошкодження до зупинки перекачування;
- витікання нафти з трубопроводу з моменту зупинки перекачування до закриття лінійних засувок;
- витікання нафти з трубопроводу з моменту закриття лінійних засувок до припинення витоку.

Обсяг V_1 нафти, що витекла з нафтопроводу з моменту виникнення аварії τ_a до моменту зупинки перекачування τ_o , визначається співвідношенням:

$$V_1 = Q_1 \tau_1 = Q_1 (\tau_o - \tau_a). \quad (1.1)$$

Витрата нафти через місце пошкодження Q_1 визначається з виразу:

$$Q_1 = Q' - Q_o \cdot \left\{ \frac{1}{\ell - x^*} \cdot \frac{Z_1 - Z_2 + \frac{(P' - P'')}{\rho g} - i_o \cdot x^* \cdot \left(\frac{Q'}{Q_o} \right)^{2-m_o}}{i_o} \right\}^{\frac{1}{2-m_o}}, \quad (1.2)$$

де Q_o – витрата нафти в справному нафтопроводі при працюючих насосних станціях; визначається режимом завантаження нафтопроводу і фіксується за показниками приладів на нафтоперекачувальних станціях (НПС);

ℓ – довжина ділянки нафтопроводу між двома НПС, на якій стався витік;

x^* – віддаль від НПС до місця пошкодження;

Z_1 і Z_2 – геодезичні відмітки початку і кінця ділянки ℓ , визначаються за профілем траси нафтопроводу,

Q' – витрата нафти в нафтопроводі після аварії;

P', P'' – тиски на початку та в кінці ділянки ℓ в пошкодженому нафтопроводі при працюючих НПС, визначаються за показами приладів на НПС на момент аварії.

Відповідно до рекомендацій [2], показник режиму руху нафти по нафтопроводу $m=0,25$.

Окремі випадки визначення Q_1 :

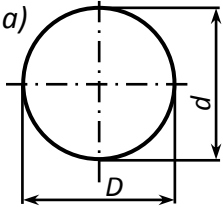
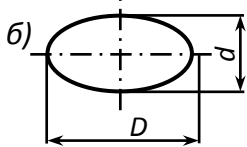
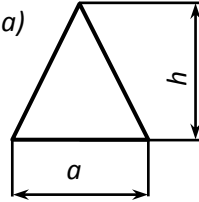
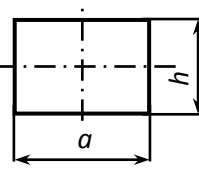
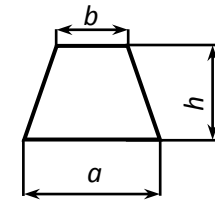
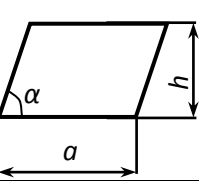
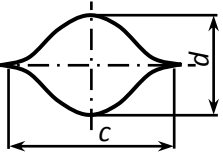
а) при $Q' \approx Q_o$ (коли величина витіку настільки мала, що не фіксується приладами на НПС)

$$Q_1 = \mu S \sqrt{2gh^*}. \quad (1.3)$$

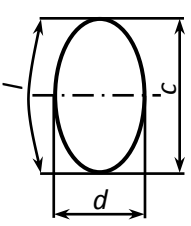
Площа дефектного отвору S в залежності від форми розриву стінки нафтопроводу визначається за формулами, наведеними в таблиці 1.1.

Коефіцієнт витрати μ через дефектний отвір діаметром $d_{отв}$ визначається в залежності від числа Рейнольдса Re відповідно до табл. 1.2.

Таблиця 1.1 – Форми аварійних розривів стінок нафтопроводів і формули для визначення площі розриву

№ п/п	Форма розриву (отвору) стінки труби	Форма розриву для розрахунків	Площа розриву (отвору)	Примітка
1.		Круг	$0,785 \cdot Dd$	Для розриву в формі круга $D = d$
		Еліпс		
2.		Трикутник	$0,5 \cdot a \cdot h$	<p>a и b – довжини протилежних паралельних сторін розриву;</p> <p>h – відстань (висота) між паралельними (довгими) сторонами розриву</p>
		Прямокутник	$a \cdot h$	
		Трапеція	$0,5 (a + b) h$	
			$a \cdot h$	
3.		Розрив вздовж осі трубопроводу з розкриттям кромek розриву	$0,5 cd$	c – довжина розриву; d – величина максимального розкриття кромek розриву

Продовження табл. 1.1

№ п/п	Форма розриву (отвору) стінки труби	Форма розриву для розрахунків	Площа розриву (отвору)	Примітка
4.		Розрив монтажних поперечних швів та ін.	$(c^2/4d)(l-c) + (d/4)(l+c)$	l – довжина кривої кромки розриву; c – довжина розриву; d – величина максимального розкриття кромки розриву

Таблиця 1.2 – Формули для визначення коефіцієнта витрати

Значення числа Рейнольдса Re	до 25	25÷400	400÷10000	10000÷300000	Більше 300000
Коефіцієнт витрати μ	$Re/48$	$Re / (1,5 + 1,4 Re)$	$0,592 + 0,27 / \sqrt[3]{Re}$	$0,592 + 5,5 / \sqrt{Re}$	0,595

Число Рейнольдса Re розраховується за формулою

$$Re = \frac{d_{омг} \sqrt{2gh^*}}{\nu} \quad (1.4)$$

Для визначення коефіцієнта витрати μ отворів, форма яких відрізняється від круглої, розраховується еквівалентний діаметр:

$$d_{екв} = \sqrt{\frac{4S}{\pi}} \quad (1.5)$$

У цьому випадку в формула (1.4) виглядає так:

$$Re = \frac{d_{екв} \sqrt{2gh^*}}{\nu} \quad (1.6)$$

Перепад напору h^* в точці витікання залежить від тиску P' на початку ділянки ℓ , гідравлічного ухилу i' , віддалі місця пошкодження від НПС, глибини h_m закладення нафтопроводу, напору h_a , створеного атмосферним тиском, і визначається з виразу:

$$h^* = \frac{P'}{\rho g} - i' \cdot x^* - h_T \quad (1.7)$$

На рисунках 1.1 та 1.2 наведені графічні залежності зміни режиму перекачування при порушенні герметичності нафтопроводу для НПС і лінійної частини.

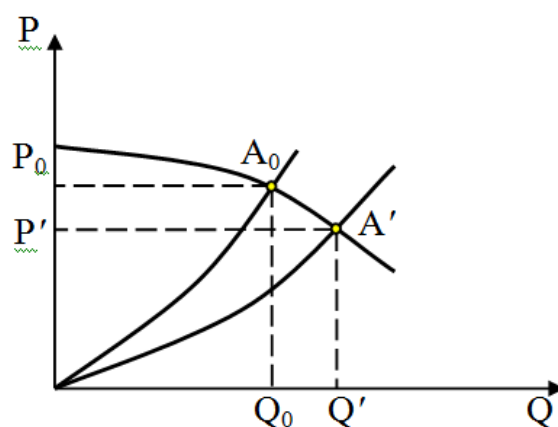


Рисунок 1.1 – Графіки зміни режиму перекачування НПС при порушенні герметичності нафтопроводу

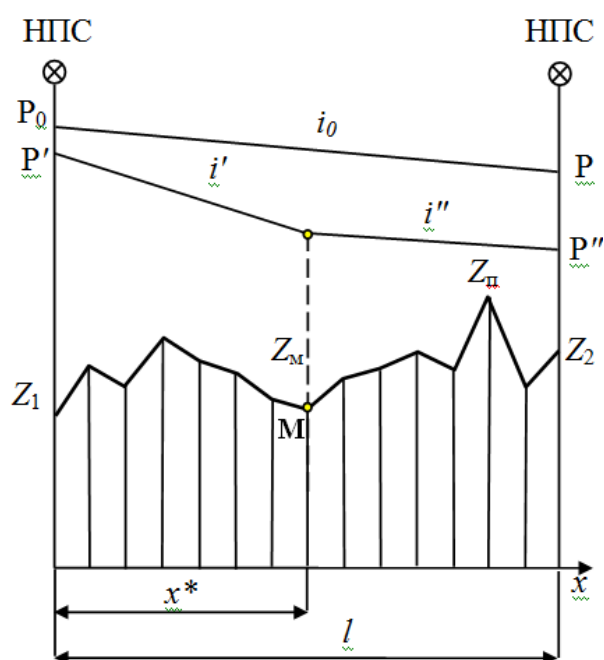


Рисунок 1.2 – Графіки зміни режиму роботи лінійної частини при порушенні герметичності нафтопроводу

На рисунку 1.2 точка M – це місце пошкодження трубопроводу на віддалі x^* від НПС, Z_2 – геодезична відмітка кінця ділянки нафтопроводу (м), Z_M –

геодезична відмітка місця пошкодження (м), Z_n – геодезична відмітка перевальної точки на даній ділянці (м).

б) Якщо $P'' = 0$, або $P'' < (Z_n - Z_2) \cdot \rho g$, або $P'' < (Z_m - Z_2) \cdot \rho g$, то продуктивність витікання нафти при аварії рівна продуктивності перекачування нафти по нафтопроводу:

$$Q_1 = Q', \quad (1.8)$$

Після відключення насосної станції відбувається спорожнення розташованих між двома найближчими насосними станціями прилеглих до місця пошкодження ділянок з більшими висотними відмітками. Витікання нафти визначається змінним у часі напором, що зменшується внаслідок спорожнення нафтопроводу.

Для виконання розрахунків тривалість витікання нафти τ_2 з моменту зупинки перекачування τ_0 до закриття засувки τ_3 розбивається на елементарні інтервали τ_i , усередині яких режим витікання (напір і витрата) приймається незмінним.

Для практичного застосування точність розрахунків є достатньою при, при $\tau_i = 0,25$ год, для більш точних розрахунків значення τ_i можна зменшити (0,01÷0,1 год).

Загальний обсяг виходу нафти з нафтопроводу за час $\tau_2 = (\tau_0 - \tau_3)$ визначається як сума обсягів V_i нафти, що витікають за елементарні проміжки часу τ_i :

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot \tau_i. \quad (1.9)$$

Для кожного i -го елементарного інтервалу часу визначається відповідна витрата Q_i нафти через дефектний отвір:

$$Q_i = \mu S \sqrt{2gh_i}. \quad (1.10)$$

Напір в місці аварії, відповідний i -му елементарному інтервалу часу, розраховується за формулою:

$$h_i = Z_i - Z_m - h_T - h_a, \quad (1.11)$$

де Z_i – геодезична відмітка найвищої точки профілю розглянутого ділянки нафтопроводу, заповненого нафтою на i -й момент часу.

За елементарний проміжок часу τ_i звільняється об'єм нафтопроводу V_i , що відповідає звільненню ділянки ℓ_i нафтопроводу

$$\ell_i = \frac{4V_i}{\pi \cdot D_{вн}^2}. \quad (1.12)$$

Звільненому ділянці ℓ_i відповідають значення x_i і Z_i , що визначають статичний напір у нафтопроводі в наступний розрахунковий інтервал часу τ_{i+1} .

Значення Z_i підставляється у формулу (1.11), і далі розрахунок повторюється повністю для інтервалу часу τ_{i+1} . Операція розрахунку повторюється до закінчення часу $\tau_2 = \tau_0 - \tau_3$.

Аналіз аварійних витоків з трубопроводу показав, що характерний розмір дефектного отвору L_p підпорядковується імовірнісному розподілу Вейбулла. Залежність ймовірності витоку з отворів з 3-ма характерними розмірами L_p/D (D – діаметр трубопроводу) і відповідними їм еквівалентними площами S_{ef} наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Параметри дефектного отвору

Параметри дефектного отвору	Свищі	Тріщини	Гільйотинний розрив
L_p/D	0,3	0,75	1,5
S_{ef}	0,0117	0,0732	0,2813
Доля розривів	0,55	0,35	0,1

Необхідно своєчасно оцінювати небезпеку таких пошкоджень і можливість подальшої експлуатації пошкодженої ділянки трубопроводу. Розробка методики прогнозування аварійних втрат нафти при пошкодженнях трубопроводів, оцінка обсягів витоків транспортованого продукту та розробка і впровадження заходів по запобіганню аварій і зниженню втрат при транспортуванні є актуальною та важливою науково-технічною проблемою.

1.3 Вплив корозійних процесів та режимів роботи лінійної частини на параметри надійності і довговічності трубопроводу

Важливим науковим завданням є прогнозування залишкового ресурсу роботи тривало експлуатованого трубопроводу шляхом врахування наявних корозійно-механічних дефектів, що виявлені в процесі внутрішньотрубного діагностування технічного стану.

Окремої уваги вимагає розгляд питання надійності і довговічності тривало експлуатованих неізотермічних нафтопроводів. Методика прогнозування залишкового ресурсу таких нафтопроводів повинна враховувати складні умови експлуатації та їх режими роботи.

Значна частина магістральних трубопроводів прокладена у складних гірських умовах, в районах можливих зсувів та на підроблюваних шахтами територіях, крім того вони зазнають впливів стрес-корозійних та корозійно-втомних факторів [1-7]. Все це призводить до відмов нафтопроводів і як наслідок до значних економічних та екологічних втрат [8].

При цьому зрозумілим постає питання – прогнозування довговічності та надійності роботи трубопровідної мережі, актуальність якого для даного типу трубопровідних комунікацій постійно зростає внаслідок підвищення навантаження на трубопроводи, їх старіння та впливу корозійних процесів. Результати внутрішньотрубної діагностики магістральних трубопроводів вказують на велику кількість дефектів різного походження в металі труб [1, 2].

У процесі експлуатації неізотермічних нафтопроводів часто виникає необхідність підвищення робочого тиску, що пов'язана із реологічними властивостями транспортованих сортів нафти (ця нафта при температурах ґрунту на глибині укладання трубопроводу характеризується великою в'язкістю). В таких нафтопроводах розвиваються дефекти у вигляді усадочних раковин, флокенів, пухирців, осьових пор, поверхневих тріщин, надрізів, що при накладанні підвищених робочих тисків може призвести до досягнення граничного

стану, тобто до руйнування лінійної частини магістрального нафтопроводу [1, 2, 10, 11].

В Україні технологія транспортування аномальних нафт використовується на складній гідравлічній системі нафтопроводів ЛВДС «Дрогобич», до складу якої входять наступні нафтопроводи: Долина – Дрогобич, Орів – Дрогобич, Борислав – Дрогобич. Оскільки нафтопроводи ДНУ не є новими, а експлуатуються вже багато років (див. таблицю 1.4), то визначення параметрів надійності і довговічності їх роботи має важливе науково-практичне значення.

Таблиця 1.4 – Вихідні дані для розрахунку параметрів надійності і довговічності роботи нафтопроводів ДНУ

Нафтопровід	T , термін експлуатації, роки	P_p , Робочий тиск, МПа	c , глибина дефекту, мм	L , довжина дефектів, мм	Матеріал труби, (σ_B , границя міцності, МПа)	$D \times t$, зовнішній діаметр і товщина стілки, мм
Долина – Дрогобич	47	3,5	3,6	110	Сталь 20 (458,8)	273×9
			2,8	160		
Орів – Дрогобич	37	2,4	3,3	100	Сталь 10 (359,3)	219×7
			3,0	165		
Борислав – Дрогобич	35	1,6	3,1	115	Сталь 10 (355,7)	168×7
			2,2	155		

Надійну роботу нафтопроводів визначає ряд експлуатаційних чинників, які характеризують по-перше – вплив технологічних факторів пов'язаних з виготовленням труб та прокладанням трубопроводів [1, 10, 11], по-друге – вплив корозійних середовищ, зокрема ґрунтових і пластових вод та товарної нафти [3, 4], по-третє – зміна напруженого стану стінки труби, обумовленого коливаннями робочого тиску нафти в процесі її транспортування [5-7, 12, 13].

Представлені результати досліджень сформовані на основі детального вивчення статистичних даних режимів роботи неізотермічних нафтопроводів ЛВДС «Дрогобич», а також періодичних діагностичних оглядів в процесі тривалої експлуатації труб лінійної частини даних нафтопроводів.

Досліджувані нафтопроводи містили як одиничні, так і множинні корозійно-механічні дефекти, що утворилися внаслідок пошкодження захисного покриття, високої корозійної активності ґрунтів та інших факторів. Причому множинні дефекти, являють собою декілька одиничних дефектів, що знаходяться у взаємодії між собою. Виявлені дефекти схематизувались (пунктирна лінія на рис. 1.3) до зручної для подальших обчислень форми [14-16].

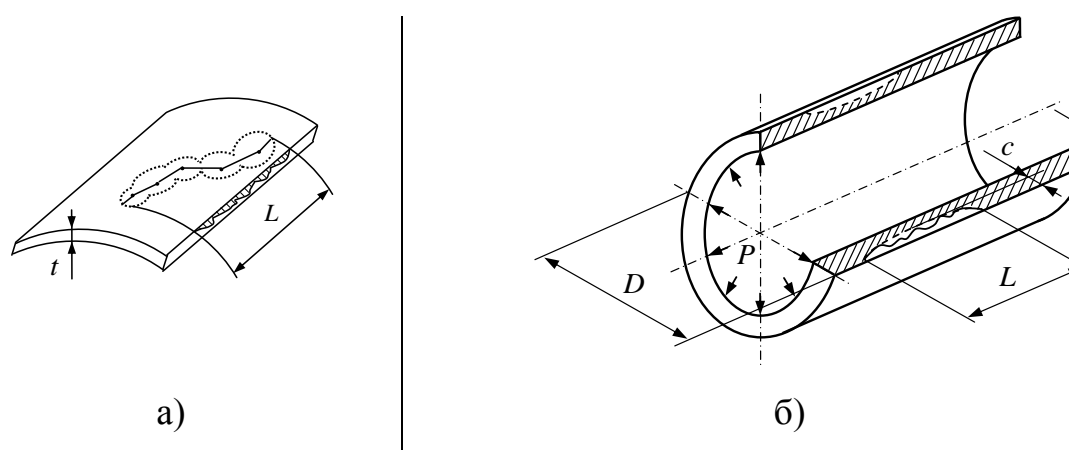


Рисунок 1.3 – Експлуатаційний дефект на зовнішній стороні труби (а) та схематичне представлення корозійного дефекту в стінці труби (б)

Розглянемо трубу із зовнішнім діаметром D та товщиною стінки t , яка містить на зовнішній поверхні множинний корозійний тріщиноподібний дефект довжиною L та глибиною c і заповнена нафтою під робочим тиском P_p .

Оскільки основним параметром, який характеризує процес пластично-в'язкого руйнування трубопроводу являється руйнівний тиск, то для такого випадку спосіб визначення руйнівного тиску регламентують норвезькі норми DNV-RP-F101 [17]. Згідно DNV-RP-F101 руйнівний тиск P_f визначається на підставі наступної залежності

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \left[\frac{1 - \frac{c}{t}}{1 - \frac{c}{q \cdot t}} \right], \quad (1.13)$$

де σ_B – границя міцності матеріалу труби;

q – розрахунковий коефіцієнт, що враховує довжину дефекту L .

$$q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}. \quad (1.14)$$

Для нового нафтопроводу на початку його експлуатації ($c=0$) буде справедлива залежність

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t}. \quad (1.15)$$

Прийmemo, що корозійно-втомний дефект у трубі розвивається в часі (впродовж деякого часу T^* – проміжок часу між діагностичними оглядами нафтопроводу) вглиб з деякою постійною характерною швидкістю

$$V = \frac{\Delta c}{T^*} = const, \quad (1.16)$$

де Δc – приріст тріщини вглиб труби за період часу T^* .

Якщо за період часу взяти весь термін експлуатації нафтопроводу, то отримаємо

$$V = \frac{c - 0}{T^*} = \frac{c}{T^*}, \quad (1.17)$$

де c – розмір тріщини вглиб труби, що утворилася за період часу T^* від початку експлуатації нафтопроводу до діагностичного огляду, коли вона була виявлена.

Використовуючи формулу 1.17, можна визначити глибину корозійно-втомного дефекту у будь-який заданий час $T (T > T^*)$ подальшої експлуатації дефектного нафтопроводу.

Врахувавши у формулі 1.13 залежність 1.17, одержимо базовий вираз для визначення руйнівного тиску P_f для труби з корозійно-втомними дефектами

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \left[\frac{1 - \frac{V \cdot T}{t}}{1 - \frac{V \cdot T}{q \cdot t}} \right], \quad (1.18)$$

Формула 1.18 є базовою для визначення руйнівного тиску нафтопроводу, залежно від терміну його подальшої експлуатації. Маючи значення робочого тиску P_p нафтопроводу, можна визначити допустимий розмір тріщиноподібних дефектів $[c]$ з врахуванням коефіцієнта запасу міцності (коефіцієнта безпеки) [18], який визначається за формулою

$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (1.19)$$

Використовуючи формулу 1.13 з врахуванням коефіцієнта безпеки, згідно формули 1.19, допустима глибина $[c]$ тріщиноподібних дефектів при робочому тиску P_p становитиме

$$[c] = q \cdot t \cdot \left[\frac{1-A}{q-A} \right], \quad (1.20)$$

де $A = \frac{P_p \cdot (D - 2t)}{2\sigma_B \cdot S_r \cdot t}$.

Маючи значення допустимого розміру тріщиноподібних дефектів і знаючи швидкість розвитку корозійно-механічного дефекту можна визначити залишкову довговічність нафтопроводу

$$T = \frac{[c]}{V} - T^*. \quad (1.21)$$

Руйнівний тиск для досліджуваних нафтопроводів визначимо використовуючи формулу 1.18 та дані отримані при останньому діагностичному огляді нафтопроводів ЛВДС «Дрогобич».

Зміна значень руйнівного тиску за період експлуатації нафтопроводу Долина – Дрогобич наведена в таблиці 1.5 та зображена на рисунку 1.4.

За результатами таблиці 1.5 побудовані графічні залежності зміни руйнівного тиску нафтопроводів в залежності від розмірів виявлених дефектів (рисунок 1.4).

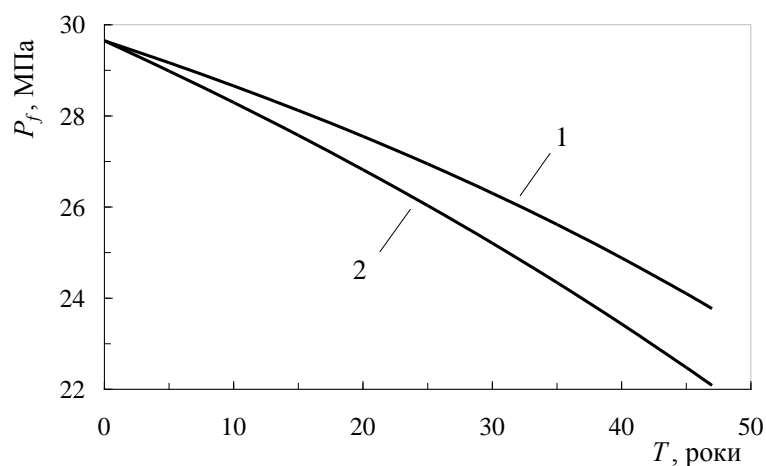
Таблиця 1.5 – Зміна руйнівного тиску для нафтопроводів ЛВДС «Дрогобич»

Нафтопровід Долина – Дрогобич (розміри дефектів: $c_1=3,6$ мм, $L_1=110$ мм; $c_2=2,8$ мм, $L_2=160$ мм)											
T^* , роки	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	47
P_{f1} , МПа	29,65	29,17	28,66	28,12	27,55	26,95	26,30	25,62	24,88	24,10	23,77
P_{f2} , МПа	29,65	28,99	28,29	27,57	26,82	26,03	25,21	24,34	23,43	22,48	22,08

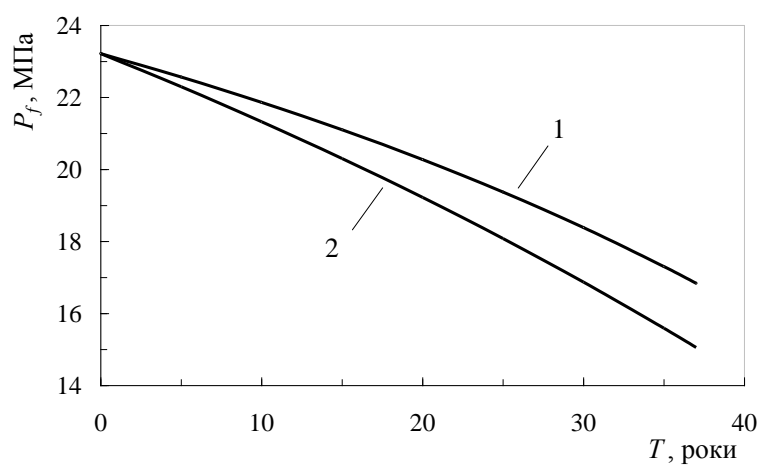
Продовження табл. 1.5

Нафтопровід Орів – Дрогобич (розміри дефектів $c_1=3,3$ мм, $L_1=100$ мм і $c_2=3,0$ мм, $L_2=165$ мм)										
T^* , роки	0	5	10	15	20	25	30	35	37	
P_{f1} , МПа	23,22	22,57	21,86	21,10	20,27	19,37	18,39	17,30	16,84	
P_{f2} , МПа	23,22	22,30	21,33	20,30	19,22	18,08	16,87	15,59	15,06	
Нафтопровід Борислав – Дрогобич (розміри дефектів $c_1=3,1$ мм, $L_1=115$ мм і $c_2=2,2$ мм, $L_2=155$ мм)										
T^* , роки	0	5	10	15	20	25	30	35		
P_{f1} , МПа	30,91	29,85	28,71	27,51	26,22	24,84	23,36	21,77		
P_{f2} , МПа	30,91	29,65	28,32	26,93	25,47	23,93	22,30	20,59		

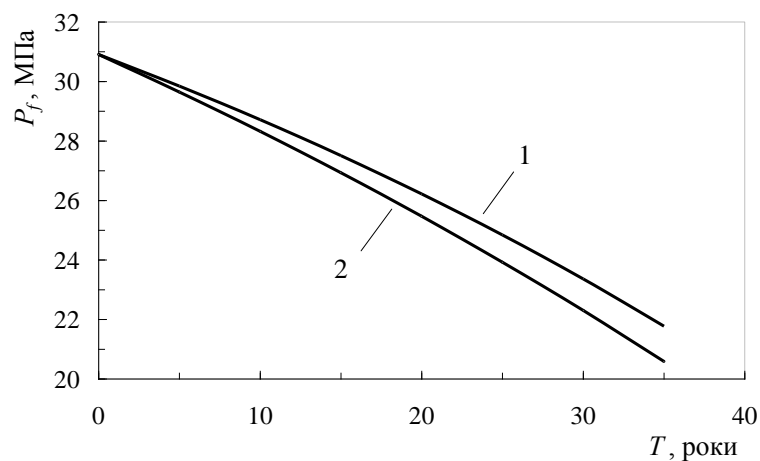
Прогнозування параметрів надійності і довговічності роботи нафтопроводів ЛВДС «Дрогобич» з наявними експлуатаційними тріщиноподібними дефектами виконаємо, використовуючи формули 1.20 та 1.21 за допомогою розробленої програми, яка дозволяє виконати багатоваріантні розрахунки, враховуючи вихідні параметри та дані діагностичного огляду нафтопровідних систем (див. таблиці 1.6, 1.7, 1.8).



а)



б)



в)

Рисунок 1.4 – Графіки зміни руйнівного тиску P_f для нафтопроводів ЛВДС «Дрогобич», які містять корозійно-механічні дефекти, за період їх експлуатації T :

- а) – Долина – Дрогобич (крива 1 – $c_1=3,6$ мм, $L_1=110$ мм; крива 2 – $c_2=2,8$ мм, $L_2=160$ мм);
 б) – Орів – Дрогобич (крива 1 – $c_1=3,3$ мм, $L_1=100$ мм; крива 2 – $c_2=3,0$ мм, $L_2=165$ мм);
 в) – Борислав – Дрогобич (крива 1 – $c_1=3,1$ мм, $L_1=115$ мм; крива 2 – $c_2=2,2$ мм, $L_2=155$ мм).

Таблиця 1.6 – Вхідні дані для розрахунку параметрів надійності і довговічності нафтопроводу Долина – Дрогобич і результати розрахунку

Параметр	Позначення		Одиниці вимірювання	Значення
	в алгоритмі	у програмі		
Вхідні дані для розрахунку				
Зовнішній діаметр нафтопроводу	D_3	dz	мм	273
Товщина стінки труби	t	del	мм	9
Границя міцності матеріалу труби	σ_e	sv	МПа	458,8
Робочий тиск в нафтопроводі	P_p	pr	МПа	3,5
Термін експлуатації нафтопроводу	T^*	te	роки	47
Значення глибини тріщиноподібних дефектів	c_i	ci	мм	3,6; 2,8
Значення довжини дефектів	L_i	li	мм	110; 160
Коефіцієнт безпеки	S_r	sr	–	0,5
Розрахункові параметри				
Руйнівний тиск для нафтопроводу на початку його експлуатації	P_f	pf	МПа	29,65
Швидкість розвитку дефекту	V	v	мм/рік	0,0766
Ряд значень коефіцієнтів	q	q	–	1,590; 2,057
Ряд значень руйнівного тиску при виявлених дефектах	P_{fi}	pfi	МПа	23,77; 24,06
Ряд значень допустимих розмірів тріщиноподібних дефектів	$[c_i]$	cdi	мм	8,07; 7,76
Довговічність роботи нафтопроводу	T	t	роки	54

Таблиця 1.7 – Вхідні дані для розрахунку параметрів надійності і довговічності нафтопроводу Орів – Дрогобич і результати розрахунку

Параметр	Позначення		Одиниці вимірювання	Значення
	в алгоритмі	у програмі		
Вхідні дані для розрахунку				
Зовнішній діаметр нафтопроводу	D_3	dz	мм	219
Товщина стінки труби	t	del	мм	7
Границя міцності матеріалу труби	σ_e	sv	МПа	340
Робочий тиск в нафтопроводі	P_p	Pr	МПа	2,4
Термін експлуатації нафтопроводу	T^*	te	роки	37
Значення глибини тріщиноподібних дефектів	c_i	ci	мм	3,3; 3,0
Значення довжини дефектів	L_i	li	мм	100; 165
Коефіцієнт безпеки	S_r	sr	–	0,5

Продовження табл. 1.7

Параметр	Позначення		Одиниці вимірювання	Значення
	в алгоритмі	у програмі		
Розрахункові параметри				
Руйнівний тиск для нафтопроводу на початку його експлуатації	P_f	pf	МПа	23,22
Швидкість розвитку дефекту	V	v	мм/рік	0,0892
Ряд значень коефіцієнтів	q	q	–	1,738; 2,551
Ряд значень руйнівного тиску при виявлених дефектах	P_{fi}	pf _i	МПа	16,84; 15,95
Ряд значень допустимих розмірів тріщиноподібних дефектів	$[c_i]$	cd _i	мм	6,30; 6,04
Довговічність роботи нафтопроводу	T	t	роки	31

Таблиця 1.8 – Вхідні дані для розрахунку параметрів надійності і довговічності нафтопроводу Борислав – Дрогобич і результати розрахунку

Параметр	Позначення		Одиниці вимірювання	Значення
	в алгоритмі	у програмі		
Вхідні дані для розрахунку				
Зовнішній діаметр нафтопроводу	D_z	dz	мм	168
Товщина стінки труби	T	del	мм	7
Границя міцності матеріалу труби	σ_v	sv	МПа	340
Робочий тиск в нафтопроводі	P_p	Pr	МПа	1,6
Термін експлуатації нафтопроводу	T^*	te	роки	35
Значення глибини тріщиноподібних дефектів	c_i	ci	мм	3,1; 2,2
Значення довжини дефектів	L_i	li	мм	115; 155
Коефіцієнт безпеки	S_r	sr	–	0,5
Розрахункові параметри				
Руйнівний тиск для нафтопроводу на початку його експлуатації	P_f	pf	МПа	30,91
Швидкість розвитку дефекту	V	v	мм/рік	0,0886
Ряд значень коефіцієнтів	Q	q	–	2,118; 2,708
Ряд значень руйнівного тиску при виявлених дефектах	P_{fi}	pf _i	МПа	21,77; 23,98
Ряд значень допустимих розмірів тріщиноподібних дефектів	$[c_i]$	cd _i	мм	6,60; 6,52
Довговічність роботи нафтопроводу	T	t	роки	38

Узагальнюючі результати розрахункових досліджень представлені у таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 – Розрахункові параметри надійності і довговічності нафтопроводів ЛВДС "Дрогобич" при сталому робочому тиску

Нафтопровід	Розміри дефекту		[c], допустима глибина дефекту при $S_r=0,5$, мм	T, тривалість безпечної експлуатації, роки	[c]*, [14], допустима глибина дефекту мм	[T], тривалість безпечної експлуатації згідно [14], роки
	c, глибина, мм	L, довжина, мм				
Долина – Дрогобич	3,6	110	8,07	54	7,2	47
	2,8	160	7,76			
Орів – Дрогобич	3,3	100	6,30	31	5,6	28
	3,0	165	6,04			
Борислав – Дрогобич	3,1	115	6,60	38	5,6	26
	2,2	155	6,52			

Аналіз одержаних розрахунків свідчить про те, що регламентований норвезькими нормами DNV-RP-F101 [17] процес руйнування за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини у дефектах після їх виникнення у вищезазначених нафтопроводах ЛВДС «Дрогобич» не реалізується при досягненні тріщиноподібним дефектом відносної глибини $c/t=0,8$. Згідно [14] труби з поверхневими осьовими або кільцевими дефектами, відносна глибина яких більше 0,8 від товщини стінки не допускаються до експлуатації.

Провівши уточнюючі розрахунки з врахуванням того, що $[c]^*=0,8 \cdot t$, одержимо час [T], протягом якого можлива безпечна експлуатація нафтопроводів [T] ДНУ із наявними експлуатаційними дефектами (див. таблицю 1.9).

Визначення залишкового терміну експлуатації трубопроводів в умовах корозійного зносу повинне опиратися на оцінку зміни розмірів дефектів в процесі експлуатації трубопроводу.

Оцінка зміни розмірів дефектів проводиться аналітичним методом за результатами технічних діагностувань нафтопроводу неруйнівними методами.

Аналітичний розрахунок зміни розмірів корозійного дефекту базується на прогнозуванні росту дефекту в часі відносно його поточних розмірів, отриманих за результатами діагностування нафтопроводу.

Швидкість росту корозійного дефекту вглиб матеріалу труби визначається згідно [1]

$$V_a = \frac{a_2 - a_1}{\Delta T}, \quad (1.22)$$

де a_1, a_2 – дані двох послідовних замірів глибини дефекту;

ΔT – інтервал часу між двома послідовними замірами.

Швидкість росту корозійного дефекту вглиб стінки труби можна визначати за іншими аналітичними залежностями, що розглянуті нами в роботі [2].

Прогнозована глибина дефекту на момент експлуатації нафтопроводу T'

$$a' = a + k_v V_a T', \quad (1.23)$$

де a – поточна глибина дефекту;

k_v – коефіцієнт надійності щодо швидкості корозії. Згідно [3] коефіцієнт надійності лежить в межах від 1 до 2 в залежності від категорії трубопроводу.

Середня швидкість росту корозійного дефекту в довжину V_l (в ширину V_b) визначається за допомогою пропорційної залежності швидкості росту корозії вглиб тіла труби V_a з коефіцієнтом пропорційності, що дорівнює відношенню довжини до глибини (ширини до глибини) на момент часу знаходження дефекту

$$V_l = V_a \frac{l}{a}, \quad (1.24)$$

$$V_b = V_a \frac{b}{a}. \quad (1.25)$$

Прогнозована довжина і ширина дефекту на момент експлуатації нафтопроводу T'

$$l' = l \left(1 + V_a \frac{T'}{a} \right), \quad (1.26)$$

$$b' = b \left(1 + V_a \frac{T'}{a} \right). \quad (1.27)$$

Таким чином можна визначити зміну лінійних розмірів того чи іншого корозійного дефекту в процесі тривалої експлуатації нафтопроводу.

На основі цих розрахунків прогнозується залишковий ресурс роботи нафтопроводу. При цьому розглядаються найгірші умови експлуатації, тобто розглядаються дефекти з найбільшими лінійними розмірами.

Одержані результати вказують на те, що розміри (довжина і глибина) корозійно-механічних дефектів та швидкість їх поширення суттєво впливають на можливість подальшої експлуатації неізотермічних нафтопроводів ЛВДС «Дрогобич». Аналіз результатів свідчить, що зі збільшенням довжини зовнішні тріщиноподібні дефекти стають більш небезпечними, оскільки призводять до суттєвого пониження значень руйнівного тиску нафтопроводу і пов'язаної з ним допустимої глибини дефектів.

1.4 Аналіз аварійних ситуацій в процесі транспортування нафти трубопроводами

В даній роботі проведений значний науковий аналіз з виникнення аварійних процесів на трубопровідному транспорті в світі, в тому числі України та Росії.

Згідно [26] інцидент стався у штаті Монтана. На річці Єллоустон – утворився 40-кілометровий нафтовий шлейф. Трубопровід, який належить одній з найбільших нафтових компаній у світі – прокладений на дні річки. За попередніми оцінками, у воду потрапило близько тисячі барелів нафти.

Велика екологічна катастрофа, пов'язана з аварією на нафтопроводі АТ «Коминнефть», сталася в серпні 1994р. в Усинському районі Республіки Комі, Росія (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Аварійний розлив нафти на нафтопроводі АТ «Коминнефть»
Республіки Комі, Росія

В результаті появи на трубопроводі свищів, стався масовий витік нафти. За різними даними, втрата склала від 102 тис. до 576 тис. барелів сирої нафти. Точних даних про площі забрудненої поверхні немає, але цифри коливаються від 69 до 115 га. Введений в експлуатацію в 1975р, нафтопровід працював без будь-якого ремонту майже 15 років. В результаті проведених досліджень з'ясувалося, що без захисту від корозії трубопровід міг зруйнуватися ще до 1990р. Відповідні заходи дійсно були прийняті, але виявилися недостатньо ефективні: ще до аварії в 1994р. на цьому трубопроводі було зафіксовано 32 аварійних випадки. Ця катастрофа виявилася найбільшою за останні 20 років не тільки на території Комі, але і в масштабах всієї країни [25].

Грандіозні збитки від розливу понесло і АТ «Коминнефть». За забруднення навколишнього середовища компанії довелося виплатити Міністерству природи Республіки Комі 62,2 млрд. рублів і більше 311 млрд. рублів Департаменту

охорони навколишнього середовища і природних ресурсів Республіки Комі за забруднення водного середовища регіону. Крім цього, АТ «Коминнефть» заборгувало 124 млн. доларів міжнародним фінансовим структурам, що надали кредит на усунення наслідків аварії [48].

Аварія на підводному трубопроводі компанії ExxonMobil в 1998р. стала найбільшою аварією в історії Нігерії. Компанія Mobil почала видобуток нафти в нігерійському штаті Аква-Ібом близько 30 років тому. Нафтопроводами, які з'єднують 14 бурових платформ на прибережному шельфі, нафта транспортується до нафтового терміналу в Ква-Бо. Через те, що трубопроводи були сильній прокородовані, там і раніше траплялися прориви і розливи нафти.

Можливо, ситуацію посилив і той факт, що нафтопроводи пролягають по території вкрай бідних поселень, і місцеві жителі часто роблять врізання в трубопроводи. Крадіжка нафтопродуктів в Нігерії процвітає: внаслідок таких випадків за останні декілька років загинуло сотні людей.

В результаті даної аварії в Атлантичний океан потрапило 14 тисяч тонн нафти. Вода покрилася чорною нафтовою плівкою на 200 км уздовж берегів штату Аква-Ібом. Шкоди було завдано морській фауні цього регіону, забруднені десятки квадратних кілометрів сільськогосподарських земель. З метою ліквідації катастрофи ExxonMobil довелося залучити літаки, гелікоптери, кораблі і фахівців з Великобританії і США.

21 січня 2000р. в бухті Гуанабара на березі Ріо-де-Жанейро був зруйнований трубопровід бразильської державної нафтової компанії Petrobras (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 – Берег бухти Гуанабара (Ріо-де-Жанейро) після розливу нафти

У воду вилилося близько 8177 барелів нафти. Екологічна катастрофа настільки велика, що фахівці прирівняли її масштаби до наслідків війни в Перській затоці (тоді в ході військових дій іракські війська скинули у води затоки 8 млн барелів нафти). Міністр екології Андре Корреа зазначив, що це найбільша для країни екологічна катастрофа за останні 25 років.

Причиною катастрофи став розрив прокладеного по дну моря нафтопроводу. За однією з версій, аварія трапилася на ділянці підводного переходу з розмитим дном, що призвело до деформації труби.

Це вже другий розлив нафти, допущений однією і тією ж компанією в одному і тому ж місці. У 1997 році Petrobras вилив в бухту близько 12 тис. барелів нафтопродуктів.

Нафтопровід Східний Сибір – Тихий океан (Росія) був введений в експлуатацію в грудні 2009 року, а вже через два місяці на ділянці, що проходить в 30 км від м. Ленськ, стався перший витік нафти (рисунок 1.7).



Рисунок 1.7 – Розлив нафти на місці аварії нафтопроводу
Східний Сибір – Тихий океан (Росія)

На території Ленського району було оголошено надзвичайний стан. А незабаром після ліквідації наслідків даної аварії, в лютому того ж року, стався прорив нафтопроводу в Приамурському краї (рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Розгерметизація нафтопроводу Східний Сибір –
Тихий океан в Приамурському краї, Росія

У ході розслідування у цій справі виявилось, що причиною аварії стало порушення правил ведення робіт: ковшем екскаватора був пошкоджений трубопровід, що призвело до його розгерметизації і розливу нафти.

Одна з найбільших аварій 2014р. сталася 5 грудня на нафтопроводі Ашкелон – Ейлат на півдні Ізраїлю. З розірваної труби в пустелю Арава вилилося 21,9 тис. барелів нафти (рисунок 1.9). Екологи відзначили, що це найбільша аварія за всю історію Ізраїлю.



Рисунок 1.9 – Аварія на нафтопроводі Ашкелон – Ейлат,
Пустеля Арава, Ізраїль

Розслідування показало, що витік нафти став наслідком необережності при проведенні ремонтних робіт, під час яких і був пошкоджений трубопровід. Економічний збиток держави через прорив нафтопроводу склав 7,6 млн. доларів США.

В результаті аварії сильно постраждали природоохоронні зони, що знаходились в області забруднення. Крім того, через отруєння парами нафти було госпіталізовано більше 80 осіб, що опинилися на місці події [55].

8 серпня 2000 р. сталася пожежа на ділянці нафтопроводу Лисичанськ-Кременчук біля смт. Вовчяровка Попаснянського району Луганської обл. У результаті пожежі, що сталася вранці 8 серпня, загинула одна особа і постраждали троє. За інформацією МНС, причиною пожежі стало пошкодження нафтопроводу бульдозером при виконанні планових ремонтних робіт.

22 липня 2006р. поблизу с. Олексіївка Близнюківського району Харківської області на ділянці нафтопроводу Лисичанськ – Кременчук "ВАТ

Укртранснафта" діаметром 1020 мм внаслідок несанкціонованого врізання сталося витікання сирої нафти (біля 200 м³) у межах охоронної зони.

28 квітня 2014р. біля с. Рай-Олександрівка Слов'янського району Донецької обл. в підземному магістральному нафтопроводі "Лисичанськ-Кременчук" було виявлено несанкціоновану врізку, з якої стався витік нафти в межах охоронної зони нафтопроводу. З трубопроводу витекла нафта, внаслідок чого забруднено близько 100 м² навколишньої території.

19 липня 2012 року між селами Руське та Чопівці Мукачівського району Закарпатської області стався аварійний витік нафти внаслідок несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу "Дружба" (рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 – Несанкціоноване врізання в нафтопровід «Дружба»

Спеціалістами ПАТ "Укртранснафта" були проведені роботи із збору залишків забруднення з поверхні каналу Полуй.

Проаналізувавши аварійні ситуації на лінійній частині магістральних нафтопроводів можна виділити п'ять основних причин що призводять до розгерметизації (рисунок 1.11):

- зовнішні фізичні (силові) дії на трубопроводи, включаючи кримінальні врізання, що призвели до витоків – 34,7 %;

- порушення норм і правил проведення робіт при будівництві і ремонті, відхилення від проектних рішень – 24,7 %;
- корозійні пошкодження труб, запірної і регулюючої арматури – 23,5 %;
- порушення технічних умов при виготовленні труб і устаткування – 12,4%;
- помилкові дії експлуатаційного і ремонтного персоналу – 4,7%.

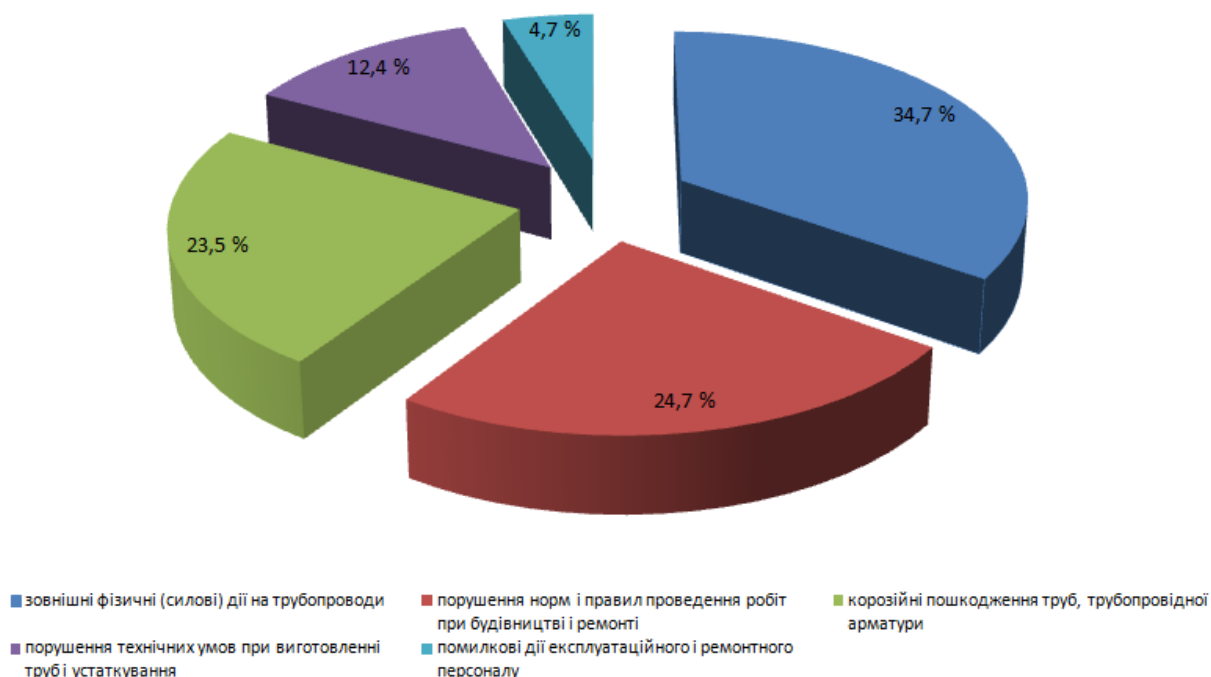


Рисунок 1.11 – Причини виникнення аварійних ситуацій, пов'язаних з розгерметизацією лінійної частини магістральних трубопроводів

Таким чином спостерігається чітка картина причин аварійності трубопроводів для транспорту енергоносіїв, а саме:

- в районах проходження нафтопроводів створився важкий криміногенний стан. Зловмисники руйнують лінійні споруди нафтопроводів та розкрадають обладнання. Найбільшу загрозу для нафтотранспортної системи складають пошкодження нафтопроводів з метою розкрадання нафти.
- розгерметизація трубопроводу внаслідок наявних дефектів тіла труби (тріщин, свищів, ризок).
- порушення правил проведення ремонтних робіт при експлуатації лінійної частини трубопроводів.

Розглянемо більш детально характер дефектів тіла трубопроводу при аварійних розливах нафти. Це наскрізні дефекти різної форми та розмірів, що можуть бути як і в основному металі так і в зварних швах труб – рисунок 1.12.

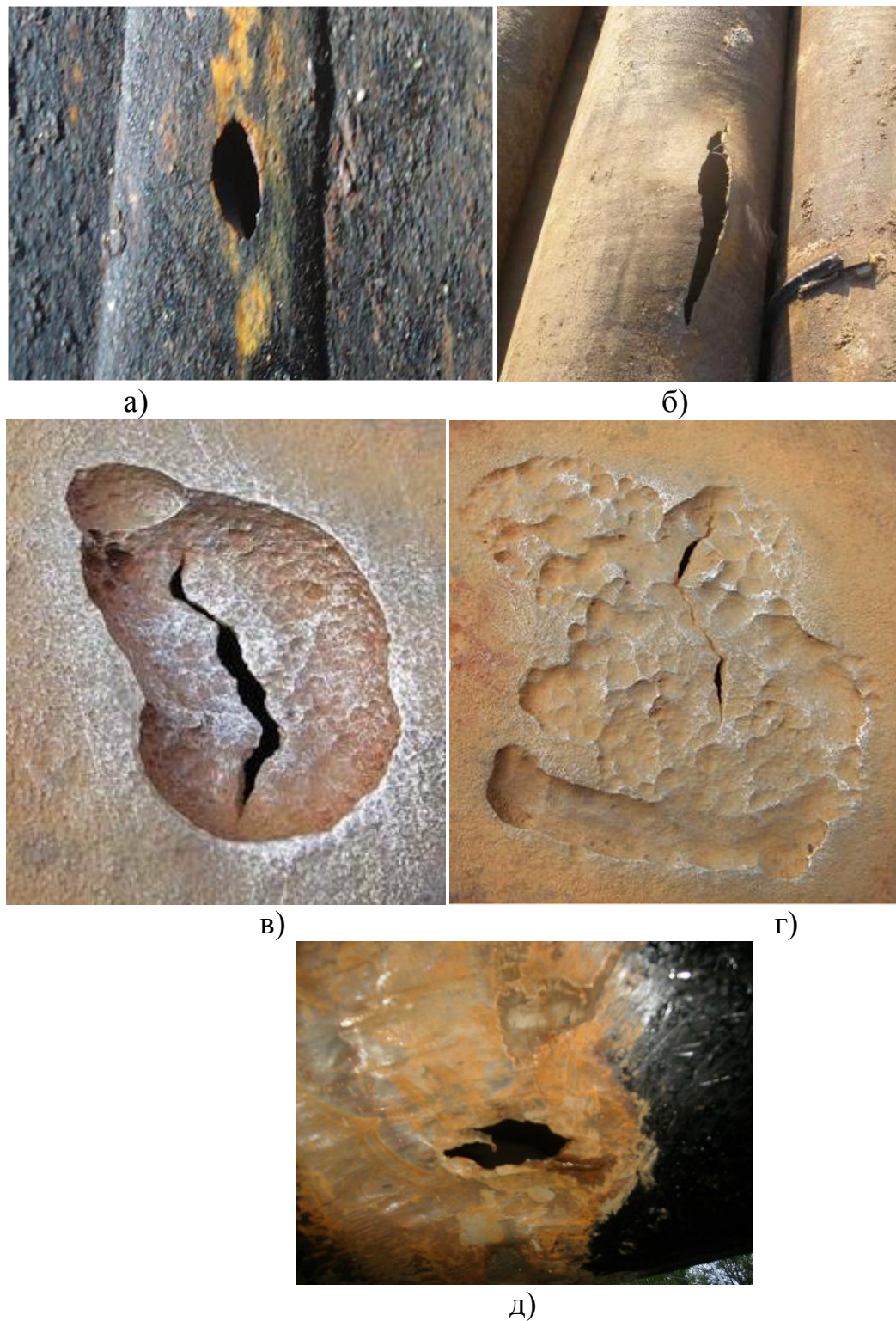


Рисунок 1.12 – Характерні дефекти тіла труби, що призводять до аварійних втрат транспортованого середовища

Найбільший збиток наносять аварії на трубопроводах, в яких сталися руйнування по основному металу труб, або в зоні зварних з'єднань [101].

Основним фактором, що визначає розмір завданої шкоди при аваріях магістральних нафтопроводів є кількість розлитої нафти. Тому розробка методики прогнозування аварійних втрат нафти при порушенні герметичності нафтопроводу та впровадження заходів по зниженню втрат нафти при її транспортуванні є актуальною науково-технічною проблемою.

1.5 Аналіз фактів незаконних втручань у роботу нафтопроводів ПАТ «Укртранснафта»

До числа небезпечних кримінальних тенденцій останніх років відноситься зростання крадіжок нафти шляхом несанкціонованих візків у нафтопроводи та нафтопродуктопроводи. Буквально на очах цей різновид крадіжок з розряду рідкісних злочинів трансформувався в масштабну загрозу безпеки паливно-енергетичного комплексу, про що свідчить аналіз публікацій у пресі і статистика.

Зловмисники руйнують споруди об'єктів нафтопроводів, розкрадають обладнання лінійних вузлів. Так, за 2009 рік було виявлено 576 злочинів, пов'язаних з незаконною «врізкою», що на 25% більше, ніж у 2008 році [102]. За 2010 рік силами аварійно-ремонтних дільниць галузі та МНС України було ліквідовано 469 випадків зловмисних пошкоджень нафтопроводів, збитки на їх ліквідацію склали приблизно 1034 тис. грн., у 2011 році ліквідовано 447 випадків різного роду зловмисних пошкоджень [122].

Останнім часом загрозливого масштабу набрала злочинна діяльність організованих угруповань, які здійснюють пошкодження магістральних нафтопроводів України, використовуючи здебільшого сучасні методи й обладнання (установки направлено горизонтального буріння, траншеєкопачі, рукави високого тиску, спеціальні гумові резервуари тощо).

За останні три з половиною роки спеціальними підрозділами ПАТ «Укртранснафта» (далі Товариства) було виявлено 146 врізань в нафтопроводи, на

ліквідацію яких витрачено більше 11,9 млн. грн., а ринкова вартість викраденої нафти становить 112,5 млн. грн. Найбільша кількість посягань на державну власність зафіксована у Закарпатській, Львівській та Житомирській областях.

Аварії, що виникають внаслідок протиправних дій злочинців, завдають значну шкоду навколишньому середовищу, а відсутність системної боротьби з кримінальними угрупованнями може призвести до іміджевих втрат України як транзитної держави на політичній арені. Враховуючи військово-політичну ситуацію в країні, таке незаконне «підприємництво» все більше носить не корисливий, а терористично-диверсійний характер.

29 грудня 2007р. відбулось падіння тиску в нафтопроводі Долина – Надвірна під час підняття тиску в нафтопроводі Жулин – Надвірна. Під час огляду камери запуску очисного пристрою НПС «Долина» оператором НПС було виявлено вихід нафти через сальникове ущільнення однієї із засувок. Для унеможливлення розтікання нафти прямою засувки було обнесено земляним валом. На віддалі 4,5 м від напрямка була споруджена ґрунтова дамба. Внаслідок аварії було забруднено бл. 300 м² прилеглої території, об'єм розлитої нафти склав 3,2 м³. Вся нафта була зібрана і злита в резервуар №1 НПС «Долина». Причиною витoku нафти стало порушення герметичності корпусу засувки внаслідок обриву стійки для кріплення електроприводу від кришки засувки.

4 лютого 2008р. почалось падіння тиску в нафтопроводі Долина – Дрогобич на його ділянці з 0-го по 24-ий км. У зв'язку із підозрою на витік нафти, або несанкціонований відбір нафти на трасу нафтопроводу була направлена бригада АВП НПС «Долина». Після закриття лінійних засувок №№ 304, 305 різко знизився тиск на повітряному переході р. Свіча. Багаторазові обстеження повітряного переходу нафтопроводу результатів не давали, тому було прийнято рішення про розкопування нафтопроводу в межах лінійних засувок №№304, 305 та обстеження рухомих опорних частин повітряного переходу. Для пошуку ймовірного несанкціонованого врізання 6 лютого на ділянці 0-24 км було піднято тиск до робочого значення (30 кгс/см²) – падіння тиску і витоків нафти виявлено не було. Впродовж 6-13 лютого продовжувались роботи по

розкопуванню нафтопроводу. 13 лютого при обстеженні працівниками АВП НПС «Долина» опор повітряного переходу нафтопроводу Долина – Дрогобич через р. Свіча під верхньою частиною хомути опорної частини опори №32 було виявлено несанкціоноване врізання в нафтопровід, яке виконане шляхом вирізки в кожусі вікна розміром 250×450 мм, в нафтопровід врізано штуцер Ø40 мм на який накручено кульовий кран DN40 із заглушкою. Виходу і розливу нафти при цьому не виявлено. Після зниження тиску нафти до статичного були проведені роботи по монтажу саркофагу Ø 150 мм з підсилюючим комірцем, захисний кожух було відновлено та встановлено верхню частину хомути опорної частини опори №32.

11.07.2008р. лінійний обхідник при обході траси магістрального нафтопроводу Орів – Дрогобич помітив сліди нафти на свіжо копаному ґрунті. При детальному огляді місця було виявлено несанкціоноване врізання в нафтопровід. В приямку, присипаному ґрунтом, на осі нафтопроводу було знайдено рукав високого тиску DN 30 мм, на кінці якого було змонтовано два кульові крани DN 50 мм та наконечником для підключення рукава із заглушкою. Після проведення земляних робіт було встановлено, що зловмисники врізались в нафтопровід за допомогою патрубку DN 50 мм. До нього був підключений рукав високого тиску для можливості несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу.

21 грудня 2008р. об 15:30 лінійним обхідником на 4-ому км нафтопроводу Орів – Дрогобич виявив сліди вантажного автомобіля в охоронній зоні. Працівниками АВП за допомогою приладу «Універсал-911» при огляді траси проходження нафтопроводу 22.12.2008р було виявлено місце ймовірного несанкціонованого врізання. 24.12.2008р. під час розкопування нафтопроводу було виявлено несанкціоноване врізання діаметром 25 мм в нафтопровід. Цього ж дня було проведено ліквідацію врізання шляхом встановлення заглушки на кульовий кран DN25 та монтажу саркофагу Ø 100 мм з підсилюючим комірцем.

10 квітня 2009р. відбулось різке падіння тиску в нафтопроводі Долина – Дрогобич на ділянці 27-51 км. Для обстеження ділянки нафтопроводу і обладнання була відправлена бригада АВП НПС «Долина». Після повного обстеження ділянки нафтопроводу між лінійними засувками №312 і №316 було

піднято тиск в нафтопроводі до значення 27 кгс/см². На час підймання тиску працівниками АВП було виявлено підтікання нафти з вентиля манометричної лінії для стравлення повітря на вузлі підключення нафтопроводу Орів – Дрогобич на 41-му км траси нафтопроводу Долина – Дрогобич. Як виявилось пізніше, витік стався через помилкове відкриття вентиля манометричної лінії працівниками НПС «Долина» під час огляду траси нафтопроводу.

04.10.2010, о 22:55 год., в районі радіаційного могильника поблизу одного з населених пунктів Коростенського району Житомирської області, службою безпеки нафтоперекачувальної станції «Чижівка» філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба» ВАТ «Укртранснафта» під час проведення профілактично-пошукових заходів, спрямованих на припинення крадіжок майна та зловмисних пошкоджень об'єктів Товариства, а також встановлення причетних до цього осіб, на відстані 50 метрів від магістрального нафтопроводу «Мозир-Броди», у зоні, що охороняється, виявлено автоцистерну об'ємом 30 м куб на базі автомобіля MAN. При огляді встановлено, що у заливній горловині цистерни вказаного автомобіля знаходився кінець шлангу високого тиску, який був прокладений до розташованого на відстані 70 м від місця стоянки автоцистерни зловмисного пошкодження магістрального нафтопроводу. На момент виявлення пошкодження нафтопроводу в автоцистерні знаходилося близько 10 м куб нафти.

10.10.2010, о 13:00 год., поблизу одного з населених пунктів Коростенського району Житомирської області, працівниками Управління охорони об'єктів та режиму ВАТ «Укртранснафта», відділу безпеки філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба», а також служби безпеки НПС «Чижівка» виявлено несанкціоновану «врізку».

Виявлене пошкодження нафтопроводу було обладнане відводом довжиною 5 км, прокладеним під автомобільною дорогою та залізничною колією. Закінчення відводу знаходилося у цегляній будівлі на огороженій території колишнього тракторного стану на околиці населеного пункту, замаскований під цех для розливу солодкої води.

У листопаді 2010 року, поблизу одного із населених пунктів Дубенського району Рівненської області, у лісосмузі, на відстані 500 м від магістрального нафтопроводу «Мозир-Броди», пересувним патрулем служби безпеки філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба» затримано автопоїзд DAF з напівпричепом-автоцистерною об'ємом 45,5 куб. м. Під час затримання зазначена автоцистерна наповнювалася нафтою, яка викрадалася через відвід із гумового шлангу, прокладений від «врізки» в магістральний нафтопровід. На місці події працівниками пересувного патруля та співробітниками органів внутрішніх справ, які входять до його складу, затримано двох мешканців Одеської області.

У жовтні 2011 року Жидачівським районним судом Львівської області закінчено розгляд кримінальної справи щодо вчинення злочинною групою у складі 8 мешканців Львівщини та 2 мешканців Полтавщини ряду крадіжок нафти через умисні пошкодження магістрального нафтопроводу «Броди–Держжордон». Вироком суду злочинців визнано винними та засуджено до різних термінів позбавлення волі, а також конфіскації знаряддя злочинів. Вказаному вироку передувала кропітка робота працівників відомчої охорони та органів внутрішніх справ із виявлення замаскованих місць кримінальних «врізок» до нафтопроводу, встановлення осіб злочинців та транспортних засобів, за допомогою яких правопорушники транспортують вкрадену нафту до місць її реалізації або переробки.

Так, у травні 2010 року, через порушення нормального режиму перекачування нафти, відомчою службою безпеки Товариства здійснювалися пошукові заходи за маршрутом проходження нафтопроводу поблизу одного із населених пунктів Жидачівського району Львівської області. В нічний час, у безпосередній близькості до охоронної зони нафтопроводу, було затримано легковий автомобіль, у якому знаходилися двоє не місцевих мешканців Львівщини. Крім того, поблизу охоронної зони виявлено вантажний автомобіль, у кузові якого знаходилися пластикові труби, аналогічні тим, з яких змонтований відвід, а у кабіні – зварювальний апарат і інші інструменти для вчинення пошкоджень нафтопроводу. Подальшими пошуковими заходами було виявлене

замасковане умисне пошкодження нафтопроводу «Броди-Держкордон», вчинене з метою крадіжки нафти та обладнане з цією метою відводом із пластикового шлангу, довжиною 150 метрів. У результаті оперативно-розшукових заходів було встановлено, що затримані у нічний час мешканці Львівщини входили до злочинного угруповання, яке спеціалізується на вчиненні вказаних корисливих злочинів. Досудовим слідством встановлені інші активні учасники злочинної групи та місця, де вони вчинили ще декілька аналогічних пошкоджень магістрального нафтопроводу.

06.11.2011 о 02:00 працівниками служби безпеки ЛВДС «Лисичанськ» філії «Придніпровські магістральні нафтопроводи» ПАТ «Укртранснафта» на 1043 км магістрального нафтопроводу «Самара-Лисичанськ», поблизу с.Степний Яр Новоайдарського району Луганської області затримано автомобіль DAF з причепом-ємністю, в якій знаходилось 14 м³ краденої нафти. Також на місці події виявлено несанкціоновану «врізку» у нафтопровід та біля неї затримано двох осіб.

16 грудня 2011р. було виявлено несанкціоноване врізання в нафтопровід Борислав – Дрогобич на 3-му кілометрі траси із 70-ти метровим відводом. При детальному огляді місця події було встановлено, що врізання в нафтопровід було виконано за допомогою патрубка та кульового крану DN 30 мм. До зазначеного патрубка були послідовно під'єднані гумовий рукав високого тиску довжиною близько 3 м та поліетиленова труба довжиною 67 м. Відвід закінчувався кульовим краном DN 30 мм для можливості несанкціонованого відбору нафти з нафтопроводу.

19 липня 2012року о 10:00 під час огляду нафтопроводу «Дружба» між селами Руське та Чопівці Мукачівського району Закарпатської області (Україна) працівники нафтопроводу виявили витік нафти в меліоративний канал. Як з'ясувалося, витік нафти стався внаслідок прориву резинового шлангу високого тиску, який був несанкціоновано врізаний в нафтопровід. Кількість розлитої нафти – до 500 літрів.

01.08.2012 поблизу с. Омельниче Козельщинського району Полтавської області, в охоронній зоні магістрального нафтопроводу «Лисичанськ-Кременчук»

відомчою службою безпеки ЦБВО «Кременчук» філії «Придніпровські магістральні нафтопроводи» виявлено автомобіль КраЗ-260 з ємністю об'ємом 10 м³, яка була заповнена краденою нафтою. Також на місці події знаходився автомобіль ВАЗ-2103. Згодом неподалік виявлено несанкціоновану «врізку» до магістрального нафтопроводу, до якої приєднано шланг довжиною 15 м для заливання нафти в ємність автомобіля.

23.09.2013 на 291-му км магістрального нафтопроводу «Броди-Держжордон» біля с. Чопівці Мукачівського району Закарпатської області стався витік 24 м³ нафти на поверхню ґрунту через самовільний розрив поліетиленового шланга, прокладеного злочинцями від виготовленої ними «врізки». Цього разу злочинці застосували установку направлено горизонтального буріння, за допомогою якої шланг був прокладений на глибині більше 5 м у невідомому напрямку. Для того, щоб його підняти необхідні механізовані земляні роботи, що тягне за собою значні прямі затрати та відшкодування землекористувачам заподіяної шкоди. У зв'язку з цим, наразі шланг не вилучено. Об'єкт, до якого він прокладений, органами внутрішніх справ не встановлено. Злочинці можуть і надалі використовувати його у своїх цілях. Злочинці, як і в більшості інших проваджень за фактами «врізок» в магістральні нафтопроводи, не встановлені.

16.10.2013 на 227-му км магістрального нафтопроводу «Броди-Держжордон», поблизу с. Задільське Воловецького району Закарпатської області сталося фонтанування нафти через розрив поліетиленового шланга, прокладеного злочинцями від «врізки». Відвід мав довжину більше 500 м. Він тягнувся до закопаної в землю гумової ємності, розташованої поблизу автомобільної траси «Київ-Чоп». Завдяки оперативним діям працівників спеціального підрозділу охорони філії «МН «Дружба» та аварійно-відновлювального пункту вдалося запобігти потраплянню нафти у р. Латорицю, що призвело б до екологічної катастрофи. Однак, і в цьому випадку злочинці на сьогодні не встановлені.

29.10.2013 в районі нафтоперекачувальної станції «Новини» в охоронній зоні магістрального нафтопроводу «Мозир – Броди» працівники спеціального підрозділу охорони та аварійно-відновлювального пункту ЛВДС «Броди» філії

«МН «Дружба» за допомогою трактора К-700 з спеціальним навісним обладнанням (розпушувачем) проводили земляні роботи з пошуку несанкціонованих під'єднань до трубопроводу. Під час цих робіт на 300-му км нафтопроводу поблизу с. Гільча-ПершаЗдолбунівського району Рівненської області розпушувачем було розірвано шланг високого тиску, прокладений злочинцями під землею від влаштованої ними «врізки» в трубопровід. Унаслідок цього стався витік нафти на поверхню ґрунту. За результатами аварійно-відновлювальних робіт було зібрано розливу нафту. «Врізку» ліквідовано. Відвід від неї у вигляді з'єднаних між собою 18 відрізків шлангів високого тиску загальною довжиною більше 400 м вилучено з землі. Злочинці не встигли його добудувати. Лише перший відрізок шлангу був заповнений нафтою, інші – без слідів нафти.

Всього за 2010-2013 роки на об'єктах магістральних нафтопроводів виявлено 229 «врізок», лише на ліквідацію яких і відновлення нормальної роботи трубопроводів державі в особі ПАТ «Укртранснафта» заподіяно збитків на суму 9,9 млн. грн. Крім того, ПАТ «Укртранснафта» несе значні збитки від крадіжок нафти. У минулому році за результатами місячних інвентаризацій з магістральних нафтопроводів філії «МН «Дружба» зникло 2 455 тонн нафти, що за ринковими цінами складає більше 15,7 млн. грн.

Щоб досягти суттєвого покращення ситуації із протидії незаконним «врізкам» в нафтотранспортну систему України необхідні комплексний, системний та скоординований підхід з боку компетентних державних органів, активне використання передового міжнародного досвіду, контроль за діяльністю міні-НПЗ, утвердження незворотності покарання злочинців та широке залучення громадськості для забезпечення публічності.

1.6 Аналіз методів прогнозування витоків нафти при аваріях

Існуючі системи методів контролю витоків в трубопроводах класифікуються за різними показниками: режимом роботи трубопроводу;

періодичністю застосування; вимірюваними параметрами; фізичними явищами; принципом дії.

Методи виявлення витоків можуть бути самими різними, але серед них можна виділити декілька типів, що використовуються сьогодні [69]:

- метод пониження тиску з фіксованою або ковзаючою вставкою;
- метод негативних ударних хвиль;
- метод порівняння витрат;
- радіоактивний метод;
- ультразвуковий метод;
- метод акустичної емісії;
- лазерний газоаналітичний метод;
- візуальний метод;
- метод перепаду тисків;
- метод трасуючих газів;
- метод вихрових струмів;
- комбінований електромагнітний метод контролю;
- метод ударних хвиль Н. Е. Жуковського і інші.

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 ушкодження.

Також, більшість встановлених на магістральних нафтопроводах і нафтопродуктопроводах систем визначення витоків працюють на принципі вимірювання витрати і тиску або реєстрації хвиль тиску. Такі системи виявляють

витоки з інтенсивністю близько 1 % від продуктивності трубопроводу і більше, що розвиваються за відносно короткий час (декілька секунд). Для магістрального нафтопроводу з продуктивністю 10 тис.м³/добу ця межа чутливості складає 100 м³/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. Магістральні нафтопроводи не захищені від підключення до них через несанкціоновані врізання нелегальних міні-НПЗ, постійно споживаючих для переробки нафту з інтенсивністю для кожного з врізань не більше 100 м³/год.

Отже, за допомогою існуючих методів контролю витоків складно виявити несанкціоновані врізання через їх нетривалість і малі об'єми витоків, не забезпечується вимога оперативності.

Крім того, засоби і системи для виявлення врізань є дорогими через використання високоточної апаратури і засобів телемеханіки, що не завжди виправдовує їх застосування. Таким чином, аналіз існуючих методів і засобів виявлення витоків показав, що вони вимагають подальшого вдосконалення і розвитку. Саме тому автори [16] поставили перед собою задачу 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 СВВ.

Як прототип було взято спосіб виявлення місць урізувань в газопроводи населених пунктів [22], 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 (рисунок 1.13).

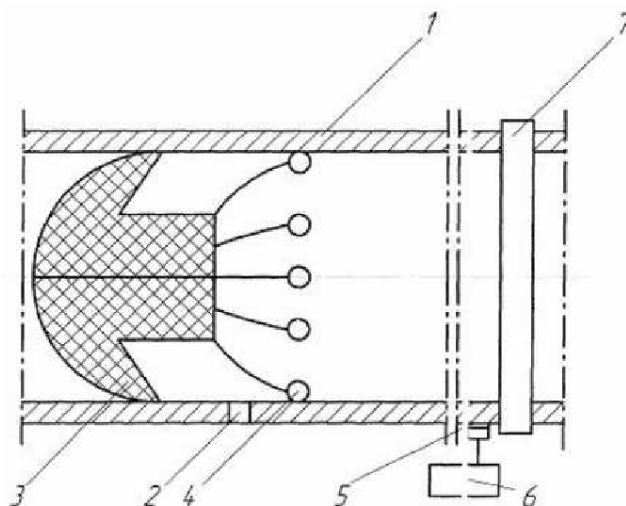


Рисунок 1.13 – Пристрій для виявлення місць врізання в газопроводи населених пунктів

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.

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 (рисунок 1.14) 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.

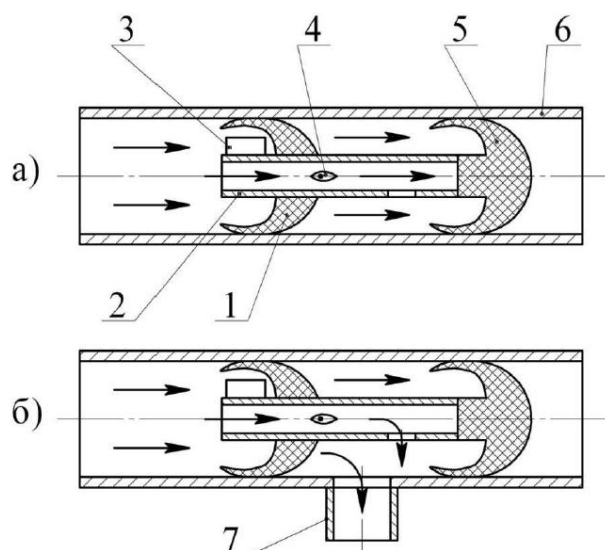


Рисунок 1.14 – Пристрій для виявлення витоків з трубопроводів

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.

Для переміщення поршня в продуктопроводі 6 створюється перепад тиску, причому тиск на задню стінку і тиск в просторі між частинами поршня – однаковий (рисунок 1.14, а).

При проходженні поршня через місце, де є врізання чи витік (рисунок 1.14, 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.

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.

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.

Метод патрулювання нафтопроводу (контактний) полягає у використанні портативних переносних газоаналізаторів. Місце витoku нафти визначається за найбільшим значенням концентрації природного газу в повітрі над нафтопроводом.

Використання собак для виявлення місць витоків нафти і нафтопродуктів ґрунтується на тому, що речовини, які входять до їх складу володіють специфічним запахом. Після спеціального курсу дресирування собака набуває навичок не тільки чітко реагувати на певний запах, а й відрізнити (диференціювати) його від супутніх та сторонніх запахів. Така здатність собак пов'язана з специфікою будови їх органів дихання: великі складки слизової оболонки носа, які містять понад 200 мільйонів чутливих рецепторів (для прикладу у людини їх близько мільйона) дають можливість собаці відчувати газ у концентраціях, набагато нижчих за одиниці часток на мільярд (ppd) як над землею, так і під нею, на що неспроможні навіть сучасні прилади. [2, 6].

Тренуванням собак займається спеціально навчений персонал (кінологи). Для цього вони використовують тест-зразки (пробники) та тренувальні полігони.

Для визначення місць витоків нафти і нафтопродуктів можуть також використовуватись різноманітні технічні засоби та обладнання, які далі розглянемо.

З точки зору практичного застосування технічних засобів і обладнання, стоїть завдання вибору методу виявлення підповерхневих витоків нафти і нафтопродуктів, основними вимогами до якого є: надійність, оперативність і економічність.

На сьогоднішній день існує декілька методів дослідження підповерхневого простору на наявність прихованих витоків рідкого вуглеводневого палива, основними з яких є лабораторно-польовий і ландшафтно-геологічний методи, засновані на проведенні бурових робіт і наступного циклу лабораторних досліджень з використанням хроматографічного та спектрометричного методів визначення нафти і нафтопродуктів в ґрунті.

Однак все більший інтерес набуває використання середньо- і малогабаритних приладів, де індикація парів вуглеводневих палив заснована на фізичних, хімічних і фізико-хімічних методах аналізу. На жаль, велика частина з них може бути реалізована у вигляді громіздких і недостатньо мобільних установок, або в лабораторних умовах. До недоліків цих методів також відноситься висока вартість як самого обладнання, так і проведення робіт з його використанням.

Для пошуку місць нафтопродуктових витоків і оконтурювання їх по площі і по вертикалі, а також визначення місць розливу використовують традиційні, досить громіздкі і дорогі лабораторно-польові ландшафтно-геологічні методи, бурові роботи. При цьому для визначення типу елементарного ландшафту, типу геохімічних сполучень в місцевих ландшафтах, які і визначають характер переміщення вуглеводневих речовин, закладають серію ґрунтових розрізів (ручних свердловин). Кількість їх залежить від складності ландшафтно-геохімічної обстановки і обсягів витoku нафти чи нафтопродуктів.

Ґрунтові розрізи (свердловини) об'єднують в систему профілів: вони простягаються в напрямку руху поверхневого стоку від місця розливу до місця проміжної або кінцевої акумуляції.

Мінімальна кількість профілів - 3, мінімальна кількість розрізів - 12 (по 3 на кожному профілі і 3 фонових, по одному на кожен елементарний ландшафт).

Якщо при цій кількості розрізів достовірно вирішити задачу виявлення і оконтурювання забруднення не можна, то закладається необхідна кількість додаткових розрізів.

Ґрунтові розрізи можуть бути і опорними, і типу "прикопки" (Відбір зразків проб для лабораторних досліджень). Опорні розрізи закладаються вже на виявлених аномаліях поблизу місць розливу і на основних елементах ландшафтно-геохімічного ґрунтового профілю.

Мета вивчення таких розрізів - визначити глибину просочування нафти, наявність підповерхневого потоку, характер трансформації ґрунтового профілю.

До сих пір широке застосування все ще має діагностика нафтових забруднень в лабораторних умовах з використанням спектрометричного методу визначення нафти і нафтопродуктів в ґрунті.

Цей напівкількісний аналіз використовують, коли відсутнє спеціальне обладнання, стандартні розчини і графіки, що характеризують даний тип забруднень. Цей метод цілком придатний для визначення наступних типів речовин: нафти, мазуту, мастил, дизельного палива та ін. Основою даного методу є отримання суми вуглеводнів із ґрунтового зразка органічним розчинником і визначення їх концентрацій в розчині.

Як видно, на сьогоднішній момент традиційні методи виявлення і розвідки осередків забруднення ґрунтів нафтою і нафтопродуктами зазвичай дорогі і трудомісткі. Тому все більшого значення набуває розробка і використання нових методів виявлення витоків нафти у ґрунт.

Принцип роботи технічних засобів і обладнання для виявлення місць витоків нафти оснований на наступних методах:

- фотоіонізаційний;
- ІК-спектроскопія;
- радіоактивний;
- підповерхневого зондування;

- акустичної емісії;
- лазерний газоаналітичний;
- трасуючих газів;
- хіміко-каталітичний;
- оптико-абсорбційний;
- електрохімічний.

Пристрої, що використовують фотоіонізаційний метод, засновані на поєднанні фотоіонізаційного і інфрачервоного детекторів. Принцип дії інфрачервоного блоку газоаналізатора (ІЧ-блок) заснований на поглинанні інфрачервоного випромінювання молекулами CO_2 і вуглеводнів на певній для кожного компонента довжині хвилі. Потік інфрачервоного випромінювання проходить через оптичні фільтри, надходить у вимірювальну комірку, заповнену аналізованою сумішшю.

Компоненти аналізованої суміші (CO_2 , вуглеводні) поглинають інфрачервоне випромінювання на характерних для кожної речовини довжинах хвиль пропорційно їх вмісту.

Фотоіонізаційний блок (блок ФІД) робить експрес-аналіз сумарного вмісту парів більшості органічних і ряду неорганічних речовин. Принцип дії блоку ФІД заснований на вимірі фотоіонізаційного струму, що виникає при іонізації молекул речовини в потоці ультрафіолетового випромінювання. Діапазон інспектованих речовин залежить від енергії іонної лампи. Можлива спільна робота блоків ФІД і ІЧ-газоаналізатора або одного обраного блоку. У разі спільної роботи блоків з сумарного результату, що видається блоком ФІД, усуваються дані по вмісту метану, виміряні ІЧ-блоком.

У практиці даний метод знайшов застосування в газоаналізаторі Ecorprobe-5 (рис. 1.15).



Рисунок 1.15 – Газоаналізатор Ecosprobe-5 із підключеним зондом

Прилад призначений для вимірювання вмісту діоксиду вуглецю (CO_2), метану (CH_4), вуглеводнів (CH) в перерахунку на метан (CH_4), а також для експрес-аналізу сумарного вмісту парів більшості органічних і ряду неорганічних речовин.

Переваги приладу:

- Виявлення, визначення меж і контроль вмісту вуглеводнів та інших органічних забруднень ґрунту та ґрунтових вод, викликаних розливом палива;
- Контроль забруднення повітря (ФІД аналізатор);
- Протікання від звалищ і підземних резервуарів;
- Протікання трубопроводів і відходів сільськогосподарського виробництва;
- Спостереження за переміщенням шлейфу забруднень;
- Спостереження за процесами біологічного відновлення;
- Виявлення і контроль газоподібних токсичних речовин на промислових підприємствах і в сільськогосподарському виробництві.

1.6 Конкретизація задач досліджень

Трубопровідному транспорту нафти притаманний цілий ряд специфічних особливостей, які виділяють його в особливу категорію способів транспортування. До їх числа в першу чергу можна віднести наступні:

- надзвичайно широке поширення трубопровідного транспорту в різних галузях паливно-енергетичного комплексу і величезна протяжність трубопроводів.

- прокладка трубопроводів під землею і по пересіченій місцевості, переходи через водні перешкоди, що в значній мірі ускладнює контроль за технічним станом трубопроводів.

- наявність постійно діючих внутрішньосистемних збурювань, що вносяться роботою окремих елементів самої трубопровідної системи (насосні агрегати, запірні арматури), а також виникають випадково, до числа яких можна віднести помилкові дії обслуговуючого персоналу, аварійні відключення електроживлення, помилкові спрацьовування апаратури технологічного захисту і т.д.

Звідси випливає, що питанню забезпечення надійної та безаварійної роботи нафтотранспортних систем повинна приділятися значна увага, як в загальнодержавному масштабі, так і з боку проектних організацій і організацій, що здійснюють експлуатацію об'єктів трубопровідного транспорту.

У той же час аварійність на трубопровідному транспорті щорічно зростає, що призводить до серйозних антропогенних навантажень на навколишнє середовище, а іноді і екологічних катастроф, безповоротних втрат невідновлюваних природних ресурсів.

Метою роботи є підвищення ефективності функціонування системи магістральних нафтопроводів, їх екологічної і технічної безпеки, шляхом розробки методу прогнозування втрат нафти при аваріях, запровадження заходів щодо зменшення і попередження випадків розгерметизації трубопроводів, впровадження у виробничий процес системи виявлення витоків, скорочення об'ємів втрат нафти і мінімізація матеріальних і фінансових затрат на локалізацію і ліквідацію аварійних ситуацій.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі задачі:

- дослідити експериментальним шляхом вплив форми отвору на коефіцієнт витрати при витіканні нафти в процесі розгерметизації нафтопроводу;

- дослідити вплив профілю траси на витрату витоків нафти;
- вивчити і дослідити процес фільтрації нафти в ґрунті. Розробити математичну модель, що дозволяє прогнозувати зміну тиску в пористому середовищі (ґрунті) в часі за рахунок зростання фільтраційного опору, викликаного витіканням нафти з трубопроводу.
 - створити на основі вдосконаленої математичної моделі методичку і програмне забезпечення для можливості оцінки втрат нафти під час аварії;
 - розробити заходи, щодо підвищення рівня технічної і економічної безпеки систем трубопровідного транспорту нафти;
 - виконати апробацію розроблених методик і програм шляхом виконання розрахунків витоків нафти для конкретних аварійних ситуацій та порівняння одержаних результатів з фактичними даними за результатами ліквідації цих аварій.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ВИТІКАННЯ НАФТИ ЧЕРЕЗ ТРИЩИНИ В СТІНКАХ ТРУБОПРОВОДУ

Теоретичні дослідження процесів, що супроводжують витікання нафти з трубопроводів через щілини, які утворилися в стінках трубопроводу в результаті протікання корозійних процесів, базуються на основних законах гідродинаміки і описуються математичними моделями, для реалізації яких в аналітичній формі використовуються емпіричні коефіцієнти, що характеризують ступінь стиснення струмини в щілині і залежать від форми отвору, його площі та фізичних властивостей рідкого середовища. Очевидно, що процедура визначення витрати витіку вимагає внесення певних припущень і відкидання несуттєвих взаємозв'язків між параметрами процесу з метою спрощення математичних моделей. Очевидно також, що така процедура спрощення моделей припустима лише у випадку отримання результату, який за певними критеріями адекватно відображає модельований технологічний процес. В інших випадках використані спрощення моделей є неприпустимими.

Критерієм адекватності спрощених математичних моделей являється практика. Якщо отримані розрахункові формули та методики відображають модельований процес з достатньою для інженерних розрахунків точністю і не спотворюють реальних взаємозв'язків між параметрами процесу, то такі спрощення припустимі. В протилежному випадку необхідно оцінити припустимість кожного спрощення і відкинути такі з них, які призводять до грубих помилок.

Класичні дослідження процесу витікання рідин з ємностей під тиском були проведені в першій половині XIX сторіччя. Вони базуються на енергетичному балансі системи і дозволяють встановити величину швидкості витікання рідини через отвір, опираючись на класичне рівняння Бернуллі. Для встановлення ступеня стиснення струмини при витіканні і гідравлічного опору при цьому запропоновано використовувати емпіричні залежності у вигляді поправок до

аналітичного розв'язку. Ці поправки залежать від форми отвору, і визначаються за табличними даними, отриманими на основі експерименту для отворів правильної геометричної форми.

Отвори, що утворюються в стінках труби в результаті процесів корозії, як правило, мають неправильну геометричну форму, в результаті чого припускається певна похибка при визначенні витрати витоку.

Ряд авторів [11,23,76], проводячи дослідження процесів витікання рідини через отвори різної геометричної форми, підтверджують залежність коефіцієнту витрати від форми отвору. Однак, дослідження, що дозволили б провести розрахунки витрати витікання через отвори неправильної геометричної форми, в літературі відсутні.

2.1 Дослідний стенд і методика проведення дослідження

Прогнозування витрати нафти при його витіканні з технологічних трубопроводів та ємностей під тиском, а також розрахунки втрат через корозійні пошкодження нафтопроводів зазвичай здійснюються на основі відомої формули витікання, теоретично отриманої на основі відомого в гідродинаміці рівняння – рівняння енергії. Всі галузеві нормативні документи, пов'язані з втратами нафти, побудовані на основі власне цієї залежності.

Останнім часом в зв'язку з подорожчанням енергоносіїв почали появлятися публікації з результатами досліджень, які свідчать про те, що формула витікання дає завищені результати у визначенні масової витрати витікання нафти через отвори неправильної геометричної форми. Це вносить похибки в плани виконання аварійно-відновлювальних робіт, пов'язаних з втратами нафти, і завищує величину допустимих втрат.

Вказана картина вимагає проведення наукових досліджень для коректування методів прогнозування витрати витоків через корозійні пошкодження трубопроводу.

Метою проведених досліджень є удосконалення методів прогнозування витрати витоків нафти і нафтопродуктів з технологічних об'єктів, встановлення причин розбіжностей у визначенні витрати нафти аналітичними та витратомірними методами та внесення корективів в розрахункові залежності для адаптації прогнозних та фактичних даних.

Для досягнення поставленої мети планується реалізація наступних завдань дослідження:

- встановити перелік фізичних величин (параметрів), які можуть мати вплив на характер процесу витікання нафти і її витрату.

- виконати серії експериментальних досліджень з метою встановлення закономірностей впливу кожного з параметрів процесу витікання нафти на величину витрати.

- провести обробку експериментальних даних і на цій основі побудувати емпіричні залежності для адаптації розрахункових результатів з фактичними даними.

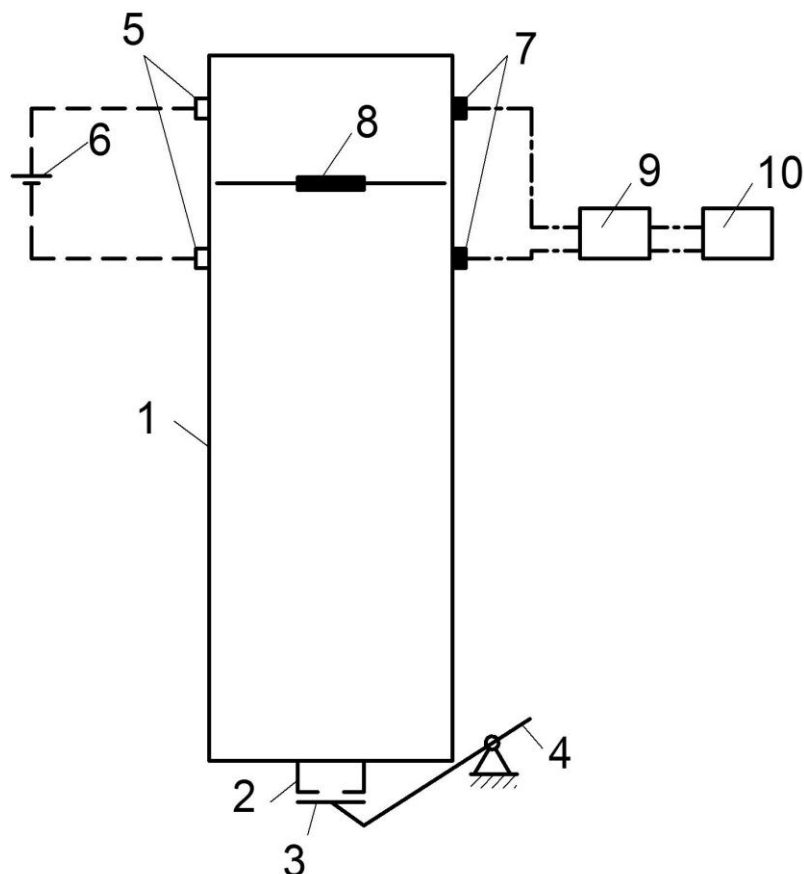
Слід зауважити, що проведення вказаних досліджень не виключає аналітичних методів, але повинно базуватися на обов'язковій їх перевірці практикою.

Очевидно, що категорично відкинути теоретичні дослідження попередників і відмовитися від відомої формули витікання рідин через отвори недоцільно, оскільки на цій основі отримано ряд важливих результатів і вона є загальновизнаною. Тому доцільно внести поправки до відомої класичної залежності для адаптації її до реальних умов і корективи до існуючих методик визначення витрати нафти при витіканні.

Для проведення експериментальних досліджень процесу витікання нафти з ємностей під тиском запроектовано і створено лабораторний стенд, технологічна схема якого приведена на рисунку 2.1.

Ємність, що представляє собою скляну трубу внутрішнім діаметром 76 мм з товщиною стінки 4 мм, строго орієнтовану по вертикалі, в нижній частині обладнана штуцером з різьбою для змінних насадок з отвором різної форми в

тонкій стінці. До зовнішньої поверхні стінки труби прилаштовано джерела світла (електролампи) а на діаметрально протилежній стороні фотодіоди ФДК – 142 – 01, з'єднані через поляризоване електромагнітне реле РП-21 з електронним секундоміром СТЦ-1в.



1 – ємність для рідини з прозорого скла; 2 – змінний насадок з отвором різної форми для витікання рідини; 3 – заслінка; 4 – механізм керування заслінкою; 5 – джерела світла; 6 – джерело струму; 7 – фотодіоди; 8 – поплавок; 9 – реле; 10 – електронний секундомір.

Рисунок 2.1 – Дослідний стенд

В трубу-ємність заливалася рідина з рівнем вище верхнього фотодіода, на поверхні рідини плавав непрозорий поплавок. В подальшому відкриттям заслінки вмикалося витікання рідини через отвір певної площі і певної форми. При опусканні поплавка до рівня першого по висоті фотодіода реле включало електронний секундомір, і починався відлік часу витікання. Коли рівень рідини опускався до нижнього фотодіода, реле виключало електронний секундомір, який фіксував час витікання рідини заданого об'єму.

Матеріальний баланс системи по рідині можна записати у виді

$$SdH = \omega Q dt \quad (2.1)$$

де S – площа поперечного перерізу труби-ємності;

Q – витрата рідини через отвір площею ω .

Використавши відоме рівняння витікання рідини через отвір при змінному напорі, отримаємо

$$\frac{dH}{\mu\sqrt{2gH}} = (\omega/S)dt, \quad (2.2)$$

де μ – коефіцієнт витрати для даного отвору.

Після інтегрування формули 2.2 від максимального рівня H_1 до мінімального H_2 , отримаємо

$$\sqrt{\frac{2}{g}}(\sqrt{H_1} - \sqrt{H_2}) = (\mu\omega/S)\tau, \quad (2.3)$$

де τ – час витікання.

Якщо при витіканні рідини з круглого отвору час витікання складав τ_0 при коефіцієнті витрати μ_0 , а при витіканні з квадратного отвору час витікання складав τ_1 при коефіцієнті витрати μ_1 , то з формули 2.3 отримаємо співвідношення

$$\mu_1 = \mu_0 \frac{\tau_0 \omega_0}{\tau_1 \omega_1}. \quad (2.4)$$

Залежність 2.4 дає можливість визначити значення коефіцієнта витрати отвору довільної форми і площі, якщо відомий коефіцієнт витрати і площа перерізу для круглого отвору. Очевидно, що доцільно, не змінюючи загальної методики визначення витрати витікання, яка базується на класичному законі збереження енергії (рівнянні Бернуллі), запропонувати методику визначення коефіцієнта витрати для умов витікання через щілину не круглої форми.

Такі дослідження проводились рядом авторів [14,25,65,78,88,102], в результаті встановлено, що коефіцієнт витрати залежить від форми отвору. Однак, детальні дослідження з метою встановлення практичних залежностей в літературі відсутні.

Тому нами запропоновано визначати величину коефіцієнта витрати для довільної форми отвору через його відношення до коефіцієнта витрати круглого отвору, тобто

$$\mu_i^* = \frac{\mu_i}{\mu_0}, \quad (2.5)$$

де μ_i, μ_0 – коефіцієнти витрати відповідно для отвору i -тої форми і для круглого отвору.

В подальших експериментальних дослідженнях ставилася задача побудувати емпіричну функцію залежності коефіцієнта витрати від параметрів, що на нього впливають.

Форма отвору в практиці може бути довільною, і достовірно передбачити її практично неможливо. Однак, найбільш ймовірна форма щілини є прямокутник з співвідношенням сторін h/b (h – висота, b – основа). Тому коефіцієнт витрати такого отвору позначимо $\mu_{h/b}$. Якщо, наприклад, щілина прямокутної форми має висоту 1 мм при основі 5 мм, то коефіцієнт витрати буде $\mu_{1/5}$. Зокрема, для квадратного отвору отримаємо μ_1 , оскільки $h=b$.

Для проведення досліджень були виготовлені змінні насадки з отворами в тонкій стінці різної форми з значеннями $h/b = 1, 1/2, 1/4, 1/8, 1/10$. Слід зауважити, що виготовлення таких насадок вимагає високої точності до- тримання як геометричних розмірів, так і площі перерізу отвору. Тому після виготовлення насадок з отворами різної форми проводилась перевірка параметрів методом комп'ютерного сканування. В результаті величину відносного коефіцієнта витрати для різних форм отвору запропоновано визначати у відповідності до залежності 2.4 за формулою

$$\mu_i = \mu_0 \frac{\omega_0}{\omega_i} \quad (2.6)$$

Площа поперечного перерізу отвору має вплив на величину коефіцієнта витрати, оскільки вона визначає гідравлічний радіус перерізу. В [21] вказується на вплив площі перерізу на величину витрати, однак кількісні співвідношення при цьому відсутні. В даному дослідженні використовувалися насадки з різною

площею перерізу 25 мм², 50 мм², 75 мм², 100 мм², 125 мм². Для дотримання безрозмірності параметрів використано значення відносної площі у вигляді

$$f_i = \frac{F_i}{100_i}. \quad (2.7)$$

Зовнішній вигляд деяких насадок подано на рисунку 2.2



Рисунок 2.2 – Змінні насадки для витікання рідини

Критеріями гідравлічної подібності процесів витікання рідини через отвори вважалися критерій Рейнольдса Re та критерій Ейлера Eu .

Критерій Рейнольдса визначався за величиною витрати рідини при витіканні на основі залежності

$$Re = \frac{wd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d \nu} = \frac{Q}{\pi R_T \nu}, \quad (2.8)$$

де Q – витрата рідини через отвір;

ν – кінематична в'язкість рідини;

R_T – гідравлічний радіус.

Величина витрати при витіканні змінюється із зміною рівня рідини в трубі-ємності. Тому для кожного з дослідів значення числа Рейнольдса усереднювалося.

На трубі-ємності датчики рівня (фотоелементи) в кожному з дослідів розміщені на відстані по вертикалі 200 мм, що відповідало об'єму рідини 0,9 л.

Найвище положення фотоелемента на трубі довжиною 1500 мм становило 1400 мм, найнижче – 400 мм. Максимальне значення числа Рейнольдса складало 18333, мінімальне – 9799. Для кожного діапазону визначалося середнє значення числа Рейнольдса як півсума початкового і кінцевого значень. Значення чисел Рейнольдса і їх відхилення від середнього для кожного діапазону подані в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Значення чисел Рейнольдса в експериментах

Максимальний рівень рідини, см	Мінімальний рівень рідини, см	Число Рейнольдса, максимум	Число Рейнольдса, мінімум	Число Рейнольдса, Середнє	Відхилення %
140	120	18333	16973	17652	3,85
120	100	16973	15494	16233	4,55
100	80	15494	13858	14676	5,57
80	60	13858	12002	12930	7,18
60	40	12002	9799	10900	10,0

Критерій Ейлера визначає відношення потенційної енергії в потоці рідини до кінетичної і визначається відношенням

$$Eu = \frac{\Delta P}{\rho w^2} \quad (2.9)$$

При сталому числі Рейнольдса величина швидкості витікання є постійною і не впливає на критерій Ейлера. Перепад тиску визначається надлишковим гідростатичним напором, який також пов'язаний з швидкістю витікання і при її сталій величині не змінюється. Тому відношення значень критеріїв Ейлера для різних режимів витікання обернено пропорційне відношенню густини рідини, тобто

$$\frac{Eu_1}{Eu_2} = \frac{\rho_2}{\rho_1}. \quad (2.10)$$

Отже, характерним параметром, який впливає на величину коефіцієнта витрати при витіканні є густина рідини. В даній серії дослідів приймається відносна густина рідини до густини води.

Таким чином, визначено основні параметри, що впливають на характер витікання рідини через отвір в стінці трубопроводу, до яких належать геометричні характеристики щілини: відношення висоти до ширини і площа перерізу, а також критерії гідравлічної подібності: критерій Рейнольдса і критерій Ейлера, який вироджується у вигляді відносної густини рідини. Функція-відгук при цьому являє собою відносний коефіцієнт витрати.

Вимірювання витрати на стенді здійснюється об'ємним методом. Зміна рівнів рідини в трубі-ємності від початкового до кінцевого фіксується положенням датчиків (фотоелементів) і в кожному досліді є сталою і становить 900 см^3 . Електронний секундомір при цьому фіксує час витікання заданого об'єму. Тому витрата визначається як відношення об'єму до часу витікання.

2.2 Результати досліджень і їх аналіз

За результатами досліджень, виконаних і опрацьованих за приведеною методикою, побудовано графічні залежності відносного коефіцієнта витрати отвору від відносної висоти прямокутного перерізу, його відносної площі, а також відносної густини рідини і числа Рейнольдса, які подано на рисунку 2.3.

Аналізуючи графіки, що показані на рисунку 2.3 можна зробити наступні висновки.

Припущення про вплив геометричних характеристик перерізу отвору, через який рідина витікає з ємності, підтверджують серії проведених експериментів. Очевидно, що всі можливі форми щілин в стінці трубопроводу охопити одним дослідженням неможливо, тому аналізувалися витіки через щілину прямокутної форми. В результаті встановлено, що зменшення висоти щілини в порівнянні з розміром її основи призводить до зниження величини коефіцієнта витрати, тобто зменшує витрату рідини за інших ідентичних умов

витікання. З зростанням площі поперечного перерізу отвору витікання коефіцієнт витрати зростає і наближається до його значення для круглого перерізу.

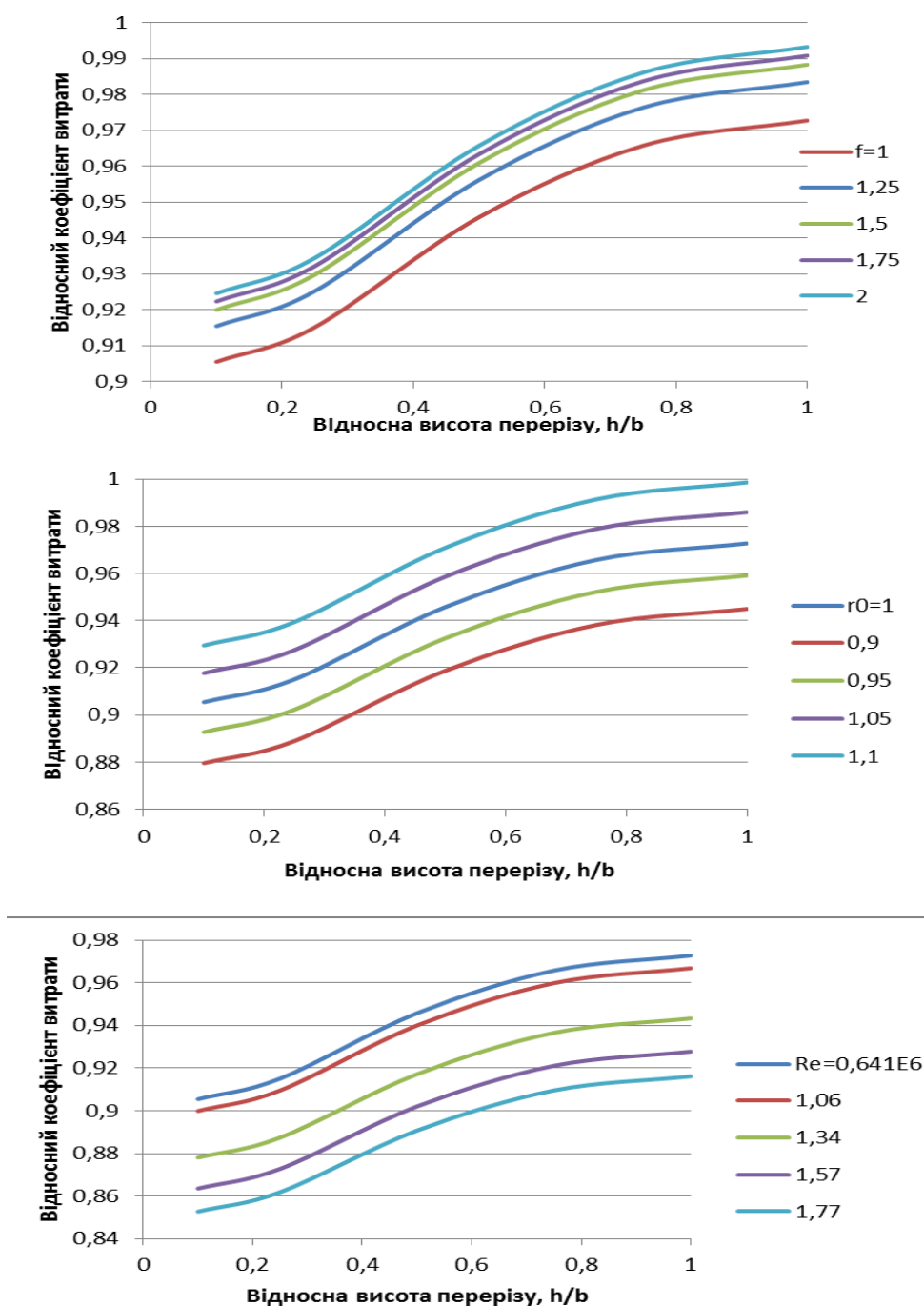


Рисунок 2.3 – Зміна коефіцієнта витрати витікання в залежності від відносної висоти перерізу

Отже, при великих площах перерізу отвору витікання вплив його форми на величину витрати стає несуттєвим. Так, при відносній площі перерізу 0,25

зменшенні відносної висоти прямокутного перерізу щілини з 1 (квадратний переріз) до 0,1 коефіцієнт витрати зменшується з 0,971 до 0,906, тобто на 6,81%. При відносній площі перерізу отвору витікання 1 спостерігається зменшення коефіцієнту витрати за тих же умов на 3,77%.

Зміна густини рідини, що витікає, характеризує критерій Ейлера, збільшення якого призводить до зростання коефіцієнта витрати за інших ідентичних умов. Результати дослідів показують, що зміна відносної густини рідини з 0,9 до 1,1 призводить до зростання коефіцієнта витрати отвору на 5,52%. Зміна форми отвору при цьому має несуттєвий вплив на витрату витікання рідини.

Критерій Рейнольдса характеризує відношення сил інерції в потоці рідини до сил в'язкого тертя, в зв'язку з чим відіграє суттєву роль при моделюванні процесів витікання рідини через отвори. При відносно невеликих значеннях числа Рейнольдса його зміна не суттєво впливає на процес витікання рідини через отвір. Так, при зміні числа Рейнольдса від 12000 до 14000 коефіцієнт витрати отвору зростає на 1,68%. При зміні критерія Рейнольдса з 16000 до 18000 зростання коефіцієнта витрати отвору складає 5,51%. Така картина пояснюється зростанням пульсаційних складових швидкості витікання при збільшенні числа Рейнольдса.

Для встановлення функціональної емпіричної залежності коефіцієнта витрати отвору від параметрів процесу витікання проводились серії дослідів на описаному вище дослідному стенді і здійснювалась їх обробка.

Серед незалежних факторів, які мають вплив на величину коефіцієнта витрати отвору, були вибрані наступні:

- відносна висота отвору прямокутної форми h/b ;
- відносна величина площі отвору f ;
- відносна густина рідини ρ^* ;
- число Рейнольдса Re .

Кожен із незалежних параметрів міг приймати в даній серії дослідів 5 конкретних значень.

В якості функції-відгуку вибрано коефіцієнт витрати отвору μ_i^* .

Таким чином, функціональні залежності функції-відгуку від незалежних параметрів будувались по п'яти рівнях з метою отримання формули вигляду

$$\mu_i^* = F(h/b, f, \rho^*, Re). \quad (2.11)$$

Умови проведення серій дослідів приведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Умови проведення експерименту при критичному витіканні

№ п/п	ПАРАМЕТРИ				Функція-відгук, μ_i^*
	h/b	f	ρ^*	Re	
1	1	0,25	0,9	17652	0,942
2	0,5	0,5	0,95	17652	0,804
3	0,25	0,75	1,0	17652	0,827
4	0,125	1	1,05	17652	0,862
5	0,1	1,25	1,1	17652	0,897
6	1	0,5	1,1	16233	0,986
7	0,5	0,75	0,9	16233	0,849
8	0,25	1	0,95	16233	0,867
9	0,125	1,25	1	16233	0,897
10	0,1	0,25	1,05	16233	0,986
11	1	0,75	1,05	14676	0,963
12	0,5	1	1,1	14676	0,905
13	0,25	1,25	0,9	14676	0,846
14	0,125	0,25	0,95	14676	0,487
15	0,1	0,5	1	14676	0,699
16	1	1	1	12930	0,937
17	0,5	1,25	1,05	12930	0,936
18	0,25	0,25	1,1	12930	0,531
19	0,125	0,5	0,95	12930	0,683
20	0,1	0,75	0,9	12930	0,752
21	1	1,25	0,9	10900	0,893
22	0,5	0,25	1	10900	0,619
23	0,25	0,5	1,05	10900	0,720
24	0,125	0,75	1,1	10900	0,794
25	0,1	1	0,95	10900	0,792

У відповідності до методики раціонального планування експерименту побудовано комбінаційний квадрат для обробки результатів дослідів і отримання емпіричної залежності.

Обробка результатів досліджень проводилась за методикою, яка базується на розробці І.І. Протодяконова і М.О. Тедера [83]. В основу її покладено поняття про комбінаційний квадрат (рисунок 2.4), заповнення якого є результатами експериментів і дозволяє скоротити число дослідів (при п'яти рівнях реалізації кожної залежності) з 625 до 25.

		h/b1					h/b2					h/b3					h/b4					h/b5				
		Re1					Re2					Re3					Re4					Re5				
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
f1	$\rho^* 1$	1	■																							
		2																								■
		3																								
		4																								
		5																								
f2	$\rho^* 2$	1																								
		2																								
		3																								
		4																								
		5																								
f3	$\rho^* 3$	1																								
		2																								
		3																								
		4																								
		5																								
f4	$\rho^* 4$	1																								
		2																								
		3																								
		4																								
		5																								
f5	$\rho^* 5$	1																								
		2																								
		3																								
		4																								
		5																								

Рисунок 2.4 – Комбінаційний квадрат

На основі комбінаційного квадрату складаються матриці, подані в таблицях 2.3 і 2.4 відповідно.

Таблиця 2.3 – Обробка результатів дослідів за параметрами h/b та f

$f \backslash h/b$	0,1	0,125	0,25	0,5	1	$\sum \varphi_i$	$F_1(f)$
0,25	0,942	0,986	0,963	0,917	0,983		
0,5	0,619	0,804	0,849	0,905	0,936	4,113	0,822
0,75	0,531	0,72	0,827	0,867	0,846	3,791	0,7582
1	0,487	0,683	0,794	0,862	0,897	3,723	0,744
1,25	0,486	0,699	0,752	0,792	0,897	3,626	0,7252
$\sum \varphi_i$	3,065	3,892	4,185	4,363	4,559		
$F_2(h/b)$	0,619	0,7784	0,837	0,8706	0,9118		

Таблиця 2.4. Обробка результатів дослідів за параметрами Re і ρ^*

$\rho^* \backslash Re$	1,7552	1,6233	1,4676	1,293	1,09	\sum	$F_3(\rho^*)$
0,9	0,942	0,849	0,846	0,752	0,893	4,282	0,8564
0,95	0,804	0,804	0,48	0,683	0,792	4,113	0,8226
1	0,827	0,897	0,699	0,937	0,619	3,979	0,7958
1,05	0,862	0,486	0,963	0,936	0,72	3,967	0,7734
1,1	0,897	0,986	0,905	0,531	0,794	3,633	0,7266
$\sum \varphi_i$	4,332	4,085	3,9	3,839	3,818		
$F_4(Re)$	0,8664	0,817	0,787	0,7678	0,7696		

Числові значення функції-відгуку усереднювались у горизонтальних рядках і вертикальних стовбцях і за результатами усереднення побудовано графіки, які оброблялися за методом найменших квадратів. У результаті кожна з залежностей була апроксимована відповідною формулою. Для залежності коефіцієнта витрати від геометричних розмірів прямокутного перерізу на основі аналізу вигляду графіків (рисунок 2.5) вибрана формула

$$\mu_i^* = \alpha_0 \exp(\sigma(h/b - 1)) \quad (2.12)$$

Решта залежності апроксимувалися степеневими залежностями

$$\mu_i^* = \alpha_1 \exp\left(-\frac{\varphi}{f^{n1}}\right), \quad (2.13)$$

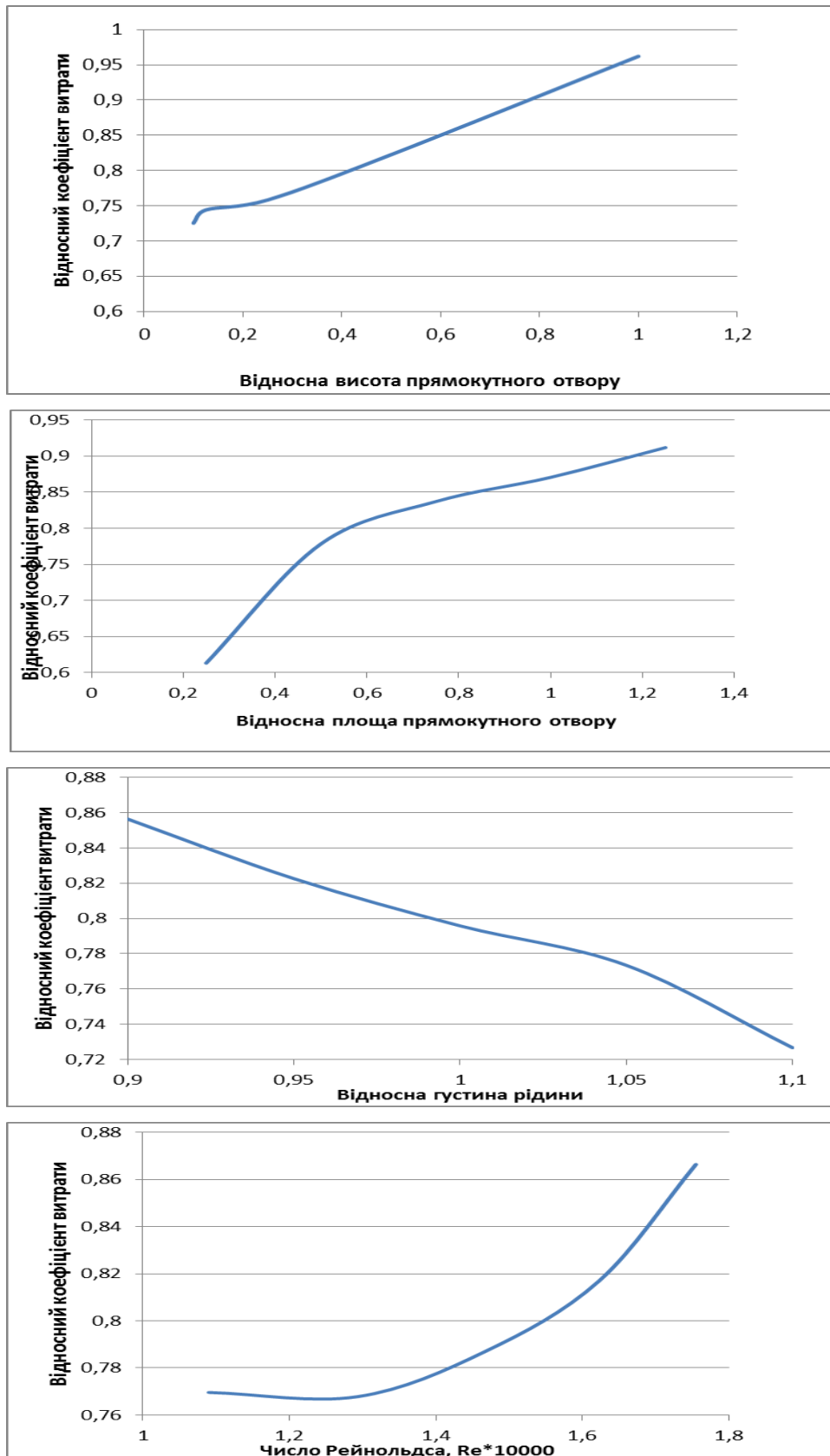


Рисунок 2.5 – Залежність функції-відгуку від параметрів

$$\mu_i^* = \alpha_2 \rho^{*n_2}, \quad (2.14)$$

$$\mu_i^* = \alpha_3 \text{Re}^{n_3}. \quad (2.15)$$

Загальна математична модель для багатофакторної функції знаходилась як добуток

$$F(x_1, x_2, x_3, x_4) = \alpha f(x_1) \cdot f(x_2) \cdot f(x_3) \cdot f(x_4). \quad (2.16)$$

Усереднений коефіцієнт знаходився методом найменших квадратів за даними таблиці 2.2. У результаті отримано емпіричну залежність, що має вигляд

$$\mu_i^* = 0.911 \rho^{0.275} \text{Re}^{0.11} \exp\left(0.15 \frac{h/b-1}{f^{1.2}}\right), \quad (2.17)$$

де μ_i^* – коефіцієнт витрати отвору;

ρ^* – відносна густина рідини;

Re – число Рейнольдса;

f – відносна площа отвору ($f = F/100 \text{ мм}^2$).

Одержана залежність добре корегує з аналітичними виразами, одержаними на основі реалізації математичної моделі, що підтверджує достовірність проведених досліджень.

Оцінка точності розрахунків проводилася на основі даних, приведених у таблиці 2.2. Для цього визначалася середньоквадратична похибка за формулою

$$\sigma = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_1^n (X_{cp} - X_i)^2}, \quad (2.18)$$

де n – число дослідів;

X_{cp}, X_i – середньоарифметичне і біжуче значення вимірюваної величини.

Ширина гарантійного інтервалу

$$\Delta X = \frac{\sigma t_{\alpha;n}}{n-1}, \quad (2.18)$$

де $t_{\alpha;n}$ – коефіцієнт Стюдента.

Тоді гарантійний інтервал складе ($X_{cp} - \Delta X \leq X \leq X_{cp} + \Delta X$). Результати розрахунків для різних показників у формулі 2.12 подано в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення гарантійних інтервалів

Показник	Гарантійний інтервал
α	(0,905;0,916)
n_1	(1,19;1,21)
n_2	(0,27;0,28)
n_3	(0,103;0,117)
σ	(0,144;0,00156)

Таким чином, експериментальні дослідження процесу витікання рідини з трубопроводів через отвори різної геометричної форми і площі перерізу дозволили отримати емпіричну залежність коефіцієнта витрати від технологічних параметрів процесу, що має суттєве значення при оцінці втрат нафтопродукту в процесі експлуатації трубопровідних систем.

2.3 Дослідження витікання нафти з трубопроводу в умовах пересіченого профілю траси

Формування аварійних витоків в нафтопроводах з пересіченим профілем траси має свої особливості, визначені характером руху рідкого середовища в трубах і законами фільтрації нафти в навколишньому ґрунті як пористому середовищі.

В першу чергу слід відмітити, що понижені точки траси нафтопроводу являються найбільш вологоємними ділянками, оскільки за рахунок нахилу фільтрація води спрямована власне до вказаних точок траси трубопроводу. Внаслідок незначного пошкодження ізоляції починаються корозійні процеси, які можуть призвести до утворення наскрізних отворів і зумовити виток рідкого транспортованого середовища в навколишній ґрунт.

З іншого боку, якщо в транспортований продукт попадає вода (що не може бути абсолютно виключено), то внаслідок різниці густини нафтопродукту (нафти) і води, вона буде скопичуватися в понижених точках траси за рахунок дії гравітаційних сил, утворюючи водяні скупчення, що призведе до виникнення внутрішньої корозії з усіма витікаючими наслідками. Тому з точки зору впливу

профілю траси понижені ділянки трубопроводу є найбільш ймовірними місцями утворення аварійних витоків з нафтопроводу.

В момент утворення витoku з нафтопроводу величина витрати продукту, що витікає, визначається його властивостями, тиском в трубопроводі і різницею геодезичних позначок найвищої і найнижчої (для даної ділянки) точок траси.

До моменту ізоляції аварійної ділянки трубопроводу лінійними засувками і припинення перекачування тиск в трубопроводі і гідростатичний напір не змінюватимуться, що (при сталому значенні площі отвору) забезпечить сталу витрату витікання рідини через отвір. Після закриття засувок і припинення перекачування тиск в трубопроводі буде падати пропорційно величині об'єму рідини, що витекла через отвір. При сталому модулі пружності рідини спад тиску визначатиметься залежністю

$$\Delta P = E \frac{\Delta V}{V}, \quad (2.19)$$

де ΔP – величина падіння тиску в нафтопроводі;

E – модуль Юнга рідини;

V – об'єм внутрішньої порожнини ізольованої ділянки трубопроводу;

ΔV – об'єм рідини, що витекла.

Очевидно, що об'єм рідини, що витекла, може бути знайдений через витрату витoku

$$\Delta V = Q\tau, \quad (2.20)$$

де

$$Q = \mu\omega \sqrt{2g \left(\Delta Z + \frac{P}{\rho g} \right)}, \quad (2.21)$$

μ, ω – коефіцієнт витрати і площа отвору;

ΔZ – перепад геодезичних позначок;

P – тиск в нафтопроводі.

Використовуючи формули 2.19, 2.20 і 2.21 можна знайти час, на протязі якого витрата витoku з нафтопроводу через аварійний отвір не змінюватиметься.

В подальшому витікання рідини з ізолюваної ділянки нафтопроводу викличе пониження рівня рідини в нахиленій ділянці трубопроводу, при цьому величина гідростатичного напору змінюватиметься в часі, тобто $\Delta Z = \Delta Z(t)$. Зниження рівня рідини в нахиленій ділянці нафтопроводу призведе до утворення газового простору над поверхнею рідини і подальшого розширення газу. Зауважимо, що процес розширення газу в трубопроводі при пониженні рівня нафтопродукту може мати різний характер в залежності від міри теплоізолювання трубопроводу і величини витрати витоку. При добрій теплоізоляції трубопроводу ґрунтом і великій величині витрати витоку процес розширення газу завдяки великій швидкості розширення можна вважати адіабатичним; у випадку недостатньої теплоізоляції трубопроводу і повільному розширенні газу внаслідок невеликої витрати витоку процес буде близьким до ізотермічного. В кожному з випадків розширення газу в трубопроводі носить політропічний характер з показником політропи, що змінюється від 1 до k (k – показник адіабати) в залежності від вказаних причин.

Зміна тиску над поверхнею рідини за період часу $\Delta t = t_1 - t_0$ складе

$$\frac{P_t}{P_0} = \left(\frac{V_0}{V_t} \right)^n, \quad (2.22)$$

де n – показник політропи розширення газу;

V_0, P_0 – об'єм газового простору в момент часу t_0 і тиск в ньому;

V_t – об'єм газового простору в момент часу t_1

$$V_t = V_0 - Q\Delta t, \quad (2.23)$$

де Q – витрата рідини через отвір, яка вважається сталою на протязі проміжку часу Δt .

$$Q = \mu\omega \sqrt{2g \left(\Delta Z(t) + \frac{P_t}{\rho g} \right)} \quad (2.24)$$

де $\Delta Z(t) = \Delta Z_0 - \frac{4Q\Delta t}{\pi d^2} \sin \alpha$ – величини гідростатичного напору на кінець проміжку часу Δt ;

α – кут нахилу ділянки нафтопроводу до горизонту.

При опусканні рівня рідини в нахиленій ділянці нафтопроводу в результаті розширення газу тиск над поверхнею рідини буде постійно падати. В певний момент часу він стане меншим за тиск пружних парів нафтопродукту (нафти) при даній температурі. В такому випадку почнеться випаровування рідини в газовий простір з обидвох ділянок трубопроводу, які контактують з газовим простором. Випаровування буде продовжуватися до тих пір, поки тиск в газовому просторі не зрівняється з тиском пружних парів рідини при даній температурі. Таким чином, тиск на поверхні рідини буде сталим і рівним тиску пружних парів рідини при даній температурі, а випаровування рідини призведе до пониження її рівня в нахиленій ділянці. Якщо в результаті розширення газового простору тиск впав до величини $P_t < P_U$ (P_U - тиск пружних парів нафтопродукту при даній температурі), то маса рідини, що повинна перейти в газоподібний стан для підвищення тиску до P_U складе

$$\Delta m = (P_U - P_t)V_t / RT. \quad (2.25)$$

Випаровування призведе до додаткового пониження рівня рідини на величину

$$\Delta h = \frac{\Delta m}{2\rho_t} \frac{4 \sin \alpha}{\pi d^2}. \quad (2.26)$$

Таким чином, після досягнення виконання умови $P_t < P_U$ тиск на поверхні рідини буде сталим і рівним P_U , а пониження рівня рідини (гідростатичного напору) складе

$$\Delta Z(t) = \Delta Z_0 - (Q\Delta t + \frac{\Delta m}{2\rho}) \frac{4}{\pi d^2} \sin \alpha. \quad (2.27)$$

Процедура визначення величини витрати витоку продукту через аварійні отвори та зміна її в часі не може бути реалізована у вигляді лінійної програми, оскільки витрата згідно формули 2.24 залежить від гідростатичного напору і тиску над поверхнею рідини, які в свою чергу залежать від витрати витоку. Тому для вирішення задачі пропонується використати ітераційну процедуру.

З цією метою задаються дискретними проміжками часу Δt , сума яких складатиме досліджуваний період витікання рідини з трубопроводу через

аварійний отвір заданої форми і площі. Величина проміжку часу Δt залежить від необхідної точності проведення дослідження: зменшення величини проміжку часу Δt дозволяє збільшити точність результатів. На протязі кожного з проміжків часу Δt величина витрати витікання вважається сталою.

В початковому наближенні $s=0$ (s – номер ітерації) витрату витікання визначають на основі залежності

$$Q^{(0)} = \mu\omega\sqrt{2g\left(\Delta Z + \frac{P}{\rho g}\right)}, \quad (2.28)$$

де μ – коефіцієнт витрати, що визначається в залежності від форми і площі отвору, а також густини рідини і числа Рейнольдса за залежністю 2.12. В зв'язку з цим приймають коефіцієнт витрати для круглого отвору і за знайденим початковим наближенням витрати знаходять число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q}{\pi d\nu}. \quad (2.29)$$

В подальшому за залежністю 2.12 уточнюють коефіцієнт витрати і за 2.28 витрату витікання. Ітерації продовжують до досягнення заданої точності.

В подальшому визначається час зниження тиску в трубопроводі до величини атмосферного на основі формул 2.19 і 2.20

$$\tau = \frac{\Delta P}{EQ}, \quad (2.30)$$

де $\Delta P = P - P_a$ (P_a - атмосферний тиск).

Закінчення проміжку часу τ вважається початком нестационарного процесу витікання рідини з трубопроводу t_0 .

Для початку кожного проміжку часу Δt визначають витрату за формулою

$$Q^{(s)} = \mu\omega\sqrt{2g\left(\Delta Z(t) + \frac{P_t}{\rho g}\right)}. \quad (2.31)$$

В початковий момент t_0 приймають $\Delta Z(t) = \Delta Z$ і $P_t = P_a$. В подальшому визначають

$$\Delta Z(t) = \Delta Z_0 - \frac{4Q\Delta t}{\pi d^2} \sin \alpha. \quad (2.32)$$

$$P_t = P_0 \left(\frac{V_0}{V_t} \right)^n. \quad (2.33)$$

Контролюють виконання умови

$$P_t < P_U. \quad (2.34)$$

Якщо умова 2.34 порушується, то приймається $P_t = P_U$ і

$$\Delta Z(t) = \Delta Z_0 - \left(Q\Delta t + \frac{\Delta m}{2\rho} \right) \frac{4}{\pi d^2} \sin \alpha. \quad (2.35)$$

Величину витрати витоку при цьому продовжуємо визначати за (2.31). Процедуру можна продовжувати до повного випорожнення нахиленої ділянки нафтопроводу, тобто до отримання числового результату $Q^{(s)} = 0$.

За приведеним алгоритмом проведено розрахунок процесу випорожнення нахиленої під кутом $\alpha = 10^\circ$ ділянки нафтопроводу діаметром 277x3,3 мм і довжиною 1,2 км з перепадом геодезичних відміток 42 м, по якому перекачувалася нафта густиною 880 кг/м³ з тиском пружних парів 12 кПа через отвір прямокутної форми з площею перерізу 1,5 см². Результати розрахунків у вигляді графіків подано на рисунку 2.6.

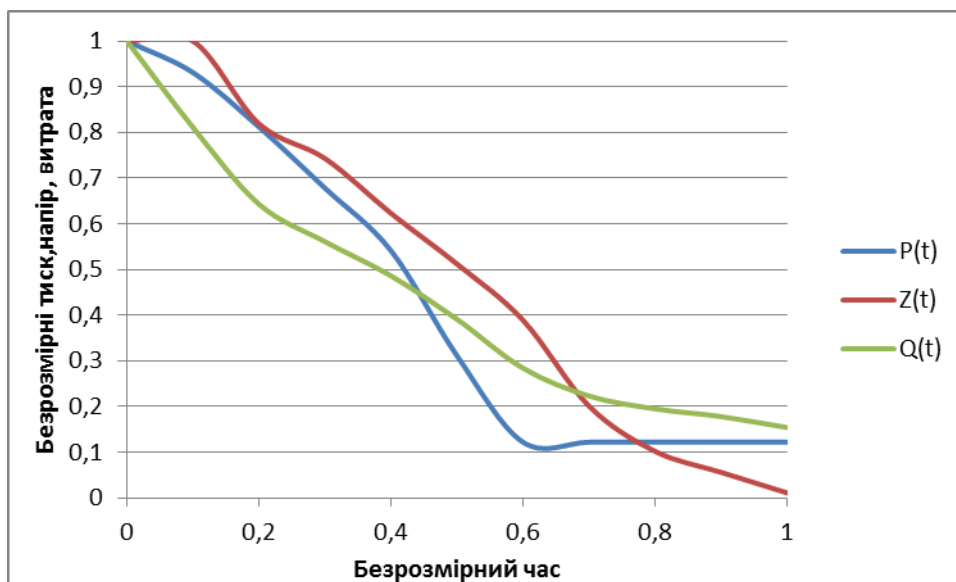


Рисунок 2.6 – Зміна тиску, гідростатичного напору і витрати витоку в часі

Аналіз результатів розрахунків показує, що витрата витоку на протязі всього процесу витікання падає в часі. Це пояснюється загальною тенденцією до зменшення величини тиску в трубопроводі і гідростатичного напору.

В початковий період витікання тиск в трубопроводі різко падає, що пояснюється відносно великим значенням витрати витоку і зменшенням об'єму рідини в трубопроводі. За даними розрахунків тривалість цього періоду складає 19,2% від загального часу витікання. При цьому тиск в трубопроводі знижується на 16,4% і досягає значення атмосферного, гідростатичний напір знижується на 12,9%, а витрата витоку – на 36,1%.

Другий період характеризується розширенням газу в газовому просторі над поверхнею нафти, внаслідок чого він падає від атмосферного до тиску пружних парів, зниження складає 71,4%. Зменшення гідростатичного напору складає 51,1%. При цьому витрата витоку зменшується на 32,9%. Тривалість періоду складає 37,8%.

Третій період процесу витікання рідини з трубопроводу характеризується тим, що на поверхні рідини в трубопроводі встановлюється динамічна рівновага між рідкою і газоподібною фазами. При цьому, якщо тиск в газовій фазі зменшується до величини, нижчої за тиск пружних парів рідини, то відбувається випаровування рідкої фази до тих пір, поки тиски в газовій і рідкій фазі не вирівнюються. За тривалістю цей період складає 43%. Тиск в трубопроводі є стабільним і рівним тиску пружних парів рідини, гідростатичний напір зменшується з більшою швидкістю і до кінця процесу падає до нуля. Величина витрати витоку зменшується з 28,7% на початку періоду до 14,8% в кінці.

Узагальнюючи сказане, можна стверджувати, що процес витікання рідини з нафтопроводу в результаті виникнення аварійного витоку може бути розділений на три періоди: для першого характерне різке падіння тиску до атмосферного і відповідне зниження витрати витоку; для другого періоду характерне розширення газу в газовому просторі над поверхнею рідини в трубопроводі від атмосферного тиску до тиску пружних парів рідини; третій період характеризується сталим

тиском на поверхні рідини, рівним тиску пружних парів і прискореним зменшенням гідростатичного напору в результаті фазового переходу.

Висновки до розділу 2

Встановлено, що причинами відхилення величини витрати витоків в аварійних ситуаціях від розрахункових значень є форма отвору витоків, її площа, густина рідини, що витікає, та критерій Рейнольдса.

1. Для адекватності математичної моделі запропоновано ввести коефіцієнт витрати отвору, який є функцією параметрів процесу. Показано, що в залежності від умов режиму витікання рідини коефіцієнт витрати змінюється від 0,766 до 0,949, збільшення площі отвору призводить до наближення коефіцієнта витрати до величини, характерної для круглого отвору. Отримані на основі порівняння результатів теоретичних і фактичних досліджень поправки до формули витікання рідини дозволяють адаптувати модель до реальності.

2. Дослідження характеру витікання рідини з трубопроводу в умовах пересіченого профілю траси показали, що процес витікання може бути розбито на три періоди: для першого характерне різке падіння тиску до атмосферного і відповідне зниження витрати витоків; для другого періоду характерне розширення газу в газовому просторі над поверхнею рідини в трубопроводі від атмосферного тиску до тиску пружних парів рідини; третій період характеризується сталим тиском на поверхні рідини, рівним тиску пружних парів і прискореним зменшенням гідростатичного напору в результаті фазового переходу.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ФІЛЬТРАЦІЇ НАФТИ В ГРУНТІ ПРИ ПОЯВІ ВИТОКІВ З ТРУБОПРОВОДУ

Існуюча система нафтопроводів України знаходиться в експлуатації в середньому від 20 до 48 років, в залежності від терміну вводу в дію її складових. За час експлуатації значна частина магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання вичерпала свій ресурс, неодноразово підлягала поточному та капітальному ремонтам і морально застаріла. Їх подальша безпечна та надійна експлуатація можлива лише при періодичному проведенні комплексу робіт з обстеження технічного стану, встановлення працездатності, залишкового ресурсу безпечної експлуатації, проведення аналізу економічної ефективності і подальшою модернізацією.

Вказані терміни експлуатації трубопроводів є значними і при невчасному та неякісному виконанні планово-попереджувальних ремонтів лінійної частини збільшують ризик виникнення аварійних ситуацій з розгерметизацією трубопроводу і розливами нафти.

Втрати транспортованого середовища за величиною витрати витоків можна розділити на малі витоків і великі. Поява витоків першого роду не впливає на параметри режиму роботи нафтопроводу і не може бути зафіксована диспетчерською службою. Їх виникнення можна зафіксувати внаслідок проникнення транспортованого продукту на поверхню землі. Великі витоків призводять до зміни параметрів режиму нафтопроводу і можуть бути зафіксовані диспетчером.

Причиною виникнення малих витоків з нафтопроводу найчастіше є корозійні процеси, які призводять до утворення наскрізних дефектів в стінці трубопроводу. Поява аварійного витоків характеризується певною витратою нафти, яка залежить від тиску в нафтопроводі в точці витоків і протитиску зовнішнього середовища, який визначається фільтраційним опором ґрунту. Тому важливою задачею діагностування витоків з нафтопроводу і технологією їх

ліквідації є задача закономірностей фільтрації нафти в пористому середовищі внаслідок появи джерела.

3.1 Математичне моделювання фільтрації витоків нафти в ґрунті

Формування ареалу забруднення ґрунту внаслідок появи витоків з трубопроводів є важливою задачею, яка має теоретичне і практичне значення. Її реалізація необхідна для вирішення ряду екологічних та економічних проблем.

Для встановлення закономірностей формування ареалу забруднення ґрунту витокami продукту з трубопроводу найбільш раціональним є аналітичний підхід.

Вибір методу розрахунку неусталених режимів фільтрації рідини в пористому середовищі залежить від багатьох факторів: геометрії задачі, стаціонарності чи не стаціонарності течії, точності розрахунку, числа необхідних вузлових значень тощо. При оцінюванні того чи іншого методу необхідно враховувати його складність, гнучкість, пристосовуваність. Тому не можна виділити один якийсь конкретний метод як оптимальний для всіх випадків.

Привертають увагу сучасні методи розв'язання задач [14, 48], які описуються диференційними рівняннями у часткових похідних. Найбільш поширений метод сіток внаслідок своєї універсальності і наявності добре розроблених теорій. Для його використання в області визначення шуканих функцій вводять сітку; всі похідні, які входять у рівняння та крайові умови, замінюються різницеvими значеннями у вузлах сітки. Розв'язок отриманих при цьому алгебраїчних рівнянь дає наближені значення функції у вузлах сітки. Кінцево-різницеvі вирази можна одержати також, використавши апроксимуючу аналітичну функцію з вільними параметрами, яка будується зі значеннями у вузлах сітки, а потім аналітично диференціюється. При цьому вид апроксимуючої функції повинен визначатися аналітичним розв'язком або на основі експериментальних даних.

Найчастіше як апроксимуючі функції використовують поліноми, при цьому в ряді практичних задач не вище другого порядку.

Для явних схем невідомі значення шуканої функції можна виразити через відомі. Для неявних схем на кожному шарі одержуємо систему Лінійних рівнянь відносно невідомих значень функції. Найчастіше матриця цієї лінійної системи тридіагональна і розв'язок можна знайти алгебраїчною перегонкою.

Основною перевагою явних систем є простота розв'язку апроксимуючих рівнянь. Явні схеми економічні, оскільки для переходу до нового шару потрібно виконати арифметичні дії у кількості, пропорційній до першого ступеня числа невідомих. У цьому розумінні явна схема не поліпшується. Суттєвим недоліком явних схем є:

- динамічна нестійкість, пов'язана з обмеженням на величину кроку за часом;
- статична нестійкість, зумовлена для рівняння теплообміну за величиною температуропровідності.

У [48] розглянуто числові розв'язки задачі нестационарної теплопровідності кінцево-різницевиими методами. При цьому використані: явна кінцево-різницева апроксимація з введенням додаткових вузлів на відстані 0,5 кроку від границі (сітка Шмідта); неявна кінцево-різницева апроксимація за шеститочковою схемою (схема Кранка-Ніколсона); неявна кінцево-різницева апроксимація за чотириточковою схемою.

Аналіз розв'язків із використанням вказаних видів сіток показав, що явні різницеві схеми для розв'язку крайових задач більш ефективні, ніж неявні, оскільки, по-перше, дають змогу збільшувати часовий крок (особливо у випадку Кранка-Ніколсона), по-друге, використовувати нерівномірну розбивку області, за допомогою якої можна точніше апроксимувати границі області та точніше враховувати граничні умови. Для розв'язання двомірних задач теплопровідності розглянуто методи розщеплення, коли складну задачу математичної фізики можна звести до послідовного розв'язання більш простих задач. Зокрема, рекомендують два наближених методи: локально-одномірний (ЛОМ) та метод змінних напрямків (МЗН), в тій чи іншій мірі строго розроблені поки що тільки для розв'язку двомірних задач.

Аналізуючи чутливість розв'язків, рекомендувати для тих розрахунків, які не вимагають високої точності, схему ЛОМ, а при розрахунках з високим ступенем точності використовувати схему МЗН, яка дає розв'язки, близькі до істинних, особливо при досягненні усталеного стану.

Метод змінних напрямків за останні роки широко застосовується в задачах гідродинаміки та теплообміну. Це пояснюється тим, що МЗН простий і єдиний для кожного рівняння початкової системи, він застосовується для розв'язання як стаціонарних, так і нестаціонарних задач. Різницева схема що використовується, об'єднує (стосовно кожного окремо взятого рівняння системи) переваги явної та неявної схем, тобто є економічною і, безумовно, стійкою. Метод не має обмежень, пов'язаних із типом апроксимації конвективних членів, що особливо важливо у зв'язку з відсутністю аналізу схемної в'язкості для двомірного випадку.

Досліджуючи роботи різних авторів [53], бачимо, що більшість неявних схем, безумовно стійких при застосуванні до диференціальних рівнянь з постійними коефіцієнтами, не може бути такою ж і при застосуванні до системи рівнянь, які описують течію стискуваної рідини. Тепер нелінійні задачі течії рідини більш успішно розв'язуються за допомогою явних схем [53], хоча в майбутньому неявні схеми розрахунку течій нестискуваного середовища можуть набути важливого значення. У зв'язку з цим постає питання про застосування в задачах транспортування нафти інших методів, таких як: метод «прямих», метод характеристик, метод контрольного об'єму, інтегральний метод та ін.

Метод «прямих» є одним із багатокрокових за часом методів з явною схемою по просторових змінних. У цьому методі сітка вводиться тільки для частини змінних, які розглядаються як дискретні, а одна змінна, переважно час, залишається безперервною. При цьому рівняння у часткових похідних апроксимується диференційно-різницевиими аналогами, які становлять систему значного числа звичайних диференціальних рівнянь [30].

Метод «прямих» дає змогу ефективно розв'язувати різноманітні задачі, які виникають при моделюванні динамічних властивостей трубопровідних систем. Недоліком цього методу є те, що при розрахунку ділянки в магістральних

газопроводах довжиною в декілька сотень кілометрів доводиться розв'язувати систему диференційних рівнянь великої розмірності. Крім того, у процесі зведення початкових рівнянь до звичайних диференційних опираються на неперервність початкових функцій та їх похідних по всій області інтегрування. Тому метод прямих не слід використовувати при ступінчастих збуреннях.

Метод характеристик – метод, суть якого зводиться до відшукування таких напрямків, де часткове диференційне рівняння може бути спрощене до звичайного диференційного рівняння. Цей метод незручний при розрахунках складних схем, що описуються нелінійними диференційними рівняннями. Крім того, різкі зміни параметрів системи (наприклад, перепад тиску в магістральному нафтопроводі) призводять до неможливості розв'язання методом характеристик [53].

Методи контрольного об'єму та інтегральний близькі до кінцево-різницевого методу, зокрема вони можуть призвести до однакових різницевих виразів похідних.

Інтегральний метод добре проявляє себе при непрямокутних межах. Крім того, перевага цього методу полягає у консервативності його схем, тобто він забезпечує виконання певних інтегральних законів збереження, справедливих для початкових диференційних рівнянь. Відзначимо, що за допомогою кінцево-різницевого методу можна також одержати консервативні схеми, але консервативність не обов'язково підвищує точність схем. Наприклад, для диференційних рівнянь зі змінними коефіцієнтами неконсервативний метод може призвести до більш точних результатів, ніж консервативний.

Метод контрольного об'єму ґрунтується на мікроскопічних фізичних законах, а не на використанні математичного апарата неперервних функцій. Особливо важливим це виявляється у тих випадках, коли диференційні рівняння не мають всюди неперервних розв'язків, які можна було б у кожній точці подати у вигляді рядів Тейлора. Однак у розглядуваній задачі не існує розв'язків із розривами, тому використання методу контрольного об'єму не дає помітних переваг порівняно, наприклад, із кінцево-різницевим методом.

Одним з найсучасніших методів розв'язку систем диференційних рівнянь є метод кінцевих елементів (МКЕ) і його подальша розробка – метод суперелементів (МСЕ). Як і в методі кінцевих різниць, при використанні МКЕ для розв'язку крайової задачі, яка описується диференційними рівняннями, пошук невідомої функції U замінюють знаходженням її значень у кінцевому числі так званих вузлових точок. На цих вузлових точках будується сітка дискретизації області визначення функції як сукупність кінцевого числа підобластей, що не перетинаються, і пов'язаних між собою тільки у вузлових точках.

У кожній такій підобласті шукана функція локально апроксимується неперервними функціями, які однозначно визначають її значення у будь-якій точці підобласті через вузлові параметри, а також задовольняють критерії сходження послідовності наближених розв'язків до точного при зменшенні розмірів підобласті. При цьому локальна апроксимація на підобластях дає змогу розглядати останні незалежно один від одного. Такі підобласті з побудовою апроксимації шуканої функції через її вузлові параметри називають кінцевими елементами [68].

Модифікацією методу суперелементів можна вважати агрегативно-імітаційний метод (AIM), суть якого полягає в тому, що об'єкт розбивається на окремі області (агрегати), в середині яких діють певні закономірності руху рідини, а на границях між сусідніми агрегатами виконуються певні умови, які накладаються на шукані функції. Стани агрегатів можна подати у вигляді

$$Z_\nu = (\nu, Z_\nu), \quad (3.1)$$

де $\nu(\tau)$ – номер інтервалу часу довжини h

$$Z_\nu = (Z_{\nu 1}, Z_{\nu 2}, \dots, Z_{\nu 3N_i+4}), \quad (3.2)$$

де $Z_{\nu 1} = \tau$ – час, що залишився до закінчення інтервалу;

$Z_{\nu 2} = P_i$ – тиск в i -тому вузлі сітки;

$Z_{\nu 3} = M_i$ – масова витрата в i -тому вузлі сітки.

Крім того, для спряження агрегатів необхідно знати тиск на початку наступного агрегату і довжину його розбиття по осях. Назвемо такий агрегат $J+1$. Тоді для J -го агрегату $Z_{v3N_{J+4}}$ – тиск у другому вузлі $J+1$ агрегату.

АІМ дозволяє моделювати гідродинамічні процеси у середовищах з складною структурою при наявності джерел чи стоків. Однак, для реалізації математичної моделі метод вимагає задання граничних умов, що не завжди є доступною інформацією. Крім того, вказані методи не дозволяють отримати рішення задачі в аналітичній формі, що утруднює аналіз і узагальнення результатів.

В зв'язку зі сказаним прийнято рішення побудувати математичну модель з використанням спеціальних функцій.

Одинична функція Хевісайда.

Відмітимо, що при обчисленні інтеграла з наявністю одиничної функції треба звернути увагу на границі інтегрування, наприклад

$$\int_0^L f(x)[\sigma(x-x_1) - \sigma(x-x_2)]dx = \int_{x_1}^{x_2} f(x)dx. \quad (3.3)$$

Розглянемо границю при $\Delta x \rightarrow 0$

$$\lim \frac{\sigma(x-x_1) - \sigma(x-(x_1-\Delta x))}{\Delta x} = \delta(x-x_1), \quad (3.4)$$

де $\delta(x-x_1)$ – функція джерела Дірака.

Характер формування ареалу забруднень визначається в основному двома параметрами: величиною витрати витоку нафти чи нафтопродукту з трубопроводу і закономірностями фільтрації продукту в ґрунті як пористому середовищі. Очевидно, що обидва вказані фактори взаємопов'язані між собою. Збільшення витрати витоку призводить до зростання фільтраційного опору пористого середовища, що обумовлює зростання тиску на межі труба-ґрунт, величина якого в свою чергу впливає на витрату витоку з трубопроводу. Тому для вирішення поставленої задачі необхідно застосувати комплексний підхід, який полягає в дослідженні закономірностей фільтрації рідини в пористому середовищі (ґрунті) і визначенні при цьому тиску на межі труба-ґрунт, а в подальшому – в

коректуванні величини витoku продукту з трубопроводу. Такий ітераційний процес дозволить встановити величину витрати витoku з трубопроводу і характер розподілу тиску в пористому середовищі, викликаний фільтрацією рідини.

Фільтрація нафти в ґрунті описується лінійним рівнянням Дарсі

$$w = -\frac{k}{\eta} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (3.5)$$

де w – швидкість фільтрації;

$\frac{\partial p}{\partial x}$ – градієнт тиску;

k – проникливість ґрунту;

η – в'язкість нафти (абсолютна);

c – швидкість розповсюдження звуку в середовищі [5, 6].

Лінійне джерело, яке створюється витокom нафти з нафтопроводу і є причиною забруднення ґрунту, може бути модельоване точковим джерелом за допомогою функції Дірака. Отже, задача зведена до визначення впливу точкового джерела на процес фільтрації.

Рівняння нерозривності в лінійній постановці з врахуванням точкового джерела, що має питому інтенсивність q , може бути записане у вигляді

$$-\frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} - q \delta(x - x_q), \quad (3.6)$$

де $\delta(x - x_q)$ – функція Дірака, x_q – координата джерела [6, 7].

При наявності точкового джерела інтенсивністю q (кг/с) з координатами (x_0, y_0) рівняння зводиться до вигляду

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \right) - \alpha \frac{qa}{F} \delta(x - x_0) \delta(y - y_0), \quad (3.7)$$

де $\delta(x - x_0)$, $\delta(y - y_0)$ – функції джерела Дірака;

P – тиск в пористому середовищі;

x, y – просторові координати;

t – час;

$$\alpha = \frac{c^2}{a}, \quad a = \frac{\nu}{k};$$

ν – кінематична в'язкість нафти;

F – площа отвору, через який здійснюється витікання нафти.

Будемо вважати, що до початку дії джерела ($t = 0$) система знаходиться в спокої і надлишковий тиск у всіх точках площини був рівний нулю, тобто $P(x, y, 0) = 0$.

Нехай в процесі дії джерела надлишковий тиск на поверхні ґрунту залишається незмінним, тобто при $t > 0$ маємо $P(x, 0, t) = 0$.

Тоді дана крайова задача зводиться до такого вигляду для півпростору

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \right) - \alpha \frac{qa}{F} \delta(x - x_0) \delta(y - y_0), \quad (3.8)$$

$$P(x, 0, t) = 0; \quad P(x, y, 0) = 0. \quad (3.9)$$

Таким чином, побудовано двомірну математичну модель лінійної фільтрації рідини в пористому середовищі, викликаній появою витіку з трубопроводу постійної величини на певному проміжку часу, реалізація якої дозволить встановити зміну тиску в часі на границі труба-ґрунт, і в подальшому корегувати величину витрати витіку.

3.2 Реалізація математичної моделі

Для розв'язку задачі 3.8 при умовах 3.9 використовуємо синус-перетворення Фур'є по змінній y і перетворення Лапласа по часу t .

$$W = \int_0^{\infty} W(x, y, t) \sin \lambda y dy, \quad (3.10)$$

$$\bar{W} = \int_0^{\infty} W(x, \lambda, t) e^{-St} dt. \quad (3.11)$$

Застосовуємо перетворення 3.10 до задачі 3.8 і отримуємо

$$\frac{\partial W}{\partial t} = \varkappa \left(\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} - \lambda^2 W \right) - \varkappa \frac{qa}{F} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0), \quad (3.12)$$

$$W(x, \lambda, 0) = 0. \quad (3.13)$$

До задачі 3.12, 3.13 застосовуємо перетворення Лапласа 3.11

$$S\bar{W} = \varkappa \left(\frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \lambda^2 \bar{W} \right) - \varkappa \frac{qa}{SF} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0)$$

$$\text{або } \frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \left(\frac{S + \varkappa \lambda^2}{\varkappa} \right) \bar{W} = \frac{qa}{FS} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0). \quad (3.14)$$

Неоднорідне рівняння 3.14 розв'язуємо методом варіації довільних змінних. Розв'язок однорідного рівняння, що відповідає рівнянню 3.14, має вигляд

$$\bar{W} = C_1 e^{\sqrt{\frac{S + \varkappa \lambda^2}{\varkappa}} x} + C_2 e^{-\sqrt{\frac{S + \varkappa \lambda^2}{\varkappa}} x}. \quad (3.15)$$

Позначимо $\alpha = \sqrt{\frac{S + \varkappa \lambda^2}{\varkappa}}$.

Величини C_1 і C_2 , що відповідають розв'язку неоднорідного рівняння 3.14, знаходимо із такої системи рівнянь

$$C_1' e^{\alpha x} + C_2' e^{-\alpha x} = 0,$$

$$C_1' e^{\alpha x} - C_2' e^{-\alpha x} = \frac{g}{FS} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0). \quad (3.16)$$

Із рівнянь 3.16 отримуємо

$$C_1' = \frac{g e^{-\alpha x}}{2FS\alpha} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0) \quad \text{і}$$

$$C_1' = \frac{g}{2FS\alpha} \sin \lambda y_0 \int_0^x e^{-\alpha x} \delta(x - x_0) + B_1.$$

З останнього рівняння маємо

$$C_1 = \frac{g \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha x_0} \sigma(x - x_0) + B_1. \quad (3.17)$$

В 3.17 $\sigma(x - x_0)$ є функцією Хевісайда.

Якщо верхнє рівняння 3.16 помножити на α і від нижнього рівняння 3.16 відняти верхнє, то одержимо

$$C_2' = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha x} \delta(x - x_0),$$

тому

$$C_2 = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} \int_0^x e^{\alpha x} \delta(x - x_0) + B_2,$$

або

$$C_2 = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha x_0} \sigma(x - x_0) e^{\alpha x} + B_2. \quad (3.18)$$

Підставляємо 3.17 і 3.18 в 3.15 і отримуємо розв'язок диференціального рівняння 3.13

$$\begin{aligned} \overline{W} = & \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha(x-x_0)} \sigma(x - x_0) + B_1 e^{\alpha x} - \\ & - \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha(x-x_0)} \sigma(x - x_0) + B_2 e^{-\alpha x}. \end{aligned} \quad (3.19)$$

Оскільки з фізичної суті задачі $\lim_{x \rightarrow \infty} w = 0$ і $\lim_{x \rightarrow -\infty} w = 0$, то і справедливі рівності $\lim_{x \rightarrow \infty} \bar{W} = 0$, $\lim_{x \rightarrow -\infty} \bar{W} = 0$.

Враховуючи це отримаємо

$$\begin{aligned} B_1 &= -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha x_0}, \\ B_2 &= 0. \end{aligned} \quad (3.20)$$

Підставляємо 3.20 в 3.19

$$\bar{W} = \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} [\sigma(x - x_0) - 1] e^{\alpha(x - x_0)} - \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} [\sigma(x - x_0)] e^{-\alpha(x - x_0)}. \quad (3.21)$$

Підставимо 3.21 в дифрівняння 3.13, переконаємося, що 3.20 задовольняє цьому рівнянню.

Знаходимо перетворення Лапласа від 3.21. Перепишемо 3.21 у вигляді

$$\bar{W} = \frac{q \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x - x_0) - 1] \frac{e^{\frac{\sqrt{S+\alpha\lambda^2}(x-x_0)}{\sqrt{\alpha}} \cdot \sqrt{\alpha}}}{S\sqrt{S+\alpha\lambda^2}} - \frac{q \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x - x_0)] \frac{e^{-\frac{\sqrt{S+\alpha\lambda^2}(x-x_0)}{\sqrt{\alpha}} \cdot \sqrt{\alpha}}}{S\sqrt{S+\alpha\lambda^2}}.$$

Користуючись таблицями перетворення Лапласа, маємо

$$\begin{aligned} & \frac{e^{\frac{(x_0-x)\sqrt{S+\alpha\lambda^2}}{\sqrt{\alpha}}}}{S\sqrt{S+\alpha\lambda^2}} \rightarrow \\ & \rightarrow \frac{1}{2\sqrt{\alpha\lambda^2}} \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha\lambda^2}} - \lambda\sqrt{\alpha\lambda^2} \right) - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha\lambda^2}} + \lambda\sqrt{\alpha\lambda^2} \right) \right]; \\ & \frac{e^{-\frac{(x_0-x)\sqrt{S+\alpha\lambda^2}}{\sqrt{\alpha}}}}{S\sqrt{S+\alpha\lambda^2}} \rightarrow \\ & \rightarrow \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha\lambda^2}} \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha\lambda^2}} - \lambda\sqrt{\alpha\lambda^2} \right) - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha\lambda^2}} + \lambda\sqrt{\alpha\lambda^2} \right) \right]. \end{aligned} \quad (3.22)$$

Таким чином, перетворення Лапласа функції 3.21 буде мати вигляд

$$\begin{aligned}
 W = & \frac{q\sqrt{\alpha} \cdot \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x-x_0)-1] \cdot \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha}} \times \\
 & \times \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t}\right) - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t}\right) \right] - \\
 & - \frac{q\sqrt{\alpha} \cdot \sin \lambda y_0}{2F} \sigma(x-x_0) \cdot \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha}} \times \\
 & \times \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t}\right) - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t}\right) \right],
 \end{aligned}$$

або

$$\begin{aligned}
 W = & \frac{q \sin \lambda y_0}{4\lambda F} [\sigma(x-x_0)-1] \times \\
 & \times \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t}\right) - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t}\right) \right] - \\
 & - \frac{q \sin \lambda y_0}{4\lambda F} \sigma(x-x_0) \times \\
 & \times \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t}\right) - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t}\right) \right].
 \end{aligned} \tag{3.23}$$

Виконуємо обернене синус-перетворення Фур'є $w = \frac{\pi}{2} \int_0^{\infty} \overline{W} \sin \lambda y dy$ і отримуємо

$$\begin{aligned}
 P(x, y, t) = & \frac{\alpha q a}{2\pi F} \int_0^{\infty} \frac{\sin \lambda y_0 \sin \lambda y}{\lambda} \left\{ [\sigma(x-x_0)-1] \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t}\right) - \right. \right. \\
 & - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t}\right) \left. \right] - \sigma(x-x_0) \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t}\right) - \right. \\
 & \left. \left. - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t}\right) \right] \right\} d\lambda.
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

Одержане рівняння дозволяє прогнозувати зміну тиску в пористому середовищі в часі за рахунок зростання фільтраційного опору, викликаного витіканням нафти з трубопроводу. При $x-x_0$ і $y=y_0$ рівняння 3.24 дає можливість визначити величину тиску, який протидіє витіканню. Однак, в аналітичній формі описати процес витікання нафти з трубопроводу неможливо,

оскільки в 3.24 вважається, що величина витрати витоку нафти з трубопроводу є сталою. При зміні тиску зовнішнього опору витрата витоку також буде змінюватися в часі, що не враховано в 3.24. Тому для розв'язання задачі пропонується використати ітераційний метод, який передбачає розбиття часу витікання на дискретні проміжки Δt , впродовж кожного з яких витрату витоку можна вважати сталою. Для першого часового інтервалу тиск протидії витіканню слід вважати рівним гідростатичному тиску ґрунту на глибині залягання трубопроводу. Тоді об'ємна витрата витоку

$$Q = F \mu \sqrt{2 \left(\frac{P_T - P_3}{\rho} \right)}, \quad (3.25)$$

де P_T , P_3 – відповідно тиск в трубопроводі та тиск зовнішнього опору;

ρ – густина продукту;

F – площа отвору;

μ – коефіцієнт витрати.

За 3.24 прогнозується величина тиску зовнішнього опору витіканню $P_3 = P(x_0, y_0, \Delta t)$ на кінець проміжку Δt , і визначається нова витрата витоку за 3.25. Таким чином, плавна крива зміни величини витрати витоку в часі замінюється ступінчатою залежністю, яка при виборі достатньо малого інтервалу ітерацій Δt адекватно відображатиме реальний характер витікання.

На рисунку 3.1 представлено залежності зміни тиску фільтраційного опору середовища (тиску протидії витіканню) і зміни витрати витоку в часі, що побудовані для різних характеристик ґрунтів.

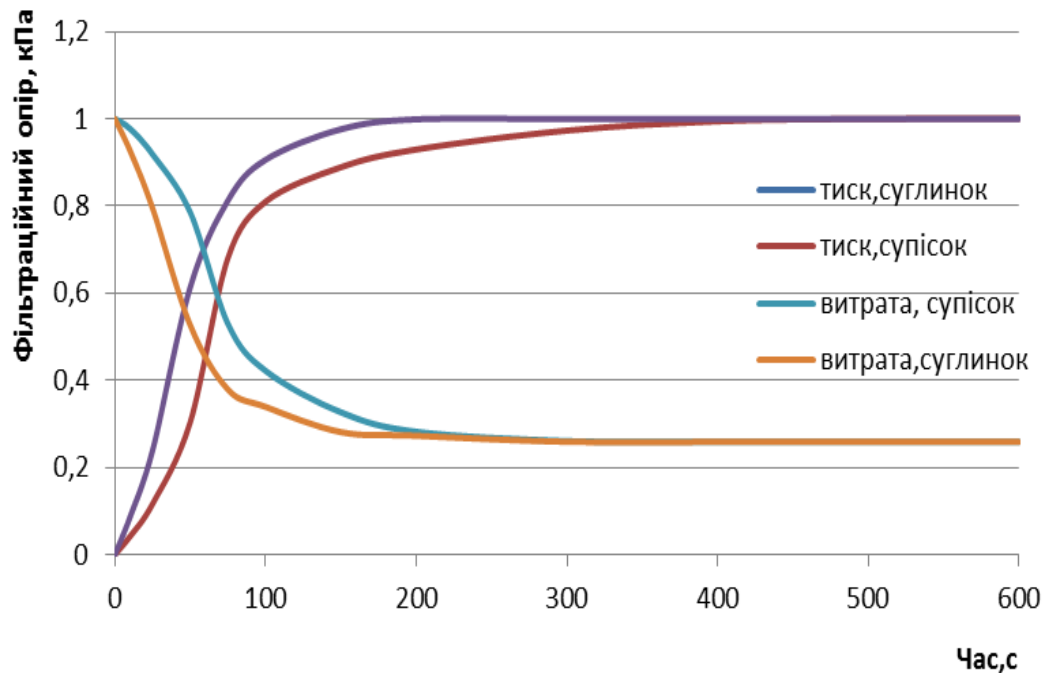


Рисунок 3.1 – Залежність тиску і витрати витікання від часу для різних ґрунтів

Аналіз отриманих графічних залежностей показує, що зростання тиску протидії витіканню за рахунок фільтраційного опору ґрунту визначається проникністю пористого середовища і фізичними властивостями нафти. При сталому тиску в нафтопроводі і незмінній площі перетину витікання зростання тиску фільтраційного опору призводить до зменшення витрати витікання.

Тривалість процесу нестационарної фільтрації нафти в ґрунті залежить від проникності пористого середовища і може коливатися в значному часовому діапазоні. Збільшення проникності ґрунту призводить до зростання процесу нестационарної фільтрації. Так, для ґрунтів типу супісків час нестационарної фільтрації складає близько 400 с, а для ґрунтів типу суглинок він становить 150 с.

3.3 Дослідження формування ареалу забруднення ґрунту

Для встановлення характеру формування ареалу забруднення ґрунту витіканнями нафти з трубопроводу необхідно встановити закономірність зміни швидкості фільтрації в часі [132,133]. З цією метою використано принцип

суперпозиції рухів, згідно з яким вектор швидкості фільтрації продукту в ґрунті представляється у вигляді геометричної суми його проєкцій на координатні осі

$$\bar{w} = \bar{w}_x + \bar{w}_y. \quad (3.26)$$

Величини проєкцій вектора швидкості фільтрації визначаються на основі закону Дарсі з використанням залежності 3.26

$$\begin{aligned} w_y(x, y, t) = & -\frac{k}{\eta} \frac{\partial P(x, y, t)}{\partial y} = \frac{q}{2\pi F_0} \int_0^{\infty} \sin \lambda y_0 \cos \lambda y \{ [\sigma(x-x_0) - 1] [e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\lambda t}} - \lambda\sqrt{\lambda t}\right)] - \\ & - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\lambda t}} + \lambda\sqrt{\lambda t}\right)] - \sigma(x-x_0) [e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\lambda t}} - \lambda\sqrt{\lambda t}\right)] - \\ & - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\lambda t}} + \lambda\sqrt{\lambda t}\right)] \} d\lambda; \end{aligned} \quad (3.27)$$

$$\begin{aligned} w_x(x, y, t) = & -\frac{k}{\eta} \frac{\partial P(x, y, t)}{\partial x} = \frac{q}{2\pi F_0} \int_0^{\infty} \frac{2}{\sqrt{\pi \lambda t}} \sin \lambda y_0 \sin \lambda y \{ [\sigma(x-x_0) - 1] [e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\lambda t}} - \lambda\sqrt{\lambda t}\right)] + \\ & + \exp[-\lambda(x_0-x) - \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\lambda t}} - \lambda\sqrt{\lambda t}\right)^2] + e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\lambda t}} + \lambda\sqrt{\lambda t}\right)] - \\ & - \exp[\lambda(x_0-x) - \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\lambda t}} + \lambda\sqrt{\lambda t}\right)^2] - \sigma(x-x_0) [e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\lambda t}} - \lambda\sqrt{\lambda t}\right)] + \\ & + \exp[-\lambda(x-x_0) - \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\lambda t}} - \lambda\sqrt{\lambda t}\right)^2] + e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\lambda t}} + \lambda\sqrt{\lambda t}\right)] - \\ & - \exp[\lambda(x-x_0) - \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\lambda t}} + \lambda\sqrt{\lambda t}\right)^2] \} d\lambda. \end{aligned} \quad (3.28)$$

Залежності 3.27 і 3.28 дозволяють обчислити значення проєкцій вектора швидкості фільтрації в кожній точці площини і в часі. Для побудови формування ареалу забруднень весь процес розбивається на дискретні проміжки часу Δt , на початок кожного з яких за 3.27 і 3.28 визначаються проєкції вектора швидкості фільтрації, на основі яких будується сам вектор. Зростання обсягу ареалу забруднень в напрямку кожного вектора швидкості фільтрації за вказаний проміжок часу визначається добутком $w\Delta t$.

За вказаним алгоритмом проведено розрахунки і побудовано графіки, які демонструють характер формування ареалу забруднення ґрунту витоком з нафтопроводу і подані на рисунку 3.2.

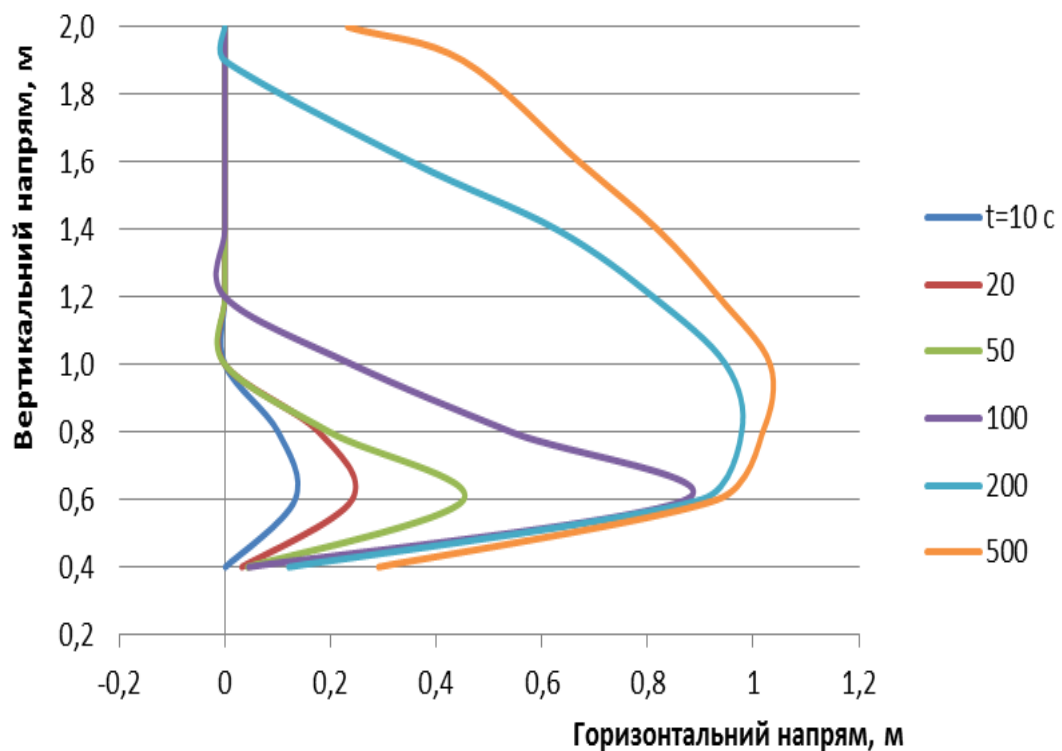


Рисунок 3.2 – Характер формування ареалу забруднень ґрунту витоком з нафтопроводу

Аналіз отриманих графічних залежностей показує, що нестационарний процес формування ареалу забруднень витоком з нафтопроводу можна умовно розділити на три фази. Перша фаза починається з моменту виникнення витoku і характеризується розповсюдженням рідини у вертикальному напрямку вниз завдяки дії гравітаційних сил, при цьому тиск фільтраційної протидії поступово зростає до моменту, коли величина фільтраційного опору зрівняється з величиною сил гравітації. З цього моменту починається друга фаза, яка характеризується розповсюдженням рідини в горизонтальному напрямку, при цьому фільтраційний опір продовжує зростати, що викликає фільтрацію рідини у вертикальному напрямку ввєрх і є початком третьої фази нестационарної фільтрації, яка закінчується досягненням рідиною поверхні ґрунту.

Висновки до розділу 3

1. Побудовано двовимірну нестационарну математичну модель лінійної фільтрації рідкої фази в пористому середовищі, яка базується на системі рівнянь плоскої фільтрації рідини, нерозривності і враховує гравітаційну складову фільтраційного опору ґрунту.
2. Запропоновано методи реалізації створеної математичної моделі, що базуються на використанні інтегральних перетворень, що дозволило отримати аналітичні розв'язки задачі.
3. Аналіз отриманих рішень при реалізації створеної математичної моделі дозволив встановити закономірності фільтрації нафти і нафтопродуктів в ґрунті в результаті виникнення аварійних витоків, визначити опір протидії витіканню продукту з трубопроводу і характер формування ареалу забруднень ґрунту.

РОЗДІЛ 4

МЕТОДИКА ОЦІНКИ ВТРАТ НАФТИ ЧЕРЕЗ АВАРІЙНІ ВИТОКИ З ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ І РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЇХ СКОРОЧЕННЯ

4.1 Методика розрахунку витоків нафти з трубопроводу

В основу даної методики покладено результати досліджень впливу форми отвору витоків, профілю траси та фільтраційного опору ґрунту на величину витрати витоків і загальний обсяг втрат нафти.

Метою розрахунків за приведеною методикою є оцінка реальної величини витрати витоків нафти з трубопроводу через аварійні отвори і розробка заходів їх скорочення.

Для проведення розрахунків величини витрати витоків з трубопроводу і втрат нафти при транспортуванні необхідні наступні дані.

Площа перерізу отвору витікання і його форма, які можуть бути визначені тільки в процесі ліквідації аварії, або після закінчення. Однак, часто ставиться задача порівняння реальних втрат нафти в результаті аварії з розрахунковими, для реалізації якої з достатньою точністю можна визначити вказані параметри.

Для нафтопроводів з пересіченим профілем траси важливе значення надається аналізу профілю траси і геодезичній позначці аварійного витоків.

Фізичні властивості транспортованої нафти легко визначити на основі відбору і аналізу проб. Слід зауважити, що густина і в'язкість нафти є функціями температури, тому важливе значення має температурний режим нафтопроводу.

Іншим важливим режимним параметром є тиск в точці виникнення аварійного витоків. Він може бути визначений на основі аналізу гідравлічного режиму транспортування нафти, або на основі вимірювання.

Для визначення протидії витіканню нафти з трубопроводу через аварійний отвір необхідно знати характеристики ґрунту, зокрема пористість та проникність, причому значення цих параметрів бажано визначити як в непорушеному стані

грунту, так і вздовж траншеї. Визначення характеристик ґрунту можливе на основі фільтраційних випробувань, або на основі статистичних даних.

Першим етапом запропонованої методики є встановлення впливу величини і форми отвору та параметрів режиму на коефіцієнт витрати.

Усереднений коефіцієнт витрати знаходився за запропонованою емпіричною залежністю, що має вигляд

$$\mu_i^* = 0.911 \rho^{0.275} \text{Re}^{0.11} \exp\left(0.15 \frac{h/b-1}{f^{1.2}}\right). \quad (4.1)$$

Припускається, що отвір витоків має прямокутну форму з геометричною відносною площею $f=hxb$, причому ширина h і довжина b відомі розміри. При відомій густині нафти для розрахунку коефіцієнта витрати необхідно знати число Рейнольдса, яке в свою чергу залежить від витрати витоків. Тому пропонується застосувати метод ітерацій, в якому початковим наближенням шуканого коефіцієнта витрати слід вважати його значення для круглого отвору μ_i^0 . Тоді витрата витоків при тиску в нафтопроводі P складе

$$Q = \mu_i^s \omega \sqrt{2 \frac{P}{\rho}} \quad (4.2)$$

де s – номер ітерації.

Тепер критерій Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{wd}{\nu} = \frac{4Q}{\pi d \nu} = \frac{Q}{\pi R_f \nu}, \quad (4.3)$$

і за формулою 4.1 уточнюється значення коефіцієнта витрати. Ітераційний процес триває до виконання умови

$$\text{abs}(\mu_i^s - \mu_i^{s-1}) < \delta \mu_i, \quad (4.4)$$

де $\delta \mu_i$ – точність розрахунку.

В разі невиконання умови 4.4 задаються новим значенням коефіцієнта витрати $\mu_i^{s+1} = (\mu_i^s + \mu_i^{s-1})/2$ і повертаються до визначення витрати за формулою 4.2.

Після уточнення коефіцієнта витрати переходять до аналізу впливу профілю траси. Якщо точка витіку з нафтопроводу знаходиться в нижньому кінці низхідної ділянки, то необхідно врахувати розширення газу в просторі над поверхнею нафтопродукту при витіканні і фазові переходи.

Об'єм рідини, що витікла, може бути знайдений через витрату аварійного витіку

$$\Delta V = Q\tau, \quad (4.5)$$

де

$$Q = \mu\omega\sqrt{2g\left(\Delta Z + \frac{P}{\rho g}\right)},$$

ΔZ – перепад геодезичних позначок;

Використовуючи приведені залежності можна знайти час, на протязі якого витрата витіку з нафтопроводу через аварійний отвір не змінюватиметься.

При перевищенні знайденого часу витікання рідини з ізолюваної ділянки нафтопроводу викличе пониження рівня рідини в нахиленій ділянці трубопроводу, при цьому величина гідростатичного напору змінюватиметься в часі, тобто $\Delta Z = \Delta Z(t)$. Зниження рівня рідини в нахиленій ділянці нафтопроводу призведе до утворення газового простору над поверхнею рідини і подальшого розширення газу. яке можна вважати адіабатичним; у випадку недостатньої теплоізоляції трубопроводу і повільному розширенні газу внаслідок невеликої витрати витіку процес буде близьким до ізотермічного. В кожному з випадків розширення газу в трубопроводі носить політропічний характер з показником політропи, що змінюється від 1 до k (k – показник адіабати) в залежності від вказаних причин.

Зміна тиску над поверхнею рідини за період часу $\Delta t = t_1 - t_0$ складе

$$P_t = P_0 \left(\frac{V_0}{V_t} \right)^n, \quad (4.6)$$

де n – показник політропи розширення газу;

V_0, P_0 – об'єм газového простору в момент часу t_0 і тиск в ньому;

V_t – об'єм газového простору в момент часу t_1

$$V_t = V_0 - Q\Delta t, \quad (4.7)$$

де Q – витрата рідини через отвір, яка вважається сталою на протязі проміжку часу Δt .

$$Q = \mu\omega \sqrt{2g \left(\Delta Z(t) + \frac{P_t}{\rho g} \right)} \quad (4.8)$$

де $\Delta Z(t) = \Delta Z_0 - \frac{4Q\Delta t}{\pi d^2} \sin \alpha$ – величини гідростатичного напору на кінець проміжку часу Δt ;

α – кут нахилу ділянки нафтопроводу до горизонту.

За умови опускання рівня рідини в нахиленій ділянці нафтопроводу в результаті розширення газу тиск над поверхнею рідини буде постійно падати. В певний момент часу він стане меншим за тиск пружних парів нафти при даній температурі. В такому випадку почнеться випаровування рідини в газовий простір з обох ділянок трубопроводу, які контактують з газовим простором. Випаровування буде продовжуватися до тих пір, поки тиск в газовому просторі не зрівняється з тиском пружних парів рідини при даній температурі. Таким чином, тиск на поверхні рідини буде сталим і рівним тиску пружних парів рідини при даній температурі, а випаровування рідини призведе до пониження її рівня в нахиленій ділянці. Якщо в результаті розширення газového простору тиск впав до величини $P_t < P_U$ (P_U – тиск пружних парів нафтопродукту при даній температурі),

то маса рідини, що повинна перейти в газоподібний стан для підвищення тиску до P_U складе

$$\Delta m = (P_U - P_t)V_t / RT. \quad (4.9)$$

Випаровування призведе до додаткового пониження рівня рідини на величину

$$\Delta h = \frac{\Delta m}{2\rho_t} \frac{4 \sin \alpha}{\pi d^2}. \quad (4.10)$$

Таким чином, після досягнення виконання умови $P_t < P_U$ тиск на поверхні рідини буде сталим і рівним P_U , а пониження рівня рідини (гідростатичного напору) складе

$$\Delta Z(t) = \Delta Z_0 - (Q\Delta t + \frac{\Delta m}{2\rho}) \frac{4}{\pi d^2} \sin \alpha. \quad (4.11)$$

Процедура визначення величини витрати витіку продукту через аварійні отвори та зміна її в часі не може бути реалізована у вигляді лінійної програми, оскільки витрата згідно формули 4.8 залежить від гідростатичного напору і тиску над поверхнею рідини, які в свою чергу залежать від витрати витіку. Тому для вирішення задачі пропонується використати ітераційну процедуру.

З цією метою задаються дискретними проміжками часу Δt , сума яких складатиме досліджуваний період витікання рідини з трубопроводу через аварійний отвір заданої форми і площі. Величина проміжку часу Δt залежить від необхідної точності проведення дослідження: зменшення величини проміжку часу Δt дозволяє збільшити точність результатів. На протязі кожного з проміжків часу Δt величина витрати витікання вважається сталою.

В початковому наближенні $s=0$ (s – номер ітерації) витрату витіку визначають на основі залежності

$$Q^{(0)} = \mu\omega \sqrt{2g \left(\Delta Z + \frac{P}{\rho g} \right)}, \quad (4.12)$$

де μ – коефіцієнт витрати, що визначається в залежності від форми і площі отвору, а також густини рідини і числа Рейнольдса за залежністю (4.1). В зв'язку з цим приймають коефіцієнт витрати для круглого отвору і за знайденим початковим наближенням витрати знаходять число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{4Q}{\pi d v}. \quad (4.13)$$

В подальшому уточнюють коефіцієнт витрати і за формулою 4.12 витрату витіку. Ітерації продовжують до досягнення заданої точності, після досягнення її визначається час зниження тиску в трубопроводі до величини атмосферного

$$\tau = \frac{\Delta P}{EQ}, \quad (4.14)$$

де $\Delta P = P - P_a$ (P_a - атмосферний тиск).

Закінчення проміжку часу τ вважається початком нестационарного процесу витікання рідини з трубопроводу t_0 .

Для початку кожного проміжку часу Δt визначають витрату за формулою

$$Q^{(s)} = \mu \omega \sqrt{2g \left(\Delta Z(t) + \frac{P_t}{\rho g} \right)}. \quad (4.15)$$

В початковий момент t_0 приймають $\Delta Z(t) = \Delta Z$ і $P_t = P_a$. В подальшому визначають

$$\Delta Z(t) = \Delta Z_0 - \frac{4Q\Delta t}{\pi d^2} \sin \alpha. \quad (4.16)$$

$$P_t = P_0 \left(\frac{V_0}{V_t} \right)^n. \quad (4.17)$$

Контролюють виконання умови

$$P_t < P_U. \quad (4.18)$$

Якщо умова 4.18 порушується, то приймається $P_t = P_U$ і

$$\Delta Z(t) = \Delta Z_0 - \left(Q\Delta t + \frac{\Delta m}{2\rho} \right) \frac{4}{\pi d^2} \sin \alpha. \quad (4.19)$$

Величину витрати витоку при цьому продовжуємо визначати за формулою 4.15. Процедуру можна продовжувати до повного випорожнення нахиленої ділянки нафтопроводу, тобто до отримання числового результату $Q^{(s)}$.

У випадку появи аварійного витоку в підземному нафтопроводі необхідно враховувати фільтраційний опір ґрунту при визначенні величини витрати витоку.

За відомою проникністю ґрунту k визначаються параметри процесу фільтрації

$$a = \frac{v}{k}; \quad \alpha = \frac{c^2}{a}, \quad (4.20)$$

Слід зауважити, що проникність ґрунту може бути різною в напрямках координатних осей. Якщо вісь OX спрямована вздовж осі трубопроводу, а вісь OY нормально до неї, то проникність ґрунту k_y відноситься до непорушеного його стану, а k_x - до засипки траншеї.

Характер зміни тиску протидії витоку з нафтопроводу визначається через гідравлічні фільтраційні втрати на основі рівняння 3.24

$$P(x, y, t) = \frac{\alpha q a}{2\pi F} \int_0^\infty \frac{\sin \lambda y_0 \sin \lambda y}{\lambda} \left\{ \left[\sigma(x-x_0) - 1 \right] \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] - \sigma(x-x_0) \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] \right\} d\lambda.$$

$$P_3 = P(0,0,t) \quad (4.21)$$

В такому випадку величина витрати витоку з нафтопроводу через аварійний отвір визначиться з формули

$$Q = F \mu \sqrt{2 \left(\frac{P_T - P_3}{\rho} \right)}, \quad (4.22)$$

де P_T, P_3 – відповідно тиск в трубопроводі та тиск зовнішнього опору;

ρ – густина продукту;

F – площа отвору;

μ – коефіцієнт витрати.

За формулою 4.21 прогнозується величина тиску зовнішнього опору витіканню $P_3 = P(x_0, y_0, \Delta t)$ на кінець проміжку Δt , і визначається нова витрата витікання за формулою 4.22. Таким чином, плавна крива зміни величини витрати витікання в часі замінюється ступінчатою залежністю, яка при виборі достатньо малого інтервалу ітерацій Δt адекватно відображатиме реальний характер витікання.

Запропонована методика апробована на діючих нафтопроводах системи «Дружба», нафтопроводі «Долина-Дрогобич» та «Жулин-Надвірна». Прогнозні результати порівнювалися з фактичними і показали достатню для інженерних розрахунків точність. Використання розрахункових методів прогнозування втрат нафти від аварійних витоків дозволить запропонувати ряд заходів їх скорочення.

4.2 Оцінка витоків нафти в результаті аварій лінійної частини магістральних трубопроводів

Основним фактором, що визначає розмір завданої шкоди при аваріях магістральних нафтопроводів є кількість розливої нафти. Тому розробка методики прогнозування аварійних втрат нафти при порушенні герметичності нафтопроводу та впровадження заходів по зниженню втрат нафти при її транспортуванні є актуальною науково-технічною проблемою.

Об'єм розливої нафти при аваріях лінійної частини магістральних нафтопроводів можна оцінити шляхом визначення сумарного об'єму розливої нафти при трьох різних режимах витікання:

$$V_e = V_1 + V_2 + V_3, \quad (4.23)$$

де V_1 – об'єм витоків нафти з моменту виникнення аварії до зупинки перекачування;

V_2 – об'єм витоків нафти з трубопроводу з моменту зупинки перекачування до моменту перекриття пошкодженої ділянки лінійними засувками;

V_3 – об'єм витоків нафти з трубопроводу з моменту закриття лінійних засувок до припинення витоку.

Об'єм розливої нафти з моменту виникнення аварії до зупинки перекачування:

$$V_1 = Q_1 \Delta\tau_1, \quad (4.24)$$

де Q_1 – витрата нафти через місце пошкодження при працюючій НПС;

$\Delta\tau_1$ – проміжок часу з моменту виникнення аварії до зупинки перекачування.

Продуктивність витікання нафти через місце пошкодження до зупинки перекачування визначається з виразу:

$$Q_1 = Q' - Q_o \cdot \left\{ \frac{1}{l - x^*} \cdot \frac{Z_1 - Z_2 + \frac{(P' - P'')}{\rho g} - i_o \cdot x^* \cdot \left(\frac{Q'}{Q_o} \right)^{2 - m_o}}{i_o} \right\}^{\frac{1}{2 - m_o}}, \quad (4.25)$$

де Q' – продуктивність перекачування нафти по нафтопроводу після аварії (до зупинки перекачування);

Q_o – продуктивність перекачування нафти до моменту виникнення аварії;

l – довжина ділянки нафтопроводу між двома НПС, на якій стався витік;

x^* – віддаль від НПС до місця пошкодження;

Z_1, Z_2 – геодезичні відмітки відповідно початку і кінця ділянки l , що визначаються за профілем траси нафтопроводу;

P', P'' – тиски на початку та в кінці ділянки l при працюючих НПС після аварії, що визначаються за показами приладів на НПС на момент аварії [2].

Продуктивність перекачування нафти по нафтопроводу до та після пошкодження лінійної частини нафтопроводу визначається режимом

завантаження нафтопроводу і фіксується за показами лічильників вузлів обліку нафти на НПС, що передує місцю аварії.

Після відключення насосної станції відбувається спорожнення розташованих між двома найближчими насосними станціями прилеглих до місця пошкодження ділянок з більшими висотними відмітками. Витікання нафти визначається змінним у часі напором, що зменшується внаслідок спорожнення нафтопроводу.

Для виконання розрахунків тривалість витікання нафти $\Delta \tau_2$ з моменту зупинки перекачування до закриття засувки розбивається на елементарні інтервали τ_i , усередині яких режим витікання (напір і витрата) приймається незмінним. При цьому сумарний об'єм витоків нафти з нафтопроводу за час $\Delta \tau_2$ визначається як сума об'ємів нафти V_i , що витікають за елементарні проміжки часу τ_i :

$$V_2 = \sum V_i = \sum Q_i \cdot \tau_i, \quad (4.26)$$

де Q_i – витрата нафти через місце пошкодження для кожного i -го елементарного інтервалу часу,

$$Q_i = \mu S \sqrt{2gh_i}, \quad (4.27)$$

де μ – коефіцієнт витрати нафти через дефект у стінці труби (з врахуванням опору ґрунту $\mu=0,15$) [53];

S – площа поперечного перерізу дефектного отвору;

g – прискорення вільного падіння;

h_i – напір в місці аварії, відповідний i -му елементарному інтервалу часу.

Площа дефектів визначається за допомогою геометричних формул. Проте, як показує досвід, пошкодження тіла труби на практиці мають неправильну геометричну форму. Площу таких дефектів можна визначити методом інтегрального числення за допомогою визначеного інтеграла, або за допомогою різноманітного програмного забезпечення (графічних чи математичних редакторів).

Якщо плоска фігура обмежена лініями $y = f_1(x)$ і $y = f_2(x)$, то для обчислення площі такої фігури, на першому кроці, необхідно знайти точки перетину кривих $x = a$ і $x = b$ (рисунок 4.1). Ці точки є границями інтегрування.

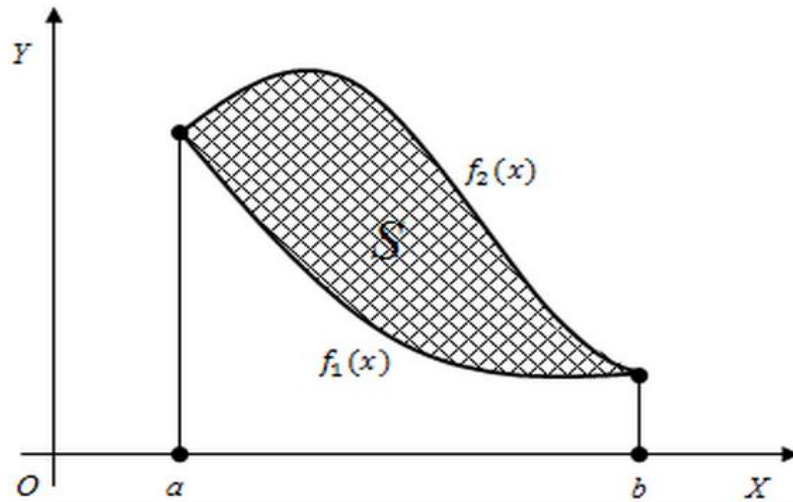


Рисунок 4.1 – Визначення площі отвору методом інтегрального числення

Після цього, площа отвору може бути знайдена як різниця між площами криволінійних трапецій, обмежених лініями $y = f_1(x)$, $y = 0$, $x = a$, $x = b$ і $y = f_2(x)$, $y = 0$, $x = a$, $x = b$, тобто:

$$S = S_2 - S_1 = \int_a^b f_2(x) dx - \int_a^b f_1(x) dx \quad (4.27)$$

Цей спосіб є громіздким, особливо у випадку розрахунку площі дефектів складної геометричної форми.

Для прикладу, моделювання наскрізних дефектів, що зображені на рисунку 1.12 з визначенням їх площі можна виконати за допомогою інтерактивного графічного редактора КОМПАС 3D. Дана процедура показана на рисунках 4.2, 4.3.

Коефіцієнт витрати можна визначити дослідним шляхом визначивши фактичну витрату витікання нафти через дефектний отвір:

$$\mu = \frac{Q}{S \cdot \sqrt{2gH}}$$

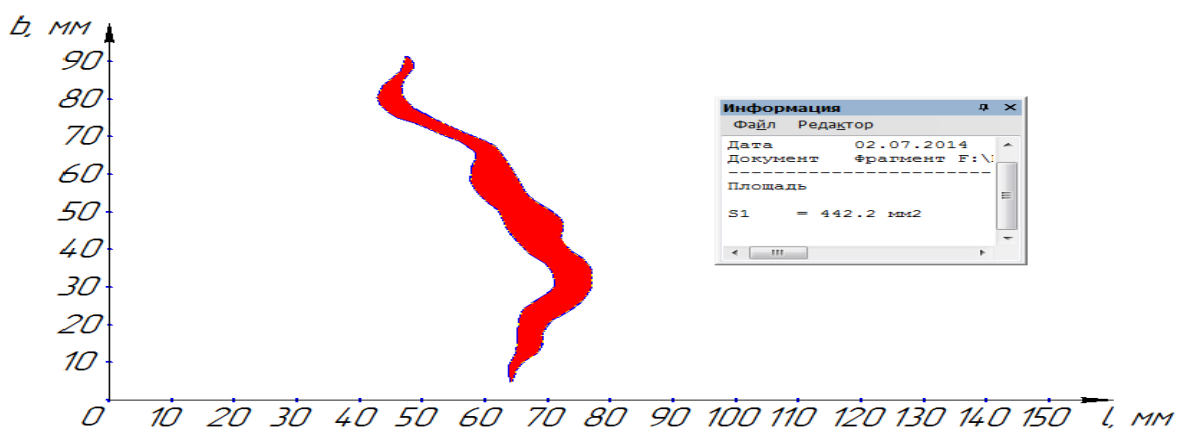
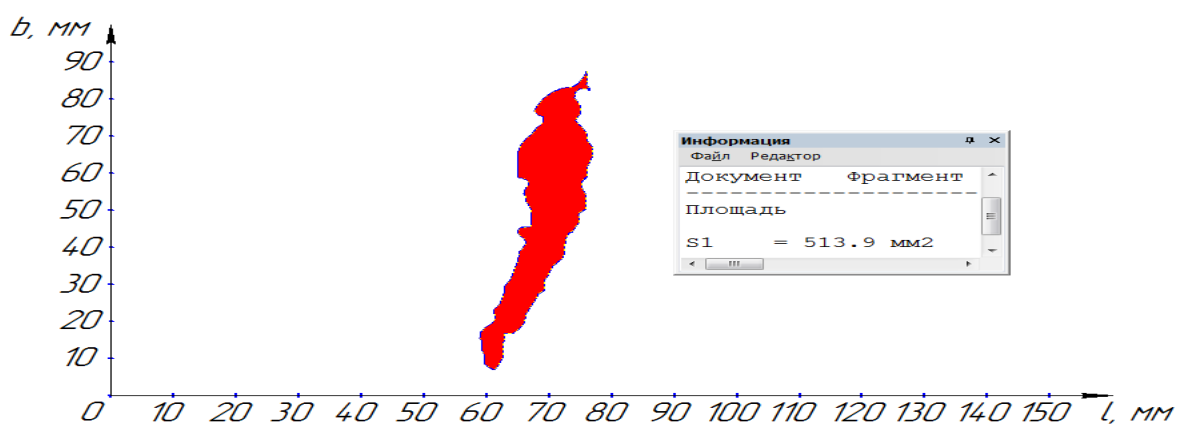
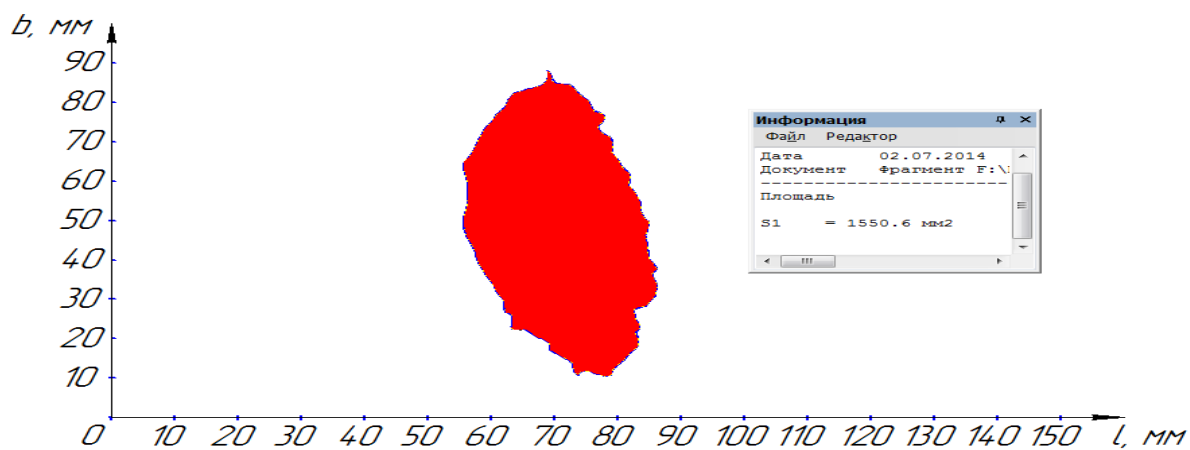


Рисунок 4.2 – Визначення площі наскрізних дефектів з допомогою графічного редактора КОМПАС-3D (для отворів а), б) та в) рисунку 1.12)

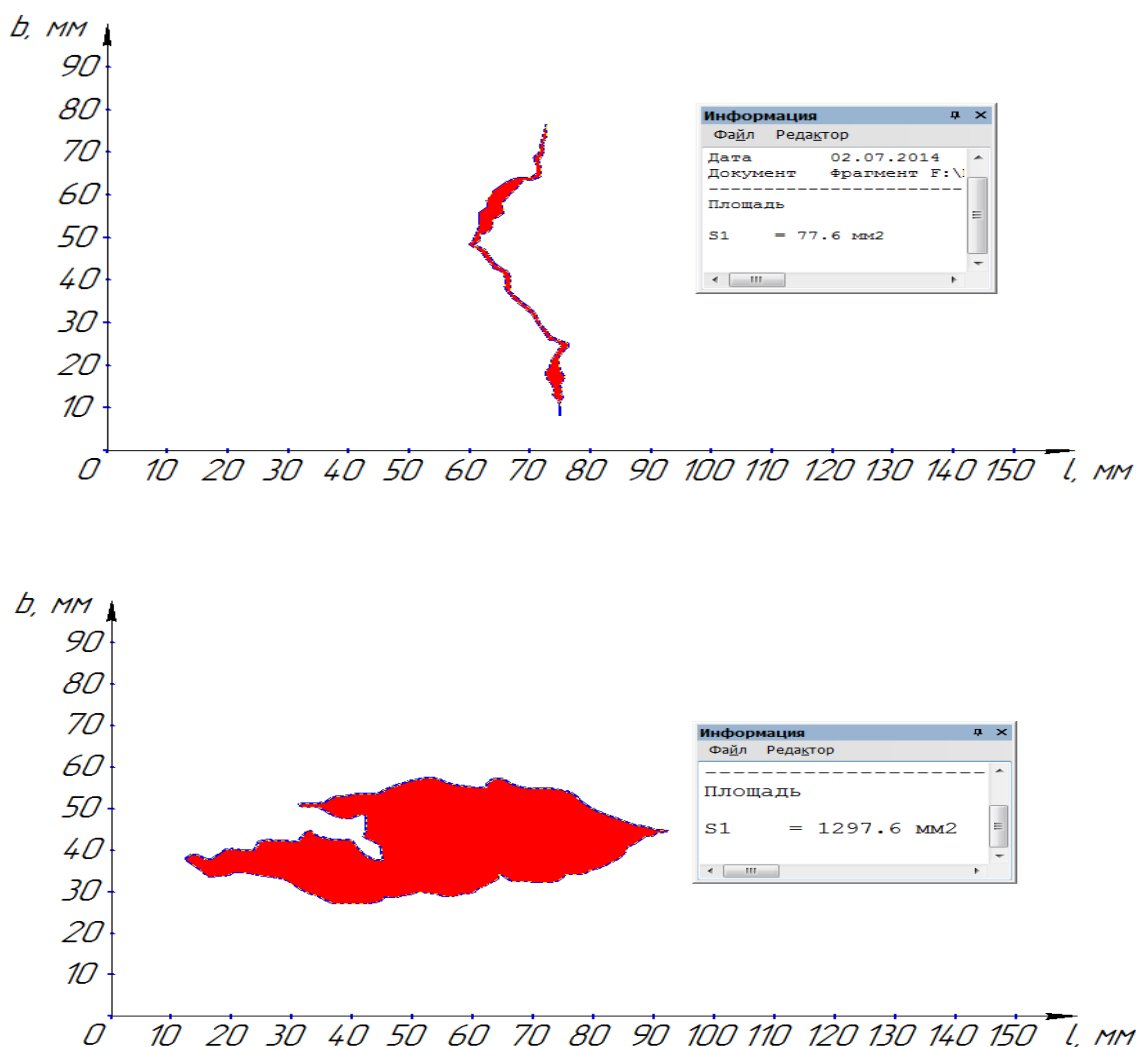


Рисунок 4.3 – Визначення площі наскрізних дефектів з допомогою графічного редактора КОМПАС-3D (для отворів г) та д) рисунку 1.12)

Третім етапом витікання нафти в процесі аварійної пошкодження лінійної частини є витікання після закриття лінійних засувки. При цьому усереднені втрати нафти рівні її об'єму, що знаходиться в нафтопроводі між двома лінійними засувками, що відсікають аварійну ділянку.

Об'єм нафти, який витікає після закриття засувки, з достатньою для розрахунків точністю можна визначити за формулою

$$V_3 = 0,083 \cdot 10^{-6} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot l_p, \quad (4.28)$$

де D – внутрішній діаметр нафтопроводу, м;

l_p – довжина ділянки нафтопроводу між двома засувками, м [114].

Втрати нафти при аварії визначаються наступним чином:

$$V_{втр} = V_v - V_{зн}, \quad (4.29)$$

де $V_{зн}$ – об'єм зібраної нафти в процесі локалізації аварії.

З використанням розробленого програмного забезпечення дана методика дозволяє спрогнозувати об'єми витоків нафти при розгерметизації лінійної частини нафтопроводу, своєчасно оцінювати небезпеку пошкоджень і можливість подальшої експлуатації пошкодженої ділянки трубопроводу.

4.3. Організаційно-технічні заходи скорочення втрат продукту в результаті аварій в системах трубопровідного транспорту

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

Таким чином, для підприємств трубопровідного транспорту – як небезпечних виробничих об'єктів і стратегічно важливих з економічної і соціальної точки зору, проблема модернізації та впровадження нових сучасних технологій моніторингу та управління надійністю є актуальною і вимагає невідкладних заходів щодо її вирішення.

Існуючі компоненти засобів контролю і діагностики, що на даний час використовуються при технічному обслуговуванні та моніторингу нафтопроводів можна розділити на наступні групи (рисунок 4.4):

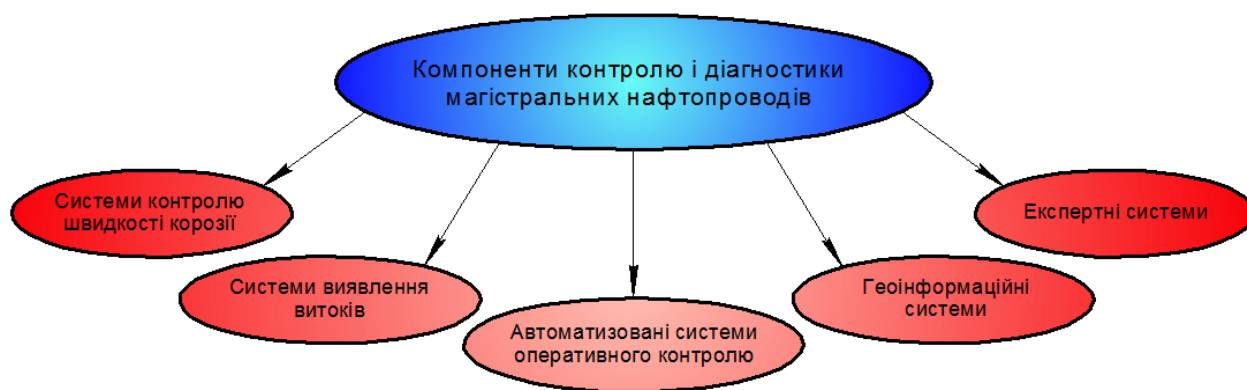


Рисунок 4.4 – Компоненти засобів контролю і діагностики

В даний час все більшого поширення набувають автоматичні системи виявлення витоків (СВВ) з трубопроводів, що дозволяють оперативно виявити факт витoku і встановити місце пошкодження. Це дозволяє не тільки значно скоротити час реакції аварійних служб і, як наслідок, значно зменшити екологічну шкоду від розливу нафти, звести до мінімуму час вимушеного простою трубопроводу. У зв'язку з вищесказаним, в даний момент на світовому ринку існує безліч компаній, що пропонують свої системи виявлення витоків.

Параметрична СВВ «LeakSPY» (ВАТ «Енергоавтоматика») – перша в Україні система діагностики витоків з магістрального нафтопроводу, що використовує математичну модель. Вперше дана система була встановлена в Тюменському районному диспетчерському пункті ВАТ «Сібінефтепровод» в 1995 році. З тих пір аналогічні системи були встановлені ще в п'ятнадцяти регіональних нафтопровідних компаніях. Вони контролюють більше 16,0 тис. км магістральних нафтопроводів.

СВВ «LeakSPY» є повністю завершеним програмним пакетом, до складу якого входить математична модель реального часу нафтопроводу. В якості вихідної інформації для розрахунку модель реального часу використовує дані про тиск, температуру, витрату і т.п. і є реальною динамічною моделлю, яка дозволяє розраховувати перехідні і нестационарні процеси в трубопроводі. По суті, система використовує модель для постійної перевірки дотримання основних фізичних законів руху рідини в трубопроводі. Крім функції діагностики витоків модель використовується для аналізу перекачування, стану вимірювальних приладів,

ефективного діаметру трубопроводу, ідентифікації характеристик насосних агрегатів, розрахунку графіка руху скребка і порцій нафти різної якості або відрізняються за властивостями, аналізу критичних режимів. Діагностика витоків, як правило, є переважаючою функцією системи.



Рисунок 4.5 – Структурна схема системи моніторингу трубопроводу з застосуванням СВВ «LeakSPY»

СВВ «Arrius LD» (інжинірингова компанія «Комбіт») Система «Arrius LD» збирає, узагальнює та аналізує всі доступні технологічні дані і в результаті видає аварійний сигнал про наявність витoku і його координати. Оператор має можливість проаналізувати технологічні дані, що надаються СВВ і на їх підставі прийняти остаточне рішення про факт витoku. Система поєднує в собі хвильовий, об'ємно-балансовий методи і метод аналізу профілю розподілу тиску. СВВ «Arrius LD» представляє собою технічний комплекс, що складається з наступних рівнів (рис. 4.6):

- нижній рівень (засоби вимірювання);
- середній рівень (локальні станції СВВ, розташовані на КП трубопроводу);
- верхній рівень (сервер СВВ і АРМ СВВ).

Засоби нижнього рівня СВВ, вибрані з урахуванням вимог до характеристик системи, забезпечують достовірне вимірювання технологічних параметрів. Локальні вимірювальні станції збирають технологічні дані, виміряні засобами нижнього рівня. За допомогою програмного забезпечення визначаються значення тиску, густини і в'язкості нафти, які враховуються при розрахунку

витрати витоків. Додатково враховується вплив зміни температури на рідину і геометричні розміри труби, що дуже важливо для довгих ділянок трубопроводу.

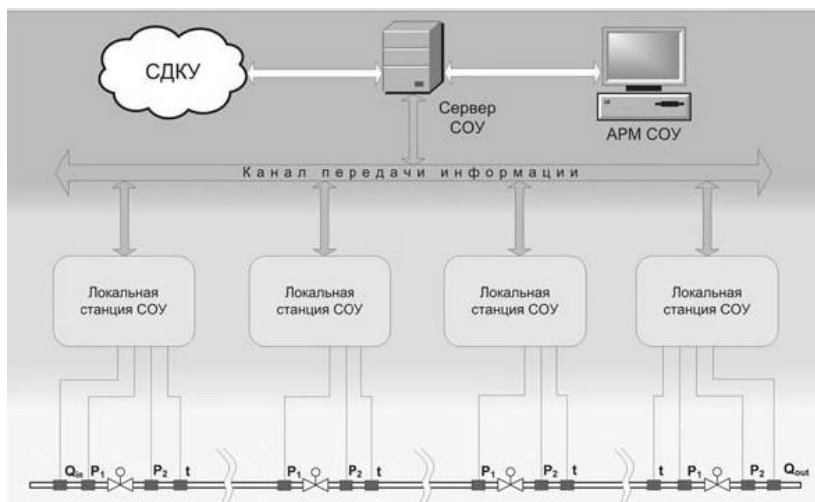


Рисунок 4.6 – Структурна схема системи виявлення витоків «Arpius LD»

Локальна станція СВВ оснащена провідною або супутниковою системою точного часу, яка дозволяє з високою точністю синхронізувати локальні станції.

Із зібраних даних формуються інформаційні пакети, забезпечені мітками часу. Ці пакети по каналах зв'язку передаються серверу СВВ.

Верхній рівень складається з сервера СВВ і одного або декількох АРМ СВВ. Виявлення витоків виконується програмним забезпеченням сервера СВВ за допомогою хвильового і об'ємно-балансового методів з урахуванням епюр тисків і розподілу температури вздовж трубопроводу на основі інформації, одержуваної від локальних станцій. Також система може взаємодіяти з системою диспетчерського контролю і управління, використовуючи наявну інформацію (статуси лінійних об'єктів, показання засобів вимірювання і т.п.) для більш детального аналізу ситуації, що дозволяє значно підвищити надійність системи і помітно поліпшити її точності характеристики. Сигнали тривоги, значення технологічних параметрів, стан окремих елементів трубопроводу відображаються на мнемосхемах АРМ СВВ.

За оптимальних умов система здатна виявляти витоків величиною до 0,5% від номінальної витрати за 2-3 хвилини і локалізувати місце утворення витоків з точністю до 100 м.

Крім виявлення витоків система «Arrius LD» також може виконувати наступні аналітичні функції моніторингу трубопроводу:

- моніторинг технологічного режиму перекачування;
- контроль стану вимірювальних приладів;
- визначення ефективного діаметра трубопроводу;
- ідентифікація характеристик насосних агрегатів.

СВВ «Нефтеавтоматика» (ВАТ «Нефтеавтоматика») з'явилася в числі продуктів ВАТ «Нефтеавтоматика» в 2008р. В основі СВВ ВАТ «Нефтеавтоматика» лягли наступні методи виявлення витоків:

- метод матеріального балансу;
- метод визначення витоку по хвилі тиску;
- метод аналізу профілю тиску по довжині трубопроводу;
- метод аналізу залежності витрати і тиску.

До складу СВВ, структура якої представлена нижче (рисунок 4.7), входить наступне обладнання:

- засоби вимірювальної техніки польового рівня (давачі тиску і температури, ультразвукові витратоміри);
- програмно-технічний комплекс «Система виявлення витоків»;
- лінійні вимірювальні станції (ЛВС) шафного виконання, що включають в себе промислові контролери «Modicon» фірми «Schneider Electric» і комунікаційне обладнання, що встановлюються на початку і в кінці контрольованої ділянки;
- АРМ СВВ на основі серверної платформи з програмним комплексом «АРМ оператора системи виявлення витоків в трубопроводах».

Вихідними даними аналізу в СВВ є:

- масова (об'ємна) витрата потоку, температура, густина і в'язкість на початку контрольованої ділянки (дані приймаються по цифрових каналах з вузлів обліку нафти);
- тиск на початку контрольованої ділянки з давачів тиску, що входять до складу СВВ;

- об'ємна витрата, тиск і температура в кінці контрольованої ділянки з давачів, що входять до складу СВВ.

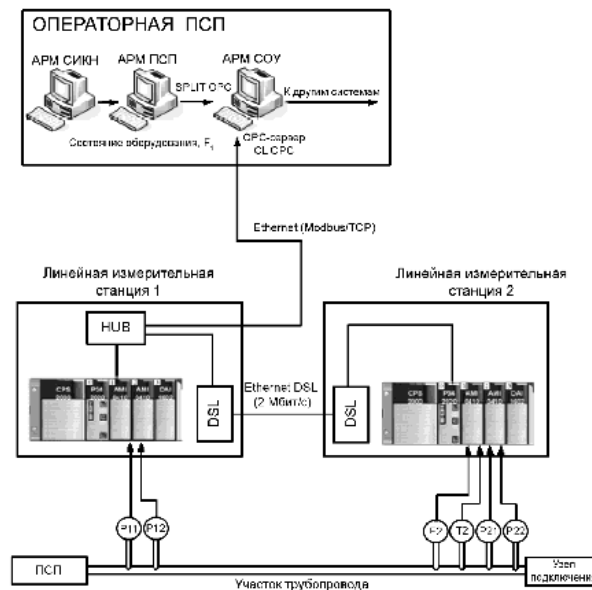


Рисунок 4.7 – Структурна схема СВВ ВАТ «Нефтеавтоматика»

Дані на початку і кінці контрольованого трубопроводу приймаються і обробляються промисловими контролерами. Далі підготовлена інформація передається по наявних на об'єкті каналах зв'язку в базу даних АРМ СВВ.

Інформація, що надходить в програмний комплекс «АРМ оператора СВВ» в реальному масштабі часу, проходить попередню обробку, на основі моделі потоку в трубі забезпечує безперервний моніторинг стану потоку, діагностику факту і місця витоку, а також розрахунок величини витоку.

В основі аналізу лежить метод матеріального балансу, що полягає в порівнянні показань витратомірів на початку і кінці контрольованої ділянки. Невеликі за розміром витоки, що швидко розвиваються, виявляються методом аналізу хвилі тиску, що розповсюджується від місця витоку при її утворенні.

Метод хвилі тиску і профілю тиску дозволяє визначати місце утворення витоку. Метод залежності витрати і тиску дозволяє визначати витоки при перехідних режимах.

СВВ «Інфразвукова система моніторингу трубопроводів» ТОВ «НВФ «ТОРІ» застосовується для нафтопроводів, продуктопроводів, газопроводів.

Основні функції «ІСМТ»:

- виявлення витоків;
- локація внутрішньотрубних пристроїв;
- відеоспостереження;
- реєстрація дефектів.

У разі виявлення витоків визначаються місце розташування і інтенсивність витоків з трубопроводу. При локації внутрішньотрубних пристроїв виконується безперервний дистанційний контроль місця розташування, вимірювання швидкості руху, визначення розрахункового часу приходу очисних пристроїв, діагностичних снарядів, поршнів-роздільників, інших пристроїв.

Відеоспостереження здійснюється в місцях установки обладнання на трубопроводі. Здійснюється реєстрація геометричних дефектів стінки трубопроводу.

Результати роботи відображаються в реальному масштабі часу на дисплеї комп'ютера диспетчера управління трубопроводом з прив'язкою до географічної карти, технологічних схем, карт висотного положення трубопроводу над рівнем моря.

Повний перелік функцій, що реалізуються, а також параметри, що при цьому досягаються, наприклад, точність визначення місця розташування витoku і чутливість до продуктивності витікання, уточнюються на стадії розробки робочого проекту і залежать від технічних характеристик ділянки трубопроводу.

Система «ІСМТ» включає:

- модулі первинного збору та обробки даних типу МПП і МОПС, змонтовані на трубопроводі;
- систему транспорту даних;
- програмне забезпечення, яке встановлюється на комп'ютері диспетчера ділянки трубопроводу (комп'ютері управління).

Нижче приведена структурна схема побудови системи «ІСМТ» для ділянки з чотирма трубопроводами (рис. 4.8).

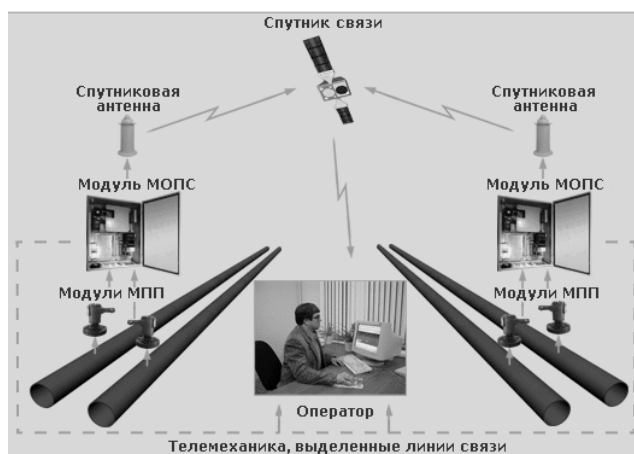


Рисунок 4.8 – Структурна схема побудови системи «ІСМТ»

Слід зазначити, що архітектура побудови системи «ІСМТ» дозволяє практично необмежено нарощувати число підключених ділянок, забезпечуючи контроль розгалуженої мережі трубопроводів за допомогою одного комп'ютера управління. На комп'ютері при цьому з'являється відповідна географічна карта мережі трубопроводів з індикацією станів контрольованих функцій на кожному з її ділянок.

Такий інтерфейс дозволяє максимально розвантажити диспетчера. При появі інформації для однієї із контрольованих ділянок система «ІСМТ» сповіщає диспетчера світловим і, при необхідності, звуковим сигналом.

Програмне забезпечення (ПО) «ІСМТ» складається з трьох рівнів. Перший рівень забезпечує роботу модулів МПП, встановлених на трубопроводі, і транспорт даних в модулі МОПС. Другий рівень ПЗ забезпечує обробку даних і транспорт результатів обробки від модулів МОПС до комп'ютера управління. Третій рівень ПЗ відповідає за відображення отриманої інформації на комп'ютері управління (рисунок 4.9).



Рисунок 4.9 – Відображення інформації в «ІСМТ»

Програмне забезпечення «ІСМТ» відрізняється модульністю, що дозволяє виконувати настройку різних конфігурацій системи, забезпечуючи її роботу для складних розгалужених мереж трубопроводів.

До складу ПЗ системи входить програма налаштування, що дозволяє фахівцям Замовника самостійно змінювати конфігурацію каналів зв'язку і виконувати налаштування системи при зміні умов експлуатації трубопроводів.

Засоби самодіагностики і дистанційного контролю дозволяють звести до мінімуму витрати на поточне обслуговування «ІСМТ», підвищують надійність її роботи. Це особливо актуально в зв'язку зі значною віддаленістю модулів від насосних станцій, великою протяжністю трубопроводів, їх розгалуженою мережею, а також збільшенням обсягів апаратно-програмних засобів діагностики і управління технологічними процесами.

У вищеописаних системах використовуються різні методи виявлення витоків на трубопроводах. Найбільш перспективними, на даний момент, є системи, що використовують інфразвуковий моніторинг трубопроводу, і як наслідок, в найближчому майбутньому такі системи почнуть витіснити існуючі системи виявлення витоків.

Однак у систем інфразвукового моніторингу є істотний мінус: необхідність встановлювати додаткове обладнання на трубопроводі.

Незважаючи на досить велику різноманітність, на практиці в існуючих системах моніторингу магістральних нафтопроводів використовуються тільки окремі компоненти. Комбінація в рамках однієї системи декількох підсистем (зазвичай не перевищують дві-три) зустрічається вкрай рідко.

4.4 Оцінка впливу аварійних ситуацій на навколишнє середовище

Найбільшу небезпеку довкіллю несуть великі об'єми вибухонебезпечних речовин, які транспортуються трубопровідними мережами України. Вирішення проблеми безпеки та надійності експлуатації трубопровідних систем є одним з пріоритетних напрямків будь-якої держави. Завдання полягає у забезпеченні довготривалої механічної стійкості, надійності та безпеки експлуатації трубопровідних мереж.

Незважаючи на те, що трубопровідний транспорт є найбільш екологічнобезпечним, він може чинити серйозний негативний вплив на навколишнє середовище, який пов'язаний з небезпекою виникнення аварій, що супроводжуються виливами нафти і нафтопродуктів. Внаслідок великої кількості аварій, які спричиняють забруднення довкілля, існуючі мережі нафто- та нафтопродуктопроводів є джерелами підвищеної екологічної небезпеки.

Отже, територіальне розміщення трубопровідного транспорту впливає на екологічний стан регіонів. У зв'язку з цим, актуальним є аналіз причин витоків нафти і нафтопродуктів на трубопровідному транспорті певної території з метою їх попередження. Кожна ситуація, пов'язана з витокami нафти і нафтопродуктів, погіршує загальний екологічний стан територій та вимагає проведення робіт щодо ліквідації наслідків забруднення.

За різними оцінками, в Росії на ґрунти виливається від 2 до 10% видобутої нафти. Причому втрата до 2% видобутої нафти є нормативно допустимою. Якщо врахувати, що в Росії щорічно видобувається більше 300 млн.т нафти, то її втрати щороку становлять не менше 6-30 млн.т. [1].

За статистичними даними в Україні щорічно споживається до 10 млн. тонн нафти та нафтопродуктів, 40 тис. тонн з яких складають офіційно зафіксовані втрати внаслідок виливів [2].

Втрати нафти і нафтопродуктів відбуваються на всіх стадіях нафтокористування. Однак етапи, які включають розвідку, видобуток і транспортування нафти в більшій мірі впливають на стан навколишнього середовища, ніж етапи переробки, зберігання та реалізації нафти і нафтопродуктів.

Загрози довкіллю, які виникають при експлуатації нафтопроводів, пов'язані з аварійними виливами нафти, особливо небезпечні, якщо вони супроводжуються попаданням розлитої нафти в водні системи. А тому, значну небезпеку для наземних екосистем представляють переходи трубопроводів через річки та озера [5].

Світовий досвід у вирішенні даної проблеми вказує на те, що діяльність з попередження виливів є досить важливою, як і діяльність щодо їх ліквідації. Найчастіше облік ризиків розвитку аварійних ситуацій потенційними джерелами, контроль і нагляд за недопущенням розвитку подібних ситуацій з боку держави, а, отже, попередження можливих виливів нафти і нафтопродуктів стає набагато менш витратною справою, ніж ліквідація їх наслідків [8].

З технічним ризиком зв'язаний екологічний, оскільки без першого не було б другого. Екологічний ризик $R_M(x)$ спрямований для оцінки масштабів впливу відмов нафтопроводів на довкілля і залежить від частоти виникнення аварій у певному регіоні, об'ємів витоку нафтопродуктів, метеопараметрів, відстані від пошкодженого трубопроводу. З врахуванням цього величину екологічного ризику можна оцінити за формулою [84]

$$R_M(x) = \sum_1^k \lambda \cdot P_k \cdot 2r_k \sqrt{1 - \left(\frac{x}{r_k}\right)^2}, \quad (4.1)$$

де λ – питома відносна частота виникнення аварій, 1/(рік·км);

P_k – ймовірність реалізації k -того виду метеопараметрів, 1/рік;

r_k – максимальний розмір зони небезпеки, км;

x – відстань від трубопроводу, км.

Для прогнозування екологічного ризику, використовуючи дані внутрішньотрубної діагностики, потрібно провести комплексне дослідження основних факторів, які впливають на нього:

- кількість рідини, яка може витікати через дефектний отвір;
- площа забруднення.

В загальному основні напрямки, які повинні бути спрямовані на зменшення технічного і екологічного ризиків, є такі:

- загальне зниження частоти реалізації відмов на перегоні або у цілому регіоні;
- зменшення граничних розмірів тріщини у тілі труби (зварювальних швах);
- зменшення впливу природних факторів на трубопроводи;
- виключення можливостей механічного впливу на трубопроводи сторонніми особами;
- обмеження загальних об'ємів витоку нафти та нафтопродуктів із трубопроводу;
- енергозбереження на об'єктах транспорту нафти.

Отже, для підвищення екологічної безпеки експлуатації магістральних нафтопроводів прогнозування екологічного і технічного ризиків є актуальним і вимагає комплексного вирішення цього питання.

Висновки до розділу 4

1. Запропоновано методикау прогнозування і оцінки втрат нафти і нафтопродукту з трубопроводів в результаті виникнення аварійних витоків, яка базується на основі проведених досліджень.
2. Результати розрахунків за запропонованою методикою співставлялися з результатами фактичних вимірів і розрахунків за відомими формулами.

Встановлено, що розрахунки за відомими формулами дають завищені результати в порівнянні з фактичними на величину 27-45%, а відхилення результатів розрахунків за запропонованою методикою від фактичних лежить в межах 8 -14%.

3. Прогнозування втрат нафти і нафтопродуктів при утворенні аварійних витоків за запропонованою методикою дозволило розробити заходи їх скорочення, що має суттєвий економічний і екологічний аспект.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТА І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу науково-практичну задачу, яка полягає у встановленні закономірностей витікання рідкої фази через отвори довільної форми з урахуванням протидії витіканню фільтраційного опору довкілля, що дозволило удосконалити методіку прогнозування втрат нафти і нафтопродуктів при транспортуванні, що дістало відображення в наступних наукових положеннях і висновках:

1. Встановлено закономірності впливу геометричних характеристик отвору і параметрів режиму на величину витрати витікання нафти з трубопроводу, показано, що в залежності від форми і площі перерізу отвору витікання коефіцієнт витрати зменшується на величину 4-7%, зміна густини продукту призводить до варіації коефіцієнта витрати до 5,5%, а вплив критерію Рейнольдса – на величину від 1,7% до 5,5%.
2. Дослідження характеру витікання рідини з трубопроводу в умовах пересіченого профілю траси показали, що процес витікання може бути розбито на три періоди: для першого характерне різке падіння тиску до атмосферного і відповідне зниження витрати витікання; для другого періоду характерне розширення газу в газовому просторі над поверхнею рідини в трубопроводі від атмосферного тиску до тиску пружних парів рідини; третій період характеризується сталим тиском на поверхні рідини, рівним тиску пружних парів і прискореним зменшенням гідростатичного напору в результаті фазового переходу.
3. Побудовано двовимірну нестационарну математичну модель лінійної фільтрації рідкої фази в пористому середовищі, яка базується на системі рівнянь плоскої фільтрації рідини, нерозривності і враховує гравітаційну складову фільтраційного опору ґрунту і запропоновано методи її реалізації; аналіз отриманих рішень при реалізації створеної математичної моделі дозволив встановити закономірності фільтрації нафти і нафтопродуктів в ґрунті в результаті виникнення аварійних

витоків, визначити опір протидії витіканню продукту з трубопроводу і і характер формування ареалу забруднень ґрунту.

4. Запропоновано методика прогнозування і оцінки втрат нафти і нафтопродукту з трубопроводів в результаті виникнення аварійних витоків, результати розрахунків за запропонованою методикою співставлялися з результатами фактичних вимірів і розрахунків за відомими формулами; встановлено, що розрахунки за відомими формулами дають завищені результати в порівнянні з фактичними на величину 27-45%, а відхилення результатів розрахунків за запропонованою методикою від фактичних лежить в межах 8 -14%.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Адаменко Я.О., Консевич Л.М. Оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. 48 с.
2. Андрейків О.Є., Кушнір Р.М., Цирульник О.Т. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин* / Під заг. ред. Б.Є. Патона. Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, 2006. С. 328-331.
3. Бахтизин Р.Н., Кантор О.Г., Набиев Р.Р. Оценка техногенного риска как многокритериальная задача управления объектами трубопроводных систем. *Экономика переходного периода: опыт, проблемы, пути становления*: Межвузовский сборник научных трудов. Уфа: Изд-во Фонда содействия развитию научных исследований, 1998. С. 200–206.
4. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М. и др. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград: учеб. для студ. высш. учеб. заведений. Москва: Недра, 2001.
5. Бендат Дж., Пирсон А. Измерение и анализ случайных процессов. Москва: Мир, 1974. 464 с.
6. Биргер И. А. Техническая диагностика. Москва: Машиностроение, 1978. 250 с.
7. Борисов В.В. Управление магистральными трубопроводами. Москва: Недра, 1979. 215 с.
8. Бородавкин П.П., Ким Б.Н. К вопросу определения потенциального стока при повреждении магистрального нефтепровода. *Нефть и газ*. Баку: Изв. вузов. 1978. №5. С. 61–64.
9. Бородавкин П.П., Ким Б.И. Оптимизация проектных решений Магистральных нефте- и продуктопроводов с учетом охраны окружающей среды. *Нефтяное хозяйство*. 1976. №10. С. 42–44.

10. Абузова Ф.Ф., Кронштейн И.С., Новоселов В.Ф. и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении. Москва: Недра, 1981. 248 с.
11. Бусыгин Г.Н. Эксплуатация систем контроля утечек в ОАО "Уралтранснефтепродукт". *Транспорт и хранение нефтепродуктов: НТС*. Москва: ЦНИИТЭнефтехим. 1999. №9–10. С. 30–31.
12. Бут В.С., Олійник О.І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / під заг. ред. Б.Є. Патона*. Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, 2006. С. 491–496.
13. Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ «Укртранснафта». *Вісник національної газової спілки України*. 2004. № 4. С.11–14.
14. ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. Київ: Держгазпром, 2000. 56 с.
15. Верушин А.Ю., Галкин В.А. Экологическая безопасность объектов магистрального транспорта нефти – реальность сегодняшнего дня. *Трубопроводный транспорт нефти*. 1998. №2. С. 21–27.
16. Визначення потенційних небезпек виходу нафти з лінійної частини магістрального нафтопроводу. URL: http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Pb/2010_16/Statti/15.pdf (дата звернення: 17.03.2012).
17. Возняк М.П., Кривенко Г.М. Особливості температурного і гідравлічного розрахунку нафтопроводів при перекачуванні високов'язких парафіновмісних нафт: тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. Ч.1. Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1995. С.45.
18. Возняк М.П., Кривенко Г.М., Возняк Л.В. Математична модель неізотермічного руху високов'язкої парафінової нафти з урахуванням її неньютонівської поведінки. *Нафтова і газова промисловість*. 1996. №4. С. 41–42.

19. Возняк М.П., Кривенко Г.М. Аналіз інформативності різних ознак відносно ефективного діаметра нафтопроводу. *Нафта і газ України – 2000. Збірник наукових праць*: матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції. Том 3. Івано-Франківськ, 2000. С.111–115.
20. Возняк Л.В., Кривенко Г.М. Гідромеханіка. Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. 54 с.
21. Вязунов Е.В., Дымшиц Л.А. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов. *Обзорная информация. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов*. Москва: ВНИИОЭНГ, 1979. 52 с.
22. Галюк В.Х. Охрана окружающей среды при транспорте и хранении нефти. *Нефтяная промышленность. Обз. инф. Сер. коррозия и защита в нефтегаз. пром.* Москва: ВНИИОЭНГ, 1983. № 4 (28). 48 с.
23. Бапгга Т.М., Руднев С.С., Некрасов Б.Б. и др. Гидравлика, гидромашины и гидроприводы. Москва: Машиностроение, 1982. 423 с.
24. Мирзаджанзаде А.Х. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Москва: Недра, 1984. 287 с.
25. Говдяк Р.М. Удосконалення технологічного проектування нафтогазопроводів з врахуванням їх взаємодії з довкіллям: дисертація канд. техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001. 195 с.
26. Грабовський Р.С., Болонний В.Т., Лужецький В.С. Експрес – оцінка працездатності магістрального нафтопроводу з експлуатаційними дефектами. *Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій*: 4-та міжн. науково-техн. конф. / зб. праць під заг. ред. В.В. Панасюка (Львів, 23 – 26 черв. 2009 р.). Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка, 2009. С. 895–902.
27. Грабовський Р.С., Лужецький В.С., Касій О.Т. Вплив виявлених експлуатаційних дефектів на довговічність нафтопроводу. *Машинознавство*. 2007. №3 (117). С. 28–32.

28. Грабовський Р.С. Встановлення ресурсних можливостей тривало експлуатованих нафтогазопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2009. №2. С. 145–152.
29. Грудз В.Я., Грудз Я.В., Фейчук В.Д. Діагностування малих витоків з трубопроводу. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. Вип.36. 1999. С. 42–44.
30. Грудз В.Я., Лінчевський М.П. Керування режимами газотранспортних систем. Київ: Укргазпроект, 1996. 136 с.
31. Грудз В.Я., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Прогнозування аварійних втрат нафти в розгалужених неізотермічних нафтопроводах. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 1(31). С. 100–109.
32. Грудз В.Я., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Зміна режиму роботи неізотермічного нафтопроводу шляхом зміни схем роботи його лінійної частини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2014. № 1(36). С. 85–91.
33. Грудз В.Я., Мельник Л.І., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Сучасні програмні продукти як засіб діагностування неізотермічних нафтопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. №1(42). С. 7–16.
34. Грудз В.Я., Ждек А.Я., Піта І.М. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. *Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 15 – 18 травня 2012 р.)*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. С. 151–153.
35. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Гумеров К.М. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов. Москва: Недра-Бизнесцентр, 2003. 310 с.
36. Гусейнзаде М.А., Калинина Э.В., Добкина М.Б. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности. Москва: Недра, 1979. 340 с.

37. Динамический метод определения разрыва трубопроводов. *Зарубежная информация. РНТС*: сер. транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. Москва: ВНИИОЭНГ, 2002. №12. С. 12–13.
38. Джонсон Н., Лион Ф. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке. Методы планирования эксперимента: пер. с англ. Москва: Мир, 1981. 516 с.
39. Дмитрук В.И. Научно-практические вопросы анализа и управления рисками на нефтедобывающих предприятиях. *Вопросы анализа риска*. Москва: Нефть и экология, 2000. №3. 24 с.
40. Эйдельман О.В. Потери нефти при ее трубопроводном транспорте и ущерб окружающей среде. *Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности*. 1978. №12. С. 12–14.
41. Ермолов И.Н., Осетин Ю.В. Методы и средства неразрушающего контроля. Москва: Высшая школа, 1988. 434 с.
42. Ждек А.Я., Болонна М.І., Янів Н.П. Дослідження техніко-економічних показників на екологічну безпеку трубопровідного транспорту високов'язких нафт. *Безпека об'єктів нафтогазового комплексу*: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції молодих вчених і студентів (Івано-Франківськ, 5–7 жовтня 2011 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. С. 164 – 166.
43. Ждек А.Я., Грудз В.Я. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 2(32). С. 134–142.
44. Ждек А.Я., Болонный В.Т. Определение остаточного ресурса длительно эксплуатируемых газопроводов с учетом имеющихся коррозионных дефектов и условий эксплуатации. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта*: сборник тезисов VIII международной научно-технической конференции (Новополоцк, 25–28 ноября 2014 г.). Новополоцк: Полоцкий государственный университет, 2014. С. 97–99.

45. Ждек А.Я., Болонний В.Т. Оцінка втрат нафти в результаті малих витоків з магістральних нафтопроводів. *Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 16–20 трав. 2016 р.)*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. С. 228–230.
46. Забела К.А., Красков В.А., Москвич В.М. и др. Безопасность пересечений трубопроводами водных преград: учеб. для студ. высш. учеб. заведений. Москва: Недра, 2001.
47. Зайцев Л.А., Ясинский Г.С. Регулирование режимов нефтепроводов. Москва: Недра, 1980. 187 с.
48. Зайцев Л.Ф. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов. Москва: Недра, 1982. 240 с.
49. Иванцов О. Как продлить "жизнь" трубопроводных систем: проблемы обеспечения их надежности и безопасности. *Нефть России*. 2000. №10. С. 8.
50. Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В. и др. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. Москва: Нефть и газ, 1999. 300 с.
51. Кессельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. Москва: Недра, 1981. 256 с.
52. Клименко В.І., Трофимчук О.Ф. Визначення ареалу забруднення ґрунтів від зосереджених об'єктів. *Екологічна безпека та природокористування*. 2008. №26. С. 71–78.
53. Кравець Є. Національна безпека України: до концепції законодавства. *Вісник АН України*. 1994. №1. С. 83–90.
54. Ковальчук П.І. Моделирование і прогнозування стану навколишнього середовища. Київ: Либідь, 2003. 208 с.
55. Коллагот Р. Диагностика повреждений: пер. с англ. Москва: Мир, 1989. 512 с.
56. Корнилов Г.Г., Кутыршин А.П. Изменение средней скорости и отношения H/d при движении жидкостей на самотечных участках. *Транспорт и хранение*

- нефти и нефтепродуктов. Труды ВНИИСПТнефть.* Уфа. 1971. Вып. 8. С. 15–23.
57. Кривенко Г.М. Прогнозування екологічного та технічного ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси: дис. канд. техн. наук: 04.03.05. Івано-Франківськ, 2004. 208с.
58. Кривенко Г.М. Покращення екологічного стану в районах проходження траси нафтопродуктопроводів. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.* Івано-Франківськ. 2000. №37. С. 181–182.
59. Кривенко Г.М., Семчук Я.М., Возняк М.П. Дослідження процесу витікання рідини при виникненні аварійної ситуації. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.* Івано-Франківськ. 2001. №38. С. 120–123.
60. Кривенко Г.М. Аналіз інформативності ознак на перепад тиску в трубопроводі. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.* Івано-Франківськ. 2001. №37. С. 171–175.
61. Кривошеин Б.Л., Тугунов П.И. Магистральный трубопроводный транспорт (физико-технический и технико-экономический анализ). Москва: Наука, 1985. 238 с.
62. Крижанівський Є.І., Никифорчин Г.М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: науково-технічний посібник у 3-х томах / за ред. В.В. Панасюка. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. 447 с.
63. Кузьменко Ю.О. Інформаційне забезпечення моніторингу корозійного стану магістральних газонафтопроводів. *Нафтова і газова промисловість.* 1997. №2. С. 38–39.
64. Куприянов В.Ф. О повышении экономичности и надежности работы нефтепроводов большого диаметра. *РНТС. Сер. транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.* Москва: ВНИИОЭНГ, 1983. Вып.8. С. 2–4.
65. Курочкин В.В., Малюшин Н.А, Степанов О.А. и др. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов: учебное пособие. Москва: Недра-Бизнесцентр, 2001. 231 с.

66. Кутуков С.Е. Информационно-аналитические системы магистральных трубопроводов. Москва: СИП РИА, 2002. 324 с.
67. Лурье М.В., Макаров П.С., Черников В.А. Новый алгоритм оперативного обнаружения утечек жидкости из трубопроводов. РНТС. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. Москва: ВНИИОЭНГ, 2001. №3. С. 16–18.
68. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Москва: Нефть и газ, 2003. 335 с.
69. ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008. Магістральні трубопроводи. Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. [Чинний від 2009-01-01]. Вид. офіц. Київ: Мінрегіонбуд, 2008. 68 с.
70. Малихін М.Я., Тердовидов А.С. Охрана надр та навколишнього середовища в газовій галузі України. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. №1. С.59–60.
71. Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки: затв. Наказом М-ва праці і соціальної політики від 04.12.2002 р. № 637. – 29 с.
72. Мирзаджанзаде А.Х., Гусейнзаде М.А. Решение задач нефтепромысловой механики. Москва: Недра, 1969. 199 с.
73. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. Москва: Недра, 1977. 228 с.
74. Середницький Я.А., Супрун В.В. Микробиологическая коррозия стальных трубопроводов и мастичных изоляционных покрытий. *Физ.-хим. механика материалов*. 1988. №4. С. 97–101.
75. Набиев Р.Р. Перспективы применения геоинформационных систем в трубопроводном транспорте. Уфа: Лето, 2000. 48 с.
76. Набиев Р.Р. Планирование ремонтно-восстановительных работ нефтепроводов с учетом их надежности и экологической безопасности: диссертация канд. техн. наук. Уфа, 1998. 180 с.
77. Набиев Р.Р., Павлов С.В., Бахтизин Р.Н. Автоматизированная информационная система объектов магистральных нефтепроводов ОАО

- "Уралсибнефтепровод им. Д.А. Черняева". *Трубопроводный транспорт нефти*. 1997. №12. С. 26–30.
78. Навроцький Б.І., Сухін Є.І. *Механіка рідин: підручник для студ. вищ. навч. закл.* Київ, 2003. 416 с.
79. Новоселов В.Ф. *Трубопроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов.* Уфа: УНИ, 1986. 93 с.
80. Нормативні та практичні аспекти виконання оцінки впливу на навколишнє середовище: збірник матеріалів. Київ: Веселка, 2002. 150 с.
81. Ориняк І.В., Тороп В.М., Вислобіцький П.А. *Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами.* *Нафтова і газова промисловість*. 1998. №1. С. 31–36.
82. Ориняк І.В., Бородій М.В., Батура А.С. *Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів.* *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин* / під заг. ред. Б.Є. Патона. Київ: Інститут електрозварювання ім. Б.Є. Патона НАН України. 2006. С. 11–15.
83. Никитин А.А., Прокофьева Г.В., Рождественский В.В. и др. *Оценка степени влияния дефектов стенок труб на снижение прочности магистральных трубопроводов.* *Вопросы прочности трубопроводов.* Москва: ВНИИСТ, 1982. №2. С. 14–16.
84. Поляков С.Г., Клименко А.В, Ниркова Л.І. та ін. *Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках.* *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2008. Спец. вип. №7. С. 761–766.
85. Ахатов Ш.Н., Веремеенко А.А., Миронов С.П. *Рациональная эксплуатация систем нефтепроводов большого диаметра: обз. информ.* *Сер. транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.* Москва: ВНИИОЭНГ, 1981. №2. С. 40.
86. Рачевский Б.С. *Предотвращение аварий при транспорте и хранении жидких углеводородов.* Москва: ЦНИИТЭнефтехим, 1977. 110 с.

87. Ращепкин К. Е., Овчинников И.С., Суетинова Т.Д. и др. Обслуживание и ремонт линейной части магистральных нефте- и продуктопроводов. Москва: Недра, 2001. 358 с.
88. РД 39-0147103-345-89. Методика определения потерь нефти при техническом обслуживании и ремонте магистральных нефтепроводов. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1989. 30 с.
89. РД 153-39.4-041-99. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. Москва: Нефть и газ, 1999. 164 с.
90. Рудий Р.М., Лісевич М.П. До моделювання зсувних процесів на ділянках об'єктів транспорту газу. Збірник наукових праць. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2001. №38. С. 117–119.
91. Розгонюк В.В. Удосконалення методики діагностування технічного стану та способів ремонту магістральних газопроводів: дис. канд. техн. наук: 05.15.13. Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2000. 210 с.
92. ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. Київ: Держгазпром, 2000. 56 с.
93. Руденко Ю.М. Проблемы надежности систем газоснабжения. *Газовая промышленность*. 1991. №10. С. 24–26.
94. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев А.А. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. Москва: АОЗТ "Олита", 1996. 207 с.
95. Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: підручник для студ. вищ. навч. закл. Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. 517 с.
96. Середюк М.Д., Люта Н.В. Визначення пропускної здатності нафтопроводу при неусталеному режимі послідовного перекачування різносортих нафт. *Нафта і газ України – 2000. Збірник наукових праць*: матеріали 6-ої міжнародної науково-практичної конференції у трьох томах. Івано-Франківськ: Факел, 2000. Том 3. С. 40–42.
97. Семчук Я.М., Кривенко Г.М., Дрогомирецький Я.М., Говдяк Р.М. Аналіз сучасного стану досліджень надійності магістральних нафтогазопроводів та

- причин і умов їх відмови. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2001. №38. С. 159–166.
98. Семчук Я.М., Кривенко Г.М., Гораль Л.Т., Говдяк Р.М. Технічний та екологічний ризику при експлуатації магістральних трубопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2001. №1. С. 68–70.
99. Середняцький Я.А., Домбровський Б.О., Кузьменко Ю.О. Протикорозійному захисту трубопровідного транспорту – сучасні стандарти. *Нафтова і газова промисловість*. 1997. №6. С. 32–35.
100. Силаш А.П. Добыча и транспорт нефти и газа. Ч.1.: пер. с англ. Москва: Недра, 1980. 375 с.
101. Венгерцев Ю.А., Глоба В.М., Яковлев Е.М. Совершенствование системы нефтепродуктообеспечения. Киев: Техника, 1991. 128 с.
102. Телегин Л.Г., Ким Б.И., Зоненко В.И. Охрана окружающей среды при сооружении и эксплуатации газонефтепроводов. Москва: Недра, 1988. 187 с.
103. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы: Справочник / под общ. ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. Москва: Энергия, 1980. 528 с.
104. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. Москва: Недра, 1984. 224 с.
105. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам. Москва: Недра, 1973. 88 с.
106. Тугунов П.И., Гаррис Н.С., Гематудинов Г.М. К определению эффективного значения коэффициента теплопроводности грунта. *РНТС Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов*. Москва: ВНИИОЭНГ, 1980 №8. С. 10–11.
107. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Москва: Недра, 1981. 177 с.
108. Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Т. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Москва: Недра, 1988. 368 с.
109. Харионовский В.В. Диагностика газопроводов: цели и задачи. *Газовая промышленность*. 1991. №5. С.31–33.

110. Харионовский В.В. Транспорт газа в России: надежность и аварийность. *Природный газ в бывшем Советском Союзе: спец. приложение к журналу "Газовая промышленность"*. 1995. №3. С. 12–15.
111. Хижняк М.І., Нагорна А.М. Здоров'я людини та екологія. Київ: Здоров'я, 1995. 232 с.
112. Христенко С.И. Транспорт и окружающая среда. Киев: Наукова думка, 1998. 198 с.
113. Цирульник О., Никифорчин Г., Слободян З., Греділь М., Звірко О., Завербний Д. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2006. Спец. вип. №5. С. 284–290.
114. Шавелева Л.В., Широков С.Д. О пропускной способности магистрального нефтепровода. *РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти*. Москва: ВНИИОЭНГ, 1984. №2. С. 36–38.
115. Шкіца Л.Є., Грудз В.Я., Палійчук О.В., Мандрик О.М. Дослідження формування ареалів забруднення і загазованості витокami з трубопроводів на математичних моделях. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. №4(45). С.98–102.
116. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnyu. Estimation of flow rate of oil loss as a result of damage of linear part of oil main. *Metallurgical and Mining Industry*. 2016. №6. P. 75–78.
117. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnyu. Formation of soilpollution area by oil when there is break of airtightness of main pipeline. *Metallurgical and Mining Industry*. 2016. №7. P. 56–62.
118. Шиян В.Д., Болокан О.О., Мельник Б.Г. Екологічний ризик аварій та проблеми безпеки промислових об'єктів видобутку, транспортування, зберігання вуглецево- та вуглеводневовмісної сировини та палив. *Нафтова і газова промисловість*. 1998. №2. С.56–58.

119. Шлапак Л.С., Розгонюк В.В. Розробка концепції дослідження технічного стану надземних ділянок газонафтопроводів. *Нафтова і газова промисловість*. 1996. №4. С. 35–37.
120. Шумайлов А.С., Гумеров А.Г., Молдаванов О.Н. Диагностика магистральных трубопроводов. Москва: Недра, 1982. 251 с.
121. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. Москва: Наука, 1982. 207 с.
122. Янів П.П., Грабовський Р.С., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Прогнозування параметрів надійності і довговічності роботи неізотермічних нафтопроводів на основі фактичних режимів транспортування нафти. *Міжвузівський збірник "Наукові нотатки"*. 2010. № 29. С. 251 – 258.
123. The Alaska pipeline: desing, and construction protect the environment. *Construct and Eng. Man.* 1974. Vol. 71. №88. P. 21–23.
124. Brons H., Schaffhaussen H. European methods of leak detection and location. *Pipe Line Ind.* 1972. Vol. 36. №5. P. 50–53.
125. Berry K.G. and others. Performance at Oil Industry Gross - Country Pipelines in Western Europe. Concawe – Brussels: PetroChem. №3. 1994.
126. DNV-RP-F1001. Corroded pipelines. Det Norske Veritas, 1999.
127. Maskay D., Mohtadi M. The area affected by oil spills on land. *Can. T. Chem. Eng.* 1975. №2. P.53.
128. Performance of european cross-country oil pipelines. Statistical summary of reported spillages – 2001. Concawe – Brussels, 2003. №2. P. 27.
129. Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth. *Фіз.-хім. механіка матеріалів*. 2006. №1. С. 119–127.
130. Randy L. Roberts. What do we really know about pipeline pigging and cleaning? *Pipeline & Gas Journal*. August 2009. Vol. 236. №6.
131. Samoilov A., Truskov P. Transneft holds onto key transportation role, tries to ensure reability. *Oil & Gas Journal*. 1999. Vol. 97. № 45. P. 41–46.

132. Scott Don M. CPM offers an additional leak detection capability. *Pipe Line & Gas Ind.* 2001. Vol. 84. № 6. P. 43–46.
133. SINTAP: Structural integrity assessment procedures for European industry. Final procedure. Brite-Euram Project No BE95-1426. Rotherham: British Steel, 1999.

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

Ждек Андрій Ярославович



ДОДАТКИ

до дисертаційної роботи

**ОЦІНКА ВТРАТ НАФТИ ВІД ВИТОКІВ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ І
РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ЇХ СКОРОЧЕННЯ**

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

Івано-Франківськ – 2017

ДОДАТОК А

Список публікацій здобувача

1. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnyu. Estimation of flow rate of oil loss as a result of damage of linear part of oil main. *Metallurgical and Mining Industry*. 2016. №6. P. 75–78.
2. Volodymyr Grudz, Andriy Zhdek, Vasyl Bolonnyu. Formation of soilpollution area by oil when there is break of airtightness of main pipeline. *Metallurgical and Mining Industry*. 2016. №7. P. 56–62.
3. Янів П.П., Грабовський Р.С., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Прогнозування параметрів надійності і довговічності роботи неізотермічних нафтопроводів на основі фактичних режимів транспортування нафти. *Міжвузівський збірник “Наукові нотатки”*. 2010. № 29. С. 251 – 258.
4. Грудз В.Я., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Прогнозування аварійних втрат нафти в розгалужених неізотермічних нафтопроводах. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 1(31). С. 100–109.
5. Ждек А.Я., Грудз В.Я. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2012. № 2(32). С. 134–142.
6. Грудз В.Я., Мельник Л.І., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Сучасні програмні продукти як засіб діагностування неізотермічних нафтопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. №1(42). С. 7–16.
7. Грудз В.Я., Болонний В.Т., Ждек А.Я. Зміна режиму роботи неізотермічного нафтопроводу шляхом зміни схем роботи його лінійної частини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2014. № 1(36). С. 85–91.
8. Ждек А.Я., Болонна М.І., Янів Н.П. Дослідження техніко-економічних показників на екологічну безпеку трубопровідного транспорту високов’язких нафт. *Безпека об’єктів нафтогазового комплексу: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції молодих вчених і студентів (Івано-Франківськ, 5–7 жовтня 2011 р.)*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. С. 164 – 166.

9. Грудз В.Я., Ждек А.Я., Піта І.М. Визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів із врахуванням наявних корозійних дефектів та умов експлуатації. *Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу*: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 15 – 18 травня 2012 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. С. 151–153.

10. Ждек А.Я., Болонный В.Т. Определение остаточного ресурса длительно эксплуатируемых газопроводов с учетом имеющихся коррозионных дефектов и условий эксплуатации. *Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта*: сборник тезисов VIII международной научно-технической конференции (Новополоцк, 25–28 ноября 2014 г.). Новополоцк: Полоцкий государственный университет, 2014. С. 97–99.

11. Ждек А.Я., Болонный В.Т. Оцінка втрат нафти в результаті малих витоків з магістральних нафтопроводів. *Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу*: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 16–20 трав. 2016 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. С. 228–230.

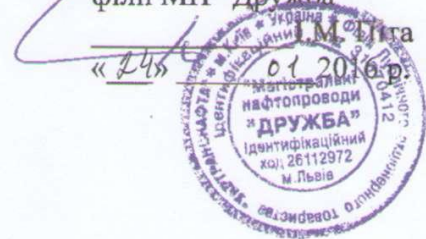
ДОДАТОК Б

Публічне акціонерне товариство "УКРТРАНСНАФТА"
 Філія "Магістральні нафтопроводи "Дружба"
 Івано-Франківський національний технічний університет
 нафти і газу

ПОГОДЖЕНО
 Проректор з наукової роботи
 ІФНТУНГ, д.т.н., проф.
 О. Карпач
 «24» 01 2016 р.



ЗАТВЕРДЖУЮ
 Заступник генерального директора
 ПАТ "Укртранснафта" – директор
 філії МН "Дружба"



КОМПЛЕКСНА МЕТОДИКА
 діагностування стану та прогнозування раціональних енергоефективних
 режимів нафтопроводів

м Івано-Франківськ,
 2016

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

Науковий керівник
докт. техн. наук,
проф.



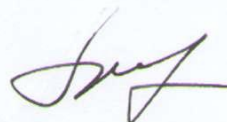
Грудз В.Я.

докт. техн. наук,
проф.



Грудз Я.В.

докт. техн. наук,
проф.



Тимків Д.Ф.

аспірант

Аль-Дадал Р.С.

Від ПАТ "Укртранснафта"

Заступник головного механіка
філії МН "Дружба"



Ждек А.Я.

З М І С Т

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	4
1. ДІАГНОСТУВАННЯ ВИТОКІВ НАФТИ З НАФТОПРОВОДІВ.....	6
1.1 Нафтотранспортна система України та її характеристики.....	6
1.2 Методика розрахунку витоків нафти з трубопроводу.....	9
2 ПРОТИТУРБУЛЕНТНІ ПРИСАДКИ, ЇХ ОПТИМАЛЬНА КОНЦЕНТРАЦІЯ ДЛЯ УМОВ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ.....	17
2.1. Характеристика протитурбулентних присадок.....	17
2.2 Оптимальна концентрація протитурбулентних присадок.....	20
2..3 Порівняльний аналіз застосування в трубопровідному транспорті нафтопродуктів проти турбулентних присадок різних типів.....	22
3 ПРОГНОЗУВАННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ В НАФТОПРОДУКТОПРОВОДІ ПРИ ВИКОРИСТАННІ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК.....	30
3.1 Математична модель нестационарного процесу заміщення нафтопродукту в трубопроводі його сумішшю з ПТП.....	30
3.2. Використання протитурбулентних присадок з метою зменшення енерговитрат на перекачування нафтопродуктів.....	35
3.3. Структура програми.....	40
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	42
ДОДАТКИ.....	45

ДОДАТОК В

ПОГОДЖУЮ

проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.

Карпаш О.М.

«06»

12

2016р.



ЗАТВЕРДЖУЮ

Заступник генерального директора
ПАТ «Укртранснафта» – директор
філії «МН «Дружба».

Міта І.М.

«06»

12

2016р.



АКТ

впровадження «Комплексної методики діагностування стану та прогнозування раціональних енергоефективних режимів нафтопроводів» в практику діяльності підприємства

Ми, що нижче підписались, заступник директора Філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба», к.т.н. Басараб Р.М. з однієї сторони та завідувач кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, д.т.н., проф. Грудз В.Я. з іншої сторони склали даний акт про те, що «Комплексна методика діагностування стану та прогнозування раціональних енергоефективних режимів нафтопроводів» впроваджена у виробничий процес і використовується у Філії «Магістральні нафтопроводи «Дружба» ПАТ «Укртранснафта».

Вказана методика використовується для діагностування витоків нафти з нафтопроводів, розрахунків з визначення витрати витоку нафти при різних умовах, а також для прогнозування оцінки втрат нафти та формування ареалу забруднення ґрунту.

Апробація методики проведена протягом 2016 року та показала достатню надійність прогнозу.

Заступник директора
Філії «МН «Дружба», к.т.н.

Басараб Р.М.

Завідувач кафедри СРГГ
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.

Грудз В.Я.