

ВІДМОВИ НАФТОПРОМИСЛОВИХ КОМУНІКАЦІЙ ТА СТРАТЕГІЇ ЇХ ПОДАЛЬШОГО РОЗВИТКУ НА ПРОМИСЛІ

Б.В.Копей, М.М.Архірей, Т.П.Венгринюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,

e-mail: koreyb@nuing.edu.ua

Розглядається проблема пошкоджених нафтогазопромислових трубопроводів, що підлягають дії внутрішнього тиску і корозії. За весь час експлуатації нафтопроводів труба може бути навантажена від дії внутрішнього тиску, що часто призводить до зародження і росту втомних тріщин. Для зменшення ймовірності руйнування трубопроводів авторами запропоновано труби із полімерних композитів.

Рассматривается проблема поврежденных нафтогазопромисловых трубопроводов, которые подлежат действию внутреннего давления и коррозии. За все время эксплуатации нефтепроводов труба может быть нагружена от действия внутреннего давления, что часто приводит к зарождению и росту усталостных трещин. Для уменьшения вероятности разрушения трубопроводов авторами предложены трубы из полимерных композитов.

A method is examined for determination of remaining resource of oilfield pipelines. The problem of the damaged oilfield pipelines which are subject to action of internal pressure and corrosion is examined in this article. For all the time of exploitation of oil pipelines a pipe can be loaded from action of internal pressure, that it is often results in the origin growth of fatigue cracks. For diminishment of probability of destruction of pipelines authors offer pipes from polymeric composites.

Інтенсивне нафтовидобування у західному регіоні України розпочалося ще з середини минулого століття, тому мережа трубопровідного транспорту нафтопромислових регіонів характеризується великою розгалуженістю, різноманітністю типорозмірів та простягається на сотні кілометрів.

Для нафтопромислових комунікацій використовуються електрозварні, гарячекатані сталеві труби, придатні за міцністю та гідравлічним опором:

– труби сталеві безшовні, гарячедеформовані - ГОСТ 8732-78, зовнішнім діаметром від 20 до 550 мм, з товщиною стінок від 2,5 мм і більше виготовлені зі сталі 10; 10Г2; 20, 12ХН2А та ін.;

– труби сталеві зварні для магістральних газонафтопроводів - ГОСТ 20295-85, діаметром від 159 до 820 мм (сталь К34, К50, К60 та ін.);

– відремонтовані труби нафтового сортаменту (НКТ, обсадні, бурильні);

– для викидних ліній можуть застосовуватися гнучкі безперервні колони труб діаметром до 2 7/8".

Трубопроводи системи збору і підготовки нафти й газу призначені для транспортування продукції свердловин від їх гирла до здачі товарно-транспортним організаціям, а також для переміщення її в технологічних установках, а трубопроводи системи ППТ - для подачі стічних вод від УПВ до нагнітальних свердловин. Викидні лінії, нафто- і газозбірні колектори є частиною загальної системи збору нафти й газу.

Трубопроводи класифікуються за такими ознаками.

За призначенням:

а) викидні лінії, що транспортують продукцію свердловини від її гирла до групової замірної установки;

б) нафтогазозбірні колектори, розташовані від АГЗУ до ДНС;

в) нафтозбірні колектори, розташовані від ДНС до центрального пункту збору (ЦПЗ);

г) газозбірні колектори, що транспортують газ від пункту сепарації до компресорної станції, звичайно розташованої поряд з ЦПЗ.

За величиною тиску:

а) високонапірні (до 6,27 МПа);

б) середньонапірні (до 1,55 МПа);

в) низьконапірні (до 0,588 МПа);

г) безнапірні (самотічні).

За типом укладання:

а) підземні;

б) наземні;

в) підвісні;

г) підводні.

За гідравлічною схемою:

а) прості, що не мають відгалужень;

б) складні, що мають відгалуження, до яких відносяться також замкнуті (кільцеві) трубопроводи.

За характером заповнення перетину:

а) трубопроводи з повним заповненням перетину труби рідиною;

б) трубопроводи з неповним заповненням перетину.

Повне заповнення перетину труби рідиною звичайно буває в напірних трубопроводах, а неповне заповнення може бути як в напірних, так і в безнапірних трубопроводах. З повним заповненням перетину рідиною частіше бувають нафтопроводи, що транспортують товарну нафту, тобто без газу, і рідше – викидні лінії, де має місце високий тиск. Нафтозбірні колектори

завичай працюють з неповним заповненням перетину труби нафтою, тобто верхня частина перетину колектора зайнята газом, що виділилася в процесі руху нафти.

Трубопроводи, по яких подається вода в нагнітальні свердловини з метою підтримки пластового тиску, поділяються на наступні категорії: підвідні – прокладаються від УПВ до кушових насосних станцій (КНС); розвідні – прокладаються від КНС до нагнітальних свердловин.

Загальна протяжність трубопроводів НГВУ "Долинанaftогаз" складає 718991 м, з них:

- нафтопроводів – 438457 м;
- газопроводів – 67125 м;
- водоводів – 213409 м.

Відсоток недіючих трубопроводів від загального числа становить приблизно 30%. На рисунках 1 і 2 зображено номограми наявного парку нафтопроводів і водоводів, їх загальна довжина і типорозміри, а також умови експлуатації (тиск у трубопроводі).

Аварійність трубопровідного транспорту, в першу чергу, залежить від терміну, режимів експлуатації та технічного стану трубопроводів.

З метою отримання загального уявлення про стан та вік трубопровідного парку в цілому по НГВУ, було проаналізовано зведені інвентаризаційні дані парку трубопроводів станом на 31.05.2007 року.

На рисунках 3 і 4 відображено інформацію щодо кількості трубопроводів і тривалості їх експлуатації в розгорнутому вигляді.

Вісь абсцис рис. 4 ілюструє віковий стан трубопроводів за тривалістю їх експлуатації, вісь ординат – кількість трубопроводів, які експлуатуються НГВУ. Вертикальними лініями на діаграмі зображено проектні граничні терміни експлуатації. Відомо, що нафтопроводи проектується на термін служби від 15 до 20 років, а водоводи – від 7 до 10 років. Як видно з рисунку, понад 50% трубопроводів мають термін експлуатації, який складає 20 років і більше. І лише 16% трубопроводів на даний час є новими.

Аналіз поривів даних трубопроводів в НГВУ "Долинанaftогаз", які траплялись за період з 2004 до 2007 р., згруповано за видами поривів і представлено у вигляді таблиці 1. Корозійне руйнування трубопроводів внутрішніми чинниками (83%) перевищує кількість руйнувань чинниками зовнішньої дії (17%) (грунтової корозії) у 4-6 разів. Така картина є типовою і не потребує коментування, за виключенням тієї ситуації, коли зовнішня корозія відбувається в дуже агресивних середовищах.

Аналіз стану трубопровідного комплексу НГВУ «Долинанaftогаз» свідчить, про старіння підземних та наземних комунікацій. Кілометри нафто-, газо- та водопровідних труб вимагають реконструкції.

Дана проблема є характерною для всіх нафтовидобувних підприємств західного регіону і, більш того, має загальнодержавний характер.

В більшості випадків, причиною виникнення проблем з металевими трубопроводами є корозія. Внутрішня незахищена поверхня колекторів швидко руйнується під дією сірчаної кислоти, що утворюється в процесі окислення сірководню. Руйнуванню зовнішньої поверхні металевих трубопроводів сприяють дія ґрунту і блукаючі струми. Металеві труби можуть кородувати, якщо прокладені в погано дренованих і нестабільних ґрунтах. За наявності сульфат-редуцивних бактерій процес корозії прискорюється.

Руйнівні процеси, описані вище, можуть бути істотно понижені або зовсім ліквідовані за правильного вибору матеріалів, стійких до корозії. І вибір цей дуже простий – разом із сталевими, на ринку трубопроводів широке застосування знаходять труби з модифікованого чавуну, низьколегованих сталей, пластмас, композиційних матеріалів, в т.ч. склопластиків.

Найбільш перспективним для транспортування нафти, газу та води є подальше впровадження в нафтогазовидобуванні склопластикових труб [1]. Склопластикові труби здатні витримувати тиск від 4 до 40 МПа (армовані всередині високоміцними шарами сталеві стрічки). При цьому термін їх експлуатації перевищує термін експлуатації сталевих трубопроводів більш, ніж у два рази і становить 25-50 років. Вони здатні працювати у будь-яких середовищах при широкому діапазоні температур. До того слід сказати, що такі магістрилі повністю захищають навколишнє середовище від розливів на весь термін експлуатації, створюючи умови безаварійної роботи і забезпечуючи безперервність експлуатації без суттєвих затрат на технічне обслуговування.

На користь даного твердження слід привести короткий розрахунок економічної ефективності від впровадження склопластикових труб.

За об'єкт аналізу вибрано сталеву трубу $D = 159$ мм, $P_{\text{роб}} = 18$ МПа для водоводів системи ППТ та склопластикову трубу аналогічного діаметру. Гарантійний термін експлуатації склопластикової труби – 25 років, а фактичний термін експлуатації в таких умовах сталеві труби – $3 \div 5$ років.

У основу розрахунку прийняті наступні початкові дані і види витрат:

Труба склопластикова $D=159$ мм, тиск $P=18$ МПа

Труба сталева $D=159$ мм, тиск $P=18$ МПа

I. Одноразові капітальні витрати на закупівлю труб - $V_{\text{зак}}$

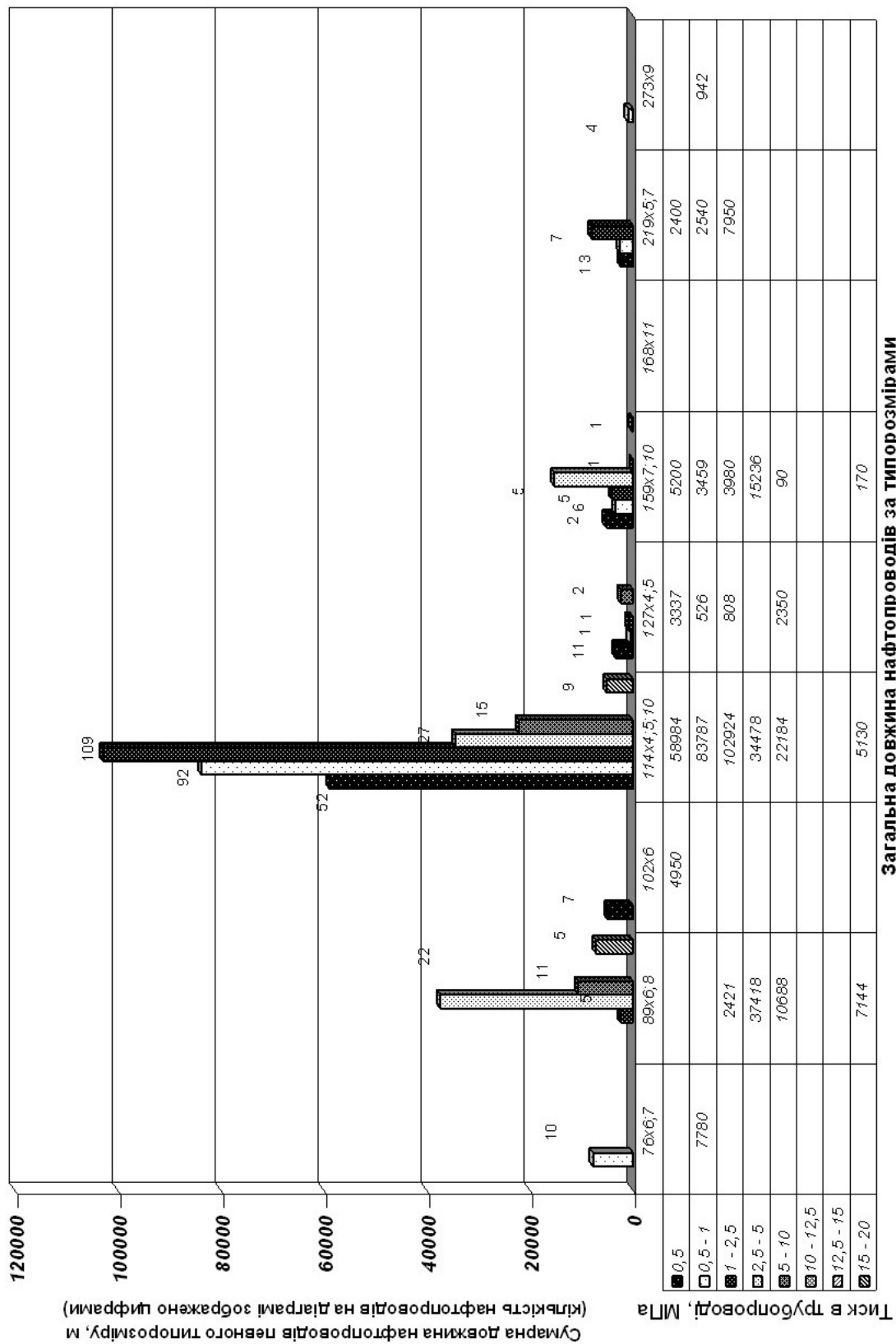
Вага 1 п.м. незаізолюваної сталеві труби 29,79 кг, вартість 1 п.м. труби $V_{\text{зак. ст.}} = 142$ грн.

Вага 1 п.м. склопластикової труби 21 кг, вартість 1 п.м. труби $V_{\text{зак. ск/пл.}} = 751$ грн.

II. Витрати на проведення будівельно-монтажних робіт з прокладання трубопроводу

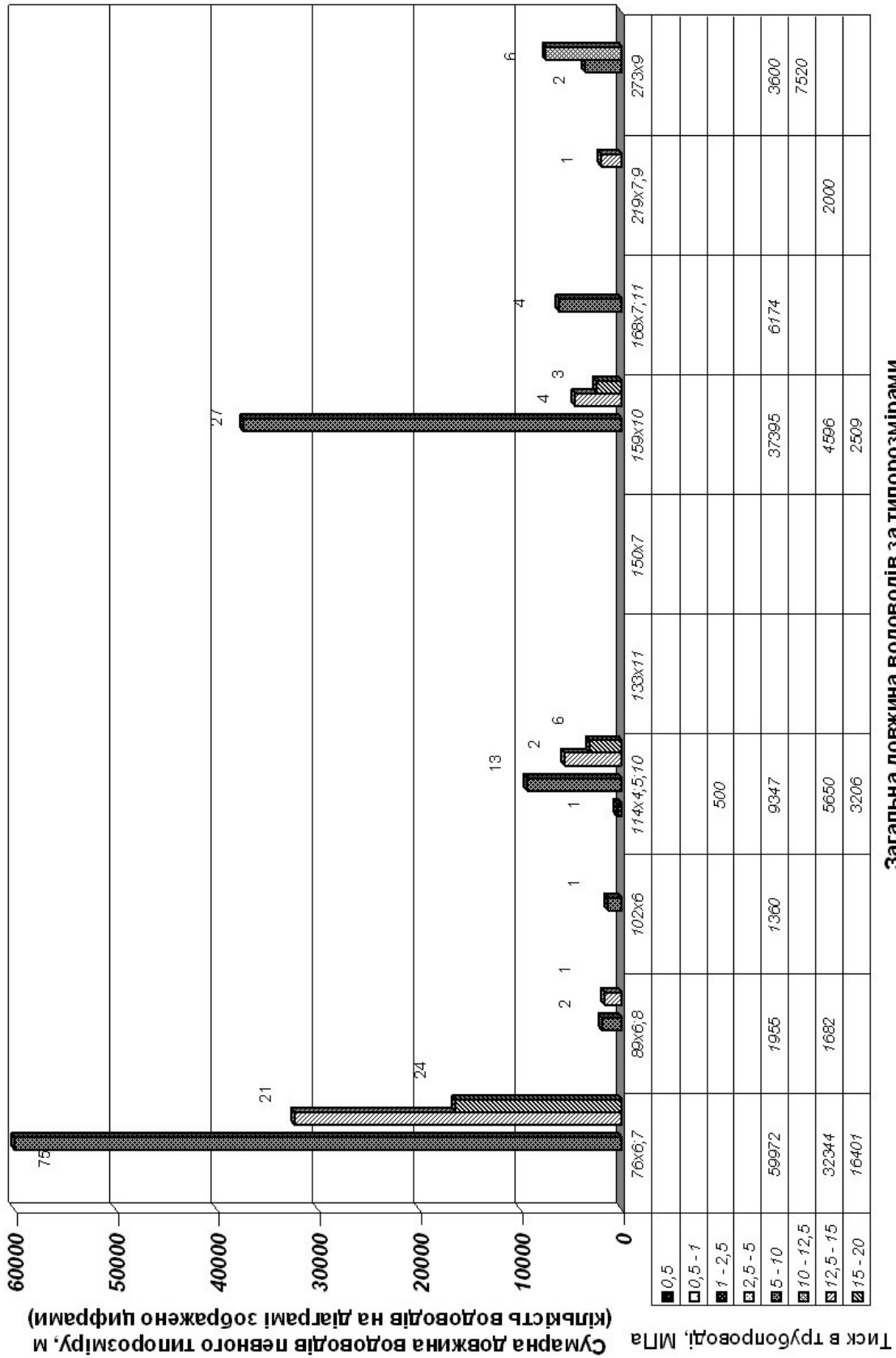
Поточні витрати на захист від корозії – $V_{\text{пот.}}$:

$$\begin{aligned} &\text{для сталевих труб} - 30\% \text{ від вартості} \\ &V_{\text{пот. ст.}} = 0,3 \times V_{\text{зак. ст.}} = 0,3 \times 142 \text{ грн.} = \\ &= 42,6 \text{ грн.;} \end{aligned}$$



Примітка. В таблиці не враховані довжини нетипових типорозмірів труб загальною довжиною 11580 м.

Рисунок 1 – Наявний парк нафтопроводів, їх загальна довжина за типорозмірами та умови експлуатації (тиску) в НГВУ „Долинаназгогаз”



Загальна довжина водоводів за типорозмірами

Рисунок 2 – Наявний парк водопроводів, їх загальна довжина за типорозмірами та умови експлуатації (тиску) в НГВУ „Долиналифтогаз”

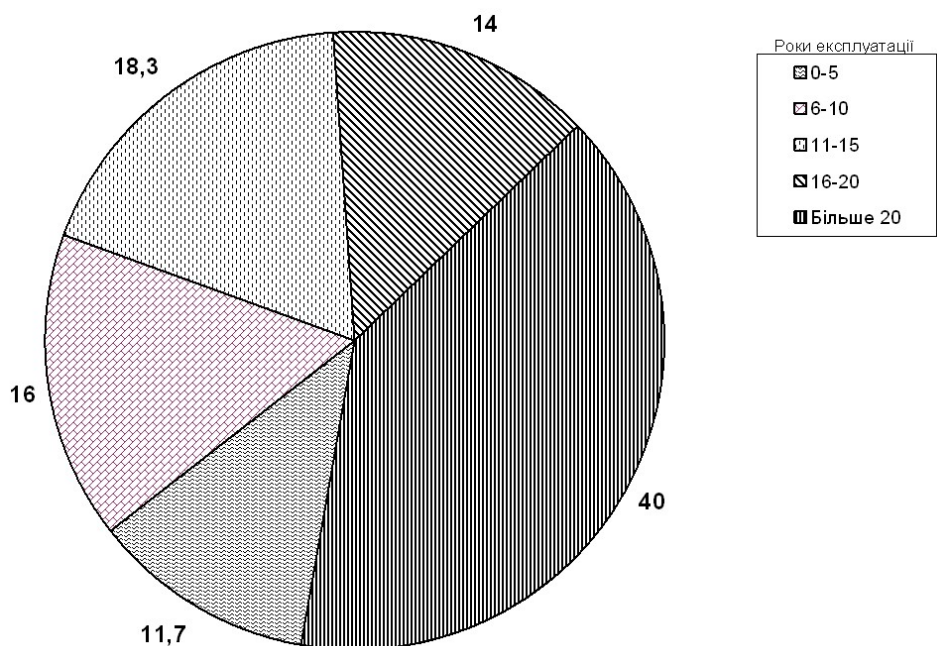


Рисунок 3 — Загальна кількість трубопроводів НГВУ „Долина нафтогаз” за терміном їх експлуатації (%)

Таблиця 1 — Процентне співвідношення поривів труб за видами руйнувань

Вид та місце пориву	Рік дослідження			
	2004	2005	2006	2007
Порив по тілу труби, %	45	43	43	44
Порив по зварному стику, %	45	27	32	26
Абразивно-ерозійний знос в нижній частині труби, %	10	30	25	30

Таблиця 2 – Розрахунок економічної ефективності від залучення у виробництво склопластикових труб

№ з/п	Види витрат	Сталева труба, грн.	Склопластикова труба, грн.	Економія, грн.
I	Одноразові капітальні витрати			
1	Вартість труби	142	751	
II	Витрати на проведення будівельно-монтажних робіт			
1	Поточні витрати на захист від корозії	42,6	0	
2	Витрати на монтаж	284	225,3	
III	Експлуатаційні витрати			
1	Витрати на ремонт і заміну	1420	0	
	Сумарні витрати на 1 м п.	1888,6	976,3	912,3
	Сумарні витрати на 1 км п.			912300

для склопластикових труб
 $V_{пот. ск/пл.} = 0$.

Витрати на монтаж і зовнішню гідроізоляцію – $V_{мон.}$:

для сталевих труб діаметром до 400 мм – 200% від первинної вартості труб

$$V_{мон. ст.} = V_{зак. ст.} \times 2 = 142 \text{ грн.} \times 2 = 284 \text{ грн.};$$

для склопластикових труб – витрати на монтаж трубопроводу діаметром до 320 мм становлять 30% від первинної вартості труб

$$V_{мон. ск/пл.} = V_{зак. ск/пл.} \times 0,3 = 751 \text{ грн.} \times 0,3 = 225,3 \text{ грн.}$$

III. Експлуатаційні витрати

Витрати на ремонт і заміну труб –

$$V_{рем.} = N \times K \times V_{зак.}$$

де: N – кратність заміни труб за час експлуатації;

K – коефіцієнт на ремонт і заміну труб.

Для сталевих труб $N_{ст.} = 2$, $K_{ст.} = 5$, тоді

$$V_{рем. ст.} = 2 \times 5 \times 142 \text{ крб.} = 1420 \text{ грн.}$$

Для склопластикових труб $N_{ск/пл.} = 0$, $K_{ск/пл.} = 0$, тоді

$$V_{рем. ск/пл.} = 0 \text{ грн.}$$

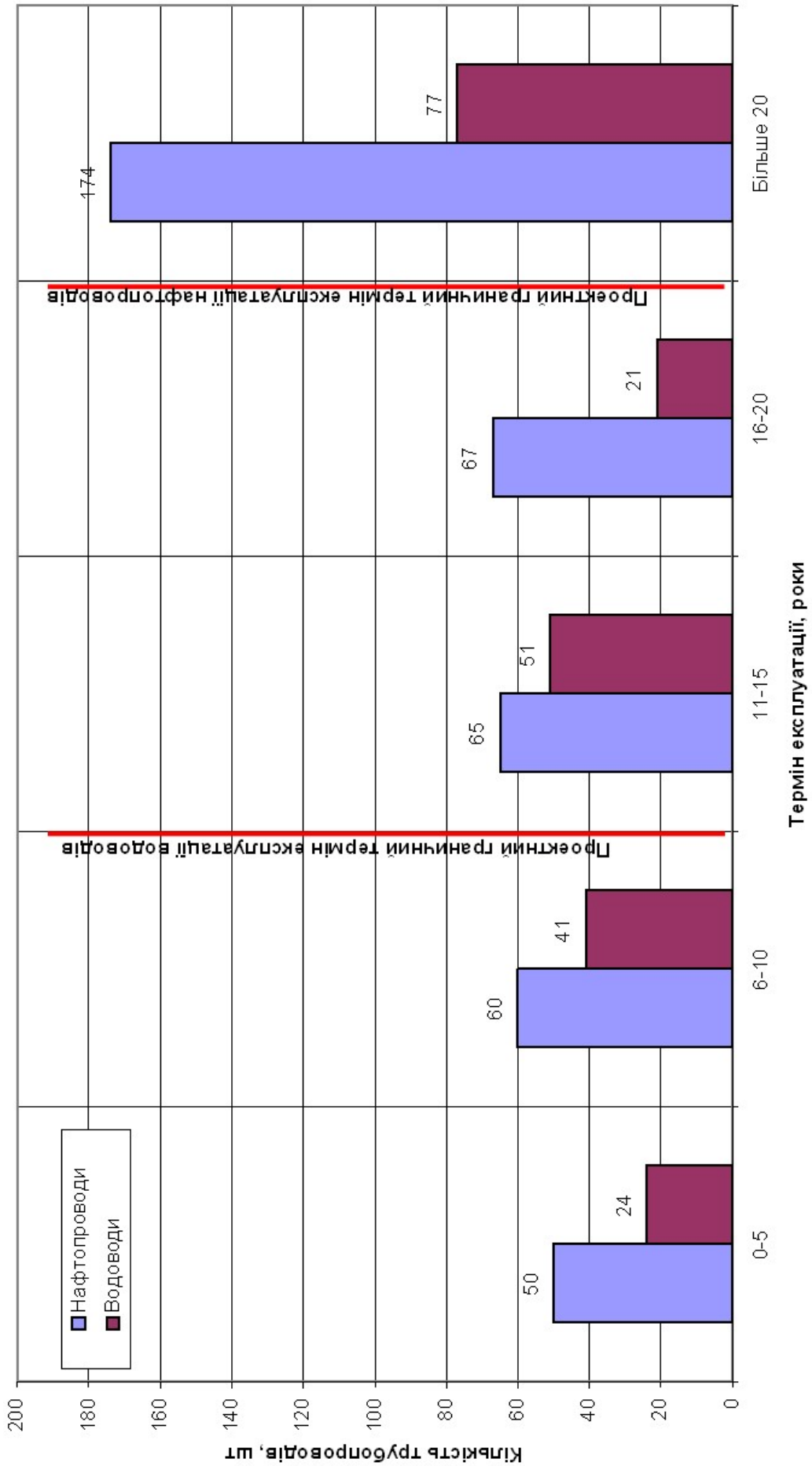


Рисунок 4 — Загальна кількість трубопроводів НГВУ «Долина нафтогаз» за терміном їх експлуатації

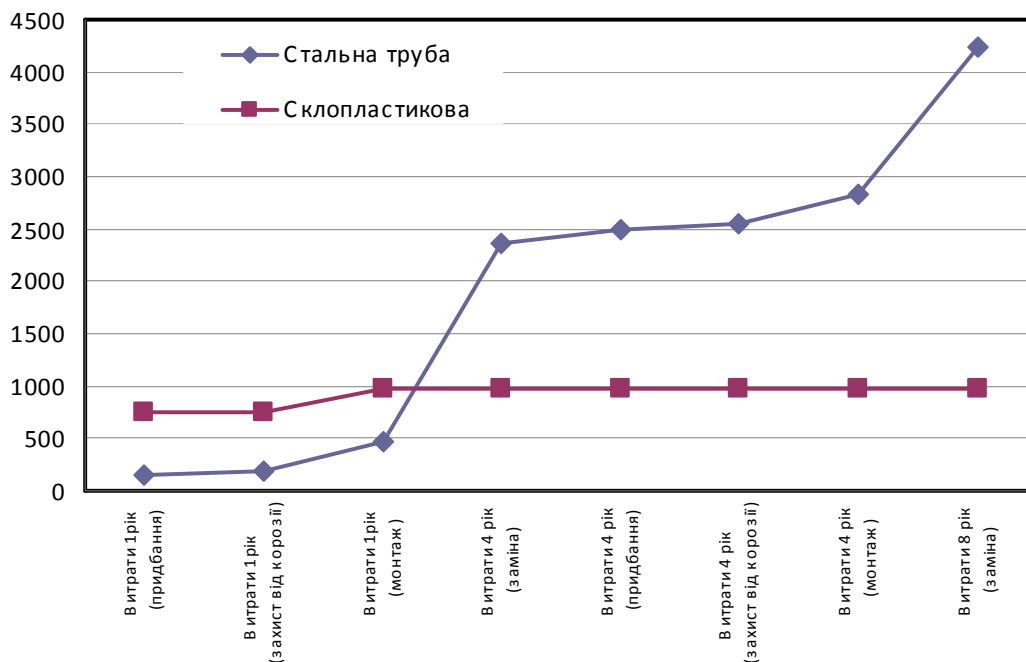


Рисунок 5 – Розрахунок економічної ефективності (грн.) використання склопластикової труби

Економія засобів при експлуатації склопластикового трубопроводу з урахуванням вищенаведених витрат за термін 4 роки в порівнянні із сталевим трубопроводом складає 912 тис. грн. на 1 км трубопроводу (таблиця 2, рисунок 5).

Підводячи підсумки, можна ствердно сказати, що для того, щоб з впевненістю дивитись в завтрашній день, впроваджуючи при цьому

розумну політику перспективи, а не політику швидкого повернення вкладеного капіталу в вигляді досягнення прибутку в якнайшвидші терміни та будь-якою ціною, для капітального ремонту та будівництва трубопроводів вже тепер та в майбутньому слід використовувати принципово нові матеріали – склопластики. На користь даного твердження можна привести факти, наведені в таблиці 3.

Таблиця 3 – Порівняльні дані при використанні металевих трубопроводів та склопластикових труб

Проблеми, що існують при використанні металевих трубопроводів	Наявність проблем при впровадженні склопластикових труб
Систематичні пориви через високу схильність до корозії	Проблема корозії склопластикових труб відсутня (затрат не потрібно)
Відмови, пов'язані з ураженням існуючих трубопроводів сульфаторедуючими бактеріями.	Бактерії на склопластик не діють (затрат не потрібно)
Електрохімічна корозія.	Склопластикові труби не схильні до даного виду корозії (затрат не потрібно)
Відкладення парафінів	При правильному проектуванні, відкладення парафінів відсутні (затрат не потрібно)
Активні корозійні процеси під час транспортування сірководневмісних і кисневмісних стічних вод (стійкість металевих труб не більше року)	Дане середовище практично не впливає на працездатність склопластикового трубопроводу протягом 30 років
Ерозійне зношення труб (пісок, тверді речовини).	Стійкість до ерозійного середовища достатньо висока. Матеріал склопластикової труби ерозійному зносу не піддається.
Відкладення твердих відкладень, зменшення прохідного перетину труб.	На склопластикових трубах твердих відкладень не відкладається.
Необхідність застосування інгібіторів корозії (ефективність знижується за наявності в свердловинах піску чи твердих частинок).	Для склопластикових труб витрат не вимагається.
Міжремонтні терміни металевих труб складають 3-5 років.	Можливо за рахунок старіння через 12 років.

Продовження таблиці 3

Проблеми, що існують при використанні металевих трубопроводів	Наявність проблем при впровадженні склопластикових труб
Необхідність застосування захисних покриттів (антикорозійних).	Для склопластикових труб захисне покриття не потрібне.
Пориви через активність корозії трубопроводів, особливо в знижених місцях траси, де відстоюються води пластів.	Корозія в склопластикових трубопроводах не відбувається.
Значні витрати на захист навколишнього середовища (через часті пориви).	В 2-3 рази нижчі (тільки за високого тиску і агресивних середовищ, а також де ґрунт велими агресивний з агресивною біофлорою)
Різке збільшення гідравлічного опору, зменшення об'ємів перекачування, неефективна робота насосів.	Для склопластикового трубопроводу гідравлічний опір в три рази нижче. Різких стрибків не спостерігається.
Відмови, пов'язані з динамічними навантаженнями (гідроудари).	Стійкість до гідроударів вища в 1,5-2 рази. За рахунок збільшення фізико-механічних характеристик.
Термін експлуатації від 3 до 20 років (із значними витратами на ремонт)	Безремонтна експлуатація 20-50 років (еквівалентна терміну розробки родовища).
Витрати на монтаж до 70% від вартості труб.	Не більше 10-18% від вартості склопластикових труб.
Витрати електрохімічного захисту на вдосконалення існуючих конструкцій і технологій: нових сталей; інгібіторів, методів боротьби з відкладеннями парафіну; потужніших насосів та іншого устаткування і ін.	При кардинальному рішенні при впровадженні склопластикових труб – виключається

Література

1 Насосні штанги і труби з полімерних композитів: проектування, розрахунок, випробування / [Копей Б.В., Максимук О.В., Щербина Н.М. та ін.]. – Львів: ІППММ ім. Я.С.Підстригача НАН України, 2003. – 352 с.

*Стаття поступила в редакційну колегію
23.04.09
Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.*