

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 629.123

## КОНЦЕПЦІЯ АЛЬТЕРНАТИВНОГО ПОСТАЧАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ДО УКРАЇНИ

Є.І. Крижанівський, Вал.В. Зайцев

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42264,  
e-mail: rector@nung.edu.ua

*Наведено концепцію технології морського транспортування стиснутого природного газу (CNG) на судах CNG та на CNG-контейнеровозах. Описано новий елемент технології морського транспортування стиснутого природного газу – CNG-контейнеровоз та його спеціальні CNG-модулі. Зроблено економічну оцінку такої технології.*

Ключові слова: стиснутий природний газ, концепція, контейнер, CNG-модуль, контейнеровоз, CNG-контейнеровоз

*Приведена концепция технологии морской транспортировки сжатого природного газа (CNG) на судах CNG и на CNG-контейнеровозах. Описан новый элемент технологии морской транспортировки сжатого природного газа – CNG-контейнеровоз и его специальные CNG-модули. Выполнена экономическая оценка этой технологии.*

Ключевые слова: сжатый природный газ, концепция, контейнер, CNG-модуль, контейнеровоз, CNG-контейнеровоз

*The concept of technology of marine transportation of the compressed natural gas (CNG) on CNG-ships and on CNG-container ships is given. The new element of technology of marine transportation of the compressed natural gas - the CNG-container ship and his special CNG-modules is described. Economic evaluation of this technology is executed.*

Keywords: compressed natural gas, concept, container, CNG-module, container ship, CNG-container ship

### ВСТУП

Відповідно до стратегії розвитку нафтогазового комплексу України до 2030 року (надалі – Стратегія) забезпечення прогнозного споживання природного газу та джерел його покриття передбачає видобуток природного газу українськими компаніями за межами України. Привабливими є країни, які мають значні резерви для розширення газовидобутку газу на своїх територіях – Алжир, Лівія, Іран та інші. Перспективним джерелом імпорту газу в Україну є Іран. Ці перспективи пов'язані з використанням газопроводу “Набукко”, який розробляється згідно з програмою INOGATE під егідою ЄС. Однак в силу різних об'єктивних і суб'єктивних чинників ці перспективи зменшуються. Тепер розглянемо Алжирський проект, наведений в Стратегії. Стримуючим фактором у цьому випадку є проблеми транспортування видобутого газу до України. Саме на вирішенні цієї проблеми акцентується увага у концепції.

Питання транспортування газу, особливо через морські акваторії, надзвичайно актуальне і не має однозначної відповіді. Стосовно природного газу нині існує три технології його морського транспортування – підводними трубопроводами або ж газозовами [1, 2], у скрапленому (Liquefied Natural Gas, LNG) чи стиснутому (Compressed Natural Gas, CNG) стані. Кожен із цих способів має свої переваги і недоліки. Проте для України найбільш прийнятним видається транспортування енергоносіїв у вигляді CNG.

В цьому переконає досвід будівництва та експлуатації газопроводу Росія-Туреччина “Голубий потік”, чимала ділянка якого (396 км) прокладена по дну Чорного моря. На цій ділянці споруджено двонитковий трубопровід діаметром 600 мм. Траса укладена зонами можливих зміщень газопроводу через розмиви і хвилі, зсуви, провисання, сейсмічність та глибоководними течіями. Він проходить на глибинах до 2150 м в умовах агресивного сірководневого

середовища. Через небезпеку локального або спонтанного зминання товщина стінки трубопроводу – 31,5 мм. Практично це не труба, а товстостінний циліндр, на лінійну частину витрачено понад 120 тис. тонн сталі.

До недоліків підводних трубопроводів відносяться: неможливість встановлення проміжних компресорних станцій (в результаті чого "Голубий потік" при тиску на вході 250 атм. на виході має 50...60 атм.), висока вартість ("Голубий потік" – 3,3 млрд. дол. США), при пошкодженні неможливий ремонт, можливі утворення гідратів і пробок при неякісному осушенні газу.

Транспортування газу у скрапленому стані (тобто LNG) є ефективним, коли його треба переправити на великі відстані. Зараз це найпоширеніша технологія при морських газових перевезеннях, але й у неї є свої мінуси. Так, скраплений природний газ – це низькотемпературна рідина (–161°C), яка потребує наявності теплоізолюваних криогенних ємностей та автономної установки для приготування інертних газів. Окрім того, навіть при порожньому рейсі у трюмах газовоза мусить перебувати не менше ніж 5% від загального обсягу LNG, який перевозиться. Таким чином, помітно знижується коефіцієнт утилізації водотоннажності по чистій вантажопідйомності судна (коефіцієнт корисної дії вантажного простору судна). Зрештою, облаштування інфраструктури для отримання, зберігання і транспортування LNG є досить дорогою і технологічно складною справою.

Для України додатковою проблемою є прохід суден LNG через протоку Босфор.

## 1. КОНЦЕПЦІЯ ТЕХНОЛОГІЇ МОРЬСЬКОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ СТИСНУТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ (CNG) НА СУДНАХ CNG

Технологія CNG (Compressed Natural Gas – CNG) – це нова проривна технологія морського транспортування природного газу в стисненому стані на спеціальних суднах – суднах CNG.

Особливість технології полягає в тому, що природний газ можна завантажувати на судна CNG безпосередньо з родовища, а розвантажувати – безпосередньо в мережу споживання. Це виключає необхідність значних капітальних вкладень у будівництво морських трубопроводів або заводів по зріджуванню газу для постачання його на ринок на суднах LNG. Основним об'єктом капіталовкладень в новій технології є самі судна CNG. Найпривабливішою технологія CNG є у разі введення в комерційний оборот морських (офшорних) родовищ природного газу.

Технології підводного облаштування морських родовищ природного газу і безпричального завантаження вуглеводневої сировини на судна вже освоєні і широко застосовуються в світовій практиці.

Це означає, що дійсно новим елементом технології морського транспортування стиснутого природного газу є самі судна CNG.

## Стан розробки технології CNG за кордоном

Особливістю сучасного етапу в розвитку технології CNG є перехід компаній, зацікавлених в реалізації проектів морського транспортування природного газу, від концептуального аналізу до детального конструкторського опрацювання основних елементів транспортного ланцюга і формування міжнародних консорціумів для практичної реалізації CNG проектів в різних регіонах світу. Поява перших суден CNG і початок комерційних перевезень стиснутого газу можлива в 2011-2012 рр.

Основним елементом судна CNG є транспортна система, що забезпечує завантаження/розвантаження природного газу, його попередню підготовку, стиснення і зберігання в ємностях під тиском.

Кілька міжнародних компаній (EnerSea Transport LLC (США), Knutsen OAS Shipping і Compressed Energy Technology AS (обидві – Норвегія), TransCanada Pipeline Ltd., Trans Ocean Gas Inc., Sea NG Management Corporation (усі – Канада) уже зараз працюють над проектами суден CNG місткістю від 3 до 33 мільйонів кубометрів природного газу. Очевидно, що судна з великим тоннажем будуть ходити на довгих лініях (2...2,5 тисячі морських миль), а малотоннажні працюватимуть на коротких лініях місцевого значення. Кожна з компаній має в активі концептуальні проекти суден CNG, що отримали схвалення (Approval in Principal) класифікаційних організацій DNV або ABS.

Потенційний попит на послуги з транспортування стиснутого природного газу із використанням судів CNG в багато разів перевершує реальні можливості судноплавних компаній на початковому етапі становлення нової транспортної індустрії, що забезпечить судноплавним компаніям на тривалу перспективу можливість вибору найперспективніших в економічному плані пропозицій. При цьому компанії "першопроходці" у застосуванні нової технології транспортування газу матимуть в майбутньому істотні конкурентні переваги, аж до монопольного положення на ринках окремих регіонів.

За основними кораблебудівними параметрами судна CNG будуть значною мірою аналогічні сучасним суднам LNG. Головні розміри суден CNG знаходяться в межах: довжина – 280...320 м; ширина – 55...60 м; осадка – 13,5...14,5 м. Швидкість повного ходу суден CNG – 17,5...18,0 вузлів.

Концепція припускає, що облаштування родовища обмежується пристроєм беспричального терміналу на основі буя STL, через який природний газ надходить безпосередньо на судно CNG без будь-якої підготовки на місці.

На судні CNG розміщуються:

- пристрій для приймання природного газу з офшорного терміналу;
- система комплексної підготовки газу, аналогічна за складом звичним установкам комплексної підготовки природного газу на родовищах;

- система компримування;
- система зберігання стиснутого газу;
- система відвантаження газу на офшорний приймальний термінал.

Для роботи з офшорними терміналами судно обладнується системою динамічного позиціонування.

### Вартість транспортування газу на суднах CNG

Будівництво суден CNG на українських заводах обійдеться інвесторам в 1,5 рази дешевше, ніж будівництво на зарубіжних верфях. За рахунок низької собівартості транспортних послуг на суднах CNG українського виробництва, судновласник матиме можливість широкого маневру в області встановлення тарифів на транспортування газу.

За оцінками міжнародних експертів транспортування природного газу на суднах CNG буде в 1,5...2,0 рази економічно більш вигідним порівняно з транспортуванням морськими трубопроводами або в зрідженому стані на суднах LNG (Liquefied Natural Gas) при обсягах поставок природного газу від 0,5 до 4,0 млрд. м<sup>3</sup> на рік на маршрутах протяжністю від 250 до 2500 морських миль.

### Можливості України у проектуванні і побудові суден CNG

В Україні є достатній науково-виробничий потенціал для створення ключового елемента нової технології – власних конкурентоздатних суден CNG. На українських суднобудівних заводах можуть будуватися судна дедвейтом до 80 тис. т, довжиною до 300 м і шириною до 35,0 м.

## 2. КОНЦЕПЦІЯ ТЕХНОЛОГІЇ МОРЬКОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ СТИСНУТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ (CNG) НА СУДНАХ – КОНТЕЙНЕРОВОЗАХ

Особливість запропонованої технології на відміну від технології морського транспортування на суднах CNG полягає в тому, що контейнеровоз завантажується на будь-якому контейнерному терміналі морського порту спеціальними 20-ти футовими морськими контейнерами, які містять ємності для зберігання стиснутого газу. Завантаження природним газом можливе також і на морських промислах безпосередньо в ємності контейнерів, розміщених на суднах-контейнеровозах аналогічно завантаженню суден CNG.

Очищений природний газ під тиском, який є у газовому родовищі (приблизно 20...25 МПа) що є достатнім для компресії газу, трубопроводом високого тиску подається з родовища в магістральну вантажну систему високого тиску судна-контейнеровоза. Труби високого тиску магістральних трубопроводів об'єднують блоки CNG-модулів (100...150 шт), що розміщені на палубі і в трюмах контейнеровоза. Від блоків

стиснутий газ подається трубами меншого діаметра до кожного CNG-модуля. Розподіл газу по ємностях високого тиску проводиться за допомогою локальної вантажної системи, яка змонтована у кожному CNG-модулі.

Розвантаження газу безпосередньо в газотранспортну систему або підземне сховище газу України здійснюється на відповідних терміналах. В газотранспортну систему або в підземне сховище газу (Глебівське підземне сховище газу в Криму) за допомогою системи трубопроводів розвантажується тільки стиснутий природний газ, який знаходиться в CNG-модулях.

Завантаження/розвантаження всіх CNG-модулів проводиться одночасно.

Розвантаження заповнених контейнерів за потреби може проводитися на будь-якому контейнерному терміналі в морському порту України. З порту автомобілями або залізницею контейнери можуть транспортуватися в потрібний пункт України. Це виключає необхідність у значних капітальних вкладеннях в будівництво морських трубопроводів або заводів по зрідженню газу для постачання його на ринок суднами LNG, виключає будівництво або придбання суден-газовозів CNG. Основним об'єктом капіталовкладень у запропонованій новій технології є морські контейнери із спеціальними балонами для стиснутого природного газу. Це привабливіша технологія морського транспортування природного газу порівняно з технологією морського транспортування за допомогою суден CNG.

Це означає, що новим елементом технології морського транспортування стиснутого природного газу є самі CNG-контейнеровози із спеціальними CNG-модулями (рис. 1, 2).

### Проектування CNG-модуля

У рамках співпраці НУК та ІФТУНГ було виконано ескізне проектування CNG-модуля для CNG-контейнеровозів.

CNG-контейнеровози та балони високого тиску, що транспортуються ними в CNG-модулях, можуть експлуатуватися в широкому діапазоні значень тиску та температури метану. Тому для проектування CNG-балонів необхідно знати теплофізичні властивості метану.

Основне, що потрібно знати з властивостей метану на початкових стадіях проектування балонів – залежність густини метану від його температури і тиску. Зважаючи на те, що ця залежність не відповідає властивостям ідеального газу, необхідно використовувати результати експериментальних досліджень, викладених у довідниковій літературі.

На базі табличних даних довідникової літератури були розроблені алгоритм і програма, що дозволяють за заданих температури і тиску метану, визначити густину метану. Програма інтерполює табличні дані за допомогою кубічних сплайнів.

Графічне представлення залежності густини метану від температури і тиску показано на рисунках 3, 4.

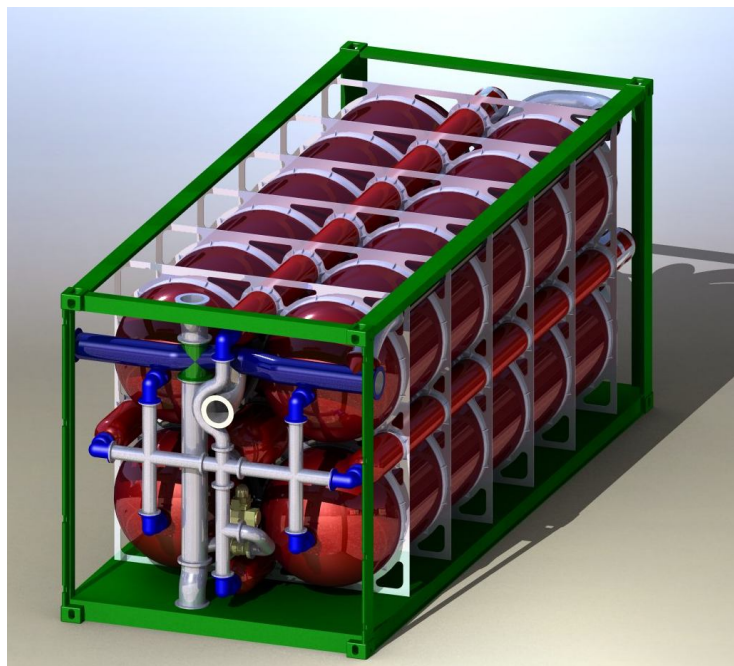


Рисунок 1 — CNG-модуль без зовнішньої обшивки та теплоізоляції

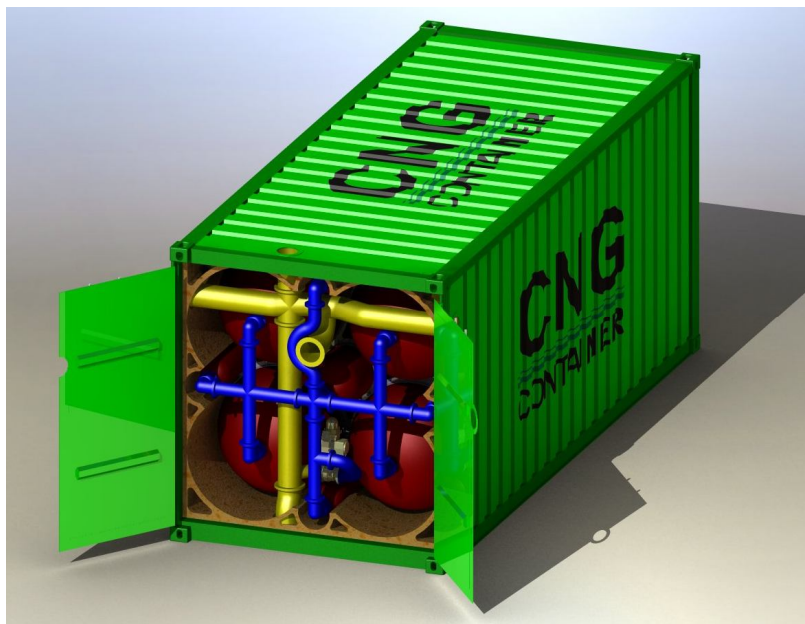


Рисунок 2 — CNG-модуль

Зважаючи на те, що CNG-балони є ємностями високого тиску, в ході початкового проектування було проаналізовано нормативні документи, що регламентують розрахунки міцності таких конструкцій.

Основним документом для цього є **ГОСТ 14249-89 "СОСУДЫ И АППАРАТЫ. Нормы и методы расчета на прочность"**.

Використовуючи вимоги **ГОСТ 14249-89**, дані про властивості метану та математичні залежності для визначення геометричних параметрів циліндричних і сферичних фігур було розроблено алгоритм і програму для визначення основних геометричних і експлуатаційних параметрів CNG-балонів (рис. 5).

Потім було розглянуто різні варіанти комплектування контейнера (рис. 6 – 9) та вибрано варіант з найбільшою ємністю (рис. 2, 7). Товщина стінок балонів на цьому етапі визначалися відповідно до **ГОСТ 14249-89**.

У ході цих розрахунків розглядалися різні матеріали для виготовлення балонів (табл. 1).

При проектуванні контейнера однією з ключових характеристик балонів є величина  $k$  – частка маси газу в повній масі балона з газом, що залежить як від матеріалу балона, так і від робочого тиску в балоні (рис. 10).

Після розрахунків за **ГОСТ 14249-89** були проведені перевіряючі розрахунки за МКЕ (рис. 11 – 13) і внесені незначні зміни в конструкцію балону.

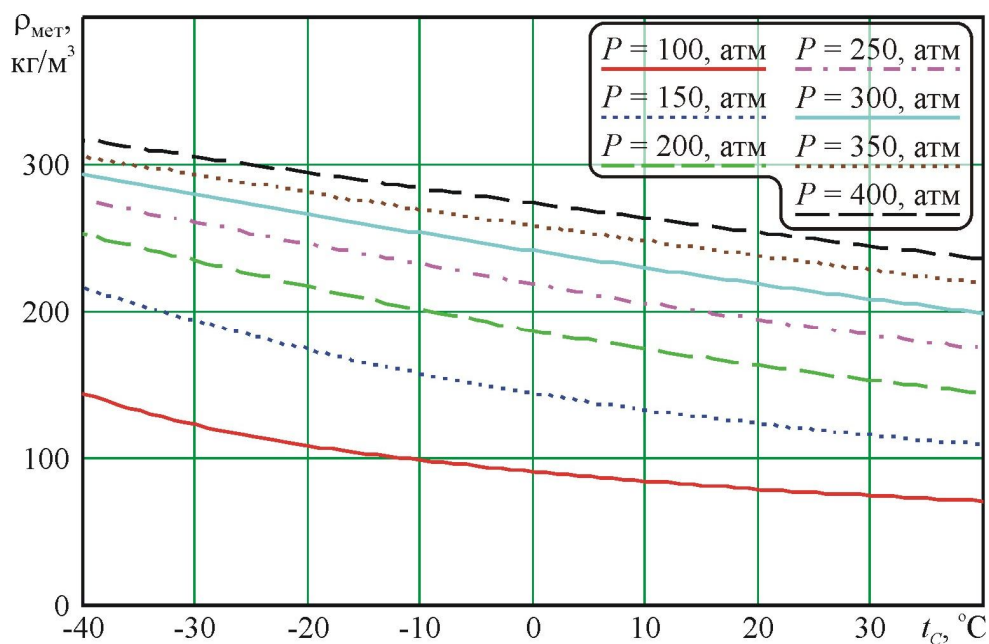


Рисунок 3 — Залежність густини метану від його температури за тиску від 100 до 400 атм.

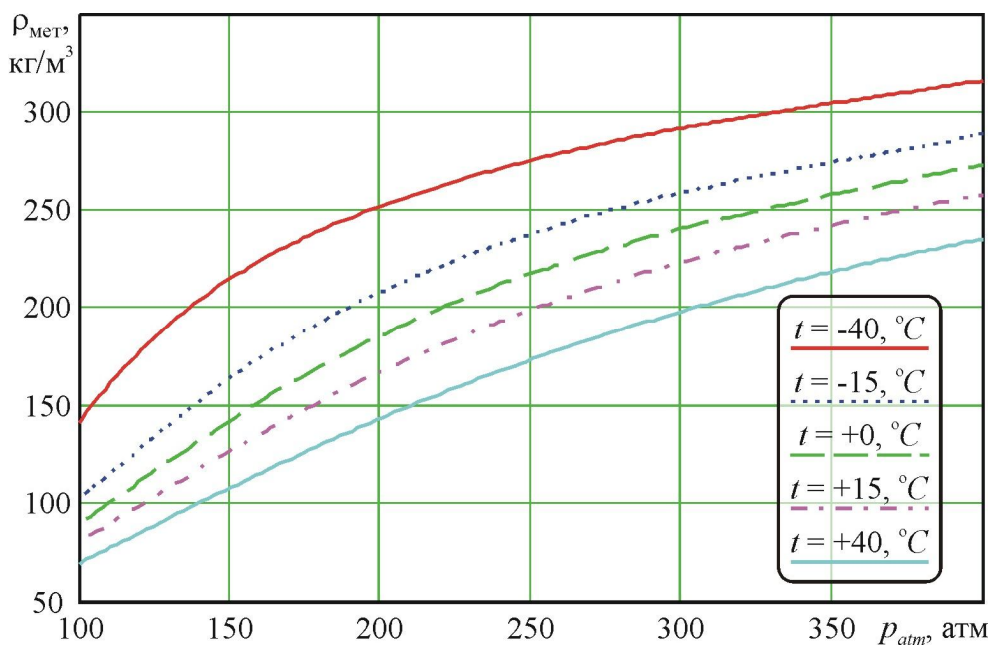


Рисунок 4 — Залежність густини метану від його тиску за температури від  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$

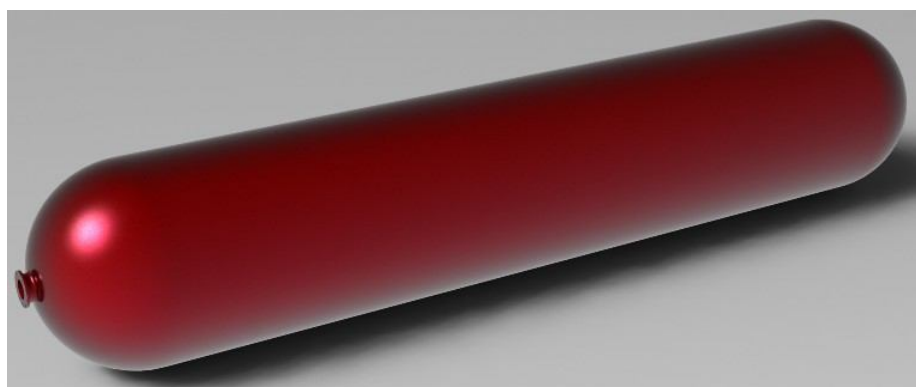


Рисунок 5 — 3D-модель CNG-балона

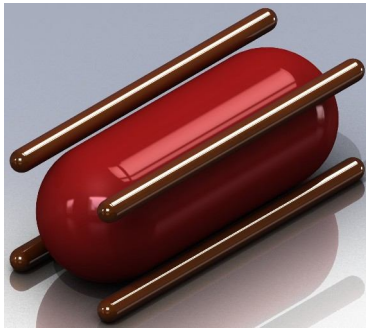


Рисунок 6 - Схема компоновання "1+4"

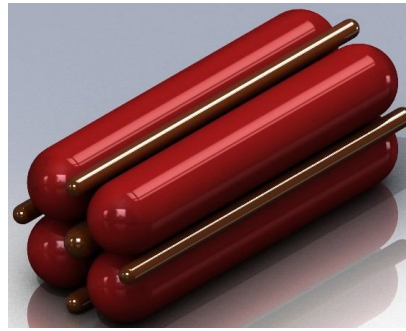


Рисунок 7 - Схема компоновання "4+5"

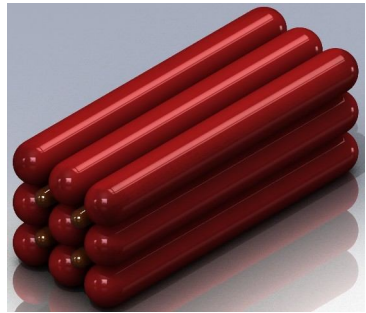


Рисунок 8 - Схема компоновання "9+4"

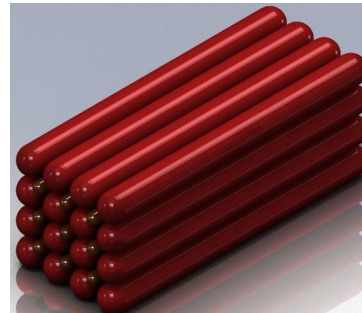


Рисунок 9 - Схема компоновання "16+9"

Таблиця 1 – Матеріали для виготовлення балонів

Найменування матеріалу	Марка матеріалу	Допустиме напруження $[\sigma]$ , МПа	Густина $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Сталь (St.)	09Г2С	215	7820
	X80	314	7700
Титан (Ti)	BT3-1	540	4500
	ПТ-3В	357	4450
Алюміній (Al.)	1561 Чат-Ф	138	2700
Склопластик (Glasfas.)	PBMH-10	510	2600

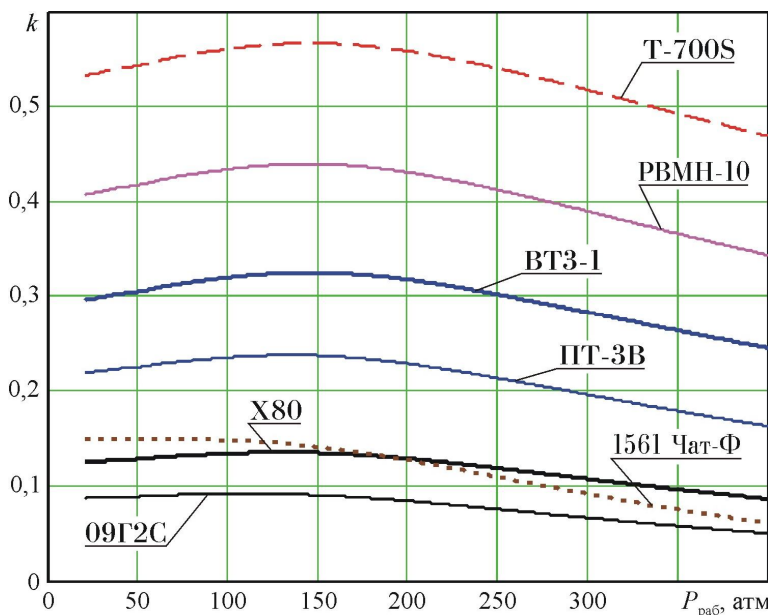


Рисунок 10 – Залежність частки маси газу в повній масі балона з газом від робочого тиску і матеріалу балона

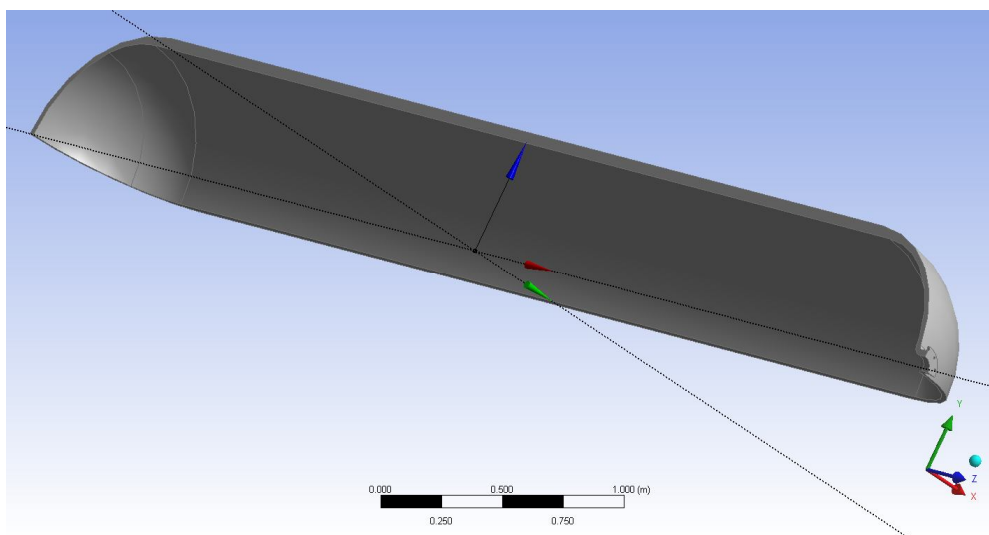


Рисунок 11 – Розрахункова модель CNG-балона

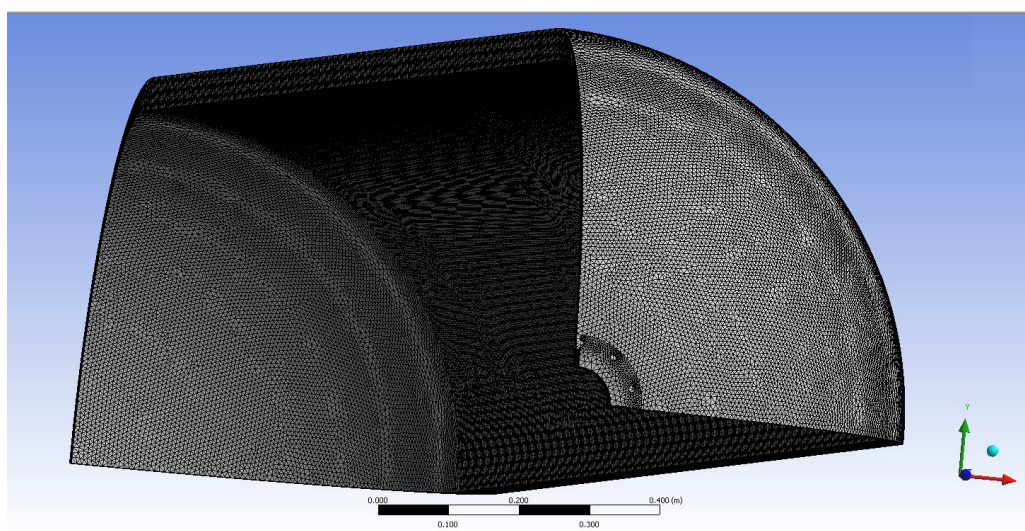


Рисунок 12 – Кінцево-елементна модель CNG-балона

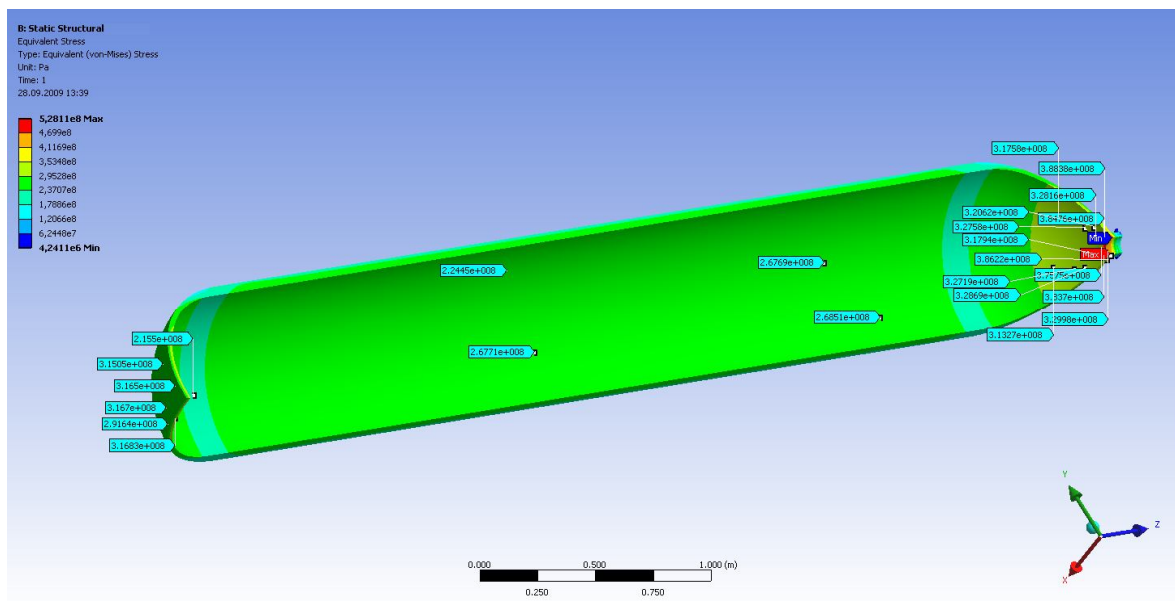


Рисунок 13 – Результати розрахунку напружень за Мізесом для CNG-балона (Сталь X80)

Таблиця 2 – Результати оцінок

Лінія	– Шкікда-Іллічівськ
Протяжність лінії	– 1650 миль (3056 км)
Річна провозодатність 1-го контейнеровоза	– 1,5 млрд.м <sup>3</sup>
Річна провозодатність флоту	– 10,5 млрд.м <sup>3</sup>
Кількість контейнеровозів	– 7 шт.
Кількість модульного парку	– 35840 шт.
Будівельна вартість модульного парку	– 1,78 млрд.долл.
Питомі капіталовкладення	– 178,3 USD/1000м <sup>3</sup>
Транспортний тариф на (100 км)	– 2,2 USD/1000м <sup>3</sup> .

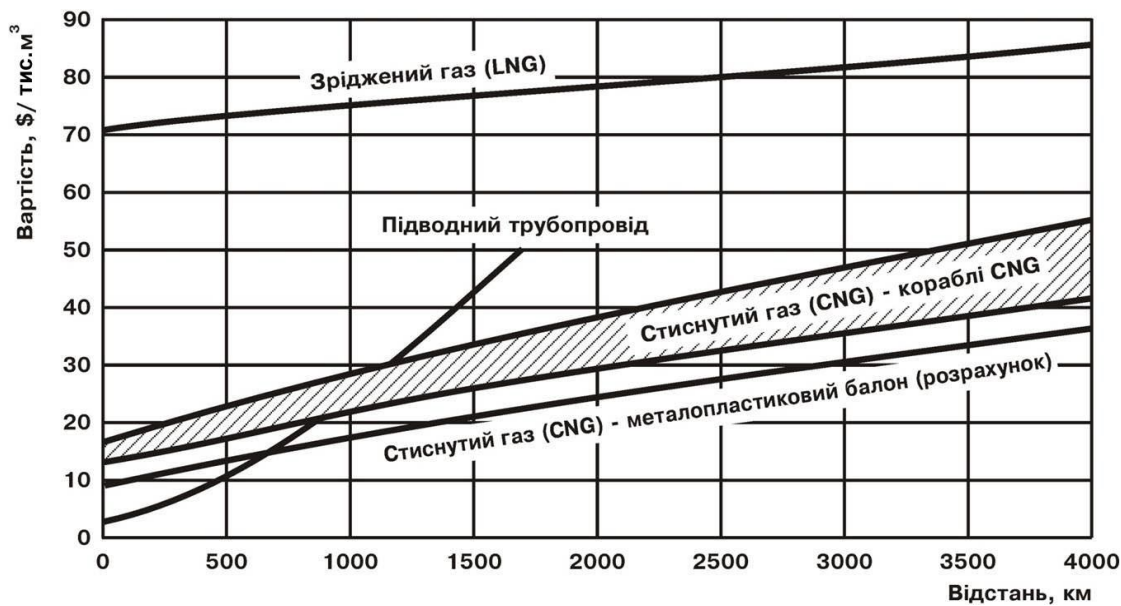


Рисунок 14 – Порівняльні тарифи перевезення природного газу (підводний трубопровід LNG, CNG)

Як результат роботи було створено математичні моделі, програми розрахунку параметрів CNG-модулів, а також оформлено і отримано три патенти на корисну модель [3 – 5].

Основні характеристики CNG-модуля, який було спроектовано, такі: довжина – 6,10 м; ширина – 2,37 м; висота – 2,59 м; кількість балонів – 9 шт; робочий тиск – 25 МПа; максимальний тиск – 42,5 МПа; об’єм балонів одного модуля у стисненому стані – 19,5 м<sup>3</sup>; еквівалентна вантажомісткість одного модуля (за атмосферного тиску) – 5900 м<sup>3</sup>.

**ТРАНСПОРТНІ МОЖЛИВОСТІ ТА ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЗАПРОПОНОВАНОЇ СИСТЕМИ МОРСЬКИХ ПЕРЕВЕЗЕНЬ СТИСНУТОГО ГАЗУ CNG-КОНТЕЙНЕРОВОЗАМИ**

Оцінка транспортних можливостей запропонованої системи морських перевезень газу зафрахтованими контейнеровозами було здійснено на прикладі транспортування природного газу з алжирського порту на Середземному морі Шкікда (Skikda) до порту Іллічівськ на Чорному морі. Вантажомісткість одного контейнеровоза за один рейс – 4480 контейнерів.

Економічна оцінка проводилась для запропонованої системи морського транспортування газу зафрахтованими контейнеровозами, і порівняння ціни російського газу, що постачається до України (179,5 USD/1000 м<sup>3</sup>), з ціною газу в українському порту Іллічівськ, доставленого контейнеровозами з алжирського порту Шкікда (Skikda).

Ціна транспортування контейнерів орендованого в чартер контейнеровоза за один рейс

$$C_{m.1} = C_{ч} \cdot n_{р},$$

де  $C_{ч}$  = 35000 дол. США/доба – світова ставка чартеру контейнеровозів за добу.

Результати оцінок, які було отримано, наведено в таблиці 2.

Порівняння тарифів перевезення природного газу зображено на рис. 14.

Економічна оцінка проведена з урахуванням вартості природного газу для України – 179,5 USD/1000 м<sup>3</sup>; якщо вартість газу буде підвищено удвічі, економічні показники системи морського транспортування стиснутого газу (CNG) на судах контейнеровозах відповідно покращаться.

## СТАН РОЗРОБКИ ТЕХНОЛОГІЙ ТРАНСПОРТУВАННЯ CNG КОНТЕЙНЕРОВОЗАМИ В УКРАЇНІ

### 1. Шляхи прискорення впровадження запропонованої технології морського транспортування стиснутого природного газу

Для прискорення впровадження запропонованої технології морського транспортування стиснутого природного газу можливі такі варіанти використання контейнеровозів:

- 1) закупівля контейнеровозів за кордоном;
- 2) фрахтування контейнеровозів зарубіжних компаній;
- 3) чартерна оренда контейнеровозів.

Одночасно необхідно розпочинати будівництво вітчизняних контейнеровозів на суднобудівних заводах Миколаєва.

### 2. Науково-виробничий потенціал України для створення базових елементів нової технології

В Україні є достатній науково-виробничий потенціал для створення базового елемента нової технології – власних конкурентноздатних спеціальних морських контейнерів для транспортування стиснутого природного газу (газові контейнери), зокрема й запатентовану технологію транспортування стиснутого природного газу [3]:

- власне науково-технічне супроводження (Національний університет кораблебудування, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу та Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України);
- власні проєктанти суден-контейнеровозів (Морське інженерне бюро, Одеса; ВАТ "Чорномосуднопроект", Миколаїв);
- власні конкурентноздатні балони високого тиску (ДП ВО "Південний машинобудівний завод", Дніпропетровськ; Науково-виробниче підприємство "Синтез", Донецьк);
- власні конкурентноздатні спеціальні морські модулі, Миколаїв.

### ПЕРЕВАГИ

1. Нижча вартість транспортування газу порівняно з глибоководними трубопроводами та LNG.

2. Можливість швидкого самостійного проєктування та будівництва CNG-контейнеровозів та балонів високого тиску.

3. Наявність досвіду проєктування та будівництва суден-контейнеровозів.

4. Наявність власного науково-технічного супроводу.

5. Відсутність необхідності будівництва заводу регазифікації у порту вивантаження.

6. Відсутність енерговитрат на регазифікацію.

7. Немає необхідності у проєктуванні та будівництві дорогих та технічно складних суден-газовозів для перевезення зрідженого газу.

8. Можливість доставки CNG-модулів з газом із порту вивантаження у будь-яку точку України автомобільним і залізничним транспортом.

9. Нижчий рівень екологічної небезпеки.

### ВИСНОВКИ

Для реалізації концепції технології транспортування стиснутого природного газу (CNG) на CNG-контейнеровозах Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу разом з Національним університетом кораблебудування імені адмірала Макарова та Інститутом електрозварювання імені Є.О. Патона НАН України мають можливість розробити відповідне техніко-економічне обґрунтування, виконати необхідні проєктні і експериментальні роботи, вести науково-технічне супроводження впровадження проєкту на замовлення НАК "Нафтогаз України".

### Література

1 Зайцев В.В. Суда-газовози / Зайцев В.В., Коробанов Ю.Н. – Л.: Судостроение, 1990. — 304 с.

2 Зайцев В.В. Технико-экономические вопросы проектирования и строительства систем морской транспортировки газов / Зайцев В.В., Еганов А.Е., Тольшев Э.В. – Николаев: УГМТУ, 2002. – 150 с.

3 Пат. 33882 Україна, МПК (2006) F17C 5/00. Спосіб транспортування стиснутого природного газу / Є.І. Крижанівський, В.В. Зайцев, Г.Ф. Романовський, О.М. Карпаш, М.І. Гончарук, Д.В. Зайцев, Вал.В. Зайцев. – № u200804626; заявл. 10.04.08; опубл. 10.07.08 // Промислова власність. – 2008. – Бюл. № 13.

4 Пат. 42693 Україна, МПК(2009) B67D 5/00 F17C 1/00 Транспортний CNG-модуль / Є.І. Крижанівський, В.В. Зайцев, Вал.В. Зайцев, Д.В. Зайцев, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u200903995; заявл. 23.04.09; опубл. 10.07.09 // Промислова власність. – 2009. – Бюл. № 13.

5 Пат. 42694 Україна, МПК(2009) B67D 5/00 F17C 1/00 Спосіб морського транспортування стиснутого природного газу в CNG-модулях / Є.І. Крижанівський, В.В. Зайцев, Вал.В. Зайцев, Д.В. Зайцев, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u200903996; заявл. 23.04.09; опубл. 10.07.09 // Промислова власність. – 2009. – Бюл. № 13.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
16.11.10*

*Рекомендована до друку професором  
Мойсишиним В.М.*

# Техніка і технології

УДК 681.513

## АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ НА ОСНОВІ СИСТЕМИ «СГТ-МІКРО»

Я.Р. Козуч, І.І. Чигур, Тарік Мухаммед, О.О. Скрипка

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

*Розглядається один з варіантів вирішення науково-практичного завдання автоматизації процесу буріння на базі системи «СГТ-МІКРО».*

Ключові слова: буріння свердловин, нечітка логіка, контроль, програмне забезпечення.

*Раасматривается один из вариантов решения научно-практической задачи автоматизации процесса бурения на базе системы «СГТ-МІКРО».*

Ключевые слова: бурение скважин, нечёткая логика, контроль, программное обеспечение.

*This paper is one of the options for the solution of scientific and practical problem of automating the drilling process on the basis of "OHS-MICRO"*

Keywords: drilling, fuzzy logic, control, software.

Найважливішим питанням підвищення якості робіт у процесі буріння свердловин є зменшення кількості ускладнень і запобігання аваріям, пов'язаним з використанням сучасних методів контролю і комп'ютерної техніки. З врахуванням особливостей процесу буріння і необхідністю прийняття рішення про можливість виникнення аварій, актуальним питанням є розроблення системи контролю з метою запобігання виникненню аварій з використанням основних положень теорії нечітких множин і нечіткої логіки. Це дасть можливість виявити аварії на початковій стадії [1, 2].

Основне завдання – це підвищення ефективності контролю для запобігання виникненню аварій та ускладнень процесу буріння в умовах невизначеності за рахунок отримання оперативної і правдивої інформації про взаємозв'язок параметрів і показників процесу буріння. Залежно від характеру, вагомості й напрямку дії всі параметри, що впливають на процес буріння, поділено на три групи: вхідна група некерованих параметрів, вхідна група керованих параметрів, вихідна група залежних контролюючих параметрів. Система рекомендована для впровадження на всіх бурових підприємствах, насамперед, для забезпечення безпеки ведення бурових робіт та профілактики аварій. З 2000 р. почався випуск модифікованої системи з модульною побудовою відеоконт-рольним

пристроєм і модемом для передавання даних у мережі. Система працює під управлінням ОС Windows [3].

Структура побудови системи принципово обрана, виходячи з необхідності вирішення як стандартних завдань, так і для реальної можливості розв'язання розширеного кола завдань, пов'язаних з похило-спрямованим бурінням і геологічними завданнями, тобто система базової комплектації після її постачання та освоєння може бути в будь-який час істотно розширена.

Математичне забезпечення передбачає розширення давачів, калібрування, налагодження, тестування, лінеаризацію і введення в експлуатацію з клавіатури комп'ютера. Крім того, передбачено тестування кабелю і мікропроцесорних пристроїв.

Обмін інформацією між пристроями забезпечується як аналоговими лініями зв'язку, так і цифровими (K8485), вибір між якими визначається надійністю системи та її вартістю.

### Програмне забезпечення складається з:

- нижнього рівня, що здійснює автоматичний збір всього обсягу інформації, яка надходить із працюючої бурової установки, обробку з розрахунком похідних параметрів, калібрування, лінеаризації, налаштування кожного давача, запам'ятовування параметрів в енергоне-



Рисунок 1 – Система «СГТ-МІКРО»

залежній пам'яті; всі функції виконує мікроконтролер;

- верхнього рівня, що здійснює подання поточної інформації в наочній формі на засобах відображення і реєстрації у бурильника і бурового майстра, запис інформації в базу даних; всі функції цього рівня покладені на ЕОМ [3].

Використовувана в системі стандартна база даних "Acsez" дає змогу підключатися до системи одночасно багатьом користувачам і оперативно вирішувати завдання з будівництва свердловин або прогнозування позаштатних ситуацій, забезпечувати взаємозв'язок за рішенням геологічних, технологічних і екологічних завдань.

Багато уваги було приділено розробленню зручного інтерфейсу користувача, який забезпечує основні споживчі якості, такі як наочність інформації і простоту її використання, оперативність, надійність, час реакції попередження аварійних і передаварійних ситуацій, що в результаті уможлиблює організацію більш ефективної роботи персоналу бурових бригад.

#### Система функціонально забезпечує:

- автоматичний збір, обробку з розрахунком похідних параметрів, подання поточної інформації в наочній формі на засобах відображення;

- документування результатів буріння в цифро-аналоговому і графічному вигляді, включаючи рапорт за зміну;

- контроль виходу технологічних параметрів за встановлені користувачем межі з світловим та звуковим сигналізуванням цих подій;

- аварійну сигналізацію при виході параметрів ("Вага на гаку", "Тиск на вході", "Положення тальблока") за граничні значення з поданням сигналів блокування на відповідне бурове обладнання;

- мовне попередження майстра про зміну ситуації у процесі буріння;

- збереження введених установок і констант у випадку відключення первинної живильної напруги;

- автономне функціонування пульта бурильника при відключенні ЕОМ;

- високу експлуатаційну надійність і довговічність за мінімальних витрат на технічне обслуговування та метрологічне забезпечення;

- передавання інформації в локальній мережі та Internet;

- працездатність складових частин системи, розташованих поза приміщенням бурового майстра з температурою від  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ .

Робоче місце забезпечує моніторинг процесу буріння, відображає необхідні параметри в реальному часі, забезпечуючи раннє попередження про: зміну осьової сили, промивання, поглинання, зміну тиску і т.п. Комп'ютер надійно і точно відображає параметри буріння в реальному часі, забезпечуючи можливість діагностування обладнання і вибору між безпекою, вартістю і небезпекою викиду. На комп'ютері відображається вся необхідна інформація: глибина свердловини; об'єм бурового розчину; газовміст; тиск нагнітання; момент на роторі; швидкість обертання ротора; навантаження на гаку; навантаження на долото; рівні та щільності бурового розчину в ємностях; швидкість проходки і т.д.

#### Програмне забезпечення дає змогу:

- підтримувати режим роботи реальному часі і режим роботи «Архів»;

- створювати деревоподібну структуру проектів;

- вибрати один з п'яти «листів», на якому присутні три цифрові панелі, що уможлиблюють спостереження за параметрами в цифровому вигляді;

- роздрукувати вміст екрану на принтері;

- керувати графіками параметрів, які відображаються на графічній панелі (додати, прибрати графік параметру; задати масштаб відображення на обох осях і колір графіка);

- додавати і прибрати параметри в кожній із трьох цифрових панелей, змінювати розмір шрифтів, їх колір. Кількість відображуваних в цифровому вигляді параметрів обмежена лише розмірами екрану і розміром шрифтів, які використовуються для відображення параметра;

- задавати (змінювати) параметри технологічного контролю, які надходять від давачів

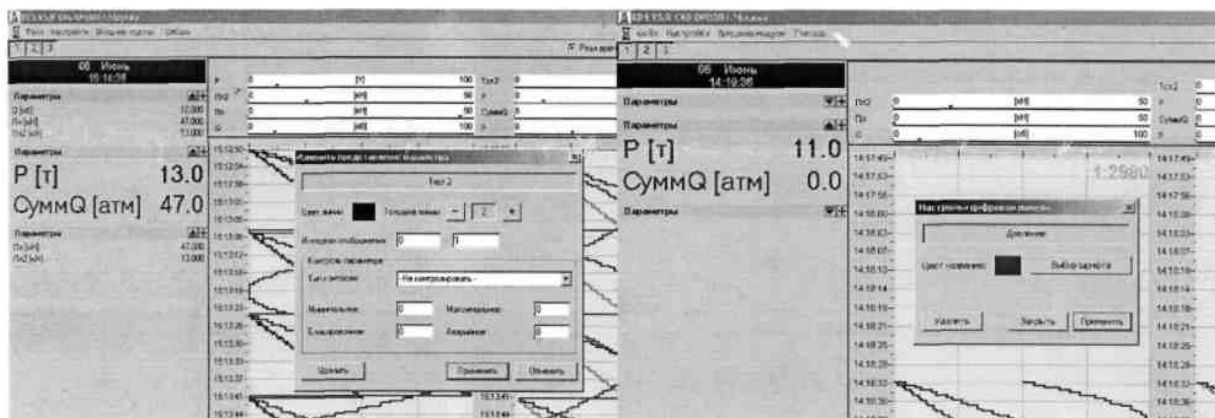


Рисунок 2 – Інтерфейс системи

Таблиця 1 – Експериментальні і розрахункові дані

№ з/п	h <sub>i</sub> , м	t <sub>i</sub> , год.	Σ h, м	Σ t, м	V <sub>мех</sub> , м/ГОД
1	1,0	2,0	1,0	2,0	0,5
2	2,0	2,15	3,0	4,15	0,930
3	3,0	2,30	6,0	6,45	1,304
4	4,0	3,0	10,0	9,45	1,333
5	5,0	3,15	15,0	12,6	1,587
6	6,0	4,0	21,0	16,6	1,50
7	7,0	4,30	28,0	20,9	1,628
8	8,0	4,45	36,0	25,35	1,798
9	9,5	5,30	45,50	30,65	1,793
10	11,0	7,0	55,50	37,65	1,428
11	11,0	7,15	66,50	44,80	1,467
12	14,0	7,30	80,50	52,10	1,918

даних. У програмі передбачений контроль за чотирма ознаками: мінімальне, максимальне, блокувальне та аварійне значення;

- налаштування програми зберігаються автоматично.

Використовуючи дані Булганівської бурової №2 Прикарпатського УБР, дослідимо параметри, які змінюються в процесі буріння гірських порід.

Побудуємо графіки залежності зміни механічної швидкості в часі і сумарної проходки долота від сумарного часу (рис. 3, 4).

Проаналізуємо графік залежності механічної швидкості буріння долотом ТКЗ 215,9 від часу, розбивши його на інтервали (рис. 3). На першому проміжку часу механічна швидкість зростає, оскільки долото, що використовується в процесі буріння, – нове. На другому механічна швидкість приблизно однакова протягом усього проміжку часу. На третьому швидкість буріння збільшується, оскільки буримість породи є меншою. На четвертому швидкість дещо зменшується, що пояснюється входженням в інший (міцніший) шар породи. На п'ятому швидкість знову зростає, як і на третьому часовому інтервалі. На шостому швидкість стабільна, а на сьомому починає зменшуватися через твердість породи.

За методом найменших квадратів та на основі експериментальних даних функцію  $h=f(t)$ :

$S = \sum (y_i - y(x_i))^2 \rightarrow \min$ ,  $y_i$  - значення дослідних даних,  $y(x_i)$  визначимо (обчислюємо) значення функції, обчислене за емпіричною залежністю в точці Б.

$$\begin{cases} 711,25a + 80,5b = 431,85 \\ 80,5a + 12b = 52,10 \end{cases}$$

Знайдемо  $a$  і  $b$ :  $a = 0,46$ ;  $b = 1,34$ .  
Тому  $h = 0,46x + 1,34$ .

На основі обробки експериментальних даних визначено математичну модель зміни проходки на долото в часі (рис. 5).

### Висновок

В останніх комплектах станцій з'явився "чорний ящик", тобто з'явилася можливість зберігати в енергонезалежній пам'яті до 200 значень критичних станів стосовно ваги на гаку. Перевищення параметрів будуть збережені, причому дістатися до цих значень зможуть тільки з комп'ютера зі спеціальними програмами, а стерти їх неможливо жодним із способів.

Як бачимо, з отриманих графіків, можна робити висновки про сам процес буріння і про його зміну в результаті зміни механічної швидкості. Ці дані можна використати для прогнозування параметрів і показників процесу буріння.

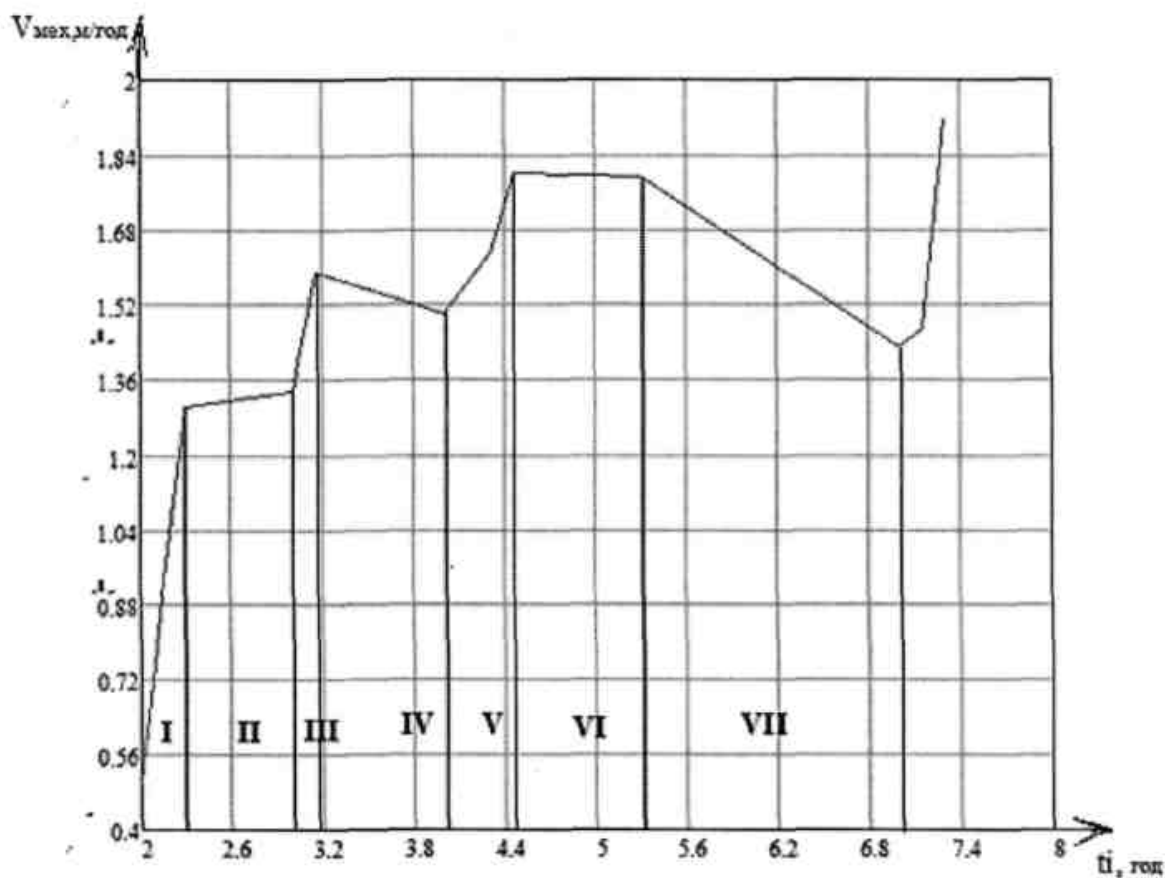


Рисунок 3 – Графік зміни механічної швидкості долота в часі

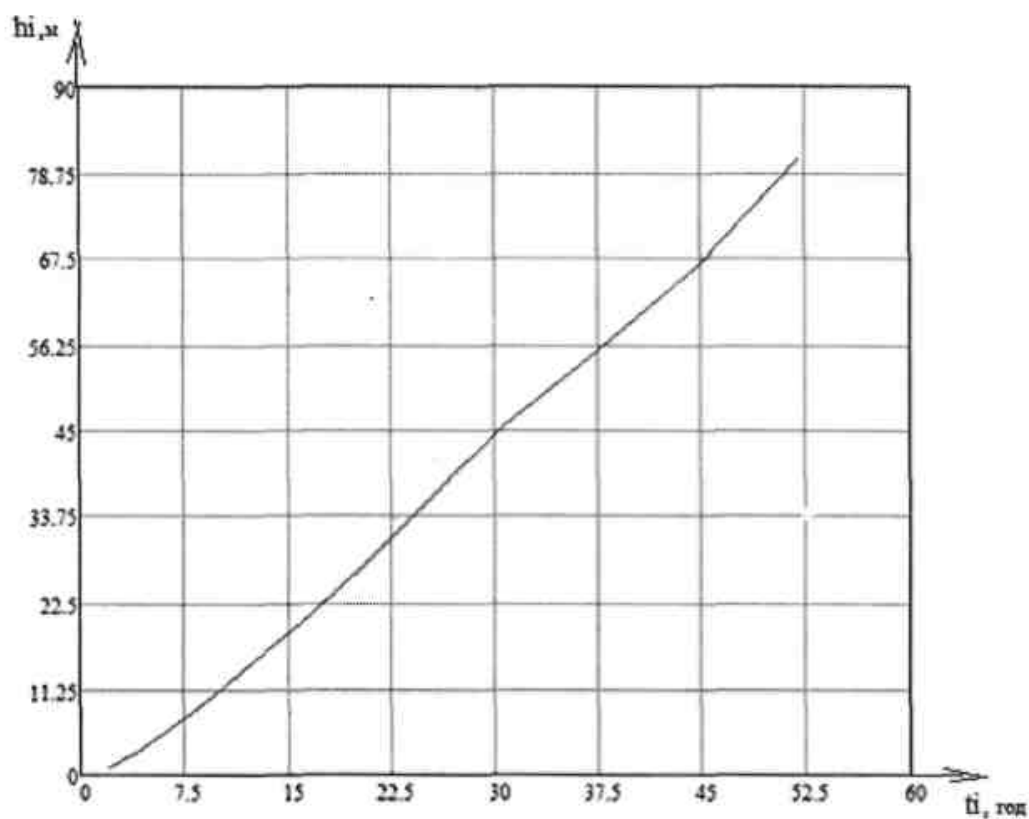


Рисунок 4 – Графік зміни проходки долота з часом

Таблиця 2 – Розрахункові дані

i	$x_i$	$y_i$	$x_i^2$	$x_i y_i$
1	1	2	1	2
2	2	2,15	4	4,30
3	3	2,30	9	6,90
4	4	3	16	12
5	5	3,15	25	15,75
6	6	4	36	24
7	7	4,30	49	30,10
8	8	4,45	64	35,60
9	9,5	5,30	90,25	50,35
10	10	7	100	70
11	11	7,15	121	78,65
12	14	7,30	196	102,2
$\Sigma$	80,5	52,10	711,25	431,85

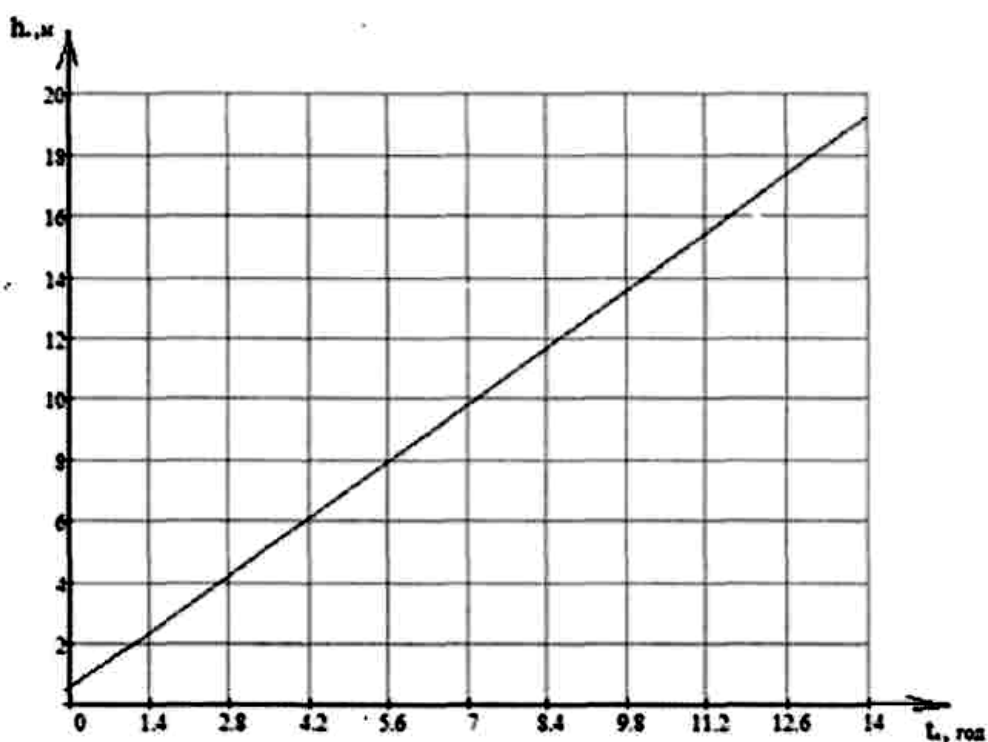


Рисунок 5 – Графік залежності проходки на долото в часі

*Література*

1 Шавранський М.В. Система контролю для запобігання прихопленню бурильної колони в процесі буріння / М.В.Шавранський. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 10 с.

2.Амосов Н.М. Нейрокомп'ютери і інтелектуальні роботи / Н.М.Амосов, Т.Н.Байрон, А.Д.Гольцев. – К: Наукова думка, 1991. – 269 с.

3 СКБ Ореол – система «СГТ-мікро» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.skboreol.ru>

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
28.09.10

*Рекомендована до друку професором*  
**Юрчишиним В.М.**

## КЛАСИФІКАЦІЯ ТА АНАЛІЗ РОБОТИ ПОРШНЕВИХ БУРОВИХ НАСОСІВ

С.С. Чаплінський, З.М. Одосій, В.Я. Шиманський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024,  
e-mail: public@pung.edu.ua

*Розглянуто класифікацію поршневи́х бурових насосів. Проаналізовано роботу цих насосів у процесі буріння глибинних свердловин. Обґрунтовано доцільність використання трипоршневих бурових насосів односторонньої дії порівняно з двопоршневими двосторонньої. Запропоновано рекомендації щодо вибору типу гідравлічної частини бурового насоса на основі вказаних переваг і недоліків.*

Ключові слова: буровий насос, класифікація, конструкція, гідравлічна частина.

*Рассмотрена классификация поршневых буровых насосов. Проанализирована работа этих насосов при бурении глубоких скважин. Обоснована целесообразность использования трехпоршневых буровых насосов одностороннего действия по сравнению с двухпоршневыми двухстороннего. Предложены рекомендации по выбору типа гидравлической части бурового насоса на основании отмеченных преимуществ и недостатков.*

Ключевые слова: буровой насос, классификация, конструкция, гидравлическая часть.

*We consider the classification of piston slush pump and analysis of work these slush pump during drilling deep borehole. The appropriateness of three pistons drill pumps unilateral actions in comparison with two pistons action. Proposed guidelines for choosing the type of hydraulic slush pump on the basis of the marked advantages and disadvantages the results of the analysis.*

Keywords: slush pump, classification, construction, hogshead.

Для очищення вибою від вибуреної породи, підведення енергії до гідравлічного вибійного двигуна та долота, а також охолодження породоруйнівного інструменту бурова установка комплектується гідравлічною системою, яка складається з бурових насосів, нагнітального трубопроводу, обладнання для очищення бурового розчину тощо [1]. В цій системі бурові насоси – це гідравлічні машини, призначені для перетворення механічної енергії привода в гідравлічну енергію потоку бурового розчину і подавання його в свердловину під заданим тиском. Буровий розчин, який подається в свердловину під тиском, допомагає руйнувати гірські породи і використовується для закупорювання тріщин у породах, а також з метою запобігання викидам газу, нафти чи води [3]. Маса бурової установки значною мірою залежить від маси насосної групи, а експлуатаційні витрати на насос складають суттєву частину витрат на буріння.

Вимогам буріння найбільш повно задовольняють поршневі бурові насоси: характеризуються самовсмоктуванням; їх подача не залежить від створюваного напору; вони забезпечують необхідну нерівномірність подавання розчину; можуть перекачувати в'язкі розчини з певним вмістом твердої і газової фаз [4, 5].

Різні умови буріння вимагають використання поршневих бурових насосів різних конструкцій з різними принципами роботи. Їх класифікацію проводять за такими показниками [6 – 8]:

– за типом виштовхувача: поршневий, плунжерний;

– за розміщенням циліндрів: горизонтальний, вертикальний, кутовий;

– за способом дії: односторонньої і двосторонньої дії;

– за схемою гідроблоку: з прямоточним і непрямоточним гідроблоком;

– за способом регулювання подачі: нерегульовані, з ступеневим регулюванням (змінюю втулок циліндра, змінюю частоти ходів поршня за хвилину, змінюю довжини ходу виштовхувача), безступеневим (змінюю частоти ходів поршня за хвилину, змінюю довжини ходу виштовхувача);

– за типом приводу: від електричного двигуна, від двигуна внутрішнього згорання, гідроприводні;

– за кількістю виштовхувачів;

– за швидкохідністю;

– за величиною створюваного тиску і діаметрів поршнів.

Бурові насоси працюють в різних кліматичних умовах за температур від 223 до 323К, час їх безперервної роботи складає від 30 хвилин до 100 годин [9]. При роботі насосів виникають ситуації режиму короткочасного перевантаження. Це зумовлено руйнуванням стінок свердловини, забрудненням промивних каналів долота, збільшенням густини та в'язкості бурового розчину [2, 10, 11].

Потужність сучасних бурових насосів сягає 1500 кВт і більше, тиск нагнітання – 40 МПа, їх подача – 0,08 м<sup>3</sup>/с [2].

На даний час широко використовуються дво- і трипоршневі бурові насоси з горизонтальним розміщенням осей циліндрів, оскільки

вони найбільш повно відповідають вимогам технології буріння, дозволяють перекачувати забруднені бурові розчини, характеризуються кращими умовами всмоктування та ремонтно-здатності порівняно з насосами із вертикальним та кутовим розміщенням осей циліндрів [2, 10].

Аналізуючи [12, 13, 14], можна зробити висновок, що використання трипоршневих бурових насосів односторонньої дії для буріння глибоких свердловин є більш доцільним ніж двопоршневих двосторонньої дії, оскільки:

- вони дозволяють подавати більшу кількість бурового розчину в свердловину за одиницю часу, мають більшу потужність та подають розчин під більш високим тиском, що суттєво важливо при збільшенні глибин буріння;

- конструктивна схема насосів “триплекс” порівняно з насосами “дуплекс” забезпечує меншу металомісткість (маса їх менша всередньому на 30 – 40%), зменшення номенклатури і загальної маси швидкозношуваних змінних деталей, полегшення умов праці та зменшення часу на заміну деталей, транспортування і монтування на робочому місці [12, 2, 15];

- завдяки меншій масі здешевлюється їх транспортування [5];

- механічний ККД двопоршневих бурових насосів складає 0,82 – 0,83, а об’ємний – 0,9. У трипоршневих бурових насосів механічний ККД – 0,9, а об’ємний при роботі з підпірним насосом 0,97 – 0,99 [16, 17];

- в них зменшена нерівномірність подачі більше ніж удвічі порівняно з двопоршневими, а нерівномірність тиску – у 5 разів [12, 18], що дало змогу підвищити їх швидкохідність і зменшити об’єм та масу пневмокомпенсаторів [19, 5];

- при потужності до 140 кВт їх можна використовувати без пневмокомпенсаторів;

- в них є можливість охолодження робочої поверхні циліндрової втулки в зоні її контакту з поршнем [5, 15];

- в них реалізується схема гідравлічної коробки “клапан над клапаном”, що зменшує шкідливий об’єм і підвищується коефіцієнт подачі, а, відповідно, і ККД насоса;

- вони більш швидкохідні і в них використовується менший діаметр клапана [12, 15].

Трипоршнєві бурові насоси використовуються разом з підпірними відцентровими насосами, які забезпечують [3, 12, 15]: збільшення коефіцієнта наповнення насоса при збільшенні частоти ходів поршня; збільшення гідравлічної потужності і тиску нагнітання; зменшення вібрації вхідних трубопроводів; зменшення зношування деталей насоса; більш рівномірне подавання розчину; можливість перекачувати розчини з домішками нерозчинених газів.

Сьогодні трипоршнєві бурові насоси випускають багато фірм, зокрема: “Уралмаш” (Росія), “Барикада” (Росія), Bethlehem Supply Company (США), Cardwell mfg. Co. Inc (США), Snyder (США), SALJ of America (США) “National” (США), “Gardner-Denver” (США), “Oilwell” (США), “Armco-National” (США), “Continental-Emsco” (США), “Wirth” (Німеччина),

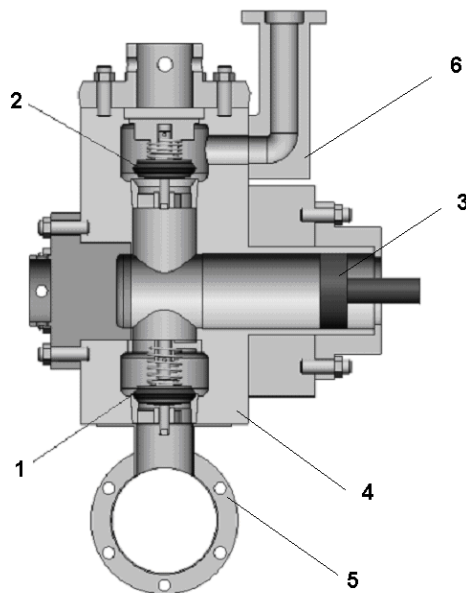
“Ideco-Dresser” (США), “Supply-Division” (США), “Wilson” (США), “Skytop Brewster” (США), “OPI Pump” (США), “Industriaexport-import” (Румунія) [13, 15, 19, 20].

Насоси характеризуються такими параметрами: потужність насоса  $N$ , кВт; максимальна подача  $Q$ , м<sup>3</sup>/с; максимальний тиск нагнітання  $P$ , МПа;  $n$  – частота ходів поршня, хв<sup>-1</sup>; коефіцієнт подачі  $\eta_0$  і загальний ККД  $\eta$  [21, 22]. Необхідні характеристики насоса забезпечуються зміною конструктивних параметрів: довжиною ходу поршня  $S$ , мм; частотою ходів поршня  $n$ , хв<sup>-1</sup>; діаметром поршня  $d_p$ , мм.

Конструкції та характеристики насосів, які випускаються в країнах СНД, регламентовані нормативними документами, зокрема [23]. Взаємозамінність стандартних змінних деталей (клапанів, поршнів, штоків) зарубіжних насосів забезпечується відповідністю до їх приєднувальних розмірів стандартами API [24]. Нормативним документом, що регламентує приєднувальні розміри деталей в насосах, які випускаються в країнах СНД, є ОСТ 26-02-1129-75. Насоси поршнєві бурові. Конструктивні параметри та присоединительные размеры сменных деталей. [25].

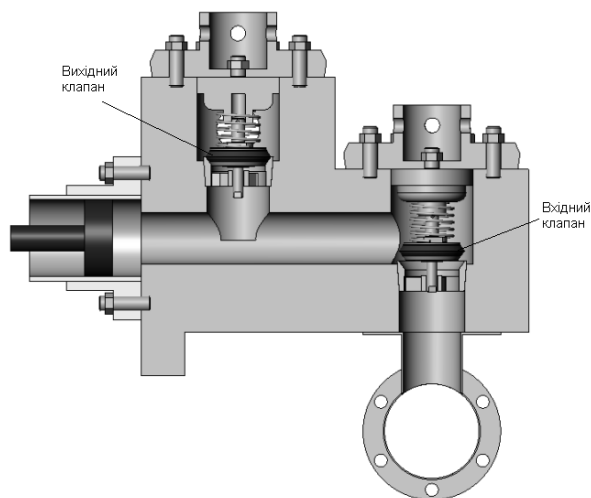
Незважаючи на характеристики різних марок трипоршневих бурових насосів односторонньої дії, які випускають різні фірми, принципова конструктивна схема їх механічної частини суттєво не відрізняється. Відмінність спостерігається лише в конструкціях гідравлічних частин, яка зумовлює умовний поділ насосів “триплекс” на 3 типи [15, 26]:

1) конструкція прямої гідравлічної частини – клапани розміщені один над одним вздовж однієї осі (рис. 1);



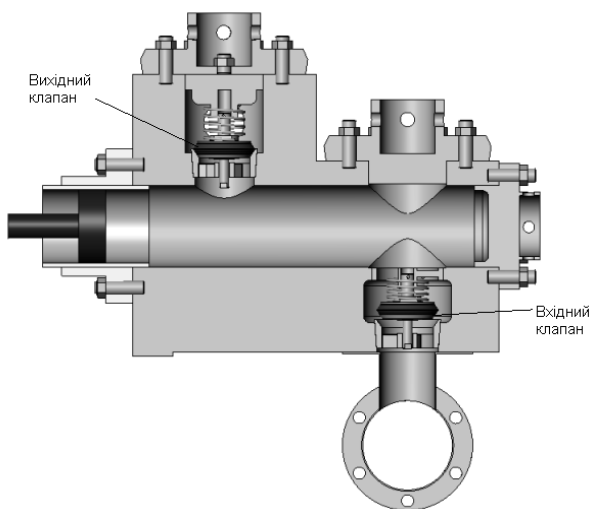
1 – вхідний клапан; 2 – вихідний клапан;  
3 – поршень; 4 – гідравлічна коробка; 5 – вхідний трубопровід; 6 – вихідний трубопровід  
Рисунок 1 – Конструкція прямої гідравлічної частини насоса “триплекс” (тип 1)

2) конструкція L-подібної гідравлічної частини з розміщенням вхідного клапана на осі руху поршня (рис. 2);



**Рисунок 2 – Конструкція L-подібної гідравлічної частини насоса “триплекс” із розміщенням вхідного клапана на осі руху поршня (тип 2)**

3) конструкція L-подібної гідравлічної частини з розміщенням вхідного клапана нижче осі руху поршня (рис. 3).



**Рисунок 3 - Конструкція L-подібної гідравлічної частини насоса “триплекс” з розміщенням вхідного клапана нижче осі руху поршня (тип 3)**

Кожна з конструкцій має свої переваги і недоліки, тому вибір типу гідравлічної частини фірми-виробники здійснюють на основі конкретної поставленої мети і потреб споживачів.

Для умов руху бурового розчину в гідравлічній частині бурового насоса найкращою є конструкція типу 1. При цьому потік бурового розчину спрямовується у напрямку найменшого гідравлічного опору. Така конструкція володіє доброю ремонтпридатністю циліндро-поршневої пари, мінімальним шкідливим об'ємом гідравлічної частини. Але така конструкція

гідравлічної частини утруднює доступ до вхідного клапана при його заміні [12, 13, 14, 15, 26].

Для забезпечення кращого доступу до вхідного клапана при ремонті випускають насоси з гідравлічними частинами типу 2. При цьому, поряд із збільшенням гідравлічних втрат, утруднюється заміна циліндрових втулок та поршнів, які потрібно при такій конструкції знімати “назад”, тобто в сторону механічної частини [15].

Щоб забезпечити заміну циліндрових втулок та поршнів “вперед” фірми-виробники випускають насоси з гідравлічними частинами, в яких вхідний клапанний вузол розміщений нижче осі руху поршня (тип 3), що, поряд з покращенням ремонтоздатності, призводить до збільшення об'єму конструкції, і, крім того, вони є нетехнологічними при виготовленні [26, 12, 15].

Основні конструктивні схеми гідравлічних частин бурових насосів різних фірм-виробників наведено в [13] із доповненнями представлено в табл. 1.

На сьогодні при конструюванні бурових насосів досягнуто компроміс таким чином, що при L-подібній гідравлічній частині з розміщенням вхідного клапана нижче осі руху поршня він знімається “вперед”, а циліндрова втулка – “назад”.

Отже, при виборі типу гідравлічної частини бурового насоса слід враховувати: подачу (продуктивність), ККД, ступінь ремонтоздатності, надійність і довговічність швидкозношуваних вузлів бурового насоса.

### Література

- 1 Новое поколение буровых установок Волгоградского завода в Западной Сибири / В.Г. Колчерин, И.В. Колесников, В.С. Копылов, Ю.Л. Баренбойм. – Сургут: ТУП ХМАО Сургутская типография, 2000. – 319 с.
- 2 Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин / Н.А. Северинчик. – М.: Недра, 1986. – 368 с.
- 3 Верзилин О.И. Современные буровые насосы / О.И. Верзилин. – М.: Машиностроение, 1971. – 255 с.
- 4 Кирсанов А.Н. Буровые машины и механизмы / А.Н. Кирсанов, В.П. Зиненко, В.Г. Кардыш. – М.: Недра, 1981. – 448 с.
- 5 Николич А.С. Поршневые буровые насосы / А.С. Николич. – М.: Недра, 1973. – 224 с.
- 6 Дудля Н.А. Проектирование буровых машин и механизмов / Н.А. Дудля. – К.: Высшая школа, 1990. – 272 с.
- 7 Лобачев П.В. Насосы и насосные станции / П.В. Лобачев. – М.: Стройиздат, 1990. – 320 с.
- 8 Молчанов А.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы / А.Г. Молчанов, В.Л. Чичеров. – М.: Недра, 1983. – 308 с.
- 9 Лесецкий В.А. Буровые машины и механизмы / В.А. Лесецкий, А.Л. Ильский. – М.: Недра, 1980. – 391 с.

Таблиця 1 – Конструктивні схеми гідравлічних частин

Фірма-виробник	Тип гідравлічної частини	Напрямок заміни	
		поршня	циліндрової втулки
“Уралмаш” (Росія)	1	вперед	вперед
“Баррикады” (Росія)	2	назад	назад
“National” (США)	3	назад	назад
“Gardner-Denver” (США)	1	вперед	вперед, назад
“Oilwell” (США)	3	назад	назад
“Continental-Emsco” (США)	1	вперед	вперед
“Wirth” (Німеччина)	3	вперед, назад	назад
“Ideco-Dresser” (США)	1	вперед, назад	назад
“Skytop Brewster” (США)	1	вперед	вперед
“OPI Pump” (США)	3	назад	назад
“Industrial export-import” (Румунія)	1	вперед	вперед

10 Ильский А.Л. Буровые машины, механизмы и сооружения / А.Л. Ильский, В.М. Касьянов, В.Г. Порошин. – М.: Недра, 1967. – 472 с.

11 Кардыш В.Г. Современное состояние, тенденции развития основных параметров и конструктивные особенности зарубежных буровых насосов: Обзорная инф. / В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков, А.С. Окмянский // Техника и технология геолог. разв. работ, орг-я произв – М.: ВИЭМС, 1980. – 42 с.

12 Ильский А.Л. Трехцилиндровые насосы простого действия и их применение в буровых установках / А.Л. Ильский [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 55 с.

13. Романов А.З. Зарубежные буровые насосы и сменные детали их гидравлической части: Обзорная инф. / А.З. Романов, И.Б. Малкин, И.Е. Рудаковский // Сер. ХМ-3. Нефтепром. машиностр. – М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1985. – 44 с.

14 Ильский А.Л. Расчет и конструирование бурового оборудования / А.Л. Ильский, Ю.В. Миронов, А.Г. Чернобыльский. – М.: Недра, 1985. – 452 с.

15 Ловчев С.В. Основные параметры и особенности конструкций современных буровых насосов: Обзорная инф. / С.В. Ловчев. – М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1979. – 65с. – (Сер. ХМ-3. Нефтепром. машиностр.).

16 Синицкий В.М. О динамике клапанов насосов привода гидравлических прес сов / В.М. Синицкий // Вестник машиностроения. – 1960. – №1. – С. 32-46.

17 Механика турбулентных потоков // Труды конференции. – М.: Машиностроение. – 1980. – 265 с.

18 Скрыпник С.Г. Анализ параметров и конструктивных особенностей буровых зарубежных установок: Обзорная инф. / С.Г. Скрыпник // Сер. машины и нефтяное оборудование. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 76 с.

19 Ливак І.Д. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса / І.Д. Ливак, З.М. Одосій, С.С. Чаплінський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.

20 Даниелян А.А. Основные направления проектирования оборудования для бурения глубоких скважин / А.А. Даниелян. – М.: Недра, 1967. – 280 с.

21 Караев М.А. Гидравлические показатели современных буровых насосов двухстороннего действия / М.А. Караев // РНТС ВНИИОЭНГ Сер. “Машины и нефтяное оборудование”. – 1977. – №1. – С. 16-18.

22 Ушаков А.М. Гидравлические системы буровых установок / А.М. Ушаков. – Л.: Недра, 1988. – 159 с.

23. ГОСТ 6031-76. Насосы буровые поршневые. Основные параметры. – М.: Изд-во стандартов, 1976.

24. API Specification for Rotary drilling Equipment API Spec. 1, 1975, IV.

25. ОСТ 26-02-1129-75. Насосы поршневые буровые. Конструктивные параметры и присоединительные размеры сменных деталей. – М.: Изд-во стандартов, 1975.

26. Современные буровые трехпоршневые насосы: Обзорная инф./ Сер. машины и нефтяное оборудование // – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 52 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
05.10.10*

*Рекомендована до друку професором  
Петриною Ю.Д.*

# Дослідження та методи аналізу

УДК 622.026

## ПРО ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНИ НАПРУЖЕНОГО СТАНУ МАСИВУ ГІРСЬКИХ ПОРІД ПРИ БУРІННІ ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН

<sup>1</sup>Е.М. Барановський, <sup>2</sup>В.М. Мойсишин

<sup>1</sup> ПВ УкрДГРІ; 36002, м. Полтава, вул. Фрунзе, 149; тел. (0532) 592666;  
e-mail: p v u k r d g r i @ m a i l . l v i v . u a

<sup>2</sup> ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123,  
e-mail: m a t h @ n u n g . e d u . u a

На основі комплексного підходу, що включає аналіз і узагальнення науково-технічних досягнень та промислові дослідження, вперше теоретично обґрунтовано і підтверджено промисловим матеріалом, що потенціальна енергія деформації є основним чинником, який впливає на геомеханічні процеси при бурінні глибоких свердловин. При енергетичній оцінці стану гірського масиву використано виведені формули для визначення питомої потенціальної енергії деформації та її складових. Встановлено залежність ефективності комбінованого руйнування гірської породи від співвідношення питомої механічної енергії руйнування породи і питомої потенціальної енергії зміни об'єму. Запропоновано способи керування геомеханічними процесами при проведенні бурових робіт.

Ключові слова: гірський масив, геомеханічний процес, саморуйнування гірської породи, свердловина, буріння.

На основании комплексного подхода, включающего анализ и обобщение научно-технических достижений, а также промышленные исследования, впервые теоретически обосновано и подтверждено промышленным материалом, что потенциальная энергия деформации является основным фактором, влияющим на геомеханические процессы при бурении глубоких скважин. При энергетической оценке состояния горного массива использованы формулы, полученные авторами для определения удельной потенциальной энергии деформации и ее составляющих. Установлена зависимость эффективности комбинированного разрушения породы и удельной потенциальной энергии изменения объема. Предложены способы управления геомеханическими процессами при проведении буровых работ.

Ключевые слова: горный массив, геомеханический процесс, саморазрушение горной породы, скважина, бурение.

On the basis of complex approach, that includes the analysis and generalization of scientific and technical achievements, industrial researches, theory mentioned at first and it is confirmed by industrial material, that potential energy of deformation is a basic factor which affects geomechanical processes at the boring drilling of deep mining holes. At power estimation of being of mountain range the shown formulas out are used for determination of specific potential energy of deformation and its constituents. Dependence of efficiency of the combined destruction of mountain breed is set on correlation of specific mechanical energy of destruction of breed and specific potential energy of change of volume. The methods of geomechanical process control are offered during conducting of boring works.

Keywords: mountain range, geomechanical process, self-destruction of mountain breed, mining hole, boring drilling.

Аналіз інформаційних джерел свідчить, що в напруженому масиві відбувається накопичення величезних запасів потенціальної енергії, яка може реалізуватися у вигляді різних, в тому числі і динамічних проявів. Сили гірського тиску виконують величезну роботу, яка при некерованих процесах вивільнення енергії, у проце-

сі проведення гірничих робіт реалізується в різних негативних проявах, пов'язаних з руйнуваннями гірського масиву.

Відомо [1, 2], що частина потенціальної енергії витрачається на зміну об'єму елемента породи  $u_{об}$ , а частина – на зміну його форми  $u_{ф}$ .

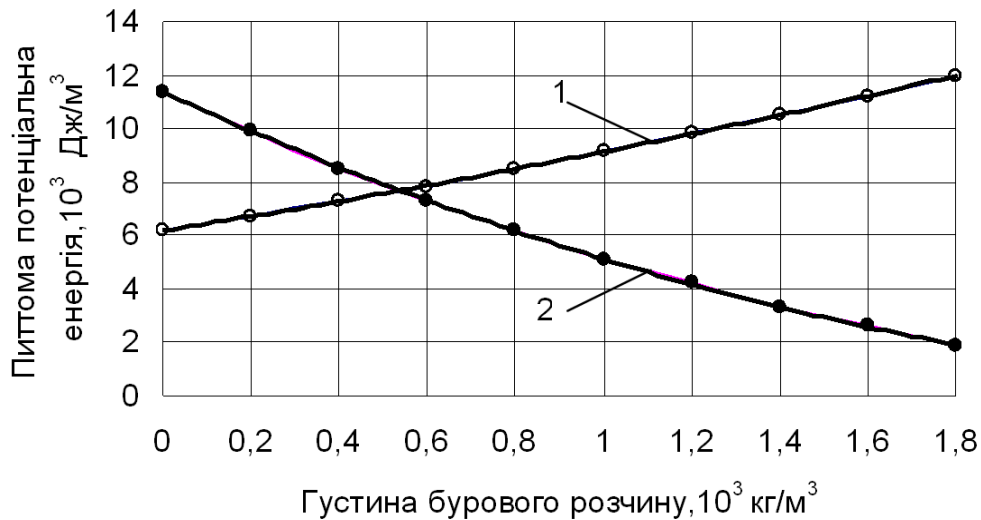


Рисунок 1 – Залежність складових питомої потенціальної енергії зміни об'єму (1) та форми (2) від густини бурового розчину

Таким чином, можна вважати, що повна питома потенціальна енергія деформації дорівнює:

$$u = u_{об} + u_{\phi}. \quad (1)$$

Для визначення питомої потенціальної енергії деформації та її складових у випадку об'ємного напруженого стану запропоновано формули [1]:

$$u = \frac{1}{2E} g^2 H^2 [\rho_n^2 (5 - 4\mu) - 4 \rho_n \rho_p (1 + \mu) + 2 \rho_p^2 (1 + \mu)], \quad (2)$$

$$u_{об} = \frac{1 - 2\mu}{6E} g^2 H^2 (9 \rho_n^2 + 12 \rho_n \rho_p + 4 \rho_p^2), \quad (3)$$

$$u_{\phi} = \frac{1 + \mu}{E} g^2 H^2 (\rho_n^2 - 2 \rho_n \rho_p + \rho_p^2). \quad (4)$$

де:  $\mu$  – коефіцієнт Пуассона;  $E$  – модуль Юнга;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $H$  – глибина виробки;  $\rho_n$ ,  $\rho_p$  – густина породи і рідини відповідно.

Представлені формули є теоретичними основами для аналізу змінюваних складових питомої потенціальної енергії деформації. За фактичними даними, отриманими при бурінні Кольської надглибокої свердловини (СГ-3), проведено розрахунки питомих потенціальних енергій зміни об'єму і форми та побудовано графік (рис. 1). На графіку зображено характер зміни складових питомої потенціальної енергії деформації в залежності від величини густини бурового розчину. Точка перетину кривих питомих потенціальних енергій зміни об'єму і форми є величиною густини бурового розчину, за якої вони рівні. При збільшенні або зниженні густини бурового розчину ці складові набувають значень, які відповідають породі, що знаходиться в об'ємному або плоскому напруженому стані.

Під стійкістю гірничої виробки розумітимемо здатність матеріальної системи зберігати свій стан в умовах збурюючих чинників техно-

логічної дії. Кількісну оцінку стійкості ( $K_{cm}$ ) з урахуванням енергії гірського масиву можна подати [3] так:

$$K_{cm} = \frac{[u]}{u} = \frac{\sigma^2}{g^2 H^2} \times$$

$$\times \frac{1}{[\rho_n^2 (5 - 4\mu) - 4 \rho_n \rho_p (1 + \mu) + 2 \rho_p^2 (1 + \mu)]}, \quad (5)$$

$$K'_{cm} = \frac{[u_{об}]}{u_{об}} = \frac{\sigma^2}{g^2 H^2 (9 \rho_n^2 + 12 \rho_n \rho_p + 4 \rho_p^2)}, \quad (6)$$

$$K''_{cm} = \frac{[u_{\phi}]}{u_{\phi}} = \frac{\sigma^2}{3 g^2 H^2 (\rho_n^2 - 2 \rho_n \rho_p + \rho_p^2)}. \quad (7)$$

де:  $[u]$ ,  $[u_{об}]$ ,  $[u_{\phi}]$  – вирази питомих потенціальних енергій для випадку лінійного напруженого стану;  $\sigma$  – допустиме значення нормального напруження, прийняте для лінійного розтягу або стиснення.

Результати розв'язання практичних задач стійкості гірничих виробок засвідчили, що неможливо ігнорувати непружні властивості порід, оскільки це спотворює не тільки кількісну, але і якісну сторону динамічного явища. У зв'язку з цим для умов глибокого буріння запропоновано формулу для визначення коефіцієнта розсіювання енергії ( $\psi$ )

$$\psi = \frac{u_{\phi}}{u_{об} + u_{\phi}}. \quad (8)$$

Для встановлення закономірності впливу непружних динамічних характеристик гірських порід на ускладнення, зроблено аналіз залежності параметра пружної анізотропії і коефіцієнта розсіювання енергії порід від глибини свердловини. В межах всього розрізу свердловини СГ-3 виділено ряд геоблоків (поверхів), які відрізняються параметрами просторового розміщення площини анізотропії (табл. 1). У даному випадку під терміном "поверх" розуміється ін-

Таблиця 1 – Параметри пружної анізотропії та коефіцієнт розсіювання енергії масиву по розрізу СГ-3

Номер поверху	Інтервал, м	Потужність, м	Азимут простягання площини анізотропії $\theta$ , град.	Кут падіння площини анізотропії $\alpha_c$ , град.	Параметр анізотропії $B_c$	Коефіцієнт розсіювання енергії $\psi$
1	0-1200	1200	—	—	0,05	0,335
2	1200-1800	500	ПдСх 118	ПдСх 40	0,04	0,320
3	1800-2100	300	—	ПдЗх 0-90	0,13	0,309
4	2100-4400	2300	ПдСх 118	ПдЗх 40	0,06	0,301
5	4400-6200	1800	ПнСх 90	ПдЗх 60-70	0,18	0,297
6	6200-7600	1400	ПдСх 127	ПдЗх 50-60	0,22	0,293
7	7600-8600	1000	ПнСх 80	ПдСх 50	0,31	0,220
8	8600-10150	1550	ПнСх 40	ПдСх 40	0,28	0,199
9	10150-11100	950	ПдСх 120	ПнЗх 40	0,20	—
10	>11100	>1160	ПнСх 35	ПнЗх 40	0,19	—

тервал глибин, в межах якого витримуються приблизно однакові значення азимута, простягання кута падіння площини анізотропії параметра  $B_c$ .

Отримані результати аналізу (табл. 1) свідчать про те, що в умовах глибокого буріння коефіцієнт розсіювання енергії може слугувати параметром для прогнозування і попередження ускладнень.

Для встановлення впливу флюїдів на напружений стан продуктивного пласта запропоновано формули [4] для визначення питомої потенціальної енергії пласта та її складових у випадку об'ємного напруженого стану

$$u_p = \frac{1}{2E} \left\{ g^2 H^2 \left[ \rho_n^2 (5 - 4\mu) - 4\rho_n \rho_p (1 + \mu) + 2\rho_p^2 (1 + \mu) \right] + 6gHA(1 - 2\mu) + 3A^2(1 - 2\mu) \right\} \quad (9)$$

$$u_{обp} = \frac{1 - 2\mu}{2E} \left[ g^2 H^2 (9\rho_n^2 + 12\rho_n \rho_p + 4\rho_p^2) + gHA(18\rho_n + 12\rho_p) + 9A^2 \right], \quad (10)$$

$$u_{фp} = \frac{1 + \mu}{E} g^2 H^2 (\rho_n^2 - 2\rho_n \rho_p + \rho_p^2), \quad (11)$$

де:  $A = p \left[ \frac{1 + \mu}{(1 - 2\mu)\alpha\Delta T} + \frac{1 + \mu}{1 - \mu} \right]$ ;  $p$  – тиск флюїду;  $\alpha$  – коефіцієнт теплового розширення породи;  $\Delta T$  – перепад температури на стінці свердловини.

Аналіз наведених формул засвідчує, що пластовий тиск не впливає на формування питомої потенціальної енергії зміни форми.

За наявності відповідної кількості енергії можна отримати принципово новий спосіб комбінованого руйнування, в якому проходять два процеси – саморуйнування породи, викликане накопиченою енергією в гірському масиві, і механічне руйнування, спрямоване на подрібнення породи.

Для визначення питомої енергії, затраченої на механічне руйнування породи, скористаємось формулою:

$$u_p = 4 \frac{G \cdot n}{\kappa D V_m}, \quad (12)$$

де:  $G$  – осьове навантаження на долото;  $n$  – частота обертів долота;  $\kappa$  – коефіцієнт, який залежить від властивостей породи, типу і конструкції долота;  $D$  – діаметр долота;  $V_m$  – механічна швидкість буріння.

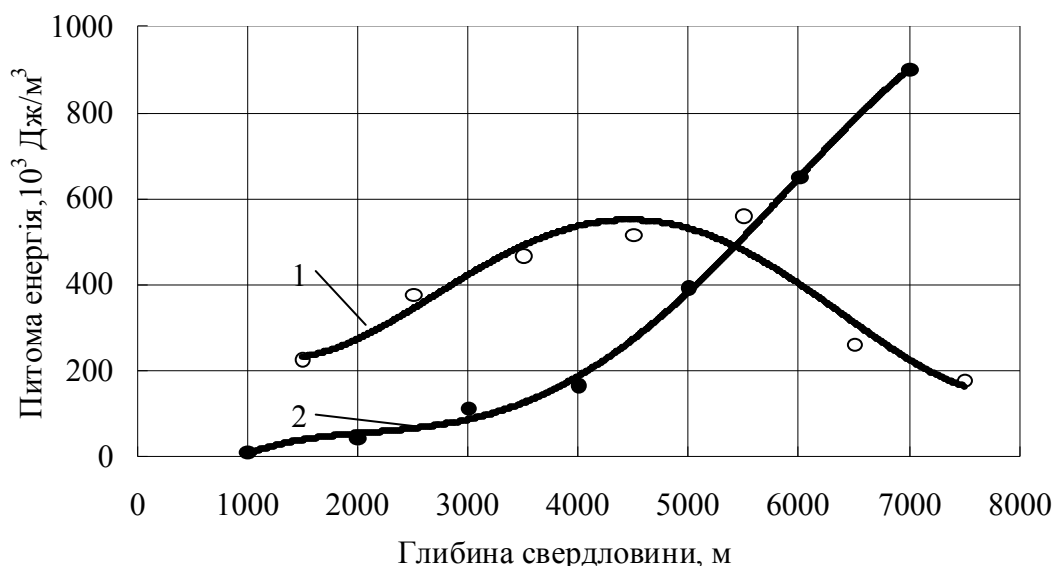
У процесі буріння кільцевим вибоєм формула приймає вигляд:

$$u_p = 4 \frac{G \cdot n}{\kappa (D + d) V_m}, \quad (13)$$

де  $d$  – діаметр керна.

На підставі наведених формул для свердловини СГ-3 зроблено розрахунки з метою встановлення залежності ефективності комбінованого руйнування гірської породи від співвідношення питомої механічної енергії руйнування породи і питомої енергії зміни об'єму. Як видно з графіка (рис. 2), процес ефективного комбінованого руйнування породи починається з глибини  $H > 5500$  м, так як у цьому випадку  $u_{об} > u_p$ .

Не зважаючи на те, що руйнування має різний характер, принцип керування ним у всіх випадках незмінний, і полягає в регульованій дії на поверхню, що дає змогу цілеспрямовано використовувати енергію гірського масиву. У зв'язку з цим набуває вагомое значення величина питомої механічної енергії руйнування в залежності від типу і конструкції долота. Із рівняння (12) видно, що для кожного типу долота питома енергія  $u_p$  може бути постійною при будь-якій комбінації величин  $G$  і  $n$ . Зміна величини добутку  $G n$  може дати збільшення механічної швидкості буріння. Для доліт кожного типу існує певне раціональне співвідношення величин  $V_m$  і  $G n$ . Отже, питома енергія являє собою міру ефективності роботи долота в конкретних відкладах.



**Рисунок 2 – Залежність комбінованого руйнування гірської породи від співвідношення питомої механічної енергії руйнування породи (1) і питомої потенціальної енергії зміни об'єму (2)**

**Таблиця 2 – Питома енергія механічного руйнування породи різними типами доліт**

Тип долота	Кількість відроблених доліт, шт.	Проходка на долото, м	Механічна швидкість, м/год	Швидкість обертання, хв <sup>-1</sup>	Навантаження на долото, кН	$u_p, 10^3 \text{ Дж/м}^3$
Тришарошкове 4В-6АС	139	7,8	1,27	78	55	549
Алмазне АДС-6В, АД6С-1	15	122	1,02	78	55	687
Одношарошкове ОДТ-140	180	33,4	1,86	78	55	371
Фрезерне ДФТ-140	218	21,1	0,96	78	55	723

У таблиці 2 наведено розраховані дані зміни питомої енергії механічного руйнування породи для різних типів доліт діаметром 140 мм при відробці їх у крейдових відкладах в інтервалі 2500-4000 м. Отримані результати підтверджують викладені вище міркування.

Як свідчать результати досліджень, у ході проведення виробки у гірському масиві відбувається перерозподіл напружень, що призводить до їх концентрації у деяких зонах. У результаті стиснення і згину на поверхні вибою (в його центрі) утворюється зона стиснення, а біля контуру виробки – зона розтягу.

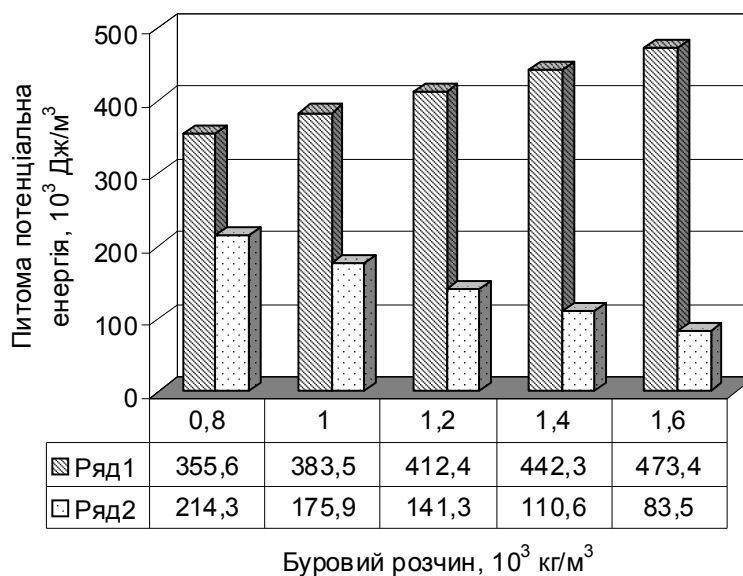
У разі створення в зонах умов для нестійкої рівноваги відбудеться руйнування. Руйнування розпочинається у зоні розтягу на поверхні вибою круговими тріщинами розриву під дією розтягуючих радіальних напружень.

Як відомо, класична задача геомеханіки полягає в тому, щоб знати і бути в змозі спрогнозувати реакцію породи на механічне навантаження: руйнування під долотом і руйнування на стінці свердловини. Таким чином, з метою

забезпечення бурових робіт у першому випадку необхідно активувати процес руйнування, а в другому – попередити або сповільнити його. Для цього необхідно керувати складовими питомою потенціальною енергією деформації, збільшуючи або зменшуючи густину бурового розчину.

На рисунку 3 зображена гістограма активації вказаних енергій в залежності від зміни густини бурового розчину. Дана гістограма дає можливість за значенням густини бурового розчину оцінити значення питомих потенціальних енергій зміни об'єму і форми, за яких можуть відбутися конкретні види ускладнень і попередити їх.

На підставі проведених досліджень розроблено методичні рекомендації з прогнозування та використання зміни складових енергій гірського масиву в глибокому бурінні, методичні вказівки з використання енергій гірського масиву при вирішенні проблеми стійкості стовбура свердловини і оптимізації умов відбору керна при його дискуванні.



ряд 1 – питома потенціальна енергія зміни об'єму;  
 ряд 2 – питома потенціальна енергія зміни форми

**Рисунок 3 – Гістограма активації складових потенціальної енергії деформації залежно від зміни густини бурового розчину**

### Література

1 Барановський Е.М. Енергетична оцінка стану гірського масиву при бурінні глибоких свердловин / Е.М. Барановський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 1(14). – С. 34-38.

2 Барановський Е.М. Кероване звільнення та використання енергії гірського масиву під час буріння глибоких свердловин / Е.М. Барановський, В.М. Мойсишин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 4. – С. 12-15.

3 Барановський Е.М. Характер зміни складових енергій деформації гірських порід в залежності від виду їх напруженого стану / Е.М. Барановський, В.М. Мойсишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 2(23). – С. 42-45.

4 Мойсишин В.М. До оцінки потенціальної енергії продуктивного пласта при розкритті його в процесі буріння / В.М. Мойсишин, Е.М. Барановський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 3(32). – С.39-42.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
 16.11.10

Рекомендована до друку за підсумками роботи науково-технічної конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України» професором **Коцкучичем Я.С.**

## ПРОБЛЕМА ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ ІЗ БІТУМІНОЗНИХ ТОВЩ УКРАЇНИ

О.О. Орлов, В.Г. Омельченко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,  
e-mail: ovgeo@iung.edu.ua

*Наводиться інформація про органічний матеріал, з якого утворюються горючі корисні копалини нафтового і вугільного рядів, що необхідно враховувати при плануванні пошуково-розвідувальних робіт з метою видобутку вуглеводневих енергоносіїв із бітумних сланців.*

Ключові слова: бітум, сланець, вуглеводні, тепловий потік, седиментація

*Приводится информация об органическом материале, с которого образуются горючие полезные ископаемые нефтяного и угольного рядов, что необходимо учитывать при планировании поисково-разведочных работ с целью добычи углеводородных энергоносителей из битумных сланцев.*

Ключевые слова: битум, сланец, углеводороды, тепловой поток, седиментация

*Given is the information about organic matter from which combustible mineral resources of oil and coal range are formed. It must be taken into account in planning prospecting works with the objective of production hydrocarbon fuel resources from bituminous shale.*

Keywords: bitumen, shale, hydrocarbons, thermal stream, sedimentation

Головною складовою частиною бітумів є вуглець у хімічному сполученні з воднем. Початок утворення і концентрація вуглецю в осадовій оболонці земної кори відноситься до часу накопичення при седиментації пластів гірських порід та перетворенні їх в процесі метаморфізму, що зумовило верствоподібну будову осадової оболонки земної кори. Початок утворення вуглецю датується понад 2 млрд. років, що відповідає архейському часу [2,3,20,22].

Протягом останніх 30-35 років гірські породи, що утримують в собі дисперсно розсіяні бітуми, привертають до себе все більше і більше уваги як потенційні джерела вуглеводневих енергоносіїв. На даний час дисперсно розсіяні бітуми встановлені майже в усіх осадових відкладах - від докембрійських до сучасних [22]. Містяться вони у різних літологічних субстанціях – від намулів, глин і аргілітів до метаморфизованих сланцюватих утворень, а іноді класичних метаморфічних порід та інтрузивних літологічних різновидів [11]. Загальний об'єм розсіяних бітумів у земній корі дуже велика (за даними літературних джерел він складає  $6 \times 10^{15}$  тонн). Більша їх частина зосереджена в осадових породах, а саме в глинах, аргілітах та в глинистих сланцях.

Бітуми (лат. bitumen – смола) відносяться до горючих корисних копалин, які називаються каустобіолітами (гр. causto – горючий, bios – життя, litos – гірська порода). Бітуми поділяються на два основних ряди: сапропелевий або нафтобітум (горючі гази, нафти, мальта, озокерит) і гумусовий ряд або вугільний (торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит). Вміст вуглецю в бітумах – 50-90%, водню – 2,5-14%. Співвідношення вуглецю і водню коливається у межах 5,5 до 48. Найбільший вміст вуглецю в антрацитах (до 90%, а іноді 97%). В бітумах, крім вказаних рядів, ще виділяють ліптобіоліти або

ряд групи мінералів бурштину (янтарю), який, в основному, використовується у ювелірній промисловості.

Вихідний органічний матеріал і умови його накопичення в процесі седиментації у процесі утворення різних типів бітумів між собою відрізняються. Внаслідок цього формування родовищ вуглеводневих енергоносіїв та кам'яного вугілля залежить від накопичення бітумів певних рядів. В осадовій оболонці земної кори існують території і седиментаційні басейни, в межах яких наявні нафтогазові поклади в традиційних колекторах та товщі бітумінозних гірських порід, що залягають вище і нижче цих покладів, тобто вони присутні по всьому розрізу осадових басейнів. Крім цього, існують також нафтогазоносні басейни, де вміст бітумів у гірських породах незначний, а іноді повністю відсутній [1, 12]. Тому ряд вчених, за останні роки, запропонували для нафтогазогеологічного районування в осадовій оболонці Землі виділяти не нафтогазоносні басейни, а бітумонафтогазоносні басейни (в яких крім нафтогазових родовищ у традиційних колекторах широко розповсюджені товщі бітумінозних порід) і нафтогазоносні басейни, де бітумінозні товщі практично відсутні [1], що, на нашу думку, є доцільним.

Слід також звернути увагу на те, що не завжди бітумний матеріал дає початок формуванню характерної для нього горючої корисної копалини. На певних етапах горюча корисна копалина, формування якої чітко відповідає класичним схемам її утворення з первинного органічного матеріалу під термобаричним впливом, генерує іншу горючу корисну копалину, яка за класифікацією належить до бітумів іншого ряду. Наприклад встановлено, що вугілля формується з гумусового матеріалу, але в результаті дії метаморфічних процесів із вугіл-

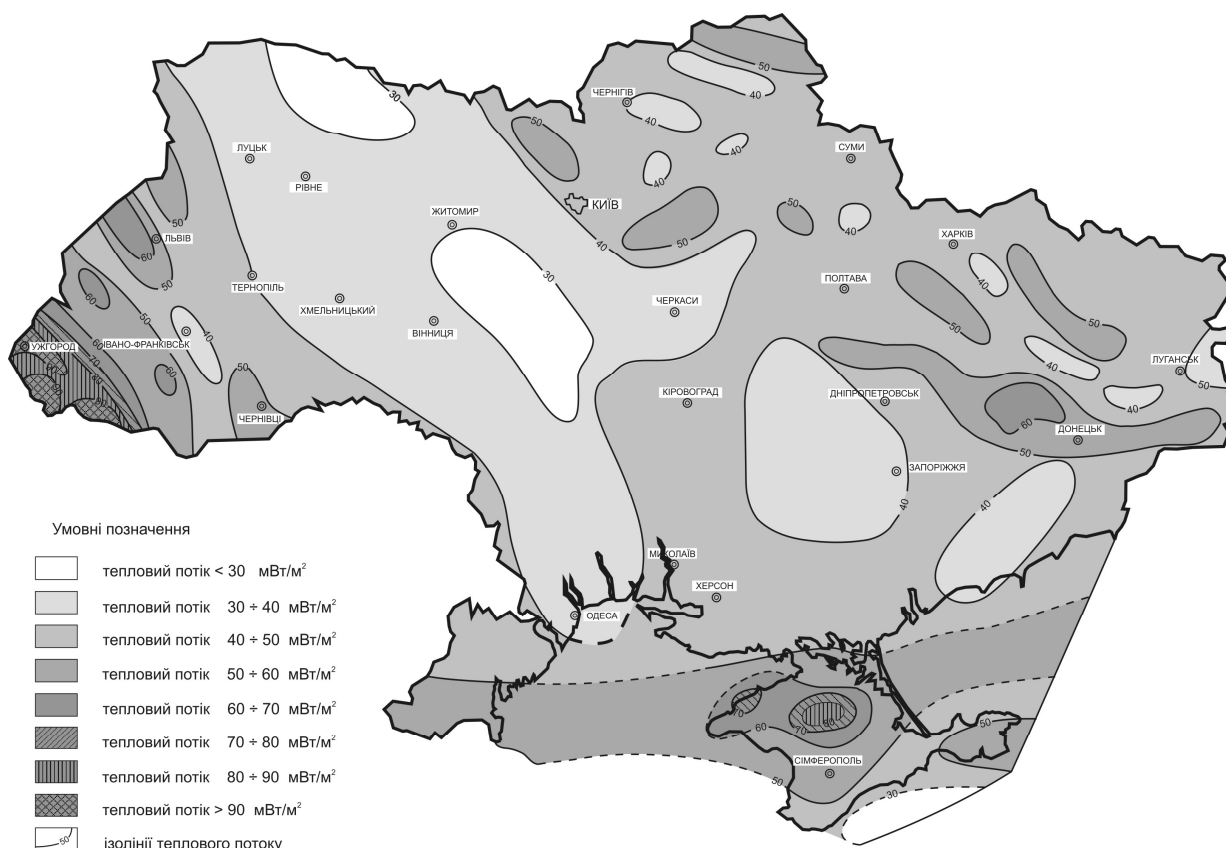


Рисунок 1 – Карта інтенсивності теплового потоку території України (за В.В. Гордієнко [6])

ля виділяються значні об'єми горючих газів (зокрема метану), які відносяться (за класичною схемою бітумних рядів) до сапропелів. Басейни кам'яного вугілля завжди мають значний вміст метану, і в їх межах та навколо них, як правило, існують газові родовища. Виділяються горючі гази під дією температури також і при гнитті торфу.

Суттєвим чинником, що зумовлює температурні умови, за яких відбувається перетворення органічного матеріалу (керогену) як сапропелевого, так і гумусового рядів у вуглеводневі субстанції, що можуть вважатися енергоносіями, є тепловий потік у надрах Земної кулі. На рисунку 1 зображено карту інтенсивності теплового потоку в надрах України за В.В. Гордієнко [6]. Цікаво, що майже всі нафтогазоносні території України співпадають, або межують з ділянками підвищених значень інтенсивності теплового потоку з надр Землі.

Для вирішення проблеми одержання вуглеводневих енергоносіїв з порід, які не є традиційними колекторами для нафти і газу, а саме з бітумінозних аргілітів, сланців та інших порід, що практично не проникні і відносяться до порід-покришок, повинні бути проведені ретельні геологічні дослідження з метою бітуміногазогеологічного районування для виділення перспективних територій та встановлення наявності в їх розрізах бітумів для одержання вуглеводневих енергоносіїв.

В Україні і в країнах СНД вищевказані дослідження в достатньому об'ємі ще не проводилися. В Україні бітумінозні товщі порід ви-

явлені в усіх трьох нафтогазоносних регіонах, і тому нами їх названо бітуміногазоносними басейнами. Але в окремих тектонічних зонах кожного басейну, в залежності від фізичних властивостей, переважають різні родовища енергоносіїв. Так, у Західному бітуміногазоносному басейні в геосинклінальній його частині (Внутрішня зона Передкарпатського прогину і Скибова зона Карпат) переважають нафтові родовища. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину (платформний схил прогину) усі відкриті родовища є газовими за винятком двох, де крім газових покладів встановлені нафтові (Лопушнянське – на південному сході прогину і Коханівське – на північному заході). В межах Волино-Подільської плити у Львівському палеозойському прогині відкрито одне газове родовище – Локачівське та непромисловий газовий поклад на площі Великі Мости. В Закарпатській западині відкрито шість газових родовищ. Нафтових родовищ тут на даний час немає. Чіткого пояснення розмаїтості родовищ вуглеводнів за фазовим станом в Західному регіоні немає, є тільки гіпотези, що базуються на припущеннях. На наш погляд, така розмаїтість родовищ вуглеводнів спричинена, здебільшого, розмаїтністю типів керогену, що відкладався в процесі седиментогенезу в різний геологічний час. Це питання потребує фундаментальних геологічних досліджень і має наукове та практичне значення для постановки цілеспрямованих пошуково-розвідувальних робіт з метою відкриття покладів вуглеводнів як у традиційних пастках, так і в бітумінозних товщах.



**Рисунок 2 – Чорні сланці менілітової світи із відслонення в руслі р. Рибниця. Вміст органічного матеріалу в сланцях перевищує 72% від об'єму досліджуваного взірця (фото О.О. Орлова)**

В Україні найбільш збагачені бітумами вважаються сланці менілітової світи. Ці сланці мають коричневий до чорного колір, виходять на денну поверхню та залягають на різних глибинах у різних тектонічних поверхнях Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат. На рисунку 2 зображено фото менілітових сланців із відслонення в руслі ріки Рибниця Косівського району Івано-Франківської області. Це - чорні сланці, які містять органічний матеріал сапропелевого ряду.

Середнє значення органічної речовини в менілітових сланцях не менше 30%, а мінеральної речовини близько 70% від маси породи. У мінеральній речовині сланців міститься 0,4-0,75% піритового заліза. Вміст сірки в піриті іноді сягає 1,7%, але частіше коливається від 0,1 до 0,5%. Менілітові сланці характеризуються кларковим вмістом ванадію (30-200 г/т), кобальту 20-60 г/т, миш'яку 8-20 г/т. Також присутні такі елементи кларкового вмісту: лантан, молибден, срібло та інші. В незначному (нижче кларкового вмісту): марганець, берилій, скандій, титан, мідь, цинк, галій, стронцій, ітрій, цирконій, олово та інші елементи. Розповсюдження бітумних сланців менілітової світи у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину та в Скибовій зоні Карпат має регіональний характер. Їх загальні запаси майже безмежні [18,4,14].

До питання одержання вуглеводневих енергоносіїв із бітумних сланців менілітової світи безпосередньо на поверхні в Західному бітумо-нафтогазоносному регіоні України зверталися неодноразово, посилаючись на результати видобутку нафтопродуктів з бітумінозних пісковиків Атабаски (Канада), де бітуми із піщаних порід екстрагуються гарячим водним розчином лугу з подальшим коксуванням [24,8].

Однак конкретних кроків в плані використання бітумінозних менілітових сланців для

одержання вуглеводневих енергоносіїв в Україні не робилося. До даного часу найбільш вагомими дослідженнями менілітових сланців слід вважати тематичні дослідження різного напрямку 1957-1958 років, що проводилися видатним українським академіком В.Б. Порфірьєвим разом з І.В. Грінбергом, М.Р. Ладженським, Є.Ф. Лінецьким та іншими. В роботі [18] В.Б. Порфірьєв вказує, що досить цінною часткою продуктів сухої перегонки менілітових сланців є сланцевий горючий газ, який утворюється в об'ємі 30л на 1кг сухого сланцю. Далі у роботі [18] вказується, що за попередніми розрахунками близько 50% енергетичних витрат, що пов'язані з процесом сухої перегонки сланців, компенсуються власним, отриманим при проведенні досліджень, газом. Що стосується рідких вуглеводнів, то в наведеній роботі вказується, що при переробці кожної тисячі тон сланців може бути отримано за мінімальних витрат: бензину – 10т, керосину – 15т.

У 1990-1991 роках за угодою між ІФІНГ і Французьким інститутом нафти в Карпатському регіоні проводились науково-дослідні роботи з виявлення можливих нафтопродукуючих порід, тобто бітумінозних товщ із застосуванням унікальної на той час експериментальної пересувної

геохімічної станції ROCK-AVALE [15]. Результати досліджень дали підстави зробити висновки, щодо нафтопродукуючих порід в геосинклінальній частині Карпатського регіону (Внутрішня зона Передкарпатського прогину та Скибова зона Карпат) можуть бути віднесені товщі менілітової світи олігоцену (вміст органічної речовини 30%), чорні аргіліти і сланці спаської і шепітської світ нижньої крейди, а в платформній частині регіону (Зовнішня зона Передкарпатського прогину і прилеглі площі західної окраїни Волино-Подільської плити) газонафтопродукуючими породами можуть бу-

ти породи силуру та верхньої крейди. В літологічному відношенні бітумінозні породи вказаних стратиграфічних підрозділів представлені сланцоглини темними і чорними аргілітами та сланцями. Вміст органічної речовини в породах спаської і шепітської світ коливається від 1 до 7% від об'єму досліджуваного зразка породи. Також була приділена увага результатам дослідження юрських відкладів, де в аргілітах встановлено вміст органічного вуглецю 1,5-7,5% від об'єму досліджуваного зразка породи.

Довший час в Канаді і США вивчалася проблема видобутку нафти з бітумінозних порід в кар'єрах, а також підняттям сланців на поверхню шахтним способом з подальшою їх обробкою. Було також запропоновано проводити обробку бітумних сланців на глибині в штреках, що проходять в горизонтальному напрямку від шахт [7,23,25].

Великомасштабний видобуток бітумних сланців та екстрагування з них бітумів з подальшою їх розгонкою для одержання енергоносіїв потребує дуже великих витрат. Так, вартість комплексу з видобутку і переробки 22 тис. м<sup>3</sup> на добу бітуму складає 6 млрд. доларів США. Витрати на отримання 1 т продукції сягає 30 тис. доларів США. Це на багато більше порівняно з традиційним видобутком вуглеводнів, навіть у складних умовах Північного моря [17]. Проте, наприклад, Канада з 80-х років минулого століття і до тепер інтенсивно проводить наукові дослідження і промислово розробку нафти із бітумних пісковиків у районі Атабаска штату Альберта.

Значні кошти, що пов'язані з видобутком вуглеводнів шляхом обробки бітумних сланців та інших бітумінозних порід в шахтах, і кошти на будівництво збагачувальних комплексів на поверхні вплинули на інтенсифікацію розробки внутріштових технологій видобутку вуглеводнів (особливо нафти, а потім і газу). Складності проявлялись у тому, що нафта і газ в сланцях та в інших непрониких породах, які прийнято називати породами-покришками, є практично нерухомими. Для видобування рідких і газоподібних вуглеводнів з таких порід необхідно утворювати в них проникні зони і до того ж здійснювати певні заходи для тривалого збереження проникності цих зон. На глибинах сланці, як і інші гірські породи, перебувають під тиском вищезалягаючої товщі осадових утворень, і є породою, що не володіє проникністю.

Канадські і американські спеціалісти досліджували різні методи утворення проникних зон у пласті, наприклад розрив пласта емульсіями або повітрям [7]. На даний час в США розпочали інтенсивно практикувати буріння горизонтальних стовбурів на глибинах залягання бітумних сланців з вертикально пробурених свердловин. В горизонтальних стовбурах свердловин проводять гідророзрив усередині сланцевого пласта і в утворені тріщини під тиском закачують рідини з піском, щоб тріщини зберігалися впродовж певного часу. Таким чином, утворюється штучний резервуар на глибині у

шільному пласті. Нижче і вище цього резервуару знаходяться непроники сланці. Деталі технології утворення подібних штучних резервуарів є, безумовно, конфіденційною інформацією розробників, і тому в деталях вона не доступна. Дуже цікаво було б знати температурні характеристики рідини гідророзриву, хімічних добавок до розчину гідророзриву, співвідношення тисків закачування, пластових та геостатичних тисків, час, який потрібний для накопичення газу в горизонтальних стовбурах свердловин після кожного гідророзриву тощо. В принципі, чим вища буде штучно створена тріщинуватість в сланцях, тим ефективніше буде працювати утворений резервуар у разі поступлення в нього вуглеводнів. Слід вважати, що крім вказаного, не виключено, що технології видобутку вуглеводнів з бітумінозних сланців можуть передбачати і застосування теплових методів впливу на сланці для активізації в них техногенних процесів пірометаморфізму, за яких бітумний матеріал розкладається з виділенням вуглеводневого газу. Як відомо, головною фізичною властивістю газу є розширення в об'ємі. Газ, як мобільна речовина, при утворенні проникних зон вздовж горизонтально розташованих стовбурів свердловин пересувається в ці зони, бо у них формується депресія тиску при раптовому (стресовому) утворенні первинних тріщин в перший момент до вакууму. В результаті газ та інші вуглеводневі сполуки в цих зонах накопичуються і можуть бути видобутими. На жаль, ми не маємо точної економічної оцінки застосування вказаної технології з врахуванням витрат на проведення попередніх досліджень з метою виділення перспективних ділянок для встановлення характеру керогену в бітумінозних товщах, їх фізико-механічних властивостей. Але враховуючи те, що у США розпочали інтенсивно видобувати газ із бітумних сланців, видобуток цього газу згідно з даними мережі Інтернет (спеціаліст з економічної політики п. Джеффи, інститут держ. політики ім. Бейкера) у 2009 році сягнув 14% від загального річного видобутку газу (624 млрд. м<sup>3</sup>). Вивчення досвіду видобування сланцевого газу для України має велике значення для вирішення стратегічних питань як у народному господарстві, так і на зовнішньому енергетичному ринку. Слід також враховувати, що поки що немає доступних джерел інформації, з яких конкретно газових родовищ США отримано загальний видобуток газу в 2009 році 624 млрд. м<sup>3</sup>, чи це - газ родовищ, що знаходяться безпосередньо на території США, чи також враховується газ, який видобувається, в тому числі і завозиться світовими американськими компаніями з родовищ, що знаходяться за межами США.

Першочерговим об'єктом для проведення наукових досліджень і, як наслідок цього, промислових робіт з видобування газу з горизонтальних свердловин, на наш погляд, є неогенові відклади Зовнішньої зони і відклади менілітової світи олігоцену Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Зовнішня зона вважається газоносною. В торгон-сарматських відкладах зони у південно-західній частині відомі поклади бурого вугілля загальним простяганням майже 130км при ширині 15-20км [5]. Крім цього вказані торгон-сарматські відклади збагачені органічною речовиною, в основному гумусового ряду, про що свідчить наявність в осадах скам'янілих рослинних залишків [5]. У 1970 році при проведенні досліджень науковцями ІФІНГ в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину було підраховано, що торгон-сарматські відклади можуть забезпечити формування покладів метану із загальними запасами 12 трлн. м<sup>3</sup>. Це набагато більше, ніж встановлено у відкритих на даний час газових родовищах Прикарпаття в традиційних піщаних колекторах [21]. Слід вважати, що решта запасів газу сконцентрована в торгон-сарматських сланцюватих глинах та аргілітах. Зовнішня зона Передкарпатського прогину знаходиться на території з підвищеною інтенсивністю теплового потоку в осадовій оболонці земної кори на теренах Львова і Чернівців (рис.1), що є позитивним для розкладання органічної речовини з виділенням газу.

Цікаво згадати, що у ході проведення наукових досліджень по темі ГМ-20 в ІФНТУНГ у 2002-2004 роках стосовно виявлення причин пропускання продуктивних горизонтів газу в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, були зроблені висновки, що в цій зоні промислові горизонти газу можуть бути одержані не тільки з традиційних піщаних колекторів, а в певних умовах, і з глинистих порід. На окремих площах це підтвердилося, навіть, в процесі буріння вертикальних свердловин [13].

Поклади бурого вугілля відомі і в Закарпатській западині у вигляді смуги, що простягається майже на 125 км у південно-східному напрямку від міста Ужгород. Поклади вугілля розміщені у відкладах верхнього торгону, середнього сармату і панон-левантину [5].

Як видно з рисунку 1, на карті розподілу теплового потоку Закарпатська западина співпадає з ділянками максимальних значень теплового потоку на території України [16], що може обумовлювати підвищення інтенсивності метаморфічних перетворень бітумів з виділенням горючого газу.

До першочергових експериментальних ділянок стосовно видобутку газу та інших вуглеводневих енергоносіїв із бітумінозних товщ слід віднести безумовно менілітові сланці Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на глибинах перших тектонічних поверхів шляхом буріння горизонтальних свердловин в інтервалах їх залягання і утворення вздовж горизонтальних стовбурів штучних проникних зон.

На сході України в Перехідній зоні від Дніпровсько-Донецької западини до Донецького складчастого кам'яновугільного басейну, де спостерігаються ділянки з підвищеною інтенсивністю теплового потоку, доцільно провести експериментальні роботи з метою отримання

промислових припливів газу з горизонтальних свердловин.

Безпосередньо в Донецькому басейні проблемою можливість одержувати вугільний газ з інтенсивно порушених структур, що мають місце в межах шахтних полів, потрібно вивчати окремо і поступово з врахуванням необхідної безпеки при експлуатації вугільних покладів та екологічної обстановки цієї густозаселеної території.

На півдні України наявність глинистих сланців відомі у відслоненнях середньоюрських відкладів Кримського орогену. На Скіфській плиті (Степовий Крим) глинисті сланці середньоюрського віку встановлені на північ від с. Новоселівка свердловиною №1-Р [10]. Необхідно приділити увагу відкладам майкопської серії верхнього олігоцену і нижнього міоцену півдня України, які представлені глинами, а іноді сланцюватими глинами з прошарками піщаних та інших порід. На півдні України інтенсивність теплового потоку Землі є підвищеною (рис.1). Це могло вплинути на інтенсифікацію розкладання розсіяного керогену в сланцюватих глинистих породах, що потрібно враховувати при дослідженнях південних територій України з метою визначення перспектив видобутку газу із сланців.

### Література

- 1 Валеєв В.Н. Битумонефтегазоносные бассейны / В.Н.Валеєв, Г.Т. Юдин, Р.В. Гисматулин, В.Л. Штейгольц // Геология битумов и битумовмещающих пород. – М.: Наука, 1970. – С. 3-14.
- 2 Вернадский В.И. Биосфера / В.И.Вернадский. - М: Мысль, 1967. – 376 с.
- 3 Виноградов А.П. Химическая эволюция Земли /А.П.Виноградов. – М.: Изд-во АН СССР, 1959. – 40 с.
- 4 Вульчин Є.І. Геохімія мікроелементів у каустобіолітах Західних областей України / Є.І.Вульчин. – К.: Наукова думка, 1974. – 111 с.
- 5 Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат; под редакцией В.В.Глушко и С.С.Круглова. – М.: Недра, 1971. – 343 с.
- 6 Гордиенко В.В. Карта теплового потока территории Украины и Молдовы 1:250000 / В.В.Гордиенко / В атласі: Геологія і корисні копалини України. – К.: вид-во Інституту геофізики НАН України, 2001. – 24 с.
- 7 Добыча нефти из битумных песчаников с использованием внутрислоевых туннелей / экспресс-информация // Нефтепромысловое дело. – 1980. – Вып. 16. – С.1-5.
- 8 Добыча нефти из битумных песков и песчаников / экспресс-информация // Нефтепромысловое дело. – 1980. – Вып. 22. – 14 с.
- 9 Доленко Г.Н. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции / [Г.Н.Доленко, С.А.Варичев, Н.И.Галабуца и др.]. – К.: Наукова думка, 1968. – 215 с.

- 10 Доленко Г.Н. Нефтегазоносность Крыма / Г.Н. Доленко, А.И. Парыляк, И.П.Копач. – К.: Наукова думка, 1968. – 132 с.
- 11 Еременко Н.А. Геология нефти и газа / Н.А. Еременко. – М.: Недра. – С.105-106.
- 12 Краюшкин В.А. Абиогенно-мантыйный генезис нефти / В.А. Краюшкин. – К.: Наукова думка, 1984. – 176 с.
- 13 Локтев А.В. Особливості дорозвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: дис. ... канд. геол. наук: 04.00.17 / Локтев Андрій Валентинович. – Київ, 2004. – 173 с.
- 14 Орлов О.О. Потенційні можливості використання ресурсів нетрадиційних енергоносіїв у Західному регіоні України / О.О. Орлов, Г.О.Жученко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 1992. – 17 с.
- 15 Орлов О.О. Виявлення нафтопродукуючих порід у Карпатах / О.О. Орлов // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – №2. – С.10-11.
- 16 Орлов О.О. Методика кількісного температурного впливу на енергетичні властивості покладів вуглеводнів / О.О. Орлов, В.Г. Омельченко, О.М. Трубенко, Т.В.Омельченко // Науковий вісник. – 2009. – №2. – С.37-43.
- 17 Перспективы, проблемы и текущее состояние разработки залежей битумов в Канаде: экспресс-информация // Нефтепромышленное дело. – 1980. – Вып.15. – С.4-9.
- 18 Порфирьев В.Б. Менилитовые сланцы – сырье для промышленности – строительный материал / В.Б. Порфирьев, И.В. Гринберг, Н.Р. Ладьженский. – К.: изд-во АН УССР, 1956. – С.35-38.
- 19 Проектирование переработки горючих сланцев в штате Колорадо: экспресс-информация // Нефтепромышленное дело. – 1979. – Вып.2. – С.1-10.
- 20 Сидоренко С.А. Органическое вещество в осадочно-метаморфических породах докембрия / С.А. Сидоренко, А.В. Сидоренко. – М.: Наука, 1975. – 115 с.
- 21 Снарский А.Н. Рассеяное органическое вещество как возможный источник газа в тортон-сарматских отложениях Внешней зоны Предкарпатского прогиба / А.Н. Снарский, Б.И. Маевский, А.А. Орлов: Материалы респ. н.-т. конф.: Ивано-Франковск, 6-8 октября. – Ивано-Франковск, 1970. – С. 20-22.
- 22 Родзивиц А.Я. Углеродистые фомации и тектоно-магматические структуры Украины / А.Я. Родзивиц. – К.: Наукова думка, 1994. – 173 с.
- 23 Oil and Gas J. – 1978. – v.76. – № 22. – p.24-26.
- 24 Oil and Gas J. – 1980. – v.78. – № 6. – p.36-38.
- 25 Revue de l'Institut Français du pétrol. – 1980. – №1. – p.60-61.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*17.11.10*

*Рекомендована до друку професором  
Федоришиним Д.Д.*

## АНАЛІЗ РОЗВИТКУ ЗСУВІВ У ГІРСЬКИХ РАЙОНАХ ТА ЗАХОДИ СТОСОВНО ЇХ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ІЗ ВРАХУВАННЯМ ІНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ

*Н.Ю. Букевич*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42196,  
e-mail: drev@bk.ru*

*Розглянуто основні причини розвитку зсувних явищ, обґрунтовано їх вплив на експлуатацію газотранспортних мереж, а також наведено рекомендації щодо попередження цих небезпечних геологічних процесів. Наведено класифікацію типів формування схилів та їх вплив на утворення зсувів, а також методи прогнозування і контролю розвитку обвальних явищ.*

Ключові слова: зсуви, трасування газових мереж, крутизна схилів, делювіальні схили, активність екзогенних процесів

*Рассмотрены основные причины развития оползневых явлений, проанализировано их влияние на эксплуатацию газотранспортных сетей, а также приведены рекомендации по предупреждению этих опасных геологических процессов. Рассмотрена классификация типов формирования склонов и их влияние на образование оползней, а также методы прогнозирования и контроля развития оползневых явлений.*

Ключевые слова: оползни, трассировка газовых сетей, крутизна склонов, делювиальные склоны, активность экзогенных процессов

*The main causes of landslide phenomena found to influence the operation of gas networks, and given recommendations for the prevention of dangerous geological processes. Classification of types of formation hovering over the slopes and their influence on the formation of landslides, as well as methods of prediction and control of landslides.*

Keywords: landslides, trace gas networks, steepness of slopes, slopes delluvial, activity of exogenous processes

Доведено, що процес розвитку екзогенних геологічних процесів тісно пов'язаний не тільки із загальновідомими чинниками, але й з динамікою неотектонічних рухів як проявом глобальних геодинамічних процесів та проявами сейсмічної активності, що обґрунтовано аналізом зв'язків кількості, розмірів зсувів та інших статистичних показників, які їх характеризують, а також з розташуванням зсувних ділянок відносно до певних структурно-тектонічних зон [1].

Зсуви – зміщення вниз схилом маси пухкої гірської породи без відриву від схилу під впливом сили тяжіння, особливо у разі насичення пухкого матеріалу водою. Вони виникають на ділянці схилу внаслідок порушення рівноваги порід, викликаного збільшенням його крутизни в результаті підмивання водою, послабленням міцності порід у процесі вивітрювання чи перезволоження опадами та підземними водами, дією сейсмічних поштовхів, а також будівельною, господарською діяльністю та при трасуванні газових мереж.

Протягом останніх років у Карпатському регіоні активізувалися різні за генетичним типом зсуви (блокові структурно-пластичні, пластичні) з різними об'ємами порід та різними швидкостями їх перебігу, механізмом, динамікою та загрозою природним і техногенним об'єктам. Аналіз умов і факторів даного процесу свідчить про реальну загрозу зростання масштабів руйнування природних об'єктів, споруд та інженерних комунікацій.

Територією України проходить найбільший у світі транзитний газовий потік з Росії в

країні Європи. Газова мережа — система трубопроводів (газопроводів), що слугує для транспортування паливних газів та розподілу їх між споживачами. Крім того, це є основним елементом системи газопостачання населення та промисловості [2, 3].

У ході виконання польових інженерно-геологічних досліджень, яким повинне передувати детальне вивчення фондових і архівних матеріалів з рекогносцирувальними маршрутними дослідженнями, основну увагу потрібно приділяти “проблемним” ділянкам траси: у першу чергу, — зі зсувними проявами, потенційно небезпечними тектонічними активними порушеннями, концентрованими техногенними навантаженнями і т.д. З метою їхнього виявлення можна використовувати комплекс геофізичних і інженерно-геологічних методів.

За діючими правилами газопроводи вологого газу повинні укладатися нижче середньої глибини промерзання ґрунту, а осушеного газу можуть розміщуватися в зоні мерзлого ґрунту на відстані не менш 0,8 м від верху труби до поверхні землі (у зв'язку з необхідністю запобігання руйнування газопроводу під транспортним навантаженням).

Важливо відзначити, що вплив інженерно-геологічних факторів, які формують інженерно-геологічні умови для такого лінійного протяжного спорудження, як магістральний газопровід, не охоплює всієї розмаїтості їх, оскільки глибина закладання труби рідко перевищує 5 м. З іншого боку, при облаштуванні полиць у горах можливі зривання схилів на значні глибини, що

само по собі стає могутнім техногенним фактором і часто призводить до порушення рівноваги системи “навколишнє середовище — трубопровід” [4].

Всебічний аналіз цих матеріалів і використання їх для прогнозування подальших змін інженерно-геологічних і гідрогеологічних умов під впливом техногенних факторів у підсумку визначають набір методів і обсяги робіт на різних сегментах траси. Особливу увагу при цьому потрібно звертати на активізацію несприятливих фізико-геологічних процесів, що провокуються у результаті будівництва газопроводів. В основному, це — зсуви в результаті підрізання схилів при облаштуванні полиць газопроводів. Їхній прояв може стати причиною аварій на діючих газопроводах, що, крім економічного збитку від аварії, впливають на екологічний стан навколишнього середовища.

Важливим для забезпечення надійності газопроводу може слугувати принцип максимального використання геоморфологічних особливостей. Часто це — коридори вже існуючих газопроводів. На ділянках, де прокладання в них була неможлива, вишукуються локальні, стійкі обходи з віддаленням від існуючих коридорів і використанням “вільних” поверхонь вододілів.

Вплив безлічі факторів, що визначають міцність трубопроводу в період експлуатації, класифікується як складне і взаємозалежне, тому ресурс трубопроводу, як правило, визначають на підставі даних моніторингу технічного стану [5].

Для прогнозування і контролю розвитку зсувів проводять детальні геологічні дослідження і складають карти, на яких вказані небезпечні місця. Насамперед, при картуванні методами аерофотозйомки виявляють ділянки накопичення уламкового зсувного матеріалу, які на аерофотознімках проявляються характерним і дуже чітким малюнком. Визначаються літологічні особливості породи, кути схилу, характер течії підземних і поверхневих вод. Ведеться реєстрація руху на схилах між опорними реперами, вібрацією будь-якої природи.

З використанням сучасних космічних технологій прогнозування зсувів стає значно легшим процесом. Наприклад, високоточний радар-інтерферометр на борту європейського супутника ERS використовується в рамках нової системи «Сервіс контролю за зсувами» (SLAM). Ідея полягає в тому, що супутник дає змогу прослідкувати мікроскопічні зміни в рельєфі, які, як правило, призводять до зсувів. Буквально міліметрові зміщення ґрунту відбуваються за тижні та місяці до раптового обвалювання ділянки, де має місце зсув. Побачити їх безпосередньо на місцевості неможливо. Проте це легко робить супутник з радаром і відповідне програмне забезпечення. ERS спроможний визначити зниження чи підйом невеликої ділянки землі (в перерізі в десятки метрів) величиною 1 міліметр на рік.

Якщо вірогідність виникнення зсувів велика, то застосовуються спеціальні заходи із за-

хисту від зсувів. Сповзаючі ґрунти укріплюють баластами, які розташовують в шаховому порядку, проводять штучне заморожування ґрунтів, висаджують рослинність на схилах. Для стабілізації зсувів у мокрих глинах проводять їх осушування методами електроосмосу чи нагнітанням гарячого повітря в свердловини. Великим за розмірами зсувам можна запобігти дренажними спорудами, які перекривають шлях поверхневим і підземним водам до зсувного матеріалу. Поверхневі води відводяться каналами, підземні — штольнями чи горизонтальними свердловинами [6].

Крутизна схилів і її зміни залежать від співвідношення ендегенних (Т) і екзогенних (Д) процесів:

$T > D$  — крутизна з часом зростає;

$T = D$  — динамічна рівновага, збереження загальної крутизни;

$T < D$  — зменшення крутизни схилу.

Форма схилу може бути прямою, опуклою чи увігнутою. В. Девіс зіставляє прямий схил з підйомом та активним розвитком глибинної ерозії, а увігнутою вважав форму, яка є характерною при зниженні швидкості позитивних вертикальних рухів і зменшенні активності ерозійних процесів.

На схилах з крутизною понад 35-37° (кут природного відкосу) переважають обвали і осипи. При крутизні меншій від кута природного відкосу, проте більше 12-15°, розвиваються процеси зсуву, які часто супроводжуються делювіальним змиванням і масовим рухом уламків, які вкривають схил. На пологих (в т.ч. з крутизною 1-2°) схилах відбувається делювіальне змивання і масовий рух каркасу уламків (дефлюкція, соліфлюкція, куврами і т.д.).

Обвальні-осипні ґрупи схилів включає обвальні, осипні та перехідні полігенні типи. Найбільшого розвитку обвальні-осипні ґрупи схилів мають місце в межах долин глибоко розчленованого гірського рельєфу.

При крутизні схилів понад 35° частина гірської породи, що відокремилась від корінного схилу без додаткового імпульсу починає рухатися під дією сили тяжіння. При об'ємі відокремлених блоків більше 10 м<sup>3</sup>, процес називається обвалюванням породи, при меншому — осипанням або каменепадом.

Загальними причинами обвальних і осипних процесів є порушення цілісності схилу, відокремлення брил і дрібних уламків і рух вниз обвальні-осипних мас вивітрених порід.

Ось типи обсипних сквпчень.

1. Пухкого складу — уламки різних розмірів з пустотами між ними. Переміщуються в результаті осипання.

2. Щільного складу — порожнечі заповнені лібноземом. Характерно напівзв'язаний рух матеріалу.

3. Покрив двофазної будови. Характер руху матеріалу диференційований — не зв'язаний у верхній частині і напівзв'язаний у нижній.

4. Покрив, який підстилається стародавньою мореною, іноді з лінзами похованого льоду. На рух впливає пластичний стан морени;

рух складний: десерпційно-осипний при сповзанні і обвально-зсувний при ковзанні нижньої частини.

5. Соліфлюкційно-осипний покрив – формується в областях розповсюдження вічної мерзлоти в періоди відтанення і обводнення осипів на схилах.

Чинники зсувоутворення поділяються на статичні і динамічні.

Статичні чинники:

А – геологічні – особливості, які визначають будову схилу;

Б – орографічні – крутизна схилу, висота, загальна форма та ін.

Динамічні чинники – деформації, які відбуваються під впливом новітніх та сучасних рухів.

Процеси зсуву пов'язані з підземними водами, які стимулюють відрив і зісковзування масиву, змінюючи гірські породи та їх властивості. Атмосферні води призводять до вивітрювання порід, з яких складається схил, і живлять тіло зсуву вологою.

Активні екзогенні фактори – процеси, що впливають на схили (ерозія, абразія, суфозія і гідродинамічний тиск, що виникають внаслідок дії потоку підземних вод на масив, в якому відбувається зсув).

Активність екзогенних процесів залежить від новітнього тектонічного розвитку схилу, а в сейсмічних районах – від частоти і кількості балів землетрусів.

Утворенню зсувів сприяє антропогенна діяльність.

У верхній частині зсувного схилу, виникає стінка відриву, або відступ – крутий, іноді – вертикальний, нерівний. У корінному схилі паралельно йому розвиваються системи тріщин розтягування. Ніші відриву мають різну форму.

У великих складних зсувах у більшості випадків виділяються дві частини:

– верхня – структурна, або брилова – в її межах частково зберігається початкова будова породи. У рельєфі брили утворюють системи масивів, розміщених у вигляді сходинок, поверхня яких нахилена до стінки відриву і часто заболочена вздовж контакту окремих брил. Брилова частина розбита на окремі блоки;

– нижня – аструктурна, представляє дуже подрібнену породу з уламками більш стійких різновидів. Тіло зсуву лежить на поверхні ковзання (динамічна поверхня). Підшва зсуву – вихід площини ковзання на поверхню біля підніжжя зсувного схилу. Тіло зсуву розбите системою бічних тріщин (результат тертя тіла зсуву при переміщенні).

Глибина захоплення порід зсувним процесом на схилі називається рівнем зсуву, який може знаходитись вище і нижче суміжного базису ерозії. Якщо рівень зсуву лежить вище базису ерозії, то зсуви називаються деляпсивними, тобто тими, які зісковзують з схилу; якщо нижче – детрузивними, або зсувами видавлювання.

Виділяється кілька генетичних типів зсувів:

– консистентні – пов'язані зі зміною консистентності порід і переходом глинистих відкладів у пластичний і плинний стан при зволоженні;

– суфозійні – утворюються в результаті розпушення матеріалу внаслідок винесення дрібнозему;

– суфозійно-консистентні – утворюються при поєднанні обох причин.

Деляпсивні і детрузивні зсуви можуть розвиватися незалежно в різних ділянках зсувного схилу і послідовно на одній і тій ж ділянці.

Група деляпсивних зсувів характеризується вузькою течією, в результаті якої формуються спливи – малі зсувні тіла.

Стадії розвитку зсувного схилу: зрив рослинності на вивітреній частині четвертинного покриву; зміщення цієї вивітреної частини і всіх четвертинних відкладів з наступним руйнуванням корінних порід, з багаторазовим зісковзуванням зсувних мас і профілюванням у рельєфі схилу зсувних терас.

У лесовидних товщах, які залягають на скельних породах, при швидкому зволоженні утворюються зсуви-потоки, що виникають в результаті скидання в'язких мас; вони можуть рухатись долиноподібними зниженнями, і під час потрапляння у річки розбавляються і трансформуються у селі.

**Група детрузивних зсувів.** У процесі переміщення зсувного масиву відбувається деформація порід в основі зсувного схилу. Рухливість зсуву підсилюється, якщо він підмивається річкою. При глибокому охопленні порід процесом зсуву в річці можуть виникати острови, складені витиснутими масами зсуву.

Детрузивні зсуви витиснення можуть формуватися при заляганні нестійких порід під стійкими.

На високих гірських схилах складної внутрішньої будови зсуви починають переміщатися нестійкими зонами схилу, що складений скельними породами.

Детрузивні зсуви виникають за наявності в середній і нижній частині схилу водоносних дрібнозернистих пісків-плевунів.

**Делювіальні схили.** Делювіальні схили і корелятивні їм відклади середніх широт – це утворення, що виникли в результаті струминного змивання частинок ґрунту або ґрунту з похилих поверхонь дощовими і талими водами та відклади продуктів руйнування у вигляді плащоподібних покривів делювію.

У їх формуванні найбільш істотне значення мають:

- 1) кількість і характер опадів;
- 2) крутизна схилу;
- 3) фізико-механічні та інші властивості порід, що складають схил;
- 4) ступінь консервації ґрунту рослинним покривом.

Матеріал, що відкладається називається делювієм і складає делювіальні шлейфи потужністю від 1 до 20 м. Для делювію характерні однорідність, вертикальна виокремленість, пористість 30-50%, ледь помітна шаруватість, карбонатність. Накопичення делювію на шлей-

фах – імпульсивне. Середня інтенсивність осадо-накопичення – десятки частки мм на рік.

Форма делювіальних схилів близька до тупокутного трикутника висотою в перші десятки метрів і основою в сотні метрів і перші кілометри. У верхній частині потужність делювію незначна. До основи вона зростає і знову зменшується до периферії. Часто в будові виділяється дві частини з умовною межею між ними:

– нижня – може мати неправильну шаруватість, частково подібну до будови корінних порід;

– верхня зазвичай представлена супіщаними і суглинними різновидами, що характеризується однотипною будовою і великою однорідністю знизу догори по розрізу. Делювію втратив зв'язок з корінними породами в результаті багаторазового переміщення.

Виділяються дві кліматичні умови формування делювіальних схилів:

– гумідна – найбільш сприятлива для утворення типових делювіальних схилів (описані вище). Їх виділяють в підтип делювіальних схилів з переважаючим площинним змивом, характерним для пологих поверхонь гумідних регіонів;

– семіарідна – відрізняється складним процесом змиву, що поєднує площинний і напівлінійний зсув. Знесення відбувається по системах добре розгалужених борозен глибиною 2-10 см, що знаходяться на відстані від перших десятків сантиметрів до перших метрів. З борозен надалі можуть розвиватися більш крупні форми.

У делювіальних шлейфах відносно крутих схилів областей з субарідним кліматом Є.В.Шанцер виділяв три зони осадконакопичення і корелятивних їм фацій:

– верхня (привершинна) зона характеризується спадом швидкостей відкладення при збереженні турбулентного характеру стоку. Тут залягає найбільш грубий матеріал, який має форму тупого кута конуса, утворений шовною частиною схилу і його основою;

– зона відкладень субламінарного потоку з неясною шаруватістю, обумовленою різним механічним складом (нижче схилом);

– зона стійкого ламінарного режиму (має найбільше розповсюдження) – в її межах відкладається найбільш тонкий, пилюватий і глинистий, матеріал.

**Схили, сформовані масовим переміщенням уламкового матеріалу.** Головний процес формування схилів – масовий рух чохла уламків. За консистенцією схилів утворення можуть бути твердими, пластичними, плинним. На консистенцію впливають форма частинок, агрегатний стан води, наявність колоїдів у розчинах і кристалічні зв'язки.

Солифлюкція – це рідко-і в'язкоплинний рух зволжених тонкодисперсних ґрунтів на схилах, що розвиваються, в результаті їх промерзання, танення і дії сили тяжіння. Швидкості зазвичай вимірюються кількома см на рік.

Солифлюкція властива територіям з широким розповсюдженням вічної мерзлоти і мерзлих пухких порід, які при замерзанні концент-

рують у собі вологу. При таненні підвищена вологість дрібнозему забезпечує рідкоплинну консистенцію ґрунту.

Дефлюкція – повільне зміщення ґрунту при в'язкопластичних деформаціях. Причини руху найчастіше пов'язані зі зміною температури, вологості, промерзанням-таненням. Швидкості вимірюються мм на рік.

Повільна солифлюкція і дефлюкція об'єднуються поняттям крип.

Десерпція, або сповзання – повільний (декілька мм або часток мм/рік) рух сухого уламкового матеріалу (піску, щебеню), не скріпленого рослинністю, в результаті зміни об'єму при коливаннях температури (за С.С. Воскресенським). Інші автори розуміють під цим терміном всі різновиди масового гравітаційного руху уламкового матеріалу на схилах або вважають термін "десерпція" синонімом поняття "крип".

У ході розвитку схилів з повільним зміщенням чохла уламків відбувається зрізання підстилаючої корінної гірської породи. Захоплення підстилаючої породи чохла відбувається двома способами: шліфуванням поверхні або захопленням блоків підстилаючих порід.

Солифлюкційні схили мають нерівну поверхню, ускладнену горбами і солифлюкційними терасами.

Десерпційні схили – це посипані щебенем "голі" поверхні. Їх рухливість залежить від:

1) режеляції – багаторазового танення і замерзання і, як наслідок, порушення початкової будови;

2) умов рослинного покриву;

3) тривалості періодів танення і замерзання, які супроводжуються зміною обсягу частинок, а також повільним сповзанням – дефлюкцією, або крипом.

Режеляція, вимерзання, течія, сповзання та інші явища в комплексі сприяють сортуванню матеріалу за величиною і утворенням курумів – "потоків" щебенево-глибового матеріалу. У гірських умовах розвиваються на порівняно крутих схилах (20, рідше до 30°). Джерело уламкового матеріалу – продукти руйнування морени. Акумулятивні форми типу покривів часто приурочені до областей зледеніння. Часто зустрічаються лінійні форми, що розвиваються по поверхнях молодих морен в умовах згасаючих долинно-карових і карових льодовиків. З руйнуванням пов'язано утворення кам'яних глетчерів – потоків кам'янистих і льодово-кам'янистих мас, розташованих у верхній частині схилів розчленованого гірського рельєфу; часто залягають на стародавніх моренах, утворюючи верхній, кам'янистий і рухливий шар.

Отже, за результатами досліджень рекомендується:

– виконання інженерно-геологічного нагляду в межах зсувних ділянок, які загрожують житловим спорудам, інженерним комунікаціям, та іншим техногенним і природним об'єктам;

– виконання планомірного комплексного великомасштабного спеціального інженерно-геологічного картографування і районування

зсувонебезпечних територій з визначенням загрози інженерним спорудам, черговості відселення людей з небезпечних зон та оптимальних умов інженерного освоєння та захисту території;

– відновлення роботи раніше функціонуючих полігонів, стаціонарних досліджень екзогенних геологічних процесів та організація нових полігонів стаціонарних досліджень по контролю за механізмом і динамікою небезпечних геологічних процесів. Ведення режимних спостережень за небезпечними геологічними процесами;

– площинне комплексне середньомасштабне картографування зсувів і селів з метою коректування кадастрових систем та створення комп'ютерної інформаційної та інструментальної бази з отримання, передачі та оперативної обробки інформації з метою прогнозу механізму, динаміки, масштабів та часу розвитку небезпечних геологічних процесів.

### Література

1 Чебан В.Д. Комплекс геофізичних методів прогнозування зсувів на прикладі Закарпаття: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук: спец. 04.00.22 «Геофізика» / В.Д. Чебан. – Івано-Франківськ, 2002. — 19 с.

2 Говдяк Р.М. Роль підземних сховищ газу у складі газотранспортної системи України / Р.М. Говдяк, Ю.А. Нечаев // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 4. – С. 4-6.

3 Трубопровідний транспорт газу / [Ковшіш М.П., Грудз В.Я., Михалків В.Б. та ін.]. – К.: АреноЕКО, 2002. - 60 с.

4 Осінчук З.П. Газотранспортна мережа України у системі газопостачання Європи / Осінчук З.П. // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 2. – С. 32-36.

5 Розрахунок параметрів газотранспортних систем / [Химко М.П., Фролов В.А. та ін.] // Нафтова та газова промисловість. – 2006. – № 3. – С. 33-37.

6 Кизевальтер Д.С. Геоморфология и четвертичная геология. (Геоморфология и генетические типы отложений) / Кизевальтер Д.С., Раскатов Г.И., Рыжова А.А. – М.: Недра, 1981.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
11.11.10*

*Рекомендована до друку професором  
Семчуком Я.М.*

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВЕЛИЧИНИ ПОДАЧІ НАСОСА ДЛЯ ПРОМИВАННЯ СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

І.І. Чудик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 717967,  
e-mail: chudoman@ukr.net

*Розроблено методику проектування і вибору подачі насоса для промивання вибою свердловини і винесення вибуреної породи кільцевим простором на устя. Особливістю запропонованої методики є можливість врахування на етапі проектування налипання шлама на фільтраційній кірці на стінці свердловини, механічної швидкості буріння проходки та геометричних розмірів частинок шлама.*

Ключові слова: концентрація шлама

*Разработана методика проектирования и выбора подачи насоса для промывания забоя скважины и выноса горной породы по кольцевому пространству на ее устье. Особенностью предложенной методики является возможность учета на этапе проектирования налипания шлама на фильтрационной корке на стенке скважины, механической скорости бурения и геометрических размеров частичек шлама.*

Ключевые слова: концентрация шлама

*The method for the design and the selection of pumping drilling mud taking away cuttings above mouth annular space has been provided. The peculiarity of the method offered is to consider the design level slime stick on wellbore wall filter cake both with mechanical driving speed and the geometrical slime size.*

Keywords: mud concentration

Національною енергетичною програмою України розроблено шляхи ефективного забезпечення країни енергетичними ресурсами за рахунок активізації розвитку власного паливно-енергетичного комплексу. При цьому вугілля залишається і на перспективу головним вітчизняним енергоносієм. Водночас, лише 14% нафти і 30% газу від загальних потреб України планується покрити за рахунок внутрішніх ресурсів. Тому важливе місце в “Програмі...” приділяється альтернативним видам енергії, за рахунок яких незабаром буде видобуватиметься близько 10% всієї енергії. Значну роль в цьому має відіграти метан вугільних пластів. За підрахунками на сьогодні запаси метану в Україні складають 12 трлн. м<sup>3</sup>, що утричі перевищує об’єми природного газу. За цим показником Україна посідає четверте місце після Китаю, Росії і Канади. На п’ятому місці після України знаходиться США, де на сьогодні промислове видобування метану вважається найбільш розвинутим.

За останнє десятиліття Україна спожила близько 75 млрд. м<sup>3</sup> природного газу, з яких лише 18 млрд. м<sup>3</sup> власного видобутку. В Україні є два вугільних басейни (Львівсько-Волинський і Донецький) з нормальними для видобування метану гірничо-геологічними умовами. На даний час метан з них видобувається не промислово, а в комплексі розробки вугілля і включає два основних напрямки:

- примусове видобування з метою створення безпечних умов у процесі будівництва і роботи шахт, покращення екологічної ситуації і наступної його утилізації;
- примусове видобування для попередньої дегазації вугільних відкладів для отримання додаткових об’ємів енергоносія.

Для цього в більшості випадків використовується звичайна технологія буріння підземних дегазаційних свердловин з наступним підключенням їх до вакуумних станцій. Існує цілий ряд причин, які обумовлюють низьку ефективність їх роботи, однією з яких є відсутність технології і техніки буріння довгих горизонтальних свердловин в м’яких і нестійких вугільних пластах. Забезпечення стійкості стінок в процесі буріння є необхідною умовою її будівництва і вимагає комплексного вирішення питань вибору конструкції свердловини, визначення оптимальних режимів буріння, промивання, руйнування гірської породи (ГП).

На стійкість стінок свердловин значною мірою впливає інтенсивність промивання свердловини, а саме величина подачі насоса. У разі невідповідності її гірничо-геологічним умовам і технології буріння відбувається розмивання стінок свердловини, зміна напрямку буріння зі збільшенням енергетичних і матеріальних витрат на її будівництво. З метою визначення оптимальної подачі насоса, необхідної для транспортування шламу по КП свердловини і очищення її вибою від шламу необхідним є системний підхід, який в комплексі враховує основні принципи промивання, техніко-технологічні і гірничо-геологічні умови процесу буріння та сприятиме підвищенню техніко-економічних показників довбання і зменшенню енергетичних витрат.

### Дослідження гідротранспорту шламу у відкритому стовбурі похило-скерованого (ПСС) і горизонтального стовбура свердловини (ГС) потоком бурового розчину (БР)

Транспортування шламу потоком БР відбувається в результаті дії таких сил (рис. 1):

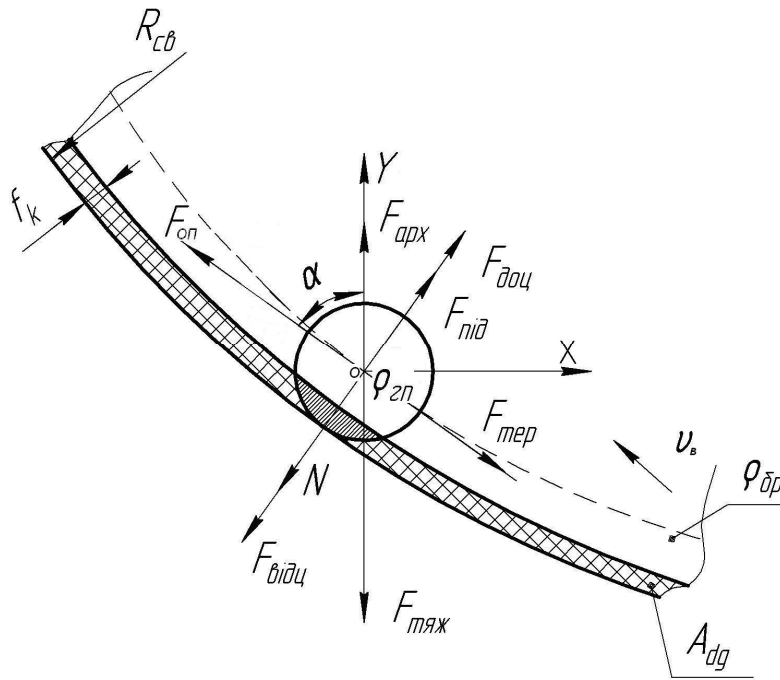


Рисунок 1 – Схема розподілу сил, що діють на частинку шламу в БР вздовж незакріпленого КП викривленого стовбура свердловини

відцентрової  $F_{відц}$ , доцентрової  $F_{доц}$ , тертя  $F_{мер}$ , опору в'язкого середовища  $F_{оп}$ , тяжіння  $F_{тяж}$ , Архімедової  $F_{арх}$  і підйомної  $F_{під}$  [2].

Розглянемо сферичну частинку шламу в БР свердловини, яка проковзує між стінкою та БК на ділянці набору zenітного кута. При цьому сили Архімеда і тяжіння, які діють на частинку шламу за даних умов визначаються:

$$F_{тяж} = \rho_{ГП} g V_{ч}, \quad (1)$$

де:  $V_{ч}$  – максимальний об'єм частинки шламу, яка виноситься БР;

$\rho_{ГП}$  – густина ГП.

$$F_{арх} = \rho_{БР} g V_{ч}, \quad (2)$$

де  $\rho_{БР}$  – густина бурового розчину.

$$F_{відц} = 2\rho_{ГП} v_b^2 V_{ч} \kappa / (2 + \kappa D_{св}), \quad (3)$$

$$F_{доц} = 2\rho_{БР} v_b^2 V_{ч} \kappa / (2 + \kappa D_{св}), \quad (4)$$

де:  $\kappa$  – кривизна стовбура свердловини;

$D_{св}$  – діаметр свердловини;

$v_b$  – швидкість піднімання частинки шламу відносно течії БР:

$$v_b = v - v_0, \quad (5)$$

де:  $v$  – швидкість потоку БР в КП з врахуванням ексцентриситету осей бурильної колони (БК) і стовбура свердловини;

$v_0$  – швидкість осідання шламу в БР, [4].

$$F_{оп} = c \rho_{БР} S_{ГП} V_{ч} v_b^2 / 2, \quad (6)$$

де:  $S_{ГП}$  – максимальна площа поперечного перерізу частинки шламу найбільшої із фракційного складу, утвореного на вибої;

$c$  – емпіричний коефіцієнт:

$$c = \left[ \frac{36 \mu}{d_{ГП}^{1.5} \sqrt{3 g \rho_{БР} (\rho_{ГП} - \rho_{БР})}} + 0.67 \right]^2, \quad (7)$$

де:  $\mu$  – абсолютна в'язкість БР;

$d_{ГП}$  – умовний діаметр частинки шламу.

Сила тертя при підніманні частинки ГП відносно стінки свердловини з врахуванням прилипання її до фільтраційної кірки (ФК) визначається:

$$F_{мер} = N f_{ТЕР} + A_{dg} S_{ГП}, \quad (8)$$

де:  $f_{ТЕР}$  – коефіцієнт тертя частинки шламу зі стінкою свердловини;

$A_{dg}$  – міцність ФК на зсув;

$N$  – нормальна складова сили притискання частинки шламу до стінки свердловини:

$$N = V_{ч} (\rho_{ГП} - \rho_{БР}) \times \left[ \frac{2 \kappa v_b^2}{2 + \kappa D_{св}} + g \sin(\alpha) \right] - F_{під}, \quad (9)$$

де  $\alpha$  – zenітний кут стовбура свердловини.

Під час обертання БК з кутовою швидкістю  $\omega = const$  на частинку шламу, яка потрапляє до зони завихреного БР, діє сила  $F_{нід}$ :

$$F_{нід} = \rho_{ГП} V_{ч} \omega^2 d_{БТ} / 12, \quad (10)$$

де  $d_{БТ}$  – діаметр бурильної труби.

Згідно з рис. 1 отримуємо рівняння рівноваги сил, що діють на частинку шламу під час її руху в БР:

проекція сил на вісь ОХ:  
 $(F_{on} - F_{мер}) \cos(\alpha) + F_{арх} - F_{тяж} +$   
 $+ (F_{нід} + F_{доц} - N - F_{відц}) \sin(\alpha) = 0;$  (11)

проекція сил на вісь ОУ:  
 $-(F_{on} + F_{мер}) \sin(\alpha) +$   
 $+ (F_{нід} + F_{доц} - N - F_{відц}) \cos(\alpha) = 0.$  (12)

Визначення оптимальної подачі БР  $Q_{КП}$  для винесення шламу по ексцентричному КП [1] з врахуванням діючих на неї сил пропонується наступна система рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned} F_{відц} &= \frac{2\rho_{ГП} (v - v_0)^2 V_{чк}}{2 + \kappa D_{CB}}; \\ F_{тяж} &= \rho_{ГП} g V_{ч}; \\ F_{відц} &= \frac{2\rho_{БР} (v - v_0)^2 V_{чк}}{2 + \kappa D_{CB}}; \\ F_{on} &= \frac{c \rho_{БР} S_{ГП} V_{ч} (v - v_0)^2}{2}; \\ N &= V_{ч} (\rho_{ГП} - \rho_{БР}) \times \\ &\times \left[ \frac{2 \kappa (v - v_0)^2}{2 + \kappa D_{CB}} + g \sin(\alpha) \right] - F_{нід}; \\ F_{нід} &= \rho_{ГП} V_{ч} \omega^2 d_{БТ} / 12; \\ F_{мер} &= N f_{ТЕР} + A_{dg} S_{ГП}; \\ (F_{on} - F_{мер}) \cos(\alpha) + F_{арх} - F_{тяж} + \\ &+ (F_{нід} + F_{доц} - N - F_{відц}) \sin(\alpha) = 0; \\ -(F_{on} + F_{мер}) \sin(\alpha) + \\ &+ (F_{нід} + F_{доц} - N - F_{відц}) \cos(\alpha) = 0; \\ Q_{КП} &= v \left( \pi [D_{CB}^2 - d_{БТ}^2] / 4 - A_t \right); \\ P A_t + \tau_0 A_1 &= \tau_0 A_2; \\ F_{арх} &= \rho_{БР} g V_{ч}; \\ A_1 &= \left( D_{CB} \sin(\varphi) - \right. \\ &\left. - \sin[\arccos[(D_{CB} \cos(\varphi) - 2e)/d_{БТ}]] d_{БТ} \right) L_{БК} \\ A_2 &= [(2\pi - \varphi) D_{CB} / 2 + (2\pi - \\ &- \arccos[(D_{CB} \cos(\varphi) - 2e)/d_{БТ}]) d_{БТ} / 2] L_{БК}; \\ A_t &= \frac{1}{8} (D_{CB}^2 (2\varphi - \sin(2\varphi)) - d_{БТ}^2) \times \\ &\times (2 \arccos[(D_{CB} \cos(\varphi) - 2e)/d_{БТ}] - \\ &- \sin(2 \arccos[(D_{CB} \cos(\varphi) - 2e)/d_{БТ}])) , \end{aligned} \right. \quad (13)$$

де:  $e$  – величина ексцентриситету осей БК і свердловини;

$P$  – тиск помпування бурового насоса;

$\tau_0$  – динамічне напруження зсуву БР;

$L_{БК}$  – довжина бурильної колони (БК);

$A_t$  – площа поперечного перерізу застійної зони БР, [1];

$A_1$  – площа поверхні контакту між застійною зоною і БР, [1];

$A_2$  – площа поверхні контакту БР з БК і стінками свердловини в зоні руху, [1];

$\varphi$  – півкут охоплення елемента БК застійною зоною БР.

Для визначення впливу низки техніко-технологічних і гірничо-геологічних чинників на величину подачі БР для забезпечення гідротранспортування шламу по КП, незакріпленого обсадною колоною ПСС і ГС при  $\rho_{ГП} = 2600 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{БР} = (1200 - 1800) \text{ кг/м}^3$ ;  $D_{CB} = 215,9 \text{ мм}$ ;  $d_{БТ} = 114,3 \text{ мм}$ , отримано низку графічних залежностей (рис. 2-4).

Встановлено, що під час винесення шламу по КП стовбура свердловини із zenітним кутом  $45^0$  (рис. 2) суттєвий вплив на величину подачі БР має міцність ФК на зсув. Так, для піднімання шламу діаметром 18 мм по КП повз БК необхідно величину подачі БР витримувати від 6 до 26 л/с.

При зміні zenітного кута нахилу ПСС від 1 до  $70^0$  за густини БР  $1100 \text{ кг/м}^3$  і діаметра частинки шламу 6 мм (рис. 3) встановлено, що із зростанням zenітного кута стовбура виробки подачу насоса необхідно утримувати в межах від 6 до 27 л/с.

Із зміною діаметра частинки ГП від 4 до 18 мм, при  $\alpha = 45^0$  і  $\rho_{БР} = 1200 \text{ кг/м}^3$  (рис. 4) і інших вихідних даних необхідно витримувати подачу БР в межах від 13 до 23 л/с за наявності на стінках свердловини ФК з високими показниками міцності на зсув.

### Дослідження очищення вибою свердловини від шламу потоком БР

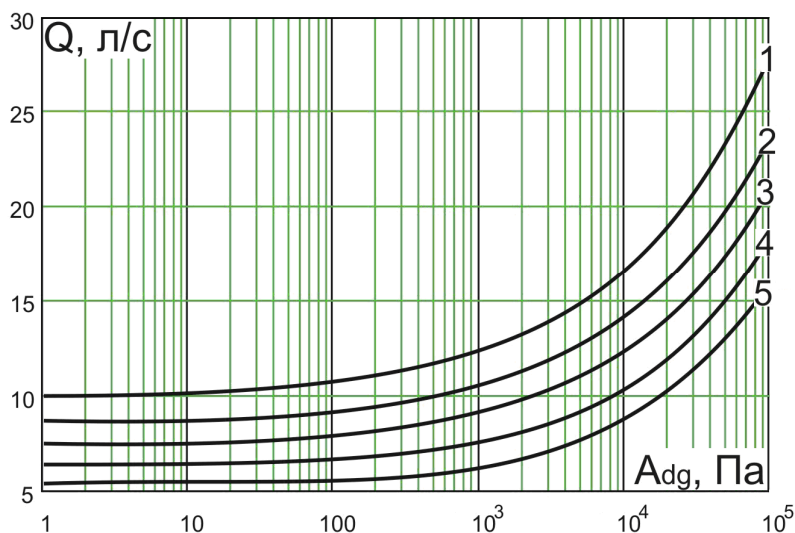
Під час руйнування долотом ГП на вибої свердловини роль БР полягає в забезпеченні повного і своєчасного видалення шламу, утвореного за певний час з метою запобігання повторного його перемелювання. Розглянемо частинку шламу ГП на вибої свердловини під дією таких силових факторів (рис. 5):  $F_1$  – вага частинки ГП;  $F_2$  – тертя із вибоєм свердловини;  $F_3$  – удар струмини БР;  $F_4$  – гідростатичний тиск;  $F_5$  – бокове зміщення частинки потоком БР;  $F_6$  – різниця швидкостей вище і нижче частинки;  $F_7$  – в'язке тертя частинки шламу в БР;  $F_8$  – пластовий тиск.

$$F_1 = \rho_{ГП} g V_{ч}; \quad (14)$$

$$F_2 = f_{ТЕР} N + \arccos[(d_{ГП} - 2 f_k) / d_{ГП}] A_{dg} d_{ГП}^2, \quad (15)$$

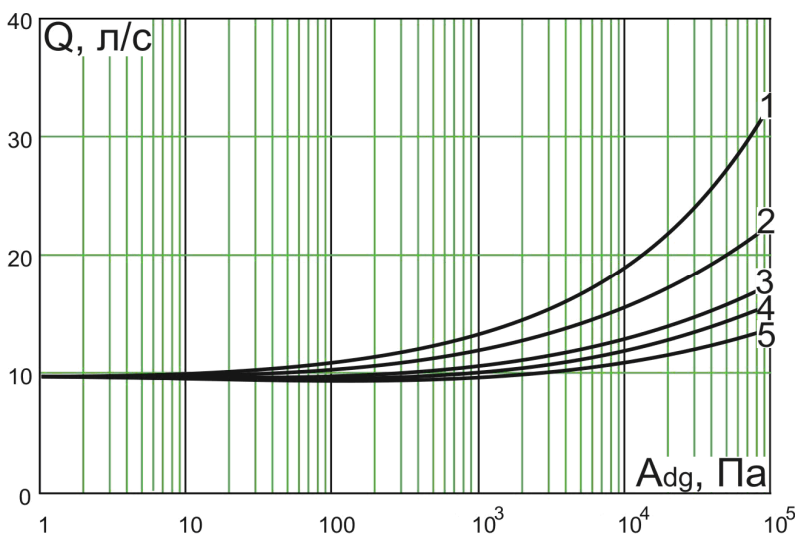
де:  $N$  – сила притискання частинки ГП до вибою свердловини;

$f_k$  – товщина фільтраційної кірки.



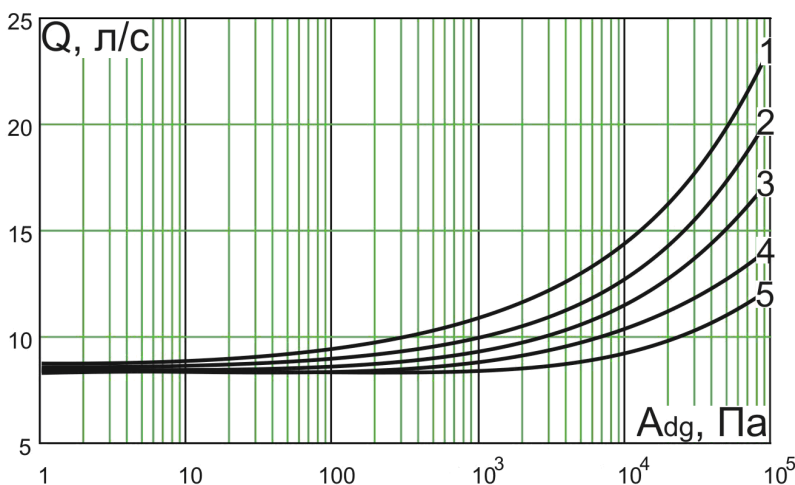
1 –  $1000 \text{кВт} / \text{м}^3$ ; 2 –  $1300 \text{кВт} / \text{м}^3$ ; 3 –  $1400 \text{кВт} / \text{м}^3$ ; 4 –  $1600 \text{кВт} / \text{м}^3$ ; 5 –  $1800 \text{кВт} / \text{м}^3$

Рисунок 2 – Залежність подачі насоса від густини БР при зміні міцності ФК на зсув



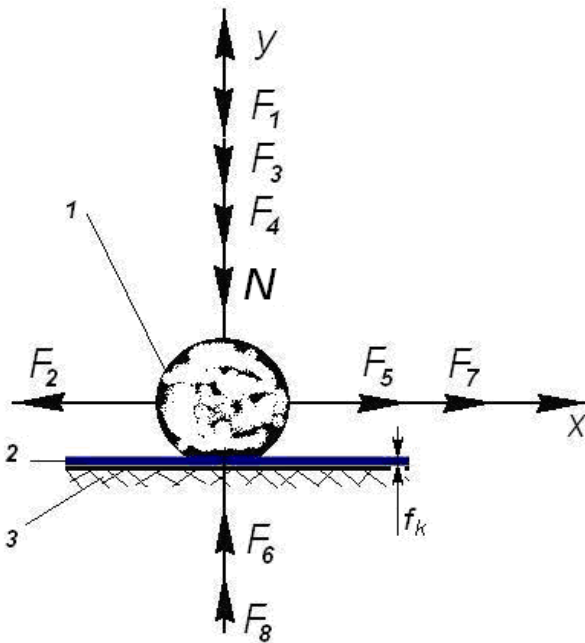
1 –  $\alpha = 70^\circ$ ; 2 –  $\alpha = 60^\circ$ ; 3 –  $\alpha = 45^\circ$ ; 4 –  $\alpha = 30^\circ$ ; 5 –  $\alpha = 1^\circ$

Рисунок 3 – Залежність подачі насоса від зенітного кута свердловини при зміні міцності ФК на зсув



1 –  $d_{гп} = 4 \text{мм}$ ; 2 –  $d_{гп} = 6 \text{мм}$ ; 3 –  $d_{гп} = 10 \text{мм}$ ; 4 –  $d_{гп} = 14 \text{мм}$ ; 5 –  $d_{гп} = 18 \text{мм}$

Рисунок 4 – Залежність подачі насоса від розмірів шламу при зміні міцності ФК на зсув



1 – частинка шламу; 2 – фільтраційна кірка;  
3 – стінка свердловини

**Рисунок 5 – Схема розподілу сил, що діють на частинку шламу на вибої свердловини**

$$F_3 = 4Q_B^2 \rho_{БР} / (\pi d_{ГП}^2), \quad (16)$$

$$F_4 = g H \rho_{БР} \pi d_{ГП}^2 / 4, \quad (17)$$

де:  $H$  – глибина свердловини.

$$F_5 = C \rho_{БР} v_p^2 \pi d_{ГП}^2 / 8, \quad (18)$$

де:  $C$  – коефіцієнт опору рухові частинки шламу в БР [3];

$v_p$  – швидкість потоку БР, паралельного вибою свердловини.

$$v_p = \frac{4.12 Q_B}{\pi d_H r n}, \quad (19)$$

де:  $r$  – віддаль від центра вибою до місця розташування частинки на ньому;

$d_H, n$  – діаметр і кількість насадок долота.

$$F_6 = \rho_{БР} v_p^2 S_C / 2; \quad (20)$$

$$S_C = \pi d_H r / 4, 12; \quad (21)$$

$$F_7 = 2.18 \sqrt{2 d_{ГП} (\rho_{ГП} - \rho_{БР}) S_C} / 3; \quad (22)$$

$$F_8 = P_{Пл} \pi d_{ГП}^2 / 4, \quad (23)$$

де  $P_{Пл}$  – пластовий тиск на вибої свердловини.

Сила притискання частинки шламу до вибою свердловини  $N$  визначається так:

$$N = (F_6 + F_8) + (F_1 + F_3 + F_4). \quad (24)$$

При проектуванні сил  $F_i$  на вісь  $OX$  після ряду спрощень подача насоса для видалення частинки шламу з-під долота визначається:

$$Q_B = \left\{ \pi d_{ГП}^2 \left[ P_{Пл} - \frac{4 A_{dg} \tau}{\mu \pi} \arccos \left( \frac{d_{ГП} - 2 f_k}{d_{ГП}} \right) - \right. \right. \\ \left. \left. - g \left( 2 \rho_{ГП} d_{ГП} \frac{1 - (\rho_{БР} / \rho_{ГП})}{3} + \rho_{БР} H_{СВ} \right) \right] + \right. \\ \left. + \frac{d_H r \tau}{1.03 \mu} \right\} \cdot \left\{ 8 \rho_{БР} \frac{\frac{2}{d_H^2} - \frac{1.03}{d_{ГП} r n} - \frac{1.061 C}{\mu r^2 n}}{\pi n} \right\}^{-1} \quad (25)$$

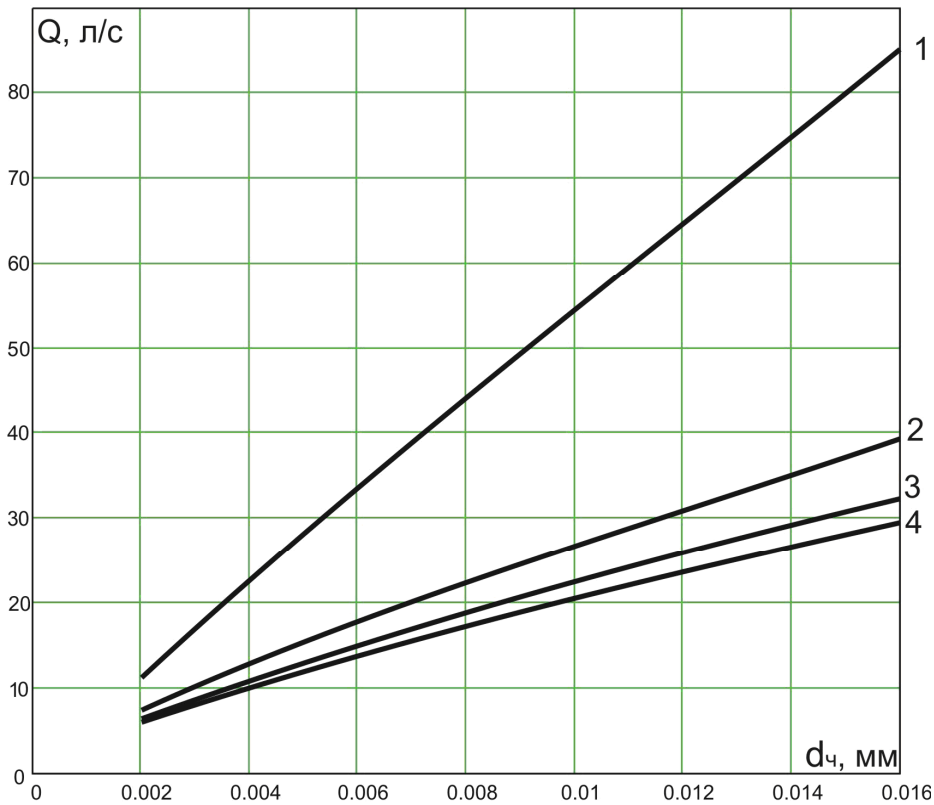
В результаті розрахунку оптимальної подачі БР в процесі промивання вибою свердловини згідно попередньо встановлених вихідних даних отримано низку графічних залежностей (рис. 6-8). При цьому встановлено: під час видалення шламу з вибою свердловини суттєвий вплив мають діаметр прохідного каналу насадки долота і розміри частинок шламу. Так, чим менший діаметр каналу насадки долота і більші геометричні розміри частинки шламу (рис. 6) на їх видалення з вибою без повторного перемелювання слід збільшувати величину подачі БР в декілька разів. Проте частинки шламу розмірами 2-7 мм згідно даної графічної залежності виносяться з вибою свердловини при встановлених вихідних даних за подачі БР в межах 8-18 л/с.

Зростання величини показника міцності ФК на зсув або її товщини обумовлює необхідність збільшення подачі насоса (рис. 7). Так, для видалення 4-16 мм частинок шламу струменем БР, який витікає з насадки діаметром 10 мм, необхідно при  $\Delta P = 2.5 \text{ кПа}$  та величиною  $A_{dg} = (10^3 \div 10^5) \text{ Па}$  забезпечити його подачу в межах 8-35 л/с.

У міру віддалення частинок шламу від насадки долота виникає потреба у збільшенні подачі БР. (рис. 8). Так, для шламу розмірами від 4 до 16 мм при зміні  $r$  від 10 до 50 мм необхідно збільшити подачу насоса від 3 до 27 л/с.

Визначальними чинниками при проектуванні і виборі подачі насоса з метою забезпечення ефективності промивання свердловини є інтервал буріння (кондуктор, проміжні й експлуатаційна колони), його довжина, інтенсивність викривлення, зенітний кут та відповідний діаметр долота, його промивна система, сукупність гірничо-геологічних умов, що характеризують шлам та реологічні параметри БР. Використовуючи їх проектують подачі насоса  $Q_B$  і  $Q_{КП}$ , за якими приймається кінцеве рішення про використання в процесі промивання свердловини  $Q$ .

Далі з врахуванням густин БР і частинок ГП і їх максимальних геометричних розмірів визначається швидкість осідання шламу у вертикальному стовбурі свердловини [4]. За величиною механічної швидкості проходки в момент буріння свердловини для даного інтервалу при відповідних техніко-технологічних і гірни-



1 –  $d_H = 16\text{ мм}$ ; 2 –  $d_H = 14\text{ мм}$ ; 3 –  $d_H = 12\text{ мм}$ ; 4 –  $d_H = 10\text{ мм}$

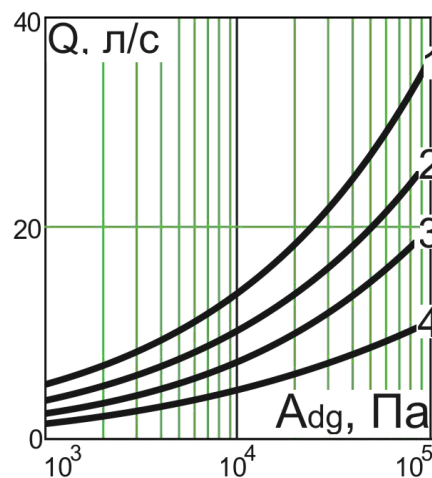
**Рисунок 6 – Залежність подачі насоса від розмірів частинки шламу і діаметрів насадок долота**

чо-геологічних умовах визначається об’ємна концентрація шламу в КП  $C_{ш}$  [4] і за умовою  $2\% \leq C_{ш} \leq 5\%$  проводиться коригування запроектованих величин подачі бурового насоса  $Q$ .

У процесі буріння стовбура свердловини буровими долотами з діаметрами понад за 269,9 мм в інтервалах залягання нестійких і схильних до осипання ГП характерним є укрупнення частинок шламу. При відповідно збільшеній площі поперечного перерізу КП і високій механічній швидкості проходки  $>10$  м/год виникає необхідність у застосуванні високих подач бурового насоса з метою дотриманням необхідної об’ємної концентрації шламу в БР.

У процесі буріння свердловини малих діаметрів у інтервалах залягання, схильних до розмивання і осипання ГП, є необхідність в обмеженні швидкості висхідного потоку БР в КП з метою запобігання розширенню стовбура свердловини. Тому проектування і вибір подачі бурового насоса для промивання свердловини повинен також виходити із умови забезпечення номінальної концентрації шламу в КП (рис. 9).

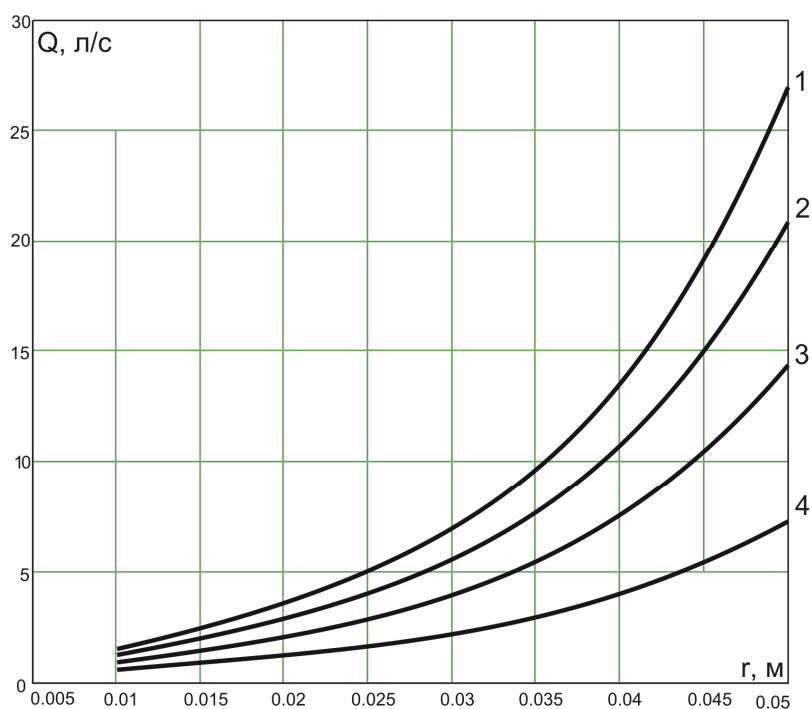
Запропонований підхід до проектування і вибору оптимальної подачі БР для забезпечення ефективного очищення вибою від шламу і його транспортування КП, запобігаючи можливості розмивання стінок свердловини, налипання на них шламу вносить суттєві вдосконалення в науковому і практичному плані технології буріння ПСС і ГС у відкладах ГП, схильних до розмивання, осипання, обвалювання.



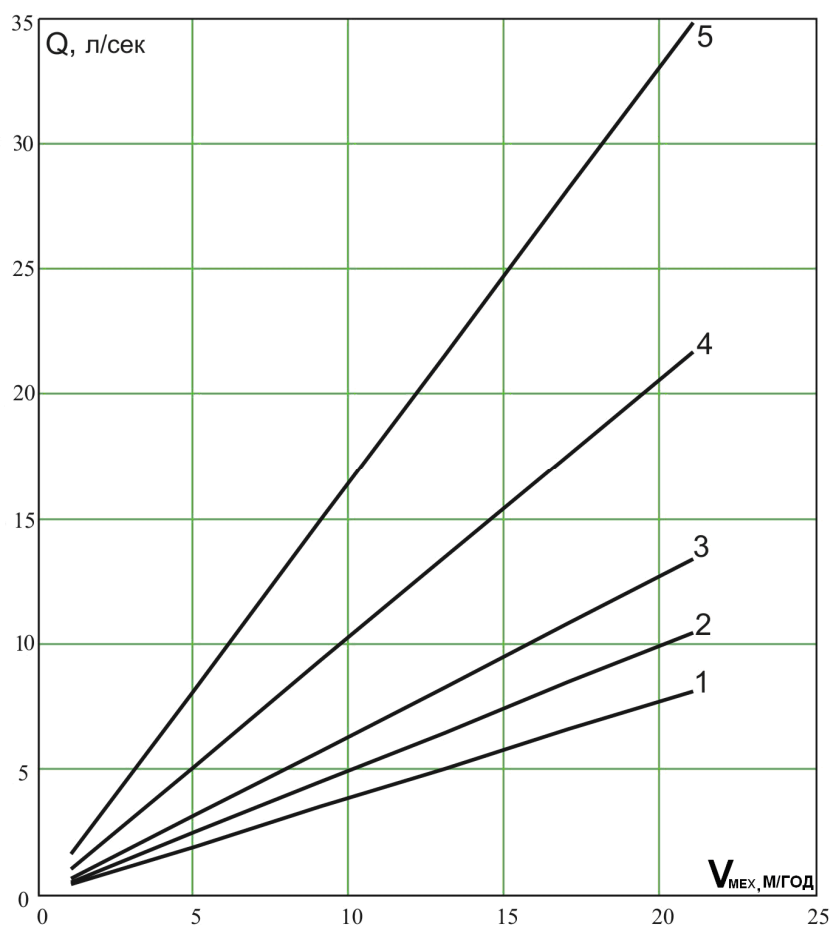
$d_H = 16\text{ мм}$ ; 2 –  $d_H = 14\text{ мм}$ ; 3 –  $d_H = 12\text{ мм}$ ; 4 –  $d_H = 10\text{ мм}$

**Рисунок 7 – Залежність подачі насоса від розмірів частинок шламу та міцності ФК на зсув**

Результати аналітичних досліджень довели, що величина подачі насоса, запроектована з врахуванням вищевказаних умов, може бути забезпечена у разі використання серійного обладнання для буріння свердловин з можливістю оперативного управління нею за механічною швидкістю буріння.



1 –  $d_{ГП} = 16$  мм; 2 –  $d_{ГП} = 12$  мм; 3 –  $d_{ГП} = 8$  мм; 4 –  $d_{ГП} = 4$  мм  
**Рисунок 8 – Залежність подачі насоса від розмірів частинки шламу у міру її віддалення від насадки долота**



1 –  $D_{д} = 190,5$  мм; 2 –  $D_{д} = 215,9$  мм; 3 –  $D_{д} = 244,5$  мм; 4 –  $D_{д} = 311$  мм; 5 –  $D_{д} = 393,7$  мм  
**Рисунок 9 – Діаграми вибору подачі насоса для забезпечення об'ємної концентрації шламу в БР 2% за повної механічної швидкості буріння**

*Література*

- 1 Чудик І. Вплив ексцентричного розташування бурильної колони у стовбурі свердловини на його промивання [Текст] / І. І. Чудик. – Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 1(26). – С. 44-48.
- 2 Куликов В. Удаление шлама из ствола скважины восходящим потокам очистного агента [Текст] / В. В. Куликов // Строительство нефтяных и газовых скважин. – 2007. – №4. – С. 19–21.
- 3 Гусман А. Управление очисткой забоя скважины при бурении шарошечными долотами [Текст] / А. Н. Гусман. – Бурение и нефть. – 2005. – №2. – С. 12–15.
- 4 Маковей Н. Гидравлика бурения [Текст] / Н. Маковей. – М.: Недра, 1986. – 537 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*28.09.10*

*Рекомендована до друку професором*

*Коцкуlichem Я.С.*

## КОРЕЛЯЦІЙНІ ЕМПІРИЧНІ ЗАЛЕЖНОСТІ МІЖ СТАТИЧНОЮ СКЛАДОВОЮ НАВАНТАЖЕННЯ НА ДОЛОТО ТА МЕХАНІЧНОЮ ШВИДКІСТЮ БУРІННЯ ЗА РІЗНИХ ЗНАЧЕНЬ ЖОРСТКОСТІ КОМПОНОВКИ СТЕНДОВОГО ІНСТРУМЕНТУ

Р.Б. Щербій, М.В. Мойсишин, Б.Д. Борисевич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42453,  
e-mail: public@nimg.edu.ua

*Для встановлення кореляційних емпіричних залежностей між параметрами буріння (осьовим статичним навантаженням на долото і частотою обертання долота) та механічною швидкістю буріння на буровому стенді ІФНТУНГ проведені три серії досліджень за класичним планом. Жорсткість бурового інструменту встановлювалась на двох рівнях. Для перших двох серій змінним фактором було осьове статичне навантаження на долото, в третій серії – частота обертання долота. Для порівняння статистичних характеристик двох вибірок із значеннями механічної швидкості буріння  $V_{X,i}$  і  $V_{Y,i}$ , одержаних для різних рівнів жорсткості компоновки, була застосована статистична перевірка параметричних гіпотез. За результатами досліджень встановлено шість емпіричних залежностей  $V_{MEX} = f(F_{CT})$  і дві –  $V_{MEX} = f(n_{дол})$ . Незалежно від значень параметрів буріння, типу долота та фізико-механічних властивостей породи зменшення жорсткості бурового інструменту призводить до зростання механічної швидкості буріння.*

**Ключові слова:** буровий стенд, жорсткість, параметри процесу буріння, вибірка, механічна швидкість буріння, статистичні характеристики, параметричні гіпотези, кореляційна емпірична залежність

*Для установления корреляционных эмпирических зависимостей между параметрами бурения (осевой статической нагрузкой на долото, частотой его вращения) и механической скоростью бурения на буровом стенде ИФНТУНГ проведены три серии исследований по классическому плану. Жесткость бурового инструмента устанавливалась на двух уровнях. Для первых двух серий переменным фактором была осевая статическая нагрузка на долото, в третьей серии изменялась частота вращения долота. Для сравнения статистических характеристик двух выборок со значениями механической скорости бурения  $V_{X,i}$  и  $V_{Y,i}$ , полученных для двух уровней жесткости бурового инструмента, использовалась статистическая проверка параметрических гипотез. По результатам исследований было установлено шесть эмпирических зависимостей  $V_{MEX} = f(F_{CT})$  и две –  $V_{MEX} = f(n_{дол})$ . Независимо от значений параметров бурения, типа долота и физико-механических свойств породы уменьшение жесткости бурового инструмента приводит к росту механической скорости бурения.*

**Ключевые слова:** буровой стенд, жесткость, параметры процесса бурения, выборка, механическая скорость бурения, статистические характеристики, параметрические гипотезы, корреляционная эмпирическая зависимость

*For establishment of correlation empiric dependences between the parameters of the boring drilling (the axial static loading on a bit, frequency of rotation of bit) and mechanical speed of the boring drilling, on a boring stand of IFNTUOG three series of researches after a classic plan were conducted. Inflexibility of boring instrument was set at two level. For the first two series the axial static loading on a chisel in the third series was a variable factor - frequency of rotation of chisel. For comparison of statistic descriptions of two selections with the values of mechanical speed of the boring drilling  $V_{X,i}$  and  $V_{Y,i}$ , getting for different levels of inflexibility of arrangement a method was applied „Statistical verification of parametrical hypotheses“. As a result of researches six empiric dependences are set  $V_{MEX} = f(F_{CT})$  and two –  $V_{MEX} = f(n_{дол})$ . Regardless of values of parameters of the boring drilling, type of chisel and physical mechanical properties generate reduction of inflexibility of boring instrument results in growth of mechanical speed of the boring drilling.*

**Keywords:** drilling bedstead, inflexibility, parameters of the boring drilling, set, frequency of rotation, statistic descriptions, parametrical hypotheses, correlation empiric dependences

У процесі буріння нафтових та газових свердловин шарошковими долотами виникають коливання бурової колони з одночасною появою додаткового динамічного навантаження на гірську породу, елементи бурової колони і наземного обладнання. Для зменшення шкідливого впливу коливань на роботу бурової колони в компоновці її низу застосовують віброзахисні пристрої (ВЗП), які називаються амортизаторами. Перший вібропоглинач був випробуваний в 1960 р. у Західному Техасі. У 1964 р. почалися

промислові випробовування гумово-металічного амортизатора «Дрілко». За позитивними результатами цих випробовувань він був впроваджений на промислах у 1967 р. Основним призначенням цих амортизаторів було зниження рівня вібрацій бурового інструмента [2].

Ефективність використання амортизатора оцінюється за даними зношуваності елементів бурової колони і наземного обладнання. Спостереження за ресурсом їх роботи вимагає тривалого часу. Під час використання амортизатора

ра на бурових США було виявлено його вплив на основні показники буріння: механічну швидкість і проходку на долото [2]. За результатами цих досліджень встановлено, що використання амортизатора у компоновці низу бурової колони зменшувало вартість одного метра буріння від 14 до 23\$.

Враховуючи зазначене вище, основним чинником, який визначає економічну ефективність використання амортизатора, є підвищення механічної швидкості буріння. Дослідження, проведені у США та інших країнах, відзначають як збільшення механічної швидкості буріння, так і її зменшення у випадку застосування амортизаторів [1]. В роботі [3] наведено результати випробувань амортизаторів у ВО "Краснодарнафтогаз" у Західному Сибіру, та у ВО "Укрзахіднафтогаз", за якими використання амортизатора одного ж і того типу залежно від умов експлуатації, по-різному впливає на показники буріння. Це свідчить про необхідність обґрунтованого вибору характеристик амортизатора для конкретних умов буріння, який можна зробити тільки на основі кореляційних залежностей між механічною швидкістю буріння та параметрами амортизатора, одним з яких є жорсткість, яка визначає кількість потенційної енергії, що акумулюється при його пружній деформації.

Для встановлення цих залежностей був вибраний метод стендових експериментальних досліджень, під час проведення яких режим буріння і параметри компоновки бурового інструмента мають строго фіксовані значення та можливість їх зміни в певних межах для конкретних фізико-механічних характеристик гірської породи.

Метою досліджень, проведених на буровому стенді ІФНТУНГ за класичним планом, було встановлення кореляційних залежностей між параметрами буріння, осьовим статичним навантаженням на долото, частотою обертання долота та механічною швидкістю буріння для різних рівнів жорсткості бурильного інструменту, впливу жорсткості компоновки на механічну швидкість буріння. Постійні чинники першої серії досліджень: частота обертання долота –  $n_{\text{дол}} = 82 \text{ хв}^{-1}$ , витрата промивальної рідини (води) –  $Q = 7 \text{ л/с}$ , діаметр долота – 76 мм, тип долота – ОК, коефіцієнт демпфування компоновки –  $\beta = 0,1 \text{ кН}\cdot\text{с/м}$ .

Змінні чинники: осьове статичне навантаження на долото  $F_{\text{ст}}$ , яке встановлювалась на семи рівнях: 2,5; 5; 7,5; 10; 15; 20 і 25кН, та жорсткість компоновки бурильного інструменту, яка встановлювалась на двох рівнях: 225 і 6000 кН/м. В якості розбурюваної породи використовувались блоки сірого граніту, твердість по штампу – 3120 МПа.

Постійні чинники другої серії досліджень: частота обертання долота –  $n_{\text{дол}} = 188 \text{ хв}^{-1}$ , розхід промивальної рідини (води) –  $Q = 7 \text{ л/с}$ , діаметр долота – 93 мм, тип долота – Т, коефіцієнт демпфування компоновки –  $\beta = 0,1 \text{ кН}\cdot\text{с/м}$ .

Змінні чинники: осьове статичне навантаження на долото  $F_{\text{ст}}$ , яке встановлювалась на

десяти рівнях: 10; 11,5; 13; 14,25; 15; 18; 21; 24; 26,5 і 29кН, та жорсткість компоновки бурильного інструменту, яка встановлювалась на двох рівнях: 225 і 6000 кН/м. В якості розбурюваної породи використовувались блоки пісковіку воротищенської світи, складені з двох, різних за своєю твердістю, пропластків –  $p_{\text{ш1}} = 2050 \text{ МПа}$  і  $p_{\text{ш2}} = 1440 \text{ МПа}$ .

Постійні чинники третьої серії досліджень: осьове статичне навантаження на долото –  $F_{\text{ст}} = 25 \text{ кН}$ , витрата промивальної рідини (води) –  $Q = 7 \text{ л/с}$ , діаметр долота – 76 мм, тип долота – ОК, коефіцієнт демпфування компоновки –  $\beta = 0,1 \text{ кН}\cdot\text{с/м}$ .

Змінні чинники: жорсткість компоновки бурильного інструменту, яка встановлювалась на трьох рівнях: 225, 1000 і 6000 кН/м, та частота обертання долота, яка встановлювалась на чотирьох рівнях: 82, 133, 188 і 285  $\text{хв}^{-1}$ , та жорсткість компоновки бурильного інструменту, яка встановлювалась на двох рівнях: 225 і 6000 кН/м. В якості розбурюваної породи використовувались блоки сірого граніту, твердість по штампу – 3120 МПа.

Мінімальна кількість паралельних дослідів у ході проведення досліджень дорівнювала трьом.

Для визначення статистичних характеристик вибірок механічної швидкості буріння необхідно задатись величиною надійності  $\beta$ , з якою можна гарантувати потрапляння математичного сподівання значення механічної швидкості буріння в визначений інтервал надійності. Для досліджень процесів буріння нафтових і газових свердловин слід приймати це значення в межах  $\beta = 0,8 \dots 0,95$ .

В таблиці 1 наведені статистичні характеристики вибірок механічної швидкості буріння, визначені за надійності якого  $\beta = 0,8$ .

Статистичні характеристики вибірок механічної швидкості буріння першої серії досліджень наведені у таблиці 1.

Для порівняння статистичних характеристик двох вибірок із значеннями механічної швидкості буріння  $V_{X,i}$  і  $V_{Y,i}$ , одержаних для різних рівнів жорсткості компоновки, застосовуємо статистичну перевірку параметричних гіпотез.

За цим методом висувається гіпотеза про рівність дисперсій та середніх значень вибірок:

$D_{V_X} = D_{V_Y}$  і  $\bar{V}_{CP.X} = \bar{V}_{CP.Y}$ . Ця гіпотеза називається нульовою –  $H_0$ . Проти цієї гіпотези висувається альтернативна (конкуруюча) гіпотеза  $H_A$ , яка стверджує, що ці вибірки не відносяться до одної генеральної сукупності, тобто  $D_{V_X} \neq D_{V_Y}$  і  $\bar{V}_{CP.X} \neq \bar{V}_{CP.Y}$ , за  $C_X < C_Y$ . Критична область прийняття гіпотез – правостороння.

Згідно із згаданим методом вибіркові дисперсії вибірок спочатку порівнюються за статистичним критерієм  $F$ . Умова прийняття нульової гіпотези про рівність дисперсій для вибраного рівня значущості  $\alpha$  має вигляд –  $F_{em} < F_{кр}$ , де  $F_{em}$  – експериментальне (емпіричне) значення критерію, обчислене за значеннями

Таблиця 1 – Статистичні характеристики вибірок значень механічної швидкості буріння першої серії досліджень

№ виб.	F <sub>СТ</sub> , кН	C, кН/м	V <sub>мех.і</sub> , м/год	V <sub>мех.ср</sub> , м/год	Дисперсія D <sub>V</sub> (м/год) <sup>2</sup>	Стандарт σ <sub>V</sub> , м/год	Надійний інтервал, V <sub>мех.ср</sub> ± ε <sub>V</sub>	Точність визначення V <sub>мех.ср</sub> -Т%
1	2,5	225	0,11; 0,06; 0,07	0,08	7,02·10 <sup>-4</sup>	0,0265	0,08±0,02	19,1
2		6000	0,038; 0,016; 0,033	0,029	1,32·10 <sup>-4</sup>	0,0115	0,029±0,01	22,9
3	5	225	0,2; 0,18; 0,28	0,22	0,0028	0,0529	0,22±0,04	13,9
4		6000	0,07; 0,08; 0,12	0,09	0,0007	0,0265	0,09±0,02	17
5	7,5	225	0,33; 0,47; 0,34	0,38	0,0061	0,0781	0,38±0,06	11,9
6		6000	0,18; 0,17; 0,22	0,19	0,0007	0,0265	0,19±0,02	8,0
7	10	225	0,52; 0,67; 0,55	0,58	0,0063	0,0794	0,58±0,047	6,0
8		6000	0,32; 0,4; 0,3	0,34	0,0028	0,0529	0,34±0,041	9,0
9	15	225	1,1; 1,12; 0,93	1,05	0,0109	0,1044	1,05±0,08	5,7
10		6000	0,75; 0,62; 0,73	0,7	0,0049	0,07	0,7±0,054	5,8
11	20	225	1,78; 1,47; 1,7	1,65	0,0259	0,1609	1,65±0,12	5,6
12		6000	1,04; 1,07; 1,22	1,11	0,0093	0,0964	1,11±0,075	5,0
13	25	225	2,24; 2,3; 2,06	2,2	0,0156	0,1249	2,2±0,096	3,3
14		6000	1,83; 1,83; 1,69; 1,66	1,74	0,011	0,105	1,74±0,066	3,0

Примітка: при N=3 t<sub>β</sub>=1,886; при N=4 t<sub>β</sub>=1,638.

вибіркових дисперсій, F<sub>кр</sub> – критичне значення розподілу Фішера – Снедекора, яка відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези H<sub>0</sub>.

Емпіричне значення F<sub>ем</sub> визначаємо за формулою:

$$F_{ем} = \frac{D_{V.X}}{D_{V.Y}}, D_{V.X} \triangleright D_{V.Y}. \quad (1)$$

Критичне значення F<sub>кр</sub> визначаємо залежно від прийнятого рівня значущості α та ступенів вільності k<sub>1</sub> і k<sub>2</sub>:

$$k_1 = N_X - 1; k_2 = N_Y - 1. \quad (2)$$

У разі підтвердження гіпотези H<sub>0</sub> у результаті порівняння дисперсій проводиться перевірка гіпотези H<sub>0</sub> про рівність середніх значень вибірок за статистичним критерієм T.

Умова прийняття нульової гіпотези про рівність середніх значень вибірок для вибраного рівня значущості α має вигляд – T<sub>ем</sub> < T<sub>кр</sub>. де T<sub>ем</sub> – експериментальне (емпіричне) значення критерія, обчислене за середніми значеннями вибірок, T<sub>кр</sub> – критичне значення розподілу Стюдента, яка відділяє критичну область від області прийняття нульової гіпотези H<sub>0</sub>.

Якщо об'єми N<sub>X</sub> і N<sub>Y</sub> порівнюваних вибірок менші 30, емпіричне значення критерію Стюдента T<sub>ем</sub>, визначається за формулою:

$$T_{ем} = \frac{\bar{V}_{CP.X} - \bar{V}_{CP.Y}}{(N_X - 1)D_{V.X} + (N_Y - 1) \cdot D_{V.Y}} \times \sqrt{\frac{N_X \cdot N_Y (N_X + N_Y - 2)}{N_X + N_Y}}. \quad (3)$$

Критичне значення T<sub>кр</sub> визначаємо залежно від прийнятого рівня значущості α та ступеня вільності k

$$k = N_X + N_Y - 2. \quad (4)$$

В таблиці 2 наведені результати перевірки нульової гіпотези D<sub>VX</sub> = D<sub>VY</sub>. Прийнятий рівень значущості – α=0,01.

За таблицею 2 нульова гіпотеза про рівність вибіркових дисперсій підтверджується для всіх порівнюваних вибірок. Іншими словами, за вибірковими значеннями дисперсій ці вибірки належать до однієї генеральної сукупності. Імовірність прийняття такого рішення – β=0,99.

В таблиці 3 наведені результати перевірки нульової гіпотези  $\bar{V}_{CP.X} = \bar{V}_{CP.Y}$ . Прийнятий рівень значущості – α=0,05.

За таблицею 3 нульова гіпотеза про рівність середніх значень вибірок не підтверджується. Іншими словами, за середніми значеннями вибірки не належать до однієї генеральної сукупності. Імовірність прийняття такого рішення β=0,95.

За методикою обробки експериментальних даних апроксимація вважається задовільною, коли виконується умова 0,1 $\bar{Y}$  > σ<sub>0</sub>, де  $\bar{Y}$  – середнє значення функції, σ<sub>0</sub> – величина основної похибки при підборі вирівнюючої залежності. Крім перевірки цієї умови для апроксимуючої залежності треба перевірити нульову гіпотезу H<sub>0</sub> про рівність нульові генерального коефіцієнта кореляції r<sub>r</sub>=0. З цією метою обчислюється спостережуване значення статистичного критерію T – T<sub>СП</sub> за формулою:

$$T_{СП} = \frac{r_B \sqrt{N-2}}{\sqrt{1-r_B^2}}, \quad (5)$$

Таблиця 2 – Перевірка нульових гіпотез  $D_{V_X} = D_{V_Y}$ .

№ виб.	F <sub>СТ</sub> , кН	C, кН./м	D <sub>V</sub>	N	F <sub>ем</sub>	F <sub>кр</sub>	F <sub>ем</sub> <F <sub>кр</sub>	
1	2,5	225	$7,02 \cdot 10^{-4}$	3	5,32	99,01	Викон.	
2		6000	$1,32 \cdot 10^{-4}$	3				
3	5	225	0,0028	3	4		Викон.	
4		6000	0,0007	3				
5	7,5	225	0,0061	3	8,7		Викон.	
6		6000	0,0007	3				
7	10	225	0,0063	3	2,25		Викон.	
8		6000	0,0028	3				
9	15	225	0,0109	3			Викон.	
10		6000	0,0049	3				
11	20	225	0,0259	3	2,8		Викон.	
12		6000	0,0093	3				
13	25	225	0,0156	3	1,42		30,81	Викон.
14		6000	0,011	4				

Таблиця 3 – Перевірка нульових гіпотез  $\bar{V}_{CP.X} = \bar{V}_{CP.Y}$ .

№ виб.		C, кН./м	V <sub>CP</sub>	N	T <sub>ем</sub>	T <sub>кр</sub>	T <sub>ем</sub> <T <sub>кр</sub>	
1	2,5	225	0,08	3	3,06	2,13	Не викон.	
2		6000	0,029	3				
3	5	225	0,22	3	3,8		2,13	Не викон.
4		6000	0,09	3				
5	7,5	225	0,38	3	3,99		2,13	Не викон.
6		6000	0,19	3				
7	10	225	0,58	3	4,36		2,13	Не викон.
8		6000	0,34	3				
9	15	225	1,05	3	4,8		2,13	Не викон.
10		6000	0,7	3				
11	20	225	1,65	3	4,985		2,13	Не викон.
12		6000	1,11	3				
13	25	225	2,2	3	5,32		2,02	Не викон.
14		6000	1,74	4				

Таблиця 4 – Результати підбору кореляційних емпіричних залежностей між осьовим статичним навантаженням на долото та механічною швидкістю буріння

C, кН/м	Вид залежності	Основна похибка $\sigma_0$	V <sub>МЕХ.СР</sub>	Перевірка умови $0,1V_{МЕХ.СР} > \sigma_0$
225	$V_{МЕХ} = 0,021 \cdot F_{СТ}^{1,4441}$	0,021	0,77	Викон.
6000	$V_{МЕХ} = 0,005 \cdot F_{СТ}^{1,7886}$	0,022	0,52	Викон.

де:  $\gamma_B$  – коефіцієнт кореляції між змінними величинами вибірки, що аналізується;

N – об'єм вибірки.

Умова відхилення нульової гіпотези має вигляд  $T_{СП} > T_{КР}$ , де  $T_{КР}$  – значення критичної точки розподілу Стьюдента, яка відокремлює критичну область від області прийняття нульової гіпотези  $H_0$ . Значення  $T_{КР}$  залежить від вибраного рівня значущості  $\alpha$  і кількості ступенів вільності  $K=N-2$ .

В таблиці 4 наведені результати підбору кореляційних емпіричних залежностей між осьовим статичним навантаженням на долото та механічною швидкістю буріння методом найменших квадратів за даними таблиці 1.

На рисунку 1 зображені кореляційні емпіричні залежності між осьовим статичним навантаженням на долото та механічною швидкістю буріння.

Таблиця 5 – Статистичні характеристики виборок значень механічної швидкості буріння другої серії досліджень за рівня надійності  $\beta=0,8$ 

№ виб	$r_{ш}$ , МПа	$F_{СТ}$ , кН	$C$ , кН/м	$V_{мех.і}$ , м/год	$V_{мех.ср}$ , м/год	Дисперсія $D_V$ (м/год) <sup>2</sup>	Стандарт $\sigma_V$ , м/год	Надійний інтервал, $V_{мех.ср} \pm \epsilon_V$	Точність визначення $V_{мех.ср}$ -Т%
15	1440	10	225	5,7; 5; 6,1	5,6	0,31	0,5568	5,6±0,61	5,7
16			6000	4,5; 5,4; 5,1	4,9	0,21	0,4583	4,9±0,5	5,3
17		13	225	7,5; 6,25; 7,25	7	0,4375	0,6614	7,0±0,72	5,4
18			6000	6,45; 5,75; 5,8	6	0,1525	0,3905	6,0±0,42	3,8
19		15,5	225	10,7; 9,8; 8,6	9,7	1,11	1,0536	9,7±0,1,15	6,3
20			6000	8,6; 6,9; 6,7	7,4	1,09	1,044	7,4±0,1,14	8,1
21		18	225	11,1; 10,4; 10,3	10,6	0,19	0,4359	10,6±0,47	2,4
22			6000	10,1; 9; 9,4	9,5	0,31	0,5568	9,5±0,61	3,4
23		21	225	12,83; 11,57; 12,8	12,4	0,5169	0,719	12,4±0,78	3,3
24			6000	10,1; 10,1; 11,6	10,6	0,76	0,866	10,6±0,48	4,7
25		26,5	6000	15,5; 13,5; 14,2	14,4	1,03	1,0149	14,4±1,1	4,1
26		29	225	19,5; 18; 18,3	18,6	0,63	0,7937	18,6±0,86	2,5
27			6000	17,2; 15,6; 17	16,6	0,76	0,8718	16,6±0,48	3,0
28		2050	10	225	4; 3,6; 3,5	3,7	0,07	0,2646	3,7±0,29
29	6000			2,3; 2; 2	2,1	0,03	0,1732	2,1±0,19	4,8
30	11,5		225	3,6; 3,5; 4,3	3,8	0,19	0,4359	3,8±0,47	6,6
31			6000	3,1; 2,7; 2,6	2,8	0,07	0,2646	2,8±0,29	5,5
32	14,25		225	4,7; 4,6; 5,1	4,8	0,07	0,2646	4,8±0,29	1,7
33	15,5		6000	3,2; 2,8; 2,85	2,95	0,0475	0,2179	2,95±0,24	4,3
34	21		6000	4,2; 3,5; 3,7	3,8	0,13	0,3606	3,8±0,39	5,5
35	24		225	9,4; 8,5; 8,8	8,9	0,21	0,4583	8,9±0,5	3,0

Таблиця 6 – Статистичні характеристики виборок значень механічної швидкості буріння третьої серії досліджень за рівня надійності  $\beta=0,8$ .

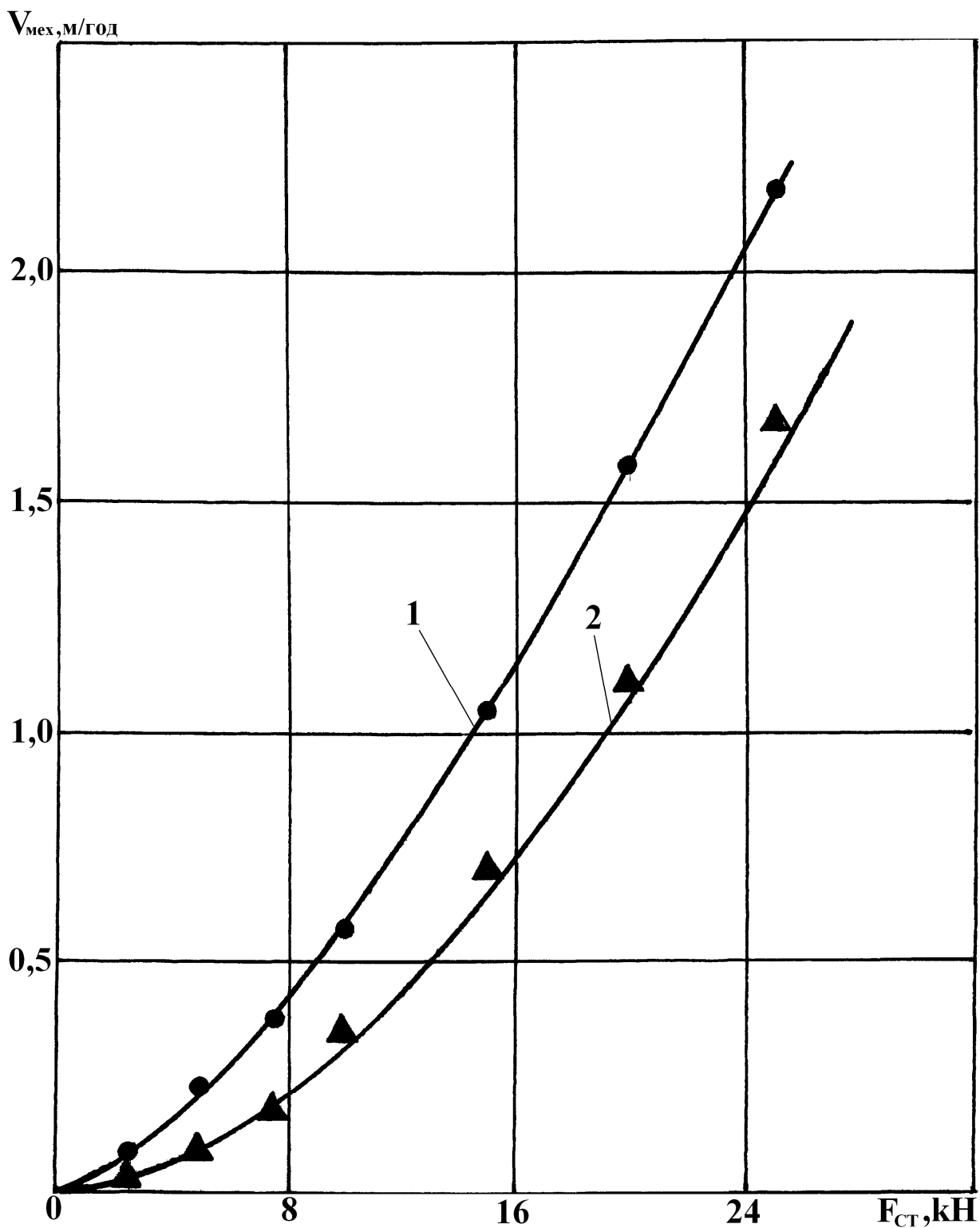
№ виб	$n_{хв}^{-1}$	$C$ , кН/м	$V_{мех.і}$ , м/год	$V_{мех.ср}$ , м/год	Дисперсія $D_V$ (м/год) <sup>2</sup>	Стандарт $\sigma_V$ , м/год	Надійний інтервал, $V_{мех.ср} \pm \epsilon_V$	Точність визначення $V_{мех.ср}$ -Т%
36	82	225	2,24; 2,3; 2,06	2,2	0,0156	0,1249	2,2±0,14	3,3
37		6000	1,83; 1,83; 1,69; 1,66	1,74	0,011	0,105	1,74±0,086	3,0
38	133	225	3,45; 3,58; 3,05	3,36	0,0763	0,2762	3,36±0,3	4,7
39		6000	2,5; 2,85; 2,84	2,73	0,0397	0,1992	2,73±0,15	4,2
40	188	225	4,57; 4,4; 4,14	4,37	0,0469	0,2166	4,37±0,24	3,9
41		6000	3,8; 3,38; 3,74	3,64	0,0516	0,2272	3,64±0,25	3,6
42	285	225	7,95; 6,68; 7,15	7,26	0,4126	0,6421	7,26±0,7	5,1
43		6000	6,0; 5,4; 4,98	5,46	0,2628	0,5126	5,46±0,56	5,4

Методика аналізу досліджень другої та третьої серій така ж, як і першої серії. Залежності  $V_{MEX} = f(F_{СТ})$ , одержані за результатами цього аналізу другої серії, зображені на рисунку 2. Залежності  $V_{MEX} = f(n_{дол})$ , одержані за результатами аналізу третьої серії, зображені на рисунку 3.

За результатами досліджень впливу осьового статичного навантаження на долото та жорсткості бурового інструменту на механічну швидкість буріння можна зробити такі висновки:

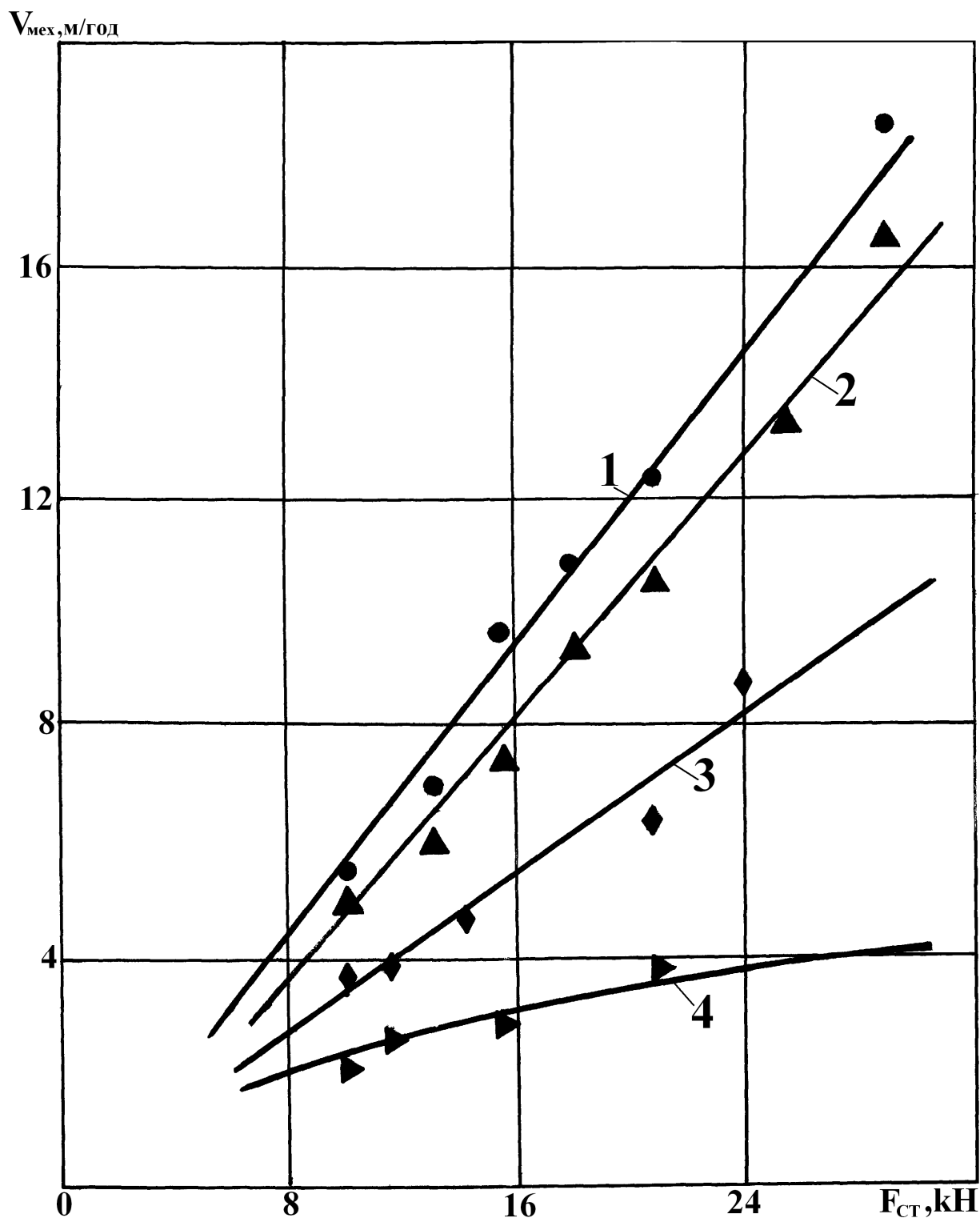
1) із збільшенням осьового статичного навантаження на долото механічна швидкість буріння зростає, що підтверджує результати досліджень, проведених Сімоновим В.В., Потаповим Ю.Ф. та іншими вченими;

2) вид кореляційної емпіричної залежності  $V_{MEX} = f(F_{СТ})$  – не однакокий для різних типорозмірів долота. У процесі буріння долотом 760К це степенева залежність, для долота 93Т – в основному лінійна;



1(●) – компоновка бурильного інструмента жорсткістю 225кН/м –  $V_{\text{MEX}} = 0,021 \cdot F_{\text{CT}}^{1,4441}$ ;  
 2(▲) – компоновка бурильного інструмента жорсткістю 6000кН/м –  $V_{\text{MEX}} = 0,005 \cdot F_{\text{CT}}^{1,7886}$

Рисунок 1 – Залежності механічної швидкості буріння від осевого статичного навантаження на долото



- 1(●) - компоновка бурильного інструмента жорсткістю 225кН/м,  $r_{ш}=1440\text{МПа} - V_{MEX}=-0,577+0,6379851F_{CT}$ ;
- 2(▲) - компоновка бурильного інструмента жорсткістю 6000кН/м,  $r_{ш}=1440\text{МПа} - V_{MEX}=-0,74+0,567079F_{CT}$ ;
- 3(◆) - компоновка бурильного інструмента жорсткістю 225кН/м,  $r_{ш}=2050\text{МПа} - V_{MEX}=-0,037+0,3457898F_{CT}$ ;
- 4(►) - компоновка бурильного інструмента жорсткістю 6000кН/м,  $r_{ш}=2050\text{МПа} - V_{MEX}=-0,08+0,799619\sqrt{F_{CT}}$

**Рисунок 2 – Залежності механічної швидкості буріння від осьового статичного навантаження на долото**

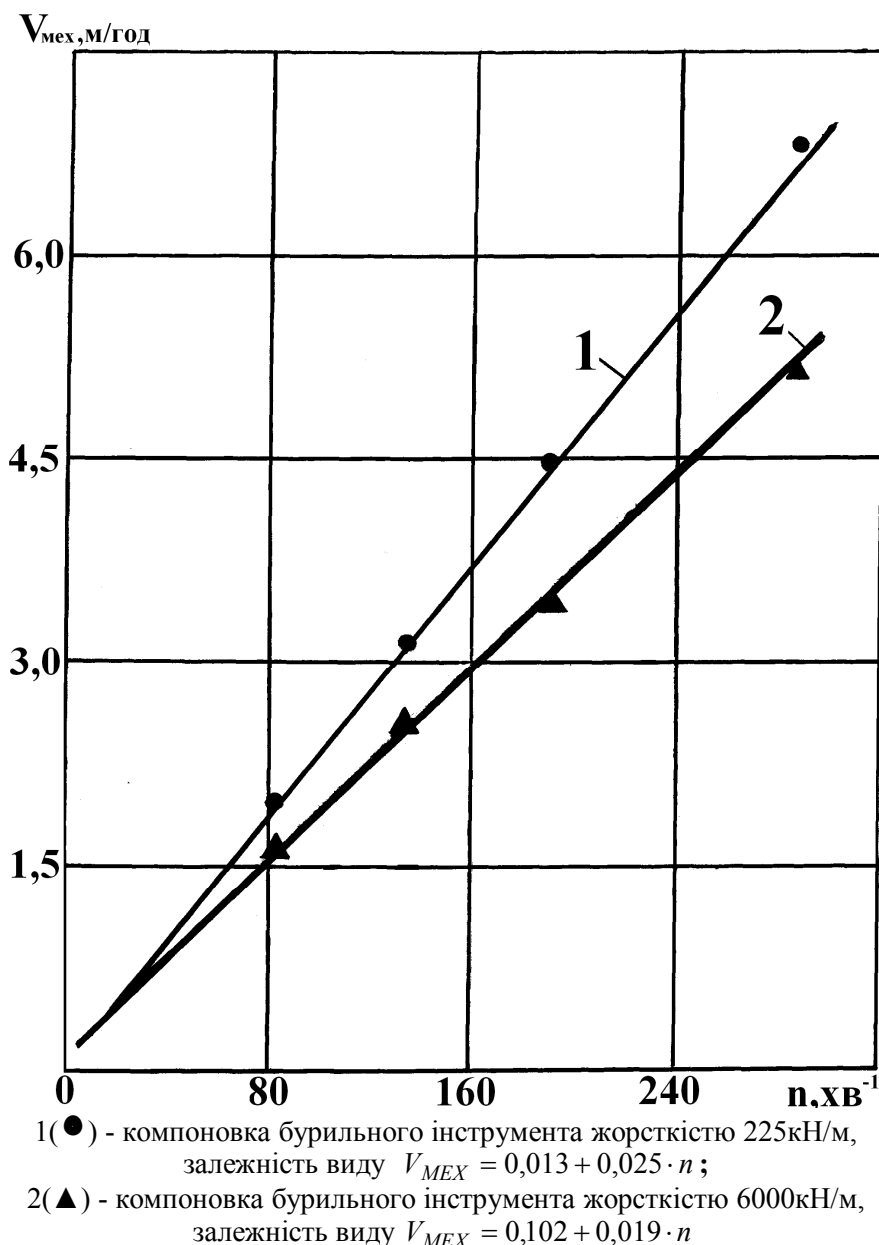


Рисунок 3 – Залежності механічної швидкості буріння від частоти обертання долота

3) зменшення жорсткості бурильного інструменту з 6000 до 225кН/м, що досягалось використанням у компоновці бурильного інструменту наддолотного амортизатора, призводить до збільшення механічної швидкості буріння. Імовірність такого висновку - 0,95 і вона не залежить від осьового статичного навантаження на долото, типу долота, частоти його обертання і фізико-механічних характеристик гірської породи;

4) залежність  $V_{MEX} = f(n_{дол})$  – лінійна. Із зменшенням жорсткості бурового інструменту механічна швидкість буріння зростає для всіх значень частоти обертання, ця різниця збільшується зі зростанням частоти обертання долота;

5) ефективність використання наддолотного амортизатора у компоновці бурильного інструмента зростає із збільшенням параметрів буріння, осьового статичного навантаження на долото та частоти обертання.

### Література

1. Назаров В.И. Амортизаторы для бурения скважин / В.И. Назаров. – М.:ВНИИОЭНГ, 1985.
2. Применение забойных виброгасителей при бурении нефтяных и газовых скважин в США // Нефтяная и газовая промышленность. – 1974. – №3. – С.50-52.
3. Повышение стойкости опор шарошечных долот при бурении глубоких скважин / А.И.Ямалтдинов, М.Р. Мавлютов, А.И.Спивак и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 34с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
 26.11.10  
 Рекомендована до друку професором  
 Коцкуличем Я.С.

## ВПЛИВ КРУТНОГО МОМЕНТУ ЗГВИНЧУВАННЯ НА ОПІР ВТОМЛЮВАНІСТІ ЗАМКОВИХ РІЗЬБОВИХ З'ЄДНАНЬ БУРИЛЬНИХ ТРУБ

*В.Я. Василюшин*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 717967,  
e-mail: public@nuing.edu.ua*

*Проведено аналіз експериментальних та теоретичних досліджень впливу крутного моменту згвинчування на опір втомлюваності замкових різьбових з'єднань бурильних труб*

Ключові слова: крутний момент згвинчування, опір втомлюваності, замкове різьбове з'єднання, ніпель, муфта

*Выполнен анализ экспериментальных и теоретических исследований влияния крутящего момента свинчивания на усталостное сопротивление замковых резьбовых соединений бурильных труб*

Ключевые слова: крутящий момент свинчивания, усталостное сопротивление, замковое резьбовое соединение, ниппель, муфта

*The analysis of experimental and theoretical researches of influence of twisting moment of screwing together on tireless resistance of articulated screw-thread connections of borings pipes is executed*

Keywords: twisting moment of screwing together, tireless resistance, articulated screw-thread connections, nipple, muff

Під час буріння замкове різьбове з'єднання бурильних труб піддається розтягання, згинанню та крученню, а також на нього впливає крутний момент згвинчування. Якщо крутний момент було вибрано правильно, то дуже рідко розтягання, згинання або дія знакозмінного згинання є причиною пошкодження замкових різьбових з'єднань. Втомне пошкодження в результаті недостатнього крутного моменту згвинчування є однією з причин аварій замкових різьбових з'єднань. Переважно замкове різьбове з'єднання значно міцніше на розтягання і згинання, ніж бурильна труба.

Вибір оптимального крутного моменту згвинчування суттєво впливає на міцність за втомлюваністю. Викликають інтерес дослідження впливу крутного моменту згвинчування на опір втомлюваністю різьбових з'єднань за максимального і мінімального його значення.

Впливу крутного моменту згвинчування на опір втомлюваності замкових різьбових з'єднань присвячено цілу низку робіт [1,2,3,4,5].

Аналіз результатів дослідження різьбового з'єднання 3-50 труб геологорозвідувального буріння з різьбою 3 – 56 × 4, 233 × 1:5 свідчить [3], що збільшення крутного моменту згвинчування з 0,5 кН·м до 3 кН·м дає зменшення напружень від згинання на ділянці найбільш навантаженого витка приблизно в 2 рази, а опір втомлюваності різьбового з'єднання зростає в 2,4 рази.

Ю.І.Газанчаном [4] у ході дослідження замкових різьбових з'єднань діаметром 75 мм було встановлено, що існує певний крутний момент згвинчування, який називається оптимальним  $M_{кр.згв.опт.}$ , при якому опір втомлюваності замкових різьбових з'єднань мінімальний.

На основі теоретичних та експериментальних досліджень Н.Д.Щербюком [2] встанов-

лено залежність оптимальних напружень  $\sigma_3$ , що виникають у згвинчених замкових з'єднаннях, виготовлених із сталі з  $\sigma_{0,2} = (640...680) МПа$ , від площі небезпечного перерізу ніпеля  $F_n$ . Запропоновано формулу, яка дозволяє визначати оптимальні величини крутних моментів згвинчування для замкових різьбових з'єднань різних типорозмірів, виготовлених із сталей з  $\sigma_{0,2} = (640...800) МПа$ :

$$M_{кр.згв.опт.} = \sigma_3 \times F_n \times a,$$

$$\sigma_3 = 161 \times e^{-0,035 F_n} + 200,$$

де:  $F_n$  – площа небезпечного перерізу ніпеля, см<sup>2</sup>;

$a$  – параметр, що характеризує геометрію різьбового з'єднання, см.

Автором [2] встановлено, що оптимальне напруження, яке виникає від крутного моменту згвинчування залежно від діаметра з'єднання, підвищує граничне амплітудне напруження у 1,2...2,8 рази.

Таким чином, вибір оптимальної величини крутного моменту є найкращим і найпростішим способом збільшення опору втомлюваності різьбових з'єднань. Достатньо широко досліджено вплив  $M_{кр.згв.}$  на опір втомлюваності замкових різьбових з'єднань з середньоміцних легированих сталей з  $\sigma_{0,2} = (640...680) МПа$  і визначені залежності, за якими можна визначати оптимальні крутні моменти з'єднань із цих сталей.

Показано [2], що перевищення  $M_{кр.згв.опт.}$  призводить до зниження опору втомлюваності з'єднань і оптимальне напруження, що виникає при згвинчуванні  $\sigma_{3.опт.}$ , рекомендується визначати із співвідношення  $\sigma_{3.опт.} = (0,3...0,4) \sigma_{0,2}$ .

Для попередження неконтрольованого розкріплення замкових різьбових з'єднань нижньої частини бурильної колони в процесі роторного буріння і під дією великих динамічних навантажень, а також враховуючи рекомендації Американського нафтового інституту (АНІ) ( $\sigma_3 = (0,7...0,9)\sigma_{0,2}$ ), збирання замкових різьбових з'єднань здійснюється за умови  $\sigma_3 = (0,4...0,6)\sigma_{0,2}$ .

Але в цілій низці робіт відзначено, що збільшення напруження  $\sigma_3$  до  $(0,73 - 0,9)\sigma_{0,2}$  збільшує межу витривалості замкових різьбових з'єднань. Так, у ході дослідження на знакомінний згин моделей з'єднань об'єднаних бурильних труб діаметром 65 мм із замковою різьбою  $3 - 54 \times 5,08 \times 1:4$  із сталі 35 з  $\sigma_{0,2} = 350 \text{ МПа}$ , зібраних з напруженням  $\sigma_3 = 0,9\sigma_{0,2}$ , отримано високу межу витривалості - біля 150 МПа (на відміну від 100 МПа, отриманих при  $\sigma_3 = 0,73\sigma_{0,2}$ ).

Оскільки досліджень впливу  $M_{кр.згв.}$  на опір втомлюваності замкових різьбових з'єднань із сталі  $\sigma_{0,2} \geq 900 \text{ МПа}$  обмаль, то для збирання таких з'єднань використовують рекомендації, встановлені для з'єднань із сталі  $\sigma_{0,2} = (640...800) \text{ МПа}$ .

Авторами [5,6] розглянуто зміну напруження в серединному перерізі довжини різьби ніпеля і муфти зі зростанням моменту затягування при дії на з'єднання згинального моменту  $1200 \text{ Н} \cdot \text{м}$  (рис. 1). Ці залежності подано у зіставленні з залежностями, які встановлюють зв'язок між граничною амплітудою і крутним моментом згвинчування для з'єднань, виготовлених із сталі 45. Для з'єднань, які згвинчені з  $M_{кр.згв.} = 750 \text{ Н} \cdot \text{м}$ , гранична амплітуда згинальних моментів найменша. При цьому напруження в ніпелі максимальне, а в муфті – мінімальне. З цього випливає, що при недостатньому  $M_{кр.згв.}$  зовнішнє навантаження сприймає, в основному, ніпель. У з'єднаннях, які згвинчені з  $M_{кр.згв.} = 1500 \text{ Н} \cdot \text{м}$ , значно збільшилася гранична амплітуда. Напруження в ніпелі різко падають, а у муфті – зростають. Таким чином, збільшення  $M_{кр.згв.}$  призвело до сприятливого перерозподілу напруження в деталях з'єднання. Руйнування від втомлюваності проходить по ніпелю, оскільки при згвинчуванні в ньому виникають напруження розтягання, а у муфті – стискання.

З'єднання, які згвинчені з  $M_{кр.згв.} = 2250 \text{ Н} \cdot \text{м}$ , мають найвищу граничну амплітуду. Подальше збільшення  $M_{кр.згв.}$  до  $3000 \text{ Н} \cdot \text{м}$  призводить до її зменшення порівняно з максимальним значенням. Напруження в ніпелі починають зростати, а у муфті – спадати. Так встановлюється зв'язок між граничною амплітудою з'єднань, згвинчених різними крут-

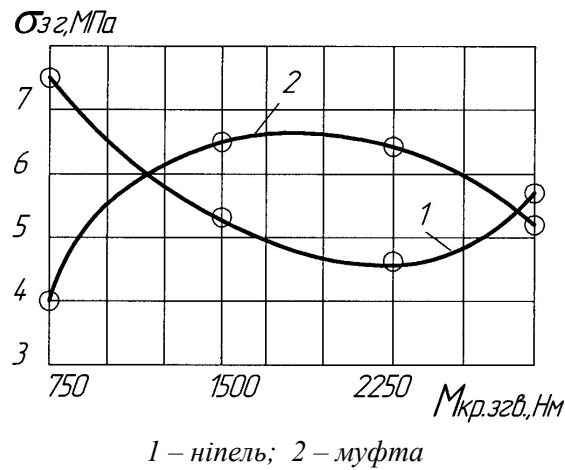


Рисунок 1 – Розподіл напружень в різьбовому з'єднанні 3Н-75, що виникають від зовнішнього навантаження  $M_{зг} = 1200 \text{ Нм}$  при різних  $M_{кр.згв.}$

ними моментами, і напруженнями, які виникають в деталях з'єднання під дією на них згинального моменту. Цим самим можна прогнозувати оптимальний крутний момент, для якого гранична амплітуда з'єднання найвища.

Використаємо вираз поділених різниць

$$y = [x_s, \dots, x_t] = \frac{y[x_{s+1}, \dots] - y[x_s, \dots, x_{t-1}]}{x_t - x_s}$$

для створення інтерполяційного поліному залежності напружень, що виникають в ніпелі (1) та муфті (2) (рис. 1) під дією на них згинального моменту залежно від зовнішнього навантаження за різних  $M_{кр.згв.}$ .

Складемо таблицю числових значень поділених різниць, розрахованих за поданим вище рівнянням (табл. 1, 2).

Таким чином, для ніпеля маємо інтерполяційний поліном виду

$$\begin{aligned} \sigma_{зг.} = & 7,50 + (M_{кр.згв.} - 0,75) \times (-3,067) + \\ & + (M_{кр.згв.} - 0,75) \times (M_{кр.згв.} - 1,50) \times 1,823 + \\ & + (M_{кр.згв.} - 0,75) \times (M_{кр.згв.} - 1,50) \times \\ & \times (M_{кр.згв.} - 2,25) \times (-0,416). \end{aligned}$$

Після перетворень отримаємо

$$\begin{aligned} \sigma_{зг.} = & -0,416 (M_{кр.згв.})^3 + 3,695 (M_{кр.згв.})^2 - \\ & - 9,743 M_{кр.згв.} + 12,904. \end{aligned}$$

Таким чином, для муфти маємо інтерполяційний поліном виду

$$\begin{aligned} \sigma_{зг.} = & 4,00 + (M_{кр.згв.} - 0,75) \times 3,267 + \\ & + (M_{кр.згв.} - 0,75) \times (M_{кр.згв.} - 1,50) \times \\ & \times (-2,222) + (M_{кр.згв.} - 0,75) \times \\ & \times (M_{кр.згв.} - 1,50) \times (M_{кр.згв.} - 2,25) \times 0,553. \end{aligned}$$

Після перетворень отримаємо

$$\begin{aligned} \sigma_{зг.} = & 0,553 (M_{кр.згв.})^3 - 4,710 (M_{кр.згв.})^2 - \\ & - 11,687 M_{кр.згв.} - 2,348. \end{aligned}$$

Таблиця 1 – Таблиця поділених різниць для ніпеля 1 (рис. 1)

$M_{кр.згв.}$ кНм	$\sigma_{зг.}$ МПа	Значення перших різниць	Значення других різниць	Значення третьох різниць
0,75	7,50	$\frac{5,20 - 7,50}{1,50 - 0,75} = -3,067$	$\frac{-0,333 - (-3,067)}{2,25 - 0,75} = 1,823$ $\frac{1,000 - (-0,333)}{3,00 - 1,50} = 0,887$	$\frac{0,887 - 1,823}{3,00 - 0,75} = -0,416$
1,50	5,20	$\frac{4,95 - 5,20}{2,25 - 1,50} = -0,333$		
2,25	4,95	$\frac{5,70 - 4,95}{3,00 - 2,25} = 1,000$		
3,00	5,70			

Таблиця 2 – Таблиця поділених різниць для муфти 2 (рис.1)

$M_{кр.згв.}$ кНм	$\sigma_{зг.}$ МПа	Значення перших різниць	Значення других різниць	Значення третьох різниць
0,75	4,00	$\frac{6,45 - 4,00}{1,50 - 0,75} = 3,267$	$\frac{-0,067 - 3,267}{2,25 - 0,75} = -2,222$ $\frac{-1,533 + 0,067}{3,00 - 1,50} = -0,977$	$\frac{-0,977 + 2,222}{3,00 - 0,75} = 0,553$
1,50	6,45	$\frac{6,40 - 6,45}{2,25 - 1,50} = -0,067$		
2,25	6,40	$\frac{5,25 - 6,40}{3,00 - 2,25} = -1,533$		
3,00	5,25			

Відомо, що

$$Q = \sigma_m F_n; \quad Q = \frac{M_{кр}}{a},$$

де:  $\sigma_m$  – середнє значення напруження циклу, що виникає в ніпелі;

$F_n$  – площа поперечного перерізу ніпеля по першому спряженому витку різьби;

$a$  – постійна, що залежить від розміру з'єднання.

Тоді

$$\sigma_m = \frac{M_{кр.згв.}}{a \cdot F_n}.$$

Для з'єднань, які згвинчені з  $M_{кр.згв.} = 750 \text{ Н} \cdot \text{м}$ ,  $M_{кр.згв.} = 1500 \text{ Н} \cdot \text{м}$ ,  $M_{кр.згв.} = 2250 \text{ Н} \cdot \text{м}$ , ці напруження дорівнюють відповідно  $68,0 \text{ Н/мм}^2$ ,  $135,0 \text{ Н/мм}^2$ ,  $202,0 \text{ Н/мм}^2$  [6].

Оптимальними будуть ті середні напруження, за яких гранична амплітуда найбільша.

Максимально допустимий крутний момент згвинчування

$$M_{кр.згв.мах.} = F \sigma_T a,$$

де:  $F$  – менше із значень  $F_n$  (площа перерізу ніпеля на відстані 24 мм від упорного уступу) або  $F_m$  (площа перерізу муфти на відстані 24 мм від упорного торця);

$\sigma_T$  – границя плинності матеріалу замка.

Для визначення мінімального крутного моменту згвинчування з врахуванням навантажень згинання визначають середнє напруження

у небезпечному перерізі ніпельної частини з'єднання  $\sigma_{m(n)}$ , використовуючи діаграму міцності за втомлюваністю, яка характеризує постійне відношення між статичною і циклічною міцністю металів.

Мінімально допустимий крутний момент згвинчування

$$M_{кр.згв.мін.} = F_n \sigma_{m(n)} a.$$

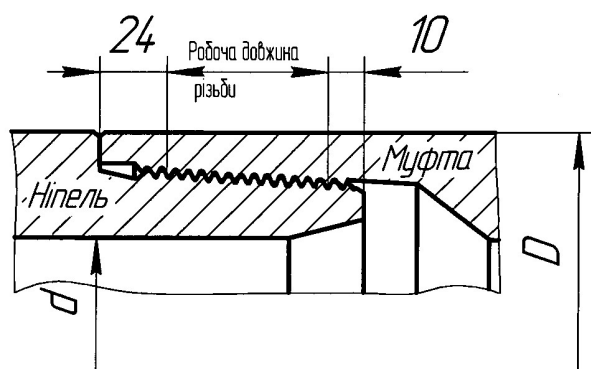
Як показали теоретичні та експериментальні дослідження [6,7], в замковому з'єднанні існують два небезпечні перерізи, по яких можуть проходити втомні руйнування: в ніпелі – по першому спряженому витку, що знаходиться на відстані 24 мм від упорного виступу, в муфті – на відстані 10 мм від меншого торця ніпеля (рис. 2). Перерізи, в яких відбуваються пошкодження, і відповідні значення межі витривалості замкових різьбових з'єднань залежать від співвідношення осьового моменту опору небезпечного перерізу муфтової частини і осьового моменту опору небезпечного перерізу ніпельної частини, тобто від ступеня зрівноваження з'єднання [6].

За даними Фарра А.П. [8] найбільш оптимальним вважається відношення

$$\frac{W_M}{W_H} = 2,25 \div 2,75,$$

тобто всередньому 2,5,

де  $W_H, W_M$  – осьові моменти опору відповідно ніпеля і муфти у їх небезпечних перерізах.



**Рисунок 2 – Ненбезпечні перерізи замкового різьбового з'єднання**

При цих співвідношеннях розрахункові напруження згинання у небезпечних перерізах муфти і ніпеля зрівнюються.

1 Крыжановский Е.И. Исследование и повышение сопротивления усталости бурильных колонн при вращательном бурении скважин: дис. ... докт. техн. наук: по спец. 05.04.07 / Е.И.Крыжановский – М., 1990. – 299 с.

2 Щербюк Н.Д. Исследование и разработка конструкций резьбовых соединений труб нефтяного сортамента и забойных двигателей с высокими эксплуатационными характеристиками для бурения глубоких скважин: дис. ... д-ра техн. наук: по спец. 05.15.10 / Н.Д.Щербюк. – М., 1978. – 400 с.

3 Лачинян Л.А. Конструирование, расчет и эксплуатация бурильных геологоразведочных труб и их соединений / Л.А.Лачинян. – М.: Недра, 1975. – 228 с.

4 Газанчан Ю.И. Исследование усталостной прочности крупных конических резьбовых соединений: дис. ... канд. техн. наук: по спец. 05.15.10 / Ю.И.Газанчан. – М., 1972. – 163 с.

5 Чернов Б.А. Методы повышения работоспособности бурильных и обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах: дис. ... докт. техн. наук: по спец. 05.15.10 / Б.А.Чернов. – Ив.-Фр., 1999. – 345 с.

6 Щербюк Н.Д. Резьбовые соединения труб нефтяного сортамента и забойных двигателей / Н.Д.Щербюк, Н.В.Якубовский. – М.: Недра, 1974. – 252 с.

7 Саркисов Г.М. Расчёты бурильных и обсадных колонн // Г.М.Саркисов. – М.: Недра, 1979. – 208 с.

8 Farr A.P. Torque requirements for rotary shouldered connections and selection of Connections for drill collars / A.P.Farr – The american society of mechanical engineers.1959.-No57.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
11.10.10  
Рекомендована до друку професором  
Коцкуличем Я.С.*

## ГЕОМЕТРИЧНІ ПАРАМЕТРИ ВІКНА В ОБСАДНІЙ КОЛОНІ СВЕРДЛОВИНИ ТА СПЕЦИФІКА ПРОХОДЖЕННЯ В НЬОМУ ТРУБ ПРИ БУРІННІ БІЧНИХ СТОВБУРІВ У СВЕРДЛОВИНИ

*I.В. Воєвідко, Т.С. Курташ*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42480,  
e-mail: nding@nung.edu.ua*

*Проведено аналіз технологій, що використовуються для забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини. На основі аналітичних досліджень отримано математичні залежності, які дають змогу визначити геометричні параметри вікна в обсадній колоні та величину сили реакції, що виникає в результаті контакту обважнених бурильних труб з стінками вікна. Побудовано графіки розподілу сил реакції бурильних труб зі стінками вікна в обсадній колоні по довжині їх контакту для КНБК, які найчастіше використовуються при прорізанні вікна*

*Ключові слова:* буріння, обважені бурильні труби, обсадна колона, райбер, клиновий відхилювач.

*Проведен анализ технологий, использующихся для забуривания бокового ствола в обсадной колонне буровой скважины. По результатам аналитических исследований получены математические зависимости, позволяющие определить геометрические параметры окна в обсадной колонне и величину силы реакции, возникающей при контактировании утяжеленных бурильных труб со стенками окна. Построены графики распределения сил реакции по длине контакта бурильных труб со стенками окна в обсадной колонне для наиболее распространенных КНБК.*

*Ключевые слова:* бурение, утяжеленные бурильные трубы, обсадная колонна, райбер, клиновой отклонитель.

*The article shows us the analyses of technologies, which are used for drilling a lateral hole in a casing of a well. The mathematical dependencies are received on the bases of analytical researches and help to determine geometrics of the window in a casing and the magnitude of a reaction force, which emerges as a result of a contact of weighted drilling pipes with the walls of a window. The dependencies of reaction forces along the length of the contact of drilling pipes with the walls of a window in a casing are built graphically for the bottom of a drill column which are mostly used during cutting of a window.*

*Keywords:* drilling, weighted drilling pipes, a casing, a reamer, wedge-like standoff.

Важлива роль в покращенні паливно-енергетичного балансу України відводиться раціональному використанню фонду пробурених свердловин. Вагомим резервом для підвищення обсягів видобутку нафти і газу є фонд бездіючих, аварійних і ліквідованих свердловин, які складають значну частку на багатьох родовищах України. Проаналізувавши стан розробки основних родовищ, можна зробити висновок, що велику кількість свердловин, які виведені з експлуатації, можливо та доцільно відновити і повторно ввести в промислову експлуатацію, що дасть змогу зменшити витрати на буріння нових свердловин.

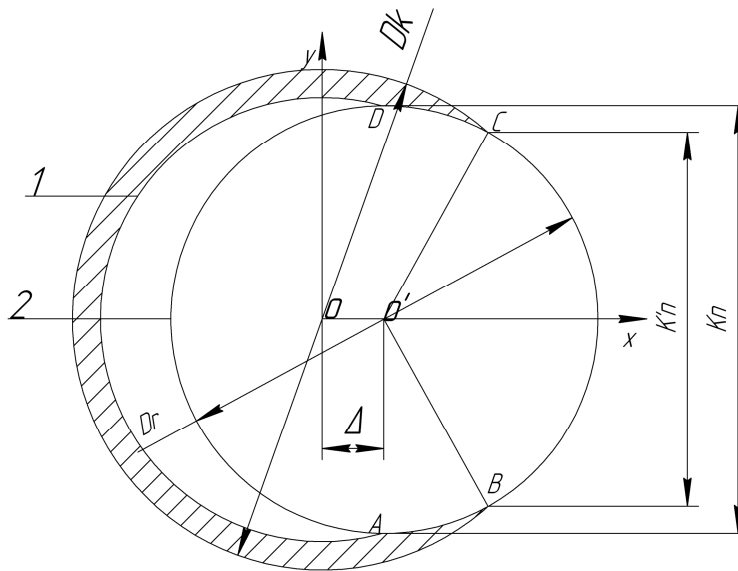
Забурювання додаткових стовбурів можливе одним із двох способів: забурювання в обсаджених або необсаджених стовбурах свердловин.

Велика кількість науково-практичних розробок та позитивний досвід проведення робіт із забурювання додаткових стовбурів у необсаджених свердловинах [1-4] свідчать, що цей спосіб можна використовувати і при забурюванні додаткових стовбурів в обсадній колоні.

В обсадній колоні свердловини додатковий стовбур можна забурювати за однією із наступних схем: в інтервалі суцільно вирізаної ділянки обсадної колони [5-9]; крізь вікно, вирізане в обсадній колоні [3-9, 10].

Технологія забурювання додаткового стовбура в інтервалі суцільно вирізаної ділянки обсадної колони може проводитись з використанням стаціонарного або з'ємного клинового відхилювача, встановленого в інтервалі вирізаної ділянки обсадної колони та використанням вибійних двигунів-відхилювачів [5,7].

Найбільш відповідальним і складним моментом технології забурювання в інтервалі суцільно-вирізаної ділянки обсадної колони є процес вирізання ділянки (частини) обсадної колони довжиною 6-9 м [5,8]. Для цього використовуються секційні фрези, конструкція яких є різновидом розсувних бурових інструментів, що використовуються при розширенні стовбура свердловини. Найбільш поширеними конструкціями таких фрезів є універсальні вирізаючі пристрої типу УВУ, розроблені Всесоюзним науково-дослідним інститутом бурової техніки (ВНДІБТ) [8,9] та фірмою "ROTARI". Дану технологію можна застосовувати лише на глибині до 2000 м і в обсадах колонах, мінімальний діаметр яких складає 168,3 мм. Дана технологія має такі недоліки, як складність процесу вирізання суцільної ділянки обсадної колони довжиною від 6 до 9 м, а також низький моторесурс пристроїв УВУ, тому вона не знайшла широкого застосування в країнах колишнього СРСР. Більш широкого застосування ця техно-



1 – обсадна колона; 2 – райбер

Рисунок 1 – Розрахункова схема для визначення поперечних розмірів вікна

логія набула в нафтогазових компаніях США та інших країн для забурювання додаткових горизонтальних стовбурів із малим радіусом набору кривизни [7].

На даний час найбільшого поширення набула технологія забурювання додаткових стовбурів крізь вирізане вікно в обсадній колоні. Перевагами даної технології є: менші затрати часу на виконання технологічної операції; менший об'єм винесення металевого шламу та значно нижча ймовірність виникнення аварійних ситуацій під час прорізання вікна в обсадній колоні завдяки використанню робочих інструментів без рухомих і розсувних елементів [4,12-14]. Окрім цього, можливе прорізання вікна в обсадних колонах діаметром до 168 мм на глибині понад 2000м, а також у свердловинах, zenітний кут яких перевищує 5°, та крізь декілька обсадних колон [3]. Також вагомою перевагою цієї технології є можливість виконання всіх робіт з відновлення свердловини роторним способом, без застосування вибійних двигунів.

У процесі зарізання та буріння додаткового стовбура найбільш відповідальним моментом є процес формування щілиноподібного вікна в обсадній колоні, а також визначення проектних геометричних його параметрів [1 – 5]. Актуальність цієї проблеми обумовлена тим, що саме недостатня обґрунтованість параметрів вікна призводить до аварійних ситуацій, або до суттєвого зростання вартості процесу відновлення свердловин. Так, при необґрунтовано великій довжині вікна, витрачається багато часу на процес формування вікна в колоні [3]. За малої довжини вікна можуть відбуватися поломки бурильної або обсадної колони, непроходження долота крізь вікно та інші види аварій [3, 6, 7 8, 10, 11]. На ліквідацію таких аварій затрачається багато часу і коштів, а складні аварії, як правило, ліквідувати не вдається. В таких випадках всі операції з вирізання вікна доводиться проводити повторно [3]. В деяких випадках, у ре-

зультаті значних контактних зусиль бурильної колони із стінками верхньої частини вікна, порушується проходження бурильної колони аж до повного її заклинювання [3, 8, 10].

Серед перших спроб теоретичного і математичного обґрунтування параметрів вікна, були розробки С.Б. Мирсалаєва [3], М.В Лігоцького [2], А. П. Гасанова [4], проте визначення довжини вікна в колоні пропонувалось проводити з врахуванням лише геометричних параметрів клинового відхилювача, або лише з врахуванням геометричних параметрів фрезера-райбера та обсадної колони без врахування силового режиму проходження бурильної колони.

В даній роботі пропонуються до уваги виведені математичні залежності для визначення геометричних параметрів вікна в колоні, тобто поперечних розмірів вікна, довжини вікна, а також визначення сил реакції, що виникають в результаті контактування частини труб КНБК зі стінками вікна у процесі прорізання обсадної колони з врахуванням геометричних характеристик бурильної колони, фрезерного інструменту, кута скосу клинового відхилювача, геометричних параметрів колони.

На рисунку 1 зображена розрахункова схема для визначення поперечних розмірів вікна в обсадній колоні в довільному її поперечному перерізі при деякому зміщенні осі райбера відносно осі обсадної колони на величину ексцентриситету Δ.

Для визначення ширини вікна по зовнішній поверхні обсадної колони отримано рівняння:

$$K'_n = 2 \cdot \sqrt{\frac{D_k^2}{4} - \left( \frac{D_k^2 - D_r^2}{8 \cdot \Delta} + \frac{\Delta}{2} \right)^2}, \quad (1)$$

де:  $D_k$  – зовнішній діаметр обсадної колони;  
 $D_r$  – найбільший діаметр райбера;  
 $\Delta$  – величина зміщення осі райбера відносно осі обсадної колони;

$K'_n$  – ширина вікна по зовнішній поверхні обсадної колони.

За аналогією визначаємо ширину вікна по внутрішній стінці обсадної колони

$$K_n = 2 \cdot \sqrt{\frac{d^2}{4} - \left( \frac{d^2 - D_r^2}{8 \cdot \Delta} + \frac{\Delta}{2} \right)^2}, \quad (2)$$

де:  $d$  – внутрішній діаметр обсадної колони;

$K_n$  – ширина вікна по внутрішній стінці обсадної колони.

Отримано рівняння, зручні для розрахунку бокових розмірів вікна в обсадній колоні, що по'язують його розміри із зовнішнім і внутрішнім діаметрами обсадної (експлуатаційної) колони, діаметром райбера, а також із зміщенням його осі відносно осі колони. Зміщення осі райбера відносно обсадної колони в даному випадку відповідає його розташуванню по довжині клинового відхилювача.

На рисунку 2 наведена розрахункова схема для визначення довжини вікна в обсадній колоні, яке формується в процесі просування райбера вздовж клинового відхилювача.

Процес формування вікна в обсадній колоні починається з того, що райбер вступає в контакт з обсадною колоною, пройшовши технологічний зазор. Відтак металоруйнуючий інструмент заглиблюється в стінку обсадної колони до повного його виходу за її межі. В подальшому райбером формується вікно певної конфігурації, яка залежить від геометричних параметрів обсадної колони, райбера і клинового відхилювача. Після завершення фрезерування вікна на завершальному етапі райбером формується жолоб, який розташований із зовнішньої сторони колони. В даному випадку конфігурація вікна отримана при його проектуванні зі сторони осі обсадної колони.

Для визначення довжини вікна в обсадній колоні отримано наступну формулу (3)

$$H = \frac{2 \cdot (Dk - 3 \cdot \delta - k) \cdot \cos(\alpha) - D_r + d_r}{2 \sin(\alpha)}, \quad (3)$$

де:  $Dk$  – зовнішній діаметр обсадної колони, мм;

$k$  – технологічний зазор, між райбером і внутрішньою стінкою обсадної колони, мм;

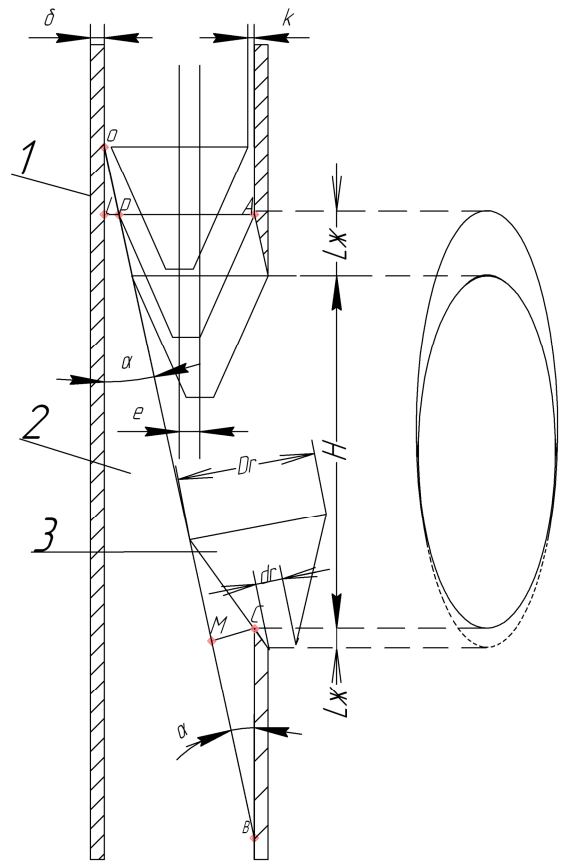
$\delta$  – товщина стінки обсадної колони, мм;

$D_r, d_r$  – відповідно найбільший і найменший діаметри райбера;

$\alpha$  – кут скосу клинового відхилювача, мм.

Як видно із виразу (3), довжина вікна залежить, насамперед, від зовнішнього діаметра обсадної колони, а також від товщини її стінки, технологічного зазору між райбером і внутрішньою стінкою обсадної колони, від геометричних параметрів самого райбера та кута скосу клинового відхилювача.

На рисунку 3 наведена розрахункова схема для визначення сил реакції, що виникають під час контактування обважнених бурильних труб із стінками "вікна" в обсадній колоні. В даному випадку такий контакт виникає за умови, що  $K'_n < D_{obt}$ .



1 – обсадна колона; 2 – клиновий відхилювач; 3 – райбер; H – довжина вікна

**Рисунок 2 – Розрахункова схема для визначення довжини вікна**

Для визначення величини реакції з однією із стінок вікна отримано таку залежність:

$$N = \frac{P}{2 \sqrt{1 - \left( \frac{K'_n}{D_{obt}} \right)^2}}, \quad (4)$$

де:  $P$  – відхилююча сила;

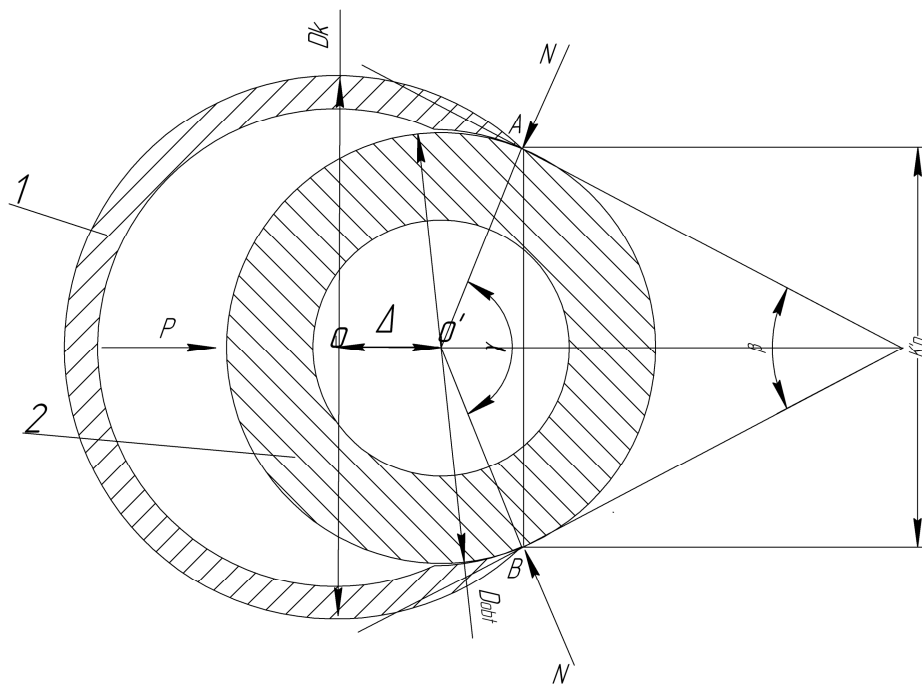
$D_{obt}$  – діаметр труб ОБТ;

$K'_n$  – ширина вікна по зовнішній поверхні обсадної колони.

Як видно із формули (4), величина реакції однієї із стінок вікна залежить від відхилюючої сили, що діє на обважені бурильні труби, та співвідношення розмірів вікна і труби.

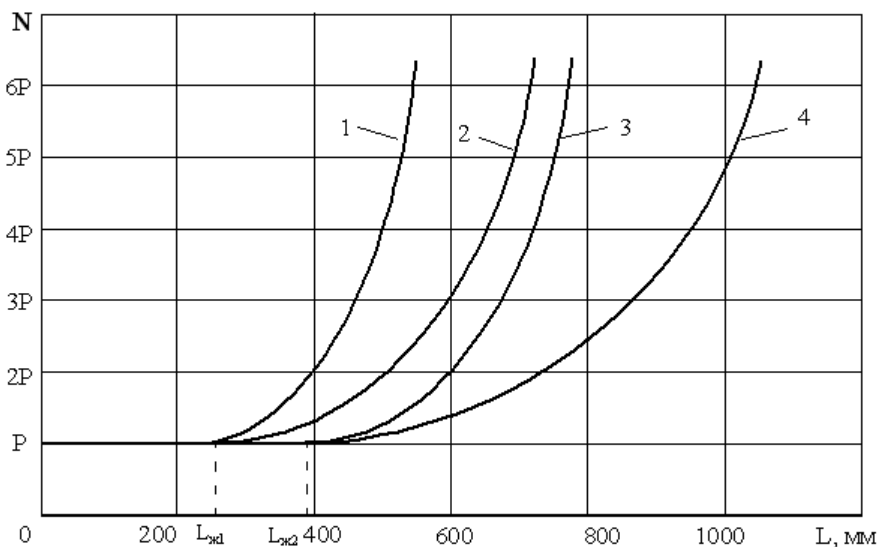
На рисунку 4 відображено залежність сили реакції, яка виникає внаслідок контактування обважнених бурильних труб із стінками вікна обсадної колони.

Як видно із графічних залежностей, представлених на рис. 4, на ділянці обважнених бурильних труб, що знаходяться в жолобі, діє реакція з боку обсадної колони, яка за величиною рівна відхилюючій силі  $P$ . Далі реакція стінки свердловини зростає із збільшенням розміру вікна із зростаючою інтенсивністю, що пов'язано із специфікою формування вікна, яка, в свою чергу, залежить від геометричних параметрів обсадної колони, металоруйнуючого інструменту та клинового відхилювача. З рисунка



1 – обсадна колона; 2 – обважнені бурильні труби

**Рисунок 3 – Розрахункова схема для визначення сил реакції між вікном та стінками ОБТ під час райбування обсадної колони**



- 1 – діаметр обсадної колони 168мм, діаметр ОБТ 108 мм, діаметр райбера 142 мм, кут скосу відхилювача 2,3°
- 2 – діаметр обсадної колони 146мм, діаметр ОБТ 108 мм, діаметр райбера 110 мм, кут скосу відхилювача 2,3°
- 3 – діаметр обсадної колони 168мм, діаметр ОБТ 108 мм, діаметр райбера 142 мм, кут скосу відхилювача 1,5°
- 4 – діаметр обсадної колони 146мм, діаметр ОБТ 108 мм, діаметр райбера 110 мм, кут скосу відхилювача 1,5°

**Рисунок 4 – Залежність сили реакції стінки вікна при контакті з ОБТ**

також видно, що реакція стінки вікна в понад 6 разів може перевищувати величину відхилювальної сили  $P$ . При цьому довжина контакту обважнених бурильних труб із стінками вікна обсадної колони в першу чергу залежить від кута скосу клинового відхилювача, а також від співвідношення діаметрів райбера і ОБТ. Чим бі-

льша величина зазначеного співвідношення, тим меншою буде довжина контакту ОБТ із стінками вікна. З цієї причини при роботі компоновки №1 зазначена довжина контакту складає лише 64% від довжини контакту КНБК № 2.

Таким чином, за отриманими залежностями (1), (2) і (3) можна визначити геометричні параметри вікна в обсадній колоні з урахуванням основних геометричних характеристик фрезерного інструменту, кута скосу клинового відхилювача, геометричних параметрів самої обсадної колоні, що, в свою чергу, дасть змогу ще на стадії проектування запобігти можливим подальшим ускладненням у ході проведенні робіт.

При прорізання вікна в обсадній колоні діаметром 168 мм райбером діаметром 142 мм довжина контакту обважнених труб в розмірі 108 мм складає лише 64% від довжини відповідного контакту при роботі райбером діаметром 110 мм в колоні розміром 146 мм.

В подальшому буде проведений силовий аналіз стану бурильної колоні під час прорізання вікна, що дасть змогу конкретизувати силовий режим роботи низу бурильної колоні.

### Література

1 Вдосконалення технології забурювання додаткових стволів в експлуатаційній колоні / М.В. Лігоцький // Нафта і газ України. Збірник наукових праць (Матеріали 5-ї міжнародної конференції “Нафта – газ України – 98”, Полтава, 15-17 вересня 1998р.). – Т 2: Полтава УНГА. – 1998. – С.110-111.

2 Лігоцький М. Шляхи оптимізації процесу забурювання додаткових стволів в експлуатаційній колоні / Микола Лігоцький // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 3 – С.17-18

3 Мирсалаев С.Б. Техника и технология зарезки второго ствола скважин / С.Б. Мирсалаев. – Москва: Недра, 1967. – 63 с.

4 Гасанов А.П. Восстановление аварийных скважин: справочник / А.П. Гасанов. – Москва: Недра, 1983. – 128 с.

5 Крылов В. И. Проектирование дополнительного наклонно-направленного и горизонтального ствола из эксплуатационной колонны бездействующей скважины: учебное пособие. / В. И. Крылов, А. С. Оганов. – Москва.: Нефть и газ, 2002. – 102 с.

6 Гилязов Р. М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами / Р. М. Гилязов. – Москва: ООО Недра–Бизнесцентр, 2002. – 255 с.

7 Пустовойтенко И.П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении. / И.П. Пустовойтенко. – М: Недра, 1987. – 279 с.

8 Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах / [Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2006. – 573 с.

9 Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03

10 Сулакшин С.С. Направленное бурение / С.С. Сулакшин. – М.: Недра, 1987. – 272 с.

11. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / [Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З.]. – М : Недра, 1997. – 648 с.

12 Повышение эффективности зарезки и бурения второго ствола в добывающих скважинах / Гусейнов Ф.А., Расулов А.М., Гасанов Т.М. и др. – Серия Бурение. – Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 12. – 47 с.

13 Федорычев В.А. Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин / В.А. Федорычев. – М: ВНИИОЭНГ. – 1982. – вып. 5. – 51с. – Серия: Бурение. Обзорная информация.

14 Федорычев В.А. Вырезающие и отклоняющие устройства для забуривания стволов в обсаженных скважинах / В.А. Федорычев., О.С. Чвыков, Л.Д. Кашина // РНТС Бурение. – 1973. – № 1. – С. 11-15.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*19.11.10*

*Рекомендована до друку професором*

*Петриною Ю.Д.*

## НАНОТРИБОЛОГІЧНІ ПРОЦЕСИ В ПАРАХ ТЕРТЯ ГАЛЬМІВНИХ ПРИСТРОЇВ (ЧАСТИНА ПЕРША)

Д.О. Вольченко, М.О. Вольченко, І.О. Бекіш, Я.В. Куриляк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: public@nimg.edu.ua

*У матеріалах статті на рівні нанотрибології розкрито: динамічне контактування, контактне зміщення у зоні взаємодії, стан приповерхневих шарів та електричний баланс струмів у зоні контактування пар тертя гальмівних пристроїв*

Ключові слова: наноматеріали, пари тертя, фрикційний вузол, гальмівний пристрій

*В матеріалах статті на рівні нанотрибології розкрито: динамічне контактування, контактне зміщення в зоні взаємодії, стан приповерхневих шарів та електричний баланс струмів у зоні контактування пар тертя гальмівних пристроїв*

Ключевые слова: наноматериалы, пары трения, фрикционный узел, тормозное устройство

*Dynamic contact, pin displacement in the area of co-operation, state cover layers and electric balance of currents in the area of brake devices friction pairs were represented at this article. Scientific base of these work were the data of the nano-tribology*

Keywords: nano-materials, friction pairs, frictional node, brake devices

**Вступ.** За останні 15 років спостерігається бурхливий розвиток наноматеріалів на основі вуглецевих сполук. До таких матеріалів відносяться тубулени (вуглецеві нанотрубки), фуллерени та графени. Ці матеріали знаходять все ширше застосування в медицині, цифровій електроніці, засобах телекомунікації, відображення інформації та інших галузях. Ймовірно, що найближчим часом наноматеріали знайдуть своє застосування як складові у фрикційних матеріалах для накладок гальмівних пристроїв. Тож, виходячи з цього, розглянемо нанотрибологічні процеси в парах тертя гальмівних пристроїв.

**Стан питання.** Інтенсивний розвиток нанотрибології поверхневих і приповерхневих шарів металевих та полімерних фрикційних елементів гальмівних пристроїв в інтервалі робочих температур для їхніх матеріалів дозволяють дати чітку та правильну оцінку фізичного явища – інверсії струмів між їхніми парами тертя.

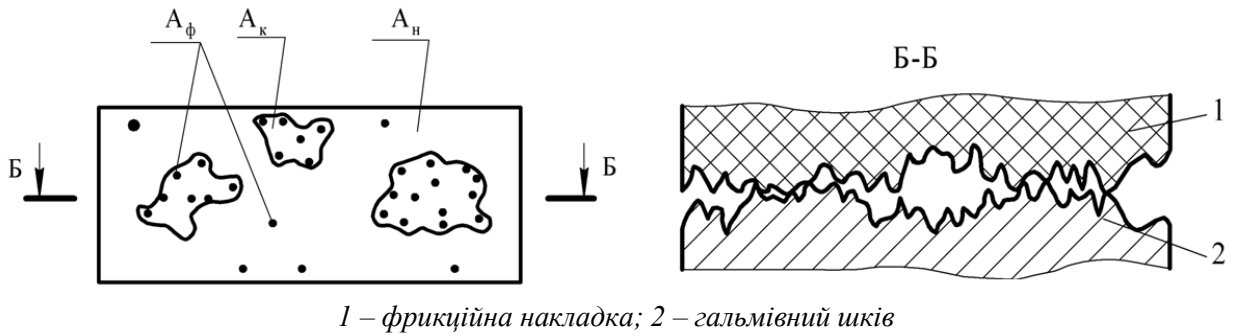
І.В. Крагельський [1,2] зауважив, що утворення холодної плазми в поверхнях тертя та її поведінка в зазорі між парами тертя до цього часу не досліджені. Він підкреслив, що процеси, які зумовлюють працездатність пари тертя, протікають в дуже тонкому поверхневому шарі. Глибина активно деформованої зони складає мікрони та десятки його часток (мкм). Вирішальну роль відіграє величина опору на зсув плівки, товщина якої не перевищує десятих і сотих часток мікрона. Вивчення її природи та структури є важливим завданням, оскільки плівки металевого та полімерного фрикційних елементів сприяють формуванню подвійних електричних шарів і виступають складовими мікротермобатарей.

Автори роботи [3] стверджують, що при фрикційній взаємодії полімерів з металами виявлено явище множини інверсій струмів електризації. Як одиничні, так і множини інверсії струмів зареєстровані при контактуванні полярних та неполярних полімерів з металами, а також при динамічному контактуванні з металами дисперсних полімерів.

**Динамічне контактування пар тертя гальмівних пристроїв.** Взаємодія багатопарних фрикційних вузлів стрічково-колодкового гальма має свої особливості. Під впливом навантаження дві контактуючі поверхні торкаються, і втиск входять окремі мікроступи (рис. 1), що є мікронерівностями, розміщеними на вершинах хвиль контактуючих поверхонь зовнішніх та внутрішніх пар тертя стрічково-колодкового гальма. У зв'язку з цим виділяють такі площі контакту: номінальну, контурну і фактичну.

Номінальна площа контакту ( $A_n$ ) – це геометричне місце всіх можливих фактичних ділянок контакту. Ця площа обмежена розмірами взаємодіючих поверхонь зовнішніх та внутрішніх фрикційних вузлів гальма і є незмінною.

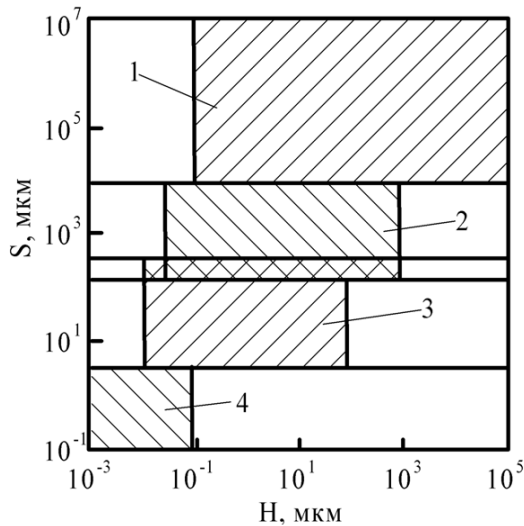
Контурна площа контакту ( $A_k$ ) утворюється внаслідок деформації мікронерівностей взаємодіючих поверхонь. На контурній площі розміщено фактичні ділянки контакту. Залежно від рельєфу контактуючих поверхонь зовнішніх та внутрішніх пар тертя гальма та зовнішньої дії на кожну з них нормальної сили величина контурної площі може складати до десятків відсотків від усієї номінальної площі контакту. Площа окремих контурних ділянок змінюється від одиниць до десятків квадратних міліметрів. При взаємодії двох хвилястих поверхонь тертя контурні площі контактів можуть значно змінюватися у часі. Це зумовлено змінами мікро-



1 – фрикційна накладка; 2 – гальмівний шків  
**Рисунок 1 – Схема контактування внутрішніх пар тертя багатопарного стрічково-колодкового гальма**

рельєфу поверхонь, питомих навантажень, теплофізичних та фізико-механічних властивостей матеріалів, нестабільністю термопружного контакту, зношуванням та ін.

Класифікацію мікронерівностей за висотою  $H$  та кроком  $S$  внутрішніх пар тертя багатопарних стрічково-колодкових гальм наведено на рис. 2.



1 – макровідхилення; 2 – хвилястість; 3 – шорсткість; 4 – субшорсткість

**Рисунок 2 – Класифікація мікронерівностей за висотою  $H$  та кроком  $S$  внутрішніх пар тертя багатопарних стрічково-колодкових гальм**

Номінальну, контурну і фактичну площу взаємодії зовнішніх і внутрішніх пар тертя багатопарних стрічково-колодкових гальм з урахуванням форми перерізу (рис. 3 а,б) можна звести до геометричних фігур (квадрата, круга, прямокутника та ін.). В даному випадку площі плям контактування поверхонь взаємодії зведено до круга (рис. 3 а, б), що дає змогу визначити їхнє співвідношення через відношення квадратів радіусів. Так, наприклад,  $\frac{A_n}{A_k} = \frac{r_n^2}{r_k^2}$ ;

$\frac{A_k}{A_\phi} = \frac{r_k^2}{r_\phi^2}$ ;  $\frac{A_n}{A_\phi} = \frac{r_n^2}{r_\phi^2}$ . При цьому можливі й ін-

ші комбінації відношень площ контакту поверхонь взаємодії пар тертя гальма.

Фактична площа контакту ( $A_\phi$ ), утворена взаємодією мікровиступів зовнішніх та внутрішніх поверхонь тертя гальма, є найбільш цікавою, оскільки саме на фактичних ділянках контакту відбувається деформація мікровиступів з виділенням теплоти та зношуванням. Фактична площа контакту вказаних пар при терті змінюється в широкому інтервалі: від сотих часток до одиниць відсотків від номінальної площі поверхні тертя.

На кожному рівні геометрії контакту (номінальному, контурному або фактичному) можна вивчати процеси тертя в багатопарних вузлах тертя стрічково-колодкових гальм та визначити поля поверхневих температур.

Температура  $T_n$  на номінальній площі контакту  $A_n$  визначається так:

$$T_n = \frac{1}{A_n} \int T dA_n, \quad (1)$$

де  $T$  – осереднена величина поверхневої температури на номінальній площі контакту перед початком чергового гальмування,  $^{\circ}\text{C}$ .

Аналогічно визначається температура  $T_k$  на контурній ділянці контакту  $A_k$

$$T_k = \frac{1}{A_k} \int T dA_k. \quad (2)$$

В результаті інтенсивного тепловиділення у внутрішніх парах тертя багатопарних стрічково-колодкових гальм контурна температура  $T_k$  може в декілька разів перевищувати  $T_n$ . На фактичних ділянках контакту ( $A_\phi$ ) зовнішніх та внутрішніх пар тертя гальма відбувається перетворення механічної енергії в теплову з її подальшою дисипацією. Фактична температура  $T_\phi$  набагато перевищує контурну  $T_k$ . Час існування фактичних ділянок контакту може бути від сотих часток мікросекунди, а швидкість зміни температур на них досягає десятків градусів за 1 мкс (див. рис. 3 а,б).

На основі вищевикладеного перейдемо до оцінки контактного зміщення в зоні взаємодії пар тертя гальмівного пристрою.

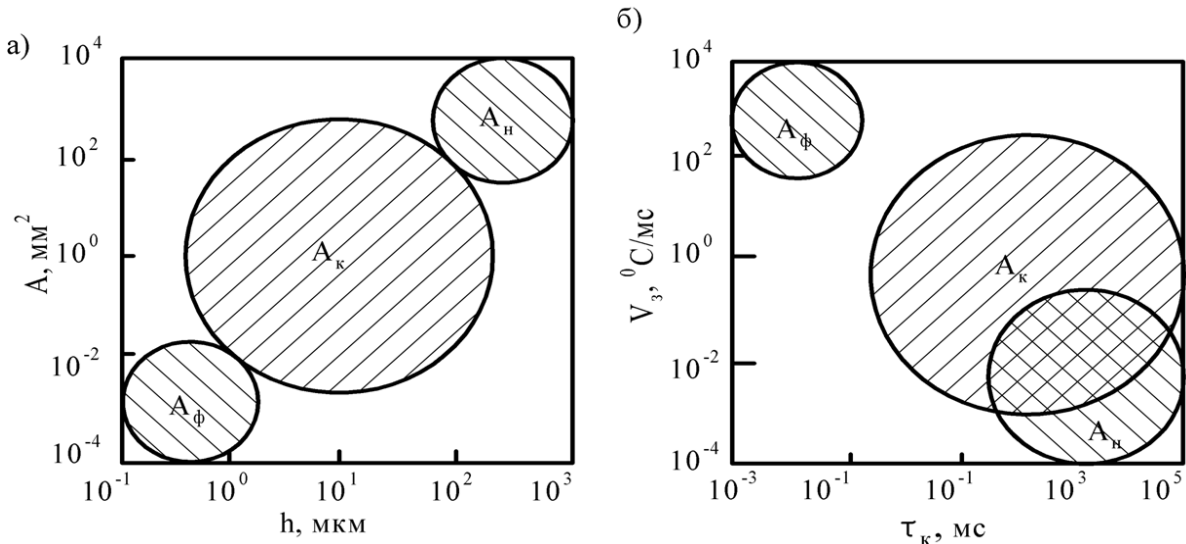


Рисунок 3 – Класифікація температур за площею ( $A$ ) та товщиною ( $h$ ) ділянок виміру (а); за швидкістю вимірювання ( $V_3$ ) та часом контактування ( $\tau_k$ ) (б)

Контактне зміщення в зоні взаємодії пар тертя гальмівного пристрою. Дискретна будова робочої поверхні гальмівного шківів та зовнішньої і внутрішньої поверхонь фрикційних накладок бандажа характеризується шорсткістю. При цьому мікроступи зазначених вище поверхонь мають різну висоту. Тому при контактуванні зовнішніх (“зовнішні поверхні накладок - внутрішня поверхня гальмівної стрічки”) та внутрішніх (“внутрішні поверхні накладок - робоча поверхня гальмівного шківів”) пар тертя гальма під навантаженням одні мікроступи перебувають в пружному деформуванні, інші – в пластичному. Враховуючи те, що деформаціям піддаються не тільки мікроступи, але й зовнішні та внутрішні приповерхневі шари фрикційних накладок, можна почерговий контакт двох пар тертя гальма розглядати як фізико-механічну систему, яка має пружно-пластичні властивості.

При цьому встановлено, що при взаємодії зовнішніх пар тертя гальма наприкінці першої стадії гальмування на їхні поверхні діють пружні деформації. Пояснюється це тим, що мікроступи зовнішньої поверхні накладок зрізаються мікроступами внутрішньої поверхні гальмівної стрічки на початку першої стадії гальмування. Поверхневі температури зовнішніх пар тертя гальма не досягають допустимої температури для матеріалу зовнішньої поверхні накладок бандажа.

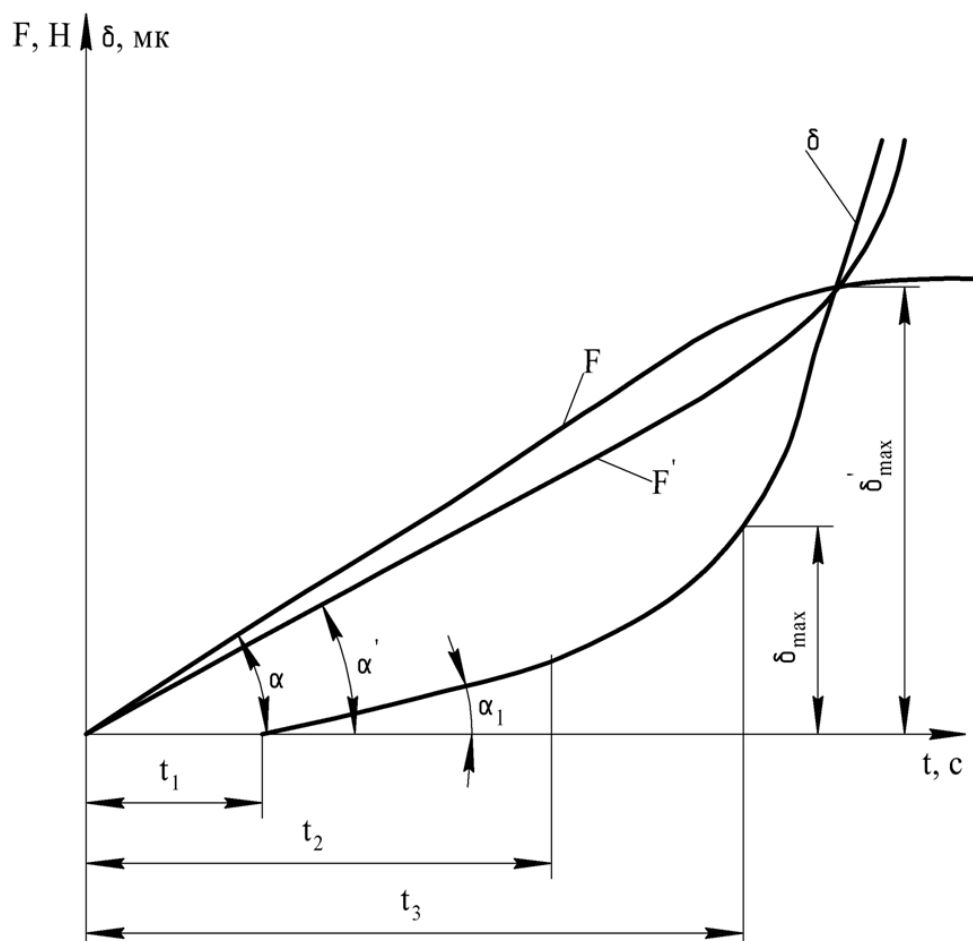
Зупинимося коротко на експлуатаційних параметрах, які суттєво впливають на інтенсивність контактного зміщення в зонах взаємодії внутрішніх пар тертя гальма як найбільш навантажених.

Динамічний коефіцієнт тертя конкретного фрикційного вузла стрічково-колодкового гальма залежить, в основному, від нормального зусилля притискання робочої поверхні фрикційної накладок до бігової доріжки шківів (в серійному гальмі), а також у зовнішніх та внутрішніх парах тертя (в багатопарному гальмі).

При всіх режимах навантаження окремо взятої внутрішньої пари тертя модельного стрічково-колодкового гальма збільшення динамічного коефіцієнта тертя та зменшення питомих навантажень в зоні взаємодії на холодному гальмівному шківі не призводить до зникнення попереднього контактного зміщення. Для окремо взятої внутрішньої пари тертя модельного стрічково-колодкового гальма на гарячому шківі (при його поверхневих температурах  $200-300\text{ }^\circ\text{C}$ ) при всіх режимах навантаження і будь-яких величинах динамічних коефіцієнтів тертя спостерігається зниження попереднього контактного зміщення, що зумовлено появою пластичних деформацій приповерхневого шару накладок.

Динамічний коефіцієнт взаємного перекриття ( $k_{\text{вз}}$ ) в багатопарних фрикційних вузлах стрічково-колодкових гальм впливає на мікрогеометрію поверхонь тертя зовнішніх і внутрішніх пар тертя та умови теплопередачі через їхні металеві елементи. При невеликих значеннях ( $k_{\text{вз}}$ ) значна частина теплоти, яка генерується при гальмуваннях, відводиться від металевих елементів у навколишнє середовище, що сприяє покращенню умов тертя.

При всіх режимах навантаження бандажів фрикційних накладок внутрішніх пар тертя модельного стрічково-колодкового гальма суттєву роль відіграє величина динамічного коефіцієнта взаємного перекриття кожної окремо взятої фрикційної накладок, що знаходиться на холодній поверхні гальмівного шківів. Так, при  $k_{\text{вз}} = \text{const}$  відбувається зрив контакту взаємодії, після якого починається послідовне проковзування накладок, починаючи від першої, яка потрапляє під кінець набігаючої гілки стрічки, і до останньої накладок бандажа, яка знаходиться на кінці збігаючої гілки стрічки. У випадку, коли динамічний коефіцієнт взаємного перекриття кожної окремо взятої фрикційної накладок є різним, тобто  $k_{\text{вз}} \neq \text{const}$ , можливе квазі-



**Рисунок 4 – Залежність зсувного зусилля ( $F$ ) при взаємодії внутрішніх пар тертя гальма та їхнього контактного зміщення ( $\delta$ ) на початку відносного проковзування пари “внутрішня поверхня накладки – робоча поверхня гальмівного шків” під час гальмування тривалістю ( $t$ )**

одночасне проковзування усіх фрикційних накладок бандажа на дузі охоплення гальмівної стрічки. Така контактна взаємодія внутрішніх пар тертя модельного стрічково-колодкового гальма пояснюється пружно-пластичними властивостями внутрішніх поверхневих шарів фрикційних накладок. У випадку знаходження бандажа накладок на гарячому гальмівному шківі спостерігається зникнення попереднього контакту пар тертя. При цьому збільшується сумарний динамічний коефіцієнт взаємного перекриття, який сприяє зменшенню питомих навантажень та збільшенню динамічного коефіцієнта тертя.

Графік на рис. 4 умовно розбито на дві принципово відмінні ділянки. Перша ділянка в інтервалі часу від  $t_1$  до  $t_2$  характеризується лінійною залежністю  $\delta$  від  $t$ , оскільки протягом цього часу контакт пружно деформується. В інтервалі часу від  $t_2$  до  $t_3$  з появою значних пластичних деформації мікронерівностей внутрішньої поверхні фрикційної накладки вважаємо, що залежність  $\delta$  від  $t$  є нелінійною. З моменту часу  $t_3$  на контакті “внутрішня поверхня фрикційної накладки – робоча поверхня гальмі-

вного шків” має місце відносне ковзання поверхонь взаємодії. Літерою  $F$  позначено зсувне зусилля, що діє на холодній робочій поверхні шків, а  $F'$  – на гарячій.

Згідно з методом Джонсона або Коуртнія – Пратта і Ейгнера вважають, що ковзання починається при зсувному зусиллі, що досягає 99,0% від його максимальної величини.

Визначення площі пружно-пластичного контакту у внутрішніх парах тертя модельного стрічково-колодкового гальма за величиною тангенціального зміщення необхідно проводити не тільки з урахуванням нормальних навантажень, зсувної сили, способу обробки поверхонь металевих елементів тертя і т. ін., але й залежно від інтенсивності фізичних, хімічних та механічних процесів, які відбуваються на площі контакту. Особливо це стосується внутрішніх приповерхневих шарів фрикційних накладок бандажа.

Стан приповерхневих шарів пар тертя при дії теплового навантаження в гальмівних пристроях. В табл. 1 наведені фактори, які діють на матеріали пар тертя, їхні поверхні розділу, поверхневі та приповерхневі шари фрикційних елементів, а також на шари, що виконують роз-

**Таблиця 1 – Чинники, що впливають на матеріали пар тертя, їх поверхні і приповерхневі шари фрикційних елементів, а також на розділяючі шари середовища**

Дія на:	матеріали пари тертя	термодинамічних параметрів: теплоємності, ентальпії, ентропії, потенціалу; здатністю до фазових перетворень; опором проникненню водню; хімічною активністю і рівновагою їхніх реакцій
	поверхні розділу пар тертя	зовнішнього електричного і електромагнітного полів і їх потенціалів; вільної поверхневої енергії; поглинальної і випромінювальної здатності; темпами нагрівання і охолодження
	поверхневі шари металевого фрикційного елемента	контактною різницею потенціалів; адсорбційним пониженням міцності; первинною і вторинною структурою; щільовим ефектом; охолоджувальною і нагріваючою здатністю; коефіцієнтом розподілу теплових потоків
	приповерхневі шари фрикційної накладки	поляризаційним ефектом; електрокінетичним потенціалом; ефектом електролітичної дисоціації; охолоджуючою і нагріваючою здатністю; інверсією теплових потоків
	розділяючі шари середовища	різними видами дифузійного і іонізаційного потенціалів; термодинамічних параметрів: температури, тиску, об'єму і теплоємності; електрострумом конвекції; хімічною активністю

діляючі функції. Зупинятися на детальній характеристиці процесів та явищ не будемо, оскільки вони були наведені в роботі [4].

В численних роботах [1,2,3] доведено, що в приповерхневих шарах полімерної фрикційної накладки при температурах вище допустимої для її матеріалів необхідно розглядати три елементарних об'єми з різними енергетичними рівнями: димлячий (сублімації), рідкий та пароподібний.

Основною особливістю компонентів матеріалів фрикційних накладок, які знаходяться в стані фазових перетворень, та маючи структури типу «сендвіча» або поверхневих і приповерхневих шарів накладок з дірками, в котрих області хаосу межують з областями стійкості. Утворена рідинна фаза в поверхневих та приповерхневих шарах накладок є областю сильного хаосу «стохастичного моря», що межує з областями стійкості «острівками» поверхні накладок. Структура «стохастичного моря» та «острівків» є фазовим портретом теплової системи поверхневих та приповерхневих шарів накладки. Ієрархічна складність фазового портрету розповсюджується на методи його вивчення та аналізу.

Електричний баланс струмів в зоні контактування пар тертя гальм. Відомо, що характер зміни кількості теплоти, генерованої в зоні фрикційного контакту гальмівних пристроїв з подальшим її акумулюванням у приповерхневих шарах накладок і металевих елементів тертя, є подібним до закономірностей зміни електричного струму, що виникає в них. Виходячи з цього, розглянемо електричний баланс струмів у зоні фрикційного контакту гальмівного пристрою.

В процесі тертя відбувається зміна знософрикційних властивостей, що зумовлює плинність електрофізичних параметрів контакту.

При цьому фрикційна взаємодія супроводжується зростанням густини поверхневих станів пари «метал-полімер», повний поверхневий заряд яких є сумою зарядів швидких та повільних станів [2].

Металополімерну фрикційну пару розглядають як джерело трибо- і термоЕРС з відповідними внутрішніми опорами. Внутрішнім опором джерела трибоЕРС є опір фактичного контакту, який складається з опору його окремих ділянок. Такими ділянками є: «робоча поверхня накладки – робоча поверхня металевих елементів тертя»; «робоча поверхня накладки – окисна плівка робочої поверхні металевих елементів тертя – його робоча поверхня»; «робоча поверхня фрикційної накладки – полімерна плівка на робочій поверхні металевих елементів тертя», утворена з частинок фрикційного матеріалу поверхневих шарів накладок – робоча поверхня металевих елементів тертя. Окрім того, трибоЕРС також являє собою суму контактних складових у зонах стабілізаційного теплового стану металевих елементів тертя, зумовлених масоперенесенням при взаємодії з накладкою та сорбційно-десорбційними процесами у приповерхневих шарах контактуючих матеріалів.

В табл. 2 наведені умови, за яких відбувається зміна напрямку складових струму електризації, та його сумарні величини, що виникають на поверхнях пар тертя гальмівних пристроїв у різних зонах теплового стану їхніх металевих елементів тертя. В табл. 2 використані

такі позначення:  $\sum_1^n I_k$  – сумарний струм, який виникає за рахунок контактної електризації;

$\sum_1^n I_m$  – сумарний струм, спричинений рухом заряджених частинок, що зумовлений фрикцій-

Таблиця 2 – Зміна напрямку складових струму електризації та його сумарної величини при взаємодії поверхонь пар тертя гальмівних пристроїв у різних зонах теплового стану їх металевих фрикційних елементів

		Складові струму електризації:					Сумарний струм електризації, $\sum_1^n I_{\phi}$
		$I_{\kappa}$	$I_M$	$I_{\delta}$	$I_m$	$I_p$	
		Знаки генерованих струмів					
До	фрикційних металевих елементів	при $W_M > W_n$					$\sum_1^n I_{\phi_+} = \sum_1^n I_{\kappa} - \sum_1^n I_M + \sum_1^n I_T + \sum_1^n I_p$ ; (3)
		+	-	0	+	+	
Після	стабілізаційного теплового стану металевих елементів	при $W_n > W_M$					$\sum_1^n I_{\phi_-} = \sum_1^n I_{\kappa} + \sum_1^n I_M - \sum_1^n I_T + \sum_1^n I_p$ . (4)
		-	+	0	-	+	
В зоні	стабілізаційного теплового стану металевих елементів	при $W_M > W_n$					$\sum_1^n I_{\phi_+} = \sum_1^n I_{\kappa} - \sum_1^n I_M \pm \sum_1^n I_{\delta} + \sum_1^n I_T + \sum_1^n I_p$ ; (5)
		+	-	$\pm$	+	-	
В зоні	стабілізаційного теплового стану металевих елементів	при $W_n > W_M$					$\sum_1^n I_{\phi_-} = -\sum_1^n I_{\kappa} + \sum_1^n I_M \pm \sum_1^n I_{\delta} + \sum_1^n I_T + \sum_1^n I_p$ . (6)
		-	+	$\pm$	+	+	
В зоні	стабілізаційного теплового стану металевих елементів	при $W_M > W_n$					$\sum_1^n I_{\phi_+} = \sum_1^n I_{\kappa} - \sum_1^n I_M \mp \sum_1^n I_{\delta} + \sum_1^n I_T - \sum_1^n I_p$ ; (7)
		+	-	$\mp$	+	-	
В зоні	стабілізаційного теплового стану металевих елементів	при $W_n > W_M$					$\sum_1^n I_{\phi_-} = -\sum_1^n I_{\kappa} + \sum_1^n I_M \mp \sum_1^n I_{\delta} + \sum_1^n I_T - \sum_1^n I_p$ . (8)
		-	+	$\mp$	+	-	

ним масоперенесенням;  $\sum_1^n I_{\delta}$  – сумарний струм, зумовлений сорбційно-десорбційними процесами в приповерхневих шарах контактуючих тіл;  $\sum_1^n I_T$  – сумарний струм, який виникає за рахунок контактування поверхонь тертя;  $\sum_1^n I_p$  – сумарний зворотний струм розряду, який виникає при руйнуванні фрикційного контакту (сумарний імпульсивний струм);  $W$  – робота виходу електронів з полімерної (індекс “n”) і з металеві (індекс “m”) поверхонь.

Згідно з табл. 2 відповідно до зон стабілізаційного теплового стану металевих елементів тертя, який є акумулятором теплової енергії, розглянемо зміни сумарного струму електризації за таких умов:  $W_M > W_n$  і  $W_n > W_M$ .

До зони стабілізаційного теплового стану металевих елементів тертя гальмівного пристрою сумарний струм електризації буде найбільшим при наближенні пар тертя до цієї зони. Це відбувається за умови, що  $W_n > W_M$  в зв'язку з тим, що сумарні струми  $\sum_1^n I_{\kappa}$  і  $\sum_1^n I_M$  перевищують аналогічні сумарні струми при  $W_M > W_n$ .

Ця обставина вказує на те, що під час гальмувань відбувається накопичення теплової енергії в металевому елементі тертя, і конвективний та радіаційний теплообмін є недостатніми.

Найбільш цікаве явище відбувається в зоні стабілізаційного теплового стану металевих елементів тертя, коли в приповерхневих шарах матеріалу фрикційних накладок відбуваються сорбційно-десорбційні процеси за умови

$W_M > W_n$ . При цьому сумарні струми  $\sum_1^n I_{\kappa}$  і

$\sum_1^n I_M$  перевищують ці показники, коли  $W_n > W_M$ .

Вигорання сполучних компонентів фрикційного матеріалу накладок призводить до димлення їхніх робочих поверхонь, а також утворення рідких фракцій на них. Це є однією із складових інверсій теплового потоку у напрямку від матових поверхонь металевих елементів тертя до полірованої (робочої). Ця обставина сприяє встановленню стабілізаційного теплового стану, незважаючи на високу інтенсивність радіаційного теплообміну з робочою поверхнею металевих елементів тертя. Тривалість цього явища в значній мірі залежить від часу завершення сорбційно-десорбційних процесів в приповерхневих шарах фрикційної накладки, а також від величини сумарного струму електризації. Останній в зоні, вищій за стабілізаційний теп-

ловий стан металевого елемента тертя, буде мінімальним за умови  $W_m > W_n$ .

**Висновки.** Таким чином, на нанорівні проілюстровано динамічне та теплове навантаження пар тертя гальмівних пристроїв. В другій частині матеріалів статті буде показано як на рівні нанотрибології визначаються розрахунково-експериментальним методом складові електричних струмів та їхній напрямок в парах тертя “полімер-метал” гальмівних пристроїв.

### *Література*

1 Чичинадзе А.В. Трение, износ и смазка (трибология и триботехника): [под общ. ред. А.В. Чичинадзе]. – М.: Машиностроение, 2003. – 575 с.

2 Кіндрачук М.В. Трибологія / М.В. Кіндрачук, В.Ф.Лубе-нець, М.І. Пашечко, Є.В. Корбут. – К.: Вид-во нац. авіац. ун-ту: “НАУ – друк”, 2009. – 392 с.

3 Миронов В.С. Электрические явления при трении полимеров. II. Кинематика электризации / Миронов В.С., Климкович А.Ф. // Трение и износ, том VI. – 1985. №6. – С. 1026–1033.

4 Крижанівський Є.І. Модель трибологічних систем у парах тертя гальмівних пристроїв / Є.І. Крижанівський, М.О. Вольченко, Д.Ю. Журавльов, В.І. Снурніков // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2009. – № 5. – С.104–107.

5 Вольченко Д.О. Взаємодія пар тертя в різних типах фрикційних вузлів стрічково-колодкових гальм бурових лебідок / Д.О. Вольченко, В.М. Воробйов, І.О. Бекіш // Науковий вісник ІФНТУНГ. –2006. – № 2(4). – С. 64–70.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
26.11.10  
Рекомендована до друку професором  
Вольченком О.І.*

## ОЦІНКА РЕСУРСНИХ МОЖЛИВОСТЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ ІЗ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИМИ ДЕФЕКТАМИ

Р.С. Грабовський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,  
e-mail: no@nirg.edu.ua

*Запропонована методика чисельної оцінки кінетики і зміни форми тріщиноподібних дефектів в процесі їх розвитку в стінках трубопроводів, а також методика оцінки величини руйнівного тиску для трубопроводів з корозійно-втомними тріщиноподібними дефектами. Розглянуті методики дозволяють інтерпретувати виявлені при технічній діагностиці поверхні газопроводу, тріщиноподібні (двовірні) і корозійно-втомні (тримірні) дефекти, а також прогнозувати можливість подальшої експлуатації трубопроводів.*

Ключові слова: газопровід, експлуатаційне пошкодження металу, корозійно-механічний дефект, тріщиноподібний дефект, руйнівний тиск

*Предложена методика численной оценки кинетики и изменения формы трещинообразных дефектов при их развитии в стенках трубопроводов, а также методика оценки величины разрушающего давления для трубопроводов с коррозионно-усталостными трещинообразными дефектами. Рассмотренные методики позволяют интерпретировать обнаруженные при технической диагностике поверхности газопроводов трещиноподобные (двухмерные) и коррозионно-усталостные (трехмерные) дефекты, а также прогнозировать возможность дальнейшей эксплуатации трубопроводов.*

Ключевые слова: газопровод, эксплуатационное повреждение металла, коррозионно-механический дефект, трещинообразный дефект, разрушительное давление

*The method of numerical assessment of kinetics and shape evolution of crack-like defects in wall of pipelines is proposed. The procedure of calculation of failure pressure for pipelines with corrosion fatigue crack-like defects is also presented. The considered methods allow the interpreting of detected two-dimensional crack-like defects and three-dimensional corrosion fatigue defects and also the forecasting of further exploitation of pipelines.*

Keywords: gas pipeline, metal exploitation damage, corrosive-mechanical defect, crack-like defect, destructive pressure

Забезпечення надійної експлуатації найбільшої в Європі трубопровідної мережі для транспортування газу (~38 тис. км), значна частина якої (~55%) експлуатується понад 20 років [1, 2] має велике значення для економіки України.

У процесі експлуатації на магістральні газопроводи діють статичні, циклічні та динамічні навантаження і впливає корозивне середовище [3, 4]. Одночасна дія цих факторів прискорює процес деградації трубопроводів [5], який спричиняє утворення корозійних тріщиноподібних дефектів, їх розвиток та корозійно-втомне руйнування [6, 7], яке суттєво залежить від розмірів, форми, орієнтації дефекту та може призвести до катастрофічної аварійної ситуації і, як наслідок, до значних соціальних, екологічних та економічних втрат [8].

Аналіз аварійних ситуацій, які виникали на магістральних газопроводах у 2003–2007 роках, засвідчив, що характерною ознакою (причиною) таких руйнувань було утворення тріщиноподібних дефектів довжиною 0,6–3,0 м та глибиною 6–12 мм за механізмом корозійного розтріскування під напруженням внаслідок пошкодження захисного покриття труб, високої корозійної активності ґрунтів та порушенням режимів електрохімічного захисту на аварійних ділянках траси [2, 4, 8]. Крім того, в деяких випадках мала місце висока корозійна активність рідких та газоподібних продуктів транспортування (швидкість корозії – до 5 мм/рік), що є

особливо небезпечною в місцях згину труби, зварних швах та місцях з наявними експлуатаційними та технологічними дефектами [3, 4, 6] через суттєве прискорення в них (в десятки разів) локальних корозійних процесів [2, 4]. Також суттєвим виявився вплив добових коливань робочого тиску в газопроводах, що у поєднанні із дією експлуатаційного середовища спричиняло зародження та розвиток тріщиноподібних дефектів у стінках труб за механізмом корозійної втоми [3].

Результати діагностичного дослідження технічного стану 25% магістральних газопроводів державної компанії „Укртрансгаз” за допомогою інтелектуального поршня фірми „Rozen” показали, що втрата (винос) понад 60% металу становить 0,9% від усіх випадків, винос 41–60% металу – 5% випадків, а винос 20–40% металу 45,5% випадків. Дефекти зварних швів становлять 28,8% випадків, дефекти основного металу – 11,1% випадків і некласифіковані дефекти – 7% від усіх випадків [8].

Оскільки щорічно магістральними газопроводами України транспортується до 120 млрд. м<sup>3</sup> російського газу, що забезпечує значні валютні надходження [1], підвищення надійності експлуатації таких газопроводів є актуальною науково-технічною проблемою.

З метою запобігання аварійним ситуаціям у процесі експлуатації магістральних газопроводів проводять їх технічне діагностування методами неруйнівного контролю. В результаті

виявляють ділянки газопроводу, що містять як експлуатаційні (рис. 1), так і технологічні дефекти, визначають їх розміри та розташування на зовнішній або внутрішній поверхнях газопроводу з метою подальшої оцінки їх впливу на ресурсні можливості газопроводу.



Рисунок 1 – Експлуатаційний дефект на зовнішньому боці труби

Усебічну оцінку впливу розмірів (глибини, довжини, ширини та гостроти (радіуса концентратора), виявлених засобами діагностування експлуатаційних та технологічних корозійних та корозійно-механічних дефектів, проводять з врахуванням впливу в'язкої або крихкої складової руйнування [9-14]. Причому для оцінки впливу на процес руйнування дефектного трубопроводу крихкої складової [12-14] використовують характеристики опору сталі крихкому руйнуванню – ударну в'язкість  $KCV$ , критичний коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_{Ic}$  та статичну тріщиностійкість  $J_{Ic}$ .

Однак дані підходи не враховують можливого процесу розвитку (поширення) даних дефектів у часі, тобто з їх допомогою не можна встановити терміну подальшої безпечної експлуатації газопроводу.

В роботі [15] дано оцінку процесові руйнування металу трубопроводу, що зазнає як впливу тривалих асиметричних втомних навантажень, так і впливу корозійних середовищ. Використовуючи підходи механіки руйнування для випадку домінуючого впливу крихкої складової руйнування, встановлено, що даному процесу притаманна певна стадійність, яка характеризується:

- на першій стадії – зародженням поверхневої корозійно-втомної тріщини, тобто досягненням нею загального (пітинг + тріщина) лінійного розміру порядку  $a=100\pm 10$  мкм, який, розвиваючись, переростає в макротріщину з пороговим розміром  $c_{th}$  завдяки електрохімічній корозії, активованій механічними напруженнями, рівень яких у вершині корозійної тріщини наприкінці першої стадії, досягає порогового значення коефіцієнта інтенсивності навантажень  $K_{th}$ .

- на другій стадії за домінуючої участі механічного чинника – розвитком макротріщини під впливом асиметричних циклічних наванта-

жень  $\Delta K_I$ , що діють в трубі і змінюються в діапазоні  $K_{th} \leq \Delta K_I < K_{Ic}$ , до критичних розмірів  $2a_c$ . Слід зауважити, що довговічність трубопровідних систем з наявними корозійними макротріщинами визначається законами залежності їх розвитку під впливом втомних навантажень [6, 7], які представляють у вигляді діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості, що є залежностями швидкості росту тріщини від коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$ . Такі діаграми розміщені вздовж осі абсцис між двома його граничними значеннями: нижнім пороговим  $K_{th}$ , яке відповідає значенню  $K_I$ , за якого не відбувається зростання корозійно-втомної тріщини, і верхнім  $K_{Ic}$ , яке відповідає значенню  $K_I$ , за якого настає спонтанне (катастрофічне) зростання тріщини. Вони визначаються експериментальним шляхом, мають вигляд S-подібної кривої і складаються з трьох ділянок: низько- та високоамплітудної, де невеликі зміни величини коефіцієнта інтенсивності напружень викликають значне збільшення швидкості росту тріщини, а також середньоамплітудної, яка аналітично описується залежністю Паріса [1]:

$$dc/dN = da/dN = C(\Delta K_I)^n, \quad (1)$$

де:  $C, n$  – експериментально визначені характеристики матеріалу, які залежать від його властивостей і умов випробування;

$\Delta K_I = (K_{max} - K_{min})$  – розмах коефіцієнта інтенсивності напружень циклу;  $K_{max}$  і  $K_{min}$  – відповідно найбільше і найменше значення коефіцієнта інтенсивності напружень циклу.

Друга стадія завершується утворенням наскрізної тріщини в стінці труби (прорив труби).

- на третій стадії – катастрофічним (неконтрольованим) поширенням тріщини вздовж твірної труби. Такий розвиток тріщини в деформованому тілі вперше вивчався Гріфітсом на початку 20-х років минулого століття [15, 16]. Всередині ХХ століття Дж. Ірвіном запропоновано силовий підхід до вивчення початку поширення тріщин в деформованому тілі. Критерій Ірвіна для тріщин нормального відриву полягає в тому, що коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_I$  у околі вершини тріщини в момент її локального росту вважається рівним деякій константі матеріалу  $K_{Ic}$ , тобто критерій граничної рівноваги тіла з тріщиною має вигляд:

$$K_I = K_{Ic}. \quad (2)$$

Величина  $K_{Ic}$  характеризує опір матеріалу поширенню у ньому тріщини при квазістатичному збільшенні навантаження і є константою матеріалу в заданих умовах випробування.

На даний час існує багато методичних підходів до обґрунтування експлуатаційної надійності та довговічності магістральних газопроводів, що містять технологічні та експлуатаційні дефекти [3, 4, 17-19].

В роботі [18] запропонована методика чисельної оцінки кінетики та зміни форми тріщиноподібних дефектів в процесі їх розвитку в стінці труби, що дає змогу прогнозувати особливості їх руйнування в експлуатаційних умовах.

Методичні засади оцінки міцності газопроводів з наявними дефектами, у випадку домінуючого впливу в'язкої (пластичної) складової руйнування ґрунтуються на постулаті, що руйнування газопроводів відбувається за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини в дефектах, що виникають під час експлуатації. Основним параметром, який характеризує процес пластично-в'язкого руйнування газопроводу, є руйнівний тиск, який визначається на підставі або натурних випробувань труб з корозійно-механічними дефектами [20, 21], або розрахунковим шляхом на підставі аналітичних залежностей різного типу [10, 11, 22].

Водночас, оцінка експлуатаційних можливостей трубопроводів з виявленими дефектами ґрунтується на двокритеріальному підході, який, беручи до уваги процес пластично-в'язкого руйнування газопроводу, враховує можливість його крихкого руйнування [12-14].

Таким чином, для усебічної оцінки ресурсних можливостей тривало експлуатованих магістральних газопроводів необхідно володіти даними про:

- умови поверхневого тріщиноутворення при циклічному деформуванні та процес виникнення та формування макротріщин;
- порогову глибину ( $c_{th}$ ) та форму ( $c/a$ , глибину та довжину) корозійно-втомної макротріщини (дефекту);
- механічні характеристики деградованого металу газопровідної труби ( $\sigma_B, \sigma_{0,2}$ );
- процес розвитку корозійно-втомної макротріщини у стінці труби (діаграма циклічної корозійної тріщиностійкості);
- критичний коефіцієнт інтенсивності напружень у вершині макротріщини ( $K_{Ic}$ ).

В роботі, на прикладі магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II”, який експлуатується протягом 33 років за максимального робочого тиску газу  $P_p \approx 7,5$  МПа з наявними експлуатаційними корозійно-втомними дефектами, на основі вищезгаданих методик [18, 19] здійснено оцінку його ресурсних можливостей за умови, що визначальним чинником руйнування трубопроводу є розвиток корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів, визначено допустимі та критичні розміри тріщиноподібних дефектів, величину руйнівного тиску  $P_f$ , а також число циклів навантаження  $[N]$  (час безпечної експлуатації).

### 1. Об'єкт та методична процедура досліджень та розрахунків

Об'єктом розгляду є труба з зовнішнім діаметром  $D$  та товщиною стінки  $t$ , яка містить схематизований зовнішній дефект довжиною  $L$  та глибиною  $c$ , розташований у напрямку, паралельному до її осі (рис. 2). Труба заповнена робочим середовищем під тиском  $P=P_p$ .

Процеси розвитку корозійно-втомних макротріщин під впливом діючих в трубі асиметричних циклічних навантажень  $\Delta K_I$ , використовуючи відому методику [16, 23, 24] та дослідну

установку [25] (рис. 3, а) для дослідження закономірностей розвитку втомної тріщини в трубопровідних сталях при їх циклічному деформуванні в робочих корозійних середовищах, вивчали на призматичних зразках (рис. 3, б).

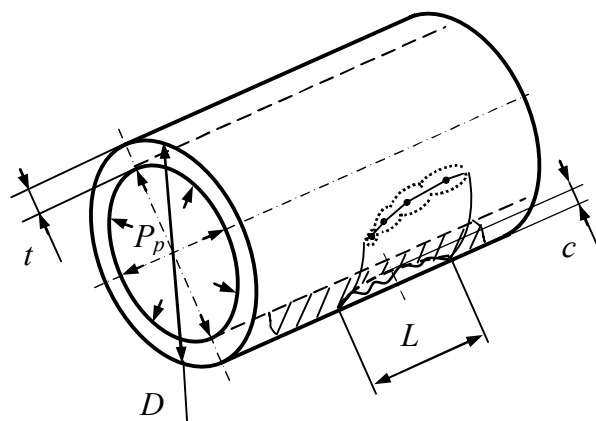


Рисунок 2 – Схематичне представлення корозійного дефекту в стінці труби



а)



б)

Рисунок 3 – Загальний вигляд установки (а) та зразка (б) для дослідження процесів розвитку втомної тріщини в трубах магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – ДК II” ( $T=25^{\circ}C$ )

Механічні характеристики сталей визначались за стандартною процедурою [26] випробувань циліндричних зразків на розтяг.

2. Результати досліджень та їх обговорення

Випробування неексплуатованого та експлуатованого (33 роки) металів магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II”, виготовленого із сталі 10Г2ФБ, на циклічну корозійну тріщиностійкість, проводили на спеціальному експериментальному обладнанні [25] шляхом випробувань балкових зразків прямокутного поперечного перерізу з початковою крайовою тріщиною  $c=1,2\dots 2,0$  мм в умовах консольного згину. Заготовки для зразків розмірами  $10\times 18,7\times 40$  мм вирізались із фрагментів газопровідної труби. Загальна довжина зразка становила 200 мм. Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц при асиметрії циклу навантаження  $R\approx 0,8$ . Робоче середовище – ґрунтова вода (моделльне середовище – 0,1% розчин NaCl pH 6,5), температура середовища була постійною –  $T=25^\circ\text{C}$ .

Результати випробувань представляли у вигляді діаграм циклічної тріщиностійкості (рис. 4) – графічних залежностей швидкості росту втомної тріщини  $dc/dN$  від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  в околі вершини тріщини [16, 23, 24, 27].

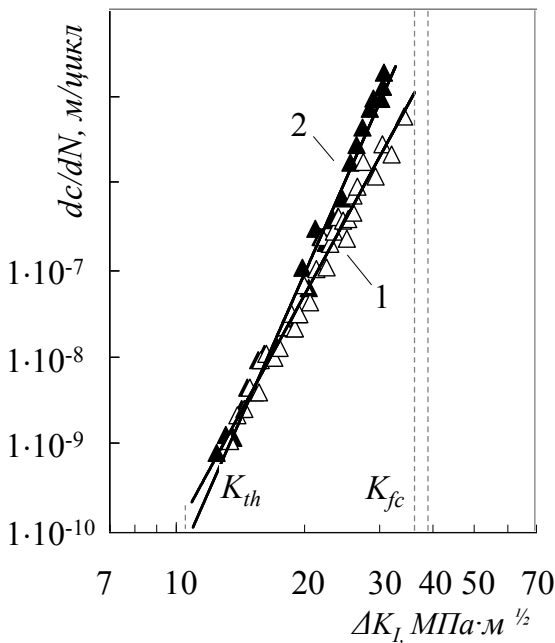


Рисунок 4 – Вплив ґрунтової води на діаграми циклічної тріщиностійкості для нового (1) та експлуатованого (2) металу (сталь 10Г2ФБ) магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – ДК II” ( $T=25^\circ\text{C}$ )

Для вказаних вище умов випробувань сталі 10Г2ФБ, в таблиці 1 наведені значення констант у степенеvій залежності [23, 28], що аналітично описує середньоамплітудну ділянку одержаних діаграм циклічної тріщиностійкості металу трубопроводу. Тут також подані відповідні значення порогового ( $\Delta K_{th}$ ) та критичного ( $K_{fc}$ ) коефіцієнтів інтенсивності напружень [23, 27].

Таблиця 1 – Характеристики циклічної тріщиностійкості сталі 10Г2ФБ

Система „матеріал – середовище”	$n$	$C$ , м/цикл $\times$ (МПа $\cdot$ м $^{1/2}$ ) $^{-n}$	$\Delta K_{th}$ , МПа $\cdot$ м $^{1/2}$	$K_{fc}$ , МПа $\cdot$ м $^{1/2}$
Неексплуатована сталь – ґрунтова вода	8,98	$1,00 \cdot 10^{-19}$	10,19	39,21
Експлуатована сталь – ґрунтова вода	11,12	$3,20 \cdot 10^{-22}$	8,94	36,71

За результатами експериментальних досліджень (табл. 1) згідно з методикою чисельної оцінки кінетики та зміни форми тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінках трубопроводів [18] був здійснений розрахунок кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінці труби магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II” для системи „Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода”.

Під час розрахунку кінетики розвитку тріщини за базу вибирали її ріст в глибину стінки, тобто в напрямку півосі  $c$ , вважаючи, що пороговий розмір тріщини  $c_{th}$  визначається пороговим значенням коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_{th}$  з формули (3).

$$c_{th} = \frac{(\Delta K_{th})^2}{(\Delta\sigma)^2 \cdot \pi \cdot f(c/a; c/t; \Theta)}, \quad (3)$$

де:  $\Delta\sigma$  – розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження:  $\Delta\sigma = (\Delta p \cdot d)/2t$ ;  $\Delta p$  – зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження;  $d$  – внутрішній діаметр труби;  $t$  – товщина стінки труби;  $f(c/a; c/t; \Theta)$  – функція, яка залежить від форми ( $c/a$ ) та глибини тріщини ( $c/t$ ) та кута від малої осі напівеліптичної тріщини ( $\theta$ ) [15].

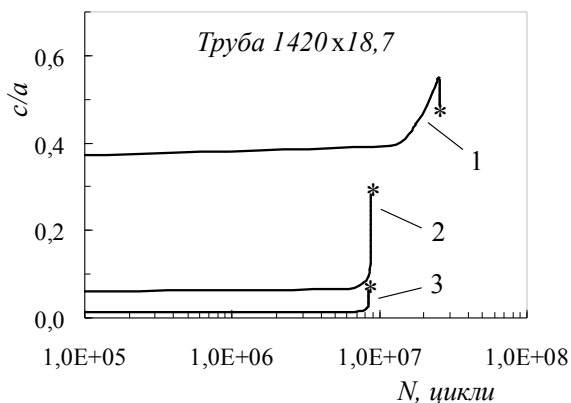
Розрахунок проводили, припускаючи, що тріщина розвивається стрибкоподібно з деяким постійним кроком  $\Delta c=0,5$  мм. У ході розрахунку діапазон зміни глибини тріщини складав:  $c_{th} \leq c \leq 0,8 t$ , де  $t$  – товщина стінки труби. За пороговий розмір тріщини вважали величину  $c_{th}$ , яку визначали з формули (3) за умови, що  $\Delta K_I = \Delta K_{th}$  в напрямку осі  $c$  при  $\theta=0^\circ$  із заданою напівеліптичною формою  $c_{th}/a_0$  можливого фронту тріщини. Число циклів навантаження  $N_{th}$ , яке відповідало пороговим розмірам корозійної тріщини  $c_{th}/a_0$ , вважали пороговим.

За результатами обчислень визначали порогові та руйнівні розміри напівеліптичної тріщини в залежності від її початкових розмірів та початкової форми ( $c_{th}/a_0$ ) та умов експлуатації. Також визначали порогове число циклів навантаження ( $N_{th}$ ) та число циклів навантаження до досягнення катастрофічного руйнування ( $N_p$ ) труби, враховуючи особливості розвитку тріщини в ґрунтовій воді (ГВ).

Руйнівним розміром напівеліптичної тріщини вважали величину  $c_p=0,8 t$  [9, 12] і, відпо-

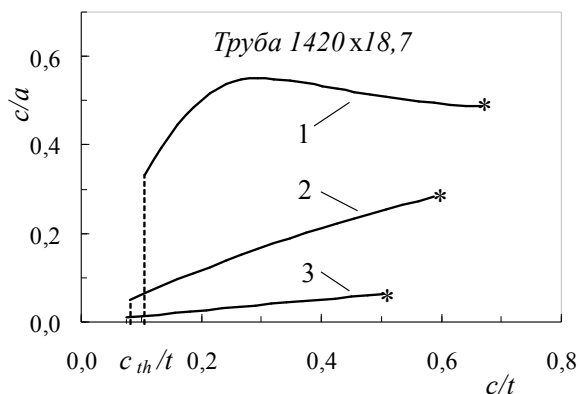
**Таблиця 2 – Характеристики кінетики поширення напівеліптичної тріщини в стінках магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II”**

Система „матеріал – середовище”	$c_{th}/a_0$	$c_{th}$ , мм	$N_{th}$ , цикли	$N_p$ , цикли	$T_p$ , роки	$(c/a)_p$	$2a_p$ , мм	$2a^*$ , мм
Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	1/3	2,54	$1,18 \cdot 10^7$	$2,56 \cdot 10^7$	1,46	0,487	51,3	72,1
Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	1/20	1,50	$6,23 \cdot 10^6$	$8,79 \cdot 10^6$	0,27	0,283	77,8	96,4
Експлуатована сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода	1/100	1,41	$6,28 \cdot 10^6$	$8,38 \cdot 10^6$	0,22	0,120	297,4	315,6



1 –  $(c/a)_0=1/3$ ; 2 –  $(c/a)_0=1/20$ ; 3 –  $(c/a)_0=1/100$ .

**Рисунок 5 – Зміна форми тріщини ( $c/a$ ) від числа циклів навантаження  $N$  при випробуваннях експлуатованого металу в ґрунтовій воді**



1 –  $(c/a)_0=1/3$ ; 2 –  $(c/a)_0=1/20$ ; 3 –  $(c/a)_0=1/100$ .

**Рисунок 6 – Зміна форми тріщини ( $c/a$ ) при її розвитку по глибині ( $c/t$ ) стінки труби магістрального газопроводу при випробуваннях експлуатованого металу в ґрунтовій воді**

відну заданому початковому співвідношенню півосей  $c_{th}/a_0$  можливого фронту тріщини, величину  $2a_p$ , або глибину напівеліптичної тріщини  $c_p$ , за якої діючий в трубі робочий тиск призводить до її руйнування. Число циклів навантаження  $N_p$ , яке відповідало розмірам руйнівної тріщини  $(c/a)_p$ , вважали критичним.

На основі розрахунку кінетики розвитку тріщини в стінках газопроводу в залежності від початкової форми утвореного дефекту визначали можливі розміри наскрізної тріщини  $2a^*$ .

Було розглянуто найбільш характерні випадки форми початкових тріщин, які виявляються методами неруйнівного контролю під час діагностичного огляду трубопроводів [15]: перший – при  $(c/a)_0=1/3$  відтворює тріщиноподібний дефект у вигляді корозійної виразки, інші –  $(c/a)_0=1/20$ ,  $(c/a)_0=1/100$  (так звані множинні тріщиноподібні дефекти [12]), відповідають корозійному пошкодженню типу борідки.

Результати обчислень подані у вигляді табличних даних (табл. 2), графічних залежностей зміни форми тріщини від числа циклів навантаження  $N$  (рис. 5) та зміни форми тріщини  $(c/a)$  в процесі її розвитку у глибину  $(c/t)$  стінки труби магістрального газопроводу (рис. 6).

Так, в стінці експлуатованої труби кількість циклів, необхідна для утворення тріщиноподібного дефекту у вигляді корозійної виразки

( $c_{th}/a_0=1/3$ ) удвічі більша, ніж для труби, що містить множинні тріщиноподібні дефекти ( $1/20 \leq c_{th}/a_0 \leq 1/100$ ), кількість циклів, необхідна для утворення яких, практично однакова.

Горизонтальні ділянки (рис. 6) на кривих відображають процес виникнення та формування макротріщини, а вертикальні ділянки – процес її прискореного розвитку, що призводить до катастрофічного руйнування труби.

Реальні газопроводи працюють у нестационарному режимі. Під час експлуатації такого газопроводу у ньому виникають напруження, які коливаються з частотою 0,3 Гц [3, 6, 29].

Аналіз одержаних результатів обчислень дає підстави зробити висновок, що із збільшенням довжини тріщиноподібного дефекту за меншої глибини дефекту (рис. 7) у трубі магістрального газопроводу формуються умови його спонтанного, неконтрольованого виходу на зовнішню поверхню труби ( $2a^*$ ) і, як наслідок, втрату герметичності (утворенням свища), причому час розвитку  $T_p$  таких дефектів у стінці газопровідної труби від порогових  $c_{th}/a_0$  до руйнівних розмірів  $(c/a)_p$  скорочується в 5,4-6,6 рази.

Таким чином, під час експлуатації магістральних газопроводів множинні тріщиноподібні дефекти типу корозійної борідки є більш небезпечними.

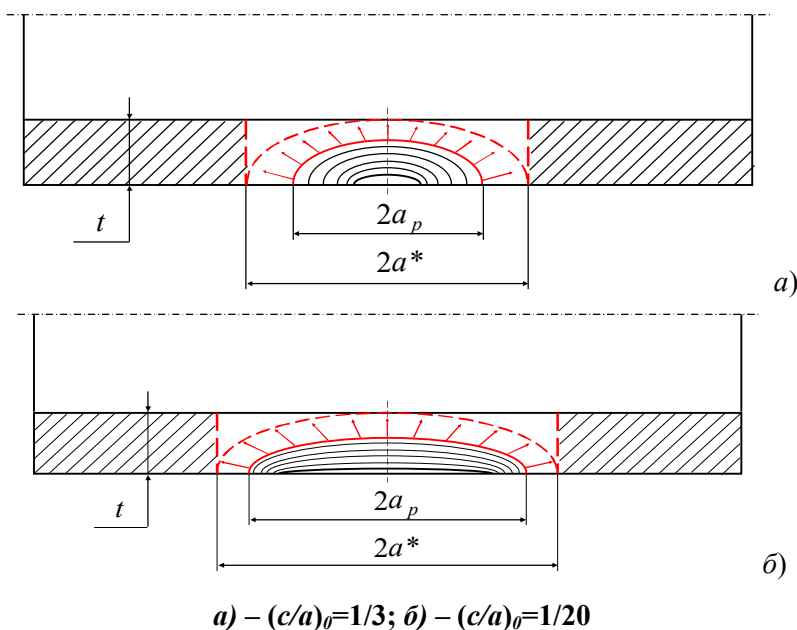


Рисунок 7 – Схематичне представлення розвитку тріщини в стінці труби при випробуваннях експлуатованого металу в ґрунтовій воді:

Таким чином, у результаті поширення за корозійно-втомним механізмом тріщина, пройшовши всі стадії свого розвитку, виходить на поверхню труби, утворюючи наскрізний дефект (рис. 8). З практики експлуатації газопроводів відомі випадки, коли тріщина, виходячи на поверхню труби, поширюється вздовж її осі [7, 29]. В даному випадку оцінку можливої реалізації крихкого руйнування труби при утворенні в ній наскрізних тріщин здійснювали за формулою (4) для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  у вершині наскрізної поздовжньої тріщини для циліндричної оболонки під дією внутрішнього тиску [27]:

$$K_I = F_I \cdot \sigma_p \cdot \sqrt{a_c}, \quad (4)$$

де:  $F_I$  – відома [27] функція відносної глибини тріщини ( $c/t$ ) для циліндричної оболонки з довільно розміщеною тріщиною під дією внутрішнього тиску;

$\sigma_p$  – максимальні розтягувальні напруження,  $\sigma_p = p_{max} \cdot R/t$ ;

$a_{K_I}$  – півдовжина наскрізної тріщини.

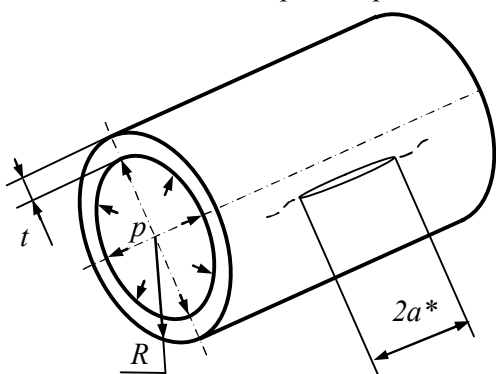


Рисунок 8 – Схематичне представлення наскрізного тріщиноподібного дефекту в стінці труби

Так, за умови  $K_I = K_{Ic}$  критичні розміри тріщини становитимуть:

$$a_c = \left( \frac{K_{Ic}}{F_I \cdot \sigma_p} \right)^2. \quad (5)$$

Значення довжини тріщини  $2a_c$ , за якого починається процес спонтанного поширення тріщини вздовж осі труби, вважали критичним.

Потенційну оцінку реалізації крихкого руйнування труби при утворенні в ній наскрізних тріщин здійснили шляхом порівняння наскрізних розмірів корозійно-механічних тріщин в стінці трубопроводу  $2a^*$  з розрахованими за формулою (5) руйнівними її розмірами  $2a_c$ .

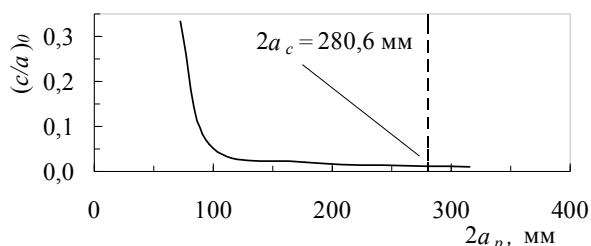
Підсумкові результати цих обчислень наведені у таблиці 3. Слід зауважити, що початкова форма тріщиноподібних дефектів, які виникають в магістральному газопроводі, впливають на кінетику поширення (рис. 7), а, отже, і на розміри наскрізної тріщини  $2a^*$ .

Таблиця 3 – Наскрізні  $2a^*$  та критичні  $2a_c$  розміри корозійно-механічних тріщини магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II”, розміщеними у поздовжньому напрямку

Система „матеріал-середовище”	$(c/a)_0$	$2a^*$ , мм	$2a_c$ , мм
„Сталь 10Г2ФБ – ґрунтова вода”	1/3	72,1	280,6
	1/20	96,4	280,6
	1/100	315,6	280,6

Одержані результати представлені у вигляді графічних залежностей (рис. 9) між початковою формою напівеліптичних тріщини ( $c/a_0$ ) та довжиною наскрізної тріщини  $2a_0$  при випробуваннях у ґрунтовій воді для експлуато-

ваного металу (сталь 10Г2ФБ) магістрального газопроводу. Вони свідчать, що для даної системи „матеріал – середовище” існує така початкова форма тріщиноподібного дефекту  $(c/a)_0^*$ , при якій існує можливість спонтанного руйнування труби магістрального газопроводу. Справа від вертикальної лінії  $2a_c$  на рис. 9 ( $(c/a)_0^* = 1/87$ ) для розглядуваної системи „матеріал – середовище” розміщена область катастрофічного руйнування труби магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон II” у випадку утворення з такого дефекту наскрізної тріщини.



**Рисунок 9 – Взаємозв'язок між початковою формою напівеліптичних тріщини  $(c/a)_0$  та довжиною наскрізної тріщини  $2a_0$  при випробуваннях у ґрунтовій воді для експлуатованого металу (сталь 10Г2ФБ) магістрального газопроводу**

Проведена оцінка потенційної реалізації крихкого руйнування експлуатованої труби газопроводу при утворенні в ній наскрізної тріщини вказує на можливість спонтанного руйнування в досліджуваних корозійних середовищах, за умови наявності в них тріщиноподібних дефектів у вигляді корозійної борідзки із співвідношенням півосей  $(c/a)_0 = 1/100$ , оскільки наскрізні розрахункові розміри корозійно-механічних тріщин в стінці газопроводу  $2a^*$  для системи „експлуатований метал – ґрунтова вода” є відповідно на 13% більшими від критичних розмірів ( $2a_c = 280,6$  мм), для яких в її верхині виконується умова  $K_I > K_{Ic}$ .

Таким чином, із використанням підходів механіки руйнування [18, 27] проведено потенційну оцінку реалізації крихкого руйнування труби газопроводу при утворенні в ній наскрізної тріщини, яка може слугувати підставою для моніторингу виявлених при діагностичному огляді магістрального газопроводу корозійно-механічних дефектів.

Водночас засобами технічної діагностики, крім тріщиноподібних (двовимірних) дефектів, виявляються також і тривимірні (корозійні) дефекти із плавними переходами по товщині.

Наявність інтенсивних корозійних пошкоджень у вигляді корозійних виразок (рис. 1), що свідчить про високу корозійну активність ґрунтової води. Розвиток вглиб корозійних виразок відбувався за механізмом електрохімічного розчинення металу труби [2-4] з одночасним впливом діючих експлуатаційних асиметричних циклічних напружень [8, 9]. Відомо [7], що одним з параметрів, який визначають при електрохіміч-

ному моніторингу корозійного стану магістральних газопроводів, є швидкість ґрунтової корозії металу труб, яка змінюється в діапазоні  $1 \cdot 10^{-5} - 5$  мм/рік.

Натурні випробування труб з такими множинними корозійними дефектами засвідчують [20, 21], що руйнування відбувається за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщин у дефектах після їх виникнення. У цьому випадку для оцінки міцності газопровідних труб з наявними корозійними дефектами застосовувати методи лінійної механіки руйнування не завжди коректно.

Розрахунки на міцність дефектних газопроводів у такому випадку проводять методами механіки деформованого твердого тіла, схематизуючи виявлені множинні корозійні дефекти (рис. 2) [12, 31], а також на основі прийнятих норм, стандартів та методик [9, 10, 11, 22]. На їх основі оцінюють ступінь ризику та можливість подальшої експлуатації магістрального газопроводу.

Так, наприклад, згідно з норвезькими нормами DNV RP-F101 [11], які є найпоширенішими серед європейських стандартів, руйнівний тиск для трубопроводів з корозійними дефектами визначається за залежністю:

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[ \frac{1 - (c/t)}{1 - \frac{(c/t)}{q}} \right], \quad (6)$$

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

Розрахунок внутрішнього руйнівного тиску  $P_f$  для газопроводів (6), що містять на зовнішній поверхні експлуатованої труби множинні осьові корозійно-втомні дефекти загальною довжиною  $L$  та максимальною глибиною  $c$ , базується на даних про газопровідну трубу ( $D, t$ ) та характеристики міцності матеріалу труби ( $\sigma_B$ ). У нашому випадку, для сталі 10Г2ФБ, яка експлуатовалась протягом 33 років, границя міцності, визначена експериментальним шляхом, становить  $\sigma_B = 623,5$  МПа.

Можливість подальшої експлуатації газопроводу проводили за прийнятою та європейською методикою SINTAP [13, 14, 31], в основі якої лежить оцінка допустимої глибини корозійно-втомного тріщиноподібного дефекту  $[c]$  в трубі, для якої коефіцієнт запасу міцності  $S_r$  (коефіцієнт безпеки), що є відношенням максимального робочого ( $P_p$ ) до розрахованого руйнівного ( $P_f$ ) тиску, становить

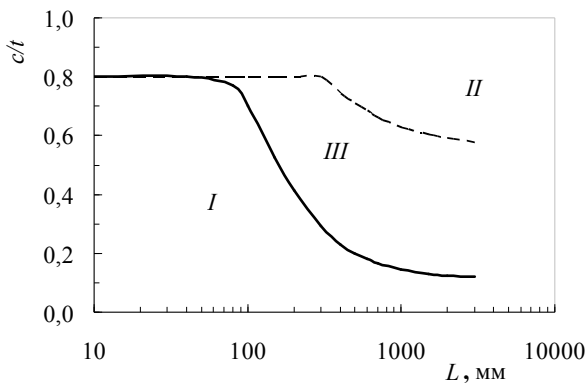
$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (7)$$

Згідно з процедурою SINTAP [13, 14, 31] безпечними (пороговими) вважалися такі гранично допустимі розміри дефектів, наявність яких не впливала на безпечну експлуатацію газопроводу, тобто коефіцієнт запасу міцності  $S_r$  був меншим за 0,5. Недопустимими (критич-

ними) вважалися дефекти, розміри яких не дозволяли експлуатацію газопроводу, тобто, згідно процедури SINTAP, коефіцієнт запасу міцності  $S_r$  був більшим за 1,0.

Розглядалися дефекти довжиною від 10 мм до 1500 мм. Початкова розрахункова глибина дефекту становила 10% від товщини стінки труби, а максимально допустима глибина дефекту [7, 9, 12] — 80% товщини стінки трубопроводу. Руйнівний тиск (6) визначався з кроком, який становив 10% від товщини стінки труби.

Результати проведених за методикою [13, 14, 31] розрахунків, представлених на рис. 9 у вигляді графічної залежності відносної глибини дефекту  $c/t$  від його довжини  $L$ , дозволяють оцінити специфічну мінімальну границю течучості для трубопроводу з різним співвідношенням дефекту та його максимального розміру.



суцільні лінії –  $S_r=0,5$ ;  
пунктирні лінії –  $S_r=1,0$

**Рисунок 10 – Залежності відносної глибини дефекту в газопроводі від його довжини, розраховані згідно з норвезькими нормами DNV RP-F101 [11]**

Отримані графічні залежності дають можливість встановити області дозволених (I, суцільні криві 2) і недозволених (II пунктирні криві 2) експлуатаційних дефектів газопроводу та перехідну область III (розміщену між суцільними та пунктирними кривими 2), у якій експлуатація газопроводу без проведення ремонтних робіт з ліквідації наявних дефектів можлива лише за умови зменшення робочого тиску.

Так, корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до  $c/t=0,8$  [9] є допустимими і не складають загрози в процесі експлуатації газопроводу.

Однак вищезгадані підходи не враховують часовий фактор розвитку корозійних дефектів під впливом пульсуючого в газопроводі тиску.

В роботі [19] запропоновано методику, яка враховує розвиток (швидкість поширення  $V=dc/dT$ ) корозійно-втомних дефектів та тривалість (час  $T$ ) експлуатації газопроводу.

У цьому випадку руйнівний тиск  $P_f$  для газопроводів, що містять на зовнішній поверхні труби осьові корозійно-втомні дефекти, визначається за залежністю:

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \frac{1 - \left( c_0 + \frac{dc}{dT} T^* \right) / t}{1 - \left( c_0 + \frac{dc}{dT} T^* \right) / t \cdot q}, \quad (8)$$

де  $T^*$  – планований час експлуатації газопроводу після останнього діагностичного огляду.

Оцінку експлуатаційних можливостей газопроводу проводили за прийнятими вітчизняними [9, 12] та європейською методиками SINTAP [13, 14, 31].

Зауважимо, що запропонований у СНиП [9] та ВБН [12] інтегральний коефіцієнт надійності газопроводу визначається за формулою

$$k = \frac{k_1 \cdot k_H}{m}, \quad (9)$$

де згідно з СНиП [9]:

$k_1$  – коефіцієнт надійності за матеріалом;  
 $k_H$  – коефіцієнт надійності за призначенням;

$m$  – коефіцієнт умов роботи.

У нашому випадку коефіцієнти мають такі значення:

$$1,34 \leq k_1 \leq 1,55;$$

$$k_H = 1,15 \quad (D=1420 \text{ мм}, P=7,5 \text{ МПа});$$

$$m = 0,9.$$

Таким чином, інтегральний коефіцієнт надійності газопроводу змінюється у межах  $1,7 \leq k \leq 2,0$  і практично рівний коефіцієнту безпеки згідно SINTAP ( $k=I/S_r$ ).

Основними параметрами, за якими оцінюють корозійний стан магістральних газопроводів [32], є рівень механічного навантаження у стінці газопроводу та корозійна агресивність ґрунтових вод (швидкість корозії металу труби). Дані параметри суттєво впливають на розміри корозійно-втомних дефектів.

Використовуючи формулу (8), розраховали руйнівний тиск  $P_f$  для двох характерних випадків розвитку корозійно-втомних дефектів у газопроводах. Для випадку середньої (0,10 мм/рік [32]) та високої (0,38 мм/рік [7]) корозійної агресивності середовища.

При розрахунку руйнівного тиску  $P_f$  вважали, що початковий тріщиноподібний корозійно-втомний дефект розвивається лише в глибину з деякою постійною швидкістю  $dc/dT$ , а його довжина  $L_0$  при цьому залишається незмінною. Тут розглядали (табл. 4), весь спектр виявлених при діагностичному огляді газопроводів корозійних дефектів довжиною від 100 мм до 1500 мм [7].

**Таблиця 4 – Вихідні дані для розрахунків**

$L_0$ , мм	$c_0/t$	$V_i=dc/dT$ , мм/рік
100	0...0,8	0,10...0,38
300		
500		
1500		

Результати обчислень подані у вигляді залежностей руйнівного тиску  $P_f$  від глибини виявленого корозійно-втомного дефекту  $c_0$  та пла-

Таблиця 5 – Допустимі розміри тріщиноподібних дефектів [с] газопроводу згідно з нормами SINTAP [13, 14, 31] для  $S_f=0,5$  при  $V_1=0,10$  мм/рік та  $V_2=0,38$  мм/рік

$L_0$ , мм	$V_i$ , мм/рік	[с], мм							
		$T^*=5$ років	$T^*=10$ років	$T^*=15$ років	$T^*=20$ років	$T^*=25$ років	$T^*=30$ років	$T^*=35$ років	$T^*=40$ років
100	0,10	12,08	11,69	11,33	10,97	10,25	9,61	9,05	8,55
	0,38	11,15	8,53	7,30	4,95	-	-	-	-
300	0,10	4,82	4,36	3,92	3,42	2,85	2,32	1,80	1,31
	0,38	3,55	1,50	-	-	-	-	-	-
500	0,10	3,21	2,68	2,16	1,65	1,17	0,69	0,23	-
	0,38	1,75	-	-	-	-	-	-	-
1500	0,10	1,95	1,46	0,96	-	-	-	-	-
	0,38	1,27	-	-	-	-	-	-	-

нованого часу експлуатації газопроводу  $T^*$  після останнього діагностичного огляду (рис. 11). Руйнівний тиск для газопроводу без дефектів становить 16,9 МПа. Для розглянутих випадків труби магістрального газопроводу з різною початковою довжиною зовнішнього корозійно-втомного дефекту  $L_0$  руйнівний тиск суттєво знижується зі зростанням глибини дефекту  $c_0$ , а також збільшенням запланованого можливого терміну експлуатації. Очевидно також, що зростання швидкості розвитку дефектів  $dc/dT$  відчутно впливає на можливий термін експлуатації газопроводів.

Крім цих результатів, за європейськими нормами SINTAP [13, 14, 32], визначали допустиму глибину корозійно-втомних дефектів [с].

Одержані при  $S_f=0,5$  дані (табл. 5) вказують на те, що множинні корозійні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до 8,5 мм дають змогу безпечно експлуатувати газопровід на протязі 40 років. В той же час збільшення швидкості розвитку аналогічного дефекту ( $V_2=0,38$  мм/рік) за рахунок корозійно-втомної складової робить безпечним експлуатацію магістрального газопроводу з допустимим дефектом глибиною 5 мм протягом 20 років.

Водночас очевидним є те, що із збільшенням розміру  $L_0$  зовнішні дефекти стають більш небезпечними, оскільки призводять до суттєвого пониження значень руйнівного тиску  $P_f$  і пов'язаної з ним допустимої глибини тріщиноподібних дефектів [с] (табл. 5). При цьому потенційний розвиток дефектів за механізмом корозійного розтріскування [2, 4] чи корозійної втоми посилює небезпеку руйнування труби і виникнення аварійної ситуації [3, 6]. Газопровід, що містить дефекти з довжиною в інтервалі 300 мм – 1500 мм є практично непридатним для експлуатації (табл. 5).

### Висновки

На прикладі магістрального газопроводу „Долина – Ужгород – державний кордон П” досліджено процес розвитку тріщиноподібних та корозійно-втомних дефектів з врахуванням переважного впливу в'язкої або крихкої складової руйнування.

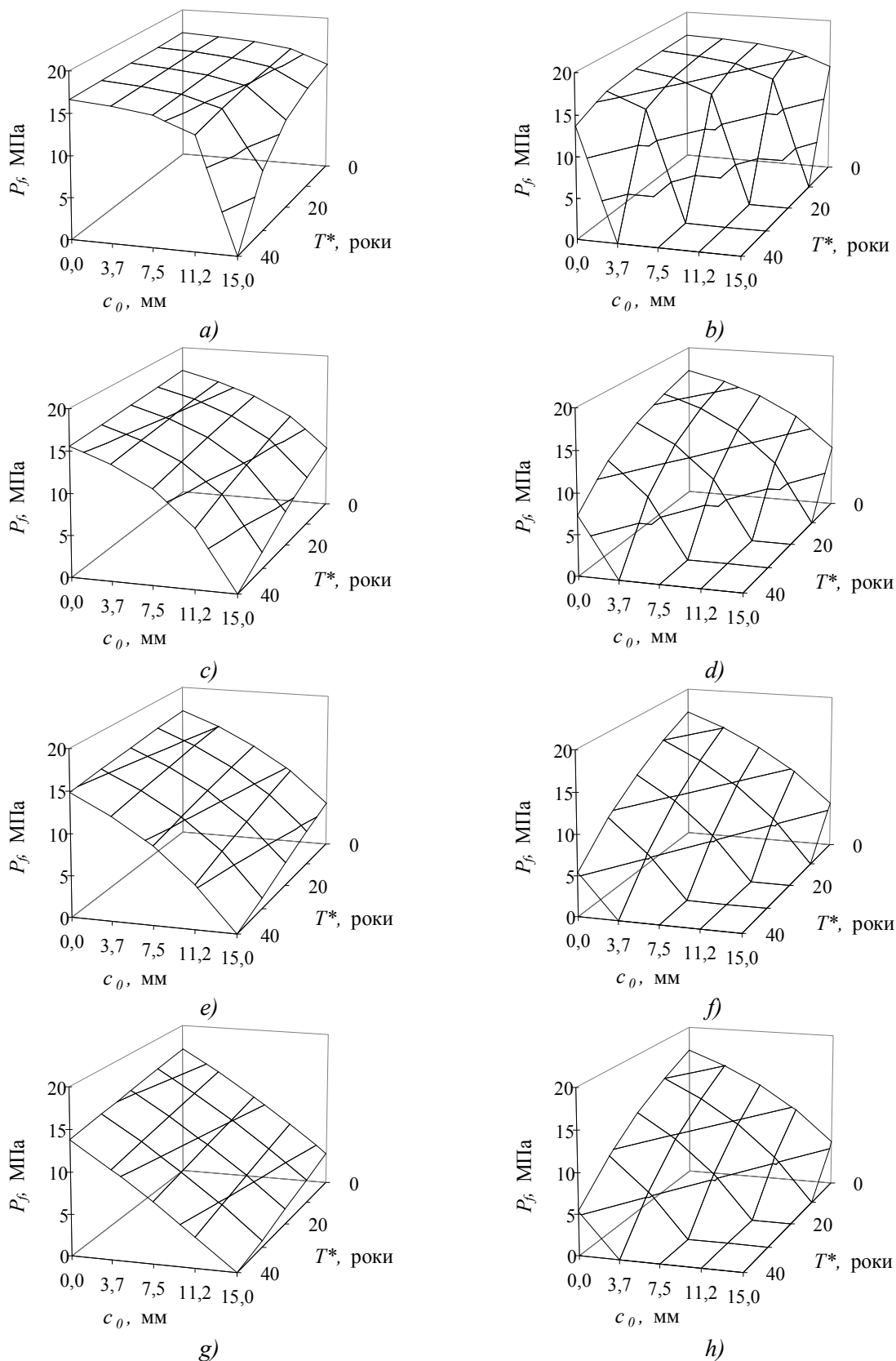
Показано, що у випадку домінуючого впливу крихкої складової руйнування із збільшенням довжини тріщиноподібного дефекту за меншої глибини дефекту у трубі магістрального газопроводу формуються умови його спонтанного, неконтрольованого виходу на зовнішню поверхню труби, що призводить до втрати герметичності, тобто утворення наскрізної тріщини – свища.

Причому із збільшенням довжини двовимірного тріщиноподібного дефекту за меншої глибини дефекту у трубі магістрального газопроводу формуються умови для його спонтанного виходу на зовнішню поверхню труби, тобто утворення свища. Крім того, час розвитку таких дефектів у стінці газопровідної труби від порогових до руйнівних розмірів скорочується більш як у 5 разів. Загалом двовимірні тріщиноподібні дефекти є більш потенційно небезпечними. Оскільки тривалість їх поширення (до 1,5 років) є значно меншою від визначеного нормативними документами періоду їх діагностичного огляду (5 років).

Встановлено критичні розміри наскрізної тріщини, за яких можливий неконтрольований її розвиток вздовж осі, тобто миттєве руйнування газопровідної труби.

Встановлено, що для магістрального газопроводу, множинні корозійні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до 11 мм, які розвиваються в його стінці за корозійно-втомним механізмом з швидкістю  $V_1=0,10$  мм/рік, дозволяють безпечно експлуатувати газопровід протягом 20 років. Збільшення швидкості розвитку дефектів ( $V_2=0,38$  мм/рік), довжина і глибина яких не перевищує 100 мм та 8,5 мм, зменшує термін безпечної експлуатації магістрального газопроводу до 10 років. Ділянки магістрального газопроводу, що містить дефекти з довжиною в інтервалі 300 мм – 1500 мм, є практично непридатними для експлуатації і потребують ремонтно-відновлювальних робіт.

Таким чином, запропоновані підходи дають можливість інтерпретувати, виявлені під час технічного діагностування поверхні газопроводу двовимірні (тріщиноподібні) та тривимірні (корозійно-втомні) дефекти та прогнозувати подальшу експлуатацію газопроводу.



**Рисунок 11 – Залежність руйнівного тиску  $P_f$  газопроводу від глибини виявленого експлуатаційного дефекту  $c_0$  та планованої тривалості експлуатації  $T^*$  після останнього діагностичного огляду для різних довжин дефекту ( $a, b - L=100$  мм;  $c, d - L=300$  мм;  $e, f - L=500$  мм;  $g, h - L=1500$  мм) та різних швидкостей його розвитку в глибину стінки труби ( $a, c, e, g - V_1=0,10$  мм/рік;  $b, d, f, h - V_2=0,38$  мм/рік)**

## Література

- 1 Бут В. С. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів / В. С. Бут, О. І. Олійник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2004-2006 рр.: зб. статей під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 491–496.
- 2 Борисенко В. Коррозионное разрушение газопроводов / В. Борисенко, Ю. Нихаенко, В. Крикун // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 296–299.
- 3 Крижанівський Є. Дослідження корозійно-втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу / Євстахій Крижанівський, Олег Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 290–295.
- 4 Поляков С. Корозія внутрішньої поверхні магістральних газопроводів / Сергій Поляков, Людмила Ниркова, Анатолій Клименко [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. №5. – С. 300–304.
- 5 Никифорчин Г. М. Чутливість механічних, корозійно-механічних та електрохімічних властивостей до експлуатаційної деградації сталей магістральних трубопроводів / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, М. І. Греділь // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.: зб. статей під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 29–32.
- 6 Крижанівський Є. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу / Євстахій Крижанівський, Олег Тараєвський, Степан Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 791–796.
- 7 Поляков С. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках / Сергій Поляков, Анатолій Клименко, Людмила Ниркова [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008): у 2-х томах [спецвипуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. №7. – С. 761–766.
- 8 Ориняк І. В. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів / І. В. Ориняк, М. В. Бородій, А. С. Батура // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2004-2006 рр.: зб. статей під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 11–15.
- 9 СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – Введ. 1987-08-01. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 52 с. – (Система нормативных документов в строительстве).
- 10 ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. – New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American National Standard Institute, 1991.
- 11 DNV-RP-F1001: Corroded pipelines. – Det Norske Veritas. – 1999.
- 12 ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Держнафтогазпром України, 2000. – 57 с. – (Відомчі будівельні норми України).
- 13 Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry (Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426). – Rotherham: British Steel, 1999.
- 14 Neimitz A. Ocena wytrzymałości elementów konstrukcyjnych zawierających pęknięcia (podstawowe elementy procedur SINTAP) / Andrzej Neimitz. – Kielce (Poland): Politechnika Świętokrzyska, 2004. – 139 s.
- 15 Дмитрах І. М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І. М. Дмитрах, В. В. Панасюк. – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 1999. – 341 с.
- 16 Панасюк В. В. Механіка квазіхрупкого разрушения материалов / В. В. Панасюк. – К.: Наук. думка, 1991. – 416 с.
- 17 Смоляк Т. І. Розрахунок міцності газопроводів з корозійними дефектами / Т. І. Смоляк, І. І. Капцов, В. І. Холодов [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №4. – С. 31–33.
- 18 Грабовський Р. До оцінки кінетики росту втомних тріщин в стінках трубопроводів / Р. Грабовський, В. Лужецький, Т. Горб'як // Машинознавство. – 2005. – №4 (94). – С. 7–10.
- 19 Грабовський Р. До оцінки умов експлуатації магістральних газопроводів з корозійно-втомними дефектами / Р. Грабовський, І. Фартушок, О. Касій [та ін.] // Машинознавство. – 2008. – №3 (129). – С. 42–46.

20 Заец А. Ф. Натурные испытания технологических трубопроводов, имеющих дефекты / А. Ф. Заец // Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности. Транспорт и подземное хранение газа: научн.-техн. сборн. – 1996. – №1-2. – С. 21–24.

21 Шарыгин В. М. Экспериментальная прочность труб с дефектами / В. М. Шарыгин, Ю. А. Теплинский, А. Я. Яковлев [и др.] // Газовая промышленность. – 2000. – №2. – С. 35–37.

22 Choi J. B. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. B. Choi, B. K. Goo, J. C. Kima [et al.] // Int. J. Pressure Vessel and Piping. – 2003. – Vol. 80, №2. – P. 121–128.

23 Ярема С. Я. Методология определения характеристик сопротивления развитию трещин (трещиностойкости) материалов при циклическом нагружении / С. Я. Ярема // Физико-химическая механика материалов. – 1981. – Т. 17, № 4. – С. 100–110.

24 Механика разрушения и прочность материалов [справ. пособ.]: в 4-х т., Общ. ред. В. В. Панасюк. – К.: Наук. думка, 1988-1990.

25 Грабовский Р. С. Установка для испытаний конструкционных материалов на циклическую коррозионную трещиностойкость / Р. С. Грабовский, И. Н. Дмытрах, Я.Н. Пукас [и др.]. – М., 1989. – 8 с. – Деп. в ВИНТИ 10.11.89, №6768–В 89.

26 Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: в 2 т. / Я. Б. Фридман. – М.: Машиностроение, 1974. – Т.2. – 368 с.

27 Механіка руйнування і міцність матеріалів: [довідн. посібник під заг. ред. В. В. Панасюка] / [І. М. Дмитрах, А. Б. Вайнман, М. Г. Сташук, Л. Тот]; під ред. І. М. Дмитраха. – К.: ВД „Академперіодика”, 2005. Том 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування. – 378 с.

28 Paris P. O. A rational analytic theory of fatigue / Paris P. O., Gomez M. P., Anderson W. E. // The Trend in Engineering. – 1961. – Vol. 13, №1. – P. 9–14.

29 Крижанівський Є. І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є. І. Крижанівський, О. С. Тараєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №3 (12). – С. 31–34.

30 Грабовський Р. С. До оцінки катастрофічного руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2006. – Вип. 19. – С. 56–63. – (напряв „Інженерна механіка”).

31 Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth / G. Pluvinage // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Т. 42, № 1. – С. 119–127.

32 Механіка руйнування і міцність матеріалів: [довідн. посібник/під заг. ред. В. В. Панасюка]. / [Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, В. А. Черватюк, І. В. Ориняк та ін.]; під ред. Г. М. Никифорчина. – Львів: „Сполом”, 2009. Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів. – 504 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*04.11.10*

*Рекомендована до друку професором*

*Карнашем О.М.*

## АНАЛІЗ МОДЕЛІ ЗГИННИХ МОД УЛЬТРАЗВУКОВИХ СПРЯМОВАНИХ ХВИЛЬ ДЛЯ КОНТРОЛЮ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

*І.З. Лютак, В.В. Мандра*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,  
e-mail: public@nuing.edu.ua*

*Проведено аналіз моделі поширення згинних мод ультразвукових спрямованих хвиль у стінці трубопроводу. У графічній формі наведено результати обчислення моделі та визначено основні обмеження щодо обчислення моделі для трубопроводів великих діаметрів та товщини стінок. Проаналізовано основні підходи застосування згинних мод під час розроблення методу неруйнівного контролю дефектів у стінках магістральних газопроводів.*

Ключові слова: згинні моди, ультразвук, спрямована хвиля, трубопровід, неруйнівний контроль.

*Проведен анализ модели распространения изгибных мод ультразвуковых направленных волн в стенке трубопровода. В графической форме приведены результаты расчета модели и определены основные ограничения, касающиеся расчета модели для трубопроводов больших диаметров и толщины стенок. Проанализированы основные подходы к применению изгибных мод в разработке метода неразрушающего контроля дефектов в стенках магистральных газопроводов.*

Ключевые слова: изгибные моды, ультразвук, направленная волна, трубопровод, неразрушающий контроль.

*Analysis of propagation model of flexural modes of ultrasonic guided waves into the wall of the pipeline is performed. The results of the model calculation are given in graphical form. The basic limitations of model calculations for pipelines of large diameters and wall thicknesses are given. The basic approaches of using flexural modes in the development of methods for nondestructive testing of defects in the walls of the main gas pipelines are analyzed.*

Keywords: flexural modes, ultrasound, guided wave, pipeline, NDT.

### Вступ

Розроблення нових методів неруйнівного контролю технічного стану магістральних газопроводів є актуальною задачею для народного господарства України. Великі перспективи для розробки нових методів мають згинні моди ультразвукових спрямованих хвиль.

Грунтовні дослідження ультразвукових згинних мод наведені в праці Дж. Роуза [1]. Тут наводиться загальна математична модель, що описує хвильові та дисперсні параметри згинних мод. Недослідженими є способи застосування згинних мод для неруйнівного контролю. Спосіб застосування згинних мод ультразвукових спрямованих хвиль (ЗМУСХ) представлено в роботі Т. Кунду [2]. Такий підхід уможливує контроль зменшення товщини стінок трубопроводів. Проте в роботі згинні моди представлені хвилями Лемба, що поширюються по спіралі.

Метою даного дослідження є проведення аналізу моделі поширення ЗМУСХ з метою визначення ефективного способу застосування в контролі експлуатаційних параметрів магістральних газопроводів.

Модель поширення ультразвукових спрямованих хвиль в трубопроводах.

Опис поширення пружних коливань почнемо із визначення закону руху елементарного об'єму пружного середовища [1]:

$$\begin{aligned} u_r &= U_r(r) \cos n\theta \cos(\omega t + kz), \\ u_\theta &= U_\theta(r) \sin n\theta \cos(\omega t + kz), \\ u_z &= U_z(r) \cos n\theta \sin(\omega t + kz), \end{aligned} \quad (1)$$

де:  $r, \theta, z$  – осі циліндричної системи координат;  $n = 0, 1, 2, 3, \dots$  – круговий порядок;  $\omega$  – частота;  $t$  – час;  $k$  – хвильове число;  $U$  – амплітуда.

Рівняння (1) може описувати три типи мод спрямованих хвиль, що поширюються вздовж осі трубопроводу, яка збігається із віссю  $z$  циліндричної системи координат. Перші два типи мод – поздовжня та крутильна – є осесиметричними, а третя мода є згинною і не симетричною. Згинні моди описуються рівнянням (1) при  $n > 0$  [1].

Дисперсні та хвильові параметри згинних мод можна обчислити із визначника [1]:

$$|d_{ij}| = 0, \quad (2)$$

де  $i, j = 1, 2, 3, 4, 5, 6$ .

Елементи визначника є складними функціями Бесселя та модифікованими функціями Бесселя, частоти, хвильового числа, швидкості об'ємних хвиль тощо. Перший ряд визначника (2) має вигляд [1]:

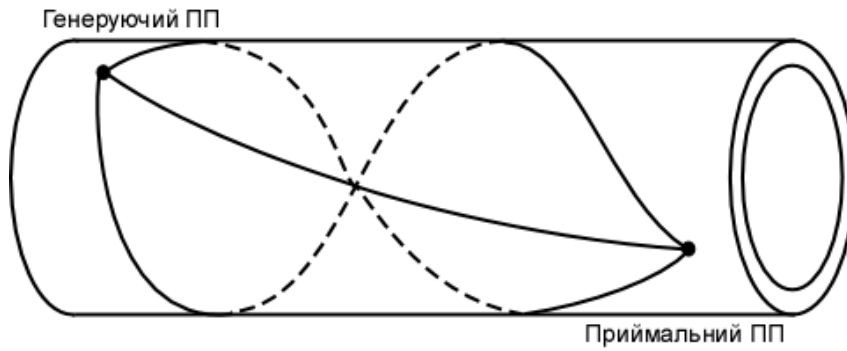


Рисунок 1 – Схематичний вигляд поширення ультразвукових спрямованих хвиль

$$\begin{aligned}
 d_{11} &= [2n(n-1) - (\beta^2 - \xi^2)a^2] Z_n(\alpha_1\alpha) + \\
 &\quad + 2\lambda_1\alpha_1\alpha Z_{n+1}(\alpha_1\alpha), \\
 d_{12} &= 2\xi\beta_1\alpha^2 Z_n(\beta_1\alpha) - 2\xi\alpha(n+1)Z_{n+1}(\beta_1\alpha), \\
 d_{13} &= -2n(n-1)Z_n(\beta_1\alpha) + 2\lambda_2n\beta_1\alpha Z_{n+1}(\beta_1\alpha), \\
 d_{14} &= [2n(n-1) - (\beta^2 - \xi^2)\alpha^2] W_n(\alpha_1\alpha) + \\
 &\quad + 2\alpha_1\alpha W_{n+1}(\alpha_1\alpha), \\
 d_{15} &= 2\lambda_2\xi\beta_1\alpha^2 W_n(\beta_1\alpha) - 2(n+1)\xi\alpha W_{n+1}(\beta_1\alpha), \\
 d_{16} &= -2n(n-1)W_n(\beta_1\alpha) + 2n\beta_1\alpha W_{n+1}(\beta_1\alpha), \\
 \alpha^2 &= \frac{\omega^2}{c_L^2} - k^2, \quad \beta^2 = \frac{\omega^2}{c_T^2} - k^2, \quad \alpha_1 = |\alpha|,
 \end{aligned} \tag{3}$$

де:  $c_L, c_T$  – відповідно швидкості поширення поздовжньої та поперечної ультразвукових хвиль;  $\lambda_1, \lambda_2$  – коефіцієнти, що дорівнюють 1, коли використовуються нормальні функції Бесселя  $i-1$ , коли використовуються модифіковані функції Бесселя;  $Z, W$  – функції Бесселя  $J$  та  $Y$ , або модифікованих функцій Бесселя  $I$  або  $K$  в залежності від відношення фазової швидкості до швидкостей поширення поздовжньої чи поперечної ультразвукових хвиль;  $\xi$  – хвильовий параметр.

Як можна побачити із рівняння (3), кожен ряд визначника (2) описує у тримірному просторі об'ємні ультразвукові хвилі, що поширюються вздовж осі труби. Можна побачити, що перші три елементи визначника є подібними до інших трьох елементів. Це вказує на те, що описується поле одного типу хвилі (поздовжньої), що взаємодіє із двома границями розділу середовищ (верхньою та нижньою границі по товщині стінки). Останні три рядки визначника (2) аналогічно до поздовжніх хвиль описують поширення поперечних, відмінність між рівняннями полягає в тому, що змінна  $\alpha$  замінюється на  $\beta$  [1].

Для розуміння рівняння (3) необхідно побачити, як поширюються спрямовані згинні моди в стінці труби. Для цього скористаємось підходом, запропонованим науковцем Т Кунду, (рис. 1). Шлях поширення ЗМУСХ  $L_n$  можна обчислити із такого рівняння [2]:

$$L_n = \sqrt{z^2 + (a + \pi n D)^2}, \tag{4}$$

де:  $z$  – осьова відстань між генеруючим первинним перетворювачем (ПП) та приймальним ПП,  $a$  – азимутна відстань між генеруючим ПП та приймальним ПП,  $D$  – діаметр середини товщини стінки труби,  $n$  – порядок спіралі.

Як бачимо, складністю застосування згинних мод в неруйнівному контролі є аналіз луно-імпульсів, що надходять на приймальний ПП. Першою складністю, є те, що пройдена відстань модами спрямованих хвиль є різною, тому перший імпульс біля генеруючого ПП не буде першим біля приймального. Другою складністю є те, що кожна мода спрямованих хвиль має власну швидкість поширення, що визначається дисперсними кривими. Для оцінки діапазону можливих швидкостей згинних мод ультразвукових спрямованих хвиль проведемо обчислення моделі (2)-(3), що реалізована науковцем Ф. Секо в пакеті прикладних програм Matlab [3, 4]. Фазові та групові швидкості розрахуємо для трубопроводу товщиною до 10 мм для згинних мод першого та другого кругового порядку,  $n = 1$  та  $n = 2$ . Для двох типів кругового порядку згинних мод отримуємо два різні набори мод, які позначаються двома індексами, перший з яких вказує на круговий порядок, а другий – порядковий номер моди. Наприклад, позначення  $F(1, 2)$  позначає згинну моду ультразвукової спрямованої хвилі першого кругового порядку та другу в цьому наборі (для приведеного кругового порядку) (рис. 2, 3).

Із наведеного розрахунку можна побачити, що дисперсні криві згинних мод мають складну форму. Цікавим випадком виявилось практичне співпадіння деяких дисперсних кривих для двох наборів згинних мод (для першого і другого кругового порядку). Проте, незважаючи на те, що вони мають однакову швидкість поширення, наприклад, мода  $F(2, 1)$  та мода  $F(1, 1)$ , напрями їх поширення є різними. Це означає, що при відповідному взаємному розміщенню приймального та генеруючого ПП імпульси ультразвукових хвиль можуть прийти одночасно, так і бути відокремленими певним часовим проміжком.

Дисперсні криві групової швидкості поширення мають складнішу форму за криві фазової швидкості. Різкі перепади у дисперсних кривих групової швидкості вказують на те, що у ході проведення обчислення моделі (2) виникають несходження, що можна пояснити великою то-

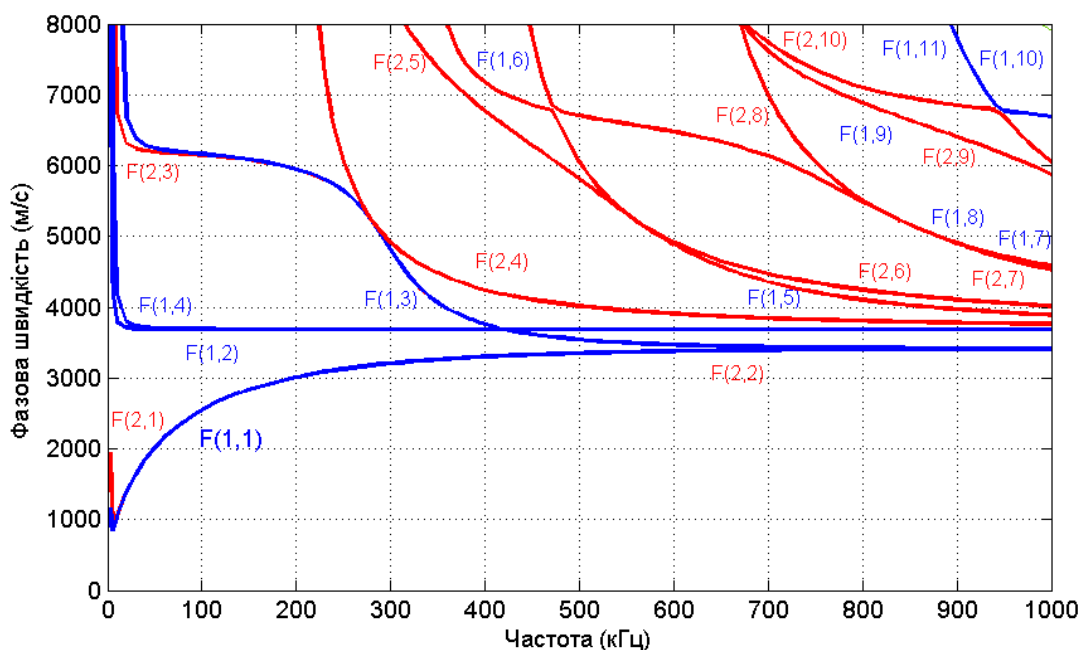


Рисунок 2 – Фазова швидкість згинних мод ультразвукових спрямованих хвиль у газопроводі діаметром 273 мм та товщиною стінки 9.3 мм

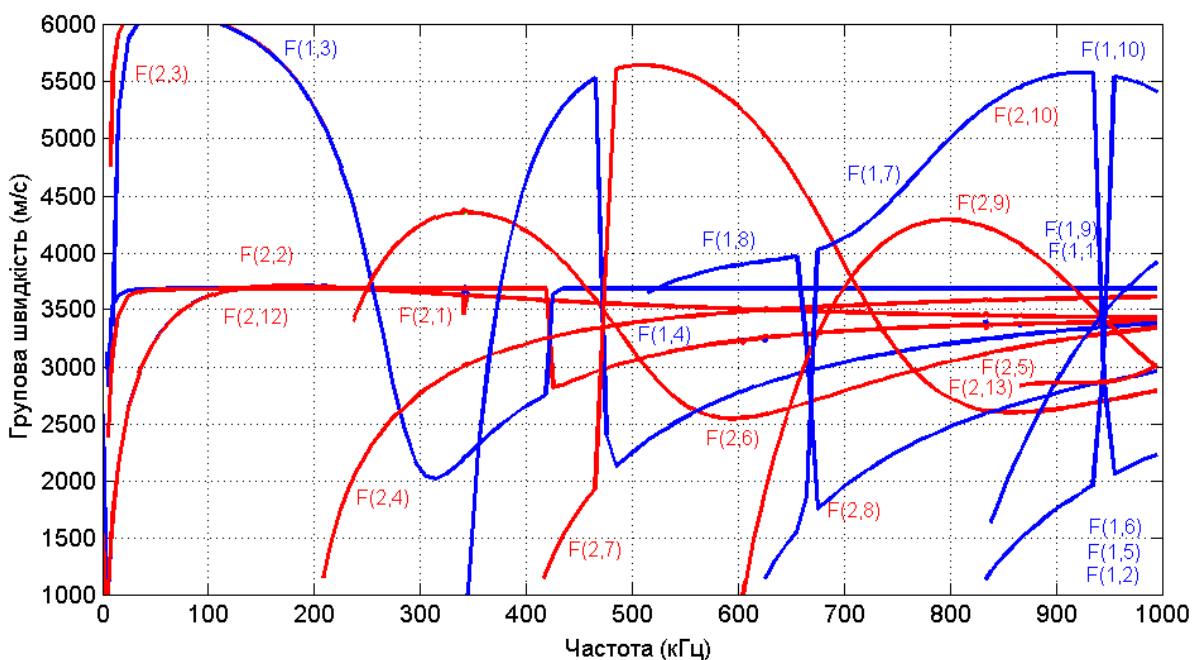


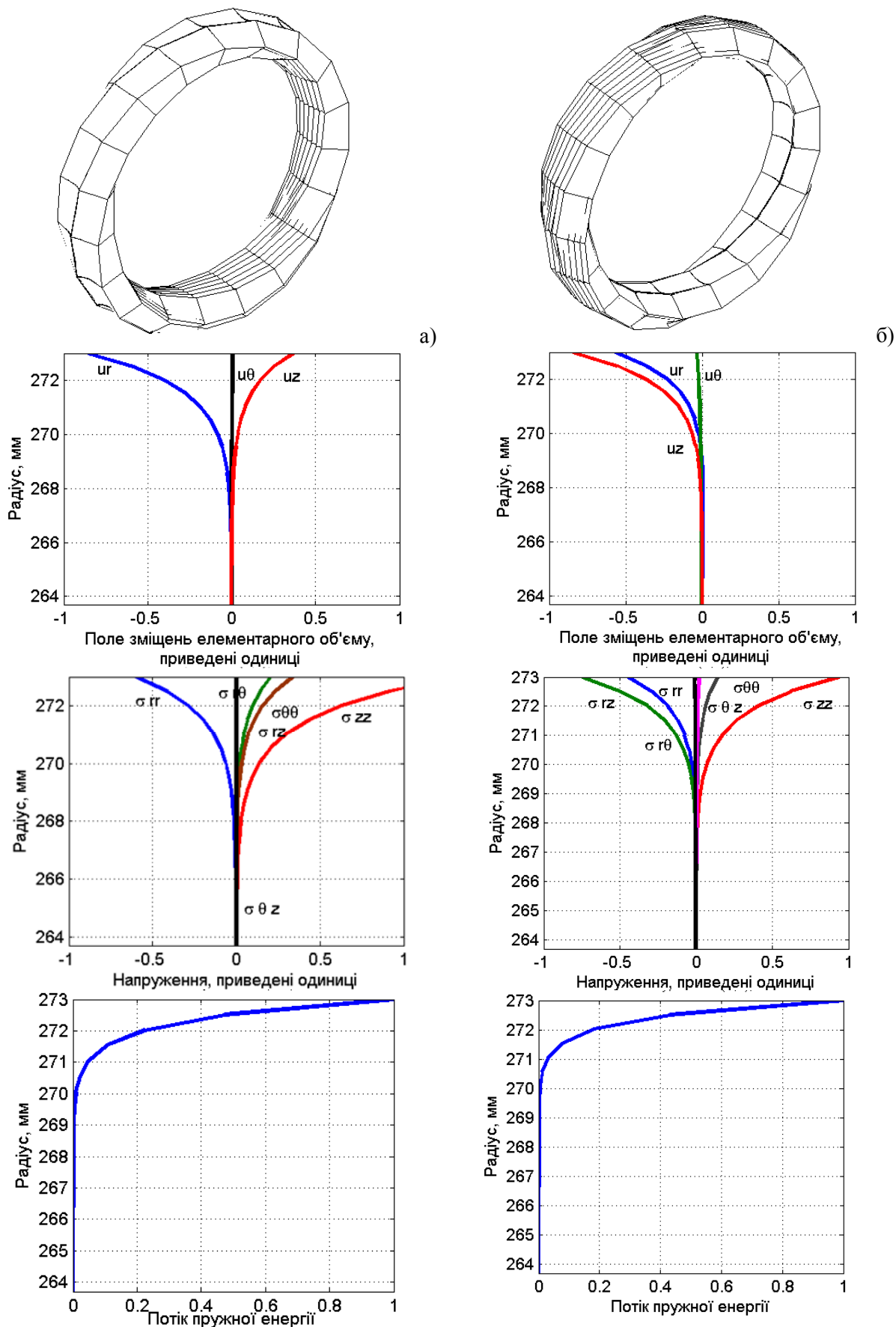
Рисунок 3 – Групова швидкість згинних мод ультразвукових спрямованих хвиль у газопроводі діаметром 273 мм та товщиною стінки 9.3 мм

вщиною стінки та діаметром труби. Несходження в моделі, на нашу думку, виникають у поділі функцій Бесселя. Це накладає додаткові складності для обчислення дисперсних параметрів ЗМУСХ в стінках газопроводів більшого діаметра та товщини стінки.

Проведемо аналіз хвильового поля ЗМУСХ по товщині стінки труби (рис. 4, 5).

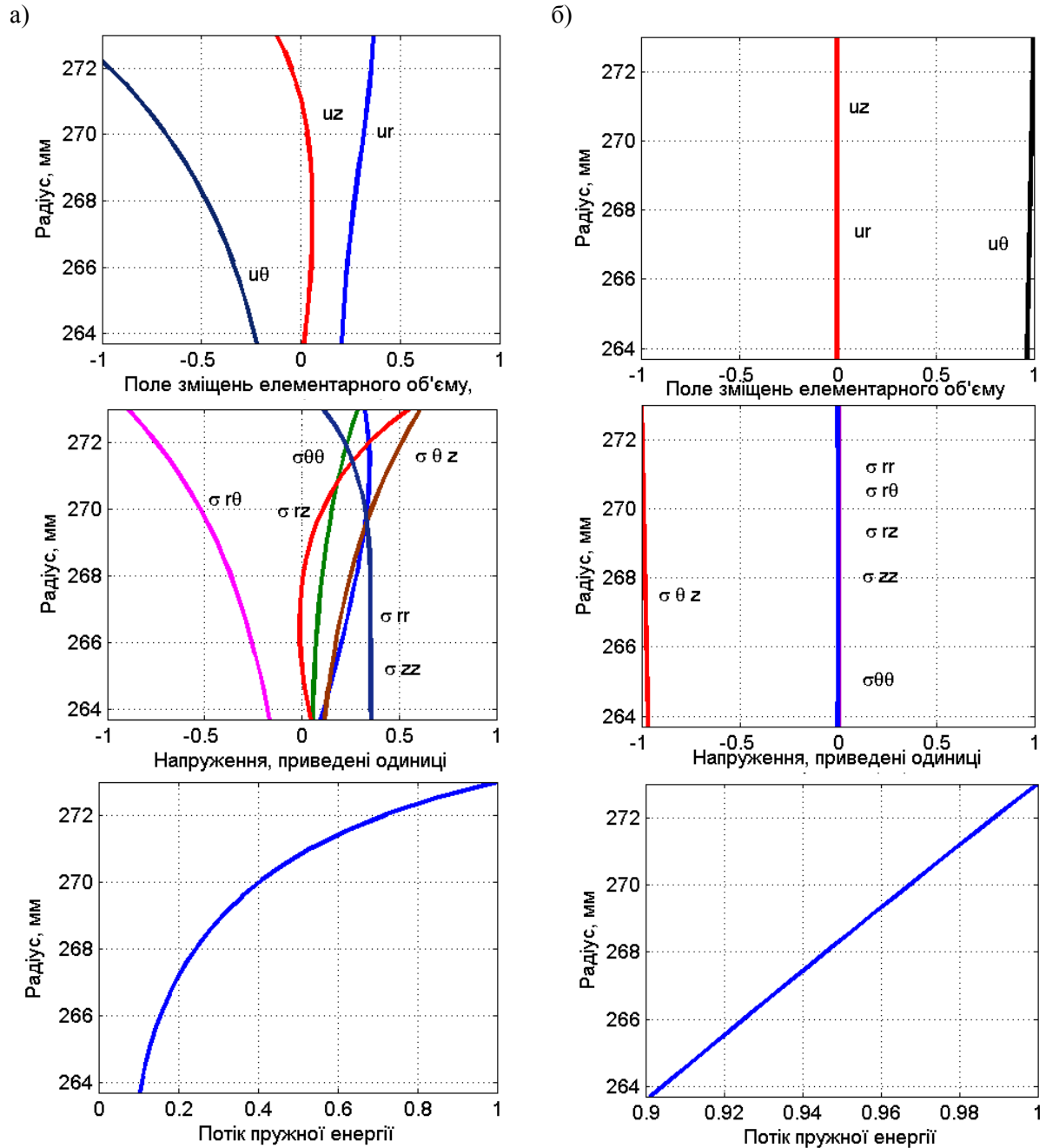
На рис. 4 показано форму коливань двох мод на частоті 500 кГц. Як можна побачити, для згинних мод ультразвукових спрямованих хвиль ступінь деформації стінки труби по око-

лу є несиметричним. Для приведених мод можна стверджувати, що місце деформацій по околу труби відрізняється на 180°. Важливим параметром спрямованих хвиль є приведена довжина труби, яка піддається деформації. На рисунку вона дорівнює трьом довжинам згинної моди. Можна сказати, що по довжині трубопроводу діаметром 273 мм відбувається наявна значна швидкість зміни параметрів поширення згинних мод. До таких параметрів можна віднести як градієнт зміни хвильового поля по околу труби, так і викривлення шляху поширення.



а) мода  $F(1,2)=500$  кГц; б) мода  $F(1,1)=500$ кГц

**Рисунок 4 – Аналіз хвильових параметрів згинних мод у газопроводі діаметром 273 мм та товщиною стінки 9.3 мм**



а) мода  $F(1,1)=100$  кГц; б) мода  $F(1,1)=1000$  кГц

**Рисунок 5 – Аналіз хвильових параметрів згинної моди в газопроводі діаметром 273 мм та товщиною стінки 9.3 мм**

Для більш детального порівняльного аналізу двох мод одного кругового порядку наведено розподіл зміщень елементарного об'єму пружного середовища по товщині стінки. Для згинної моди  $F(1, 1)$  характерним є зміщення елементарного об'єму в один бік, що дає підстави стверджувати про те, що хвильове поле "закручується" в одне зміщення. На протипагу вказаній моді мода  $F(1, 2)$  має зміщення по товщині та довжині труби в інші напрямки, що вказує на її протилежну спрямованість поширення. Інформативним також є аналіз поля напружень, викликаних згинними модами по товщині стінки труби.

Напруження так співвідносяться із зміщеннями елементарного об'єму:

$$\sigma_{ij} = \partial u_i / \partial x_j, \quad (5)$$

де:  $u_r, u_\theta, u_z$  – коливання елементарного об'єму пружного середовища;  $\sigma_{ij}$  – тензор напружень Коші в елементарному об'ємі пружного середовища, що є результатом його зміщення, де індекси  $i$  та  $j$  набувають значень координатних осей  $r, \theta, z$ .

Розподіл поля напружень є подібним до поля зміщень елементарного об'єму, проте є їх більше, до головних напружень додаються напруження зміщення. Для моди  $F(1, 1)$  характерною є різниця між полем зміщення та напру-

ження: для моди  $F(1, 2)$  ці поля мають один знак. Характерно, що для моди  $F(1, 1)$  головне напруження в радіальному напрямку є меншим за напруження зсуву, проте головне напруження в напрямку осі трубопроводу є більшим для двох мод.

Приведені параметри оцінки хвильового поля згинної моди дозволяють детально визначити тип взаємодії із дефектом. Так, в разі взаємодії з поперечним дефектом згинні моди із великим значенням зсувних напружень буде мати форму луно-імпульсу іншу, ніж у моди із найбільшим значенням головних напружень.

Більшим параметром, що дає змогу проводити аналіз взаємодії згинних мод із дефектом, є розподіл енергії хвильового поля по товщині стінки труби. Так, для згинних мод, зображених на рис. 4, вся енергія зосереджується біля зовнішньої границі розділу середовищ, а при внутрішній границі розділу середовищ хвильової енергії практично немає. Це вказує на те, що вибрані згинні моди будуть взаємодіяти тільки із поверхневими дефектами.

Хвильові параметри згинних мод залежать як від їх порядкового номеру, так і від частоти. Від порядкового номеру, як можна побачити із дисперсних кривих, можна визначити на яких частотах мода може існувати, які додаткові моди збуджуватиме первинний перетворювач із визначеною шириною спектру коливань чутливого елемента. Із частотного аналізу розподілу хвильового поля по товщині стінки труби можна визначити переважаючий тип коливань.

Проведемо аналіз згинної моди  $F(1, 1)$  на двох частотах 100 кГц та 1 МГц (рис. 5). Як бачимо, хвильове поле на низькій частоті має складну структуру, тут присутні всі компоненти хвильового поля зміщення елементарного об'єму пружного середовища та, відповідно, поля напружень. На мегагерцовій частоті згинна мода має доволі просту структуру розподілу хвильового поля. Додатково розподіл хвильової енергії по товщині стінки труби для згинної моди високої частоти є лінійною. Можна стверджувати, що згинна мода на частоті 1 МГц може бути розглянута як плоска хвиля із відповідним спрощенням математичного опису її поширення. За частоти 100 кГц цю згинну моду не можна вважати подібною із певним наближенням до плоскої хвилі.

Нами було зроблено спробу провести обчислення дисперсних параметрів магістрального газопроводу із діаметром 720 мм. В результаті обчислення алгоритм не зійшовся.

### Висновки

Проведений аналіз моделі поширення ультразвукових спрямованих хвиль дає підстави стверджувати, що необхідно проводити її удосконалення з метою забезпечення проведення обчислень дисперсних параметрів магістральних газопроводів великих діаметрів.

Існуюча модель поширення спрямованих хвиль дає змогу детально проводити аналіз хвильового поля по товщині стінки труби за

результатами якого можна оптимально вибрати частотний діапазон для проведення неруйнівного контролю.

Структура математичної моделі, що описує поширення спрямованих хвиль, враховує взаємодію пружних коливань із внутрішньою та зовнішньою границями розділу середовищ "стінка труби – навколишнє середовище", що дає змогу розробляти методи контролю фізико-хімічних властивостей поверхні стінки труби, до якої входить і наявність пасивної плівки.

**Робота виконана на кошти гранту  
Президента України GP/F27/0150.**

### Література

- 1 Rose J. Ultrasonic Waves in Solid Media. Cambridge University Press / J. Rose. – 1999. – 472 p.
- 2 Kundu T. Advanced Ultrasonic Methods for Material and Structure Inspection / T. Kundu, D. Placko (Series Editor), (Instrumentation & Measurement Series (ISTE)). – Wiley-ISTE, 2007. – 393 p. – ISBN: 978-1905209699.
- 3 Документація на пакет програм скінченно-елементного аналізу Matlab [електронний ресурс]: версія 7.1.0 / Компанія Mathworks. – 2010. – 1 електронний оптичний диск (DVD-ROM). – Системні вимоги: Windows XP. – Назва з титул. екрану.
- 4 Seco F. PCDISP: a tool for the simulation of wave propagation in cylindrical waveguides / F. Seco, J. M. Martín, A. Jiménez, J. L. Pons, L. Calderón and R. Ceres. // Instituto de Automática Industrial (CSIC) Ctra., Madrid, Spain. – 2008. – 7 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
11.10.10  
Рекомендована до друку професором  
Костишиним В.С.*

## ВПЛИВ ТИМЧАСОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВІД ТРАНСПОРТНИХ ЗАСОБІВ НА ТРУБОПРОВІД

Т.П. Шиян, В.Б. Запхляк, Р.М. Говдяк

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

e-mail: public@nimg.edu.ua

*Розглянуто питання впливу на трубопровід зусиль, викликаних дією рухомого транспорту, ваги ґрунту та інших чинників, що спричиняють його деформацію й перерозподіл тиску по довжині і напрямку поперечного перерізу та подано рекомендації щодо його врахування під час розрахунку загального навантаження на трубопровід*

Ключові слова: труба, ґрунт, засипка, навантаження, деформація

*Рассмотрен вопрос влияния на трубопровод усилий, вызванных действием подвижного транспорта, веса почвы и других факторов, являющегося причиной его деформации и перераспределения давления по длине и направлению поперечного сечения и даны рекомендации по его учету при расчете общей нагрузки на трубопровод*

Ключевые слова: труба, почва, засыпка, нагрузка, деформация

*A question is considered of influence on the pipeline of efforts, caused the action of mobile transport, weight of soil and other factors which draw his deformation and redistribution of pressure on length and direction of cross-sectional and recommendations are given in relation to his account during the calculation of the general loading on a pipeline*

Keywords: pipe, soil, filing up, loading, deformation

Загальні навантаження, що діють на трубопроводи, можна поділити на постійні та тимчасові. Визначення постійних навантажень на трубопровід не викликає труднощів, однак вплив тимчасових навантажень, які можуть змінюватися в часі, на напружено-деформований стан трубопроводу є непередбачуваним, а його неврахування може призвести до надмірних напружень у тілі труби.

Метою досліджень є врахування впливу тимчасових напружень від дії транспортних засобів на напружено-деформований стан труби.

Прокладені в ґрунті трубопроводи можуть піддаватися впливу зусиль, зумовлених тимчасовими навантаженнями, внаслідок розподілу навантажень у шарі засипки вплив цих навантажень із заглибленням горизонту швидко зникає. Такий тип навантажень виникає найчастіше під час руху транспортних засобів або самохідних пересувних механізмів над трубопроводом. В окремих випадках ці статичні навантаження виникають, коли над трубопроводом укладають різні матеріали. Всі автори визнають теоретичну і практичну цінність формул Бусинеска, що наводяться в більшості наукових праць з теорії опору матеріалів. Величина навантаження, яка прикладена до трубопроводу на  $1 \text{ м}^2$ , визначається, наприклад, за формулою:

$$Q = \frac{P}{(1,33 \cdot H + 0,2)^2}.$$

Деякі вчені, опираючись на серію експериментів, уводять у формулу Бусинеска динамічний коефіцієнт величиною від 1,5 до 2. Однак вони зовсім не враховують явно виражений вплив недостатньої однорідності ґрунту і внутрішнього тертя, яке діє в засипці, різниці між

деформативністю материкового ґрунту, ґрунту засипки і трубопроводів, а також нерівномірність розподілу тиску на трубопроводі. Деякі дослідники приймають до уваги вказані чинники за допомогою таких прийомів, які вважаються майже прийнятними (випадок трубопроводів із непластичних матеріалів). Більш того, вони намагаються довести, що затухання коливань в ґрунті відбувається швидко, тому немає підстав для введення у вказану формулу динамічного коефіцієнту, за винятком тих випадків, коли траншея засипана ґрунтом з низькою несучою здатністю.

Таким чином, слід визнати: щодо цих питань існує ще багато неточностей, які можна усунути тільки дослідницьким шляхом. Зупинимось на методах М.Г. Шпенглера, який приймав динамічний коефіцієнт 1,5.

Визначення величини навантажень за формулами Бусинеска полегшується у разі використання діаграм, схожих на ті, що зображено на рисунку 1 і призначені для випадку із зосередженими навантаженнями.

За тимчасових навантажень, що діють на великі площини, або у випадку системи зосереджених навантажень слід звернутися до тих же формул Бусинеска з наближеним їх інтегруванням, тобто з використанням діаграми (рис. 1, б). Тимчасові навантаження з достатнім ступенем точності можуть розглядатися як зосереджені навантаження, крім випадків прокладання трубопроводів у слабконесучому ґрунті, під залізничною колією чи під покриттям автомагістралей. Визначення величини тиску проводять за умови заміни тимчасових навантажень зосередженими, що дає результат з наближенням в запас міцності. Тиск, викликаний тимчасовим

навантаженням, переданий через ґрунт на трубопровід і розглядається як діючий по площині, дотичній в замку склепіння і розподілений по площині, що визначається діаметром трубопроводу і довільно вибраною його довжиною. Розподіл тиску по величині та напрямку фактично змінюється від точки до точки поперечного перерізу трубопроводу. В даному випадку немає необхідності в детальному викладенні методів такого розрахунку, що базується на законах розподілу напружень в тому чи іншому середовищі. Однак, використання цього методу для розрахунку тиску на трубопроводи великого діаметру, що засипані незначним шаром ґрунту, викликає значні похибки, оскільки тимчасове навантаження фактично повністю зосереджене всередині умовної поверхні і передається на трубопровід. Навантаження на 1 погонний метр трубопроводу і в цьому випадку не може перевищити величини тимчасових навантажень на ґрунт. Величина рухомих тимчасових навантажень, які приймаються до уваги, часто мають умовні значення і не завжди відповідають навантаженням, що передаються на ґрунт транспортними засобами, які можуть рухатися поблизу трубопроводу. Однак транспортні засоби, навантаження, що передається задніми осями на ґрунт яких досягає 20 т, на даний час не є винятком (навантаження на трубопровід за глибини його закладання 1 м, еквівалентне зосередженому тимчасовому навантаженню і приблизно дорівнює 6,2 т). Таке навантаження передбачено технічними дорожніми умовами. У відповідності з цими умовами трубопроводи повинні проектуватися під тимчасові навантаження, виходячи з умови навантажень на дві осі. В деяких країнах Європи як максимальне навантаження при розрахунку трубопроводів прийнято вагу поїзда з трьома осями, розташованими на віддалі 1,5 м, із розташуванням центрів коліс на віддалі 2 м (еквівалентне зосереджене навантаження на трубопроводи, прикладені на 1 м нижче поверхні засипання, дорівнює в цьому випадку приблизно 12 т), що становить 60 т.

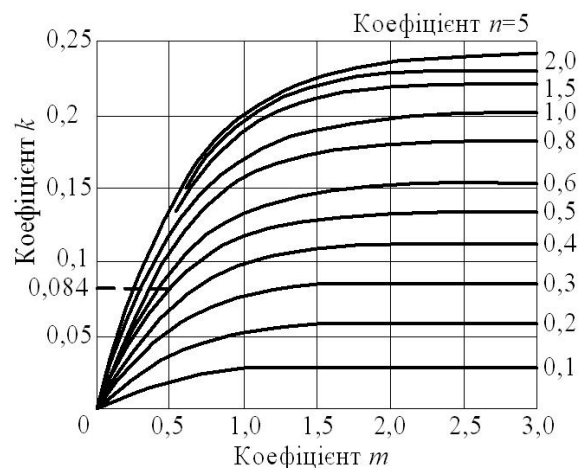
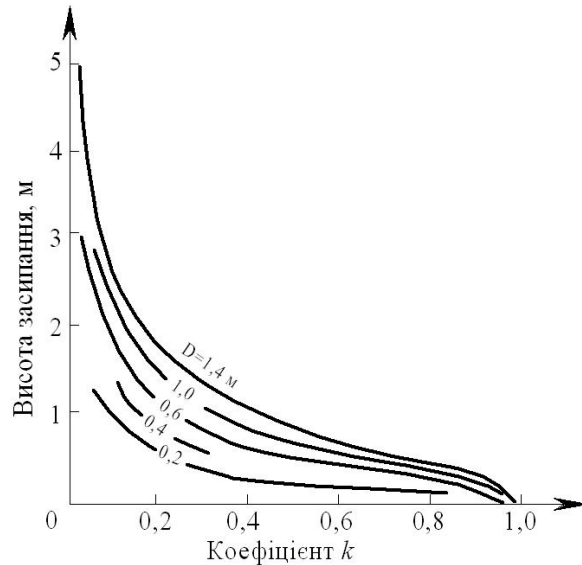
Так, слід зауважити, що більшість транспортних засобів працює з перевантаженням, тому виникає необхідність у врахування під час оцінювання можливої величини тимчасового навантаження на трубопровід його максимальної фактичної величини і розподілу по товщині ґрунту (число коліс і відповідно їх взаєморозташування), а також характеру покриття засипки та інтенсивності руху транспорту над траншеєю.

В реальних умовах внутрішні тиски, що виникають в окремих випадках в розподілі навантажень, можуть виявитися вищими за звичайні, особливо якщо доводиться сумувати дію інших навантажень (наприклад потужних ударів трамбування і гідравлічних ударів). Тимчасові статичні навантаження стосуються особливих навантажень. Тому якщо ці навантаження є тривалими, їх наслідки можуть виявитися більш негативними, ніж викликані дією тимчасових рухомих навантажень. Дія тимчасових

статичних навантажень зазвичай розподіляється на значну поверхню і нагадує дію ваги додаткового шару ґрунту.

Однак навантаження, спричинені вагою засипки, зростають зі збільшенням глибини, тиск від тимчасових навантажень із глибиною швидко зменшується. Таким чином, сили тиску, що сприймаються трубопроводами у випадку зосереджених тимчасових навантажень, перетинають точку мінімуму приблизно на глибині 1,5 м (рис. 2). На трубопроводи великих діаметрів навантаження можуть впливати на більшій глибині.

Надалі доцільно було б врахувати динамічні впливи та навантаження від дії транспортних засобів на трубопровід під час тривалої його експлуатації.



а – криві залежності коефіцієнту  $k$  від висоти засипки і діаметра труби  $D$ ; б – діаграма залежності тисків, викликаних зосередженим тимчасовим навантаженням, від коефіцієнта  $k$

**Рисунок 1 – Зосереджені тимчасові навантаження**

## Література

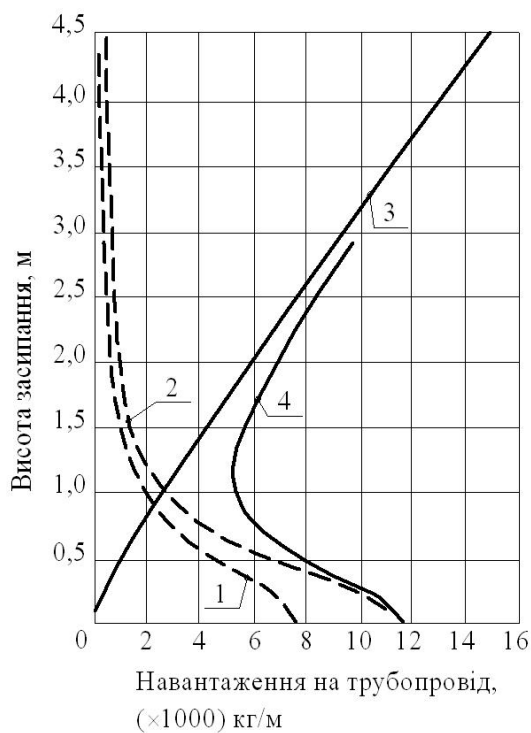
1 Бородавкін П.П. Механіка ґрунтів в трубопроводному будівництві [Текст] : учебник для вузів / П.П. Бородавкін. – М. : Недра, 1986. – 224 с.

2 Орнатський Н.В. Механіка ґрунтів [Текст] / Н.В. Орнатський. – М. : Московський університет, 1962. – 448 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

17.05.10

Рекомендована до друку професором  
Грудзом В.Я.



- 1 – тимчасові статичні навантаження;  
2 – тимчасові динамічні навантаження;  
3 – навантаження від ваги засипки;  
4 – сумарні навантаження

**Рисунок 2 – Діаграма залежності зміни тиску на трубопровід від висоти засипки і тимчасових навантажень**

# Наука — виробництву

УДК 622.673.3

## ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ТРИСЕКЦІЙНОЇ ГОЛКОФРЕЗИ ПРИ ПРОФІЛЮВАННІ ОБОДІВ ШКІВІВ БУРОВИХ УСТАНОВОК

Ю.Л. Гаврилів, Л.Д. Пітулей, Д.І. Феденчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42264, 42453,  
e-mail: public@nung.edu.ua

*Розроблено конструкцію голкофрезерного пристрою. Побудована математична модель залежності різальної здатності голкофрези від швидкості різання. Проведено перевірку адекватності моделі експериментальним даним. Дано рекомендації щодо конструювання профілю різальної частини голкофрези.*

Ключові слова: голкофреза, обод шківа, бурова установка

*Разработана конструкция иглофрезерного приспособления. Построена математическая модель зависимости режущей способности иглофрезы от скорости резания. Проведена проверка адекватности модели экспериментальным данным. Даны рекомендации по конструированию профиля режущей части иглофрезы.*

Ключевые слова: иглофреза, обод шкива, буровая установка

*The construction of explanatory adaptation is developed. The mathematical model of dependence of cutting ability of explanatory is built from speed of cutting. Verification of model adequacy is conducted to experimental information. It is given recommendation on constructing of type of cutting part of explanatory*

Keywords: explanatory, wheel rim, well drill

Експлуатація канатних систем у важких умовах роботи є причиною значного зношування ободів шківів (ОШ), в той час як інші елементи підйомної установки перебувають в працездатному стані. Зношування ОШ відбувається нерівномірно в радіальному і боковому напрямках, що впливає на радіальне і бокове биття вантажопідйомного каната. Враховуючи те, що допустима величина зношування, величини радіального і бокового биття ОШ суворо регламентовані [2, 3], а монтажні роботи при їх заміні вимагають значних витрат, довговічність шківів підвищують шляхом відновлення їх ободів безпосередньо на підшківній площині, наприклад, електродуговим наплавленням. Очевидно, після наплавлювання поверхня ОШ є нерівномірною, що підвищує швидкість зношування каната. Тому вирішення проблеми профілювання ОШ після наплавлювання залишається актуальним.

Для профілювання ободів шківів бурових установок (ОШБУ) розроблено конструкцію голкофрезерного пристрою, схема якого представлена на рис. 1. Пристрій складається з рами 1, на якій змонтована підпружинена до обода шківа (ОШ) 2 вилка 3 з голокофрезою (ГФ) 4, електродвигуна 5, редуктора 6, карданного вала 7, рами 8, гвинта 9.

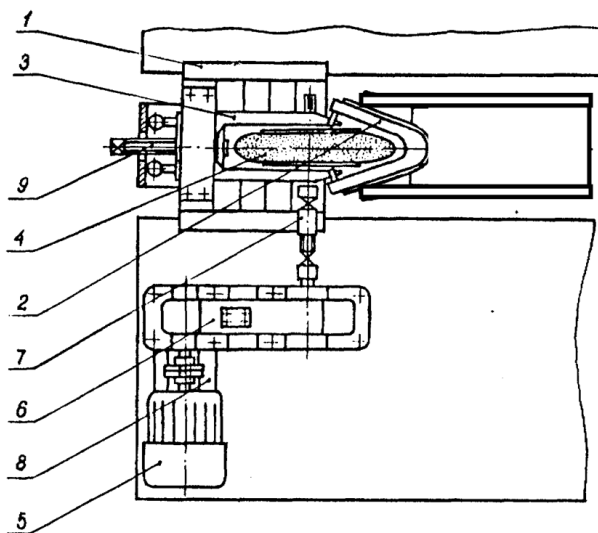


Рисунок 1 – Пристрій для профілювання ОШБУ

Вилка призначена для компенсації радіального та торцевого биття ОШ, а також для зміщення ГФ відносно ОШ. Радіальна подача ГФ відносно вилки здійснюється гвинтом 9.

Принцип дії пристрою полягає в наступному. Включають електродвигун. За допомо-

гою гвинта подають ГФ до ОШ. Включають підймальну машину та повільно обертають шків за допомогою каната, поступово притискаючи ГФ до ОШ.

Голкофреза складається зі щільно зібраних, розташованих радіально відрізків високоміцного сталевго дроту. При контакті з оброблюваною поверхнею голки відхиляються у бік, протилежний до напрямку обертання голкофрези, і впираються в сусідні голки. У цьому полягає відмінність голкофрез від відомих металевих щіток. Завдяки упору в сусідні голки деформація голок менша, а сила і глибина різання у багато разів перевищують відповідні величини для щіток. Голка утворює тут мікрорізець з невеликим негативним переднім кутом і знімає з поверхні металу дрібну стружку. Діаметр голок зазвичай складає 0,2–0,8 мм. Залежно від конкретних умов обробки застосовують голкофрези діаметром 80–600 мм, шириною 10–1000 мм. Голки закріплюють в корпусі фрези зварюванням по внутрішньому діаметру. В процесі обробки голки самозагострюються, особливо при періодичній зміні напрямку обертання. Важливою перевагою голкофрез є їх високий термін служби — до 500 і навіть 2000 год. При цьому експлуатаційні характеристики, зокрема знімання металу і шорсткість обробленої поверхні, залишаються незмінними протягом всього періоду стійкості.

ГФ, які виготовляються серійно та мають циліндричну ворсову обойму, є непридатними для профілювання ОШБУ. Тому виникла потреба у розробленні спеціальної трисекційної ГФ, профіль різальної кромки якої відповідає профілю ОШБУ. Продуктивність ГФ залежить від конкретних умов роботи і визначається дослідним шляхом.

Оскільки ділянки контура ворсової обойми трисекційної профільної ГФ, на відміну від ГФ з циліндричною ворсовою обоймою, мають різні радіуси обертання (рис. 2), різальна здатність ГФ вздовж контура ворсової обойми є змінною.

Тому голкофрезерний пристрій проектувався таким чином, щоб ділянки ворсової обойми ГФ з мінімальним радіусом обробляли жолоб шківа з мінімальною швидкістю різання  $v_{min} = 0,8 \text{ м/с}$ .

Як правило, для ГФ значення подачі приймаються в залежності від глибини різання, керуючись умовою постійності обертання величини знятого шару металу при заданій швидкості різання [1], тобто

$$Q = B \cdot s \cdot t = const, \quad (1)$$

де:  $B$  – ширина різальної частини ГФ;  $s$  – подача ГФ;  $t$  – глибина різання.

З іншого боку [2],

$$Q = F \{v_p\},$$

де  $v_p$  – швидкість різання.

Дослідивши залежність значення  $St$  від швидкості різання  $v_p$  та виразивши швидкість окремих ділянок ворсової обойми через ширину ГФ, продуктивність трисекційної ГФ можна представити як

$$Q = \int_0^B [St\{B\}] dB. \quad (2)$$

Дослідження різальної здатності серійно виготовленої ГФ зі сталі 45 радіусом 0,3 м у залежності від швидкості різання проведено на горизонтально-фрезерному верстаті 6М83Ш та верстаті фірми “HECKERT”.

Задаючись значеннями подовжньої подачі стола верстата та кількості обертів шпинделя, визначено швидкість різання  $v_p$ . Глибина різання вимірювалась мікрометром індикаторного типу. В результаті визначено значення  $st$  для ряду подач і середнє значення  $st$  для даної швидкості різання  $v_p$ . Результати обчислень зведено до таблиці 1 та представлено на рис. 3.

Залежність різальної здатності ГФ від швидкості різання представлено лінійною моделлю:

$$st = k_0 + k_1 \cdot v_p, \quad (3)$$

де  $k_0$  і  $k_1$  – коефіцієнти, що визначаються так:

$$k_0 = \left[ \sum_{i=1}^n (st)_i \sum_{i=1}^n (st)_i v_{pi} \right] \times \quad (4)$$

$$\times \left[ N \sum_{i=1}^n v_{pi}^2 - \left( \sum_{i=1}^n v_{pi} \right)^2 \right]^{-1};$$

$$k_1 = \left[ N \sum_{i=1}^n (st)_i v_{pi} - \sum_{i=1}^n (st)_i \sum_{i=1}^n v_{pi} \right] \times \quad (5)$$

$$\times \left[ N \sum_{i=1}^n v_{pi}^2 - \left( \sum_{i=1}^n v_{pi} \right)^2 \right]^{-1}.$$

Для визначення величин, які входять до формули (4) і (5), складено таблицю 2.

Отже, визначено коефіцієнти регресії  $k_0 = 0,019 \text{ мм}^2 / \text{с}$ ,  $k_1 = 4,849 \cdot 10^{-3} \text{ мм}$ , за якими складено рівняння регресії

$$st = 0,019 + 4,849 \cdot 10^{-3} \cdot v_p. \quad (6)$$

Проведено перевірку адекватності моделі експериментальним даним за критерієм Фішера  $F$ :

$$F = s_2^2 \{st\} / s_1^2 \{st\}, \quad (7)$$

де  $s_2^2 \{st\}$  – дисперсія адекватності;  $s_1^2 \{st\}$  – дисперсія відновлення.

Дисперсія адекватності має вигляд:

$$s_2^2 \{st\} = \sum_{i=1}^n [(st)_i - (st)_{Ri}]^2 / m / f,$$

де:  $(St)_{Ri}$  – розрахункова величина, отримана з рівняння регресії (3);  $f$  – кількість ступенів вільності (в даному випадку  $f = N - 2 = 3$ );  $m$  – кількість паралельних дослідів.

Дисперсія відновлення має вигляд:

$$s_1^2 \{st\} = \sum_{i=1}^n \sum_{i=1}^n (st_i - \bar{st})^2 / (m - 1)N.$$

Таблиця 1 – Результати досліджень ріжучої властивості ГФ

S, мм/с		8,333	13,333	$\bar{st}$ , мм/с
$v_{p1}=879$ мм/с	$t_1, мм$	0,515	0,340	4,412
	$st_1, мм/с$	4,291	4,533	
$v_{p2}=989$ мм/с	$t_2, мм$	0,595	0,360	4,879
	$st_1, мм/с$	4,958	4,800	
$v_{p3}=1115$ мм/с	$t_3, мм$	0,620	0,400	5,250
	$st_1, мм/с$	5,166	5,333	
$v_{p4}=1256$ мм/с	$t_4, мм$	0,170	0,430	5,825
	$st_1, мм/с$	5,913	5,733	
$v_{p5}=1413$ мм/с	$t_5, мм$	0,840	0,545	7,133
	$st_1, мм/с$	7,001	7,266	

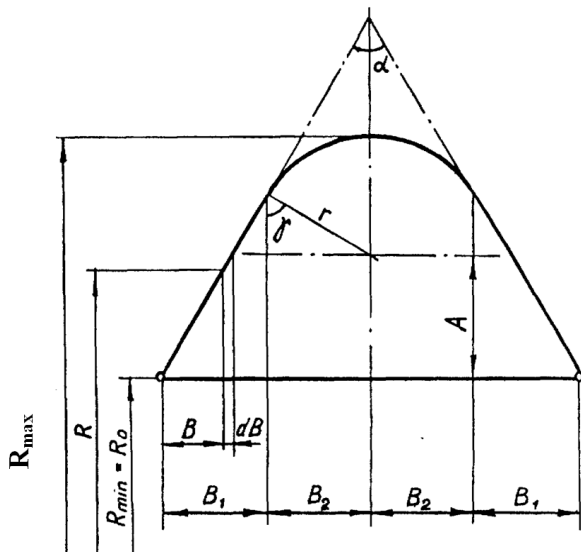


Рисунок 2 – Схема ворсової обійми голкофрези

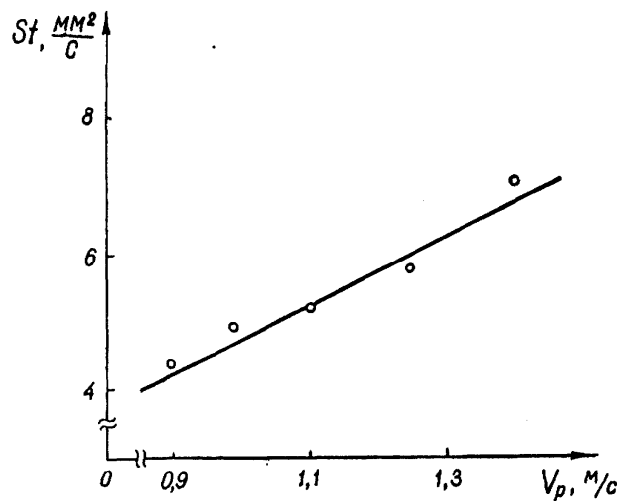


Рисунок 3 – Залежність ріжучої здатності голкофрези від швидкості різання

Таблиця 2 – Дані для обчислення коефіцієнта регресії

№ досліджу	$v_p$ , мм/с	$\bar{st}$ , мм <sup>2</sup> /с	$v_p^2$ , мм <sup>2</sup> /с <sup>2</sup>	$\bar{st} v_p$
1	849	4,412	772641	3878,15
2	989	4,879	978121	4825,33
3	1115	5,250	124325	5853,75
4	1255	5,825	1575025	7310,38
5	1413	7,133	1996569	10078,9
Сума	5651	27,499	6565581	31946,53

Таблиця 3 – Розрахункова таблиця для визначення критерію Фішера

$(st)_1$	$(st)_2$	$\bar{st}$	$[st - (st)_{1,2}]^2$	$s_1(st)$	$(st)_{Ri}$	$[(st)_i - (st)_{Ri}]^2$
4,291	4,595	4,412	0,0146	0,0292	4,281	0,0172
4,958	4,800	4,879	0,0062	0,0125	4,815	0,0042
5,166	5,33	5,250	0,0070	0,0141	5,426	0,0310
5,916	5,733	5,825	0,0083	0,0166	6,104	0,0788
7,000	7,266	7,133	0,0177	0,0354	6,871	0,0686
Сума	-	-	0,0539	0,1079	-	0,1997

Дані для розрахунку критерію Фішера вказані в табл. 3.

Визначене з формули (7) значення критерію Фішера  $F_R = 3,08$  значно менше за табличне значення  $F_T = 9$ . Отже, отримана модель адекватна експериментальним даним.

При  $v_p = 0$  обробки шківів не відбувається, отже коефіцієнт  $k_0$  наближається до нуля.

Для оцінювання значень коефіцієнтів регресії використано критерій Стюдента:

$$t_R \{k_i\} = |k_i| / s\{k_i\}, \quad (8)$$

де  $s\{k_i\}$  – показник середньоквадратичного відхилення коефіцієнта регресії;

$$s\{k_1\} = s^2 \{st\} / m \sum_{i=1}^n v_p^2.$$

Дисперсія випадкової величини  $st$  визначена за формулою:

$$s^2 \{st\} = (m-1)Ns_1^2 \{st\} + (N-2)s_2^2 \{st\} / (mN-2),$$

де  $s\{st\}$  – зведена оцінка дисперсії випадкової величини  $st$  при умові лінійного зв'язку.

За формулою (8) отримано розрахункові значення критерію Стюдента  $t_R \{k_0\} = 1,23$  та  $t_R \{k_1\} = 321,7$ . Табличне значення даного критерію  $t_T \{k_1\} = 2,306$  (ймовірність  $p = 0,95$ ; кількість ступенів вільності дисперсії – 8).

Оскільки  $t_R \{k_1\} \gg t_T$ , а  $t_R \{k_0\} < t_T$ , коефіцієнт  $k_1$  є вагомим, а коефіцієнтом  $k_0$  можна знехтувати.

Надійна абсолютна похибка коефіцієнта регресії визначається за формулою:

$$\{k_1\} = s\{k_1\} t_T.$$

В даному випадку  $\{k_1\} = 3,51 \cdot 10^{-5}$  мм.

Надійний інтервал коефіцієнта, мм:

$$[4,814 \cdot 10^{-3}; 4,884 \cdot 10^{-3}],$$

тому рівняння (6) отримає вигляд:

$$st = k_1 v_p = 4,849 \cdot 10^{-3} v_p,$$

а рівняння (2)

$$Q = k_1 \int_0^B v_p \{B\} dB.$$

Для бокових поверхонь ГФ отримано:

$$\begin{aligned} 2Q_1 &= 2k_1 \int_0^{B_1} v_p dB = 2k_W \int_0^{B_1} (R_0 + B \operatorname{tg} \gamma) dB = \\ &= 2k_W (2R_0 B_1 + B_1^2 \operatorname{tg} \gamma). \end{aligned}$$

Для центральної частини ГФ отримано:

$$\begin{aligned} 2Q_2 &= 2k_W \int_0^{B_2} [R_0 + A + (r^2 - B^2)^{0,5}] dB = \\ &= k_W (2B_2 R_0 + 2B_1 B^2 \operatorname{tg} \gamma - B_2 r \cos \gamma + r^2 \gamma). \end{aligned}$$

Таким чином, продуктивність ГФ визначимо як

$$Q = k_W \cdot (2R_0 B_1 + B_1^2 \operatorname{tg} \gamma + 2B_2 R_0 + 2B_1 B_2 \operatorname{tg} \gamma - B_2 r \cos \gamma + r^2 \gamma). \quad (9)$$

Продуктивність голкофрезерного пристрою в процесі обробки ОШБУ визначена за формулою (9), становить 540 мм<sup>3</sup>/с.

Голкофрезерування ОШ можна здійснювати протягом однієї або декількох ремонтних змін (наприклад, за 2-3 години у зміні). Швидкість голкофрезерування ОШБУ в радіальному напрямі становить 0,84–1,36 мм/год, що дає змогу розрахувати товщину знятого шару металу за період профілювання ОШБУ.

Голкофрезерування є ефективним способом профілювання ОШБ. Оптимальні геометричні параметри голкофрези: діаметр – 0,6 м, ширина – 0,11 м. Оптимальні параметри голкофрезерування: мінімальна швидкість різання – 0,8 м/с, подовжня подача – 0,1–0,2 м/с, радіальна подача – 0,02–0,05 мм/об.

Отже, відновлення профілів ОШБУ без їх демонтажу з подальшим профілюванням ГФ є можливим та доцільним.

### Література

- 1 Лихтенштейн Д.Е. Механическая обработка труб / Д.Е. Лихтенштейн, В.Г. Саломатов. – М.: Металлургия, 1981. – 152 с.
- 2 Палашкин Е.А. Справочник механика по глубокому бурению / Е.А. Палашкин. – М.: Недра, 1981. – 510 с.
- 3 Иванов В.А. Прогнозирование развития конструкций канатных направляющих шкивов. / В.А. Иванов, В.Н. Петрина. – Ивано-Франковск: Факел, 1980. – 54 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
14.10.10

Рекомендована до друку професором  
Петриною Ю.Д.

## АНАЛІЗ РОБОТИ СЕПАРАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЙОГО РОБОТИ ДЛЯ ПІДГОТОВЛЕННЯ ГАЗУ НА ПРОМИСЛАХ

Ю.В. Марчук, М.О. Псюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,  
e-mail: public@nung.edu.ua

*Розглянуто проблему підвищення ефективності промислової сепарації газу. Наведено огляд відомих технологій і пристроїв для підвищення ефективності підготовки газу. Обґрунтовано можливість використання сітчастої насадки як ефективного сепаруючого елемента для умов Битків-Бабченського ГКР. Встановлено діапазон ефективної роботи сітчастої насадки і проведено розрахунок її параметрів.*

Ключові слова: сепарація, газоконденсатне родовище, сітчаста насадка, підготовка газу, фільтр-сепаратор, сепаруючий елемент

*Рассмотрена проблема повышения эффективности промышленной сепарации газа. Приведен обзор известных технологий и устройств для повышения эффективности подготовки газа. Обоснована возможность использования сетчатой насадки в качестве эффективного сепарирующего элемента для условий Битков-Бабченского ГКМ. Установлен диапазон эффективной работы сетчатой насадки и проведен расчёт её параметров.*

Ключевые слова: сепарация, газоконденсатное месторождение, сетчатая насадка, подготовка газа, фильтр-сепаратор, сепарирующий элемент

*The problem of increase of efficiency of gas separation is considered. The review of the technologies of gas treatment and devices for increase of efficiency of gas treatment is given. The opportunity of the use of the wire-netting nozzle as effective separation element for conditions of Bitkiv-Babche gas condensate field is substantiated. The range of effective work of the wire-netting nozzle is determined. The calculation of the parameters of the nozzle is carried out.*

Keywords: separation, gas condensate field, wire-netting nozzle, gas treatment, filter-separator, separation element

Оскільки у газі, що видобувається із свердловин, завжди в певній кількості міститься вода у вигляді крапель, то він підлягає підготовленню на установці комплексного підготовки газу (УКПГ). У процесі промислового підготовки газ контактує з рідиною або барботує крізь шар рідини (рідких поглиначів-абсорбентів, інгібіторів гідратування тощо). При цьому не відбувається повний розділ пластової рідини і газу лише за рахунок різниці їх густин, а краплі рідини різного розміру захоплюються газом, що призводить до утворення аерозолу.

Однією з причин недостатнього очищення газу від аерозолу на кінцевому ступені промислових установок низькотемпературної сепарації є те, що в результаті різкого зниження тиску на дросельному органі утворюються краплі рідини з середнім діаметром  $d_k = 1-3$  мкм, які практично не вловлюються звичайними відбійними елементами.

Для підвищення ефективності роботи сепараторів необхідно укрупнити дрібні краплі, що утворилися, приблизно в 10–100 разів для того, щоб вони легко відокремлювалися звичайними сепаруючими елементами.

З метою інтенсифікації процесу сепарації (тобто збільшення робочої швидкості), а також підвищення його ефективності застосовують жалюзійні та сітчасті насадки, які встановлюють в сепараторах, і фільтри-сепаратори для

тонкого очищення природного газу від рідини і механічних домішок.

У вітчизняній і закордонній практиці широко застосовуються фільтри-сепаратори, які містять коалесцюючі елементи (патрони) і є ефективними для вловлювання крапель діаметром 1 мкм і вище, мають досить низький гідравлічний опір. Основною областю їх використання є очищення газу на магістральних газопроводах.

Для підвищення якості підготовки газу і зменшення втрат вуглеводневого конденсату розроблено і запропоновано багато технологій і пристроїв (фільтри-сепаратори, жалюзійні та сітчасті насадки) різної конструкції. Зокрема, для підвищення якості підготовки газу і зменшення втрат вуглеводневого конденсату ВНИИГазом був запропонований спосіб підготовки природного газу [1], що полягає в наступному. Для підготовки природного газу до транспортування його обробляють органічним поглиначем за перепаду тиску між першим і другим ступенями сепарації 1,0–1,5 МПа. При цьому як поглинач використовують діетиленгліколь (ДЕГ) та вуглеводневу фракцію з температурою початку кипіння 280–350°C, а процес здійснюють в протиточі між двома ізолюваними потоками поглиначів за їх питомої витрати 10–100 л/тис. м<sup>3</sup> газу.

Даний числовий інтервал перепаду тисків обумовлений тим, що при перепаді тисків

$\Delta p > 1,5$  МПа виконання вимог якості газу згідно галузевого стандарту [2] забезпечується низькотемпературною сепарацією (НТС). Застосування в цей період абсорбції неможливе з таких причин: знижується ефективність процесу НТС, тому що подача абсорбенту з температурою, вищою температури абсорбованого газу, підвищує температуру точки роси по волозі і вуглеводнях. Стадія вуглеводневої абсорбції є неефективною при подачі відносно теплої поглинача в низькотемпературний сепаратор, оскільки якість товарного газу при абсорбції визначається термодинамічними параметрами на виході з апарату, різко знижується ефективність гліколевого осушування газу.

У випадку додаткового оброблення із запізнанням (тобто за перепаду тисків між ступенями сепарації менше 1,0 МПа) погіршується якість газу, що подається в магістральний газопровід, і мають місце значні втрати газового конденсату.

Таким чином, перепад тисків в 1,0–1,5 МПа є необхідною умовою для ефективного здійснення стадій НТС, абсорбції і комбінованої системи якісного підготовки газу до транспортування в період вичерпання дросель-ефекту.

Процес підготовки газу до транспортування, як правило, здійснюється в такий спосіб. Газ подають у сепаратор першого ступеня сепарації, де від нього відокремлюється крапельна рідина. Після охолодження в рекуперативному теплообміннику газ проходить дроселювання, і у низькотемпературному сепараторі від нього відокремлюється сконденсована рідина. На стадії оброблення газ надходить в абсорбційну частину сепаратора-абсорбера, що має дві секції: у першій по ходу секції газ осушується з допомогою ДЕГу, а в другій – з допомогою вуглеводневої фракції з температурою початку кипіння 280–350°C, де із нього вилучається газовий конденсат. Далі газ через рекуперативний теплообмінник надходить у магістральний газопровід.

Витрата поглинача, необхідного для проведення оброблення, визначається експериментально, виходячи з необхідної точки роси по вуглеводнях і вмісту конденсату в газі, що надходить на абсорбцію, і становить 10–100 л/тис. м<sup>3</sup> газу.

Запропонований спосіб підготовки природного газу до транспортування дає змогу значно здешевити процес, скоротити втрати вуглеводневого конденсату і підвищити точку роси оброблюваного газу по вуглеводнях.

Для підвищення ефективності сепарації газу застосовують також різні сепараційні пристрої, коалесціуючі патрони тощо.

Центральним конструкторським бюро нафтоапаратури (ЦКБН) розроблений сепараційний пристрій для очищення газу від рідини і механічних домішок на газових промислах.

Даний сепараційний пристрій [3] являє собою набір пакетів, кожний з яких складається із просторової рами, на яку намотаний сітчастий рукав у такий спосіб, що утворюються два ступені сепарації – попередньої і кінцевої.

Працює сепараційний пристрій так. Газорідинна суміш спочатку надходить на попередній ступінь сепарації, причому щільність укладання сітчастого рукава ступеня попередньої сепарації нижча від щільності укладання кінцевого ступеня сепарації. На попередньому ступені сепарації відокремлюється основна маса рідини і відбувається укрупнення дрібнодисперсних крапель. За наявності коалесціуючого елемента між ступенями сепарації відбувається додаткове укрупнення крапель рідини. Далі краплі рідини разом з газом надходять на кінцевий ступінь сепарації, де зіштовхуються із щільно укладеною об'ємною сіткою, змочують її, укрупнюються і за рахунок сил гравітації стікають у нижню частину апарату або збірника рідини, а очищений газ відбирається на виході із кінцевого ступеня сепарації.

Запропонований сепараційний пристрій дає змогу спростити конструкцію сепараційних пакетів за рахунок застосування замість укладання послідовного намотування сітчастого рукава на просторову раму. При цьому одночасно утворюються два ступені сепарації і підвищується ефективність сепараційного пристрою за рахунок зниження гідравлічного опору обох ступенів сепарації.

Оскільки робота сепараторів на установках НТС на Західній Україні, зокрема в ГПУ “Львів-газвидобування”, супроводжується постійним зниженням продуктивності свердловин, продукція яких надходить на установки НТС, і тисків, то найбільш доцільним для даних умов є застосування жалюзійних та сітчастих насадок і фільтрів-сепараторів. Розглянемо детальніше застосування цих пристроїв.

Так, ВНДГазом розроблений коалесціуючий патрон [3], що може використовуватись в абсорберах, сепараторах, розділювачах рідини і призначений для коалесценції дрібнодисперсних крапель рідини, розділу двох не змішуваних рідин, сепарації і фільтрації газів від дрібнодисперсних крапель рідини або механічних домішок.

Коалесціуючий патрон працює так. Рідку суміш вводять у внутрішню порожнину патрона, після чого вона проходить опорний шар рукавної сітки, що виконує роль попереднього коагулятора, рівномірно розподіляється всією площею коалесціуючого матеріалу, де дрібні частки рідини коагулюються в більші. Скоагульовані частки рідини, що виходять із коалесціуючого матеріалу, під власною вагою стікають зовнішнім шаром опорної рукавної сітки патрона вниз. Коалесціуючий патрон забезпечує однакову ступінь коагуляції, незалежно від того, з якого боку коалесціуючої поверхні входить рідинна суміш. Застосування як опорного елемента в'язаного рукава, вкладеного в каркас по гвинтовій лінії, значно знижує металемісність при виготовленні патрона. При цьому забезпечуються максимальний живий переріз патрона (95 – 98 %) і рівномірна робота по всій фільтруючій поверхні як з точки зору технології процесу, так і сприйняття фільтруючою по-

верхню механічних навантажень, що створюються оброблюваним середовищем.

Фільтр-сепаратор з коалесціючими патронами, що призначений для роботи в промислових установках низькотемпературної сепарації в якості низькотемпературного сепаратора, був розроблений в ЦКБН [4].

Сепаратор містить коалесціючі патрони, виконані з перфорованої труби, на зовнішній поверхні якої намотане тонковолокнисте скловолокно. Міцність патронам надає зовнішнє покриття з металевої фільтрувальної сітки. Установлені вони в апараті перед ступенем кінцевого очищення, що виконаний у вигляді горизонтальної сітчастої насадкі.

Сепаратор застосовується у технологічній схемі НТС на Єфремівському газоконденсатному родовищі.

В результаті проведених промислових випробувань була встановлена можливість використання сепаратора з коалесціючими патронами на кінцевому ступені сепарації газу установок НТС із забезпеченням високого ступеня очищення газу при початковому вмісті рідини  $q_p = 3-100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ .

Оцінку якості роботи досліджуваного сепаратора другого ступеня сепарації проводили шляхом вимірювання кількості рідини, винесеної потоком газу з апарату.

Фільтр-сепаратор запропонованої конструкції забезпечує високу якість очищення газу в діапазоні продуктивності 120–800 тис.  $\text{м}^3/\text{доб}$ .

Завдяки застосуванню коалесціючих патронів можна практично повністю уникнути втрати ДЕГу з низькотемпературного сепаратора. Зміна початкового вмісту рідини в межах  $3-100 \text{ см}^3/\text{м}^3$  не впливає на якість очищення і величину критичної швидкості на сітчастому відбійнику. Величина загального перепаду тиску на сепараторі в ефективному діапазоні не перевищує 30 кПа.

Для ефективного очищення газів від крапель рідини на вітчизняних і закордонних газопромислах широко застосовують також сітчасті насадки різних конструкцій, з різними плетивами дротяних рукавів і розмірами петель. Їх виготовляють з різних матеріалів [3, 4]. Ці насадки характеризуються високою ефективністю очищення (понад 99%), широким діапазоном ефективної роботи, невеликим перепадом тиску та відносно високими робочими швидкостями.

Для перевірки працездатності сітчастих насадок при очищенні природного газу від вуглеводневого конденсату в ЦКБН були розроблені два типи насадок: з металічної і поліпропіленової в'язаних рукавних сіток [5].

Проведені дослідження підтвердили можливість використання насадки з в'язаної сітки як ефективного сепаруючого елемента.

В результаті аналізу промислових даних про технічні характеристики установок низькотемпературної сепарації (УНТС-1), на якій проходить підготовки газу Битків-Бабченського ГКР, і аналізу згаданих вище технологій підготовки газу і пристроїв для підвищення його ефективності, зроблено висновок про те, що

найбільш ефективним рішенням як з точки зору економічної ефективності, так і з точки зору якості підготовки газу, є застосування сітчастих насадок. В зв'язку з цим був проведений розрахунок насадок із сітки для умов Битків-Бабченського ГКР. Розрахунки проводились у такій послідовності [5, 6]:

1) визначення критичної швидкості газу в сітчастій насадці;

2) розрахунок вільної площі сітчастої насадки за відомим значенням витрати газу (отримане значення величини площі необхідно округлити в більшу сторону);

3) визначення найбільшої витрати газу через насадку;

4) визначення діапазону ефективної роботи відбійника;

5) визначення величини перепаду тиску на насадці при найбільшій витраті газу.

Розрахунки проводились для таких умов: робочий тиск (тиск на вході в УНТС)

$$P_p = 1,5 \text{ МПа};$$

густина рідини

$$\rho_p = 738 \text{ кг/м}^3;$$

густина газу при нормальних умовах

$$\rho_{г.0} = 0,776 \text{ кг/м}^3;$$

густина газу при робочих умовах

$$\rho_g = 11,91 \text{ кг/м}^3;$$

тиск на виході УНТС

$$P_{вих} = 0,5 \text{ МПа};$$

в'язкість рідини

$$\mu_p = 0,72 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с};$$

міжфазний поверхневий натяг на межі розділу фаз "газ – конденсат" в умовах сепарації:

$$\sigma = 7,26 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м};$$

витрата газу (станом на 1.01.2010 р.)

$$Q_g = 435,3 \text{ тис. м}^3/\text{доб};$$

робоча температура

$$T_c = 275 \text{ К}.$$

При розрахунку сепаратора із сітчастою насадкою використовувались такі формули:

1) формула для визначення критичної швидкості газу в сітчастій насадці  $W_{кр}$ :

$$W_{кр} = k \cdot 4 \sqrt{\frac{10 \cdot g \cdot y \cdot (c_p - c_g)}{c_g^2}}, \quad (1)$$

де  $k$  – коефіцієнт, який характеризує порушення режиму сепарації (для горизонтального сітчастого відбійника  $k = 0,6$ );

2) формула для визначення швидкості газу у насадці  $W_n$ :

$$W_n = 0,8 \cdot W_{кр}; \quad (2)$$

3) формула для розрахунку вільної площі сітчастої насадки  $F_n$ :

$$F_n = \frac{Q_g \cdot P_0 \cdot T_c \cdot Z_p}{86,4 \cdot P_p \cdot T_0 \cdot Z_0 \cdot W_{кр}}, \quad (3)$$

де  $Z_p, Z_0$  – коефіцієнт стисливості реального газу в робочих і нормальних умовах;

4) формула для визначення найбільшої витрати газу через насадку  $Q_n$ :

$$Q_H = 86,4 \cdot \frac{F_{H.T} \cdot P_p \cdot T_0 \cdot Z_0 \cdot W_{кр}}{P_0 \cdot T_c \cdot Z_p}, \quad (4)$$

де  $F_{H.T}$  – табличне значення площі сітчастої насадки (тобто заокруглене в більшу сторону згідно таблиці, в якій наведені стандартні значення площі сітчастої насадки);

5) формули для розрахунку діапазону ефективної роботи сітчастого відбійника :

$$Q_{еф} = (0,5 \div 1) \cdot Q_H, \quad (5)$$

$$W_{с.н.еф.} = (0,5 \div 1) \cdot W_{кр}; \quad (6)$$

(нижнє значення швидкості руху газу, при якій зберігається високий ступінь очищення газу за допомогою сітчастої насадки приймають :

$$W_{с.мін.} = 0,5 \cdot W_{кр} \quad [6])$$

6) формула для визначення величини перепаду тиску на сітчастій насадці за найбільшої витрати газу :

$$\Delta P = \frac{\xi \cdot W_{кр}^2 \cdot c_r}{2 \cdot g}, \quad (7)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт гідравлічного опору (для насадки із металічної сітки  $\xi = 70$ ).

В результаті проведених розрахунків нами встановлено :

критична швидкість набігання газу

$$W_{кр} = 0,83 \text{ м/с};$$

швидкість газу у сітчастій насадці

$$W_H = 0,664 \text{ м/с};$$

площа сітчастої насадки

$$F_H = 0,396 \text{ м}^2;$$

табличне значення площі сітчастої насадки

$$F_{H.T.} = 0,41 \text{ м}^2;$$

найбільша витрата газу через насадку

$$Q_H = 451,15 \text{ тис. м}^3/\text{доб};$$

мінімальне значення швидкості руху газу, при якій зберігається високий ступінь очищення газу за допомогою насадки із сітки,

$$W_{с.мін.} = 0,42 \text{ м/с};$$

діапазони ефективної роботи сітчастого відбійника

$$Q_{еф} = 225,58 - 451,15 \text{ тис. м}^3/\text{доб};$$

$$W_{с.н.еф.} = 0,42 - 0,83 \text{ м/с};$$

величина перепаду тиску на насадці за найбільшої витрати газу

$$\Delta P = 29,3 \text{ Па.}$$

З виконаного огляду технологій підготовки газу і пристроїв для підвищення ефективності підготовки газу можна зробити висновок про те, що одними з найбільш ефективних шляхів підвищення ефективності промислової сепарації газу є застосування жалюзійних та сітчастих насадок і фільтрів-сепараторів.

В результаті аналізу промислових даних про технічні характеристики установки УНТС-1, огляду технологій підготовки газу і при-

строїв для підвищення ефективності підготовки газу і розрахунку сітчастої насадки для умов Битків-Бабченського ГКР встановлено діапазон ефективної роботи сітчастої насадки, що становить  $Q_{еф} = 225,58 - 451,15$  тис. м<sup>3</sup>/доб;

$W_{с.н.еф.} = 0,42 - 0,83$  м/с, а також визначено

критичну швидкість газу в насадці –  $W_{кр} = 0,83$  м/с, площу сітчастої насадки –

$F_H = 0,396$  м<sup>2</sup>, найбільшу витрату газу через насадку –  $Q_H = 451,15$  тис. м<sup>3</sup>/доб і величину

перепаду тиску на насадці при найбільшій витраті газу –  $\Delta P = 29,3$  Па.

З проведених розрахунків випливає, що фактична витрата газу, що надходить на УНТС, не виходить за межі діапазону ефективної роботи сітчастої насадки:  $Q_{еф} = 225,58 - 451,15$

тис. м<sup>3</sup>/доб, а  $Q_{г.ф.} = 435,3$  тис. м<sup>3</sup>/доб. Це підтверджує можливість використання сітчастої насадки як ефективного сепаруючого елемента для умов Битків-Бабченського ГКР.

Окрім того, перспективним технічним рішенням, що також може підвищити якість підготовки газу, є встановлення масляного (скрубного) сепаратора на УНТС-1 (скомбінувати його із гравітаційним сепаратором із сітчастою насадкою) з метою більш повного очищення газу від механічних домішок.

### Література

1 Способ подготовки природного газа : А.с. 1066299 СССР, МКИ Е 21 В 43/00 / Е.Н.Туревский, А.Е.Винокур, В.Г.Гореченков, Е.И.Черников, Л.В.Грипас, Г.К.Зиберт; ВНИИ-Газ; Заявл. 12.06.83; Опубл. 21.08.84, Бюл. № 48.

2 ОСТ 51.40-83. Газы природные, подаваемые из газовых и газоконденсатных месторождений и с газоперерабатывающих заводов в магистральные газопроводы.

3 Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: справ. пособ. / [Зиберт Г.К., Седых А.Д., Кашицкий Ю.А. и др.] – М.: ОАО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. – 316 с.

4 Низкотемпературный сепаратор новой конструкции / [В.А. Толстов, В.М. Алексеев, А.П. Елеференко и др.] // Газовая промышленность. – 1975. – № 12. – С. 11 – 13.

5 Исследование работы вертикального сепаратора с горизонтальной насадкой из вязаной сетки / [Ю.А. Кашицкий, В.А. Толстов, А.П. Елеференко и др.] // Газовая промышленность. – 1973. – № 2. – С. 6 – 10.

6 Гриценко А.И. Физические методы переработки и использования газа : учебное пособие / А.И. Гриценко, И.О. Александров, А.И. Галанин. – М.: Недра, 1981. – 224 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
04.10.10

Рекомендована до друку професором  
Кондратом Р.М.

## ЗАХИСТ ВІД КОРОЗІЇ ДНИЩ РЕЗЕРВУАРІВ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ

<sup>1</sup>О.С. Калахан, <sup>2</sup>М.М. Студент

<sup>1</sup>Львівський національний аграрний університет, 80381, м. Львів - Дубляни, вул. В. Великого 1, тел. (032)2242951, e-mail: oleg\_kalahan@mail.ru

<sup>2</sup>Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 79601, м. Львів, вул. Наукова, 5, e-mail: student@ipm.lviv.ua

Розроблено комбіноване покриття, що складається з алюмінієвого та поверхневого епоксидного струмопровідного шарів з метою підвищення довговічності резервуарів для зберігання нафти. Комбіноване покриття товщиною 150...160 мкм забезпечує надійний захист від корозії металевих зразків з часом, не змінює свого зовнішнього вигляду, його адгезія до поверхні залишається без змін (згідно з ДСТУ 4219-2003).

Ключові слова: комбіноване покриття, електродугова металізація, алюмінієве покриття, пенетраційні композиції, корозія, густина струму корозії, потенціал корозії, питомий опір.

Разработано комбинированное покрытие, состоящее из алюминиевого и поверхностного эпоксидного токопроводящего слоев с целью повышения долговечности резервуаров для хранения нефти. Комбинированное покрытие толщиной 150...160 мкм обеспечивает надежную защиту от коррозии металлических образцов, не изменяет со временем внешнего вида, его адгезия к поверхности остается без изменений (согласно ДСТУ 4219-2003).

Ключевые слова: комбинированное покрытие, электродуговая металлизация, алюминиевое покрытие, пенетрационные композиции, коррозия, плотность тока коррозии, потенциал коррозии, удельное сопротивление.

A combined coating consisting of an aluminum primer layer and a top epoxy conductive layer was developed for an increase of service life of oil storage tanks. The combined coating of 150...160 μm thickness provides reliable protection of metal samples from corrosion, its adhesion remains unchanged (accordingly to DSTU 4219-2003).

Keywords: combined coating, electric arc metallization, aluminum coatings, impregnation compositions, corrosion, corrosion current density, corrosion potential, specific resistance.

Більшість резервуарів для зберігання нафти та нафтопродуктів виготовлено з конструкційних вуглецевих сталей звичайної якості. На внутрішні поверхні днища і нижнього поясу (1,0...1,5 м) резервуарів діє корозивно-активна підтоварна вода з розчиненими в ній солями, сірководнем, вуглекислим газом тощо [1]. Найнебезпечнішими на днищах резервуарів є застійні зони. Для протикорозійного захисту днищ великогабаритних резервуарів для нафти та нафтопродуктів окрім захисного покриття застосовують магнієво-алюмінієві протектори [2]. Однак у такий спосіб захищені днища резервуарів за умови змінного складу середовища „нафта – вода” часто в окремих місцях корозійно руйнуються, тоді як стан протекторів залишається без змін.

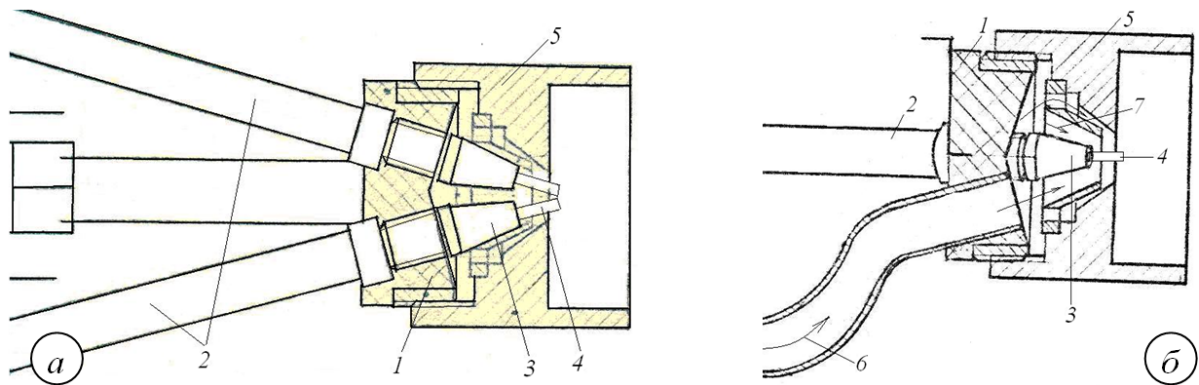
**Мета роботи** – розробка комбінованого захисного покриття з протекторного електрометалізаційного шару на основі алюмінієвого сплаву та завершального пенетраційного струмопровідного шару для підвищення довговічності резервуарів для зберігання нафти.

**Методи досліджень.** Комбіноване покриття наносили на зразки зі сталі Ст3, яка використовується для будівництва резервуарів. Алюмінієве покриття наносили методом електродугової металізації [3]. На основі результатів попереднього апробування трьох алюмінієвих спла-

вів (А-99, АД-0 та АМг6) [4] для створення комбінованого покриття обрано сплав марки АМг6 системи Al-Mg (5% Mg, 0,8% Mn). Для якісного нанесення електрометалізаційного шару з алюмінієвого сплаву поверхню металу (підкладка) попередньо активували, очищаючи її піскоструминно [5]. Для одержання дрібнодисперсного електрометалізаційного шару з алюмінієвого сплаву розроблено спеціальні розпилювальні головки електродугового металізатора (рис. 1).

Конструктивно розпилювальна головка виконана так (рис. 1а). У корпус головки 1, який виготовлено з текстоліту, запресовано трубки-втулки 2. В торці трубок-втулок вкручено наконечники 3, крізь які внутрішніми отворами проходять електродні дроти 4. На трубки-втулки 2, виготовлені із бронзи, подається напруга 28...32 В від зварювального випрямляча. На корпусі 1 розпилювальної головки, через різьбове з'єднання, закріплено соплову систему 5, яка утворює внутрішній та зовнішній кільцеві канали для проходження розпилюваного газу 6.

У ході роботи електродугового металізатора розпилюваний газ – повітряний потік 6 (рис. 1б) під тиском 0,4...0,6 МПа проходить внутрішнім каналом та диспергує розплав алюмінієвого сплаву, який розплавляє дуга. Повітряний потік 7, який проходить зовнішнім кільцем ка-

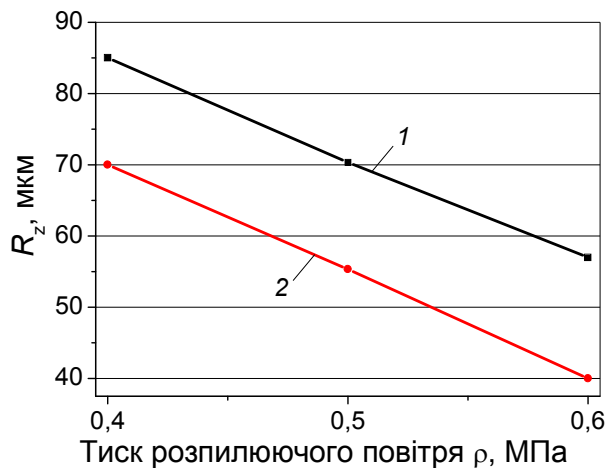


1 – текстолітовий корпус; 2 – трубки-втулки; 3 – наконечник; 4 – електродні дроти; 5 – соплова система; 6 – розпилювальний газ

**Рисунок 1 – Розпилювальна головка електродугового металізатора для одержання дрібнодисперсних покриттів**

налу, не проходить через дуговий проміжок. За дуговим проміжком центральний повітряний струмінь 6 і обтискний струмінь 7 взаємодіють між собою та створюють зону високої турбулентності. В цій зоні, розташованій відразу за ядром електричної дуги, крупні краплини розплавленого сплаву алюмінію подрібнюються. Зокрема, краплини розміром 100...300 мкм подрібнюються до 20...50 мкм.

Подрібнення крапель розплавленого сплаву алюмінію за допомогою розробленої розпилювальної головки (рис. 1) дає змогу одержувати дрібнодисперсні покриття. Дисперсність і, відповідно, шорсткість електрометалізаційних покриттів, залежать від тиску розпилюваного повітря. На рис. 2 зображено залежність шорсткості покриттів із алюмінію марки АД-0 від тиску розпилювального повітря для стандартної розпилювальної головки електродугового металізатора ЕМ-14 та для головки, розробленої у ФМІ НАН України.



1 – стандартна розпилювальна головка; 2 – модернізована головка

**Рисунок 2 – Шорсткість поверхні електрометалізаційного покриття алюмінієм марки АД-0 залежно від тиску розпилювального повітря**

Розроблені у ФМІ НАН України розпилювальні головки дає змогу одержувати дисперсні порівняно зі серійними електродуговими металізаторами електрометалізаційні шари у всьому діапазоні зміни тиску розпилюваного повітря від 0,4 до 0,6 МПа.

Для якісного нанесення металевого шару з алюмінієвого сплаву поверхню металу (сталь Ст3) попередньо активували, очищаючи її піскоструминним способом. Втрати металу при цьому становили  $0,06 \pm 0,01$  кг/м<sup>2</sup>. Шорсткість поверхні –  $32 \pm 3$  мкм за поруватості 2...3 бали, що відповідає наявності 10...100 пор на 16 см<sup>2</sup> [5].

Завершальний пенетраційний струмопровідний шар наносили безповітряним напілювачем у два шари на алюмінієвий металізаційний шар відразу після його охолодження для уникнення забруднення. Якість комбінованих покриттів оцінювали за змінами їх питомого опору, водостійкістю [6] та дослідно-промисловою перевіркою в реальних умовах. Корозійні процеси на металізаційних шарах досліджували у потенціодинамічному режимі з використанням вольтамперометричної системи СВА-1Б-М. Електрод порівняння – хлоридсрібляний типу ЭВЛ-1М1. Швидкість зміни потенціалу складала 2 мВ/с.

**Результати випробувань та їх обговорення.** Нова система розпилювання металу електродугового металізатора забезпечує отримання металізаційного шару з алюмінієвого сплаву АМг6 (рис. 3) шорсткістю 55...65 мкм, що на 20...25 мкм менше, ніж на отриманих із використанням установки „Enerqizer”.

Поруватість електрометалізаційного шару зменшується до 2-х балів (10...20 % об'єму), що дозволяє зменшити його товщину, масу витраченого металу для металізації та до 30 % витрати пенетраційних наверхневих струмопровідних композицій. Оптимальна товщина металевого шару зі сплаву АМг-6, яка визначена на основі випробувань за довготривалого (45 діб) впливу 3%-го розчину NaCl та вимірювань змін питомого опору електрометалізаційних шарів різної товщини, складає приблизно 100 мкм [7].

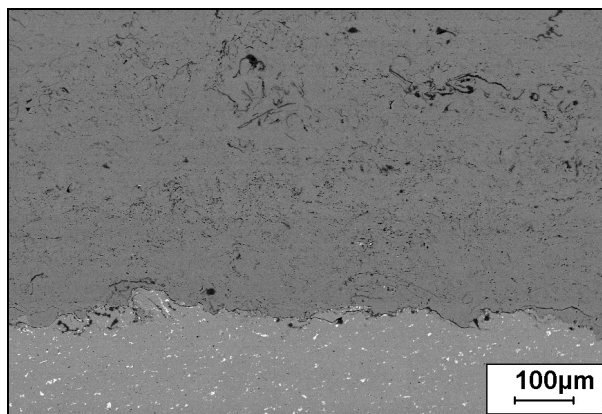


Рисунок 3 – Будова електрометалізаційного шару зі сплаву АМг6.

Для забезпечення протекторних властивостей металевий шар комбінованого покриття з алюмінієвого сплаву повинен володіти необхідною для цього захисною густиною струму, щоб забезпечити стабільні значення захисного потенціалу металу. Важливим є також стабільний у часі та малозмінний при широких режимах анодної поляризації високий від’ємний потенціал, який створює в парі з захисним матеріалом катодний зсув його потенціалу на задане значення від стаціонарного, забезпечуючи тим самим ефективний захист. Тому з’ясовано зміну електрохімічних властивостей алюмінієвого шару після 500-годинної його витримки в середовищах дистильованої води та 3%-го розчину NaCl із сировою нафтою за електродним потенціалом  $E$  (рис. 4) та потенціодинамічними поляризаційними дослідженнями (після занурення та через 168, 336 та 504 год експозиції) (табл. 1).

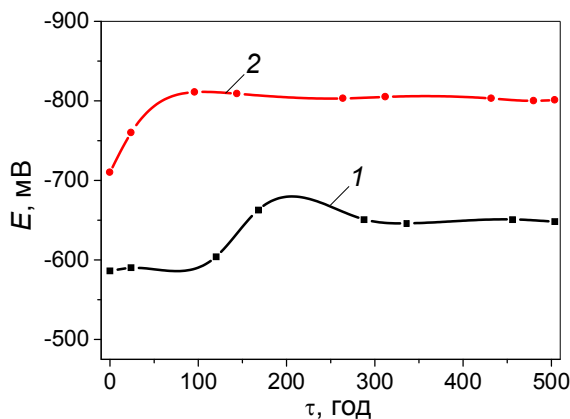


Рисунок 4 – Зміна електродного потенціалу електрометалізаційного шару зі сплаву АМг-6 з часом у дистильованій воді (1) та в 3%-му р-ні NaCl із сировою нафтою (2)

У дистильованій воді електрометалізаційний шар після 100 годин експозиції активується, електродний потенціал зміщується в негативну область значень і стабілізується на величинах  $-600 \pm 5$  мВ. У середовищі 3%-го розчину NaCl із сировою нафтою після значного початкового зсуву електродного потенціалу (100 мВ) у

від’ємну область значень в подальшому потенціал  $E$  стабілізується на високих від’ємних величинах ( $-800 \pm 5$  мВ).

Оцінено стабільність корозійно-електрохімічних властивостей електрометалізаційного шару зі сплаву АМг-6 у зазначених середовищах на основі потенціодинамічних поляризаційних досліджень поверхонь за значеннями густини струму корозії ( $i_{кор}$ ) та потенціалу корозії ( $E_{кор}$ ) протягом часу випробувань (табл. 1).

Електрометалізаційний шар покриття в дистильованій воді проявляє стабільні значення потенціалу та густини струму корозії після 336 годин витримання, тоді як у 3%-му розчині NaCl із сировою нафтою – вже після 168 годин. При цьому потенціал корозії, порівняно зі значеннями в дистильованій воді, від’ємніший на 40...70 мВ, а густини струмів корозії більші в 5...6 раз. Пасивна плівка, яка виникає на початковій стадії за анодної поляризації, не перешкоджає нормальній роботі протекторного шару з алюмінієвого сплаву за довготривалої експозиції в середовищах.

Оцінено захисні властивості трьох поверхневих penetраційних композицій комбінованого покриття на основі двоскладового спиртового розчину естера кремнієвої кислоти „Силет укріплювач” (№1), „Силет укріплювач” із 20% кислих ефірів циклогексанолфосфату (№2) та епоксидної композиції зі струмопровідним наповнювачем (№3). Встановлено, що найбільш прогнозовано та стабільно реагує на дію корозивного середовища (3%-ий р-н NaCl із сировою нафтою) комбіноване покриття з електрометалізаційного шару товщиною приблизно 100 мкм зі сплаву АМг-6 та поверхневої антистатичної епоксидної композиції зі струмопровідним наповнювачем (№3) товщиною 55...60 мкм (табл. 2).

Захисні властивості penetраційних композицій на основі двоскладового спиртового розчину естера кремнієвої кислоти „Силет укріплювач” (№1) та „Силет укріплювача” з 20%-ми кислих ефірів циклогексанолфосфату (№2) менш ефективні через появу білявих плям на поверхні композиції №1 (утворення гідроксиду алюмінію внаслідок проникнення розчину) та збільшення маси комбінованих покриттів із композиціями №1 і №2 на 1,3...3,8 % після 1000 год їх витримання в 3%-му розчині NaCl.

Зіставлення експериментальних даних зміни маси комбінованих покриттів із зміною величин їх питомого опору за умов впливу 3%-го розчину NaCl із сировою нафтою та корозійно-електрохімічних порівняльних випробувань засвідчило, що найефективнішим антикорозійним захистом маловуглецевих сталей буде такий комбінований захист: електрометалізаційний протекторний шар із сплаву алюмінію АМг-6 товщиною  $\sim 100$  мкм з нанесеним зверху антистатичним епоксидним шаром із струмопровідним наповнювачем №3 товщиною  $\sim 60$  мкм.

Дослідно-промислове випробування комбінованого антикорозійного покриття на МН „Дружба” ВАТ „Укртрансффта” показало, що

Таблиця 1 – Потенціали та густини струмів корозії електрометалізаційного шару зі сплаву АМг-6 після різного часу витримування в корозивних середовищах

Час витримування $\tau$ , год	H <sub>2</sub> O, дист.		3%-ий р-н NaCl + нафта	
	$E_{кор}$ , мВ	$i_{кор}$ , мкА/см <sup>2</sup>	$E_{кор}$ , мВ	$i_{кор}$ , мкА/см <sup>2</sup>
0	-596	0,2	-763	2,6
168	-714	0,4	-859	24,8
336	-746	3,8	-814	20,9
504	-765	3,9	-798	22,6

Таблиця 2 – Характеристика комбінованого покриття на основі епоксидної композиції

№ з/п	Товщина шару АМг-6, мкм	Шорсткість покриття АМг-6, мкм	Сумарна		3%-ий р-н NaCl + нафта	
			Товщина покриття, мкм	Шорсткість покриття, мкм	Питомий опір $\rho_{пит}$ , Ом·м	$i$ , мкА/см <sup>2</sup>
1	53 ± 3	42	113 ± 4	2,5	2,98·10 <sup>5</sup>	24,8
2	103 ± 4	74	156 ± 5	3,7	1,96·10 <sup>5</sup>	20,9
3	158 ± 2	68	208 ± 4	4,2	1,41·10 <sup>5</sup>	22,6

воно забезпечує надійний захист від корозії металевих зразків, не змінює зовнішнього вигляду, його адгезія до поверхні залишається без змін (згідно з ДСТУ 4219-2003). Перевагами комбінованого покриття є те, що воно перекриває відкриту пористість металевого протекторного шару з алюмінієвого сплаву, гальмує доступ корозивного середовища до основи, попереджає анодне її розчинення. Адгезійна міцність поверхнього шару комбінованого покриття зростає через розвинуту поруватість і шорсткість металевого шару покриття, а його довговічність зростає через малу дифузю середовища до металу основи. Розрахункова довговічність комбінованого покриття складає понад 30 років.

### Висновки

Для захисту днищ резервуарів для зберігання нафти від корозії, підвищення їх довговічності розроблено комбіноване покриття з металевого шару алюмінієвого сплаву товщиною ~ 100 мкм (сплав АМг-6) та поверхнього шару на основі епоксидної композиції зі струмопровідним наповнювачем товщиною ~ 60 мкм. Розрахункова довговічність комбінованого покриття складає понад 30 років.

### Література

- 1 Головинский А.Г. Опыт применения электрометаллизационных и комбинированных антикоррозионных покрытий / А.Г. Головинский, Ю.Н. Кривошеев // Химическая техника. – 2002. – №6. – С. 9 – 12.
- 2 Маняхина Т.И. Современное состояние защиты нефтерезервуаров от коррозии. Обзорная информация / Т.И. Маняхина, А.М. Ефимова, Е. Я. Люблинский // Борьба с коррозией и защита окружающей среды. – 1989. – Вып. 3(55). – 123 с.

3 Електродугові відновні та захисні покриття / [В.І. Похмурський, М.М. Студент, В.М. Довгуник та ін.]. – Львів: ФМІ НАН України, 2005. – 192 с.

4 Калахан О.С. Корозійно-електрохімічна поведінка металевих алюмінієвих покриттів на маловуглецевій сталі / О.С. Калахан, М.М. Студент, Г.Г. Охота, Н.Р. Червінська // Ефективність реалізації наукового, ресурсного і промислового потенціала в сучасних умовах: Матеріали 8-ої між. конф. 11-15.02.2008, Славське. – 2008. – С. 227–229.

5 Технологія очисно-зміцнювальної підготовки поверхні перед нанесенням захисних покриттів / В.І. Похмурський, О.С. Калахан, В.Ф. Чекурін та ін. // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Наук. кер. Б. Є. Патон. – К. : ІЕЗ ім. Патона НАН України, 2006. – С. 106–110.

6 Карякина М.И. Испытания лакокрасочных материалов и покрытий / М.И. Карякина. – М.: Химия, 1988. – 247 с.

7 Комбіноване покриття з протекторними властивостями для захисту від корозії днищ резервуарів для зберігання нафти / О.С. Калахан, М.М. Студент, Б.М. Лавришин та ін. // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / Наук. кер. Б. Є. Патон. 36. пр. – К. : ІЕЗ ім. Патона НАН України, 2009. – С. 164–166.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
11.11.10  
Рекомендована до друку професором  
Івасівим В.М.

## АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ РЕГЕНЕРАЦІЇ ДИЕТИЛЕНГЛІКОЛЮ З ВИКОРИСТАННЯМ ШТУЧНИХ НЕЙРОМЕРЕЖ

В.С. Борин, І.І. Чигур, О.В. Костецький, В.М. Сопуляк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,  
e-mail: atp@nuing.edu.ua

*Стаття присвячена розробці нейромережевої моделі технологічного процесу регенерації диетиленгліколю для підвищення ефективності управління технологічним процесом регенерації диетиленгліколю на абсорбційних установках осушення газу компресорних станцій магістральних газопроводів.*

Ключові слова: нейромережева модель, технологічний процес, диетиленгліколь, абсорбція.

*Статья посвящена разработке нейросетевой модели технологического процесса регенерации диэтиленгликоля с целью повышения эффективности управления этим процессом на абсорбционных установках осушки газа компрессорных станций магистральных газопроводов.*

Ключевые слова: нейросетевая модель, технологический процесс, диэтиленгликоль, абсорбция.

*The subject of this article is development neyromerezhevoy model technological process of regeneration DEG for the increase efficiency of technological process control of regeneration diethylenglycole on the absorption settings of drainage of gas of the compressor stations of main gas pipelines.*

Keywords: neyromerezheva model, technological process, diethylenglycole, absorption.

Відхилення технологічних параметрів процесу регенерації від заданих норм призводить до зменшення концентрації регенованого розчину диетиленгліколю, а відтак до неефективного осушення природного газу. Бажану якість (концентрацію) ДЕГу можна отримати тільки при повному інформаційному забезпеченні і оптимальному керуванні технологічним процесом. Одним з можливих шляхів вирішення цієї задачі є автоматизація технологічного процесу регенерації диетиленгліколю з використанням штучних нейронних мереж, яка дасть можливість моделювати за допомогою ЕОМ даний технологічний процес та визначати вплив того чи іншого параметра на процес регенерації.

Абсорбція і десорбція – масообмінні процеси, які створюють основу абсорбційного розділення нафтових і природних газів.

Абсорбційний метод розділення вуглеводневих газів застосовується в промисловості для отримання газового бензину і рідких газів (пропан-бутанова суміш). На процес регенерації диетиленгліколю впливають такі параметри: концентрація і кількість абсорбенту, температура і тиск в десорбері. У процесі осушення газу до температури точки роси (-10°C) використовуються водні розчини гліколю з концентрацією від 99% до 99,5% масових одиниць. Концентрація гліколю залежить від ефективності регенерації. Так, при регенерації ДЕГу з робочим тиском 0,1 МПа його концентрація становить 97,5%. Для одержання більш високої концентрації створюють вакуум в десорбері. Концентрацію гліколю вибирають, виходячи з умов рівноваги між тиском насичених парів над розчином гліколю і в газі за заданої температури контакту абсорбенту та речовини. Кількість гліколю, який подається в групу абсорбе-

рів, залежить від тиску і температури в абсорбері (від 25 м<sup>3</sup>/год до 35 м<sup>3</sup>/год).

### Температура в десорбері

Підвищення температури сприяє процесу десорбції, оскільки зростає хаотичний рух молекул поглинутого компонента і їх відрив від поверхні абсорбенту. Але температура в десорбері обмежується термічною стабільністю абсорбенту, його способу регенерації і рівна 110-167°C.

### Тиск в десорбері

Зменшення тиску в десорбері покращує процес десорбції поглинутого компонента (вологи), оскільки зростає швидкість його виходу із абсорбенту. Тиск в десорбері складає 0,11-1,1 МПа. Він залежить від природи поглинутого компонента і типу абсорбенту. Тиск регулюється автоматично клапаном, який встановлюється на лінії виведення вилученого компонента. Крім цих параметрів у процесах абсорбції і десорбції контролюється склад газової суміші за допомогою спеціального приладу - газоаналізатора (хроматографа).

Процес десорбції як об'єкт математичного моделювання зображено на рисунку 1. Індексами "д" позначено стан газу і абсорбенту на їх вході в десорбер, а "е" - на виході із нього.

Отже, вхідними величинами, які впливають на об'єкт, є тиск  $P_d$  на вході в десорбер, Па; концентрація води в газі  $Y_d$ , що надходить в десорбер, кг·моль / кг·моль; концентрація води в абсорбенті  $X_d$  на вході в десорбер, кг·моль / кг·моль; тиску газу на десорбер  $M_{G,d}$ , моль/с; температура газу, що надходить в десорбер, К.

Вихідними величинами є тиск  $P_e$  на виході з десорбера, Па; концентрація води в газі  $Y_e$  на виході з десорбера, кг·моль / кг·моль; кон-

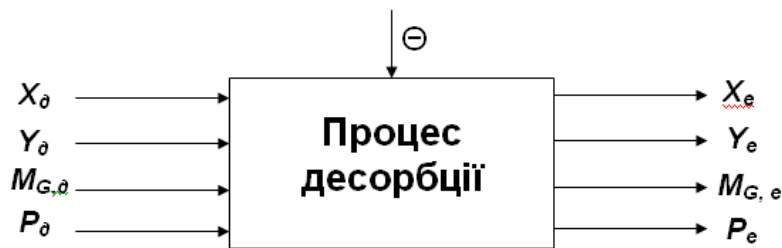


Рисунок 1 – Математична модель процесу десорбції

центрація води  $X_e$  в абсорбенті, що виходить з установки, кг·моль / кг·моль; відбір газу із десорбера,  $M_{G,e}$ , моль/с.

У вигляді матричної передавальної функції математична модель тарілки десорбера матиме такий вигляд:

$$W_p(p) = \begin{pmatrix} W_{11}(p) & W_{12}(p) & W_{13}(p) & W_{14}(p) \\ W_{21}(p) & W_{22}(p) & W_{23}(p) & W_{24}(p) \\ W_{31}(p) & W_{32}(p) & W_{33}(p) & W_{34}(p) \\ W_{41}(p) & W_{42}(p) & W_{43}(p) & W_{44}(p) \end{pmatrix} \quad (1)$$

де:

$$W_{ij}(p) = \frac{X_i(p)}{U_j(p)}$$

$X_i(p)$  – зображення за Лапласом  $i$ -тої вихідної величини;

$U_j(p)$  – зображення за Лапласом  $j$ -тої вхідної величини.

Для отримання моделі десорбера загалом враховані зв'язки, що існують між тарілками, і граничні умови. Якщо нумерація тарілок ведеться знизу угору, то на першу тарілку надходить газ в кількості  $m_G^d$ , моль/с і з вмістом вологи в газі  $Y^a$ , моль·кг/моль·кг; знизу десорбера відбирається насичений абсорбент з вмістом вологи  $X^b$ , моль·кг/моль·кг. Із  $N$ -ої (останньої) тарілки відбирається газ, витрата якого  $m_G^b$ , моль/с і вмістом вологи  $Y^a$ , моль·кг/моль·кг; на верхню тарілку надходить абсорбент з вмістом вологи  $X^a$  моль·кг/моль·кг. Оскільки в лінеаризовану модель тарілки входять величини, які обчислюються у відповідності до їх ustalених значень, то граничні умови для математичної моделі (1) матимуть такий вигляд:

– для першої тарілки :

$$\begin{cases} \Delta X_1 = \Delta X^a; \\ \Delta Y_1 = \Delta Y^d; \\ \Delta m_{G1} = \Delta m_G^d; \\ \Delta P_1 = \Delta P^d; \end{cases} \quad (2)$$

– для  $N$ -ої (останньої) тарілки :

$$\begin{cases} \Delta X_{N+1} = \Delta X^b; \\ \Delta Y_N = \Delta Y^a; \\ \Delta m_{GN} = \Delta m_G^b; \\ \Delta P_N = \Delta P^a. \end{cases} \quad (3)$$

Якщо проаналізувати вихідні сигнали, можна побачити, що зі зменшенням вологовмісту диетиленгліколю вологовміст газу, що залишає тарілку, збільшується, а на виходах 3 і 4 отримано практично незалежні в часі сигнали, тобто тиск в апараті і витрата газу не залежать від зміни вологовмісту диетиленгліколю. Як бачимо, модель адекватно відображає процес, оскільки результати на виходах моделі відповідають фізичним основам процесу десорбції.

З практичної точки зору найбільший інтерес для синтезу нечіткої моделі викликає динаміка колонни відносно вхідних  $u_1, u_2$  ( $\Delta Y_d, \Delta X_d$ ) і вихідних  $Y_1, Y_2$  ( $\Delta Y_e, \Delta X_e$ ) величин. В такому випадку передавальну матрицю  $i$ -ої тарілки отримаємо із матриці  $W_i(p)$  шляхом вилучення третього і четвертого стовпців та третього і четвертого рядків. В результаті одержано алгоритмічну структуру десорбера.

Кожну тарілку можна розглядати як багатомірну ланку з векторним входом

$U_i(p) = (\Delta Y_{i-1}, \Delta Y_{x-1})$  і векторним виходом  $X_i(p) = (\Delta Y_i, \Delta Y_x)$ . Динамічні властивості такої ланки характеризуються передавальною матрицею  $W_i(p)$ .

### Ідентифікація керованого процесу

Схема підсистеми ідентифікації зображена на рисунку 2. Вона включає модель керованого процесу у вигляді нейронної мережі, яка повинна бути навчена в автономному режимі так, щоб мінімізувати помилку між реакціями процесу і моделі  $E = Y_p$  та  $Y_r$  на послідовність пробних сигналів  $i$ .

Нейронна мережа регулятора керованого процесу показана на рисунку 3; вона має два шари нейронів і використовує лінії затримки (ЛЗ), щоб запам'ятати попередні значення вхідів і виходів процесу передбачити майбутні значення виходу.

Налаштування параметрів цієї мережі виконується автономно методом групового навчання з використанням даних, отриманих під час випробування реального об'єкта. Для навчання мережі може бути використаний будь-який із навчальних алгоритмів для нейронних мереж.

### Принцип управління з прогнозуванням

Управління з прогнозуванням базується на принципі горизонту, коли нейромережева модель керованого процесу передбачає реакцію об'єкта управління в певному інтервалі часу. Прогнози використовуються програмою чисель-

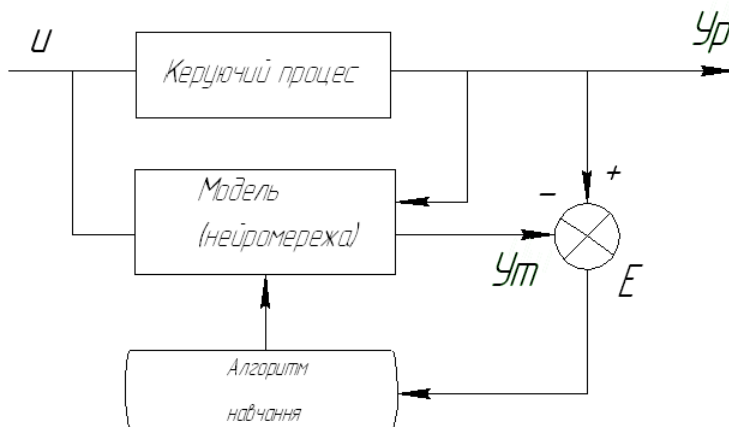


Рисунок 2 – Ідентифікація керованого процесу

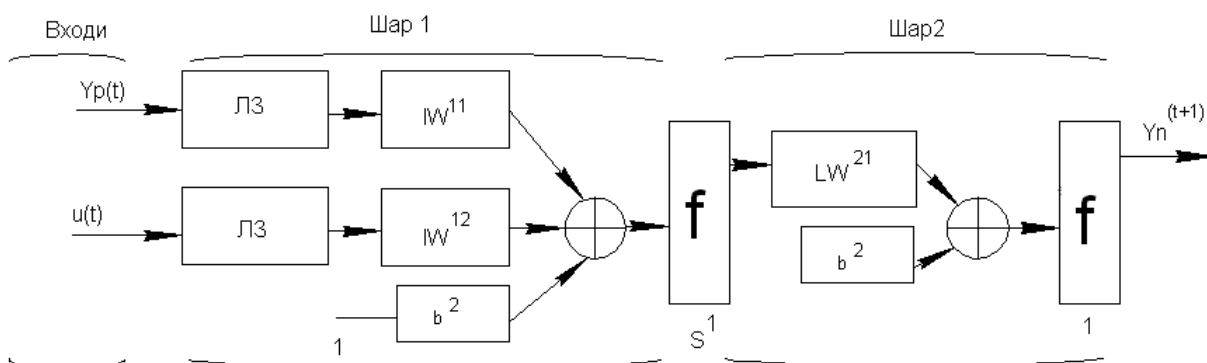


Рисунок 3 – Нейронна мережа регулятора

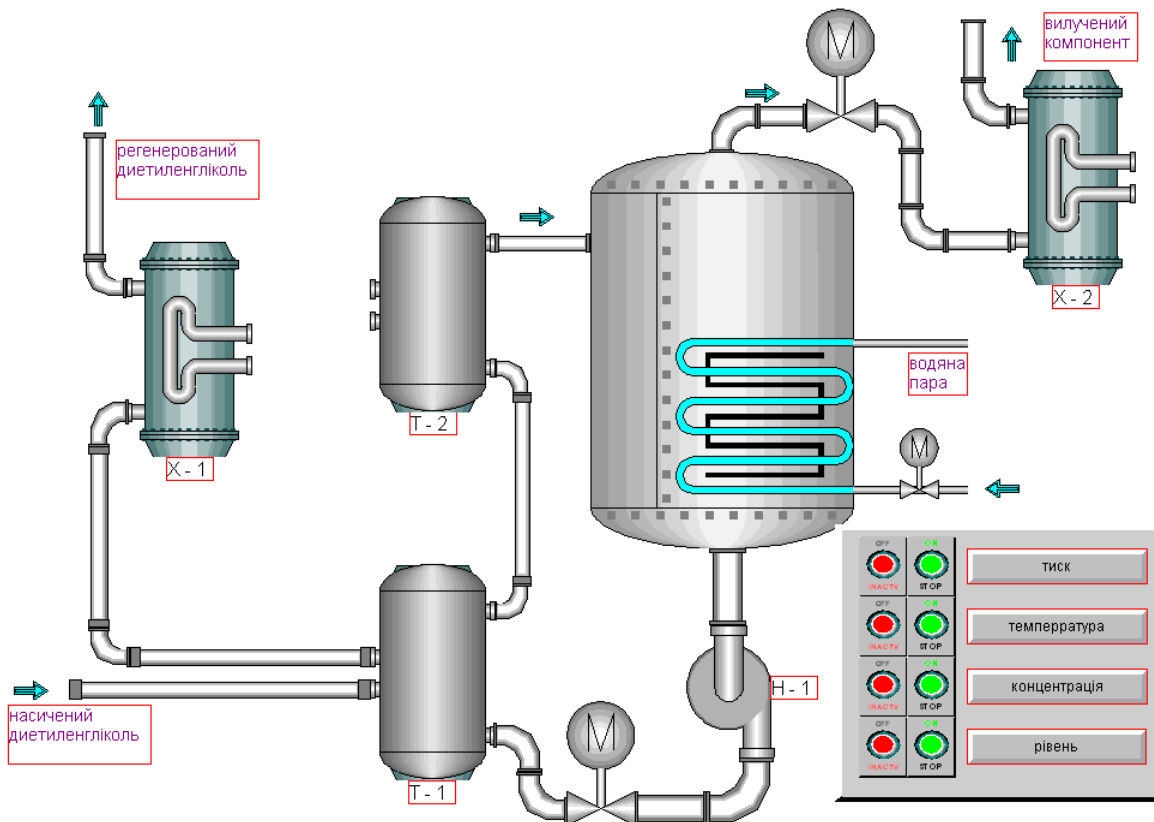


Рисунок 4 – Мнемосхема розробленої системи технологічного процесу регенерації діетиленгліколю з використанням штучних нейромереж

ної оптимізації для того, щоб обчислити величину керуючого сигналу, який мінімізує такий критерій якості управління:

$$J = \sum_{j=N_1}^{N_2} [y_r(t+j) - y_m(t+j)]^2 + p \sum_{y=1}^{N_y} [u'(t+y-1) - u'(t+y-2)]^2, \quad (4)$$

де константи  $N_1$ ,  $N_2$  і  $N_y$  задають межі, в яких обчислюються помилка стеження і потужність керованого сигналу.

Змінна  $u$  описує пробний керуючий сигнал,  $Y_r$  – бажаний,  $Y_m$  – природна реакція моделі керованого процесу. Величина  $p$  визначає частку, яку вносить потужність управління до критерію якості.

Автором розглянуто такий важливий елемент газотранспортної індустрії, як регенерація диетиленгліколю в процесі осушення природного газу. Наведена нейронна модель регулятора, за допомогою якої можна покращити хід технологічного процесу, а також розглянуто принцип управління з прогнозуванням, що мінімізує один з критеріїв якості управління.

### Література

- 1 Шур А.М. Высокомолекулярные соединения / А.М. Шур. – М.: Высшая школа, 1981. – 223 с.
- 2 Штовба С.Д. Проектирование нечётких систем в среде Matlab / С.Д. Штовба. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 288 с.
- 3 Фазі-логіка в системах керування: навчальний посібник / Г.Н. Семенцов, І.І. Чигур, М.В. Шавранський, В.С. Борин. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 256 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
04.11.10  
Рекомендована до друку професором  
Юрчишиним В.М.*

# Виробничий досвід

УДК 622.279.5

## ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ВІДБОРУ ГАЗУ ЯК ЧИННИК ВІДНОВЛЕННЯ ДЕБІТІВ СВЕРДЛОВИН НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ

Ю.Л. Фесенко

ГПУ «Шебелинкагазвидобування», 64250, Харківська обл., Балаклійський р-н,  
с. Червоний Донець, вул. Жовтнева 9; тел./факс 05749 93966,  
e-mail: kdm@shgpu.kharkov.ukrtel.net

*Наведено технічні рішення щодо оптимізації відбору газу з свердловин родовищ, які знаходяться на завершальній стадії розробки. Запропоновано збільшити видобуток газу за рахунок часткового відновлення колекторських властивостей привибійних зон пластів; наведені фактичні дані та аналіз роботи малодебітних свердловин Шебелинського ГКР під керуванням автоматичних комплексів.*

Ключові слова: малодебітні свердловини, автоматичний комплекс контролю, технологія.

*Приводятся технические решения оптимизации отбора газа со скважин месторождений на завершающей стадии разработки. Увеличение добычи газа рассматривается как частичное восстановление колекторских свойств призабойных зон пластов; приводятся фактические данные и анализ работы малодебитных скважин Шебелинского ГКМ под управлением автоматических комплексов.*

Ключевые слова: малодебитные скважины, автоматический комплекс контроля, технология.

*The technical decisions of optimizations of selection of gas from bore-holes of deposits which are situated on the final stage of elaboration are pointed out. It is proposed to increase the output of gas with the help of the partly reconstruction of collectors properties of zones of plasters, they mentioned the actual facts and analysis of work of minidebit bore-holes of Shebelinka GDM under the operation of automatic complexes.*

Keywords: minidebit bore-holes, automatic complex of control, technology.

Питання експлуатації свердловин газових родовищ завершальної стадії розробки в наш час набувають все більшої актуальності [1]. Це пов'язано з тим, що значна кількість великих родовищ, які були облаштовані 40-50 років тому, зараз перебувають на завершальній стадії розробки [2]. Підхід до розробки таких родовищ повинен бути зовсім іншим – більш зваженим як з геолого-технічної, так із економічної точки зору [3]. З одного боку, дані родовища потребують значних фінансових вкладень на ефективне технічне обслуговування, з іншого – постійне зниження пластових тисків та дебітів свердловин зменшує прибутки та обмежує можливості матеріального забезпечення виробництва.

Робота свердловин родовищ, які перебувають на завершальній стадії розробки, характеризується, насамперед, неусталеними режимами фільтрації [4], зниженими колекторськими властивостями зон дренивання [5], переходом на мікродебіти, а в деяких випадках навіть їх неконтрольованими зупинками.

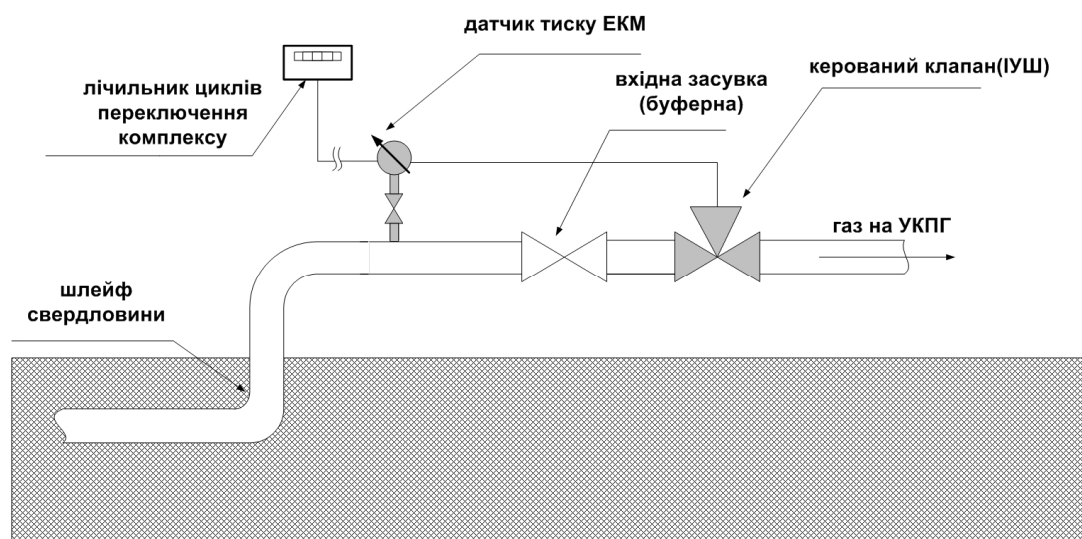
Незадовільна керованість малодебітних свердловин призводить, перш за все, до зниження видобутку газу та підвищує ймовірність виникнення негативних ситуацій в привибійній зоні внаслідок їх обводнення.

Це пов'язано з процесами конденсації та накопичення рідини в пласті протягом всього терміну розробки родовища [6]. Адаже на розчинність рідини в газі впливають, перш за все, його термобаричні характеристики – тиск та температура [7]. Як відомо, природний газ родовищ початкової стадії розробки має максимальні тиски і, відповідно, розчиняє в собі мінімальну кількість рідини. Поступове зниження пластових тисків призводить до розчинення в газі все більших об'ємів рідини, яка знаходиться в зонах газоводяного контакту (ГВК).

Процес міграції збагачених рідиною газових потоків є відносно поступовим, але на родовищах завершальної стадії розробки він прискорюється рухом пластових вод до зони дренивання газу, адже з падінням пластових тисків обводнення пластів прискорюється.



**Рисунок 1 – Комплекс автоматичного відбору газу, змонтований на УКПГ №3 Шебелинського ГКР**



**Рисунок 2 – Складові комплексу автоматичного відбору газу, змонтований на УКПГ №3 Шебелинського ГКР**

Поряд з цим відбувається процес накопичення рідини в поровому просторі фільтра свердловин, утворення водяних пасток та блокування каналів дренажу газу. Зменшується газонасиченість привибійних ділянок пластів і, відповідно, здатність акумулювати та виділяти газ. Інтенсивність цих процесів залежить від характеристик породи, розмірів її пор, впливу поверхневих та капілярних сил на рух газу та рідини в зоні фільтру [8]. При досягненні процесів випадання та затримки рідини в породі критичного рівня свердловина втрачає здатність самостійно її виносити і обводнюється.

Таким чином, чим більше часу малодобітна свердловина простояє в очікуванні чергового пуску в експлуатацію, тим вищий ризик накопичення рідини на її вибої.

Найбільш ефективним засобом боротьби з такими негативними явищами є організація сталого руху природного газу в поровому просторі пласта. Це дає змогу зменшити застійні явища конденсації та випадіння вільної рідини в привибійній зоні, а також забезпечити її винесення з зони фільтрації.

На даний час Шебелинське ГКР, яке експлуатується з 1956р., перебувають на завершальній стадії розробки, при цьому кількість малодобітних свердловин постійно зростає [9]. Для оптимізації та стабілізації відбору природного газу з таких свердловин був розроблений автоматичний комплекс [10] (рис. 1), встановлений на свердловинах №332, 344, 345, 346, 387 Шебелинського ГКР (рис. 2.)

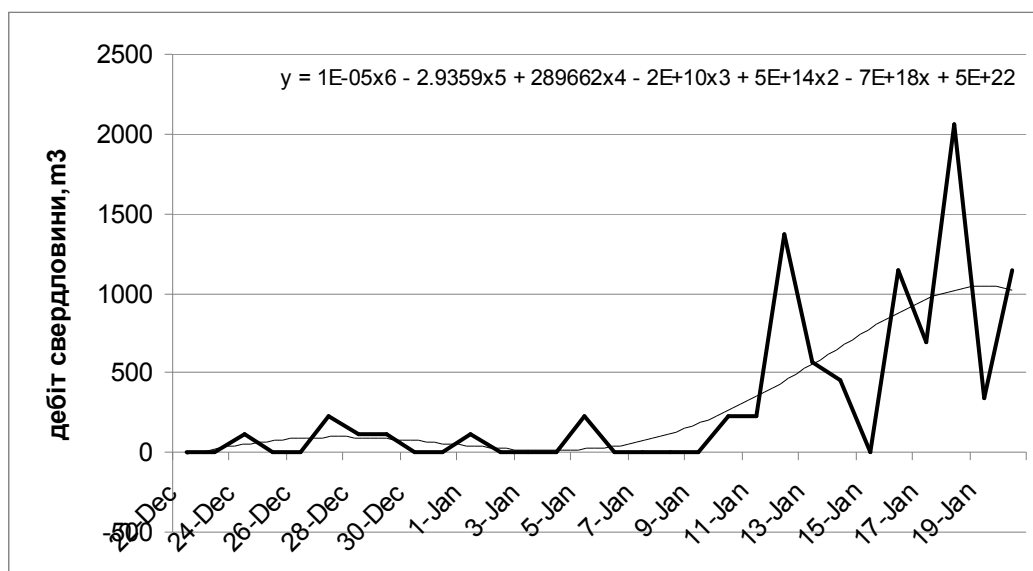


Рисунок 3 – Діаграма добових дебітів свердловини № 346 Шебелинського ГКР, керованої автоматичним комплексом. Діапазон тисків: 2,0–1,15 МПа

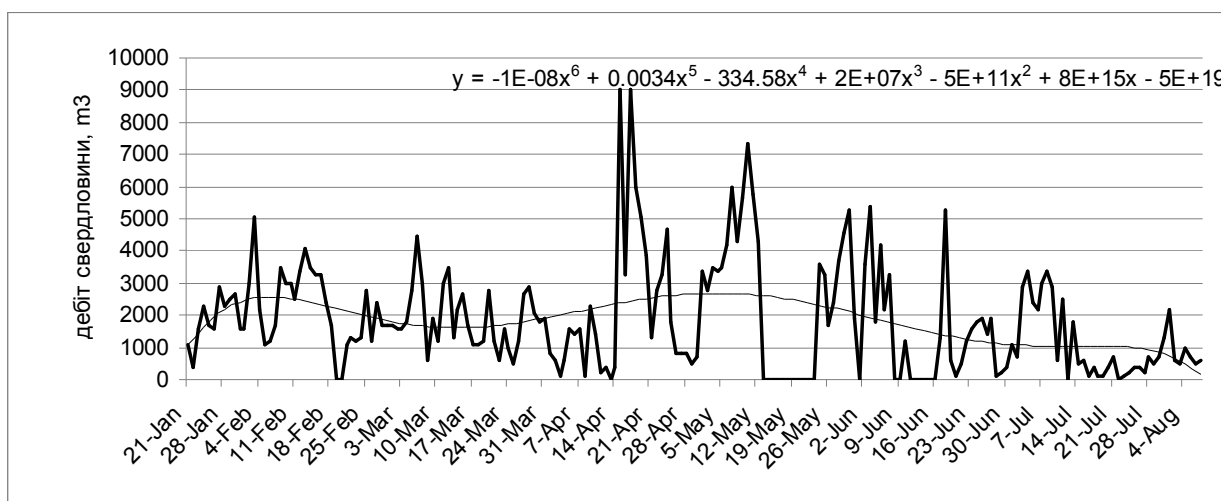


Рисунок 4 - Діаграма добових дебітів свердловини № 346 Шебелинського ГКР, керованої автоматичним комплексом. Діапазон тисків: 1,8–1,15 МПа

Використання цієї розробки дало змогу організувати ON-LINE моніторинг за роботою свердловин Шебелинського ГКР та значно підвищити ефективність та оперативність обслуговування малодебітних свердловин [11].

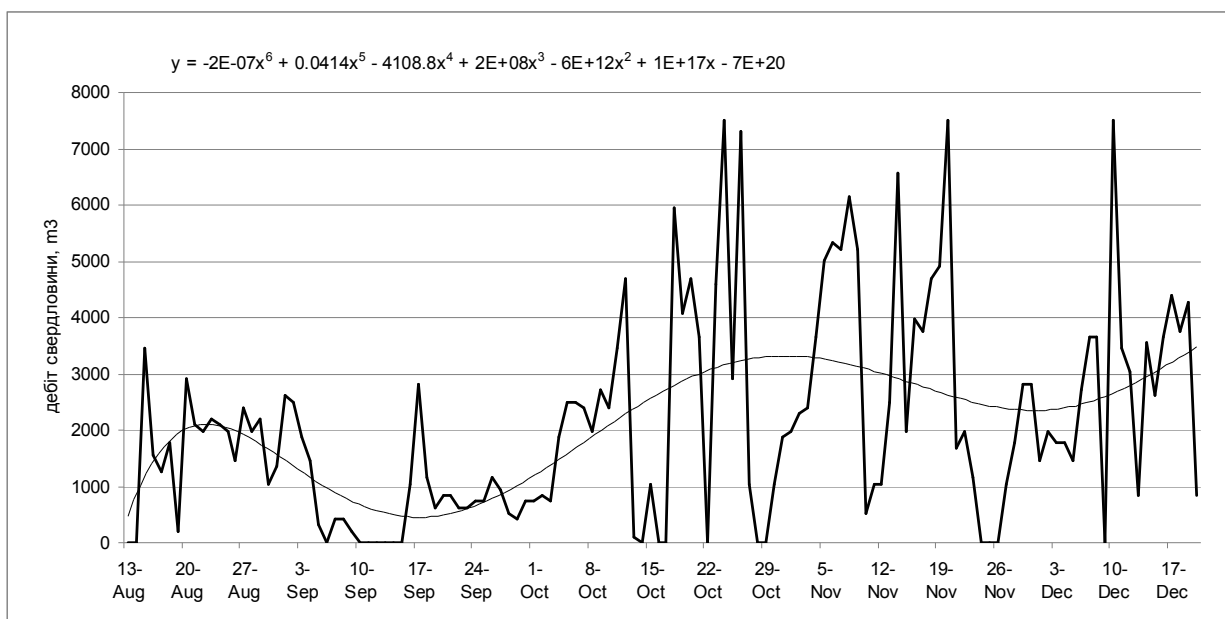
Головною перевагою цього комплексу є забезпечення постійного об'єктивного контролю за роботою свердловин та сталого режиму припливу газу на її вибій за рахунок виключення технічного простою свердловини, який виникає при ручному керуванні. При цьому свердловина працює, хоч і періодично, але в постійному режимі відбору газу.

Розглянемо роботу свердловини № 346 Шебелинського ГКР.

На першому етапі (рис. 3) свердловину перевели в автоматичний режим на параметрах роботи, які передували експерименту (2,0 МПа – робочий тиск пуску свердловини; 1,15 МПа – робочий тиск зупинки свердловини).

Як видно з діаграми, протягом 20-ти діб робочий дебіт майже не зростає, але були створені умови для постійного притоку газу на вибій, адже комплекс забезпечував автоматичний відбір газу та запобігав застійним процесам конденсації та накопичення рідини на вибої свердловини. Це дозволило не тільки покращити умови винесення рідини, але й витіснити певну кількість води з фільтра, замінивши її на газ. Все це сприяло тому, що вже на 21 добу дебіт свердловини відчутно збільшився. Хвилювий характер зміни дебіту зумовлюється винесенням рідини певними порціями, який можливий лише за умови акумуляції вищих газових тисків.

Наступним етапом робочий тиск пуску свердловини було зменшено до 1,8 МПа з метою дослідити роботу свердловини при більш інтенсивному відбиранні газу (рис. 4).



**Рисунок 5 - Діаграма добових дебітів свердловини № 346 Шебелинського ГКР, керованої автоматичним комплексом. Діапазон тисків: 1,8–1,3 МПа**

Як видно з діаграми, дебіт свердловини відчутно збільшився внаслідок оптимізації робочого тиску відбору газу. Але слід звернути увагу й на збільшення амплітуди діаграми, яка свідчить про зростання об'ємів газу, який відбирається з свердловини. Рідина витісняється природним газом з привибійної частини, зона дренажу збільшується, зростає газонасиченість пласта і, відповідно, дебіт свердловини. На даному етапі можна спостерігати часткове відновлення дебіту свердловини за рахунок поповнення колекторських властивостей пласта. Певне зниження інтенсивності відбору газу може свідчити про розширення зони дренажу (її активного об'єму) і відповідного зниження динаміки насичення газом, або про появу вторинної рідини, яка надійшла з суміжних ділянок пласта разом із додатковим газом.

Черговою зміною параметрів відбору газу було підвищення робочого тиску зупинки свердловини до 1,3 МПа з метою збільшення протитиску на пласт і дослідження впливу більш високого тиску газу на винесення рідини (рис. 5).

З діаграми видно, що дебіт свердловини не тільки поступово відновився, але й збільшився та стабілізувався. Скорочення амплітуди відбору свідчить про зменшення припливу рідини до вибою та стабілізацію процесу, зона дренажу розширилась.

З проведених досліджень можна зробити такі висновки:

- стабілізація відбору газу дає змогу поступово очистити привибійну зону пласта та певною мірою покращити колекторські властивості малодебітних свердловин родовищ, які перебувають на завершальній стадії розробки, що є вагомим чинником відновлення та підвищення видобутку газу;

- використання автоматичного комплексу керування свердловиною дає змогу не тільки проводити постійний об'єктивний контроль за її роботою, але й оптимізувати режим експлуатації та забезпечити певну інтенсифікацію притоку вуглеводнів до вибою свердловини;

- збільшення протитиску на вибої певною мірою зменшує вологовміст газу та знижує інтенсивність конденсації рідини у поровому просторі привибійної зони;

- зниження робочих тисків пуску свердловин, які працюють в режимі періодичних відборів газу, збільшує дебіт та позитивно впливає на фільтраційні процеси привибійної зони пласта.

### Література.

1 Фесенко Ю.Л. Дослідження дискретних режимів роботи малодебітних свердловин Шебелинського ГКР / Ю.Л. Фесенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №4 (33). – С. 11-17.

2 Енергетична безпека держави: високо-ефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є.І. Крижанівський, М.І. Гончарук, В.Я. Грудз та ін. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2006. – 282 с.

3 Єгер Д.О. Вплив стану фільтраційної характеристики привибійної зони багатосарових пластів на ефективність розробки нафтових і газових родовищ / Д.О. Єгер, І.Й. Рибич. – Л.: Ліга-Прес, 2003. – 116 с.

4 Іванишин В.С. Нафтопромислова геологія / В. С. Іванишин. – Львів, 2003. – 648 с.

5 Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: підручник / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Апіорі, 2005. – 452 с.

6 Довідник з нафтогазової справи; за заг. ред. докт. техн. наук В. С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

7 Фик І.М. Підвищення видобутку газу оптимізацією термобаричних умов експлуатації свердловин / І.М. Фик, О.М. Шендрик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 4(21). – С. 66-71.

8 Іванишин В.С. Нафтопромислова геологія / В.С. Іванишин. – Львів, 2003. – 648 с.

9 Шендрик О. М. Оптимізація тиску відбору флюїду з метою збільшення видобутку вуглеводнів підвищення ефективності використання енергії газу : матеріали І конференції молодих вчених, Київ, 2007. ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України»// Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. – 2007. – Вип. 5. – 648 с.

10 Пат. 9720 України. Спосіб оптимальної експлуатації свердловин в умовах критичних параметрів / Фик І. М., Шендрик О. М., Синюк Б. Б., Фесенко Ю.Л., Волосник Є.О., Жмурков В.І. – Опубл.17.10.2005; Бюл. № 10.

11 Фесенко Ю.Л. Комплексне рішення контролю роботи газових свердловин та керування режимами відбору газу – інноваційний шлях підвищення ефективності розробки родовищ та зниження виробничих витрат / Ю.Л. Фесенко, І.М. Фик, О.М. Шендрик. // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 4(9). – С. 43-47.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*25.11.10*

*Рекомендована до друку професором  
Кондратом Р.М.*

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНОЛА В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.Н. Гурбанов, Е.Х. Искендеров

ГНКАР «Институт научных исследований», Азербайджан, г. Баку, ул. Зардаби, 88,  
тел./факс (99412) 4335390, e-mail: aznsell@eidata.net

*Розглядаються методи боротьби з гідратуутворенням та гідратовідкладенням в системах видобування, підготовки і транспортування природного газу. Показані перспективи використання як інгібітора гідратуутворення метанолу, а також пропонується методика оцінки об'ємів його використання залежно від складу природного газу і технології підготовки його до транспортування.*

Ключові слова: гідратуутворення, інгібітор гідратуутворення, метанол, природний газ.

*Рассматриваются методы борьбы с гидратообразованием и гидратоотложением в системах добычи, подготовки и транспортировки природного газа. Показаны перспективы использования в качестве ингибитора гидратообразования метанола, а также предложена методика оценки объемов его потребления в зависимости от состава природного газа и технологии подготовки его к транспортировке.*

Ключевые слова: гидратообразование, ингибитор гидратообразования, метанол, природный газ.

*The methods of dealing with hydrate formation and hydrate sediments in systems of production, preparation and transportation of natural gas are considered. Prospects for use as a hydrate inhibitor of methanol are shown, and the method of estimating the volume of consumption depending on the composition of natural gas and technology prepare it for transportation are proposed.*

Keywords: hydrate formation, hydrate inhibitor, methanol, natural gas

Обеспечение высоких темпов развития нефтяной и газовой промышленности и повышение качества природного газа, подаваемого в магистральный газопровод, требуют разработки и внедрения новых технологических процессов промышленной обработки газа с использованием доступных высокоэффективных и экологически чистых ингибиторов и абсорбентов для осушки газа и предотвращения образования гидратов в системе.

В связи с этим, в последние годы перед нефтегазовой промышленностью возник ряд проблем, связанных со специфическими условиями эксплуатации газоконденсатных месторождений, к числу которых можно отнести создание ингибиторов с синергетическим действием для одновременной осушки газа и предотвращения образования гидратов в системе, упрощения технологии подготовки газа и обеспечения сохранения экологической чистоты региона. Используемый ингибитор гидратообразования метанол позволяет обеспечить борьбу с технологическими осложнениями в процессе эксплуатации газлифтных скважин, промышленного сбора и транспорта природных газов [1,2].

Многолетний опыт эксплуатации газовых, газоконденсатных месторождений и магистральных газопроводов в нашей стране и за рубежом показывает, что эффективность работы газопроводов зависит от качества обработанного и транспортируемого газа. Результаты обследования работы газовых скважин и установок комплексной подготовки газа и магистральных газопроводов показали, что при неудовлетворительной обработке газа на промыслах в магистральный газопровод вместе с потоком газа попадает жидкость (вода и конденсат), содержащая агрессивные компоненты, что при-

водит к резкому нарушению режима работы скважин, установок по подготовке газа, газопроводов, снижению их пропускной способности, образованию гидратов, увеличению энергозатрат на подготавливаемый газ, снижению надежности бесперебойного газоснабжения и т.д.

Неудовлетворительная обработка газа на промыслах происходит, в основном, из-за отставания обустройства месторождений от темпов их разработки, а также недостатков в строительстве дожимных компрессорных станций и холодильных машин, характеризующихся высокой стоимостью и большим объемом строительно-монтажных работ.

Самым распространенным и эффективным методом осушки газа и предотвращения образования гидратов, коррозии и солеотложения является впрыск ингибиторов в газовый поток, в затрубное пространство скважин перед сепаратором или теплообменником. В качестве осушителя газа широко применяются гликоли, ингибитор против гидратообразования – метанол. В последнее время в качестве ингибитора гидратообразования применяются смеси пластовой воды с метанолом.

С целью сокращения удельного расхода ингибиторов гидратообразования академиком А.Х.Мирзаджанзаде была предложена новая технология, основанная на использовании "памяти" воды в отношении химических реагентов, применяемых в бурении и транспортировке нефти и газа [3]. Сущность этой концепции заключается в том, что гранулированные минеральные полимеры насыщаются ингибитором и природный газ, насыщенный водой, пропускают через слой гранул. Ассоциаты воды, содержащиеся в потоке природного газа, контакти-

ругот со слоєм інгібітора на поверхні гранул неорганічного полімера. Така технологія була испытана с применением бентонита. Сущность інгібіторного действия заключається в том, что он катализирует процесс разрушения больших ассоциатов до мелких фрагментов, способствует сдвигу равновесия в сторону исходных компонентов. При контактировании ассоциатов воды с поверхностью полимерных гранул, насыщенных інгібітором, происходит распад таких больших ассоциатов на мелкие фрагменты за счет катализа, обеспечивающего неравновесность процесса гидратообразования.

Разработка газовых и газоконденсатных месторождений республики, продукция которых содержит большое количество агрессивных примесей, минеральных солей и других компонентов, приводит к технологическим осложнениям, что, в свою очередь, нарушает режим работы скважин, установок комплексной подготовки газа и магистральных газопроводов.

Следует отметить, что при определении равновесной температур гидратообразования необходимо учитывать степень минерализации пластовых вод. Экспериментальным путем установлено, что в присутствии солей равновесная температура гидратообразования значительно снижается, т.е. она зависит от концентрации минеральных солей в системе.

На практике для борьбы с образованием гидратов широко применяется інгібірование газа – подача інгібітора в поток газа.

В настоящее время почти на всех газоконденсатных месторождениях для борьбы с гидратообразованием при добыче и промышленной подготовке газа в качестве інгібітора широко применяется метанол. Его преимуществом является высокая степень понижения температуры гидратообразования, способность быстро разлагать уже образовавшиеся гидратные пробки, малая вязкость и низкая температура замерзания водных растворов.

Метанол, вводимый в газовый поток, благодаря малой вязкости и высокой упругости паров, легко распыляется и интенсивно испаряется. Благодаря своей летучести, что приводит к перераспределению паров воды и газа, он способствует интенсивному разрушению гидратов [4,5].

Метанол полностью растворяется в воде и газе. Однако, наряду с преимуществами, он имеет и недостатки: ядовит, токсичен, пожароопасен, загрязняет окружающую среду. Он летуч и его пары особенно опасны для жизни обслуживающего персонала на промыслах. Доза отравления – 10-15мл., доза смертности – 30мл.

Для предотвращения образования гидратов метанол вводится в поток газа перед местом возможного гидратообразования. В скважине он обычно подается в забой через затрубное пространство. На установках комплексной подготовки газа метанол вводится в поток газа перед штуцерами или теплообменными аппаратами, так как в этих технологических местах возникает опасность образования гидратов.

Большие потери метанола наблюдаются на установках регенерации водометанольного раствора, что связано с его более низкой по сравнению с водой температурой кипения.

Несмотря на вышеуказанные технологические недостатки, в настоящее время на большинстве газоконденсатных месторождений на территории бывшего Союза и нашей республики в целях предотвращения образования гидратов расходуется огромное количество метанола.

В настоящее время на нефтегазодобывающих управлениях ПО «Азнефть» НГДУ "Гум адасы"; НГДУ "Нефт дашлары"; НГДУ "28 Мая"; НГДУ им.Н.Нариманова; НГДУ им. А.Амирова; НГДУ "Булла-дениз"; НГДУ "Абшероннефть" при добыче, сборе и подготовке газа к транспорту с целью обеспечения безгидратного режима, фактические показатели метанола зависят от технологии подачи его в газовый поток; существует усовершенствованная методика расчета норм затрат метанола.

На основе результатов научно-исследовательских работ по определению норм затрат метанола осуществлен сбор данных и выбрана методика, согласно которой при понижении температуры образования гидратов концентрация метанола составила ~ 40% масс. (НГДУ им. А.Амирова). На скважинах НГДУ давление в устье Р<sub>скв</sub>=4,5-12,2МПа; t=25-27°C. Давление газа на выходе из сепаратора после дросселирования в 3 ступени Р=1,0-1,2МПа, температура падает на 4-5°C; на основе фактических показателей количество метанола составило 1,51кг на 1000м<sup>3</sup> газа. Потери метанола составили 10-12%.

На морских месторождениях ПО "Азнефть" добыча, сбор и подготовка нефти и газа осуществляется по следующей технологии.

Смесь продукции эксплуатируемой скважины после дросселирования с давлением 5-6 МПа и температурой 15-20°C по централизованному трубопроводу поступает в технологический блок (ТБ), где происходит отделение газовой фазы от жидкой. Затем газ с давлением 4,8-5,8 МПа поступает в замерный узел, далее газ распределяется между коллекторами и направляется в сепаратор.

Для предотвращения образования гидратов в систему перед сепаратором в газовый поток впрыскивается інгібітор метанол. Затем газ через коллектор направляется на газосборный пункт. Здесь газ проходит двух- или трехступенчатую сепарацию, в которой осуществляется отделение от газа жидкой фазы и механической примеси. Потом газ под давлением 2,1-2,5 МПа направляется в магистральный газопровод. На входе и выходе из сепараторов, где производится дросселирование газа, в поток всprysкивается інгібітор. Выделившаяся из газа жидкая фаза (вода + конденсат) собирается в емкость, где происходит дегазация углеводородного конденсата. Затем конденсат направляется на нефтегазоперерабатывающий завод, а вода собирается на хранение.

Таблица 1 – Показатели работы газоконденсатных скважин НГДУ "Наримановнефть"

№ скваж.	Давление, МПа			Добыча газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Добыча, т/сут	
	P <sub>буфер</sub>	P <sub>з.т.</sub>	P <sub>уст.скв.</sub>		вода	конденсат
525	3,3	3,2	3,0	100	10	6
552	2,2	2,0	1,8	35	8	1
561	4,4	4,0	3,8	140	7	8
569	9,4	8,2	8,0	180	5	30
588	4,9	4,7	4,5	180	-	17
589	11,6	11,5	10,8	380	2	33
693	6,1	6,0	5,2	215	3	19
704	7,8	5,6	5,0	100	7	9
578	8,6	7,4	6,3	160	-	19

В НГДУ "Нефтяные камни" процесс добычи нефти осуществляется газлифтным способом. В качестве рабочего агента используется компримированный газ. Газ поступает из месторождений "Гюнешли" (НГДУ "28 Мая"). Ежедневно 600-800 тысяч м<sup>3</sup> низконапорного газа (0,46-0,5 МПа) с температурой 6<sup>0</sup>С поступает на дожимную компрессорную станцию (ДГКС) марки 10ГНК 2/5/55. Здесь газ дожимается на двух ступенях: в первой ступени – до 1,5 МПа, а во второй ступени – до 3,25 МПа. При сжижении газа в компрессорах, его температура повышается до 105-125<sup>0</sup>С, поэтому после каждой ступени с помощью охладителя (вода) температура газа снижается до 20-25<sup>0</sup>С. Из компрессорной станции выходящий газ с давлением 3,8 МПа, проходя через сепаратор, направляется в газлифтные скважины.

Так как газопроводы проходят через морские воды, температура газа снижается до 5-7<sup>0</sup>С, происходит выделение жидкости из газовой фазы, что приводит к образованию гидратов в системе. В связи с этим, дебиты газлифтных скважин уменьшаются, происходят потери большого объема газа и не обеспечивается бесперебойная подача газа в газлифтной системе. Для предотвращения образования гидратов на выходе ДГКС в газовый поток впрыскивается ингибитор метанол. С целью определения фактической нормы расхода ингибитора, которая значительно влияет на себестоимость газа, на входе и выходе ДГКС были отобраны образцы жидкой фазы (смесь + вода + конденсат) и определены физико-химические характеристики в лабораторных условиях.

Ниже приводятся результаты исследований углеводородного конденсата:

- плотность, кг/м<sup>3</sup> — 763-764;
- коэффициент преломления, П<sub>д</sub><sup>20</sup> — 1,430;
- средняя молекулярная масса — 140;
- физико-химические свойства воды:
- плотность, кг/м<sup>3</sup> — 1050,
- pH среды — 6,5;
- общее количество солей — 69,6 г/л воды.

На основании результатов проведенных экспериментальных исследований установлено, что если из ДГКС и сепаратора жидкая фаза не будет полностью выделяться, то за счет изменения давления и температуры газа в газопро-

воде оставшаяся жидкость приведет к отложению минеральных солей в нефтегазопромысловом оборудовании.

В НГДУ "Наримановнефть" в настоящее время эксплуатируется газоконденсатное месторождение "Дуванни дениз", термодинамические и технологические показатели которого приведены в таблице 1.

Добываемая газоконденсатная смесь из различных скважин с помощью двух газопроводов направляется в газосборочный пункт (ГСП), где газ проходит через двухступенчатый сепаратор. От газовой фазы отделяется вода и конденсат. Газ через общий коллектор поступает в газоконпрессорный цех и направляется на установку осушки. Осушенный и очищенный газ с установки через газопровод направляется на Карадгский газоперерабатывающий завод, конденсат транспортируется на нефтесборочный пункт, который находится в Сангачалах. Затем конденсат направляется потребителям.

В НГДУ "28 Мая" были проанализированы некоторые технические, термодинамические параметры и технологические показатели газоконденсатных скважин. Результаты приведены в таблице 2.

Следует отметить, что высоконапорный газ используется при добыче нефти в более, чем 100 газлифтных нефтяных скважинах. При обследовании режима работы эксплуатируемых газоконденсатных скважин выявлено, что при изменении температуры и давления газа в технологических линиях и газопроводах наблюдается интенсивное образование гидратов. Это и приводит к нарушению нормальных режимов работы газопроводов, а в некоторых случаях и к их остановке на газоконденсатных месторождениях, где добыча, сбор и подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации (НТС).

Газоконденсатная смесь из скважины под давлением 12÷18 МПа и с температурой 22-25<sup>0</sup>С после дросселирования с давлением 8-12 МПа поступает на 1-ую ступень сепарации, где происходит отделение жидкой фазы (вода + конденсат) от газовой. Далее газ, пройдя через 2-ю ступень сепаратора после дросселирования, под давлением 7-8 МПа направляется в

Таблица 2 – Термодинамические показатели работы скважин НГДУ "28 Мая"

№ скв.	Давление газа, МПа			Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Добыча конденсата, т/сут	Добыча пластовой воды т/сут
	устье скважины	затрубное пространство	линейное			
23	16,8	16,8	12,2	210000	14	-
24	14,0	14,0	10,0	370000	201	-
84	15,6	14,1	10,0	240000	50	-
88	16,5	15,5	12,5	140000	29	-
100	12,8	12,7	11,0	158000	45	
155	18,7	18,4	10,5	100000	20	1
212	16,5	17,5	10,0	120000	60	1

Таблица 3 – Показатели работы газоконденсатных скважин НГДУ "Гум адасы"

№ скваж.	Давление, МПа			Добыча газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Добыча, т/сут	
	Р <sub>буфер</sub>	Р <sub>з.т.</sub>	Р <sub>уст.скв.</sub>		вода	конденсат
24	1,8	2,7	1,4	60,0	3,6	0,5
146	2,5	3,7	2,2	75,0	2,0	1,9
198	1,6	2,6	1,4	80,0	0,6	3,0
238	3,9	5,2	3,0	140,0	1,5	5,5
170	4,1	6,2	3,0	60,0	1,2	10,5
179	2,2	3,2	1,9	80,0	2,8	2,0
181	3,6	5,4	3,0	50,0	2,7	2,0

газифтную скважину. При дросселировании газа наблюдается образование гидратов в технологических линиях.

Для предотвращения образования гидратов в системе в определенных точках в газовый поток впрыскивается ингибитор метанол. Подача метанола в газовый поток осуществляется с помощью дозаторного насоса.

Из разных платформ и скважин были отобраны образцы смеси конденсат + пластовая вода.

В лабораторных условиях были определены их основные показатели:

по скважине № 155  $\rho_4^{20} = 768 \text{ кг/м}^3$ ;

по скважине № 212  $\rho_4^{20} = 884 \text{ кг/м}^3$ .

Исследован фракционный состав конденсата в зависимости от температуры:

температура начала кипения

по скважине № 155 — 49<sup>0</sup>С,

по скважине № 212 — 64<sup>0</sup>С;

температура конца кипения:

по скважине № 155 — - 70<sup>0</sup>С,

по скважине № 212 — - 272<sup>0</sup>С.

Определены также плотность, содержание минеральных солей и ионный состав пластовой воды месторождения "Гюнешли":

плотность — 1010 ÷ 1015 кг/м<sup>3</sup>;

рН среды — 6,5 ÷ 6,9;

общее количество минеральных солей — 8- 9 г/л;

ионный состав: K<sup>+</sup>+Na<sup>+</sup> – 1; Ca<sup>+2</sup> – 3; Mg<sup>+2</sup> – 0,005; Cl<sup>-</sup> – 4; HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> – 0,05; SO<sub>4</sub><sup>-2</sup> – отсутствует.

Результаты исследований показали, что в настоящее время на газоконденсатных скважинах "Гюнешли" водный фактор очень мал, поэтому отложение солей в системе не наблюдается.

На НГДУ "Гум адасы" эксплуатируется газоконденсатное месторождение "Бахар". Были обследованы термодинамические параметры действующих скважин. Результаты исследований некоторых газоконденсатных скважин приведены в таблице 3.

Газоконденсатная смесь под давлением 6-7 МПа, после дросселирования, поступает на первую ступень сепаратора, где происходит разделение жидкой и газовой фаз. Далее газ с давлением 2,5÷3,0 МПа и температурой 5÷7<sup>0</sup>С поступает на установку морского нефтегазоборного пункта (МНГП). После МНГП газ с помощью коллекторов под давлением 2,0÷2,2 МПа направляется на береговую сепарационную установку. При сборе, подготовке и транспортировке природного газа потребителям в технологических системах наблюдается образование гидратов. С целью обеспечения бесперебойной подготовки газа и для предотвращения образования гидратов в определенных местах газового потока впрыскивается ингибитор гидратообразования – метанол.

Для изучения физико-химических свойств продукции ГКМ "Бахар" были отобраны образцы конденсата и пластовой воды и проведены лабораторные исследования.

В ходе исследований установлено, что углеводородного конденсат имеет нижеследующие показатели:

плотность — 753,0 кг/м<sup>3</sup>;  
 коэффициент преломления — 1,4302;  
 молекулярный вес — 140.  
 Определен фракционный состав конденсата в зависимости от температуры:  
 температура начала кипения — 90<sup>0</sup>С;  
 конец кипения — 360<sup>0</sup>С.  
 Определены показатели пластовой воды:  
 удельный вес — 1063 кг/м<sup>3</sup>;  
 рН среды — 6,9;  
 общее содержание солей в пластовой воде — 25-35 г/л;  
 ионный состав воды: К<sup>+</sup>+Na<sup>+</sup> — 4,0; Ca<sup>+2</sup> — 60; Mg<sup>+2</sup> — 0,30; Cl<sup>-</sup> — 15,0; HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> — 0,20; SO<sub>4</sub><sup>-2</sup> — отсутствует.

Результаты промысловых и лабораторных исследований позволят в будущем своевременно предотвратить потери ингибитора.

Как видно, при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в составе получаемых продуктов имеются вода, минеральные соли и кислые компоненты (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, RSH), которые создают в системе технологические трудности, в результате чего разлаживается работа установок транспортировки газа и нарушается режим работы магистральных газовых труб, создается аварийная ситуация, что приводит к очень большим газовым потерям.

Расходные показатели метанола при абсорбционной или адсорбционной осушке составляют 30-50г/1000м<sup>3</sup> обрабатываемого газа; при низкотемпературной сепарации с детандер-компрессорным агрегатом среднего давления, средние удельные показатели потребления метанола составляют 400-1200 г/1000м<sup>3</sup> обрабатываемого газа.

Рост потребления метанола связан с разработкой новых месторождений, где добываемый газ характеризуется более высоким конденсатным фактором, т.е. применением схемы промышленной подготовки конденсатсодержащих газов методом НТС.

Рассмотрев методы борьбы с гидратообразованием в системах добычи, подготовки и транспортировки природного газа, можно сделать вывод о том, что основным методом предупреждения гидратообразования и гидратоотложения является использование ингибитора гидратообразования метанола.

## Литература

1 Истомин В.А. Газовые гидраты в природных условиях / В.А.Истомин, В.С. Якутев. — М.: Недра, 1992. — 235 с.

2 Гриценко А.И. Природные и техногенные газовые гидраты / А.И. Гриценко, В.А. Истомин // Сборник научных трудов. — М.: ВНИИаз, 1990. — 210 с.

3 Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.А. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. — М.: Недра, 2003. — 878 с.

4 Коротаяев Ю.П. Борьба с гидратами при транспортировке природных газов / Ю.П. Коротаяев, А.М. Кулиев, Р.М. Мусаев. — М.: Недра, 1973. — 136 с.

5 Бухгалтер Э.Б. Предупреждение и ликвидация гидратообразования при подготовке и транспортировке нефтяного и природного газов / Э.Б. Бухгалтер // Нефтепромысловое дело. — 1982. — Вып. 10 (34). — 41с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
27.10.10*

*Рекомендована до друку професором  
Кондратом Р.М.*

## МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ОБЛАСТЕЙ ПІДВИЩЕНОЇ КОРОЗІЙНОЇ АКТИВНОСТІ ВЗДОВЖ ТРАС ПРОЛЯГАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОНАФТОПРОВОДІВ

*Л.Я. Побережний, А.І. Станецький, Т.Ю. Пиріг, О.Д. Мельник*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024,  
e-mail: poberezhny@nung.edu.ua*

*Експериментально апробовано на ділянці трубопроводу “Шебелінка-Полтава-Київ” та підтверджено ефективність запропонованих методичних підходів визначення областей підвищеної корозійної активності вздовж трас пролягання магістральних газонафтопроводів.*

Ключові слова: корозійно активні компоненти, ґрунтовий електроліт, зона періодичного змочування.

*Експериментально апробована на участку трубопроводу “Шебелінка-Полтава-Київ” і підтверджена ефективність пропозованих методических підходів определения областей повышенной коррозионной активности по трассам пролегания магистральных газонефтепроводов.*

Ключевые слова: коррозионно активные компоненты, почвенный электролит, зона периодического смачивания

*Experimentally tested on an area of pipeline “Shebelynka-Poltava-Kyiv” and confirmed the effectiveness of the proposed methodological approaches of determining the areas of high corrosion activity passing along the routes of gas pipelines.*

Keywords: corrosive active components, soil electrolyte, periodic wetting zone.

Для сучасного стану України характерним є зміщення загроз національній безпеці у бік соціально-економічної та природно-технічної сфер. Наростання негативних антропогенних впливів у поєднанні з глобальними природними процесами (зміна клімату, оточуючого середовища тощо) можуть призвести до екологічних катастроф. Відомі випадки, коли економічні втрати від природних та техногенних катастроф були співмірні або перевищували величини ВВП деяких країн.

На початку нового тисячоліття потрібні нові наукові підходи до пошуку оптимальних, з точки зору безпеки, шляхів розвитку держави в цілому, та паливно-енергетичного комплексу зокрема. В ХХІ сторіччі технічні рішення, не здатні забезпечити промислову, соціальну та екологічну безпеку, не матимуть права на існування.

Паливно-енергетичний комплекс є одним з найважливіших секторів економіки країни. Найважливішу роль у ньому відіграє трубопровідний транспорт нафти та газу, без яких неможливе нормальне функціонування промисловості. Стійке функціонування та збалансований динамічний розвиток трубопровідної системи України – необхідні умови стабілізації та зростання економіки, покращення добробуту громадян. Враховуючи винятково важливу роль нашої держави як найбільшого транзитера енергоресурсів до Євросоюзу, можна говорити, що стабільність і безаварійність роботи ПЕК України – це гарантія нашої енергетичної безпеки зокрема та ЄС в цілому [1]. Основні газо- та нафтопроводи були побудовані в період 1960-1990 рр. та знаходяться на пізній стадії експлуатації. Збільшення строку безпечної служби

магістральних трубопроводів – важлива науково-технічна проблема.

Проведені обстеження підземних трубопроводів свідчать, що їх термін експлуатації залежить, здебільшого, від корозійної стійкості основного металу та зварного з'єднання труб, а також характеру руйнування поверхні металу в місцях з порушенням ізоляційним покриттям.

Вивчення умов експлуатації трубопроводів та аналіз існуючих способів підвищення їхньої довговічності в умовах впливу ґрунтової корозії свідчить, що, незважаючи на застосування різних заходів, кількість аварій трубопроводів внаслідок корозії становить по галузі близько 27% від їх загальної кількості. Процес корозії газопроводів у підземних умовах зумовлений великою кількістю фізичних і фізико-механічних чинників, які визначають її інтенсивність.

Для виявлення областей підвищеної корозійної активності вздовж траси пролягання трубопроводу необхідно:

- провести відбір проб ґрунту з верхньої та нижньої частин труби;
- визначити показники вологості з метою виявлення потенційних зон періодичного змочування, зумовлених як виглядом профілю траси, так і сезонними коливаннями кількості атмосферних опадів;
- проаналізувати сольовий склад ґрунтового електроліту та виокремити найбільш корозійно активні компоненти та області різких перепадів їх концентрацій;
- визначити рівень рН ґрунтового електроліту;
- встановити характер зміни вологості ґрунту, рН та сольового складу ґрунтового електроліту вздовж траси трубопроводу;

– шляхом графічної інтерпретації та подальшого об'єднаного аналізу одержаних діаграм виявити області підвищеної корозійної активності, у яких через спільну дію кількох негативних чинників ризик виникнення відмов з причини корозійно-механічної деградації буде найвищим.

Об'єктом дослідження вибрано ділянку магістрального трубопроводу Шебелинка – Полтава – Київ (ШПК) від 79,3 до 143,5 км. Проби відбирали над та під трубою під час планового шурфування з метою виявлення областей підвищеної корозійної активності та експериментальної перевірки запропонованих методичних підходів.

З корозійної точки зору найнебезпечнішими компонентами ґрунтового електроліту будуть сульфат- та хлорид-іони, а також речовини, які змінюють рівень рН. У даній методиці запропоновано також визначати вологість ґрунту з метою прогнозування її сезонних коливань, які, без сумніву, істотно впливатимуть на його загальну корозійну активність.

Аналіз ґрунтів проводили з використанням потенціометричного (іонометричного методу для визначення вмісту хлоридів і рН-метричного для визначення кислотності водної витяжки) та турбідиметричного (для визначення вмісту сульфатів) методів.

### Пробопідготовка ґрунтів

Для визначення вмісту сульфатів та хлоридів у ґрунтах та для оцінки їх кислотно-основних характеристик проводили попередню пробопідготовку відповідно до ГОСТу 26423-85 п.4.1. Для одержання водяної витяжки ґрунту його аліквотну повітряносуху частину масою  $30,0 \pm 0,1$  г переносили у конічні колби та додавали 150 мл дистильованої води. Ґрунти з водою струшували на ротаторі та фільтрували суспензію через подвійні складчасті фільтри відповідно до ГОСТу 26423-85 п.4.4.

### Методика визначення хлоридів

Визначення хлоридів проводили потенціометричним методом відповідно до держстандарту ГОСТ 26425-85 п.2. Відповідно до цього ГОСТу готували серію стандартних розчинів з концентрацією хлориду 0,1; 0,01; 0,001; 0,0001; 0,00001 моль/л. Для вимірювання потенціалу використовували іономір ЭВЛ-74. Як індикаторний електрод використовували іонселективний хлоридний електрод та аргентумхлоридний (хлорсрібний) електрод порівняння (рис. 1). Оскільки до складу аргентумхлоридного електроду входять хлорид-іони, то вимірювання проводили через солевий місток, заповнений відповідно до стандарту одномолярним  $\text{KNO}_3$  в агар-агарі. Градуирований графік будували в координатах  $\Delta E - \text{pCl}$ , з якого знаходили вміст хлориду у водяних витяжках досліджуваних ґрунтів. Водяну витяжку одержували відповідно до стандарту ГОСТ 26423-85 п.1. Результати аналізів наведено у таблиці 1.

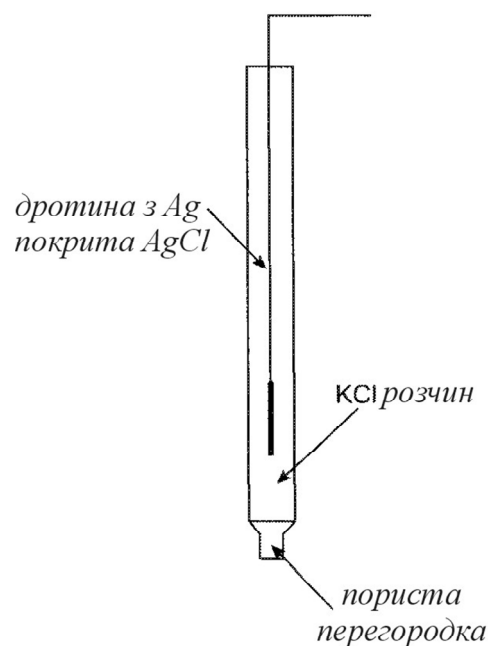


Рисунок 1 – Аргентумхлоридний електрод порівняння

### Методика визначення сульфатів

Визначення сульфатів проводили турбідиметричним методом відповідно до держстандарту ГОСТ 26426-85 п.2. Відповідно до цього ГОСТу готували серію стандартних розчинів концентрацією 1,0; 2,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 12,0 ммоль/л  $\text{SO}_4^{2-}$ . Для побудови градуировального графіка в окремі пробірки відбирали по 1,0 мл стандартних розчинів та по 10,0 мл осаджуючого розчину (розчин  $\text{BaSO}_4$  в  $\text{HCl}$ , стабілізований гліцерином). Розчини фотометрували через 20 хвилин з моменту зливання на фотоелектрокалориметрі КФК-3 при довжині хвилі  $\lambda = 520$  нм в кюветі з товщиною поглинаючого шару 10,0 мм. Графік будували в координатах “помутніння – концентрація сульфату”. Для визначення вмісту сульфату у досліджуваних зразках ґрунтів відбирали по 1,0 мл водної витяжки, приготованої відповідно до стандарту ГОСТ 26423-85 п.1, і проводили підготовку до аналізу та фотометрування аналогічно стандартним розчинам. Вміст сульфату знаходили за допомогою прямої стандартних розчинів.

### Методика визначення рН

Для визначення рН використовували комбінований скляний електрод марки ЭСК-10601/4, будову якого зображено на рис. 2. Для забезпечення правильної роботи електроду проводили його калібрування за первинними та вторинними стандартами рН-метрії. Значення рН встановлювали за показами іономіра рН – 150 МА для водяних витяжок ґрунтів, одержаних відповідно до стандарту ГОСТ 26423-85 п.1, не скоріше, ніж через 2 хвилини після занурення електроду в розчин. Використаний стандарт для визначення рН – ГОСТ 26423-85 п.4. Результати аналізів наведено у таблиці 1.

Таблиця – Результати аналізу проб ґрунту з трубопроводу ШПК

№ з/п	Характеристики трубопроводу, місце відбору проби	Вологість, %	рН	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		Cl <sup>-</sup>	
				ммоль/100г	%	ммоль/100г	%
1	720 ШПК 79,3; Верх	10,3	8,30	0,108	0,0104	27,5	0,976
2	720 ШПК 79,3; Низ	7,02	8,35	0,0796	0,00770	153	5,41
3	720 ШПК 80,8; Верх	11,7	8,40	0,137	0,0131	25,1	0,892
4	720 ШПК 80,8; Низ	6,65	8,75	0,693	0,0666	71,9	2,55
5	720 ШПК 119,8; Верх	18,5	8,35	0,179	0,0172	14,6	0,519
6	720 ШПК 119,8; Низ	18,6	8,25	0,208	0,0199	13,0	0,460
7	720 ШПК 143,5; Верх	18,8	7,15	0,137	0,0131	12,2	0,433
8	720 ШПК 143,5; Низ	32,87	8,55	0,726	0,0698	17,0	0,603

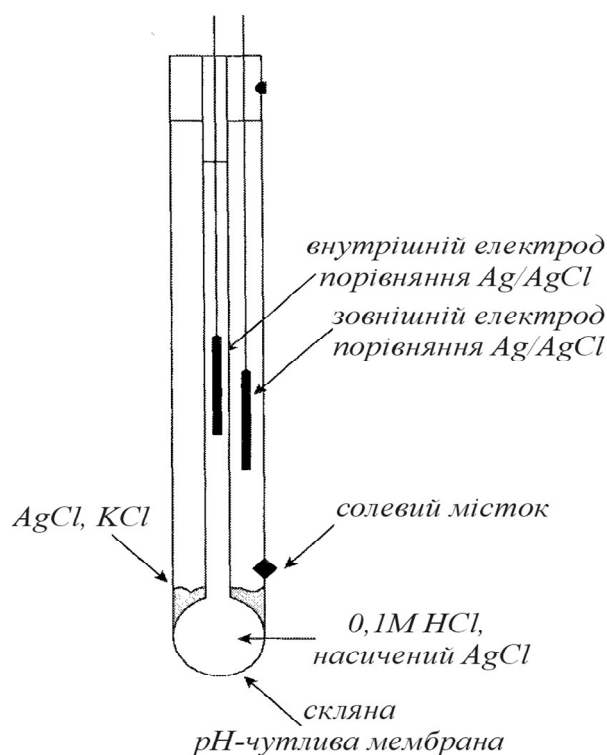


Рисунок 2 – Будова комбінованого електрода ЕСК – 10601/4

Для кращої візуалізації одержаних результатів та полегшення виявлення корозійно-небезпечних зон в місцях різких перепадів концентрацій компонентів, рівня вологості, рН представлено графічні залежності зміни їх величин вздовж досліджуваної ділянки газопроводу (рис. 3, 4, 5, 6).

Візуальний аналіз зміни вологості ґрунтів на досліджуваній ділянці газопроводу свідчить про незначну різницю між показниками для проб з верхньої і нижньої частини труби, однак починаючи зі 120 км і до закінчення досліджуваної ділянки спостерігається збільшення різниці показників аж до 14%. Однак, найбільшу небезпеку становить активне зростання вологості у нижній частині труби впродовж всієї досліджуваної ділянки, протягом 64,2 км вологість зростає із 7,02% до 32,87% або у 4,7 рази. Така залежність дає підстави говорити про ви-

явлення на досліджуваній ділянці блукаючої зони періодичного змочування, яка у суху пору року знаходиться в області 130...143 км із можливим звуженням до точкової, а в період інтенсивних опадів зміщується в район 90...100 км.

Результати досліджень зміни рН ґрунтового електроліту вздовж траси трубопроводу (рис. 4) свідчать про наявність двох ділянок: на першій ділянці в області 79,3...119,8 км спостерігаємо рівномірний рівень рН верхніх та нижніх проб із точковою аномалією на 80,8 км; друга ділянка, навпаки, характеризується збільшенням різниці показників аж до 1,4 одиниць на 143,5 км, де може спостерігатися прискорення та локалізація корозійних процесів з огляду на те, що у тій же точці розташована постійна зона періодичного змочування (рис. 3).

Розглянувши окремо зміну показників верхніх та нижніх проб вздовж досліджуваної ділянки, можемо констатувати рівномірний тренд в районі 8,5 для показників рН проб з нижньої частини труби на обох ділянках та швидкий перехід показників рН з лужної в нейтральну область для верхніх проб, починаючи зі 120 км траси.

Лужна реакція ґрунту нижніх проб, з одного боку, пригнічує корозійні процеси, з іншої, може сприяти певному розчиненню продуктів корозії – амфотерних гідроксидних плівок, що зменшить швидкість пасивації сталі трубопроводу.

Щодо міграції у бік нейтральних показників рН проб з верхньої частини труби, то такі зміни не спричинять істотного впливу на швидкість перебігу корозійних процесів, за винятком хіба що точки максимальної різниці на 143,5 км траси.

Наступним етапом реалізації запропонованої методики було визначення концентрації хлоридів та сульфатів у водяних витяжках проб ґрунту та вивчення її зміни вздовж траси трубопроводу (рис. 3, 4).

У пробах, відібраних у верхній частині труби, концентрація хлоридів демонструє тенденцію до монотонного зниження. Натомість у пробах з нижньої частини труби фіксуємо різке падіння концентрації на відрізьку 79,3...80,8 км від 153 до 71,9 ммоль/100 г, тобто більш, ніж

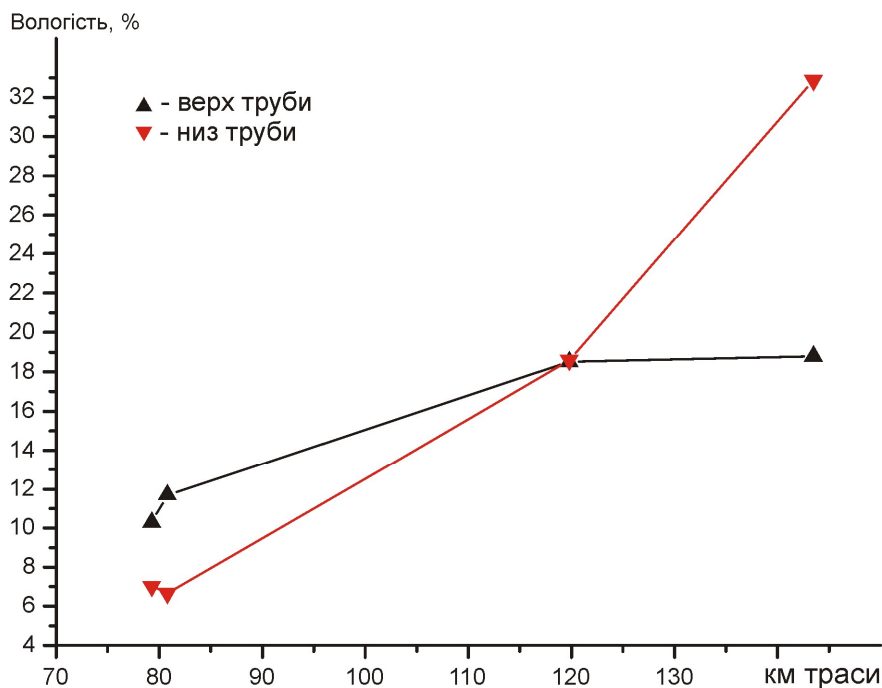


Рисунок 3 – Зміна вологості ґрунтів на ділянці газопроводу ШПК

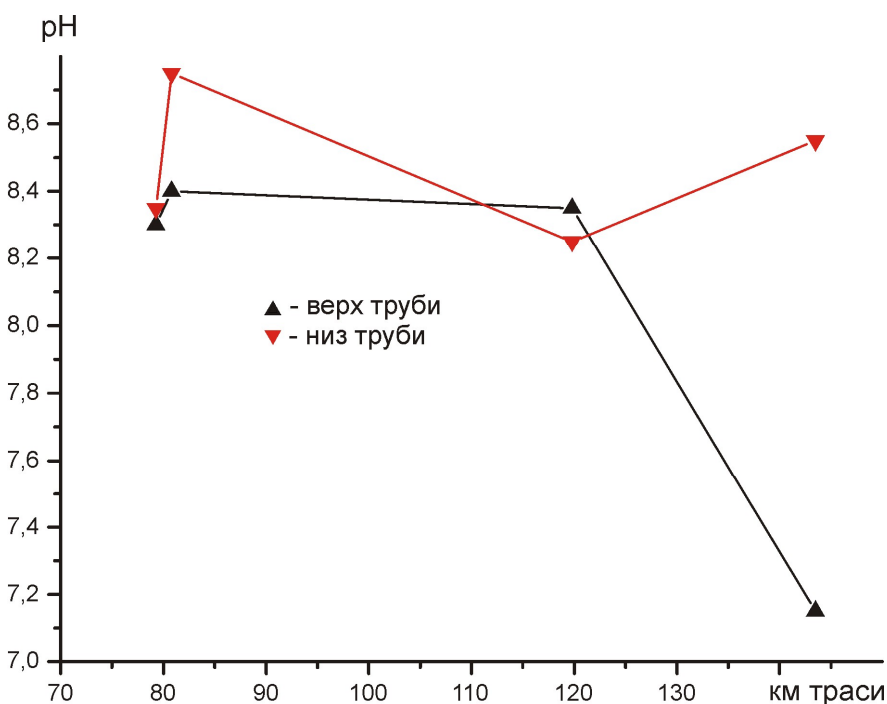


Рисунок 4 – Зміна рівня рН на ділянці газопроводу ШПК

удвічі, що при пошкодженні захисного покриття призведе до утворення концентраційних гальванічних елементів.

У точці 79,3 км зафіксовано аномальну різницю концентрацій хлоридів у ґрунті над та під трубою, які становлять 153 та 27,5 ммоль/100г відповідно і відрізняються у 5,56 разів. Такий значний перепад концентрацій викликатиме, крім утворення концентраційних гальванічних елементів, ще й істотну локалізацію корозійних процесів та пригнічуватиме процес пасивації сталі трубопроводу у нижній частині труби, що носитиме особливо небезпечний характер,

оскільки за статистикою абсолютна більшість небезпечних корозійних уражень виникає саме в нижній частині трубопроводу, що зумовлено синергічною дією корозійного та механічного чинників, підвищеним ризиком пошкодження захисного покриття камінням чи твердими частинами ґрунту в процесі укладання тощо.

На решті досліджуваної ділянки трубопроводу ШПК концентраційні перепади хлоридів не настільки значні і їх вплив на корозійну поведінку матеріалу трубопроводу буде незначним.

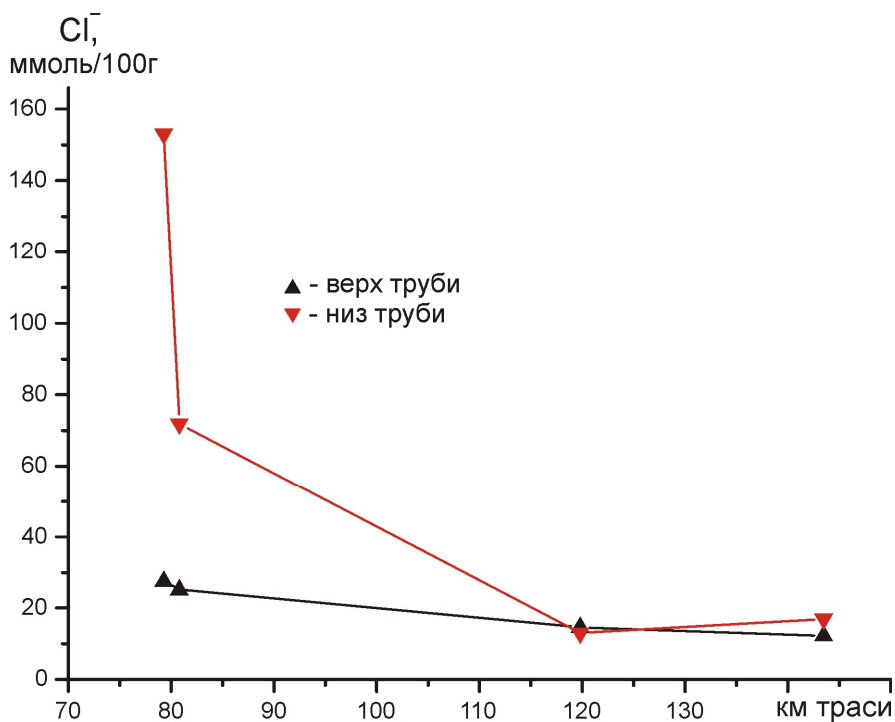


Рисунок 5 – Зміна концентрації хлоридів на ділянці газопроводу ШПК

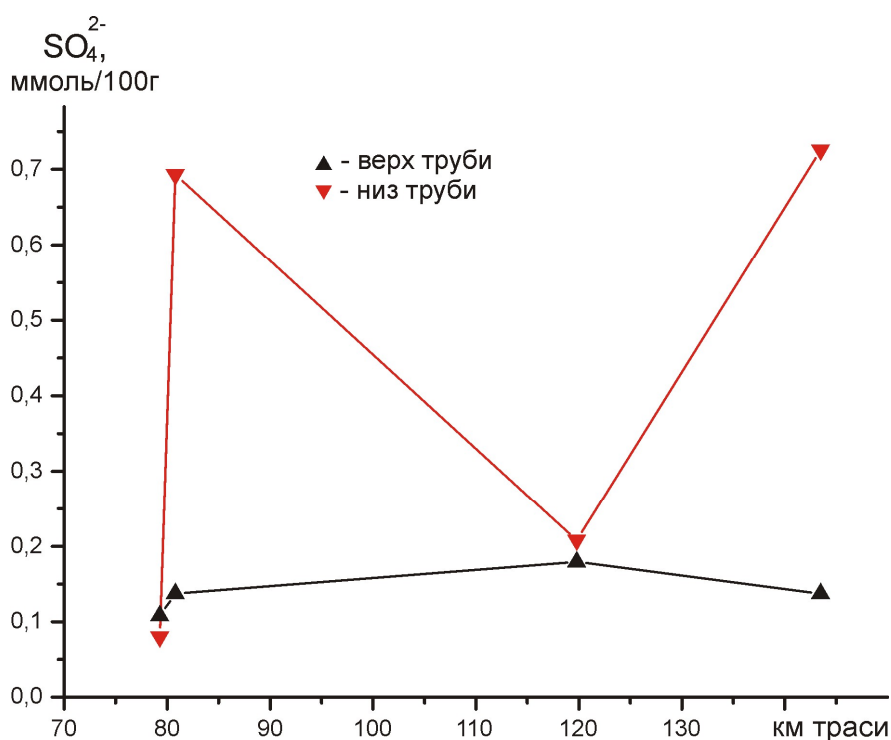


Рисунок 6 – Зміна концентрації сульфатів на ділянці газопроводу ШПК

Аналіз зміни концентрації сульфатів (рис. 4) показав наявність двох аномальних областей в районі 80,8 та 143,5 км траси, перепад концентрацій у витяжках верхньої та нижньої проб становить 5,05 та 5,3 рази відповідно, що викликати локалізацію корозійних процесів у нижній частині труби та сприятиме, у разі пошкодження захисного покриття, утворенню концентраційних гальванічних елементів як локальних (між верхньою та нижньою поверхнями труби), так і макрогальванічних елементів

між ділянками трубопроводу на позначках 80,8 та 119,8 км і 119,8 та 143,5 км. Саме відрізок між позначками 130 та 143,5 км буде одним із найнебезпечніших з точки зору корозійної активності, оскільки на ньому спостерігається синергічна дія трьох чинників: наявність зони періодичного змочування, різкий перепад концентрацій сульфатів у пробах ґрунту над та під трубою і максимальний для досліджуваної частини трубопроводу перепад рН.

Іншою небезпечною зоною буде ділянка 79,3...85 км із значними перепадами концентрацій хлоридів і сульфатів у ґрунті над та під трубою і підвищеною концентрацією хлоридів і сульфатів у нижній частині трубопроводу, що, як показали попередні дослідження [4], призводить до значної локалізації корозійних процесів та розвитку виразкової корозії вдовж границі розділу фаз “оголений метал – протикорозійне покриття”.

Таким чином, у результаті практичної реалізації запропонованої методики виявлено області підвищеної корозійної активності на досліджуваній ділянці трубопроводу ШПК, зокрема виявлено зони періодичного змочування, місця різких перепадів концентрацій хлоридів та сульфатів, а також ділянки з підвищеною небезпекою утворення концентраційних макрогальванічних елементів та розвитку піттингової і виразкової корозії.

Використання одержаних результатів дасть змогу скоректувати план моніторингових та ремонтних заходів на досліджуваній ділянці та мінімізувати ризики виникнення пошкоджень та позаштатних ситуацій через корозійно-механічну деградацію трубопроводу.

### Література

1 Крижанівський Є. І. Безпека та захист від аварій та катастроф трубопровідних систем в складних умовах експлуатації / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний, Л. Є. Шкіца // Екологія довкілля та безпека життєдіяльності. – 2007. – №3. – С. 21-27.

2 Побережний Л. Я. Корозія підземних магістральних трубопроводів / Л. Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 2 (15). – С. 27-31.

3 Побережний Л. Я. Особливості корозії нафтогазопроводів у засолених ґрунтах / Л. Я. Побережний // Нафтова і газова пром-ть. – 2008. – №3. – С. 47-49.

4 Побережний Л. Я. Вплив йонної сили ґрунтового електроліту на швидкість корозії металу нафтогазопроводів / Л. Я. Побережний, Т. Ю. Пиріг, А. І. Станецький // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2010. – Спец. вип. № 8. – Т. 2. – С. 620-624.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
28.11.10*

*Рекомендована до друку професором  
Грудзом В.Я.*

## ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМІВ РОБОТИ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

<sup>1</sup>В.Я. Грудз, <sup>1</sup>Я.В. Грудз, <sup>2</sup>В.І. Слободян

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

<sup>2</sup>УМГ «Прикарпаттрансгаз»; 76018, м. Івано-Франківськ, вул. Незалежності, 48,  
тел.(0342) 750923, e-mail: ifip.ptg@naftogaz.net

*Проведено аналіз роботи компресорних станцій в умовах квазістаціонарного режиму і встановлено характер пульсацій тиску залежно від коливання витрати газу.*

Ключові слова: квазістаціонарний режим, пульсації тиску

*Выполнен анализ работы компрессорных станций в условиях квазистационарного режима и установлен характер пульсаций давления в зависимости от колебаний расхода газа*

Ключевые слова: квазистационарный режим, пульсации давления

*The analysis of work of the compressor stations is executed in the conditions of the almost stationary mode and character of pulsations of pressure depending on the vibrations of gas expense is set*

Keywords: almost stationary mode, pulsations pressure

Загальноприйнято вважати, що магістральні трубопроводи працюють в умовах стаціонарного потоку газу, і основні параметри режиму незмінні у часі. Однак на режим роботи має вплив значний обсяг різноманітних чинників, серед яких слід виділити внутрішні, пов'язані з функціонуванням системи, і зовнішні, що є результатами впливу довкілля на систему. До перших слід віднести, насамперед, нестабільність постачання газу в трубопровід, флуктуації характеристик газоперекачувальних агрегатів, зміна гідравлічного опору лінійних ділянок за наявності в трубах рідкої фази, зміна температури газу залежно від роботи системи охолодження. Зовнішні впливи пов'язані зі зміною температури навколишнього середовища, барометричного тиску, наявності чи відсутності опадів тощо.

Згадані вище впливи викликають нестабільність газового потоку в трубах, що, в свою чергу, відбивається на роботі обладнання КС і призводить до пульсацій параметрів режиму в часі. Тому потік газу в газопроводі слід вважати квазістаціонарним. Слід зауважити, що регулювання режимів, вмикання або вимикання газоперекачувальних агрегатів чи шляхових відборів викликають нестационарні процеси в газопроводі, які характеризуються зміною параметрів в широкому діапазоні (тут не розглядаються). Метою даного дослідження є встановлення впливу флуктацій тиску і витрати газу в газопроводі на енергетичні характеристики КС.

Для оцінки зміни параметрів в часі експлуатації розглянуто режим роботи КС-39 «Богородчани» газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород за 31.10.10. Характер зміни тиску витрати газу протягом доби зображено на рисунку 1. Аналіз наливання параметрів в часі свідчить, що максимальна абсолютна зміна витрати ста-

новить 102 тис м<sup>3</sup>/год, а зміна тиску 0,13 МПа. За вказаними даними розраховано для різних моментів часу зміну енергоємності потоку, вираженої у вигляді потужності. Встановлено, що протягом доби максимальна абсолютна зміна потужності потоку складає 2,394 МВт.

Стрибокподібна зміна витрати газу в часі викликає коливальний високочастотний процес зміни тиску на вході КС, частота і амплітуда якого визначатиметься характеристиками системи і квазістаціонарного режиму. Пульсації тиску на вході КС спричиняють коливання напружень у стінках трубопроводів, що може призвести до втрати міцності.

З метою аналітичних досліджень процесу пульсації тиску на вході КС створено математичну модель газодинамічних процесів у лінійній ділянці газопроводу, яка базується на відомих рівняннях руху газу і нерозривності потоку [1].

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\lambda\rho\omega^2}{2d}; \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x}, \end{cases} \quad (1)$$

де:  $P(x,t)$  – тиск газу як функція лінійних координати  $x$  і часу  $t$ ;  $\rho$  – густина газу;  $\omega$  – лінійна швидкість газового потоку;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу внутрішнім діаметром  $d$ ;  $c$  – швидкість звуку в газі.

З метою лінеаризації рівняння руху газу тиск по лінійній швидкості домножують на густину  $\rho$ , і з врахуванням рівняння газового стану одержимо:

$$-\frac{P}{ZRT} \frac{\partial P}{\partial x} = \frac{1}{\omega} \frac{\partial(\rho\omega)^2}{\partial t} + \frac{\lambda(\rho\omega)^2}{2d}. \quad (2)$$

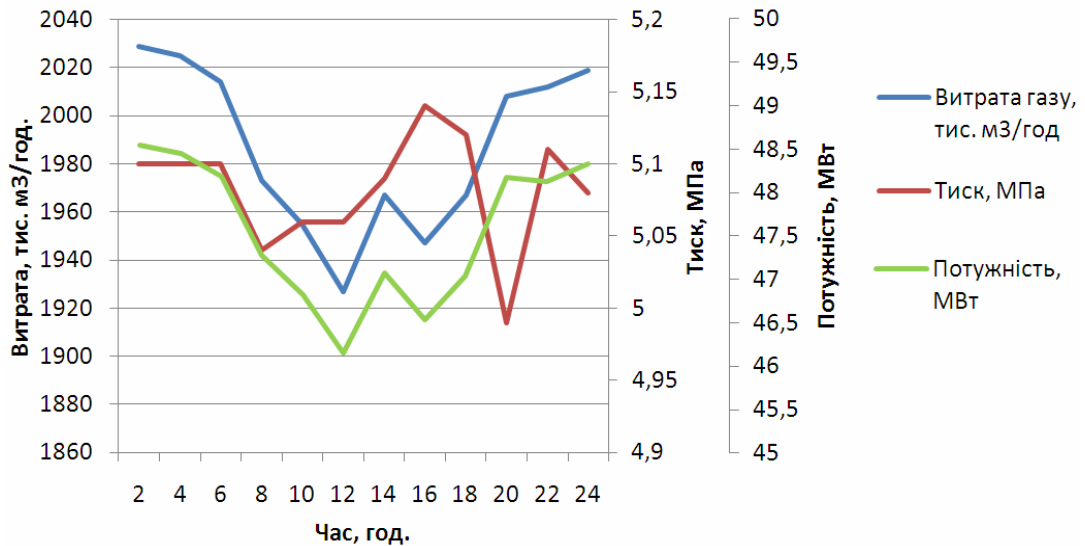


Рисунок 1 – Зміна параметрів режиму в часі

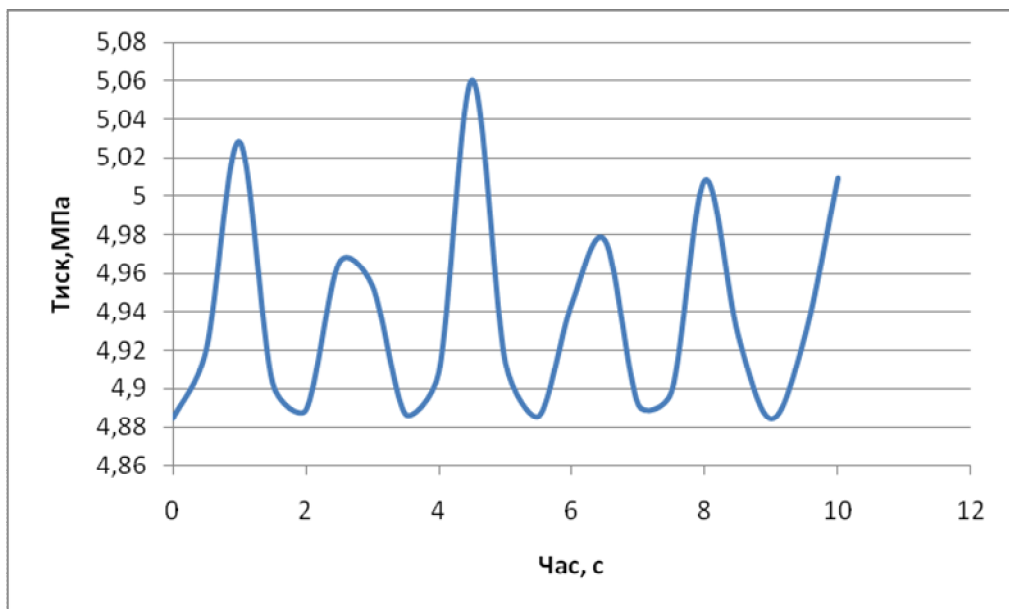


Рисунок 2 – Пульсації тиску на вході КС

Шляхом диференціювання (2) по лінійній координаті із врахуванням рівняння нерозривності потоку отримаємо:

$$\frac{\partial P^2(x,t)}{\partial x^2} = \frac{1}{x} \frac{\partial P^2(x,t)}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P^2(x,t)}{\partial t^2}, \quad (3)$$

де:  $x = \frac{c^2}{2a}$ ;  $2a = \frac{\lambda \bar{\omega}}{2d}$  - коефіцієнт лінеаризації.

Припустимо, що до стрибка витрати газу газопровід працював у стаціонарному режимі, і розподіл тиску по довжині ділянки визначається залежністю

$$P^2(x,0) = P_H^2 - \frac{P_H^2 - P_K^2}{L} x, \quad (4)$$

де  $P_H, P_K$  – стаціонарні значення тиску на початку і в кінці ділянки довжиною  $L$ .

При стаціонарних значеннях тиску визначимо масову витрату газу на початку лінійної ділянки з основного рівняння газопроводів  $m_1$ , а в кінці ділянки враховано стрибок витрати, з врахуванням якого вона складе  $m_2$ . Користуючись рівнянням руху у формулі (2) і нехтуючи інерційними втратами на початку і в кінці ділянки, запишемо:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P^2(L,t)}{\partial x} = \frac{\lambda ZRT}{d} m_1^2(L,t); \\ -\frac{\partial P^2(L,t)}{\partial x} = \frac{\lambda ZRT}{d} m_2^2(L,t). \end{cases} \quad (5)$$

Реалізація математичної моделі (3) при початкових (4) і граничних (5) умовах методом Фур'є дала змогу отримати розв'язок у вигляді:

Література

1 Ковалко М.П. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
28.11.10

Рекомендована до друку професором  
Тимківим Д.Ф.

$$P^2(x,t) = P_H^2 - \frac{P_H^2 - P_K^2}{L}x - \frac{\lambda ZRT}{F^2 d} \times$$

$$\times \left( \frac{m_2^2 - m_1^2}{2L}x^2 - m_1^2 x \right) + \frac{2L}{\pi^2} \times$$

$$\times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \left\{ \frac{\lambda ZRT}{F^2 d} \left[ m_2^2 (-1)^n - m_1^2 (1 - (-1)^n) \right] - \right.$$

$$\left. - \frac{P_H^2 - P_K^2}{L} (1 - (-1)^n) \right\} \times$$

$$\times (\cos \omega_n t + \sin \omega_n t) e^{-4at} \cos \frac{\pi n x}{L},$$

де:  $\omega_n = \frac{1}{2L} \sqrt{4\pi^2 n^2 c^2 - (2a)^2 L^2}$

$F$  – площа поперечного перерізу трубопроводу.

Одержана математична модель при  $x = L$  дає можливість визначити характер пульсацій тиску на вході КС, викликаний стрибкоподібною зміною витрати газу. Реалізація моделі для умов ділянки Гусятин-Богородчани газопроводу УПУ дала змогу отримати залежності зміни тиску на вході КС Богородчани в часі, які у вигляді графіків зображено на рисунку 2.

Частота коливань тиску залежить від довжини ділянки газопроводу, коефіцієнта гідравлічного опору, швидкості руху газу і швидкості звуку в газі. Однак пріоритетними в цьому переліку є довжина ділянки газопроводу і швидкість звуку в газі, що залежить від його температури. Частотна характеристика процесу по гармоніках коливань виражається залежністю

$$\omega_n = \frac{1}{2L} \sqrt{4\pi^2 n^2 c^2 - \left( \frac{\lambda \bar{\omega}}{2d} \right)^2 L^2}.$$

З графіка видно, що перша гармоніка має частоту близько 0,5 Гц, яка не змінюється в часі.

Амплітуда у згасаючому коливальному процесі сягає максимального значення 0,09 МПа на кінець четвертої секунди, знижується до 0,045 МПа через хвилину і наближається до нуля за 30 хвилин.

Пульсаційні коливання тиску викликають інерційні втрати енергії в газовому потоці і обумовлюють нестабільну роботу газоперекачувального агрегату, що призводить до перевищення енергії на транспортування газу.

Окрім того, пульсації тиску на величину до 0,18 МПа призведуть до виникнення змінних кільцевих напружень у стінці труби. Тому безперервна стрибкоподібна зміна витрати газу, якою характеризується квазістаціонарний газодинамічний процес, створює умови для зниження міцності трубопроводів у зв'язку з втомою металу.