

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 51-74+536.423+504.3.054

## ПІДВИЩЕННЯ РІВНЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ НАСОСНО-ЦИРКУЛЯЦІЙНОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ

*Л.Є. Шкіца, Т.М. Яцишин*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727165,  
e-mail: yatsyshyn.t@gmail.com*

*Розглянуто проблему підвищення рівня екологічної безпеки при спорудженні нафтогазових свердловин. Встановлено ймовірність випарів бурового розчину, які насичені речовинами різного класу небезпеки з відкритої частини насосно-циркуляційної системи бурової установки. Представлено конструктивні та експлуатаційні закономірності впливу циркуляційної системи на стан атмосферного повітря території та аналітичні дослідження процесів випаровування бурового розчину в процесі буріння свердловин. Проведено лабораторні та промислові експерименти, в ході яких визначено параметри бурових розчинів, залежності інтенсивності випаровування, склад випарів бурових розчинів, геометричні параметри складових частин насосно-циркуляційної системи бурової установки та встановлено місця найбільш інтенсивного випаровування бурового розчину.*

*Запропоновано спеціалізовану комп'ютерну систему для моделювання розповсюдження забруднення атмосферного повітря, що реалізує розроблені математичні моделі і дає можливість: отримати просторовий розподіл концентрацій забруднюючих речовин; виконати оцінку якості атмосфери; виявити небезпечні метеорологічні ситуації; встановити оцінку ефективності та достатності природоохоронних заходів; виявити найбільш екологічно небезпечні ділянки насосно-циркуляційної системи; визначити місця раціонального розташування вимірювальних приладів при організації локального екологічного моніторингу приземного шару атмосфери на території бурової установки; визначити рівень екологічного ризику.*

*Модернізовано устаткування насосно-циркуляційної системи та розроблено перелік рекомендацій для підвищення рівня екологічної безпеки території бурової установки.*

*Ключові слова: буровий розчин, насосно-циркуляційна система, випаровування, забруднення атмосферного повітря, моделювання, інформаційно-комп'ютерна система.*

*Рассмотрена проблема повышения уровня экологической безопасности при сооружении нефтегазовых скважин. Установлено вероятность испарений бурового раствора, которые насыщены веществами различного класса опасности с открытой части насосно-циркуляционной системы буровой установки. Представлены конструктивные и эксплуатационные закономерности влияния циркуляционной системы на состояние атмосферного воздуха территории и аналитические исследования процессов испарения бурового раствора в процессе бурения скважин. Проведены лабораторные и промышленные эксперименты, в ходе которых определены параметры буровых растворов, зависимости интенсивности испарения, состав испарений буровых растворов, геометрические параметры составных частей насосно-циркуляционной системы буровой установки и установлены места наиболее интенсивного испарения бурового раствора.*

*Предложена специализированная компьютерная система для моделирования распространения загрязнения атмосферного воздуха, которая реализует разработанные математические модели и дает возможность: получить пространственное распределение концентраций загрязняющих веществ; выполнить оценку качества атмосферы; обнаружить опасные метеорологические ситуации; установить оценку эффективности и достаточности природоохранных мероприятий; выявить наиболее экологически опасные участки насосно-циркуляционной системы; определить места рационального расположения измерительных приборов при организации локального экологического мониторинга приземного слоя атмосферы на территории буровой установки; определить уровень экологического риска.*

*Модернизировано оборудование насосно-циркуляционной системы и разработан перечень рекомендаций по повышению уровня экологической безопасности территории буровой установки.*

*Ключевые слова: буровой раствор, насосно-циркуляционная система, испарения, загрязнения атмосферного воздуха, моделирование, информационно-компьютерная система.*

*The article deals with the problem of environmental safety level improvement when constructing oil and gas wells. The probability of drilling mud evaporation saturated with different danger level substances from an open part of the drilling rig pumping and circulating system were defined. Design and operation regularities of the circulating and pumping system influence onto the territory air condition and analytical studies of the processes of drilling mud evaporation when drilling wells were provided. Laboratory and on-field experiments, used to determine drilling mud parameters, dependences of evaporation intensity, drilling mud composition, and geometrical parameters of constituent parts of the drilling rig pumping and circulating system, were conducted and the places of the highest drilling mud evaporation was found.*

*A special computer system for modeling air pollution distribution, which implements the developed mathematical models and enables to: obtain spatial distribution of polluting substances concentration; evaluate the effectiveness and sufficiency of environment protection measures; define the most environmentally dangerous pumping and circulating system parts; find the places of rational positioning of measuring devices when organizing local environmental ground air monitoring at the drilling rig site; define the environmental risk level.*

*The pumping and circulating equipment was modernized and the list of recommendations for environmental safety level improvement at the drilling rig site was developed.*

Keywords: drilling mud, pumping and circulating system, evaporation, pollution of the atmosphere, modeling, information and computer system.

## **Вступ**

Бурові установки, які призначені для буріння глибоких та надглибоких свердловин оснащені насосно-циркуляційними системами (НЦС). Конструкція існуючих НЦС зумовлює випаровування та витікання бурового розчину (БР), який надходить із свердловини, недостатньо ефективну дегазацію БР при розбурюванні газоносних горизонтів [1,2]. У БР часто використовують особливо небезпечні для обслуговуючого персоналу та стану обладнання хімічні речовини, зокрема, ПАР, хромати, нафтопродукти тощо [3]. Ємності для зберігання БР, обладнання НЦС бурової установки (БУ) спричиняє надходження небезпечних речовин у навколишнє середовище.

У відомих дослідженнях стану атмосферного повітря БУ та затверджених методиках не приймаються до уваги випари хімічних речовин, що виникають під час циркуляції БР. Для оцінки і прогнозування стану атмосферного повітря важливу роль відіграє аналіз випарів з поверхонь випаровування НЦС із врахуванням реального стану та функціонування обладнання БУ.

## **Постановка завдання**

З метою розробки методів та засобів зменшення техногенного забруднення атмосферного повітря території впливу БУ в процесі буріння свердловин необхідно вирішити наступні завдання: провести аналіз стану екологічної безпеки БУ при спорудженні свердловин; встановити закономірності впливу конструктивних та експлуатаційних параметрів насосно-циркуляційної системи на екологічний стан території бурової установки в процесі спорудження свердловини; провести дослідження процесів випаровування бурового розчину; розробити рекомендації та технічні заходи з підвищення рівня екологічної безпеки бурової установки.

## **Вирішення завдання**

В процесі створення свердловин, як чинник постійного негативного впливу на довкілля

є БР, який може містити хімічні речовини різних класів небезпеки. З НЦС випари БР через повітря дуже швидко забруднюють значні території. Ризики пов'язані із недотриманням вимог технології буріння, недосконалим технічним станом обладнання та порушенням експлуатаційних норм. В роботі [2] представлено структурну схему, що дозволяє встановити вплив різних чинників, як технічних, так і людських на рівень екологічної безпеки в процесі експлуатації бурових нафтогазовидобувних об'єктів. Аналіз праць присвячених екологічній безпеці та реального стану умов буріння нафтогазових свердловин свідчить, що недостатня увага звертається на забруднення повітря під час спорудження свердловин внаслідок випаровування БР.

Визначено, що низьконапірна частина НЦС, в основному, відкрита і, тому є основним джерелом випарів БР, а високонапірна частина є герметичною, тому її не доцільно досліджувати. На рисунку 1 наведено жолобову систему НЦС. Розроблено схему умовної інтенсивності випаровування БР на різних ділянках НЦС під час виконання певних технологічних операцій та виробничих процесів, яка дозволяє раціонально провести різносторонні дослідження та вивчення, як діяльності, що проходить на буровій, так і кожної складової обладнання НЦС [1]. Наприклад, в процесі спуску бурильної колони БР циркулює із свердловини і проходить процес випаровування. В даному випадку інтенсивність випаровування буде залежати від відкритої площі випаровування, температури та руху рідини, повітря тощо. Так, в процесі буріння газоносних горизонтів БР з високою температурою і насичений газом надходить до обладнання для очищення від твердої фази, де попадаючи на вібросито, інтенсивність випарів буде надзвичайно високою.

В ході аналізу умов спорудження свердловин, розглянуто та вивчено технічні проекти на буріння свердловин в різних регіонах України. Зокрема, проводилися дослідження та аналіз процесу буріння в умовах Стрийського ВБР. Основними чинниками впливу НЦС на навколишнє середовище виділено: складники БР (сода каустична, вапно, ПАР, нафтопродукти тощо); промивальна суміш (аеровані рідини, пінні

розчини); фізичні характеристики БР (густина, в'язкість тощо); насиченість БР газом та небезпечними речовинами розбурюваних порід; площа поверхні випаровування БР; тривалість випаровування БР (терміни буріння свердловини та тривалість окремих видів операцій і процесів); температура БР, який виходить зі свердловини (залежить від глибини свердловини); кліматичні умови (температура повітря, вологість, швидкість і напрям вітру тощо); стан рідини (рухомий, нерухомий).



а)



б)



в)

а - жолоб підведення БР до вібросита на БУ-75БрЕ;

б - відкриті жолоби установки БУ-75БрЕ;

в - відкриті жолоби під решітчастою підлогою установки IRI-160

### Рисунок 1 – Облаштування жолобів НЦС БУ

Проведений аналітичний огляд існуючих математичних моделей процесу випаровування. З точки зору математичного опису випаровування рідини в газове середовище, яке складається з її парів та інертного газу (в даному

випадку повітря) – це є завдання спряженого тепло- та масопереносу. Базовими рівняннями даного завдання є диференційні рівняння теплопровідності та перенесення речовини з відповідними початковими та граничними умовами. Існує ряд різних підходів щодо математичного опису процесу випаровування, які базуються на тих чи інших припущеннях та спрощеннях [4]. В моделях, що досліджувались не враховується довільне розташування наземного лінійного джерела забруднення в системі координат, а саме розташування центра симетрії у довільній точці площини та куту повороту джерела забруднення відносно осі  $Ox$ . В роботі [5] розглядається лінійне джерело ABCD ( $AB \gg AD$ ), розташоване в прямокутній системі координат, яке має кінцеву довжину  $L$ , центр симетрії у точці  $(x_0; y_0)$ , та кут  $\alpha$  нахилу горизонтальної осі симетрії до осі  $Ox$ , напрям вітру складає кут  $\beta$  з віссю  $Ox$  (відлік ведеться від осі  $Ox$  проти ходу годинникової стрілки). Вводяться ще дві системи координат  $O_1x_1y_1$ , пов'язану безпосередньо з самим джерелом, та  $O_1x_2y_2$ , пов'язану з вітром. За допомогою формул (1), (2), що наведені в [5] здійснюється перехід з однієї системи координат в іншу, а перехід від концентрації  $C_T$  для точкового джерела до концентрації  $C_L$  для лінійного джерела визначається співвідношенням (3). Наводяться, також, рівняння визначення концентрації в кожній точці простору для вертикального лінійного джерела висотою  $L$  та площинного джерела забруднення.

Удосконалений підхід побудови моделей дозволяє визначати рівень концентрації домішок від лінійного та площинного джерел забруднення довільного розташування на території БУ при різних метеорологічних умовах. Складено структурну схему експериментальних досліджень факторів, що впливають на інтенсивність забруднення території БУ випарами БР, яка включає перелік основних параметрів, що необхідно експериментально визначити та вивчити (рис. 2). У схемі наведено перелік потрібних приладів для експериментів.

Дослідження проводились в лабораторіях ІФНТУНГ та в промислових умовах Стрийського ВБР на свердловинах: №70 Летнянської площі, БУ IDECO-525 (Італія); №72 Летнянської площі, БУ БУ-75БрЕ (Росія); №14 Макунівської площі, БУ IRI-160 (США); №40 Малогорожанської площі, БУ БУ-75БрЕ (Росія); № 6 Дубаневицької площі, БУ IDECO-525 (Італія). Завданнями досліджень процесу випаровування БР були: імітація та моделювання випаровування БР на найбільш впливових ділянках НЦС БУ; встановлення впливу різноманітних чинників (температури, вологості, тиску, швидкості руху повітря, стану рідини та інших чинників) на інтенсивність випаровування на різних ділянках руху та знаходження БР; підтвердження необхідності впровадження засобів для зменшення потрапляння випарів БР в довкілля.

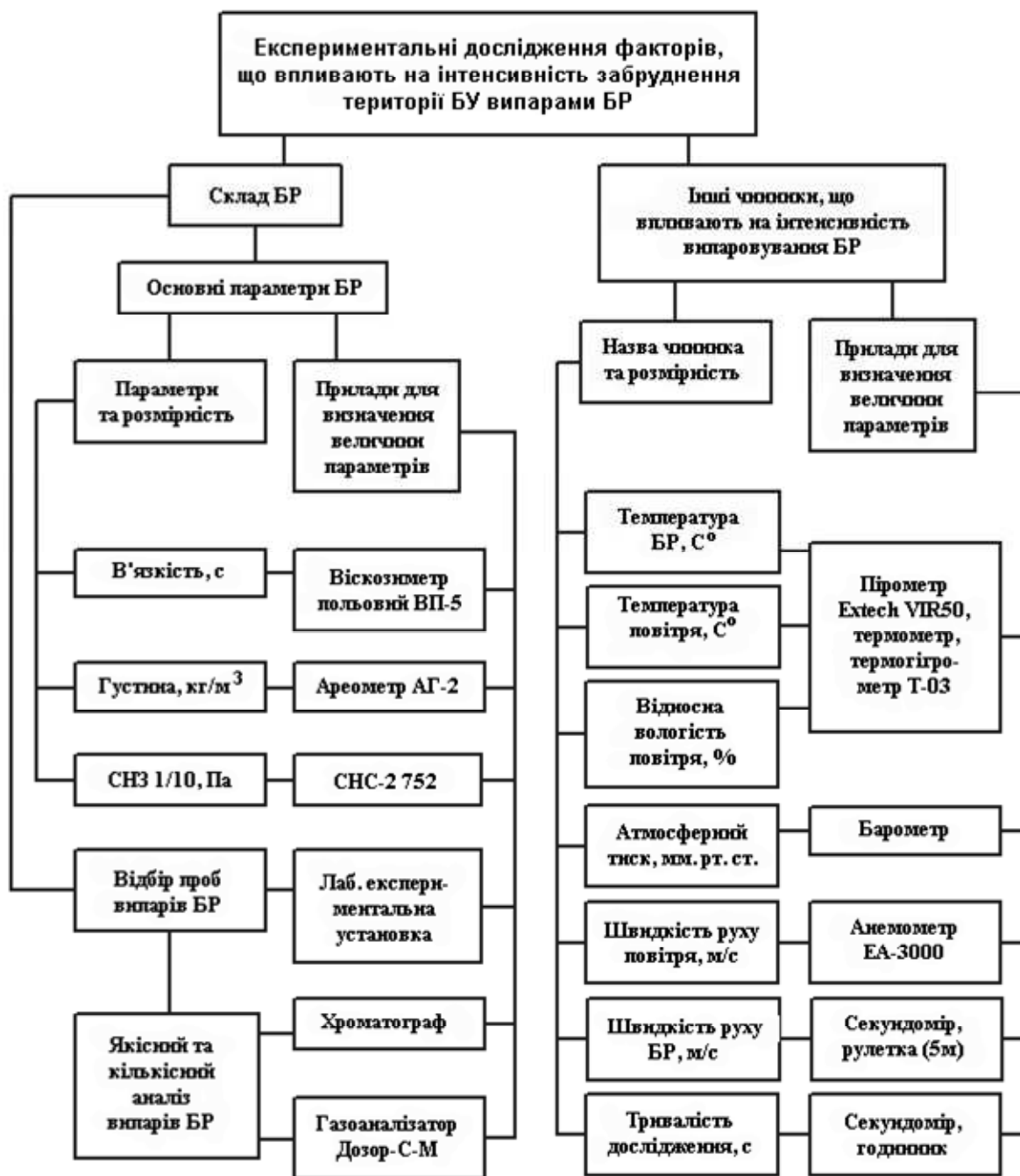


Рисунок 2 – Структурна схема експериментальних досліджень факторів, що впливають на інтенсивність забруднення території БУ випарами БР

У ході проведення експериментальних досліджень було визначено в'язкість, густина та статичне напруження зсуву (СНЗ) семи зразків БР відібраних з реальних БУ та спеціально приготуєних в лабораторії ІФНТУНГ. Процес випаровування БР досліджувався на лабораторній установці. Розчини за густиною розділено на три групи:  $\rho_1=1050\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_2=1260\text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_3=1370\text{кг/м}^3$ . Швидкість руху повітря становила: 0м/с; 1м/с; 3м/с. На (рис. 3 та рис. 4) представлені графічні залежності порівняння процесу випаровування різних БР.

Експериментально встановлено, що інтенсивність випаровування при зростанні швидкості руху повітря над поверхнею випаровування

від  $V = 0\text{ м/с}$  до  $V = 1\text{ м/с}$  зросла в 9 разів, а при  $V = 3\text{ м/с}$  – до 17 разів. Вплив таких параметрів як густина в межах  $1000\text{-}1500\text{кг/м}^3$ , умовна в'язкість від 20с до 70с і більша та СНЗ від  $8/14\text{Па}$  до  $30/60\text{Па}$  виявився не суттєвим для зміни інтенсивності випаровування БР. При швидкості обдування поверхні випаровування  $V=0\text{м/с}$  різниця між експериментальними і теоретичними результатами складала 18,5%, при  $V=1\text{м/с}$  – 4,2%, а при  $V=3\text{м/с}$  – 8,5%, що є допустимим для задач такого класу.

Хроматографічний аналіз проби парогазової суміші, що виділилась в процесі дегазації БР з вмістом нафти 3% підтвердив потрапляння речовин в атмосферу, при цьому виявлено пе-

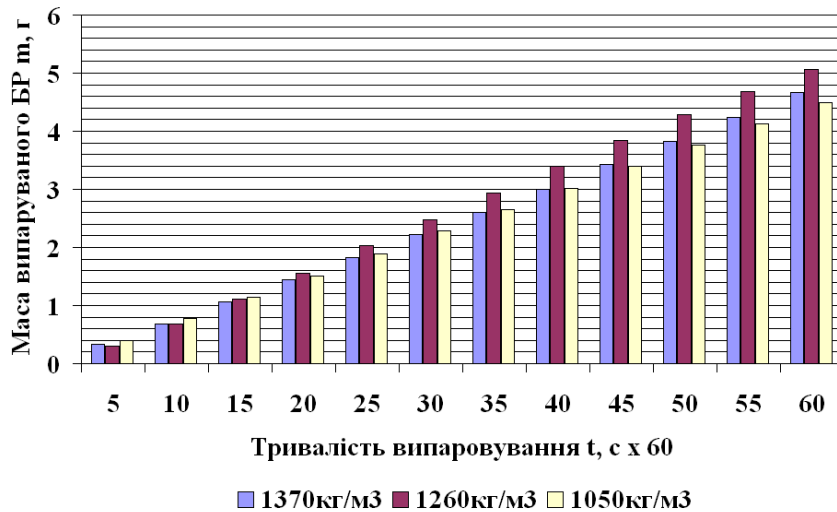


Рисунок 3 – Графічні залежності маси випарованого БР у часі при швидкості руху повітря 3 м/с

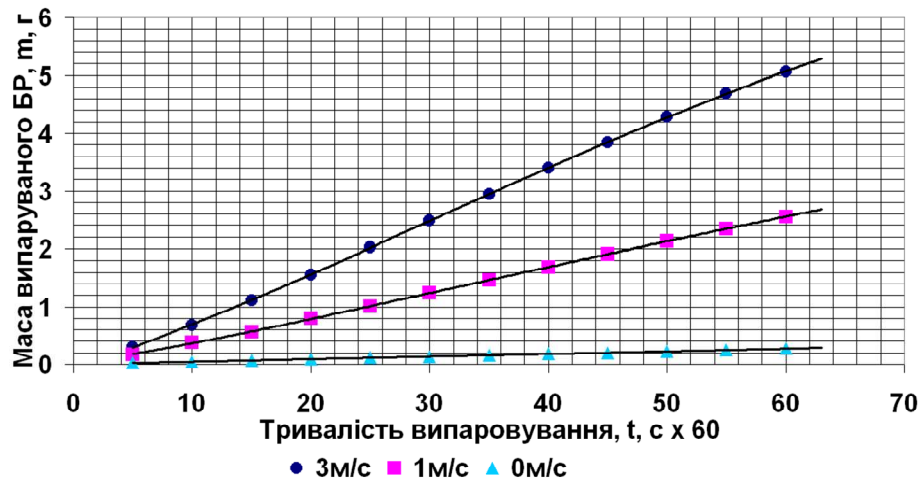


Рисунок 4 – Графічні залежності випаровування БР густиною  $\rho = 1260 \text{ кг/м}^3$  від часу при різних швидкостях руху повітря над поверхнею

ревищення ГДК м.р. деяких компонентів від 25 до 85 разів. Аналіз проведено на виявлення вмісту вуглеводнів. На рис. 5 представлена гістограма концентрацій вуглеводнів у випарах досліджуваного БР.

Виконано відбір проб парогазової суміші до вібросита, після вібросита та в кінці жолобової системи. Хроматографічний аналіз свідчить, що після блоку грубого очищення різко зменшується вміст у випарах об'ємних часток вуглеводнів, а в кінці жолобової системи значення вмісту об'ємних часток усіх вуглеводнів мінімальне, що вказує на ділянки НЦС, де відбувається інтенсивне випаровування БР. Проаналізовано основні документи на виконання бурових робіт (ГТН, ОВНС, приписи, акти тощо). У процесі лабораторних та промислових експериментальних досліджень визначено геометричні параметри складових частин НЦС БУ та виконуваних функцій.

Проведення моніторингу стану атмосферного повітря навколо БУ здійснено за допомогою газоаналізатора Дозор-С-М по розробленій

мережі спостережень (рис. 6). Мережа спостережень вибиралась виходячи з можливості проведення досліджень у вибраній точці, а інші точки знаходились безпосередньо біля джерел випаровування.

БР може потрапляти в довкілля, коли НЦС БУ не працює, це відбувається в ході спуско-піднімальних операцій (СПО). У процесі підйому бурильної колони можливі сифони в місці розгвинчування, тобто витікання під напором БР з труб, які підняті над ротором, а саме зі свічі (довжина свічі може бути в межах 24-25 м або 36-37 м). Розроблено графічні залежності, які характеризують об'єм БР, що залишається на зовнішній поверхні труб при товщині шару рідини 1 мм піднятих із свердловини глибиною L. Розраховано об'єм БР в середині бурильної колони під час її підйому із свердловини від довжини самої колони. Коли пробурюються свердловини на глибину 4000 м і більше, негативний вплив від згаданих вище факторів посилюється. Проведено дослідження та проаналізовано добові циклограми на свердловині №72

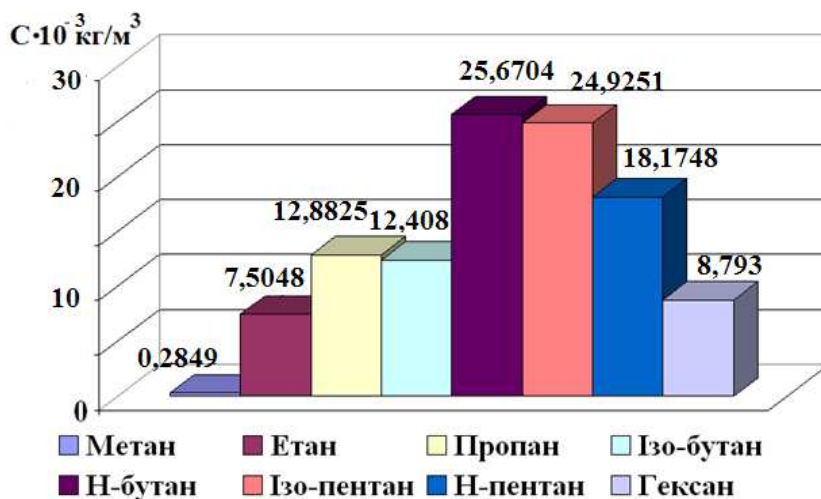


Рисунок 5 – Гістограма концентрацій вуглеводнів у випарах досліджуваного бурового розчину

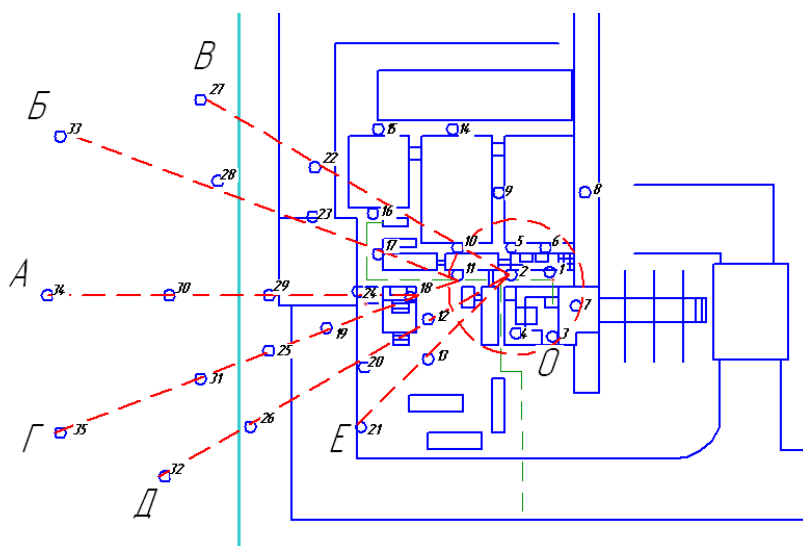


Рисунок 6 – Схема розташування точок відбору проб газоаналізатором Дозор -С-М

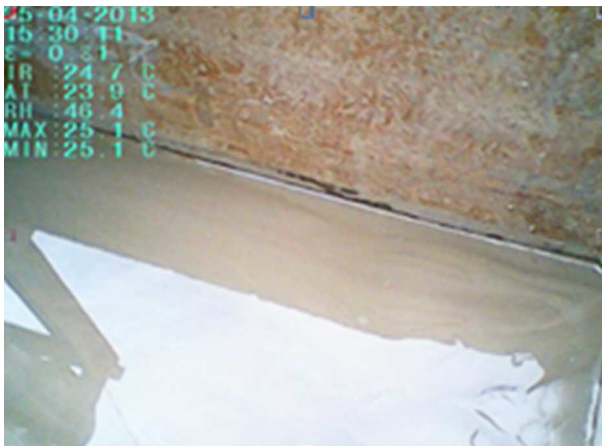
Летнянського родовища, оснащений буровою установкою БУ-75БрЕ. Виявилось, що в ході СПО за весь час буріння свердловини в доквіллі потрапляє близько 10,5 м<sup>3</sup> випарів БР.

Для визначення температури на поверхнях випаровування БР, на яких проходять швидкоплинні процеси, у важкодоступних місцях або в місцях, де забороняється присутність персоналу в процесі виконання технологічних операцій, використано цифровий пірометр Extech VIR50 (США). Заміри температури БР на БУ Дубаневицька №6 проводились по схемі: до блоку грубого очищення БР (вібросита); після вібросита; через 2 м після вібросита; через 15 м після вібросита; у резервуарі. Результати вимірювань дають можливість виявити зони найбільш активного випаровування (рис. 7). БР виходить зі свердловини з температурою 25°С, а після вібросита охолоджується до 21,9-22,7°С, тому можна зробити висновок, що це зниження відбувається за рахунок інтенсивного випаровування БР з самого вібросита.

Експериментальні дослідження БУ проводились 25.04.2013 р. в сонячний день (температура повітря складала 24-25°С). Вібросито, жолобна система і ємності для зберігання БР знаходилися під прямим попаданням сонячного проміння, металеві частини від цього нагрівалися до температури вищої, ніж повітря. Тому, при замірах у жолобній системі на відстані 2 м після блоку грубого очищення температура БР становить 24,0°С, а вже на відстані 15м – 26,9°С, у резервуарі - 26,0°С. Глибина свердловини, з якої надходив розчин становила 1180 м. Вологість над поверхнею БР складала над віброситом 46,0%, в жолобах – 46,4-56,1% і в резервуарі – 62,3%. Така зміна вологості пояснюється тим, що у місцях, де обдування повітрям поверхні БР незначне, спостерігаються вищі значення. Крім цього, у резервуарі проводилось перемішування БР, що сприяло інтенсивному випаровуванню, тому, показник найвищої вологості повітря над поверхнею становив 62,3%.



а)



б)

а – визначення коефіцієнта випромінювання для БР; б – температура БР після блоку грубого очищення БР

**Рисунок 7 – Промислові дослідження температури бурового розчину пірметром Extech VIR50 на ділянках НЦС БУ**

В Україні затверджено методику ОНД-86 [6] для розрахунку впливу атмосферних викидів, яка реалізована в програмі Еол-плюс, але її використання для моделювання забруднення приземного шару атмосфери території БУ має обмеження: моделювання різних метеорологічних умов, можливість обчислення екологічних ризиків, порівняння з даними моніторингу тощо. Зважаючи на це, створено автономну спеціалізовану комп'ютерну систему моделювання навантажень на атмосферу від випаровування компонентів БР, що використовуються у роботі БУ. Проект отримав назву MAPEDF (від англ. Modeling air pollution evaporations of drilling fluid) [7]. Використання комп'ютерної системи MAPEDF дає змогу:

- отримати просторовий розподіл концентрацій компонентів БР в ПША на території БУ за різними сценаріями забруднення, які визначаються метеорологічними умовами, схемою розміщення основних джерел забруднення, складом БР, що випаровується;

- виконати оцінку якості атмосфери на території БУ під час проведення різних техно-

логічних операцій та виробничих процесів, пов'язаних з використанням БР;

- прогнозувати зміну стану атмосферного повітря внаслідок реалізації планованої діяльності персоналом бурової, що дозволить визначити зони впливу БУ в межах прилеглих територій;

- виявити небезпечні метеорологічні ситуації, які сприяють різкому зростанню концентрації та накопиченню токсичних парів БР в ПША для можливості прийняття відповідних заходів щодо зведення до мінімуму ризику отруєння персоналу парами БР;

- виконати оцінку ефективності та достатності природоохоронних заходів для зниження негативного впливу на атмосферу випарів БР з різних ділянок НЦС та подальшого їх розповсюдження в ПША;

- виявити найбільш небезпечні ділянки НЦС з точки зору екологічної безпеки атмосфери;

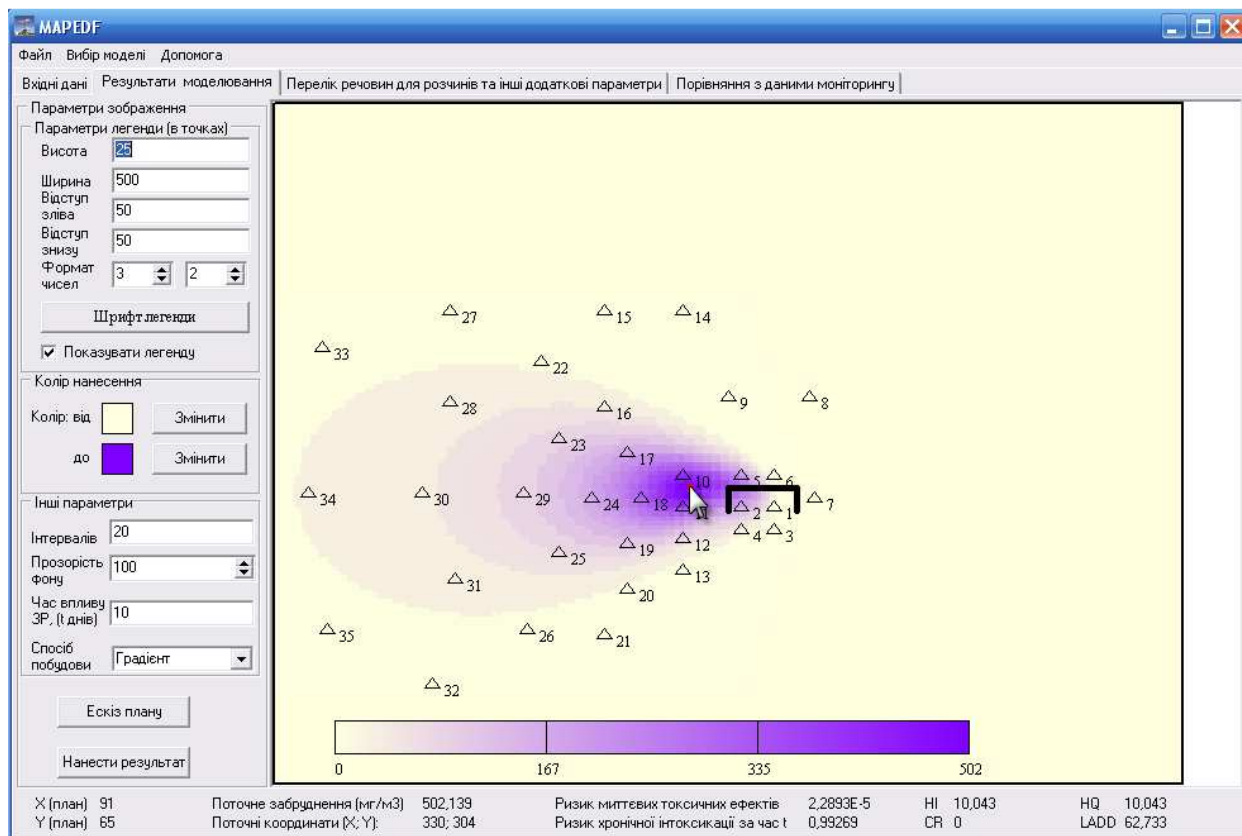
- визначити місця раціонального розташування вимірювальних приладів при організації локального екологічного моніторингу ПША на території БУ;

- визначити рівень екологічного ризику для здоров'я персоналу БУ та населення прилеглих територій від токсичного впливу парів БР у процесі проектування, будівництва, подальшого використання свердловин, а також при нормальному режимі роботи БУ та при виникненні аварійних ситуацій.

Виходячи із згаданого вище та проведеного тестування програми, можна зробити висновок, що створений програмний продукт задовольняє вимоги: обчислення екологічних техногенних ризиків; відображення джерел забруднення характерних для бурового майданчика; побудова неперервної поверхні розподілу концентрації домішок; моделювання різних метеорологічних умов; порівняння з даними моніторингу; доступність для користувача.

На Дубаневиській площі Львівської області, де бурилась свердловина глибиною 1950м, проведено оцінку рівня екологічної безпеки території БУ за допомогою розробленої системи MAPEDF. Визначення розподілу концентрацій парів БР в атмосфері на території БУ від основних джерел забруднення здійснено за допомогою реалізованих в програмі удосконалених математичних моделей розповсюдження забруднюючих речовин. Використано різні модифікації моделі МАГАТЕ та К-моделі Робертса, які дозволяють визначати техногенне навантаження на ПША для кожного сценарію моделювання. У представленому прикладі для дослідження рівня техногенного навантаження атмосфери на свердловині Дубаневиської площі від основних джерел випаровування БР використано модифікацію моделі МАГАТЕ. На рис. 8 та представлено поля концентрацій метану від жолобової системи.

При даному сценарії моделювання найбільш забрудненою є територія з лівого боку жолобової системи, що спричинено інтенсивнішим випаровуванням з цієї ділянки НЦС та



**Рисунок 8 – Поля концентрацій метану у випарах бурового розчину з жолобової системи в різних точках спостережень**

перенесенням парів БР в ПША за напрямком східного вітру. Максимум концентрації метану складає близько  $504,52 \text{ мг/м}^3$ , що в 10,1 рази перевищує його ГДК<sub>с.д.</sub>, яка становить  $50 \text{ мг/м}^3$ . Рівень ризику хронічної інтоксикації внаслідок забруднення повітря залежить від часу присутності людей на забрудненій території. Перебування персоналу БУ протягом 10 діб (тривалість вахти) під дією максимального рівня концентрації метану, створює ризик 0,99. Ця величина свідчить, що за таких умов близько 99 % персоналу при постійному перебуванні протягом доби на найбільш забрудненій території можуть отримати несприятливий результат (ефект) у вигляді хронічної хвороби, зумовленої забрудненням повітря метаном.

Величина ризику хронічної інтоксикації зростає зі збільшенням терміну перебування під дією забруднюючої речовини. Розрахований коефіцієнт небезпеки  $HQ > 1$  становить 10,09. Це означає, що не канцерогенний ризик для здоров'я обслуговуючого персоналу під впливом випарів метану вмістом в розчині 5% не можна вважати допустимим, існує імовірність виникнення шкідливих ефектів. Проведено моделювання поля концентрації від випаровування досліджуваної речовини з колони піднятих на поверхню бурильних труб. Максимальні значення приземної концентрації становлять  $1500,1 \text{ мг/м}^3$ . Термін впливу забруднення характеризуються тривалістю СПО, тому доцільно керуватися ГДК м.р.

Ризик миттєвих токсичних ефектів становить 0,002, значення  $HQ > 1-30,0$ , що відповідно до запропонованих методичних рекомендацій МОЗ України вказує на значний рівень ризику для здоров'я персоналу БУ. Аналогічні дослідження виконані і для інших речовин, у більшості з яких виявлено перевищення ГДК. Одержані результати вказують на необхідність модернізації певних ділянок НЦС та формулювання низки рекомендацій для підвищення рівня екологічної безпеки атмосферного повітря на території БУ.

Основними запропонованими рекомендаціями для зменшення негативного впливу НЦС на навколишнє середовище є:

- зменшення площі поверхні випаровування БР;
- захист від прямого впливу кліматичних факторів (вітру, сонця тощо) обладнання НЦС БУ, в якому знаходиться БР;
- утилізація газоподібних речовин, що викидаються дегазуючими пристроями;
- зменшення кількості обладнання, яке виконує однотипну функцію за рахунок покращення ефективності його роботи;
- зменшення викидів в навколишнє середовище в процесі підйому бурильної колони за рахунок використання високоєфективного обладнання для очищення зовнішньої поверхні труб, а також захисного обладнання від розбризкування на робочій площадці вишко-лебідкового блоку БР під час виникнення сифонів;

– використання автономної спеціалізованої системи MAPEDF як універсального інструменту підтримки управлінських рішень для прогнозування екологічної безпеки атмосфери на території БУ.

Запропоновано конструктивні вирішення вібросита [8] для очищення БР та гідроциклонної установки [9], що забезпечують зменшення потрапляння в довкілля випарів шкідливих речовин. Виконання вібросита для очищення БР пропонується з віброрамою оснащеною захисним екраном над сіткою, який забезпечить зменшення випаровування БР та часткову ізоляцію його парів, за рахунок локалізації простору над сіткою, де буде створено мікроклімат перенасичення парами, що дасть можливість зменшити виділення нових випарів БР з сітки вібросита. За необхідності випари з-під захисного екрану можна відводити у безпечні місця, де проводиться їх утилізація. Розроблений комплексний гідроциклон для підвищення степеня очищення БР одночасно виконує функцію пісковідділювача, муловідділювача та глиновідділювача і дасть можливість знизити шкідливі викиди в атмосферу, за рахунок зменшення кількості обладнання, яке виконує однотипну функцію. Пропонується виконання НЦС герметизованою, де всі ємності для зберігання БР та хімірегентів повинні бути гумовотканинними.

Під час проведення моніторингу території БУ рекомендовано використовувати переносний багатоконпонентний газосигналізатор ДЗОСР-С-М. Для визначення температури на поверхнях випаровування БР у важкодоступних місцях або в місцях, де забороняється присутність персоналу в процесі виконання технологічних операцій доцільно використовувати пірометр Extech VIR50 (США). Вище розглянуті прилади є сучасними, мобільними і зручними в польових умовах, що підтверджується при використанні їх для експериментальних досліджень на території БУ. Технічні характеристики приладів забезпечують можливість проведення оцінки рівня екологічної безпеки атмосфери території БУ. Розроблена «Методика оцінки екологічної безпеки при забрудненні атмосфери парами бурового розчину», що базується на автономній спеціалізованій системі MAPEDF і підготовлена відповідно до Законів України „Про охорону навколишнього природного середовища” (1264-12), „Про охорону атмосферного повітря” (2707-12), „Про екологічну експертизу” (45/95-вр), Положення про Державну екологічну інспекцію Міністерства охорони навколишнього природного середовища України № 925 (925-93-п) та інших нормативно-правових актів. У методиці описано алгоритм використання системи MAPEDF, де при визначенні техногенних навантажень на атмосферу парів БР та ризиків для персоналу розглядаються найнебезпечніші джерела забруднення, тому її застосування дозволить досягти якісно нового рівня визначення ступеня екологічної безпеки атмосфери на території БУ.

## Висновки

1. Визначено, що для підвищення рівня екологічної безпеки довкілля при бурінні свердловин необхідно провести комплекс досліджень щодо впливу випарів бурового розчину на стан атмосферного повітря бурової установки.

2. Сформульовано закономірності впливу конструктивних та експлуатаційних параметрів насосно-циркуляційної системи бурової установки на довкілля.

3. Виявлено за допомогою експериментальних лабораторних та промислових досліджень осередки значного випаровування бурового розчину, якими є: вібросито для грубого очищення бурового розчину, поверхня піднятих бурильних труб та жолобова система.

4. Запропоновано використання модернізованого обладнання і герметизованих елементів насосно-циркуляційної системи та методики для моніторингу випарів бурового розчину під час спорудження свердловини, розробленої на основі програми MAPEDF.

## Література

1 Яцишин Т.М. Аналіз впливу насосно-циркуляційної системи бурової установки на довкілля / Т.М. Яцишин // Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих учених і студентів “Безпека об’єктів нафтогазового комплексу” (5-7 жовтня 2011 р., Івано-Франківськ). – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – С. 158-164.

2 Шкіца Л.Є. Вплив технічної досконалості обладнання бурової установки на екологічну безпеку / Л.Є. Шкіца, Т.М. Яцишин // Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2011. – Вип. 61. – С. 100-106.

3 Шкіца Л.Є. Узагальнення екологічних проблем під час буріння нафтогазових свердловин / Л.Є. Шкіца, Т.М. Яцишин // Матеріали XIX Міжнародної науково-практичної конференції “Казантип-ЕКО-2011. Екологія, енерго- і ресурсозбереження, охорона навколишнього середовища і здоров’я людини, утилізація відходів” (6-10 червня 2011 р., АР Крим, м. Щолкіно). – 2011. – С. 366-370.

4 Яцишин Т.М. Огляд математичних моделей процесу випаровування / Т.М. Яцишин // Моделювання та інформаційні технології. – 2012. – № 66. – С. 18-30.

5 Шкіца Л.Є. Прогнозирование распространения загрязняющих веществ в атмосфере на территории буровой установки / Л.Є. Шкіца, Т.М. Яцишин, А.А. Попов, В.А. Артемчук // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №11. – С. 136-140.

6 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. – Л.: Гидрометеоиздат, 1987. – 126 с. (Общесоюзный нормативный документ Госкомгидрометцентра СССР (ОНД-86)).

7 Яцишин Т.М. Візуалізація результатів експериментальних досліджень території бурової установки / Т.М. Яцишин // Збірник тез та доповідей всеукраїнського науково-практичного семінару «Графічна освіта у ВНЗ: стан та перспективи». – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – с. 60-63.

8 Пат. 101928 Україна, (2012.01) В65G27/00. Вибросито для очищення бурового розчину / Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Лях М.М., Федоляк Н.В.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – №а201206535; заявл. 29.05.2012; опубл. 13.05.2013, Бюл. №9, 2013.

9 Пат. 89267 Україна, МПК(2009) Н 04 С 5/00. Гідроциклон / Лях М.М., Вакалюк В.М., Яцишин Т.М., Солоничний Я.В., Лях Ю.М., Вільчик О.Г.; заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – №а200804167; заявл. 02.04.2008; опубл. 11.01.2010, Бюл. №1, 2010.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*17.07.14*

*Рекомендована до друку*

*професором Адаменком Я.О.*

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*д-ром техн. наук Яцишиним А.В.*

*(Інститут проблем моделювання в енергетиці  
ім. Г.Є.Пухова НАН України, м. Київ)*

## НОВИЙ ПІДХІД ДО НАФТОГАЗОНОСНОГО РАЙОНУВАННЯ І ПЕРСПЕКТИВ ПРОМИСЛОВОЇ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВОЛИНО-ПОДІЛЬСЬКОЇ ПЛИТИ ТА ПЛАТФОРМОВОГО СХИЛУ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

<sup>1</sup>О.О. Орлов, <sup>1</sup>Т.В. Калиній, <sup>2</sup>А.В. Локтєв

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,  
e-mail: ovgeo@pung.edu.ua

<sup>2</sup>УкрНДІгаз; 61010, м. Харків, вул. Червоношкільна набережна 20, тел. (0322) 58326,  
e-mail: andriy\_loktyev@ukr.net

Наведено можливі джерела видобування вуглеводневої сировини в межах Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, які автори відносять до єдиної бітумонафтогазоносною області. Розглядаються перспективи нафтогазоносності, як традиційних, так і нетрадиційних колекторів. В межах Волино-Подільської плити існує можливість наявності традиційних колекторів в нижньопалеозойських відкладах, що пов'язані з рифогенними утвореннями за аналогією з Західно-Канадською НГО. Можливими нетрадиційними колекторами в межах Волино-Подільської плити авторами вважаються вугленосні товщі Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну, причому переваги видобування газу надаються не вугільним пластам, а вміщуючим їх породам. Акцентується увага на те, що вугілля є також цінною корисною копалиною. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину перспективи видобування газу (за умови буріння горизонтальних свердловин) надаються в першу чергу піщано-глинистим відкладам неогену, які значно збагачені органічною речовиною. Всі вище згадані питання розглядаються з позиції збереження нормальної екологічної ситуації.

Ключові слова: Львівсько-Волинський вугільний басейн, колектор, органічна речовина, перспективні.

Приведены возможные источники добычи углеводородного сырья в пределах Волино-Подольской плиты и Внешней зоны Предкарпатского прогиба, которые авторы относят к единой битумонафтогазоносной области. Рассматриваются перспективы нефтегазоносности, как традиционных, так и нетрадиционных коллекторов. В пределах Волино-Подольской плиты существует возможность наличия традиционных коллекторов в нижне-палеозойских отложениях, связанных с рифогенного образованиями по аналогии с Западно-Канадской НГО. Возможными нетрадиционными коллекторами в пределах Волино-Подольской плиты авторами считаются угленосные толщи Львовско-Волинского каменноугольного бассейна, причем преимущество добычи газа предоставляется не угольным пластам, а вмещающими их породам. Акцентируется внимание на том, что уголь считается ценным полезным ископаемым. В Внешней зоне Предкарпатского прогиба перспективы добычи газа (при условии бурения горизонтальных скважин) предоставляется в первую очередь песчано-глинистых отложениях неогена, значительно обогащены органическим веществом. Все выше упомянутые вопросы рассматриваются с позиции сохранения нормальной экологической ситуации.

Ключевые слова: Львовско-Волинский угольный бассейн, коллектор, органическое вещество, перспективные.

The article deals with possible sources of crude hydrocarbon production within the Volyn-Podolsk plate and outer zone of the Precarpathian foredeep, which are referred to as a single bitumen-, oil- and gas-bearing area. The petroleum potential in both conventional and unconventional reservoirs is considered. Within the Volyn-Podolsk plate there is a possibility of presence of conventional reservoirs in the Lower Paleozoic sediments associated with the reefogenic formations similar to the Western Canadian NGRs. The authors believe that the possible unconventional reservoirs within the Volyn-Podolsk plate are the coal-bearing strata of the Lviv-Volyn coal basin, with the preference given to gas extraction not from coal seams but from rocks containing them. The fact that coal is also a valuable mineral is emphasized. In the outer zone of the Precarpathian foredeep (under the condition that the directional wells are drilled) the prospects of gas extraction are provided to sand-clay sediments of the Neogene, which are greatly enriched with organic matter. All the above mentioned issues are considered from the perspective of maintaining normal environmental situation.

Keywords: Lviv-Volyn coal basin, reservoir, organic matter, perspective.

Згідно з класичними розробками в науці нафтогазової геології, головними критеріями, що дають змогу об'єднувати нафтогазоносні території в єдині області є: 1 – ідентичність їх геологічного розвитку; 2 – подібність літолого-стратиграфічного розрізу; 3 – подібність тектоніки, а саме типу розвинутих локальних складчастих структур, які можуть бути: альпінотип-

ними (або геосинклінальними), перехідними і платформовими [1, 2, 3].

Аналізуючи вказані показники територій, котрі розглядаються, Волино-Подільську плиту і Зовнішню зону Передкарпатського прогину, яка є не що інше як його платформовий схил, - слід об'єднувати в єдину нафтогазоносну область [4]. Крім вказаного, слід зауважити, що

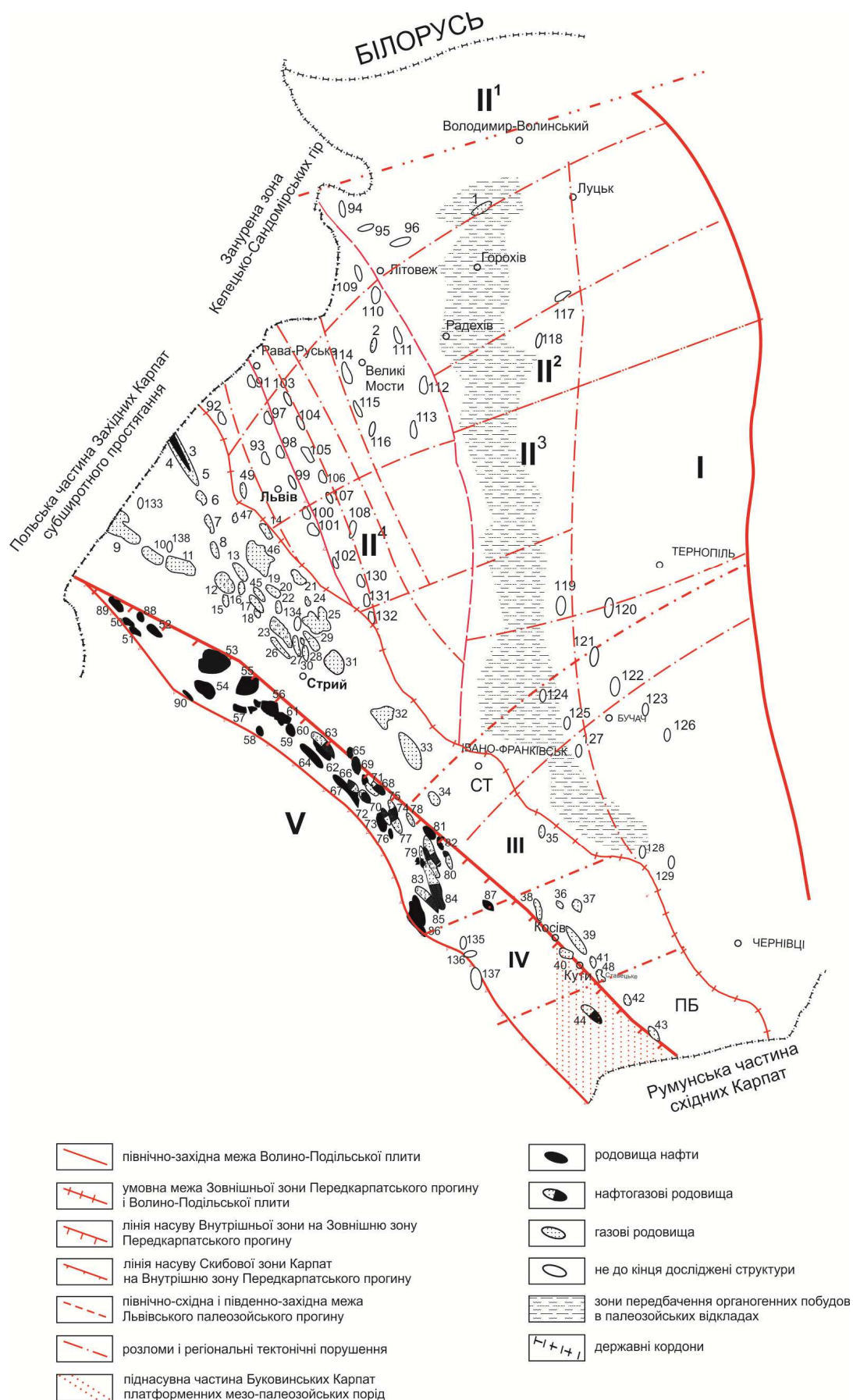


Рисунок 1 – Тектонічна схема бітумнонафтогазоносною області Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (за [10] з доповненнями авторів)

I – Західний схил Українського щита БНГО; II – Волино-Подільська плита; II<sup>1</sup> – Волинський виступ; II<sup>2</sup> – Волинська частина; II<sup>3</sup> – Подільська частина; II<sup>4</sup> – Львівський палеозойський прогин; III – Зовнішня зона Передкарпатського прогину (його платформовий схил); IV – Внутрішня зона Передкарпатського прогину; V – Скибова зона Карпат; Ст – Станіславське підняття; ПБ – Покутсько-Буковинське підняття.

**Родовища газу Волинської плити:** 1 – Локачинське, 2 – Великомоствіське.

**Родовища вуглеводнів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину:** 3 – Свидницьке, 4 – Коханівське, 5 – Вижомлянське, 6 – Вишнянське, 7 – Нікловицьке, 8 – Макунівське, 9 – Хідновицьке, 10 – Садковицьке, 11 – Пинянське, 12 – Залужанське, 13 – Новосілківське, 14 – Рудківське, 15 – Майницьке, 16 – Сосулівське, 17 – Грушівське, 18 – Східно-Довгівське, 19 – Південно-Грабинське, 20 – Мединицьке, 21 – Малогорожанське, 22 – Опарське, 23 – Летнянське, 24 – Грудівське, 25 – Більче-Волицьке, 26 – Гайське, 27 – Кавське, 28 – Глинківське, 29 – Угерське, 30 – Південно-Угерське, 31 – Дашавське, 32 – Кадобнянське, 33 – Гринівське, 34 – Богородчанське, 35 – Черемхівсько-Струпківське, 36 – Пилипівське, 37 – Дебеславицьке, 38 – Яблунівське, 39 – Косівське, 40 – Ковалівське, 41 – Черногузьке, 42 – Шереметівське, 43 – Красноільське, 44 – Лопушнянське, 45 – Тинівське, 46 – Городоцьке, 47 – Орховицьке, 48 – Славецьке, 49 – Горожанське.

**Родовища вуглеводнів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат:** 50 – Старо-Самбірське, 51 – Південно-Монастирецьке, 52 – Блажівське, 53 – Бориславське, 54 – Новосхідницьке, 55 – Іванківське, 56 – Орів-Уличнянське, 57 – Соколовецьке, 58 – Заводівське, 59 – Південно-Стинавське, 60 – Мельничанське, 61 – Стинавське, 62 – Семигинівське, 63 – Таянське, 64 – Янківське, 65 – Північно-Долинське, 66 – Долинське, 67 – Вигодсько-Витвицьке, 68 – Чечвинське, 69 – Струтинське, 70 – Спаське, 71 – Рожнятівське, 72 – Спаське-Глибинне, 73 – Ріпнянське, 74 – Підліське, 75 – Луквинське, 76 – Рудавецьке, 77 – Росільнянське, 78 – Космацьке, 79 – Монастирчанське, 80 – Пнівське, 81 – Гвіздецьке, 82 – Південно-Гвіздецьке, 83 – Пасічянське, 84 – Битків-Бабченське, 85 – Довбушанське, 86 – Бистрицьке, 87 – Микуличинське, 88 – Страшевицьке, 89 – Стрільбицьке, 90 – Східницьке.

**Недосліджені локальні структури:** 91 – Рава-Руська, 92 – Немирівська, 93 – Ставчанська, 94 – Стенжарівська, 95 – Радовичська, 96 – Оводневська, 97 – Доброшинська, 98 – Мацатинська, 99 – Збайська, 100 – Майорівська, 101 – Бобриська, 102 – Ліщинська, 103 – Хлівчанська, 104 – Бутинська, 105 – Нестерівська, 106 – Куліковська, 107 – Дублінська, 108 – Печенігська, 109 – Літовежська, 110 – Божеська, 111 – Ільківська, 112 – Гоголівська, 113 – Холоднянська, 114 – Куличківська (Великомостівське), 115 – Реклинецька, 116 – Кам'янка-Бузька, 117 – Пелчинська, 118 – Козинська, 119 – Денисівська, 120 – Настасівська, 121 – Соколівська, 122 – Хмельницька, 123 – Вербовацька, 124 – Велескевська, 125 – Коропечська, 126 – Тудорівська, 127 – Бучацька, 128 – Істяківська, 129 – Мешковська, 130 – Воронівська, 131 – Рогатинська, 132 – Калинівська, 133 – Шегинська, 134 – Дністровська, 135 – Акрешорська, 136 – Тереснянська, 137 – Тарасівська, 138 – Північно-Пинянська.

Волино-Подільська плита і Зовнішня зона Передкарпатського прогину в основному – газоносні. До даного часу в межах Волино-Подільської плити встановлено два родовища газу – це Локачівське промислове газове родовище і Великомоствіське газове родовище, яке за його запасами вважається непромисловим. Що стосується платформового схилу Передкарпатського прогину, то тут відкрито понад 50 промислових родовищ вуглеводнів, серед яких тільки чотири являються чисто нафтовими (Коханівське, Орховицьке, Вишнянське, Лопушнянське). Подібність фазового вмісту вуглеводнів в покладах територій, що розглядаються, можна рахувати додатковим вагомим показником, щоб об'єднувати Волино-Подільську плиту і платформовий схил Передкарпатського прогину в єдину нафтогазозносну область.

При об'єднанні Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і Волино-Подільської плити в єдину область, доцільно ще згадати, що у 1979 році Валеєвим В.Н., Юдіним Г.Т., Гісма-туліним Р.В. та іншими [5], справедливо звернуто увагу на те, що в природі існують просто нафтогазозносні області, в розрізі яких є поклади нафти і газу, але бітумінозних порід немає, а також є і бітумінонафтогазозносні області, де крім відкритих родовищ нафти і газу, розвинуті ще товщі бітумінозних порід. В розрізі Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину існують відклади, збагачені органічною речовиною (ОР), присутні бітумінозні породи (у вміст яких входить кероген), а також є вугленосні товщі [6, 7].

Аналізуючи дані з наведених фундаментальних праць і результати проведених у 1991-92 роках тематичних досліджень за угодою ІФНТУНГ з Французьким Інститутом Нафти [8], Волино-Подільська плита і платформовий схил Передкарпатського прогину (тобто його Зовнішня зона), являються бітумінонафтогазозносною областю (рис. 1). Цей висновок є дуже важливим, у зв'язку з тим, що на даний час промислове видобування вуглеводневої сировини здійснюється у цілому ряді країн світу не тільки з традиційних колекторів, а й з слабопроникних бітумінозних порід, які раніше розглядалися як покришки. Такі породи з часу одержання промислових припливів нафти з баженівської світи юри у Західному Сибіру визначені, як нетрадиційні колектори, які назвали баженітом [9, 10].

Видобування вуглеводневої сировини з нетрадиційних колекторів, до яких на даний час відносять вже не тільки сланцеві породи, а й аргіліти та глини, і навіть ущільнені дуже слабопроникні пісковики [7] є одним з перспективних напрямків пошуків і розвідки нафтових і газових родовищ в західних областях України, тобто в межах бітумінонафтогазозносної області Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Розглянемо перспективи нафтогазозносності, окремо в межах Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

В межах Волино-Подільської плити в розрізі осадових відкладів, починаючи від неогену по нижній палеозой, на даний час розкрито по-

Вік, система	Відділ	Коротка літологічна характеристика	Максимальна товщина, м	Нафтогазопрояви, поклади газу і вугілля
Неоген Палеоген		Вапняки, пісковики, алевроліти, гіпси та ангідрити	250	▲ ○ ● ▲ ○ ○ ▲ ○ ● ○ ● ○
Крейда	Верхній	Вапняки, мергелі	300	
	Нижній			
Юра	Верхній	Вапняки, доломіти, гіпси та ангідрити	150	
	Середній	Аргіліти, алевроліти, пісковики, конгломерати	250	
Карбон	Середній	Пісковики, доломіти	900	
	Нижній	Аргіліти, доломіти, пісковики, алевроліти, вапняки		
Девон	Верхній	Вапняки, гіпси та ангідрити, алевроліти, доломіти	110	
	Середній	Аргіліти, алевроліти, пісковики, доломіти, вапняки		
	Нижній	Вапняки, алевроліти, аргіліти, пісковики	2100	
Силур	Верхній	Вапняки, алевроліти, аргіліти, пісковики	1300	
	Нижній	Вапняки, доломіти, аргіліти		
Ордовик				
Кембрій	Середній	Пісковики, аргіліти, алевроліти	1400	
	Нижній	Пісковики, алевроліти		
Вендський комплекс		Пісковики	450	
		Алевроліти	50	
		Пеліти	40	
Рифей		Пісковики, аргіліти	900	

Умовні позначення: ● - газопрояви; ○ - нафтопрояви; ▲ - поклади газу; ▲ - поклади вугілля.

Рисунок 2 – Літолого-стратиграфічний розріз відкладів осадового чохла Волино-Подільської плити (Орлов О.О., Калиній Т.В., 2014 р.)

над 45 локальних структур перехідного і платформового типу (брахіантиклінальні і куполоподібні підняття, зустрічаються також і «структурні носи»), при розбурюванні яких спостерігалось багато нафтогазопроявів (рис. 2).

Так в силурійських відкладах під час буріння опорних свердловин № 30-Великі Мости і № 1-Бучач виникали газопрояви у вигляді різкого збільшення в'язкості і зниження густини глинистого розчину. Вказані газопрояви зафіксовані також газокаротажною станцією (збіль-

шення вмісту газу до 7,0 % в глинистому розчині порівняно з фоном 0,1-0,3%). Що стосується нафтопроявів із силурійських відкладів Волино-Подільської плити, то у процесі буріння пошукових свердловин на площі Локачі в сокальському горизонті силуру, зафіксовано присутність нафти у вигляді включень у тріщинах порід в керні, а іноді і в порах порід. В одній з свердловин (№12-Локачі) при її випробуванні з інтервалу 1350-1483 м зафіксований короточасний малий приплив нафти. Крім Лока-

чівського родовища на території Волино-Подільської плити у процесі буріння свердловин слабкі нафтогазопрояви спостерігалися також, при розкритті кембрійських відкладів на площах біля населених пунктів Літовеж, Володимир-Волинський, Новий Вітків, Перемишляни та інших. При бурінні розвідувальних свердловин на вугілля у Львівському палеозойському прогині в межах Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну, в карбонових відкладах майже повсюди спостерігалися газопрояви від слабких до середньої інтенсивності. Іноді спостерігалися також і нафтопрояви у вигляді нафтових плівок в глинистому розчині. Вказане свідчить про загальну нафтогазоносність осадових товщ території, що розглядається.

На нашу думку, якщо провести переінтерпретацію даних ГДС в розрізах так званих недосліджених структур, то невиключено, що в деяких структурах можуть бути виявлені вуглеводневі прошарки.

Крім вказаного, при співставленні геологічної будови нафтогазоносною області Волино-Подільської плити з іншими нафтогазоносними областями світу, наприклад, із Західно-Канадською нафтогазоносною областю, що простягається на захід від Канадського щита (адміністративні провінції Британська Колумбія, Альберта, Саскачеван, Манітоба), можна побачити їх схожість за літолого-стратиграфічним розрізом і тектонічними особливостями. Доречі, Західно-Канадська нафтогазоносна область (НГО) є головною нафтогазовидобувною територією в Канаді. В межах області відкриті родовища нафти із значними запасами, такі як Пембіна, Свен-Хілла, Редоутер, Рімбей, а також великі родовища газу: Тернер-Валлі, Айленд, Форт-Норман та інші.

Цікаво, що у Західно-Канадській НГО велика кількість родовищ із значними запасами вуглеводнів західного краю Північно-Американської платформи, зосереджені в утвореннях верхньодевонського віку. Ці утворення представлені вапняками, інколи доломітами нижнього девону, які канадськими геологами вважаються рифогенними утвореннями. Вказані карбонатні породи, як правило, захоронені в товщах темно-сірих глин, глинистих сланців, алевролітів та інших теригенних порід [11, 12].

За результатами палеогеографічних досліджень Г.Н. Долєнка, Г.П. Різуна, Ю.М. Сеньковського [11] на території Волино-Подільської плити, починаючи з рифею до початку накопичення відкладів дністровської серії нижнього девону, також існували сприятливі умови для формування карбонатних порід, представлених вапняками, можливо рифогенного походження. Карбонатні відклади від кембрію по девон (а можливо і від рифею) в межах Волино-Подільської плити на даний час ще слабо вивчені і потребують проведення подальших детальних палеогеографічних досліджень.

В межах Волино-Поділля слід також приділити увагу видобутку газу безпосередньо з пластів вугілля Львівсько-Волинського

кам'яновугільного басейну. У геологічному відношенні цей басейн приурочений до західного краю Волино-Подільської плити, що поступово опускається по системі тектонічних порушень скидового характеру і переходить у платформовий схил Передкарпатського прогину, який являє собою його Зовнішню зону. Вугленосні відклади на Волино-Подільській плиті відносяться до товщі нижнього і середнього карбону, де зосереджено до 60 пластів кам'яного вугілля, товщиною 0,5-1 м. Початкові геологічні ресурси вугілля у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні становили 2,1 млрд.т. На даний час ресурси ще не вироблені і на половину. Вугілля у даному басейні двох марок: газової – 92 % і жирної – 8 %. Глибини залягання вугільних пластів невеликі від 300 до 650 м. Видобуток вугілля у басейні не є стабільним і в останні роки коливається у широких залежності від потреб межах. Геологічні умови у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні досить сприятливі для видобування газу безпосередньо з вугільних пластів у зв'язку з пологим їх заляганням і відносно слабкою тектонічною порушеністю, у порівнянні наприклад, з Донецьким кам'яновугільним басейном [7].

Вугленосну товщу карбону Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну вважають дуже загазованою, що пов'язане тут з достатньо інтенсивними процесами метаморфізму вугілля. Інтенсивність теплових потоків Землі в межах Волино-Подільської плити сягає величин до 60 і навіть 70 мВт/м<sup>2</sup> [13], що є сприятливим критерієм для перетворення органічної речовини у вуглеводневі сполуки (рис.3).

До складу природних газів басейну в осадових породах входять метан і його гомологи до пропану, інколи до бутану включно, а також азот, вуглекислий газ, водень, сірководень. Найбільш поширені метан, азот і вуглекислий газ. Походження вуглеводневих газів у вугленосній товщі Львівсько-Волинського вугільного басейну пов'язане з перетворенням ОР в основному гумусового ряду. Але присутність в газах важких вуглеводнів Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну свідчить також і про роль сапропелевої ОР, що відкладалася в процесі седиментогенезу в карбоновий час.

При розгляді перспектив видобутку газу на Волино-Подільській плиті, на нашу думку, слід приділити першочергову увагу вміщуючим вугільні пласти слабопроникним породам, тобто нетрадиційним колекторам. Газ у вміщуючих породах може бути пов'язаний з оклюзією. Але перспективи видобування газу з алевроліто-аргілітових пластів і ущільнених пісковиків, що відклалися у Львівському палеозойському прогині слід на наш погляд, пов'язувати в основному з перетворенням в них розсіяною ОР в результаті проходження катагенетичних процесів. Важко уявити насичення непроникних порід газом або нафтою феноменом «оклюзії» в широких масштабах. До того ж, в осадовій оболонці земної кори існує велика кількість тери-

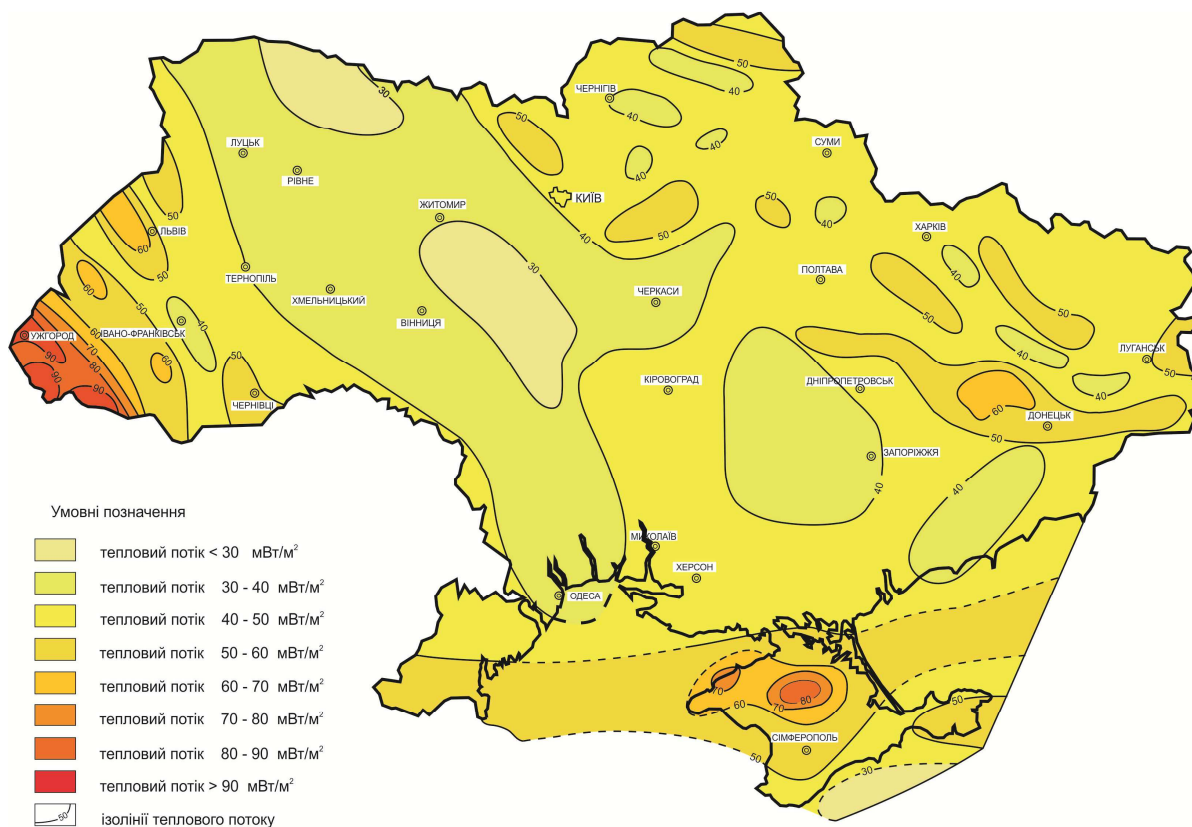


Рисунок 3 – Карта інтенсивності теплового потоку території України (за В.В. Гордієнко[13])

торій, де значні накопичення нафти і газу в ущільнених породах існують без будь-якого зв'язку з метаморфізмом вугільних пластів.

На наш погляд, видобуток газу безпосередньо з вугільних пластів є суттєво менш доцільним у порівнянні з видобуванням газу з порід, що вміщують вугілля. Це тому, що буріння на вугільні пласти свердловин для видобування газу, особливо горизонтальних свердловин із застосуванням гідророзривів, призведе до руйнування пластів вугілля, щільність яких дуже мала. Вказане буде значно прискорювати забруднення надр і навколишнього середовища на денній поверхні. Також слід не забувати, що вугілля являється дуже цінною корисною копалиною, що застосовується у паливній і хімічній промисловості і до того ж дуже широко використовується у побуті населення України.

Щодо нижньопалеозойських сланцевих товщ Волино-Подільської плити, то тут нині дуже важко однозначно говорити про перспективи видобування так званого сланцевого газу шляхом розбурювання їх горизонтальними свердловинами із застосуванням потужних гідророзривів в регіональному масштабі. Сланцеві породи силуру і кембрію на території, що розглядається, до даного часу розкривались на одиничних площах і на вміст ОР практично не досліджувалися. Наприклад, з цих порід, які були розкриті на Красноільській площі платформового схилу Передкарпатського прогину [14], на вміст ОР був досліджений тільки один взірець, у якому вміст ОР не перевищував 1%. Це не може слугувати суттєвим критерієм пер-

спективності газоносності цих порід. Наприклад, чорносланцеві породи силуру, з яких в США здійснювалось широке видобування сланцевого газу, володіють вмістом ОР до 4-5%. Також в розрізі силуру і взагалі нижньопалеозойських відкладів Волино-Поділля континентально-болотних, озерних і лагунних фацій поки ще не встановлено. Крім того, не можна ігнорувати те, що при бурінні горизонтальних свердловин у Люблінському басейні Польщі, бажаних результатів з нижньопалеозойських сланцевих порід не отримано. Позитивні дані про буріння горизонтальних свердловин у вказаних породах на території Померанії в Польщі, також не подають надію на видобування тут сланцевого газу в промислових масштабах. Ймовірно, що в Польщі, там де були одержані малі газопрояви при застосуванні буріння горизонтальних свердловин, вони пов'язані з виділенням вуглеводневих сполук із застосованих гідророзривних рідин, куди вони згідно існуючої технології додаються у значній кількості.

Що стосується Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, то тут найбільш збагачені ОР являються піщано-глинисті товщі неогену. Причому в цих відкладах переважає гумусова ОР. У відкладах всюди зустрічаються скам'янілі рослини залишки. В піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, також відомі пласти і прошарки бурого вугілля [6, 7]. Це свідчить про те, що при відкладанні потужних глинистих товщ цього віку товщиною в 4-5 і більше тисяч метрів, у Зовнішній зоні мали місце зміни

палеогеографічних умов, які впливали на зміну формування фацій від морських до озерно-лагунних і континентальних. Слід також вказати на те, що в глинах неогену по розрізу постійно змінюється вміст розсіяного псамітового матеріалу від 1-2 до 6-8 %, а іноді і більше відсотків. У 2002-2004 роках при проведенні тематичних науково-дослідних робіт геологами ІФНТУНГ з метою визначення причин пропуску продуктивних горизонтів в Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, були зроблені висновки, що в цій зоні промислові горизонти газу можуть бути одержані не тільки з традиційних піщаних колекторів, а й з прошарків глин з підвищеною псамітовістю, які майже не реєструються на каротажних діаграмах як колектори.

Справа в тому, що в піщано-глинистих товщах піщанистість глин довгий час розглядалась як відношення суми всіх піщаних пластів до загальної її товщі. Піщані пласти і їх перспективність на газ в розрізах піщано-глинистих товщ добре діагностуються методами ГДС, за результатами чого в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину було відкрито багато газонасних горизонтів, саме у монолітних шарах пісковиків. Але між піщаними пластами в глинистих відкладах існує також велика кількість інтервалів, які являють собою тонкошаруваті пачки з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових відношеннях. Такі піскуваті глинисті пачки методами ГДС виділяються з великими труднощами. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вмичуючих глинистих порід, а відбір керну на них дуже часто не попадає. В результаті цього в Передкарпатті було пропущено багато промислових газонасних горизонтів в таких пачках. Головним критерієм перспектив газонасності тонкошаруватих піщано-глинистих пачок є наявність в них диференційовано розсіяної псамітової фракції, яка була нами названа пісковістю, на відміну від піщанисті, коли вивчаються тільки монолітні піщані шари. Було встановлено, що краще за все можна здійснювати визначення критерію диференціації піщанистої фракції в піщано-глинистій пачці, шляхом ретельного дослідження шламу, так як він постійно виноситься на поверхню при бурінні свердловин і його можна досліджувати по всьому розрізу на відміну від керну. При розмиві піщано-глинистих порід в процесі буріння, слід застосовувати досліджування на пісковіть пробі промивальної рідини, що виходить з свердловини на поверхню.

Формування газових покладів в окремих прошарках піщано-глинистих пачок здійснюється по наступній схемі: там, де пісковіть вища в пластах і прошарках вони набувають властивості природних резервуарів, так як ці пласти і прошарки опиняються серед шарів глин, які практично не володіють проникністю. У прошарках з підвищеною пісковістю витискуються флюїди із вмичуючих глинистих порід. Далі проходить гравітаційне розділення

флюїдів в прошарках з відносно високою пісковістю і при сприятливих структурних умовах або наявності лінз, виклинування пластів тощо, в таких шарах і прошарках формуються газонасні горизонти, в яких, як правило, присутні підшвенні води. Такі газонасні тонкошаруваті пачки, в яких, крім вуглеводневого накопичення, є води, отримали в літературі образну назву «слоїного пирога». Саме тому, при експлуатації газонасних горизонтів в піщано-глинистій товщі Передкарпаття завжди спочатку із свердловини поступає чистий газ, а потім газ із водою. У зв'язку з вищенаведеним, до процесу пошуків і розвідки покладів вуглеводнів в піщано-глинистих товщах потрібний особливий підхід. Він полягає у виявленні не тільки піщанисті, а також, обов'язково, ступеню дисперсно-розсіяних псамітів в окремих прошарках тонкошаруватих пачок глинистих товщ, тобто пісковісті. Шляхом вивчення тонкошаруватих пачок в піщано-глинистій товщі неогену Передкарпаття, на даний час в розрізах старих промислових площ А.В. Локтевим було виділено понад 150 перспективних на газ об'єктів [15].

При плануванні пошуків, розвідки і видобування газу з неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину шляхом буріння горизонтальних свердловин слід враховувати не тільки критерій піщанисті, а й пісковісті порід.

Аналізуючи таблицю 1, бачимо, що для пластів представлених в колонці (а) середнє значення пісковісті внаслідок її диференціації складає 3,2%, притому прошарки 4 і 7 можуть бути природними резервуарами; в колонці (б) – середнє значення пісковісті складає 8,9%, але її диференціація дуже мала, і тому природних резервуарів в цій пачці, сприятливих для вбирання в себе флюїдів із вмичуючих порід з малою диференціацією за густиною і формування газових покладів, тут немає.

На багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину вище наведена таблиця газонакопичень в окремих шарах і прошарках піщано-глинистих товщ неогену знайшла підтвердження і були відкриті нові поклади газу на старих промислових площах, навіть при бурінні вертикальних свердловин. Прикладом можуть служити прирощені запаси газу в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в 2008 – 2012 роках, шляхом застосування О.О. Орловим і А.В. Локтевим патентною розробкою [16], яка є в основі таблиці 2.

На нашу думку, при застосуванні буріння горизонтальних свердловин за американською технологією в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину можуть бути прирощені набагато більші запаси газу в неогені Зовнішньої зони Передкарпатського прогину у порівнянні з бурінням вертикальних свердловин. Зовнішня зона Передкарпатського прогину вважається найбільш загазованою в межах Західноукраїнського бітумонафтогазонасного регіону. Цікаво, що в її межах важко знайти свер-

Таблиця 1 – Розподіл піскуватості в тонкошаруватих пачках піщано-глинистих товщ, що відображає умови накопичення вуглеводнів

№ п/п	Значення піскуватості, %	Товщина пачки, м	№ п/п	Значення піскуватості, %	Товщина пачки, м
1	2,5	50	1	8	50
2	2		2	9	
3	2,5		3	8	
4	6		4	9	
5	3		5	10	
6	1				
7	6				
8	3				

Середнє значення піскуватості 3,2 %

а)

Середнє значення піскуватості 8,9 %

б)

Таблиця 2 – Промислові площі, де використовувались дані таблиці 1 з метою приращення запасів газу

№ п/п	Площа	Вік, Горизонт	Класи видів запасів та ресурсів газу
1	2	3	4
1	Хідновицька	Сармат ВД-13-14 НД-1- 8	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 6.734 млрд. м <sup>3</sup>
2	Рубанівська	Сармат ВД-13 НД-1, 6	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 0.350 млрд. м <sup>3</sup>
3	Верещицька	Сармат НД-12-13	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 0.540 млрд. м <sup>3</sup> C <sub>3</sub> = 0.083 млрд. м <sup>3</sup>
4	Дашавська	Сармат ВД-11-13	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 0.097 млрд. м <sup>3</sup>
5	Дубаневицька	Сармат НД- 3-5, 10-13	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 4.526 млрд. м <sup>3</sup> C <sub>3</sub> = 1.529 млрд. м <sup>3</sup>
6	Комарівська	Сармат НД- 8	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 0.155 млрд. м <sup>3</sup>
7	Любешівська	Сармат НД- 5-6-8-9 ВД - 11-13	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 1.741 млрд. м <sup>3</sup> C <sub>3</sub> = 0.216 млрд. м <sup>3</sup>
8	Макунівська	Сармат ВД- 3-5, НД-7,15	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 0.174 млрд. м <sup>3</sup> C <sub>3</sub> = 1.327 млрд. м <sup>3</sup>
9	Орховицька	Сармат НД-12,13,15	C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 1.510 млрд. м <sup>3</sup> C <sub>3</sub> = 1.545 млрд. м <sup>3</sup>
Всього			C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> = 15.827 млрд. м <sup>3</sup> C <sub>3</sub> = 4.7 млрд. м <sup>3</sup>
Разом			C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> +C <sub>3</sub> = 20.527 млрд. м <sup>3</sup>

дловину при бурінні якої не спостерігались газопрояви [7].

Але слід сказати, що Волино-Подільська плита і Зовнішня зона Передкарпатського прогину, на даний час являють собою в принципі порівняно екологічно чисті території. Тому буріння тут горизонтальних свердловин із застосуванням потужних гідророзривів в кам'яновугільній товщі Львівсько-Волинського вугільного басейну, а також в неогенових відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, бажано проводити в межах окремих старих промислових площ, які є вже забрудненими, причому, при умові рекультивації цих

площ за європейськими стандартами після закінчення на них робіт.

Базуючись на викладеному матеріалі можна зробити наступні висновки:

Для пошуків і розвідки нафти і газу в традиційних колекторах на території Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину необхідно:

- провести додаткові палеогеографічні дослідження у відкладах від рифею до девону, з метою чіткого підтвердження тут наявності рифогенних утворень, які, як правило, володіють високими емнісними і фільтраційними властивостями для нафти і газу;

- провести додаткову переінтерпретацію матеріалів геофізичних досліджень розрізів вже встановлених, так званих недосліджених локальних структур в області, що розглядається - для виявлення прошарків із сприятливими колекторськими властивостями для формування газонафтових покладів.

При розгляді проблеми пошуків, розвідки і видобування вуглеводневих енергоносіїв з нетрадиційних колекторів із застосуванням технології буріння горизонтальних свердловин в бітумонафтогазоносній області, що розглядається, перспективними об'єктами є:

- ущільнені теригенні породи, що вміщують вугільні пласти у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні, при розкритті яких в процесі пошуків і розвідки вугільних пластів, дуже часто спостерігалися газо- і навіть нафтопрояви;

- дуже перспективною є загазована, збагачена органічною речовиною гумусового ряду, піщано-глиниста товща неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, в розрізі якої, пласти глин з відносно підвищеною псамітовістю можуть слугувати газоносними нетрадиційними колекторами. Але застосування технології видобування газу з неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, доцільно проводити в межах старих, вже виснажених родовищ газу з метою запобігання забруднення нових екологічно чистих територій;

- для вирішення проблеми з перспектив видобування газу з нетрадиційних колекторів в сланцевих товщах силуру Волино-Подільської плити і Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, шляхом застосування технології буріння горизонтальних свердловин, з наступними потужними гідророзривами, необхідно з початку провести вивчення цих відкладів геохімічними і термобаричними методами.

### Література

1 Брод И.О. Основы геологии нефти и газа. Издание третье / И.О. Брод, Н.А. Еременко. – Москва: Гостоптехиздат, 1957. – С. 426–455.

2 Нефтегазогеологическое районирование территорий СССР. В кн. Нефтегазоносные провинции и области СРСР / Под ред. А.А. Бакирова. – Москва: Недра, 1979. – С. 19 – 35.

3 Габриелянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – Москва: Недра, 1972. – С. 77–104.

4 Орлов О.О. Бітумонафтогазогеологічне районування і напрямки пошуків нафти і газу в нетрадиційних колекторах західних областей України / О.О. Орлов, В.С. Боднарчук, Ю.А. Калиній, А.П. Мазур // Науковий вісник. – 2012. – № 3 (33). – С. 17–29.

5 Валеєв В.Н. Битуминозные бассейны / В.Н. Валеєв, Г.Т. Юдин, Р.В. Гисматулин, В.Л. Штейгольц // Геология битумов и битумовмещающих пород. – Москва: Наука, 1979. – С. 3–14.

6 Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат / Под ред.

В.В.Глушко и С.С.Круглова. – Москва: Недра, 1971. – 343 с.

7 Орлов О.О. Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього / О.О. Орлов, В.Г. Омельченко, А.В. Локтев. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2012. – 152 с.

8 Орлов О.О. Виявлення нафтопродуруючих порід у Карпатах // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – № 2. – С. 10-11.

9 Нестеров И.И. Новый тип колектора нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1979. – № 10. – С. 26–29.

10 Орлов А.А. Пути повышения эффективности поисков залежей нефти и газа в пластах Ю0, Ю1 и Ю2-Ю20 юрских обложений Среднего Приобья / А.А. Орлов, М.Д. Журакинский, М.В. Ляху, Е.М. Старосельский. – Баку: Известия высших учебных заведений, НЕФТЬ и ГАЗ, 1986. №3, – С. 6–8.

11 Доленко Г.Н. Геология и нефтегазоносность Волино-Подольской плиты / Г.Н. Доленко, Б.П. Ризун, Ю.Н. Сеньковский и др. – Киев.: Наукова думка, 1980. – 106 с.

12 Орлов О.О. Подібні риси тектоніки і нафтогазоносності Західно-Канадського і Західно-Українського нафтогазоносних басейнів / О.О. Орлов, Т.В. Калиній, О.О. Орлова // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – № 2(24). – С. 5 – 14.

13 Гордиенко В.В. Карта теплового потока территории Украины и Молдовы, масштаб 1:2500000; В Атласі: Геологія і корисні копалини України. – Киев: Институт геофизики НАН Украины, 2001. – С. 24.

14 Орлов О.О. Про фундамент південно-східної частини Передкарпатського прогину за даними буріння на Красноільській площі. – Геологічний журнал. – 1966. – Том XXVI, Вип. 3. – С. 59–62.

15 Локтев А.В. Особливості дорозвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: Автореф. канд. дис. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. – 22 с.

16 Патент на корисну модель № 8434 (51) 7 G01V3/00 Спосіб визначення перспективних на нафту і газ колекторів у піщано-глинистих товщах за даними псамітовості / О.О. Орлов, В.В. Пилипів, А.В. Локтев, В.С. Локтев. – Київ: Держ. деп. інтелектуальної власності МОНУ, 2005. – 5с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 11.07.14

Рекомендована до друку професором Федоришиним Д.Д. (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром геол. наук Нестеренком М.Ю. (відділ експлуатації МГ і ГРС ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)

## ПРОБЛЕМИ І ПЕРСПЕКТИВИ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ НА РОДОВИЩАХ ПЕРЕДКАРПАТТЯ

Л. Б. Мороз

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

Родовища Передкарпаття, які розробляються за допомогою заводнення, вступили в пізню стадію розробки. Тому виникає проблема дорозробки їх з метою видобування залишкової нафти. Для підвищення нафтовидодачі на родовищах Передкарпаття застосовувалися такі методи діяння на пласт: циклічне заводнення, форсований відбір рідини, газовий і водогазовий вплив, витіснення нафти гарячою водою і розчинами поверхнево-активних речовин.

Питання вивчення, дослідження і впровадження різних технологій підвищення нафтовилучення в умовах нафтових родовищ Передкарпаття України містить низку суперечливих аспектів. З одного боку це можливість і необхідність збільшення коефіцієнту нафтовилучення цих родовищ, а з іншого – наявність ряду несприятливих факторів, що значною мірою ускладнює їх вирішення. Одними з найбільш ефективних методів третинного вилучення нафти на родовищах Передкарпаття є фізико-хімічні методи з застосуванням поверхнево-активних речовин. Слід зазначити, що зараз в Україні випускається ціла низка ПАВ, які за нафтовитисними властивостями не поступаються зарубіжним, а за ціною значно нижчі. Випробування їх для умов родовищ Передкарпаття є необхідністю, адже підвищення нафтовилучення на 1-2 % дозволить додатково видобути нафти, що рівна відкриттю нового родовища з невеликими запасами нафти.

Ключові слова: нафтовилучення, видобування нафти, залишкова нафта, загальний видобуток, третинні методи нафтовилучення, родовище, заводнення, водонагнітальні свердловини.

Месторождения Предкарпатья, которые разрабатываются с помощью заводнения, вступили в позднюю стадию разработки. Поэтому возникает проблема доразработки их с целью извлечения остаточной нефти. Для повышения нефтеотдачи на месторождениях Прикарпатья применялись такие методы воздействия на пласт: циклическое заводнения, форсированный отбор жидкости, газовое и водогазовое воздействие, вытеснения нефти горячей водой и растворами поверхностно-активных веществ.

Вопросы изучения, исследования и внедрения различных технологий повышения нефтеизвлечения в условиях нефтяных месторождений Предкарпатья Украины содержит ряд противоречивых аспектов. С одной стороны это возможность и необходимость увеличения коэффициента нефтеизвлечения этих месторождений, а с другой – наличие ряда неблагоприятных факторов, что в значительной мере затрудняет их решение. Одними из наиболее эффективных методов третичного извлечения нефти на месторождениях Предкарпатья физико-химические методы с применением поверхностно-активных веществ. Следует отметить, что сейчас в Украине выпускается целый ряд ПАВ, за нефтеизвлекающими свойствами не уступают зарубежным, а по цене значительно ниже. Испытания их для условий месторождений Прикарпатья является необходимостью, ведь повышение нефтеизвлечения на 1-2% позволит дополнительно добыть нефти равно открытию нового месторождения с небольшими запасами нефти.

Ключевые слова: нефтеизвлечение, добыча нефти, остаточная нефть, общая добыча, третичные методы нефтеизвлечения, месторождение, заводнение, водонагнітальні скважини.

The Precarpathian fields, which are developed by water-flooding, reached the late stage of development. Therefore, there is a problem of their additional development with the purpose to produce the residual oil. To increase oil recovery on the Precarpathian fields such methods of formation stimulation are used: cyclic water flood, forced fluid withdrawal, gas and water-gas influence, oil displacement by hot water and solutions of surface-active substances.

The matter of study, research and application of various technologies to increase oil recovery under the conditions of the Precarpathian oil fields of Ukraine includes a number of controversial aspects. On the one hand, it is an opportunity and a need to increase the coefficient of oil recovery of these fields and, on the other hand, it is the presence of a number of unfavorable factors, which greatly complicates their solution. One of the most effective methods for tertiary oil recovery on the Precarpathian oil fields are physical and chemical methods with the use of surface-active substances. It is worth noting that a number of surface-active substances, which according to their oil displacement properties are not worse than the foreign ones and their price is much lower, are produced in Ukraine now. Their testing for the conditions of the Precarpathian fields is a necessity because oil recovery increase for 1-2% would allow producing additional amounts of oil that is equal to discovery of new fields with small oil reserves.

Key words: oil recovery, oil production, residual oil, total production, tertiary oil recovery methods, field, water flood, water-injection wells.

Внаслідок постійного зменшення активних запасів нафти на багатьох родовищах сформувався нове поняття перехідного періоду як періоду завершальної стадії розробки об'єкта. Слід зазначити, що родовища, які розробляються за допомогою заводнення, вступили у за-

ршальну стадію розробки, а тому виникає проблема дорозробки їх з метою додаткового вилучення нафти, в тому числі із заводнених зон.

При всіх перевагах освоєного промислового методу заводнення нафтових покладів, як методу вилучення нафти, він вже не забезпечує

необхідну кінцеву ступінь вилучення нафти з покладів, особливо в умовах неоднорідних пластів і підвищеної в'язкості нафти, коли досягається низька ступінь охоплення пластів заводненням. В міру вивчення механізму і особливостей процесу заводнення нафтових покладів стали наполегливо шукати способи підвищення його ефективності.

Розподіл залишкової нафтонасиченості в пластах потребує, щоб методи збільшення нафтовилучення ефективно впливали на розсіяну нафту в заводнених або загазованих зонах пласта і на зони з високою нафтонасиченістю слабоброникних пропластків та в монолітних заводнених пластах, а також в утворених лінзах, які зовсім неохоплені дренаванням системою свердловин. Очевидним є те, що за такого стану залишкової нафтонасиченості, а також при великій різноманітності властивостей нафти, води і газу, і проникності нафтонасичених зон пластів не може бути одного універсального методу збільшення нафтовилучення з пластів, який усував би всі причини залишкової нафтонасиченості.

Розробка родовищ Передкарпаття на природних режимах є малоефективною і нераціональною у зв'язку з низьким (10 %, рідше до 16 %) коефіцієнтами вилучення нафти. Тому основні родовища регіону (Долинське, Північно-Долинське, Струтинське, Спаське, Битківське, Гвіздецьке, Довбушансько-Бистрицьке, Луквинське, Старосамбірське, Орів-Уличнянське) розробляються із застосуванням технології витіснення нафти водою шляхом заводнення, що дає можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 26–46 %. Слід зауважити, що родовища, які розробляються за допомогою заводнення, вступили у пізню стадію розробки. Тому виникає проблема дорозробки їх з метою додаткового вилучення нафти. На завершальній стадії розробки в основному використовуються гідродинамічні та фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення.

Для підвищення нафтовилучення на родовищах Передкарпаття застосовувались такі методи діяння на пласт: циклічне заводнення, форсований відбір рідини, газова і газоводяна дія, витіснення нафти гарячою водою і розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР).

*Циклічне заводнення* використовувалось на Долинському, Північно-Долинському, Гвіздецькому родовищах. Циклічне запомповування води підвищує ефективність заводнення неоднорідних пластів з контрастом по проникності. Концепція циклічного запомповування ґрунтується на пульсуючому нестационарному запомповуванні і зміні напрямків фільтраційних потоків. Циклічне заводнення було успішно реалізоване в Росії на нафтових родовищах з піщаними і карбонатними колекторами. В інших країнах цей метод застосовувався в обмежених об'ємах і тільки в тріщинуватих колекторах.

Циклічне запомповування води має найбільший потенціал збільшення коефіцієнта витіснення нафти в неоднорідних пластах піщаних колекторів з контрастом по проникності, а та-

кож в тріщинуватих карбонатних породах. Ефективність процесу вища в гідрофільних пластах, які насичені стиснутими флюїдами. На мікрорівні підвищення коефіцієнта вилучення нафти при реалізації циклічного заводнення є результатом проявлення ефектів капілярного тиску і відносних фазових проникностей. На макрорівні основні ефекти проявляються у вигляді:

а) підвищення охоплення заводненням менш проникних зон з високою залишковою нафтонасиченістю, які мають гідродинамічний зв'язок з більш проникними і більш виробленими зонами;

б) розширення горизонтального охоплення, яке досягається внаслідок зміни напрямку фільтраційних потоків у пласті;

в) періодична зміна переваги сил гравітації над в'язкісними силами і навпаки [1].

Підвищення ефективності заводнення за рахунок циклічного запомповування води може бути досягнуто фактично при малих додаткових затратах і без суттєвих ускладнень схем запомповування.

У 1966 р на циклічний режим роботи було переведено всі свердловини склепінного ряду вигодського покладу Долинського родовища та окремі свердловини манявського і менілітового покладів. У наступні роки кількість свердловин, які працювали у циклічному режимі, збільшувалася, але для менілітового покладу вона не перевищувала 25 % загального фонду, тоді як на еоценових покладах досягла 68-82 % від загального фонду нагнітальних свердловин. З 1975 р у зв'язку із зменшенням приймальності нагнітальних свердловин об'єми води, які запомповувалися циклічно, різко зменшилися на всіх покладах. Відповідно — найбільший додатковий видобуток нафти від циклічного заводнення було отримано у перші 7-8 років запровадження процесу, коли величина його досягла 7-18 % від загального річного видобутку. На цьому етапі додатковий видобуток нафти від циклічного заводнення має місце тільки на вигодсько-бистрицькому покладі і величина його становить 4,2-4,5 % від загального видобутку з покладу. При цьому слід зауважити, що на пізній стадії розробки більш ефективним є довготривала зупинка нагнітальних свердловин, в які запомповані великі об'єми води, оскільки вона дає можливість використати і термобаричний ефект, зумовлений відновленням температури охолодженої частини розрізу. Саме за рахунок такої довготривалої зупинки нагнітальних свердловин було суттєво зменшено темпи падіння видобутку нафти у межах II і IV ділянок вигодсько-бистрицького покладу. Додатковий видобуток за рахунок циклічного режиму запомповування води і відбір нафти із свердловин, пробурих у слабодренованих зонах на 1.01.2008 р. становив 29,198 млн.т нафти.

Циклічне заводнення на Північно-Долинському родовищі почали впроваджувати у 1970 р. Кількість свердловин з циклічним запомповуванням води до 1987 р становила 73-87 % від загального фонду свердловин, і лише в

окремі роки зменшувалася до 50-60 %. З 1988 р у зв'язку з різким падінням прийнятності у циклічному режимі працюють лише 3-5 свердловин. В 1996 р 96,7 % запомпованої води в еоценовий поклад поступило через шість свердловин при діючому фонді 17, три з яких розміщені на ділянці, де є зони з мінімальним пластовим тиском, що не дає можливості перевести їх на циклічний режим роботи. Тому на цьому етапі циклічне запомповування води ведеться лише у свердловину 167. Максимальний приріст видобутку нафти за рахунок циклічного заводнення припау на 1972-1973 рр. і 1977-1979 рр., коли він складав 10,1-11,7 % від загального видобутку. З початку впровадження циклічного заводнення додатково одержано 266,2 тис. т нафти, в тому числі видобуток з нових свердловин, які проектувались для вироблення недренованих зон еоценового покладу.

На ділянці 1 середньоменілітового покладу Гвіздецького родовища проведено експеримент із впровадження циклічного запомповування води в поклад з 1988 р. За рахунок цього із свердловини 212 додатково видобуто 1,7 тис. т нафти за період 1988-1994 рр. Родовище знаходиться на завершальній стадії розробки. Поточний дебіт нафти складає 0,16-6,1 т/д при обводненості продукції 85-98 %. З метою підключення до роботи менш продуктивних прошарків і використання термобаричних умов для зміни фільтраційних потоків з 1.07.1994 р., у вигляді промислового експерименту, припинено запомповування води в середньоменілітовий і еоценовий поклади, дві нагнітальні свердловини переведені у видобувні. Запомповування води проводиться в свердловину 1 нижньоменілітового покладу, а з вересня 1995 р. відновлене запомповування води у свердловину 230 еоценового покладу. Сумарний видобуток нафти із родовища складає 1203,7 тис. т, газу – 448,9 млн.м<sup>3</sup>, води – 2712,2 тис.м<sup>3</sup>, запомповано води 3934,6 тис.м<sup>3</sup>. Від геологічних запасів нафти (3877/1297 тис. т) відібрано 31 %, реалізовано 92,8 % видобувних запасів. За рахунок вторинних та третинних технологій вилучення нафти додатково видобуто 217,2 тис. т, в т.ч. за рахунок запомповування води 168,5 тис. т, циклічного запомповування – 1,7 тис. т.

*Форсований відбір рідини* застосовувався на Гвіздецькому родовищі. Технологія полягає в поетапному збільшенні дебітів видобувних свердловин (зменшенні вибірного тиску  $p_{\text{внб}}$ ).

Фізико-гідродинамічна суть методу полягає у створенні високих градієнтів тиску шляхом зменшення вибієрних тисків  $p_{\text{внб}}$ . При цьому в неоднорідних, дуже обводнених пластах залучаються до розробки залишені цілики нафти, лінзи, тупикові і застійні зони, малопроникні пропластки і ін.

Умовами ефективного застосування методу вважають: а) обводненість продукції не менше (80–85)% (початок завершальної стадії розробки); б) високі коефіцієнти продуктивності свердловин і високі вибієрні тиски; в) можливість збільшення дебітів (колектор стійкий, немає небезпеки проривання чужих вод, обсадна

колона технічно справна, є умови для застосування високопродуктивного обладнання, пропускна здатність системи збирання і підготування продукції достатня) [1]. У 1985 р. на всіх покладах Гвіздецького родовища впроваджено форсований відбір рідини шляхом переведення свердловин на газліфтний спосіб експлуатації. Самостійними об'єктами розробки є нафтові поклади середньоменілітових і нижньоменілітових відкладів олігоцену і вигодських відкладів еоцену Старунського блоку. Пробну експлуатацію родовища розпочато в 1963 р. В промислово розробку родовище введене в 1967 р. Пробурено чотири свердловини – одну на середньоменілітовий поклад і три – на еоценовий. Через низьку продуктивність і високу обводненість пробурених свердловин подальше розбурювання родовища припинено. Всього в межах родовища пробурено 38 свердловин, з яких дев'ять ліквідовано після буріння. Видобувний фонд налічує 18 свердловин, з яких дві свердловини використовуються для одночасного відбору нафти з двох об'єктів. У фонді нагнітальних числилось дев'ять свердловин, дві з них у 1994 р. переведено у видобувні. З метою підтримування пластового тиску в 1967 р. впроваджено заводнення середньоменілітового покладу, в 1983 р. – нижньоменілітового покладу і в 1984 р. – еоценового. За рахунок вторинних технологій видобування нафти додатково видобуто 192,505 тис.т нафти. Впровадження форсованого відбору рідини дало можливість значно збільшити відбір нафти при збільшенні обводненості продукції свердловин. Станом на 1.01.2006 р. додатково видобуто 38,5 тис. т нафти.

*Газова і газоводяна дія на пласт* здійснювалась на Битківському родовищі. При водогазовій дії використовується синергетичний ефект комбінованого запомповування газу і води в один і той самий пласт. Висока ефективність витіснення являється результатом нагнітання газу, в той час як вода, що запомповується, покращує співвідношення води і нафти. Водогазова дія підвищує коефіцієнт охоплення в результаті витіснення нафти із зон пласта, які не охоплені впливом при неперервному закачуванні газу чи води. В низькопроникних пластах малої товщини ефект гравітаційного розділення не відіграє такої важливої ролі, як у високопроникних пластах великої товщини.

В результаті промислового впровадження газоводяної репресії якісно покращився стан розробки родовища. Знизився темп падіння пластового тиску і за 1978-1979 рр. він становив 0,12 і 0,09 МПа відповідно. Зниження тиску за перше півріччя 1980 р. дорівнювало 0,03 МПа.

Починаючи з 1977 р почалось зниження газового фактору. Середнє значення за 1978 р. – 2955 м<sup>3</sup>/т, а в 1979 р. – 2842 м<sup>3</sup>/т, 1980 р. – 2418 м<sup>3</sup>/т нафти. По полях нагнітальних свердловин, в які запомповування газоводяної суміші здійснюється довший час, коефіцієнт поточно го нафтовилучення становив 9-17 % проти 6,4 % в цілому для покладу.

В результаті запомповування газоводяної суміші в 1979 р. отримано 59,2 тис.т нафти, а за 9 місяців 1980 р. – 41,8 тис.т нафти. Загальна кількість нагнітальних свердловин, в які проводилось спільне запомповування газу і води складала 35 одиниць. Треба зауважити, що із працюючих свердловин на родовищі на 1980 р з 31 нагнітальної свердловини, тільки в дев'ять проводилось спільне запомповування газу і води, причому сім із них знаходяться на Битківському блоці родовища, тобто процесом газоводяної репресії охоплено лише вказаний блок.

Кількість запомпованого газу змінювалася в 1977-1980 рр. в досить широкі межі від 10 до 33 млн. м<sup>3</sup> в місяць по покладу. Нерівномірне запомповування флюїду впродовж року призвело до передчасного прориву газу і води, що напамповувались, і зниженню ефективності процесу.

Дебіти свердловин залежали від зміни об'ємів запомпованого флюїду. Мінімальні дебіти свердловини спостерігаються в літній період, коли відчувалося зниження об'ємів запомповування в зимовий період і збільшення дебітів в зимовий період (жовтень-лютий) в результаті збільшення об'ємів запомповування в літній період. Сезонне запомповування газу призвело до передчасного прориву газу і води в експлуатаційні свердловини. Через це газовий фактор збільшився в 2 рази і більше, в 1978 р. було закрито вісім свердловин (507, 508, 509, 526, 527, 529, 563, 625), в 1979 р. – 2 свердловини (539, 566), в першому кварталі 1980 р. – 2 свердловини (601, 626).

Закриття свердловин через прорив газу, що запомповується, є недостатньо ефективним заходом боротьби з невиробничими втратами робочого агента. В результаті закриття свердловин відбувалося короткотривале і незначне збільшення дебітів нафти суміжних свердловин, яке не компенсувало зниження дебіту нафти за рахунок зупинки свердловин. Це підтверджено і зниженням річного видобутку нафти із покладу при зростанні середнього дебіту однієї свердловини (дебіт зріс з 2,29 т /д в 1979 році до 2,34 т/д в 1980 році).

*Витіснення нафти гарячою водою* здійснювалось на Луквинському родовищі. Гаряча вода, що запомповується в пласт, швидко віддає тепло породі, охолоджується до пластової температури, внаслідок чого перед фронтом витіснення утворюється зона охолодженої води, якою нафта і витісняється. Тому приріст нафтовилучення буде спостерігатись, головним чином, у водний період експлуатації об'єкта.

Дія гарячої води в пласті така: рух води супроводжується зменшенням фільтраційних опорів в гарячій зоні (а надалі і на усій оброблюваній ділянці), підвищенням темпів відбору нафти, прогріванням і підключенням із часом до розробки малопроникних ділянок, які обійшла або слабо промила холодна вода. Причому фронт прогрівання пересувається повільніше від фронту витіснення в 4-6 разів і більше. Початкове прогрівання пласта вибирається з

умови збереження певного рівня температури (70-100 °С) при підході до лінії відбору.

За наближеними методиками розрахунку коефіцієнт нафтовилучення враховується тільки залежність в'язкості нафти і води від температури. Згідно з розрахунками, при нагнітанні гарячої води (T=170 °С) приріст нафтовилучення досягає 16–17% при високій початковій в'язкості нафти (250-300 мПа·с) і тривалості процесу не менше 8–10 років. Для нафти з динамічним коефіцієнтом в'язкості 151 і 32,6 мПа·с приріст коефіцієнта нафтовилучення становить відповідно 8–11 і 4–5% [3, 4].

На покладі нафти горизонту МЛ-2 Луквинського родовища з 1983 р. проводилось підтримання пластового тиску і пластової температури шляхом запомповування гарячої води. Родовище представлене трьома покладами. Два поклади МЛ-1 і МЛ-2 – у відкладах менілітової світи олігоцену і поклад ЕЦ 1+2 – у відкладах еоценового віку. Поклади горизонтів МЛ-1 і ЕЦ 1+2 мають другорядне значення, їх запаси становлять, відповідно 3 і 2 % від запасів нафти родовища в цілому. Основним об'єктом розробки Луквинського родовища є поклад горизонту МЛ-2. Початкові запаси нафти цього горизонту складають: геологічні – 4333 тис. т; видобувні при коефіцієнті нафтовилучення 33 % – 1430 тис. т. Глибина залягання об'єкту 1200-1500 м, пластова температура – в межах 38-41 °С. Нафта характеризується високим вмістом парафіну 7-12 % і силікагелевих смол 10-15 %.

В зв'язку з цим температура насичення нафти парафіном близька до пластової, що створює умови для випадання парафіну в пласті навіть при розробці покладу на природному режимі. Нафта цього покладу має в пластових умовах ньютонівські властивості. Початковий пластовий тиск в покладі МЛ-2 складав 14,5 МПа, поточний – близько 10,5 МПа. Запомповування гарячої води в поклад МЛ-2 розпочато наприкінці 1986 р. через свердловину 25. Для нагрівання води використовувались печі ПТ 160/100 з тиском запомповування 16 МПа і температурою води до 90 °С. Відсутність необхідного обладнання не дало змоги витримати проектні технологічні режими запомповування, що призвело до зниження приймальності, відповідно до зниження температури нагрітої води при досягненні вибою нагнітальної свердловини. Від початку процесу запомповування гарячої води в нагнітальні свердловини було переведено сім свердловин (25, 38, 41, 52, 23, 80). Свердловина 53 знаходиться в приконтурній зоні і переведена в нагнітальну після виходу з буріння. Всі інші свердловини переведено в нагнітальні після різного терміну перебування в ролі видобувних. В свердловини 25, 38, 41, 52 з 1992 р. ведеться запомповування холодної води після запомповування 50-70 тис.м<sup>3</sup> гарячої води в кожну з цих свердловин. В свердловини 23 і 80, які знаходяться на південній ділянці, запомповувалася гаряча вода. На 01. 07. 2008 р. в поклад запомповано 2638,86 тис.м<sup>3</sup> води, що дало змогу додатково видобути 428,855 тис. т нафти. Всього видобуто з покладу 582,464 тис. т наф-

ти. Фонд діючих свердловин складає 49, з них 39 видобувних і 10 нагнітальних.

*Витіснення нафти розчином ПАР* здійснювалось на Струтинському, Старосамбірському, Довбушансько-Бистрицькому родовищах. Цей метод базується на здатності ПАР після розчинення їх у воді знижувати міжфазний натяг на межі розділу нафта – вода, змінювати змочуваність у системі нафта – вода – поверхня породи. При цьому використовуються розведені розчини неіоногенних ПАР і, зокрема, розчини оксіетильованих алкілфенолів, жирних кислот або спиртів, продуктів конденсації окислу етилену та окислу пропілену.

Міжфазний натяг на межі розділу нафти і водних розчинів ПАР цього типу при концентрації їх в розчинах (0,05 – 0,5)% знижується від (25 – 45) мН/м до (4 – 7) мН/м.

Однією з важливих особливостей застосування ПАР, що визначають їх малу ефективність при витісненні нафти, є здатність адсорбуватися на межі розділу фаз. Внаслідок цього відбувається відставання фронту розчину ПАР із робочою концентрацією від фронту витіснення, так, що розчин ПАР діє фактично на нерухому залишкову нафту. Пам'ятаючи про те, що при вказаному вище (або навіть меншому) міжфазному натягу розчин ПАР не може перевести залишкову нафту в рухомий стан, не слід очікувати суттєвого впливу розчинів цих ПАР на коефіцієнт витіснення нафти в однорідному пласті. Проте в неоднорідному колекторі, в якому можуть виявитись цілики нафти, які вода обійшла, зниження міжфазного натягу може сприяти витісненню з них нафти [5, 6].

Водні розчини ПАР концентрацією (0,05 – 0,1)% при початковій нафтонасиченості пластів можуть витіснити до (5 – 7)% нафти. Витіснення нафти розчинами ПАР такої самої концентрації з пластів, в які вже здійснювалось запомпсування води, знижує ефективність їх застосування. Із повністю промитих водою моделей пласта вдавалось витіснити лише до 2% нафти.

На ефективність витіснення нафти розчинами ПАР має вплив температура і солі лужно-земельних елементів.

З 1976-1991 рр. проводилось запомпсування 0,05 % водного розчину суміші АПАР (сульфанол) і НПАР (ОП-10, превоцел, неонол) на Струтинському родовищі та запомпсування води (з 1991 р) для проштовхування через пласт створеної 30 % об'ємної ПАР. Основні запаси нафти Струтинського родовища (48,7 % балансових і 78,9 % видобувних) пов'язані із Струтинським та Північно-Струтинським блоками, де промисловонафтоносними є вигодські, нижньоменілітові та верхньо-середньоменілітові відклади. Ці блоки розробляються з підтриманням пластового тиску шляхом заводнення (1966-1976 рр.). На інших блоках (ділянках) промисловонафтоносними є лише верхньо-середньоменілітові відклади, які через низькі фільтраційні властивості колекторів розробляються на режимі розчиненого газу.

У процесі заводнення система ППТ удосконалювалась, що підвищувало вироблення

запасів нафти, покращувало поточний стан розробки покладів та стабілізувало рівні видобутку нафти. Так, з січня 1975 р. впроваджено імпульсне запомпсування води. В результаті чого дебіти нафти із навколишніх видобувних свердловин підвищились в середньому на 8 %. З липня 1975 р підвищено тиск запомпсування від 13,7-15,7 МПа до 18,6-19,6 МПа, що збільшило приймальність свердловин у 1,5-2 рази.

Для подальшої інтенсифікації системи розробки родовища в 1976 р. розпочато запомпсування водних розчинів ПАР – суміші сульфанола з превоцелом у співвідношенні 1:1 низької концентрації - 0,05 %. До запомпсування ПАР у продуктивні пласти було запомповано 3,2 млн.м<sup>3</sup> води і відібрано 53,2 % видобувних запасів нафти. Нафтовилучення досягло 14 %, обводнення продукції 23 %. Технологічною схемою розробки (1979 р.) на основі лабораторних експериментів передбачалось запомпсування водних розчинів ПАР здійснювати до створення в покладах об'ємної величини 0,4 об'єму нафтонасичених пор. Це давало можливість за розрахунками збільшити коефіцієнт нафтовилучення до 34,5 % і додатково отримати 209 тис.т нафти. У травні 1991 року після досягнення об'ємної 0,3, запомпсування водних розчинів ПАР припинено. Це пов'язано з подорожчанням ПАР, їх відсутністю взагалі, а також з екологічними причинами. Тому проектом, який складений у 1993 році передбачено Струтинський та Північно-Струтинський блоки розробляти із запомпсуванням води для просування у пласті створеної об'ємної. Це забезпечить кінцеве нафтовилучення 34,3 % і додатковий видобуток нафти завдяки запомпсуванню водних розчинів ПАР складатиме 190 тис.т. Решту блоків розробляється на режимі виснаження через економічну недоцільність впровадження підтримання пластового тиску. Струтинський та Північно-Струтинський блоки повністю розбурені. В експлуатації є 37 видобувних і 16 нагнітальних свердловин. Дебіти нафти із видобувних свердловин знаходяться в межах 0,2-11,5 т/д, приймальність свердловин 6-200 м<sup>3</sup>/д. За останні роки спостерігається тенденція до зменшення приймальності нагнітальних свердловин від 83 м<sup>3</sup>/д. (1986 р.) до 52 м<sup>3</sup>/д.(1996 р). Це пов'язано із забрудненням привибійних зон неякісно підготовленою водою. Запомпсування води компенсує поточний відбір нафти із пласта на 170-180%, що забезпечує стабільність пластового тиску.

Накопичений видобуток нафти із Струтинського та Північно-Струтинського блоків становить 3386,3 тис.т, у тому числі завдяки запомпсуванню ПАР видобуто 166,1 тис.т. З початку заводнення у продуктивні пласти запомповано 10218,5 тис.м<sup>3</sup> води, у тому числі 4552,5 тис.м<sup>3</sup> водних розчинів ПАР.

З 1979 р. розпочато запомпсування водних розчинів ПАР низької концентрації (0,05%) на Старосамбірському родовищі. Основним об'єктом розробки на Старосамбірському родовищі є ямненський поклад. Розробку покладу розпочато в 1969 р. на природному (пружному)

режимі, що призвело до різкого зниження пластового тиску від 46,8 МПа (початковий) до 29,8 МПа (1978 р.), і тим самим до зменшення рівнів видобутку нафти. Але режим розчиненого газу тут не розвинувся з причин низького тиску насичення (14,7 МПа). Розробка ямненського покладу на режимі виснаження могла забезпечити кінцеве нафтовилучення 12,3 %. Тому з грудня 1976 р. розпочато приконтурне заводнення. Запомповування води велось в об'ємах, що компенсували відбір із пласта на 140-160 %, а це стабілізувало пластовий тиск на рівні 30 МПа і позитивно вплинуло на процес розробки і рівні видобутку нафти. Впровадження заводнення дає можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 29,5 % і додатково отримати 1848,5 тис.т нафти, а з урахуванням удосконалення сітки свердловин (буріння двох свердловин) досягнути нафтовилучення 30,3 %. Для подальшого покращення стану розробки родовища і підвищення нафтовилучення в 1979 р. на основі лабораторних експериментів розпочато запомповування водних розчинів ПАР низької концентрації – 0,05% (суміші сульфанола з НПАР). Запомповування водних розчинів ПАР при створенні в пласті облямівки величиною 0,4 нафтонасичених пор дало б можливість збільшити кінцеве нафтовилучення до 33 %, накопичений видобуток нафти довести до 3540 тис.т, додатково отримати 286 тис.т нафти. У 1991 р. через дорожнечу ПАР, їх відсутність взагалі, а також з екологічних причин, запомповування водних розчинів ПАР припинено. Продовжується запомповування води для просування через пласт створеної облямівки – 0,15 нафтонасичених пор пласта. За весь період розробки завдяки запомповуванню водних розчинів ПАР буде добуто додатково 124,1 тис.т нафти. І це дає змогу досягнути кінцевого нафтовилучення 31,7 %. Родовище повністю розбурене, за винятком двох додаткових свердловин. В експлуатації є 21 діюча свердловина. Дві свердловини в бездії, одна – контрольна. Видобуток нафти ведеться глибинно-насосним способом. У нагнітальному фонді числиться 10 свердловин, із яких одна недіюча. Дебіти нафти із свердловин змінюються від 1 до 19,4 т/д, приймальність від 10 до 130 м<sup>3</sup>/д. У 2006 р. із ямненського покладу видобуто 24,7 тис.т нафти і запомповано 140 тис.м<sup>3</sup> води. Накопичений видобуток нафти на 1.01.2007 р. досягнув 2091,2 тис.т води, було запомповано 3164 тис.м<sup>3</sup> водних розчинів ПАР.

В 2003 р. розпочато запомповування водного розчину суміші 0,05% пінолу і савенулу в однакових співвідношеннях та 0,03% вмісту полімеру ПАА на Бистрицькій складці Довбушансько-Бистрицького родовища. Воно знаходиться в дослідно-промисловій експлуатації з 1978 р. Нафтонасиченими є верхньо-середньоменітлові відклади олігоцену. Всього пробурено 39 свердловин, з них 5 ліквідовано в процесі буріння, одна – контрольна, дві – нагнітальні і 31 – видобувна. Запомповування води запроваджено в серпні 1983 р. у свердловину 2, а в червні 1984 р. у свердловину 4. В нагнітальні све-

рдловини почергово переводились свердловина 128 (1988 р.), і свердловина 70 (1991 р.). Запомповування води в поклад сприяло зниженню темпів падіння пластового тиску і дебітів свердловин. Поточний дебіт свердловин 0,5-2,9 т/д, газовий фактор – 700-1900 м<sup>3</sup>/т, обводненість 1-15 %. Видобуто 443,4 тис. т нафти, 277,5 млн.м<sup>3</sup> газу, 16,7 тис.м<sup>3</sup> води. Запомповано 943,2 тис.м<sup>3</sup> води. За рахунок заводнення додатково видобуто 20,9 тис. т нафти. Пластовий тиск від початкового (22,6 МПа) знизився на 15,0 МПа і складає 7,6 МПа.

Впровадження на дослідній ділянці Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища запомповування 0,05 % поверхнево-активних полімервмісних систем (ПАПС) дало можливість на 1.01.2008 р додатково видобути 1,553 тис.т нафти, що становить 0,4 % від видобувних запасів.

Таким чином, одним з основних напрямків інтенсифікації видобутку і підвищення нафтовилучення багатопластових покладів Передкарпаття, які розробляються із заводненням, є застосування гідродинамічних технологій підвищення нафтовилучення (циклічне заводнення, форсований відбір рідини та ін.), удосконалення систем розробки завдяки переведенню свердловин з об'єктів, що залягають нижче, а також буріння нових свердловин в слабодренованих та невироблених зонах. Застосування вторинних технологій дозволяє рекомендувати їх як важливий напрямок підвищення нафтовилучення. Проте широке впровадження їх обмежується техніко-економічними показниками і не може бути рекомендоване на всіх родовищах через невеликі глибини залягання покладів, низькі дебіти нафти та приймальність свердловин, незначні запаси нафти. Особливо гострою постає проблема розробки покладів нафти в менітлових відкладах.

З перелічених вище причин видобуток нафти постійно знижується і для зменшення темпу падіння, стабілізації та нарощування його можна рекомендувати застосування третинних технологій. Проте застосування їх вимагає вирішення ряду питань і вивчення процесів на дослідних ділянках.

Питання вивчення, дослідження і впровадження різних технологій підвищення нафтовилучення в умовах нафтових родовищ Прикарпаття України містить низку суперечливих аспектів. З одного боку це можливість і необхідність збільшення коефіцієнту нафтовилучення цих родовищ, що спонукає до глибокого вивчення проблеми, а з іншого – наявність ряду несприятливих факторів (питання екології, постачання та якості хімреагентів, техніки та обладнання), що значною мірою ускладнює її вирішення. Позитивним є те, що вже зараз ці технології дають можливість підвищувати нафтовилучення тих родовищ, де вони застосовуються. Одними з найбільш ефективних методів третинного вилучення нафти на родовищах Передкарпаття є фізико-хімічні методи із застосуванням поверхнево-активних речовин. Слід зазначити, що зараз в Україні випускають-

ся ціла низка ПАР, які за нафтовитісними властивостями не поступаються зарубіжним, а за ціною значно нижчі. Випробування їх для умов родовищ Передкарпаття є необхідністю, адже підвищення нафтовилучення на 1-2 % дасть змогу додатково видобути нафти, що рівна відкриттю нового родовища з невеликими запасами.

### **Література**

1 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

2 Сургучев Л.М. Обзор третичных методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №5. – С. 50-54.

3 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

4 Поддубный Ю.А., Жданов С.А. О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 19-25.

5 Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник / В.С.Бойко. – К.: ІСДО, 1995. – 495 с.

6 Тазиєв М.З., Буторин О.И., Хамитов Р.А., Файзуллин И.Н., Ахметшина А.С. Опыт разработки Абдрахмановской площади на поздней стадии с применением новых технологий // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 8. – С. 44-47.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
04.08.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Кондратом Р.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Рудим С.М.**  
(відділ нафтовіддачі та інтенсифікації  
видобутку нафти ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*

## ДОСЛІДЖЕННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ВІДПОВІДАЛЬНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ ТРАНСПОРТУВАННЯ СТИСНУТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ (CNG)

В. І. Артим, А. П. Джус, В. В. Михайлюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,  
e-mail: andriy\_dzhus@i.ua

Наведено результати досліджень напружено-деформованого стану спеціальних ємностей, виконаних у вигляді рухомого трубопроводу, за умов зміни тиску газу та його температури в процесі заповнення суден CNG. Встановлено рівень впливу окремих складових навантаження на формування напружено-деформованого стану. За результатами досліджень напружено-деформованого стану з'єднання лінійних ділянок встановлено наявність циклу напружень низького рівня, зумовлених температурними процесами при заповненні рухомого трубопроводу. Визначено напрямки подальших досліджень, за основу яких взято дослідження напружено-деформованого стану елементів рухомого трубопроводу в процесі його розвантаження.

Ключові слова: транспортна технологія CNG, рухомий трубопровід, імітаційне моделювання, температура газу, тиск газу, напружено-деформований стан.

Приведены результаты исследований напряженно-деформированного состояния специальных емкостей, выполненных в виде подвижного трубопровода, в условиях изменения давления газа и его температуры в процессе заполнения судов CNG. Установлен уровень влияния отдельных составляющих нагрузки на формирование напряженно-деформированного состояния зоны соединения линейных участков установлено наличие цикла напряжений низкого уровня, обусловленных температурными процессами при заполнении подвижного трубопровода. Определены направления дальнейших исследований, которые заключаются в исследовании напряженно-деформированного состояния элементов подвижного трубопровода в процессе его разгрузки.

Ключевые слова: транспортная технология CNG, подвижной трубопровод, имитационное моделирование, температура газа, давление газа, напряженно-деформированное состояние.

The article presents the results of the studies of stressed-deformed state of special tanks made in the form of a flexible pipeline under the conditions of change of the gas pressure and temperature during the process of filling vessels with the CNG. The level of influence of the individual load components onto the stressed-deformed state formation was determined. Presence of the low level stress cycle, caused by the thermal processes when filling the flexible pipeline, was found out on the basis of the study results of the stressed-deformed state of the linear sections connection zone. The further study directions, based on the studies of the stressed-deformed state of the flexible pipeline components during the process of discharge, were determined.

Key words: CNG transportation technology, flexible pipeline, simulation modeling, gas temperature, gas pressure, stressed-deformed state.

### Вступ

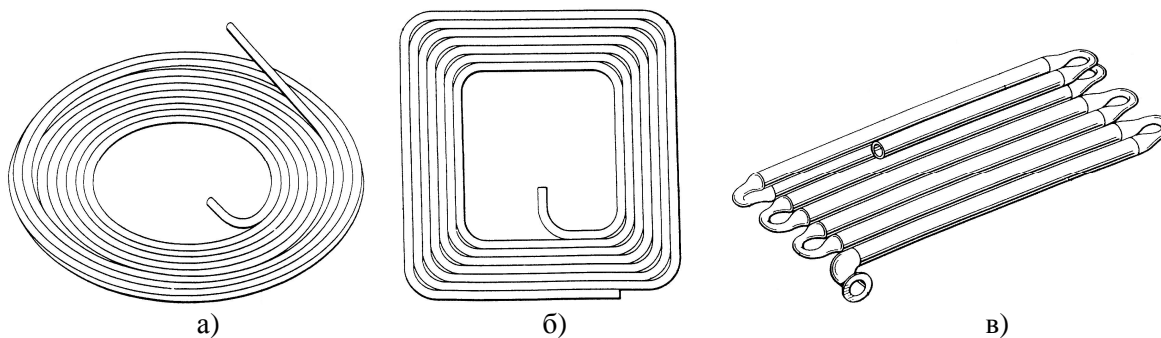
На сьогодні CNG-технології відносяться до найбільш науковооб'ємних, а їх реалізація вимагає розв'язання цілого комплексу проблем. Насамперед виникає питання щодо забезпечення надійної експлуатації спеціальних ємностей для транспортування газу за умов циклічного навантажування внутрішнім тиском до 25 МПа і різких перепадів температури [1, 2].

### Аналіз стану досліджень та публікацій

Одним із основних завдань для реалізації транспортної технології CNG завжди вважалось розроблення оптимальної конструкції спеціальних ємностей. Так, компанія Neptune Gas Technologies (NGT), яка успадкувала всі напрацювання і активи в галузі технології CNG від компанії TransCanada, для зберігання і транспортування CNG пропонує сталеві посудини високого тиску із зовнішнім композитним підсиленням (CRPVs). Такі ємності вже з 2007 ро-

ку широко використовуються для транспортування CNG на вантажному транспорті. Однак, недоліком використання CRPVs на морському транспорті є складність взаємозв'язку між трубопроводами і системою клапанів в судновій системі транспортування газу, яка містить велику кількість окремих циліндрів. Тому виникла необхідність у створенні такої системи зберігання стиснутого газу, в якій можна було б помістити більшу його кількість, спростивши при цьому складну систему трубопроводів і клапанів.

Застосування довгих відрізків безперервної труби для зберігання газу сприяє спрощенню конструкції загалом та значному зниженню вартості системи. Безперервна труба може бути змонтована всередині контейнера різним чином: у вигляді спіралі, з вигинами мінімального радіуса для заповнення контейнера прямокутної форми, з U-подібними петлями, прилеглими один до одного (рис. 1) [3]. В окремих випадках ємності такої конструкції називають рухомих трубопроводом [4].



а) у вигляді спіралі; б) з вигинами мінімального радіуса для заповнення контейнера прямокутної форми; в) з U-подібними петлями, прилеглими один до одного

**Рисунок 1 – Варіанти укладання безперервних труб у контейнерах для транспортування газу**

Рухомий трубопровід – довгомірний виріб, що конструктивно складений із стандартних газопровідних труб, з’єднаних електрозварюванням з допомогою стандартних відводів і розміщений у спеціальному модулі або безпосередньо на морському транспортному засобі.

Відомий цілий ряд праць [5-7], що присвячені розробленню технології транспортування стиснутого газу через морські акваторії. Однак, питання поведінки елементів спеціальних ємностей в процесі заповнення є недостатньо дослідженим.

Аналізуючи попередньо отримані результати досліджень процесів заповнення спеціальних ємностей, виконаних у вигляді рухомого трубопроводу, що містить паралельно розміщені лінійні ділянки, слід зазначити, що характер зміни температури газу на різних лінійних ділянках є різним. Різниця температури газу на окремих ділянках трубопроводу призводить до різних температурних видовжень. Особливої уваги ця особливість набуває з огляду на паралельне розміщення ділянок ємності для транспортування газу, так як в кінцевому результаті зумовлюватиме зміну напружено-деформованого стану її елементів. Визначення діапазону зміни напружень створить можливість оцінки впливу експлуатаційних умов на забезпечення надійності рухомих трубопроводів.

### Постановка завдання

Таким чином, основним завданням при проектуванні спеціальних ємностей, виконаних у вигляді рухомого трубопроводу, є забезпечення їх надійної і безпечної експлуатації за умов циклічного навантаження. З цією метою необхідними є дослідження напружено-деформованого стану їх елементів під сумісним впливом змінних в процесі завантаження тиску і температури.

### Опис вирішення задачі

Багато завдань, які постають перед дослідниками та інженерами, не піддаються аналітичному вирішенню або потребують значних витрат на експерименти. Найчастіше єдиною можливістю прискореного аналізу інженерної

проблеми є імітаційне моделювання. Прогрес у розробці числових методів дає можливість істотно розширити спектр завдань, які доступні аналізу. Отримані на основі цих методів результати використовуються практично у всіх галузях науки й техніки.

В аналізі конструкцій знаходить найбільше застосування метод кінцевих елементів. Існує багато різних комп’ютерних програм, що реалізують цей метод. Однак найпоширенішою є програма ANSYS – потужна комп’ютерна система для проектування й виконання аналізу [8]. Вона використовується на етапі проектування, щоб визначити, як конструкція буде поводитись під час експлуатації. Також програму ANSYS можна використовувати для оптимізації геометрії деталей. Програма ANSYS працює в середовищі найбільш використовуваних операційних систем і на всіх розповсюджених комп’ютерних платформах.

З метою дослідження напружено-деформованого стану елементів рухомого трубопроводу попередньо розроблено конструкцію, придатну до монтажу на найпростішому морському транспортному засобі – баржі [9]. З врахуванням геометричних параметрів вибраної баржі лінійні ділянки виконано із труби діаметром 720 мм з’єднуються колінами складеної конструкції із труб діаметром 620 мм. Довжина лінійної ділянки становить 30 м, а коліна по його осі – 1,26 м. Загальний вигляд частини рухомого трубопроводу зображено на рисунку 2. При цьому, кріплення лінійних ділянок з міркувань зменшення впливу на формування напружено-деформованого стану конструкції рухомого трубопроводу здійснюється з використанням рухомих і нерухомих опор.

Для створення можливості детального дослідження напружено-деформованого стану елементів рухомого трубопроводу, що містить паралельно розміщені лінійні ділянки, виділено найбільш характерну зону. Зважаючи на особливості кріплення та зміни температури стінки рухомого трубопроводу по його довжині, ця зона складається із частин першої та другої лінійних ділянок і безпосередньо їх з’єднання. На рисунку 3 наведено її тривимірну модель, побудовану у програмному середовищі Ansys Workbench. При побудові тривимірної моделі

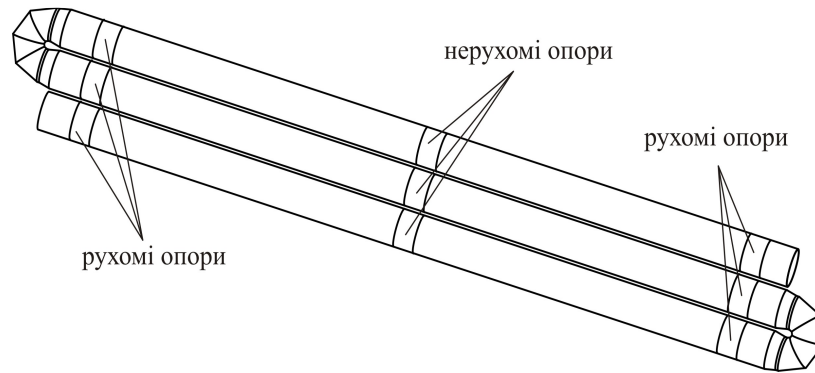


Рисунок 2 – Загальний вигляд частини рухомого трубопроводу з вказаним розміщенням опор для кріплення трубопроводу

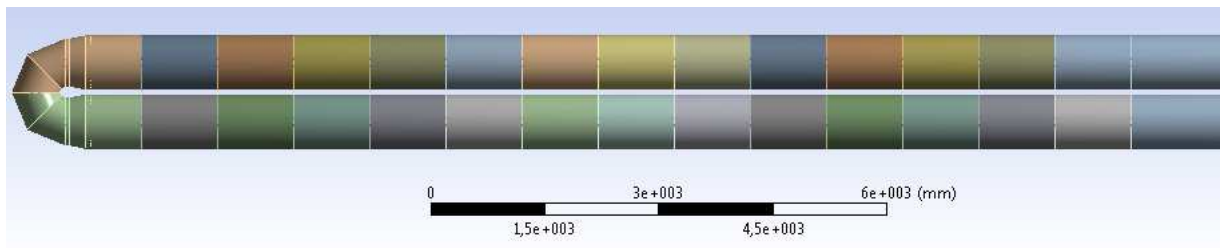
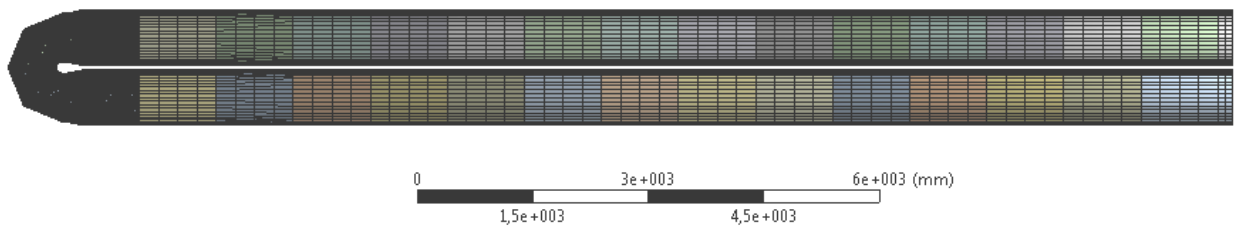
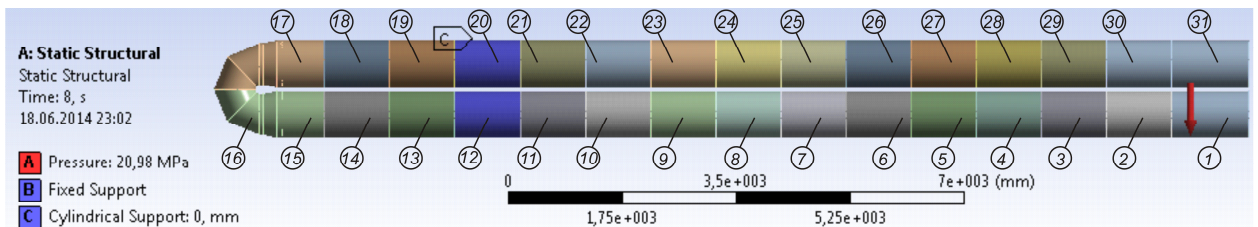


Рисунок 3 – Тривимірний модель досліджуваної ділянки рухомого трубопроводу



а)



б)

Рисунок 4 – Сітка кінцевих елементів (а) та розрахункова схема (б) моделі досліджуваної ділянки рухомого трубопроводу

застосовано функцію **Slice**, за допомогою якої виконано розділення циліндричної частини на елементи довжиною 1 м. Виконання циліндричних частин у вигляді складеної конструкції зумовлене необхідністю врахування зміни температури по їх довжині.

Під час побудови сітки кінцевих елементів використано **Sweep Method**, що дає змогу створити гексадральну сітку циліндричної частини. Для частини, що забезпечує з'єднання лінійних ділянок, сітку створено з допомогою функції **Body Sizing** з елементами заданого розміру, а саме 30 мм (рис. 4 а).

Під час складання розрахункової схеми (рис. 4 б) використано функції програми **Fixed**

**Support** та **Cylindrical Support** для закріплення елементів довгомірного трубопроводу і функції **Pressure** та **Thermal Condition** з метою задання дії внутрішнього тиску та температури. Матеріалом елементів досліджуваного об'єкту є сталь з такими властивостями:  $E=2,1 \cdot 10^{11}$  Па,  $\nu=0,28$ .

Оскільки температура і тиск газу в процесі заповнення є змінними в часі параметрами, то з метою отримання повної картини зміни напружено-деформованого стану елементів рухомого трубопроводу в процесі його заповнення на основі попередніх результатів досліджень виділено ряд вхідних даних. Такими даними є температура та тиск газу, визначені для характерної зони на кожному метрі лінійної ділянки трубо-

Таблиця 1 – Значення температури (°C) по довжині досліджуваної ділянки рухомого трубопроводу

Точки прикладання	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Час заповнення, хв	0	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
	60	39,8	39,6	39,5	39,4	39,3	39,2	39,1	38,9	38,8	38,7	38,5	38,4	38,2	38,1	37,9	37,8
	120	44,2	44,3	44,3	44,4	44,5	44,6	44,6	44,7	44,8	44,8	44,9	45,0	45,0	45,1	45,1	45,2
	180	45,2	45,4	45,5	45,6	45,7	45,9	46,0	46,1	46,3	46,4	46,5	46,6	46,8	46,9	47,0	47,1
	240	45,8	46,0	46,1	46,3	46,5	46,6	46,7	46,9	47,1	47,2	47,4	47,5	47,6	47,8	48,0	48,1
	300	46,4	46,6	46,7	46,9	47,1	47,2	47,4	47,6	47,8	47,9	48,1	48,3	48,4	48,6	48,8	48,9
	360	46,8	47,0	47,2	47,3	47,5	47,7	47,9	48,1	48,2	48,4	48,6	48,8	48,9	49,2	49,3	49,5
	375	46,3	46,5	46,7	46,9	47,1	47,2	47,4	47,6	47,8	47,9	48,1	48,3	48,5	48,7	48,8	49,0
Точки прикладання	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
Час заповнення, хв	0	10,4	10,4	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,4	10,4	10,4	
	60	37,1	37,0	36,9	36,7	36,5	36,4	36,2	36,1	35,9	35,7	35,6	35,4	35,2	35,1	34,9	
	120	45,2	45,2	45,2	45,3	45,3	45,3	45,4	45,4	45,4	45,4	45,5	45,5	45,5	45,5	45,5	
	180	47,4	47,5	47,6	47,7	47,8	47,9	48,1	48,2	48,3	48,4	48,5	48,6	48,8	48,9	49,0	
	240	48,4	48,5	48,7	48,9	49,0	49,1	49,3	49,4	49,6	49,7	49,9	50,0	50,2	50,3	50,4	
	300	49,3	49,4	49,6	49,8	49,9	50,1	50,3	50,4	50,6	50,8	50,9	51,1	51,3	51,4	51,6	
	360	49,9	50,0	50,2	50,4	50,6	50,7	51,0	51,1	51,3	51,5	51,7	51,8	52,0	52,2	52,4	
	375	49,4	49,5	49,7	49,9	50,1	50,2	50,4	50,6	50,7	51,0	51,1	51,3	51,5	51,6	51,8	

Таблиця 2 – Зміна тиску в процесі заповнення рухомого трубопроводу

Час заповнення, хв	0	60	120	180	240	300	360	375
Тиск, МПа	0,45	3,70	6,89	10,19	13,75	17,69	21,00	20,98

проводу в початковий момент та з інтервалом 60 хв. до закінчення процесу заповнення (6 год.). Значення цих параметрів подано у таблицях 1 та 2, а схему прикладання тиску і температури на кожен метр трубопроводу наведено на рисунку 4 б. Слід зауважити, що в певний момент часу тиск газу на досліджуваній ділянці є практично однаковим у всіх точках прикладання тиску. Тому таблиця 2 має спрощений вигляд.

Результатами проведеного дослідження є отримані епюри розподілу деформацій та напружень у конструкції довгомірного трубопроводу. На рисунку 5 вказано точки контролю та значення осевих деформацій (по осі X) для дослідження трубопроводу на 5-ій годині його заповнення.

На рисунку 6,а наведено картину розподілу деформацій, визначених в момент досягнення максимального значення тиску, а на рисунку 6,б – розподіл еквівалентних напружень за Мізесом.

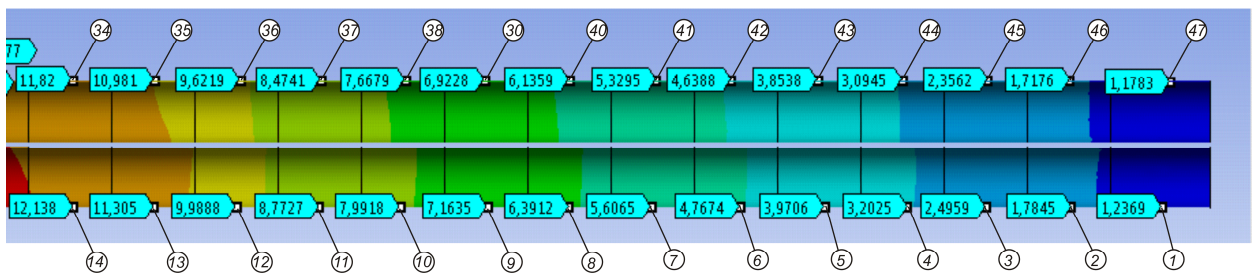
Аналізуючи результати проведених досліджень, необхідно відмітити наявність напружень підвищеного рівня на лінійних ділянках та по внутрішньому радіусі зони їх з'єднання. Зниження рівня напружень на лінійних ділянках є можливим завдяки використанню двощарової комбінованої конструкції [2, 10]. Внутрішній шар її складають стандартні сталеві пря-

мошовні труби, зовнішній шар – композиційний матеріал, виконаний кільцевим намотуванням волокнистого матеріалу перпендикулярно до повздовжнього шва. Така конструкція є рівномірною, тобто в ній одночасно вичерпуються параметри міцності металу та композиційного матеріалу, і сприяє зменшенню маси спеціальних емоностей.

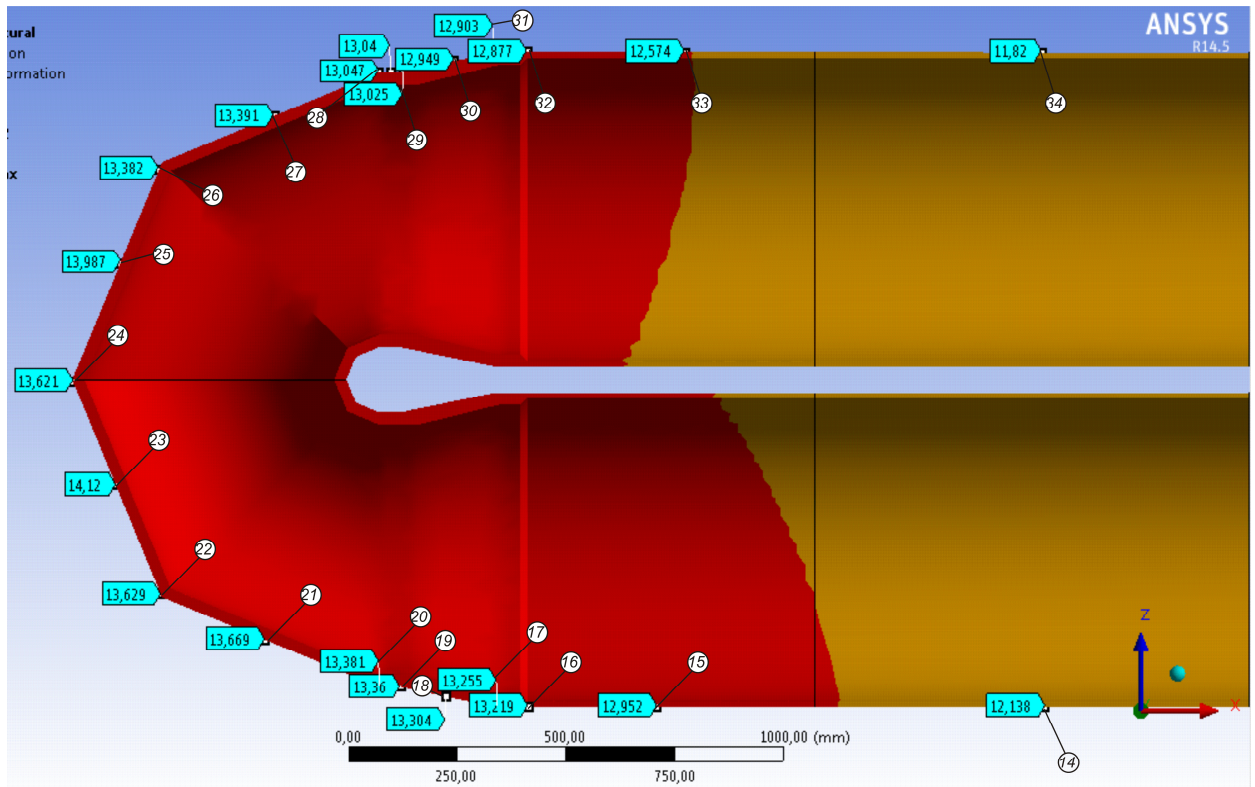
В той же час зона з'єднання лінійних ділянок, а саме її напружено-деформований стан, потребує детального подальшого вивчення. З цією метою на рисунку 7 відображено результати досліджень для поверхонь зони з'єднання, що відповідають умовно його внутрішньому та зовнішньому радіусу.

З рисунка 7 видно, що еквівалентні напруження в зоні з'єднання максимально заповненого рухомого трубопроводу по внутрішньому радіусу з'єднання є значно більшими, ніж по зовнішньому. Зважаючи на це та з врахуванням нестаціонарності температурних процесів, нами досліджено зміну еквівалентних напружень в процесі заповнення трубопроводу (рис. 8). Як видно з рисунка, графіки розподілу еквівалентних напружень на різних етапах заповнення є практично симетричними. Виключенням є графік, що відповідає першій годині заповнення.

Зважаючи на рівномірність розподілу тиску газу по довжині досліджуваної ділянки, попередній аналіз отриманих результатів під-



а)



б)

Рисунок 5 – Точки контролю деформацій у циліндричній (а) та перехідній (б) частинах моделі досліджуваної ділянки рухомого трубопроводу

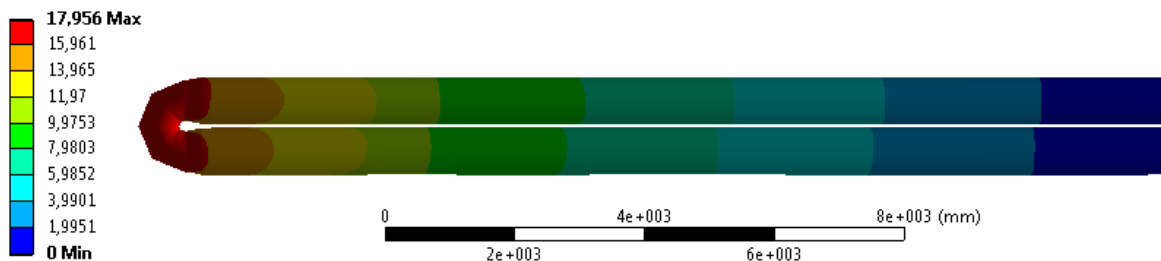
тверджує наявність впливу температурних процесів на напружено-деформований стан зони в початковий момент заповнення трубопроводу. Для детальної оцінки рівня їх впливу необхідними є дослідження зміни осевих напружень (по осі X) на вказаному етапі заповнення. Отримані результати наведено на рисунку 9. Як видно із порівняння отриманих результатів в початковий момент (рис. 9 а), після першої (рис. 9 б) та другої (рис. 9 в) години заповнення розподіл осевих напружень зазнає суттєвої зміни. В початковий момент заповнення рівень напружень є незначним, а картина розподілу є певною мірою симетричною відносно середини досліджуваної ділянки і містить явно виражені дві зони максимуму. Після першої години заповнення картина розподілу характеризується тільки однією явно вираженою зоною максимуму. Надалі (після другої години заповнення) картина розподілу повертається практично до початкової форми, але абсолютні максимуми

міняються місцями відносно середини досліджуваної ділянки. При цьому на першій годині заповнення значення максимуму зростає значно швидше, ніж на другій.

Оскільки наведені на рисунку 9 результати отримано для зовнішньої поверхні стінки зони з'єднання лінійних ділянок по внутрішньому її радіусу, то для відтворення повної картини напружено-деформованого стану на рисунку 10 наведено аналогічні результати для внутрішньої поверхні стінки.

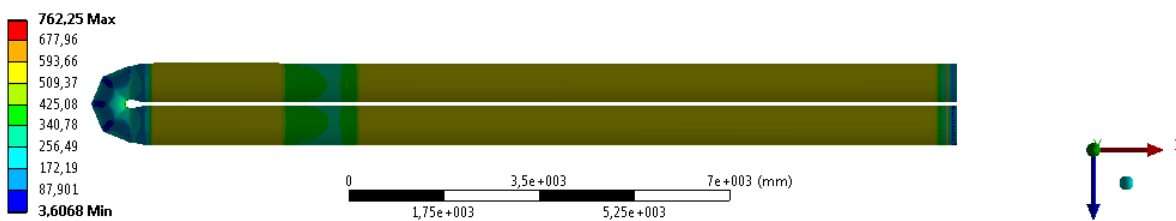
Проаналізувавши наведені вище результати, необхідно зауважити, що картина розподілу осевих напружень по внутрішній поверхні стінки характеризується абсолютною симетричністю відносно середини досліджуваної ділянки в початковий момент та після другої години заповнення рухомого трубопроводу. Щодо картини розподілу напружень після першої години заповнення, то вона містить мінімум в зоні, якій відповідає максимум на зовнішній поверхні

A: Static Structural  
 Total Deformation  
 Type: Total Deformation  
 Unit: mm  
 Time: 8  
 18.09.2014 11:32



а)

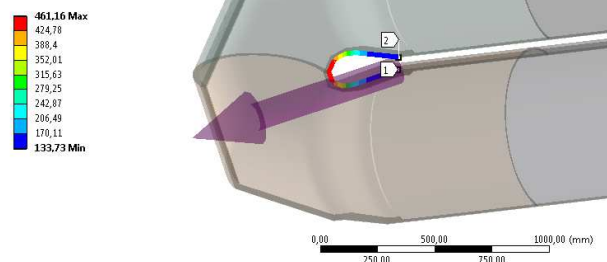
A: Static Structural  
 Equivalent Stress  
 Type: Equivalent (von-Mises) Stress  
 Unit: MPa  
 Time: 8  
 18.09.2014 11:40



б)

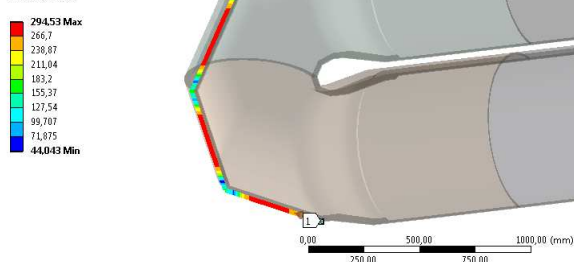
Рисунок 6 – Розподіл сумарних деформацій (а) та напружень за Мізесом (б) у досліджуваній моделі ділянки рухомого трубопроводу

A: Static Structural  
 Equivalent Stress 2  
 Type: Equivalent (von-Mises) Stress  
 Unit: MPa  
 Time: 8  
 18.09.2014 11:45



а)

A: Static Structural  
 Equivalent Stress 3  
 Type: Equivalent (von-Mises) Stress  
 Unit: MPa  
 Time: 8  
 18.09.2014 11:46



б)

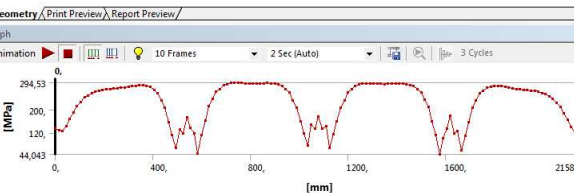
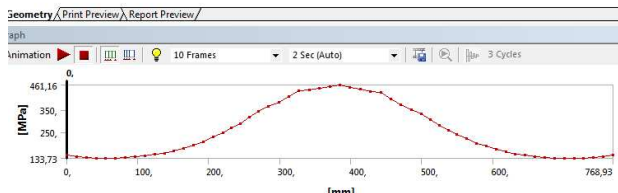
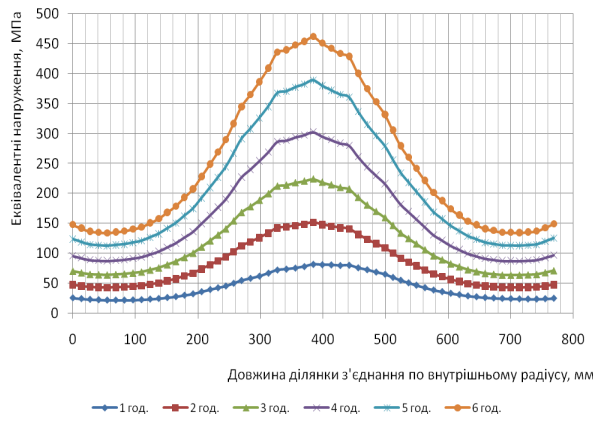


Рисунок 7 – Розподіл еквівалентних напружень у зоні з'єднання досліджуваної ділянки рухомого трубопроводу по його внутрішньому (а) та зовнішньому (б) радіусах

стілки. Підсумовуючи отримані результати, можна стверджувати, що на початковому етапі заповнення рухомого трубопроводу зміна температури газу, яка при цьому характеризується найбільш вираженою нерівномірністю по його довжині, зумовлює наявність місцевих корот-

кочасних навантажень низького рівня в зоні з'єднання лінійних ділянок. Це в свою чергу засвідчує необхідність оцінки міцності досліджуваних ділянок рухомого трубопроводу з врахуванням двочастотності процесу навантаження [11].



**Рисунок 8 – Розподіл еквівалентних напружень по внутрішньому радіусу зони з’єднання досліджуваної ділянки рухомого трубопроводу в процесі його заповнення**

**Висновки**

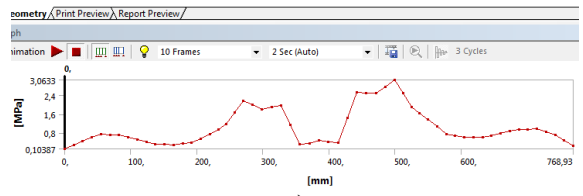
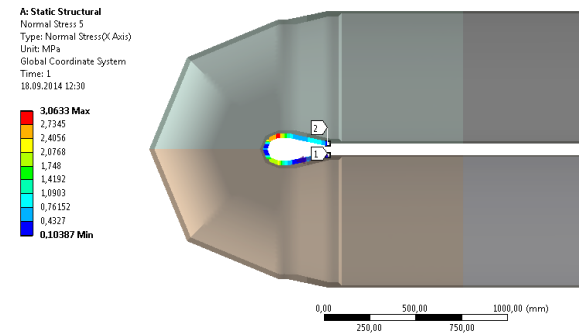
Таким чином, за результатами проведених досліджень напружено-деформованого стану зони з’єднання лінійних ділянок рухомого трубопроводу встановлено наявність циклу напружень низького рівня, зумовлених температурними процесами при його заповненні. Зважаючи на це, оцінку довговічності елементів рухомого трубопроводу потрібно здійснювати з врахуванням двочастотності процесу навантажування. При цьому також необхідним є комплексне урахування параметрів навантажування і характеристик опору втомі елементів конструкцій, які підлягають впливу двочастотного навантажування. Для комплексної оцінки навантажень, що діють на елементи рухомого трубопроводу за повний цикл його роботи необхідні подальші дослідження зміни їх температури та, відповідно, напружено-деформованого стану в процесі розвантаження.

**Література**

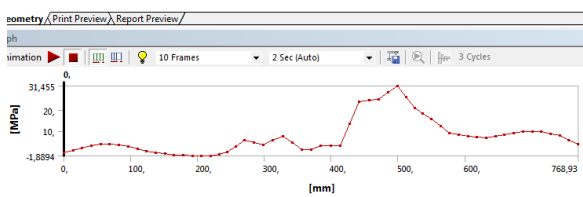
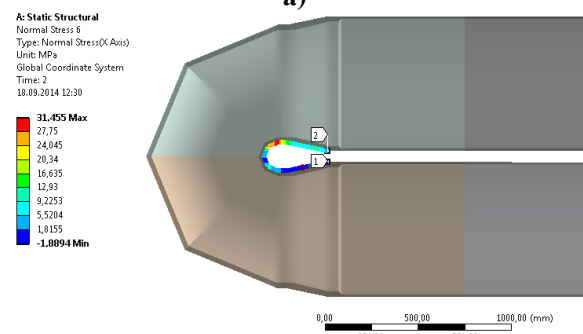
1 Джус А. П. Використання імітаційного моделювання для дослідження процесів заповнення суден CNG [Текст] / А. П. Джус, О. М. Сусяк, Л. Є. Шкіца // Східно-європейський журнал передових технологій. – 2014 – Том 2, № 3(68). – С. 4-9.

2 Джус А. П. Особливості проектування елементів рухомих трубопроводів [Текст]: зб. наук. пр. 5-ї Міжнар. конф. / А. П. Джус, Р. С. Грабовський, Вал. В. Зайцев // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій. – ФМІ ім. Г. В. Карпенка НАН України, 2014. – С. 783-790.

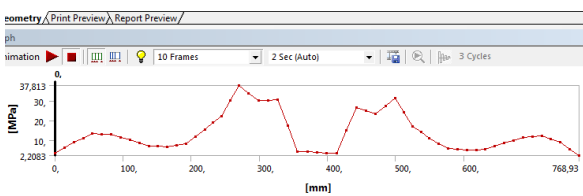
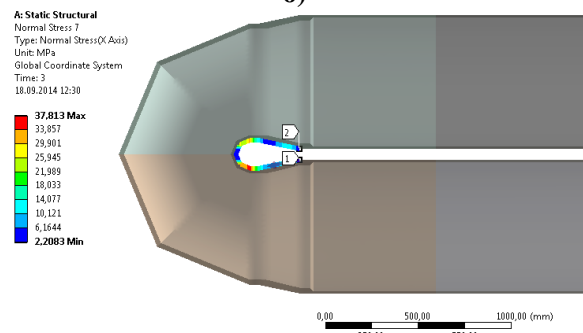
3 Пат. 2155696 Рос. Федерация; МПК В63В25/14. Судовая система транспортировки газа / Стеннинг Дейвид Дж., Крэн Джеймс А. (СА); заявитель и патентообладатель ЭНРОН ЭЛ-ЭН-ДЖИ ДИВЕЛОПМЕНТ КОРП. (US). – № 99101831/28; заявл. 26.09.97; опубл. 10.09.00, Бюл. № 27.



**а)**



**б)**



**в)**

**Рисунок 9 – Результати дослідження зміни осевих напружень по зовнішній поверхні стінки зони з’єднання досліджуваної ділянки рухомого трубопроводу в початковий момент (а), після першої (б) та другої (в) години його заповнення**

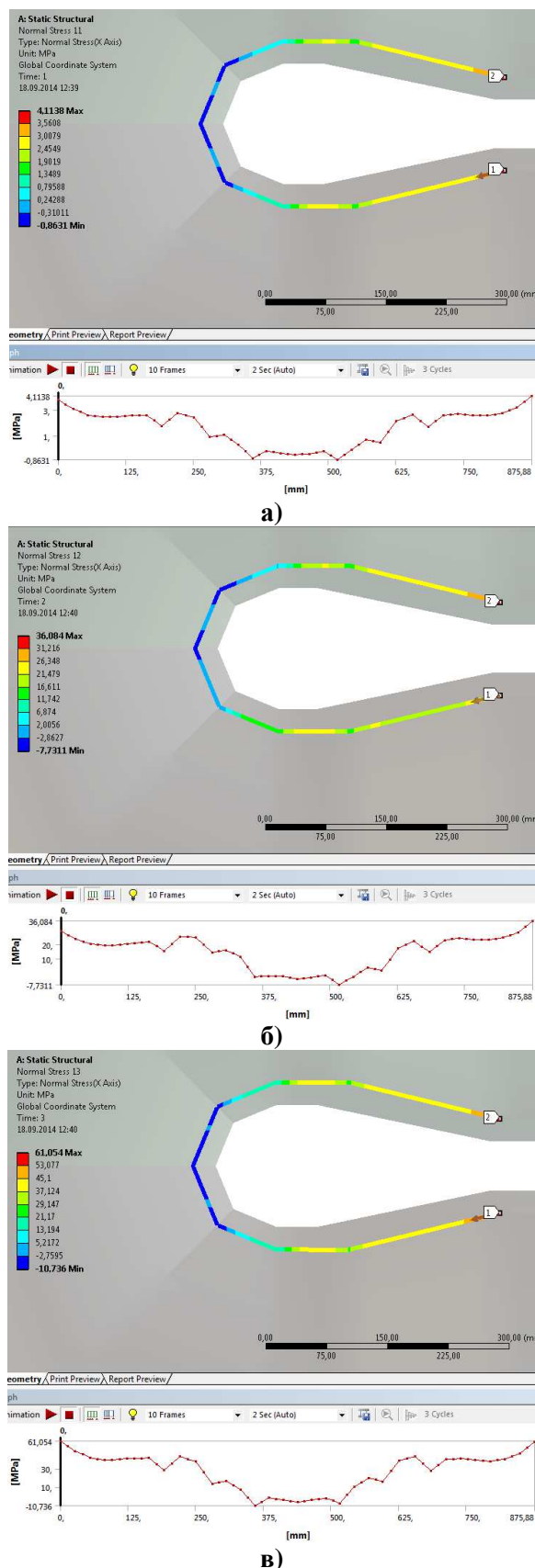


Рисунок 10 – Результати дослідження зміни осьових напружень по внутрішній поверхні стінки зони з’єднання досліджуваної ділянки рухомого трубопроводу в початковий момент (а), після першої (б) та другої (в) години його заповнення

4 Деклараційний патент на корисну модель № 67664 Україна, МПК F17C 5/00. Спосіб транспортування стиснутого природного газу рухомих трубопроводом / Патон Б. С., Крижанівський Є. І., Савицький М. М., Швидкий Е. А., Зайцев В. В., Мандрик О. М.; заявник і патентотримач Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u201114580; заявл. 08.12.11; опубл. 27.02.12 // Промислова власність. – 2012. – Бюл. № 4.

5 CNG Offshore [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://cng.intari.com/>.

6 Перспективные суда и технические средства для нефтегазовой отрасли [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.vympel.ru/ru/publikaczii/10-publikaczii/110-perspektivnye-suda-i-texnicheskie-sredstva-dlya-neftegazovoj-otrasli>

7 Крижанівський Є. І. Концепція альтернативного постачання природного газу до України [Текст] / Є. І. Крижанівський, Вал. В. Зайцев // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 4 (37). – С. 5–13.

8 Бруйка В. А. Инженерный анализ в Ansys Workbench: учебное пособие / В. А. Бруйка, В. Г. Фокин, Е. А. Солдусова, Н. А. Глазунова, И. Е. Адеянов. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.

9 Крижанівський Є. І. Техніко-економічні аспекти транспортування природного газу із морських родовищ [Текст] / Є. І. Крижанівський, О. Г. Дзьоба, А. П. Джус, Ю. В. Міронов // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – № 2(35). – С. 7-15.

10 Савицький М. М. Определение параметров облегченных стальных баллонов для грузовой системы CNG-газовозов [Текст] / М. М. Савицький, А. М. Савицький, В. А. Супруненко, Вал. В. Зайцев, В. В. Зайцев // Електронне видання Вісник НУК, зб. наук. праць – Миколаїв: НУК, 2013. – № 1. С. 4-14.

11 Івасів В. М. Оцінка впливу параметрів двочастотного процесу навантажування на довговічність деталей машин [Текст] / В. М. Івасів, В. І. Артим, П. В. Пвшкав // Вибрації в техніці та технологіях. – 2004. – № 5 (37). – С. 113-116.

Стаття надійшла до редакційної колегії 03.09.14

Рекомендована до друку професором **Крижанівським Є. І.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром техн. наук **Банахевичем Ю. В.** (відділ експлуатації ЛЧМГ ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ)

# Техніка і технології

УДК 622.276.53.054.23:621.694

## МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ЕЖЕКТОРА ПРИ ЙОГО ОДНОЧАСНІЙ КОМПОНОВЦІ ЗІ СВЕРДЛОВИННИМ ШТАНГОВИМ НАСОСОМ У НАФТОВІЙ СВЕРДЛОВИНІ

О.В. Паневник, О.Я. Дубей

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727116,  
e-mail: gidro@nimg.edu.ua

*З метою моделювання роботи ежектора у нафтовій свердловині при його одночасній компоновці зі свердловинним штанговим насосом складено повне рівняння фізичного процесу, яким є робота ежектора в нафтовій свердловині, встановленим вище її динамічного рівня. При цьому за основний параметр роботи ежектора в свердловині прийнято повну енергію робочого та інжектваного потоків за одиницю часу на виході з ежектора. Робочим потоком є газоводонафтова суміш свердловини, а інжектваним – нафтовий газ із її затрубного простору. Повне рівняння фізичного процесу вказує лише на те, функцією яких параметрів ежектора і свердловини є основний параметр процесу. Користуючись складеним повним рівнянням процесу і  $\pi$ -теоремою, визначено критерії подібності, які потрібно використовувати при конструюванні стендової установки для дослідження роботи ежектора у нафтовій свердловині.*

Ключові слова: ежектор, нафтова свердловина, основний параметр процесу, повне рівняння фізичного процесу.

*С целью моделирования работы эжектора в нефтяной скважине при его одновременной компоновке со скважинным штанговым насосом составлено полное уравнение физического процесса, которым является работа эжектора в нефтяной скважине, установленного выше ее динамического уровня. При этом за основной параметр работы эжектора в скважине принято полную энергию рабочего и инжектируемого потоков в единицу времени на выходе из эжектора. Рабочим потоком является газоводонефтяная смесь скважины, а инжектируемым – нефтяной газ из ее затрубного пространства. Полное уравнение физического процесса указывает только на то, функцией каких параметров эжектора и скважины является основной параметр процесса. Пользуясь составленным полным уравнением процесса и  $\pi$ -теоремой, определены критерии подобия, которые необходимо использовать при конструировании стендовой установки для исследования работы эжектора в нефтяной скважине.*

Ключевые слова: эжектор, нефтяная скважина, основной параметр процесса, полное уравнение физического процесса.

*To simulate a jet pump operation in an oil well when it is simultaneously connected with the downhole sucker rod pump, the full equation of the physical process was made, which represents the jet pump operation in an oil well, established above its flowing level. In this case, as the main parameter of the jet pump operation in the well we accept the total energy of driven and injected flow per unit time at the jet pump outlet. Gas-water-oil mix is the well driven flow and the petroleum gas from its annulus is the injected flow. The full equation of physical process only indicates the function of which jet and well parameters the main process parameter is. Using the composed full equation of the process and  $\pi$ -theorem, the similarity criteria that must be used in engineering a stand unit for jet pump operation studies in oil well were determined.*

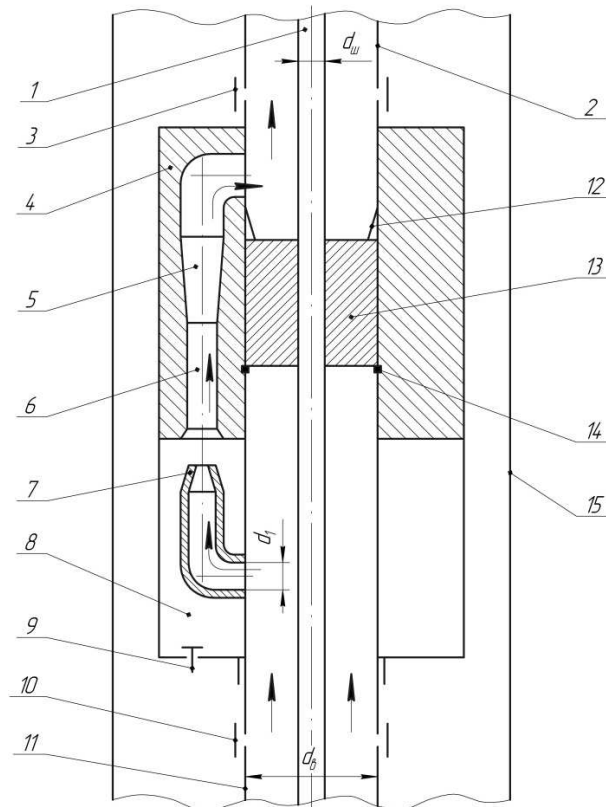
Key words: jet pump, oil well, main process parameter, full equation of the physical process.

**Мета.** Визначення критеріїв подібності при роботі ежектора у нафтовій свердловині, який встановлений вище її динамічного рівня при її експлуатації свердловинним штанговим насосом.

Ціллю даної роботи є теоретичне дослідження свердловинного ежектора та встановлення мінімально необхідної кількості критері-

їв для вибору геометрії приладу та підбору режиму його роботи.

**Наукова новизна** полягає у використанні теорем і методів теорії подібності для визначення критеріїв подібності, що окреслюють допустимі межі при конструюванні модельної установки для забезпечення коректних резуль-



1 – штанга; 2, 11 – НКТ; 3, 10 – муфти; 4 – корпус ежектора; 5 – дифузор;  
6 – камера змішування; 7 – сопло; 8 – прийомна камера; 9 – зворотний клапан;  
12 – фіксатор; 13 – розділювач середовищ; 14 – опора; 15 – експлуатаційна колона

**Рисунок 1 – Схема ежектора, встановленого в нафтовій свердловині, що експлуатується СШН**

татів стендових випробувань ежекторів у нафтових свердловинах, що експлуатуються свердловинним штанговим насосом.

**Практична значимість.** Використання повного рівняння фізичного процесу і отримання з нього критеріїв подібності дасть змогу розробити конструкцію експериментального стенда та за отриманими на ньому результатами досліджень зробити достовірні висновки про процеси, що відбуваються у нафтовій свердловині при її одночасній експлуатації свердловинним штанговим насосом та ежектором.

**Постановка проблеми та аналіз останніх досліджень.** При експлуатації нафтових свердловин установками електровідцентрових насосів (УЕВН) в останні десятиліття стали використовувати і струминні насоси, які встановлюють у свердловинах над електровідцентровими насосами [1, 2]. Такі установки отримали умовну назву «Тандем». За допомогою цих установок вдалося стабілізувати роботу електровідцентрових насосів, збільшити відбір продукції з нафтових свердловин, максимально використати енергію нафтового газу, який потрапляє із затрубного простору в струминний насос.

Струминний апарат (ежектор) у свердловинах, що експлуатуються УЕВН, можна розміщувати і вище динамічного рівня свердловини [3]. Таке технічне рішення забезпечує під-

тримання затрубного тиску на потрібному рівні, стабілізує роботу УЕВН і збільшує її міжремонтний період.

У роботі [4] досліджується можливість використання ежекторів у нафтових свердловинах під час їх експлуатації свердловинним штанговим насосом (СШН). Проведено певні теоретичні оцінки і стендові експериментальні дослідження. Але за їх результатами важко зробити висновок про можливість чи неможливість застосування рідинно-газових ежекторів у процесі експлуатації нафтових свердловин.

Нами запропоновано використання рідинно-газового ежектора у нафтовій свердловині, що експлуатується СШН і, який встановлено вище її динамічного рівня [5]. Розміщення вказаного ежектора у такій свердловині дає змогу використовувати потенційну енергію затрубного нафтового газу для полегшення підйому газозонафтової суміші свердловини на її поверхню.

Мета даної роботи полягає у визначенні критеріїв подібності, які існують між роботою рідинно-газового ежектора у реальній нафтовій свердловині і роботою його моделі на стендовій установці. Чим повніше будуть враховані критерії подібності під час проектування стендової установки, тим з більшою точністю можна буде оцінити (за результатами стендових випробувань) роботу ежектора у реальній нафтовій свердловині.

Можливі два варіанти встановлення ежектора:

– у свердловині вище її динамічного рівня у тому місці, в якому у насосно-компресорних трубах (НКТ) рухається тільки водонафтова суміш. Це означає, що у вказаному місці тиск в НКТ є більшим тиску насичення нафти  $p_s$ ;

– у свердловині вище її динамічного рівня, але у тому місці, в якому в НКТ рухома суміш є газоводонафтовою.

**Основна частина.** Будемо розглядати моделювання ежектора, встановленого у нафтовій свердловині, і допустимо, що в місці його встановлення в НКТ рухається газоводонафтова суміш (рис. 1). Це означає, що крім водонафтової суміші є і вільний нафтовий газ. Але будемо вважати, що газ рівномірно розподілений в об'ємі водонафтової суміші, тобто робочий потік в ежекторі можна вважати гомогенним середовищем. Крім того, приймаємо ще такі спрощення:

– масообмін між рідинною і газовою фазами в ежекторі не відбувається. Це означає, що газ із нафти не виділяється і не розчиняється у ній при зміні тиску і густина газодорідинної суміші змінюється тільки за рахунок зміни густини вільного нафтового газу;

– теплообмін між фазами і стінками ежектора відсутній, тобто процес адіабатний;

– при визначенні втрат енергії робочого потоку (газодорідинної суміші) при проходженні через елементи ежектора зміною густини робочого потоку нехтуємо.

При моделюванні будь-якого фізичного процесу необхідно скласти повне рівняння цього процесу і, користуючись  $\pi$ -теоремою, визначити критерії подібності. Повне рівняння фізичного процесу вказує лише на функціональний зв'язок між основними параметрами системи, в якій відбувається цей процес [6].

Моделювання процесу починається з того, що вибирається основний параметр, який характеризує весь процес. За основний параметр роботи ежектора в свердловині приймаємо повну енергію робочого та інжектованого потоків за одиницю часу на виході з ежектора. Робочим потоком є газоводонафтова суміш, а інжектованим – нафтовий газ, що знаходиться у затрубному просторі свердловини.

Враховуючи сказане, записуємо рівняння для енергії на виході з рідинно-газового ежектора

$$E_{вих} = E_{p_{ex}} + E_{in_{ex}} - E_1 - E_2 - E_3 - E_4 - E_5 - E_6 - E_7 - E_8, \quad (1)$$

де  $E_{p_{ex}}$ ,  $E_{in_{ex}}$  – енергія за одиницю часу водонафтової суміші та інжектованого газу перед входом у ежектор, Дж/с;

$E_1$ ,  $E_2$ ,  $E_3$  – втрата енергії, відповідно, інжектованого газу при попаданні в прийомну камеру, робочого потоку в циліндричній частині сопла і в соплі, Дж/с;

$E_4$ ,  $E_5$  – втрата енергії робочого потоку в прийомній камері та при вході в камеру змішування, Дж/с;

$E_6$ ,  $E_7$ ,  $E_8$  – втрата енергії в камері змішування, в дифузорі та при виході з дифузора, Дж/с.

Для деяких доданків, які входять у формулу (1), можна записати аналітичні формули, а для інших цього зробити не вдається. При цьому для таких доданків необхідно вказати функціями яких параметрів системи вони є, виходячи із фізичних міркувань.

Повна енергія робочої суміші перед входом в ежектор складається з кінетичної та потенціальної енергій і аналітично може бути записана так:

$$E_{p_{ex}} = \frac{\pi}{8} (d_g^2 - d_{in}^2) \rho_{гнв} w_{гн}^3 + p_{ex} \frac{\pi}{4} (d_g^2 - d_{in}^2) w_{гн}, \quad (2)$$

де  $d_g$ ,  $d_{in}$  – діаметри внутрішній НКТ і штанг, м;

$\rho_{гнв}$  – густина газоводонафтової суміші, кг/м<sup>3</sup>;

$w_{гн}$  – швидкість руху суміші перед ежектором, м/с;

$p_{ex}$  – тиск газоводонафтової суміші перед входом у ежектор, Па.

Це означає, що енергія  $E_{p_{ex}}$  є функцією таких параметрів:

$$E_{p_{ex}} = E_{p_{ex}}(d_g, d_{in}, \rho_{гнв}, w_{гн}, p_{ex}). \quad (3)$$

Для встановлення енергії інжектованого потоку (ідеального газу), який за одну секунду виходить із затрубного простору (процес вважається адіабатним), записуємо рівняння Бернуллі для двох перерізів з врахуванням втрат на тертя: перед зворотним клапаном ежектора (у затрубному просторі) і у вихідному перерізі зворотного клапана [7, 8]

$$\frac{RT_3}{g(k-1)} + \frac{p_3}{\rho_{гз} g} = \frac{p_{нк}}{\rho_{гнк} g} + \varphi_c^2 \frac{w_c^2}{2g} + \frac{RT_{нк}}{g(k-1)} + (1 - \varphi_c^2) \frac{w_c^2}{2g}, \quad (4)$$

де  $R$  – газова стала газу затрубного простору, Дж/(кг·град);

$T_3$ ,  $T_{нк}$  – температура газу в затрубному просторі та при вході в прийомну камеру ежектора, К;

$p_3$ ,  $p_{нк}$  – тиск газу в затрубному просторі та в прийомній камері, Па;

$k$  – показник адіабати;

$\rho_{гз}$ ,  $\rho_{гнк}$  – густина газу в затрубному просторі та в прийомній камері, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

$w_c$  – швидкість газу на виході зворотного клапана без врахування тертя, м/с;

$\varphi_c$  – швидкісний коефіцієнт, який враховує зменшення швидкості витікання газу під впливом тертя.

Множимо ліву і праву частину рівняння (4) на  $\frac{\pi d_{зк}^2}{4} w_2 \rho_{знк} g$  ( $d_{зк}$  – діаметр зворотного клапана) і отримуємо

$$\frac{\pi d_{зк}^2}{4} w_2 \rho_{знк} \left( \frac{RT_3}{k-1} + \frac{p_3}{\rho_{з3}} \right) = \frac{\pi d_{зк}^2}{4} w_2 \rho_{знк} \times \left( \frac{p_{нк}}{\rho_{знк}} + \varphi_c^2 \frac{w_2^2}{2} + \frac{RT_{нк}}{k-1} + (1-\varphi_c^2) \frac{w_2^2}{2g} \right). \quad (5)$$

Вираз лівої частини рівняння є секундним зменшенням потенціальної енергії газу в затрубному просторі. Тобто, це енергія інжектваного газу перед входом в ежектор

$$E_{інех} = \frac{\pi d_{зк}^2}{4} w_2 \rho_{знк} \left( \frac{RT_3}{k-1} + \frac{p_3}{\rho_{з3}} \right). \quad (6)$$

У правій частині рівняння (5) перший і третій доданки являють собою секундну потенціальну енергію газу, що потрапляє в ежектор, а другий доданок – це кінетична енергія газу на виході із отвору зворотного клапана, що з'єднує прийомну камеру ежектора із затрубним простором свердловини.

Швидкість руху газу на виході із цього отвору без врахування втрат на тертя визначається так [8]:

$$w_2 = \sqrt{2 \frac{k}{k-1} p_3 \frac{1}{\rho_{з3}} \left[ 1 - \left( \frac{p_{нк}}{p_3} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}. \quad (7)$$

Беручи до уваги, що при адіабатному процесі  $\frac{\rho_{знк}}{\rho_{з3}} = \left( \frac{p_{нк}}{p_3} \right)^{\frac{1}{k}}$  і підставляючи цей результат і (7) у (6), отримаємо

$$E_{інех} = \frac{\pi d_{зк}^2}{4} \rho_{з3} \left( \frac{p_{нк}}{p_3} \right)^{\frac{1}{k}} \left( \frac{RT_3}{k-1} + \frac{p_3}{\rho_{з3}} \right) \times \sqrt{2 \frac{k}{k-1} \frac{p_3}{\rho_{з3}} \left[ 1 - \left( \frac{p_{нк}}{p_3} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}. \quad (8)$$

Таким чином, енергія інжектваного газу є функцією таких параметрів:

$$E_{інех} = E_{інех}(p_3, p_{нк}, d_{зк}, \rho_{з3}, k, R, T_3). \quad (9)$$

Четвертий доданок правої частини рівняння (5), є втратою енергії інжектваного газу при потраплянні у прийомну камеру, тобто

$$E_1 = (1-\varphi_c^2) \frac{\pi d_{зк}^2}{8} \rho_{знк} w_2^3.$$

Після підставлення в останнє рівняння виразів для  $w_2$  і  $\rho_{знк}$  одержимо функцію  $E_1$

$$E_1 = E_1(\varphi_c, d_{зк}, \rho_{з3}, p_{нк}, p_3, k). \quad (10)$$

Втрата тиску при вході з НКТ у циліндричний отвір ежектора, на кінці якого знаходиться сопло [9]

$$\Delta p_{om} = \zeta_1 \frac{\rho_{звн} w_1^2}{2}, \quad (11)$$

де  $\zeta_1$  – коефіцієнт місцевого гідравлічного опору, викликаного різким зменшенням діаметра труби;

$w_1$  – швидкість руху газоводонафтової суміші в циліндричному отворі, що закінчується соплом, м/с.

Величина швидкості  $w_1$  знаходиться із рівняння нерозривності газоводонафтового потоку (нехтуємо різницею між густинами потоку в НКТ і циліндричній частині отвору сопла)

$$w_1 = \frac{d_6^2 - d_{у}^2}{d_1^2} w_{звн}, \quad (12)$$

де  $d_1$  – діаметр отвору, м.

Коефіцієнт  $\zeta_1$  визначається так:

$$\zeta_1 = \left( \frac{1}{\varepsilon} - 1 \right)^2, \quad (13)$$

де  $\varepsilon$  – коефіцієнт стиску струменя газоводонафтової рідини.

За наближеною формулою А.Д. Альтшуля [10]

$$\varepsilon = 0,57 + \frac{0,043}{1,1 - \frac{d_1^2}{d_6^2 - d_{у}^2}}. \quad (14)$$

Щосекундна втрата енергії на вході в отвір буде:

$$E_2' = \Delta p_{om} \frac{\pi}{4} d_1^2 w_1. \quad (15)$$

Підставляючи (11), (12), (13) і (14) у (15), отримаємо

$$E_2' = \frac{\pi \rho_{звн}}{8} \left( \frac{1}{0,57 + \frac{0,043}{1,1 - \frac{d_1^2}{d_6^2 - d_{у}^2}}} - 1 \right)^2 \times \frac{(d_6^2 - d_{у}^2)^3}{d_1^4} w_{звн}^3, \quad (16)$$

тобто  $E_2' = E_2'(\rho_{звн}, d_1, d_6, d_{у}, w_{звн})$ .

Крім того, у циліндричному отворі  $d_1$  є і втрати на тертя

$$\Delta p_{тр} = \lambda_m \frac{l_1 w_1^2}{2 d_1} \rho_{звн}, \quad (18)$$

де  $l_1$  – довжина отвору, діаметр якого  $d_1$ ;

$\lambda_m$  – коефіцієнт втрат на тертя при турбулентному русі (коефіцієнт Дарсі).

Якщо знехтувати шорсткістю внутрішньої поверхні отвору, то коефіцієнт Дарсі можна визначити за формулою П.К. Конакова [11]

$$\lambda_m = \frac{1}{(1,8 \lg \text{Re} - 1,5)^2} = \frac{1}{\left(1,8 \lg \left(\frac{w_1 d_1 \rho_{\text{звн}}}{\mu_{\text{вн}}}\right) - 1,5\right)^2}, \quad (19)$$

де  $\mu_{\text{вн}}$  – динамічна в'язкість водонафтової суміші, Па·с.

Втрата енергії в отворі на тертя

$$E_2'' = \frac{\frac{\pi d_1}{8} l_1 w_1^3 \rho_{\text{звн}}}{\left[1,8 \lg \left(\frac{w_1 d_1 \rho_{\text{звн}}}{\mu_{\text{вн}}}\right) - 1,5\right]^2}. \quad (20)$$

Із рівняння (20) одержуємо

$$E_2'' = E_2''(d_1, l_1, w_{\text{звн}}, d_{\text{в}}, d_{\text{ш}}, \rho_{\text{звн}}, \mu_{\text{вн}}). \quad (21)$$

Повна втрата енергії в циліндричному отворі перед соплом

$$E_2 = E_2' + E_2'' = E_2(d_1, l_1, d_{\text{в}}, d_{\text{ш}}, w_{\text{звн}}, \rho_{\text{звн}}, \mu_{\text{вн}}). \quad (22)$$

Втрата тиску в соплі

$$\Delta p_c = \zeta_c \frac{\rho_{\text{звн}} w_c^2}{2}, \quad (23)$$

де  $\zeta_c$  – коефіцієнт опору сопла;

$w_c$  – швидкість руху газодорідної суміші на виході із сопла.

Коефіцієнт  $\zeta_c$  є функцією геометричних параметрів сопла, динамічної в'язкості суміші, її густини і швидкості руху рідини на виході із сопла, тобто

$$\zeta_c = f_c(d_c, \alpha_c, l_c, \mu_{\text{вн}}, w_c, \rho_{\text{звн}}), \quad (24)$$

де  $d_c$  – діаметр вихідного отвору сопла, м;

$\alpha_c$  – кут конуса сопла, град;

$l_c$  – довжина конуса сопла, м;

$w_c$  – швидкість потоку на виході із сопла ежектора, м/с.

Швидкість потоку на виході із сопла ежектора, якщо знехтувати зміною густини потоку, буде

$$w_c = \frac{d_{\text{в}}^2 - d_{\text{ш}}^2}{d_c^2} w_{\text{звн}}. \quad (25)$$

Секундна втрата енергії у соплі виражається функцією

$$E_3 = \zeta_c \frac{\pi d_c^2 w_c^3}{8} \rho_{\text{звн}} = E_3(d_c, l_c, \alpha_c, \mu_{\text{вн}}, d_{\text{в}}, d_{\text{ш}}, w_{\text{звн}}, \rho_{\text{звн}}). \quad (26)$$

Втрата енергії у прийомній камері зумовлена силами внутрішнього тертя між шарами рідини, а також силами поверхневого натягу на межі робочого потоку та інжектованого нафтового газу, що потрапив у прийомну камеру із затрубного простору. Силами поверхневого натягу знехтуємо. У такому разі втрата енергії робочого потоку в прийомній камері буде функція

$$E_4 = E_4(\mu_{\text{вн}}, w_{\text{звн}}, d_{\text{в}}, d_{\text{ш}}, d_c, l_0), \quad (27)$$

де  $l_0$  – довжина вільного струменя газодонафтової суміші в прийомній камері (відстань від зрізу сопла до входу в камеру змішування).

Втрата енергії в камері змішування складається із втрати енергії при вході в камеру змішування, втрати на тертя у пристінному шарі камери і втрат на тертя при турбулентному перемішуванні робочого та інжектованого потоків.

Судячи із довідкових даних, наведених у роботі [12], коефіцієнт опору камери змішування для перших двох втрат енергії є функцією таких параметрів:

$$\zeta'_{\text{к.з.}} = \zeta'_{\text{к.з.}}(d_c, d_2, Q/Q_0, E/E_0, l_2, \lambda_{\text{к.з.}}, l_0), \quad (28)$$

де  $d_2$ ,  $l_2$  – діаметр камери змішування та її довжина, м;

$Q_0$ ,  $Q$  – витрата із сопла і витрата у камері змішування, м<sup>3</sup>/с;

$E_0$ ,  $E$  – кінетична енергія на виході із сопла та кінетична енергія змішаного потоку в камері змішування, Дж;

$\lambda_{\text{к.з.}}$  – лінійний коефіцієнт опору тертя ділянки, довжина якої  $l = d_2$ .

Величини  $Q/Q_0$ ,  $E/E_0$  у роботі [12] представлено у вигляді функцій

$$Q/Q_0 = f_Q(l_0, r_c), \quad E/E_0 = f_E(l_0, r_c), \quad (29)$$

де  $r_c$  – радіус сопла.

При турбулентному перемішуванні для коефіцієнта опору записати аналітичну залежність не вдається. Очевидно, що цей коефіцієнт є функцією параметрів

$$\zeta''_{\text{кз}} = \zeta''_{\text{кз}}(d_c, w_{\text{звн}}, l_0, l_2, d_2, \lambda_{\text{к.з.}}, \mu_{\text{вн}}, \rho_{\text{пк}}, \rho_{\text{звн}}, U_2, T_{\text{нв}}), \quad (30)$$

де  $U_2$  – об'ємний коефіцієнт інжекції на вході в прийомну камеру;

$T_{\text{нв}}$  – температура газодонафтової суміші в ежекторі (вона дорівнює температурі газодонафтової суміші на вході в ежектор), К.

Таким чином, втрата тиску в камері змішування буде

$$\Delta p_{\text{кз}} = (\zeta'_{\text{кз}} + \zeta''_{\text{кз}}) \frac{\rho_{\text{звн}} w_c^2}{2},$$

а секундна втрата енергії при вході в камеру змішування і в самій камері буде функцією

$$E_5 + E_6 = E_{56}(d_c, w_{\text{звн}}, l_0, l_2, d_2, \lambda_{\text{к.з.}}, \mu_{\text{вн}}, \rho_{\text{зз}}, p_3, p_{\text{пк}}, \rho_{\text{звн}}, k, U_2, T_{\text{нв}}). \quad (31)$$

Загальний коефіцієнт опору конічного дифузора для випадку рівномірного поля швидкостей на його вході має такий вигляд [12]:

$$\zeta_{\text{д}} = 3,2 \text{tg} \frac{\alpha_{\text{д}}}{2} \sqrt[4]{\text{tg} \frac{\alpha_{\text{д}}}{2} \left(1 - \frac{1}{n_1}\right)^2} + \frac{\lambda}{8 \sin \frac{\alpha_{\text{д}}}{2} \left(1 - \frac{1}{n_1^2}\right)}, \quad (32)$$

де  $\alpha_\delta$  – центральний кут розширення дифузора, град;

$\lambda$  – коефіцієнт опору тертя одиниці довжини дифузора, який визначається залежно від

числа Рейнольдса  $Re = \frac{w_{\delta 1} d_{\delta 1}}{\nu_\delta}$  і відносної шор-

сткості  $\bar{\Delta} = \Delta/d_{\delta 1}$ ;

$w_{\delta 1}$  – швидкість потоку на вході в дифузор, м/с;

$$n_1 = d_{\delta 2}/d_{\delta 1};$$

$d_{\delta 1}, d_{\delta 2}$  – діаметри вхідного і вихідного отвору дифузора;

$\nu_\delta$  – кінематична в'язкість газовадонафтової суміші в дифузори, м<sup>2</sup>/с.

Отже, коефіцієнт  $\zeta_\delta$  являє собою функцію

$$\zeta_\delta = \zeta_\delta(\alpha_\delta, d_{\delta 1}, d_{\delta 2}, w_{\delta 1}, \nu_\delta), \quad (33)$$

а втрата енергії в дифузори

$$E_7 = \zeta_\delta \frac{\pi d_1^2}{8} \rho_c w_{\delta 1}^3, \quad (34)$$

$$E_7 = E_7(\rho_c, \alpha_\delta, d_{\delta 1}, d_{\delta 2}, \nu_\delta, w_{\delta 1}), \quad (35)$$

де  $\rho_c$  – густина газовадонафтової суміші на вході в дифузор.

Коефіцієнт втрати енергії при виході із дифузора визначаємо за формулою [7]

$$\zeta_{\delta, \delta} = 2\beta_2 - 2\beta_1 \frac{d_\delta^2 - d_u^2}{d_{\delta 2}^2} + \alpha_1 \left( \frac{d_\delta^2 - d_u^2}{d_{\delta 2}^2} \right)^2 - \alpha_2, \quad (36)$$

де  $\beta_1, \beta_2$  – коефіцієнти кількості руху (коефіцієнти Буссінеска);

$\alpha_1, \alpha_2$  – коефіцієнти кінетичної енергії (коефіцієнти Коріоліса).

Приймаємо наближені значення для коефіцієнтів  $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2$  ( $\alpha_1 = \alpha_2 = 1,1$ ;  $\beta_1 = \beta_2 = 1,04$ ).

Секундна втрата енергії на виході із дифузора буде

$$E_8 = \frac{\pi(d_\delta^2 - d_u^2)}{8} \rho_{c\delta} w_{mp}^3 \times \left[ 2,08 - 2,08 \frac{d_\delta^2 - d_u^2}{d_{\delta 2}^2} + 1,1 \left( \frac{d_\delta^2 - d_u^2}{d_{\delta 2}^2} \right)^2 - 1,1 \right], \quad (37)$$

де  $\rho_{c\delta}$  – густина газовадонафтової суміші в НКТ на виході із дифузора;

$w_{mp}$  – швидкість руху газовадонафтової суміші в НКТ у перерізі на виході із дифузора.

Із (37) можна записати

$$E_8 = E_8(d_\delta, d_u, d_{\delta 2}, \rho_{c\delta}, w_{mp}). \quad (38)$$

Підставляючи в (1) функції (3), (9), (10), (22), (26), (27), (31), (35), (38) і виключаючи параметри, що повторюються, отримуємо

$$E_{вих} = E_{вих}(d_\delta, d_u, \rho_{\delta вн}, w_{\delta вн}, P_{вх}, P_3, P_{нк}, d_{зк}, \rho_{\delta зп}, k, R, T_3, \varphi_c, d_1, l_1, \mu_{вн}, d_c, l_c, \alpha_c, l_0, l_2, d_2, \lambda_{к.з.}, U_2, T_{нв}, \rho_c, \alpha_\delta, d_{\delta 1}, d_{\delta 2}, \nu_\delta, w_{\delta 1}, \rho_{c\delta}, w_{mp}). \quad (39)$$

Число змінних параметрів у формулі (39)  $n = 33$ , отже, у відповідності з  $\pi$ -теоремою [6] безрозмірних комплексів повинно бути  $m = n - 4 = 33 - 4 = 29$ . Із числа  $n = 33$  виберемо чотири основних величини, від яких залежить форма запису критеріїв подібності. За основні величини вибираємо:

$$d_\delta [L], \quad w_{\delta вн} [L^1 T^{-1}], \quad \rho_{\delta вн} [M^1 L^{-3}], \quad T_{нв} [\theta^1].$$

Тоді, обробляючи повне рівняння процесу (39) методом, викладеним у роботі [6], отримаємо рівняння процесу в критеріальній формі

$$\frac{E_{вих}}{d_\delta^2 w_{\delta вн}^3 \rho_{\delta вн}} = \varphi \left( 1, \frac{d_u}{d_\delta}, 1, 1, \frac{P_{вх}}{w_{\delta вн}^2 \rho_{\delta вн}}, \frac{P_3}{w_{\delta вн}^2 \rho_{\delta вн}}, \frac{P_{нк}}{w_{\delta вн}^2 \rho_{\delta вн}}, \frac{d_{зк}}{d_\delta}, \frac{\rho_{\delta зп}}{\rho_{\delta вн}}, k, \frac{R}{w_{\delta вн}^2 T_{нв}^{-1}}, \frac{T_3}{T_{нв}}, \varphi_c, \frac{d_1}{d_\delta}, \frac{l_1}{d_\delta}, \frac{\mu_{вн}}{d_\delta w_{\delta вн} \rho_{\delta вн}}, \frac{d_c}{d_\delta}, \frac{l_c}{d_\delta}, \alpha_c, \frac{l_0}{d_\delta}, \frac{l_2}{d_\delta}, \frac{d_2}{d_\delta}, \lambda_{к.з.}, U_2, 1, \frac{\rho_c}{\rho_{\delta вн}}, \alpha_\delta, \frac{d_{\delta 1}}{d_\delta}, \frac{d_{\delta 2}}{d_\delta}, \frac{\nu_\delta}{d_\delta w_{\delta вн}}, \frac{w_{\delta 1}}{w_{\delta вн}}, \frac{\rho_{c\delta}}{\rho_{\delta вн}}, \frac{w_{mp}}{w_{\delta вн}} \right). \quad (40)$$

З правої сторони в рівнянні (40) стоять 29 критеріїв подібності. При їх виконанні буде виконуватись і критерій подібності (зліва) на підставі третьої теореми подібності [6].

Відношення подібних величин природи і моделі позначимо тією ж буквою з індексом « $n$ ». Тоді на підставі рівняння (40) можна записати

$$k_n = \varphi_{cn} = \alpha_{cn} = \lambda_{кзп} = U_{2n} = \alpha_{\delta n} = 1; \quad (41)$$

$$d_{унп} = d_{зкп} = d_{1п} = l_{1п} = d_{сн} = l_{сн} = l_{0п} = l_{2п} = d_{2п} = d_{\delta 1п} = d_{\delta 2п} = d_{вп}; \quad (42)$$

$$P_{вхп} = P_{3п} = P_{нкп} = w_{\delta вп}^2 \rho_{\delta вп}; \quad (43)$$

$$\rho_{\delta зп} = \rho_{сн} = \rho_{с\delta п} = \rho_{\delta вп}; \quad (44)$$

$$w_{\delta 1п} = w_{mpп} = w_{\delta вп}; \quad (45)$$

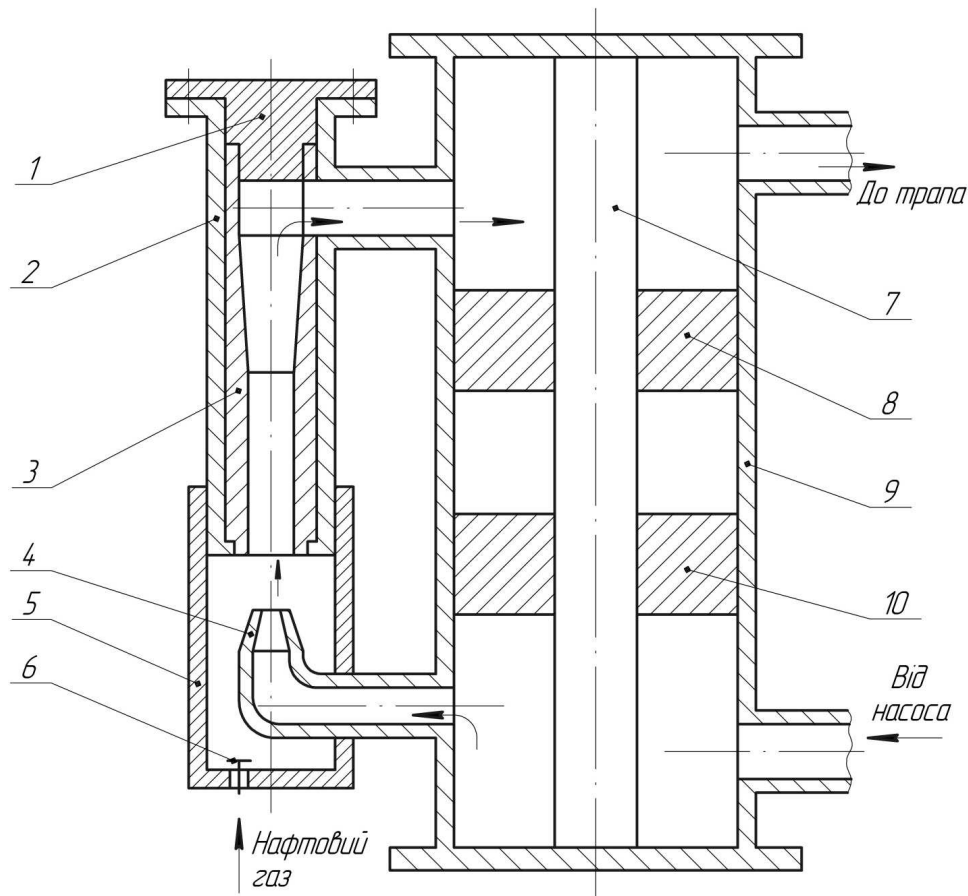
$$\frac{\mu_{вп}}{\rho_{\delta вп}} = \nu_{\delta п} = d_{вп} w_{\delta вп}; \quad (46)$$

$$R_n = w_{\delta вп}^2 T_{нвп}^{-1}; \quad T_{3п} = T_{нвп}. \quad (47)$$

З метою встановлення можливості реалізації отриманих критеріїв подібності (41) – (47) при проектуванні експериментальної стендової модельної установки на рис. 2 наведено схему її частини, а саме моделі свердловини, що експлуатується СШН, разом з ежектором.

Критерії подібності (41) вказують на те, що величини  $\varphi_c, k, \alpha_c, \lambda_{кз}, U_2, \alpha_\delta$  повинні бути однаковими як у моделі, так і в природі.

Практично добитися для цих величин однакових значень як у моделі, так і в природі важко. Якщо для величин  $\alpha_c, \alpha_\delta$  це зробити легко, оскільки це пов'язано з геометрією сопла і дифузора, то добитися однакового значення для показника адіабати  $k$  можливо тільки за умови використання такого ж інжектованого газу у моделі, як і у реальній свердловині, що не завжди можливо. Отримати ж однаковий коефіціє-



1 – фланець-заглушка; 2 – корпус ежектора; 3 – змішувальна камера і дифузор ежектора; 4 – сопло; 5 – прийомна камера; 6 – зворотний клапан; 7 – штанга; 8, 10 – розділювачі середовищ; 9 – НКТ

**Рисунок 2 – Схема моделі свердловини, що експлуатується СШН, разом із свердловинним ежектором**

ент інжекції  $U_2$  на вході в камеру змішування ще важче, оскільки в моделі швидкість руху робочого потоку на виході із сопла буде постійною (насос забезпечує постійну подачу), а в натурі, у свердловині, ця швидкість є величиною змінною, що зумовлено змінною швидкістю руху плунжера глибинного насоса. Критерії подібності (42) можуть бути повністю реалізовані.

Всі інші критерії подібності можна реалізувати тільки наближено. Основною причиною цього є змінність швидкості руху плунжера глибинного насоса.

При проектуванні експериментального стенда необхідно максимально можливо реалізувати критерії подібності (41) – (47). Чим більше і точніше критеріїв подібності буде реалізовано у модельній установці, тим точніше за результатами стендових випробувань можна буде оцінити працездатність та ефективність застосування ежекторів у нафтових свердловинах.

## Висновки

Встановлено функціональну залежність секундної енергії газоводонафтового потоку на виході із ежектора від його конструктивних та гідродинамічних параметрів при розміщенні його в нафтовій свердловині вище динамічного рівня при її експлуатації свердловинним штанговим насосом.

Використовуючи цю функціональну залежність, визначено критерії подібності (41)–(47), які необхідно враховувати при моделюванні роботи ежектора в нафтовій свердловині.

Аналіз отриманих критеріїв свідчить, що значна частина критеріїв подібності (наприклад показник адиабати чи коефіцієнт інжекції) не може бути точно реалізована у процесі проектування модельних установок. Можна лише говорити про наближену подібність.

У кожній конкретній ситуації під час проектування модельної установки необхідно забезпечити максимально можливу реалізацію критеріїв подібності (41)–(47) з тим, щоб за результатами експериментальних досліджень можна було наближено судити про працездатність та ефективність застосування ежекторів у нафтових свердловинах, що експлуатуються СШН.

Література

- 1 Мищенко И.Т. Струйные насосы для добычи нефти / И.Т. Мищенко, Х.Х. Гумерский, В.П. Марьенко. – М.: Нефть и газ, 1996. – 150 с.
- 2 Дроздов А.Н. Опытнo-промышленное внедрение погружных насосно-эжекторных систем в НГДУ «Федоровскнефть» / А.Н. Дроздов, А.В. Андрианов // Нефтяное хозяйство. – 1997. – №1. – С. 51-54.
- 3 Атнабаев З.М. Скважинный эжектор для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН / З.М. Атнабаев // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №4. – С. 72-74.
- 4 Молчанова В.А. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства / В.А. Молчанова, А.С. Топольников // Нефтепромысловое дело. – 2007. – №10. – С. 34-40.
- 5 Пат. 105135 Україна, МПК F04В 47/02. Свердловинний ежектор / О.В. Паневник, О.Я. Дубей, І.Я. Яремко, М.М. Лях – № а 2013 07030; заявл. 04.06.13; опубл. 10.04.14 Бюл. №7.
- 6 Веников В.А. Теория подобия и моделирования применительно к задачам электротехники / В.А. Веников. – М.: Высшая школа, 1966. – 178 с.
- 7 Френкель Н.З. Гидравлика / Н.З. Френкель. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1956. – 456 с.
- 8 Беляев Н.М. Термодинамика / Н.М. Беляев. – К.: Вища школа, 1987. – 344 с.
- 9 Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – М.: Недра, 1982. – 224 с.
- 10 Справочник по гидравлическим сопротивлениям. Под редакцией П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1972. – 312 с.
- 11 Гидравлика, гидромашины и гидроприводы: Учебник для машиностроительных вузов / Т.М. Башта, С.С. Руднев, Б.Б. Некрасов и др. – М.: Машиностроение, 1982. – 423 с.
- 12 Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – М.: Машиностроение, 1975. – 559 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
16.07.14*

*Рекомендована до друку  
професором Івасівим В.М.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Никифорчиним О.Р.  
(Прикарпатський національний університет  
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

## ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ БАГАТОСОПЛОВИХ ПІНОГЕНЕРУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

*В.М. Савик*

*Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка;  
м. Полтава, пр-т Першотравневий, 24, тел. (0532) 561604, e-mail: savicppntu@rambler.ru*

*Обґрунтовано необхідність в розробленні універсального піногенеруючого пристрою для створення пінистих розчинів, що використовуються в процесі промивання нафтогазових свердловин під час їх буріння та ремонту. З метою оптимізації геометричних параметрів багатосоплових піногенеруючих пристроїв застосується програма SolidWorks з прикладним модулем FlowSimulation. Дослідження пристрою проводились при використанні вхідної частини камери змішування циліндричної або конічної форми, при зміні подачі рідини на вході, тиску повітря на вході у відповідному патрубку та тиску піни на виході із пристрою.*

*У висновках дається настанова та рекомендації щодо конструктивних особливостей багатосоплових піногенеруючих пристроїв та підбирання необхідних режимів роботи насосного агрегату і компресора для одержання піни заданих параметрів.*

*Ключові слова: багатосопловий піногенеруючий пристрій; газорідинні суміші; дрібнодисперсна піна; комп'ютерні дослідження.*

*Обоснована необходимость в разработке универсального пеногенерирующего устройства для создания пенистых растворов, используемых в процессе промывки нефтегазовых скважин при их бурении и ремонте. С целью оптимизации геометрических параметров многосопловых пеногенерирующих устройств использована программа SolidWorks с прикладным модулем FlowSimulation. Исследование устройства проводилось при использовании входной части камеры смешения цилиндрической или конической формы, при изменении подачи жидкости на входе, давления воздуха на входе в подводящем патрубке и давления пены на выходе из устройства.*

*В заключении поданы инструкции и рекомендации по конструктивным особенностям многосопловых пеногенерирующих устройств и выборе необходимых режимов работы насосного агрегата и компрессора для получения пены заданных параметров.*

*Ключевые слова: многосопловое пеногенерирующее устройство; газожидкостные смеси; мелкодисперсная пена; компьютерные исследования.*

*The necessity of developing a universal foam-generating device for production of the foamed solutions that are used in the process of oil and gas well washing during drilling and workover was grounded. The program SolidWorks with the application module FlowSimulation is used to optimize the geometrical parameters of multinozzle foam-generating devices. The study of the device was performed with the use of the mixing chamber inlet of a cylindrical or conical form, when changing the fluid supply at the input, air pressure at the input pipe and foam pressure at the device output.*

*The instructions and recommendations concerning design peculiarities of the multinozzle foam-generating devices and selection of the necessary operation modes of the pumping unit and compressor to get the foam of the required parameters are presented in the conclusion.*

*Key words: multinozzle foam-generating device, gas and liquid mixtures, fine foam; computer studies.*

**Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями.** Буріння нафтогазових свердловин в пористих і нестійких породах пов'язане із значними складнощами, а саме: велике поглинання бурового розчину, навіть до катастрофічного, та пов'язані з цим значні витрати на постачання хімічних реагентів, приготування промивальних рідин, спуску технічних проміжних колон, тампонажних робіт і т.п.; розмивання буровим розчином нестійких порід, що не дозволяє отримати якісний керн для геологічних досліджень; виникнення в процесі буріння свердловин ускладнень, пов'язаних з розмиванням стінок свердловин, каверноутвореннями, накопиченням на вибої шламу, прихопленням і заклинюванням бурового інструменту та інше; при розкриванні нафтогазових горизонтів можливе закупорювання

буровим розчином продуктивного пласта і не отримання очікуваного ефекту.

Запобігти цим ускладненням можна шляхом використання в якості бурового розчину газорідинних сумішей (аеровані рідини, піни), які мають цілий ряд переваг в порівнянні з промивальними рідинами і дають можливість усунути вище перераховані негативні явища. На даний час в практиці буріння нафтогазових свердловин з піною відсутнє обладнання, яке дозволяє формувати піну із певними заданими структурою і дисперсністю. Тому існує необхідність в розробленні універсального піногенеруючого пристрою, використання якого було б можливе в умовах бурової установки з найменшою модернізацією її циркуляційної системи.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми.** Для того, щоб буріння пінистими

розчинами було ефективним, необхідно використовувати стабільну піну дрібнодисперсної структури, яка повинна мати необхідну стійкість і в той же час легко руйнуватись на поверхні. Період існування піни повинен бути не меншим часу, який необхідний для підйому шламу від вибою свердловини до гирла. Очистка вибою свердловини від шламу проходить внаслідок гідродинамічної сили потоку разом з ефектом флотації шламу. При вмісті в піні 60 – 96% газу в процесі промивання її поведінка аналогічна поведінці пластичної рідини. На шляху від гирла до вибою піна є пластичною стискуваною рідиною, а при русі від вибою до гирла – розширюваною внаслідок збільшення розмірів бульбашок і наступного збільшення свого об'єму [1, 2, 3, 4].

Провівши структурний аналіз існуючих піногенеруючих пристроїв [5], підібрано структурну схему і запропоновано піногенеруючий пристрій, який повинен забезпечити високу ефективність насичення промивальної рідини повітрям і високоякісне піноутворення за рахунок можливості насичення в'язких промивальних рідин повітрям та можливості регулювання у значних межах насичення повітрям суміші.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, яким присвячується стаття.** Всесторонньо в комплексі не розглядалися основні фактори, які значною мірою впливали на ефективність роботи багатосоплових піногенеруючих пристроїв. До таких факторів можна віднести зміну швидкості, тиску, температури та траєкторії руху потоків рідини і повітря.

**Метою роботи** є оптимізація геометричних параметрів багатосоплового піногенеруючого пристрою з використанням комп'ютерного моделювання.

**Висвітлення основного матеріалу дослідження.** Як свідчать дослідження [6], при виборі оптимальних розмірів піногенеруючого пристрою та режимів руху рідини і повітря за допомогою односоплового пристрою можна отримувати дрібнодисперсну піну. Однак, для різних параметрів промивального розчину мають обмеження геометричних розмірів піногенеруючого пристрою, що впливає на обмеження продукування піни.

Для промислових умов, а саме для буріння нафтогазових свердловин, необхідна продуктивність змінюється у досить широких межах залежно від діаметра свердловини. Тому для забезпечення належного промивання свердловин піною запропоновано багатосопловий піногенеруючий пристрій [5], який забезпечить виробничі вимоги промивання піною основну кількість свердловин, що буряться на нафту й газ. В кожному ежекторі пристрою зберігаються ті ж самі режими і параметри роботи, що і в односопловому піногенеруючому пристрої, завдяки збереженню пропорцій між подачами рідини і повітря.

З метою оптимізації геометричних параметрів багатосоплових піногенеруючих пристроїв застосовується програма SolidWorks з прикладним модулем FlowSimulation. Створюючи тривимірну модель п'ятисоплового піногенеруючого пристрою, його геометричні розміри вибрано з врахуванням проведених комп'ютерних досліджень односоплового піногенеруючого пристрою [6]. При цьому на виході кожного ежектора п'ятисоплового піногенеруючого пристрою утворюватиметься дрібнодисперсна піна і при змішуванні отриманих потоків не проходить якісної зміни піни.

Проведено комп'ютерні дослідження п'ятисоплового піногенеруючого пристрою при зміні подачі рідини на вході, тиску повітря на вході у підвідному патрубку та тиску піни на виході із пристрою.

1. Під час дослідження п'ятисоплового піногенеруючого пристрою при зміні подачі рідини на вході 0,015 м<sup>3</sup>/с і 0,02 м<sup>3</sup>/с граничними умовами роботи піногенеруючого пристрою були: тиск повітря на вході в підвідному патрубку – 12 МПа; тиск піни на виході з пристрою – 12 МПа.

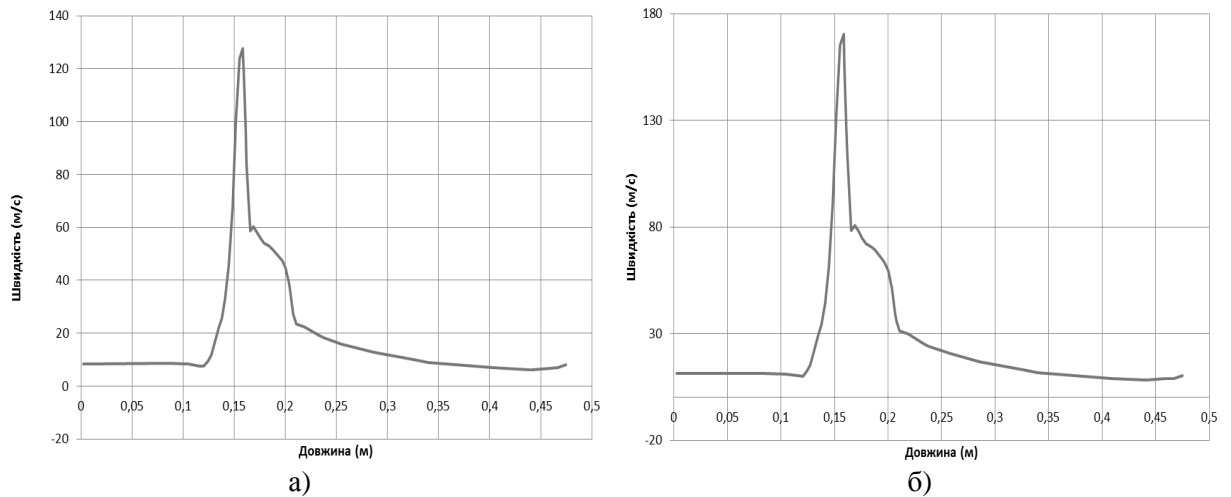
Аналіз графічних залежностей (рис. 1, 2) вказує на те, що зміна швидкості при різних подачах проходить подібно, при більшій подачі рідини максимальна швидкість рідини в соплі більша (127,6 м/с при 0,015 м<sup>3</sup>/с та 170,4 м/с при 0,02 м<sup>3</sup>/с) і більша продуктивність, т. як швидкість піни на виході зростає (з 7,96 м/с до 10,15 м/с). При збільшенні подачі рідини на вході необхідний їй тиск для забезпечення заданих граничних умов збільшується із 21,8 МПа при 0,015 м<sup>3</sup>/с до 29,4 МПа при 0,02 м<sup>3</sup>/с, а мінімальний тиск в камері змішування дещо зменшується (з 11,3 МПа до 10,7 МПа).

2. Під час дослідження п'ятисоплового піногенеруючого пристрою при зміні тиску повітря на вході у підвідному патрубку 7,5 МПа і 10 МПа граничними умовами роботи піногенеруючого пристрою є: подача рідини на вході – 0,02 м<sup>3</sup>/с; тиск піни на виході з пристрою – 10 МПа.

При аналізі графічних залежностей розподілу швидкості в повздовжньому перерізі пристрою (рис. 3) встановлено, що зміна швидкості при різних тисках повітря на вході проходить подібно, але при більшому тиску на вході швидкість піни на виході зростає з 6,57 м/с до 10,4 м/с.

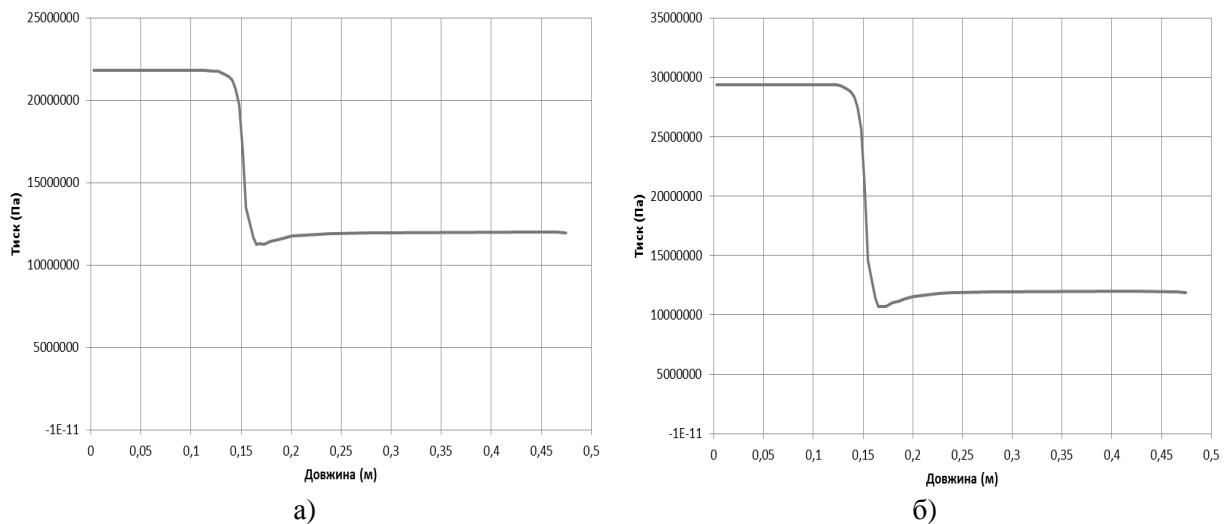
Розглянувши і проаналізувавши графічні залежності розподілу тиску в повздовжньому перерізі пристрою (рис. 4) встановлено, що при зниженні тиску повітря на вході при інших однакових умовах необхідний тиск рідини на вході для забезпечення граничних умов зменшується із 27,4 МПа до 26,6 МПа, також зменшується мінімальний тиск в камері змішування (з 8,7 МПа до 7,8 МПа).

Графік зміни температури вздовж перерізу пристрою проходить подібно (рис. 5), температура при різних тисках повітря на вході в підвідному патрубку за інших однакових умов фактично не змінюється.



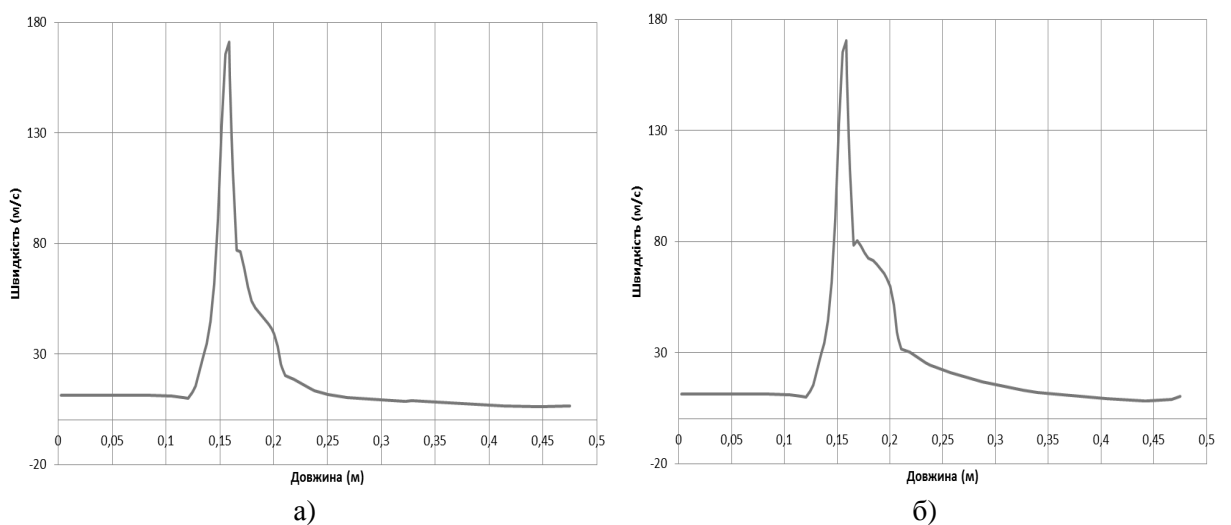
а – при подачі рідини на вході  $0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ ; б – при подачі рідини на вході  $0,02 \text{ м}^3/\text{с}$

**Рисунок 1 – Графічні залежності розподілу швидкості в повздовжньому перерізі пристрою**



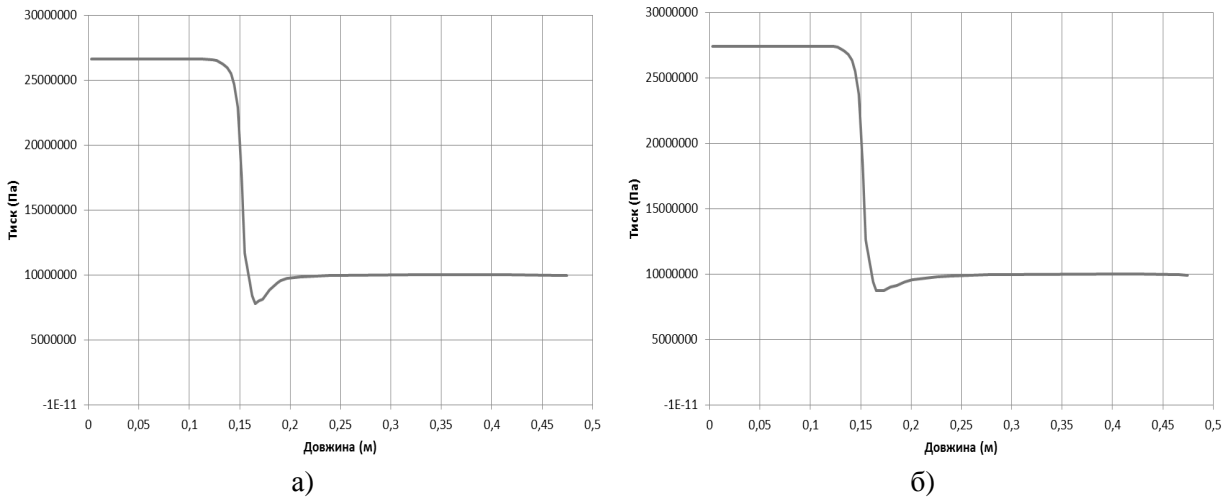
а – при подачі рідини на вході  $0,015 \text{ м}^3/\text{с}$ ; б – при подачі рідини на вході  $0,02 \text{ м}^3/\text{с}$

**Рисунок 2 – Графічні залежності розподілу тиску в повздовжньому перерізі пристрою**



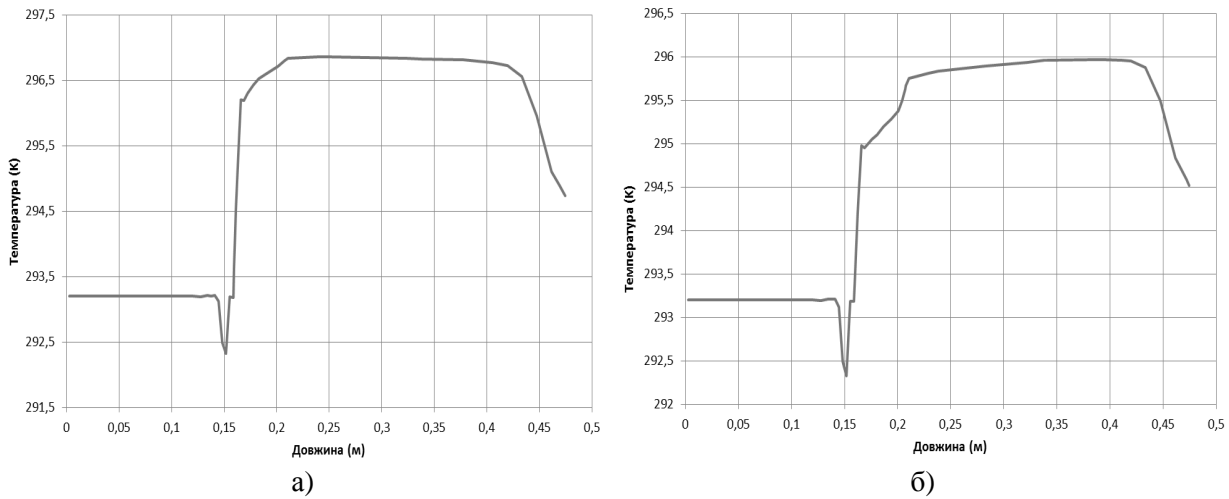
а – при тиску повітря на вході у відповідному патрубку  $7,5 \text{ МПа}$ ;  
б – при тиску повітря на вході у відповідному патрубку  $10 \text{ МПа}$

**Рисунок 3 – Графічні залежності розподілу швидкості в повздовжньому перерізі пристрою**



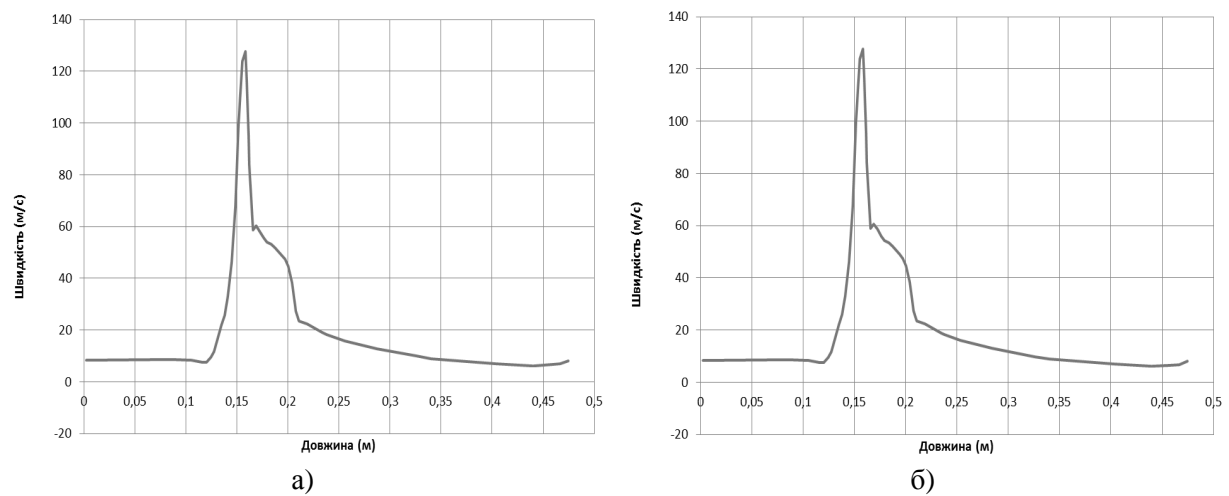
а – при тиску повітря на вході у підвідному патрубку 7,5 МПа;  
 б – при тиску повітря на вході у підвідному патрубку 10 МПа

**Рисунок 4 – Графічні залежності розподілу тиску в повздовжньому перерізі пристрою**



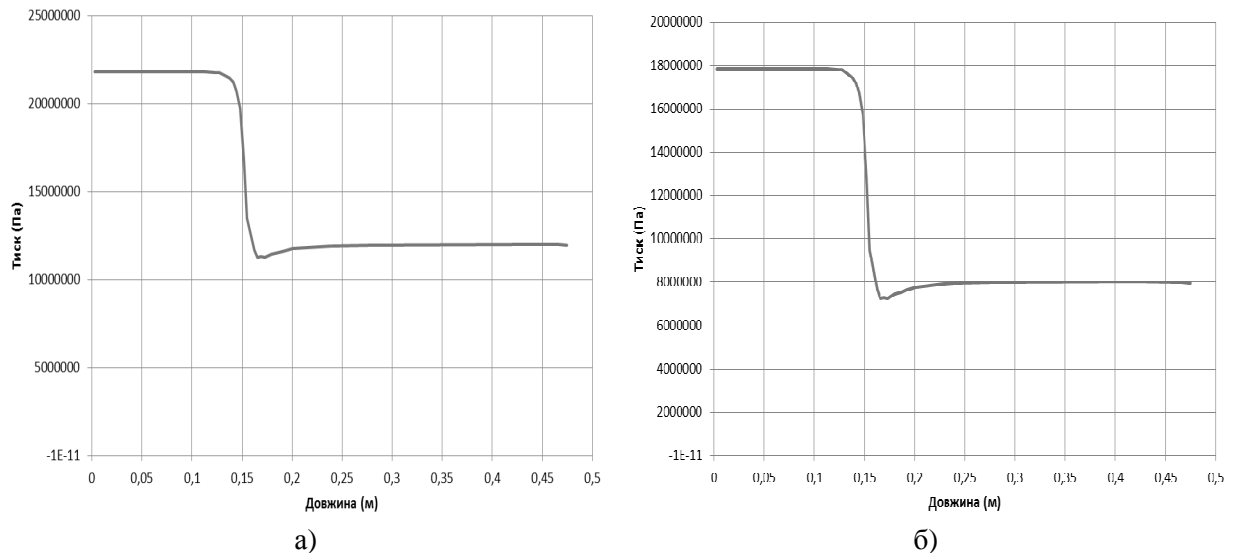
а – при тиску повітря на вході у підвідному патрубку 7,5 МПа;  
 б – при тиску повітря на вході у підвідному патрубку 10 МПа

**Рисунок 5 – Графічні залежності розподілу температури в повздовжньому перерізі пристрою**



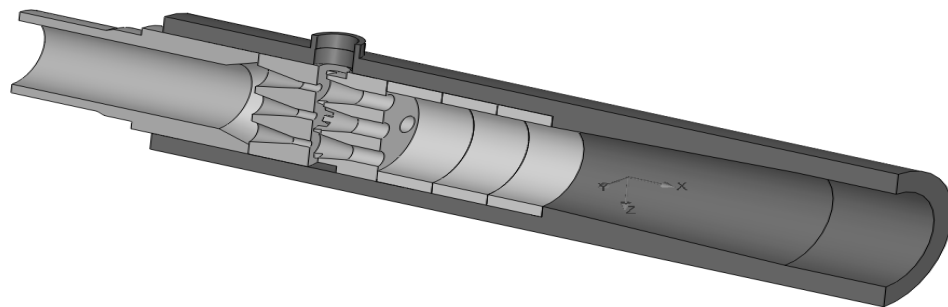
а – при тиску повітря на вході у підвідному патрубку 7,5 МПа;  
 б – при тиску повітря на вході у підвідному патрубку 10 МПа

**Рисунок 6 – Графічні залежності розподілу швидкості в повздовжньому перерізі пристрою**



а – при тиску повітря і піни 12 МПа; б – при тиску повітря і піни 8 МПа

**Рисунок 7 – Графічні залежності розподілу тиску в поздовжньому перерізі пристрою**



**Рисунок 8 – П'ятисопловий піногенеруючий пристрій оптимальної конструкції**

3. Під час дослідження п'ятисоплового піногенеруючого пристрою при зміні тиску піни на виході із пристрою розглядалися режими руху потоку при незмінній подачі рідини на вході  $0,015 \text{ м}^3/\text{с}$  та змінному тиску повітря на вході у підвідному патрубку та піни на виході з п'ятисоплового пристрою із 12 МПа до 8 МПа.

Графічні залежності розподілу швидкості в поздовжньому перерізі пристрою незмінні, що показано на рис. 6.

Аналіз графічних залежностей розподілу тиску в поздовжньому перерізі пристрою (рис. 7) вказує на те, що при зменшенні тиску повітря на вході та піни на виході при інших однакових умовах характер зміни тиску вздовж перерізу незмінний, а необхідний тиск рідини на вході для забезпечення граничних умов зменшується із 21,8 МПа до 17,8 МПа.

На рис. 8 подано тривимірну модель п'ятисоплового піногенеруючого пристрою оптимальної конструкції та геометричних параметрів, які визначені при дослідженні одно- та п'ятисоплових пристроїв.

В процесі проведення комп'ютерних досліджень одно- і п'ятисоплового піногенеруючих пристроїв при різних режимах їх експлуатації отримано графічні залежності необхідних тисків рідини на вході в пристрій залежно від прогнозованого значення тиску піни на виході.

Отримані результати необхідного тиску рідини на вході у піногенеруючий пристрій від прогнозованого значення тиску піни на виході при різних подачах рідини та тиску газу на вході зведено в табл. 1, на основі яких побудовано графічні залежності (рис. 9).

### Висновки

1 Проведені комп'ютерні дослідження піногенеруючого пристрою ежекторного типу підтвердили результати теоретичних досліджень і лабораторних випробувань.

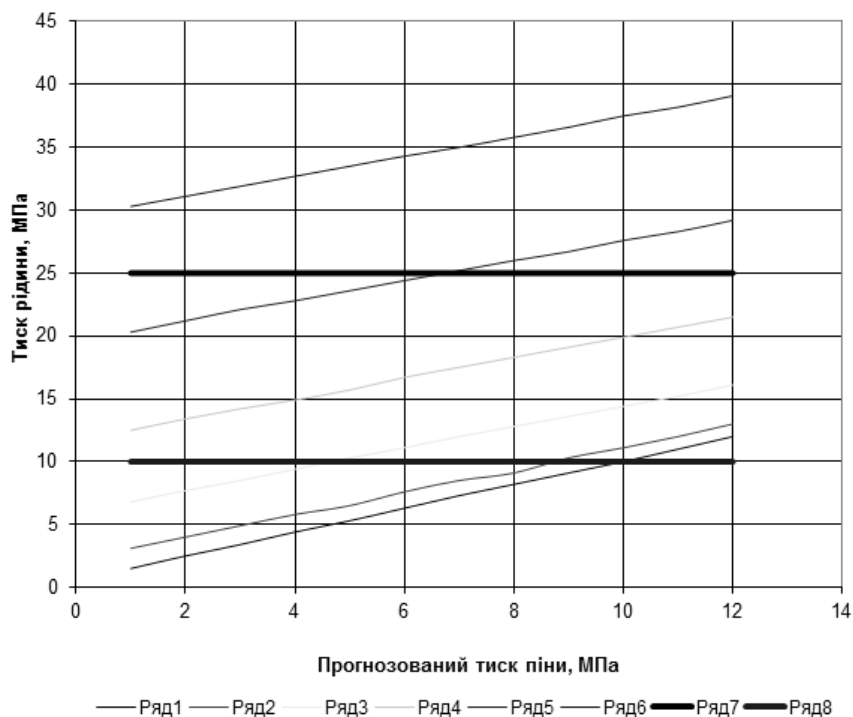
2 За допомогою отриманих графічних залежностей можна підбирати необхідні режими роботи насосного агрегату і компресора для одержання піни заданих параметрів.

3 Встановлено, що при проектуванні як одно соплових, так і багато соплових піногенеруючих пристроїв ежекторного типу доцільно використовувати результати їх комп'ютерних досліджень.

4 В процесі розроблення параметричного ряду або розроблення нових конструкцій піногенеруючих пристроїв використання результатів комп'ютерних досліджень значно прискорить отримання позитивного ефекту.

Таблиця 1 – Залежність необхідного тиску рідини на вході у піногенеруючий пристрій від прогнозованого значення тиску піни на виході

Прогнозований тиск піни $P_{пн.}$ , МПа	Подача рідини $Q_{р.}$ , м <sup>3</sup> /с					
	0,001	0,005	0,01	0,015	0,02	0,025
1	1,5	3,1	6,8	12,5	20,3	30,3
2	2,5	4	7,7	13,4	21,2	31,1
3	3,4	4,9	8,5	14,2	22,1	31,9
4	4,4	5,8	9,4	14,9	22,8	32,7
5	5,3	6,5	10,3	15,7	23,6	33,5
6	6,3	7,6	11,1	16,7	24,4	34,3
7	7,3	8,5	12	17,5	25,2	35
8	8,2	9,1	12,8	18,3	26	35,8
9	9,1	10,3	13,6	19,1	26,7	36,6
10	10	11,1	14,4	19,9	27,6	37,5
11	11	12	15,2	20,7	28,3	38,2
12	12	13	16,1	21,5	29,2	39,1



Ряд 1 – при подачі рідини 0,001 м<sup>3</sup>/с; Ряд 2 – при подачі рідини 0,005 м<sup>3</sup>/с;  
 Ряд 3 – при подачі рідини 0,01 м<sup>3</sup>/с; Ряд 4 – при подачі рідини 0,015 м<sup>3</sup>/с;  
 Ряд 5 – при подачі рідини 0,02 м<sup>3</sup>/с; Ряд 6 – при подачі рідини 0,025 м<sup>3</sup>/с;  
 Ряд 7, 8 – верхня і нижня лінії обмеження робочої характеристики пристрою

Рисунок 9 – Залежність необхідного тиску рідини на вході у піногенеруючий пристрій від прогнозованого значення тиску піни на виході

## Література

1 Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: 45т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. ISBN 966-501-034-8.

2 Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.

3 Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде: Справочное пособие / А.Ю. Намиот – М.: Недра, 1991. – 167 с.

4 Лужаниця О.В. До питання удосконалення технології первинного розкриття продуктивних горизонтів з аномально низькими пластовими тисками / О.В.Лужаниця, Ю.О.Педенко, І.П.Долук, С.О.Назаренко, М.В.Лужаниця // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №3 (16). – С. 9-14.

5 Савик В.М. Аналіз і раціоналізація конструкції піногенеруючого устаткування або пристрою / В.М. Савик, М.М. Лях, В.М. Вакалюк, Я.В. Солоничний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №3 (44). – С. 63 – 69.

6 Савик В.М. Оцінка впливу геометричних параметрів на ефективність роботи піногенеруючого пристрою / В.М. Савик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №2 (43). – С. 173 – 188.

7 Лях М.М. Аналіз результатів теоретичних та комп'ютерних досліджень піногенеруючого пристрою / М.М. Лях, В.М. Савик // Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании'2012: сборник научных трудов Sworld. – Одесса: КУПРИЕНКО, 2012. – Т. 8, вып. 4. – С. 77 – 87.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
07.08.14

*Рекомендована до друку*  
*професором Коцкуличем Я.С.*  
*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*  
*професором Павленком А.М.*  
*(Полтавський національний технічний*  
*університет ім. Ю. Кондратюка, м. Полтава)*

# Дослідження та методи аналізу

---

---

УДК 550.830

## РЕЄСТРАЦІЯ СПОНТАННОЇ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОЇ ЕМІСІЇ ЗЕМЛІ В АКВАТОРІЇ ЧОРНОГО МОРЯ

<sup>1</sup>І.Г. Захаров, <sup>2</sup>Д.А. Яцюта

<sup>1</sup>ТОВ «Південь-нафтогазгеологія»; м. Київ, вул. Раскової, 23, к. 729,  
тел. +38 (044) 3903269

<sup>2</sup>ДП «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» НАК «Нафтогаз України»;  
Київська обл., Києво-Святошинський р-н, м.Вишневе, вул. Київська 8, тел. +38 (044) 3917401,  
e-mail: info@naukanaftogaz.com

Автори статті вважають, що основними вихідними принципами, на яких має будуватися теорія спонтанної електромагнітної емісії літосфери є нерівноважність, нелінійність, нестійкість структури середовища. Автори показують, що СЕМЕЗ слід розглядати як частину складного нелінійного явища – акустосейсмoeлектромагнітного шуму літосфери, що має дифузійну природу і утворюється при просочуванні флюїдів через твердотільну компоненту земних надр. Однією із незвичайних властивостей СЕМЕЗ є можливість його проходження через добре провідну товщу морської води, що, згідно класичним уявленням, для даного діапазону частот представляється неможливим.

Автори підкреслюють важливість подальшого дослідження та накопичення даних про СЕМЕЗ на акваторіях, оскільки вони дають інформацію для вирішення ряду практичних завдань з вивчення будови земної кори на акваторіях, пошуку корисних копалин, у тому числі, можливо, скупчень газогідратів.

У статті описуються експериментальні спостереження, які проводилися на 6 профілях (2 субмеридіональних і 4 субширотних) в північно-західній частині Чорного моря. Детально розглядаються особливості випромінювання СЕМЕЗ з невеликих глибин, на яких утворюються скупчення газогідратів.

Автори статті приходять до висновку, що, незважаючи на значні перешкоди, вихідні дані та результати інтерпретації, отримані в ході експериментальних спостережень, вказують на присутність у зареєстрованому сигналі інформації про будову земних надр.

Ключові слова: літосфера, корисні копалини, газогідрати, інтерпретація.

Автори статті вважають, що основними вихідними принципами, на яких має будуватися теорія спонтанної електромагнітної емісії літосфери є нерівноважність, нелінійність, нестійкість структури середовища. Автори показують, що СЕМЕЗ слід розглядати як частину складного нелінійного явища – акустосейсмoeлектромагнітного шуму літосфери, що має дифузійну природу і утворюється при просочуванні флюїдів через твердотільну компоненту земних надр. Однією із незвичайних властивостей СЕМЕЗ є можливість його проходження через добре провідну товщу морської води, що, згідно класичним уявленням, для даного діапазону частот представляється неможливим.

Автори підкреслюють важливість подальшого дослідження та накопичення даних про СЕМЕЗ на акваторіях, оскільки вони дають інформацію для вирішення ряду практичних завдань з вивчення будови земної кори на акваторіях, пошуку корисних копалин, у тому числі, можливо, скупчень газогідратів.

У статті описуються експериментальні спостереження, які проводилися на 6 профілях (2 субмеридіональних і 4 субширотних) в північно-західній частині Чорного моря. Детально розглядаються особливості випромінювання СЕМЕЗ з невеликих глибин, на яких утворюються скупчення газогідратів.

Автори статті приходять до висновку, що, незважаючи на значні перешкоди, вихідні дані та результати інтерпретації, отримані в ході експериментальних спостережень, вказують на присутність у зареєстрованому сигналі інформації про будову земних надр.

Ключевые слова: литосфера, полезные ископаемые, газогидраты, интерпретация.

*The authors of the article believe that the major initial principles, on which the theory of spontaneous electromagnetic emission of the lithosphere should be based, are nonequilibrium, nonlinearity, instability of geomedium structure. The authors show that SEEE should be considered as part of a complex nonlinear phenomenon – seismic acoustic-electromagnetic lithosphere noise having diffusion nature and formed by seepage of fluids through a solid-state component of the earth interior. One of the unusual SEEE features is the ability to pass through the well conductive thickness of the sea water that, according to the classical ideas, is impossible for a given frequency range.*

*The authors emphasize the importance of further accumulation of data about SEEE in water areas because it provides information for solving some practical problems on the study of crustal structure in the water areas, for exploration of minerals, including possible accumulations of gas-hydrates.*

*The article describes the experimental observations which were conducted on six profiles (2 submeridional and 4 sublatitudinal) in the northwestern part of the Black Sea. The particularities of SEEE radiation from shallow depths, where the accumulation of gas hydrates are forming, were considered in the article.*

*The authors conclude that, despite significant noise, the output data and interpretation results, obtained in the course of the experimental studies, indicate presence of the information about the structure of the subsurface in the registered signal.*

Keywords: lithosphere, minerals, gas hydrates, interpretation.

**Вступ.** В останні роки спостерігається помітний прогрес у дослідженні спонтанної (за класифікацією В.Т. Левшенка [1]) електромагнітної емісії Землі, що генерується в широкому діапазоні частот (СЕМЕЗ). Як свідчить виконаний обширний натурний експеримент, СЕМЕЗ, на відміну від інших випромінювань в кілогерцовому діапазоні, має цілу низку специфічних властивостей [2–8]. Для їх пояснення необхідно не обмежуватися звичною моделлю земної кори у вигляді пасивного континууму, в якій приймається, що це пористе вологонасичене середовище, яке має магнітну структуру і перебуває в підмагнічуючому полі земного ядра.

Для пояснення знову встановлених властивостей випромінювання потрібне використання іншої електродинамічної моделі геосередовища у вигляді активної дисипативної структури [4, 5]. Нерівноважність, нелінійність, нестійкість структури геосередовища – основні вихідні принципи, на яких, на нашу думку, повинна будуватися теорія спонтанної електромагнітної емісії літосфери. Показано, що СЕМЕЗ слід розглядати як частину складного нелінійного явища – сейсмо-акустоелектромагнітного шуму літосфери, що має дифузійну природу і утворюється при розсочуванні флюїдів через твердотільну компоненту земних надр. З фронтом концентрації флюїду пов'язане формування «хвилі» комплексної діелектричної проникності, процес розсіювання якої веде до утворення електромагнітних та інших «хвиль» (збурень).

**Аналіз сучасних закономірностей і вітчизняних досліджень, публікацій.** Одною з незвичайних властивостей СЕМЕЗ є можливість його проходження через добре провідну товщу морської води, що, згідно класичних уявлень, для даного діапазону частот представляється неможливим. Раніше були запропоновані можливі механізми цього явища [6, 9].

Як відомо, при падінні електромагнітної хвилі на межу розділу провідного і непровідного середовища, що знаходяться в зовнішньому магнітному полі, поряд з відбитою і заломленою електромагнітними хвилями, утворюються також звукові хвилі які розходяться від поверхні розділу [10, 11, 12, 13]. Відповідно, при падінні звукової хвилі утворюються електромагнітні хвилі, які розходяться від цієї межі. Така

взаємна конверсія хвиль різних типів одна у одну становить інтерес у зв'язку з дослідженнями магніто-акустичних ефектів у металах, морському середовищі, а також для генерації звуку безпосередньо в провідному середовищі.

Суть електромагнітно-акустичного перетворення у тому, що в середовищі, яке не володіє ні п'єзоелектричними, ні магнітостриктійними властивостями під дією електромагнітної хвилі збуджуються ультразвукові хвилі тієї ж частоти (лінійний відгук) і на кратних частотах (нелінійний відгук). При цьому принципове значення має наявність межі розділу, як місця зосередження збуджуючої сили [13].

Таким чином, досягнувши морського дна, сейсмо-акустоелектромагнітне збурення на цій межі зазнає істотної трансформації. У квазістаціонарному наближенні його електрична компонента у відносно тонкому придонному шарі буде практично повністю скомпенсована за рахунок досить рухливих іонів морського середовища. Що стосується магнітної складової, то вона поширюється в морському середовищі шляхом дифузійного просочування у відповідності з рівнянням дифузії зі швидкістю порядку сотень метрів в секунду. При цьому спостерігається своєрідний ефект «заморожування» магнітного поля, викликаний тим, що електропровідність морської води (порядку 4 См/м) приблизно на два-три порядки перевищує електропровідність порід підстильної літосфери. Розрахунки виявляють «успадкування» дифузійним магнітним полем просторової структури сейсмоакустичної складової збурення (просторової сейсмо-акустомодуляції електромагнітної складової) [14].

Вочевидь, ефект «заморожування» магнітної компоненти зв'язаного сейсмо-акустоелектромагнітного збурення міг би істотно послабити або повністю виключити появу значимого (експериментально виявленого) електромагнітного сигналу на верхній межі «морське середовище – атмосфера» в аналізованому нами кілогерцовому діапазоні, якби магнітне поле взаємодіяло з товщею морської води самостійно. Але у зв'язаному сейсмо-акустоелектромагнітному збуренні літосферного походження присутня ще і його сейсмо-акустична компонента. Вона без істотного загасання поширюється в морському середовищі. У результаті над зоною



**Рисунок 1 – Акваторія проведення експериментальних спостережень. Стрілками зображено напрямок руху судна. Лініями виділено оброблені профілі**

первісного сейсмо-акустогідродинамічного контакту виникає область переважно вертикального руху морської води і за наявності підмагнічуваного магнітного поля  $H_0$  (магнітного поля земного ядра) можлива поява специфічних магнітогідродинамічних ефектів. Зокрема, при потраплянні цього сейсмоакустичного збурення (хвилі) знизу на межу розділу «морське середовище – атмосфера» виникають не тільки відбиті та заломлені сейсмоакустичні хвилі, а й затухаючі електромагнітні хвилі у морському середовищі та електромагнітна хвиля над її поверхнею (в атмосфері) [15]. Відсутність нелінійних процесів у цій схемі трансформацій частоти потрапляючого в атмосферу електромагнітного поля мають порядок частоти вихідного сейсмоакустичного сигналу. Далі, враховуючи характер сейсмоакустичних збурень у морському середовищі, стохастичний характер хвиль і форми водної поверхні, можна припускати, що електромагнітне випромінювання розглянутого частотного діапазону буде некогерентним.

Згідно з оцінками, виконаними у роботі [14], рівень магнітного сигналу на поверхні моря і в атмосфері складатиме близько сотні піко-тесли. Це цілком вимірний сигнал, хоча його реєстрація повинна виконуватися на фоні інтенсивних перешкод атмосферно-магнітосферного та індустріального походжень.

**Висвітлення невивіщених раніше частин загальної проблеми.** Різноманіття джерел електромагнітних збурень поблизу межі «земля-повітря», складності математичного опису нелінійних процесів генерації та розповсю-

дження електромагнітних сигналів літосферного походження породжує певний скептицизм у сприйнятті нових ідей, а іноді й повне заперечення наявності сигналів з властивостями, які не можуть бути пояснені в рамках класичної електродинаміки. Виходячи з цього, видається важливим подальше накопичення даних про СЕМЕЗ на акваторіях. Дані дослідження тим більш актуальні, що дають інформацію для вирішення ряду практичних завдань з вивчення будови земної кори на акваторіях, пошуку корисних копалин, у тому числі, можливо, скупчень газогідратів.

Нижче представлені перші результати обробки реєстрацій СЕМЕЗ, виконані на НДС «Посейдон» в грудні 2011 р. під час проведення міжнародної експедиції.

Експериментальні спостереження. Виміри проводилися в північно-західній частині Чорного моря (рис. 1). Виконано 6 профілів: 2 субмеридіональних і 4 субширотних. Нижче представлений попередній аналіз даних двох профілів – субмеридіонального (поперечний) № 1809-2 і субширотного (повздожний) № 1709-2.

Виміри проводилися приладом «Астрогон» (ТУ У 33.2–34476090–001: 2009) виробництва ТОВ "Південьнафтогазгеологія". При реєстрації імпульсного електромагнітного випромінювання в діапазоні частот 2,5-50 кГц (за рівнем 3 Б) фіксувалася інтегральна інтенсивність потоку імпульсів. Динамічний діапазон вимірювань параметрів геомагнітних флуктуацій становить 0,055-15 нТл [Богданов та ін, 2009 б], інтервал виміру – 1 с.

Попередньо було проведено проріджування даних до інтервалу 5 с, що відповідає відстані між точками вимірювань 12-15 м. Для інтерпретації підготовлено два види матеріалів: 1) положення локальних випромінювачів в координатах відстань за профілем – глибина, розраховане за вейвлет-перетвореним сигналом з урахуванням даних по каналах X і Y приладу «Астрогон»; 2) положення локальних випромінювачів в координатах відстань за профілем – глибина, розрахованих по вихідному сигналу з урахуванням даних по каналу X приладу «Астрогон». У першому випадку очікувана інтенсивність випромінювання визначається за типом виділеної аномалії, у другому – розраховується за амплітудою аномалії на вихідному записі.

Попередній аналіз даних на вказаних профілях виконаний без використання геологічної інформації про будову території, за винятком обліку найбільш загальних регіональних особливостей будови шельфу і перехідної зони західної частини Чорного моря.

Результати вимірювань та їх геолого-геофізична інтерпретація. Спільним для всіх реєстрацій є число імпульсів по каналу X в інтервалі 90-150, по каналу Y – в інтервалі 1000-2000. Таке співвідношення представляється неприродним (зазвичай, значення по каналу X дещо більше, ніж по каналу Y), що можна пояснити, перш за все, істотним впливом на показання приладу встановленого обладнання на судні, причому викривлення по каналу Y більш суттєві, ніж по каналу X. Проте, є достатні підстави вважати, що у вихідному сигналі присутня і літосферна складова. Зокрема, локальний максимум по каналу X на 35-40 км профіля № 709-2 добре узгоджується з положенням структури Британська. Аналогічно, локальний максимум поблизу 10 км профіля № 809-2 відповідає структурі Каламітської.

Будову акваторії досліджено на глибину до 10 км по поперечному профілю № 809-2 і до 45 км (у центральній частині) – по поздовжньому профілю № 709-2. На рисунках 2 і 3, як приклад, показано геофізичні розрізи і один з видів «тіньових» розрізів (підготовлених з використанням вейвлет-розкладок). Для наочності на рис. 4 праворуч від розрізу і на рис. 5 безпосередньо на розрізі (у районі структури Британська) зображено приклади зміни інтенсивності випромінювання з глибиною в більш звичному графічному вигляді. При побудові розрізу, крім зазначеної «підкладки», використані всі наявні матеріали.

Незважаючи на значні перешкоди, які викривляють розподіл числа випромінювачів в розрізі, всі оброблені дані вказують на те, що досліджувана територія має складчасту будову. Найбільш виразним проявом такого типу геологічної будови є різке (в кілька разів) зменшення числа випромінювачів при переході від піднесеного до зануреного блоку, при цьому напрямок падіння розлому – у бік піднесеного блоку.

Загалом, шари в межах кожного блоку занурюються на північ (поперечний профіль) і

захід (поздовжній профіль). Виділена на розрізах можлива товща крейдових відкладів є спробою продовжити вздовж поперечного розрізу, а потім вздовж поздовжнього розрізу дані буріння свердловини Іллічівська-1, що розкрила крейдові відклади в інтервалі глибин приблизно 900-2400 м [16]. Положення свердловини приблизно припадає на початок поперечного профілю; визначити більш точно положення, зважаючи на відсутність координат не було можливості. Раніше подібна процедура простеження горизонтів застосовувалася для простеження крейдових та інших відкладів у межах досліджуваної частини Прикерченського шельфу за даними буріння свердловин на структурі Субботіна. Там цій товщі відповідає помітний стрибок випромінювання і візуально очевидні особливості в розподілі інтенсивності випромінювання.

На жаль, у даному випадку матеріали для інтерпретації менш якісні, тому виділити однорідні товщі вкрай складно, так що виділені горизонти є орієнтовними: не можна виключити, що глибина залягання зазначеної товщі в деяких блоках інша.

Найбільш імовірною причиною утворення складок може бути підсування субокеанічної плити з півдня на північ під крайову, сильно перероблену частину Східно-Європейської платформи (Скіфська плита). Наведена на розрізах зона підсування, вочевидь, являє собою її верхню частину.

За профілем № 709-2, кордон Мохоровичича проходить на глибині не менше 32 км (36 км поблизу структури Британська – рис. 6) із зануренням на схід, можливо, за наявності локального виступу поблизу 60-70 км профілю. Напрямок падіння горизонтів на великій глибині протилежний напрямку у верхній частині розрізу; зміна напрямку падіння відбувається на глибині близько 20 км. Глибині 23-30 км, як і за даними для регіонального профілю DOBRE, відповідає локальне збільшення щільності потоку випромінювання.

Враховуючи, що скупчення газогідратів утворюються на невеликій глибині від морського дна, розглянемо більш детально особливості випромінювання СЕМЕЗ для цих глибин. Найчастішою особливістю зміни щільності потоку з глибиною є його збільшення в придонній області з наступним швидким зниженням при переході до товщі води (рис. 7 а). В інших випадках спостерігається зниження інтенсивності потоку вже в придонному шарі (рис. 7 б); зрідка відбувається «розщеплення» придонного максимуму випромінювання. На даний момент найбільше число відхилень зміни інтенсивності потоку з глибиною від типового встановлено на 70-90 км профілю № 709-2 (східна частина профілю). Не виключено, що, принаймні частина таких відхилень може бути пов'язана з зонами формування газогідратів. Для вирішення цього питання необхідно мати інформацію про наявність газогідратів хоча б вздовж частини профілів для проведення відповідних порівнянь.

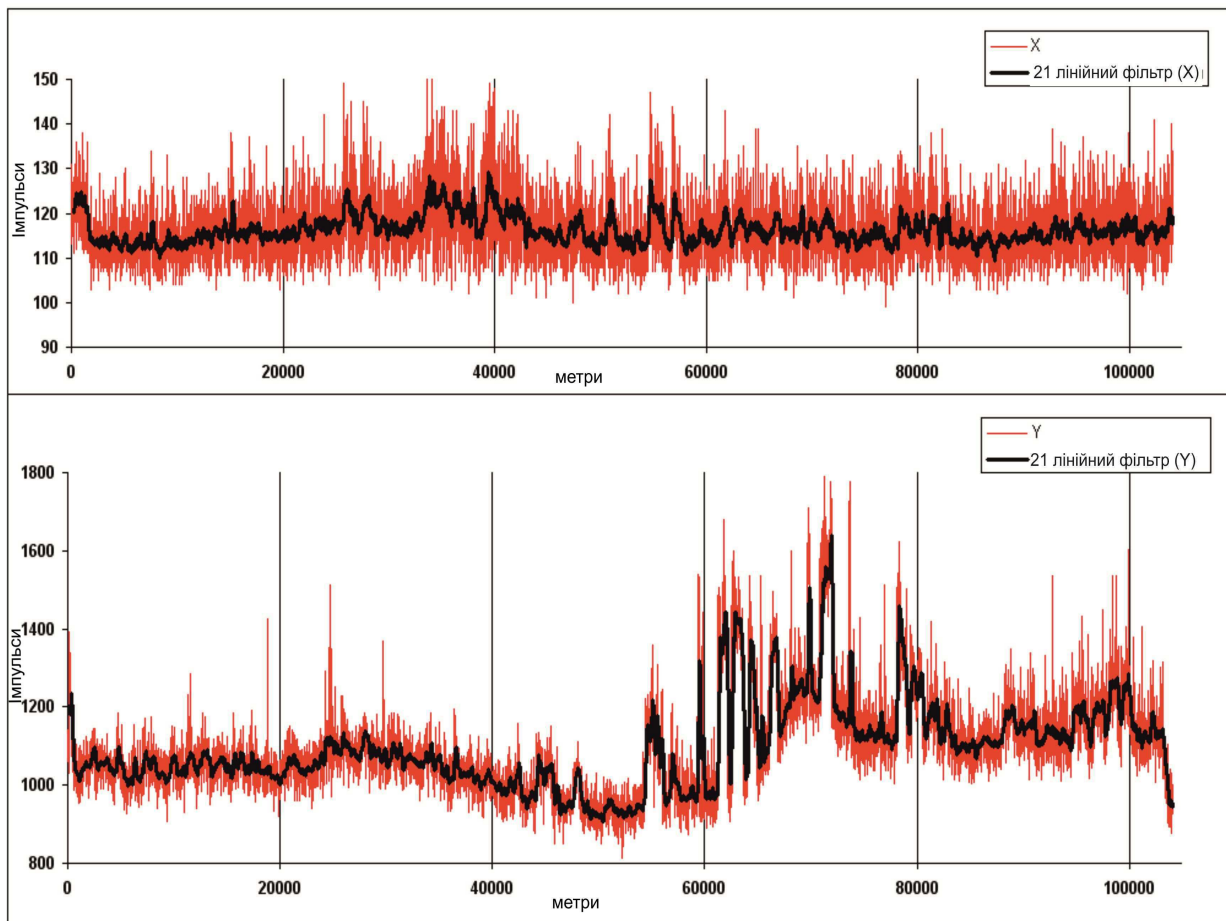


Рисунок 2 – Зміни числа імпульсів по каналах X і Y за профілем № 709-2

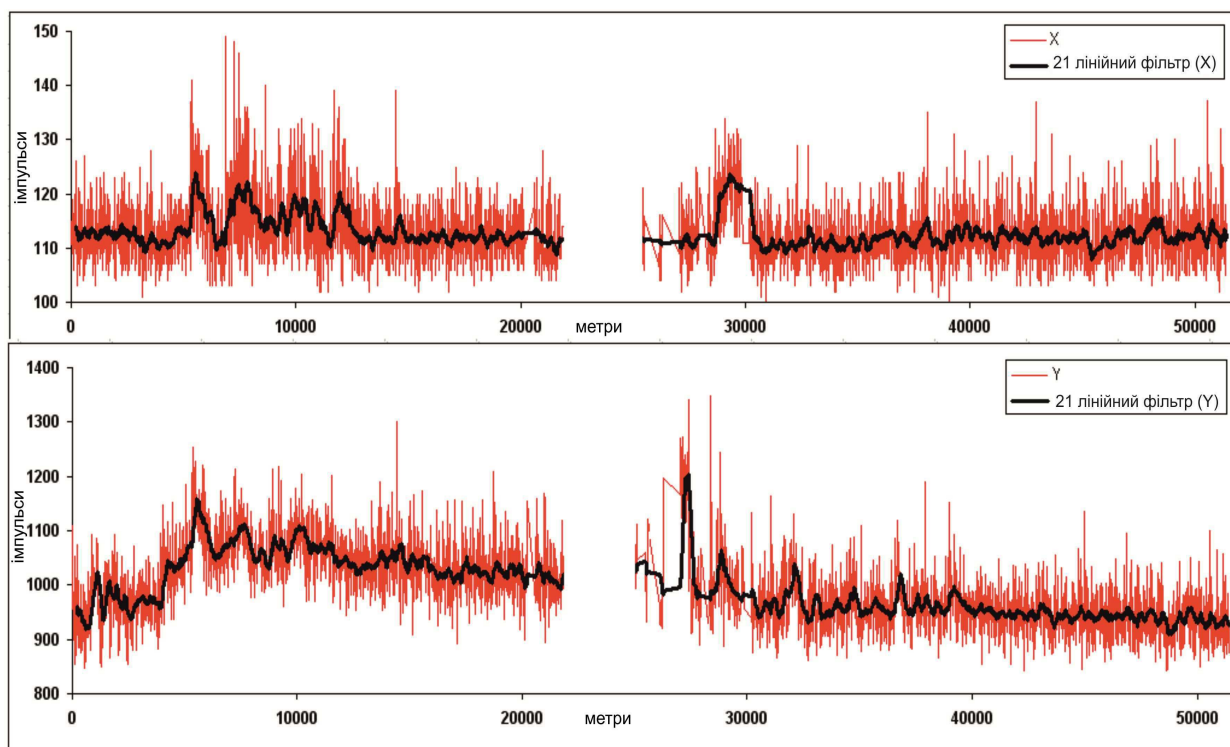
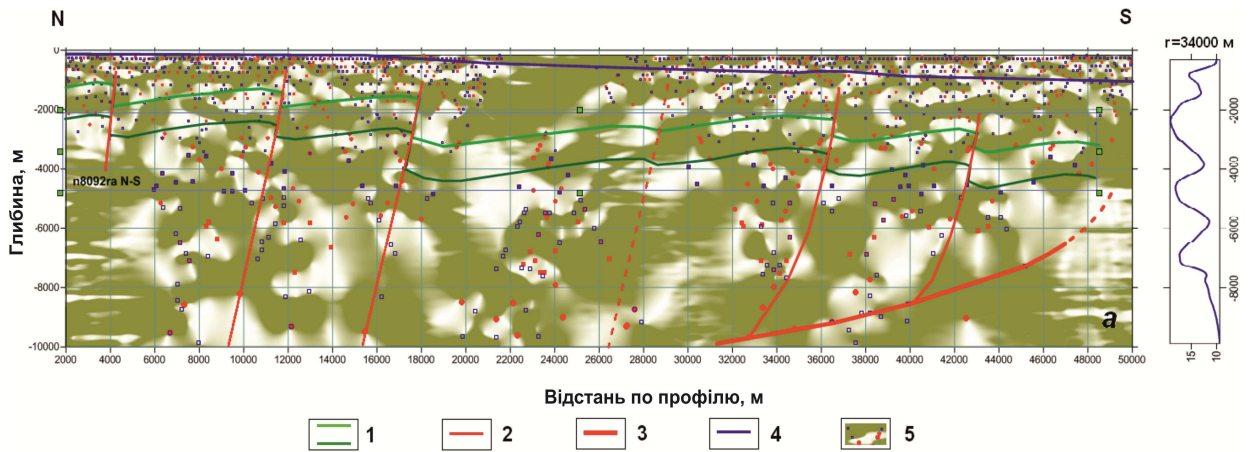
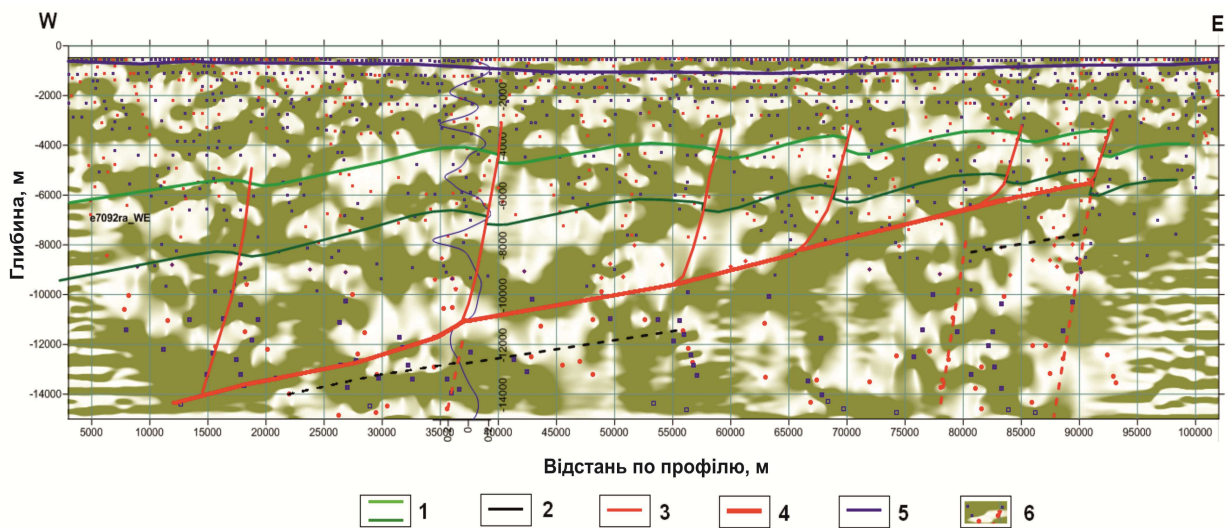


Рисунок 3 – Зміни числа імпульсів по каналах X і Y за профілем 809-2



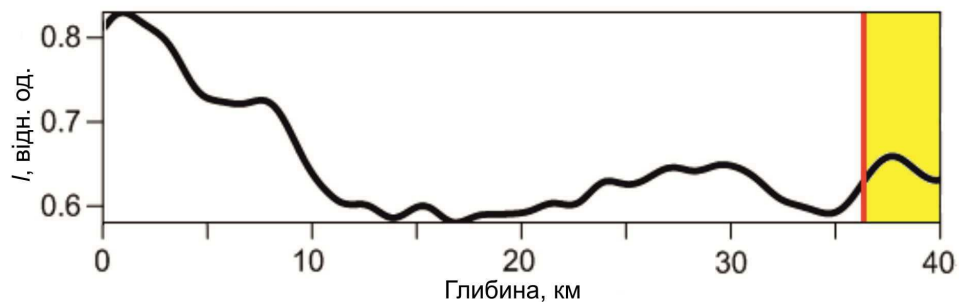
1 – очікувані покрівля і підоси́ва крейдяних відкладень; 2 – розломи; 3 – очікувана зона підсо́вування; 4 – морське дно; 5 – тіньовий розріз із зазначенням положення локальних випромінювачів

**Рисунок 4 – Геофізичний розріз по лінії профілю № 809-2**



1 – очікувані покрівля і підоси́ва крейдяних відкладень; 2 – інші горизонти; 3 – розломи; 4 – очікувана зона підсо́вування; 5 – морське дно; 6 – тіньовий розріз із зазначенням положення локальних випромінювачів

**Рисунок 5 – Геофізичний розріз по лінії профілю № 709-2**

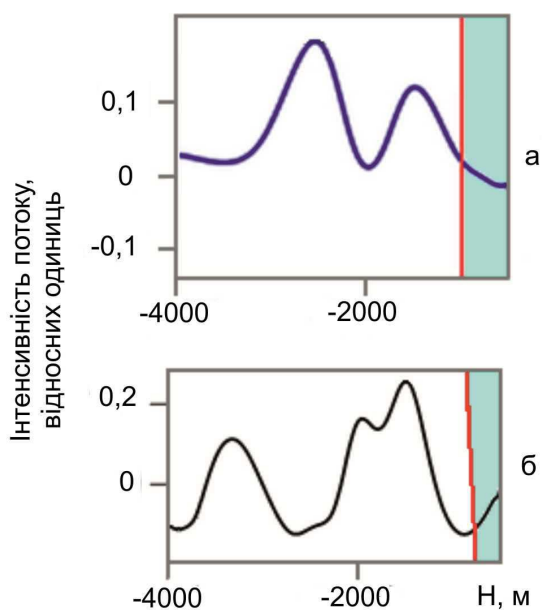


**Рисунок 6 – Зміна щільності потоку випромінювання з глибиною поблизу структури Британська**

### Висновок

Незважаючи на значні перешкоди, вихідні дані та результати інтерпретації вказують на присутність у зареєстрованому сигналі інформації про будову земних надр. Однак, проводити інтерпретацію за наявності таких перешкод

без апріорної інформації вкрай складно. Основна складність полягає в тому, що практично повністю стираються особливості, за якими поділяються сигнали від, власне, геологічних об'єктів (меж) і зон напруження. Особливо складно правильно визначити напрям падіння геологічних горизонтів, оскільки характерні для



а – типове випромінювання;  
б – нетипове випромінювання

Рисунок 7 – Випромінювання в придонному шарі

них легко похилі зони напружень мають протилежний нахил. Надійність інтерпретації може бути підвищена за рахунок використання апріорної інформації, в тому числі таку, яка охоплює невелику частину досліджуваної території. Надалі представляється доцільним знайти спосіб зниження рівня перешкод при проведенні морської зйомки.

### Література

1 Левшенко В.Т. Сверхнизкочастотные электромагнитные сигналы литосферного происхождения: Автореф. дисс. ... д-ра физ.-мат. наук. – Москва: ОНФЗ РАН, 1995. – 36 с.

2 Богданов Ю.А. Спонтанная электромагнитная эмиссия литосферы: состояние проблемы и математические модели / Ю.А. Богданов, В.Н. Павлович, В.Н. Шуман / Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31, № 4. – С. 20-33.

3 Аппаратурно-методическое обеспечение метода анализа спонтанной электромагнитной эмиссии Земли / Ю.А. Богданов, Н.В. Бондаренко, И.Г. Захаров, Н.П. Лойко, В.В. Лукин, А.М. Черняков, О.Р. Чертов / Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31, № 4. – С. 34-43.

4 Шуман В.Н. Электродинамика геосреды и методы геоэлектрики / В.Н. Шуман / Геофизический журнал. – 2010. – Т. 32, № 2. – С. 28-42.

5 Шуман В.Н. Концепция динамически неустойчивой геосреды и сейсмоэлектромагнитный шум литосферы / В.Н. Шуман / Геофизический журнал. – 2010. – Т. 32, № 6. – С. 101-118.

6 Спонтанное электромагнитное излучение на акваториях: новый эксперимент и приложения / В.Н. Шуман, В.П. Коболев, Ю.А. Богданов,

И.Г. Захаров, Д.А. Яцюта / Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33, № 4. – С. 33-49.

7 Шуман В.Н. Электродинамика фрактальных сред, переходное фрактальное рассеяние и электромагнитный шум литосферы / В.Н. Шуман / Геофизический журнал. – 2012. – Т. 34, № 1. – С. 3-13.

8 Модель глубинного строения Донецкого складчатого сооружения и прилегающих структур по данным региональных геофизических наблюдений / В.И. Старостенко, А.Е. Лукин, В.П. Коболев и др. / Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31, № 4. – С. 44-68.

9 Шуман В.Н. Геосреда и сейсмический процесс: проблемы управления / В.Н. Шуман / Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33, № 2. – С. 16-27.

10 Конторович В.М. Преобразование звуковых и электромагнитных волн на границе проводника в магнитном поле / В.М. Конторович, А.М. Глуцук // Журнал эксперимент. и теоретич. физики. – 1961. – Т. 41, вып. 4(10). – С. 1195-1204.

11 Кравченко В.Я. Электромагнитное возбуждение звука в металлической пластине / В.Я. Кравченко // Журнал эксперимент. и теоретич. физики. – 1968. – Т. 54, вып. 5. – С. 1494-1509.

12 Васильев А.Н. Электромагнитное возбуждение звука в металлах / А.Н. Васильев, Ю.П. Гайдуков // Успехи физических наук. – 1983. – Т. 141, вып. 3. – С. 431-467.

13 Каганов М.И. Электромагнитно-акустическое преобразование — результат действия поверхностной силы / М.И. Каганов, А.Н. Васильев // Успехи физических наук. – 1993. – Т. 163, № 10. – С. 67-80.

14 Ершов С., Михайловская И., Новик О. Сейсмо-электромагнитные сигналы над Океаном: от верхней мантии до ионосферы (физика, математическая модель, численное исследование) <http://www.iki.ru/galeev/abs-rus/a021003>

15 Конторович В.М. О магнитогиродинамических эффектах в океане / В.М. Конторович // Доклады АН СССР. – 1961. – Т. 137, № 3. – С. 576-579.

16 Нафтоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря. Гожик П.Ф., Чебаненко І.І., Євдошук М.І., та ін. – Київ-Львів, 2007. – 232 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
17.07.14

Рекомендована до друку  
професором Федоришиним Д.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. геол.-мінерал. наук Децицею С.А.  
(Карпатське відділення Інституту геофізики  
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)

## СИНТЕЗ ФОНОВИХ ГЕОФІЗИЧНИХ КРИВИХ ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ ГЕОФІЗИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ В ЧАСІ

*І. О. Федак, В. А. Старостін, Я. М. Коваль, А. П. Доскіч*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123,  
e-mail: meduzaf@ukr.net*

*Одним із ефективних способів вирішення геологічних задач є свердловинні дослідження зміни геофізичних параметрів пластів-колекторів в часі. Для проведення такої інтерпретації необхідно мати в наявності як нові дослідження, так і дослідження проведені у свердловині на початкових етапах розроблення родовища. У згаданий період вся геолого-геофізична інформація оформлялась на паперових носіях і зберігалась у спеціальних архівах. Період зберігання таких матеріалів становить десятки років, що погано впливає на якість самих носіїв. Окрім цього, в силу періодичного їх використання та різноманітних формажорних обставин, частина матеріалів частково або повністю втрачається. Втрачається не просто папір, а цінна інформація, повторне отримання якої дуже ускладнене або взагалі неможливе. В роботі дається теоретичне обґрунтування можливості синтезу або часткового відновлення втрачених геофізичних кривих з допустимою точністю на основі статистичного оброблення збережених геолого-геофізичних матеріалів з використанням комп'ютерних технологій.*

**Ключові слова:** геофізика, каротажні криві, фоновий замір, інтерпретація, почасові заміри, синтез кривих, інтерполяція.

*Одним из эффективных способов решения геологических задач есть скважинные исследования временных изменений геофизических параметров пластов-коллекторов. Для проведения такой интерпретации необходимо иметь в наличии как новые исследования, так и исследования, проведенные в скважине на начальных этапах разработки месторождения. В упомянутый период вся геолого-геофизическая информация оформлялась на бумажных носителях и сохранялась в специальных архивах. Период хранения таких материалов составляет десятки лет, что плохо влияет на качество самих носителей. Кроме этого, в силу периодического их использования и разнообразных формажорных обстоятельств, часть материалов частично или полностью теряется. Теряется не просто бумага, а ценная информация, повторное получение которой крайне усложнено или вообще невозможно. В работе дается теоретическое обоснование возможности синтеза или частичного возобновления потерянных геофизических кривых с допустимой точностью на основе статистической обработки сохраненных геолого-геофизических материалов с использованием компьютерных технологий.*

**Ключевые слова:** геофизика, каротажные кривые, фоновое измерение, интерпретация, временные измерения, синтез кривых, интерполяция.

*Borehole surveys of the changes of geophysical parameters of reservoirs in the course of time are considered to be one of the effective ways to solve geological problems. To carry out such an interpretation it is necessary to have both the new studies, and the studies conducted in the well on the initial stages of the field development. In the mentioned period, all the geological and geophysical information was presented in the written form on a paper and kept in special archives. The storage period of such materials is ten years that has negative impact on quality of the sources themselves. In addition, due to their periodic use and a variety of force majeure circumstances the material is partially or completely lost. It is not just paper that is lost but the valuable information, the repeated getting of which is very difficult or even impossible. This paper provides a theoretical justification for the possibility of synthesis or partial recovery of lost geophysical curves with the acceptable accuracy based on statistical processing of the preserved geological and geophysical data with the help of the computer technologies.*

**Key words:** geophysics, logging curves, background measurement, interpretation, hourly measurements, synthesis of the curves, interpolation.

Перспективи розвитку української економіки на даному історичному етапі вказують на різке збільшення попиту вітчизняної промисловості на нафту і газ у майбутньому. Нажаль, ці стратегічні для усього світу ресурси є дуже обмеженими на тлі зростання енергоємних економік розвинутих країн. Україна має змогу тільки частково забезпечити свої потреби у цих енергоносіях власним видобутком, і змушена брати участь у жорсткій конкурентній боротьбі за цей ресурс на міжнародних ринках. У світлі таких обставин уряд України зобов'язаний забезпечити як пошук та розвідку нових покладів нафти і газу на території нашої держави, так і інтенсифікацію видобутку та підвищення ефективності роботи існуючих нафтогазових родовищ.

Більшість родовищ нафти і газу на Україні розробляються протягом десятків років і є на грані виснаження покладів. Тобто перебувають на завершальних етапах розроблення. Видобування вуглеводнів на таких родовищах для великої нафтогазової компанії, такої як НАК «Нафтогаз України», чи її дочірньої компанії «Укрнафта», є економічно не вигідним через малий об'єм залишків нафти і газу в продуктивних горизонтах, і великі потреби у додаткових коштах для підтримання рентабельної роботи. Тому заходи з підвищення ефективності видобування нафти і газу на існуючих родовищах пов'язані, в першу чергу, з пошуком ефективного власника – підприємства, якому буде вигідно вкладати кошти для дорозроблення таких покладів. Ефективність у цьому випадку

пов'язана не тільки з забезпеченням рентабельності роботи свердловин, але і досягнення максимального коефіцієнту вилучення такого важливого для держави ресурсу.

Отримання ліцензії на видобування вуглеводнів на таких ділянках потребує оцінки їх залишкових запасів, яку проводять науково-дослідні інститути даного профілю та інші геолого-розвідувальні підприємства. Об'єм робіт з оцінки залишкових запасів вуглеводнів сьогодні дуже великий, що пов'язано з значним виснаженням покладів більшості нафтогазових родовищ України і виставленням на тендер прав на їх дорозроблення.

Основою для проведення оцінки залишків вуглеводнів у продуктивних пластах нафтогазових родовищ є широкий спектр геологічних, геофізичних та промислових даних. Визначальне місце тут займають результати геофізичних досліджень свердловин, проведені у пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловинах, пробурених на перших етапах розроблення того чи іншого родовища. Каротажні криві, отримані на ранніх етапах розроблення родовищ несуть у собі дуже важливу інформацію про їх геологічну будову, початкові коефіцієнти пористості, проникності, нафтогазонасичення продуктивних пластів, пластові тиски, положення газорідинних та водонафтових контактів тощо.

**Актуальність проблеми**, яка вирішується у даній роботі полягає у наступному. Каротажні діаграми, записані у період, коли у геофізиці були відсутні цифрові технології, зберігаються у спеціальних архівах у паперовому вигляді. Існує ряд негативних чинників, які загрожують цілісності інформації на паперових носіях: “вигорання” кривих на сонці та поступове стирання внаслідок періодичного користування діаграмами, поступове фізичне руйнування паперового носія протягом тривалого часу зберігання, вологість, грибки, комахи, гризуни, випадкове знищення, втрата та інші форсмажорні обставини. В будь-якому випадку, втрата тієї чи іншої діаграми – це, в першу чергу, втрата важливої невідновлюваної інформації.

Одним із ефективних способів дослідження зміни характеристик продуктивних пластів-колекторів є почасові свердловинні вимірювання їх геофізичних параметрів. Вивчення динаміки процесів, які відбуваються у пластах колекторах дають змогу вирішувати ряд важливих геологічних задач. Згадані вище методики втрачають зміст, якщо немає у наявності фонових кривих, записаних на початкових етапах розроблення родовища, оскільки ефекти можна виявити тільки порівнюючи різночасові вимірювання у свердловині.

**Метою роботи** є наукове обґрунтування методики синтезу або відновлення втрачених геофізичних кривих з допустимою точністю на основі статистичного оброблення існуючих геолого-геофізичних матеріалів з використанням комп'ютерних технологій.

**Завдання**, які необхідно виконати для досягнення поставленої мети, наступні:

- проаналізувати морфологію каротажних кривих і визначити характерні точки, які стануть ключовими під час синтезу фонових кривих;

- обґрунтувати методи інтерполяції точок синтезованої геофізичної кривої на основі тенденцій зміни основних параметрів продуктивних пластів у сусідніх свердловинах;

- на прикладі одного із нафтогазових родовищ провести синтез геофізичних кривих;

- провести порівняння синтезованих кривих з фактичними та визначити коефіцієнт їх сходження;

- продемонструвати на реальному прикладі можливість та ефективність використання синтезованих кривих для проведення інтерпретації почасових вимірювань геофізичних параметрів.

Почасові вимірювання у свердловинах проводять багатьма геофізичними методами для вирішення ряду важливих геологічних задач. Це стосується дослідження динаміки формування електрохімічної активності гірських порід після виходу свердловини з буріння [1] для виділення тріщинно-порових колекторів в теригенних відкладах, а також для розділення колекторів за характером насичення. Поширена методика почасових вимірювань методами нейтронного каротажу із закачуванням у проникні пласти індикаторних рідин для виділення водонесних і нафтоносних колекторів за різною швидкістю розформування зони проникнення [2]. На кафедрі геофізичних досліджень свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу дано наукове обґрунтування методики визначення обводнених інтервалів продуктивних пластів, насичених в'язкою нафтою, з почасовими вимірюваннями інтенсивності радіоактивного випромінювання у свердловині в процесі закачування у пласти-колектори радонового індикатора [3].

У згаданих вище методиках проміжок часу між послідовними вимірами є досить короткий. Тобто усі необхідні вимірювання робляться практично одночасно. В таких випадках проблема відсутності фонових вимірювань не виникає, оскільки фонове вимірювання робиться безпосередньо перед так званим індикаторним.

Але є ряд методик почасових вимірювань у свердловинах, коли в якості фонових вимірювань приймаються каротажні криві, отримані під час проведення комплексу геофізичних досліджень у процесі будівництва свердловини. Дані геофізичні криві, як правило, фіксують початкові параметри пластів-колекторів. І вдруге отримати таку інформацію неможливо. За таких обставин згадані каротажні криві набувають неабиякої цінності. Підтвердженням цих слів є існування державного контролю за збереженням усієї геолого-геофізичної інформації у спеціальних державних архівах. Але доступ до державного архіву є істотно обмеженим. Далеко не кожен, хто потребує первинної геолого-геофізичної інформації може нею скористатись.

У зв'язку з викладеними вище обставинами, в даній роботі пропонується спосіб синтезу геофізичних кривих з допустимою точністю на основі статистичного оброблення існуючих геолого-геофізичних матеріалів для подальшого їх використання під час вивчення динаміки зміни геофізичних і геологічних параметрів пластів-колекторів у часі.

З появою радіоактивних методів дослідження свердловин виникла реальна можливість створити способи розділення нафто- і водонасичених колекторів в обсаджених сталеною колоною експлуатаційних свердловинах. Над вирішенням цієї проблеми в лабораторії ядерної геофізики МНХ і ГП ім. І.М. Губкіна працював колектив учених під керівництвом В.Н. Дахнова і А.І. Холіна. Результатом роботи стала розробка декількох модифікацій радіоактивних методів і на основі усебічного геолого-промислового аналізу матеріалів свердловинних досліджень була доведена геологічна достовірність та ефективність таких методів для контролю за розробленням нафтогазових родовищ [4,5]. У другій половині 60-х років минулого століття М.Х. Хуснулліним була розроблена теорія і запропонований радіогеохімічний метод дослідження свердловин, що полягає у використанні ефекту аномального підвищення природної радіоактивності пластів-колекторів [6,7]. Цей спосіб полягає у вимірюванні природного гамма-випромінювання до і після обводнення продуктивних пластів. Характер зміни природної радіоактивності між двома вимірюваннями є критерієм для визначення насичення пластів: природна радіоактивність нафтоносних пластів залишається без змін, а обводнених пластів – аномально підвищується.

При нагнітанні води у поклад на передній частині фронту витіснення утворюється буферна облямівка, що представляє собою суміш закачуваної води із залишковими водами покладу. Оскільки вважається, що радій в нафтовому покладі міститься у залишкових водах, то буферна облямівка збагачується радієм, концентрація якого досягає 3,5-10 Бк/дм<sup>3</sup>. Під впливом поверхневих сил капілярних систем, пластова вода набуває властивостей низькополярних розчинників і її розчиняюча здатність різко зростає. Тому, сульфати і карбонати кальцію, барію, радію, що випадають в осад у нормальних умовах, в капілярній системі пласта знаходяться у розчиненому стані. Поступаючи у свердловину, пластова вода відновлює свої властивості високополярного розчинника. Сульфати і карбонати кальцію, барію, радію частково осідають на цементному камені і стінках фільтра у вигляді радіокальцита і радіобарита, частково виносяться на поверхню. У результаті виникають радіогеохімічні аномалії на ділянках, де їх раніше не було, тобто поява нових радіогеохімічних аномалій пов'язана з початком обводнення [8,9,10].

Розглянемо практичний приклад синтезу кривої гамма-каротажу свердловини №136 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища навпроти продуктивного горизонту В-19н,

де відбулося часткове обводнення нижньої частини і утворилася радіогеохімічна аномалія. В нашому випадку в наявності є уся необхідна інформація по досліджуваній і сусідніх свердловинах №3, №33, №134 і №23. Скориставшись інформацією із сусідніх свердловин та запропонованою нижче методикою, буде синтезована ділянка кривої гамма-каротажу, яка характеризує досліджуваний пласт. Провівши порівняння синтезованої і реальної кривих гамма-каротажу, буде оцінено ефективність запропонованої методики.

Для створення такої методики, насамперед необхідно в загальному проаналізувати особливості морфології кривих гамма-каротажу. Такий аналіз можна провести, дослідивши особливості реєстрації інтенсивності радіоактивного випромінювання гірських порід у свердловині.

Закони радіоактивного розпаду та розсіювання гамма-квантів у середовищі визначають середню кількість подій, які спостерігаються під час великої кількості вимірювань в повністю ідентичних умовах. Результати таких вимірювань, будучи характеристиками випадкових процесів, зазнають випадкових коливань, які називаються статистичними флуктуаціями. Такі вимірювання характеризуються розподілом імовірностей Пуассона, згідно якого імовірність  $P(m)$  спостереження  $m$  подій дорівнює:

$$P(m) = \frac{\lambda^m \times e^{-\lambda}}{m!}, \quad (1)$$

де  $\lambda$  – параметр розподілу Пуассона, який дорівнює дисперсії  $\sigma_m^2$  випадкової величини:

$$\lambda = \sigma_m^2. \quad (2)$$

Таким чином, абсолютна середньоквадратична похибка кількості зареєстрованих гамма-квантів

$$\sigma_m = \sqrt{\lambda}, \quad (3)$$

а відносна похибка

$$\delta_m = \frac{\sigma_m}{\lambda} = \frac{1}{\sqrt{\lambda}}. \quad (4)$$

Отже, похибка залежить тільки від кількості зареєстрованих гамма-квантів. Якщо використати параметр інтенсивності гамма-випромінювання  $I_\gamma$ , який вказує на швидкість реєстрації гамма-квантів за одиницю часу, то формули (3) і (4) набувають вигляду:

$$\sigma_m = \sqrt{I_\gamma t}; \quad (5)$$

$$\sigma_{I_\gamma} = \frac{\sigma_m}{t} = \sqrt{\frac{I_\gamma}{t}}; \quad (6)$$

$$\delta_{I_\gamma} = \delta_m = \frac{1}{\sqrt{I_\gamma t}}. \quad (7)$$

Відхилення кількості гамма-квантів від середнього (дійсного) значення не перевищує  $\sigma_m = \sqrt{\lambda}$  з імовірністю 68,3%,  $2\sqrt{\lambda}$  – з імовірністю 95,4% і  $3\sqrt{\lambda}$  – з імовірністю 99,7 [11].

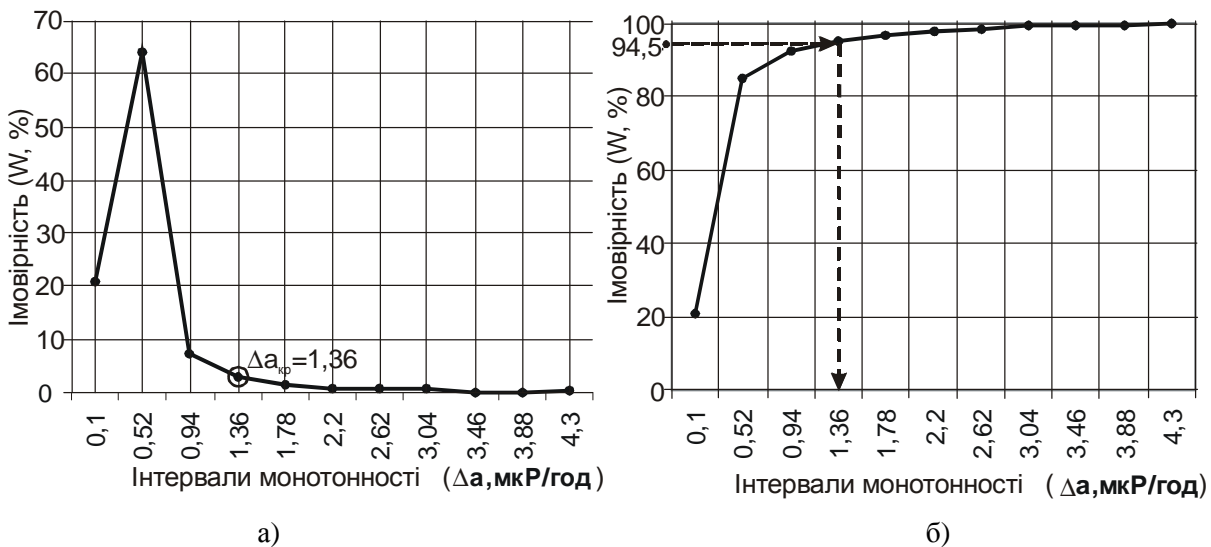


Рисунок 1 – Диференційний (а) та інтегральний (б) розподіли інтервалів монотонності кривої гамма-каротажу

Відповідно до проведеного аналізу та скориставшись науковим обґрунтуванням алгоритму програми TRANSF [12], було проведено фільтрацію гамма-каротажних кривих з метою усунення статистичних флуктуацій. За даним алгоритмом критерієм встановлення границь пластів є виділення істотних інтервалів монотонності на кривих гамма-каротажу. Монотонність інтервалу характеризує різниця у показках методу між двома сусідніми екстремумами:

$$\Delta a_i = |a_i - a_{i+1}|. \quad (8)$$

Побудувавши розподіл імовірностей Пуассона за інтервалами монотонності досліджуванних кривих, нами знайдено критичне значення  $\Delta a_{кр}$ , яке відсікає на графіку розподілу (рис. 1(а)) флуктуації від змін показків гамма-каротажу, що характеризують дійсну зміну природної радіоактивності гірських порід. Значення інтегральної функції в критичній точці (рис. 1(б)) дорівнює 95,4% ( $2\sigma$ ).

Отримане значення  $\Delta a_{кр}$  дає змогу відфільтрувати статистичні флуктуації на гамма-каротажній кривій (рис. 2).

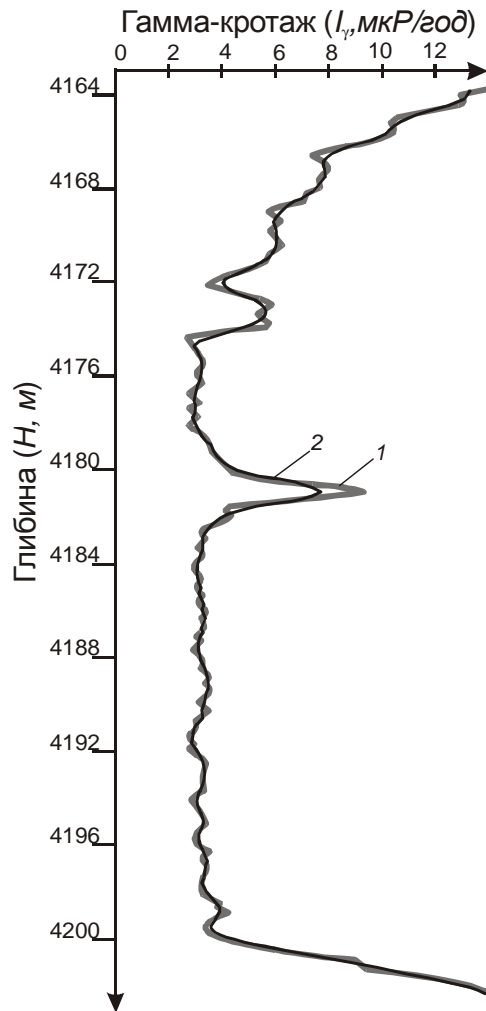
Другою особливістю гамма-каротажних кривих є їх форма в залежності від товщини пласта, його нахилу, характеристик вмщуючих порід, особливостей будови свердловини, тощо. Вказані чинники обумовлюють різноманітність форм каротажних кривих, які можна узагальнити і виділити серед них декілька класів. Для проведення цієї роботи необхідно розглянути принцип теоретичного розрахунку кривих гамма-каротажу [13].

Кількість гамма-квантів, які виникають в елементарному об'ємі середовища  $dV$  з масовим вмістом  $q$  радіоактивних елементів дорівнює:

$$I = C_g q \rho dV, \quad (9)$$

де  $C_g$  – стала, яка визначає вихід гамма-квантів;

$\rho$  – густина середовища.



1 – оригінальна каротажна крива, 2 – відфільтрована каротажна крива

Рисунок 2 – Результат фільтрування гамма-каротажної кривої, зареєстрованої у свердловині №136 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища навпроти горизонту В-19н

Потік гамма-квантів від елементарного об'єму  $dV$  на відстані  $R$  у вакуумі встановлюється, виходячи з умови рівномірного розподілу всіх гамма-квантів на поверхні сфери:

$$dI = \frac{C_6 q \rho dV}{4\pi R^2}. \quad (10)$$

Реальне середовище, з одного боку, зменшує за експоненціальним законом потік гамма-квантів за рахунок їх поглинання. З іншого боку, інтенсивність гамма-випромінювання збільшується унаслідок появи у всьому об'ємі середовища розсіяних гамма-квантів:

$$dI = \frac{C_6 q \rho}{4\pi R^2} e^{-\mu R} dV, \quad (11)$$

де  $\mu$  – ефективний коефіцієнт ослаблення інтенсивності гамма-випромінювання.

Для розрахунку кривої гамма-каротажу навпроти одиночного пласта товщиною  $h$  у свердловині з радіусом  $r_c$  (рис. 3) необхідно ввести циліндричну систему координат з початком, розташованим на осі свердловини.

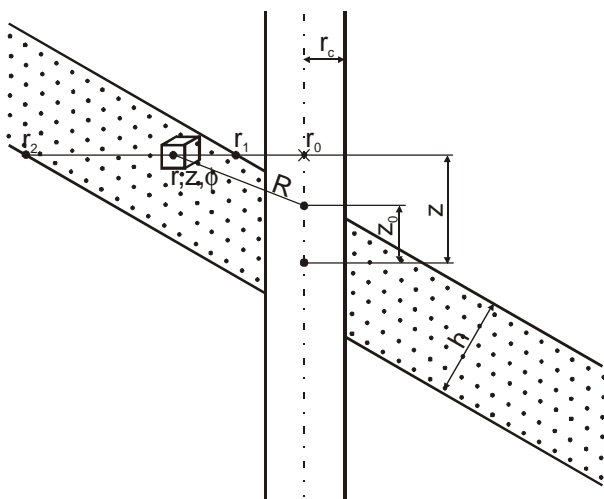


Рисунок 3 – Схема для розрахунку гамма-каротажних кривих [13]

За умовою задачі

$$dV = r dr dz d\phi \quad (12)$$

і

$$R = \sqrt{r^2 + (z - z_0)^2}, \quad (13)$$

де  $r, z, \phi$  – координати елементарного об'єму, а  $z_0$  – координата точкового детектора гамма-квантів, що знаходиться на осі свердловини ( $r_0=0$ ).

Інтенсивність гамма-випромінювання в точці  $z_0$  отримаємо, проінтегрувавши рівняння (11):

$$I(z_0) = \frac{C_6 q \rho}{4\pi} \int_0^{2\pi} \int_{z_1}^{z_1+h} \int_{r_1}^{r_2} \frac{e^{-\mu \sqrt{r^2 + (z-z_0)^2}}}{r^2 + (z-z_0)^2} r dr dz d\phi, \quad (14)$$

де  $z_1 = z_1(r, \phi)$  – рівняння підшови пласта;

$r_1$  і  $r_2$  – координати точок перетину площин покрівлі і підшови пласта прямою, яка проходить через точку  $z$  на осі свердловини перпендикулярно до неї;

$h_g$  – видима товщина пласта, пов'язана з його дійсною товщиною  $h$  співвідношенням:

$$h_g = \frac{h}{\sin \alpha}, \quad (15)$$

де  $\alpha$  – кут нахилу пласта.

У випадку горизонтального пласта ( $\alpha = 0$ ):  $z_1 = \text{const}$ ;  $r_1 = r_c$ ;  $r_2 = \infty$ . А вираз (14) набуває наступного вигляду:

$$I(z_0) = \frac{C_6 q \rho}{4\pi} \int_0^{2\pi} \int_{z_1}^{z_1+h_g} \int_{r_c}^{\infty} \frac{e^{-\mu \sqrt{r^2 + (z-z_0)^2}}}{r^2 + (z-z_0)^2} r dr dz d\phi. \quad (16)$$

Інтегруючи за  $\phi$  і увівши для інтегралу по  $r$  нову змінну  $t = \mu \sqrt{r^2 + (z - z_0)^2}$ , отримаємо

$$I(z_0) = -\frac{C_6 q \rho}{2} \int_{z_1}^{z_1+h} E_i \left( -\mu \sqrt{r_c^2 + (z - z_0)^2} \right) dz, \quad (17)$$

де  $E_i(x) = -\int_{-x}^{\infty} \frac{e^{-t}}{t} dt$  – табульована інтегральна показникова функція.

Координату  $z$  в інтегралі (17) зручно замінити безрозмірною змінною  $u = \mu(z - z_0)$ . В результаті отримуємо

$$I(z_0) = -\frac{C_6 q \rho}{2\mu} \int_{\mu(z-z_0)}^{\mu(z-z_0)+\mu h} E_i \left( -\sqrt{\mu^2 r_c^2 + u^2} \right) du. \quad (18)$$

В середині пласта  $\left( z_1 - z_0 = -\frac{h}{2} \right)$  інтенсивність досягає максимального значення:

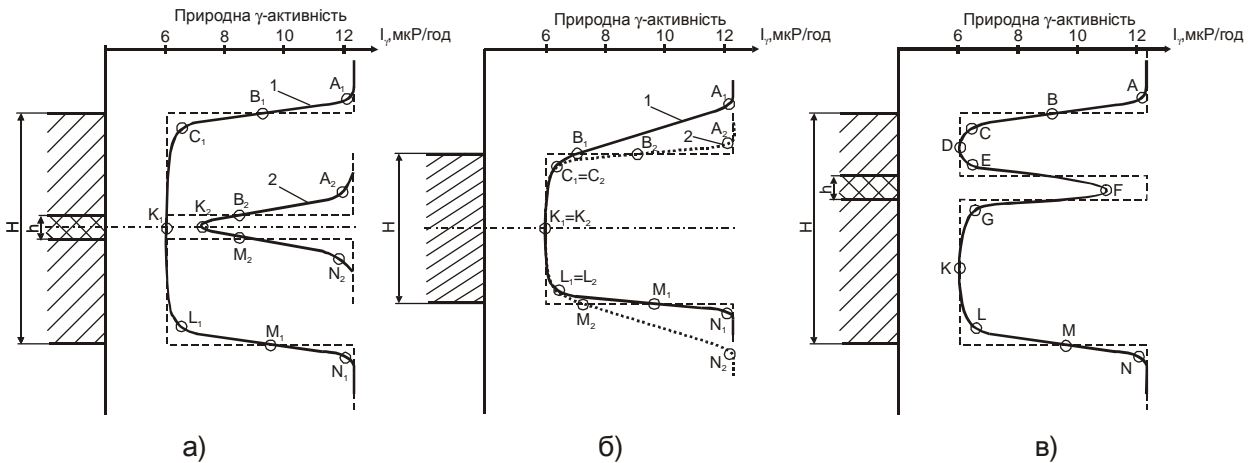
$$I_{\max} = -\frac{C_6 q \rho}{2\mu} \int_{-\frac{\mu h}{2}}^{\frac{\mu h}{2}} E_i \left( -\sqrt{\mu^2 r_c^2 + u^2} \right) du. \quad (19)$$

У випадку нескінченної товщини гранична інтенсивність зареєстрованого гамма-випромінювання дорівнює

$$I_{\infty} = -\frac{C_6 q \rho}{2\mu} \int_{-\infty}^{\infty} E_i \left( -\sqrt{\mu^2 r_c^2 + u^2} \right) du. \quad (20)$$

Отже, в залежності від товщини пласта, його нахилу, характеристик вміщуючих порід, крива гамма-каротажу може приймати різні форми: симетричної аномалії з “плоским” або з “загостреним” максимумом (рис. 4а); несиметричної аномалії з перехідною зоною в покрівлі або підшові пласта (рис. 4б). Окрім цього, у пласті можуть спостерігатися тонкі прошарки іншої літології, що призводить до появи невеликих локальних аномалій (рис. 4в).

Аналіз форм теоретичних кривих гамма-каротажу дав змогу виділити ряд характерних точок, які стали основою запропонованої методики синтезу фонових геофізичних кривих. Точка А ( $A_1, A_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у покрівлі пласта-колектора в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пласта з підвищеною радіоактивністю до пласта з низькою радіоактивністю. Точка В ( $B_1, B_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу,



а) для пласта великої товщини  $H$  (крива 1) і малої товщини  $h$  (крива 2); б) для пласта великої товщини з перехідною зоною в покрівлі пласта (крива 1) і у підшві пласта (крива 2); в) для пласта великої товщини  $H$  з глинистим прошарком товщиною  $h$ .

**Рисунок 4 – Узагальнені форми теоретичних кривих гамма-каротажу навпроти пластів-колекторів та їх характерні точки**

що відповідає границі покрівлі пласта-колектора. Точка С ( $C_1, C_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у покрівлі пласта в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пологої ділянки кривої, що відображає границю пласта-колектора, до мінімуму амплітуди. Точка К ( $K_1, K_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться в мінімумі амплітуди. Аналогічну характеристику має точка D (див. рис. 4 (в)). Вона використовується у випадку, коли амплітуда кривої гамма-каротажу навпроти пласта-колектора розбита на дві частини за рахунок наявності у геологічному розрізі тонкого глинистого прошарку. Ситуація може бути ускладнена наявністю декількох прошарків. Відповідно, точок такого типу буде завжди на одну більше, ніж тонких глинистих прошарків. Точка L ( $L_1, L_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у підшві пласта в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від мінімуму амплітуди до пологої ділянки кривої, що відображає границю пласта-колектора. Точка M ( $M_1, M_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, що відповідає границі підшви пласта-колектора. Точка N ( $N_1, N_2$ ) (див. рис. 4 (а, б, в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у підшві пласта-колектора в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пологої ділянки кривої, що відображає границю пласта-колектора, до пласта з підвищеною радіоактивністю. Точка E (див. рис. 4 (в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у покрівлі тонкого глинистого прошарку в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пологої ділянки кривої, що відображає границю цього прошарку, до максимуму амплітуди кривої гамма-каротажу навпроти нього. Точка F (див. рис. 4 (в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться в максимумі амплітуди кривої гамма-каротажу навпроти тонкого глинистого проша-

рку. Точка G (див. рис. 4 (в)): точка кривої гамма-каротажу, яка знаходиться у підшві тонкого глинистого прошарку в місці найбільшого градієнту зміни показів методу при переході від пологої ділянки кривої, що відображає границю цього прошарку, до мінімуму основної амплітуди. Точки E, F, G можуть повторюватись у випадку існування не одного, а декількох тонких глинистих прошарків.

Наступним етапом роботи було створення алгоритму дій для безпосереднього синтезу фонної кривої гамма-каротажу на основі кривих природної радіоактивності, зареєстрованих у сусідніх з досліджуваною свердловинах. Виходячи з міркувань про плавну зміну геофізичних характеристик пластів-колекторів (в тому числі і природної радіоактивності) по площі (за виключенням місць тектонічних порушень), автори запропонували представляти цю зміну певною інтерполяційною функцією, відповідно до якої можна розрахувати значення інтенсивності природного радіоактивного випромінювання в будь-якій точці пласта. Зауважимо, що мова йде саме про характерні точки на кривих гамма-каротажу, визначені в даній роботі. Використання інтерполяційної функції обумовлено дискретним характером апріорних даних інтенсивності природної радіоактивності в сусідніх з досліджуваною свердловинах.

Найпростішим видом інтерполяції є лінійна інтерполяція, в основі якої лежить апроксимація кривої на ділянці між точками у сусідніх свердловинах ( $d_i; I_i$ ) та ( $d_{i+1}; I_{i+1}$ ) прямою, яка проходить через ці точки. Рівняння прямої можна представити у вигляді:

$$\frac{I_x - I_i}{d_x - d_i} = \frac{I_{i+1} - I_i}{d_{i+1} - d_i} \quad (21)$$

або

$$I_x = \frac{I_i(d_x - d_{i+1}) - I_{i+1}(d_x - d_i)}{d_i - d_{i+1}}, \quad (22)$$

де  $I_x$  – шукане значення інтенсивності гамма-випромінювання в досліджуваній свердловині, яка знаходиться в координаті  $d_x$ ;

$I_i, I_{i+1}$  – значення інтенсивностей гамма-випромінювання в сусідніх свердловинах з координатами  $d_i$  та  $d_{i+1}$  відповідно.

Таким чином, маючи два значення  $I_i$  та  $I_{i+1}$  у свердловинах з координатами  $d_i$  та  $d_{i+1}$  за допомогою формул (21) і (22) можна знайти значення інтенсивності  $I_x$  у досліджуваній свердловині з координатою  $d_x$ . За умов наявності інформації про природну радіоактивність досліджуваного пласта з більшої кількості сусідніх свердловин, можна отримати точніший результат, використавши складнішу апроксимуючу функцію. Для цього необхідно знайти єдиний многочлен  $n$ -го степеня  $P_n(d)$ , який апроксимує функцію  $f(d)$  кривою, що проходить через усі  $n+1$  свердловини з координатами  $(d_i; I_i)$ , де  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ . В цьому випадку вказують, що многочлен задовольняє умові  $P_n(d_i) = I_i$  при  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ . Знайти такий многочлен можна методом Лагранжа [14].

Під час даної інтерполяції задаються  $n+1$  значення  $(d_i; I_i)$ , де  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ . Передбачають, що точки  $(d_i; I_i)$  належать до кривої  $I = f(d)$  в інтервалі  $d_0 \leq d \leq d_n$ . Інтерполяційний многочлен для цього методу має вигляд

$$P_n(d) = I_0 b_0(d) + I_1 b_1(d) + \dots + I_n b_n(d), \quad (23)$$

де усі  $b_j(d)$  – многочлени степені  $n$ , коефіцієнти яких можна знайти за допомогою  $n+1$  рівнянь:

$$P_n(d_i) = I_i, \quad (24)$$

де  $i = 0, 1, 2, \dots, n$ .

В результаті отримуємо систему рівнянь:

$$\begin{cases} I_0 b_0(d_0) + I_1 b_1(d_0) + \dots + I_n b_n(d_0) = I_0 \\ \dots \\ I_0 b_0(d_n) + I_1 b_1(d_n) + \dots + I_n b_n(d_n) = I_n. \end{cases} \quad (25)$$

Якщо значення  $b_j(d_i)$  вибрані так, що

$$b_j(d_i) = \begin{cases} 1, \text{ при } i = j \\ 0, \text{ при } i \neq j, \end{cases} \quad (26)$$

то система рівнянь буде задоволена. Ця умова означає, що будь-який многочлен  $b_j(d)$  дорівнює нулю при кожному  $d_i$  окрім  $d_j$ . Відповідно, у загальному випадку многочлен  $b_j(d)$  має вигляд:

$$b_j(d) = C_j (d - d_0)(d - d_1) \dots (d - d_{j-1}) \times (d - d_{j+1}) \dots (d - d_n). \quad (27)$$

Так як  $b_j(d_j) = 1$ , то коефіцієнт  $C_j$  визначається виразом

$$C_j = \left\{ (d_j - d_0)(d_j - d_1) \dots (d_j - d_{j-1}) \times (d_j - d_{j+1}) \dots (d_j - d_n) \right\}^{-1}. \quad (28)$$

В результаті для шуканого многочлена отримаємо

$$P_n(d) = \sum_{j=0}^n y_j \left\{ (d - d_0)(d - d_1) \dots (d - d_{j-1}) \times (d - d_{j+1}) \dots (d - d_n) \right\} \times \left\{ (d_j - d_0)(d_j - d_1) \dots (d_j - d_{j-1}) \times (d_j - d_{j+1}) \dots (d_j - d_n) \right\}^{-1}. \quad (29)$$

Увівши позначення

$$L_j(d) = (d - d_0)(d - d_1) \dots (d - d_{j-1}) \times (d - d_{j+1}) \dots (d - d_n), \quad (30)$$

можемо записати отриманий многочлен в компактнішому вигляді

$$P_n(d) = \sum_{j=0}^n I_j \frac{L_j(d)}{L_j(d_j)}. \quad (31)$$

Аналогічним чином визначають глибину кожної характерної точки  $h$ , проводячи розрахунки в координатах  $(d_i; h_i)$ .

Даний підхід був застосований для синтезу кривої гамма-каротажу горизонту В-19н у свердловині №136 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища, яка знаходиться в оточенні свердловин №134, №3, №23, №33 (рис. 5).

Порівняння оригінальної кривої гамма-каротажу інтервалу горизонту В-19н, зареєстрованої 31.10.1988р., з синтезованою гамма-каротажною кривою показало високу степінь схожості цих кривих (коефіцієнт кореляції становить  $R^2=0,86$ ). Використання синтезованої кривої дало змогу зафіксувати радіогеохімічну аномалію, яка виникла внаслідок обводнення частини продуктивного пласта (рис. 6).

## Висновки

Аномалії на гамма-каротажних кривих, зареєстрованих в нафтогазових свердловинах, що виникають навпроти пластів-колекторів, характеризуються великою різноманітністю форм. Це пов'язано з низкою геологічних чинників, які впливають на процес реєстрації гамма-активності гірських порід вздовж геологічного розрізу свердловини. В даній роботі, на основі аналізу морфології гамма-каротажних кривих виділено декілька основних форм аномалій та визначено характерні точки, які стали основою методики синтезу фонових геофізичних кривих для дослідження зміни геофізичних параметрів пластів-колекторів в часі.

Використовуючи методи оброблення числових даних науково обгрунтовано використання інтерполяції для відтворення характерних точок аномалії геофізичної кривої за даними сусідніх із досліджуваною свердловинами.

Отримана синтезована крива гамма-каротажу, яка відображає гамма-активність гірських порід в інтервалі продуктивного горизонту В-19 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища, розкритого свердловиною №136, показала високу степінь схожості з оригінальною кривою, зареєстрованою під час каротажу

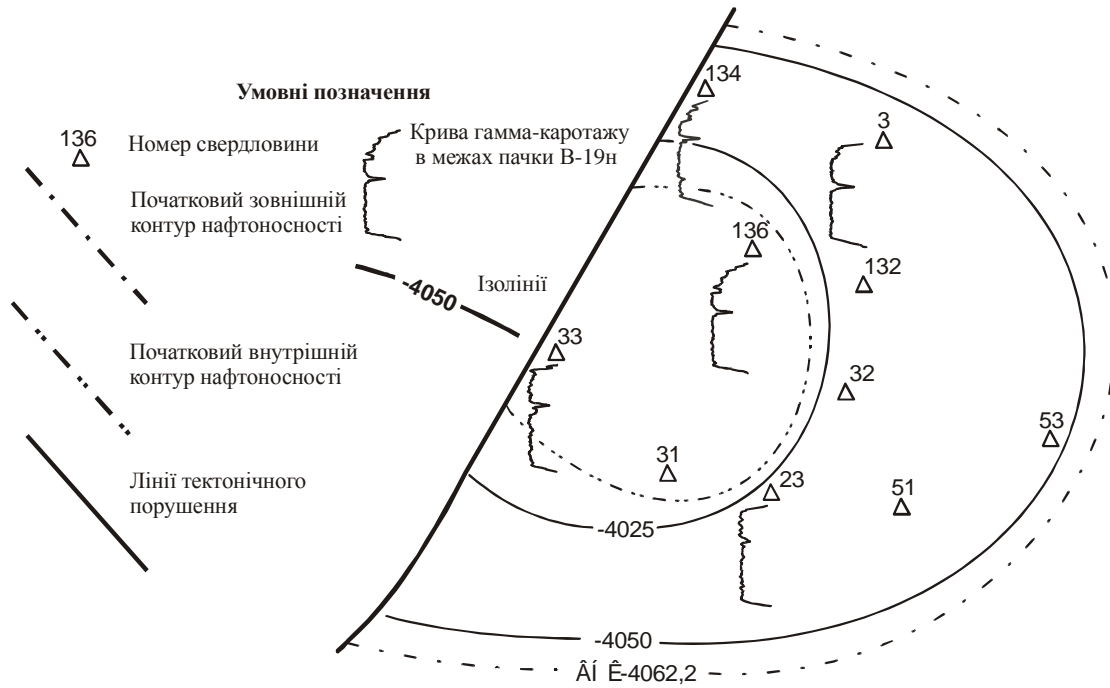


Рисунок 5 – Структурна карта покрівлі горизонту В-19н Коржівського нафтогазоконденсатного родовища на ділянці розташування свердловин №134, №3, №136, №33 і №23 (масштаб 1:10000) [15]

цього інтервалу і є ефективною для виявлення підвищення гамма-активності пласта внаслідок обводнення частини продуктивного горизонту і формування в часі радіогеохімічної аномалії.

**Література**

1 Прокопів В.И. Об использовании фильтрационных потенциалов самопроизвольной поляризации при определении характера насыщения сложно построенных терригенных коллекторов // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений: Львов: Изд.-во Львовского унив."Вища школа". – 1990. – № 27. – С. 34-39.

2 Орлинский Б. М. Вопросы интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений Татарии / Б.М. Орлинский, Р. Х. Муслимов, В. Ф. Базив. – Казань : Татаркнигоиздат, 1972. – 361 с.

3 Старостін В.А. Перспективи радонового індикаторного методу у визначенні обводнених інтервалів продуктивних пластів, насичених в'язкою нафтою (на прикладі Семенівського нафтового родовища) / В.А. Старостін, І.О. Федак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 2 (19). – С.15 –19.

4 Султанов С.А. Практическое применение радиометрии скважин для определения водонефтяного контакта / С.А. Султанов // Нефтяник. – 1956. – №4. – С.29 – 30.

5 Султанов С.А. Применение радиометрии скважин для контроля за процессом разработки / С.А. Султанов // Опыт разработки нефтяных месторождений: мат-лы Куйбышевского тех. совета Мин-ва нефт. пром-ти. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – С.34 – 42.

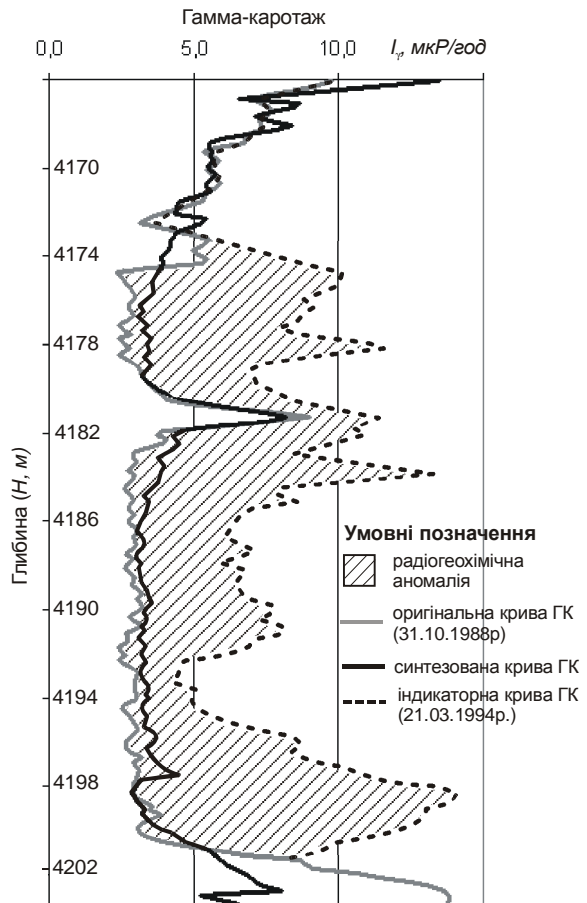


Рисунок 6 – Ефективність використання синтезованої кривої гамма-каротажу для виявлення радіогеохімічного ефекту (свердловина №136 Коржівського нафтогазоконденсатного родовища в межах горизонту В-19н)

6 Хуснуллин М.Х. Способ разделения нефтеносных и обводненных от закачки пластов. Авт. свид. №201556. / М.Х. Хуснуллин // Изобретения, промышленные образцы и товарные знаки. – 1967. – №18. – С.21 – 30.

7 Дворкин В.И. Использование радиогеохимического эффекта в очаге нагнетания для оценки заводненной толщины пласта / В.И. Дворкин // НТВ Каротажник. – 2001. – №85. – С. 45-54

8 Дудаев С.М. Возможности использования радиогеохимических эффектов на поздней стадии разработки многопластового нефтяного месторождения Узень / С.М. Дудаев, В.Г. Наумов, Ж.Е. Тулесин // НТВ Каротажник. – 2003. – №109. – С. 124-137

9 Ипатов А.И. Опыт изучения радиогеохимических эффектов в пластах для контроля “поршневого” вытеснения нефти водой / А.И. Ипатов, И.В. Хромецкая // НТВ Каротажник. – 2007. – №4(157). – С. 31-48

10 Хуснуллин М.Х. Радиогеохимический метод изучения движения пластовых вод при разработке нефтяных месторождений : дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. / М.Х. Хуснуллин – М. : Недра, 1989. – 190 с.

11 Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин: учебник для вузов. / Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1982. – 368 с.

12 Дьяконова Т.Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин. / Дьяконова Т. Ф. – М. : Недра, 1991. – 215с.

13 Мейер В.А. Геофизические исследования скважин: учебное пособие. – Л.: Изд-во Ленинград. Ун-та, 1981. – 329 с.

14 Шуп Т. Решение инженерных задач на ЭВМ: практическое руководство. / Т. Шуп; пер. з англ. – М.: Мир, 1982. – 238 с.

15 Геологическое строение и подсчет запасов Коржевского нефтегазоконденсатного месторождения. / Отчет по теме 7/88-89. – Чернигов: ПГО «Черниговнефтегазгеология», 1989. – 246 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*30.07.14*

*Рекомендована до друку  
професором Орловим О.О.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. геол. наук Старостіним А.В.  
(ДП «Полтавське УГР», м. Полтава)*

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ, ПРИСУТНІХ У ФІЛЬТРАТАХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ, НА ЕЛЕКТРИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Д.Д. Федоришин, О.А. Гаранін, С.Д. Федоришин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727123,

e-mail: geophys@nupg.edu.ua

Розглядаються результати аналізу та узагальнення даних експериментальних і свердловинних досліджень впливу бурових розчинів, що містять хімічні реагенти, на покази електричного каротажу. Встановлено, що добавки до бурового розчину хімічних реагентів КССБ, ВЛР, КМЦ, гіпану збільшують його мінералізацію еквівалентно дії хлористого натрію. Хімічна обробка бурового розчину, у багатьох випадках через зміну питомого електричного опору його фільтрату, компонентного складу глинистої кірки і зони проникнення, призводить у кінцевому випадку до мінливості електричних параметрів, що реєструють у свердловині.

За результатами експериментальних досліджень впливу хімічних реагентів на присвердловинну ділянку пласта доказано, що зона проникнення, параметри котрої обумовлені типом проникнення, в більшості випадків має чотирьохшарову будову. При цьому утворюється облямовуюча зона, яка представлена сумішшю фільтрату бурового розчину, пластової води та нафти. За величиною мінералізації флюїду у цій зоні її відносять до області підвищеної солоності.

Доведено, що фільтрація високо-мінералізованих бурових розчинів значно більша, ніж у прісних. Пов'язано це з пропорційною залежністю проникності глинистої кірки від вмісту солей у фільтраті бурового розчину.

Ключові слова: фільтрат бурового розчину, електричний каротаж, хімреагент, присвердловинна зона.

Рассматриваются результаты анализа и обобщения данных экспериментальных и скважинных исследований влияния буровых растворов, содержащих химические реагенты, на показания электрического каротажа. Установлено, что добавки к буровому раствору химических реагентов КССБ, ВЛР, КМЦ, гипана увеличивают его минерализацию эквивалентно действию хлористого натрия. Химическая обработка бурового раствора, во многих случаях путём изменения удельного электрического сопротивления его фильтрата, компонентного состава глинистой корки и зоны проникновения, приводит в конечном счете к изменчивости электрических параметров, регистрируемых в скважине.

По результатам экспериментальных исследований влияния химических реагентов на прискважинный участок пласта доказано, что зона проникновения, параметры которой обусловлены типом проникновения, в большинстве случаев имеет четырехслойную структуру. При этом образуется обрамляющая зона, представленная смесью фильтрата бурового раствора, пластовой воды и нефти. По величине минерализации флюида в этой зоне ее относят к области повышенной солоности.

Доказано, что фильтрация высокоминерализованных буровых растворов – значительно выше, чем фильтрация пресных растворов. Это связано с пропорциональной зависимостью проницаемости глинистой корки от содержания солей в фильтрате бурового раствора.

Ключевые слова: фильтрат бурового раствора, электрический каротаж, химреагент, прискважинная зона

The article describes the results of analysis and synthesis of the data, obtained from the experimental and borehole studies of influence of the drilling fluids, containing chemical reagents, onto the electrical logging readings. It was established that additives of such chemicals as condensed spent sulfite-alcohol liquor, coal-alkali reagent, carbosimetilcellulose, hydrolyzed polyacrylonitrile to the drilling mud increase its mineralization by analogy with sodium chloride. Chemical treatment of the drilling mud, in many cases due to change in its filtrate resistivity, chemical composition of clay cake and penetration zone, ultimately leads to some variability of electrical parameters, registered in the borehole.

Based on the results of experimental studies of chemical reagents influence onto the wellbore zone it was proven that the penetration area, the parameters of which depend on the type of penetration, in most cases has a four-layer structure. Thus, a rim zone is formed, which is a mixture of drilling fluid filtrate, formation water and oil. It is classified as an area of high salinity in accordance with the level of fluid mineralization in this zone.

It was proven that filtration of highly mineralized drilling muds is much higher than the one of fresh drilling muds. It is connected with the proportional dependency between the clay cake permeability and the salt content in the drilling mud filtrate.

Key words: drilling mud filtrate, electrical logging, chemical reagent, wellbore zone.

Проблеми, які виникають у процесі обробки та інтерпретації результатів свердловинних електричних досліджень складнобудованих геологічних розрізів значною мірою залежать від свердловинних умов, що склалися під час буріння. Дослідження степеня впливу цих умов

на фізичні властивості присвердловинної зони продуктивних нафтогазових пластів (ПЗП) та на покази електричних методів є актуальним завданням, які вирішують науковці та спеціалісти нафтогазової галузі.

Структура зони проникнення (ЗП) фільтрату бурового розчину у нафтонасичених пластах за даними багатьох дослідників [1-3 та ін.] має багатшарову будову, охарактеризовану різними фізичними параметрами, які викривляють інформацію про незайману частину пласта. У роботі [1] обґрунтовано новий підхід щодо будови ЗП, який базується на результатах дослідження інтенсивності вторинного нейтронного випромінювання в залежності від часу формування та розформування ЗП, а також зміни її електричних параметрів за даними високочастотного індукційного каротажного ізопараметричного зондування (ВІКІЗ). Кількість проникаючого фільтрату в основному визначається водовіддачею розчину, проникністю породи та величиною тиску на пласт. Час формування ЗП та її розміри залежать від проникності породи-колектора, типу насичуючого флюїду, мінералогічного складу породи, реологічних властивостей бурового розчину, технології буріння, термінів проведення каротажу і інших факторів. Фільтрат бурового розчину, що надійшов в порово-тріщинний простір породи-колектора, утримується там капілярними силами і тим самим істотно змінює її петрофізичні (в тому числі і електричні) властивості. Встановлено [2, 3], що слабопроникні та низькопористі колектори характеризуються часом розформування ЗП в межах від 6 місяців до 1,5 року.

В опублікованих працях [4-7 та ін.] автори відзначають, що електричний питомий опір гірських порід залежить від ряду чинників (літолого-петрографічних особливостей будови матриці породи, ступеню водонасичення, концентрації солей і їх мінерального складу у насичуючих породи пластових водах і фільтраті бурового розчину, температури, тиску і багатьох інших). Однак, у науковій літературі спостерігається незначна кількість досліджень впливу на електричні властивості гірських порід хімічних реагентів, присутніх у фільтратах бурових розчинів. Практично відсутні петрофізичні моделі, які б враховували вплив хімічних реагентів, присутніх у фільтраті бурового розчину, на електропровідність порід-колекторів.

Проведена нами комплексна обробка і інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та аналіз отриманих експериментальних даних, дозволили виявити у ряді свердловин нафтогазових родовищ Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ) (Солохівське, Кобзівське, Шевченківське, Селюхівське) та Більче-Волинської зони Карпатської нафтогазової провінції (Східницьке, Рожнятівське, Луквинське, Летнянське, Вишнянське, Вижомлянське) продуктивні об'єкти, що характеризуються аномально низькими уявними питомими електричними опорами (рис. 1). Визначити дійсний питомий електричний опір таких об'єктів за стандартними електричними методами дослідження свердловин досить проблематично.

Все різноманіття явищ, які відбуваються в присвердловинній зоні пласта (ПЗП) в процесі розкриття нафтогазоносних пластів під час буріння свердловин, тісно пов'язане з наявністю в

породах-колекторах глинистих мінералів. Хаотично розташовані частинки цих мінералів в тому або іншому ступені покривають поверхню порових каналів порід-колекторів. В присутності води за рахунок своєї підвищеної сорбційної здатності глинисті частинки можуть значно збільшувати свій об'єм (набухати). Набряклі частинки глини адсорбуються під впливом сил молекулярного тяжіння на поверхні більш крупних частинок породи. Таким чином, поверхня крупних частинок, а отже і поверхня порових каналів вологої породи покривається «щіткою» колоїдних частинок, що зменшують ефективний поровий простір та змінюють електричні властивості порід-колекторів за рахунок утворення подвійного електричного шару. Ступінь збільшення об'єму глинистих частинок в породі і, як наслідок цього, зміна петрофізичних властивостей продуктивного пласта залежать від типу глинистого мінералу, ступеня його дисперсності, природи обмінних катіонів, властивостей фільтрату бурового розчину і ін. Зростанню ступеня набухання глини сприяє також збільшення лужності проникаючого в пласт фільтрату. Це пояснюється тим, що при контакті лужної води з глинистими частинками породи електроліти полегшують механічне диспергування частинок глини внаслідок обмінної адсорбції іонів і зв'язують дисперсне середовище у вигляді гідратних оболонок значної товщини. Завдяки цьому газонасичені і повністю водонасичені пласти за даними електричних методів дослідження свердловин можуть характеризуватися практично однаковими електричними параметрами.

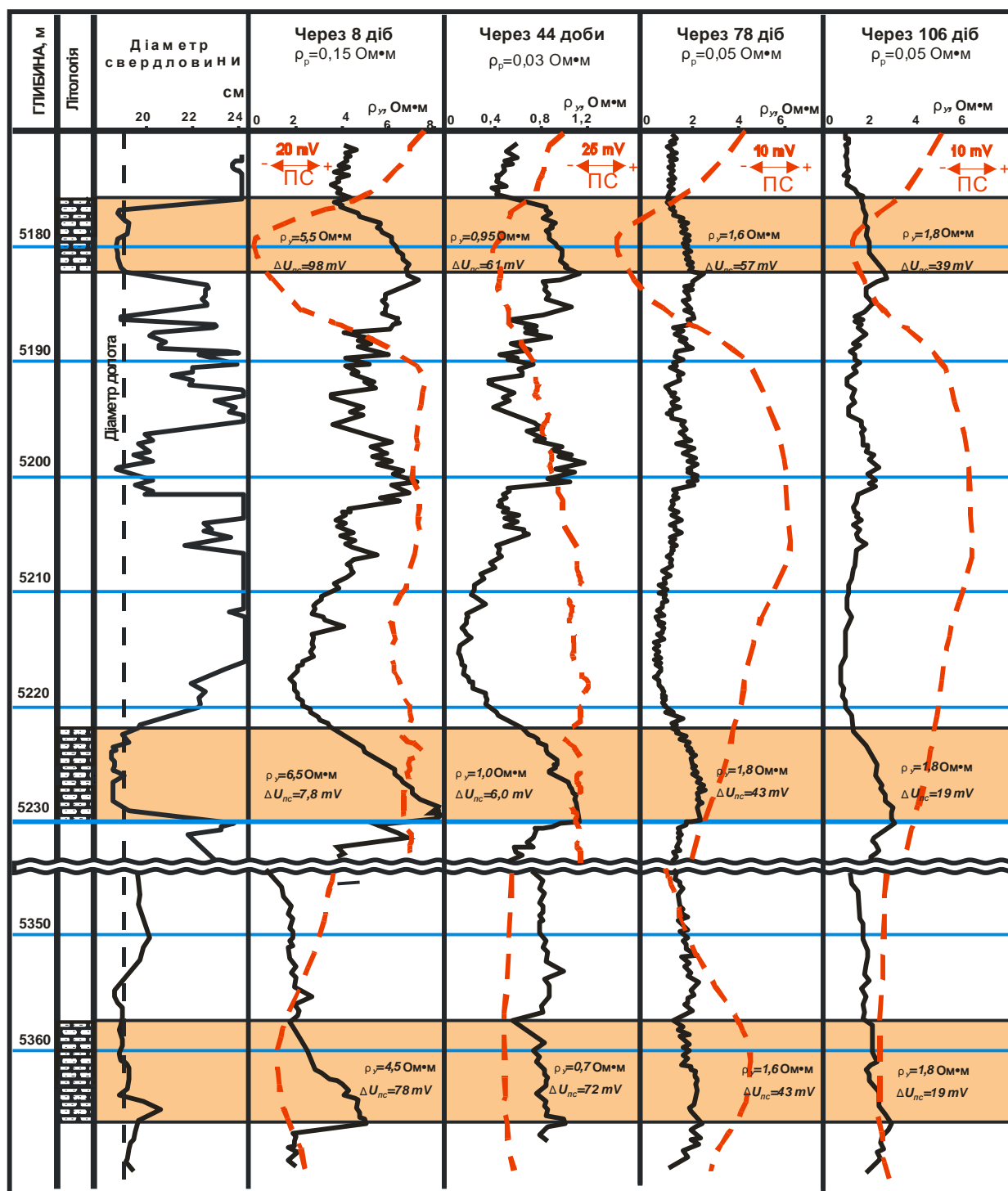
За результатами аналізу матеріалів інтерпретації ГДС та спираючись на дані, які представлені у роботах [1, 3], встановлено, що будова ЗП у нафтонасичених пластах обумовлюється типом проникнення та складом насичуючого флюїду і в більшості випадків може бути представлена чотирьохшаровою структурою. Один із шарів перед незайманою частиною нафтонасиченого пласта називають облямовуючою зоною (ОЗ). В цій області відбувається заповнення пустотного простору гірських порід сумішшю фільтрату бурового розчину, пластової води та нафти. При цьому у багатьох випадках утворюється область підвищеної солоності за рахунок змішування пластової води з фільтратом бурового розчину. Можна виділити дві основні групи ситуаційних моделей ЗП, а саме:

- зменшення питомого електричного опору в зоні проникнення завдяки витісненню нафти фільтратом бурового розчину, що має питомий опір менший за опір пластової води;

- утворення ОЗ у присвердловинній зоні пласта за рахунок скупчення солоні води, яка витісняється після нафти на передньому фронті прісного фільтрату бурового розчину.

Наявність певного характеру насичення пласта обумовлює ту чи іншу ситуаційну модель ЗП, яка буде суттєво впливати на електричні параметри порід-колекторів.

Під час розбурювання продуктивних відкладів у практиці застосовують спеціальні бу-



Умовні позначення

- Виділені пласти
- Пісковик
- Крива ПС

Рисунок 1 – Зміна уявного електричного опору  $\rho_y$  (зонд А 0,4 М 0,1 N) та потенціалу самочинної поляризації ПС навпроти продуктивних нафтогазових пластів у часі (св. № 2 – Східниця)

рові розчини, які повинні мати певні реологічні властивості. Під час буріння через вплив високих температур, тиску, солей пластових вод і шламу гірських порід ці розчини змінюють свої фізичні властивості. Для підтримки якісного стану бурових розчинів до них додають різні

добавки. Хімічні реагенти є одним з основних компонентів бурових розчинів. Їх перелік на даний час нараховує понад 500 найменувань, що є різними модифікаціями близько 50 основних реагентів, призначених для загального покращення якості бурового розчину. При розбу-

Таблиця 1 – Застосування хімреагентів та добавок для обробки бурових розчинів на деяких нафтогазових родовищах України

Хімреагенти	Кількість хімреагентів та добавок, % від об'єму розчину		Комбінації хімреагентів та добавок
	від і до	найбільш часто	
<b>В інтервалах буріння від 0 до 3000 м</b>			
КМЦ	0,02 – 0,38	0,25	З КССБ, окзилем, гіпаном, хромпіком та ін.
КССБ	0,01 – 0,05	0,45	З КМЦ, хромпіком та ін.
Окзил	0,05 – 2,0	0,11	З КМЦ
Гіпан	0,11 – 6,4	0,1	З КМЦ
Кальцинована сода	0,05 - 1,2	0,2	З будь-якими хімреагентами
CaCO <sub>3</sub>	0,0 – 1,0	0,05	З будь-якими хімреагентами
CaCl <sub>2</sub>	0,0 – 2,6	0,8	З будь-якими хімреагентами
Хромпik	0,00 - 0,01	0,01	З КМЦ, КССБ, окзилем
Вугільно-лужний реагент (ВЛР)	0,06 - 0,5	0,2	З КМЦ, КССБ та ін.
Нафта	0,2 – 6,3	2,0	З будь-якими хімреагентами
Графіт	0,1 – 2,1	0,5	З будь-якими хімреагентами
Сивушне масло	0,1 – 0,5	0,5	З будь-якими хімреагентами
<b>В інтервалах буріння від 3000 до 6000 м</b>			
КМЦ	0,02 - 0,5	0,2	З КССБ, окзилем, хромпіком та ін.
КССБ	0,05 – 3,0	0,75	З КМЦ, окзилем, хромпіком та ін.
Окзил	0,1 – 2,4	0,15	З КМЦ, нафтою
Гіпан	0,08 – 0,3	0,15	З КМЦ, КССБ
Кальцинована сода	0,04 - 1,0	0,2	З КМЦ, КССБ, хромпіком, сивушним маслом
CaCO <sub>3</sub>	0,0 – 0,2	0,05	З будь-якими хімреагентами
CaCl <sub>2</sub>	0,0 - 2,2	0,6	З будь-якими хімреагентами
Хромпik	0,05 – 0,4	0,08	З КССБ, КМЦ, CaCl <sub>2</sub> , окзилем
Нафта	0,5 – 10,0	2,25	З КССБ, гіпаном та ін.
Графіт	0,08 - 1,5	0,8	З будь-якими хімреагентами
Гематит	0,08 – 1,5	1,5	З будь-якими хімреагентами
Барит	0,03 – 3,0	1,2	З будь-якими хімреагентами

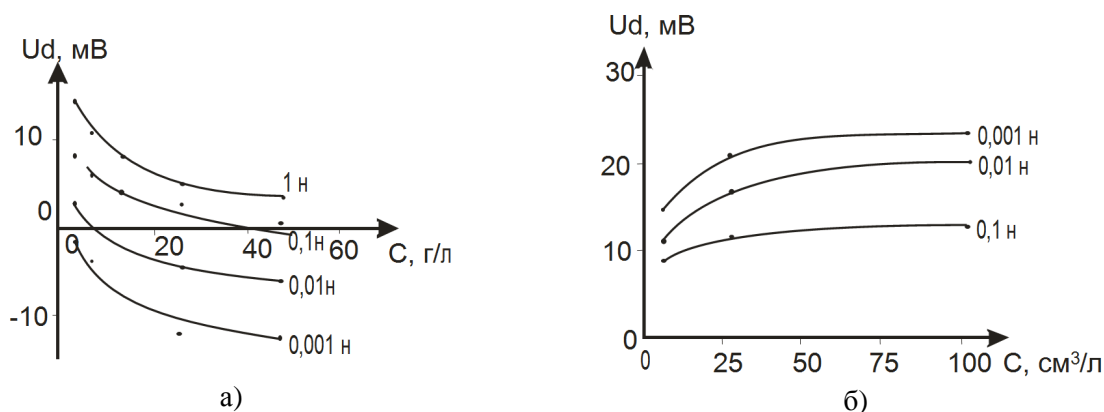
риванні продуктивних відкладів на нафтогазових родовищах України досить часто застосовують інгібовані кальцієві і калієві бурові розчини. Інгібуюча їх здатність ґрунтується на обмінній адсорбції глинистими породами іонів кальцію і калію.

Кальцієві бурові розчини характеризуються вмістом іонів кальцію у їх фільтратах в межах (0,4–0,9)%. Основна мета застосування цих рідин – кальцування глинистих порід та зниження їх властивості до набухання. Для регулювання властивостей кальцієвих бурових розчинів застосовують хімреагенти: вапно, карбоксиметилцелюлозу (КМЦ), конденсовану сульфат спиртову барду (КССБ) та інші. При необхідності в ці рідини добавляють обважнювачі (крейду, глинопорошок, барит) або смазуючі добавки: нафту, графіт, сульфанол, продукти лісохімії (смоли, масла, полімери і ін.), окислений петролатум в суміші з дизельним паливом під назвою СМАД, які сприяють гідрофобізації глинистих порід.

Калієві бурові розчини стабілізують такими хімреагентами як КССБ, КМЦ, гіпаном. Додають до них також хлористий калій, змашуючі добавки (нафту, СМАД, сульфанол та ін.). При розкритті продуктивних горизонтів досить часто застосовують різні модифікації калієвих бурових розчинів (смолокалієві, полімеркалієві та інші з добавками продуктів лісохімії).

Аналіз рецептур реальних бурових розчинів на деяких нафтогазових родовищах Прикарпаття та ДДЗ показав, що добавки до них хімреагентів досить часто носять хаотичний характер і дуже важко піддаються їх кількісному обліку (табл. 1). Часто застосовують комбіновану обробку бурових розчинів хімреагентами, яка полягає у введенні декількох солей реактивів одночасно або послідовно через невеликий інтервал часу, що дозволяє використовувати позитивні властивості кожного з хімічних реагентів.

Хімічні реагенти можуть вступати в реакції з катіонами полівалентних металів та утво-



Шифр кривих – мінералізація розчинів  $NaCl$  в нормалях, до яких додавалися хімічні реагенти: а – добавки сухого  $K_2CO_3$ ; б – добавки розчину  $KSCN$

**Рисунок 2 – Зв'язок дифузійних потенціалів  $U_d$  із концентрацією  $C$  хімреагентів в одному з контактуючих розчинів**

рювати у ПЗП стійкі емульсії і жорсткі піни, які внаслідок підвищеної їх в'язкості суттєво змінюють фільтраційно-ємнісні та електричні властивості пористого середовища. Інтенсивність взаємодії фільтратів бурових розчинів з пластовими водами посилюється із зростанням температури, а сам характер новоутворень залежить від складу хімреагентів та пластових флюїдів.

Виходячи із реальної ситуації виникає необхідність встановлення причин невідповідності зареєстрованих електричних параметрів методами електрометрії характеру насичення пластів-колекторів. З цією метою нами проводились комплексні дослідження впливу різних факторів на величину електропровідності порід-колекторів, розкритих свердловинами. Експериментальні роботи виконувалися на керні, відібраному із продуктивних пластів нафтогазових родовищ ДДЗ та Прикарпаття. Враховуючи те, що умови розкриття продуктивних порід-колекторів різні і обумовлені як геологічними факторами так і технічним складом бурових розчинів, нами моделювались можливі ситуації, що виникають у процесі проникнення і взаємодії з пластовими флюїдами фільтратів бурових розчинів.

За результатами проведених експериментальних досліджень на зразках керну відібраного із продуктивних відкладів Перекопівського нафтогазоконденсатного родовища нами встановлено, що досить суттєвий вплив спричиняють добавки хімреагентів до бурових розчинів на покази методу самочинної поляризації (ПС) та стандартного каротажу. Аналіз та узагальнення отриманих результатів моделювання свідчать, що при збільшенні відношення електричного опору пластової води до електричного опору фільтрату бурового розчину, значення дифузійних потенціалів зміщуються в сторону позитивних значень. Збільшення концентрації солей в моделі фільтрату призводить до зміни дифузійно-адсорбційних потенціалів від позитивних значень до від'ємних (рис. 2). Встановлено також, що майже всі хімреагенти, які використовують в бурових розчинах, суттєво впливають на величину потенціалів ПС.

Так, наприклад, бурові розчини з добавками хромпіку здатні до окислення, завдяки чому зменшується потенціал глин та зростає питомий електричний опір фільтратів бурових розчинів. Окрім цього добавка у розчин хромпіку зумовлює зменшення адсорбційно-дифузійної властивості глинистих порід і призводить до зменшення  $pH$  розчинів.

Бурові розчини з добавками  $KSCN$  та  $K_2CO_3$  підсилюють адсорбційно-дифузійні властивості глинистих гірських порід. Лабораторні дослідження впливу  $KSCN$  та  $K_2CO_3$  на величину дифузійного потенціалу показали, що найбільш від'ємні його значення відповідають буровим розчинам у яких хімреагенти підвищують їх загальну мінералізацію.

При проведенні повторних геофізичних досліджень у свердловинах з інтенсивною обробкою бурових розчинів хімреагентами спостерігається зниження амплітуди аномалій ПС на протилежній, а лінія глин стає невитриманою (див. рис. 1).

Дані експериментальних досліджень свідчать, що добавки хімреагентів до бурових розчинів зумовлюють значну мінливість їх питомого електричного опору. За результатами проведених нами експериментальних досліджень з вивчення впливу добавок хімреагентів на електричний опір цих розчинів встановлено різний характер такого впливу, а саме: добавки у буровий розчин таких хімреагентів, як  $NaCl$ ,  $NaOH$ ,  $Na_2CO_3$ ,  $CaCl_2$ ,  $MgCl_2$ ,  $K_2CO_3$ ,  $KSCN$ , окзиду та гіпану призводять до зменшення його питомого електричного опору, причому, найбільша доля впливу припадає на  $NaCl$  і найменша на гіпан; добавки нафти та її продуктів, глино порошку обважнювачів, сульфанола, дисольвану призводять до збільшення питомого електричного опору бурового розчину.

Для глинистих бурових розчинів, що застосовують в процесі буріння нафтогазових свердловин на нафтогазових родовищах ДДЗ і Прикарпаття, нами встановлена залежність питомого їх електричного опорів від вмісту в них хімічних реагентів  $K_2CO_3$  і  $KSCN$  (рис. 3).

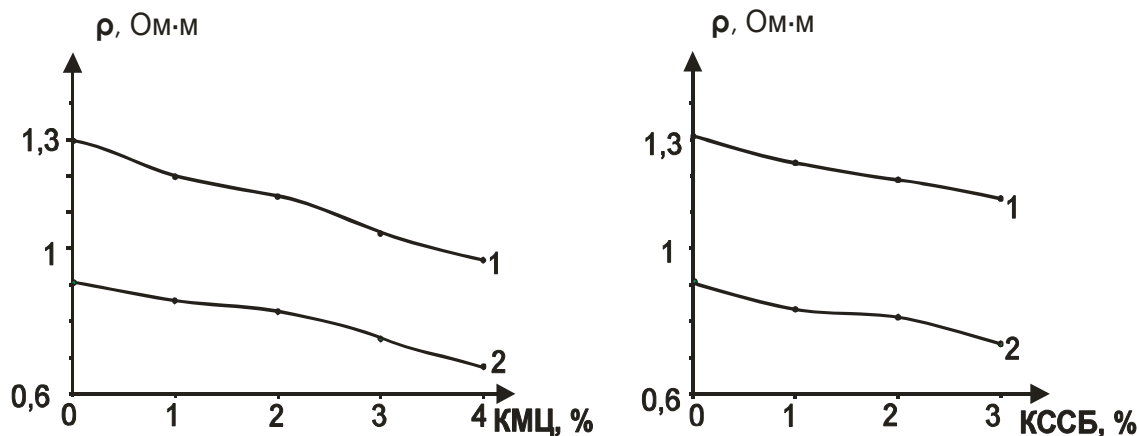


Рисунок 3 – Залежність питомих електричних опорів бурових розчинів (крива 1) і їх фільтратів (крива 2) від вмісту в них добавок хімреагентів при постійній температурі  $t = 20^{\circ}\text{C}$

Також встановлено, що фільтрація високо-мінералізованих бурових розчинів значно більша, ніж прісних. Це пов'язано з тим, що вміст солей впливає на проникність глинистої кірки, яка збільшується пропорційно вмісту солей у розчині.

У зв'язку з тим, що добавки хімреагентів, зазвичай, знижують електричний опір бурових розчинів, змінюється також з часом і питомий електричний опір порід-колекторів, що реєструють у свердловині методами БКЗ та мікрозондами. Вплив добавок хімреагентів до бурового розчину через збільшення загальної мінералізації останньої значною мірою позначається також на показах індукційного каротажу (ІК).

За результатами експериментальних досліджень виявлено, що проникнення фільтратів бурових розчинів з добавками хімреагентів КМЦ і КССБ до мало глинистих, проникних гірських порід призводить до збільшення параметра насичення (коефіцієнту збільшення опору) при однаковому співвідношенні об'ємів вуглеводнів і пластової води у породі. Це явище найбільш яскраво проявляється у випадку наявності у породах високомінералізованої пластової води. Дія хімреагентів хромпіку, КССБ і КМЦ на зміну параметра насичення порід-колекторів різна, а саме: найбільш сильно збільшує параметр насичення породи хімреагент КМЦ, найменше – хромпик. Збільшення параметра насичення при обробці породи хімреагентами, на наш погляд, можливо пояснити двома причинами:

а) за рахунок гідрофобізації порових каналів при взаємодії хімреагентів з мінеральним скелетом породи;

б) за рахунок збільшення звивистості порових струмопровідних каналів внаслідок випадіння твердого струмонепровідного осаду.

В реальних умовах у присвердловинній зоні пласта, найбільш імовірно, що ці два явища відбуваються одночасно, причому, закупорювання порового простору порід нерозчинним осадом за наявності високомінералізованих пластових вод, на наш погляд, буде переважаєти.

### Висновки

За допомогою аналізування та узагальнення результатів геолого-геофізичних досліджень складнопобудованих порід-колекторів виявлено наступне.

Геоелектрична модель присвердловинної ділянки пласта достатньо складна і складається із чотирьох шарів, а саме: свердловини, зони проникнення, облямовуючої зони та незайманої частини пласта.

Зона проникнення відіграє суттєву роль у формуванні електричних параметрів, які реєструють методами БКЗ, БК, ІК.

Серед електричних методів дослідження свердловин найбільш чутливим до впливу хімреагентів є БКЗ (малі зонди довжиною 0,5 м і 1,0 м) та ІК, покази яких тісно пов'язані із концентрацією солей у розчині та процентним вмістом добавок хімреагентів. Особливо це помітно при великих значеннях співвідношення питомого опору породи до питомого опору бурового розчину.

Хімообробка бурового розчину у багатьох випадках через зміну питомого електричного опору його фільтрату, компонентного складу глинистої кірки і зони проникнення призводить у кінцевому випадку до мінливості параметрів, що реєструють у свердловині електричними методами досліджень. Різні значення уявного електричного опору гірських порід, що реєструють у свердловинах методами електрометрії при повторних вимірах, підтверджують результати наших досліджень та указують на можливу зміну інших фізичних властивостей гірських порід у присвердловинній частині пласта в залежності від інтенсивності хімічної обробки бурового розчину.

### Література

1 Антонов Ю.Н. Геофізичні дослідження нафтових свердловин методом електромагнітного зондування / Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. // Геологія і геофізика. – 1986. – № 1. – С. 129-139.

2 Дортман Н.Б. Горные породы и полезные ископаемые, справочник / Дортман Н.Б. // Т.1. 1992. – 391 с.

3 Иващенко В.А. Условия формирования зоны проникновения в коллекторах нефти и газа месторождений Западной Сибири / Иващенко В.А., Леонтьев В.И., Сагибчареев Р.С. // Труды Запсиб науч. исслед. геол. нефте-развед. ин-та Тюмень. – 1971. – С. 54-64

4 Бортницкая В.М. Обоснование кондиционных параметров коллекторов нижнего сармата Предкарпатского прогиба по керну / [В.М. Бортницкая, Н.Н. Оршинская, Б.П. Филиппик и др.] // Геология нефти и газа. – 1982. – № 11. – С. 34-40.

5 Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промышленной геофизики / Элланский М.М. – М.: Недра, 1978. – 215 с.

6 Орлов Л.И. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Орлов Л.И., Ручки А.В., Свихнушин А.М. – М.: Недра, 1973. – 85 с.

7 Федисин В.О. Визначення поверхневої активності порід-колекторів шляхом витіснення не змішуваних розчинів / [Федисин В.О., Нестеренко М.Ю., Багнюк М.М., Петра Ю.І.] // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. №2. – С. 104-108.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
10.07.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Маєвським Б.І.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Максимчуком В.Ю.**  
(Карпатське відділення Інституту геофізики  
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)*

## ГЕОГУСТИННІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВОЇ СИСТЕМИ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ НА РІЗНИХ ЕТАПАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ (на прикладі Дашавського підземного резервуару)

О.П. Петровський, Т.О. Федченко, А.Ю. Трачук

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727125,  
e-mail: p n g g @ n i n g . e d u . u a

Моніторинг за станом та експлуатацією підземних сховищ газу є важливим елементом ефективного використання газотранспортної системи. Одним із інструментів, який може допомогти у вирішенні питань, пов'язаних із визначенням особливостей будови активної зони та картуванням напрямків простягання високопроникних та застоїчних зон в межах резервуару є гравітаційний моніторинг. Параметром, на який реагує гравітаційне поле, є зміна густини газонасичених пластів. Наведено аналіз впливу фізико-хімічних чинників на зміну густини пластової системи підземних сховищ газу. Досліджено та проаналізовано геолого-петрофізико-промислові зміни, які відбуваються на різних етапах експлуатації газосховища та вплив цих змін на об'ємну густину породи колектора у поровому просторі якої зберігається газ та породи покришки, що ізолює газонасичений об'єм від розташованих вище пластів. Коротко охарактеризовано механізми цих процесів та наведений розрахунок величини впливу для конкретних пластових умов Дашавського підземного сховища газу. Проведено ранжування чинників в порядку зменшення їх впливу на зміну густини породи – режим експлуатації газосховища, зміна пластового тиску, зміна коефіцієнту пористості, зміна вологонасичення газу та ущільнення порід покришок внаслідок експлуатації газосховища. За результатами аналізу обґрунтовано можливість застосування гравітаційного моніторингу для дистанційного контролю за станом та експлуатацією підземних сховищ газу загалом та Дашавського підземного резервуару зокрема.

Ключові слова: газосховище, гравітаційний моніторинг, густина, колектор, покришка, тиск.

Мониторинг за состоянием и эксплуатацией подземных хранилищ газа – важный элемент эффективного использования газотранспортной системы. Одним из инструментов, способных решить проблемы, связанные с определениями особенностей строения активной зоны и картирования направлений простирания высокопроницаемых и застоичных зон в пределах резервуара, является гравитационный мониторинг. Параметром, на который реагирует гравитационное поле, есть изменение плотности газонасыщенных пластов. Приведен анализ влияния физико-химических факторов на изменение плотности пластовой системы подземных хранилищ газа. Исследовано и проанализировано геолого-петрофизико-промышленные изменения, происходящие на разных этапах эксплуатации газохранилища и влияние этих изменений на объёмную плотность породы коллектора, в поровом пространстве которой сохраняется газ и породы покрышки изолирующей газонасыщенный объём от выше лежащих пластов. Кратко охарактеризованы механизмы этих процессов и приведен расчет величины влияния для конкретных пластовых условий Дашавского подземного хранилища газа. Проведено ранжирование факторов в порядке уменьшения их влияния на изменение плотности породы – режим эксплуатации газохранилища, изменение пластового давления, изменения коэффициента пористости, изменения влагонасыщенности газа и уплотнение пород покришек в результате эксплуатации газохранилища. По результатам анализа обосновано возможность использования гравитационного мониторинга для дистанционного контроля за состоянием и эксплуатацией подземных хранилищ газа в общем, и Дашавского подземного резервуара в частности.

Ключевые слова: газохранилище, гравитационный мониторинг, плотность, коллектор, покришка, давление.

Condition and exploitation monitoring of the underground gas storages is an important element for effective gas-transport system utilization. Gravitational monitoring is one of the tools which can help to solve the problem of determining the active zone composition peculiarities and high permeability and stagnation zone direction mapping within the reservoir. Gravitational field reacting parameter is density change of the gas-saturated rocks. Influence of physical and chemical factors on underground gas storage reservoir density change is analyzed in the article. Geological, petrophysical and industrial changes that occur on different gas storage exploitation stages and influence of these changes on reservoir rock bulk density, in the porous space of which natural gas is preserved, as well as their influence onto the cap rock, which isolates gas-saturated volume from overlying rocks, were studied and analyzed. The mechanisms of these processes are briefly characterized and the influence value for Dashavske underground gas storage conditions was calculated and presented. Decreasing order influence of the factors on the rock density change is ranked. These factors are: gas storage exploitation mode, reservoir pressure change, porosity factor change, gas water saturation change, cap rock consolidation as a result of gas storage exploitation. The possibility of gravitational monitoring utilization for distant control of the condition and exploitation of underground gas storages in general and of Dashavske underground reservoir, in particular, was grounded on the basis of the analysis results.

Key words: gas storage, gravitational monitoring, density, collector, tire pressure.

### Вступ

Використання підземних сховищ газу має вже майже столітню історію. Перше промислове підземне газосховище місткістю 62 млн.м<sup>3</sup>

було створено в 1916 році у виснаженому газовому родовищі Зоар в районі міста Буффало, США. З цього часу підземні сховища газу (ПСГ) стали невід'ємною частиною систем газозпоставання та газотранспортування у бага-

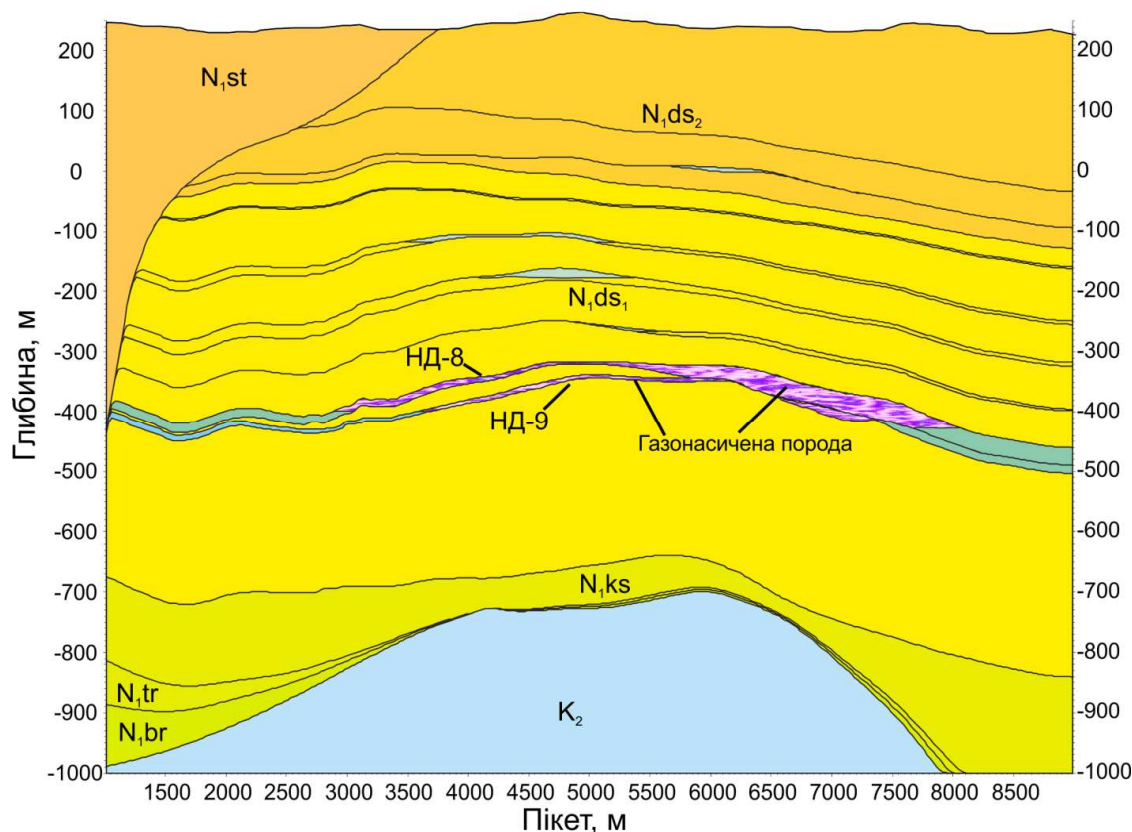


Рисунок 1 – Схематичний геологічний розріз Дашавського підземного сховища газу

тьох країнах світу, в тому числі і в Україні. На даний час на території України діє 13 ПСГ, із загальною активною місткістю понад 32 млрд.м<sup>3</sup> газу, що становить 21,3% від загальноєвропейської активної ємності мережі підземних сховищ газу [Інтернет-портал Міністерства економіки України]. Враховуючи важливість безперервної і ефективною роботи ПСГ актуальною є проблема контролю за їх станом, визначення особливостей будови активної зони та картування напрямків простягання високопроникних та застійних зон в межах пласта резервуару. Це можна зробити завдяки дослідженню характеру поведінки геолого-петрофізико-промислових параметрів пластової системи ПСГ та їх зміни у часі, які пов'язані із зміною режимів експлуатації. В якості основного елемента такого дослідження є просторова постійно діюча геолого-геофізико-промислова модель ПСГ з використанням в якості інформативного параметру об'ємної густини порід.

Основною характеристикою процесів, що протікають в підземних газосховищах, є циклічність дії нагнітання та відбору газу на вміщуючі породи колектори, а швидкість їх протікання набагато перевищує величини, характерні для звичайних газових родовищ. Пряме вивчення змін геолого-петрофізичних параметрів в ПСГ є високовитратним, у зв'язку з чим широко використовуються непрямі методи дослідження. До них відносяться розрахунки за даними спостережень за багаторічною експлуатацією газосховищ, лабораторні дослідження на зразках порід колекторів та їх аналогах, в умо-

вах максимально наближених до пластових в ПСГ та математичне моделювання фізичних процесів, які відбуваються в газосховищах.

Предметом даної статті є дослідження геолого-петрофізико-промислових змін, які відбуваються на різних етапах експлуатації газосховища та вплив цих змін на об'ємну густину породи колектора у поровому просторі якої зберігається газ та породи покришки, яка ізолює газонасичений об'єм від розташованих вище пластів та обґрунтування можливості застосування гравітаційного методу досліджень для дистанційного контролю за цими процесами. З метою аналізу досліджуваних ефектів будуть використані реальні дані по Дашавському підземному сховищу газу, яке розташоване у Стрийському районі Львівської області на відстані 15 км на південний схід від м. Стрий і створене у 1974 році у виснажених покладах одноіменного газового родовища і приурочене до північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Активними пластами для зберігання газу у газосховищі є два горизонти нижньодашавських пісковиків сарматського ярусу неогену НД-8 та НД-9 (рис. 1). Резервуарами газу є чотири поклади Е, Ж+В в горизонті НД-8 та А, Г в горизонті НД-9, які утворюють єдину газодинамічну систему. Місткість Дашавського газосховища складає 5,3 млрд м<sup>3</sup> газу з яких 2,15 млрд м<sup>3</sup> є активним об'ємом. Амплітуда зміни пластового тиску коливається від 1,9 до 4,3 МПа. Площа газонасиченості 46 км<sup>2</sup>, середня ефективна товщина 10,8 м [1].

### Геолого-петрофізико-промислові зміни при експлуатації ПСГ

Базуючись на результатах досліджень багатьох авторів [2], як основні можна виділити три групи чинників геолого-петрофізичних змін, які відбуваються в пластах, де розміщене ПСГ:

– експлуатаційні чинники – фізико-хімічні зміни в геологічному об'ємі ПСГ, що пов'язані із зміною кількості газу та його компонентного складу в результаті експлуатації газосховища;

– технологічні чинники – фізико-хімічні зміни в геологічному об'ємі ПСГ, що пов'язані з модернізацією режиму роботи ПСГ, для покращення його експлуатаційних характеристик (збільшення активного порового об'єму за допомогою механічної дії на пласт-колектор, заміна буферного природного газу іншим інертним газом, наприклад азотом та ін.);

– непрогнозовані чинники – фізико-хімічні зміни в геологічному об'ємі ПСГ, що виникають в результаті процесів, які не пов'язані із плановим використанням газосховища (негерметичність пластової системи, сучасні тектонічні рухи та ін.).

При створенні геолого-петрофізико-промислової моделі змін, які відбуваються в пластовій системі будемо використовувати наступні припущення:

а) активний поровий об'єм  $V$  є герметичним, замкненим в контурі пласта-колектора з визначеною просторовою морфологією і перебуває під дією тільки експлуатаційних та технологічних чинників.

б) компонентний склад газу  $M(x,y,z)$  є однаковим для всього активного порового об'єму газосховища, де  $x,y,z$  – просторові координати в декартовій системі координат  $(x,y,z) \in V$ .

в) всі зміни, що відбуваються в геологічному об'ємі ПСГ внаслідок його експлуатації можуть бути описані рівняннями фізики пористого середовища та фізики пласта [3].

#### Чинники, які впливають на зміну петрофізичних властивостей пластової системи ПСГ

Одним з чинників, що впливає на процеси, які відбуваються в підземних газосховищах, є режим їх експлуатації. Тут розуміється врахування домінуючого типу пластової енергії, яка призводить пластовий флюїд в рух. Виходячи з цього, розрізняють газовий, жорсткий водонапірний та пружний водонапірний режими експлуатації ПСГ [4]. Так, у випадку газового режиму при зміні тиску об'єм газонасиченої частини пласта залишається незмінним. При жорсткому водонапірному режимі спостерігається обернена ситуація. В цьому випадку пластова вода витісняє газ без його суттєвого стиснення, а початковий пластовий тиск в часі практично не змінюється. Пружний водонапірний режим займає проміжне положення між газовим і жорстким водонапірним режимами.

Таким чином, процес запомпювання та відбору газу можна описати залежністю між приведеним пластовим тиском та відносним об'ємом газу:

$$\frac{p}{p_{\text{поч}}} \cdot \frac{z_{\text{поч}}}{z} = 1 - \alpha \cdot \frac{Q_{\text{від}}}{Q_{\text{поч}}}, \quad (1)$$

де  $p$  і  $p_{\text{поч}}$  – відповідно поточний і початковий пластовий тиск;

$z$  і  $z_{\text{поч}}$  – поточний і початковий коефіцієнт стисливості газу;

$Q_{\text{від}}$  і  $Q_{\text{поч}}$  – відповідно кількість відібраного газу і початкова кількість газу в пласті;

$\alpha$  – безрозмірний параметр, величина якого визначає режим експлуатації газосховища [4].

Співвідношення (1) при  $\alpha \approx 1$  описує режим експлуатації пласта близький до газового, при  $0 < \alpha < 1$  пружній водонапірний режим, а при  $\alpha \approx 0$  – близький до жорсткого водонапірного.

Згідно технології процес експлуатації ПСГ включає в себе чотири періоди: запомпювання газу, відбір газу та два нейтральні періоди між ними. Залежно від режиму експлуатації газосховища в період закачування у газонасиченому пористому об'ємі відбувається збільшення маси газу, що може призводити як до збільшення пластового тиску, так і до збільшення газонасиченого об'єму породи при умовно незмінному пластовому тиску. В період відбору, навпаки, відбувається зменшення маси газу, і як наслідок, зниження пластового тиску або заміщення газонасиченого об'єму.

Нейтральний період настає після закінчення етапів закачування і відбору до виходу ПСГ на пікові показники експлуатації – максимальний (в кінці періоду нагнітання) та мінімальний (в кінці періоду відбору). Нейтральний період характеризується припиненням зовнішнього впливу на пластову систему ПСГ, внаслідок чого вона прямує до стану динамічної рівноваги. Період встановлення повної динамічної рівноваги залежить від розподілу коефіцієнта проникності і градієнта пластового тиску. Розглянемо як вищеописані зміни у пластовій системі впливають на зміну густини газонасиченої породи.

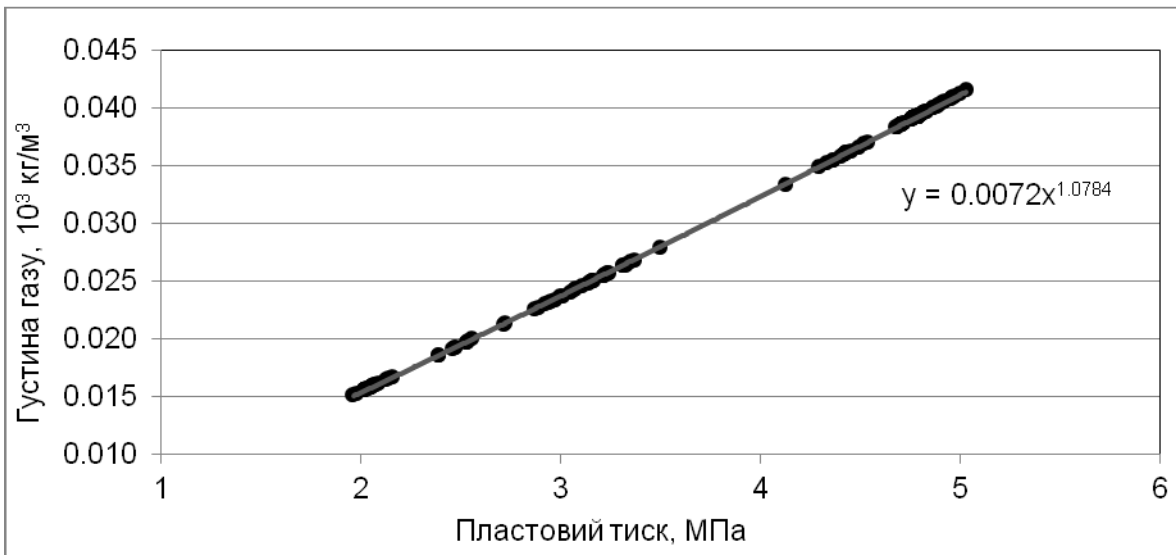
#### Зміна густини газу

У випадку чисто газового режиму експлуатації газосховища, динамічні зміни в газонасичених пластах ПСГ призводять до зміни об'ємної густини газу, і як наслідок густини газонасиченої породи. Найбільший вплив здійснює зміна густини газу внаслідок його розширення або стиснення. Густина газонасиченої породи можна розрахувати використовуючи відому петрофізичну залежність [5]:

$$\sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{ск}}(1 - K_{\text{п}}) + \sigma_{\text{г}}K_{\text{п}}, \quad (2)$$

де  $\sigma_{\text{п}}$  – густина породи,

$\sigma_{\text{ск}}$  – густина скелету породи,



**Рисунок 2 – Залежність густини газу від пластового тиску у газосховищі**  
 (Точки – результати вимірів пластового тиску у експлуатаційних свердловинах Дашавського газосховища на різних етапах його експлуатації; лінія – тренд-функція залежності густини газу від пластового тиску)

$\sigma_r$  – густина газу;

$K_n$  – коефіцієнт абсолютної пористості.

Густина газу  $\sigma_r$ , залежить від хімічного складу і пластових умов і може бути з достатньою точністю розрахована з використанням рівняння стану реального газу (узагальнене рівняння Клапейрона-Менделєєва):

$$p V = Z_r n R T, \quad (3)$$

де  $p$  – пластовий тиск, МПа;  
 $T$  – температура в пласті, К;  
 $V$  – об'єм газу, м<sup>3</sup>;  
 $Z_r = Z_r(p, T)$  – коефіцієнт стисливості газу [6];

$R$  – універсальна газова стала, Дж/моль·К;

$n$  – кількість газу, моль.

Молекулярна кількість газу  $n$  можна представити у вигляді:

$$n = \frac{m}{\mu}, \quad (4)$$

де  $m$  – маса газу,  
 $\mu$  – молярна маса газу.

Підставляючи співвідношення  $\sigma_r = \frac{m}{V}$  та (4) у (3) отримаємо для густини газу:

$$\sigma_r = \frac{p \mu}{Z_r R T}. \quad (5)$$

Розглянемо зміни густини газу для Дашавського підземного сховища газу із врахуванням його фактичного хімічного складу (табл. 1) та пластової температури 25<sup>o</sup>С (дані УМГ «Львівтрансгаз»). Для розрахунку використовувалась формула (5). Результати розрахунків показали (рис. 2) зв'язок між густиною газу та пластовим тиском є практично лінійним. Певну нелінійність вносить зміна коефіцієнту стисливості  $Z_r$  при різних значеннях тиску, що носить не-

лінійний характер, але оскільки, зміна пластового тиску в пластовій системі Дашавського ПСГ є відносно незначною і не перевищує 2,4 МПа, вплив коефіцієнту стисливості є незначним і середнє відхилення від лінійного закону складає 0,00017 г/см<sup>3</sup>, а коефіцієнт кореляції дорівнює 0,997. Отже, середня величина зміни густини газу в робочій зоні на різних етапах експлуатації Дашавського ПСГ складає 0,019 г/см<sup>3</sup>.

Використовуючи залежність (2), а також результати сейсмічної інверсії [7] в якості даних щодо розподілу коефіцієнту пористості можна розраховувати зміну густини породи для умов Дашавського газосховища. Результати розрахунків свідчать, що зміна густини породи, яка пов'язана зі зміною густини газу, досягає 0,006 г/см<sup>3</sup> (рис. 3).

**Таблиця 1 – Хімічний склад газу на Дашавському газосховищі (за даними УМГ «Львівтрансгаз») 27.06.2012**

Найменування складової газу	Вміст, %
Метан	91,308
Етан	4,341
Пропан	1,115
ізо-Бутан	0,116
н-Бутан	0,166
нео-Пентан	0,001
ізо-Пентан	0,039
н-Пентан	0,030
Гексан+вищ.	0,044
Кисень	0,003
Азот	1,268
Двоокис вуглецю	1,568

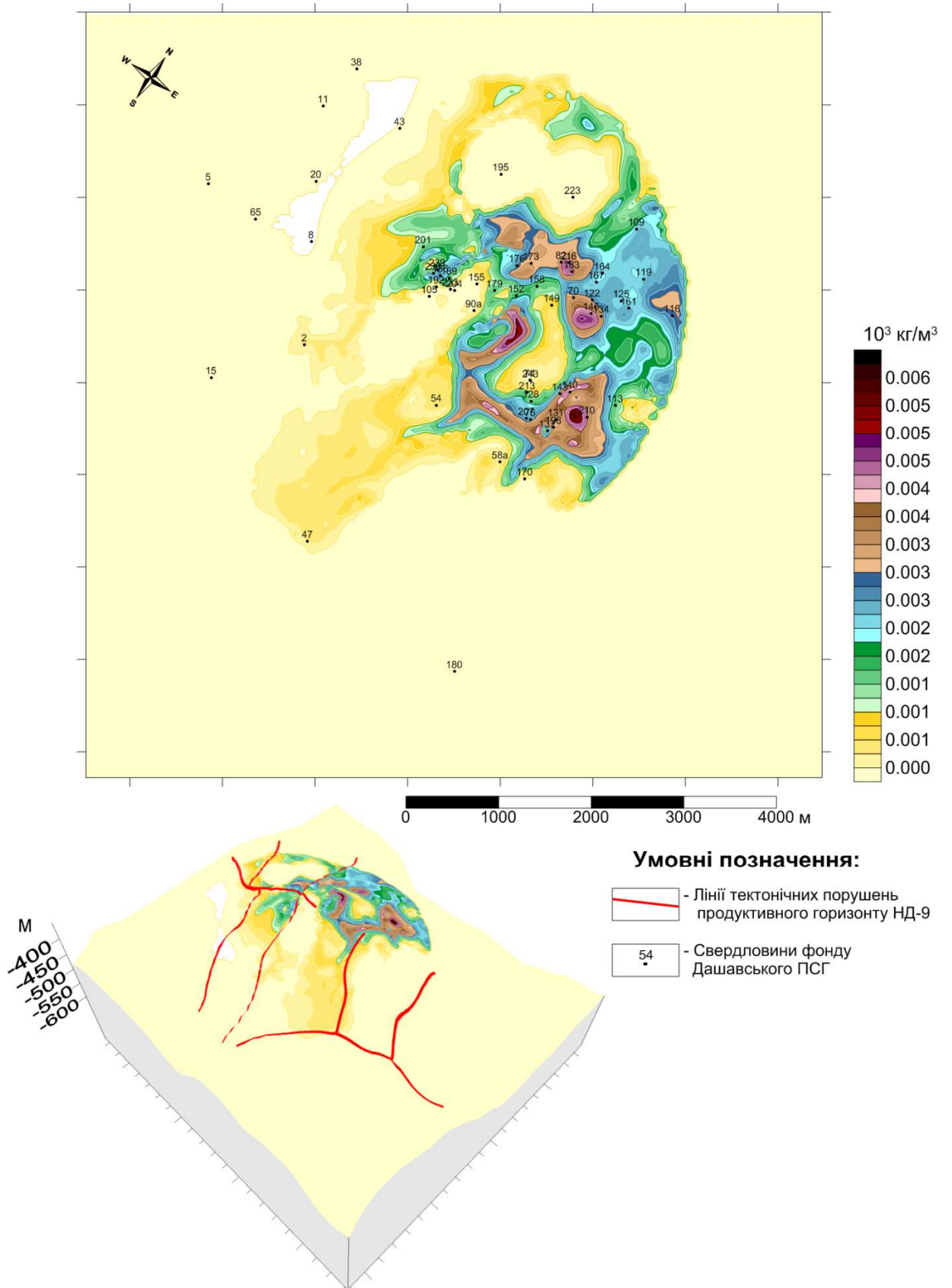


Рисунок 3 – Геогустинний зріз в товщі продуктивного горизонту НД-8 нижньодашавської світи сарматського ярусу неогену

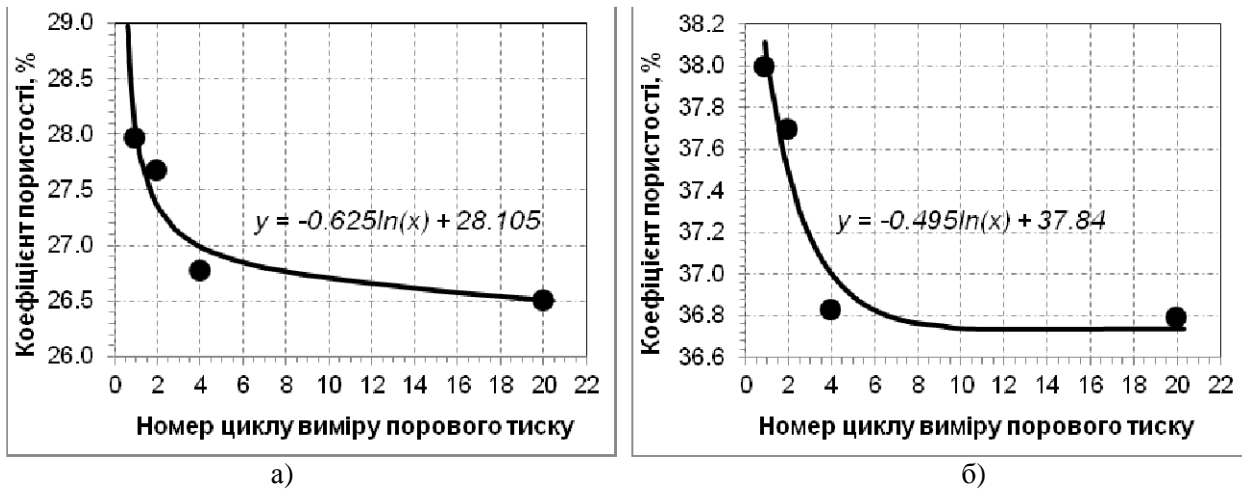


Рисунок 4 – Залежність пористості порід колекторів від кількості повних циклів експлуатації газосховищ при  $K_{p_{поч}}=29\%$  (а) і  $K_{p_{поч}}=38\%$  (б)

### Зміна коефіцієнту пористості

Відомим фактом є зміна фільтраційно-ємнісних властивостей пластової системи в зв'язку з циклічною експлуатацією газосховища. Вирішенням завдань, пов'язаних з впливом рівня зовнішнього навантаження на деформування порід і зміну їх деформаційних і ємнісно-фільтраційних властивостей, в різні роки займалися Антонов Д.А., Байдюк Б.В., Каліно М.К., Добринін В.М., Шрейнер Л.А., Калініченко І.В., Фатт І. та інші. Так, в роботах Калініченко І.В. для перевірки гіпотези про зміну пористого середовища пісковиків в підземних сховищах в процесі їх циклічної експлуатації була проведена серія експериментів в умовах максимально наближених до реальних [4]. Результати проведених досліджень свідчать, що ріст об'ємних деформацій залежить від амплітуди зміни тиску в пористому середовищі. Для різних амплітудних груп простежується певна залежність стабілізації росту об'ємних деформацій із збільшенням кількості циклів зміни порового тиску. Затухання процесу деформації настає швидше при малих значеннях амплітуди зміни тиску флюїду. При зміні пластового тиску порядку 5 МПа затухання процесу деформації настає вже після 3-6 циклів.

Порівняльний аналіз результатів лабораторних експериментів і чисельного моделювання свідчить, що максимальне зменшення пористості спостерігається із ростом амплітуди порового тиску і порядок їх величин співпадає. Для модельного взірця пісковика із початковою пористістю 42 %, амплітудою зміни порового тиску 5 МПа та кількістю циклів, що дорівнює 6 максимальна величина зміни пористості склала 0,2 % З кожним наступним циклом коефіцієнт пористості зменшується (рис. 4). Аналіз отриманих даних свідчить, що незалежно від величини початкової пористості, значне її зменшення спостерігається до 7-8 циклу. При подальшій експлуатації ємнісні параметри пласта-колектора практично не змінюються [4].

Оскільки, на Дашавському ПСГ на даний момент вже проведено 27 повних циклів нагнітання та відбору газу з залученням всього пористого об'єму, згідно технологічного проекту циклічної експлуатації Дашавського газосховища, зміну коефіцієнта пористості пластової системи можна вважати незначною і такою, що не впливає на загальну зміну геогустинних властивостей газонасичених пластів.

### Зміна водонасичення газонасичених пластів

Як відомо насиченість пористого середовища флюїдом – це відношення об'єму цього флюїду до об'єму пор в яких він міститься. В природних умовах все пористе середовище породи заповнене рідиною або газом.

$$K_g + K_b = 1, \quad (6)$$

де  $K_g$  – коефіцієнт насичення породи газом,  
 $K_b$  – коефіцієнт насичення породи водою.

Природний газ в пластових умовах завжди насичений парами води, а газонасичені породи ще й містять зв'язану, а подекуди і вільну воду. Вологість газу характеризується концентрацією води в пароподібній фазі системи газ-вода. Зазвичай, вона виражається відношенням маси парів води до одиниці маси сухого газу.

Вміст води в природному газі можна порівняти до вмісту води в повітрі. Обидва явища підпорядковуються однаковим законам фізики.

Вміст води в газі залежить від тиску  $p$  і температури  $T$ . До останнього часу вважалось, що він не залежить від складу газу і що природний газ, насичений водою, містить стільки ж води, скільки її міститься при тому ж тиску і при тій же температурі в повітрі, насиченому парами води (табл. 2) [8]. Проте за даними Бартлета, Лаулхир, Брайско, Вйбе, Гедди та інших величина вмісту води в природних газах відрізняється від її вмісту в повітрі при різних умовах. Це відхилення є незначним при низьких тисках і суттєво збільшується при збільшенні тиску.

Таблиця 2 – Вміст води (в грамах) у 1 м<sup>3</sup> повітря, насиченого парами води при різній температурі і тиску

Температура, °С	Тиск, *0.09807 МПа										
	1	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
0	4,9	0,98	0,49	0,327	0,245	0,20	0,16	0,14	0,12	0,11	0,098
5	6,8	1,36	0,68	0,453	0,34	0,27	0,23	0,20	0,17	0,15	0,136
10	9,4	1,88	0,94	0,627	0,47	0,38	0,31	0,27	0,24	0,21	0,188
15	12,9	2,58	1,29	0,86	0,65	0,52	0,43	0,37	0,32	0,29	0,258
20	17,4	3,48	1,74	1,16	0,87	0,70	0,58	0,50	0,44	0,39	0,348
25	23,1	4,62	2,31	1,54	1,16	0,92	0,77	0,66	0,58	0,51	0,462

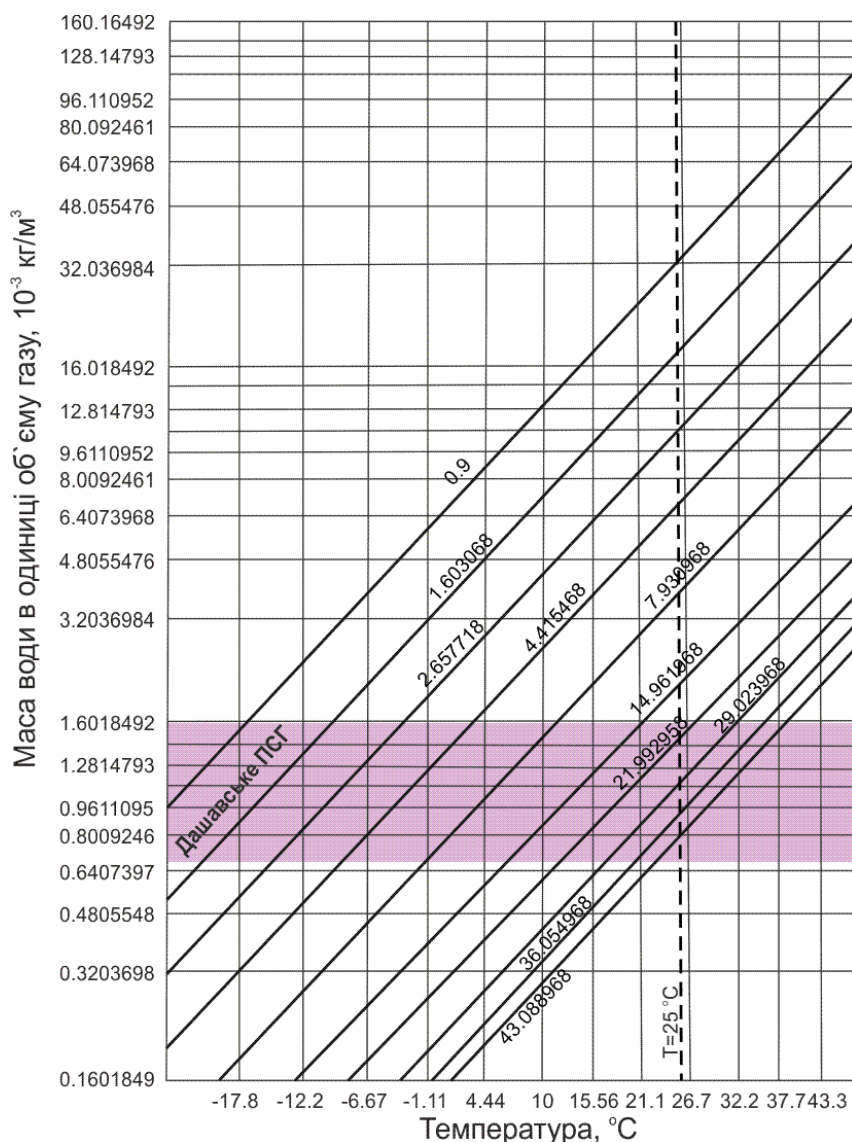


Рисунок 5 – Вміст водяного пару в природному газі (Шифр кривої – пластовий тиск, \*0.09807 МПа)

У промисловості використовують палетку [8], на якій нанесені криві вмісту води в газі за різного тиску і температури (рис. 5). Кожна крива задана для певного постійного тиску та ілюструє вплив зміни температури на максимальний вміст води в природному газі. Діапазон зміни пластового тиску в газонасичених пластах Дашавського ПСГ коливається в межах від 20 до 50 ата, пластова температура

25 °С (дані Дашавського ВУПЗГ). Відповідно максимальний вміст вологи в природному газі при таких умовах буде коливатись в діапазоні 0.65-1.6 \*10<sup>-3</sup> кг (води)/м<sup>3</sup> (газу).

Вміст води у природних вуглеводневих газах більший, ніж у повітрі, яке знаходиться у тих самих що і газ термобаричних умовах. Причому різні за складом гази в стані насичення містять різну кількість води.

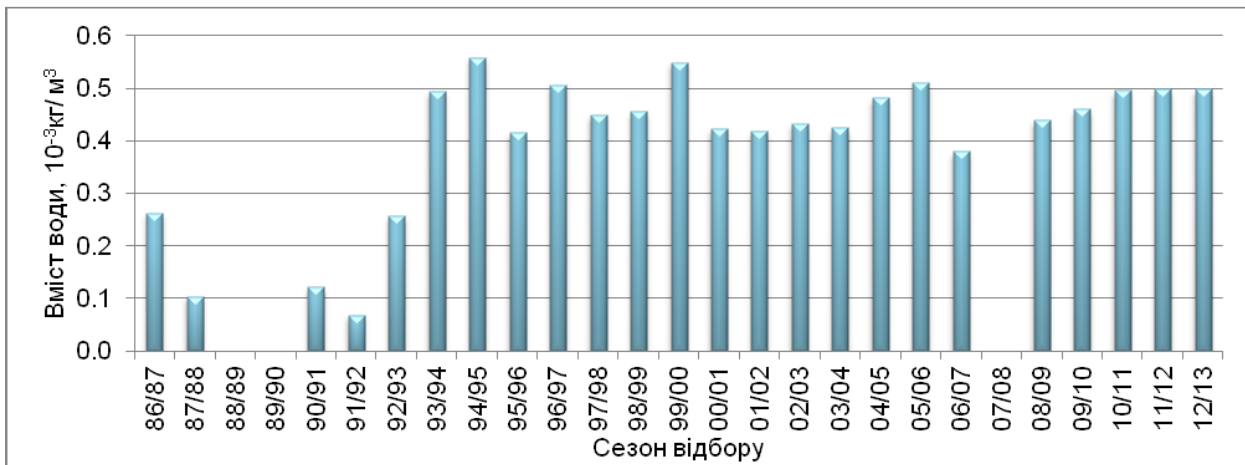


Рисунок 6 – Середній сезонний вміст води (в кілограмах) у 1 м<sup>3</sup> відібраного газу при нормальних умовах (дані Дашавського ВУПЗГ)

Присутність вуглекислого газу і сірководню у газі збільшує його вологість. Наявність азоту призводить до зменшення вологості, так як останній зменшує відхилення газової суміші від ідеального газу і менш розчинний у воді. Із збільшенням щільності (або молекулярної маси газу), за рахунок зростання кількості важких вуглеводнів, вологість газу зменшується через взаємодію молекул важких вуглеводнів з молекулами води. Наявність в пластовій воді розчинених солей також зменшує вологість газу, так як розчинені солі знижують парціальний тиск парів води.

В процесі експлуатації Дашавського газосховища разом з відібраним природним газом на поверхню виноситься вода, кількість якої фіксується і подається в сезонних звітах по роботі ПСГ. Кількість води можна представити у вигляді об'ємної кількості відібраної вологи на одиницю об'єму відібраного газу. Середній сезонний вміст води у відібраному газі наведено на рисунку 6.

Максимальна величина внеску води в загальну об'ємну густину газу Дашавського ПСГ в нормальних умовах складає  $5.6 \cdot 10^{-4}$  кг/м<sup>3</sup>. Оскільки зі збільшенням тиску зменшується вологонасиченість газу, то в термобаричних умовах Дашавського ПСГ внесок води в загальну об'ємну густину газу буде ще меншим і складатиме  $0.23 \cdot 10^{-4}$  кг/м<sup>3</sup>, що складає близько 0,12 % від загальної зміни густини газу в результаті експлуатації ПСГ. Для пластової системи Дашавського газосховища характерний чисто газовий режим експлуатації і внесок зміни водонасичення газу в загальну зміну густини породи є незначним. Тому для умов Дашавського підземного резервуару при інтерпретації результатів гравітаційного моніторингу впливом зміни водонасичення можна знехтувати.

#### Ущільнення глинистих порід, які є покришками та перемичками між газонасиченими пластами і пропластками

Загальновідомим фактом є об'ємна деформація глинистих порід покришок або глинистих

пропластків в породах колекторах внаслідок зміни напруженого стану в породах колекторах. Питання зміни коефіцієнта пористості для глинистих порід внаслідок циклічної експлуатації підземних сховищ газу присвячений один із розділів досліджень, що проводились в Російському державному університеті нафти і газу імені І.М. Губкіна [10]. Висновком із цих досліджень є відсутність істотних змін пористості в глинистих покришках та глинистих пропластках при регулярному знакозмінному короткотерміновому впливі (4-6 місяців). Тобто період часу в 4-6 місяців є недостатнім для того, щоб однозначно проявився ефект фільтрації флюїдів через малопроникну глинисту покришку, у зв'язку з чим цими ефектами можна знехтувати.

#### Висновки

Для обґрунтування можливості практичної реалізації гравітаційного моніторингу в статті проаналізовано фізико-хімічні процеси, які відбуваються в пластовій системі газосховища і які впливають на зміну густини порід пластової системи ПСГ. Результати проведених розрахунків для умов Дашавського ПСГ на сучасному етапі експлуатації показали, що можна ранжувати фізико-хімічні процеси, які відбуваються у пласті по величині їх впливу на зміну густини. Розмістивши на початку найбільш впливові чинники, отримуємо таку їх послідовність:

- 1) Зміна тиску в результаті експлуатації підземного сховища газу  $\approx 99,88\%$ ;
- 2) Зміна вологонасиченості газової суміші  $\approx 0,12\%$ ;
- 3) Зміна пористості і проникності пластової системи  $\approx 0\%$ ;
- 4) Ущільнення глинистих порід  $\approx 0\%$ .

#### Література

- 1 Звіт про науково-дослідну роботу «Технологічний проект циклічної експлуатації Дашавського ПСГ». – Харків: УКРНДІГАЗ, 1999. – 282 с.

2 Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу / Дудля М.А., Ширін Л.Н., Федоренко Е.А. - Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2012. – 388 с.

3 Гиматудинов Ш.К. Фізика нефтяного и газового пласта / Гиматудинов Ш.К. – М.: Недра, 1971. – 310 с.

4 Калиниченко И.В. Экспериментальное моделирование изменения деформационных и емкостных свойств пористых коллекторов в связи с эксплуатацией подземных хранилищ газа: автореф. дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2009.

5 Дортман Н.Б. Петрофизика справочник в трех книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые / Дортман Н.Б. – М.: Недра, 1992. – С. 36-39.

6 Білецький В.С. Мала гірнича енциклопедія: У 3-х т. / Білецький В.С. – Донецьк: Донбас, 2004. – С. 42-43.

7 Звіт зі створення постійно діючої геолого-технологічної моделі Дашавського ПСГ за результатами проведення детальної високороздільної 3Д сейсмозв'язки та переінтерпретації даних свердловин в сучасних програмних комплексах. – К.: ДГП "Укргеофізика", 2011. – 105 с.

8 Стрижов И.Н. Добыча газа / Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. – Москва-Ижевск, 2003. – С. 115-117.

9 Бахмат Г.В. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Бахмат Г.В., Васильев Г.Г. – М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 315 с.

10 Давыдова О.П. Методика оценки изменения напряженного состояния пород в процессе разработки / Давыдова О.П., Городнов А.В. – М., 2011.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*05.08.14*

*Рекомендована до друку*

*професором **Масвським Б.И.***

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*

*професором **Довбнічем М.М.***

*(Національний гірничий університет,  
м. Дніпропетровськ)*

## ПОБУДОВА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ КОМПЕНСАТОРА ВЕРТИКАЛЬНИХ ПЕРЕМІЩЕНЬ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПІДКРОНБЛОЧНОГО ТИПУ

О.О. Слабий

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727131,  
e-mail: burewisnyk@gmail.com

*Буріння свердловин в умовах надглибокого моря має низку особливостей в порівнянні із аналогічним процесом на суші, основною із яких є неможливість забезпечення стаціонарного положення бурової установки над свердловиною внаслідок її хитавиці. Для нівелювання цього фактору на сучасних бурових установках використовують компенсатор вертикального переміщення бурильної колони, що працює за принципом забезпечення сталого зусилля на крюку. Вивчення режимів роботи компенсатора і його впливу на динаміку роботи бурильної колони є важливим для розуміння процесів, що проходять в системі при поглибленні свердловини в умовах надглибокого моря.*

*В даній роботі описано створену чисельну модель компенсатора вертикальних переміщень бурильної колони підкронблочного типу в середовищі мультифізичного моделювання, що враховує особливості роботи гідропневматичної системи, механізму компенсації довжини талевого канату і талевої системи. На основі проведеного чисельного експерименту зроблено висновки щодо точності компенсації вертикального переміщення бурильної колони і характеру роботи компенсатора.*

Ключові слова: компенсатор вертикальних переміщень бурильної колони підкронблочного типу, динаміка, математична модель, Modelica, числовий експеримент.

*Бурение скважин в условиях сверхглубокого моря имеет ряд особенностей по сравнению с аналогичным процессом на суше, основной из которых является невозможность обеспечения стационарного положения буровой установки над скважиной вследствие ее качки. Для нивелирования этого фактора на современных буровых установках используют компенсатор вертикального перемещения бурильной колонны, работающей по принципу обеспечения постоянного усилия на крюке. Изучение режимов работы которого, а также его влияние на динамику бурильной колонны является важным для понимания процессов проходящих в системе при углублении скважины.*

*В данной работе описано созданную численную модель компенсатора вертикальных перемещений бурильной колонны подкронблочного типа в среде мультифизического моделирования, учитывающий особенности работы гидропневматической системы, механизма компенсации длины талевого каната и талевого системы. На основе проведенного численного эксперимента сделаны выводы по точности компенсации компенсатора вертикального перемещения бурильной колонны и характер его работы в частотные области.*

Ключевые слова: компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны подкронблочного типа, динамика, математическая модель, Modelica, численный эксперимент.

*Drilling in extremely deep-sea environment has a number of peculiarities compared to the same on-shore process. The main peculiarity of these is the impossibility to provide stationary position of a rig above a well due to its heaving. To level this factor, the drill string heave compensator that works by the principle of providing stable hook load, is used on modern drilling rigs. Study of the compensator operating modes and its influence on the drill string dynamics is important for understanding of the processes that take place in the system when deepening the well in the ultra-deep sea conditions.*

*The developed numerical model of the drill string crown mounted heave compensator in multiphysics modeling environment, which takes into account the peculiarities of the hydro-pneumatic system, compensation actuator of length of the drill line and traveling system, is described in the article. Conclusions concerning accuracy of the drill string heave compensation and nature of the compensator operation were made on the basis of the conducted numerical experiment.*

Keywords: drill string crown mounted heave compensator, dynamics, mathematical model, Modelica, numerical experiment.

### Вступ

На сьогодні у зв'язку із виснаженням родовищ на суші та їхньої віддаленості від споживачів триває інтенсифікація видобутку вуглеводнів із дна морів і океанів. З кожним роком у світі збільшується кількість бурових суден, здатних бурити в умовах надглибокого моря і, як наслідок, зростає число розроблюваних глибоководних родовищ. Процес буріння свердловин в умовах надглибокого моря відрізняється від буріння на суші низкою факторів, одним із яких є неможливість забезпечення стаціонарно-

го положення бурової установки над гирлом свердловини внаслідок її хитавиці. Для нівелювання негативного впливу даного фактору на бурильну колону при поглибленні свердловини використовують компенсатор вертикальних переміщень бурильної колони (КВПБК) або нетрадиційні конструкції бурових веж, що працюють за принципом забезпечення сталого зусилля на гаку. На сьогоднішній день в бурінні використовують два типи КВПБК – КВПБК лінійного типу і КВПБК підкронблочного типу (КВПБКПКТ). КВПБК лінійного типу розташовується між талевим блоком і бурильною коло-

## Досліджувана система

ною, що накладає додаткові вимоги до його масо-габаритних показників і відповідно створює обмеження в максимальній можливості зусилля на гаку. Тому його, зазвичай, використовують для буріння розвідувальних і невеликих свердловин, а буріння промислових свердловин в умовах надглибокого моря ведуть в основному за допомогою КВПБКПКТ.

Принцип роботи КВПБКПКТ полягає в забезпеченні сталого зусилля на осі кронблоку, для чого, зазвичай, використовують систему із двох гідроциліндрів, з'єднаних між собою коромислом. Стале зусилля на штоку гідроциліндра забезпечується використанням гідропневматичного акумулятора, приєднаного до газового резервуару. Однак, через обмежений об'єм резервуару і наявність в системі сил тертя на практиці неможливо забезпечити постійне зусилля, тому в процесі роботи з боку КВПБКПКТ на бурильну колону діє змінне зусилля, що впливає на динаміку її роботи. Вивчення характеру роботи КВПБК дасть змогу краще розуміти його вплив на процеси, що проходять в бурильній колоні при поглибленні свердловини.

Існуючі підходи щодо представлення КВПБК в моделях бурових систем значно різняться за своєю точністю і кількістю факторів, які враховуються. Так, в найпростіших моделях КВПБК представляється у вигляді пневматичного циліндра, що приєднаний до газового резервуару і моделюється за допомогою еквівалентного пружно-демпферного тіла із зрівноваженою масою [8, 9, 11] або пневматичною пружиною, стиснення газу в якій описується політропним процесом [10]. Такий підхід дає змогу отримати нескладні математичні викладки, що легко піддаються аналізу. Складніші аналітичні моделі, окрім цього, враховують втрату тиску в пневмопроводах [12], динаміку роботи талевої системи і сили тертя в пневматичному циліндрі, які описують моделлю тертя Кулона [5, 6] або комплексною моделлю з урахуванням тертя Кулона, в'язкого тертя і ефекту Срібека [4]. Подальше уточнення аналітичних моделей КВПБК призводить до ускладнення математичних викладок, тому для таких досліджень, зазвичай, використовують чисельні моделі КВПБК, побудовані в системах гібридного моделювання, де із наявних в бібліотеках моделювання математичних моделей гідралічних, пневматичних, механічних і електронних елементів будується модель КВПБК. За таким підходом проводиться моделювання роботи КВПБК в роботах [2, 3, 7]. Хоча в даних моделях враховується особливість роботи гідропневматичної системи КВПБК, наявність в системі сил тертя і робота «активної» системи компенсації, однак нехтування механічною складовою КВПБК і наявність різноманітних конструкцій КВПБК призводить до того, що на даний час питання дослідження роботи КВПБК є ще недостатньо вивченим. Тому розробка нових і уточнення існуючих моделей КВПБК дасть змогу краще зрозуміти їхній вплив на процеси, що проходять в бурильній колоні під час поглиблення свердловини.

За досліджуваний об'єкт вибрано КВПБКПКТ із М-подібним важільним механізмом компенсації довжини талевого канату розрахункову схему якого подано на рисунку 1. КВПБКПКТ розташовується на вершині бурової вежі і працює за принципом забезпечення сталого зусилля на крон-блоці шляхом утримання його гідравлічними циліндрами на вертикальних напрямних. Корпус КВПБКПКТ 6, що кріпиться на вершині бурової вежі, приймається абсолютно твердим тілом. До нього закріплено два гідроциліндри 4, які через коромисло 2 утримують кронблок 3. Для забезпечення сталого зусилля використовується гідропневматична система, що складається із двох гідропневматичних акумуляторів поршневого типу 5 і газового резервуару високого тиску 9. Для уникнення пригорання ущільнення поршнів гідроциліндрів в процесі роботи їхня неробоча камера заповнюється інертним газом, який зберігається в газових резервуарах низького тиску 8. Кронблок 3, в обоймі якого розміщено сім шківів, за допомогою талевого канату утримує талевий блок 7. Для зменшення спрацювання тросу використовується важільно-коливаний М-подібний механізм компенсації зміни довжини талевого канату (далі компенсатор зношення канату) 1.

Математична модель КВПБК будується на основі принципу д'Аламбера відносно осі кронблоку і записується наступним чином:

$$\overline{Q}_1 + \overline{Q}_2 + \overline{Q}_3 + m_{cb} \overline{g} + m_{cb} \frac{d^2 \overline{s}_s}{dt^2} = 0, \quad (1)$$

де  $\overline{Q}_1$  – сила, що діє з боку коромисла 2;

$\overline{Q}_2$  – сила, що діє з боку компенсатора зношення канату;

$\overline{Q}_3$  – зусилля, що діє на вісь з боку обойми шківів кронблоку;

$m_{cb}$  – маса корпусу кронблоку;

$\overline{g}$  – пришвидшення вільного падіння;

$\overline{s}_s$  – переміщення осі кронблоку.

Виходячи із рівняння (1) для визначення зусиль, що діють на вісь кронблоку, проводимо декомпозицію КВПБКПКТ на три частини – систему утримання кронблоку (рис. 1в), компенсатор зношення канату (рис. 2) і систему кронблок-талевий блок (рис. 1б).

### Математична модель системи утримання кронблоку

Система утримання кронблоку (рис. 1в) складається із двох гідравлічних приводів **I** і **II**, коромисла і газового резервуару високого тиску. Гідравлічний привід складається із гідроциліндра, що характеризується робочим діаметром штоку  $D_h$ , масою поршня із врахуванням маси штоку  $m_{ph}$  і товщиною поршня  $l_{ph}$ , газового резервуару низького тиску об'ємом  $V_1$  і гідро-

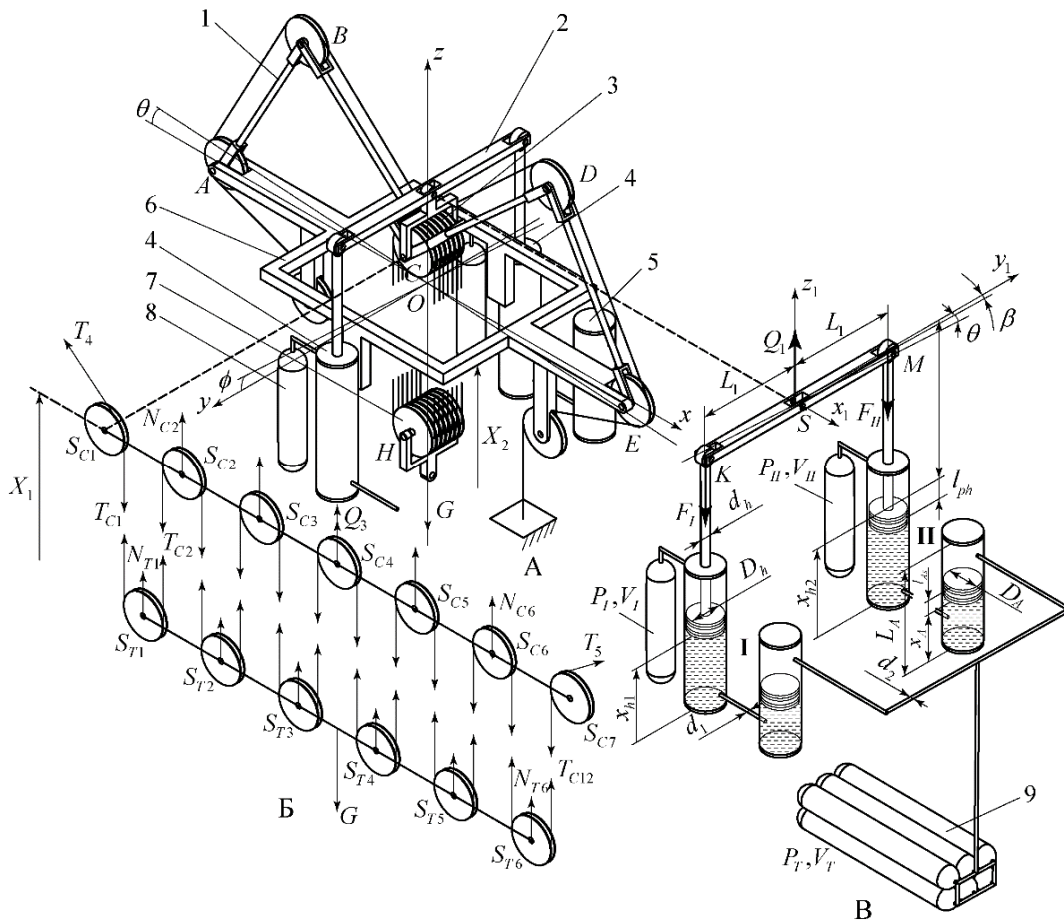


Рисунок 1 – Розрахункова схема КВПБКПКТ

пневматичного акумулятора, що характеризується робочим діаметром  $D_A$ , масою поршня  $m_{pA}$  і товщиною поршня  $l_{pA}$ . Гідропневматичні акумулятори приєднані до газового резервуару високого тиску об'ємом  $V_T$ . Положення поршнів гідрравлічних циліндрів в певний момент часу визначається координатами  $x_{h1}$  і  $x_{h2}$ , а акумулятора –  $x_{A1}$  і  $x_{A2}$ . Коромисло, що поєднує штоки гідроциліндрів і крон-блок приймається абсолютно твердим вагомим тілом довжини  $L_1$ . В процесі роботи на коромисло діють зусилля  $F_I$  і  $F_{II}$ , що розвивають гідроциліндри і зусилля з боку кронблоку  $Q_1$ . Положення коромисла в певний момент часу описується координатою точки  $S$  і двома кутами  $\varphi$  і  $\beta$ , де  $\varphi$  – це кильова хитавиця ПБУ,  $\beta$  – кут, що виникає внаслідок несинхронної роботи гідроциліндрів і визначається за формулою:

$$\beta = \arcsin\left(\frac{x_{h2} - x_{h1}}{2L_1}\right). \quad (2)$$

У зв'язку із особливостями роботи на коромисло накладено обмеження на величину зміни кута  $\beta \pm 3^\circ$ . Використовуючи метод кінетостатики, будемо рівняння рівноваги коромисла, із яких визначають залежності між силами  $F_I$ ,  $F_{II}$ ,  $Q$ :

$$\begin{aligned} -0.5F_I L_1 \cos \beta - J\varepsilon + 0.5F_{II} L_1 \cos \beta - M &= 0; \\ 0.5F_C L_1 \cos(\beta + \varphi) - 0.5m \left( g + \frac{d^2 S_S}{dt^2} \right) L_1 - \\ - J\varepsilon + F_{II} L_1 \cos \beta - M &= 0; \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \varepsilon = 0, & |\beta| \geq 3^\circ; \\ M = 0, & |\beta| < 3^\circ; \end{cases}$$

$$\varepsilon = \frac{d^2 \beta}{dt^2}, \quad J = \frac{ml^2}{12}, \quad S_S = \frac{S_K + S_M}{2},$$

де  $S_i$  – переміщення  $i$ -го шарніру;  
 $L_1$  – довжина коромисла;  
 $g$  – пришвидшення вільного падіння;  
 $J$  – момент інерції коромисла;  
 $\varepsilon$  – кутове пришвидження коромисла.

Для визначення величини зусилля, що діє з боку штоку гідроциліндра, будемо його математичну модель, яка подаємо системою диференціальних рівнянь, що враховують сили тиску, тертя, ваги, інерції і зовнішні навантаження, які діють на поршень із врахуванням стискуваності робочої рідини і політропного процесу, що проходить в камері, заповненій газом. Дана система записується наступним чином:

$$\begin{aligned}
 & P_{h1}A_{h1} - P_{h2}A_{h2} - m_{hp}g - m_{hp} \frac{d^2x_h}{dt^2} - \\
 & - F_H - F_{hf_p} - F_{hf} = 0; \\
 & \frac{dP_{h1}}{dt} = \frac{\beta_{eff}}{V_{h1}} \left( \frac{dm_{h1}}{dt} \frac{1}{\rho_o} - \frac{dx_h}{dt} A_{h1} \right); \\
 & P_{h2}V_{h2} = m_{h2}R_gT_{h2}; \\
 & m_{h2} \frac{dT_{h2}}{dt} + T_{h2} \frac{dm_{h2}}{dt} = \gamma_g T_{gas} \frac{dm_{h2}}{dt} - \\
 & \frac{d(L_h - x_h)}{dt} \frac{A_{h2}}{c_{vg}} - \frac{\alpha_g A_{Th2} (T_{h2} - T_{out})}{c_{vg}}; \\
 & A_{h1} = \frac{\pi D_h^2}{4}, \quad A_{h2} = \frac{\pi (D_h - d_h)^2}{4},
 \end{aligned} \tag{4}$$

де  $P_{h1}, P_{h2}$  – тиски в гідравлічній і пневматичній камері, відповідно;

$A_{h1}, A_{h2}$  – площі робочої поверхні поршня гідравлічної і пневматичної камер, відповідно;

$m_{hp}$  – маса поршня;

$x_h$  – координата положення поршня в момент часу  $t$ ;

$F_H$  – зовнішнє зусилля, що діє на шток гідроциліндра (не враховується в моделі акумулятора);

$V_{h1}, V_{h2}$  – ефективний об'єм гідравлічної і пневматичної камер;

$m_{h1}, m_{h2}$  – маса робочої речовини в гідравлічній і пневматичній камерах;

$\gamma_g$  – показник політропи;

$\beta_{eff}$  – ефективний модуль об'ємної пружності робочої рідини;

$\rho_o$  – густина робочої рідини;

$R_g$  – газова стала;

$T_{h2}$  – температура робочого газу в камері;

$T_{gas}$  – температура вхідного/вихідного потоку газу;

$c_{vg}$  – питома теплоємність робочого газу при сталому об'ємі;

$a_g$  – коефіцієнт теплопровідності;

$A_{Th2}$  – площа передачі тепла;

$T_{out}$  – температура навколишнього середовища;

$F_{hf_p}$  – сила тертя, викликана різницею тиску в камерах гідроциліндра, що визначається за формулою:

$$F_{hf_p} = k_p (P_{h1} - P_{h2}) \operatorname{sgn} \left( \frac{dx_h}{dt} \right), \tag{5}$$

де  $k_p$  – коефіцієнт тертя;

$F_{hf}$  – сила тертя, що визначається за формулою:

$$F_{hf} = \left( F_{col} + F_{st} e^{-f_{st} \left| \frac{dx_h}{dt} \right|} \right) \operatorname{sgn} \left( \frac{dx_h}{dt} \right) + d_f \frac{dx_h}{dt}, \tag{6}$$

де  $F_{col}$  – сила тертя Кулона;

$F_{st}$  – сила тертя Стрібека;

$f_{st}$  – коефіцієнт згасання ефекту Стрібека;

$d_f$  – коефіцієнт в'язкого тертя.

Модель гідропневматичного акумулятора аналогічна моделі гідроциліндра з урахуванням того, що  $F_H = 0$ . Втрати тиску в гідравлічних трубопроводах описуються залежно від характеру потоку законами Пуазейля або Блазіуса, а втрати тиску в пневматичних трубопроводах згідно ISO 6358. Процес, що проходить в газовой резервуарі, описується рівнянням Клапейрона-Менделєєва.

### Математична модель талевої системи

Система кронблок-талевий блок, розрахункова схема якої подана на рисунку 1б, складається із кронблока в обоймі якого розміщено 7 шківів  $S_{C1..7}$ , талевого блоку, що складається із 6 шківів  $S_{T1..6}$  і талевого тросу, який огинає шків, натяг кожної струни якого рівний  $T_{Ci}$ , де  $i$  порядковий номер струни. Шківів  $S_{C1}$  і  $S_{C7}$  розглядаються при моделюванні компенсатора зношення канату, тому при побудові моделі ними нехтуємо.

З боку системи на вісь кронблока діє зусилля  $Q_3$ , величину якого можна визначити за формулою:

$$Q_3 = \sum_{i=2}^6 N_{Ci}, \tag{7}$$

де  $N_{Ci}$  – реакція на вісь  $S_{Ci}$ -го шківа. Аналогічно знаходиться величина зусилля  $G$ , що діє на крюку талевого блоку. Для визначення величини реакції на вісь проводимо побудову математичної моделі шківа, що характеризується діаметром  $D_s$ , масою  $m_s$ , моментом інерції  $J_s$  і моментом тертя в підшипниках  $M_f^s$ . В процесі роботи шків здійснює плоскопаралельний рух. Застосовуючи метод кінетостатики, отримуємо наступну систему рівнянь:

для поступального руху:

$$\vec{T}_1 + \vec{T}_2 + \vec{N} + m_s \vec{g} + m_s \vec{a}_s = 0; \tag{8}$$

для обертового руху:

$$T_2 \frac{D_s}{2} - T_1 \frac{D_s}{2} - M_f^s \operatorname{sgn}(\omega) - J_s \varepsilon_s = 0;$$

$$\varepsilon_s = \frac{d}{dt} \left( \frac{2 \frac{dl}{dt}}{D_s} \right), \tag{9}$$

де  $T_1$  і  $T_2$  – натяги струн талевого тросу, що огинає шків;

$N$  – реакція з боку шківа на вісь;

$a_s$  – пришвидшення руху центру ваги шківа;  
 $\varepsilon_s$  – кутове пришвидшення обертання шківа;  
 $\omega$  – кутова швидкість обертання шківа;  
 $\frac{dl}{dt}$  – довжина тросу, що переміщується

через точку за одиницю часу.

Струна тросу приймається невагомим стрижнем із розподіленими параметрами по довжині, довжина якого є відомою. Її математична модель є наступною:

$$\begin{aligned} L &= l + \varepsilon_l; \\ \frac{dl}{dt} &= \frac{dl_1}{dt} - \frac{dl_2}{dt}; \\ \frac{T}{A \cdot k_s} &= E \frac{\varepsilon_l}{l} + \eta \frac{d\left(\frac{\varepsilon_l}{l}\right)}{dt}, \end{aligned} \quad (10)$$

де  $L$  – загальна довжина ділянки;  
 $l$  – довжина тросу в недеформованому стані на ділянці;

$\varepsilon_l$  – деформація тросу;  
 $T$  – зусилля натягу тросу;  
 $A$  – площа поперечного перерізу тросу;  
 $k_s$  – коефіцієнт заповнення поперечного перерізу тросу матеріалом;

$E$  – модуль Юнга матеріалу тросу;  
 $\eta$  – коефіцієнт в'язкості;  
 $\frac{dl_i}{dt}$  – довжина тросу в недеформованому стані, що проходить через точку  $i$  за одиницю часу.

### Математична модель компенсатора зношення канату

Компенсатор зношення канату призначений для запобігання передчасному спрацюванню талевого канату внаслідок зміни відстані між кронблоком і палубою під час роботи КВПБК. Конструкція компенсатора зношення канату являє собою чотириланковий шарнірно-важільний механізм, на кінцях важелів якого кріпляться шківи, які огинає талевий трос. Під час роботи відбувається переміщення важелів механізму, однак відстань між шківом зберігається сталою, внаслідок чого довжина талевого тросу між палубою і кронблоком є незмінною. З боку компенсатора на кронблок діє змінне зусилля  $Q_2$  для визначення якого будемо розрахункову схему подану, на рисунку 2. Важелі механізму компенсації моделюються абсолютно твердими важкими тілами, що характеризуються масами  $m_{11}$  і  $m_{12}$ , і довжинами  $L_1^*$  і  $L_2^*$  відповідно.

В певний момент часу положення механізму компенсації в просторі можна охарактеризувати наступними величинами:  $\theta$  – бортовою хитавицею,  $X_1$  – переміщенням корпусу КВПБКПКТ,  $X_2$  – переміщенням кронблоку. Для зручності обрахунків положення важелів

механізму компенсації в певний момент часу описуємо кутами  $\alpha, \gamma, \delta$ , що визначають за наступними формулами:

$$\begin{aligned} \sqrt{L_2^{*2} - (L_1^* \sin \alpha - S_C)^2} + L_1^* \cos \alpha &= \frac{L_3^*}{2}; \\ \gamma &= \frac{\pi}{2} - \alpha + \arccos \left( \frac{L_1^* \sin \alpha - S_C}{L_2^*} \right); \\ \delta &= \arcsin \left( \frac{L_1^* \sin \alpha - S_C}{L_2^*} \right); \\ S_C &= X_2 - X_1. \end{aligned} \quad (11)$$

Для визначення зусилля  $Q_2$  проведено декомпозицію важільного механізму (Рис 2б,в), виходячи із чого зусилля  $Q_2$  рівне:

$$Q_2 = \text{proj}_{y_1} (\vec{N}_4 + \vec{R}_4 + \vec{N}_5 + \vec{R}_5), \quad (12)$$

де  $N_4, N_5, R_4, R_5$  – реакції в'язей.

Визначення величини реакцій  $N_4, R_4$  проводиться шляхом застосування методу кінестатики до важільного механізму. В результаті отримується наступна система рівнянь:

$$\begin{aligned} -(m_{11}g + m_{11}a_{x_1}) \frac{L_1^*}{2} \cos(\alpha + \theta) - \\ -(m_s g + m_s a_{x_1}) L_1^* \cos(\alpha + \theta) - \\ -(N_3 + T_4) L_1^* \sin \gamma - M_{\phi_1} = 0; \\ -(m_{12}g + m_{12}a_{x_2}) \frac{L_2^*}{2} \cos(\delta - \theta) - \\ -(m_s g + m_s a_{x_2} + T_{C1}) L_2^* \cos(\delta - \theta) - \\ -R_4 L_2^* - M_{\phi_2} = 0; \\ -N_3 - N_4 - T_4 + (m_{12}g + m_{12}a_{x_2}) \sin(\delta - \theta) + \\ + (m_s g + m_s a_{x_2} + T_{C1}) \sin(\delta - \theta) = 0, \end{aligned} \quad (13)$$

де  $T_{C1}$  – натяг першої струни між кронблоком і талевим блоком;

$a_{x_1}, a_{x_2}$  – пришвидшення основи КВПБКПКТ і кронблоку відповідно;

$\theta$  – бортова хитавиця;

$M_{\phi_1}, M_{\phi_2}$  – моменти інерції першого важеля і шківом і другого важеля відповідно. Сили натягу тросів визначаються із побудови моделей шківів і струн тросу згідно з (9) і (10).

Зусилля  $N_5, R_5$  визначаються аналогічно. В результаті сила  $Q_2$  є рівна:

$$\begin{aligned} N_4 \sin(\delta - \theta) + N_5 \sin(\delta + \theta) - \\ -R_4 \cos(\delta + \theta) - R_5 \cos(\delta - \theta) = Q_2. \end{aligned} \quad (14)$$

### Граничні і початкові умови

Для опису з'єднання окремих елементів системи між собою використовують наступні граничні умови:

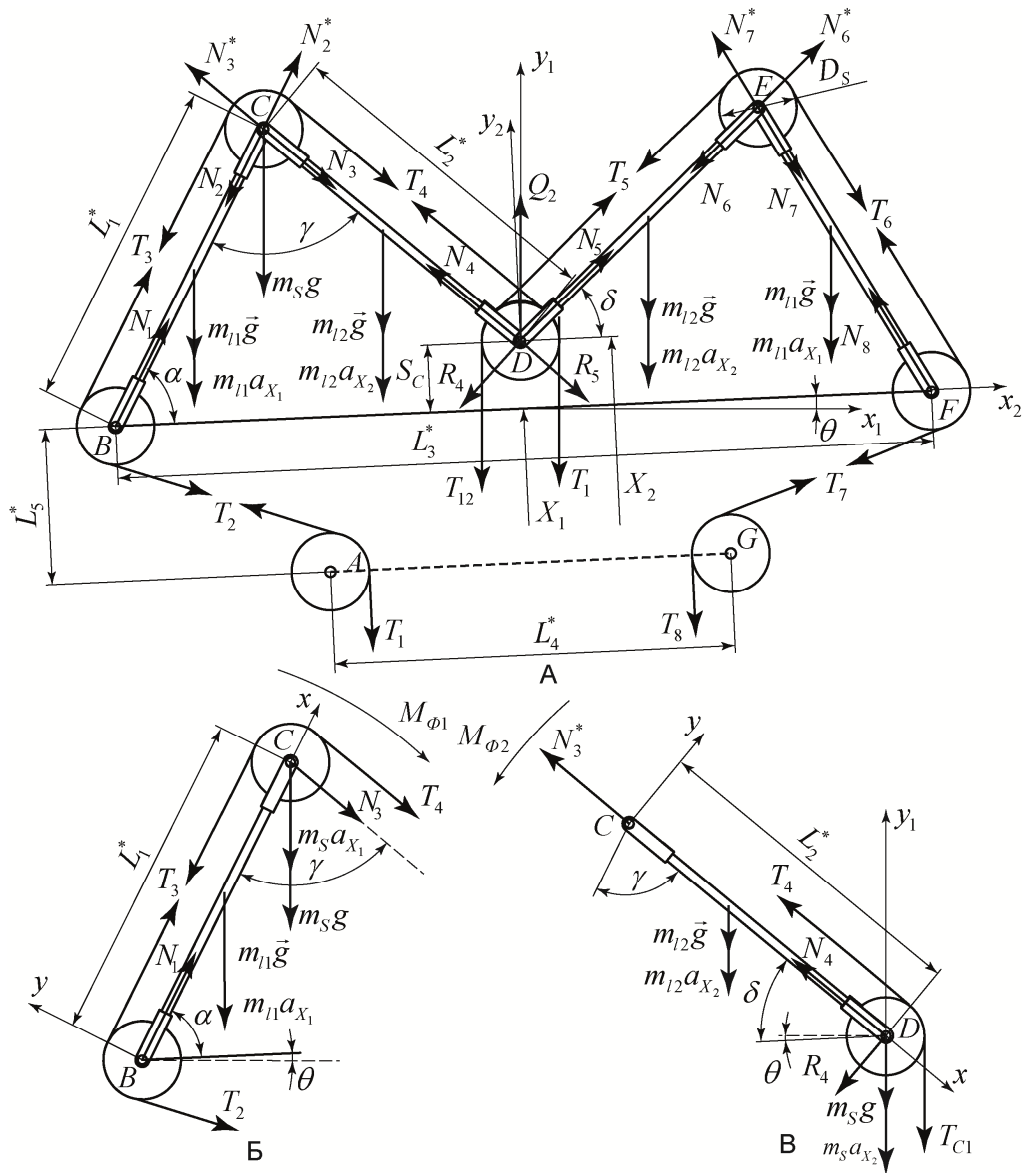


Рисунок 2 – Розрахункова схема компенсатора зношення канату

при поєднанні елементів одновимірної механіки:

$$s_1 = s_2 = \dots = s_n; \quad (15)$$

$$F_1 + F_2 + \dots + F_n = 0,$$

де  $s_i$  – координата  $i$ -го елемента в точці з'єднання  $F_i$  – зусилля, що діє з боку  $i$ -го елемента в з'єднанні;

$n$  – кількість елементів в з'єднанні;  
при поєднанні елементів талевої системи:

$$\frac{dl_A}{dt} = \frac{dl_B}{dt}; \quad (16)$$

$$T_A + T_B = 0,$$

де  $\frac{dl}{dt}$  – довжина нездеформованого талевого тросу, що проходить через точку з'єднання з одиницею часу;

$T$  – натяг талевого тросу в точці з'єднання.

при поєднанні гідравлічних (пневматичних) елементів між собою

$$\frac{dm_1}{dt} + \frac{dm_2}{dt} + \dots + \frac{dm_n}{dt} = 0; \quad (17)$$

$$P_1 = P_2 = \dots = P_n,$$

де  $\frac{dm}{dt}$  – масова витрата речовини через елемент з'єднання;

$P$  – тиск в точці з'єднання.

Початкові умови системи розраховуються із умови, що є відоме статичне навантаження на крюку талевого блоку  $G$ . Виходячи із цього, початковий натяг канату є рівним:

$$T^i = \frac{n_T m_S g + m_T g + G}{n_w}, \quad (18)$$

де  $n_T$  – кількість шківів в обоймі талевого блоку (приймаємо 6);

$m_T$  – маса корпусу талевого блоку;

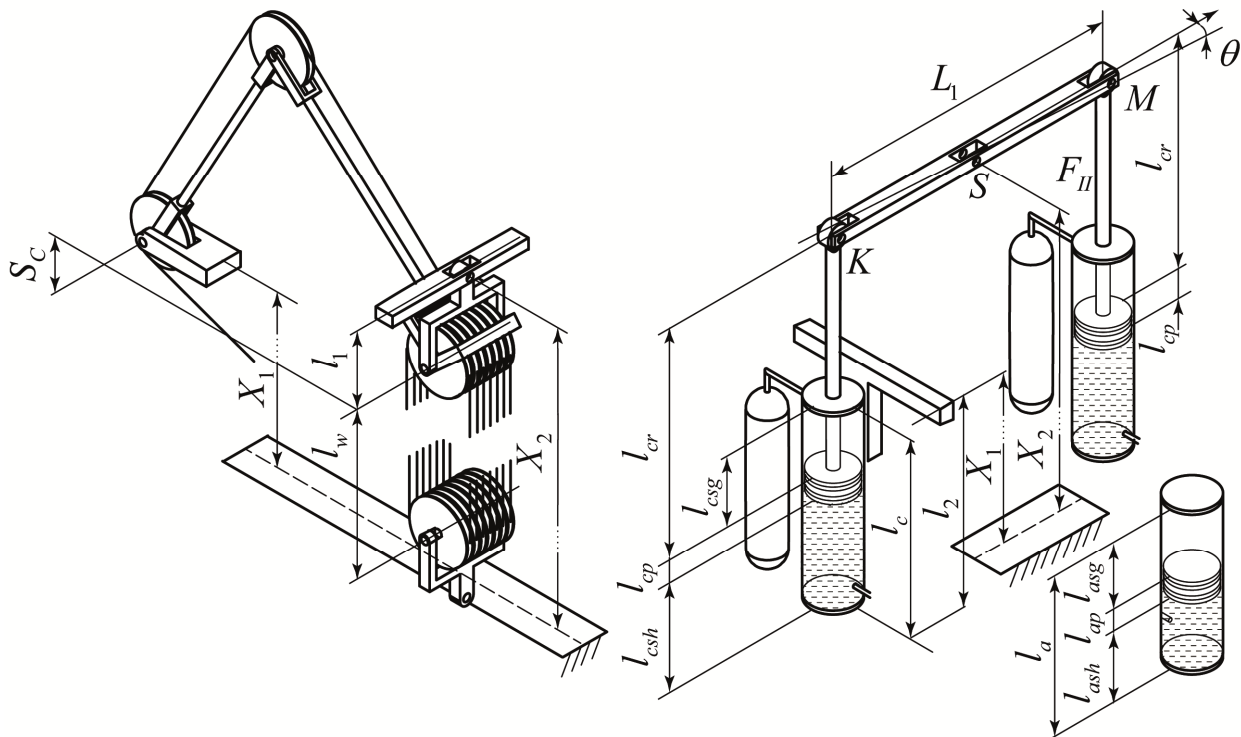


Рисунок 3 – Розмірні ланцюги КВПБКПКТ

$n_w$  – кількість струн талевого тросу між кронблоком і талевим блоком (приймаємо 12).

Початковий тиск робочої рідини в гідросистемі визначається за наступною формулою:

$$P_h^i = \frac{1}{2A_h} \{ (n_T + (n_c - 2))m_s g + (m_T + m_c)g + Q_2^i + 2m_{np}g + m_l g + 2P_{hg}^i A_{h2} + G \}, \quad (19)$$

де  $n_c$  – кількість шківів в обоймі кронблоку;

$m_c$  – маса корпусу кронблоку;

$Q_2^i$  – початкове зусилля, що діє з боку компенсатора зношення канату;

$P_{hg}^i$  – початковий тиск в камері, заповненій азотом;

$m_l$  – маса коромисла.

Початковий тиск в пневматичній системі високого тиску:

$$P_T^i = \frac{P_h^i A_a - m_{ah} g}{A_a}, \quad (20)$$

де  $A_a$  – площа робочої поверхні поршня гідропневматичного акумулятора;

$m_{ah}$  – маса поршня акумулятора.

Враховуючи розмірні залежності КВПБКПКТ, які показано на рис. 3, визначаємо початкове положення поршнів гідроциліндра і акумулятора, і початкове положення компенсатора зношення канату. Приймаємо, координати  $X_1$  і  $X_2$  відомі, і в початковий момент часу  $\beta = 0^\circ$  положення поршня гідроциліндра визначається за формулою:

$$l_{csh} = X_2 - X_1 + l_2 - l_{cr} - l_{cp}, \quad (21)$$

де  $l_2$  – величина зміщення дна гідроциліндра відносно основи КВПБКПКТ;

$l_{cr}$  – довжина штоку гідроциліндра;

$l_{cp}$  – товщина поршня гідроциліндра.

Положення поршня акумулятора визначається за наступною формулою:

$$l_{ash} = (0.5l_c - l_{csh}) \frac{A_{ch}}{A_a} + 0.5l_a, \quad (22)$$

де  $A_{ch}$  – робоча площа поршня гідроциліндра;

$A_a$  – робоча площа поршня акумулятора;

$l_c$  – довжина гідроциліндра;

$l_a$  – довжина акумулятора.

Довжина нездеформованої струни талевого тросу на ділянці між кронблоком і талевим блоком становить:

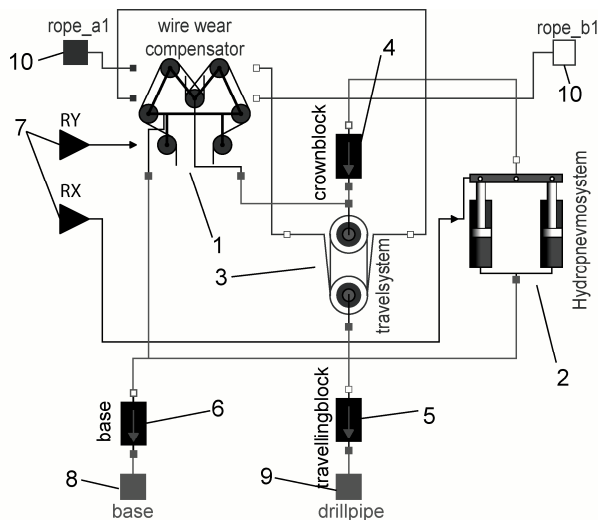
$$l_w^m = \frac{l_w}{\frac{T^i}{AEk_s} + 1}. \quad (23)$$

### Побудова чисельної моделі. Параметри системи

Побудова чисельної моделі бурової системи проводилась на платформі математичного моделювання System Modeler, що включає в себе інтерактивне графічне середовище побудови моделей, середовище програмування і компілятор вільної об'єктно-орієнтованої мови опису фізичних систем Modelica. Основним підходом моделювання в даному середовищі є декомпозиція описуваної системи на окремі елементи із наступною побудовою їхніх мате-

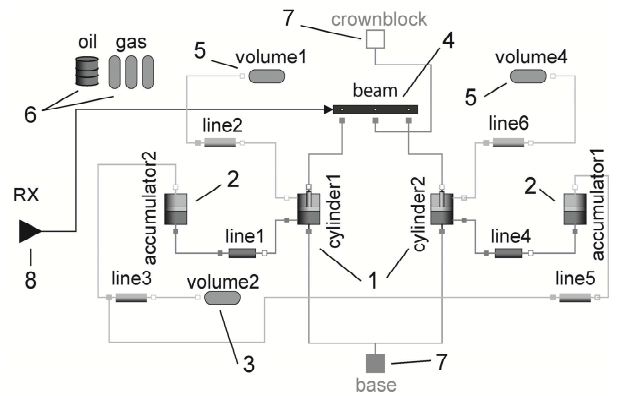
матичних моделей і взаємозв'язків між ними. Тому основним елементом в мові є модель (model), яка може складатися із набору рівнянь, інших моделей поєднаних між собою, функцій і роз'ємів (connector). За допомогою рівнянь і функцій відбувається опис взаємозв'язків між параметрами всередині моделі, а роз'єми служать для побудови взаємозв'язків між моделями і виконують роль граничних умов.

При запуску компілятора, остаточна модель системи опрацьовується програмою, на основі записаних рівнянь, математичних моделей елементів, роз'ємів і поєднання елементів між собою, створюється система алгебродиференціальних рівнянь, яка розв'язується чисельним методом. На основі описаних в роботі математичних моделях елементів КВПБКПКТ створено бібліотеку моделювання в мові Modelica. Із отриманих моделей проведено побудову чисельної моделі КВПБКПКТ графічне представлення якої подано на рис 4. Вона складається із моделі компенсатора зношення канату 1, системи утримання кронблока 2, графічне зображення якого подано на рис 5, системи кронблок-талевий блок 3, графічне зображення якого подано на рис 6, та трьох мас, що моделюють вагу корпусу КВПБК 6, корпусу кронблока 4 і корпусу талевого блоку 5. Модель має наступні роз'єми – для бортової і кільової хитавиці 7, кріплення корпусу КВПБК 8, вантажу до гаку на талевому блоці 9 і талевого тросу 10.



- 1 – модель компенсатора зношення канату;
- 2 – модель системи утримання кронблоку;
- 3 – модель системи кронблок-талевий блок;
- 4 – маса що моделює корпус кронблоку і направляючу каретку;
- 5 – маса, що моделює корпус талевого блоку;
- 6 – маса, що моделює корпус КВПБКПКТ;
- 7 – роз'єми інформації про хитавицю;
- 8 – роз'єм кріплення корпусу кронблоку;
- 9 – роз'єм, що моделює гак талевого блоку;
- 10 – роз'єм, що моделює подачу талевого канату до КВПБКПКТ

Рисунок 4 – Чисельна модель КВПБКПКТ



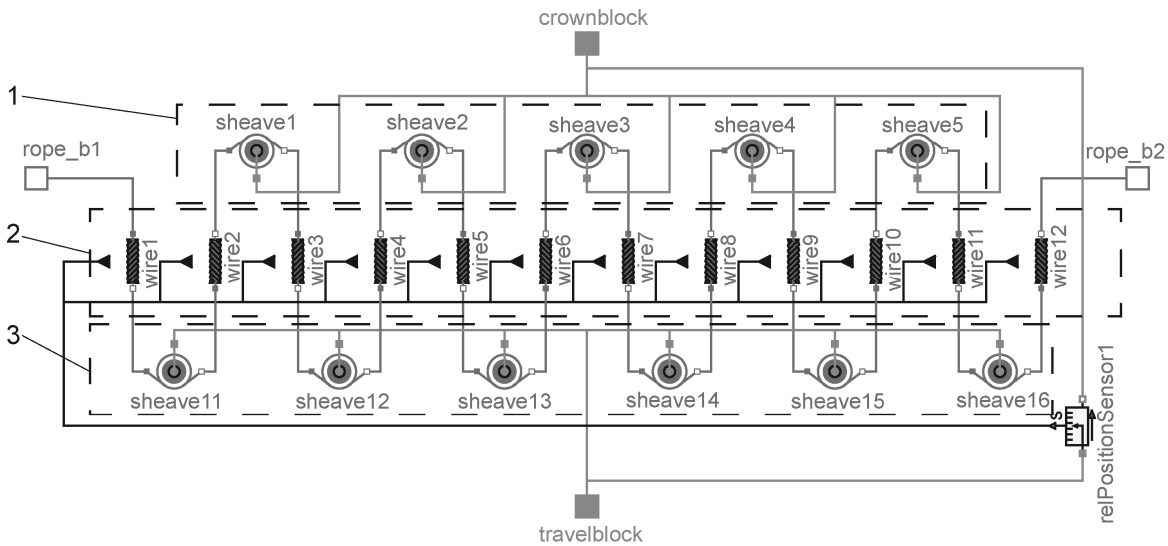
- 1 – модель гідравлічного циліндра;
- 2 – модель гідропневматичного акумулятора;
- 3 – модель газового резервуару високого тиску;
- 4 – модель коромисла;
- 5 – модель газового резервуару низького тиску;
- 6 – характеристики робочих речовин;
- 7 – механічний роз'єм;
- 8 – роз'єм інформації про хитавицю

Рисунок 5 – Чисельна модель системи утримання кронблоку

#### Чисельний експеримент. Вхідні дані

На основі розробленої моделі проведено серію чисельних експериментів для вивчення характеру роботи КВПБКПКТ за різних параметрів хитавиці плавучої бурової установки (ПБУ). Хитавиця ПБУ моделювалась шляхом використання оператора амплітудної характеристики для бурового судна West Navigator при його курсовому куті  $15^\circ$  [1]. Модель нерегулярного хвилювання моря отримано розкладанням енергетичного спектру JONSWAP із змінними вхідними параметрами  $\omega_p$  і  $\gamma$ . КВПБКПКТ вибрано типу Control Flow Crown Block Compensator 1000k, основні параметри якого наступні: діаметр шківів  $D_s=1,63$  м, маса шківів  $m_s=884$  кг, довжина гідроциліндра  $L_h=8$  м, довжина штоку гідроциліндра  $L_{hs}=9,6$  м, робочий діаметр гідроциліндра  $D_h$  0,53 м, діаметр штоку гідроциліндра  $d_{hs}=0,25$  м, довжина акумулятора  $L_A=10$  м, робочий діаметр акумулятора  $D_A=0,44$  м, об'єм газового резервуару низького тиску  $V_l=V_{ll}=0,5$  м<sup>3</sup>, Об'єм газового резервуару високого тиску  $V_T=13,5$  м<sup>3</sup>, діаметр тросу  $d_w=0,0508$  м. Робочою рідиною вибрано Eriphon 818, робочим газом – азот. Для сучасних гідроциліндрів, що використовуються в офшорній техніці, втрати на тертя приймають на рівні 1-3% [12, 16, 17]. Виходячи із даних рекомендацій, приймаємо, що сила тертя Кулона складає 1%, а тертя Стрібека (ефект «прилипання») – 0,5% від статичного зусилля, що розвиває гідроциліндр.

До крюка КВПБКПКТ кріпиться бурильна колона, яка моделюється зосередженими маса-



1 – обійма кронблоку, 2 – струни талевого тросу, 3 – обійма талевого блоку

Рисунок 6 – Чисельна модель системи кронблок-талевий блок

ми 5 і пружно-демпферними тілами, що описують наступне компонування: ОБТ –  $6\frac{7}{8}$  довжиною 170м, БТ –  $5\frac{7}{8}$  довжиною 3000 м, осьове статичне зусилля на долоті 120 кН, густина бурового розчину –  $\rho_n = 1200 \frac{кг}{м^3}$ .

Тиск азоту в пневмосистемі низького тиску приймаємо 0,1МПа, а розрахований тиск в системі високого тиску 2,554 МПа. Параметри робочого газу вибираємо з [13].

В результаті компіляції чисельна модель КВПБКПКТ описується системою 1001 рівнянь, серед яких 493 рівняння є простим. Розв'язок системи проводився за допомогою модуля DASSL в проміжку 0-1000 с з кроком 0,01 с і допустимою похибкою 0,000001.

### Аналіз отриманих результатів

Розв'язок чисельної моделі отримується у вигляді впорядкованих даних зміни параметрів системи відносно часу із заданою дискретизацією. Порівняння результатів роботи компенсатора в часовій області для двох експериментів із різними характеристиками хвилювання моря подані на рис. 7, а в частотній області на рис 8. Із отриманих результатів видно, що точність роботи компенсатора є неоднорідною і залежить від параметрів вертикальної хитавиці ПБУ. Для подальшого аналізу точності роботи розрахуємо величину похибки роботи КВПБКПКТ за наступною формулою:

$$\delta(\omega) = \sqrt{\frac{S_c(\omega)}{S_z(\omega)}}, \quad (24)$$

де  $S_c(\omega)$  – згладжена спектральна щільність переміщення кроку талевого блоку;

$S_z(\omega)$  – згладжена спектральна щільність вертикальної хитавиці ПБУ;

$\delta(\omega)$  – величина похибки.

Отримані результати функцій похибки роботи КВПБКПКТ при різних параметрах хитавиці подано на рис. 9.

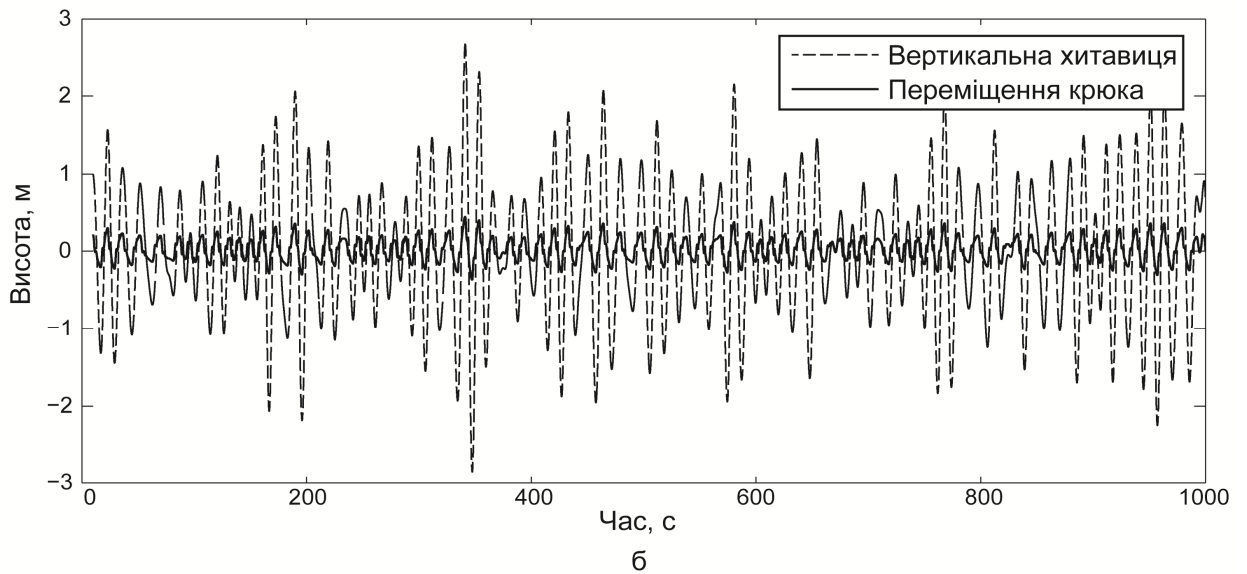
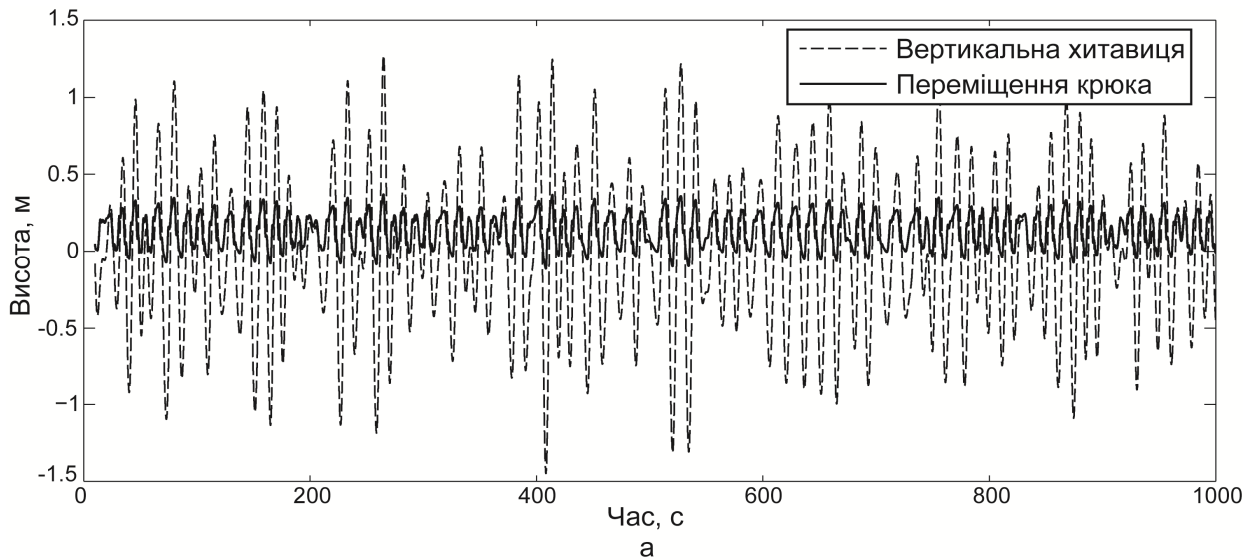
Отримані графіки свідчать, що найменша похибка роботи КВПБК спостерігається на низьких несучих частотах вертикальної хитавиці і складає 13-18%. Дана похибка залежить від величини спектру вертикальної хитавиці і зростає при зменшенні амплітуди пікової несучої частоти. Похибка збільшується при зростанні частоти і є на 5-9% більшою за значення мінімуму. Значенням величини похибок на діапазонах 0-0,3, 0,8-∞ нехтуємо, через малі значення амплітуд на цих діапазонах частот і, відповідно, великого впливу похибок дослідження.

Основними чинниками, що впливають на похибки роботи КВПБКПКТ є сили тертя, що виникають в гідравлічному циліндрі і акумуляторі, змінне зусилля, що діє з боку компенсатора зношення канату і динамічне зусилля, що виникає внаслідок непостійного тиску газового резервуару (рис. 10). Аналіз даних похибок свідчить, що їхній вклад в загальну похибку є різним і залежить від величини амплітуди коливання. Величини впливу деяких складових на точність роботи КВПБК при різних значеннях амплітуди коливання подано в таблиці 1.

Отримані дані свідчать про те, що величину похибки від сили тертя можна вважати незмінною, а похибки від компенсатора зношення канату і зміни тиску в газовому резервуарі залежать від амплітуди коливання.

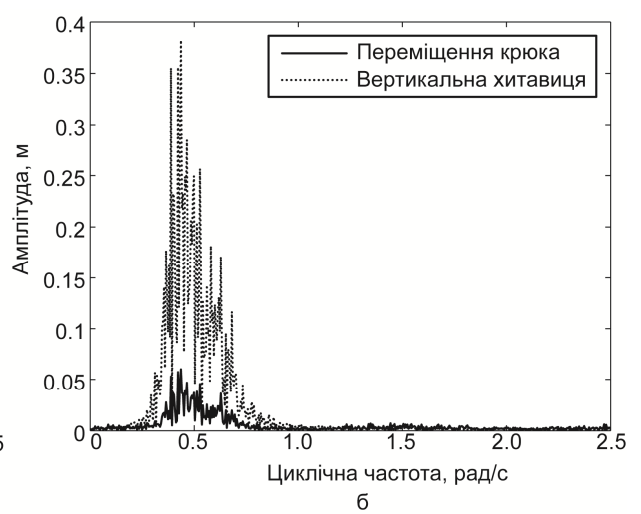
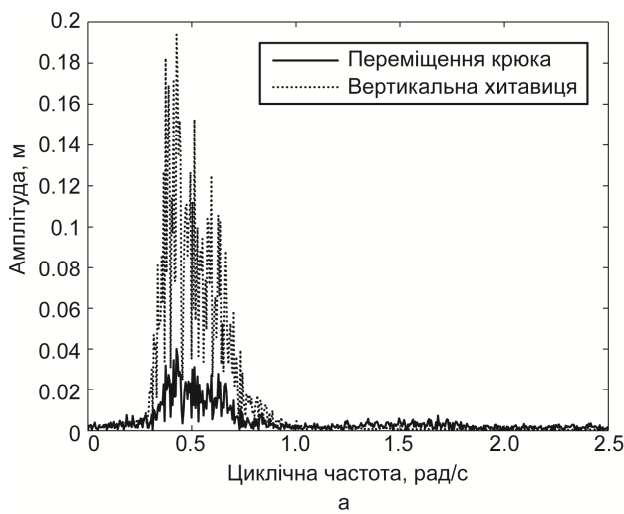
### Висновки

1. Розроблено математичні моделі окремих елементів і на їх основі отримано нову чисельну модель КВПБКПКТ, розроблену в системі мультифізичного моделювання, яка враховує особливості роботи гідропневматичної системи, компенсатора зношення талевого канату і системи кронблок-талевий блок.



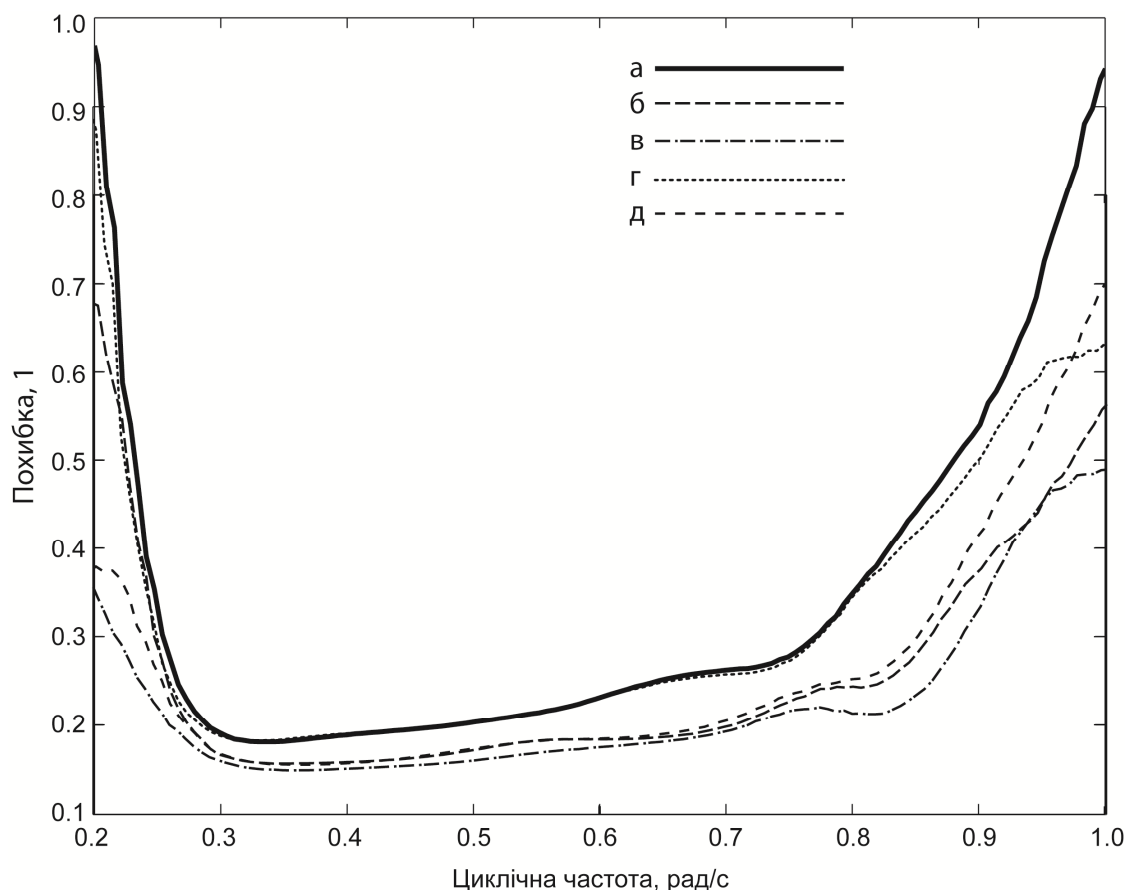
а –  $\omega_p = 0.7, \gamma = 3.0$ ; б –  $\omega_p = 0.5, \gamma = 3.3$

Рисунок 7 – Точність роботи КВПБК в часовій області при різних параметрах хвилювання моря



а –  $\omega_p = 0.5, \gamma = 1.0$  б –  $\omega_p = 0.5, \gamma = 3.3$

Рисунок 8 – Точність роботи КВПБКПКТ в частотній області при різних параметрах хвилювання моря



а –  $\omega_p = 0.5, \gamma = 1.0$ ; б –  $\omega_p = 0.5, \gamma = 2.5$ ; в –  $\omega_p = 0.5, \gamma = 3.3$ ; г –  $\omega_p = 0.7, \gamma = 3.0$ ;  
 д –  $\omega_p = 0.7, \gamma = 7.0$

**Рисунок 9 – Зміни похибки КВПБКПТ в частотній області при різних параметрах хвилювання моря**

**Таблиця 1 – Зміна відсоткового внеску основних похибок в загальну похибку від амплітуди вертикальної хитавиці бурової установки**

Величина амплітуди вертикальної хитавиці	Відсотковий внесок похибок в загальну похибку			
	Складова тертя	Складова від зміни тиску в камері	Складова від компенсатора зношення канату	Загальний внесок основних складових
0,53	30,65	35,67	17,26	83,58
0,981	10,44	70,36	14,92	95,72
2,25	9,55	65,78	11,17	86,5

2. На основі проведеного чисельного експерименту отримано дані щодо точності роботи КВПБКПТ в пасивному режимі в частотній області. Найменша похибка спостерігається в діапазоні низьких несучих частот 0,3-0,4 рад/с вертикальної хитавиці ПБУ і складає 13-18%. При збільшенні частоти похибка є на 5-9% більшою в діапазоні високих несучих частот.

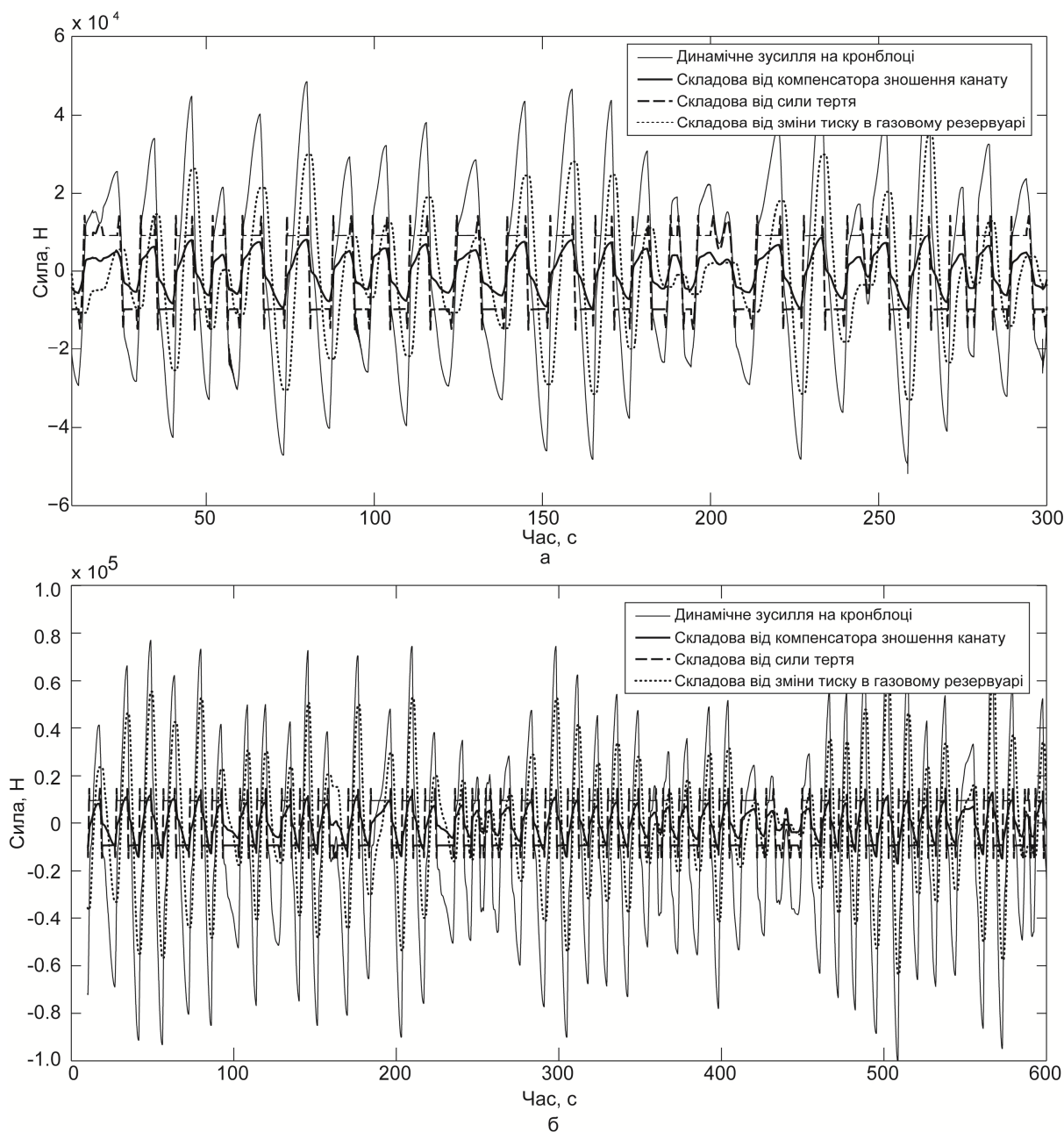
3. Аналіз отриманих результатів свідчить, що основним чинником, який впливає на похибку роботи КВПБКПТ при малих амплітудах коливань, є сила тертя в гідроциліндрах і акумуляторі. Її внесок складає 30-40% при амплітуді хитавиці 0,3-0,6м. Зі збільшенням амплітуди коливань основну роль починає відігравати похибка, викликана зміною тиску в газовому

резервуарі, яка складає 65-75% при амплітуді коливань 1-2,5 м.

4. Вплив компенсатора зношення канату на точність роботи КВПБКПТ залежить від амплітуди хитавиці судна і складає 9-18%.

#### Література

- 1 Anundsen T. Operability comparison of three ultra-deepwater and harsh environment drilling vessels; Universitetet i Stavanger, 2008. – 106 с.
- 2 Beutlich T., Lien R. Multidisciplinary simulation of active heave compensators for offshore module handling systems // Multibody dynamics 2009, ECCOMAS Thematic Conference. – Warsaw, Poland, 2009. – С. 1-6.



а –  $\omega_p = 0.7$ ,  $\gamma = 3.0$ ; б –  $\omega_p = 0.5$ ,  $\gamma = 3.3$

Рисунок 10 – Величина динамічного зусилля на осі кронблоку і його основні складові

3 Haao J., Vangen S., Tyapin I., Choux M., Hovland G., Hansen M. R. The Effect of Friction in Passive and Active Heave Compensation of Crown Block Mounted Compensators // 2012 IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production. – Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway: International Federation of Automatic Control, 2012. – С. 316-320.

4 Hatleskog J. T., Dunnigan M. W. Heave Compensation Simulation for Non-Contact Operations in Deep Water // OCEANS 2006 – 2006. – С. 1-6.

5 Hatleskog J. T., Dunnigan M. W. Passive compensator load variation for deep-water drilling // Oceanic Engineering, IEEE Journal of. – 2007. – Т. 32, № 3. – С. 593-602.

6 Hatleskog J. T., Dunnigan M. W. An impedance approach to reduce the contact-instability whilst drilling with active heave compensation // Ocean Engineering. – 2012. – Т. 49, № 0. – С. 25-32.

7 Jiang H., Liu Y., Zhang Y., Liu Z., Wu G. Research on new drill string heave compensation system for floating drilling platform // Fluid Power and Mechatronics (FPM), 2011 International Conference on – 2011. – С. 791-795.

8 Korde U. A. Active heave compensation on drill-ships in irregular waves // Ocean Engineering. – 1998. – Т. 25, № 7. – С. 21.

9 Li L. Modeling and Simulation of Active Controlled Heave Compensation System based on Dynamic Vibration Absorber for Deep-sea Mining System. – 2007. – С. 5.

10 Li L., Liu S. Study On Active Heave Compensation System of Deep-sea Mining Based On Dynamic Vibration Absorber And Its Feedback Control The International Society of Offshore and Polar Engineers, 2011.

11 Liujun L., Shaojun L. Modeling and simulation of active-controlled heave compensation system of deep-sea mining based on dynamic vibration absorber // Mechatronics and Automation, 2009. ICMA 2009. International Conference on -, 2009. – С. 1337-1341.

12 Niedzwecki J. M., Thampi S. K. Heave compensated response of long multi-segment drill strings // Applied Ocean Research. – 1988. – Т. 10, № 4. – С. 181-190.

13 Span R., Lemmon E. W., Jacobsen R. T., Wagner W., Yokozeki A. A Reference Equation of State for the Thermodynamic Properties of Nitrogen for Temperatures from 63.151 to 1000 K and Pressures to 2200 MPa // Journal of Physical and Chemical Reference Data. – 2000. – Т. 29, № 6. – С. 1361-1433.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
22.07.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Векериком В.І.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Никифорчиним О.Р.**  
(Прикарпатський національний університет  
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*

# Наука — виробництву

УДК 622.276

## УНІВЕРСАЛЬНИЙ МЕТОД ОЦІНКИ ПОЧАТКОВИХ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Б.О. Чернов, В.І. Коваль

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727174,  
e-mail: vitalik-ndpi@ukr.net

*Розглянуто особливості оцінки початкових запасів пластових вуглеводневих систем, що розробляються як на виснаження пластової енергії, так і з підтриманням пластового тиску. Детально описано особливості використання різних формул матеріального балансу та методів оцінки початкових запасів газу, що на них ґрунтуються. Запропоновано нову методику та виведено формулу матеріального балансу з врахуванням покомпонентного видобутку пластових флюїдів, зміни їх фізичних властивостей в процесі розробки покладу, стисливості породи та поступлення в поклад води. Перевагою запропонованої методики є можливість її застосування як для газового покладу, так і для нафтового без модифікації – незалежно проводиться розрахунок при тиску, вище або нижче тиску насичення, з нагнітанням води чи без нього.*

Ключові слова: запаси газу, фазова рівновага, коефіцієнт об'ємної пружності, коефіцієнт надстисливості.

*Рассмотрены особенности оценки начальных запасов пластовых углеводородных систем, которые разрабатываются как на истощение пластовой энергии, так и с поддержанием пластового давления. Подробно описано использование различных формул материального баланса и методов оценки начальных запасов газа. Предложена новая методика и выведена формула материального баланса с учетом покомпонентной добычи пластовых флюидов, изменения их физических свойств в процессе разработки залежи, сжимаемости породы и поступления в залежь воды. Достоинством предлагаемой методики является возможность ее применения как для газовой залежи, так и для нефтяной без модификации - независимо производится расчет при давлении, выше или ниже давления насыщения, с закачиванием воды или без.*

Ключевые слова: запасы газа, фазовое равновесие, коэффициент объемной упругости, коэффициент сверхсжимаемости.

*The article deals with the peculiarities of initial reserves of hydrocarbon reservoir systems developed with the help of the reservoir energy depletion and reservoir pressure maintenance. The use of different formulas of material balance and methods for evaluation of initial gas reserves are described in detail. The author suggests a new methodology and develops a formula of material balance with the account of the component production of reservoir fluids, change of their physical properties in the process of field development, rock compressibility and water inflow. The advantage of the suggested method is the possibility of its application both for gas and oil fields without modification – regardless of the calculation at pressure above the saturation pressure or below it, with the injection of water or without it.*

Keywords: gas reserves, phase equilibrium, coefficient of volume elasticity, overcompressibility coefficient.

Достовірність визначення початкових запасів вуглеводнів відіграє важливу роль у подальшій розробці родовища та впливає на темпи розробки, обсяги буріння, величину капітальних вкладень та будівництво наземних комунікацій. Існує два основних методи оцінки початкових запасів: об'ємний та метод матеріального балансу. Використання матеріального балансу вимагає досить точного визначення початкового та поточного значення пластового тиску, залежності фізичних параметрів пластового флюїду, таких як об'ємний коефіцієнт, газо- або конденсатоміст, коефіцієнт пружності від тиску. Як свідчить промислова практика, оцінка запасів за матбалансом більш точно відображає

особливості пластової гідродинамічної системи, ув'язує всі параметри у спільну систему рівнянь та може слугувати підставою для встановлення провідності тектонічних порушень і зв'язку між різними ділянками покладу.

Матеріальний баланс є одним з найбільш потужних і фундаментальних методів при розробці нафтових і газових родовищ. Методом матеріального балансу можна визначити режим роботи покладу, вплив і потенціал законтурної області, оцінити геологічні запаси родовища і передбачити пластовий тиск при розробці покладу. Переваги матеріального балансу полягають у тому, що немає необхідності використовувати геологічну або гідродинамічну мо-

дель, не обов'язково знати точну геологічну будову покладу, а для розрахунків необхідно мати мінімальну кількість даних, таких як: видобуток (запомповування) нафти, газу і води, заміри пластового тиску в часі і властивості пластових флюїдів.

Використання методу матеріального балансу для оцінки початкових запасів вуглеводнів, при наявності необхідної кількості вхідної інформації, рекомендовано для застосування "Правилами розробки..." чинними в Україні та багатьох інших країнах. Метод матеріального балансу безпосередньо використовується при складанні всієї технічної документації на розробку родовищ, а саме: проектів розробки, аналізів та технологічних схем розробки, ТЕО коефіцієнтів нафто- та газовилучення. Незважаючи на широке поширення методу науковці продовжують доопрацьовувати технологію його застосування з метою підвищення точності отриманих величин. Так, в [1] наведено використання рівняння матеріального балансу для нафтового покладу та детально проаналізовано методи розрахунку фізичних параметрів пластової нафти, води та породи. У [2] наведено вдосконалений підхід до застосування методу матеріального балансу для контролю за розробкою покладів.

Як відомо з літературних джерел [3, 4] метод матеріального балансу ґрунтується на постійності маси речовини в процесі розробки, тобто початкова кількість речовини дорівнює сумі тієї, що залишилась у пласті, та тієї, яку було видобуто. На практиці в основному для розрахунку початкових запасів використовують рівняння, в якому здійснено перехід від масових одиниць до об'ємних з введенням відповідних коефіцієнтів. Залежно від режиму розробки покладу та повноти врахування фізичних процесів під час видобування, методи оцінки запасів можна поділити на три групи, які визначаються відповідно до пружного, змішаного та газового режиму розробки. На практиці ж досить часто розробка родовищ відбувається на змішаних режимах, як наслідок розробки на виснаження, коли у нафтових покладах відбувається перехід на режим розчиненого газу, а у газових – розробка в умовах ретроградного випадіння та випаровування рідких вуглеводнів у пласті. Вказані умови розробки значно ускладнюють розрахунок, а деколи і взагалі його унеможливають. Для нафтових родовищ, у такому випадку, застосовують узагальнений об'ємний коефіцієнт, який є функцією від тиску, і розраховують в результаті диференціального розгазування. Той же підхід використовують для газоконденсатних покладів, коли за основу беруть криву диференціальної конденсації. Проте, такий підхід, у більшості випадків, може призвести до значних неточностей у розрахунку.

Для вирішення зазначених проблем авторами запропоновано новий підхід до визначення початкових запасів вуглеводнів, який ґрунтується на вуглеводневилученні пласта. В роботах [5, 6, 7] детально висвітлено дану проблематику, виведено формулу та проведено

порівняльні розрахунки для нафтового покладу, що розроблявся на змішаному режимі.

Проте, при виведенні рівняння матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини було знехтувано стисливістю породи і води, не враховано об'єм видобутої та запомпованої в поклад води. Для вдосконалення методики та врахування зазначених чинників нами взято за основу визначення початкових запасів вуглеводнів методику [5] та введено нові коефіцієнти в рівняння матеріального балансу.

Узагальнене рівняння стану з врахуванням фазової рівноваги запишемо у вигляді:

$$P = \frac{BNRT}{V}, \quad (1)$$

де  $P$  – поточний пластовий тиск;  
 $V$  – об'єм, що займають вуглеводні в пластових умовах;

$R$  – газова стала;

$T$  – пластова температура;

$N$  – кількість молів вуглеводнів, що перебувають у пласті;

$B$  – коефіцієнт рівняння.

Коефіцієнт рівняння  $B$  визначається залежністю:

$$B = \omega_g z_g M_g + (1 - \omega_g) z_p M_p, \quad (2)$$

де  $\omega_g$  – мольна частка газової фази;

$z_g, z_p$  – коефіцієнт надстисливості газу та рідини, відповідно;

$M_g, M_p$  – мольна маса газу та рідини, відповідно.

Об'єм  $V$  знаходимо з наступної формули:

$$V = V_n - V_g - V_z, \quad (3)$$

де  $V_n, V_g, V_z$  – об'єм пор, води та запомпованої води, відповідно, приведені до пластових умов.

Коефіцієнти, що входять у рівняння (3), розраховують наступним чином:

$$V_z = (W - w)\gamma; \quad (4)$$

$$V_n = V_0(1 - \beta_n \Delta P); \quad (5)$$

$$V_g = V_0 \alpha_g (1 + \beta_g \Delta P), \quad (6)$$

де  $V_0$  – початковий об'єм пор;

$W, w$  – об'єм запомпованої та видобутої води, відповідно;

$\gamma$  – об'ємний коефіцієнт пластової води;

$\beta_n, \beta_g$  – коефіцієнти стисливості породи та пластової води, відповідно;

$\alpha_g$  – початкова насиченість пласта водою;

$\Delta P$  – перепад між початковим та поточним пластовим тиском.

Виходячи з наведеної у [5] методики запишемо формулу для початкового об'єму пор з врахуванням початкової водонасиченості:

$$V_0 = \frac{AN_0RT}{P_0(1 - \alpha_g)}, \quad (7)$$

де  $N_0$  – початкова кількість молів речовини;

$P_0$  – початковий пластовий тиск;

A – коефіцієнт рівняння.

$$A = \omega_{z0} z_{z0} M_{z0} + (1 - \omega_{z0}) z_{p0} M_{p0}, \quad (8)$$

де  $\omega_{z0}$  – мольна частка газової фази за початкових пластових умов;

$z_{z0}, z_{p0}$  – коефіцієнт надстисливості газу та рідини за початкових пластових умов, відповідно;

$M_{z0}, M_{p0}$  – мольна маса газу та рідини за початкових пластових умов, відповідно;

Перепишемо рівняння (3) з врахуванням рівнянь 4, 5, 6 та 7:

$$V = \frac{AN_0RT}{P_0(1 - \alpha_g)} (1 - \beta_n \Delta P) - \frac{AN_0RT}{P_0(1 - \alpha_g)} \alpha_g (1 + \beta_g \Delta P) - (W - w)\gamma. \quad (9)$$

Після спрощення рівняння (9), набуває вигляду:

$$V = \frac{AN_0RT}{P_0} \cdot \frac{(1 - \alpha_g - \Delta P(\beta_n + \alpha_g \beta_g))}{(1 - \alpha_g)} - (W - w)\gamma. \quad (10)$$

Здійснимо наступну заміну:

$$\frac{(1 - \alpha_g - \Delta P(\beta_n + \alpha_g \beta_g))}{(1 - \alpha_g)} = \beta^*. \quad (11)$$

Після чого отримаємо рівняння об'єму, що займають вуглеводні в пластових умовах:

$$V = \frac{AN_0RT}{P_0} \beta^* - (W - w)\gamma. \quad (12)$$

Після підстановки рівняння (12) у рівняння (1) та заміни  $N = N_0 - N_g$ , одержимо:

$$P = \frac{B(N_0 - N_g)RT}{\frac{AN_0RT}{P_0} \beta^* - (W - w)\gamma}. \quad (13)$$

Після спрощення рівняння (13) визначимо початкову кількість молів речовини  $N_0$ :

$$P = \frac{B(N_0 - N_g)}{\frac{AN_0}{P_0} \beta^* - \frac{(W - w)\gamma}{RT}}; \quad (14)$$

$$P \frac{AN_0}{P_0} \beta^* - P \frac{(W - w)\gamma}{RT} = BN_0 - BN_g; \quad (15)$$

$$P \frac{AN_0}{P_0} \beta^* - BN_0 = P \frac{(W - w)\gamma}{RT} - BN_g; \quad (16)$$

$$N_0 \left( P \frac{A}{P_0} \beta^* - B \right) = P \frac{(W - w)\gamma}{RT} - BN_g; \quad (17)$$

$$N_0 = \frac{BN_g - P \frac{(W - w)\gamma}{RT}}{B - A \frac{P}{P_0} \beta^*}. \quad (18)$$

Отримане таким чином рівняння (18) є універсальним рівнянням матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини, незалежно від того, в якому початко-

вому стані перебувала система, режиму розробки з врахуванням стисливості породи і води, об'єму видобутої та запомпованої в поклад води.

Для знаходження коефіцієнтів надстисливості та молярних мас фаз, мольної частки газової фази, а також розрахунків фазової рівноваги і усіх фізичних параметрів вуглеводнів авторами розроблено програмний комплекс в середовищі DELPHI на основі рівняння стану речовини [8]. З метою знаходження кількості видобутих молів рідких вуглеводнів рекомендується використовувати результати фракційної розгонки за температурами кипіння з подальшою екстраполяцією в певному часовому інтервалі.

В [7] оцінено початкові запаси нафтового покладу горизонту В-20 Анастасівського родовища за запропонованою методикою та за класичними рівняннями матеріального балансу і доведено дієздатність запропонованої методики. Для повноти висвітлення універсальності отриманої формули (18) та запропонованого підходу до визначення запасів нижче для покладу здійснено оцінку запасів газу газоконденсатного покладу одного з родовищ ДДЗ.

Параметри пластового газу наступні: відносна густина по повітрю 0,958 ч. од., вміст компонентів  $C_{5+}$  – 365,3 г/м<sup>3</sup>, мольна частка  $C_{5+}$  – 5,3 %, тиск початку конденсації – 41,6 МПа, пластова температура – 92 °С, початковий пластовий тиск – 52,1 МПа.

Оцінка запасів по даному об'єкту проводилась за трьома методиками. Методика 1 – згідно з вдосконаленим методом матеріального балансу для газоконденсатного покладу [9]. Методика 2 – класична методика, що базується на залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу [10]:

$$P/z = f(Q_n). \quad (19)$$

Методика 3 – за формулою (18), для чого використано результати замірів компонентного складу газу та фракційної розгонки конденсату, що проводились в процесі розробки. Конденсат розбито на 12 фракцій від F1 до F12, відповідно, за температурами кипіння та невикипаючим залишком. Компонентний склад суміші, яку було видобуто на певному етапі розробки, усереднювали і приймали постійним на цьому етапі. За прийнятим компонентним складом розраховували фізичні властивості вуглеводневої суміші та кількість видобутих молів речовини. Вхідні дані для розрахунку наведено у таблиці 1. Накопичені відбори пластових флюїдів подано відносно їх початкових запасів, перепад пластового тиску наведено відносно зміни від початкового значення. Початковий компонентний склад пластової вуглеводневої суміші наведено в таблиці 2, зміну компонентного складу газу та нафти в часі наведено в таблицях 3 та 4, відповідно. Графічно результати розрахунків за методиками наведено на рисунках 1, 2 та 3.

У таблиці 5 наведено порівняння показників оцінки початкових запасів газу згідно із запропонованою методикою, з якої видно, що

Таблиця 1 – Вхідні дані для розрахунку

Дата	Накопичений видобуток			Пластовий тиск, МПа
	нафти	води	газу	
	тис. т		млн м <sup>3</sup>	
01.05.1985	8,192	0,826	36,400	49,580
01.05.1986	55,393	0,988	102,100	38,930
01.08.1986	60,014	1,034	113,400	38,150
01.10.1986	62,882	1,065	123,000	37,510
01.07.1987	76,052	1,193	149,000	35,780
01.01.1988	84,940	1,360	164,800	35,300
01.05.1988	90,495	1,422	174,000	33,700

Таблиця 2 – Початковий компонентний склад пластової суміші

Компонент	метан	етан	пропан	i-бутан	n-бутан	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	F1	F2	F3
Мольна частка, %	74,14	9,5	4,82	0,34	0,99	1,5	2,54	1,461	1,524	0,272
Компонент	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	
Мольна частка, %	0,952	0,36	0,336	0,156	0,29	0,14	0,08	0,078	0,523	

Таблиця 3 – Зміна компонентного складу газу в часі

Дата	01.05.1985	01.05.1986	01.08.1986	01.10.1986	01.07.1987	01.01.1988	01.05.1988
густина, кг/м <sup>3</sup>	0,660	0,750	0,730	0,730	0,730	0,730	0,760
M, г/моль	19,000	21,660	21,080	21,080	21,000	21,000	21,950
метан	85,124	73,719	68,204	68,204	75,656	75,656	71,925
етан	8,627	15,141	16,225	16,225	15,871	15,871	15,927
пропан	2,257	6,347	6,841	6,841	4,372	4,372	2,379
i-бутан	0,331	0,973	0,834	0,834	0,231	0,231	0,968
n-бутан	0,782	1,364	1,798	1,798	0,874	0,874	2,077
CO <sub>2</sub>	1,344	2,326	2,692	2,692	2,945	2,945	3,377
N <sub>2</sub>	1,535	0,130	3,406	3,406	0,050	0,050	3,347

Таблиця 4 – Зміна компонентного складу конденсату

Дата	01.05.1985	01.05.1986	01.08.1986	01.10.1986	01.07.1987	01.01.1988	01.05.1988
густина, кг/м <sup>3</sup>	775,900	775,260	775,000	775,000	783,000	773,500	773,500
M, г/моль	133,600	133,530	132,000	132,000	139,300	131,200	131,200
F1	23,675	29,070	9,469	9,469	14,770	24,061	24,061
F2	24,696	25,882	20,474	20,474	11,329	20,989	20,989
F3	4,408	5,581	28,698	28,698	18,459	13,191	13,191
F4	15,427	5,200	7,198	7,198	6,449	4,096	4,096
F5	5,850	3,942	8,771	8,771	11,205	5,823	5,823
F6	5,445	3,667	6,346	6,346	6,633	8,125	8,125
F7	2,528	4,261	4,213	4,213	11,449	5,035	5,035
F8	4,699	4,749	1,565	1,565	7,363	7,015	7,015
F9	2,188	2,941	6,543	6,543	5,319	4,344	4,344
F10	1,345	2,733	2,702	2,702	2,824	2,691	2,691
F11	1,264	2,542	0,628	0,628	0,657	1,252	1,252
F12	8,475	9,432	3,391	3,391	3,545	3,377	3,377

відносна похибка розрахунку порівняно з класичною становить близько 12 %. Зважаючи на величини похибок, які виникають в процесі оцінки запасів газу газоконденсатного покладу і є неприпустимими за класичною методикою, рекомендуємо використовувати наведену мето-

дику як таку, що повною мірою охоплює фізичні процеси, які відбуваються в пласті, і в той же час є достатньо простою у використанні.

Отже, розроблено нову удосконалену методику розрахунку початкових запасів вуглеводнів [11], яку рекомендуємо використовувати в

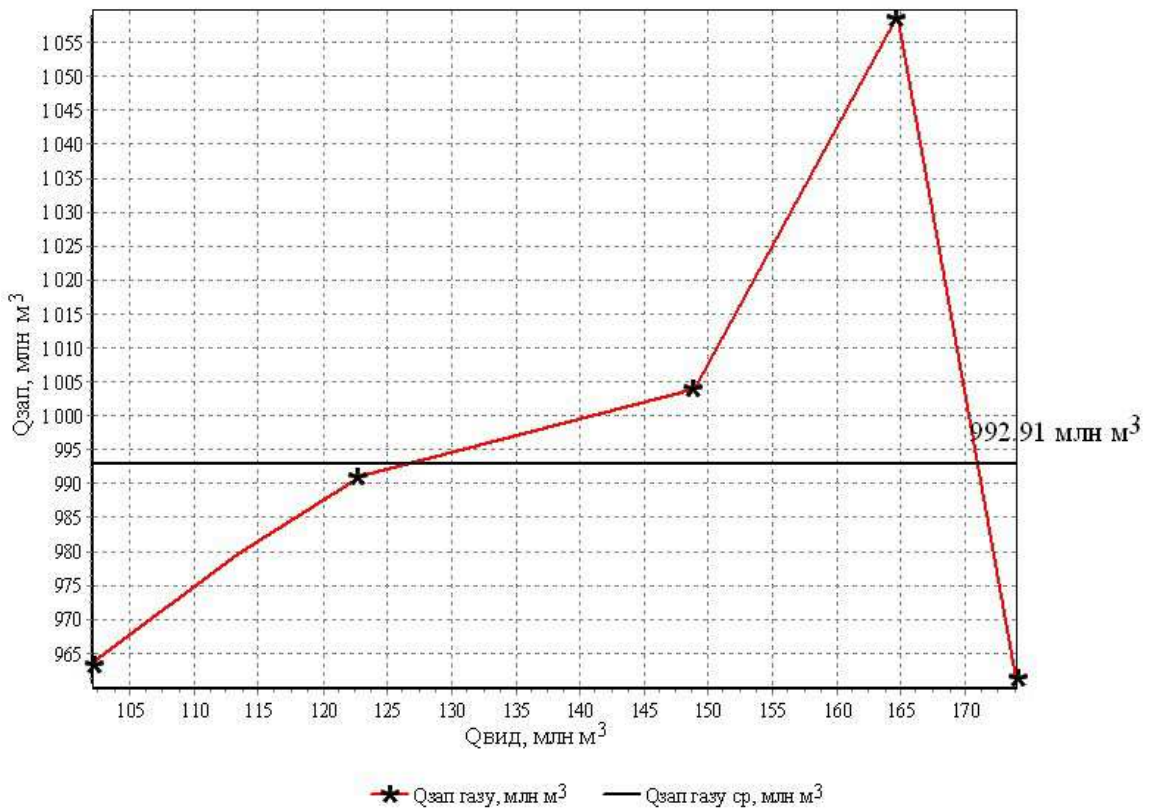


Рисунок 1 – Початкові запаси сухого газу, розраховані за методикою 1

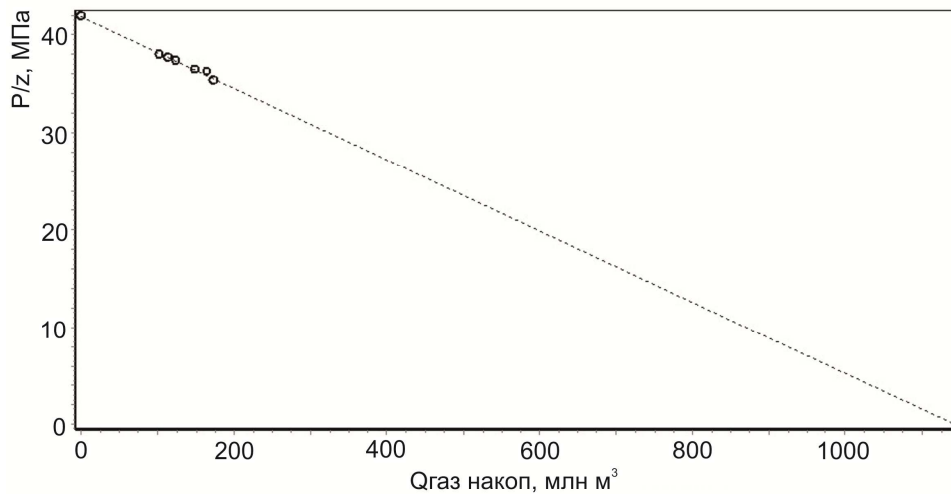


Рисунок 2 – Початкові запаси сухого газу, розраховані за методикою 2

інженерних розрахунках в процесі складання проектної документації на розробку родовищ вуглеводнів. Варто підкреслити універсальність запропонованої методики, оскільки у випадку однофазного стану флюїду (рідкого чи газового) формула (18) спрощується і набуває вигляду ідентичного до формули чисто пружного режиму для нафти чи газу відповідно, причому проводити розрахунок можна в широкому діапазоні зміни пластового тиску. Можливість покомпонентного врахування видобутку вуглеводнів є безумовною перевагою запропонованої методики, а використання рівняння стану речовини запропонованого Брусиловським А.І. дає змогу з високою точністю моделювати пластові

багатокомпонентні системи, а саме визначати густину пластових флюїдів, об'ємний коефіцієнт та коефіцієнти розподілу компонентів у рідкій та газовій фазах.

#### Література

1 Кожемякин А.А. Оценка геологических запасов нефти пласта А<sub>4</sub>, Пиненковского месторождения методом материального баланса / А.А. Кожемякин, И.А. Кожемякина, Л.Н. Хромых // Нефтегазовые технологии: сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том I. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, – 2010. – С. 170-175.

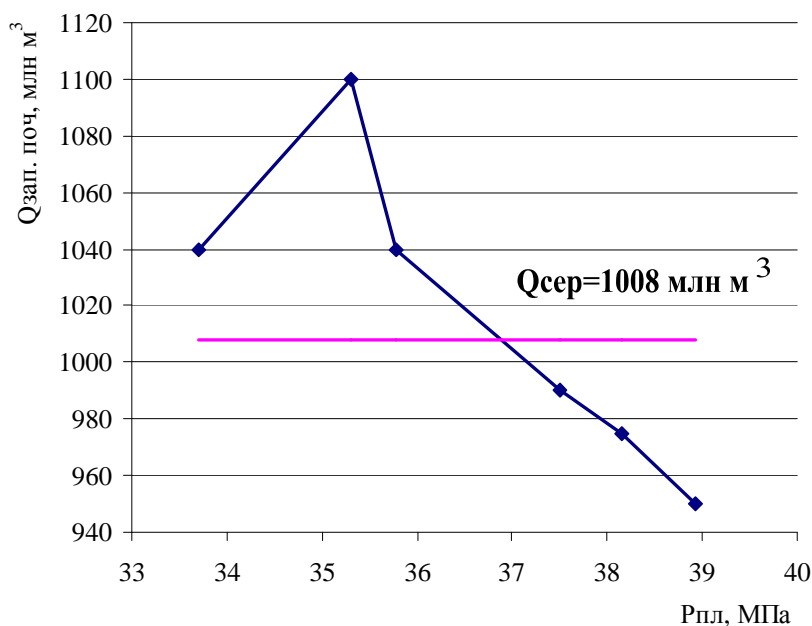


Рисунок 3 – Початкові запаси сухого газу, розраховані за методикою 3

Таблиця 5 – Порівняння величини отриманих запасів газу за методиками

Методика розрахунку	Початкові запаси газу, млн м <sup>3</sup>	Відхилення відносно методики 2, %
1	992,91	13,1
2	1143,04	0,0
3	1008,00	11,8

2 Бікман Є.С. Балансовий метод контролю за розробкою газоконденсатного покладу / Є.С. Бікман // Нафтова і газова промисловість – 2009. – №2. – С. 31-33.

3 Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа / Ф.А. Гришин. – М.: Недра, 1985. – 277 с.

4 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

5 Чернов Б.О. Методика розрахунку матеріального балансу вуглеводнів методом математичного моделювання фазової рівноваги / Б.О. Чернов, В.І. Коваль, М.Є. Чернова // Наука и образование: сб. тр. Междунар. науч. конф., Коломбо (Шри-Ланка). – Хмельницький: ХНУ, 2010. – С. 46-50.

6 Чернова М.Є. Удосконалена методика розрахунку матеріального балансу вуглеводнів з використанням новітніх досягнень у галузі математичного моделювання фазової рівноваги / М.Є. Чернова, В.І. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №3 (36) – С. 88-90.

7 Дорошенко О.С. Визначення початкових запасів вуглеводнів методом матеріального балансу з врахуванням компонентовіддачі покладу / О.С. Дорошенко, В.І. Коваль // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. К.: Науканафтогаз. – 2011. – Вип. 9 – С. 234-240.

8 Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль. – 2002. – 575 с.

9 Чернов Б.О. Матеріальний баланс газоконденсатних покладів / Б.О. Чернов, В.І. Коваль. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №2 (43) – С. 134-142.

10 Тер-Сакисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Сакисов. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 659 с.

11 Патент України №105978 Е21В 43/00. Спосіб визначення початкових запасів вуглеводнів нафтових, газових та газоконденсатних покладів на основі компонентовіддачі пласта / Чернов Б.О., Коваль В.І.; заявники Чернов Борис Олександрович, Коваль Віталій Ігорович. – № а 2013 02013; заявл. 18.02.2013; опубл. 10.07.2014. – Бюл. №14

Стаття надійшла до редакційної колегії  
10.07.14

Рекомендована до друку  
професором **Бойком В.С.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Дорошенко В.М.**  
(Управління геології та розвідки родовищ  
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)

## МЕТОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИГОТОВЛЕННЯ РІЗЬБОВИХ КІНЦІВ ТРУБ НАФТОГАЗОВОГО СОРТАМЕНТУ

О.Р. Онисько

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727126,  
e-mail: Onysko.Oleg@gmail.com

Різьбові поверхні на трубах нафтового сортаменту на сьогоднішній день виконують за допомогою токарних різьбонарізних різців. Отже, точність різьбових кінців обсадних і бурильних труб значною мірою залежить від точності робочої частини різців, а особливо точності профілю різальної кромки. Визначальними параметрами методів забезпечення точності виготовлення різьб є значення кута нахилу різальної кромки  $\lambda$  та переднього кута нахилу передньої площини різьбонарізного різця  $\gamma$ . У статті йдеться про необхідність застосування корекції профілю різальної кромки токарного інструмента для виготовлення різьби у випадку, коли різальна кромка не належить прямолинійній твірній гвинтової поверхні різьби. Тобто потреба такої корекції може виникати у разі застосування ненульового значення геометричних параметрів різальної частини різьбових різців — кутів  $\gamma$  і  $\lambda$ .

Ключові слова: передній кут, кут нахилу різальної кромки, різьбонарізний різець, гвинтова поверхня, різьба.

Резьбовые поверхности на трубах нефтегазового сортамента на современном этапе выполняют при помощи резьбонарезных резцов. Таким образом, точность резьбовых концов обсадных и буровых труб в значительной степени зависят от точности рабочей части резцов, а особенно точности профиля их режущей кромки. Определяющими параметрами методов обеспечения точности изготовления резьбы есть значения углов наклона режущей кромки  $\lambda$  и переднего угла наклона передней плоскости резьбонарезного резца  $\gamma$ . В данной статье раскрывается необходимость применения коррекции профиля режущей кромки токарного инструмента для изготовления резьбы в случае, если режущая кромка не принадлежит прямолинейной образующей винтовой поверхности резьбы. То есть необходимость такой коррекции может возникнуть в случае применения ненулевого значения геометрических параметров режущей части резьбовых резцов — углов  $\gamma$  и  $\lambda$ .

Ключевые слова: передний угол, угол наклона режущей кромки, резьбонарезной резец, винтовая поверхность, резьба.

At present threaded surfaces of the oil and gas grades pipes are made by threading tools. Therefore, the accuracy of the threaded ends of the casing and drilling pipes largely depends on the accuracy of the cutting tool working part and, especially, it is dependent on the accuracy of the cutting edge profile. Essential parameters of the methods for ensuring the thread manufacturing accuracy include the value of the cutting edge inclination angle  $\lambda$  and front angle of the near plane of the threading tool  $\gamma$ . The article deals with the need of utilization of the cutting edge profile correction of the lathe tool for making a thread in the event when the cutting edge does not belong to the rectilinear generator of the spiral thread surface, i. e. the need for such a correction may occur in case of application of the non-zero value of the geometrical parameters of the threaded ends cutting part — angles  $\gamma$  and  $\lambda$ .

Keywords: front angle, cutting edge inclination angle, threading tool, spiral surface, thread.

**Актуальність питання.** Якість бурильних і обсадних труб включає у себе якість різьбових поверхонь на їхніх кінцях. Виготовлення різьбових кінців труб нафтогазового сортаменту ставить перед нафтогазовим машинобудуванням комплексне завдання — дотримання вимог до якості різьби при одночасному забезпеченні продуктивності її виготовлення. Якість різьбових кінців бурильних труб повинна забезпечувати задані експлуатаційні показники згвинтованості, міцності та герметичності різьбових з'єднань. Продуктивність виготовлення продиктована, у першу чергу, типом виробництва. У випадку виготовлення різьбових кінців труб даного сортаменту, ми маємо справу із масовим, або великосерійним виробництвом. Формування різьб на трубах з високими вимогами щодо їх міцності та точності можливе тільки із застосуванням процесу різьбонарізання. Отже, саме технологія різьбонарізання у цілому і якість різьбонарізних інструментів зо-

крема є вирішальними чинниками у забезпеченні як якості різьбових кінців, так і продуктивності їх виробництва.

**Вимоги до точності різьби на обсадних і бурильних трубах.** На нинішній день у технологічному процесі виготовлення труб нафтогазового сортаменту здебільшого застосовують різьбові різці або різьбові головки з однопрофільною чи багатопрофільною різальною кромкою. Схему, яка ілюструє різець з однопрофільною різальною кромкою і різьбу, яку він формує, показано на рисунку 1.

Діючими в Україні стандартами [1], [2] для труб нафтогазового сортаменту регламентуються як власне самі конструкції різьбових поверхонь, так і їхня точність. З огляду на проблематику, яка розглядається у даній статті, повертає до себе увагу певна залежність конструкції вказаних різьб і їх точності від конструкції та точності різьбоутворюючого інструмен-

ту. Зокрема, у стандарті [1] вказано, що  $r$  – радіус заокруглення впадини різьби вказаний саме задля проектування різьбоутворюючого інструменту, а вказана точність розміру  $h_1$  (висота профілю різьби) є необхідною для визначення параметрів профілю різьби і для різьбоутворюючого інструменту. У стандарті [2] теж вказано на те, що параметри  $r$  і  $r_1$  вказують саме для проектування різьбоутворюючого інструменту. Згідно зі стандартами [1], [2] зазначені розміри контролю не підлягають. У той же час цими самими стандартами регламентуються і ті розміри та їх граничні відхилення, які підлягають контролю. Серед них, такі як кут нахилу сторони профілю різьби  $\alpha/2$  і висота профілю  $h_1$ . У таблиці 1 наведені деякі параметри і їх відхилення за стандартом [2] для трикутної різьби за стандартом ГОСТ 632-80.

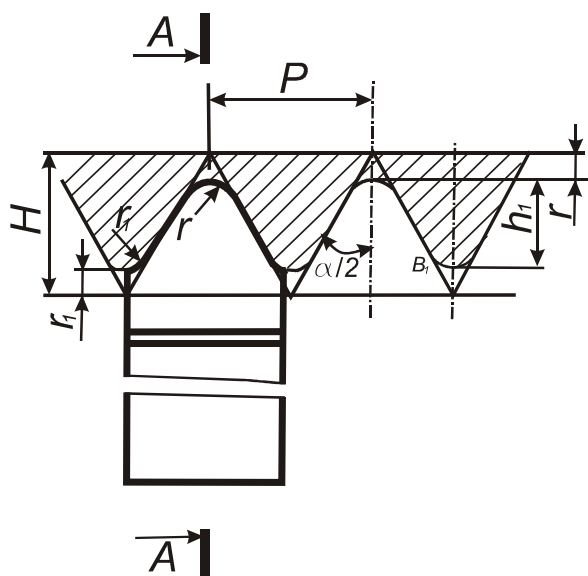


Рисунок 1 – Схема різьбоутворення трикутної різьби з допомогою різьбонарізного різця

Таблиця 1 – Параметри і граничні відхилення від номінальних розмірів трикутної різьби за стандартом ГОСТ 632-80

Параметр різьби	Норма
Крок різьби, $P$	3,175 мм
Висота вихідного профілю, $H$	2,750 мм
Висота профілю, $h_1$	$1,810_{-0,1}^{+0,05}$ мм
Кут нахилу сторони профілю, $\alpha/2$	$30^\circ \pm 1^\circ 15'$
Радіус заокруглення вершини профілю, $r$	$0,508^{+0,045}$ мм
Радіус заокруглення впадини профілю, $r_1$	$0,432^{+0,045}$ мм

Більш жорсткими є граничні відхилення від номінальних розмірів для трапецеївидних різьб. Вказані вище стандарти обмежують ці відхилення до величини  $\pm 30'$  для кута нахилу сторони профілю  $\alpha/2$  і до  $\pm 0,03$  мм для висоти профілю  $h_1$ . Саме ці параметри і є визначаль-

ними у виборі технології різьбо нарізання, яка включає у себе ряд аспектів, пов'язаних як із схемами зрізання припуску та режимами різання, так і з конструктивними та геометричними параметрами інструментів.

**Огляд та аналіз схем різання при нарізанні різьб різцями.** Схеми зрізання припуску, що застосовуються при обробці різьби різцями представлені на рисунку 2. Ці схеми відносяться до обробки різьб з симетричним профілем, в даному випадку трикутним.

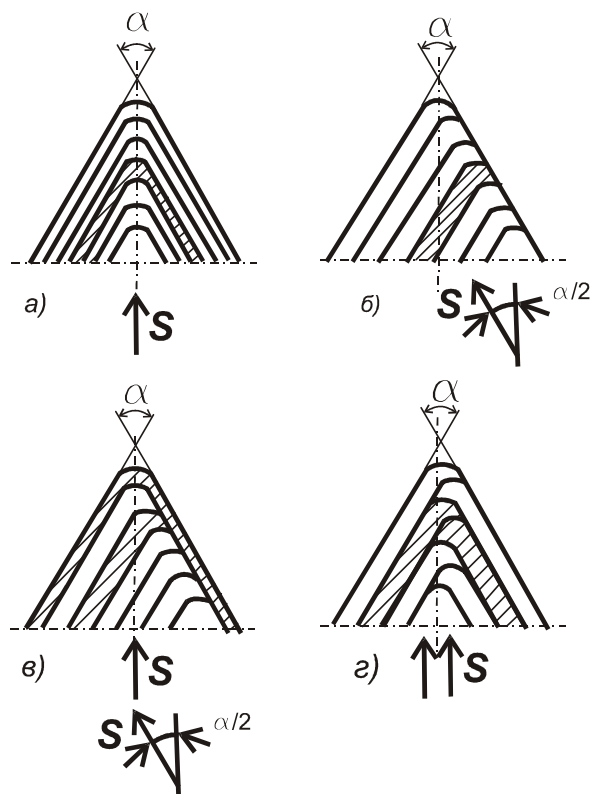


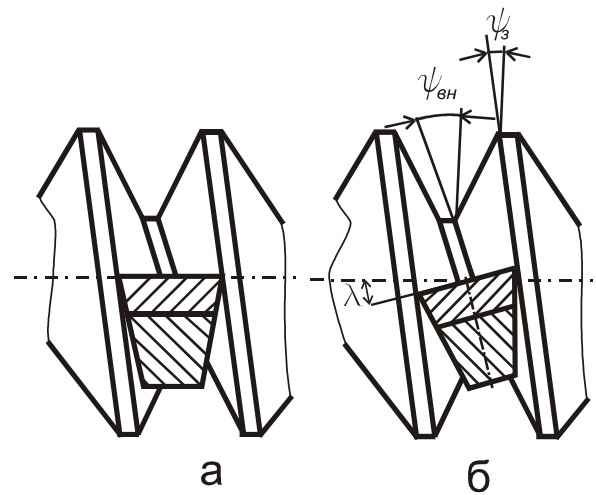
Рисунок 2 – Схеми зрізання припуску різьбоутворення трикутної різьби при обробці різьби різцями (S – напрям подачі врізання)

Спосіб врізання при багатопрохідному нарізанні різьби значною мірою впливає на якість поверхні різьби, стійкість робочої частини різця і на форму отриманої стружки. Схеми різання при нарізанні різьб із симетричним профілем різьбовими різцями у залежності від напрямку додаткової поперечної подачі можуть бути зведені до кількох основних схем (див. рисунок 2): радіальне врізання (а), врізання вздовж бокової сторони профілю різьби (б), врізання вздовж бокової сторони профілю різьби з подальшою зміною напрямку на радіальне (в), врізання з послідовним чергуванням бічних сторін профілю різьби (г) [3]. Найпоширенішою схемою є радіальна. При її реалізації обидві різальні кромки різця (права і ліва) є головними, вони поспідовно зрізають матеріал, а кінцевий контур різьби утворюється на останньому проході. Стружка має коробчасту форму і тому для її зрізання потрібні значні зусилля різання. Схема

різання врізанням уздовж бокової сторони профіля різьби передбачає по суті одну різальну кромку і окіл вершини різця, оскільки інша різальна кромка зрізає незначний припуск. Внаслідок більш вільного різання і некоробчатої форми стружки силове навантаження на різальну кромку є меншим, ніж при радіальній схемі різання. У схемі різання врізанням з послідовним чергуванням бокових сторін профілю різьби вершинна кромка постійно, а кожна із бічних кромок по чергову від проходу до проходу стає головною. Ця схема різання, на відміну від попередньої забезпечує по чергове навантаження різальних кромок і рівномірний розподіл спрацювання між ними. Однак вона вимагає відповідно налаштованої програми ЧПК. Схема різання врізанням уздовж бокової сторони профіля різьби зі зміною напрямку врізання на останньому проході є по суті комбінацією попередніх схем і відповідно має свої недоліки і переваги.

**Огляд існуючих досліджень впливу геометричних параметрів різьбового різця на виконаній за його допомогою різьби.** Встановлення осі різьбового різця, щодо осі різьбової поверхні може бути перпендикулярним (рис. 3а) або виконане під кутом  $\lambda$ , який дорівнює куту підйому різьби  $\psi$  (рис. 3б).

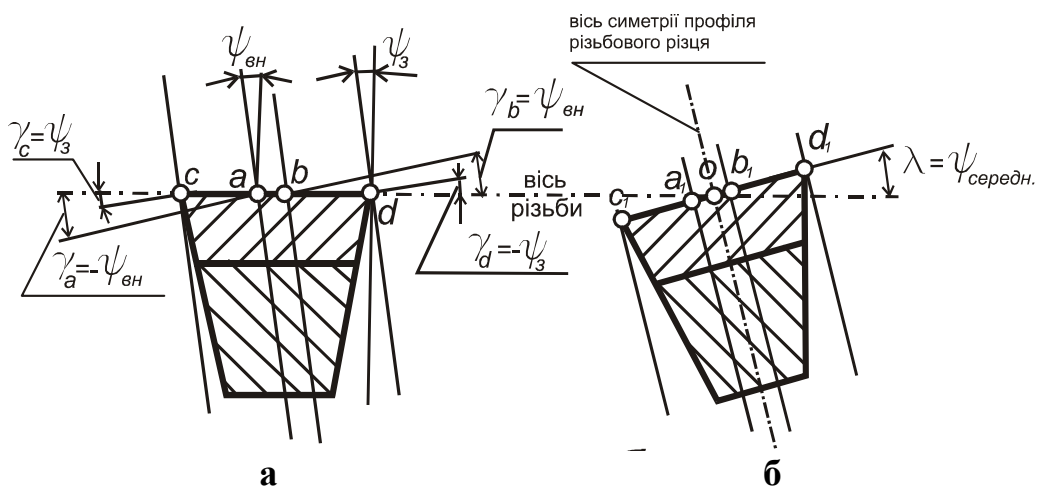
Кут підйому різьби не є постійною величиною, оскільки змінюється від найбільшого значення  $\psi_{вн}$  у впадині різьбової поверхні до найменшого значення  $\psi_3$  на її виступі (див. рис. 3б). У точках, які розміщені на середньому діаметрі різьби кут підйому матиме якийсь своє значення  $\psi_{середн.}$ . Таким чином, значення кута  $\lambda$  повинно дорівнювати значенню кута  $\psi_{середн.}$  (рис. 4б) [3]. Якщо значення кута  $\lambda$  є нульовим, тоді дійсні значення інших геометричних параметрів різьбового різця стають залежними від значень кутів підйому. У внутрішніх точках  $a$  і  $b$ , тобто тих, які належать впадині різьби, передні кути  $\gamma_a$  і  $\gamma_b$  за модулем дорівнюють зна-



**Рисунок 3 – Встановлення осі різьбового різця щодо осі різьбової поверхні**

ченню  $\psi_{вн}$  (рис. 4а) [3]. Щодо точок, які належать зовнішній поверхні різьби –  $c, d$ , то для них значення передніх кутів за абсолютною величиною є таким, що відповідає значенню  $\psi_3$  (див. рис. 4а). За абсолютним значенням, як видно з рис. 4а, на лівій різальній кромці різця (точка  $c$ ) маємо позитивне значення переднього кута, а на правій (точка  $d$ ), навпаки — негативне. Зменшення значення кута  $\psi$  призводить, як відомо, до збільшення сили різання і погіршення стружкоутворення. У той же час збільшення цього параметра призводить до зменшення сили різання, але при цьому не слід нехтувати зменшенням тіла різального клину в околі різальної кромки і як наслідок можливим зменшенням інтенсивності відведення тепла із зони різання.

На рисунку 5 зображено схему розміщення різьбонарізного різця у виконаній ним різьбовій поверхні. Верхня частина містить переріз різця  $A-A$  з рисунку 1. Його передня площина нахилена під певним додатнім кутом  $\gamma$ . Цей передній кут, на думку авторів [3], [4], призво-



*a — вісь симетрії профілю різьбового різця перпендикулярна до осі різьбової поверхні,  
б — вісь симетрії профілю різьбового різця нахилена до осі різьбової поверхні під кутом  $\lambda$ ,  
що дорівнює куту підйому різьби по середньому діаметрі  $\psi_{середн.}$*

**Рисунок 4 – Кути  $\gamma$  і  $\lambda$  різця в процесі нарізання різьби у залежності від його встановлення**

дить до необхідності корекції профілю різальної кромки, принаймні її прямолінійної частини *ab*. У вказаних джерелах йдеться про те, що внаслідок здійснення повздовжньої подачі і при наявності ненульового значення переднього кута для забезпечення виконання заданого профілю різьби, профіль різальної кромки повинен бути виконаний несиметричним, причому ліва різальна кромка повинна бути коротшою ніж права, якщо мова йде про нарізання справа–наліво і навпаки.

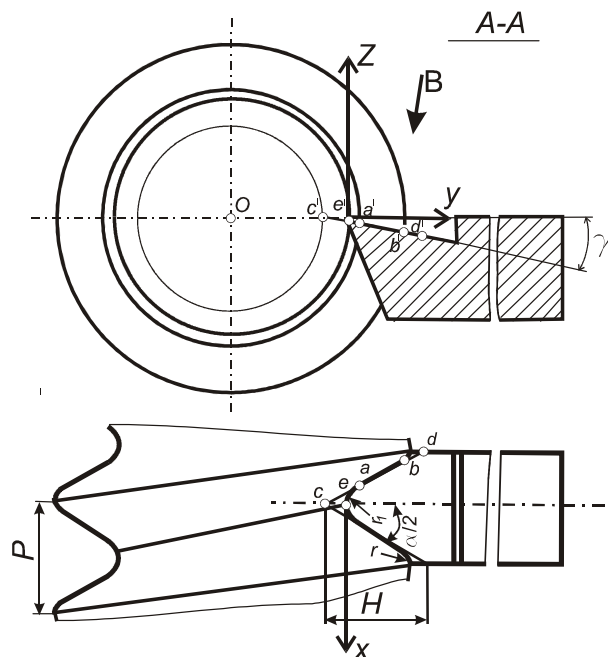


Рисунок 5 – Кут нахилу передньої поверхні  $\gamma$

У дисертаційній роботі [3] аналізується також і вплив кута  $\lambda$  на точність виконання профілю різьби. Отримані автором формули вказують на залежність зміни ширини впадини від підйому різьби  $y$ , та величини кута нахилу передньої площини навколо осі  $\psi$  (див. рис. 5), тобто кута  $\lambda$ . У роботах [3] і [4] автори на прикладі конкретних розрахунків доводять про незначні впливи величини переднього кута на відхилення кута нахилу сторони  $\alpha/2$  профілю різьби у процесі здійснення різьбонарізання. Як правило величина цих відхилень лежить у межах допуску. До такого ж висновку доходить автор [3] і щодо впливу кута  $\lambda$  на величину того ж відхилення.

**Огляд існуючих конструктивних пропозицій, які забезпечують регулювання значень геометричних параметрів різьбових різців.** Сучасні різьбонарізні технології здебільшого мають на озброєні інструменти, у яких робоча частина — це твердосплавна різальна пластина, яка механічно кріпиться до тіла цього інструменту. У більшості виробників різьбонарізних різців кріплення твердосплавної пластини передбачає і, так звану, підкладну пластину (рисунок 6).



Рисунок 6 – Встановлення робочої різальної пластини на підкладну пластину

Підкладна пластина виконує ряд поставлених до неї завдань, одне з яких — це забезпечення необхідного кута нахилу  $\lambda$  різальної пластини. Конструктивно це забезпечується саме за рахунок підбору підкладної пластини, виходячи з її маркування, яке власне і відображає який кут має вказана пластина. Різець Sandvik Coromant [5], як бачимо з рисунку 7 укомплектовується підкладними пластинами, які забезпечують нахил різальної кромки під кутом  $\lambda$  у діапазоні від  $-2^\circ$  до  $4^\circ$ .

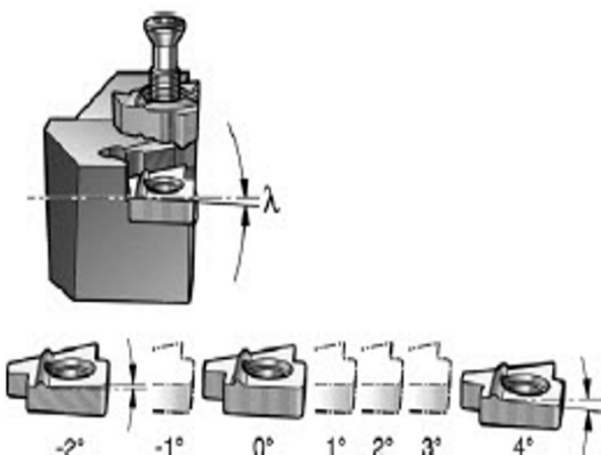
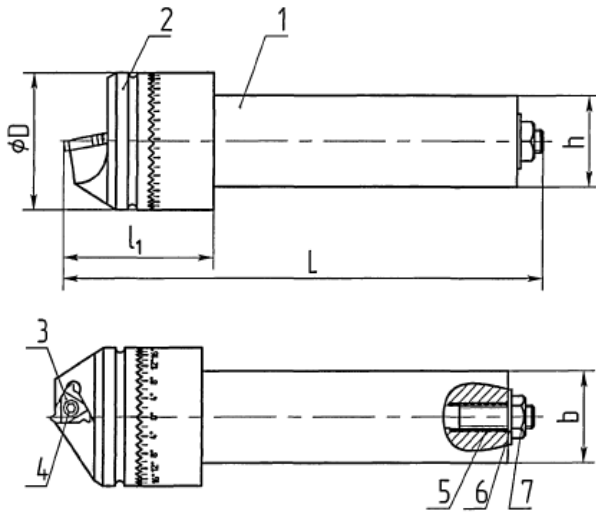


Рисунок 7 – Підбір підкладної пластини з потрібним значенням кута  $\lambda$

Компанія ZCC-CT пропонує підкладні пластини, які забезпечують величину кута  $\lambda$  у діапазоні від  $-1^\circ$  до  $3^\circ$  [6]. Вибір проводиться у залежності від кроку різьби та її діаметру і далі дискретно згідно з найближчими числами з ряду, що запропонований у вигляді таблиць чи діаграм вибираються підкладні пластини [5], [6]. Схожі методики запропоновані також компаніями Seco, «Резьбовые технологии» та іншими провідними виробниками різьбонарізних різців та пластин до них.

У дисертаційній роботі [3] Фомін Є. В. запропонував конструкцію різця з механічним кріпленням пластин, які устанавлюються на поворотній частині державки. Він складається із корпусу, на лівому торці котрого виконане зубчасте рифлення, яке контактує із зубами державки (рисунок 8). За допомогою цього

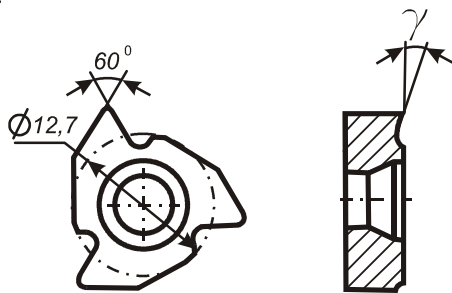
рифлення визначається положення різьбової пластини відносно різьби, тобто виставляється величина кута  $\lambda$ , причому у діапазоні від  $-90^\circ$  до  $+90^\circ$ . Жорсткість конструкції різця забезпечується за допомогою підпружиненої гайки — затискача.



1 – корпус різьбового різця; 2 – державка з різьбовою твердосплавною пластиною 3; 4 – гвинт кріплення різьбової пластини; 5 – пружина; 6 – гайка–затискач

**Рисунок 8- Конструкція різьбового різця з поворотною державкою**

Більшість сучасних виробників користуються однопрофільними поворотними пластинами з трьома робочими поверхнями. На рисунку 9 зображено пластину фірми ZCC-CT для правого нарізування різьби стандарту API, який є американським аналогом ГОСТ 632-80. У каталогах фірми вказується профільний кут різальної частини інструмента ( $60^\circ$ ) і загальні розміри пластини, серед них  $d$  12,7 мм. Величина переднього кута  $\gamma$  пластини не регламентується. За рахунок установки пластини на робочій частині різця передній кут стає рівний нулю.



**Рисунок 9 – Загальні розміри різьбової правої пластини фірми ZCC-CT для виготовлення різьби за стандартом API (аналог ГОСТ 632-80)**

Потреба корекції профілю різьбонарізних різців задля забезпечення максимально-можливої точності виконання профілю різьби при застосуванні різців з переднім кутом  $\gamma$  відмінним від нуля. У статті [7] автори доводять потребу корекції профілю різальної кром-

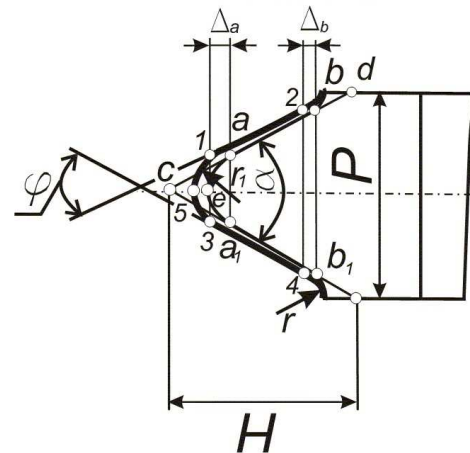
ки у випадку застосування нахилу передньої площини різьбового різця під кутом  $\gamma$ , який не дорівнює нулю. На рисунку 10 показано вигляд В, різця зображеного на рисунку 5. На ньому жирною лінією схематично вказана відкоректована відносно теоретичного різьбового профілю різальна кромка. Теоретичний профіль різьби заданий величинами  $H$  (висота вихідного профілю різьби) і  $P$  (крок різьби). Величини зміщення крайніх точок  $\Delta_{\max}$  і  $\Delta_{\min}$  прямолінійної ділянки визначаються за представлені у статті [8] формулами:

$$\Delta_{\max} = \frac{d_2 \sin^2 \gamma}{2(1 + \cos \gamma)}; \quad (1)$$

$$\Delta_{\min} = \frac{d_2^2 \sin^2 \gamma}{2(d_2 + \sqrt{d_1^2 - d_2^2 \sin^2 \gamma})}; \quad (2)$$

де  $d_1$  – зовнішній діаметр різьби,  $d_2$  – внутрішній діаметр різьби,  $\gamma$  – передній кут різця.

### Вигляд В



**Рисунок 10 – Відкоректований профіль різальної кромки різьбонарізного різця (вигляд В — у площині передньої поверхні, виконаної, під кутом  $\gamma$ , що не дорівнює нулю)**

Отже, усі перелічені у статті конструкції різальної частини різьбонарізних різців і схеми зрізання припуску передбачають установлення передньої площини під певним кутом нахилу. Нахил визначається величиною кута  $\lambda$  і величиною кута  $\gamma$ . У той самий час згадані конструкції, окрім вказаної у [7], виконані без корекції різальної кромки задля досягнення високої точності різьби.

### Метою даної статті є:

- доведення гіперболічного профілю теоретично-точної різальної кромки різьбонарізних різців, які мають ненульові значення кута  $\lambda$ .

- визначення загальної методики забезпечення точності виготовлення різьбових кінців труб нафтогазового сортаменту.

**Моделювання поверхні трикутної різьби.** На рисунку 11 показано комплексне креслення косою гелікоїда. Задано дві направляючі лінії: крива  $r$  (геліса) і пряма  $i$  (вісь поверхні). Твірна — пряма лінія  $l$  так переміщується по цих напрямних, що постійно залишається перпендикулярною до осі поверхні  $i$ . Твірна  $l$  при своєму переміщенні буде складати з віссю  $i$  постійний кут  $\alpha$ , відмінний від прямого. Для цього треба побудувати співвісний з гелісою  $r$  направляючий конус обертання  $T$ , в якого твірні складають з віссю  $i$  кут  $\beta$ . На поверхню направляючого конуса наноситься каркас твірних, кількість яких дорівнює кількості твірних одного витка гелікоїда (на рисунку їх 12). Далі з кожної точки  $0, 1, 2, 3, \dots$  на гелісі  $r$  проведені твірні — паралельні відповідним твірним направляючого конуса. У результаті виходить лінійчата гвинтова поверхня косою гелікоїда  $L$  [9].

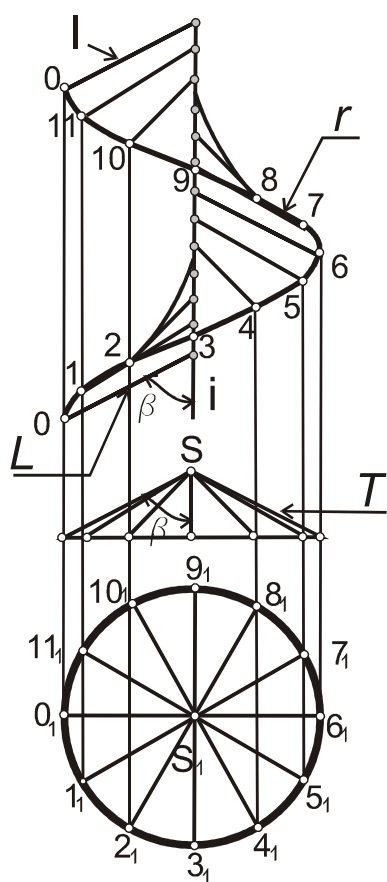


Рисунок 11 – Комплексне креслення косою гелікоїда

Отже, у косою гелікоїда твірна під час переміщення по напрямних постійно залишається паралельною до твірної конічної поверхні  $T$ , котра, таким чином, є поверхнею паралелізму для нього. В такому разі, гвинтову поверхню гелікоїда можна представити як послідовність елементарних конічних поверхонь.

Як відомо твірна конуса проходить через його вершину  $S$ , а значить перетинає вісь  $i$ . Тож різальна кромка різця, повинна виконувати роль твірної для лінійчатої поверхні гвинтової

поверхні різьби, а значить і роль твірної елементарної конічної поверхні. Розглянемо усі схеми взаємного розміщення гвинтової поверхні трикутної різьби і передньої площини різьбового різця з тим, щоб визначити чи перетинають його різальні кромки (ліва і права) вісь різьби.

**Геометричне дослідження схем розміщення різальних кромки щодо поверхні різьби.** На рисунку 12 показано розміщення твердосплавної пластинки різьбонарізного різця із нахилом передньої площини тільки під переднім кутом  $\gamma$ , що не дорівнює нулю (а), і під нерівними нулю кутами  $\gamma$  і  $\lambda$  (б). Рисунок 12а і 12б відповідають схемам зрізання припуску уздовж бокової сторони профілю різьби  $CD$  (така схема має ще одну назву — генераторна схема зрізання припуску). На рисунку 12а ліва різальна кромка  $AB$  належить прямій, що перетинає вісь різьбової поверхні, а права різальна кромка  $CD$  належить прямій, яка не перетинає вісь різьбової поверхні. На рисунку 12б і ліва і права різальні кромки не лежать на прямих, які перетинають вісь гвинтової поверхні.

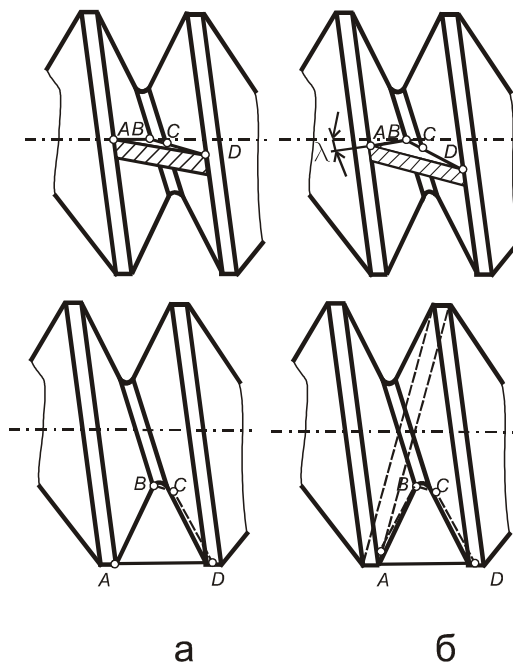


Рисунок 12 – Схема взаємного розміщення різьбової поверхні і різальної пластинки, з розміщеною під кутом  $\gamma$  (передній кут) передньою площиною  $ABCD$ , виконаною з кутом нахилу головної різальної кромки  $AB$ , що дорівнює  $0$  (а), що не дорівнює  $0$  (б).

На рисунку 13 показано розміщення твердосплавної пластинки різьбонарізного різця із нахилом передньої площини під кутом  $\lambda$ . Ця схема може відповідати як радіальному зрізанню, тобто профільній схемі зрізання припуску, так і врізанню уздовж бокової сторони профілю  $CD$ , тобто генераторній схемі зрізання припуску. Обидві різальні кромки  $AB$  і  $CD$  не належать до прямих, що перетинають вісь різьбової поверхні.

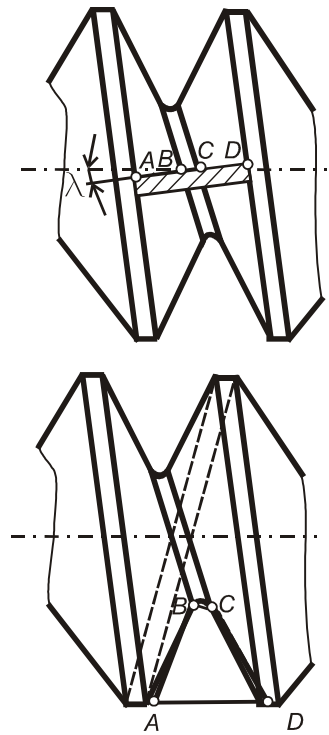


Рисунок 13 – Схема взаємного розміщення різьбової поверхні і різальної пластинки, з розміщеною під кутом  $\lambda$  передньою поверхнею

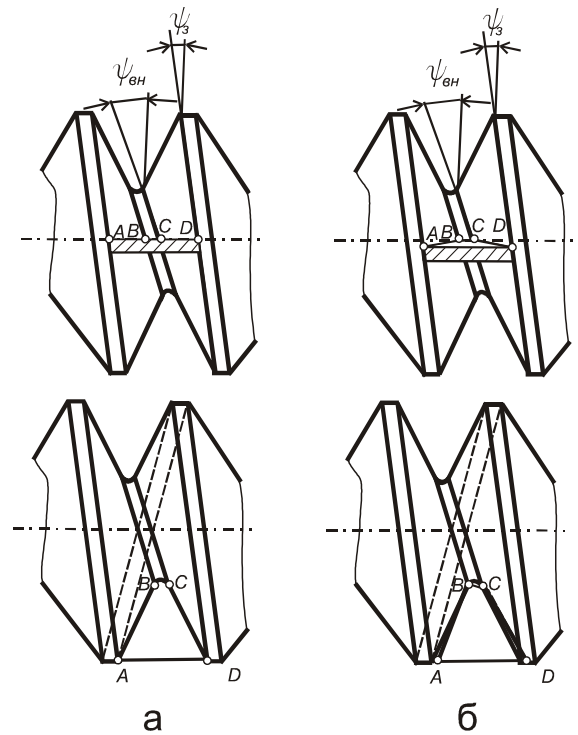


Рисунок 14 – Схема взаємного розміщення різьбової поверхні і різальної пластинки, з розміщеною під кутом  $\lambda = 0$  передньою поверхнею; з кутом  $\gamma = 0$  (а); з кутом  $\gamma$ , що не дорівнює нулю (б)

На рисунку 14 показано розміщення твєрдосплавної пластинки різьбонарізного різця із нахилом передньої площини під кутом  $\lambda=0$ . Рисунки 14а і 14б показують розміщення різальних кромєк характерних для профільної схеми зрізання припуску, тобто для радіального врізання. На рисунку 14а різальні обидві кромки належать прямим, які перетинають вісь гвинтової поверхні. На рисунку 14б обидві різальні кромки не перетинають вісь різьбової поверхні.

Результати аналізу схем розміщення різальних кромєк при різних схемах зрізання припуску зведено у таблицю 2.

Гіперболічна форма різальної кромки, отриманої внаслідок перетину передньої площини і різьбової поверхні. На рисунку 15 показано конічну поверхню і площину, яка не містить прямих, що перетинають вісь конуса. Ця площина перетинає конус під кутом  $\eta$ , який має значення у межах від  $0^\circ$  до  $\delta$  (половинний кут при вершині конуса). У такому випадку лінією перерізу вказаної площини і конуса це — гіпербола.

Загальна методика забезпечення точності виготовлення різьбових кінців труб нафтогазового сортаменту. Передня площина різьбонарізного різця, яка представлена двома прямими  $AB$  і  $CD$  перетинає елементарні конуси лівої і правої гвинтових поверхонь трикутної різьби під кутами  $\gamma$  і  $\lambda$ , які не виходять за межі діапазону  $0^\circ-30^\circ$ . У випадку, коли  $\gamma = \lambda = 0$ ,

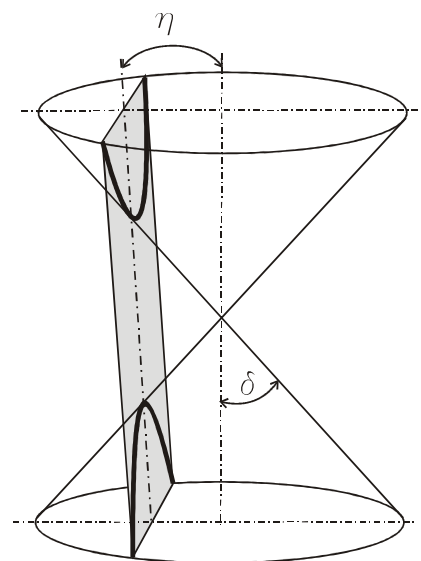


Рисунок 15 – Схема гіперболічного перерізу конуса з площиною, яка проходить під кутом  $\eta$  до осі конуса

різальні кромки різьбового різця розміщені на прямим, які перетинають вісь гвинтової поверхні, а значить співпадають із твірними елементарної конічної і відповідно гвинтової поверхні. У випадку, коли  $\gamma$  і  $\lambda$  не дорівнюють 0, різальні кромки різьбового різця не розміщені на прямим, які перетинають вісь гвинтової поверхні, а значить не співпадають із твірними елементарної конічної і відповідно гвинтової поверхні. У

Таблиця 2 — Вплив вибраної схеми зрізання припуску на відхилення від теоретичного профілю різьби

№ з/п	Схема зрізання припуску	Позначення на рисунку 2	Схема взаємного розміщення різьбової поверхні і різальної пластинки	Наявність кутів установлення передньої площини, які не дорівнюють нулю			Розповсюдженість схеми	Можливість багатопрофільної різальної кромки	Наявність методу корекції профілю різальної кромки	Відхилення від теоретичного профілю різьби	
				$\gamma$	$\lambda$	$\gamma_a \gamma_b$				Ліва кромка	Права кромка
1	профільна	А									
2			Рис12а	-	-	+	-	-	-	-	+
3			Рис12б	+	+	+	-	-	-	+	+
4			Рис13	-	+	-	+	-	-	+	+
5			Рис14а	-	-	+	+	+	-	-	-
6			Рис14б	+	-	+	-	+	+	+	+
7	генераторна	Б									
8			Рис12а	+	-	-	+	-	-	-	+
9			Рис12б	+	+	+	+	-	-	+	+
10			Рис13	-	+	-	-	-	-	+	+
11			Рис14а	-	-	+	-	-	-	-	-
12			Рис14б	+	-	+	-	-	+	+	+
13	генераторно-профільна	В									
14			Рис12а	+	-	+	-	-	-	-	+
15			Рис12б	+	+	+	-	-	-	+	+
16			Рис13	-	+	-	-	-	-	+	+
17			Рис14а	-	-	+	-	-	-	-	-
18			Рис14б	+	-	+	-	-	+	+	+
19	змінного врізання	Г									
20			Рис12а	-	-	+	-	-	-	-	+
21			Рис12б	+	+	+	-	-	-	+	+
22			Рис13	-	+	-	+	-	-	+	+
23			Рис14а	-	-	+	+	+	-	-	-
24			Рис14б	+	-	+	-	+	+	+	+

такому разі теоретично-точна різальна кромка різьбового різця повинна мати відкоректований профіль, що враховує гіперболічний характер перерізу передньої площини з гвинтовою поверхнею різьби. Як приклад формули 1 і 2 служать для корекційного розрахунку профіля різальної кромки у випадку застосування тільки кута, який відмінний від 0. Для корекції профіля різальної кромки різця із ненульовим значенням  $\lambda$  або одночасно ненульовим значенням  $\gamma$  і  $\lambda$  слід провести окремі аналітичні дослідження.

### Висновки

1. Точність виготовлення різьбових кінців труб нафтогазового сортаменту значною мірою залежить від прийнятих значень переднього кута  $\gamma$  і кута нахилу різальної кромки  $\lambda$  різьбо-нарізного різця.

2. У випадку застосування ненульового значення вказаних кутів теоретично-точна різальна кромка повинна мати гіперболічний профіль.

3. Методи досягнення точності ґрунтуються на застосуванні корекційного розрахунку профіля різальної кромки різця у площині передньої поверхні.

У рамках подальшої роботи у даному напрямку слід виявити аналітичні залежності впливу кута нахилу різальної кромки  $\lambda$  на величини відхилення відкоректованого профілю різьбового різця від теоретичного профілю різьби.

## Література

- 1 ГОСТ 28487–90. Межгосударственный стандарт. Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль. Размеры. Допуски [Текст]. Разработан и внесен Министерством нефтяной и газовой промышленности СССР, Государственным комитетом СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 27.03.90 № 614. Введен впервые. Издание с изменением № 1, утвержденным в июле 1992 г. (ИУС 10-92); М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 10 с.
- 2 ГОСТ 632–80. Межгосударственный стандарт. Трубы обсадные и муфты к ним [Текст]. Разработан и внесен Министерством черной металлургии СССР, нефтяной промышленности СССР. Утвержден и внесен в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 05.06.80 № 2578. Взамен ГОСТ 632–64. Издание (апрель 2010 г.) с Изменением № 1, №2, №3, №4 утвержденными в октябре 1982 г., январе 1986 г., январе 1988 г., мае 1989 г. июле 1992 г. (ИУС 2-83, 5-86, 4-88,8-89); М.: «Стандартинформ», 2010. – 75 с.
- 3 Фомин Е. В. Повышение стойкости и точности резьбовых резцов на основе моделирования процесса резьбонарезания [Текст]: дис. ... канд. техн. наук : 05.03.01 : защищена 22.03.07 : утв. 24.09.07 / Фомин Евгений Владимирович – М., 2007. – 206 с. – Библиогр.: С. 194–202. – 003653715.
- 4 Онисько О. Р. Забезпечення точності виготовлення різьб обсадних труб шляхом застосування параметричного проектування профіля різьбальної частини різьбонарізних інструментів в середовищі системи програмування Дельфі [Текст] / О. Р. Онисько, Л. О. Борушак, В. Б. Копей // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету. – 2009. – №2(20). – С. 50-53.
- 5 Ultra-rigid thread turning for all types of threads – internal and external. [Електронний ресурс]: – Електрон. дан. (1 файл). Sandvik Coromant. Site. Режим доступу: [www.sandvik.coromant.com/en-gb/products/corothread\\_266/Pages/default.aspx](http://www.sandvik.coromant.com/en-gb/products/corothread_266/Pages/default.aspx). – Назва з екрана
- 6 Katalog 2011-2012 ZCC-CT. Гедион-Альфа Офіційний дистрибутор інструмента ZCC-CT в Росії. [електронний ресурс]: – електрон. дан.–М.: «Гедион Альфа», 2013 (1 файл). Режим доступу: [www.g-alfa.ru/tochenie\\_2012.pdf](http://www.g-alfa.ru/tochenie_2012.pdf) – Назва з екрана.
- 7 Онисько О. Р. Програмна реалізація розрахунку форми різьбальної кромки різьбового різця залежно від значення величини його переднього кута та діаметра різьби [Текст] / О. Р. Онисько, Л. О. Борушак, С. О. Рязанов // Вісник національного університету «Львівська політехніка». – 2013. – № 772. – С. 129–134.
- 8 Онисько О. Р. Різьбові різці з відкоректованою за значенням переднього кута прямолінійною різьбальною кромкою [Текст] / О. Р. Онисько, В. Г. Панчук, В. В. Врюкало // Міжнародний збірник наукових праць «Прогресивні технології і системи машинобудування». – Донецьк: ДНВЗ «Донецький національний технічний університет». – 2014. – № 2(48). – С. 10–14.
- 9 Магопєць О. С. Нарисна геометрія різьби: навчально-методичний посібник до організації самостійної роботи студентів [Текст] / О. С. Магопєць, Т. М. Ауліна. – Кіровоград: Кіровоградський національний технічний університет, 2004. – 127 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
21.07.14

Рекомендована до друку  
професором **Петриною Ю.Д.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Никифорчиним О.Р.**  
(Прикарпатський національний університет  
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)

## ВИЗНАЧЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ З УРАХУВАННЯМ ГІДРАВЛІЧНОГО ОПОРУ САМОПЛИВНИХ ДІЛЯНОК

С.Я. Григорський, М.Д. Середюк

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727139,  
e-mail: tzn g @ p u n g . e d u . u a

*Розроблена методика аналітичного розрахунку пропускної здатності магістрального нафтопроводу з урахуванням наявності самопливних ділянок. Методика базується на класичних гідродинамічних рівняннях, враховує особливості безнапірного руху нафти в трубопроводі та пружність парів нафти за температури перекачування. Створено комп'ютерну програму, яка дає можливість для довільного нафтопроводу провести розрахунки пропускної здатності, розподілу тиску, параметрів роботи самопливних ділянок, побудувати фактичну лінію гідравлічного нахилу та скласти матеріальний баланс нафти в трубопроводі.*

*Виконано апробацію методики на прикладі розрахунку пропускної здатності експлуатаційної ділянки вітчизняного нафтопроводу із самопливними ділянками. Встановлено, що сумарну довжину самопливних ділянок можна описати лінійною функцією, а сумарний об'єм нафти у порожнині трубопроводу – поліномом другого степеня залежно від пропускної здатності нафтопроводу. Визначено продуктивність нафтопроводу, за якої досягається мінімальний об'єм нафти на самопливних ділянках.*

**Ключові слова:** перевальна точка, самопливна ділянка, пропускна здатність, ступінь заповнення перерізу труби, гідравлічний нахил, безнапірний потік рідини, аналітичний метод.

*Разработана методика аналитического расчета пропускной способности магистрального нефтепровода с учетом наличия самотечных участков. Методика базируется на классических гидродинамических уравнениях, учитывает особенности безнапорного движения в трубопроводе и упругость паров нефти при температуре перекачки. Создана компьютерная программа, позволяющая для произвольного нефтепровода провести расчеты пропускной способности, распределения давления, параметров работы самотечных участков, построит фактическую линию гидравлического уклона и составит материальный баланс нефти в трубопроводе.*

*Выполнена апробация методики на примере расчета пропускной способности эксплуатационного участка отечественного нефтепровода из самотечными участками. Получено, что суммарную протяженность самотечных участков можно описать линейной функцией, а суммарный объем нефти в полости трубопровода – полиномом второй степени в зависимости от пропускной способности нефтепровода. Определена производительность нефтепровода, при которой объем нефти на самотечных участках будет минимальным.*

**Ключевые слова:** перевальная точка, самотечный участок, пропускная способность, степень заполнения сечения трубы, гидравлический уклон, безнапорный поток жидкости, аналитический метод.

*The article describes the technique of analytical calculation of oil trunk pipeline capacity with the account of the gravity areas. The technique is based on the classical hydrodynamic equations and it takes into account the free-flow movement of oil in the pipeline and the elasticity of oil vapors at the pumping temperature. The computer program, which enables to calculate the capacity, pressure distribution in any pipeline, parameters of gravity areas, build the actual line of hydraulic slope, and make the material balance of oil in the pipeline, was developed.*

*The methodology testing was completed on the example of calculation of operational area capacity of domestic pipeline with gravity areas. It was found out that the total length of the gravity area can be described by the linear function and the total volume of oil in the cavity of the pipeline – by the second order polynomial depending on the capacity of the pipeline. The pipeline performance, at which the minimum amount of oil is achieved in the gravity areas, was also determined.*

**Keywords:** transshipment point, free-flow area, capacity, fill level of the pipeline cross section, hydraulic slope, free-flow fluid, analytical method.

У процесі експлуатації магістральних нафтопроводів, що мають пересічений профіль траси, нерідко формуються ділянки з безнапірним рухом транспортованої рідини. Ці ділянки називають самопливними ділянками. У порожнині трубопроводу у межах самопливних ділянок транспортований продукт рухається неповним перерізом під дією сили тяжіння [1,2].

Гідродинамічні процеси, що супроводжують рух нафти на самопливних ділянках нафтопроводів, мають ряд особливостей і вимагають додаткових досліджень. На сьогодні розроблені здебільшого графічні методи визначення

кількості, місця положення та довжини самопливних ділянок [1,2]. Такі методи незручні, недостатньо точні і не можуть бути закладені у сучасні алгоритми комп'ютерних розрахунків режимів роботи трубопроводів [3].

У роботі [3] нами запропонована методика, яка дає змогу для довільного профілю траси трубопроводу аналітичним шляхом визначити кількість і положення самопливних ділянок, знайти їх довжину та ступінь заповнення перерізу трубопроводу транспортованим продуктом. Методика базується на класичних гідродинамічних рівняннях і враховує особливості

безнапірного руху рідини в трубопроводі. Зазначена методика передбачає, що витрата нафти в нафтопроводі є відомою величиною.

У процесі експлуатації магістрального нафтопроводу робоча витрата нафти визначається шляхом розв'язування рівняння балансу напорів (тисків), що включає характеристики насосних агрегатів НПС і лінійної частини трубопроводу з урахуванням чинних обмежень технологічних параметрів. Для рельєфних нафтопроводів робоча витрата нафти і параметри самопливних ділянок взаємозв'язані між собою, що ускладнює їх знаходження і вимагає застосування методу послідовних наближень.

**Мета і задачі досліджень.** Метою роботи є розробка методики розрахунку пропускної здатності магістральних нафтопроводів з урахуванням гідравлічного опору самопливних ділянок.

У процесі досліджень вирішувались такі задачі:

1) виявлення взаємозв'язку між положенням перевальної точки на трасі нафтопроводу і величини пропускної здатності магістрального нафтопроводу;

2) розробка аналітичного методу та оригінального програмного забезпечення для виявлення місця розташування перевальної точки, розрахунку пропускної здатності та розподілу тиску по довжині магістрального нафтопроводу з урахуванням роботи самопливних ділянок;

3) апробація розробленої методики на прикладі однієї з експлуатаційних ділянок вітчизняного нафтопроводу із самопливними ділянками;

4) дослідження динаміки зміни пропускної здатності, об'єму нафти на самопливних ділянках та параметрів їх роботи з урахуванням сезонних змін умов перекачування та схеми роботи насосних агрегатів на нафтоперекачувальних станціях (НПС) для ділянки вітчизняного нафтопроводу.

**Об'єкт дослідження** – рельєфні магістральні нафтопроводи із самопливними ділянками.

**Предмет дослідження** – гідродинамічні процеси на напірних і безнапірних ділянках рельєфних магістральних нафтопроводів.

**Методи дослідження** – математичне моделювання параметрів роботи магістральних нафтопроводів із самопливними ділянками з використанням комп'ютерних технологій.

Нижче пропонується виключно аналітичний метод визначення пропускної здатності магістральних нафтопроводів з урахуванням особливостей гідродинамічних процесів руху нафти на безнапірних самопливних ділянках. Метод базується на застосуванні розробленого нами у роботі [3] способу визначення кількості самопливних ділянок, місця їх знаходження на трасі нафтопроводу, а також ступеня заповнення перерізу трубопроводу нафтою. Вихідні дані для реалізації зазначеного методу такі:

- внутрішній діаметр трубопроводу  $D$ ;
- довжина нафтопроводу  $L$ ;
- абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби  $k_e$ ;
- масив довжин висхідних та низхідних ділянок трубопроводу згідно із профілем траси  $l_i$ ;
- масив геодезичних позначок початку і кінця висхідних та низхідних ділянок трубопроводу  $z_i$ ;
- розрахункова густина транспортованого продукту  $\rho$ ;
- розрахункова кінематична в'язкість транспортованого продукту  $\nu$ ;
- пружність насичених парів транспортованого продукту за температури перекачування  $P_{np}$ ;
- масив коефіцієнтів математичних моделей напірних характеристик підпірних  $a_{n_i}, b_{n_i}$  та магістральних насосів ГНПС  $a_i, b_i$ ;
- технологічно необхідний напір нафти у кінці нафтопроводу  $H_k$ .

На першому етапі розрахунків пропускну здатність нафтопроводу визначають так, як для рівнинного нафтопроводу – із рівняння балансу напорів методом послідовних наближень.

У методі, що пропонується, урахуовуючи практичний досвід трубопровідного транспорту нафти, всі значення напору відповідають надлишковому тиску.

Позначають індексом  $j$  параметри довільної ділянки профілю траси нафтопроводу. Приймають перше наближення витрати нафти у нафтопроводі  $Q_1$ . Визначають напір, створений насосами ГНПС за прийнятої витрати нафти:

$$H_{гнпс1} = A - BQ_1^2, \quad (1)$$

де  $A, B$  – коефіцієнти математичної моделі сумарної напірної характеристики насосів ГНПС, які залежать від кількості і типу послідовно працюючих насосів.

Порівнюють між собою напір ГНПС  $H_{гнпс1}$  і максимально допустимий напір із умови міцності труби  $H_{дон}$ . За виконання умови

$$H_{гнпс1} \leq H_{дон}, \quad (2)$$

приймають, що напір нафти на початку нафтопроводу дорівнює

$$H_{n1} \leq H_{гнпс1}, \quad (3)$$

інакше

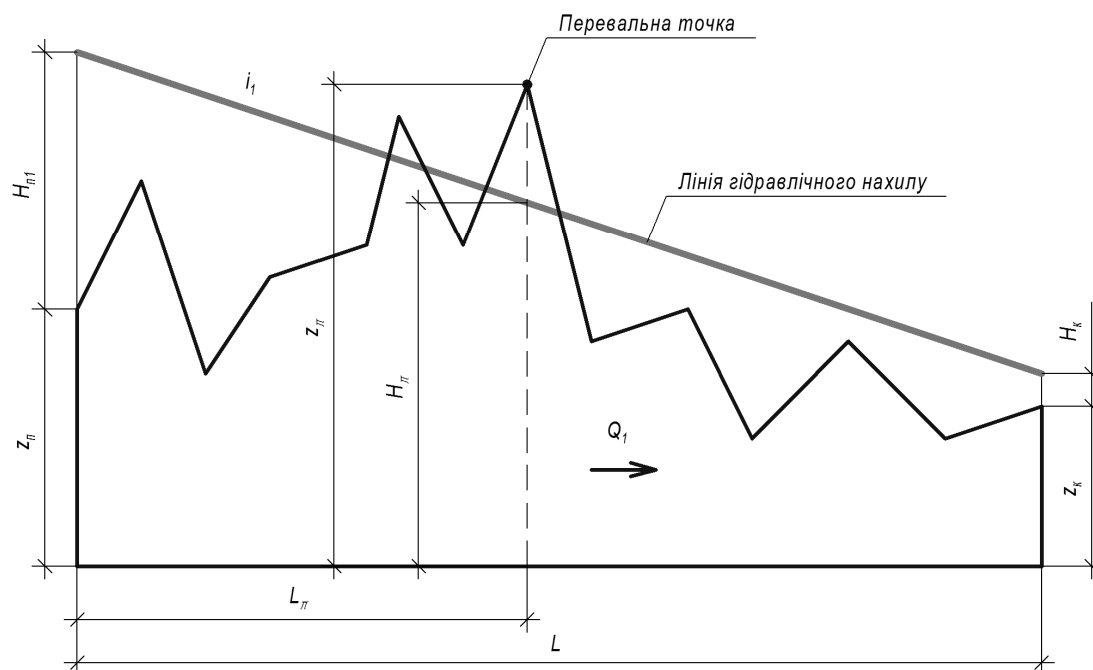
$$H_{n1} \leq H_{дон}. \quad (4)$$

Знаходять загальні втрати напору в нафтопроводі без урахування впливу самопливних ділянок

$$H_{заг1} = 1,02 \cdot i_1 \cdot L + (z_k - z_n) + H_k, \quad (5)$$

де  $i_1$  – гідравлічний нахил у нафтопроводі за прийнятого значення витрати нафти;

$z_k, z_n$  – геодезична позначка кінця і початку нафтопроводу, відповідно.



**Рисунок 1 – Профіль траси рельєфного магістрального нафтопроводу із лінією гідравлічного нахилу, побудованою для рівнинного нафтопроводу**

При обчисленні гідравлічного нахилу в нафтопроводі  $i_1$ , коефіцієнт гідравлічного опору  $\lambda$  визначають за модифікованою формулою Колбрука, як це показано у роботі [4].

Якщо виконується умова

$$|H_{n1} - H_{заг1}| \leq \varepsilon, \quad (6)$$

де  $\varepsilon$  – задана точність розрахунку напорів, то це свідчить про визначення методом ітерацій пропускної здатності нафтопроводу  $Q_1$  без урахування впливу самопливних ділянок.

Якщо умова (6) не виконується і при цьому маємо

$$H_{n1} > H_{заг1}, \quad (7)$$

то збільшують витрату нафти в нафтопроводі з кроком  $\Delta Q$

$$Q_1 = Q_1 + \Delta Q, \quad (8)$$

а у випадку

$$H_{n1} < H_{заг1}, \quad (9)$$

зменшують витрату нафти в нафтопроводі з кроком  $\Delta Q$

$$Q_1 = Q_1 - \Delta Q. \quad (10)$$

Визначене описаним вище способом значення пропускної здатності нафтопроводу не є остаточним, воно не урахує особливості профілю траси. Для рельєфного нафтопроводу за знайденої витрати нафти  $Q_1$  лінія гідравлічного нахилу може перетинати профіль траси (рисунок 1), що є неприпустимим.

Тому наступним етапом розрахунків є дослідження взаємного розміщення лінії гідравлічного нахилу за витрати  $Q_1$  і профілю траси нафтопроводу. Для кожної точки траси нафтопроводу визначають зведений гідравлічний напір за формулою

$$H_j = z_n + H_{n1} - i_1 \cdot l_{x_j}, \quad (11)$$

де  $l_{x_j}$  – довжина нафтопроводу від його початку до кінця  $j$ -ої ділянки

$$l_{x_j} = \sum_{k=1}^j l_j. \quad (12)$$

Далі знаходяться такі точки профілю траси для яких виконується умова

$$H_j < z_j. \quad (13)$$

Визначається геодезична позначка перевальної точки, від якої нафта самопливом поступає до кінцевого пункту нафтопроводу за розрахункової продуктивності

$$z_{\pi} = \max_{i=1..m} \{z_i\}, \quad (14)$$

де  $m$  – масив точок профілю траси, для яких виконується умова (13).

Далі визначається зведений гідравлічний напір на можливій перевальній точці

$$H_{\pi} = z_n + H_{n1} - 1,02 \cdot i_1 \cdot L_{\pi}, \quad (15)$$

$L_{\pi}$  – відстань від початку нафтопроводу до можливої перевальної точки (розрахункова довжина нафтопроводу).

За виконання умови

$$H_{\pi} < z_{\pi}, \quad (16)$$

точка буде перевальною для раніше знайденого значення витрати нафти в нафтопроводі  $Q_1$ . В іншому випадку самопливні ділянки для заданого режиму роботи нафтопроводу відсутні.

Після знаходження положення перевальної точки потрібно скоригувати значення пропускної здатності нафтопроводу. Для цього необхідно, використовуючи формули (1)-(10), реалізувати метод послідовних наближень і визна-

Таблиця 1 – Технічна характеристика насосних агрегатів НПС експлуатаційної ділянки вітчизняного нафтопроводу

Насосна	№ агрегату	Тип	Тип ротора, діаметр до обточування, мм	Діаметр та ширина робочого колеса, мм	Обертлова частота, об/хв
Підпірна насосна	1	20НДсН	базовий, 740	740/100	990
	2	20НДсН	базовий, 740	740/100	990
	3	20НДсН	базовий, 740	740/100	990
Магістральна насосна	1	НМ 3600-230	змінний 0,7, 430	430/95	2973
	2	НМ 3600-230	базовий, 450	450/93	2973
	3	НМ 3600-230	змінний 0,7, 430	430/95	2973
	4	НМ 3600-230	базовий, 450	450/93	2973

чити за якої витрати нафти  $Q_2$  виконується умова

$$|H_{n2} - H_{заг2}| \leq \varepsilon, \quad (17)$$

де

$$H_{заг2} = 1,02 \cdot i_2 \cdot L_{\pi} + (z_{\pi} - z_n) + (H_{np} - H_{\delta}), \quad (18)$$

$H_{заг2}$  – загальні втрати напору за прийнятої витрати нафти  $Q_2$  на розрахунковій довжині нафтопроводу;

$i_2$  – гідравлічний нахил у нафтопроводі за прийнятої витрати нафти з урахуванням наявності перевальної точки;

$H_{np}$  – напір, що відповідає пружності насиченої пари нафти за температури перекачування,

$$H_{np} = \frac{P_{np}}{\rho g}, \quad (19)$$

$g$  – прискорення сили тяжіння;

$H_{\delta}$  – напір, що відповідає атмосферному тиску.

Для підтвердження того, що знайдене значення витрати нафти  $Q_2$  є пропускною здатністю нафтопроводу з урахуванням наявності перевальної точки, необхідно пересвідчитися, що різниця геодезичних позначок перевальної і кінцевої точок не менша за загальні втрати напору на відповідній частині довжини трубопроводу. Необхідним є виконання такої умови

$$H_{руш} > H_{заг3}, \quad (20)$$

де  $H_{руш}$  – рушійна різниця напорів,

$$H_{руш} = z_{\pi} - z_{\kappa}, \quad (21)$$

$H_{заг3}$  – загальні втрати напору на ділянці від перевальної точки до кінця трубопроводу з урахуванням технологічно необхідного кінцевого напору

$$H_{заг3} = 1,02 \cdot i_2 \cdot (L - L_{\pi}) + H_{\kappa}. \quad (22)$$

За виконання умови (20) задача вирішена – знайдено пропускну здатність нафтопроводу з урахуванням наявності перевальної точки та ділянок із самопливним рухом нафти.

Після цього за методикою, що розроблена нами у роботі [3], знаючи робочу витрату нафти, можна визначити кількість самопливних діля-

нок, координати їх розташування на трасі нафтопроводу, ступінь заповнення перерізу трубопроводу транспортованою нафтою. Це дасть змогу для кожного моменту експлуатації нафтопроводу скласти матеріальний баланс нафти.

За наведеним вище алгоритмом розроблено програмне забезпечення RozSd на мові Visual Basic із застосуванням електронних таблиць Microsoft Office Excel. Програма дає змогу розрахувати пропускну здатність будь-якого рельєфного магістрального нафтопроводу із довільною кількістю НПС, визначити положення та розрахувати основні параметри роботи самопливних ділянок з урахуванням пружності насичених парів нафти. Також за допомогою програми RozSd обчислюється об'єм нафти, що знаходиться на самопливних ділянках трубопроводу для заданої схеми його роботи та фізичних властивостей транспортованої нафти.

Проведемо апробацію запропонованої методики на одній із експлуатаційних ділянок вітчизняного нафтопроводу із самопливними ділянками. На трасі нафтопроводу внутрішнім діаметром 0,702 м, довжиною 132,3 км розміщена одна НПС, технічна характеристика насосних агрегатів якої наведена в таблиці 1. Профіль траси нафтопроводу зображено на рисунку 2. Виконаємо розрахунок пропускної здатності даної ділянки нафтопроводу за таких вихідних даних:

- розрахункова густина транспортованого продукту  $\rho = 870 \text{ кг/м}^3$ ;
- розрахункова кінематична в'язкість транспортованого продукту  $\nu = 25 \text{ сСт}$ ;
- уставка системи автоматичного регулювання тиску (САР)  $P_{дон} = 3,70 \text{ МПа}$ ;
- пружність насичених парів нафти за температури перекачування  $P_{np} = 0,03 \text{ МПа}$ ;
- технологічно необхідний тиск нафти у кінці трубопроводу  $P_{\kappa} = 0,2 \text{ МПа}$ ;
- схема роботи насосних агрегатів 1п,2 (перший підпірний та другий магістральний насос);
- коефіцієнти математичної моделі НПС (за прийнятої схеми роботи насосних агрегатів)  $A = 392 \text{ м}$ ,  $B = 91 \text{ с}^2/\text{м}^5$ ;
- величина атмосферного тиску 720 мм рт. ст.

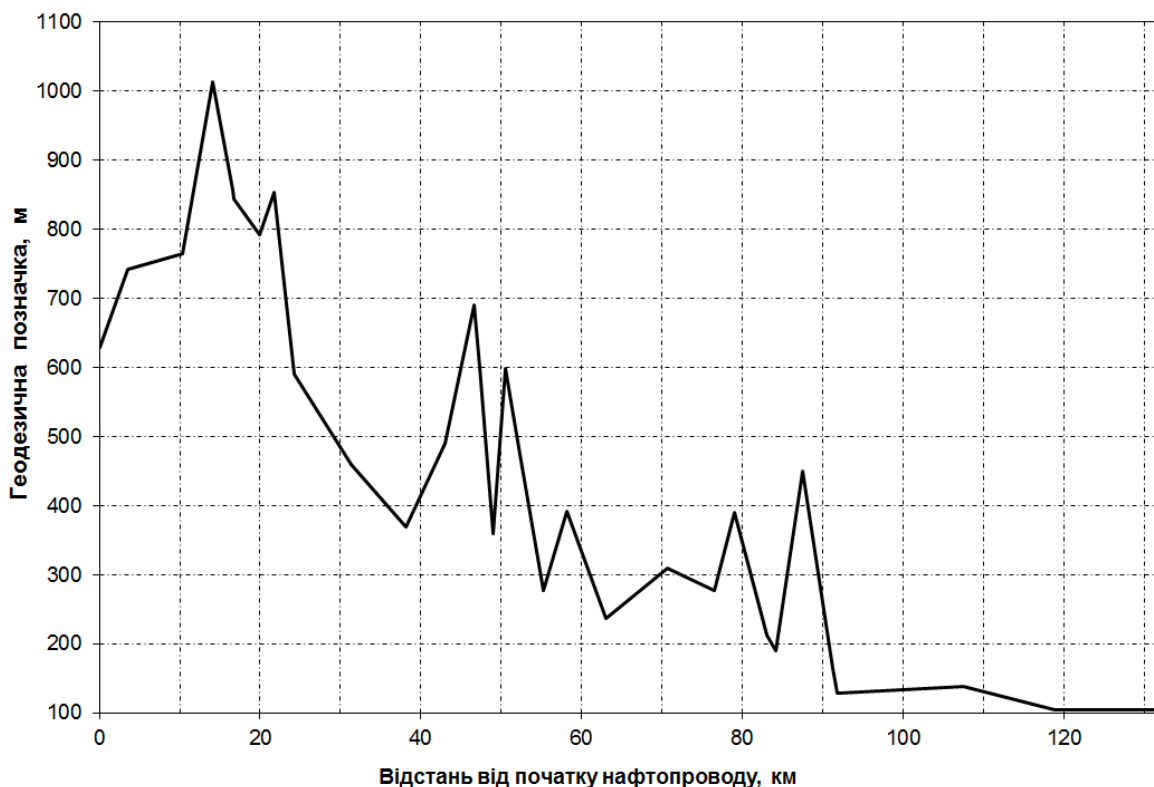


Рисунок 2 – Профіль траси експлуатаційної ділянки вітчизняного нафтопроводу із самопливними ділянками

Таблиця 2 – Результати розрахунку параметрів роботи самопливних ділянок за схеми роботи насосних агрегатів 1п,2

Номер ділянки	Координата самопливної ділянки, км		Геодезична позначка самопливної ділянки, м		Довжина самопливної ділянки, км	Центральний кут заповнення перерізу, град	Ступінь заповнення перерізу трубопроводу нафтою, %	Об'єм нафти на самопливній ділянці, м <sup>3</sup>
	початкова	кінцева	початкова	кінцева				
1	14,10	16,60	1014,0	856,6	2,50	103,7	13,4	129,2
2	21,80	23,13	853,0	707,4	1,33	95,8	10,8	55,4
3	46,70	47,33	691,0	600,2	0,63	92,1	9,7	23,7
4	50,50	52,31	598,0	474,5	1,81	102,5	12,9	90,5
5	87,50	91,31	450,0	164,7	3,81	101,1	12,4	184,0
$L_{\text{сум}} =$					10,08		$V_{\text{сум}} =$	482,8

За результатами розрахунку за програмою RozSd пропускна здатність нафтопроводу без урахування самопливних ділянок складає 2088 м<sup>3</sup>/год, з урахуванням самопливних ділянок – 817 м<sup>3</sup>/год. Перевальна точка знаходиться на відстані 14,1 км від НПС, її геодезична позначка 1014 м. Для заданого режиму роботи нафтопроводу працює з п'ятьма самопливними ділянками. Сумарний об'єм нафти, що знаходиться на ділянках з безнапірним рухом 483 м<sup>3</sup>. Результати розрахунку параметрів роботи самопливних ділянок наведено в таблиці 2. Лінію гідравлічного нахилу та графік розподілу тиску по довжині нафтопроводу наведено на рисунках 3 і 4 відповідно. Ступінь заповнення перерізу безнапірних ділянок нафтою змінюється від 10 до 13 %.

Перевіримо чи знайдене значення витрати нафти 817 м<sup>3</sup>/год є пропускною здатністю нафтопроводу з урахуванням наявності перевальної точки. Визначаємо рушійний напір за формулою (20)

$$H_{\text{руш}} = 1014 - 105 = 909 \text{ м,}$$

та загальні втрати напору на ділянці від перевальної точки до кінця трубопроводу з урахуванням технологічно необхідного кінцевого напору ( $i_2 = 0,697 \cdot 10^{-3}$ )

$$H_{\text{заг3}} = 1,02 \cdot 0,697 \cdot 10^{-3} \cdot (132,3 - 14,1) \cdot 10^3 + \frac{0,2 \cdot 10^6}{870 \cdot 9,81} = 107 \text{ м.}$$

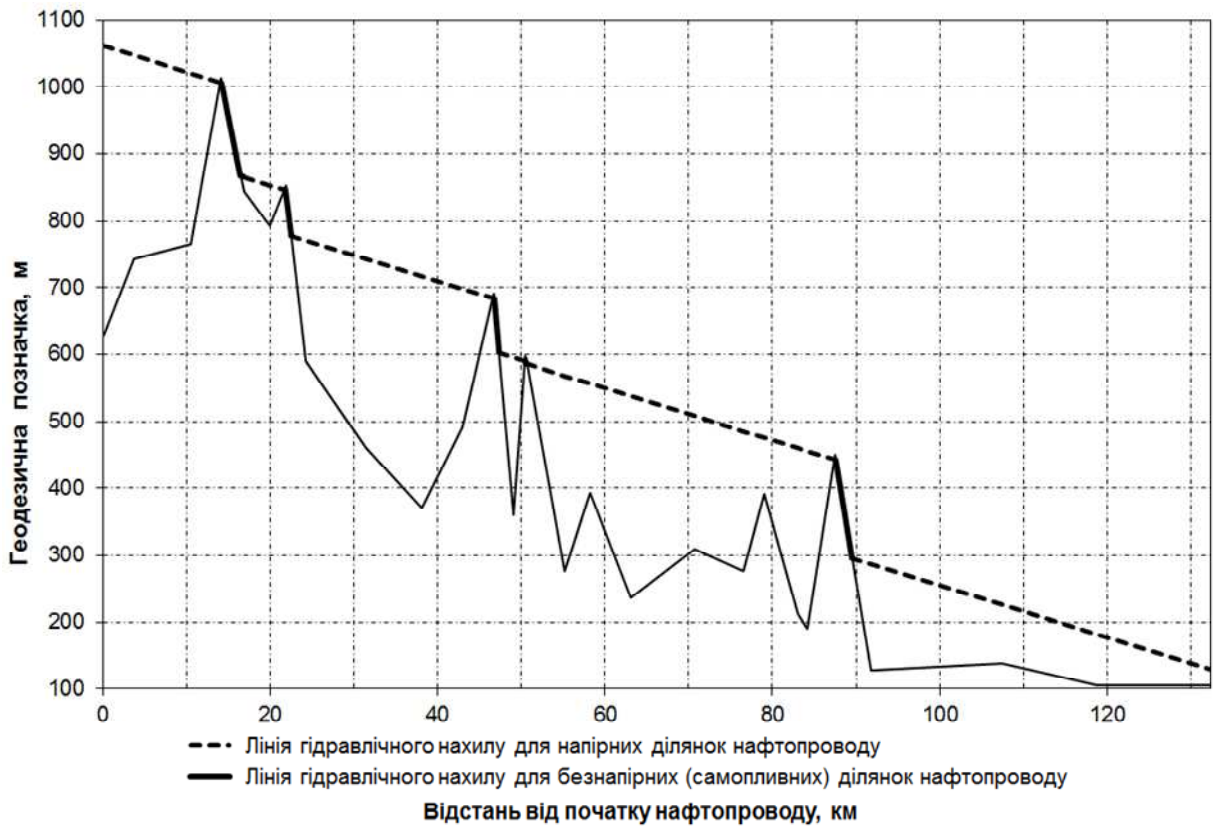


Рисунок 3 – Лінія гідравлічного нахилу магістрального нафтопроводу для схеми роботи насосних агрегатів на НПС 1п,2

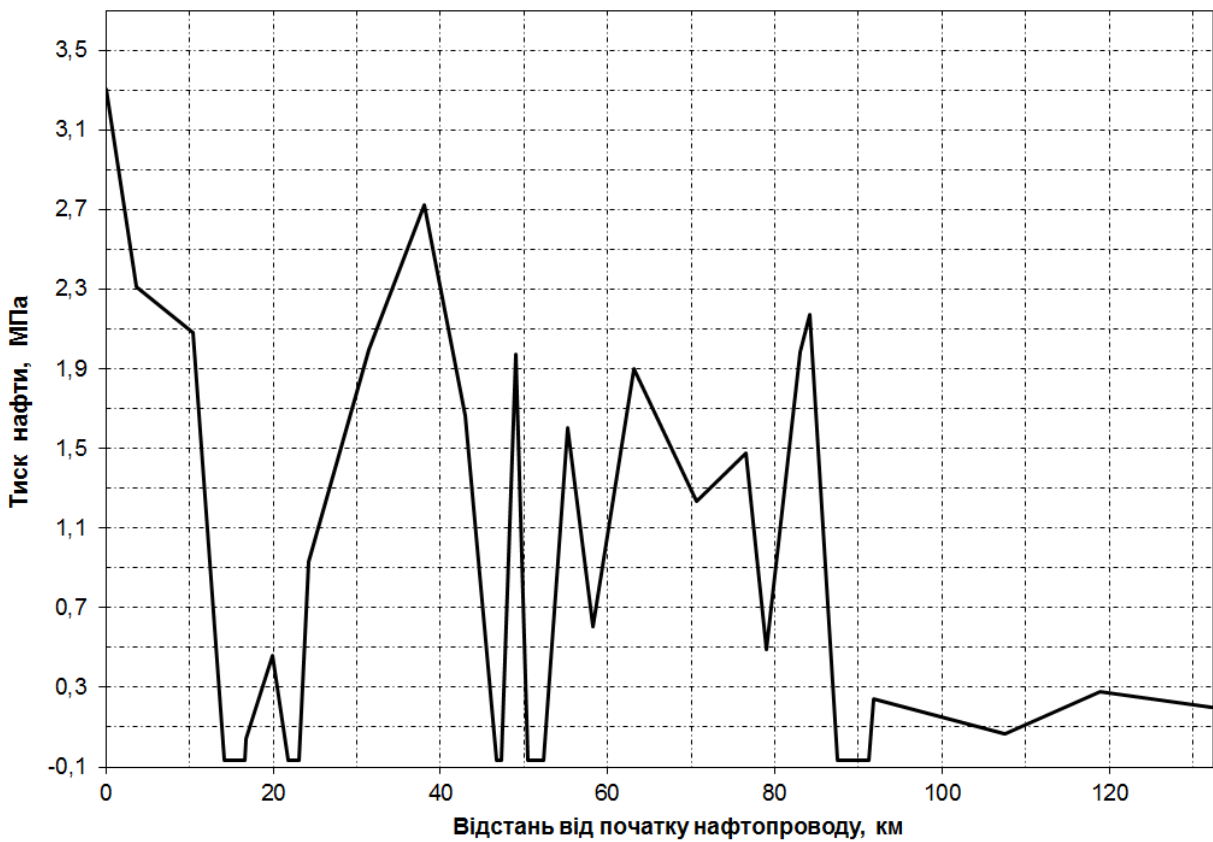


Рисунок 4 – Графік розподілу тиску по довжині магістрального нафтопроводу для схеми роботи насосних агрегатів на НПС 1п,2

Таблиця 3 – Результати розрахунку параметрів роботи самопливних ділянок за схеми роботи насосних агрегатів 1п,1,2

Номер ділянки	Координата самопливної ділянки, км		Геодезична позначка самопливної ділянки, м		Довжина самопливної ділянки, км	Центральний кут заповнення перерізу, град	Ступінь заповнення перерізу трубопроводу нафтою, %	Об'єм нафти на самопливній ділянці, м <sup>3</sup>	
	початкова	кінцева	початкова	кінцева					
1	14,10	16,32	1014,0	874,4	2,22	136,9	27,2	233,0	
2	21,80	22,41	853,0	785,9	0,61	125,6	21,9	51,9	
3	46,70	47,26	691,0	610,6	0,56	120,5	19,8	42,8	
4	50,50	50,55	598,0	594,4	0,05	135,1	26,3	5,4	
5	87,50	89,45	450,0	303,6	1,96	133,2	25,4	192,1	
					$L_{\text{сум}} =$	5,40	$L_{\text{сум}} =$		525,2

Умова (20) по забезпеченню необхідної рушійної різниці напору виконується.

Проведемо аналогічний розрахунок для схеми роботи насосних агрегатів на НПС 1п,1,2. За результатами розрахунку програми RozSd пропускна здатність нафтопроводу без урахування самопливних ділянок складає 3061 м<sup>3</sup>/год, з урахуванням самопливних ділянок – 2188 м<sup>3</sup>/год. Нафтопровід працює з п'ятьма самопливними ділянками. Сумарний об'єм нафти, що знаходиться на самопливних ділянках становить 525 м<sup>3</sup>. Результати розрахунку параметрів роботи самопливних ділянок наведено в таблиці 3. Лінію гідравлічного нахилу та графік розподілу тиску по довжині нафтопроводу наведено на рисунках 5 і 6 відповідно. Ступінь заповнення перерізу самопливних ділянок нафтою змінюється від 20 до 27 %.

Проведемо дослідження пропускної здатності та параметрів роботи самопливних ділянок нафтопроводу із урахуванням сезонних змін умов транспортування для основних схем роботи насосів на НПС – 1п,2 та 1п,1,2. Розрахунки виконуємо для температури перекачування нафти  $t$  в діапазоні від 0 до 30 °С, густини нафти за температури 20 °С – 870 кг/м<sup>3</sup>. Для розрахунку кінематичної в'язкості нафти від температури використовуємо залежність, яка одержана за результатами обробки експериментальних даних, що надані хімічною лабораторією НПС нафтопроводу

$$\nu = 39,48 \cdot 10^{-6} \cdot \exp(-4,086 \cdot 10^{-2} \cdot t), \quad \text{м}^2/\text{с}.$$

Графічні залежності сумарної довжини самопливних ділянок та сумарного об'єму нафти на самопливних ділянках від пропускної здатності нафтопроводу наведені на рисунках 7-10 для схем роботи насосів 1п,2 та 1п,1,2 відповідно.

Як видно з рисунків 7 та 9 довжина самопливної ділянки (км) від продуктивності нафтопроводу (м<sup>3</sup>/год) із високим ступенем достовірності ( $k_d > 0,99$ ) описується лінійною залежністю:

- для схеми роботи насосних агрегатів 1п,2

$$L_s = 8,56 \cdot 10^{-4} \cdot Q + 9,39, \quad k_d = 0,9988;$$

- для схеми роботи насосних агрегатів 1п,1,2

$$L_s = -1,91 \cdot 10^{-3} \cdot Q + 9,99, \quad k_d = 0,9993.$$

За роботи одного магістрального насоса сумарна довжина самопливних ділянок нафтопроводу збільшується зі збільшенням продуктивності, а сумарний об'єм нафти спочатку зменшується, а потім збільшується. При цьому мінімальний об'єм нафти на всіх самопливних ділянках становить 482 м<sup>3</sup> за витрати нафти 800 м<sup>3</sup>/год (температура перекачування 7 °С).

За послідовної роботи двох насосних агрегатів зі збільшенням продуктивності зменшується сумарна довжина самопливних ділянок, що пояснюється збільшенням крутизни лінії гідравлічного нахилу. Об'єм нафти, що знаходиться на безнапірних ділянках також зменшується при збільшенні витрати нафти в трубопроводі.

### Висновки

1. Розроблена методика дає можливість виключно аналітичним шляхом визначити пропускну здатність магістрального нафтопроводу із урахуванням гідравлічного опору самопливних ділянок, розподіл тиску по довжині трубопроводу, кількість та параметри роботи самопливних ділянок. При цьому враховується фактична пружність насичених парів нафти за температури перекачування.

2. Алгоритм розрахунку пропускної здатності використаний для розроблення оригінального програмного забезпечення, яке дає змогу оперативно отримувати інформацію про режимні та енергетичні параметри роботи нафтопроводу за будь-якої схеми роботи насосних агрегатів на НПС та лінійної частини трубопроводу.

3. В будь-який момент експлуатації нафтопроводу знаючи витрату нафти, кількість та положення самопливних ділянок, можна визначити кількість нафти в трубопроводі.

Наступним етапом буде дослідження роботи вітчизняного нафтопроводу із самопливними ділянками для всіх можливих схем роботи насосних агрегатів на НПС та розроблення рекомендацій щодо оптимальних режимів його роботи.

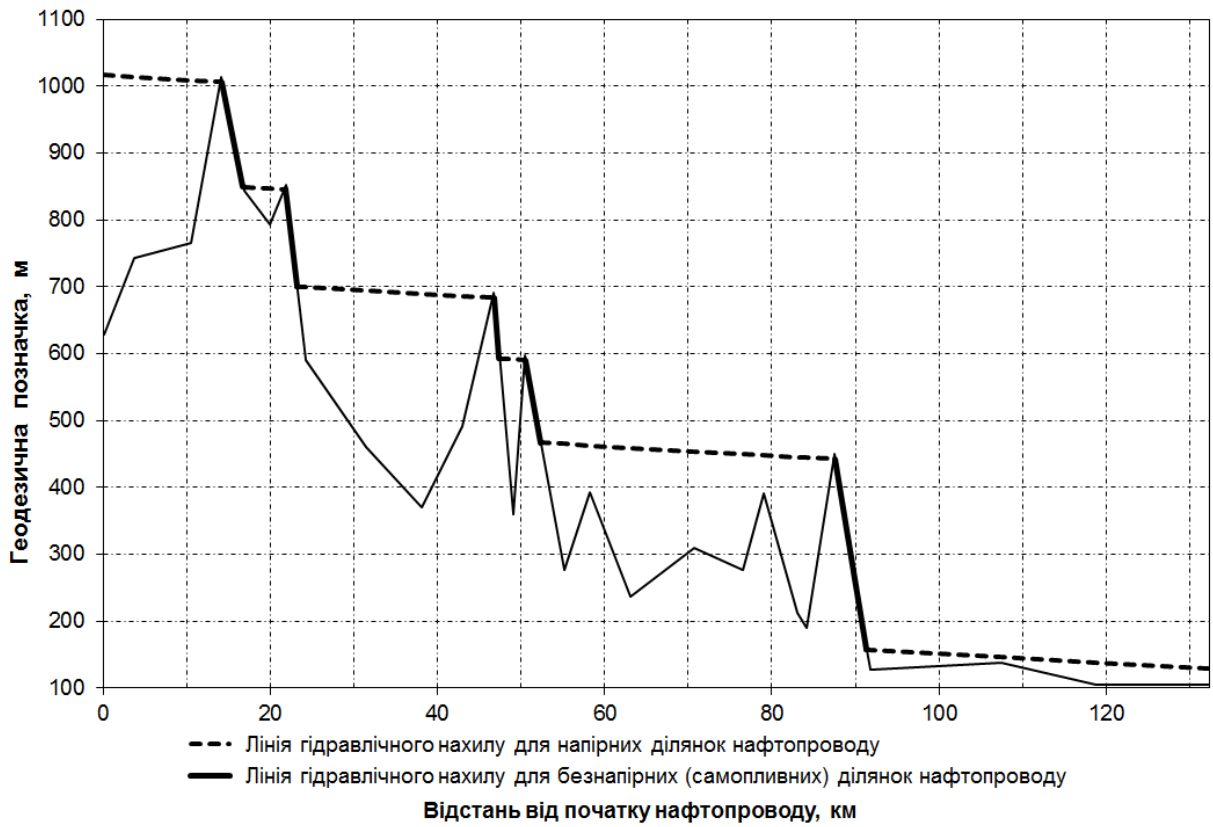


Рисунок 5 – Лінія гідравлічного нахилу магістрального нафтопроводу для схеми роботи насосних агрегатів на НПС 1п,1,2

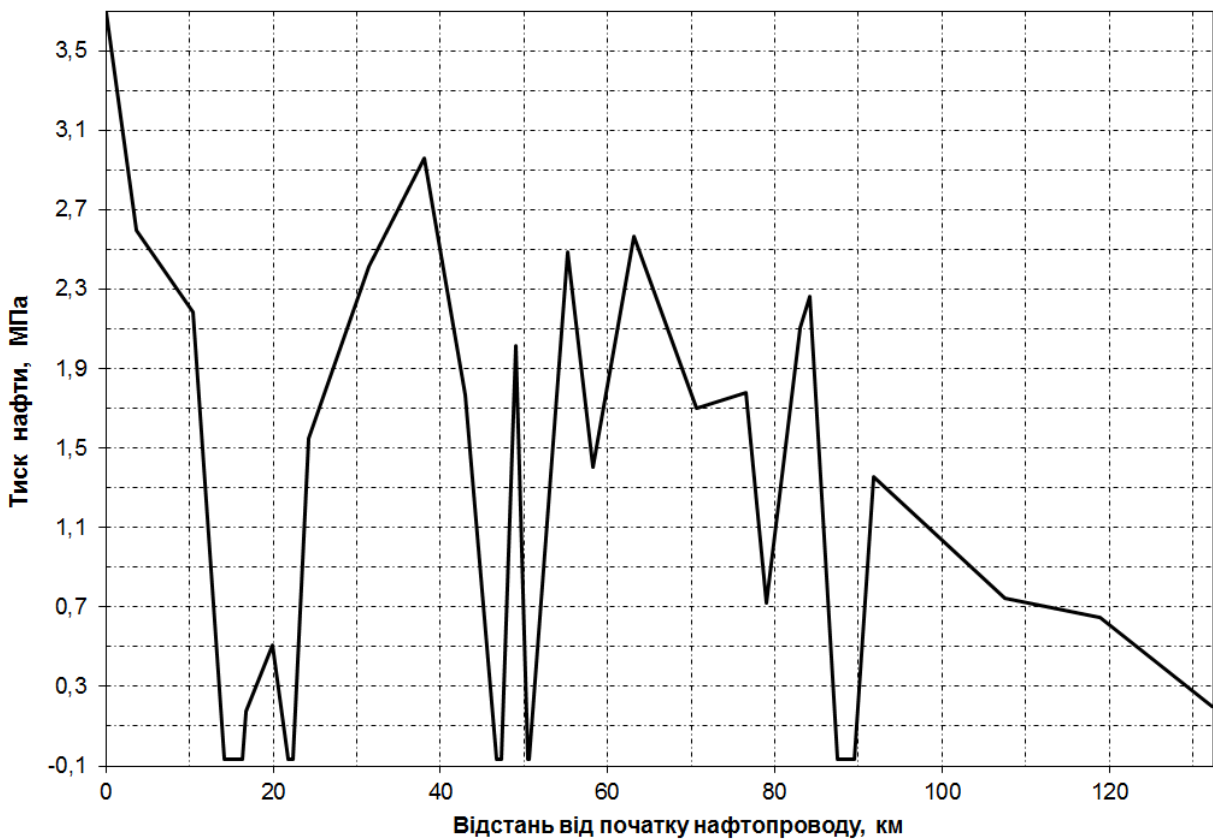


Рисунок 6 – Графік розподілу тиску по довжині магістрального нафтопроводу для схеми роботи насосних агрегатів на НПС 1п,1,2

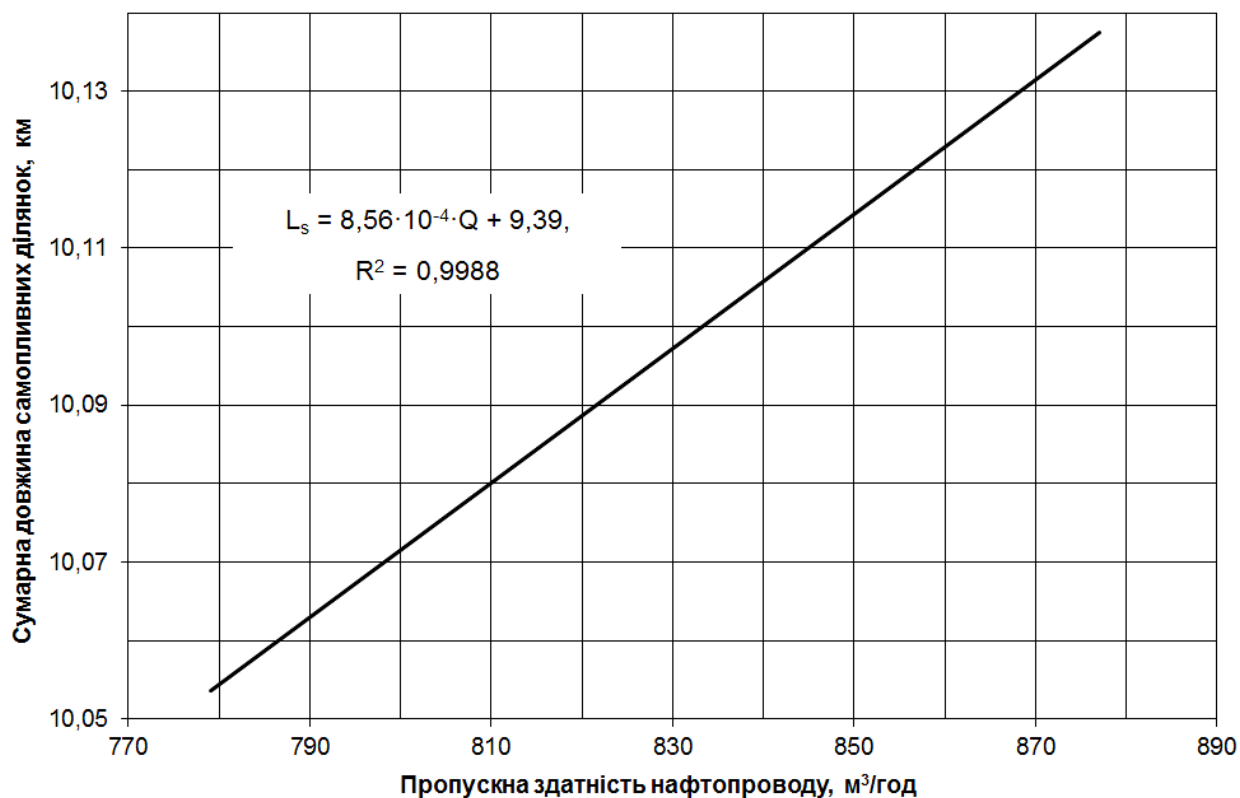


Рисунок 7 – Динаміка зміни сумарної довжини самопливних ділянок від пропускної здатності нафтопроводу для схеми роботи насосних агрегатів 1п,2

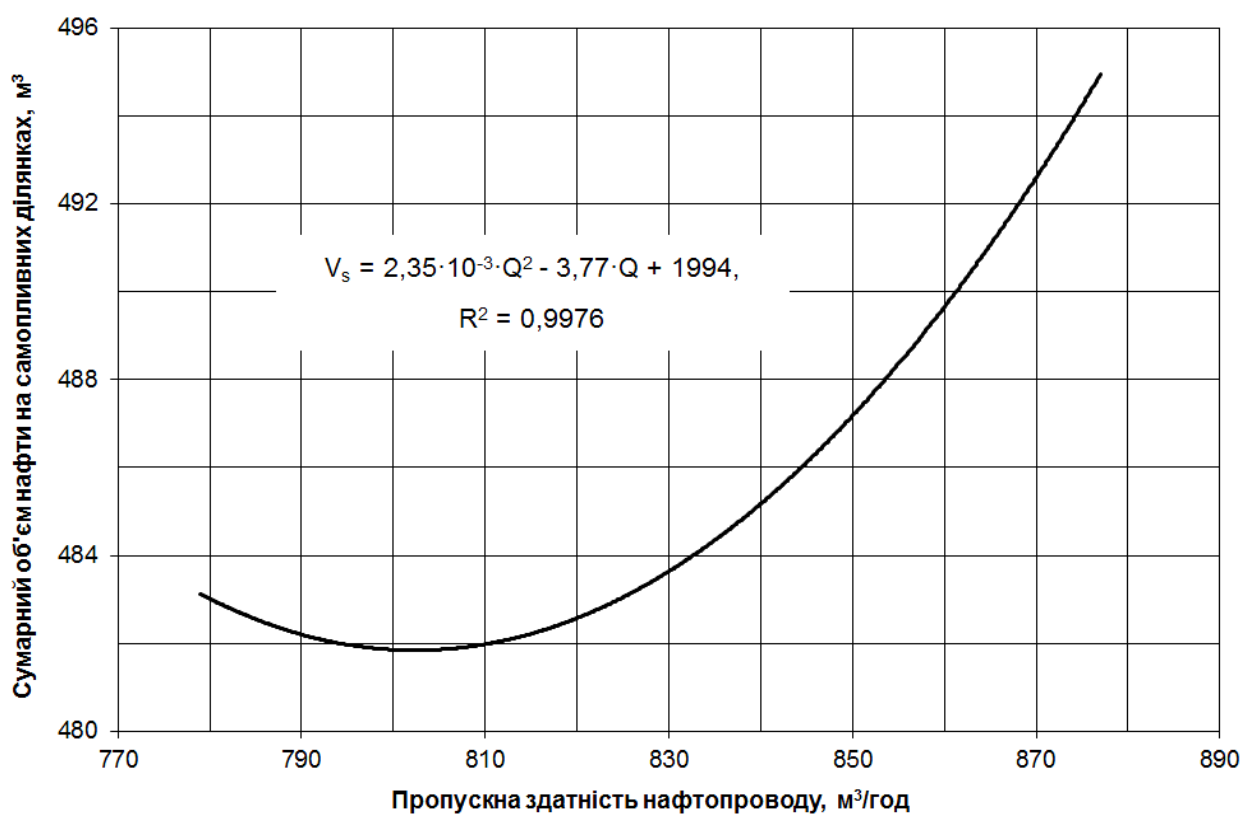


Рисунок 8 – Динаміка зміни сумарного об'єму нафти самопливних ділянок від пропускної здатності нафтопроводу для схеми роботи насосних агрегатів 1п,2

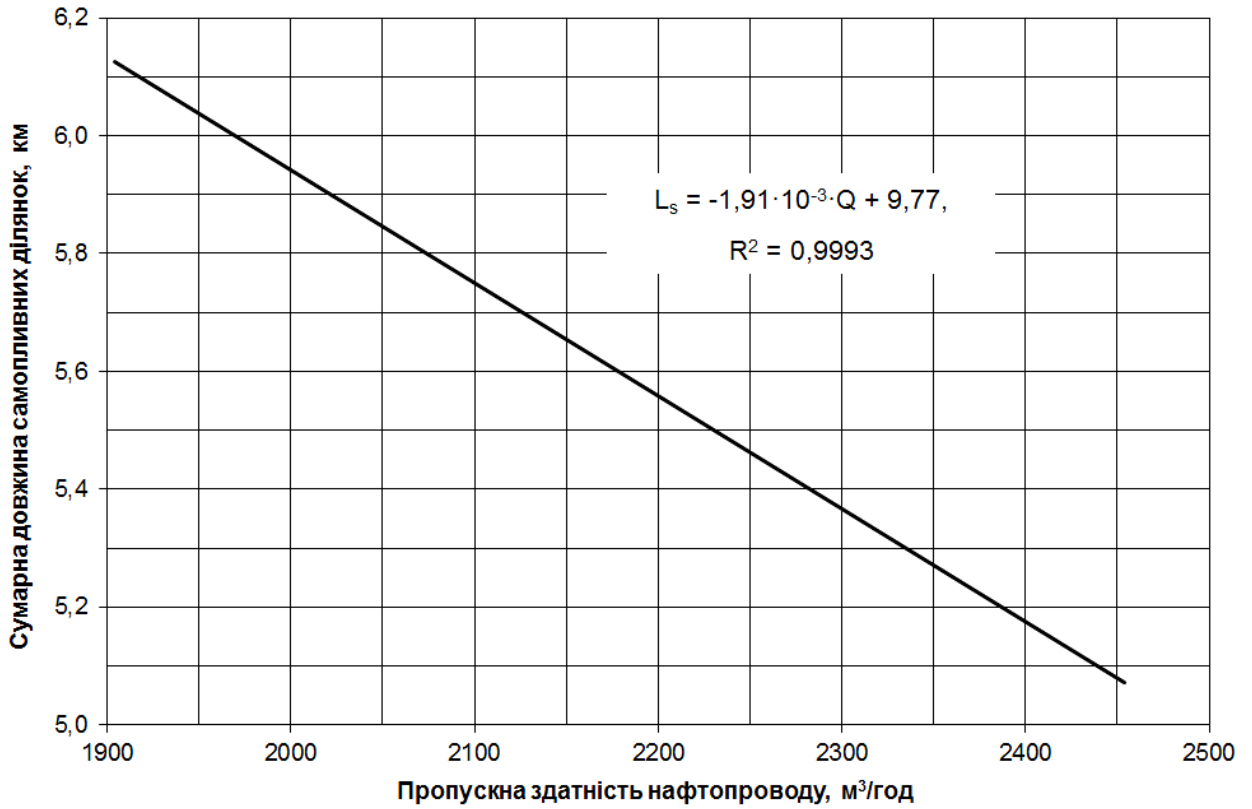


Рисунок 9 – Динаміка зміни сумарної довжини самопливних ділянок від пропускної здатності нафтопроводу для схеми роботи насосних агрегатів 1п,1,2

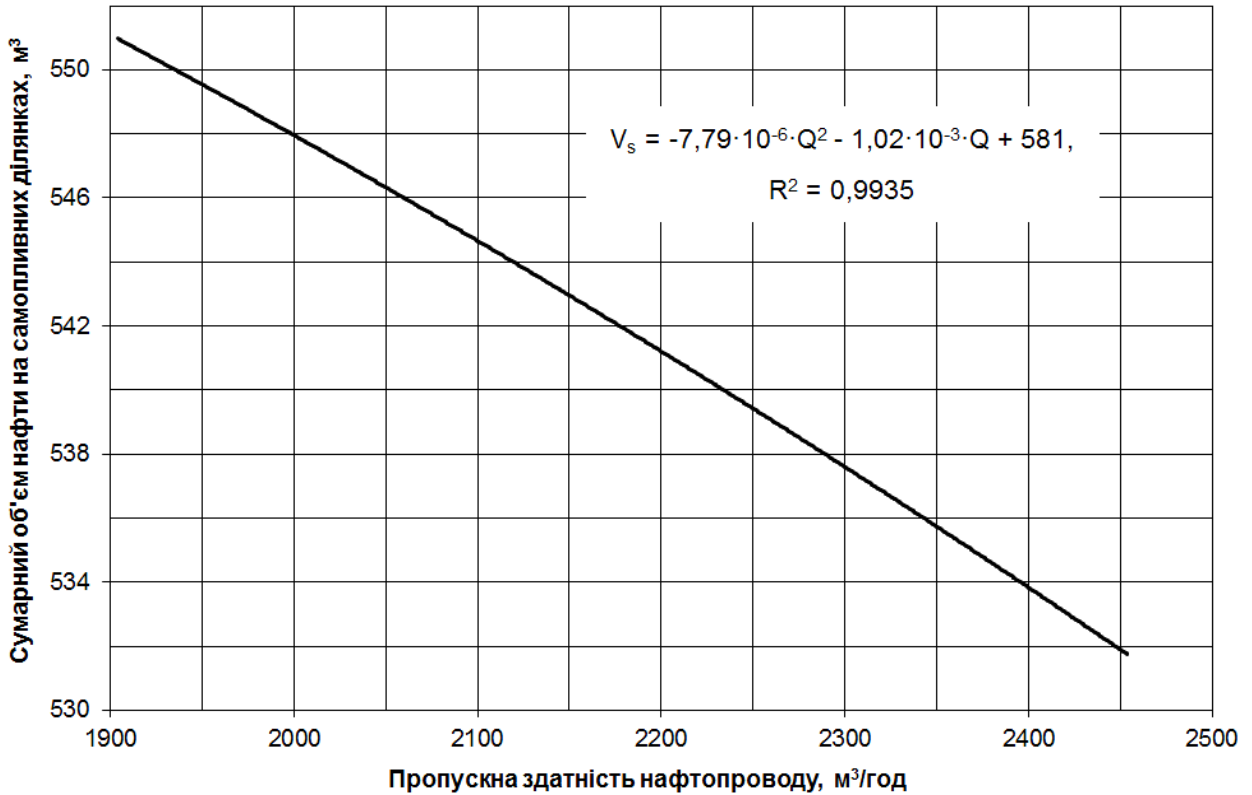


Рисунок 10 – Динаміка зміни сумарного об'єму нафти самопливних ділянок від пропускної здатності нафтопроводу для схеми роботи насосних агрегатів 1п,1,2

**Література**

- 1 Середюк М. Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В. П. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.
- 2 Лурье М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Нефть и газ, 2003. – 325 с.
- 3 Григорський С. Я Визначення положення та ступеня заповнення самопливних ділянок магістральних трубопроводів / С. Я. Григорський, Середюк М. Д. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №4(45). – С. 198-209.
- 4 Середюк М. Д. Обґрунтування вибору математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах / М. Д. Середюк, Н. В. Люта // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №3(8). – С. 103-108.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
01.08.14*

*Рекомендована до друку  
професором Грудзом В.Я.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук Зайцевим В.В.  
(Національний університет кораблебудування  
імені адмірала Макарова, м. Миколаїв)*

## ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ОСЬОВИХ ПІДШИПНИКІВ КОВЗАННЯ ВІДКРИТИХ ОПОР ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ

Р.С. Яким

Дрогобицький державний педагогічний університет ім. Івана Франка;  
82100, м. Дрогобич, вул. І. Франка, 24, тел. 0679070484, e-mail: Jakym.r@online.ua

Дослідження має на меті вирішення проблеми підвищення довговічності осьових підшипників опор тришарошкових бурових доліт. Дослідження проводились в умовах реального виробництва бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних та натурних випробовувань. Досліджено характер пошкодження та встановлено основні причини низької довговічності осьових підшипників ковзання відкритих опор тришарошкових бурових доліт. Встановлено взаємозв'язок між особливостями параметрів конструкції підшипників ковзання, застосуванням зносостійких матеріалів та експлуатаційними показниками відкритих опор тришарошкових бурових доліт. Обґрунтовано ефективність комплексного підходу у підвищенні довговічності осьових підшипників ковзання таких опор, що у цілому розв'язує проблему підвищення довговічності бурових доліт. Підхід включає вдосконалення конструкції підшипників опори та технології їх виготовлення, а також застосування зносостійких і теплостійких матеріалів. Це загалом підвищує контактну витривалість і зносостійкість елементів опори, знижує ймовірність заклинювання опор. Обґрунтовано необхідність у підвищенні стійкості опори проти передчасного утворення люфтів та перекошувань шарошки відносно осі цапфи лапи.

Ключові слова: пошкодження, конструкція опори, зносостійкість, люфт в опорі, заклинювання опор, технологія виготовлення.

Целью исследования есть решение проблемы повышения долговечности осевых подшипников опор трехшарошечных буровых долот. Исследования осуществляли в условиях реального производства буровых долот, при математическом планировании экспериментов, комплексным использованием экспериментальных лабораторных и натурных испытаний. Исследован характер повреждений и установлены основные причины низкой долговечности осевых подшипников скольжения открытых опор трехшарошечных буровых долот. Установлена связь между особенностями параметров конструкции подшипников скольжения, использованием износостойких материалов и эксплуатационными показателями открытых опор трехшарошечных буровых долот. Обоснована эффективность комплексного подхода к повышению долговечности осевых подшипников скольжения таких опор, что в целом решает проблему повышения долговечности буровых долот. Подход включает совершенствование конструкции подшипников опоры и технологии их изготовления, а также использования износостойких и теплостойких материалов. Это в целом повышает контактную выносливость и износостойкость элементов опоры, снижает вероятность заклинивания опор. Обоснована необходимость повышения стойкости опоры к преждевременному возникновению люфтов и перекосов шарошки относительно оси цапфы лапы.

Ключевые слова: повреждение, конструкция опоры, износостойкость, люфт в опоре, заклинивание опор, технология изготовления.

The aim of the research is to solve the problem of durability improvement of the three-cone rock bits axial bearings. The research was carried out in the conditions of the rock bits real production with the mathematical planning of experiments, complex using of experimental laboratories and full-scale tests. The nature of damage and the main causes of low durability of the thrust plain bearings of the three-cone rock bit open bearings were studied. The interconnection between the properties of the plain bearings parameters, utilization of wear-proof materials and operation indices of the three-cone rock bit open bearings were determined. The effectiveness of complex approach to durability improvement of the thrust plain bearings was proven. It generally solves the problem of durability improvement of the three-cone rock bits. The approach includes the improvement of the thrust bearings design and technology of their manufacturing as well as utilization of the wear-proof and heat-resistant materials. It increases contact durability and wear resistance of the bearing components and decreases possibility of bearings seizure. Importance of improvement of bearing resistance to clearance formation and distortion of the cone in regard to the arm pin axle was grounded.

Keywords: damage, bearing design, wear resistance, clearance in the bearing, bearings seizure, production technology.

Сьогодні у процесі бурових робіт широко застосовуються тришарошкові бурові долота продуктової лінії V, які можуть працювати на швидкостях обертання до 600 об/хв. Сучасні конструкції таких доліт виконуються з відкритою опорою на основі підшипників кочення (ролик – кулька – ролик) та з осьовими підшипниками ковзання. Осьові підшипники призначені забезпечувати сприятливі умови для функціонування роликів рядів опори. Тим не менше, експлуатаційні показники осьових підши-

пників є недостатніми для ефективного відпрацювання опор при високих швидкостях буріння. Пари тертя „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки” (УТЦЛ – УТШ) і пара „п'ята-підп'ятник” відкритих опор тришарошкових доліт працюють у складних умовах граничного тертя, що ускладнюється виникненням локальних перевантажень та високих температур. У зону тертя потрапляють сторонні тіла (частинки абразивної породи, фрагменти зносу елементів опори). Все це зумовлює низь-

ку довговічність цих підшипників, що інколи призводить до раптових відмов опор через заклинювання. Тому однією з актуальних проблем у забезпеченні високих експлуатаційних показників опор доліт є пошук резервів у підвищенні довговічності осьових підшипників опор, — „п’ята – підп’ятник” і „УТЦЛ – УТШ”.

За останні роки проблемі підвищення довговічності осьових підшипників опор доліт приділено багато уваги в [1-12] та ін. З огляду на відмінності в конструкціях між підшипниками „п’ята – підп’ятник” та „УТЦЛ – УТШ” існують різні підходи у розв’язуванні проблеми підвищення їх довговічності. Зокрема, підвищенню довговічності підшипника „п’ята – підп’ятник” присвячено роботи [1-4] та ін., а „УТЦЛ – УТШ” в [5-7] та ін.

Зокрема, на ВАТ „ДДЗ” робились спроби в якості матеріалу для п’ят застосовувати сплав ВК10, що працює у парі з підп’ятником зі сталі Р6М5. Проте при запресовуванні твердосплавних п’ят відбувалось їх розтріскування і сколювання (до 10%), після відпрацювання доліт розколювання відбулося у 90% випробуваних доліт. На основі цього, а також спираючись на стендові експериментальні дослідження [1], автори рекомендують використовувати для виготовлення п’ят твердий сплав ВН20 із високомодульним наповнювачем (карбідом вольфраму). У результаті проведеного аналізу фізико-механічних властивостей пар тертя відпрацьованих доліт різних виробників автори [2] рекомендують поряд із підбором матеріалів здійснювати пошуки шляхів вдосконалення конструкції трибопари.

У парах тертя опор доліт з успіхом застосовують стеліт типу ЗВ16К, ЗВ14К-Б для наплавлення упорного торця цапфи лапи [5, 6]. На шарощі спряжений упорний торець піддається цементації. Відомі також вимоги до поверхонь пар тертя [5], згідно яких для підвищення зносостійкості цементованого шару, що працює в контакт з покриттям із стеліту ЗВ16К, наплавлений стеліт повинен давати твердість HRC49-52. Такі рішення при суттєвій мінімізації собівартості забезпечують конкурентоздатні експлуатаційні показники доліт. Тим не менше, кардинально підвищити довговічність відкритих опор є проблематичним.

В [8-10] обґрунтовано необхідність розв’язувати проблему в комплексі, враховуючи роботу всіх підшипників опори долота. У цілому можна також констатувати, що для розв’язання окресленої проблеми дослідники йдуть декількома шляхами: здійснення підбору матеріалів трибологічних пар підшипника „п’ята – підп’ятник” [1, 2], підшипника „упорний торець лапи - упорний торець шарошки” [5, 6], оптимізація конструкції підшипникових вузлів [4, 10], вдосконалення технології виготовлення опор [3, 8, 10, 11] та ін. Також є комплексний підхід, у якому застосовуються металознавчі, конструкторські та технологічні шляхи [10, 12]. Оскільки комплексний підхід до розв’язання проблеми потребує численних детальних досліджень, тому у статті здійснено

спробу вивчити взаємозв’язок між особливостями конструкції, матеріалами елементів трибопар осьових підшипників ковзання та експлуатаційними показниками опор тришарошкових бурових доліт. Відтак задачею досліджень є пошук резервів у підвищенні довговічності осьових підшипників ковзання та встановлення умов за яких забезпечується їх ефективна робота.

Дослідження проводились в умовах реального виробництва бурових доліт, за умов математичного планування експериментів, комплексним застосуванням експериментальних лабораторних та натурних випробовувань. Для цього використано потужності дослідних лабораторій, стендового устаткування та центральної заводської лабораторії ТзОВ „УніБурТех”.

Сьогодні для підшипника „п’ята – підп’ятник” застосовують теплостійкі зносостійкі матеріали, а конструктивне виконання може мати відмінності. Зокрема в конструкціях опор доліт фірми „Varel” у шарошках виконуються отвори під вихід з опори очисного і охолоджуючого агента й створення сприятливих умов для виникнення вибіркового перенесення осьових підшипників ковзання [13]. За даними аналізу пошкоджень та зносу відпрацьованих доліт таких конструкцій виявлено, що тут підшипник „п’ята – підп’ятник”, порівняно із долотами інших виробників, функціонує найкраще. Наприклад, оглядом відпрацьованих підп’ятників і п’ят (рис. 1) виявлено, що робочі поверхні тертя пари є гладкими, що свідчить про добрі умови тертя. Очевидно, це пов’язано з конструкцією підп’ятника, який містить спеціальну канавку у вигляді кільця (рис. 1, а) в якому при терті накопичується тверде мастило. Конструкція п’яти також має особливості. Тут канавки для охолоджуючого агента розташовані під кутом 120° (рис. 1, б). Це при наявності срібного покриття, забезпечує умови сталого вибіркового перенесення. Рух охолоджуючого агента з опори у вибір забезпечує підвищення якості очищення вибою та покращує умови проникнення породоруйнівного оснащення в породу і її руйнування. Все це, а також регламентоване застосування долотних сталей та зносостійких матеріалів дозволяє забезпечувати одні з найкращих експлуатаційних показників доліт цієї фірми.

Аналіз втрати працездатності деталей підшипника „п’ята – підп’ятник” вітчизняних виробників доліт свідчить, що при значних перекосах в опорі, навантаження припадає на окремі ділянки контактуючих поверхонь. У результаті маємо знос, утворення тріщин не тільки робочих поверхонь цих деталей, а й їх руйнування (рис. 2). При виникненні люфтів у опорі в ділянці найменшого перерізу п’яти зафіксовано випадки катастрофічного руйнування (рис. 2, б), що вело до раптової відмови опори через її заклинювання.

При роботі доліт без значних люфтів у опорах, спостерігається прогресуюче зношування робочих поверхонь деталей підшипника „п’ята – підп’ятник”. Оскільки п’яти мають



*а – під'ятник, б – п'ята*

**Рисунок 1 – Загальний вигляд зі сторони робочих поверхонь пар тертя підшипника „п'ята - під'ятник” опори відпрацьованого тришарошкового долота фірми „Varel”**

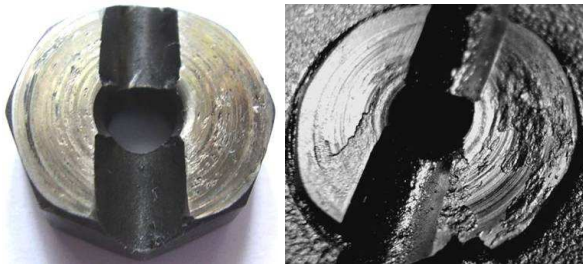


*а – під'ятник, б – п'ята*

**Рисунок 2 – Загальний вигляд зі сторони робочих поверхонь пар тертя підшипника „п'ята – під'ятник” опори відпрацьованого тришарошкового долота вітчизняного виробництва**

вищу твердість і зносостійкість, то тут поверхні зазнають загального незначного зносу та нашарування матеріалів зношених елементів опори (рис. 3). Стосовно під'ятників, то тут на робочій поверхні маємо значний знос і задири (рис.4). Все це свідчить про вкрай важкі умови роботи деталей згаданого підшипника, а також нагальну необхідність у підвищенні його довговічності.

тивно вплинули на працездатність опор, однак застосування таких рішень для опор доліт малих типорозмірів призвели до руйнування у ділянці пресування п'яти (тріщини розвиваються від торця цапфи лапи до малої роликів бігової доріжки), що вело до передчасного заклинювання в малому роликівому підшипнику. Тому слід шукати нові конструкторсько-технологічні рішення проблеми довговічності підшипника „п'ята – під'ятник”.



*а – утворення значної шорсткості, задирів, б – нашарування зношених фрагментів металу деталей опори, задири*

**Рисунок 3 – Загальний вигляд зносу робочої поверхні п'яти**

Одним з нових напрямків у вирішенні цієї проблеми є впровадження 2009-2010 р. нових конструкцій деталей розглядуваного підшипника (рис. 5). Тут реалізовано ідею про покращення охолодження збільшення виїмки у під'ятнику і збільшення направленості потоку охолоджуючого агента в п'яті. Ці зміни пози-



*а – під'ятник, б – п'ята*

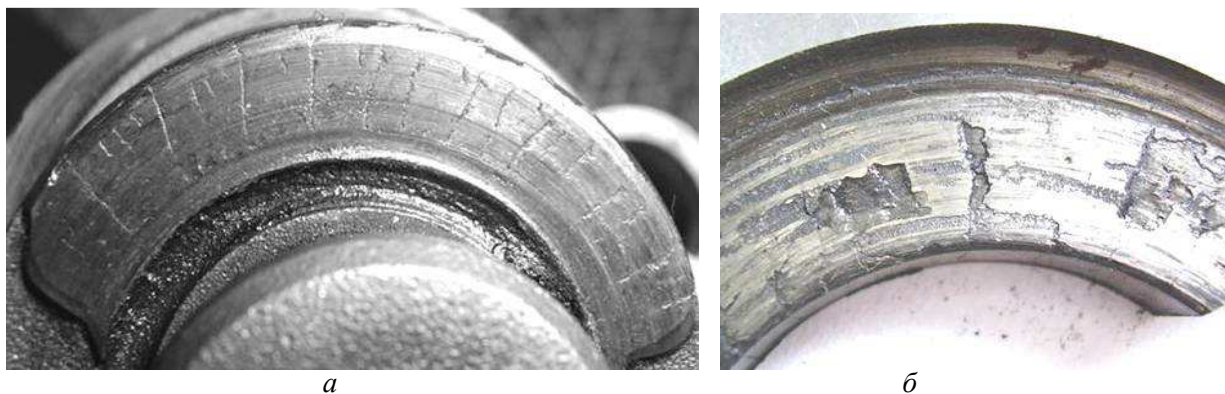
**Рисунок 5 – Загальний вигляд зі сторони робочих поверхонь пар тертя підшипника „п'ята – під'ятник” опори тришарошkových бурових доліт**

Аналізом також встановлено значні пошкодження і руйнування підшипників „УТЦЛ – УТШ” в яких не забезпечуються сприятливі умови для тертя ковзання [15]. Тут найбільшого руйнування, порівняно із наплавленим упорним торцем цапфи лапи (рис. 6, а), зазнає цементований упорний торець шарошки (рис. 6, б).



*а – перед пресуванням (після пресування шліфується і полірується), б, в – після відпрацювання і зносу опори*

**Рисунок 4 – Загальний вигляд робочої поверхні під'ятника**



*а* – характер зносу наплавленого упорного торця лапи (×2)  
*б* – зруйнована цементована поверхня торця шарошки (×4)

**Рисунок 6** – Загальний вигляд типового стану робочих поверхонь підшипника „УТЦЛ – УТШ” відпрацьованих опор відкритого типу

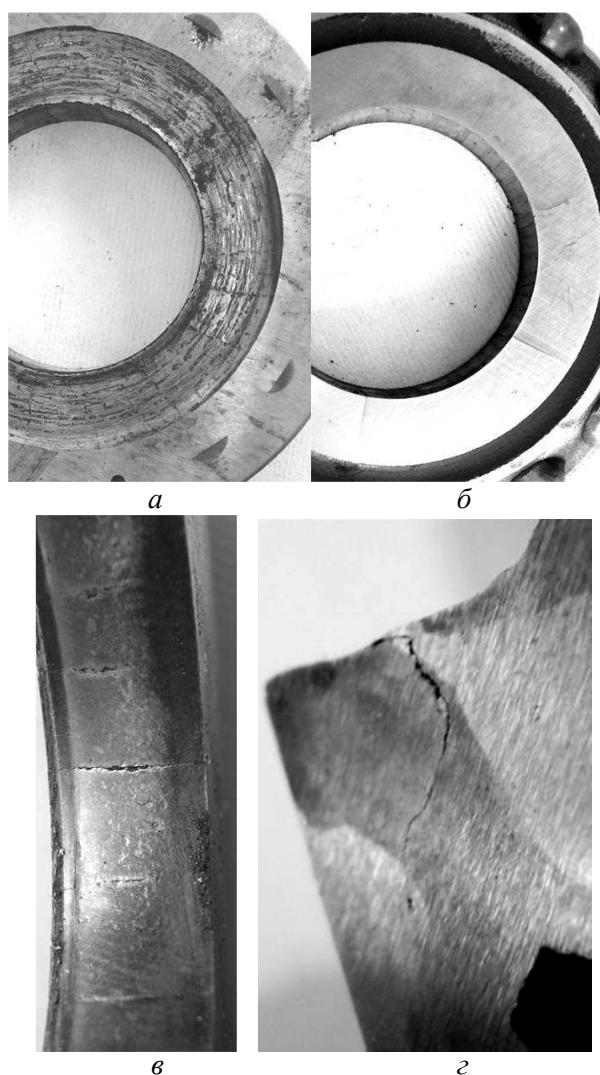
На характер зносу деталей підшипника „УТЦЛ – УТШ” впливають якісні показники плавки сталі та параметри ХТО [7]. На зношеній поверхні цементованого шару упорних торців утворюються тріщини, перпендикулярні до напрямку тертя і сліди викришування цементованого шару, що свідчить про вкрай важкі умови роботи трибологічної пари (рис. 7). Високий вміст карбідів (вище 4 балів) у цементованих шарах упорних торців шарошки та на бігових доріжках цапф лап різко знижує зносостійкість трибопари. На шарошках із такої сталі фіксується найвищий ступінь утворення тріщин, контактного руйнування і відшарування цементованого шару.

Стендовими випробовуваннями також виявлено, що у випадку коли упорний торець починає працювати швидше, ніж пара „п’ята – підп’ятник”, відбувається інтенсивне зношування тіла шарошки на упорному торці [7]. У випадку, коли інтенсивно починають руйнуватися опорні поверхні підшипникових рядів також зафіксовано пришвидшення зносу досліджуваної пари. Виникнення осьових люфтів через просідання п’яти і підп’ятника спричинює до перенавантаження підшипника „УТЦЛ – УТШ” і збільшення значення крутного моменту.



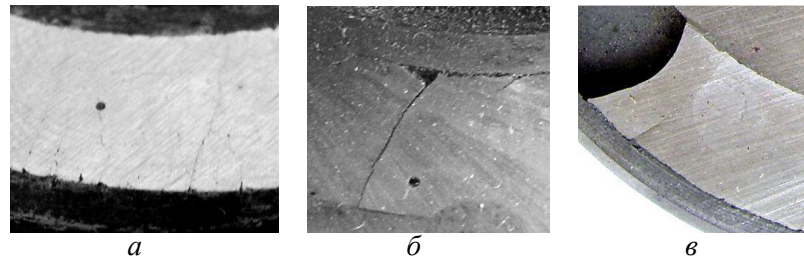
**Рисунок 7** – Типове відшарування фрагментів цементованого шару (×500)

Зауважимо, що руйнування цементованого упорного торця шарошки відбувається не тільки поверхневим руйнуванням. Частими є випадки поширення тріщин у серцевину тіла шарошки (рис. 8), що при низькій тріщиностійкості сталі веде до катастрофічних руйнувань шарошки і раптової відмови долота на вибої.



*а* – вигляд зі сторони робочої поверхні упорного торця (№1),  
*б* – вигляд у перерізі серцевини шарошки (№1),  
*в* – вигляд зі сторони малої роликівної бігової доріжки (№1),  
*г* – вигляд тріщини в поперечному перерізі упорного торця (№2)

**Рисунок 8** – Темплети відпрацьованої шарошки вирізані в ділянці упорного торця



*а – сітка тріщин; б – локальні тріщини, дрібні відколювання;  
в – тріщини, відколювання значних фрагментів*

**Рисунок 9 – Руйнування наплавленого стеліту на упорному торці цапфи лапи**

На працездатність осевих підшипників також впливають зазори в опорі по поверхнях тертя пар „УТЦЛ – УТШ” і „п’ята – підп’ятник”. При відсутності биття шарошки знос є мінімальним і залежить від конструктивного виконання упорного підшипника ковзання „п’ята – підп’ятник” та узгодженої роботи всіх підшипникових рядів опори. При зростанні зазорів, особливо коли це веде до різкого підвищення торцевого биття, – зростають ударні навантаження. У результаті інтенсифікується процес руйнування відповідальних поверхонь опори. При цьому найбільших пошкоджень зазнають елементи роликів рядів, а також наплавлена робоча поверхня упорного торця цапфи лапи (рис. 9). Крім цього, в роботу інтенсивно вступає замковий підшипник кочення, і за недостатньої його вантажності зміщується його бігова доріжка, різко зростають перекоси в опорі.

Отже, для підвищення довговічності вузла „УТЦЛ – УТШ” можна виділити наступні перспективні шляхи:

1. Підвищувати довговічність підшипника „п’ята – підп’ятник” та конструкторськими методами забезпечувати оптимальний розподіл навантаження в опорі. Слід уникати випадків, коли основне навантаження опори припадає на якийсь один чи декілька елементів. Здійснювати жорсткий контроль зазорів і не допускати биття шарошок.

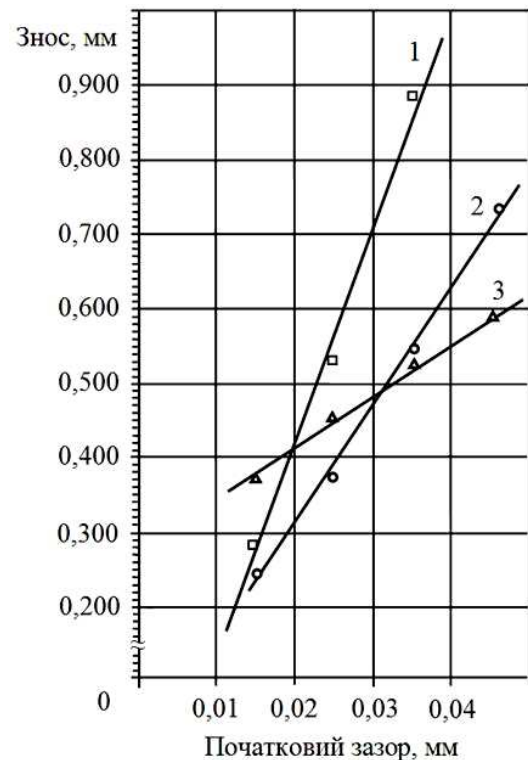
2. Вдосконалити конструкцію спряжених упорних торців з метою відведення тепла та забезпечення вибіркового перенесення.

3. Підвищити зносостійкість та тріщиностійкість упорного торця шарошки. З цієї метою слід застосовувати для виготовлення шарошок плавки сталі електрошлакового переплаву найвищої якості та забезпечувати точність процесів ХТО.

Здійснені стендові випробовування секцій бурових доліт свідчать, що найбільший ефект досягається при узгодженні зазорів між робочими поверхнями осевих підшипників ковзання та збільшенні вантажності замкового кульового підшипника кочення (рис. 10).

Зауважимо, що зношування підп’ятника найшвидше проходило у серійній конструкції (рис.10, а). У конструкції із узгодженими зазорами (рис.10, б) зношування було повільніше практично на половину порівняно із базовою конструкцією. Опора з підвищеною вантажніс-

тю замкового підшипника кочення показала практично в 3 рази меншу швидкість зносу порівняно із базовою конструкцією.



*1 – серійна конструкція опори;  
2 – конструкція опори, у якій початкові зазори у осевих підшипниках однакові;  
3 – конструкція опори із підвищеною вантажністю замкового підшипника кочення*

**Рисунок 10 – Залежність середнього значення зносу підп’ятників від початкового зазору між спряженими поверхнями пари „п’ята – підп’ятник” в опорах тришарошкових доліт 244,5 Т-ПВ**

Вивчення шляхів усунення випадків руйнувань торця цапфи лапи із вставною п’ятою свідчить, що тут ефективно застосовувати наплавлену зносостійким матеріалом. Як показано в [4] наплавлення п’яти із стеліту Stellite 190 забезпечує підвищення працездатності опори. З цією метою розроблено конструкцію та технологію виконання наплавленої п’яти. Технологія дозволяє формувати в наплавленій п’яті отвір для охолоджуючого агента. Суттєвими

відмінностями конструкції є уведення на підп'ятнику спеціального пазу для охолоджуючого агента. Аналізом відпрацювання таких опор встановлено, що зміна характеру охолодження в парі „п'ята – підп'ятник” позитивно впливає на працездатність опори. Тим не менше, конструкторсько-технологічне пропрацювання опор з такими парами „п'ята – підп'ятник” виявило низку проблем. Зокрема, виявлено що в секції з шарошкою №1 підшипник „п'ята – підп'ятник” гірше працює коли зазор між робочими поверхнями тертя більший 0,01мм. У цій секції, як осьові, так і радіальні биття повинні зводитись до нуля. Також необхідно жорстко контролювати кінцеві механічні операції оброблення робочих поверхонь пар тертя та складальні операції. Загалом необхідно забезпечувати зазори по парах тертя усіх підшипників однаковими у межах 0,01-0,02 мм.

Також у окремих випадках на наплавленій п'яті фіксували тріщини, інколи вони можуть з'являтися на 5-7 годинах роботи опори в стендових умовах. За результатами аналізу встановлено, що у наплавленому стеліті, поряд із дрібними і незначними за кількістю й величиною порами (діаметром до 1-2 мм), можуть бути пори довжиною 6-8 мм і товщиною 3-5 мм. При перевантаженнях наплавленої п'яти у цих ділянках веде до інтенсивного тріщиноутворення. Тому здійснено дослідження із підвищення якості технологічного процесу наплавлення.

Для з'ясування можливостей підвищення працездатності підп'ятників вивчали технологію їх виготовлення та якісні показники зміцнення.

Підп'ятники (сталь Р6М5) піддають нагріву до температури 800-850°C, а потім у рідкому середовищі з температурою 1210-1230°C. Охолодження здійснюють у оливі. Термообробка також включає термоциклювання, що реалізується трикратним нагрівом до температури 650°C протягом години та охолодженням на повітрі. Встановлено [4], що для підп'ятників типовою є структура відпущеного приховано за голкового і дуже дрібного голкового мартенситу з дрібними неоднорідними за величиною включеннями карбідів та зернами колишнього аустеніту. Твердість підп'ятників дорівнювала HRC64. Зауважимо, що досить часто фіксується знеуглечення поверхневих шарів підп'ятників. Якщо глибина знеуглечення сягає більше 0,25 мм, тобто на глибину більшу від механічного оброблення, то є небезпека швидкого зносу підп'ятника. У ході якісного контролю підп'ятників виявлено також їх схильність до утворення прихованих і ледь помітних візуально тріщин, які під дією навантажень спричинюють до крихкого руйнування підп'ятників. Тому до виготовлення підп'ятників повинні висуватись жорсткі вимоги щодо контролю термічної обробки. Особлива увага при контролі якості структури сталі підп'ятників повинна приділятися карбідній однорідності.

Важливим у підвищенні довговічності підп'ятників є вдосконалення технологічного процесу, а саме виготовлення заготовки. Зва-

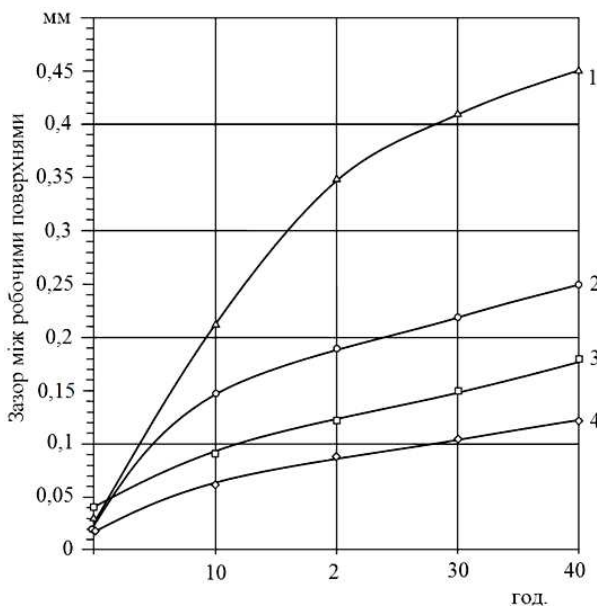
жаючи на дані [14] зроблено спробу виготовлення підп'ятників штампуванням із заготовок що пройшли попереднє кування. Аналізом встановлено, що структура підп'ятників, відповідає всім вимогам технічної документації. Стендові випробовування показали, що такі зміни у технологію виготовлення усувають випадки розколювання підп'ятників та забезпечують збільшення зносостійкості робочих поверхонь деталей в 0,75 разів. Також вивчено можливості застосування для виготовлення підп'ятників сталі BORHLER S600, яка за своїм хімічним складом аналогічна сталі Р6М5. Термообробка підп'ятників зі сталі BORHLER S600 дала HRC66. Проведені випробовування свідчать, що застосування такої сталі для підп'ятників забезпечує збільшення їх зносостійкості приблизно в 1,5 разів.

Ще однією проблемою в низькій довговічності підшипника „п'ята – підп'ятник” є перекошування цапфи лапи відносно осі шарошки. Перекошування п'яти спричинює зростання напружень розтягу в торцевій частині цапфи лапи. Це у окремих випадках веде до розколювання тіла торця цапфи лапи і випадання п'яти. Проведені експериментальні дослідження показали необхідність підвищення точності формування поверхонь отворів, а саме забезпечити підбір dna для отримання необхідної площинності, на яку базується п'ята при запресуванні. Для підп'ятника важливим є формування точності конусних поверхонь, на які він базується. Рекомендується виконувати секції парами п'ята – підп'ятник із забезпеченням зазору 0,01–0,02 мм за умови відсутності явища просідання в момент припрацювання. Для усунення явища просідання п'яти перспективним є забезпечення площинності dna отвору та виконання канавки на його рівні, в яку буде витискатися стружка, утворена при пресуванні. Слід також оптимізувати поля допусків на механічне оброблення отворів під посадку деталей та підвищити якість контролю складальних операцій.

З метою пошуку альтернативного матеріалу для наплавлення упорного торця цапфи лапи у підшипнику „УТЦЛ – УТШ” здійснено його наплавлення твердими порошковими сплавами С-27, 12Н-01, 10Р6М5, Stellite 190 та випробувано у стендових умовах на їх працездатність. У результаті отримали залежності подані на рис. 11. Зауважимо, що в опорах, де упорний торець наплавлявся сплавом Stellite 190 початковий зазор у парі „п'ята – підп'ятник” був максимальним порівняно з іншими опорами. Тим не менше, проаналізувавши пошкодження робочих поверхонь виявлено, що наплавлення сплавом 12Н-01 та 10Р6М5 забезпечує найкращі умови тертя.

Провівши стендові дослідження слід зауважити, що поряд із забезпеченням зносостійкості робочих поверхонь пар тертя необхідно сконцентрувати увагу на умовах забезпечення сприятливих умов роботи пар тертя. Тому вивчали досвід провідних виробників доліт. З цією метою звернуто увагу на низку конструкцій опор зарубіжних тришарошкових бурових до-

літ, у яких на упорному торці шарошки виконуються антифрикційні вставки [16, 17]. Разом із тим, з практики відпрацювання доліт цих конструкцій виявлено, що навіть при зносі спряжених поверхонь в 1-3 мм у осьовому напрямку, в опорі виникають непрогнозовані перекося, що веде до відмов долота. Тому для вдосконалення конструкції опори вибраний шлях, що реалізує ефект оптимізації жорсткості, покращення охолодження та забезпечення самовстановлення робочих трибологічних поверхонь осьових підшипників. З цією метою розроблено нову конструкцію опори з осьовими підшипниками ковзання [18], яка відрізняється тим, що п'ята має здатність до самовстановлення відповідно до величини перекося, спричинених зростанням люфтів у процесі роботи долота. Це забезпечує рівномірність навантаження на підшипники опори.



- 1 – наплавлення сплавом Stellite 190 (початковий зазор у парі „п’ята – підп’ятник” – 0,17);
- 2 – наплавлення сплавом 12Н-01 (початковий зазор у парі „п’ята – підп’ятник” – 0,06);
- 3 – наплавлення сплавом С-27 (початковий зазор у парі „п’ята – підп’ятник” – 0,05);
- 4 – наплавлення сплавом 10Р6М5 (початковий зазор у парі „п’ята – підп’ятник” – 0,01)

**Рисунок 11 – Залежність середнього значення зазору між робочими поверхнями пари „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки” в опорах тришарошкових бурових доліт 244,5 Т-ПВ**

У результаті самовстановлення трибологічної системи робочих поверхонь „п'ята – підп'ятник” сприяє вибірковому ефекту, що позитивно впливає на плавність роботи підшипників опори долота. Виконання у вертикальному напрямку в п'яті та торці опори пазу для підводу охолоджуючого агента підвищує можливість охолодження вузла пари „п'ята – підп'ятник” та дає змогу забезпечувати циркуляцію охолоджуючого агента в умовах зашлямування долота.

При роботі опори розробленої конструкції вузол пари „п'ята – підп'ятник” може навантажуватися зусиллям тільки в межах допустимої величини (вантажності), а надлишок зусилля шляхом змінання спеціального запобіжного виступу передається на всі підшипники опори.

При утворенні перекося відбувається самовстановлення робочих трибологічних поверхонь у системі „п'ята – підп'ятник”, одночасно забезпечується необхідна жорсткість в підшипниках та плавність обертання шарошки. При такому узгодженому функціонуванні деталей опори забезпечується як стабільність її роботи так і її висока несуча здатність, а також ефективне підведення охолоджуючого агента через осьові і радіальні канали в цапфі і п'яті.

Аналізом встановлено, що при втраті паралельності між спряженими поверхнями підшипника ковзання „УТЦЛ – УТШ” (вони розташовані перпендикулярно до осі опори) опора долота зазнає коливань в осьовому напрямку, що створює амплітуду обертання шарошки навколо цапфи:

$$A = \pi R \operatorname{tg} \varphi, \quad (1)$$

де  $R$  – радіус упорного торця цапфи лапи,  
 $\varphi$  – кут між площинами контактуючих упорних торців, що утворюється в результаті перекося в опорі долота.

Із ростом зносу, а відтак і кута  $\varphi$ , коливання опори зростають і в умовах роботи долота ведуть до значних динамічних навантажень на опору, що спричинює відмову останньої. Разом із тим відомо, що у випадку коли спряжені поверхні в упорному підшипнику ковзання виконуються злегка вигнутої форми завжди забезпечуються умови для орієнтації осьової сили в центральному напрямку. Зони тиску при цьому розташовані симетрично в квадрантах, що примикають до точок найбільшого зближення зі сторони, протилежної напрямку обертання. При цьому величина торцевого биття тут є у 2 рази меншою порівняно з випадком виникнення перекося у конструкція з рівними площинами контакту [19], які застосовуються у сучасних конструкціях упорних торцевих підшипників ковзання опор бурових доліт.

Несуча здатність упорних підшипників ковзання з сферичними упорними поверхнями визначається величиною контактної напруженості згідно теорії Герца, і залежить від форми поверхонь, по яких відбувається контакт. При цьому відомо, що найменші напруження у зоні контакту виникають при контактні сферично випуклої поверхні із сферично увігнутою поверхнею за співвідношення:

$$\frac{R_{сф.увіг}}{R_{сф.вип}} = 1,01 \dots 1,02, \quad (2)$$

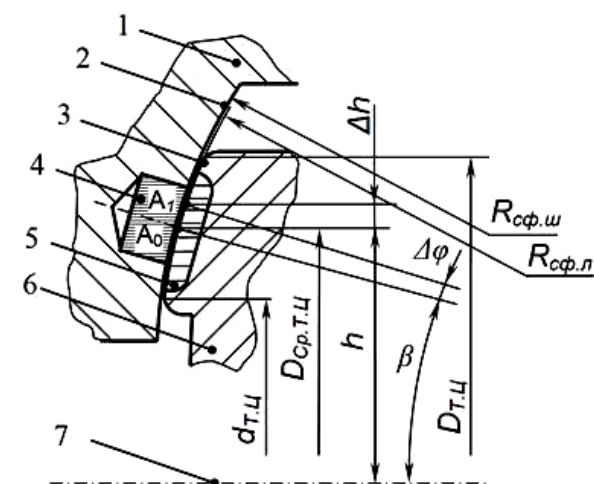
при цьому у всіх випадках напруження зменшуються зі збільшенням діаметру сфер.

Враховуючи сказане вище, конструкція опори бурового шарошкового долота [17] була вдосконалена шляхом внесення низки якісних конструкторських змін. Зокрема, в опору додатково введено осьовий підшипник ковзання

„УТЦЛ – УТШ” (рис. 12), де на упорний торець цапфи лапи з зовнішнім діаметром  $D_{Т.Ц}$  наплавляється антифрикційний зносостійкий сплав і його робоча площина має форму випуклої сферичної поверхні радіусом  $R_{сф.вун}$ , а упорний торець шарошки цементується та виконується з антифрикційними вставками, розташованими у шахматному порядку з середнім рядом по діаметру  $D_{Ср}$ , що чисельно рівний середньому діаметру  $D_{Ср.Т.Ц}$  упорного торця цапфи лапи, і його робоча площина має форму увігнутої сферичної поверхні радіусом  $R_{сф.увіг}$ , при цьому виконуються умови [20]:

$$\frac{R_{сф.вун}}{D_{Т.Ц}} = 0,8...1,0, \quad (3)$$

$$\frac{R_{сф.увіг}}{R_{сф.вун}} = 1,01...1,02. \quad (4)$$



1 – тіло шарошки;  
2 – поверхня упорного торця шарошки;  
3 – робоча поверхня упорного торця цапфи лапи;  
4 – циліндричні вставки;  
5 – наплавлений упорний торець цапфи лапи;  
6 – тіло цапфи лапи;  
7 – вісь цапфи лапи

**Рисунок 12 – Конструкція осевого підшипника ковзання „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки” бурового долота згідно з [20]**

Розташування циліндричних антифрикційних вставок 4 (рис. 12) у шахматному порядку із середнім рядом по діаметру  $D_{Ср}$ , що чисельно рівний середньому діаметру  $D_{Ср.Т.Ц}$  упорного торця цапфи лапи, дозволяє максимально забезпечити сприятливі умови тертя при змищенні спряжених сферичних поверхонь упорних торців трибопати.

При проектуванні конструкції „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки” встановлюють допустимі параметри перекошування шарошки 2 відносно цапфи 1.

Отже, відстань від центру найбільшого навантаження, де виникає максимум герцівського напруження (т.  $A_0$  від осі 7 цапфи лапи 1, рис. 11) визначиться зі співвідношення:

$$h = R_{сф.вун} \sin \beta = a D_{Т.Ц} \sin \beta, \quad (5)$$

де  $\beta$  – номінальний кут положення т.  $A_0$  (рис. 11),

$$a = \frac{R_{сф.вун}}{D_{Т.Ц}} - \text{відношення радіусу сфери}$$

поверхні упорного торця цапфи лапи до діаметра упорного торця цапфи лапи, і приймається  $a = 0,8...1,0$ .

Якщо найбільше навантаження розподіляється в ділянці середнього кола упорного торця, то

$$h = 0,5 D_{Ср.Т.Ц} = 0,25(D_{Т.Ц} + d_{Т.Ц}), \quad (6)$$

де  $D_{Ср.Т.Ц}$  – діаметр середнього кола упорного торця (рис. 11),

тоді орієнтація цього навантаження відносно осі цапфи лапи знайдеться із співвідношення:

$$\sin \beta = \frac{h}{R_{сф.вун}} = \frac{0,25 \left( 1 + \frac{d_{Т.Ц}}{D_{Т.Ц}} \right)}{a}, \quad (7)$$

де  $d_{Т.Ц}$  – внутрішній діаметр упорного торця цапфи лапи (рис. 10).

У випадку виникнення перекосів у опорі точка найбільшого навантаження  $C_0$ , де виникає максимум герцівського напруження, зміститься на величину  $\Delta h$  і займе, наприклад, положення  $C_1$ . При цьому зміщення номінального кута  $\beta$  відносно осі цапфи лапи, зміниться на величину  $\Delta \varphi$ , відтак отримаємо:

$$\sin(\beta + \Delta \varphi) = \frac{h + \Delta h}{a D_{Т.Ц}} = \frac{a D_{Т.Ц} \sin \beta + \Delta h}{a D_{Т.Ц}}, \quad (8)$$

або

$$\Delta h = a D_{Т.Ц} (\sin(\beta + \Delta \varphi) - \sin \beta). \quad (9)$$

Припустимо, що між осями шарошки і цапфи лапи виникне перекош значенням  $1^\circ$  ( $\Delta \varphi = 1^\circ$ ), то для осевого упорного підшипника ковзання „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки”, у якого упорний торець цапфи лапи має зовнішній діаметр  $D_{Т.Ц} = 72,2$  мм і відношення внутрішнього діаметру упорного торця цапфи лапи до зовнішнього діаметру упорного торця цапфи лапи становить

$$\frac{d_{Т.Ц}}{D_{Т.Ц}} = 0,72, \text{ і } a = 1, \quad (10)$$

отримаємо:

$$\sin \beta = 0,25(1 + 0,72) = 0,43, \quad (11)$$

$$\beta = 25^\circ 46' 7'',$$

$$\Delta h = 72,2 (\sin(25^\circ 46' 7'' + 1^\circ) - 0,43) = 1,083 \text{ мм.} \quad (12)$$

У випадку перекоосу  $\Delta\varphi = 2^\circ$  отримаємо зміщення  $\Delta h = 2,238$  мм.

Отримані значення зміщення цілком відповідають умовам виникнення зазорів у процесі зносу елементів опори шарошкових доліт. Одночасно така конструкція осьового упорного підшипника ковзання „УТЦЛ – УТШ” дозволяє стабілізувати роботу опори і підвищити її несучу здатність в осьовому напрямку за рахунок регламентованого і прогнозованого зміщення контактуючих упорних торців шарошки відносно осі цапфи лапи. При цьому усувається проблема передчасного зносу спряжених поверхонь виключно в зоні максимального навантаження цапфи лапи і виникнення ситуацій, коли між робочими площинами спряжених упорних торців виникає точковий контакт, через що прискорюється зношування виникненням схоплення і задири в упорному торці шарошки.

Як і в конструкції опори [17], при роботі опори виконаної згідно патента [20] пара „п’ята – підп’ятник” може навантажуватися зусиллям тільки у межах допустимої величини (вантажності). При утворенні перекосів відбувається самовстановлення робочих трибологічних поверхонь у системі „п’ята – підп’ятник”, і „УТЦЛ – УТШ”, при цьому одночасно забезпечується необхідна жорсткість в підшипниках та плавність обертання шарошки. При такій роботі опори забезпечується її висока несуча здатність, а також створюються умови і можливість ефективного підведення охолоджуючого агента через осьові і радіальні канали в цапфі лапи та п’яті. Також створення умов вибіркового переносу та ефективного відведення тепла зі спряжених сферичних поверхонь упорних торців цапфи лапи і шарошки забезпечує сприятливі умови для роботи осьових підшипників опори.

Загалом підвищення довговічності опор Р-К-Р з осьовими підшипниками ковзання необхідно здійснювати комплексно.

Найперше необхідно забезпечувати одночасний рівномірний розподіл навантаження між спряженими і контактуючими елементами під час припрацювання доліт та необхідністю зазору 0,01–0,02 мм між парами тертя осьових підшипників ковзання опори. У конструкції опор повинні створюватися умови, які не допускають швидкого утворення биття, як радіального так і особливо осьового. Невід’ємною складовою тут є підвищення якості та контроль технологічних операцій механічного оброблення робочих поверхонь опори та складальних операцій.

Вдосконалення конструкції вузлів осьових підшипників ковзання повинно підвищувати їх конструкційну міцність, особливо це стосується опор тришарошкових бурових доліт малих типорозмірів. Також у осьових підшипниках опор необхідно не тільки застосовувати зносостійкі матеріали і їх зміцнення, а й створювати умови для сприятливих умов тертя. Конструкція повинна забезпечувати якісне охолодження та явище вибіркового перенесення у зоні тертя. Для цього розроблено новий напрямок у вдосконаленні конструкції опор доліт з осьовими

підшипниками ковзання, який відрізняється тим, що довговічність опор забезпечується мінімальними зазорами і належними умовами контакту спряжених поверхонь торця цапфи лапи і торця шарошки при виникненні перекосів між віссю цапфи лапи і шарошки. Це досягається шляхом реалізації ефекту стабілізації роботи опори і підвищення її несучої здатності в осьовому напрямку за рахунок регламентованого і прогнозованого зміщення контактуючих упорних торців шарошки і цапфи лапи.

## Висновки

Досліджено характер пошкодження та основні причини низької довговічності елементів осьових підшипників ковзання відкритих опор кочення тришарошкових бурових доліт для високообертового буріння. Встановлено взаємозв’язок між особливостями параметрів конструкції підшипників ковзання, застосуванням зносостійких матеріалів та експлуатаційними показниками відкритих опор тришарошкових бурових доліт. Обґрунтовано ефективність комплексного підходу у підвищенні довговічності осьових підшипників ковзання таких опор, що у цілому розв’язує проблему підвищення довговічності тришарошкових бурових доліт. Цей підхід включає вдосконалення конструкції підшипників опори та технології їх виготовлення, а також застосування зносостійких і теплостійких матеріалів. Це загалом підвищує контактну витривалість й зносостійкість елементів опори, затримує у часі, або усуває випадки заклинювання опор. Обґрунтовано необхідність у підвищенні стійкості опори проти передчасного утворення люфтів та перекошувань шарошки відносно осі цапфи лапи. З цією метою розроблено та апробовано низку конструкцій опор доліт.

Надалі перспективним є розробка комплексного підходу у підвищенні довговічності герметизованих опор доліт, що включає вдосконалення технології автоматизованого механічного оброблення цапф лап. Це повинно підвищити якісні показники та конкурентоздатність вітчизняних бурових доліт.

## Література

1 Новые пары трения для шарошечных долот / В.П.Бондаренко, Л.Е.Василенко, А.В.Галков [и др.] // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сборник научных трудов. – Вып. 8 – К.: ИСМ им. В.Н.Бакуля, – 2005. – С. 262-265.

2 Структура и свойства деталей пар трения опор шарошечных долот различных изготовителей / В.П.Бондаренко, А.В.Галков, И.А.Гнатенко [и др.] // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сборник научных трудов. – Вып. 7. – К.: ИСМ им. В.Н.Бакуля, – 2004. – С. 225 – 232.

- 3 Петрина Ю. Д. Вплив конструкторсько-технологічних параметрів на працездатність опор тришарошкових гірничорудних бурових доліт / Ю. Д. Петрина, Р. С. Яким, Т. Б. Пасинович // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 1 (6). – С. 72–77.
- 4 Підвищення довговічності опор тришарошкових бурових доліт з осьовими підшипниками ковзання / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, Т. Б. Пасинович, Я. Р. Круглій // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 3 (32). – С. 5–11.
- 5 Богомолов Р. М. Методы повышения эффективности разрушения горных пород при бурении скважин шарошечными долотами: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15 / Богомолов Родион Михайлович. – М., 2001. – 434 с.
- 6 Неупокоев В. Г. Вопросы теории и практики проектирования, производства и эксплуатации буровых шарошечных долот / Неупокоев В. Г. – Самара: Издательство Самарского научного центра Российской академии наук, 2000. – 376 с.
- 7 Підвищення працездатності пари тертя „упорний торець бурта лапи – упорний торець шарошки” в тришарошкових бурових долотах для високообертового буріння / Є. І. Крижанівський, Р. С. Яким, Л. Є. Шмандровський, Ю. Д. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 4 (29). – С. 90–97.
- 8 Морозов Л. В. Повышение долговечности буровых долот на основе компьютерного анализа элементов конструкций и их сборки: дис. ... кандидата техн. наук: спец. 05.02.08 / Морозов Леонид Владимирович. – Самара, 2003. – 180 с.
- 9 Яким Р. С. Аналіз ефективності функціонування підшипників відкритих опор тришарошкових бурових доліт / Р. С. Яким // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сборник научных трудов. – Выпуск 14. – К.: ИСМ им. В.Н.Бакуля, НАН Украины, 2011. – С. 129–134.
- 10 Яким Р. С. Науково-прикладні засади підвищення довговічності тришарошкових бурових доліт: дис. ... доктора техн. наук: 05.05.12 / Яким Роман Степанович. – Івано-Франківськ, 2012. – 293 с.
- 11 Современные шарошечные долота, проблемы их совершенствования и повышения надежности / [Торгашов А. В., Барвинок В. А., Бикбулатов И. К. и др.]; под ред. А. В. Торгашова. – Самара: Самарский научный центр РАН, 2000. – 190 с.
- 12 Яким Р. С. Підвищення працездатності опор тришарошкових бурових доліт з осьовими підшипниками ковзання / Яким Р. С., Петрина Ю. Д. // Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування: праці Міжнародної науково-технічної конференції, 21–24 вересня 2009р. Тернопіль (Україна) / Відповідальний редактор В. Т. Трощено / НАН України і-т проблем міцності, М-во освіти і науки України Тернопільський державний технічний ун-т ім. Івана Пулюя. – Тернопіль: Тернопільський державний технічний університет імені Івана Пулюя [та ін.]. 2009. – С. 336 – 341.
- 13 Varel international Makers of world class drilling bits: catalogues / [Varel international corporate headquarters] – Carrollton, Texas: Ridgeback Marathon, 2004. – 24 p.
- 14 Полевой С. Н. Обработка инструментальных материалов: справочник. – [2-е изд., перераб. и доп.] / Полевой С. Н., Евдокимов В. Д. – К.: Техника, 1988. – 175 с.
- 15 Аналіз працездатності тришарошкових бурових доліт типу ОК з відкритою опорою / Є. І. Крижанівський, Р. С. Яким, Л. Є. Шмандровський, Ю. Д. Петрина // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сборник научных трудов. – Выпуск 13. – К.: ИСМ им. В.Н.Бакуля, НАН Украины, 2010. – С. 74 – 77.
- 16 Буровой породоразрушающий инструмент: Международная инженерная энциклопедия (Международный транслятор-справочник) – Т.1: Шарошечные долота / [Под науч. ред. В. Я. Кершенбаума, А. В. Торгашова, А. Г. Мессера] – М.: Нефть и газ, 2003. – 257 с. (Серия „Нефтегазовая техника и технология” т. 1).
- 17 Smith Bits: каталог продукции 2007-2008: каталог / [сост. Smith International] – U.S.A.: Smith International, Inc., 2007. – 65 с.
- 18 Пат. 38858 Україна, МПК E21B 10/22, E21B 9/08 Опора бурового шарошкового долота. / Ю. Д. Петрина, Р. С. Яким (Україна); заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u 2008 09051; заявл. 10.07.08; опубл. 26.01.2009 Бюл. № 2.
- 19 Орлов П. И. Основы конструирования: справочно-методическое пособие в 3-х книгах. Кн. 2. / П. И. Орлов. – [изд. 2-е, перераб. и доп.]. – М.: Машиностроение, 1977. – С. 422.
- 20 Пат. 99530 С2 Україна МПК E21B 10/22 (2006.01) F16C 17/02 (2006.01) Опора бурового шарошкового долота. / Р. С. Яким, Ю. Д. Петрина, І. С. Яким (Україна); заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № a 2010 15702; заявл. 27. 12. 2010; опубл. 27. 08. 2012, Бюл. № 16.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
21.08.14

Рекомендована до друку  
професором **Петриною Ю. Д.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Кіндрацьким Б. І.**  
(Інститут інженерної механіки та транспорту  
Національного університету  
«Львівська політехніка», м. Львів)

## МЕТОДИКА ІДЕНТИФІКАЦІЇ НАСКРІЗНИХ ПОШКОДЖЕНЬ ІЗОЛЯЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

<sup>1</sup>В.С. Цих, <sup>1</sup>А.В. Яворський, <sup>2</sup>А.О. Снарський

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 504708, e-mail: public@nimg.edu.ua

<sup>2</sup> Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»; 03056, м. Київ, просп. Перемоги, 37, тел. (044) 4068251, e-mail: tv.s.vitalik@gmail.com

Проведено короткий аналіз основних досліджень та публікацій в напрямку існуючих методів та методик контролю технічного стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів з поверхні землі. Отримані результати багаторазових вимірювань значень струму в стінках досліджуваного підземного трубопроводу, який розміщений на території спеціального навчально-наукового полігону для технічної діагностики підземних комунікацій. Запропоновано новий підхід до виявлення та ідентифікації наскрізних пошкоджень ізоляційного покриття підземних трубопроводів на основі аналізу та опрацювання експериментальних результатів. Акцент досліджень зроблено на обстеженні підземних трубопроводів, які розміщуються на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу – газокompресорних чи нафтоперекачувальних станціях. Запропоновано використання критерію  $\chi^2$  з метою оцінювання критичних відхилень наявних експериментальних результатів від теоретично прогнозованих на основі отриманої аналітичним способом сукупності апроксимаційних залежностей. Отримані результати, які дозволили підтвердити наявність характерних змін значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу в околі наскрізних пошкоджень ізоляції, що дає змогу провести ідентифікацію таких дефектів в реальних умовах експлуатації підземних трубопроводів.

Ключові слова: дефект, метод, контроль, інформативний параметр, опрацювання результатів, критерій  $\chi^2$ .

Проведен краткий анализ основных исследований и публикаций в направлении существующих методов и методик контроля технического состояния изоляционного покрытия подземных трубопроводов с поверхности земли. Получены результаты многократных измерений значений тока в стенках исследуемого подземного трубопровода, который размещен на территории специального учебно-научного полигона для технической диагностики подземных коммуникаций. Предложен новый подход к выявлению и идентификации сквозных поврежденных изоляционного покрытия подземных трубопроводов на основании анализа и обработки экспериментальных результатов. Акцент исследований сделан на обследовании подземных трубопроводов, которые размещаются на территории сложных технологических объектов нефтегазового комплекса – газокompресорных или нефтеперекачивающих станциях. Предложено использование критерия  $\chi^2$  с целью оценки критических отклонений имеющихся экспериментальных результатов от теоретически прогнозируемых на основании полученной аналитическим способом совокупности аппроксимационных зависимостей. Получены результаты, которые позволили подтвердить наличие характерных изменений значений тока в стенках исследуемого трубопровода в окрестности сквозных поврежденных изоляции, что позволяет провести идентификацию таких дефектов в реальных условиях эксплуатации подземных трубопроводов.

Ключевые слова: дефект, метод, контроль, информативный параметр, обработка результатов, критерий  $\chi^2$ .

A brief overview of the main studies and publications for the current methods and techniques for above the ground technical condition monitoring of the underground oil and gas pipelines insulation coating was conducted. The results of the multiple measurements of the current in the walls of studied underground pipeline that is located at the special training grounds for the underground pipelines monitoring were obtained. A new approach for the underground pipelines coating damages detection on the basis of the experimental data analyzing and processing was developed. The study accent was made on examination of the underground pipelines that are located in the territory of the oil and gas complex production facilities – e.g. at the gas-compressor or oil pump stations. The chi-square criterion utilization is suggested in order to evaluate the present experimental results critical deviations from the theoretically predicted ones on the basis of the approximate dependencies set obtained with the help of the analytical approach. The results that allow confirming the presence of the specific current value variations in the studied pipeline walls near the coating damages were obtained. That allows identifying such defects in actual practice of buried pipelines operation.

Keywords: damage, method, monitoring, information-bearing parameter, processing of results, chi-square criterion.

### Вступ

На даний час оцінка стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів потребує використання спеціальних методик та підходів.

Одну з найважливіших ролей при такому контролі відіграє правильність опрацювання отриманих експериментальних результатів. Це насамперед пов'язано з тим, що в деяких випадках неправильне трактування отриманих даних

може призвести до неточного відображення технічного стану ізоляції та, відповідно, неточного виявлення наявних на ній дефектів.

На сьогодні існує значна кількість методів контролю ізоляції підземних трубопроводів. Основний акцент слід зробити на електромагнітних методах контролю, як найбільш перспективних та інформативних з точки зору виявлення дефектів ізоляційного покриття підземних трубопроводів [1-6].

### Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Аналіз сучасних досліджень та публікацій свідчить, що основну увагу автори звертають на правильність вибору методу та методики контролю [3-9], тоді як питання кінцевого опрацювання отриманих результатів з метою чіткого виявлення та ідентифікації дефектів ізоляції детально не досліджувалося. У більшості випадків аналіз експериментальних даних полягає у порівнянні отриманих значень змін основного інформативного параметру із допустимими, які встановлені та регламентуються спеціальними нормативними документами в галузі контролю протикорозійного захисту підземних трубопроводів [1, 10-13].

До основних інформативних параметрів, що відповідають за стан ізоляційного покриття підземних трубопроводів, віднесемо амплітуду та зсув фази струмового сигналу, які були детально описані в роботах [14-17]. Зміни таких параметрів можуть нести значну інформативність не тільки при виявленні, але й і з метою ідентифікації виду дефекту: наскрізне пошкодження або відшарування ізоляції [16-18].

Однак, слід звернути увагу на те, що не завжди такі зміни можуть чітко вказувати на наявність того чи іншого дефекту ізоляції, а можуть бути спричинені сторонніми факторами (суміжні комунікації, наявність кабельних мереж). Окрім того, досить мало досліджені характерні зміни значень струму в околі наскрізного пошкодження ізоляційного покриття, теоретично описані в наукових працях Фізико-механічного інституту ім. Карпенка [5, 6, 19, 20].

### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Дана стаття присвячена додатковому аналізу зміни основного інформативного параметру, а саме амплітуди струмового сигналу, для більш детального та достовірного контролю ізоляційного покриття з метою точного виявлення та ідентифікації наявних наскрізних дефектів ізоляції підземних трубопроводів.

**Метою досліджень** даної роботи є аналіз результатів зміни інформативного параметру контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів – значень струму в стінках трубопроводу – на основі проведених експериментальних досліджень на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу.

### Висвітлення основного матеріалу досліджень

Для оцінювання та аналізу експериментальних результатів було обрано дані, отримані під час контролю ізоляційного покриття підземного трубопроводу, розміщеного на спеціальному навчально-науковому полігоні технічної діагностики підземних комунікацій, за допомогою електромагнітних амплітудного та фазового методів [16, 18].

З метою підвищення достовірності отриманих результатів були проведені багаторазові вимірювання значень струму вздовж досліджуваного підземного трубопроводу з наявними дефектами ізоляційного покриття за допомогою електромагнітного амплітудного методу (при використанні робочої частоти величиною 33 кГц). Такі вимірювання дають можливість підтвердити наявність характерних змін значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу в околі наскрізних пошкоджень ізоляції [19, 20]. Даний ефект пов'язаний із суперпозицією компонент магнітних полів струмів витікання та транзитного в місці наскрізного пошкодження ізоляційного покриття [6, 19, 20].

На рисунку 1 наведено графіки, побудовані на основі отриманих результатів вимірювань, а на рисунку 2 представлено усереднені результати таких вимірювань по кожній із контрольних точок.

У випадку обстеження ділянок підземних трубопроводів більшої протяжності та при обраному початковому кроці між точками вимірювань, який значно перевищує орієнтовну довжину наявних наскрізних дефектів ізоляції, доцільним є зменшення цього кроку в місцях значного затухання струмового сигналу з метою локалізації потенційно небезпечних місць із наскрізними пошкодженнями ізоляційного покриття. Це, насамперед, пов'язано з тим, що затухання величини струмового сигналу можуть виникати не тільки внаслідок витікань струму в ґрунт у місцях наскрізних дефектів ізоляції, але і у місцях наявних відводів, поворотів чи різкої зміни глибини залягання досліджуваних трубопроводів. Особливо такі ситуації є характерними для складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу, на яких присутня велика кількість нелінійних ділянок технологічних трубопроводів, а також значна кількість суміжних комунікацій.

Отримані залежності значень струмового сигналу із характерними змінами струму на ділянці 4-5 (рисунок 2) пов'язані з присутніми незначними дефектами ізоляції в місці зварного з'єднання двох частин підземного трубопроводу. На ділянці 12-15 (рисунок 2) спостерігаються більш суттєві зміни на місці наявних штучно створених наскрізних дефектів ізоляційного покриття. Загальний вигляд штучно створених наскрізних пошкоджень ізоляції наведено на рисунку 3.

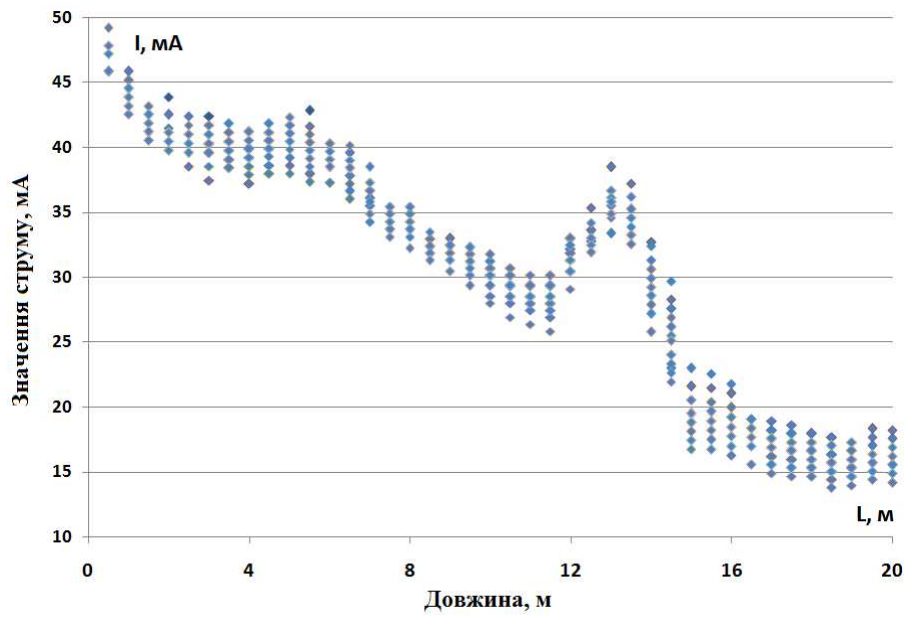


Рисунок 1 – Графіки зміни струмового сигналу на ділянці досліджуваного підземного трубопроводу

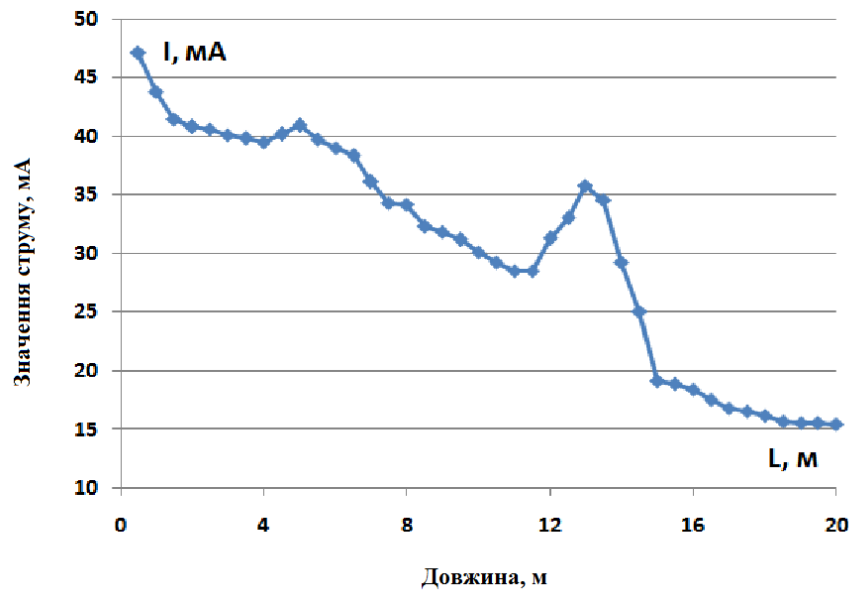


Рисунок 2 – Усереднені результати вимірювань значень струму вздовж ділянки досліджуваного підземного трубопроводу

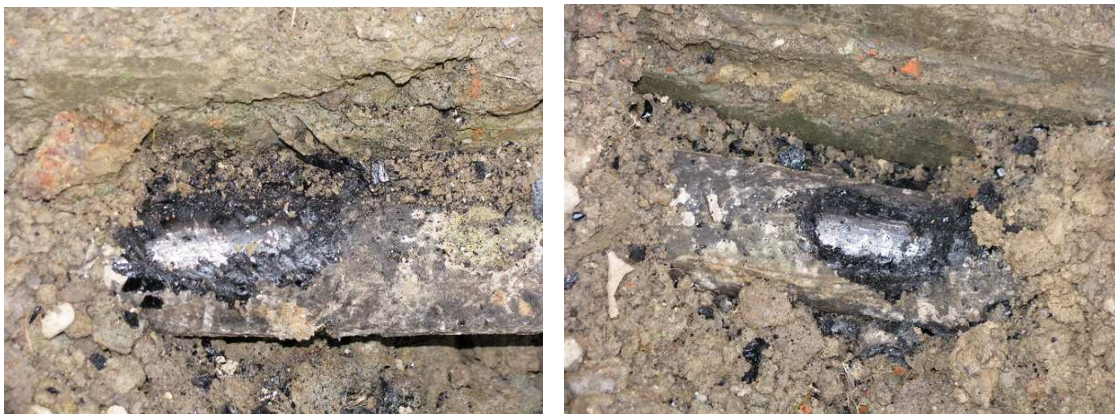
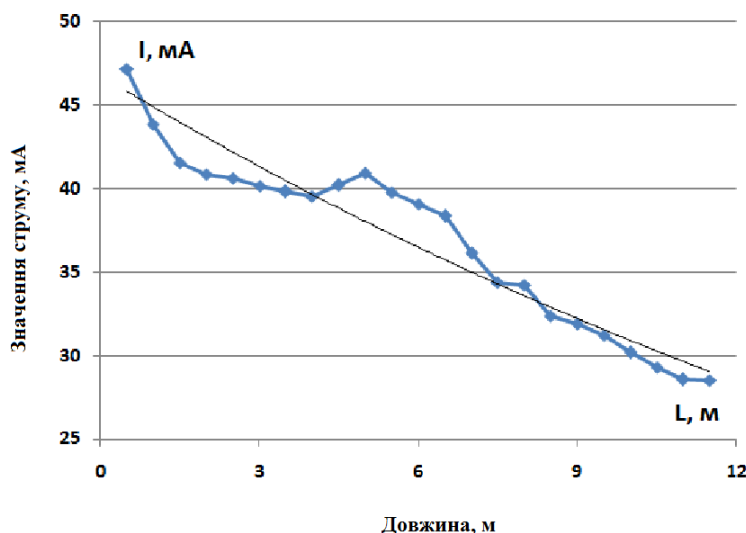


Рисунок 3 – Загальний вигляд створених штучно наскрізних пошкоджень ізоляції



**Рисунок 4 – Крива апроксимації для значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу на його ділянці без наскрізних дефектів ізоляції**

Наявність ділянок досліджуваного підземного трубопроводу із можливим зростанням струму теоретично пояснено у працях за результатами досліджень у Фізико-механічному інституті ім. Карпенка [2, 5, 6, 19, 20]; це спричинено аномаліями розподілу складових компонент магнітного поля, які спричинені витіканням струму крізь локальні наскрізні дефекти ізоляційного покриття. Такі характеристики не спостерігатимуться, наприклад, в місцях відводів від основного досліджуваного трубопроводу, враховуючи відсутність на таких ділянках чіткого контакту металу труби з ґрунтовим електродом.

Слід звернути увагу на те, що в місцях відшарувань ізоляційного покриття подібні ефекти не спостерігалися, що пояснюється значним опором розтіканню струмів в ґрунт в місцях таких дефектів.

В роботі [21] наведено залежність, згідно з якою визначається якість ізоляційного покриття, а саме – питоме згасання струму вздовж досліджуваного підземного нафтогазопроводу відносно довжини між точками вимірювань:

$$dI / dL = 20 \lg \left( \frac{I_{i+1}}{I_i} \right) \cdot \frac{1}{L}, \quad (1)$$

де  $I_i, I_{i+1}$  – значення струму в точках контролю  $i$  та  $i+1$  відповідно;

$L$  – відстань між контрольованими точками  $i$  та  $i+1$ .

В роботі [22] також описується можливість оцінювання питомого згасання струму вздовж досліджуваного підземного трубопроводу через коефіцієнт згасання даного струму. Така залежність описується наступною формулою:

$$dI / dL = \frac{20 \cdot \alpha}{\ln(10)}, \quad (2)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт згасання струму.

Коефіцієнт згасання струму в даному випадку описується із врахуванням параметрів трубопроводу та оточуючого ґрунту [22, 23]:

$$\alpha = \sqrt{f \frac{\mu_0 \pi r_p}{R_{C0}} (5.98 - \ln(r_p \sqrt{f \sigma_s}))}, \quad (3)$$

де  $R_{C0}$  – початковий перехідний опір ізоляційного матеріалу.

Наведена залежність коефіцієнта згасання справедлива насамперед для магістральних трубопроводів значної протяжності. В той же час, для коротких ділянок підземних трубопроводів, які розміщуються на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу, ступінь затухання вимірювального сигналу є досить важкопрогнозованою, що пояснюється не тільки впливом ґрунтового середовища, але й наявністю значної кількості зовнішніх електромагнітних завад, які не завжди можна правильно і найбільш точно врахувати та описати згідно з відомими теоретичними залежностями.

Таким чином, оцінку затухання струму вздовж ділянок підземних трубопроводів, розміщених на території складних технологічних об'єктів нафтогазового комплексу, доцільно провести на основі результатів експериментальних досліджень.

Отримані результати експериментальних вимірювань значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу на території навчально-наукового полігону (рисунок 2) дають змогу простежувати значні затухання сигналу навіть на бездефектній ділянці даного трубопроводу (у порівнянні із величинами, які можна розрахувати згідно з відомими теоретичними залежностями (2) та (3)).

Таким чином, доцільно спочатку оцінити затухання сигналу для ділянки даного досліджуваного трубопроводу з відсутніми наскрізними дефектами ізоляції. Для цього апроксимуємо криву залежності значень струму по довжині трубопроводу на ділянці від 0.5 до 11.5 м.

На рисунку 4 наведено графік з апроксимаційною кривою для ділянки досліджуваного трубопроводу.

На основі апроксимації встановлено, що зміна значень струму по довжині досліджуваного трубопроводу відбуватиметься за експоненціальним законом:

$$I_x = b \cdot e^{-\alpha x}, \quad (4)$$

де  $I_x$  – значення струму на відстані  $x$  від початкової точки контролю;

$b$  – коефіцієнт, який відповідає за величину струмового сигналу, що подається на досліджуваний підземний трубопровід (значення струму в початковій точці контролю –  $I_0$ );

$\alpha$  – коефіцієнт затухання струмового сигналу вздовж досліджуваного трубопроводу.

Для наведеної ділянки залежність (4) має наступний вигляд:

$$I_x = 46.85 \cdot e^{-0.04x}, \quad (5)$$

Коефіцієнт затухання  $\alpha$  в даному випадку також залежить від товщини ізоляційного покриття, яка не залишається «ідеально стабільною» по всій довжині трубопроводу. Зміни товщини ізоляційного покриття впливають на такі параметри ізоляції як її опір та ємність.

Розрахуємо згідно залежності (5) значення струму по всій ділянці досліджуваного трубопроводу, а також знайдемо відхилення від реальних значень, отриманих під час експериментальних досліджень. Отримані результати представимо в таблиці (таблиця 1).

Як видно з таблиці 1, в місцях наявних наскрізних дефектів ізоляційного покриття присутні значні зміни параметра  $\Delta I$ , приймаючи при цьому як від'ємні, так і додатні значення. Після пройденої ділянки дефекту присутні також значні розбіжності між теоретичними та експериментальними результатами, що пояснюється затуханням значення струму після витікання його частини в місці наскрізного дефекту ізоляційного покриття. Оскільки, в рівності (4) коефіцієнт  $b$  відповідає за значення струму в початковій точці контролю, то для ділянки, розміщеної після дефекту, його можна прийняти рівним значенню струму, який є меншим від початкового на величину, яка визначається різницею значень струмів перед аномальною ділянкою та в кінці аномальної ділянки (ділянки із наявним зростанням струмового сигналу). Отже, така різниця буде визначена між точками 12.0 та 15.0 (таблиця 1).

Значення струму в даних точках, відповідно, становить:

$$I_{12.0} = 31.33223 \text{ мА}$$

$$I_{15.0} = 19.18379 \text{ мА}$$

Таким чином, різниця, на яку потрібно зменшити коефіцієнт  $b$  для подальшої ділянки контролю становить:

$$b = 46.85 - (31.33223 - 19.18379) = 34.70156. (6)$$

Отже, для ділянки контролю після точки 15.0 значення струму щодо відстані від початкової точки контролю змінюватиметься згідно наступної залежності:

$$I_x = 34.70156 \cdot e^{-0.04x}. \quad (7)$$

Підставимо дану залежність в таблицю 1 для точок, які розміщуються після наскрізного дефекту ізоляційного покриття. Результати наведено в таблиці 2.

Як видно з таблиці 2, після точки 15.0 в даному випадку маємо незначні розбіжності між вимірними та отриманими за допомогою розв'язку рівності (7) результатами. Це свідчить про адекватність отриманої на основі експериментальних даних теоретичної моделі.

Таким чином, в даному випадку доцільно застосовувати апроксимацію двома кривими, поділяючи досліджувану ділянку на кілька, які розділяються наявними наскрізними дефектами ізоляційного покриття.

Тепер необхідно оцінити відхилення значень струму, які будуть критичними і відповідатимуть за наявність наскрізного дефекту ізоляційного покриття.

Для цього скористаємося критерієм хі-квадрат ( $\chi^2$ ), зокрема критичними точками розподілу хі-квадрат при заданому рівні значимості та при відомій кількості ступенів свободи.

Оцінювання на основі критерію хі-квадрат відбувається шляхом порівняння відхилень експериментальних результатів від теоретичних на обраних ділянках контролю щодо критичних. Для ділянок, на яких присутні значні дефекти ізоляції (відповідно, наявні значні відхилення інформативного параметру), повинна виконуватися наступна умова:

$$\sum_{i=1}^n \frac{(I_{Ei} - I_{Ti})^2}{I_{Ti}} \geq \chi_{KP}, \quad (8)$$

де  $I_{Ei}$  – отримане значення струму в результаті експериментальних досліджень в  $i$ -ій точці контролю;

$I_{Ti}$  – розраховане значення струму згідно із залежністю (4) в  $i$ -ій точці контролю;

$n$  – загальна кількість точок контролю (кількість ступенів вільності);

$\chi_{KP}$  – критична точка розподілу хі-квадрат при заданому рівні значимості та відомій кількості ступенів свободи.

У випадку невиконання рівності (8) можна стверджувати про відсутність критичних відхилень і, в результаті, про відсутність наскрізних дефектів ізоляційного покриття на даній ділянці контролю.

Проведемо розрахунок відхилень значень струму для досліджуваного трубопроводу згідно з даними таблиці 2. Отримані результати наведемо в таблиці 3.

Розглянемо графік зміни значень струму вздовж досліджуваного підземного трубопроводу із апроксимацією двома кривими (рис. 5).

Для отриманої залежності рівняння апроксимації наступні:

$$I_x = \begin{cases} 46.85 \cdot e^{-0.04x}, & 0.5 \leq x < 15.0 \\ 34.70156 \cdot e^{-0.04x}, & \text{при } 15.0 \leq x \leq 20.0 \end{cases} \quad (9)$$

Таблиця 1 – Результати теоретичного та експериментального розрахунків значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу

Точка, м	I, мА експериментальне	I, мА розрахункове	$\Delta I$ , мА (I <sub>експ</sub> -I <sub>розрах</sub> )	Примітки
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	
1.0	43.86856	45.01299	1.144422	
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	
2.0	40.83796	43.248	2.41004	
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	Зона дефекту
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	Зона дефекту
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	Зона дефекту
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	Зона дефекту
15.0	19.18379	25.71183	6.528033	
15.5	18.91528	25.2027	6.287412	
16.0	18.43858	24.70365	6.265068	
16.5	17.60123	24.21449	6.613253	
17.0	16.85813	23.73501	6.876874	
17.5	16.57257	23.26502	6.692453	
18.0	16.21807	22.80434	6.586268	
18.5	15.7208	22.35279	6.631988	
19.0	15.59771	21.91017	6.312461	
19.5	15.56817	21.47632	5.908151	
20.0	15.50768	21.05106	5.543381	

З рисунку 5 можна виділити три області значної довжини, на яких присутні відхилення експериментальних результатів від теоретичних з однаковим знаком. Це наступні ділянки: 1.0÷3.5, 4.5÷7.0 та 12.5÷14.5.

Для перших двох ділянок маємо 6 ступенів вільності (6 точок контролю), а для останньої – 5 ступенів. Для обраного рівня значимості рівного 0.95 вибираємо критичні значення точок розподілу  $\chi^2$ -квадрат.

Для шести ступенів вільності матимемо:  $\chi_{KP} = 1.64$ .

Для п'яти ступенів вільності критичне значення розподілу:  $\chi_{KP} = 1.15$ .

Згідно формули (8) оцінимо відхилення на обраних трьох ділянках контролю та порівняємо ці відхилення з критичними. Отримаємо:

Таблиця 2 – Результати теоретичного та експериментального розрахунків значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу (з врахуванням дефекту)

Точка, м	I, мА експериментальне	I, мА розрахункове	ΔI, мА (Іексп-Ірозрах)	Примітки
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	
1.0	43.86856	45.01299	1.144422	
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	
2.0	40.83796	43.248	2.41004	
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	Зона дефекту
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	Зона дефекту
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	Зона дефекту
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	Зона дефекту
15.0	19.18379	19.04462	0.139172	
15.5	18.91528	18.66751	0.247773	
16.0	18.43858	18.29787	0.140713	
16.5	17.60123	17.93555	-0.33432	
17.0	16.85813	17.5804	-0.72227	
17.5	16.57257	17.23228	-0.65972	
18.0	16.21807	16.89106	-0.67299	
18.5	15.7208	16.5566	-0.8358	
19.0	15.59771	16.22875	-0.63104	
19.5	15.56817	15.9074	-0.33923	
20.0	15.50768	15.59242	-0.08473	

для ділянки 1.0÷3.5:  
 $0.029096 + 0.15142 + 0.134302 + 0.074872 +$   
 $+ 0.045703 + 0.020274 = 0.455667 < \chi_{KP} = 1.64$  (10)

для ділянки 4.5÷7.0:  
 $0.029232 + 0.176403 + 0.128426 + 0.133208 +$   
 $+ 0.136506 + 0.013996 = 0.617771 < \chi_{KP} = 1.64$  (11)

для ділянки 12.5÷14.5:  
 $0.75062 + 2.262514 + 1.931278 + 0.237183 +$   
 $+ 0.048277 = 5.229872 > \chi_{KP} = 1.15$  (12)

Як видно з формул (10) та (11) отримані значення відхилень не перевищують критичних, тоді як згідно з формулою (12) значення відхилення є більшим від критичного, що свідчить про наявність дефектів ізоляційного покриття.

Таблиця 3 – Результати оцінювання відхилень значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу згідно з критерієм хі-квадрат

Точка, м	$I_{Ei}$ , мА	$I_{Ti}$ , мА	$I_{Ei} - I_{Ti}$ , мА	$\frac{(I_{Ei} - I_{Ti})^2}{I_{Ti}}$
0.5	47.19194	45.92231	-1.26963	0.035102
1.0	43.86856	45.01299	1.144422	0.029096
1.5	41.53692	44.12167	2.584744	0.15142
2.0	40.83796	43.248	2.41004	0.134302
2.5	40.61007	42.39163	1.781561	0.074872
3.0	40.17416	41.55222	1.378058	0.045703
3.5	39.82073	40.72943	0.908707	0.020274
4.0	39.54817	39.92294	0.374762	0.003518
4.5	40.20195	39.13241	-1.06954	0.029232
5.0	40.95876	38.35754	-2.60123	0.176403
5.5	39.79541	37.59801	-2.1974	0.128426
6.0	39.06919	36.85352	-2.21567	0.133208
6.5	38.34437	36.12377	-2.22061	0.136506
7.0	36.11244	35.40847	-0.70397	0.013996
7.5	34.36617	34.70733	0.341164	0.003354
8.0	34.23816	34.02008	-0.21808	0.001398
8.5	32.38691	33.34644	0.959525	0.02761
9.0	31.86344	32.68614	0.822697	0.020707
9.5	31.20808	32.03891	0.830824	0.021545
10.0	30.16781	31.40449	1.23668	0.048699
10.5	29.31587	30.78264	1.466775	0.069891
11.0	28.5536	30.17311	1.619504	0.086925
11.5	28.53567	29.57564	1.039972	0.036569
12.0	31.33223	28.99	-2.34222	0.189238
12.5	33.03436	28.41596	-4.6184	0.75062
13.0	35.7917	27.85329	-7.93842	2.262514
13.5	34.56311	27.30176	-7.26135	1.931278
14.0	29.28053	26.76114	-2.51938	0.237183
14.5	25.10591	26.23124	1.125331	0.048277
15.0	19.18379	19.04462	0.139172	0.001017
15.5	18.91528	18.66751	0.247773	0.003289
16.0	18.43858	18.29787	0.140713	0.001082
16.5	17.60123	17.93555	-0.33432	0.006232
17.0	16.85813	17.5804	-0.72227	0.029673
17.5	16.57257	17.23228	-0.65972	0.025256
18.0	16.21807	16.89106	-0.67299	0.026814
18.5	15.7208	16.5566	-0.8358	0.042192
19.0	15.59771	16.22875	-0.63104	0.024538
19.5	15.56817	15.9074	-0.33923	0.007234
20.0	15.50768	15.59242	-0.08473	0.00046

Враховуючи, що саме на ділянці 12.5÷14.5 і є присутніми штучно створені наскрізні дефекти ізоляції, то отримані результати оцінювання за допомогою критерію хі-квадрат є адекватними та відповідають реальному.

Таким чином, отримані на основі експериментальних досліджень залежності дозволяють отримати і додаткове теоретичне підґрунтя щодо можливості виявлення та ідентифікації наскрізних пошкоджень ізоляційного покриття.

### ВИСНОВКИ

На основі отриманих експериментальних результатів вимірювання значень струму в стінках досліджуваного трубопроводу та проведення їх опрацювання, побудовано апроксимаційні криві, які відображають залежності зміни значень струму по довжині труби та в околі наскрізного пошкодження ізоляції. Проведений аналіз на основі використання критичних

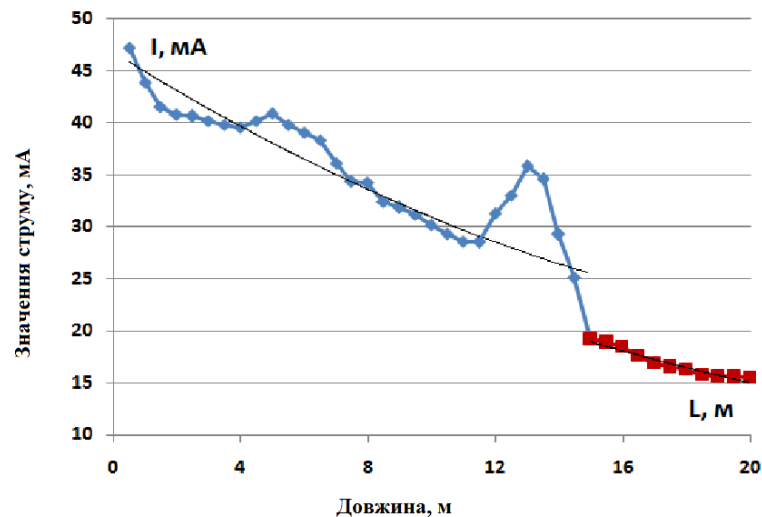


Рисунок 5 – Апроксимація двома кривими результатів вимірювань значень струму

відхиленнь розподілу  $\chi^2$ -квдрат дозволив встановити та ідентифікувати місця наявності наскрізних пошкоджень ізоляційного покриття підземного трубопроводу, що дає змогу застосувати даний підхід і до діючих об'єктів нафтогазового комплексу.

### Література

1 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов [Текст]: ВРД 39-1.10-026-2001. – [Введена в действие 29.01.01]. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.

2 Джала Р.М. Електромагнітні обстеження і контроль корозії трубопроводів / Р.М. Джала // Механіка руйнування і міцність матеріалів : довідн. посіб. / [В.В. Панасюк]. – Т.5 : Неруйнівний контроль і технічна діагностика / під ред. З.Т. Назарчука. – Львів : ФМІ НАН України. – 2001. – Розд. 5. – С. 263-330.

3 Яворський А.В. Фазовий метод контролю ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / А.В. Яворський, С.П. Ващишак, А.М. Карпаш // Методи та прилади контролю якості. – 2008. – №21 – С. 14–18.

4 Мухлін С.М. Розробка методу двочастотних вимірювань для контролю стану ізоляції трубопроводів, що знаходяться у вологих ґрунтах та під водою / С.М. Мухлін // Методи та прилади контролю якості. – 2012. – №1. – С. 16-25.

5 Вербенць Б.Я. Безконтактний метод і прилади для контролю протикорозійного захисту підземних трубопроводів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Вербенць Богдан Ярославович; Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В. Карпенка. – Львів, 2011. – 20 с.

6 Джала Р.М. Методи і засоби електромагнітних обстежень захисту від корозії підземних трубопроводів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня доктора техн. наук : спец. 05.11.16 «Інформаційно-вимірювальні системи» / Джала

Роман Михайлович, Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України. – Львів, 2002. – 36 с.

7 Нетрадиционные методы диагностики магистральных газопроводов [Текст] / Ю.А. Степанов, Е.С. Грушко, И.А. Эндель и др. // Диагностика трубопроводов. Докл. и сообщ. на Шестой международной деловой встрече "Диагностика-96". – М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996. – С. 10-20.

8 Костів Б.В. Удосконалення безконтактного визначення струмів в стінках підземних трубопроводів для контролю їх ізоляційного покриття : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Костів Богдан Володимирович; ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2010. – 20 с.

9 Яворський А.В. Розробка методу та системи для безконтактного контролю стану ізоляції промислових нафтогазопроводів : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.11.13 «Прилади і методи контролю та визначення складу речовин» / Яворський Андрій Вікторович, ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2005. – 20 с.

10 ДСТУ 4219-2003. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії – Київ: Держспоживстандарт України, 2003. – 68 с.

11 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов [Текст]: РД 12-411-01. – [Введена в действие 15.09.01]. – М.: Госгортехнадзор России, 2002. – 50 с.

12 Магістральні газопроводи. Методика визначення технічного стану захисного покриття та корозійного стану зовнішньої поверхні труби: СОУ 60.3-30019801-070:2009. – [Чинний від 2010 – 01 – 20]. – К. : ДК «Укртрансгаз», 2009. – 66 с.

13 Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Продовження терміну експлуатування технологічного обладнання і трубопроводів за результа-

тами технічного огляду, експертного обстеження. Правила та порядок: СОУ 60.3-31570412-028:2007. – [Чинний від 2007 – 09 – 28]. – К. : ВАТ «Укртранснафта», 2007. – 32 с.

14 Пат. 77975 Україна, МПК G01N 27/24. Спосіб безконтактного контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / винахідники: Цих В.С., Яворський А.В., Ващишак С.П., Карпаш О.М. – u201206856; заявл. 05.06.2012; опубл. 11.03.2013. – 4 с.

15 Цих В.С. Багатопараметровий контроль стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих // Вісник Тернопільського національного технічного університету. – 2013. - №3 (71). – С. 220-229.

16 Цих В.С. Експериментальне підтвердження застосування комплексного підходу до виявлення та ідентифікації дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів / В.С. Цих, А.В. Яворський // Нафтогазова енергетика. – 2013. - №2 (20). – С. 92-100.

17 Цих В.С. Усовершенствованный подход к идентификации дефектов изоляционных покрытий подземных нефтегазопроводов / В.С. Цих, А.В. Яворский // Научни известия на НТСМ (Болгария). – 2013. – №2 (139). – С.44-47.

18 Цих В.С. Ідентифікація дефектів ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів на території складних технологічних об'єктів / В.С. Цих, А.В. Яворський // Методи та прилади контролю якості. – 2013. – №2. – С. 7-13.

19 Диференціація локальних пошкоджень ізоляції струмопроводу за розподілом магнітного поля / Р.М. Джала, В.Р. Джала, Б.Я. Вербенець, О.М. Семенюк // Методи та прилади контролю якості. – 2012. – №1 (28). – С. 33-40.

20 Вербенець Б.Я. Эффект витікаючого струму в безконтактних обстеженнях підземних трубопроводів / Б.Я. Вербенець, В.Р. Джала, Р.М. Джала // Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів (Серія), вип. 12: Неруйнівний контроль та технічна діагностика матеріалів і конструкцій: Зб. наук. праць. – Львів: ФМІ НАНУ, 2007. – С. 83-86.

21 Бурыйский В.К. Обследование трубопроводов Ахтырского НГДУ / В.К. Бурыйский, В.А. Гирнык // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2000. – №4. – С. 72-78.

22 Мухлин С.М. Вдосконалення методів та засобів контролю якості ізоляційного покриття трубопроводів, що знаходяться у вологих ґрунтах та під водою : дис. канд. тех. наук: 05.11.13 / Мухлин Сергій Михайлович. – Київ, 2012. – 192 с.

23 Джала Р.М. Аналіз інформативності коефіцієнта зникання струму у електромагнітному методі контролю ізоляції трубопроводів / Р.М. Джала, Л.П. Дімарова // Технічна діагностика та неруйнівний контроль. – 1999. – №3. – С. 45-50.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
12.08.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Карпашем О.М.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Ващишаком С.П.**  
(Український центр радіочастот,  
м. Івано-Франківськ)*

## РОЗРОБКА РЕЦЕПТУРИ МОДИФІКОВАНОЇ ПАЛИВНО-МАЗУТНО-БІТУМНОЇ ВАННИ

І.І. Чудик, М.І. Оринчак, О.С. Бейзик, О.І. Кирчей

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727137,  
e-mail: drill@nuing.edu.ua

Для ліквідації обвалювань та осипань стінок свердловин застосовують рідинні ванни на водній та вуглеводневій основі як у нашій країні, так і за кордоном. Для підвищення стійкості стінок свердловин проведено серію лабораторних досліджень, за результатами яких рекомендується модифікована паливно-мазутно-бітумна ванна, застосування якої забезпечує досягнення найбільшого ефекту у низкопрониких глинистих породах. Основними компонентами, що входять до складу ванни, є пічне побутове паливо (88-92,5%), окислений бітум (5-8%), мазут (1,5-2,0%) та сульфонол (1-2%). Термін дії ванни, встановленої у свердловині навпроти горизонтів зі складними гірничо-геологічними умовами, становить 7-8 годин. Після встановлення ванни взриві гірських порід зберігають стійкість та високі міцнісні властивості у фільтрах мінералізованого та соленасиченого розчинів протягом тривалого часу, який сягає 43-45 діб, що на 13-15% більше порівняно з відомими рідинними ваннами. Результати, отримані експериментальним шляхом, забезпечують зниження тривалості допоміжних операцій та простоїв через гірничо-геологічні та технологічні причини.

Ключові слова: мазут, пічне побутове паливо (ППП), окислений бітум, обвалювання та осипання стінок свердловин, сульфонол, модифікована паливно-бітумна ванна.

Для ликвидации осыпей и обвалов стенок скважины применяют жидкостные ванны на водной и углеводородной основах как в нашей стране, так и за рубежом. Для повышения устойчивости стенок скважины проведена серия лабораторных исследований, по результатам которых рекомендуется использование модифицированной топливно-мазутно-битумной ванны (МТМБВ), применение которой обеспечивает больший эффект в низкопроницаемых глинистых породах. Главными компонентами, входящими в состав ванны, являются печное бытовое топливо (88-92,5%), окисленный битум (5-8%), мазут (1,5-2,0) и сульфонол (1-2%). Срок действия ванны, установленной в скважине напротив пластов со сложными горно-геологическими условиями, составляет около 7-8 часов. После установления ванны образцы горных пород сохраняют устойчивость и высокие прочностные свойства в фильтрах минерализованного и соленасыщенного растворов на протяжении длительного периода времени, который достигает 43-45 суток, что на 13-15% по сравнению с известными жидкостными ваннами. Результаты, полученные экспериментальным путем, способствуют снижению сроков вспомогательных операций и простоев, возникших из-за горно-геологических и технологических причин.

Ключевые слова: мазут, печное бытовое топливо (ПБТ), окисленный битум, обвалы и осыпи стенок скважины, сульфонол, модифицированная топливно-битумная ванна.

Liquid baths on the water and hydrocarbon bases are used to eliminate caves-in and collapses of the borehole walls both in our country and abroad. A series of laboratory tests was conducted to improve the stability of the borehole walls. Based on their results a modified residual-fuel-bituminous bath is recommended. Its utilization makes the greatest effect in low-permeability argillaceous rocks. The main components that make up the bath include heating fuel (88-92,5%), oxidized bitumen (5-8%), oil (1,5-2,0%), and sulphonol (1-2%). Validity of the bath, settled in the borehole in such a position that it faces the horizons with complex mining-and-geological conditions, is 7-8 hours. After the bath was settled, the rock samples preserve stability and high strength properties in the filtrate of the mineralized and salt-saturated solutions for a long time that may reach 43-45 days, which is 13-15% more when compared to the known liquid baths. The results, obtained experimentally, provide decrease in the duration of the secondary operations and downtime due to the mining-and-geological and technological reasons.

Key words: residual oil, household stove fuel, oxidized bitumen, caves-in and collapses of the borehole wall, sulphonol, modified residual-fuel-bituminous bath.

**Вступ.** Родовища нашої країни характеризуються складними гірничо-геологічними умовами, спричиненими процесами формування гірських порід, тектонічними рухами тощо. Тому під час буріння нафтових і газових свердловин систематично виникають передумови для утворення інтервалів зі слабкими силами зв'язку у скелеті гірської породи.

Найпоширенішим ускладненням, яке трапляється під час буріння нафтових і газових свердловин, є обвалювання та осипання стінок свердловини. Основною причиною цього ускладнення є тектонічні порушення, які спостерігаються у вигляді тріщин при розбурю-

ванні потужних відкладів аргілітів, алевролітів, глинистих сланців, слабкозцементованих пісковиків тощо. Тріщини є найбільш придатним ідеальним каналом для проникнення фільтрату бурового розчину на значну глибину. Проникаючи у стінки свердловини, фільтрат зменшує ослаблені сили зчеплення у гірських породах і спричиняє обвалювання та осипання стінок свердловини.

Обвалювання та осипання стінок свердловини найчастіше виникають під час розбурювання пластичних сланцевих глин, що залягають під великими кутами, особливо поблизу тектонічних порушень. Першопричиною обва-

лів та осипань стінок свердловини є геотехнологічні умови їх проведення. Найчастіше обвали та осипання виникають у сланцюватих та лускатих глинах, що перемежуються тонкими прошарками піску, слюди з вмістом піриту, марказиту тощо. Не слід також нехтувати значними кутами падіння порід в інтервалах тектонічних порушень. Обвалоутворення стають дуже серйозним видом ускладнень під час осипання порід над утвореною каверною.

Суттєвий вплив на інтенсивність обвалювання та осипання стінок свердловини також пов'язаний зі зниженням структурно-механічних параметрів бурових розчинів, низькими механічною та рейсовою швидкостями буріння, виникненням частих зупинок та простоїв з технічних, технологічних чи організаційних причин. Обвалювання можуть спричинити виникнення аварій з бурильним інструментом, особливо в інтервалах каверноутворень.

Механізм обвалоутворень пов'язаний з пружним розширенням глинистих мінералів через зниження бокового тиску і осмотичного всмоктування фільтрату із бурового розчину, який, проникаючи у тріщини глинистих порід, спричиняє там зростання капілярного тиску, а також набухання глинистих порід, зниження сил зчеплення.

На інтенсивність обвалів та осипань стінок свердловини суттєво впливають такі процеси, як набухання і розмокання глинистих порід під дією фільтрату бурового розчину. Ступінь розчеплення глинистих мінералів зумовлений ступенем гідратації глинистих частинок і швидкістю гідратації маси глини, яка прямопропорційна до швидкості дифузії води.

Напружений стан гірських порід змінюється під дією гідратації та змочування і супроводжується адсорбційним пониженням твердості усього об'єму вірця. У цьому випадку сили зчеплення між частинками глини екрануються, що призводить до самовільного диспергування або значних деформацій за умови створення навантаження.

Дослідниками виявлено два механізми набухання глинистих мінералів: кристалічний (поверхнева гідратація) і осмотичний.

Кристалічне набухання відбувається внаслідок адсорбції мономолекулярних шарів води на зовнішніх і внутрішніх базальних поверхнях кристалів. Перший шар води утримується на поверхні водневими зв'язками з атомами кисню і утворюють структуру, що аналогічна зі структурою глинистого мінералу і проникають на віддалі до 1 нм від зовнішньої поверхні. Така вода володіє квазікристалічними властивостями та більшою в'язкістю.

Осмотичний механізм набухання залежить від концентрації катіонів між шарами кристалічної ґратки, що перевищує їх концентрацію у розчині. Тому вода втягується у міжшаровий простір, внаслідок чого можливе утворення дифузних частин подвійних електричних шарів. У глинистих мінералах не спостерігаються напівпроникні мембрани, але набухання має осмотичний характер, що пов'язано з різницею в

концентрації електроліту у розчині та гірській породі.

Порівнявши обидва механізми, встановлено, що осмотичне набухання призводить до значного збільшення загального об'єму глинистого мінералу порівняно з кристалічним. Натрієві глини під час осмотичного набухання адсорбують у 20 разів більше води порівняно з кристалічним набуханням.

Відштовхуючі сили між шарами значно слабші при осмотичному набуханні порівняно з кристалічним.

Протидіяти руйнуванню стінок свердловини при розбурюванні тектонічно порушених порід дуже складно.

Науковцями було здійснено багато спроб розроблення різних способів запобігання цих ускладнень. Однак спосіб запобігання обвалюванням та осипанням щодо зниження фільтрації недостатньо дієвий. Тому розвиток наукових досліджень було спрямовано ще і на збільшення густини бурових розчинів та застосування реагентів, що зменшували б інтенсивність гідратації глинистих порід.

**Аналіз сучасних заходів та вітчизняних досліджень.** На сьогоднішній день було здійснено багато різних спроб та способів для запобігання цих ускладнень, та жоден з них не є достатньо ефективний. Відомі на даний час у літературі та практиці буріння свердловин (зменшення фільтрації, збільшення густини та регулювання реологічних параметрів бурових розчинів) способи запобігання обвалювання та осипання стінок свердловини бажаного відчутного ефекту не дають [1].

У практиці стійкість стінок свердловини підвищують встановленням силікатної [2], силікатно-калієвої [3, 4], гідрофобно-адгезійної [5], гідрофобно-бітумної [6, 7], модифікованої гідрофобно-бітумної [8], паливно-бітумної [9, 10] та модифікованої паливно-бітумної [11] та паливно-мазутно-бітумної [12, 13] ванн.

Найефективніше знижує інтенсивність обвалювань та осипань стінок свердловини паливно-бітумна ванна. Однак, основний недолік цієї ванни полягає у її незначній протидії обвалюванням та осипанням стінок свердловини в інтервалах низькопроникних глинистих відкладів. Підвищити стійкість стінок свердловини у низькопроникних породах можна введенням мазуту до складу паливно-бітумної ванни [10]. Проте ефективність паливно-мазутно-бітумної ванни недостатня і не забезпечує дотримання вимог, що ставляться у цих умовах у практиці буріння, тому розробка нових рецептур рідинних ванн для підвищення стійкості стінок свердловини в інтервалах низькопроникних порід є актуальною.

**Мета роботи** – підвищити стійкість стінок свердловини у низькопроникних породах за одночасного збільшення терміну дії ванни.

Поставленої мети досягається зменшенням сил поверхневого натягу між паливно-мазутно-бітумною ванною та стінками свердловини за-

стосуванням поверхнево-активних речовин (ПАР), яке сприятиме зменшенню проникності фільтраційної кірки. Серед відомих ПАР, що застосовують у практиці буріння, є сульфонол, савенол, емульсин, жиринокс тощо.

### Виклад основного матеріалу

Підвищення здатності ванни проникати у гірську породу можна досягти введенням ПАР до її складу.

Для визначення оптимальної концентрації ПАР у складі модифікованої паливно-мазотно-бітумної ванни нами було проведено серію лабораторних досліджень. За базову прийняли рецептуру паливно-мазотно-бітумної ванни такого компонентного складу: пічне побутове паливо – 90-93,5%, мазут – 1,5-2,0%, окислений бітум, температура розм'якшення якого 130-140°C – 5,0-8,0%.

Пічне побутове паливо – гідрофобна рідина від світло-коричневого до чорного кольору з різким запахом, випускається згідно галузевого стандарту України (ДСТУ 320.001 19943.010-98), застосовується для комунально-побутових потреб. Особливістю ППП є підвищений вміст смолистих фракцій, оскільки 90% палива отримують у процесі прямої перегонки дистилятної фракції між дизельним паливом і мазутом за температури від 160 до 360 °C.

Мазут – маслянистий залишок нафти після відбирання із неї світлих дистилятів (бензину, лігроїну, гасу, дизельного палива). Мазут – в'язка речовина темно-коричневого кольору, представляє собою суміш вуглеводнів, нафтових смол, асфальтенів, карбонів, карбоїдів і органічних металомістких сполук (V, Ni, Fe, Mg, Na, Ca тощо). Фізико-хімічні властивості мазуту залежать від хімічного складу сирової нафти та ступеня відгону фракцій дистилятів, густина мазуту коливається в межах від 890 до 1000 кг/м<sup>3</sup> (за температури 20°C), теплота згорання 9100-10000 ккал/кг. У народному господарстві мазут застосовують як паливо для парових котлів, промислових котелень різного призначення та парових газових турбін.

Окислений бітум – тверда речовина від світло-коричневого до чорного кольору. Окислений бітум отримують продуванням гарячого повітря через попередньо розплавлений бітум. Під час окислення вміст мастила та смоли у бітумі знижується, а вміст асфальтенів зростає. Одночасно зростає молекулярна маса асфальтенів, яка сприяє поліпшенню адгезійних та структурних показників. Ступінь окислення бітуму оцінюють за температурою розм'якшення (спосіб «куля-кільце»). Високоокислений бітум має температуру розм'якшення 150-160°C, а низькоокисленого – 120°C. Ефективність бітуму найвища за співвідношення між асфальтенами і смолами, що дорівнює 2,5:1.

Сульфонол – іоногенна ПАР – суміш натрієвих солей алкілбензосульфонової кислоти. Випускають сульфонол у вигляді порошку світло-коричневого кольору або у вигляді в'язкої рідини світло-коричневого кольору з вмістом

активної речовини до 70%. Реагент добре розчинний у воді і нафті, у мінералізованих водах утворює осад у вигляді пластівців, показник рН 1% водного розчину становить 7-9. Сульфонол застосовують як емульгатор, гідрофобізатор глини, мастильну домішку, піноутворювач бурових розчинів. Оптимальна домішка реагента коливається від 0,3 до 3,0% залежно від призначення. Реагент не токсичний і при роботі з ним дотримуватися особливих заходів безпеки не потрібно.

Емульсин – суміш кубових залишків синтетичних жирних кислот і кислот рослинного походження з окисом кальцію за певного співвідношення. Форма випуску реагента – порошок або гранули світло-коричневого кольору.

Савенол – це суміш гідратованих неіоногенних поверхнево-активних речовин. За фізико-хімічними властивостями савенол – масляниста рідина від безбарвного до темно-коричневого кольору без специфічного запаху, розчинна у необмеженій кількості у воді і в незначній кількості у нафті. Показник рН 1% водного розчину – 6-8; густина за температури 20°C – 1020-1070 кг/м<sup>3</sup>. Масова частка активної речовини у савенолі за температури 20°C становить 20%, температура загущення – 5-10°C, температура помутніння 1% водного розчину – 60-70°C, температура кипіння – 100°C. Савенол, зазвичай, застосовують для зниження міжфазового натягу бурових розчинів під час розкриття продуктивних горизонтів. Гарантійний термін зберігання – 12 місяців з дня виготовлення.

Під час проведення експериментів вміст сульфонолу, савенолу, емульсину у складі ванни змінювали від 0,5 до 3,5%.

Для проведення таких досліджень, зазвичай, готують чотири типи взірців породи такого компонентного складу:

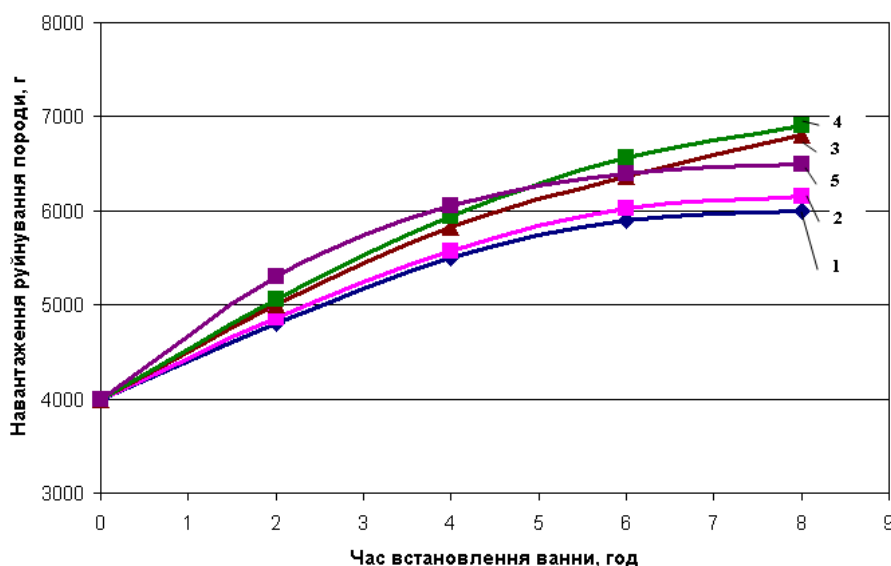
- 1) 15% глини та 85% піску;
- 2) 50% глини та 50% піску;
- 3) 85% глини та 15% піску;
- 4) 100% глини.

Ці взірці моделюють пісковик, алевроліт, аргіліт та глину, відповідно, а зміною концентрації глини регулюємо проникність взірців у широких межах.

Попередніми дослідженнями авторами розроблено рецептури рідинних ванн, що підвищують стійкість високо- та середньопроникних взірців гірських порід (I-III типи). Тому рецептура модифікованої паливно-мазотно-бітумної ванни запропонована для експериментів з низькопроникними взірцями, що моделюють глинисті породи (IV тип).

Технологія виготовлення лабораторних низькопроникних взірців аналогічна запропонованій під час розробки паливно-бітумної ванни [9, 10].

Експеримент розпочали з оцінки впливу поверхнево-активних речовин на міцність взірців породи. Число вимірювань, необхідних для отримання достовірних результатів обчислювали за величиною коефіцієнта варіації, середньоарифметичного значення та середньоквадратичного відхилення, величини яких визнача-



- 1 – модифікована паливно-мазутно-бітумна ванна з вмістом сульфонолу 0%;
- 2 – модифікована паливно-мазутно-бітумна ванна з вмістом сульфонолу 0,5%;
- 3 – модифікована паливно-мазутно-бітумна ванна з вмістом сульфонолу 1,0%;
- 4 – модифікована паливно-мазутно-бітумна ванна з вмістом сульфонолу 2,0%;
- 5 – модифікована паливно-мазутно-бітумна ванна з вмістом сульфонолу 2,5%

**Рисунок 1 – Залежність міцності взірців породи від часу перебування у ванні без сульфонолу**

ли за відомими формулами методи математичної статистики з відбракуванням даних, які включають грубу похибку [14].

Результати аналізу залежностей свідчать, що число замірів у кожному досліді дорівнює п'яти, а коефіцієнт варіації не перевищує 15%, що й було взято за основу.

Характерною особливістю модифікованої паливно-мазутно-бітумної ванни є протидія проникненню фільтрату бурового розчину на значну глибину у стінки свердловини. Ванна заповнює тріщини та збільшує сили зчеплення у породі, що забезпечує стійкість стінок свердловини. Найбільшого ефекту досягнуто під час дослідження впливу ванни із сульфонолом на міцність низькопроникних взірців породи. Це пов'язано із тим, що він володіє гідрофобними та гідрофільними властивостями, що сприяє підвищенню сил взаємодії між ванною і стінками свердловини.

Дослідження впливу емульсину та савенолу на кріпильні властивості ванни засвідчили їх низький ефект, що підтверджено незначним зростанням міцності взірців породи. На нашу думку, це пов'язано з тим, що савенол володіє тільки гідрофільними властивостями, а емульсин – тільки гідрофобними. У зв'язку з цим сили взаємодії між модифікованою паливно-мазутно-бітумною ванною, що володіє гідрофобними властивостями, та стінками свердловини, що володіють гідрофільними властивостями, надзвичайно слабкі.

Подальше дослідження було вирішено проводити із сульфонолом. Для уточнення рецептури модифікованої паливно-мазутно-бітумної ванни концентрацію ПАР змінювали від 0 до 2,5% від об'єму ванни.

За результатами лабораторних експериментів побудовано графічні залежності міцності низькопроникних взірців породи від тривалості дії ванни.

На рис. 1 наведено графічні залежності міцності взірців гірської породи від дії ванни за різної концентрації сульфонолу, що змінюється від 0% до 2,5% відповідно криві 1-5.

Міцність взірців оцінювали за прикладеним до них навантаженням, вираженим у грамах, яке відкладено по осі ординат.

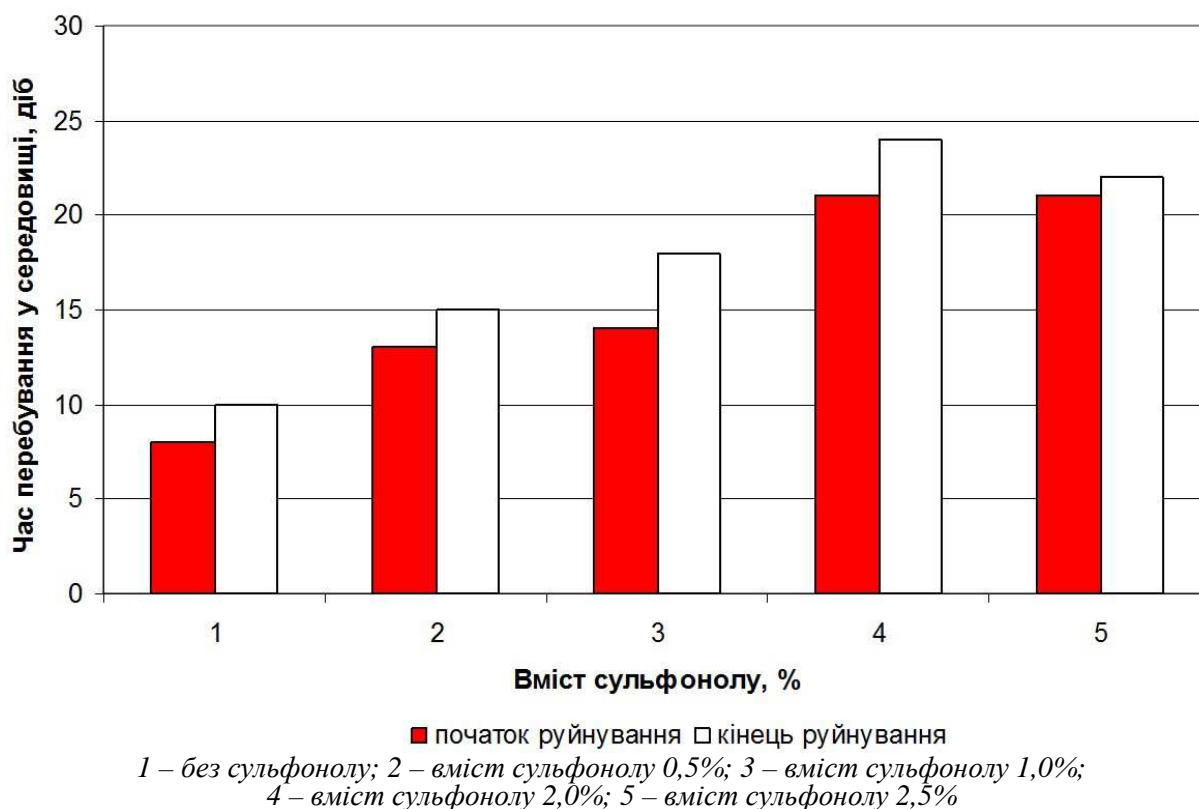
Під час проведення експерименту спостерігали за взірцями породи, перевіряючи щоднини їх міцність.

Порівнявши між собою отримані графічні залежності, спостерігаємо поступове зростання міцності глинистих взірців породи за збільшення часу їх перебування у модифікованій паливно-мазутно-бітумній ванні. Коли час дії ванни сягає 6-8 годин міцність взірців стабілізується або незначно зростає.

За збільшення концентрації сульфонолу міцність глинистих взірців породи спочатку зростає, а з часом стабілізується. За концентрації сульфонолу 0,5% у модифікованій паливно-мазутно-бітумній ванні міцність взірців породи після витримки їх у ванні протягом 8 годин зростає лише на 1-2%.

За концентрації сульфонолу 1% у рекомендованій ванні міцність низькопроникних взірців породи зросла на 13%. Аналогічна залежність спостерігається за концентрації сульфонолу у ванні 2%, а міцність взірців зросла до 15%.

Збільшення концентрації сульфонолу до 2,5% у ванні не сприяло зростанню міцності взірців, що підтверджується графічною залежністю, наведеною на рис. 1 (крива 5).



**Рисунок 2 – Швидкість руйнування взірців пород у водному середовищі**

Раціональна домішка сульфону до модифікованої паливно-мазотно-бітумної ванни становить 1-2%. Міцність взірців породи у цьому випадку зростає на 13-15% порівняно з вихідною рецептурою. Тривалість дії ванни на низькопроникні взірці породи повинна становити 7-8 годин.

Отже, для підвищення міцності глинистих низькопроникних порід рекомендується модифікована паливно-мазотно-бітумна ванна до складу якої входять:

- пічне побутове паливо – 88-92,5%;
- мазут – 1,5-2,0%;
- окислений бітум, температура розм'якшення якого 130-140°C – 5,0-8,0%;
- сульфонул – 1-2%.

Подальші лабораторні дослідження присвячено вивченню стійкості взірців породи до дії фільтратів бурових розчинів різного ступеня мінералізації. Для цього взірці породи розділили на дві групи, до першої з них належать взірці породи, оброблені паливно-мазотно-бітумною ванною. Такі взірці назвали звичайними. До другої групи увійшли взірці, які витримували у модифікованій паливно-мазотно-бітумній ванні з вмістом сульфону 0-2,5% протягом 8 годин, які назвали модифікованими.

Відтак звичайні взірці породи поміщали у прісну воду, що моделює прісний глинистий розчин; у 5% водний розчин хлориду калію, що моделює хлоркалійевий розчин; у 26% водний розчин хлористого натрію, що моделює солена-сичений стабілізований розчин. У ході дослідження взірці породи періодично зважували і спостерігали за їх концентрацією. Досліди про-

водили до повного руйнування взірців. Під час експериментів у взірцях спочатку утворювалися тріщини, а пізніше вони розпадались на великі шматки. Менша інтенсивність руйнування спостерігалась у взірцях, що перебували у моделях мінералізованих розчинів. Найчастіше у цих умовах взірці породи осипались з бокових частин.

Дослідження стійкості модифікованих взірців проводили в аналогічних моделях фільтратів бурових розчинів за методикою, описаною вище. Результати лабораторних експериментів засвідчили, що найнижча стійкість взірців породи спостерігалась у середовищі прісної води і зростає зі збільшенням мінералізації. На рис. 2-4 наведено діаграми зміни стійкості взірців породи залежно від ступеня мінералізації середовища та концентрації сульфону.

Як бачимо з гістограми, наведеної на рис. 2, у водному середовищі стійкість глинистих взірців зростає з 10 до 24 діб за збільшення вмісту сульфону у ванні до 2%. У мінералізованих розчинах (рис. 3, 4) стійкість глинистих взірців породи зростає з 15-17 діб без сульфону у складі ванни до 43-45 діб за збільшення вмісту сульфону у ванні до 2%.

Наведені залежності свідчать, що стійкість глинистих взірців породи після перебування у модифікованій паливно-мазотно-бітумній ванні вища у мінералізованому середовищі порівняно з прісним, які моделюють, відповідно, звичайний глинистий та інігуючий мінералізований розчини. Така відмінність на нашу думку пов'язана з наявністю іонів калію та натрію, які проникаючи у кристалічну ґратку глинистих

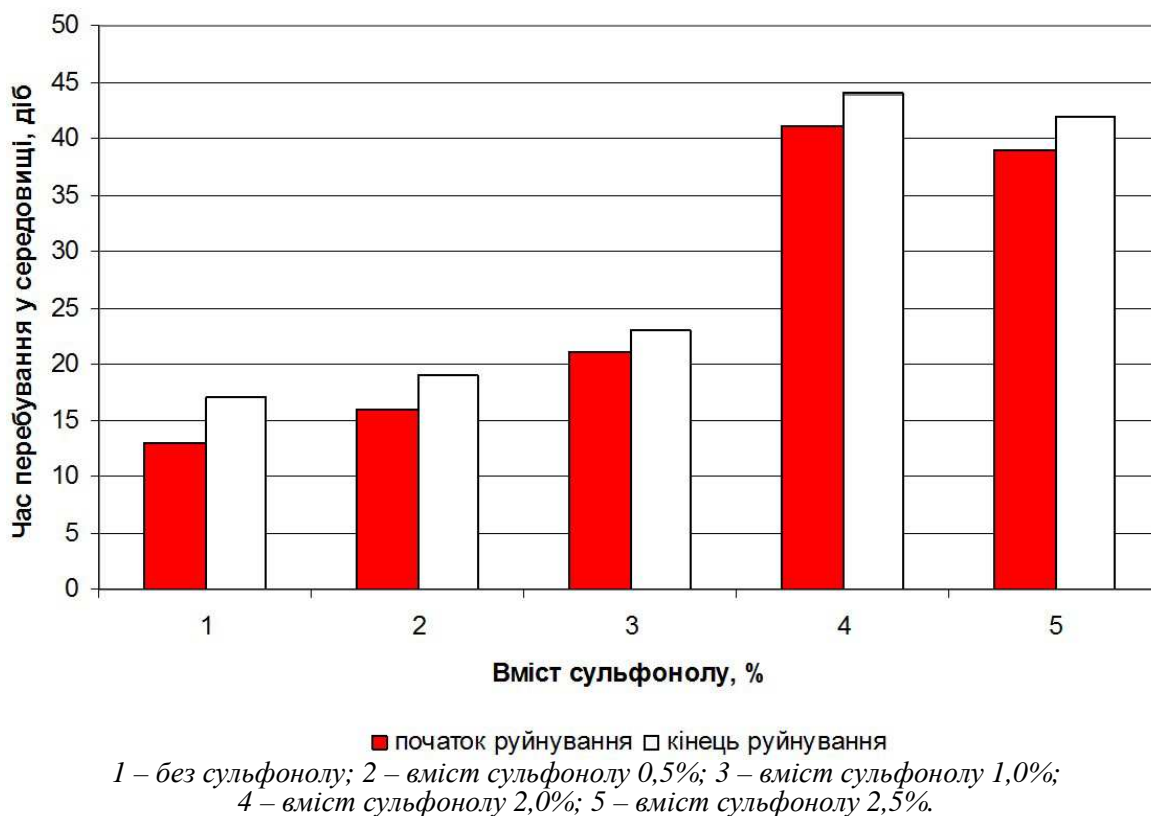


Рисунок 3 – Швидкість руйнування взірців пород у мінералізованому середовищі (5% KCl)

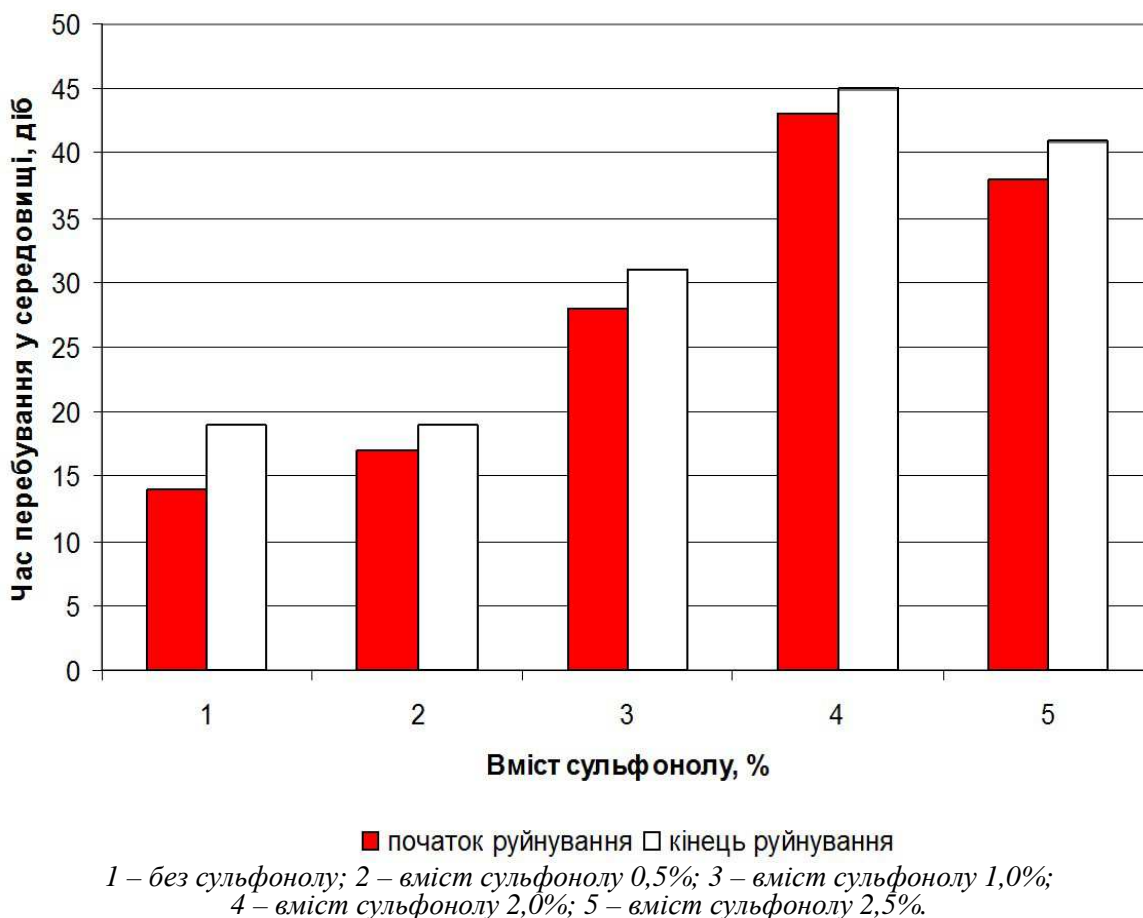


Рисунок 4 – Швидкість руйнування взірців пород у соленасиченому середовищі (26% NaCl)

мінералів, заміняють іонний зв'язок на ковалентний, в якому сили зчеплення значно більші.

Окрім цього, сульфонол, взаємодіючи з ванною та стінкою свердловини, утворює низькопроникну плівку, яка протидіє проникненню фільтрату у глинисті пласти під дією перепаду тиску.

Чергова серія експериментальних досліджень проведена для вивчення впливу савенолу, емульсину та їх композиції з солями калію та натрію на стійкість глинистих взірців. За базову прийнято рецептуру паливно-мазотно-бітумної ванни [12, 13].

У ході експериментів встановити достовірні зміни впливу савенолу, емульсину та їх композиції з солями калію та натрію на міцність низькопроникних порід не вдалося. У зв'язку з цим застосування ПАР (савенол, емульсин) та хлоридів калію і натрію не рекомендуємо як домішки до модифікованої паливно-мазотно-бітумної ванни.

### Висновок

Отже, за результатами лабораторних досліджень для боротьби з обвалюваннями та осипаннями стінок свердловини в інтервалах, складених низькопроникними породами (глинисті сланці, аргіліти, алевроліти тощо), рекомендується модифікована паливно-мазотно-бітумна ванна такого компонентного складу:

- пічне побутове паливо - 88,0-92,5%;
- мазут - 1,5-2,0%;
- окислений бітум - 5-8%;
- сульфонол – 1,0-2,0%.

Застосування сульфонолу у компонентному складі запропонованої ванни в кількості від 1 до 2% підвищує стійкість низькопроникних взірців породи на 13-15%, а стійкість цих порід зростає приблизно утричі порівняно паливно-мазотно-бітумною ванною.

Модифіковану паливно-мазотно-бітумну ванну рекомендується витримувати в інтервалі горизонтів, схильних до осипань та обвалювань стінок свердловини, протягом 7-8 годин. Термін дії ванни у низькопроникних породах досягає максимального значення і становить приблизно 45 діб.

### Література

- 1 Ясов В.Г. Осложнения в бурении: справочное пособие / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
- 2 Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1985. – 206 с.
- 3 Оринчак М.І. Силікатно-калієва ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1(21). – С. 22-24.
- 4 Оринчак М.І. Технологія встановлення силікатно-калієвої ванни / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 2(22). – С. 24-26.

5 Оринчак М.І. Гідрофобно-адгезійна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 4(28). – С. 22-25.

6 Оринчак М.І. Гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 2(30). – С. 26-29.

7 Пат. 86618 Україна МПК<sup>51</sup> C09K8/50. Модифікована гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак: Заявл.10.10.08. – Опубл. 12.05.09., Бюл. № 9. – 4 с.

8 Пат. 78889 Україна МПК<sup>51</sup> C09K8/50. Модифікована гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, О.С. Бейзик, А.І. Васько: Заявл.13.07.12. – Опубл. 10.04.13., Бюл. №7 – 4 с.

9 Пат. 61098 Україна МПК<sup>51</sup> C09K8/50. Паливно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, Б.М. Малярчук, О.О. Сендега: Заявл.18.11.10. – Опубл. 11.07.11., Бюл. №13 – 4 с.

10 Оринчак М.І. Паливно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, А.І. Різничук, М.М. Оринчак, О.С. Бейзик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 3(44). – С. 23-26.

11 Чудик І.І. Модифікована паливно-бітумна ванна / І.І. Чудик, М.І. Оринчак, О.С. Бейзик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 1(54). – С. 21-24.

12 Бейзик О.С. Паливно-мазотно-бітумна ванна / О.С. Бейзик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 4(49). – С. 21-24.

13 Пат. 89115 Україна МПК<sup>51</sup> C09K8/50. Модифікована паливно-мазотно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.С. Бейзик, М.П. Олексюк: Заявл.22.07.13. – Опубл. 11.04.14., Бюл. №7 – 4 с.

14 Волобуєв А.І. Методичні вказівки з дисципліни “Механіка гірських порід для студентів спеціальності 09.03.06 [Текст] / А.І. Волобуєв, Б.М. Малярчук. – Івано-Франківськ, 1994. – 13 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
29.07.14*

*Рекомендована до друку  
професором Коцкуличем Я.С.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Мельником М.І.*

*(Національний технічний університет  
«Харківський політехнічний інститут»,  
м. Харків)*

# Виробничий досвід

УДК 622.279 (477.54)

## РОЗРОБЛЕННЯ КОМПЛЕКСНИХ ЗАХОДІВ, СПРЯМОВАНИХ НА ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ ПРИ РОЗРОБЦІ РОДОВИЩ НА ВИСНАЖЕННЯ

<sup>1</sup> В.Б. Воловецький, <sup>2</sup> О.М. Щирба, <sup>3</sup> О.Ю. Витязь

<sup>1</sup> ТОВ НВП «Дніпронафтогазремонт»; 51220, Дніпропетровська обл., Новомосковський р-н, м. Перещепине, тел. (05612) 91352, e-mail: v v b 1 1 @ u k r . n e t

<sup>2</sup> Український науково-дослідний інститут природних газів ПАТ «Укргазвидобування»; 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 730-45-21, e-mail: o t s c h y r b a @ u k r . n e t

<sup>3</sup> ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727182, e-mail: v y t y a z @ n u n g . e d u . u a

Розглянуто проблемні питання, пов'язані з експлуатацією газоконденсатних та нафтових свердловин. Зосереджено увагу на тому, що при експлуатації свердловин спостерігається зниження пластового тиску та зменшення залишкових запасів, що негативно впливає на їх стабільну роботу. У зв'язку з цим рекомендовано створити спеціальну програму, яка дозволить стабілізувати та нарощувати видобуток вуглеводнів, визначити стратегію розвитку Юліївського нафтогазопромислу у наступні роки.

Запропоновано комплекс невідкладних заходів, які дозволять стабілізувати видобуток на свердловинах нафтогазоконденсатних родовищ Юліївське, Наріжнянське, Скворцівське та газоконденсатних родовищ Безлюдівське, Аксютівське, Недільне, а саме:

- оптимізація роботи газоконденсатних і нафтових свердловин;
- вдосконалення існуючих установок збору та підготовки газу і нафти на Юліївському нафтогазопромислі;
- промивання привибійної зони пласта свердловин за допомогою колтюбінгової техніки;
- проведення КРС, водоізоляційних робіт на свердловинах Юліївського, Наріжнянського, Скворцівського НГКР та Недільного ГКР;
- зменшення бездіючого фонду свердловин;
- виконання інтенсифікації на газоконденсатних та нафтових свердловинах;
- буріння експлуатаційних свердловин на Наріжнянському та Скворцівському НГКР;
- введення в експлуатацію свердловини, що знаходяться в очікуванні підключення;
- поступове пониження тиску першого ступеня на УКПП-2 за рахунок оптимального режиму роботи ДКС "Юліївка" ТОВ "КарпатиГаз";
- зменшення використання газу на власні потреби, а саме на вогневі підігрівачі;
- перспективним шляхом економії газу є раціональне використання газу вивітрювання з розділювачів для власних потреб;
- постійний контроль за параметрами роботи свердловин;
- збільшення відбору газу з газоконденсатних свердловин, що періодично експлуатують.

Ключові слова: свердловина, газ, накопичення рідини, гідратуутворення, газопроводи, метанол, давачі тиску, давачі температури.

Рассмотрены проблемные вопросы, связанные с эксплуатацией газоконденсатных и нефтяных скважин. Сосредоточено внимание на том, что при эксплуатации скважин наблюдается снижение пластового давления и уменьшения остаточных запасов, что негативно влияет на их стабильную работу. В связи с этим рекомендуется создать специальную программу, которая позволит стабилизировать и наращивать добычу углеводородов, определить стратегию развития Юльевского нефтегазопромысла на последующие годы.

Предложен комплекс неотложных мер, которые позволят стабилизировать добычу на скважинах нефтегазоконденсатных месторождений Юльевское, Нарижнянское, Скворцовское и газоконденсатных месторождений Безлюдовское, Аксютовское, Недельное, а именно:

- оптимизация работы газоконденсатных и нефтяных скважин;
- совершенствование существующих установок сбора и подготовки газа и нефти на Юльевском нефтегазопромысле;
- промывание призабойной зоны пласта скважин с помощью колтюбинговой техники;
- проведение КРС, гидроизоляционных работ на скважинах Юльевского, Нарижнянского, Скворцовского НГКМ и Недельного ГКМ;
- уменьшение бездействующего фонда скважин;
- выполнение интенсификации на газоконденсатных и нефтяных скважинах;
- бурение эксплуатационных скважин на Нарижнянском и Скворцовском НГКМ;
- введение в эксплуатацию скважины, что находятся в ожидании подключения;
- постепенное понижение давления первой ступени на УКПП-2 за счет оптимального режима работы ДКС "Юльевка" ООО "Карпатыгаз";
- уменьшение использования газа на собственные нужды, а именно на огневые подогреватели;
- перспективным путем экономии газа является рациональное использование газа выветривания с разделителей для собственных нужд;
- постоянный контроль параметров работы скважин;
- увеличение отбора газа из газоконденсатных скважин, что периодически эксплуатируются.

Ключевые слова: скважина, газ, накопление жидкости, гидратообразования, газопроводы, метанол, датчики давления, датчики температуры.

*The topical problems that emerge when operating gas condensate and oil wells have been studied. The attention has been focused on the fact that, when operating wells, the formation pressure decreases and remaining reserves reduce which negatively influences stable well operation. Taking into account the above mentioned, it is recommended to develop a special program which will allow to stabilize and increase hydrocarbon recovery, determine a development strategy of the Yuliivske oil and gas field for the subsequent years.*

*A complex of emergency measures that will allow to stabilize the wells production of the Yuliivske, Narizhnianske, and Skvortsivske oil and gas condensate fields and Bezluidivske, Aksjutivske, and Nedilne gas condensate fields has been developed. These include the following:*

- operation optimization of the gas condensate and oil wells;
- improvement of the existing plants for accumulation and treatment of oil and gas at the Yuliivske oil and gas field;
- washing of the formation bottom-hole zone with the help of the coiled tubing technique;
- conducting of the workover and waterproofing operations on the wells of the Yuliivske, Narizhnianske, and Skvortsivske oil and gas condensate fields and Nedilne gas condensate field;
- reducing of the idling well stock;
- stimulation of the gas condensate and oil wells;
- drilling of production wells at the Narizhnianske and Skvortsivske oil and gas condensate fields;
- putting the well that is to be started into operation;
- gradual first stage pressure reduction on the CGTP-2 at the expense of the optimum performance of the BCS "Yuliivka" which is owned by the LLC "Karpatygas";
- decrease of gas utilization as a fuel, particularly as a fuel for direct-fired heaters;
- efficient utilizing of weathering gas from the pigs as a fuel is a promising method of gas saving;
- continuous control of the well operation performance;
- enhancement of gas recovery from the gas condensate wells that are in operation at regular intervals.

Key words: well, gas, fluid accumulation, hydrates formation, gas pipelines, methanol, pressure detectors, temperature detectors.

Потреби України в природному газі та нафті значно перевищують можливості їх видобутку з родовищ нашої держави, тому перед нафтогазовидобувними підприємствами постає завдання забезпечити максимальний видобуток вуглеводнів. Необхідно також розглядати й альтернативні шляхи забезпечення вуглеводнів, зокрема завдяки пошуку і введенню в експлуатацію нових родовищ чи нафтогазоконденсатних горизонтів, бурінню свердловин на більших глибинах (понад 5000 м), бурінню свердловин на шельфі Чорного моря, реверсну подачу газу в газотранспортну систему держави з країн Європи, видобутку сланцевого газу тощо.

Через стратегічну спрямованість на максимальне забезпечення внутрішніх потреб у вуглеводнях за рахунок власного видобутку особливу роль відіграє державна зацікавленість у запровадженні різних заходів щодо стабільного видобутку та перспективи його збільшення.

Гострою є проблема належного фінансування задля підтримування виснажених родовищ, зокрема, що знаходяться на завершальній стадії розробки. Нажаль, альтернативним джерелом забезпечення внутрішніх потреб споживачів за рахунок імпортування вуглеводнів значної вартості, що, безумовно, негативно впливає на економіку держави. Тому в таких умовах необхідно завжди шукати пріоритетні засади підтримання стабільного видобутку вуглеводнів в розрізі кожного родовища. Актуально в наш час розглянути та перейняти досвід новітніх технологій видобування вуглеводнів на різних періодах розробки родовищ провідних світових компаній.

Розробка газоконденсатних родовищ у режимі виснаження пластової енергії призводить до низьких коефіцієнтів вуглеводневіддачі, тобто супроводжується випаданням з газу вуглеводневого конденсату, защемленням газу во-

дою, припиненням фільтрації газу тощо. Тому основним напрямом підвищення коефіцієнтів газо- і конденсатовилучення при розробці родовищ на виснажених газоконденсатних родовищах забезпечення стабільної роботи видобувних свердловин.

Фахівці ІФНТУНГ за результатами лабораторних та аналітичних досліджень і дослідно-промислових робіт розробили принципово нові технології видобування вуглеводнів, що ґрунтуються на комплексному активному впливі на процеси розробки родовищ та експлуатації свердловин [1].

Проблемам підвищення вуглеводневилучення нафтогазоконденсатних пластів на виснажених родовищах завершальної стадії розробки присвячені роботи К.С. Баснієва, С.Н. Бузінова, А.І. Гріценко, С.Н. Закірова, Г.А.Зотова, Р.М. Кондрата, Р.Т. Тер-Саркісова, П.Т. Шмиглі, У. Блеклі та ін.

Метою дослідження є розроблення заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження, в яких значна кількість запасів вже видобута. Розглянуто шляхи стабілізації видобування вуглеводнів та способи зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних та нафтових свердловин.

Проведено детальне вивчення багатьох проблемних питань, які виникають при розробці родовищ на виснаження. На прикладі родовищ Юліївського цеху з видобутку нафти і газу (нафтогазопромислу) наведено рішення, які будуть важливі для стабільного видобування вуглеводнів.

Юліївський нафтогазопромисел створений у 1994 році, саме в той період, коли індустріальний Харків потребував додаткових енергетичних ресурсів. Промисел входив до складу Харківтрансау АТ "Укргазпром". Юліївська установка комплексної підготовки газу (УКПГ-1) запущена на початку того ж року, а вже через чотири роки було здано в експлуатацію УКПГ-2.

1 січня 1999 року створено газопромислове управління "Харківгазвидобування" філії дочірньої компанії "Укргазвидобування" національної акціонерної компанії "Нафтогаз України". До складу ГПУ "Харківгазвидобування" ввійшли три нафтогазових промисли: Юліївський і Краснокутський, які розташовані в Харківській області, Перещепинський – у Дніпропетровській області і підсобний сільськогосподарський підрозділ – агрофірма "Восток". Головним завданням управління був видобуток природного газу, газового конденсату, нафти та виробництво пропан-бутану, облаштування нових родовищ і капітальний ремонт свердловин. Це управління функціонувало до 31 грудня 2010 року.

З 1 січня 2011 року Юліївський ЦВНГК (нафтогазопромисел) входить до складу ГПУ "Шебелинкагазвидобування" ПАТ "Укргазвидобування".

Сьогодні в Юліївському цеху з видобутку нафти і газу (нафтогазопромислу) ведуть підготовлення вуглеводневої продукції з шести родовищ, з них три нафтогазоконденсатні (Юліївське,

Наріжнянське, Скворцівське) та три газоконденсатні (Безлюдівське, Аксютівське, Недільне).

Юліївське НГКР відкрито в 1987 році пошуковою свердловиною 1, при випробуванні якої з відкладів візейського та серпухівського ярусів нижнього карбону отримано промислові припливи газу. Зараз в розробці знаходяться нафтові поклади гор. М-5, С-4а, С-4б, В-19, В-20, В-20-25-26 та газоконденсатні поклади гор. С-4а, С-4б, С-4в, С-4в-5в, С-4б-4в-5в, С-5н, В-16-19, В-19, В-20, В-25-26, В-26н.

Наріжнянське НГКР відкрито в 1984 році шляхом випробування пошукової свердловини 1. Сьогодні в розробці знаходяться газоконденсатні поклади гор. Б-12, С-5, С-7 та нафтовий поклади гор. В-20.

Скворцівське НГКР відкрито в 1992 році пошуковою свердловиною 1. В теперішній час в розробці знаходяться газоконденсатні поклади гор. В-15, В-16, В-16в, В-18-19, В-20-21, В-25 та нафтові поклади гор. В-16-25-26, В-20-25, В-26, Рє.

Безлюдівське ГКР відкрито в 1988 році параметричною свердловиною 612. Тепер в розробці знаходяться газоконденсатні поклади гор. С-4а, В-18-19.

Аксютівське ГКР відкрито в 2004 році пошуковою свердловиною 1, в розробці знаходяться газоконденсатні поклади гор. С-2, С-17-19.

Недільне ГКР відкрито в 2008 році пошуковою свердловиною 1. Зараз в розробці знаходяться газоконденсатні поклади гор. М-4, Б-3-4.

У процесі розвитку Юліївського цеху з видобутку нафти і газу (ЮЦВНГК) збільшується і фонд свердловин родовищ, який сьогодні перевищує 100 одиниць.

Необхідно зазначити, що на половині родовищ, що знаходяться в розробці, видобуто значну кількість запасів, а саме: на двох з них – майже 80 %, а третьому – 70 %. Наслідком чого є поступове зниження пластового тиску, а відповідно, й робочого, що впливає на забезпечення стабільного видобутку вуглеводнів та виконання планових завдань. Одним із негативних наслідків цього є збільшення фонду бездіючих свердловин, зниження дебітів свердловин та періодична експлуатація свердловин.

Для стабілізації та нарощування видобутку вуглеводнів на родовищах Юліївського ЦВНГК необхідний комплекс заходів, тобто створення спеціальної програми, яка буде включати наступне:

- буріння додаткових експлуатаційних свердловин на розвіданих площах;
- буріння пошукових свердловин для відкриття нових родовищ;
- своєчасне проведення КРС на газоконденсатних та нафтових свердловинах;
- проведення ефективного освоєння свердловин;
- своєчасне проведення водоізоляційних робіт;
- з'ясування потенційних можливостей кожної нафтової та газоконденсатної свердловини на основі геолого-промислової характеристики;

- періодичне промивання привибійної зони пласта газоконденсатних та нафтових свердловин за допомогою колтубінгової техніки;
- впровадження заходів щодо інтенсифікації видобутку вуглеводнів на газоконденсатних та нафтових свердловинах;
- зменшення бездіючого фонду за рахунок впровадження нових технологій видобутку;
- нові технології розробки нафтових об'єктів та газових покладів;
- впровадження газліфтної експлуатації на нафтогазоконденсатних родовищах та переведення свердловин на механізований спосіб видобутку;
- оптимізація роботи свердловин за рахунок закачування хімічних реагентів та розчинів ПАР;
- оптимізація роботи газоконденсатних свердловин на родовищах шляхом пониження тиску першого ступеню сепарації за рахунок ДКС;
- вдосконалення та модернізація існуючих установок підготовки та збору нафти і газу (переоб'язування ліній потоків, встановлення додаткового обладнання, заміна існуючого сепараційного обладнання на сучасне тощо);
- розглядання можливості подавання газу місцевим споживачам;
- утилізація попутного газу, газу деетанізації, газу вивітрювання тощо;
- зменшення використання газу для власних потреб (на вогневі підігрівачі, технологічні печі, котли тощо);
- оптимізація роботи свердловин, що експлуатують в режимі періодичних відборів газу за рахунок дотискувальної компресорної станції;
- розгляд доцільності експлуатації газової шапки.

Упровадження такої програми дозволить визначити стратегію розвитку Юліївського ЦВНГК у наступні роки і тривалий час досягти високих показників видобування.

Сьогодні необхідно виконати насамперед невідкладні заходи щодо стабілізації видобування за рахунок вдосконалення технологічних схем видобування вуглеводнів та установок родовищ Юліївського ЦВНГК:

### **1. Оптимізація роботи газоконденсатних і нафтових свердловин.**

1.1 Формування планових показників видобування газу, газового конденсату та нафти необхідно здійснювати, зважаючи на реальні видобувні можливості свердловин, керуючись проектом і правилами розробки. Очевидно, необґрунтовані збільшення відборів вуглеводнів призводять, як правило, до багатьох негативних явищ, що впливає на всі періоди розробки. Наслідком цього є низькі коефіцієнти вуглеводневої віддачі.

1.2 Забезпечення стабільної роботи газоконденсатних свердловин Юліївського, Скворцівського та Наріжнрянського НГКР:

а) періодичне дозоване подавання метанолу на устя свердловини за допомогою насосів типу НД по інгібіторопроводах. На свердловинах,

де немає інгібіторопроводів, доцільно розглянути необхідність їх будівництва стосовно кожної свердловини або ж одного для декількох свердловин;

б) закачування метанолу за допомогою насосного агрегату (ЦА-320) та автоцистерни на гирлі свердловин;

в) подавання метанолу за допомогою насосів, встановлених на технологічних установках (УКПГ-1, УКПГ-2, УКПН, УППГ Східного блоку свердловин) ЮНГКР, УКПГ-1 СНГКР, УППГ ННГКР на вхідні нитки перед ШР.

Для ефективного виконання цього завдання необхідно розробити спеціальні графіки, у яких буде вказано спосіб та місце подавання метанолу, об'єм подавання, періодичність проведення закачування, періодичність роботи насосів, години роботи та зупинки насосів тощо з врахуванням параметрів кожної свердловини.

Доцільно розглянути можливість використання розчину інгібітора гідратуутворення. Наприклад, у весняно-літній період - 70-80 % вміст метанолу, а у весняно-зимовий - 80-90 %. Процентний вміст метанолу необхідно коригувати в залежності від параметрів роботи свердловин.

Необхідно зауважити, що забезпечення виконання даних пропозицій згідно графіків дозволило на практиці забезпечити стабільну роботу свердловин в умовах гідратуутворення та зменшити кількість використання метанолу.

1.3 Підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин Юліївського, Скворцівського та Наріжнрянського НГКР за рахунок закачування розчинів ПАР. У процесі експлуатації газоконденсатних свердловин частина конденсату та сконденсованої води випадає на вибої, що призводить до зменшення видобутку. Ефективним методом підвищення продуктивності газоконденсатних свердловин є періодичне оброблення привибійної зони розчинами ПАР і хімреагентами, що забезпечує очищення пористого середовища від сконденсованих вуглеводнів і гідрофілізацію поверхні породи. ПАР поступово адсорбується з поверхнею породи, що забезпечує значну тривалість міжопераційного періоду між обробленнями свердловин. Для цього необхідно ретельно вибрати тип ПАР, рецептури його приготування та закачування в кожну свердловину окрема. Необхідно зауважити, що періодичні закачування розчину ПАР дозволяють збільшити період стабільної роботи свердловин та зменшити кількість продувань. Для ефективного впровадження цього необхідно дослідити роботу свердловин, щоб визначити об'єм та періодичність закачування розчину ПАР. Виконання робіт необхідно здійснювати за допомогою спеціальної техніки (насосного агрегату ЦА-320, автоцистерни з високою прохідністю по бездоріжжю, наприклад, вітчизняного виробника марки "Краз") та згідно затвердженого плану робіт. Проведення даних робіт дає змогу покращувати винесення рідини та, відповідно, зменшити ризик зупинки свердловин під час їх роботи.

1.4 Зменшення втрат газу під час спорожнення та продування шлейфів газоконденсатних свердловин. Продування шлейфів газоконденсатних свердловин необхідно здійснювати так: спорожнення шлейфів газоконденсатних свердловин від газу високого тиску здійснювати на технологічну установку до тиску першого ступеню сепарації, а подальше спорожнення на амбар свердловини для зниження тиску, що сприятиме розкладанню гідратів у внутрішній порожнині шлейфу. Після цього виконати продування шлейфу газом з устя свердловини на технологічну установку шляхом пуску свердловини в роботу для забезпечення очищення від рідини та гідратів, що розклалися з внутрішньої порожнини за високого робочого тиску або на технологічний амбар даних установок за низьких робочих тисків. Тож завдяки зростанню тиску на свердловині вище від робочого тиску, оскільки свердловину закрили перед проведенням спорожнення шлейфу, потім пустили, рідину та гідрати буде винесено швидкісним потоком з внутрішньої порожнини шлейфу [2]. З практичного досвіду підібрано найбільш ефективний спосіб продування шлейфів з мінімальними втратами газу.

1.5 Зменшення втрат рідини при продуванні газоконденсатних свердловин. Під час експлуатації газоконденсатних свердловин виникають ускладнення, пов'язані з відкладенням гідратів та накопиченням рідини в колоні НКТ та шлейфі, що призводять до порушення стабільної роботи свердловин або до їх зупинення. Вказані проблеми вирішують шляхом подавання метанолу в затрубний простір або шлейф різними способами, продуванням свердловин та їх шлейфів на гирлі або на амбар технологічної установки. Зважаючи на це, доцільно облаштувати лінію для продування газоконденсатних свердловин через сепаратор на факельну лінію. Це дасть можливість додатково видобути газовий конденсат, який спалюється при продуваннях та зменшити забруднення навколишнього середовища. Такий захід необхідно здійснити на УКПГ-1, УКПГ-2, УППГ Східного блоку свердловин ЮНГКР, УППГ Наріжнрянського НГКР, УКПГ-1 та УКПГ-2 Сквирицького НГКР [3]. Впровадження цього заходу є актуальним на кожній технологічній установці, до якої підключено газоконденсатні свердловини.

1.6 Вибір оптимального режиму роботи газоконденсатних свердловин з віддалених об'єктів, що працюють на УКПГ-2 Юліївського НГКР шляхом їх пуску в роботу по додатковому міжпромисловому газопроводі. Виконати заходи можна на УППГ Східного блоку свердловин. Газ із даного об'єкта поступає по двох міжпромислових газопроводах на УКПГ-2. Необхідно наголосити, що в один із даних міжпромислових газопроводів підключено міжпромисловий газопровід із УППГ Наріжнрянського НГКР.

У зв'язку зі зниженням робочих тисків газоконденсатних свердловин тиск на вході практично дорівнює тиску першого ступеню сепарації, наслідком чого є періодичне накопичення рідини в шлейфах. Дані ускладнення призводять до зниження дебітів та зупинення свердловин, що негативно впливає на виконання планових обсягів видобутку вуглеводнів.

Отже, доцільно свердловини, що підключені до УППГ Східного блоку, розділити на декілька груп залежно від робочих тисків шляхом виконання певних переоб'язування ліній, щоб запустити в роботу окремо на три сепаратори. Також необхідно використати існуючий конденсатопровід як газопровід. У зв'язку з цим газ з об'єктів буде поступати по трьох міжпромислових газопроводах [4]. Дане технічне рішення дає змогу понизити тиск першої ступені та тиск на виході з технологічної установки, підібрати оптимальний режим роботи газоконденсатних свердловин в результаті чого збільшиться видобуток вуглеводнів.

1.7 Переведення нафтових свердловин на механізований спосіб експлуатації (ШГНУ, ПКНШ, гвинтові насоси NETZSCH тощо). Для цього необхідно спочатку провести ревізію підземного обладнання на свердловинах ЮНГКР та СНГКР, а потім розглянути можливість експлуатації певним насосом.

Необхідно зауважити, що на нафтових свердловинах ЮНГКР гвинтові насоси NETZSCH часто виходили з ладу внаслідок набухання статора, еластомір несумісний з рідиною. [5].

1.8 Розділення потоків високонапірних та низьконапірних свердловин на технологічних установках УКПГ-1, УКПГ-2 Юліївського НГКР та УКПГ-1 Сквирицького НГКР. Дане технічне рішення необхідно впровадити шляхом підключення свердловин на різні сепаратори, що знаходяться в об'язці технологічної установки. Таким чином, свердловини з різними робочими параметрами будуть працювати на окремі сепаратори.

1.9 Підвищення гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів. Проведено дослідження роботи міжпромислового газопроводу, яким газ з УКПГ-1 Сквирицького НГКР транспортується на УКПГ-2 Юліївського НГКР. На основі результатів дослідження встановлено причини зниження гідравлічної ефективності та розглянуто способи її підвищення [6].

1.10 Забезпечення експлуатації свердловин Юліївського НГКР та Безлюдівського ГКР по індивідуальних шлейфах. Сьогодні свердловини працюють в одному шлейфі. При такій експлуатації важко контролювати роботу свердловин, визначити зниження продуктивності роботи. Тому необхідно виїжджати на гирло обидвох свердловин, щоб встановити причини зниження робочих параметрів. Це призводить до простою свердловин та негативно впливає на оперативність вживання заходів.

**2 Вдосконалення існуючих установок збору та підготовки газу і нафти на Юліївському нафтогазпромислі.**

2.1 У процесі розробки родовища змінюється об'єм видобутку вуглеводнів, при цьому кожна технологічна установка має певну про-

пускну здатність. Виробничими вимогами до сепараторів є висока продуктивність, ефективна робота в широкому діапазоні навантажень за газовою та рідинною фазами. Пошук альтернативних шляхів вирішення проблеми шляхом модернізації існуючого сепараційного обладнання, якщо це можливо, а в іншому випадку – його заміни. Це свідчить про те, що необхідні капіталовкладення для вдосконалення установок з підготовки газу та нафти. Наприклад, УКПГ-1 Юліївського НГКР, на якій доцільно встановити сепараційну вставку на вхід у вертикальний сепаратор. Також доцільно розглянути альтернативні варіанти модернізації сепараційного обладнання на УКПГ-1, УКПГ-2 Сквирицького НГКР та АГРС "Енергія-1" УКПГ-1 ЮНГКР, звідкіля газ поступає місцевим споживачам [7].

2.2 Утилізація попутного нафтового газу на УКПН ЮНГКР. До УКПН ЮНГКР підключено шістьнадцять нафтових свердловин. Дебіти газу цих свердловин становлять 40,836 тис.м<sup>3</sup>/доб. Свердловина 34 працює з дебітом газу 36,0 тис.м<sup>3</sup>/доб на замірну лінію УКПН, а потім газ поступає на УКПГ-2 ЮНГКР, тобто можна утилізувати 4,836 тис.м<sup>3</sup>/доб попутного газу. Утилізувати газ можна за рахунок ежекторного пристрою (ЄП), який розміщений в об'язці технологічної установки. Отже, газ високого тиску можна подати з УКПГ-2, який буде всмоктувати газ низького тиску з сепаратора газового СГ-2.

2.3 Утилізація попутного нафтового газу на свердловині 34 установки підготовки нафти (УПН) Наріжниського НГКР.

Свердловина 34 працює з такими параметрами:  $P_{тр}=1,8$  МПа,  $P_{затр}=2,2$  МПа,  $t_r=18^\circ$  С. Її дебіт становить: нафти 6,0 т/доб, газу 4,8 тис.м<sup>3</sup>/доб. Частина газу використовують для власних потреб на вогневий підігрівач, а решта спалюють на амбарі свердловини. Тому буде доцільно решта попутного газу утилізувати.

Одним із варіантів утилізації попутного газу є його подавання на АГРС, яку в майбутньому можна встановити на УПН. Зважаючи на те, що частина попутного газу свердловини спалюється на амбарі, доцільно буде змонтувати блокову автоматизовану газорозподільчу станцію (АГРС) для подавання газу місцевим споживачам навколишніх сіл Войтенки, Бараново та ін. У випадку недостатньої його кількості можна подавати газ з міжпромислового газопроводу.

Даний захід дозволить уникнути спалювання попутного газу та забезпечить енергоносими навколишні села.

Іншим варіантом є встановлення ежекторного пристрою на УПН. Обв'язати його необхідно так, щоб з міжпромислового газопроводу подавати газ високого тиску, який буде всмоктувати попутний газ з наступним подаванням суміші газів у газопровід. Ускладненням в роботі (ЄП) часто є підбір параметрів для його ефективної роботи. Необхідно досягти певних умов щодо тиску, особливо високонапірного газу, який подають на ежектор для всмоктування низьконапірного газу.

2.4 Утилізація газу деетанізації з колони К-1 технологічної установки з виробництва зріджених газів шляхом його подавання для власних потреб на вогневі підігрівачі УКПГ-1, УКПГ-2 ЮНГКР та на першій ступінь сепарації УКПГ-2 після її пониження до необхідного тиску.

2.5 Монтаж малогабаритних дотискуючих компресорів типу "GasJack" на технологічних установках УКПГ Аксютівського ГКР та Безлюдівського ГКР, що дає змогу знижувати тиски відбору газу певних свердловин до 0,05 МПа.

Сьогодні до Аксютівського ГКР підключено дві свердловини, які експлуатують методом накопичення тиску, тобто певний період працюють до зниження тиску у вихідному колекторі 1,8 МПа, а потім зупинені для набору тиску. Необхідно оптимізувати роботу свердловин шляхом зменшення часу простою, тобто газ буде поступати на малогабаритний дотискуючий компресор, а потім в колектор.

Аналогічний захід необхідно здійснити на Безлюдівському ГКР, де підключено чотири свердловини.

### **3 Промивання привибійної зони пласта свердловин за допомогою колтубінгової техніки.**

Передусім захід необхідно виконати на газоконденсатних та нафтових свердловинах Юліївського НГКР. З практичного досвіду відомо, що при промиванні ПЗП на двох газоконденсатних свердловинах отримали позитивний результат. Використання цієї технології у наших умовах має кілька переваг, а саме: можливість здійснення робіт у свердловинах без їх попереднього глушіння, зменшення часу на підготовчі, завершальні роботи та спуско-підіймальні операції та багато інших [8].

### **4 Проведення КРС, водоізоляційних робіт на свердловинах Юліївського, Наріжниського Сквирицького НГКР та Недільного ГКР.**

Для виконання даних заходів необхідно розробити два графіки періодичності виконання: першочерговий та поточний. Ускладненням у виконанні цього переважно є мала кількість станків. Своєчасне виконання цих заходів дозволить забезпечувати стабільний видобуток. З практичного досвіду відомо, що при незначному обсягу робіт згідно з планом тривалість проведення може тривати декілька років. У більшості випадків це пов'язано через стан труби НКТ, зокрема проблеми при її вилученні на поверхню, часті виконання ловильних робіт. Певні проблеми також можливі при виконанні водоізоляційних робіт, зокрема встановлення місця водоприпливу, правильний вибір ізоляційного матеріалу, технології і технічні засоби для робіт. Отже, слід зазначити, кожна свердловина потребує індивідуального підходу щодо певного рішення при визначенні методу проведення ліквідації водоприпливу [8].

### **5 Зменшення бездіючого фонду.**

На певних газоконденсатних та нафтових свердловинах, де нема припливу флюїду з пласта, розкриті перфорацією пласти-колектори не

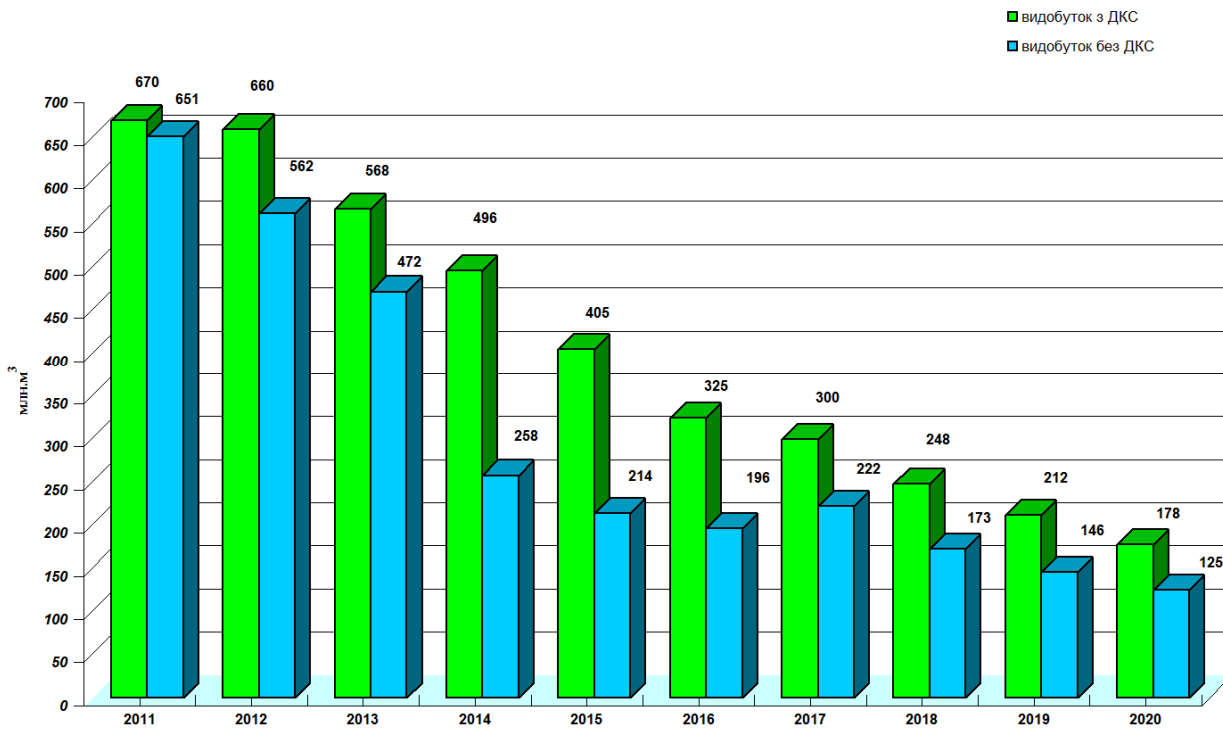


Рисунок 1 – Прогнозна динаміка видобутку газу на УКПГ-2 Юлівського НГКР з 2011 по 2020 роки

працюють, необхідно розглянути доцільність переходу на вище залягаючий горизонт.

**6 Виконання інтенсифікації на газоконденсатних та нафтових свердловинах.**

Детально проаналізувавши геолого-промислово характеристики, можна розглянути проведення таких заходів, а саме: торпедування, акустична дія на пласт, СКО тощо. Правильне складення програми інтенсифікації для нафтових та газоконденсатних свердловин дозволить отримати позитивний результат.

**7 Буріння експлуатаційних свердловин на Наріжнлянському та Скворцівському НГКР. Рекомендації щодо контролю буріння.**

Необхідно здійснити буріння додаткових експлуатаційних свердловин для ущільнення сітки розробки.

Буріння свердловин для підприємств ГПУ "Шебелинкагазвидобування", ГПУ "Полтавагазвидобування" та Львівського відділенні ГПУ "Полтавагазвидобування" виконує "Укрбургаз", у складі якого - чотири ВБР. Для ВБР основним завданням є так звана проходка, а також дійти до проектної глибини та здати свердловину в короткий термін. Газпромислові управління беруть на баланс свердловину потім освоюють, вводять в експлуатацію, і після цього виникають деякі проблеми, слабкий приплив флюїду через кольматацию пласта, міжколонні перетоки тощо. Було б доцільно посилити контроль за проведенням буріння, тобто кожний день з'ясовувати реальний стан. У зв'язку з цим необхідно визначити від промислу інженерно-технічного працівника, який буде забезпечувати контроль.

**8 Введення в експлуатацію свердловини, що знаходиться в очікуванні підключення.**

Необхідно розглянути видобувні можливості свердловини 1 Аксютівського ГКР, що знаходиться в очікуванні підключення. За їх результатами потрібно встановити доцільність її введення в експлуатацію.

**9 Поступове пониження тиску першої ступені на УКПГ-2 за рахунок оптимального режиму роботи ДКС "Юлівка" ТОВ "Карпатигаз".**

За допомогою інвестицій ТОВ "Карпатигаз" на УКПГ-2 Юлівського НГКР у 2012 році побудувало дотискувальну компресорну станцію (ДКС). У склад даної ДКС входить два газоперекачувальних агрегати (ГПА) "Centar-40" виробництва США (компанії "Solar"). Ці ГПА вважають одними з найкращих в світі. Капітальні вкладення в будівництво становлять 240 млн.грн.

Впровадження даного проекту дозволить збільшити видобуток газу та виробництва пропан-бутану. Необхідно зазначити, що введенням ДКС на УКПГ-2 ЮНГКР дасть змогу добитися плавного зниження видобутку вуглеводнів.

На рисунку 1 наведено прогнозу динаміку видобування газу на УКПГ-2 з 2011 р. до 2020 р. без ДКС та з врахуванням ДКС.

**10 Зменшення використання газу на власні потреби, тобто на вогневі підігрівачі (ВП).**

- за рахунок виконання ізоляційних робіт ліній гарячого теплоносія. Це необхідно виконати на всіх технологічних установках, що дозволить зменшити втрати тепла;

- за рахунок відключення обігріву окремих апаратів на технологічних установках;

- за рахунок зниження температури нагріву теплоносія на апаратах технологічних установок;

- за рахунок зупинки вогневих підігрівачів на окремих об'єктах технологічних установок у весняний та літній період.

Виконання цього дозволяє зменшувати використання газу по об'єктах видобування вуглеводнів впродовж року.

**11 Перспективним шляхом економії газу є раціональне використання газу вивітрювання з розділювачів для власних потреб.**

На власні потреби для УППГ та ПЗН-2 Східного блоку свердловин ЮЦВНГК використовують газ, який надходить з блоку заміру газу. Тобто газ із тиском 6,0 МПа надходить на блок підготовки газу власних потреб і через блок редукторів знижується до тиску 0,6 МПа, після чого подається для власних потреб.

Слід зауважити, що з розділювача Р-1 газ вивітрювання надходить у факельну лінію на амбар. Тиск в розділювачі Р-1 перебуває в межах 2,5 МПа.

У зв'язку з цим пропонуємо один із варіантів раціонального використання газу вивітрювання з розділювача Р-1 для власних потреб шляхом монтажу контура регулювання [3].

**12 Постійний контроль за параметрами роботи свердловин.**

Сьогодні контроль за параметрами роботи свердловин здійснюється за допомогою технічних манометрів, проте в окремих випадках на точність зняття даних впливає людський фактор, що негативно впливає на режим її роботи.

В зв'язку з цим доцільно розглянути можливість встановлення приладів КВП для дистанційного контролю параметрів роботи свердловин, а саме встановити як на гирлі, так і на вхідних нитках давачі тиску та температури, що в комплексі з системою відображення (модулі зв'язку з об'єктом, персональний комп'ютер з відповідним програмним забезпеченням) дозволить чітко відобразити на екрані, фіксувати й архівувати цифрові значення тиску та температуру. Впровадження даного заходу необхідно здійснити в декілька етапів [9].

Як варіант на першому етапі необхідно розглянути можливість встановлення давачів тиску і температури вітчизняного виробництва, наприклад серії "Сафір М" (виробник ЗАТ "Манометр-Харків", м. Харків) та ТСПУ (виробник ТОВ "Спецавтоматика Україна", м. Харків). Давач тиску "Сафір М" служить для безперервного вимірювання надлишкового тиску газу і перетворення його значення в уніфікований електричний сигнал постійного струму. Давач температури ТСПУ служить для безперервного вимірювання температури газу і перетворення його значення в уніфікований електричний сигнал постійного струму. Дані давачі добре себе зарекомендували в нафтогазовій галузі, що дасть можливість контролювати технологічний процес і відрізняються від інших довговічністю, стабільними метрологічними

характеристиками та є вибухозахищеними і відносно дешевими. Безперечно високою якістю характеризуються давачі тиску і температури відомих закордонних виробників Emerson, Siemens, Honeywell, Vega, Jumo [9].

Другим етапом буде підбір безпровідних давачів тиску і температури для встановлення на гирлі свердловини, передачу інформації з яких здійснюють радіоканалом. У даному випадку можна розглянути використання МТУ-04R - перетворювача тиску вимірювального з вимірювачем температури та передаванням інформації радіоканалом, російського виробництва або інших відомих закордонних виробників. Встановлення таких давачів забезпечить автоматичний контроль і дозволить фіксувати зміну тиску та температури на гирлі і сприятиме оперативному реагуванню для усунення ускладнень [9].

Встановлення давачів тиску та температури дасть відстежувати реальний стан роботи свердловин від гирла до УКПГ, період відновлення тиску.

На рисунку 2 наведено схему розміщення давачів тиску та температури на гирлі свердловини та вхідній нитці на УКПГ.

Такий підхід буде доцільним для контролю за роботою газоконденсатних свердловин при їх експлуатації і дозволить зменшити період простою свердловин шляхом оперативного використання певних заходів.

**13 Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин.**

Підвищити ефективність роботи свердловин, які періодично експлуатуються, можна шляхом підбору оптимальних технологічних режимів, провівши ряд досліджень. Насамперед необхідно виконати детальний аналіз роботи, тобто визначити реальний період роботи та зупинки. Для цього необхідно дослідити роботу свердловин за різних тисків пуску в роботу та визначити оптимальні умови, також слід врахувати геолого-промислові характеристики та умови збору і підготовки вуглеводневої продукції, що безумовно впливає на період роботи кожної свердловини.

Після цього необхідно провести дослідження кожної свердловини, пустивши її на замірну лінію та створити ті ж самі умови для її роботи, які будуть на основній лінії, щоб встановити тенденцію зниження дебіту. Завдяки цьому буде забезпечено можливість визначити період роботи свердловини від початкового до кінцевого вхідного тиску (при якому, відповідно, пускають та зупиняють) та час набору тиску. Тому враховуючи геологічні умови та результати запропонованих нами досліджень матимемо змогу підібрати для кожної свердловини оптимальний технологічний режим експлуатації, що дасть можливість збільшити відбір газу та забезпечити чіткий контроль за роботою свердловин.

Слід зауважити, що важко здійснювати контроль за роботою свердловин періодичної експлуатації. Відповідно, забезпечити необхідний

Об'язка гирла свердловини

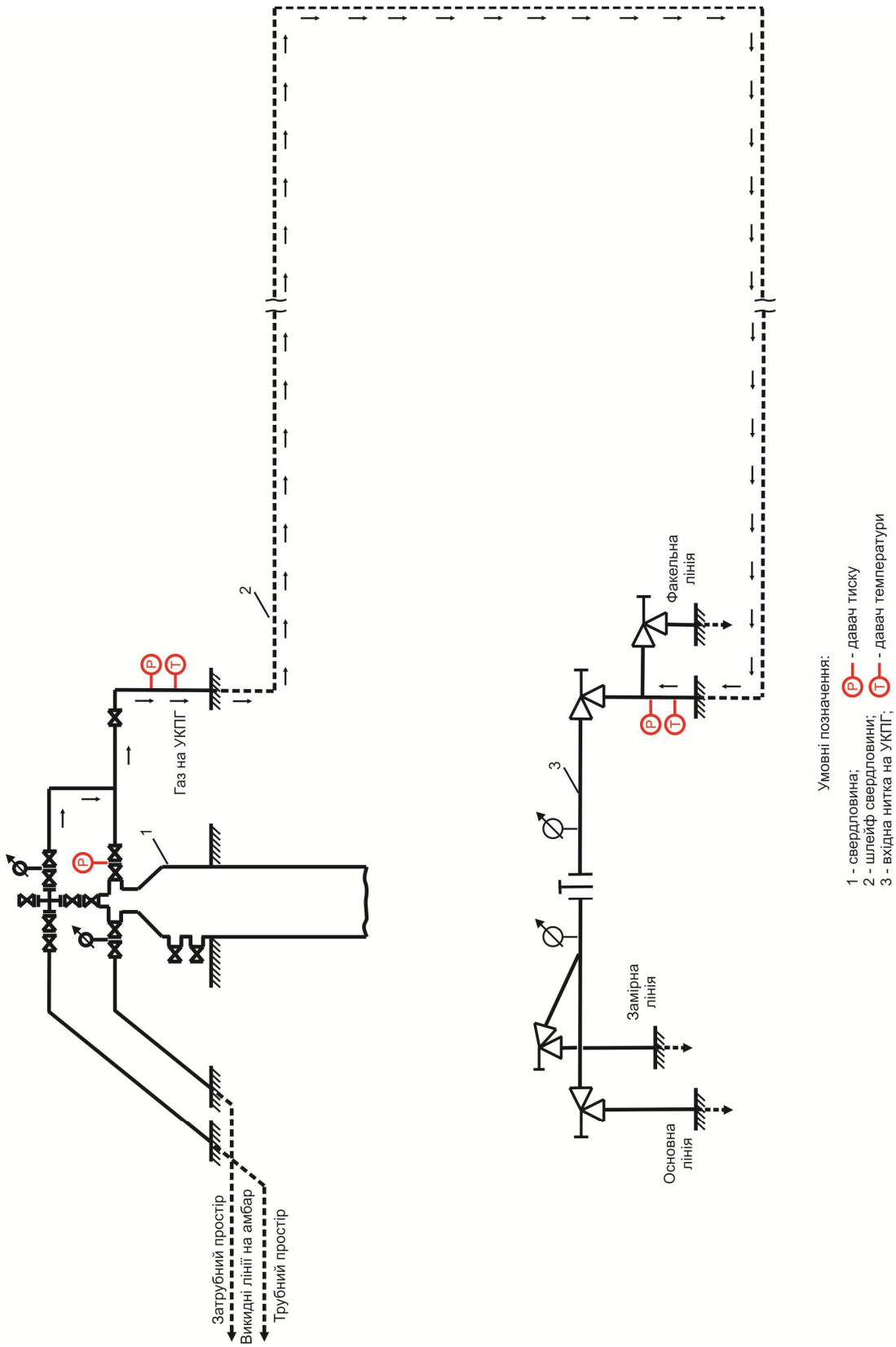
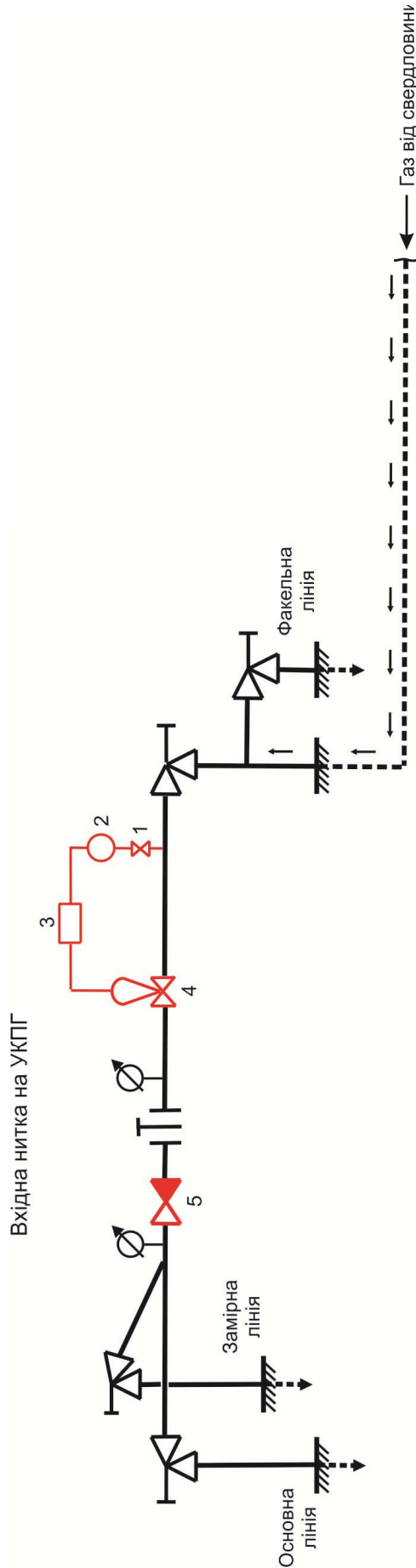


Рисунок 2 - Схема розміщення давачів тиску і температури на гирлі свердловини та вхідній нитці на УКПГ



Умовні позначення:

- 1 - вентиль ВИ 15С54БК;
- 2 - перетворювач тиску "САФІР - М";
- 3 - мікропроцесорний ПІД регулятор з вбудованим джерелом живлення 24 В для живлення активних датчиків та вихідним струмовим сигналом 4-20 мА "ОВЕН ТРМ 10";
- 4 - клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЄП-2 4-20 мА;
- 5 - клапан зворотній Ду 100 Ру 160.

Рисунок 3 – Схема обв'язки вхідної нитки для автоматизації пуску та зупинки свердловини на УКПГ

видобуток газу з газоконденсатних свердловин низько дебітних та малодебітних залишається проблемним завданням. Врахувавши це, доцільно розглянути варіанти підвищення ефективної роботи за рахунок автоматизованої зупинки і пуску свердловин.

Одним із варіантів автоматизованої зупинки і пуску свердловин є монтаж системи регулювання [9].

В зв'язку з цим на вхідній нитці необхідно провести монтаж системи регулювання (рис. 3), яка включає: вентиль ВІ 15С54БК (поз. 1), перетворювач тиску "Сафір М" (поз. 2), мікропроцесорний ПІД регулятор із вбудованим джерелом живлення 24 В для живлення перетворювача тиску з вихідним струмовим сигналом 4-20 мА "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3), клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4), клапан зворотній Ду 100 Ру 160 (поз. 5).

Завдяки монтажу системи регулювання свердловини будуть працювати наступним чином:

- у разі зниження вхідного тиску до тиску першого ступеню сепарації свердловина автоматично зупиняється шляхом закривання клапана на вхідній нитці. Зниження тиску нижче необхідного контролюють перетворювачем тиску "Сафір М" (поз. 2) шляхом подавання сигналу на мікропроцесорний ПІД регулятор "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3), який відповідно (залежно від завдання) подає сигнал на клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4), після чого він закривається;

- у разі зростання вхідного тиску до необхідного значення свердловина автоматично пускається шляхом відкривання клапана на вхідній нитці. Зростання тиску до необхідного контролюють тим ж самим перетворювачем тиску "Сафір М" (поз. 2) шляхом подавання сигналу на мікропроцесорний ПІД регулятор "ОВЕН ТРМ 10" (поз. 3), який відповідно (залежно від завдання) подає сигнал на клапан регулюючий односідельний ПОУ-7 з позиціонером електропневматичним ПЕП-2 4-20 мА (поз. 4), після чого він відкривається.

Таким чином, забезпечується можливість регулювання роботи свердловин до певних необхідних параметрів.

Монтаж клапана зворотного в системі регулювання на вхідній нитці виключить необхідність ручного керування, відкривання та закривання перекивної арматури працівником для пуску та зупинки свердловини.

Також необхідно мікропроцесорний ПІД регулятор із вбудованим джерелом живлення 24 В для живлення перетворювача тиску з вихідним струмовим сигналом 4-20 мА "ОВЕН ТРМ 10" підключити до персонального комп'ютера і за допомогою спеціального програмного забезпечення та додаткового обладнання стежити за роботою клапана регулюючого на моніторі в реальному часі та проглядати архівні дані.

Враховуючи різну пропускну здатність клапана регулюючого, його можна підібрати з іншими технічними параметрами.

Висвітлені запропоновані рішення дозволять автоматизувати пуск та зупинку роботи свердловин, відповідно, забезпечиться чіткий контроль, оскільки в нинішніх умовах керування здійснюється вручну персоналом. Крім того, дозволить здійснювати постійний моніторинг за роботою свердловин, тобто буде можливість контролювати і фіксувати зміну тиску та температури від свердловини до вхідної нитки на УКПГ. Це дасть змогу оперативніше реагувати при виникненні різних ускладнень, наприклад накопичення рідини, відкладання гідратів [9].

## **Висновки**

1. З метою стабілізації видобування вуглеводнів насамперед необхідно виконати максимально невідкладні заходи щодо вдосконалення технологічних схем видобування вуглеводнів та установок родовищ Юліївського ЦВНГК, а саме:

- оптимізацію роботи газоконденсатних і нафтових свердловин;
- вдосконалення існуючих установок збору та підготовки нафти і газу;
- промивання привибійної зони пласта свердловин за допомогою колтубінгової техніки;
- проведення КРС, водоізоляційних робіт на свердловинах Юліївського, Скворцівського, Наріжянського НГКР та Недільного ГКР;
- виконання інтенсифікації на нафтових та газоконденсатних свердловинах;
- введення в експлуатацію свердловин, що знаходяться в очікуванні підключення;
- поступове пониження тиску першого ступеню на УКПГ-2 за рахунок оптимального режиму роботи ДКС "Юліївка" ТОВ "Карпати-газ";
- зменшення використання газу на власні потреби, тобто на вогневі підігрівачі;
- перспективним шляхом економії газу є раціональне використання газу вивітрювання з розділювачів для власних потреб.

- постійний контроль за параметрами роботи свердловин. Встановлення давачів тиску та температури дозволить проводити моніторинг за роботою свердловин;

- збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. Автоматизований пуск та зупинка роботи свердловин дозволить ретельніше контролювати роботу свердловин, керувати їх роботою, тобто пускати та зупиняти, виключити ручне керування.

2. Багато даних заходів впроваджено в теперішній час на різних об'єктах Юліївського ЦВНГК і це дало змогу отримати певний практичний досвід та позитивний результат. Інші плануються впровадити в найближчий час.

3. Досягати стабілізації та нарощування видобутку вуглеводнів на будь-яких родовищах можна завдяки комплексному підходу, шляхом створення спеціальної програми перспективно-

го розвитку, яку необхідно постійно детально аналізувати, вивчати та вносити певні корективи.

4. В подальшому дані технічні рішення доцільно впровадити на інших родовищах різних нафтогазовидобувних підприємствах.

### Література

1 Кондрат Р.М. Нові технології видобування газу і конденсату [Текст] / Р.М. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №4. – С. 20-23.

2 Воловецький В.Б. Зменшення втрат газу під час спорожнення та продування шлейфів газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, Р.В. Шимановський, В.Г. Топоров, В.А. Коляденко, В.І. Коцаба // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць. Вип. 10. – Київ, 2012. – С. 273-277.

3 Воловецький В.Б. Шляхи зменшення втрат вуглеводнів під час експлуатації газоконденсатних свердловин Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.І. Коцаба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – Вип. 2 (43). – С. 31-39.

4 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи свердловин Наріжнського та Юліївського НГКР [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, В.В. Величко, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – Вип. 4 (49). – С. 127-136.

5 Воловецький В.Б. Комплексний підхід до збільшення видобутку вуглеводнів та вдосконалення систем підготовки та збору нафти і газу на Юліївському НГКР: Доповідь на IV конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування", м. Полтава. – 2005 р.

6 Воловецький В.Б. Аналіз причин зниження гідравлічної ефективності міжпромислових газопроводів та вибір способів її підвищення [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – Вип. 3 (48). – С. 147-155.

7 Воловецький В.Б. Покращення підготовки газу на УКПГ-1 Юліївського НГКР шляхом вдосконалення сепараційного обладнання [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – Вип. 2 (39). – С. 86-92.

8 Воловецький В.Б. Оптимізація роботи нафтових і газових свердловин на Юліївському НГКР: Доповідь на VI конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування", смт. Чорноморськ. – 2009 р.

9 Воловецький В.Б. Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин [Текст] / В.Б. Воловецький, О.М. Щирба, О.Ю. Витязь, Я.В. Дорошенко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – Вип. 2 (35). – С. 111-120.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
03.07.14

*Рекомендована до друку професором **Тарком Я.Б.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром техн. наук **Мельником А.П.** (УкрНДІгаз ПАТ «Укргазвидобування», м. Харків)*

## АНАЛІЗ КОРОЗІЙНОГО РУЙНУВАННЯ ВНУТРІШНІХ ПОВЕРХОНЬ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ

<sup>1</sup>Ю.Д. Петрина\*, <sup>2</sup>М.М. Гоголь, <sup>1</sup>Д.Ю. Петрина, <sup>1</sup>В.М. Гоголь, <sup>3</sup>П.Я. Сидор

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727184,  
e-mail: t n g m @ n i n g . e d u . u a

<sup>2</sup>«Чернігівнафтогазгеологія»; 17500, Чернігівська обл., м. Прилуки, вул. Вокзальна, 1,  
тел. (04637) 33163, e-mail: m a g i s h a @ b i g m i r . n e t

<sup>3</sup>Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України; 79601, м. Львів, вул. Наукова, 5,  
тел. (0322) 632133, e-mail: n y k u f o r @ i p t . l v i v . u a

Корозія металу – це одна із багатьох причин виходу з ладу обладнання для зберігання нафти. Нафтова промисловість за втратами внаслідок корозії займає одне з перших місць серед інших галузей народного господарства України. Значні корозійні ураження на поверхні такого обладнання є серйозним застереженням до його подальшої безпечної експлуатації. Водночас необхідно також враховувати можливу деградацію властивостей металу впродовж його тривалої експлуатації, що проявляється у зниженні працездатності цих важливих об'єктів промисловості.

Тому в даній роботі подано виконаний аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь ємності ПЕ 200-16ГС, установленій на ГЗУ-Богдани, а також резервуара РВС-1000№1 Надвірнянського нафтопереробного заводу залежно від стану нафтопродуктів і експлуатаційних умов.

Встановлено основні чинники, які суттєво впливають на характер корозійного руйнування цього обладнання. Це – розподіл фаз складових нафтопродукту, їх фізично-механічні властивості, вміст в робочому середовищі механічних домішок, кислотність середовища тощо.

Показано, що дефекти, виявлені при технічному огляді буферної ємності ПЕ 200-16ГС, установленій на ГЗУ-Богдани, часто мають постійний характер, пов'язаний з її конструкцією та характером роботи.

Ключові слова: нафтові резервуари, буферна ємність, корозія, тривала експлуатація, деградація сталі, наводнюване середовище.

Коррозия металла - это одна из многих причин выхода из строя оборудования для хранения нефти. Нефтяная промышленность за потерями вследствие коррозии занимает одно из первых мест среди других отраслей народного хозяйства Украины. Значительные коррозионные поражения на поверхности такого оборудования является серьезным предостережением к его дальнейшей безопасной эксплуатации. Вместе с тем необходимо также учитывать возможную деградацию свойств металла в течение его длительной эксплуатации, проявляется в снижении работоспособности этих важных объектов промышленности.

Поэтому в данной работе представлен выполненный анализ коррозионного разрушения внутренних поверхностей емкости ПЭ 200-16ГС, установленной на ГЗУ-Богданы, а также резервуара РВС-1000№1 Надворнянского нефтеперерабатывающего завода в зависимости от состояния нефтепродуктов и эксплуатационных условий.

Установлены основные факторы, которые существенно влияют на характер коррозионного разрушения этого оборудования. Это – распределение фаз, составляющих нефтепродукта, их физико-механические свойства, содержание в рабочей среде механических примесей, кислотность среды и т. д.

Показано, что дефекты, обнаруженные при техническом осмотре буферной емкости ПЭ 200-16ГС, установленной на ГЗУ-Богданы, часто имеют постоянный характер, связан с ее конструкцией и характером работы.

Ключевые слова: нефтяные резервуары, буферная емкость, коррозия, длительная эксплуатация, деградация стали, водородная среда.

*Metal corrosion is one of the many reasons for the failure of equipment for oil storage. According to the rate of losses caused by corrosion oil industry is on the first places among other sectors of Ukrainian economy. Significant corrosive damages on the surface of such equipment are a serious warning for its further safe operation. However, it is also necessary to consider the possible degradation of the metal properties during its long operation, which manifests itself in decreased performance of these critical facilities of the industry.*

*Therefore, this paper presents the analysis of corrosive destruction of internal surfaces of the capacity PE 200-16HS installed on HZU-Bohdany as well as of the reservoir RVS-1000№1 of the Nadvirna Oil Refinery depending on the oil product and operation conditions. The main factors that significantly affect the nature of the equipment corrosive destruction were determined. These include the following: distribution of the oil product phase components, their physical and mechanical properties, content of the mechanical admixtures in the working environment, acidity of the environment etc.*

*It is shown that the defects discovered during technical inspection of the buffer capacity PE 200-16GS installed at the GZU-Bohdany, are often of permanent nature, which is associated with its construction and nature of work.*

Keywords: oil tanks, buffer capacity, corrosion, long operation life, steel degradation, hydrogen environment.

Однією з основних причин виходу з ладу обладнання для зберігання нафти є корозія металу. В роботі [1] встановлено, що найінтенсивніше кородує внутрішня поверхня. До 40% всіх випадків корозійних відмов вертикальних сталевих резервуарів стосуються покрівлі, а інші відмови припадають на нижні пояси та дно, які контактують з підтоварною водою. Тріщини найчастіше виникають на дні або уторному шві резервуару.

За втратами внаслідок корозії нафтова промисловість займає одне з перших місць серед інших галузей народного господарства [2, 3]. Корозійне руйнування нафтопроводів та нафто-сховищ спричиняє не тільки втрати сировини, але і великі матеріальні втрати, обумовлені простим численним промислових підприємств, забрудненням навколишнього середовища.

Успішне забезпечення безперебійності роботи сталевих конструкцій неможливе без збереження ефективного використання обладнання та дотримання його технологічної безпеки [4-6].

Сучасний стан нафтогазової галузі України характеризується такими особливостями:

- понад 70% обладнання відпрацювало нормативний термін експлуатації або близьке до повного вичерпання технічного ресурсу;

- більшість обладнання працює в складних умовах (високі тиски, температури, агресивні корозійні робочі середовища, значні статичні та динамічні навантаження);

- зростаючі вимоги як до екологічної безпеки, так і ризику виникнення екологічних катастроф;

- знаходження усього обладнання під наглядом Держнаглядохоронпраці України.

Через недостатнє фінансування, у тому числі нафтогазового комплексу, особливо гостро стоїть проблема повного технічного, а не нормативного використання ресурсу обладнання.

Роботи та технології, націлені на забезпечення технологічної безпеки, ставши регламентними, набувають все більшого значення з огляду на сучасні умови експлуатування об'єктів нафтогазового комплексу України, що характеризуються наступними проблемами, які вирішуються за допомогою методів і підходів технічної діагностики:

- відсутність достатнього фінансування для ремонту та заміни устаткування, що відпрацювало свій нормативний ресурс;

- вимоги безпеки, що представляють собою сучасні нормативні документи, які містять все більш жорсткі вимоги до експлуатаційної безпеки;

- тривалий термін експлуатації зумовлює мікроструктурні зміни матеріалів, що зумовлюють зміну їх фізико-механічних і електрохімічних характеристик і передують утворенню дефектів типу порушення цілісності;

- несприятливі умови експлуатування, такі як високі тиски, температура, робочі агресивні корозійні середовища та вплив інших чинників, які можуть призвести до тріщиноутворення та зношення.

Перераховані проблеми вказують на наступні напрямки в галузі технічного діагностування об'єктів нафтогазового комплексу, на яких слід зосередити зусилля дослідників і провідних фахівців промисловості:

- невідповідність світовій та європейській практиці;

- застарілість методів і засобів, що їх реалізують;

- недосконалість методичного забезпечення;

- недосконалість кадрового забезпечення.

Отже, більшість об'єктів нафтогазового комплексу відпрацювало нормативний термін експлуатації, але це зовсім не означає, що вони досягли критичного стану або втратили працездатність. Часто до переходу об'єкта в непрацездатний стан може пройти ще багато років, а регулярний контроль характерних для нього критеріїв забезпечуватиме безпечність експлуатації та попередження раптових відмов [7-9].

Тому питання технічного діагностування і визначення залишкового ресурсу обладнання, яке відпрацювало розрахунковий термін служби, є досить актуальним і має велике практичне значення.

Дослідження проведено на комплексі обладнання, який встановлений на ГЗУ-Богдани.

Аналіз аварійності обладнання свідчить, що основну частину відмов (60%) складають і мають тенденцію до збільшення корозійно-механічні пошкодження, руйнування зварних з'єднань, зношення, втрата міцності та герметичності обладнання (рис. 1).

Нафтогазовий сепаратор, зображений на рис.1, виготовлений в 1992 році Сніжнянським заводом хімічного машинобудування. В 1994 році він був введений в експлуатацію, а 20 квітня 2005 року виведений з неї.

Узагальнюючи причини відмов обладнання, зазначимо, що вони, як правило, зумовлені організаційними та технічними чинниками трьох типів:

- неправильною експлуатацією обладнання;

- недосконалістю його виготовлення;

- відсутністю високоефективних методів і засобів для точної об'єктивної оцінки якості обладнання та з'єднання його елементів і вузлів протягом усього терміну експлуатації.

У більшості випадків спостерігається одночасна дія двох, а іноді й трьох наведених вище випадків.

Одним з найефективніших способів попередження відмов нафтогазового обладнання, забезпечення працездатності його елементів у процесі експлуатації, контролю технічного стану методами та засобами неруйнівного контролю з подальшим ремонтом або вилученням з експлуатації дефектних елементів є технічна діагностика.

Технічне діагностування (експертне обстеження) – це комплекс робіт з визначення технічного стану, умов і терміну подальшої безпечної експлуатації з урахуванням режиму роботи, а також визначення потреби у проведенні ремонту, модернізації, реконструкції або виведення з експлуатації.



**Рисунок 1 – Наскрізна корозія нижніх твірних обичайки, в місці входу продукції свердловин нафтогазового сепаратора НГС-1-1,0-3000-2**

Основні вимоги до діагностування та контролю стану технологічного устаткування хімічних, нафтохімічних, нафто-, газопереробних та суміжних виробництв, що працюють в агресивних, токсичних, вибухо- і пожежонебезпечних середовищах, регламентовано ДЕТУ 4046-2001 «Устаткування технологічних нафтопереробних, нафтохімічних і хімічних виробництв. Технічне діагностування. Загальні технічні вимоги», введеним в дію наказом Держстандарту України від 27.07.2001 р. №369. Згідно з його вимогами ультразвуковий контроль металу корпусу та швів зварних з'єднань проводять відповідно до вимог ГОСТ 14786-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые», ГОСТ 22727-88 «Прокат листовой. Методы ультразвукового контроля», ДСТУ 3-037-2003 «Посудини і апарати, що працюють під тиском. Методика ультразвукового контролю зварних з'єднань».

Комплекс обладнання ГЗУ-Богдани призначений для збору та попередньої підготовки нафтогазової продукції із свердловин Богданівського родовища. Дамо коротко загальну характеристику виробництва.

Відокремлений із нафти газ поступає на дотискну компресорну станцію Гнідинцівського газопереробного заводу (ГПЗ).

Нафта із залишковим нафтовим газом і вмістом певної кількості пластової води (не більше 20%) випомпується насосами дотискної насосної станції ГЗУ Богдани та подається на ГПЗ.

На ГЗУ-Богдани проводиться замір загальної кількості видобутку нафти і газу, замір кількості запомпованої пластової води в нагнітальні та складові свердловини, замір дебітів рідини по кожній свердловині окремо.

ГЗУ-Богдани введена в експлуатацію в 1968 році. В 1988 році проведено реконструк-

Таблиця 1 – Загальні відомості про обладнання

Найменування обладнання	Ємність ПЕ 200-16ГС
Власник устаткування	ПАТ "Укрнафта" (НГВУ «Чернігівнафтогаз»)
Адреса розташування устаткування	ГЗУ, с. Богдани
	0138
Заводський номер	122248
Завод-виробник	Чернівецький машинобудівний з-д
Дата виготовлення	04.05.1971р.
Термін служби	42 роки
Дата монтажу	Дані відсутні
Дата введення в експлуатацію	10.10.1973р.
Дата останнього технічного діагностування	31.03.2008р.
Найменування організації, що виконала ТД	ДП «Чернігівський ЕТЦ»

цію хімреагентного господарства, а в 2006 році – реконструкція факельного господарства і розширення системи ППТ. Будівництво виконано будівельно-монтажним центром НГВУ «Чернігівнафтогаз» згідно з проектом проектно-конструкторського бюро НГВУ «Чернігівнафтогаз».

Сировиною на ГЗУ-Богдани є продукція свердловин Богданівського родовища: нафта, нафтовий газ і пластова вода.

Нафта Богданівського родовища – це легкозаймиста масляна рідина з характерним запахом і широким діапазоном кольорів від темно-коричневого до світло-жовтого. Відноситься до типу різних нафт.

Детальний аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь виконано нами на буферній ємності об'ємом 200м<sup>3</sup>, встановленій на груповій замірній установці Богданівського нафтового родовища. В таблиці 1 наведено загальні відомості про обладнання.

Таблиця 2 – Відомості про ремонти досліджуваної ємності

Дата ремонту	Обсяг ремонту
29.03.2004р.	Ремонт сегмента обичайки із застосуванням зварювання
03.04.2008р.	Ремонт сегмента обичайки із застосуванням зварювання
12.04.2012р.	Ремонт сегментів обичайок із застосуванням зварювання

В таблиці 2 наведено відомості про ремонти, які проводилися над досліджуваною ємністю за час її експлуатації

Технічна характеристика ємності представлена в таблиці 3.

Відомості про матеріали подано в таблиці 4.

Для експертного обстеження складено наступну схему робіт:

- ознайомлення з технічною та експлуатаційною документацією;
- візуальний та вимірювальний контроль обичайок і днищ, патрубків, які наявні в досліджуваній посудині;
- ультразвуковий контроль товщини металу обичайок, днищ і патрубків, що входять до складу посудини;
- ультразвуковий контроль місць перетину основних зварних з'єднань в межах посудини;
- магнітопорошкова дефектоскопія металу, днищ кутових зварних з'єднань приварювання штуцерів і зон термічного впливу;

Таблиця 3 – Технічна характеристика ємності

Тиск (дозволений), МПа	1,2
Тиск (пробний при ГВ), МПа	1,5
Температура, °С <sub>min</sub>	-40
Температура, °С <sub>max</sub>	+50
Об'єм (місткість), м <sup>3</sup>	200
Середовище	Нафта, нафтовий газ, пластова вода

Таблиця 4 – Відомості про матеріали

№ з/п	Найменування елемента	Марка сталі	Розмір, мм
1	Обичайки	16 ГС	Ø 3400×26×20800
2	Днище	16 ГС	Ø 3400×28×958
3	Патрубок 1	Сталь 20	Ø245×25
4	Патрубок 2,4	Сталь 20	Ø133×22
5	Патрубок 3,5	Сталь 20	Ду 450
6	Патрубок 4	Сталь 20	Ø108×6
7	Патрубок 6	Сталь 20	Ø159×8
8	Патрубок 7	Сталь 20	Ø159×25

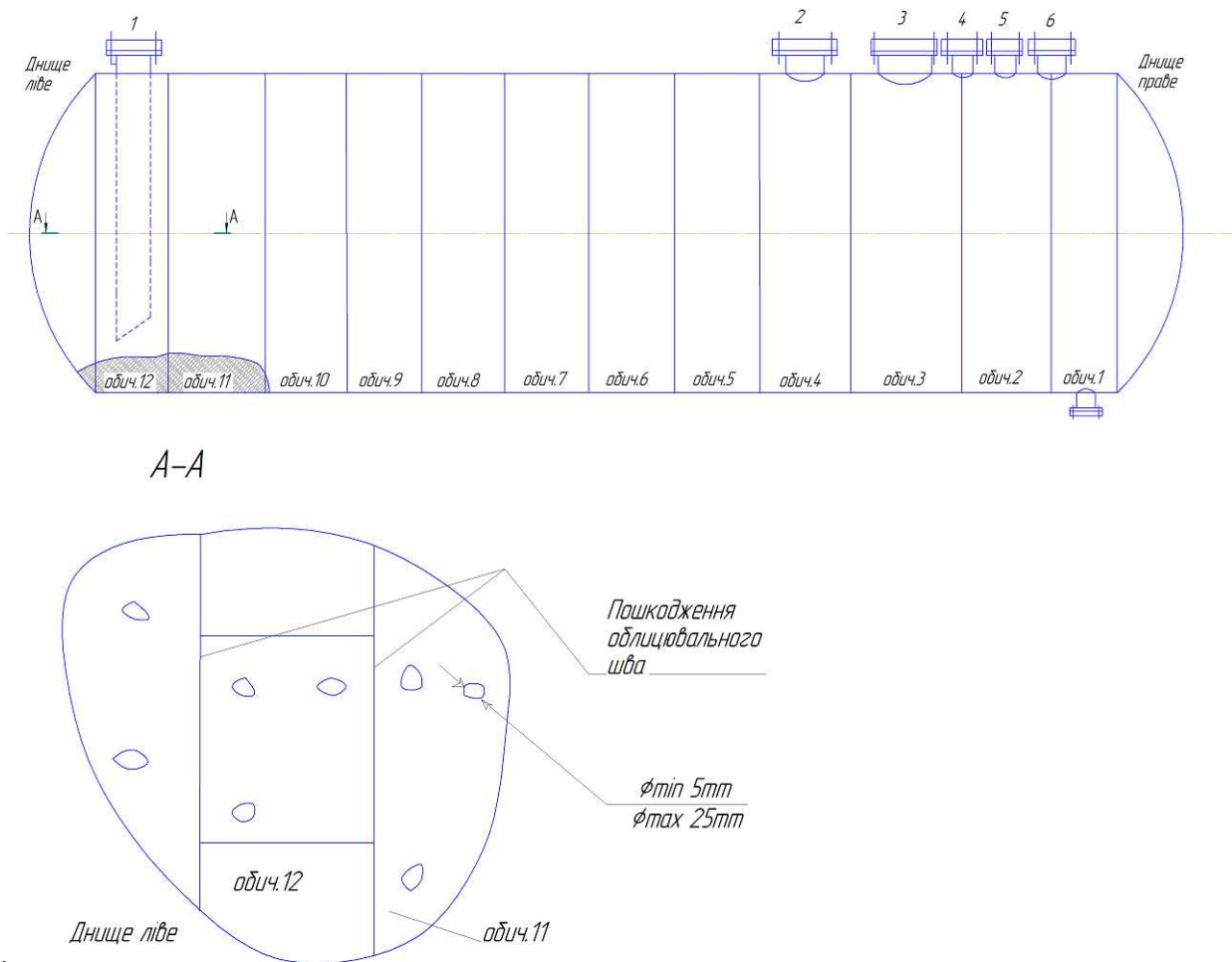


Рисунок 2 – Схема буферної ємності ПЕ 200-16 ГС

– проведення випробувань на твердість металу обичайок, днищ і визначення інших механічних характеристик металу; гідравлічне випробування тиском (1,5 МПа) провести підчас позачергового технічного огляду.

При візуально-оптичному контролі обичайок та днищ, патрубків в межах посудини, зварних з'єднань було виявлено пошкодження зварного шва між лівим днищем та 12 обичайкою, між 12 та 11 обичайками, а також утворення по нижніх твірних обичайок №12, №11 та лівого днища на ділянці 2000×1500 мм виразкового корозійного пошкодження металу глибиною 2...10 мм (рис. 2, 3). Розміри корозійних каверн були в межах 5...25 мм діаметром. З метою продовження експлуатації посудини 12 квітня 2012 року було проведено її ремонт (табл. 2)

Ремонт обладнання виконувався силами НГВУ «Чернігівнафтогаз» згідно дозволу Держгірпромнагляду №1424.11.30-11.10.1 на виконання робіт підвищеної небезпеки та технічних умов на ремонт ємності ПЕ 200-16ГС.

Проведено відновлення облицювального шва 11-12 обичайок і заплавка піттингів стінки 11-12 обичайки та лівого днища.

Контроль якості проведення зварювальних робіт виконано: візуально-оптичним, ультразвуковим, магнітопорошковим методами в об'ємі 100%.

Після контролю якості виконання ремонтних робіт, посудині 20 квітня 2012 року було проведено гідравлічне випробування пробним тиском 1,5 МПа, яке вона успішно витримала (рис. 5).

Після тривалої експлуатації впродовж сорока двох років внутрішня поверхня кородуючого металу досліджуваної буферної ємності пошкоджена багаточисленними піттингами та виразками, зосередженими, здебільшого, у нижній частині твірних обичайок 12, 11 біля вхідного патрубка. Глибина піттингів досягає 10 мм. Такі корозійні пошкодження свідчать про абразивність середовища, яке поступає через вхідний патрубок під тиском 0,6 МПа.

Описаний характер корозійних пошкоджень на ділянках, які тривалий час контактують з пластовою водою, вказує на підвищену агресивність робочих середовищ в місцях, де збирається пластова вода.

Тому питання корозійної стійкості сталей ємностей для прийому і зберігання нафти є дуже важливим і має велике практичне значення.

У ході аналізу дефектів встановлено, що метал, який в процесі експлуатації контактував лише з нафтою (рис. 6) має найвищу корозійну стійкість. Найнижчу корозійну стійкість зафіксовано у нижній твірній посудини. Очевидно, це зумовлено максимальними механічними на-



Рисунок 3 –Дефекти, виявлені при технічному огляді буферної ємності ПЕ 200-16 ГС

вантаженнями у цьому місці, абразивністю середовища біля вхідного патрубку в поєднанні з дією пластової води.

Також агресивною виявилась система нафта-газ на розділі фаз.

До недавнього часу ГЗУ – Богдани працювала таким чином, що вся продукція приймалася в буферну ємність. Абразивне середовище, під робочим тиском 0,6 МПа, попадало через вхідний верхній патрубок, спущений перпендикулярно до нижньої твірної обичайки 12 на глибину 3м, що призвело до пошкодження зварних швів і утворення по нижніх твірних обичайок 11, 12 та лівого днища на ділянці 2000×1500 мм виразок глибиною 2...10 мм.

Опрацювавши ремонтну документацію за останні вісім років, спостерігаємо через кожні 4

роки експлуатації однакові випадки пошкоджень біля вхідного зварних швів і нижніх твірних обичайок 11,12.

Отже, можна зробити висновок, що дефекти виявлені при технічному огляді посудини, пов'язані з конструкцією такої посудини і не підходять для такого режиму роботи.

Правилами про посудини і апарати, що працюють під тиском (ДСТУ 3-037-2003) вивчення дефектів на одній і тій самій ділянці зварного з'єднання допускається проводити не більше трьох разів.

Отже, аналіз корозійного руйнування досліджуваної ємності свідчить що, дефекти виявлені при технічному огляді посудини, не є випадковими і пов'язані з її конструкцією і характером роботи. Для того, щоб уникнути у



Рисунок 4 – Ремонт і контроль виконання зварювальних робіт



Рисунок 5 – Проведення гідравлічного випробування смності ПЕ 200-16 ГС

подальшому виникнення таких дефектів і зберегти життєвість цієї посудини пропонується змінити конструкцію вхідного патрубку і направити струмінь абразивного середовища з

вмістом механічних домішок у напрямку паралельному до нижньої твірної обичайки 12, а також нанести внутрішнє покриття.

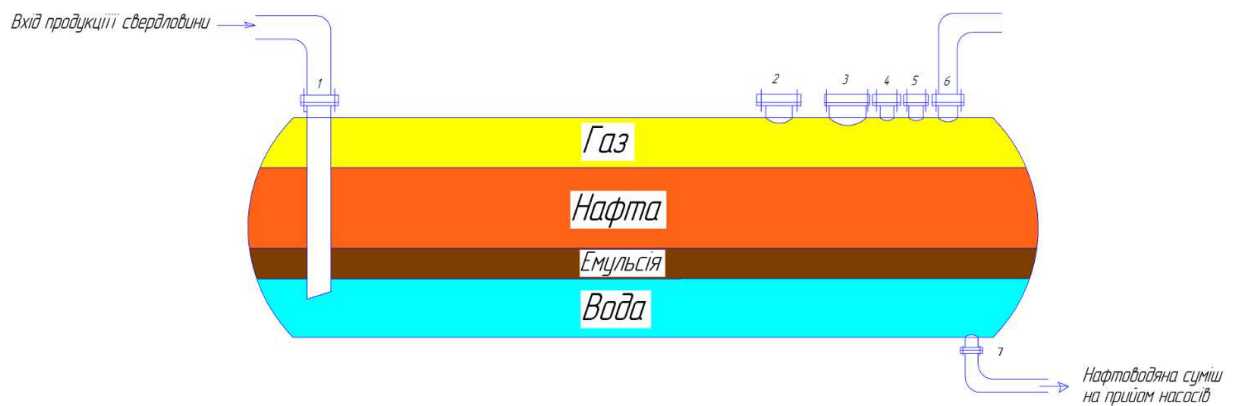


Рисунок 6 – Розділ фаз у буферній ємності

Таблиця 5 – Технічна характеристика резервуара для нафтопродуктів

Найменування обладнання	Резервуар РВС-1000 №1
Власник установки	ВАТ «Нафтохімік Прикарпаття»
Адреса розташування устаткування	м. Надвірна
Інвентарний номер	1-4-377
Заводський номер резервуара	1
Дата виготовлення	1960
Висота резервуара	8,840 м
Діаметр	12,340 м
Об'єм	1000 м <sup>3</sup>
Товщина днища	4 мм
Товщина покрівлі	2,5 мм
Конструкція резервуара	зварна
Вага металу резервуара	23,26 тонн

Проведено також аналіз корозійного пошкодження резервуара РВС-1000 №1, встановленого в цеху №1 ВАТ «Нафтохімік Прикарпаття». В таблиці 5 наведено його технічну характеристику.

В резервуарі зберігалася сира нафта.

Виготовлений даний резервуар із Ст. 3сп.

Зразки, які використовувались для досліджень, вирізались з (рис. 7): 1 – верхньої частини стінки резервуара, яка контактувала впродовж експлуатації з конденсованою водою та повітрям; 2-ділянки стінки, що постійно контактувала з нафтою; 3-ділянки стінки при днищі резервуару; 4-дна резервуару.

Ділянки 3 і 4 постійно контактували із підтоварною водою.

Розділ фаз нафтового резервуару був аналогічним розділу фаз у буферній ємності (рис. 6).

Зразки для корозійних і механічних випробувань вирізали таким чином, щоби досліджувані поверхні чи об'єм металу були якомога ближче до внутрішньої поверхні резервуару.

Візуальним обстеженням різних ділянок резервуара РВС-100 №1 після тривалого часу експлуатації виявлено, що поверхня його всіх ділянок покрита шаром продуктів корозії з хорошою адгезією до основного металу. Стінка резервуара піддана рівномірній корозії, в той же час для матеріалу покрівлі, стінки поблизу дна та самого дна характерна піттингова корозія

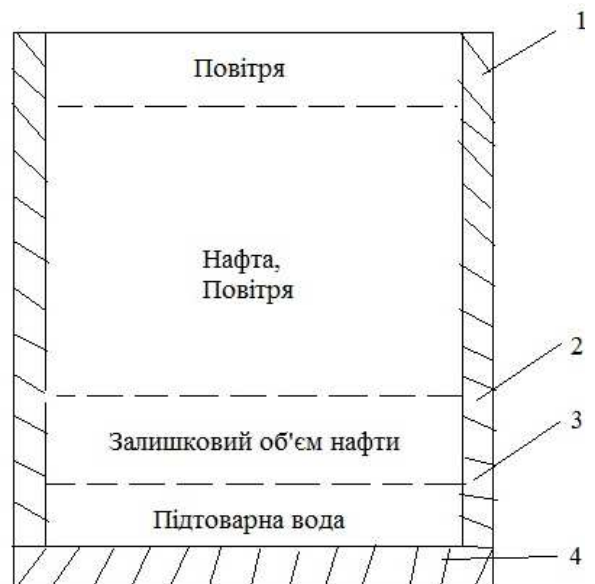


Рисунок 7 – Розділ фаз у резервуарі РВС-1000 № 1

(рис. 8). Глибина піттингів досягає кількох міліметрів. Такий характер корозійних пошкоджень на ділянках, які тривалий час контактували з підтоварною водою (ділянки 3 і 4) або її конденсатом (ділянка 1) вказує на підвищену агресивність експлуатаційних середовищ.



**Рисунок 8 – Корозійне пошкодження днища резервуара РВС 1000 №1**

В роботах [7, 10-13] показано, що тривала експлуатація конструкційних сталей за суміжної дії наводнювального середовища та механічного навантаження зумовлює деградацію фізико-механічних властивостей металу.

Деградована сталь СтЗсп резервуара зберігання нафти, яка в процесі двадцятип'ятирічної експлуатації контактувала з підтоварною водою (дно і стінка поблизу дна) або її конденсатом (верхній пояс), характеризується нижчою корозійною тривкістю у підтоварній воді порівняно з металом середніх поясів резервуара, який під час експлуатації контактував лише з нафтою та зазнав найменшого впливу агресивного корозійного середовища (табл. 6).

Однак, порівняно з підтоварною водою нафто-водне середовище з розділом фаз є ще більш агресивним. Ці результати отримані на зразках з резервуара Плоцького нафтопереробного заводу (Польща).

Особливість корозійних процесів у нафто-водному середовищі з розділом фаз визначається ефектом «тонкого шару» електроліту, який полягає у зтягуванні тонкого шару підтоварної води під шар нафти [13]. Досліджено також вплив тривалого статичного та попереднього короточасного розтягування без наступного механічного навантаження на корозійну стійкість у підтоварній воді експлуатованої сталі СтЗсп [10].

Досліджено також вплив тривалого статичного та попереднього короточасного розтягування без наступного механічного навантаження на корозійну стійкість у підтоварній воді експлуатованої сталі СтЗсп [10].

Навантаження до значних пластичних інтенсифікує корозію деградованої сталі (її швидкість зростає у 2 і більше разів), однак відмінність між ступенем деградації різних ділянок резервуара зменшується. Попередня пластична деформація без подальшого прикладання нава-

Таблиця 6 – Швидкість корозії ( $K$ ) та глибинний показник корозії ( $L$ ) деградованої сталі СтЗсп різних ділянок нафтового резервуару у корозійних середовищах[10]

Ділянка	Підтоварна вода		Нафто-водне середовище з розділом фаз		Нафто-водна емульсія	
	$K$ , мг/(м <sup>2</sup> *год)	$L$ , мм/рік	$K$ , мг/(м <sup>2</sup> *год)	$L$ , мм/рік	$K$ , мг/(м <sup>2</sup> *год)	$L$ , мм/рік
Верхній пояс	28,0	0,031	59,0	0,066	12,2	0,014
Середній пояс	13,2	0,015	50,0	0,055	11,9	0,013
Нижній пояс	28,5	0,032	66,0	0,074	12,4	0,014
Дно	22,5	0,025	58,0	0,065	12,2	0,014

навантаження лише впливає на корозійну стійкість сталі, ніж навантаження у процесі випробувань. Вплив тривалого статичного навантаження максимальний для сталі верхнього поясу резервуара. Швидкості корозії навантажених зразків з різних ділянок різняться між собою тільки на 20%, в той же час як ненавантажених – до 1,5 разів. Тобто навантаження нівелює відмінності у станах металу, спричинені тривалою експлуатацією. Очевидно, значні пластичні деформації змінюють стан матеріалу у тому ж напрямку, що і тривала експлуатація.

### Висновки

Аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь обладнання для зберігання нафти свідчить, що на його інтенсивність і характер впливає багато чинників. Суттєву роль має розподіл фаз складових нафтового середовища, фізико-хімічні властивості цих складових, вміст у нафтопродукті корозійно-активних домішок, наявність речовин, які можуть утворювати захисні плівки на металевій поверхні, кислотність середовища. Наявні у нафтопродукті механічні домішки прискорюють корозію, оскільки усувають з поверхні металу продукти корозії та інших нашарувань, забезпечуючи доступ до нього агресивного середовища.

Виявлено, що дефекти, виявлені під час технічного огляду обладнання зберігання нафти, часто мають постійний характер, пов'язаний з його конструкцією та характером роботи.

За сумісної дії механічного навантаження та наводнвального середовища тривала експлуатація сталей обладнання для зберігання нафти зумовлює інтенсифікацію корозійних процесів.

### Література

- 1 Аліев Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз / Р.А. Аліев. – М.: Недра. 1987. – 272 с.
- 2 Кесельман Г.С. Экономическая эффективность предотвращения коррозии в нефтяной промышленности / Г.С. Кесельман. – М.: Недра, 1988. – 215 с.
- 3 Zav'yalov V.V. Corrosion of oil-Field Pipelines / V.V. Zav'yalov Protection of Metals. – 2003. – Vol. 39, No. 3.-P. 274-277.
- 4 Саакян Л.С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов. – М.: Недра, 1982. – 227 с.

5 Захаров Н.М. Рекомендации по повышению надежности стального вертикального цилиндрического резервуара / Н.М. Захаров, Ю.А. Бахарев // Электронный научный журнал. Нефтегазовое дело. – 2006. <http://www.ogbus.ru>.

6 Lyublinskij E.Ya. Synergism in Corrosion Protection Systems With inhibitors / E.Ya Lyublinskij // Corrosion 2001, March 11-16, 2001 Houston, Tx. – Paper number 01190. – 9 p.

7 Крижанівський Є.І. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2011. №2. – с. 11-20.

8 Вотинов А.В. Оценка структурных параметров сталей и ресурсных характеристик резервуаров для хранения нефтепродуктов в условиях длительной эксплуатации: автореф. дис. ... степ канд. техн. наук: 05.02.01 – Материаловедение (в машиностроении). – Краснодар. – 2006. – 25 с.

9 Коррозионная повреждаемость сварных соединений резервуаров / А.П. Аммосов, Г.С. Аммосов, Т.Ш. Аминов [и др] // Сварочное производство. – 2008. – №7. – С. 24-28.

10 Corrosion and stress corrosion cracking of exploited storage tank steel / A. Zagorski, H. Matysiak, O. Tsyurulnyk. et all // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – № 3. – С. 113-117.

11 Corrosion degradation of oil storage tank / A. Zagorski, H. Matysiak, Slobodian at all // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – Спец. випуск №4, т. 1. – С.437-439.

12 Никифорчин Г.М. Особливості експлуатаційної деградації конструкційних металічних матеріалів «в об'ємі» за дії агресивних середовищ / Г.М. Никифорчин, О.Т. Цирульник // Проблемы прочности. – 2009. – №6. – С. 79-94.

13 Zvirko O. Corrosion and electrochemical properties of the steel of exploited oil tanks in bottom water / O. Zvirko, A. Zagorski // Materials Science. – Volume 44, Number 1. – P. 126-132

Стаття надійшла до редакційної колегії  
15.07.14

Рекомендована до друку  
професором **Крижанівським Є.І.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Никифорчиним Г.М.**  
(відділ корозійно-водневої деградації та захисту  
матеріалів Фізико-механічного інституту  
ім. Г.В.Карпенка НАН України, м. Львів)

## ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ГАЗОПРОВОДІВ

Т.А. Мартинюк, Р.Т. Мартинюк, О.Р. Мартинюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727138,  
e-mail: snp@nimg.edu.ua

Економічна ефективність транспортування природного газу системою магістральних газопроводів значною мірою залежить від характеристик процесу обслуговування об'єктів газотранспортного комплексу в період експлуатації. Найбільш залежною і складною в обслуговуванні є лінійна частина магістрального газопроводу, яка характеризується значною протяжністю і труднодоступністю для візуального спостереження. Тому до проблем обслуговування висувають особливі вимоги.

Одним із найбільш поширених методів обслуговування лінійної частини газопроводу і водночас найбільш складним є механічне очищення порожнини трубопроводу механічними засобами очистки. Від ефективності даного процесу суттєво залежать затрати на транспортування газу.

Складність процесу очищення пов'язана насамперед зі складністю контролю руху очисного пристрою трасою газопроводу. Складні умови траси в ряді випадків можуть призвести до непланової зупинки очисного пристрою в газопроводі – застрягання, яке вимагає тривалих пошукових робіт, а також вирізання катушки і повторного зварювання газопроводу. Суттєві затрати часу і ресурсів призводять до зниження економічної ефективності транспортування газу газопроводом і забруднення навколишнього середовища.

Ключові слова: газопровід, спостереження, застрягання очисного поршня.

Экономическая эффективность транспортировки природного газа по системе магистральных газопроводов во многом зависит от характеристик процесса обслуживания объектов газотранспортного комплекса в период эксплуатации. Наиболее зависимой и сложной в обслуживании является линейная часть магистрального газопровода, характеризующаяся большой протяженностью и труднодоступностью визуального наблюдения. Поэтому к ее обслуживанию предъявляют особые требования.

Одним из наиболее распространенных методов обслуживания линейной части газопровода, и в то же время наиболее сложной, является механическая очистка полости трубопровода, от эффективности которой существенно зависят затраты на транспорт газа.

Сложность процесса очистки заключается, в первую очередь, в трудностях контроля движения очистного устройства по трассе газопровода. Сложные условия трассы в ряде случаев могут привести к неплановой остановке очистительного устройства в газопроводі – застревание, которое требует длительных поисковых работ, а также вырезания катушки и повторной сварки газопровода. Существенные затраты времени и ресурсов приводят к снижению экономической эффективности транспортировки газа и загрязнению окружающей среды.

Ключевые слова: газопровод, наблюдение, застревание очистительного устройства.

Economic efficiency of natural gas transportation by the gas trunk pipeline system is largely dependent on the characteristics of the process of gas transportation service facilities maintenance during the operation period. The most vulnerable and complex for maintenance is the gas trunk pipeline linear portion, which is characterized by large length and inaccessibility for visual observation. Therefore, the maintenance problems have special requirements.

One of the most common maintenance methods of the gas pipeline linear portion and at the same time the most difficult one is the mechanical cleaning of the pipeline cavity by the mechanical cleaning means. The efficiency of this process is considerably dependent on the costs of gas transportation.

The complexity of the cleaning process is primarily connected with the complexity of the cleaning pig movement control along the gas pipeline route. The severe conditions of the route in some cases can lead to unplanned stoppage of the cleaning pig in the pipeline – sticking that requires long exploration as well as cutting-out of the reel and re-welding of the pipeline. Significant expenditures of time and resources lead to reduced economic efficiency of gas transportation with the help of the gas pipeline and environmental pollution.

Keywords: gas pipeline, observation, sticking of the cleaning pig.

На даний час питанням підвищення ефективності очищення газопроводів, зокрема підвищенню прохідності очисними пристроями складних ділянок траси і контролю за рухом очисного пристрою в газопроводі, приділялося мало уваги через нагальну потребу у вирішенні більш складних питань (наприклад, забезпечення надійності експлуатації газопроводів). Однак очищення має суттєве значення для процесу ефективної експлуатації газопроводів.

До газотранспортного комплексу України входить більше 35 тис. км газопроводів, 167 компресорних станцій загальною потужністю

понад 8,5 млн. кВт, та понад 1300 газорозподільчих станцій. Найбільші газопроводи поєднані у систему, до якої входять газові магістралі «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» та «Прогрес» з умовним діаметром 1400 мм, що перетинають Україну від східного до західного кордонів і можуть забезпечити транзитне перекачування газу в об'ємі понад 100 млрд. м<sup>3</sup> на рік.

За загальною протяжністю газопроводів Україна займає друге місце на континенті, а за їх щільністю (тобто співвідношенням до одиниці площі території) впевнено посідає перше місце.

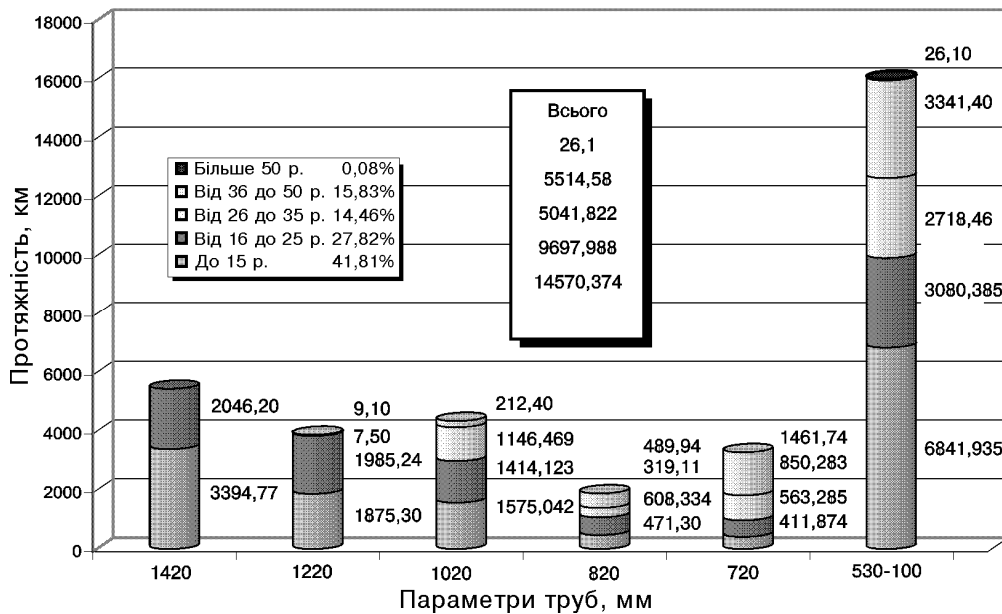


Рисунок 1 – Структура газотранспортної системи та термін експлуатації газопроводів відповідно за діаметрами і довжиною

Загальна протяжність газотранспортної системи ДП «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України» досягла 34,8 тис. км, у тому числі магістральні газопроводи-відводи – 12,5 тис. км. Проектна пропускна спроможність газотранспортної системи на вході в Україну складає 292 млрд м<sup>3</sup> на рік (800 млн м<sup>3</sup> на добу). Загальна потужність компресорних станцій складає 5492 МВт. Число газорозподільних станцій складає 1307 одиниць, а газовимірвальних станцій – 100 одиниць.

У структурі газопроводів суттєво переважають трубопроводи великого діаметра. Так, газопроводи діаметром 1420 мм складають 15,82 %, діаметром від 1020 до 1220 мм – 23,34%; від 720 до 820 мм – 14,93 % (рис. 1) [1].

Водночас газотранспортна система має у своєму складі 59,43 % газопроводів з терміном експлуатації від 15 до 50 років, 5,8 тис. км газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк – 33 роки, більш третини газопроводів мають антикорозійне покриття з полімерних плівок холодного нанесення. Це вимагає щорічного виконання значних обсягів капітального ремонту та реконструкції газопроводів.

Одним з найважливіших понять, що характеризує систему з точки зору забезпечення споживачів газом, є надійність. Загальновідомо, що показники надійності залежать від терміну служби об'єкта. Для магістральних газопроводів юридично встановлено граничний ресурс експлуатації 33 роки, після закінчення якого необхідна реконструкція або капітальний ремонт для відновлення показників надійності.

Серед газотранспортних магістралей України 17,27 % експлуатуються вже понад 33 роки, а 13,66 % до вказаної границі залишилось менше 10 років. Отже, 30,33 % газопроводів від загальної їх протяжності вимагають невідкладних заходів не тільки для підвищення експлуатаційної надійності, але й забезпечення живучості.

Розвинута газотранспортна система України не вимагає на даний час збільшення її пропускної здатності шляхом будівництва нових газових магістралей. Основною проблемою є підвищення надійності існуючих газопроводів шляхом їх оптимального обслуговування та реконструкції. Тому за останні роки об'єктами капітального будівництва в газотранспортному комплексі є переважно розподільчі газопроводи, які характеризуються порівняно невеликими діаметром та довжиною.

Слід відзначити, що експлуатаційними службами ведуться роботи з діагностування стану газопроводів різноманітними методами, в тому числі з застосуванням інтелектуальних поршнів. Останні показали, що на окремих ділянках стан лінійної частини газопроводів критичний. Корозійні процеси призвели до зменшення робочої товщини стінки труб до такої міри, що подальша експлуатація газопроводів під робочим тиском є вкрай небезпечною. Для підвищення гідравлічної ефективності загальноприйнято застосовувати періодичне очищення газопроводів механічними очисними засобами. Однак, за наявності рідини в газопроводі виникає проблема внутрішньотрубною стрес-корозії, яка вимагає нових технологій ремонту лінійної частини, а також забезпечення стійкості та міцності повітряних переходів у період очищення, що вимагає додаткових досліджень і нових технічних рішень.

До механічних пристроїв, що рухаються в газопроводі під тиском газового потоку, слід віднести механічні пристрої для очищення газопроводу, засоби технічної внутрішньотрубною діагностики та пристрої для локалізації місця проведення ремонтних робіт. Всі види механічних пристроїв у відповідності до технології проведення процесу вводять в газопровід через камеру запуску пристроїв. Відтак вони рухаються вздовж газопроводу, виконуючи покла-

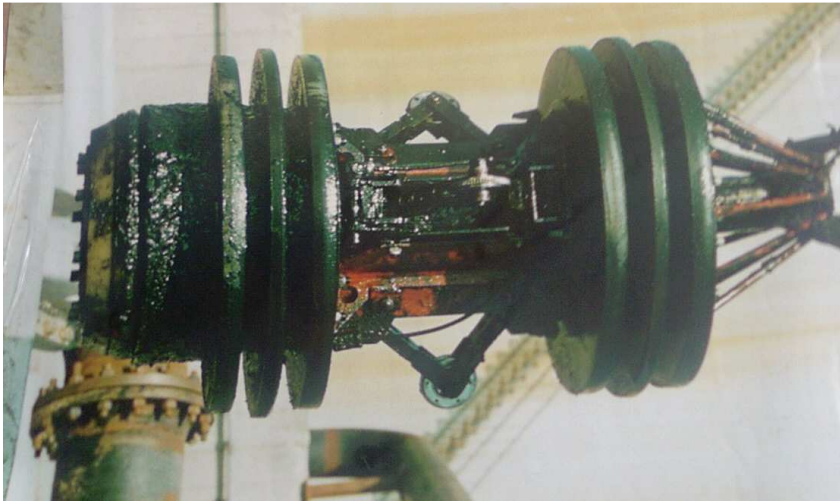


Рисунок 2 – Очисний поршень типу ОПРМ-1400 з екранами після очищення газопроводу

дені на них функції, і в кінці траси приймаються в камеру прийому пристроїв.

Механічні очисні пристрої застосовують на газопроводах практично від початку їх існування як газотранспортних систем. За призначенням їх можна поділити на дві групи [1]:

- механічні очисні пристрої для очищення газопроводу перед введенням його в експлуатацію;

- механічні очисні пристрої для очищення газопроводу в процесі його експлуатації.

Не дивлячись на те, що в обох випадках можуть бути використані одні і ті ж конструкції очисних пристроїв (або близькі за функціональною схемою), умови роботи їх в газопроводі суттєво різні. Якщо в першому випадку пристрій має завдання очистити газопровід від будівельного сміття, що є сукупністю твердих тіл непередбачуваної форми з абсолютно невідомим розподілом вздовж траси, то в другому випадку очисні пристрої повинні забезпечити, в основному, витіснення рідкої фази з газопроводу. В обох випадках пристрій повинен максимально ефективно виконати поставлену задачу і пройти трасу газопроводу без зупинки. У випадку неякісного очищення газопроводу технологічний процес пропуском очисного пристрою повторюють, що призводить до додаткових експлуатаційних витрат. При зупинці очисного пристрою в газопроводі насамперед слід визначити його застрягання, і в подальшому приймати міри для вилучення його з газопроводу. За часом процес діагностування місця зупинки пристрою часто набагато перевищує тривалість процесу вилучення пристрою з газопроводу, який найчастіше полягає у вирізанні ділянки газопроводу, на якій зупинився пристрій.

Для очищення газопроводів розроблено і широко використовується на практиці велика кількість різноманітних конструкцій очисних пристроїв. Однак кожна з них можна умовно віднести до одного з типів:

- очисні кулі;
- еластичні очисні поршні;
- очисні поршні манжетного типу.

Очисна куля – це сферична оболонка з горловиною для заповнення порожнини нестислою рідиною, в якості якої найчастіше використовують вапняне молоко або відпрацьоване масло. Після заповнення горловины куля закривається корком.

Перевагою кульових пристроїв є висока прохідність складних ділянок траси. Крім того, кульові очисні пристрої зарекомендували себе на практиці як міцні очисні засоби, що можуть використовуватись як перед введенням їх в експлуатацію, так і в процесі експлуатації газопроводу.

Очисні еластичні поршні являють собою циліндри, виготовлені з еластичного матеріалу які, рухаючись під тиском газу газопроводом, не тільки виштовхують рідинні пробки, але й витирають внутрішню поверхню труб від наведеної шорсткості. Їх діаметр складає від 1,3 до 1,5 внутрішнього діаметра газопроводу, а довжина – від 2,0 до 2,5 діаметрів. Торцеві перерізи пристрою насичують клеями для запобігання проникності рідини та газу.

Завдяки еластичності матеріалу поршні володіють високою прохідністю складних ділянок траси газопроводу, однак, характеристики міцності при цьому невисокі. На протяжних ділянках траси газопроводу часто відбувається руйнування еластичного поршня, особливо коли у внутрішній порожнині газопроводу знаходяться тверді предмети. Для підвищення міцності еластичних поршнів їх підсилюють вставками з гуми чи пінополіуретану. Однак, використовувати їх для очищення газопроводу перед введенням в експлуатацію не рекомендується.

Очисні поршні манжетного типу (ОПРМ) знайшли найбільш широке застосування завдяки високим очисним якостям. Конструктивно вони складаються з металевого корпусу, на якому розміщені еластичні гумові манжети, що виконують функції ущільнюючих елементів. Для підвищення ефективності очищення газопроводу перед ущільнюючими манжетами встановлюють екрани з пінополіуретану. В якості прикладу наведено поршень фірми «Розен», зовнішній вигляд якого наведено на рис. 2.

Особливу групу серед очисних поршнів типу ОПРМ складають поршні з самоущільнюючими манжетами. Самоущільнююча манжета виготовляється з конічною внутрішньою поверхнею, на якій сила тиску газу, яка спрямована по нормалі до поверхні, розкладається на дві складові: осьову, що рухає поршень газопроводом, і радіальну, що притискує ущільнення до стінки труби. Такі поршні мають високу прохідність і очисні якості.

Діагностичні механічні засоби, що рухаються під тиском газу газопроводом, називають інтелектуальними поршнями. Такі пристрої почали застосовуватися в 90-х роках минулого століття [2].

В 1981 році засновано компанію «Розен», яка надає послуги в галузі інспектування лінійної частини трубопроводів, очищення їх внутрішньої порожнини.

В основі роботи діагностичного обладнання лежить метод розсіювання магнітного потоку, завдяки чому можна проводити дослідження стану стінки труб газопроводу [3].

Діагностичний інтелектуальний поршень для газопроводів діаметром 1420 мм побудований на базі жорсткого корпусу діаметром 500 мм (рис. 3). В передній і задній торцевих частинах пристрою розміщені направляючі ролики, що забезпечують керований рух пристрою і ведуть відлік лінійної координати. Як ущільнюючі елементи використовуються збірні пінополіуретанові манжети, що кріпляться безпосередньо до корпусу.



Рисунок 3 – Інтелектуальний поршень

Для створення магнітного потоку використовуються циліндричні вставки з постійного магніту. Сприйняття інформації здійснюється спеціальними первинними перетворювачами сигналу, які розміщені в кільцевій касеті, що кріпиться до корпусу, кількість первинних перетворювачів в одній касеті складає 360 одиниць. На корпусі розміщено два магнітних диски і дві касети первинних перетворювачів сигналу, що дає змогу сканувати стан газопроводу практично в кожній точці поверхні труби. Загальна довжина пристрою 2900 мм, загальна маса 6000 кг.

Підвищення ефективності очищення газопроводів від рідинних скупчень досягається вирішенням двох задач:

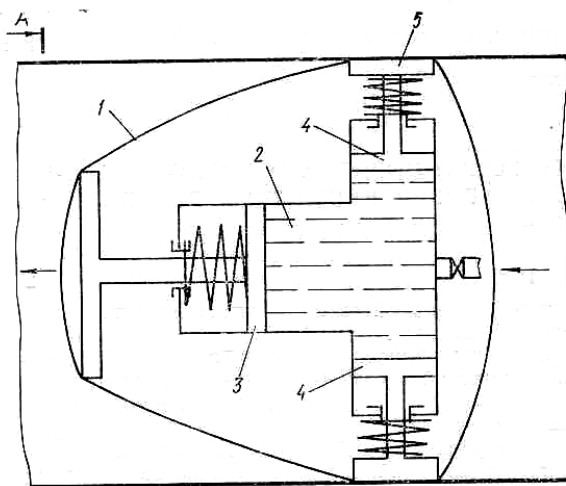
- збільшенням ступеня витиснення рідини з трубопроводу очисним пристроєм;
- забезпеченням прохідності очисним пристроєм складних ділянок траси.

Вказані задачі взаємовиключають одна одну. Для досягнення високого ступеня витис-

нення рідини з порожнини газопроводу очисний пристрій, і особливо його ущільнюючі елементи, повинні бути виготовлені пружними і твердими. З іншого боку, для досягнення високої прохідності складних ділянок траси очисний пристрій повинен бути м'яким і еластичним. Тому конструктивним вирішенням поставлених задач може бути створення конструкції очисного пристрою, яка б змінювала свої властивості в процесі очищення газопроводу.

Крім того, велика кількість рідини з рідинної пробки, що витискається очисним пристроєм, перетікає в запоршневий простір внаслідок деформації ущільнюючих елементів у результаті гідравлічного удару, який виникає при зустрічі рідинної пробки з очисним пристроєм. Скорочення таких перетоків дозволило б збільшити швидкість руху пристрою, з одного боку, і підвищити ступінь очищення, з іншого.

З метою підвищення ступеня очищення шляхом скорочення перетоків рідких забруднень в очищену порожнину при гідроударі запропоновано удосконалену конструкцію механічного пристрою (рис. 4).



1 – еластична оболонка; 2 – камера;  
3 – горизонтальний поршень; 4 – радіальний поршень; 5 – ущільнюючі елементи

Рисунок 4 – Схема пристрою для очищення газопроводу

Поставлена мета досягається тим, що пристрій оснащено засобом підтискання оболонки до газопроводу, котрий являє собою сполучені підпоршневі порожнини силові гідроциліндри. При цьому вісь одного із циліндрів розташована вздовж осі очищуваного газопроводу, а осі інших розташовані перпендикулярно до неї.

Засіб для очищення внутрішньої поверхні газопроводу містить еластичну оболонку 1, всередині котрої розміщений засіб підтискання оболонки до газопроводу у вигляді камери 2, заповнений рідиною зі встановленим у ній горизонтальним поршнем 3 і сполученими з ним радіальними поршнями, на котрих розміщені ущільнюючі елементи.

Описаний засіб працює наступним чином. За рахунок транспортованого газопроводом

середовища очисний пристрій рухається й очищує внутрішню порожнину, накопичуючи поперед себе продукти очищення. У момент зустрічі його з рідкими забрудненнями горизонтальний поршень 3, приймаючи зусилля від гідравлічного удару, стискає рідину в камері 2. Ці зусилля передаються в систему радіальних поршнів 4, певним чином збільшуючи сили притиснення ущільнюючих елементів 5 до стінок очищуваного газопроводу, попереджуючи перетоки рідких забруднень за очисний пристрій в очищену ділянку газопроводу. Скорочення перетоків рідких забруднень за очисний пристрій підвищить якість очищення газопроводів, зменшить коефіцієнт гідравлічного опору, що дасть змогу скоротити число очисних операцій від 20% до 30%. Величина перетоків рідини через рухомих границю значною мірою залежить від сили тертя ущільнюючих елементів до стінок газопроводу. Очевидно, що зменшення сили тертя ущільнень внаслідок їх зношування при русі очисного пристрою призведе до зниження ступеня очищення.

Метою іншої конструкції очисного пристрою є підвищення якості очищення за рахунок компенсації зносу еластичних елементів під час роботи. Це досягається тим, що пристрій оснащено розміщеною всередині корпусу підпружиненою камерою з робочим агентом і отвором зі зворотними клапанами, число яких відповідає числу еластичних елементів, причому корпус має отвори, розташовані відносно отворів еластичних кільцевих елементів і розміщених в них клапанах, а камера встановлена з можливістю переміщення вздовж корпусу для суміщення її отворів з отворами корпусу.

Важливим питанням проведення процесу очищення газопроводу є прохідність очисним пристроєм складних ділянок траси, зокрема місцевих звужень. Для досягнення цієї мети очисний пристрій повинен бути еластичним. Однак, в такому випадку він втрачає свої очисні якості. Тому необхідно конструктивно вирішити задачу підвищення ступеня очищення газопроводу при надійній прохідності місцевих звужень (наприклад, нерівнопрохідних кранів) на газопроводі.

Поставлена мета – підвищення надійності пристрою при очищенні газопроводів з місцевим звуженням досягається тим, що в пристрої, який складається з двох кульових оболонок, з'єднаних перемичкою зі зворотним клапаном двосторонньої дії, сумарний об'єм рідини в оболонках складає

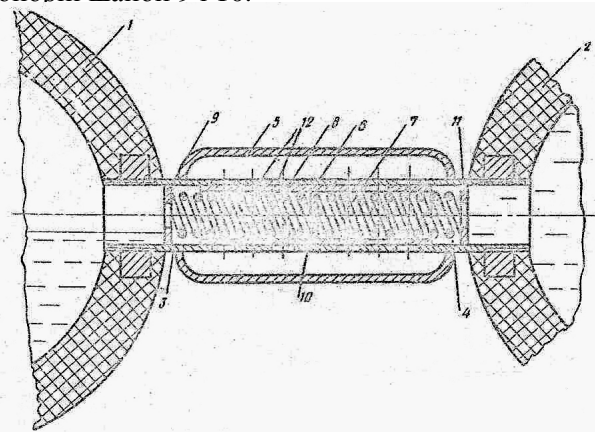
$$V_{\Sigma} = \frac{4}{3}\pi \cdot \pi^3 + \frac{4}{3}\pi \cdot r^2 R, \quad (1)$$

де  $r$  – мінімальний радіус газопроводу.

$R$  – максимальний радіус газопроводу;

Пристрій (рис. 5) містить очисний елемент, виконаний у вигляді еластичних камер 1 і 2, наповнених рідиною, сумарний об'єм якої визначається за вищевказаною формулою. Камери з'єднані між собою перемичкою 3 зі зворотнім клапаном 4, який виконаний у вигляді клапана двосторонньої дії і містить герметич-

ний корпус 5, втулку 6, встановлену в перемичці зі здатністю переміщення, пружини 7 і 8 і опорні шайби 9 і 10.



1, 2 – камера; 3 – перемичка; 4 – зворотній клапан; 5 – герметичний корпус; 6 – втулка; 7, 8 – пружина; 9, 10 – опорні шайби; 11, 12 – отвори

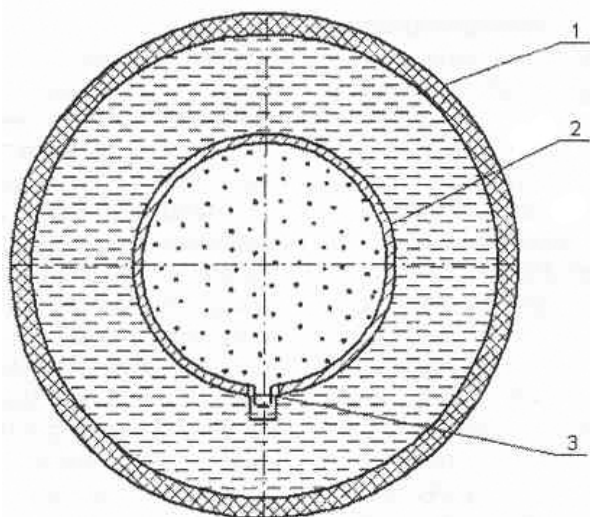
### Рисунок 5 – Пристрій для очищення газопроводу з місцевими звуженнями

Втулка 6 і перемичка 3 виконані зі взаємозміщеними отворами. Пристрій працює наступним чином.

При зустрічі пристрою, що рухається під тиском перекачуваного середовища, із забрудненнями у вигляді рідких скупчень тиск на камеру 1 (другу по ходу руху пристрою) збільшується, що спричиняє стискання пружини 8 до сполучення отворів 12 перемички 3 і втулки 6 і перетікання частини рідини в камеру 2, що попереду. При цьому тиск в камері 2 збільшується зумовлюючи стискання пружини 7 і зміщення отворів 11. Це призводить до перетікання рідини із камери 2 до камери 1, що створює умови для подолання камерою 2 місцевого звуження. При проходженні через звуження камери 1 клапан 4 зміщується в інший бік.

Недоліком наведеної конструкції очисного пристрою є можливість руйнування при проходженні місцевого звуження під дією великих осьових зусиль на перемичку. Крім того, пристрій даної конструкції не здатний проходити ділянки різного діаметра складного газопроводу.

Вдосконалення конструкції очисного пристрою під час проходження його дільницею постійного діаметра і при вході в дільницю меншого діаметра дає змогу забезпечити проходження очисного пристрою по газопроводу зі складною геометричною конфігурацією без перешкод по всій довжині із високим ступенем очищення. Поставлена задача вирішується тим, що у пристрої для очищення внутрішньої порожнини газопроводу, який включає дві порожнисті оболонки та зворотній клапан двосторонньої дії, друга оболонка виконана жорсткою і розміщена всередині еластичної, сполучена з нею за допомогою зворотного клапана двосторонньої дії (рис. 6). При цьому порожнина еластичної оболонки заповнена нестискуваною рідиною, а порожнина жорсткої оболонки – стискуваним середовищем (газом).



1 – еластична оболонка; 2 – жорстка оболонка;  
3 – клапан

### Рисунок 6 – Пристрій для очищення газопроводу змінного перерізу

Виконання пристрою у вигляді двох оболонок, одна з яких є жорсткою, а друга еластичною і розмішених одна всередині іншої, робить конструкцію компактною і маневровою.

Заповнення еластичної оболонки нестискуваною рідиною, а порожнини жорсткої – стискуваним середовищем, при переході до іншого діаметра створює різницю тисків, завдяки чому забезпечуються умови для проходження пристроєм ділянок трубопроводу з різною конфігурації.

Зворотній клапан двосторонньої дії, що сполучає обидві камери, дає пристрою можливість самоприспосуватись і адаптуватись до зміни діаметра і геометричної конфігурації газопроводу.

Нестискувана рідина, що знаходиться в порожнині між жорсткою і гумовою оболонками забезпечує пружні властивості пристрою. Стискуване середовище в порожнині жорсткої оболонки забезпечує еластичні властивості пристрою при заданому підвищенні тиску газу на нього.

Пристрій працює наступним чином. При зменшенні діаметра газопроводу збільшується тиск на еластичну оболонку 1 і передається рідині, яка її заповнює. За рахунок різниці тисків нестискуваної рідини і середовищем, що знаходиться в жорсткій оболонці 2, зворотний клапан 3 двосторонньої дії, відкривається, і частина рідини з еластичної оболонки перетікає в порожнину жорсткої, стискаючи газове середовище і створюючи умови для проходження пристроєм ділянки меншого діаметра.

Існуючі методи контролю за рухом механічних пристроїв газопроводом у ході виконання технологічних робіт можна поділити на наступні групи:

- постові методи;
- ультразвукові методи;
- газодинамічні методи.

До постових методів відносяться методи контролю за проходженням пристроєм певної точки траси газопроводу, в якій розміщено спостережний пост. Конструктивно спостережний пост, що встановлюється на газопроводі з метою контролю за проходженням механічного пристрою, може бути виконаний у вигляді механічного, гідравлічного або електромагнітного первинного перетворювача. Механічні і гідравлічні первинні перетворювачі вимагають вирізування в тілі труби вікна, через яке в порожнину газопроводу опускається важіль, з'єднаний механічним чи гідравлічним способом з системою перетворення і передачі інформації про момент проходження пристрою. Електромагнітний перетворювач фіксує електрорушійну силу індукції, яка виникає при проходженні пристрою з вмонтованим постійним магнітом через розміщений в трубі соленоїд.

Слід відмітити, що встановлення постових первинних перетворювачів на газопроводі вимагає вирізання вікна в тілі труби, що суттєво знижує надійність експлуатації газотранспортної магістралі. Тому такі пости встановлюють на газопроводі на значних відстанях по трасі, що не дозволяє навіть приблизно визначити місце зупинки механічного пристрою в разі його застрягання.

Ультразвукові методи передбачають застосування спеціального пристрою, який надсилає ультразвукові сигнали в газопровід і сприймає їх відбиту хвилю. Цей метод надто дорогий і може бути застосований за наявності спеціального приладу, розрахованого на даний діаметр газопроводу. Тому його використання для діагностування місця зупинки механічного пристрою в газопроводах місцевого значення нерациональне.

Газодинамічні методи передбачають використання законів руху газового потоку і реального стисненого газу для визначення місця зупинки пристрою в газопроводі. Якщо зупинка пристрою призвела до повного закупорювання газопроводу, яка характеризується відсутністю перетоків газу через границю розділу, то основним законом, що використовується для діагностування місця зупинки, є рівняння газового стану. Різні модифікації рівняння дозволяють достатньо точно визначити місце границі розділу. Однак, повна закупорка газопроводу при застряганні механічного засобу трапляється дуже рідко. Навіть якщо вслід за пристроєм, що зупинився, посилаються в газопровід ще додаткові пристрої, домогтися повного закупорювання не завжди вдається.

У випадку неповного закупорювання газопроводу механічним пристроєм, що зупинився, застосування газодинамічних методів не приносить бажаного результату. В першу чергу, це пояснюється відсутністю інформації про величину перетікання через границю розділу навіть у випадку, якщо вони стали в часі. В реальному випадку величина перетікання залежить від тиску в запоршневому просторі і тому змінюється в часі. Крім того, неповні відомості про величину гідравлічного опору газопроводу не до-

зволяє використати газодинамічні методи на практиці. Тому найбільш прийнятними для практичної реалізації слід вважати методи імпульсного впливу на газовий потік у газопроводі. Для їх розробки і реалізації необхідні дослідження характеру розповсюдження пружних хвиль в рухомому газоподібному середовищі.

Коливання, збуджені в будь-якій точці середовища, розповсюджуються в ньому із кінцевою швидкістю, котра залежить від властивостей середовища, передаючись від одної точки середовища до іншої. Чим далі розміщена частина середовища від джерела коливань, тим пізніше вона почне коливатися. Інакше кажучи, фази коливань часток середовища і джерела тим більше відрізняються одна від одної, чим більшою є ця віддаль. При вивченні процесу розповсюдження коливань не враховується дискретний (молекулярний) стан середовища, що, в свою чергу, розглядається як суцільне, тобто неперервно розподілене в просторі й таке, якому притаманні пружні властивості.

Усі існуючі в природі та техніці хвилі поділяють так: хвилі на поверхні рідини, пружні та електромагнітні. Пружні хвилі бувають повздовжніми і поперечними. У повздовжніх хвилях частки середовища коливаються в напрямку розповсюдження хвилі, в поперечних – у площинах, перпендикулярних напрямку розповсюдження хвилі.

Повздовжні хвилі можуть розповсюджуватися в середовищах, в яких виникають пружні сили при деформації стискування і розтягування, тобто твердих, рідких і газоподібних тілах. Поперечні хвилі розповсюджуються в середовищі, в котрому виникають пружні сили при деформації зсуву, тобто фактично лише у твердих тілах; в рідинах та газах виникають тільки повздовжні хвилі, а в твердих тілах – як повздовжні, так і поперечні.

Якщо розглядати хвильовий процес детальніше, то стає зрозумілим, що коливаються не лише частки, розташовані вздовж осі  $x$ , а коливається сукупність часток, розташованих у певному об'ємі, тобто хвиля, розповсюджуючись від джерела коливання, охоплює все нові та нові області простору. Геометричне місце точок, до яких доходять коливання до моменту часу  $t$ , називають хвильовим фронтом а геометричне місце точок, які коливаються в однаковій фазі, називають хвильовою поверхнею. Хвильових поверхонь можна навести незчисленну кількість, а хвильовий фронт у кожний момент часу – один. Хвильовий фронт також є хвильовою поверхнею. Хвильові поверхні можуть бути будь-якої форми, а в найпростішому випадку вони представляють собою сукупність площин, паралельних одна одній, чи сукупність концентричних сфер. Відповідно хвиля називається сферичною.

Біжучими хвилями називаються хвилі, котрі переносять у просторі енергію. Перенесення енергії в хвилях кількісно характеризується вектором щільності потоку енергії.

Для виведення рівняння біжучої хвилі – залежності зміщення коливаючих частинок від

координати та часу – розглянемо плоску хвилю, передбачаючи, що коливання мають гармонічний характер, а вісь  $x$  збігається з напрямком розповсюдження хвиль. У даному випадку хвильові поверхні перпендикулярні до осі  $x$ , а оскільки всі точки хвильової поверхні коливаються однаково, то зміщення залежатиме лише від  $x$  і  $t$ .

Розглянемо деяку частку середовища, яка знаходиться на віддалі  $x$  від джерела коливання. Якщо коливання точок, що лежать у площині  $x = 0$ , описуються функцією  $\xi(0, t) = A \cos \omega t$ , то частка середовища коливається за тим самим законом, але її коливання будуть відставати у часі від коливання джерела на  $\tau$ , оскільки для проходження хвилею віддалі  $x$  потрібен час  $\tau = x/v$ , де  $v$  – швидкість розповсюдження хвилі. Тоді рівняння коливання часток, які лежать у площині  $x$ , має вигляд

$$\xi(x, t) = A \cos \omega(1 - x/v). \quad (2)$$

Звідки випливає, що  $\xi(x, t)$  є не тільки періодичною функцією часу, але і періодичною функцією координати  $x$ . Рівняння (2) є рівнянням біжучої хвилі. Якщо плоска хвиля розповсюджується в протилежному напрямку, то

$$\xi(x, t) = A \cos \omega(1 + x/v).$$

У загальному випадку рівняння плоскої хвилі, що розповсюджується вздовж позитивного напрямку осі  $x$  у середовищі, яке не поглинає енергію, має вигляд

$$\xi(x, t) = A \cos[\omega(1 + x/v) + \varphi_0], \quad (3)$$

де  $A = const$  – амплітуда хвилі;

$\omega$  – циклічна частота хвилі;

$\varphi_0$  – початкова фаза коливання, котра визначається в загальному випадку вибором початку відліку  $x$  і  $t$ ;

$[\omega(1 + x/v) + \varphi_0]$  – фаза плоскої хвилі.

Для характеристики хвиль використовується хвильове число

$$k = \frac{2\pi}{\lambda} = \frac{2\pi}{vT} = \frac{\omega}{v}. \quad (4)$$

Ураховуючи (4), рівнянню (3) можна надати вигляду

$$\xi(x, t) = A \cos(\omega t - kx + \varphi_0). \quad (5)$$

Рівняння хвилі, яка розповсюджується вздовж від'ємного напрямку осі  $x$ , відрізняється від (5) тільки знаком члена  $kx$ .

Припустимо, що при хвильовому процесі фаза є постійною, тобто

$$\omega(1 - x/v) + \varphi_0 = const. \quad (6)$$

Продиференціювавши вираз (6) і скоротивши на  $\omega$ , отримаємо  $dt - \frac{1}{v} dx = 0$ , звідки

$$\frac{dx}{dt} = v. \quad (7)$$

Відповідно, швидкість  $v$  розповсюдження хвилі у рівнянні (7) є нічим іншим, як швидкістю переміщення фази хвилі, і її називають фазовою швидкістю.

Якщо фазова швидкість хвиль у середовищі залежить від їх частоти, то це явище називають дисперсією хвиль, а середовище, в котрому спостерігається дисперсія, називається диспергуючим середовищем.

Розповсюдження хвиль в однорідному ізо-тропному середовищі в загальному випадку описується хвильовим рівнянням – диференці-йованим рівнянням у часткових похідних.

$$\frac{\partial^2 \xi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \xi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \xi}{\partial z^2} = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2 \xi}{\partial t^2},$$

або

$$\Delta \xi = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2 \xi}{\partial t^2}, \quad (8)$$

де  $v$  – фазова швидкість;

$$\Delta = \frac{\partial^2 \xi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \xi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \xi}{\partial z^2} \text{ – оператор Лапласа.}$$

Розв'язком рівняння (8) є рівняння будь-якої хвилі.

Якщо середовище, в якому розповсюджується одночасно кілька хвиль, лінійне, тобто його властивості не змінюються під впливом збурень, які створюються хвилею, то до них можна застосувати принцип суперпозиції (накладання) хвиль: при розповсюдженні в ліній-ному середовищі кількох хвиль кожна з них розповсюджується так, ніби інші хвилі відсутні, а результуюче зміщення часток середовища в будь-який момент часу рівне геометричній сумі зміщень, які отримують частки, беручи участь в кожному зі складових хвильових процесів.

Виходячи з принципу суперпозиції і роз-кладу Фур'є, будь-яка хвиля може бути пред-ставлена у вигляді суми гармонічних хвиль, а саме, у вигляді хвильового пакету чи групи хвиль. Хвильовим пакетом називається суперпо-зиція хвиль, які мало відрізняються одна від одної за частотою та займають у кожний мо-мент часу обмежену ділянку простору.

За швидкість розповсюдження цієї негар-монічної хвилі (хвильового пакету) приймають швидкість переміщення максимальної ампліту-ди хвилі, розглядаючи тим самим максимум як центр хвильового пакету. За умови, що  $td\omega - xdk = const$ , матимемо

$$\frac{dx}{dt} = \frac{d\omega}{dk} = u. \quad (9)$$

Швидкість  $u$  є груповою швидкістю. Її можна визначити як швидкість руху групи хвиль, які утворюють у кожний момент часу локалізований у просторі хвильовий пакет.

$$\text{Розглянемо зв'язок між груповою } u = \frac{d\omega}{dk}$$

і фазовою  $u = \omega/k$  швидкостями. Враховую-чи, що  $\lambda = 2\pi/k$ , отримаємо

$$\begin{aligned} u &= \frac{d\omega}{dk} = \frac{d(vk)}{dk} = v + k \frac{dv}{dk} = \\ &= v + k \left( \frac{dv}{d\lambda} \frac{d\lambda}{dk} \right) = v + k \left( -\frac{\lambda}{k} \right) \frac{dv}{d\lambda} \end{aligned}$$

або

$$u = v - \lambda \frac{dv}{d\lambda}. \quad (10)$$

Із формули (10) випливає, що групова швидкість ( $u$ ) може бути як менше, так і біль-ше від фазової швидкості ( $v$ ) і не залежить від знаку  $\frac{dv}{d\lambda}$ . У недиспергуючому середовищі

$\frac{dv}{d\lambda} = 0$  і групова швидкість збігається з фазо-вою.

Поняття групової швидкості дуже важливе, оскільки саме вона фігурує при вимірювання дальності в радіолокації, в системах управління космічними об'єктами тощо. У теорії відносно-сті доводиться, що групова швидкість  $u \leq c$ , у той час як для фазової швидкості обмежень не існує.

Узгоджене протікання у часі та просторі кількох коливних чи хвильових процесів пов'язують із поняттям когерентності. Хвилі називаються когерентними, якщо відмінність їх фаз залишається постійною в часі. Очевидно, що когерентними можуть бути лише хвилі, які мають однакою частоту. При накладанні в про-сторі двох (чи кількох) когерентних хвиль у різних його точках відбувається посилення чи послаблення результуючої хвилі в залежності від співвідношень між фазами цих хвиль. Це явище називається інтерференцією хвиль.

Особливим випадком інтерференції є стоя-чі хвилі – це хвилі, які утворюються при наклад-данні двох біжучих хвиль, котрі розповсюджу-ються назустріч одна одній з однаковими час-тотами й амплітудами.

На відміну від біжучої хвилі, всі точки ко-трої здійснюють коливання з однаковою амплі-тудою, але із запізненням по фазі, у біжучій хвилі фаза коливань залежить від координати  $x$  точки, що розглядається, всі точки стоячої хвилі між двома вузлами коливаються з різни-ми амплітудами, але з однаковими фазами.

Утворення стоячих хвиль спостерігають при інтерференції біжучої та відображеної хвилі. Наприклад, якщо кінець шнура закріпити нерухомо, то відбита в місці закріплення шнура хвиля буде інтерферувати з біжучою хвилею і утворює стоячу хвилю. На границі, де прохо-дить відображення хвилі, в даному випадку утворюється вузол. Чи буде на границі відбиття вузол чи пучковість, залежить від співвідно-шення густин середовищ. Якщо середовище, від якого відбувається відбиття, менш густе, то в місці відбиття утворюється пучковість, а як-що більш щільне – вузол. Утворення вузла пов'язане з тим, що хвиля, відбиваючись від більш щільного середовища, змінює фазу на протилежну й біля кордону проходить суму-вання коливань протилежних напрямків, у ре-зультаті чого отримується вузол. Якщо ж хвиля відбивається від менш щільного середовища, то зміна фази не відбувається й біля границі коли-

вання сумують з однаковими фазами – утворюється пучковість.

Якщо розглядати біжучу хвилю, то в напрямку її розповсюдження переноситься енергія коливального руху. У випадку стоячої хвилі переносу енергії немає, оскільки падаюча і відбита хвиля однакової амплітуди несуть однако-ву енергію в протилежних напрямках. Тому повна енергія результуючої стоячої хвилі, яка знаходиться між вузловими точками, залишається постійною. Тільки в межах відстаней, рівних половині довжини хвилі, відбуваються взаємні перетворення кінетичної енергії в потенційну і навпаки.

Звуковими (чи акустичними) хвилями називаються розповсюджені в середовищі пружні хвилі, частота яких дорівнює в межах від 16 до 20000 Гц. Хвилі зазначених частот, діючи на слуховий апарат людини, викликають відчуття звуку. Хвилі з  $\nu < 16$  Гц (інфразвукові) та  $\nu > 20$ кГц (ультразвукові) органами слуху людини не сприймаються.

Джерелом звуку може бути будь-яке тіло в пружному середовищі зі звуковою частотою (наприклад, у струнних інструментах джерелом звуку є струна, з'єднана з корпусом інструменту).

Здійснюючи коливання, тіло викликає коливання прилягаючих до нього часток середовища із такою ж частотою. Стан коливного руху послідовно передається до все більш віддалених від тіла часток середовища, тобто в середовищі розповсюджується хвиля з частотою коливань, рівною частоті її джерела, і з певною швидкістю, котра залежить від щільності і пружних властивостей середовища. Швидкість розповсюдження звукових хвиль у газах визначають за формулою

$$v = \sqrt{\frac{R \cdot T \cdot k}{M}}, \quad (11)$$

де  $R$  – універсальна газова стала;

$T$  – температура газу;

$k = C_p / C_v$  – відношення молярних тепло-

ємностей газу при сталих тиску та об'ємі.

$M$  – молярна маса,

Із формули (11) випливає, що швидкість звуку в газі не залежить від тиску  $p$  газу, але зростає з підвищенням температури. Чим більша молярна маса газу, тим менша в ньому швидкість звуку. Наприклад, при  $T=273$  К швидкість звуку у повітрі ( $M=29$  кг/моль)  $v=331$  м/с, у водні ( $M=2$  кг/моль)  $v=1260$  м/с.

При розповсюдженні звуку необхідно враховувати ряд факторів, а саме молекулярну структуру газового середовища, явища переломлювання і відбиття звуку на границі двох середовищ. Окрім того, будь-яке реальне середовище має в'язкість, тому спостерігається зату-хання звуку та зменшення його амплітуди і, відповідно, інтенсивності звукової хвилі по мірі її розповсюдження. Затухання звуку зумовлено значною мірою його поглинанням в середовищі, пов'язаним із необерненим переходом зву-

кової енергії в інші форми енергії (в основному в теплову).

Аналіз літературних джерел та досвід проведення очищення, методів контролю за рухом очисних пристроїв в газопроводах показав, що для підвищення ефективності очищення, зокрема підвищення прохідності механічних засобів і ліквідації аварій в випадку їх застрягання повинні бути вирішені наступні задачі:

- розробка конструкцій механічних засобів очищення газопроводів, які б володіли прохідністю на складних ділянках траси;

- для підвищення якості очищення необхідно забезпечити високий ступінь притискання ущільнюючих елементів до внутрішніх стінок газопроводу;

- конструкція механічного пристрою повинна змінювати свої властивості.

### Література

1 Трубопровідний транспорт газу / [М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін.] – Київ : Арена ЕКО, 2002. – 650 с.

2 Андронов А. А. Теория колебаний / А. А. Андронов, А. А. Витт, С. Э. Хайкин – М.: Физматгиз, 1959. – 427 с.

3 Галиуллин З. Т. Вопросы физического моделирования нестационарных течений газа в магистральных газопроводах с учетом влияния инерционных сил и зон гидравлического сопротивления. Повышение надежности газоснабжения / З. Т. Галиуллин, И. Е. Ходанович, В. В. Девичев // Труды ВНИИГАЗ, 1976. – С. 7-16.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
11.08.14

Рекомендована до друку  
професором Грудзом В.Я.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Говдяком Р.М.  
(ТОВ «ІК Машекспорт», м. Київ)

# Актуальні питання вищої освіти

УДК 378(477)(094.5)

## ДЕЯКІ ДУМКИ ЩОДО ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОГО ЗАКОНУ УКРАЇНИ «ПРО ВИЩУ ОСВІТУ»

Д. Б. Панасевич, О. В. Дашковська

Державна наукова установа «Інститут інноваційних технологій і змісту освіти»;  
03035, м. Київ, вул. Митрополита В. Липківського, 36, тел. (044) 2482513

*Визначено низку питань, які потребують певного осмислення перед їх впровадженням, а саме: невідповідність Закону України «Про освіту» (1996); методологічно не виважену класифікацію рівнів і ступенів вищої освіти; необґрунтованість введення поняття «молодший бакалавр» з коротким циклом навчання і скасування підготовки молодших спеціалістів і спеціалістів; неправомірність прирівнювання дипломів молодшого бакалавра і молодшого спеціаліста; спеціаліста і магістра; доктора філософії і кандидата наук; безпідставне скасування державного стандарту вищої освіти, складових стандарту вищої освіти «освітньо-кваліфікаційна характеристика», «засоби діагностики якості вищої освіти», галузевих стандартів і введення понять з новим змістовним наповненням (стандарти освітньої діяльності, стандарти вищої освіти та ін.); відсутність обов'язкового розроблення професійних стандартів за участю роботодавців.*

*Крім того, висловлено бачення проблем, які не знайшли чіткого визначення в новому законі. Це проблеми зв'язку стандартів професійної і академічної вищої освіти; організації та проведення практики студентів; визначення професійної кваліфікації; трактування поняття «автономія» вищих навчальних закладів; інженерної підготовки фахівців; використання Національної рамки кваліфікацій та ін.*

**Ключові слова:** Закон України «Про освіту», «Про вищу освіту», рівень і ступінь вищої освіти, молодший бакалавр, бакалавр, спеціаліст, магістр, доктор філософії, професійний стандарт, кваліфікація, практика студентів, національна рамка кваліфікацій

*Определен ряд вопросов, которые требуют определенного осмысления перед их внедрением, а именно: несоответствие Закону Украины «Об образовании» (1996); методологически не взвешенную классификацию уровней и степеней высшего образования; необоснованность введения понятия «младший бакалавр» с коротким циклом обучения и отмены подготовки младших специалистов и специалистов; неправомерность приравнивания дипломов младшего бакалавра и младшего специалиста; специалиста и магистра; доктора философии и кандидата наук; безосновательная отмена государственного стандарта высшего образования, составляющих стандарта высшего образования «образовательно-квалификационная характеристика», «средства диагностики качества высшего образования», отраслевых стандартов и введение понятий с новым содержанием наполнением (стандарты образовательной деятельности, стандарты высшего образования и др.); отсутствие обязательной разработки профессиональных стандартов с участием работодателей.*

*Кроме того, высказано видение проблем, которые не нашли четкого определения в новом законе. Это проблемы связи стандартов профессионального и академического высшего образования; организации и проведения практики студентов; определения профессиональной квалификации; трактовки понятия «автономия» высших учебных заведений; инженерной подготовки специалистов; использования Национальной рамки квалификации и др.*

**Ключевые слова:** Закон Украины «Об образовании», «О высшем образовании», уровень и степень высшего образования, младший бакалавр, бакалавр, специалист, магистр, доктор философии, профессиональный стандарт, квалификация, практика студентов, национальная рамка квалификации

*A number of issues that require some understanding before their implementation were determined. These include the following: discrepancy in the Law of Ukraine "On Education" (1996); methodologically unconsidered classification of levels and degrees of higher education; insufficient grounds for introduction of the concept "Junior Bachelor" short-cycle education and cancellation of Junior Specialists and Specialists; illegality of equating diplomas of Junior Bachelor and Junior Specialist; Specialist and Master; PhD and Candidate of Sciences; unjustified cancellation of public higher education standards, standard components of higher education "education and qualification characteristics", "means for diagnostics of higher education quality", industry standards, and introduction of new concepts with meaningful content (standards of educational activities, standards of higher education, etc.), absence of mandatory professional standards development with the participation of employers.*

*Besides, some thoughts concerning the problems, which are not clearly defined in the new law, were expressed. These are the problems of connection between the professional and academic standards of higher education; organization and carrying-out of practices for students; definition of professional qualifications; interpretation of the concept of "autonomy" of higher educational establishments; engineering training of specialists; use of the National Qualifications Framework etc.*

Key words: Low of Ukraine "On education", "On higher education", level and degree of higher education, jr. bachelor, bachelor, specialist, master, phd, professional standards, qualification, practice for students, national qualifications framework

Нова редакція Закону «Про вищу освіту» викликає чимало питань, які потребують певного осмислення або коментарю. Наведемо деякі з них:

- невідповідність Закону України «Про освіту» (1996);
- методологічно не виважена класифікація рівнів і ступенів вищої освіти;
- введення в систему вищої освіти початкового рівня вищої освіти, якому відповідає поняття «молодший бакалавр» з коротким циклом навчання;
- скасування підготовки молодших спеціалістів і спеціалістів;
- неправомірність прирівнювання дипломів молодшого бакалавра і молодшого спеціаліста; спеціаліста і магістра; доктора філософії і кандидата наук;
- скасування державного стандарту, ОКХ, ЗДЯ, галузевих стандартів і введення понять з новим змістовним наповненням (стандарти освітньої діяльності, стандарти вищої освіти та ін.);
- замкнутий цикл розроблення та затвердження стандартів (розроблення – МОН, затвердження – МОН; погодження – з Національним агентством);
- створення Національного агентства із забезпечення якості вищої освіти;
- відсутність обов'язкового розроблення професійних стандартів за участю роботодавців;
- проблема зв'язку стандартів професійної і академічної вищої освіти;
- декларативність організації та проведення практичної підготовки студентів;
- проблема визначення професійної кваліфікації;
- проблема трактування поняття «автономія» вищих навчальних закладів;
- проблема працевлаштування випускників ВНЗ;
- проблема інженерної підготовки фахівців;
- проблема використання Національної рамки кваліфікацій та ін.

Багаторічне обговорення декількох варіантів нової редакції Закону України «Про вищу освіту» (далі – Закону) залишило поза увагою необхідність першочергового оновлення основного «освітнього» закону – Закону України «Про освіту» (1996). Фактично склалася ситуація, коли затверджений Закон не відповідає Закону України «Про освіту». Прикінцеві та перехідні положення Закону щодо внесення змін

до Закону України «Про освіту» не тільки не відповідають на деякі питання, але й вносять певну плутанину, наприклад, щодо визначення рівнів та ступенів вищої освіти (табл. 1).

Із табл. 1 випливає, що більш методологічно виваженою є класифікація рівнів і ступенів, що наведена в Законах України «Про освіту» (1996) і «Про вищу освіту» (2002): а) освітні рівні; б) освітньо-кваліфікаційні рівні; в) наукові ступені; г) вчені звання. Що стосується нового Закону, то в ньому не визначаються суто освітні та освітньо-кваліфікаційні рівні, а лише рівні (загальна назва) та ступені вищої освіти. Тому має місце незрозуміле поєднання рівнів і ступенів: перший (бакалаврський) рівень, другий (магістерський) рівень, тобто перший і другий – це рівні, а бакалаврський і магістерський – це ступені (ст. 5, частина 1), в той же час у частині 2 цієї ж статті визначаються окремо ступені вищої освіти: молодший бакалавр, бакалавр, магістр, доктор філософії і доктор наук.

Для приведення рівнів вищої освіти, наведених у Законі, у відповідність до кваліфікаційних рівнів Національної рамки кваліфікацій (НРК) доцільно в Законі України «Про освіту» визначити всі десять рівнів НРК (0-9), а в Законі України «Про вищу освіту» – лише рівні від 5 до 9. Тоді Закон потребує внесення певних редакційних правок до статті 5 (табл. 2).

Сумнівна доцільність введення в систему вищої освіти початкового рівня, якому відповідає знеособлене поняття «молодший бакалавр» з коротким циклом навчання (1,5-2 роки), особливо, якщо йдеться про відповідність останнього рівню «молодший спеціаліст», обсяг підготовки якого практично удвічі більше і освітня програма, природно, суттєво різниться. Крім того, невідома ніша на ринку праці для фахівця з коротким циклом навчання. Тому впровадження цього положення Закону в освітній процес з подальшим вирішенням питання про працевлаштування, на нашу думку, буде проблематичним.

І ще. В переліку рівнів і ступенів вищої освіти (ст. 5 Закону) немає згадки про молодшого спеціаліста, а в ст. 7 не передбачено диплома молодшого спеціаліста. На якій же підставі «коледж... має право здійснювати підготовку фахівців освітньо-кваліфікаційного рівня молодшого спеціаліста» (ст. 28, позиція 3)? До чого призведе це сумісництво рівнів і ступенів і як всі ці нововведення Закону треба впроваджувати, вважаємо, покаже лише час.

Таблиця 1 – Рівні та ступені в системі вищої освіти України

Закони України «Про освіту» (1996), «Про вищу освіту» (2002)	Закон України «Про вищу освіту» (2014)	Національна рамка кваліфікацій (2011)
<i>1. Освітні рівні вищої освіти:</i>		
неповна вища освіта	початковий рівень (короткий цикл)	-
базова вища освіта	перший (бакалаврський) рівень	-
повна вища освіта	другий (магістерський) рівень	-
<i>2. Освітньо-кваліфікаційні рівні вищої освіти:</i>		
молодший спеціаліст	молодший бакалавр	5
бакалавр	бакалавр	6
спеціаліст, магістр	магістр	7
<i>3. Наукові ступені:</i>		
кандидат наук	доктор філософії (освітньо-наук.)	8
доктор наук	доктор наук (науковий)	9
<i>4. Вчені звання:</i>		
старший науковий співробітник	старший дослідник	-
доцент	доцент	-
професор	професор	-

Таблиця 2 – Рівні та ступені вищої освіти

Рівні вищої освіти (ст. 5, ч. 1 Закону)	<i>Пропозиція:</i> Рівні вищої освіти відповідно до НПК (ст. 5, ч. 1 Закону)	Ступені вищої освіти (ст. 5, ч. 2 Закону)
початковий рівень (короткий цикл)	5	молодший бакалавр
перший (бакалаврський) рівень	6	бакалавр
другий (магістерський) рівень	7	магістр
третій (освітньо-науковий) рівень	8	доктор філософії
науковий рівень	9	доктор наук

Турбує освітян думка про скасування підготовки інженерних кадрів (рівень «спеціаліст»). Мабуть, прихильники такого підходу виходили із схеми підготовки європейських фахівців (бакалавр-магістр-доктор філософії), в якій відсутня складова «спеціаліст». Тоді виникає питання щодо логіки введення в систему вищої освіти ступеня «молодший бакалавр», якого в названій схемі підготовки немає.

Якщо вже ми торкнулися долі спеціаліста, то слід зауважити, що прирівнювання диплома спеціаліста до диплома магістра (Розділ XV Прикінцеві та перехідні положення, п.2-2) неправомірне хоча б із-за різних освітньо-професійних програм підготовки. Те ж саме можна сказати про прирівнювання дипломів молодшого спеціаліста і молодшого бакалавра (там же, п.2-4), кандидата наук (науковий ступінь) і доктора філософії (освітньо-науковий ступінь) (там же, п.2-8). До речі, в тексті Закону для доктора філософії вживаються різні визначення: «освітньо-науковий рівень», «науковий ступінь», «одночасно освітній і перший

науковий ступінь». Впровадження таких двозначностей краще здійснювати через додаткове редагування тексту Закону.

В Законі ми не знайдемо відомих нам деяких визначень: «освітньо-кваліфікаційна характеристика», «засоби діагностики якості вищої освіти», «державний стандарт», «галузевий стандарт» та багато чого іншого. Програма підготовки називається і освітньою, і освітньо-професійною, і освітньо-науковою.

Закон установлює стандарти освітньої діяльності (СОД), в яких визначається сукупність вимог до ВНЗ і наукових установ, і стандарти вищої освіти (СВО), в яких визначається сукупність вимог до змісту та результатів освітньої діяльності ВНЗ і наукових установ. Згідно зі ст.ст. 9 і 10 Закону СОД і СВО розробляються і затверджуються МОН за погодженням з Національним агентством із забезпечення якості вищої освіти (НАЗЯВО). СВО розробляються з урахуванням пропозицій галузевих державних органів, до сфери управління яких належать

вищі навчальні заклади, і *галузевих об'єднань організацій роботодавців* (ст. 10).

Закон не установлює обов'язкових вимог до роботодавців щодо участі їх в освітньому процесі, зокрема при розробленні СВО. А мова повинна йти про професійні стандарти, які вони (роботодавці) повинні розробляти для кожного рівня і спеціальності. Отримати лише пропозиції від роботодавців буде недостатньо і складно (є певний досвід розроблення профстандартів). До того ж, стандарт вищої освіти, визначаючи загальні вимоги до освітньої програми (ст. 10), визначає у тому числі й вимоги професійних стандартів лише у разі їх наявності. Тобто розроблення в обов'язковому порядку професійних стандартів Законом не передбачено. Негативні наслідки не примусять себе чекати. Три члени НАЗЯВО, що обираються спільним представницьким органом всеукраїнських об'єднань організацій роботодавців (ст. 19), не в змозі забезпечити виконання вимог роботодавців за всіма рівнями і спеціальностями.

Практичне розроблення СОД і СВО покладено Законом (ст. 13) на науково-методичні комісії з вищої освіти Науково-методичної ради з питань освіти МОН. Перед їх утворенням необхідно розробити, перш за все, перелік галузей професійної діяльності та/або навчання та перелік спеціальностей для фахівців з вищою освітою.

Слід відзначити найважливіше питання вищої освіти, пов'язане з діяльністю підприємств. Це питання про практичну підготовку студентів ВНЗ (ст. 51). Ніяких пільг і заохочень роботодавцям за організацію і проведення практики студентів на підприємствах Законом не визначено, а лише покладаються зобов'язання забезпечити створення належних умов для проходження практики на виробництві.

Ситуація в освіті України складається за принципом «сам написав і сам напам'ять вивчив». Дійсно, Міністерство освіти і науки само розробляє стандарти (СОД і СВО), тобто розробляє різноманітні вимоги до освітнього процесу і відповідних установ, само ж і затверджує їх за погодженням з НАЗЯВО, тобто само забезпечує і контролює виконання власних вимог. При цьому роботодавці беруть участь лише за своїм бажанням, освітньо-кваліфікаційна характеристика не розробляється і в Міністерстві соціальної політики України не погоджується.

Розширення автономії ВНЗ нашоухує на думку про доцільність видачі випускникам *вузівського* диплому про вищу освіту за всіма освітніми програмами (акредитованими і неакредитованими), що підвищить відповідальність ВНЗ за власну освітню діяльність і якість підготовки фахівців.

Тут є два аспекти для обговорення: вузівські дипломи для державних ВНЗ і вузівські дипломи для недержавних ВНЗ.

До речі, «у дипломі молодшого бакалавра, бакалавра, магістра зазначаються назва вишого навчального закладу, що видав цей документ..., а також *кваліфікація*, що складається з інформації про здобутий особою *ступінь вищої освіти, спеціальність та спеціалізацію*, та в певних випадках – *професійну кваліфікацію*» (ст. 7, п. 3; виділення наші). Незрозуміло, що таке «певні випадки», і чи існують «непевні випадки».

Впровадження окремих положень Закону розтягується за часом на три етапи (2014, 2015, 2016 роки) і передбачає, перш за все, приведення у відповідність до Закону низки нормативно-правових актів. Крім того, вимагає певних пояснень питання щодо останнього прийому на здобуття вищої освіти молодшими спеціалістами і спеціалістами у 2016 році.

На жаль, згідно з цим Законом знижені гарантії держави щодо соціальної захищеності працівників освіти, фактично скасовано статтю 57 Закону «Про освіту».

Для однозначного розуміння суті визначених в Законі положень потрібен відповідний коментар. Для його створення може бути корисним розроблений МОН сайт [osvita.gov.ua](http://osvita.gov.ua), який буде постійно наповнюватися інформацією та стане майданчиком для комунікацій та обміну думок, виконуючи роль двостороннього зв'язку ВНЗ-МОН щодо внесення пропозицій для удосконалення нового Закону (моніторинг).

Таким чином, деякі розглянуті проблеми, що впливають із короткого аналізу Закону, вимагають певного осмислення перед їх впровадженням.

## Висновки

1. Процес приведення у відповідність всієї нормативно-правової бази першочергово потрібно починати з розроблення нової редакції Закону України «Про освіту» і в подальшому всі нормативні акти освіти узгоджувати саме з його положеннями, у тому числі і Закон України «Про вищу освіту» (2014).

2. Впровадження в освітній процес положення Закону про підготовку молодшого бакалавра з коротким циклом навчання наштовхується на певні труднощі, перш за все, з необхідністю відповіді на питання, для якої ланки народного господарства потрібен такий фахівець і яку освітньо-професійну програму для цього розробляти. Відповідність рівня «молодший бакалавр» освітньо-кваліфікаційному рівню «молодший спеціаліст» не очевидна хоча б тому, що терміни навчання названих фахівців різняться майже удвічі і відповідні програми будуть суттєво різні. Виникнуть проблеми і на ринку праці.

3. Визначення в Законі інших «відповідностей» (дипломи доктора філософії і кандидата наук, дипломи спеціаліста і магістра) носять штучний характер, що буде головним боєм відділів кадрів при прийомі фахівців на роботу.

4. Скасування усталеного і зрозумілого поняття «спеціаліст» (для технічних галузей – «інженер») з одночасним включенням в систему вищої освіти знеособленого поняття «молодший бакалавр» є кроком помилковим. До того ж, останній методологічно не збігається з європейською схемою підготовки фахівців, в якій не передбачено не тільки спеціалістів, але й молодших бакалаврів.

5. Без будь-якої логіки новим Законом передбачено у 2016 році прийом абітурієнтів на навчання за програмами підготовки молодших спеціалістів і спеціалістів, які у переліках рівнів і ступенів відсутні.

6. Організація Національного агентства із забезпечення якості вищої освіти занадто розтягнута за часом (9 місяців) з необґрунтованими термінами делегування окремих її членів (2, 3, 4 роки).

7. Створенню науково-методичних комісій з вищої освіти повинно передувати складання переліку галузей професійної діяльності та/або навчання та переліку спеціальностей фахівців з вищою освітою.

8. Впровадженню Закону в освітній процес повинно передувати додаткове його обговорення, осмислення спірних положень і внесення відповідних змін та доповнень.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
28.08.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Тарком Я.Б.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Погребняком В.П.**  
(Інститут інноваційних технологій і змісту  
освіти, м. Київ)*

## ВИЩА ІНЖЕНЕРНА ОСВІТА ФАХІВЦІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ В УМОВАХ СТАЛОГО ЕНЕРГЕТИЧНОГО РОЗВИТКУ

*М. О. Карпаш*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002,  
e-mail: m k a r p a s h @ n u n g . e d u . u a*

*Бурхливий розвиток науки і техніки, третя технологічна революція, прагнення українського суспільства стати на шлях до європейської інтеграції, до інноваційного розвитку економіки вимагає серйозного удосконалення змісту, форм і методів підготовки фахівців інженерних спеціальностей.*

*Тому необхідно визначити предмет, мету, засоби, процес (спосіб, технологію) та результати інженерної діяльності з урахуванням викликів сталого розвитку перед суспільством. Важливим моментом є визначення критеріїв інженерної діяльності. На сучасному етапі вагомими також є інтелектуальні ресурси даної діяльності і компоненти компетентності інженера: базові, особистісні, соціальні та професійні.*

*У результаті проведеного аналізу запропоновано структуру навчального курсу для інженерних спеціальностей «Методологія інженерної діяльності в умовах сталого розвитку».*

*Ключові слова: європейська інтеграція, інноваційний розвиток, підготовка фахівців, інтелектуальні ресурси.*

*Бурное развитие науки и техники, третья технологическая революция, стремление украинского общества стать на путь европейской интеграции, инновационного развития экономики требует значительного усовершенствования содержания, форм и методов подготовки специалистов инженеров.*

*Поэтому необходимо определить предмет, цель, средства, процесс (способ, технологию) и результаты инженерной деятельности с учетом вызовов устойчивого развития перед обществом. Важным моментом в этом развитии есть определение критериев инженерной деятельности, интеллектуальные ресурсы и компетентность инженера: базовые, личные, социальные и профессиональные.*

*По результатам проведенного анализа предложено структуру учебного курса для инженерных специальностей «Методология инженерной деятельности в условиях устойчивого развития».*

*Ключевые слова: европейская интеграция, инновационное развитие, подготовка специалистов, интеллектуальные ресурсы.*

*The rapid development of science and technology, the third technological revolution, Ukrainian society's striving for European integration and innovative economic development requires serious improvement of content, forms and methods for engineering personnel training.*

*Therefore, it is necessary to define the subject, purpose, means, process (technique and technology) and results of engineering with consideration for sustainable development challenges of society. The crucial point is to define criteria for engineering. In recent times it is also important to address to intellectual resources of engineering and components of engineer's competence: basic, personal, social and professional*

*The analysis suggested the structure of the training course for engineers "Methodology of engineering for sustainable development."*

*Key words: european integration, innovative development, personnel training, intellectual resources.*

Аналіз сучасного стану загального розвитку економіки передових країн світу показує, що основною причиною багатства більшості процвітаючих країн є технічний прогрес, розвиток сучасних технологій і швидке впровадження ноу-хау в економіку країни. Україна обрала шлях інтеграції до Євросоюзу і запроваджує модель інноваційного розвитку національної економіки, що забезпечить її конкурентоспроможність і вихід на траєкторію сталого розвитку.

Для ефективної реалізації моделі інноваційного розвитку економіки країни необхідні зусилля фахівців різних спеціальностей – від політолога до працівника банківського сектору. Проте науково-технічний прогрес в країні неможливий без активної участі в ньому висококваліфікованих інженерів різних спеціальностей.

В Енергетичній стратегії України на період до 2030 року зазначається, що недостатність уваги до питань науково-технічного і кадрового забезпечення в останні десятиріччя призвело до

сповільнення потенціалу паливно-енергетичного комплексу (ПЕК). Збереження такої тенденції може стати перешкодою для подальшого успішного його зростання [4].

Дефіцит кваліфікованих інженерних кадрів створився, в першу чергу, через низький рівень оплати праці. Цьому також сприяє невідповідність структури спеціальностей, за якими готують в університетах за кошти державного бюджету, потребам ринку загалом і галузей ПЕК зокрема.

Таким чином, підготовка фахівців інженерних професій для нафтогазової галузі вимагає суттєвого покращення.

Випускник технічного університету свідомо чи підсвідомо розуміє, що для досягнення успіху у своїй інженерній діяльності необхідно мати ґрунтовні знання. Проте практика показує, що цього замало. Необхідно одержати в університеті різномісні знання перетворити в розуміння суті інженерної діяльності, значущості і ролі цих знань у майбутній своїй діяльності.

Майбутні інженери повинні уявити, що від них вимагається, щоб їх робота була продуктивною і приносила задоволення.

Закономірно постають питання: що собою представляє інженерна діяльність на сучасному етапі розвитку суспільства? Що складає її продукт і що є результатом цієї діяльності? Які її технології та інструментарій при цьому використовуються? Чи відповідає випускник вітчизняного технічного університету таким вимогам? Чи зможе він успішно вирішувати поставлені завдання на сучасному науково-технологічному рівні? Які дії суспільству необхідно зробити, щоб інженер відповідав сучасному рівню?

Інженерна діяльність вийшла за рамки створення, удосконалення і використання за призначенням технічних об'єктів. Переважно, під терміном «технічний об'єкт» ми розумімо створений людиною виріб (пристрій, споруда, система, матеріал, річ, продукт), призначений для задоволення окремих потреб.

На сучасному етапі розвитку метою інженерної діяльності є підвищення ефективності, зокрема продуктивності будь-яких видів людської діяльності (індустріальної, сільськогосподарської, медичної, наукової і навіть політичної) шляхом її технологізації на більш високому рівні.

Продуктом інженерної діяльності в основному є технічна інформація, а також прийняття управлінських команд, дій, процедур та операцій. Центральне місце серед процедур у процесі інженерної діяльності займає моделювання. Створюється «інформаційне суспільство», проходить «дематеріалізація» господарської діяльності. Машини виробляються машинами.

Окрім того, необхідно брати до уваги і те, що в передових країнах світу розпочалася і активно реалізується третя технологічна революція (третя хвиля Тоффлера), яка тісно пов'язана з інформаційною революцією і яка безумовно призведе до зміни змісту і суті інженерної діяльності. Інженерна діяльність стала діяльністю мислення [1].

Сучасна якісна інженерна освіта має забезпечити можливість застосування випускниками ВНЗ знань у науці, інженерії, технології в різних галузях економіки країни безпосередньо після закінчення навчання в університеті.

Ділова кар'єра інженера, про що ми вже говорили, складається таким чином, що розпочинає він її як виконавець доручень керівництва, а вже потім сам дає доручення, ставить завдання і контролює їх виконання. З часом зміст його роботи зводиться до того, щоб направити в потрібне русло роботу інших і забезпечити її результативність. І якщо він не буде розуміти, в чому полягає діяльність інженера, чим вона відрізняється від інших видів діяльності, наприклад, наукової чи діяльності техніків, кваліфікованих працівників, адміністраторів і т.п., то мало ймовірно, що він зуміє достойно проявити себе з ролі керівника.

А одержати системну інженерну освіту – це, принаймні, означає уявити мету різних ви-

дів інженерної діяльності у відповідній предметній галузі, бачити весь арсенал засобів діяльності, знати як і вміти використовувати основні з них, володіти її базовими технологіями і розуміти, що є на вході, і що бажано одержати на виході.

Будь-яка діяльність реалізується в деякому середовищі (позначеному терміном соціум, який означає людську суспільність визначеного типу, наприклад, націю, державу). Це середовище:

а) задає визначені рамки й умови діяльності, наприклад, правові (юридичні), ресурсні (демографічні, природні, енергетичні, інформаційні та інші, тобто адміністративні ресурси), комунікаційні (транспорт, зв'язок, можливості доступу до інформації);

б) впливає через прийняту в ній систему цінностей на формування суспільних потреб, стимулів (мотивів) і формування відповідних мети і завдань діяльності.

Вирішальне значення для успішної роботи в інженерній діяльності має розуміння сучасної тенденції, пов'язаної з технологізацією будь-яких видів виробництва. Кваліфікований інженер, проектуючи той чи інший технічний об'єкт (ТО), виходить з того, що цей ТО є складовою частиною більш складної системи, наприклад, технологічного комплексу, і враховує це під час прийняття рішення.

*Сучасне інженерне мислення* – це мислення не стільки на рівні окремих машин і механізмів, скільки на рівні технологій, які враховують результати їх впливу на середовище нашого проживання (техногенний вплив), а також соціальні наслідки.

І спеціалісти, які володіють таким системним мисленням – найбільш затребуваний сьогодні інтелектуальний ресурс інженерної діяльності [3].

Інженер повинен у своїй діяльності враховувати два чинники. По-перше, як відомо, навіть відносно прості завдання характеризуються неоднозначністю їх вирішення, і працівники, які на рівних беруть участь у пошуку цих рішень, не однаково відповідають за те, який варіант буде прийнято зі значної кількості можливих або запропонованих. Тобто, в пошуку рішень переважно беруть участь усі, у т.ч. і як радники, але хтось один бере на себе відповідальність. По-друге, здатність вирішувати складні завдання і здатність усвідомлювати і нести відповідальність за прийняті рішення – це суттєво різні людські здібності, і розвиваються вони по різному: одна – переважно з допомогою навчання, друга – переважно з допомогою виховання.

На питання, що може служити визначенням складності питання, відповімо так.

Складність технічного завдання – поняття багатогорне, і ми не поділяємо цієї точки зору, що під складністю потрібно розуміти «кількість творчості, креативу, інтелектуальної сили», необхідних для його вирішення.

Інженер відрізняється від чистого винахідника, від людей творчих професій тим, що

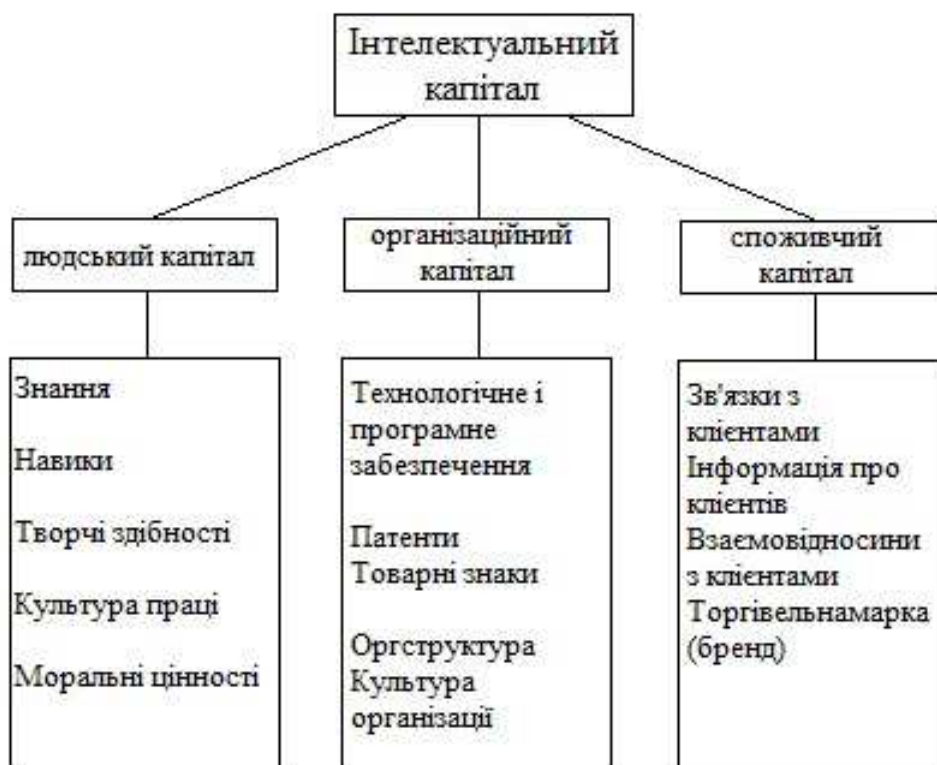


Рисунок 1 – Інтелектуальні ресурси інженерної діяльності

йому потрібно вирішувати поставлене завдання у визначені терміни і на своєму робочому місці в обстановці, не завжди комфортній до творчості. І ці чинники не можна не враховувати, коли ми пробуємо охарактеризувати його діяльність (роботу), зокрема її складність.

Окрім того необхідно мати на увазі основні функції інженера, які потрібно розглядати тільки в сукупності:

- 1) *безпосередність і направленість на створення і використання ТО;*
- 2) *рівень складності вирішуваних при цьому завдань;*
- 3) *міра відповідальності за прийняті рішення.*

Тому, в передових університетах світу, до 70% навчальної програми бакалаврів, магістрів, Ph-докторів приділяється набуттю випускниками навиків, здібностей, що забезпечать швидку реалізацію на практиці одержаних ними знань.

Американська Рада інженерів з професійного розвитку (American Engineers Council for Professional Development (ECPD)) дала наступне визначення терміну «інженерія». «Творче застосування наукових принципів для проектування або розробляння структур, машин, апаратури, виробничих процесів, або робота з використання їх окремо чи комбіновано; конструювання або керування ними з повним знанням їх дизайну; передбачення їх поведінки в певних експлуатаційних рішеннях».

Таким чином, люди, які підготовлені до інженерної діяльності мають володіти необхідними знаннями, здібностями, творчим потенціалом та професійними навиками.

Успіх справи в інженерії визначається не тільки обізнаністю, талановитістю учасників у цій справі, але і тим, як їх діяльність організована, в яку структуру вищого порядку вона входить.

Отже, коли ми говоримо про інтелектуальні ресурси інженерної діяльності, про спеціально підготовлених для цієї діяльності людей, ми розуміємо, що ця підготовка повинна бути орієнтована на ефективну технологію діяльності (рис. 1) [3].

Доцільно також навести модель соціально-професійної компетентності спеціаліста. Компетентність розглядається як та інтегральна якість, котра повинна бути сформована у людини в результаті освіти, яка дасть можливість йому успішно виконувати виробничі завдання, взаємодіяти з іншими людьми.

Унікальна модель, що має чотири компоненти:

- **базову** (назвемо її інтелектуальною), яка визначає виконання випускниками вузу таких розумових операцій, як аналіз, зіставлення, порівняння, систематизація, прогнозування, синтез прийняття рішень;

- **особистісну**, яка визначає такі характеристики особистості молодого спеціаліста, як відповідальність, організованість, цілеспрямованість, креативність;

- **соціальну**, яка характеризує громадянську зрілість випускника вузу, його адекватність у взаємодії з іншими людьми, групою, колективом, орієнтацію на співпрацю, уміння керувати і бути підлеглим, поведінка в побуті, культурі, здібність вибудовувати і реалізовувати лінію саморозвитку;

- професійну, яка визначає підготовленість до успішного виконання професійної роботи, уміння вирішувати професійні завдання зі спеціальності, знаходити рішення в нестандартних, проблемних ситуаціях, оперувати з інформацією.

Наведемо 14 важливих, за думкою менеджерів великої нафтової компанії США «Амоко», особистісних характеристик сучасного інженера (табл. 1).

**Таблиця 1 – Особистісні характеристики сучасного інженера (Engineer dimension coverage grid)**

1. Initiative	1. Ініціативність
2. Teamwork	2. Здатність працювати в команді
3. Judgement / Decisiveness	3. Розсудливість / Рішучість
4. Adaptability	4. Здатність адаптуватися
5. Analysis	5. Здатність аналізувати
6. Tech / Prof knowledge	6. Техн / Проф знання
7. Ability to learn	7. Здатність навчатися
8. Leadership	8. Якості лідера
9. Workstandards	9. Робочі стандарти
10. Job Motivation / Fit	10. Мотивація в роботі / Здатність змінюватися
11. Oral Communication	11. Усне спілкування
12. Planning and Organizing	12. Планування й організація
13. Trouble Shooting	13. Залагодження конфліктів
14. Written Communication	14. Письмове спілкування

Як бачимо з наведеного вище, спеціалістові, який не володіє здібностями «працювати в команді», адаптуватися до різних ситуацій, що виникають у колективі, уникати і залагоджувати конфлікти, умінням спілкуватися з колегами, не просто досягти успіху [2].

В університетах, зокрема в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу, на різних напрямках підготовки і низки інженерних спеціальностей викладаються дисципліни, пов'язані з інженерною діяльністю. Це – принципи інженерної творчості, історія інженерної діяльності, основи наукової діяльності, інтелектуальна власність, основи патентознавства, науково-дослідна робота студентів, основи наукових знань, вступ до фаху та ін.

Державні освітні стандарти передбачають традиційний предметний принцип формування інженерної освіти, але обмежують введення в навчальні плани міждисциплінарних курсів, що є однією з причин фрагментарності підготовки, яку одержують випускники технічних вузів.

В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу зроблено декілька конкретних кроків у даному напрямку. Для всіх інженерних спеціальностей розроблено новий навчальний курс «Методологія інже-

нерної діяльності» і підготовлено навчальний посібник «Інженерна діяльність в умовах сталого розвитку».

Зміст навчального посібника і курсу такий.

## **Глава 1. Сутність інженерної діяльності**

### **1.1. Зміст інженерної діяльності**

1.1.1. Предметне поле інженерної діяльності

1.1.2. Загальна характеристика інженерної діяльності

1.1.3. Критерії інженерності

1.1.4. Життєвий цикл технічного об'єкта

1.1.5. Інженерна діяльність й інженерна творчість

1.1.6. Інтелектуальна власність, її об'єкти, форми і методи захисту

### **1.2. Технології інженерної діяльності**

1.2.1. Моделювання в інженерній роботі.

1.2.2. Математичні моделі і математичне моделювання

## **Глава 2. Види інженерної діяльності**

### **2.1. Проектування**

2.1.1. Узагальнена модель проектування

2.1.2. Проектні процедури й операції

2.1.3. Стадії та етапи проектування

2.1.4. Концептуальне проектування.

2.1.5. Еволюція і закономірності розвитку

техніки

2.1.6. Проектування і маркетинг

2.1.7. Нормування проектних рішень

2.1.8. Моделювання в процесі проектування

2.1.9. Автоматизоване проектування

2.1.10. Якість – ідеологія нашого часу та об'єкт управління

### **2.2. Виготовлення машин і обладнання**

2.2.1. Види виробництва технічного об'єкта

2.2.2. Технологічна підготовка виробництва і її автоматизація

2.2.3. Автоматизовані гнучкі виробничі системи

### **2.3. Випробування**

2.3.1. Основні поняття і термінологія

2.3.2. Види випробувань.

2.3.3. Планування випробувань.

2.3.4. Вимірювання

2.3.5. Автоматизоване опрацювання результатів випробувань

2.3.6. Сертифікація машин, обладнання і технологій

### **2.4. Експлуатація і технічне діагностування**

2.4.1. Експлуатація машин і обладнання

2.4.2. Технічне обслуговування і ремонт машин та обладнання

### **2.5. Технологічна безпека та надійність техніки**

2.5.1. Надійність технічних систем

2.5.2. Причини аварій технічних систем

2.5.3. Дефекти технічних систем

2.5.4. Технічне діагностування машин і обладнання

### **2.6. Перероблення та утилізація технічних об'єктів**

2.6.1. Основні директиви та нормативно-правові акти

2.6.2. Методи, засоби переробки вторинних матеріальних ресурсів.

### 2.7. Організація і керування інженерною діяльністю

- 2.7.1. Поняття про проектний менеджмент
- 2.7.2. Учасники проекту
- 2.7.3. Організація керування проектами
- 2.7.4. Планування проекту
- 2.7.5. Менеджмент персоналу

### 3. Прийняття інженерних рішень

3.1. Проблема виробу і прийняття рішень. Сутність проблеми

3.2. Невизначеність, суб'єктивізм і багатокритеріальність у прийнятті рішень

3.3. Ризики під час прийняття рішень

3.4. Евристичні методи у прийнятті інженерних рішень. Створення, роль і місце евристики в інженерній діяльності

### 4. Енергоменеджмент в інженерній діяльності

4.1. Актуальність проблеми, нормативне та організаційне забезпечення

4.2. Енергетичний менеджмент

4.3. Енергетичний аудит

### 5. Трансформація методологій інженерної освіти для реалізації стратегій сталого розвитку

5.1. Сталий розвиток – одна з головних проблем сучасного розвитку суспільства

5.2. Поняття і визначення сталого розвитку

5.3. Триєдина концепція сталого розвитку

5.4. Сталий розвиток територій

5.5. Принципи сталого розвитку

5.6. Інженерна освіта і сталий розвиток.

5.7. Удосконалення інженерної освіти в будівництві в руслі методології сталого розвитку

5.8. Показники охорони довкілля та суспільні і економічні показники

Викладання даного курсу озброїть майбутнього інженера знаннями про місце, роль, необхідний багаж знань і навиків та про можливість реалізації свого потенціалу в майбутньому.

Одержати системну інженерну освіту – це, принаймні, означає уявити мету різних видів інженерної діяльності у відповідній предметній галузі, бачити весь арсенал засобів діяльності, знати і вміти використовувати основні з них, володіти їх базовими технологіями і розуміти, що є на вході, і що бажано одержати на виході.

Окрім того, покращенню якості підготовки студентів інженерних напрямків буде сприяти і участь університету у виконанні проекту за 7 програмою ТЕМПУС 543966 Вища інженерна освіта для екологічно усталеного промислового розвитку (Higher engineering training for environmentally sustainable industrial development).

Партнерами проекту від країн-членів ЄС крім одержувача гранту, університету Льовен (Бельгія), є Новий університет Бекінгемширу (Великобританія), Університет Гранаді (Іспанія), Королівський технічний університет (Швеція) та компанія Вольво Карс Гент (Бельгія). Національним координатором проекту є Національна металургійна академія України (Дніпропетровськ), а також: Івано-Франків-

ський національний технічний університет нафти і газу, Донецький національний технічний університет, Севастопольський національний технічний університет, Криворізький національний університет, Міністерство освіти і науки України та ДП «Енергосталь» (Харків).

Загальною метою проекту є покращення відповідності вищої інженерної освіти в Україні викликам сучасних і майбутніх промислових трансформацій, що мають на меті усталений розвиток і стабілізація клімату.

Конкретними цілями проекту є:

- розроблення навчального курсу «Екологічно усталений промисловий розвиток» для магістрів, аспірантів та слухачів курсів післядипломної освіти у таких промислових секторах як гірництво, металургія, енергетика, машинобудування та мехатроніка.

- розроблення навчального курсу, в якому будуть ураховані міждисциплінарні екологічні аспекти.

- створення міжфакультетських центрів усталеного розвитку в 5 українських університетах.

- розроблення платформи для спілкування між освітніми, науковими, промисловими сторонами та органами державної влади, спрямованого на задоволення потреб усталеного суспільства [2].

### Література

1 Тоффлер Елвін. Третя хвиля / Перекладач: Андрій Євса; за редакцією Віктора Шовкуна. – Київ: Видавничий дім «Всесвіт», 2000. – 480 с. – ISBN 966-95607-2-1.

2 Карпаш М. Вища інженерна освіта в умовах сталого розвитку суспільства / М. Карпаш, Є. Крижанівський, О. Карпаш // Вища освіта України. – 2014. – №2. – С. 55-60. – ISSN 2078-1016.

3 Карпаш О.М. Інженерна діяльність в умовах сталого розвитку: навчальний посібник / О.М. Карпаш, В.С. Шейнбаум, М.О. Карпаш. – Івано-Франківськ: вид-во ІФНТУНГ, 2014. – 289 с.

4 Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року / Кабінет Міністрів України/ Розпорядження від 24 липня 2013 р. № 1071-р. – Київ.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*  
28.08.14

*Рекомендована до друку*  
професором **Копеєм Б.В.**

*(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*  
професором **Снарським О.А.**

*(Національний технічний університет України*  
*«Київський політехнічний інститут», м. Київ)*