

Техніка і технології

УДК 621.438

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ У ПРОЦЕСІ МОДЕРНІЗАЦІЇ ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВОК КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

¹Л.Б. Чабанович, ²О.М. Складенко, ²А.Р. Чабанович

¹ВАТ «Укргазпроект», 04050, м. Київ-50, вул.Артема,77, тел. (044) 4840250,
e-mail: ukrpro@i.kiev.ua

²Національний університет будівництва та архітектури,
03680, м. Київ-037, Повітрофлотський проспект,31, тел. (044) 2454833,
e-mail: chabanovich@rencons.com

Розглядається завдання підвищення ефективності використання природного газу в Україні. Виконано аналіз можливих схем використання вторинних енергоресурсів газотранспортної системи країни. Запропоновано технології спалювання природного газу з використанням трубчастих пальникових пристроїв. Пропонуються технічні та технологічні рішення з модернізації парку газоперекачувальних агрегатів. Розглянуто варіанти використання теплового потенціалу викидних газів газоперекачувальних агрегатів. Запропонована схема до оснащення утилізаційних систем газотурбінних установок та використання їх в комунальній теплоенергетиці

Ключові слова: пальниковий пристрій, трубчаста технологія спалювання природного газу, камера згорання, тепловий потенціал викидних газів, газотурбінна установка, газоперекачувальний агрегат, утилізація тепла, когенерація

Рассматривается задача увеличения эффективности использования природного газа в Украине. Сделан анализ возможных схем использования вторичных энергоресурсов газотранспортной системы страны. Предложены технологии сжигания природного газа посредством использования трубчатых горелочных устройств. Предлагаются технические и технологические решения модернизации парка газоперекачивающих агрегатов. Рассмотрены варианты использования теплового потенциала выхлопных газов газоперекачивающих агрегатов. Предложена схема дооснащения утилизационных систем газотурбинных установок и использования их в коммунальной теплоэнергетике

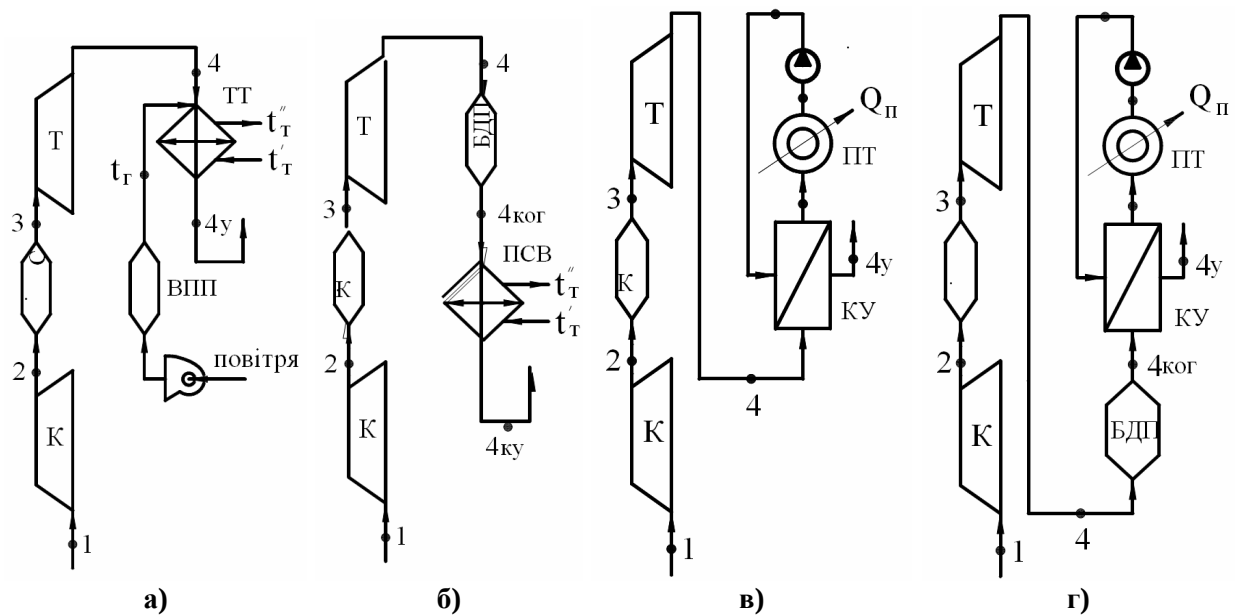
Ключевые слова: горелочное устройство, трубчатая технология сжигания природного газа, камера сгорания, тепловой потенциал выхлопных газов, газотурбинная установка, газоперекачивающий агрегат, утилизация тепла, когенерация

It is considered a task of increasing of power efficiency of natural gas unit in Ukraine. The analysis of all possible schemes of using of secondary energy resources of gas-transport system of the country was made. The technologies of popping of natural gas by use of tubular firing units are suggested. The technical and technological decisions of modernization of the park of gas-compressor units are suggested. The variants of use of the heat potential of exhaust gases of gas-compressor units are considered. A scheme of equipping of heat-recovery systems of gas-turbine units and their using in municipal heat and power engineering was suggested

Keywords: firing unit, tubular technology of natural gas burning, combustion chamber, thermal potential of exhaust gases, gas-turbine unit, gas-compressor unit, heat recovery, cogeneration

Використання утилізаційних енергозберігаючих технологій на базі газотурбінних установок в енергетиці, промисловості та в газотранспортній системі є ефективним напрямком підвищення енергетичної ефективності при виробництві механічної та теплової енергії за рахунок раціонального використання природного газу. Особливо актуальним це стало впродовж

останнього десятиліття у зв'язку з суттєвим здорожчанням енергоносіїв, а саме природного газу. Підвищення ефективності спалювання палива в камері згорання газотурбінних установок досягається за рахунок використання теплової енергії викидних газів шляхом встановлення в газоходах теплофікаційних теплообмінників (підігрівачів води), котлів-утилізаторів.



а – з теплофікаційним теплообмінником і виносним підтопковим пристроєм;
 б – з блоком доспалюючих пристроїв і підігрівачем води;
 в – з котлом-утилізатором і системою теплопостачання споживачів;
 г – з блоком паликових пристроїв і котлом-утилізатором, що працюють в режимі доспалювання.
 1, 2 – вхід та вихід повітря із повітряного компресора (К); 3 – вихід продуктів згоряння із камери згоряння газу; 4 – вихід відпрацьованих газів із турбіни (Т)

Рисунок 1 – Структурні схеми використання теплового потенціалу викидних газів ГТУ

Україна володіє однією з найбільших газотранспортних систем Європи. До її складу входить 72 компресорні станції, де експлуатуються близько 700 газоперекачувальних агрегатів, з них 438 агрегатів з газотурбінним приводом. Сумарна ефективна потужність газотурбінних газоперекачувальних агрегатів складає майже 4500 МВт. Враховуючи високу температуру викидних газів газотурбінних установок, що становить 400-600°C, співвідношення між величиною теплового потенціалу викидних газів та потужністю газотурбінної установки, сумарний тепловий утилізаційний потенціал газотранспортної системи України [11] оцінюється майже в 12000 МВт. Відповідно, найбільш простим способом підвищення коефіцієнта використання палива є застосування утилізаційних технологій на основі використання остаточного теплового потенціалу викидних газів газотурбінних установок. Сучасні газотурбінні установки (ГТУ) залежно від часу їх розробки та введення в експлуатацію корисно використовують тільки 25-40% теплового потенціалу спалюваного палива. Утилізація теплового потенціалу викидних газів газотурбінних установок є важливим чинником зниження енерговитрат в енергетиці, промисловості та комунальному господарстві на основі підвищення коефіцієнта використання палива до 70-75%. Відповідно потенціал ефективного використання існуючих газотурбінних установок на даний час недооцінений, особливо перспективи його використання в комунальному господарстві.

Використання технології утилізації та когенерації енергії в більшості випадків не вима-

гає суттєвих капіталовкладень. Такі технології характеризуються стислими термінами реалізації та окупності, а також можливістю використання в установках, що експлуатуються. Оскільки, більшість газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій України були змонтовані у 70-і, 80-і роки минулого століття і на даний час здебільшого відпрацьовали нормативний термін експлуатації (потребують капітального ремонту чи заміни), актуальним є комплексний підхід до процесу ремонту чи модернізації, який паралельно з капітальним ремонтом передбачає і роботи з оснащення газотурбінних установок системами утилізації енергії викидних газів для теплопостачання будівель та споруд компресорних станцій і теплопостачання комунальних споживачів населених пунктів.

Структурні схеми варіантів отримання вторинного теплоносія [4, 5] зображено на рисунку 1.

Аналіз запропонованих схем свідчить, що при реалізації утилізаційних теплофікаційних технологій їх термодинамічна ефективність визначається коефіцієнтом використання палива (КВП) за балансовим співвідношенням

$$\text{КВП} = \eta_{\text{ГТУ}} + \eta_{\text{у}} (1 - \eta_{\text{ГТУ}} K_{\text{Тук}}), \quad (1)$$

де: $\eta_{\text{ГТУ}}$ – коефіцієнт корисної дії базової газотурбінної установки;

$K_{\text{Тук}}$ – коефіцієнт аеродинамічної ефективності теплоутилізаційного контура;

$\eta_{\text{у}}$ – коефіцієнт корисної дії утилізаційної установки.

Розрахунки свідчать, що значення КВП залишаються практично незмінними при зміні

коефіцієнта корисної дії газотурбінної установки в широких межах, та визначається здебільшого рівнем ефективності теплоутилізаційного контура, тобто КВП визначається η_y .

У процесі підігрівання теплоносія у теплоутилізаційному контурі в комбінованому когенераційно-утилізаційному режимі загальна величина КВП зменшується зі збільшенням ступеня когенерації $\beta_{\text{ког}}$, що визначається як відношення теплової енергії $q_{\text{ког}}$, підведеної при доспалюванні на викиді газотурбінної установки, до теплової енергії q_1 , підведеної в камері згоряння газотурбінної установки і у випадку, коли $\beta_{\text{ког}} > 0$ розрахункове співвідношення оцінки величини коефіцієнта використання палива має такий вигляд

$$\text{КВП}_{(\text{ког})} \approx \eta_y / (1 + \beta_{\text{ког}}). \quad (2)$$

Коефіцієнт корисної дії бінарної парогазової установки з котлом-утилізатором без доспалювання при $\beta_{\text{ког}} = 0$ визначається балансовим рівнянням

$$\eta_{\text{пгу}} = \eta_{\text{гту}} K_{\text{тук}} + \eta_{\text{пту}} \eta_{\text{ут}} (1 - \eta_{\text{гту}} K_{\text{тук}}), \quad (3)$$

де $\eta_{\text{пгу}}$ – коефіцієнт корисної дії паротурбінної установки.

У випадку використання в бінарній парогазовій установці котла-утилізатора з доспалюванням палива у газоході газотурбінної установки коефіцієнт корисної дії такої парогазової установки визначається рівнянням

$$\eta_{\text{пгу}(\text{ког})} = (\eta_{\text{пгу}} + \eta_{\text{пту}}) / (1 + \beta_{\text{ког}}). \quad (4)$$

На рис. 2, 3 зображено залежності загального коефіцієнта використання палива від ступеня когенерації при виробництві теплоносія та загального коефіцієнта корисної дії від ККД газотурбінної установки та ступеня когенерації $\eta_{\text{пгу}} = f(\eta_{\text{гту}}, \beta_{\text{ког}})$ у парогазовій установці.

Проведений огляд перспектив реалізації розглянутих схем утилізації та когенерації енергії [11] дає підстави констатувати, що найбільш простим напрямком підвищення загального коефіцієнта використання палива при модернізації газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій є використання установок з кінцевою регенерацією, що підвищує загальний ККД більш як на 10% порівняно з традиційною схемою та дозволяє використовувати їх як установи децентралізованого енергопостачання комунальних споживачів. Ефективність реалізації розглянутих схем утилізації та когенерації енергії залежить від вибору раціональних методів спалювання палива в діючих газотурбінних установках [1,2,3] з урахуванням специфіки експлуатації пальникових пристроїв у ГТУ, в тому числі і на викиді (газоходах) ГПА. Специфіка газотурбінних установок унеможливає використання традиційних для топкової техніки методів та засобів ефективного спалювання палива в камерах згоряння ГТУ. Із відомих технологій спалювання палива для умов камери згоряння ГТУ [6] найбільшою мірою прийнятними є дифузійно- та струминно-стабілізаційні, струминні та трубчасті пальникові пристрої.

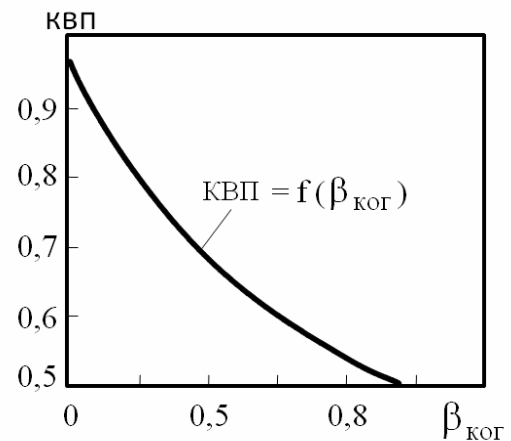


Рисунок 2 – Вплив коефіцієнта когенерації на загальний коефіцієнт використання палива при виробництві теплоносія

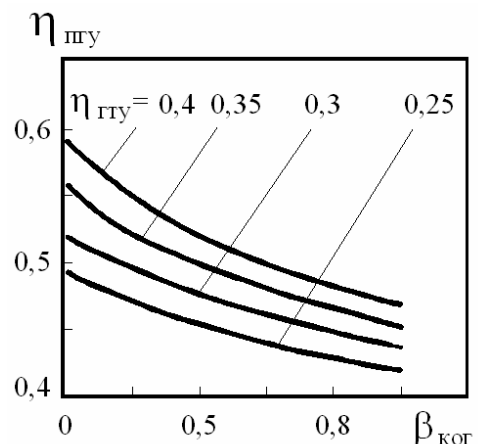
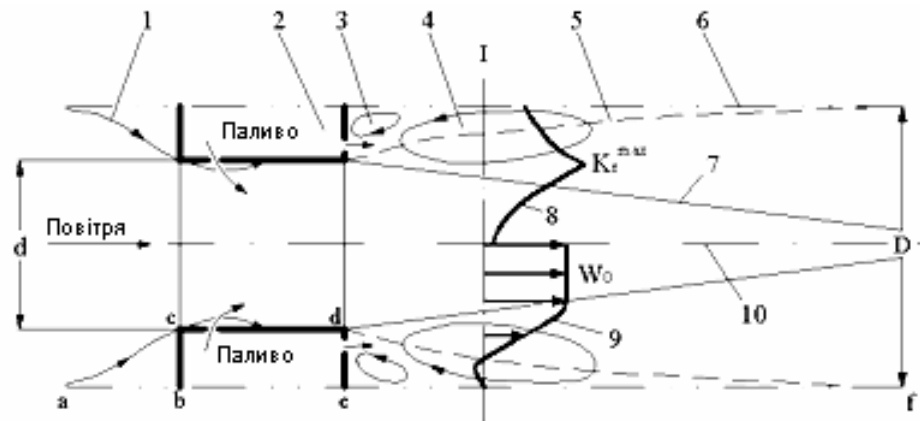


Рисунок 3 – Вплив ККД базової ГТУ та ступеня когенерації на загальний ККД парогазової установки

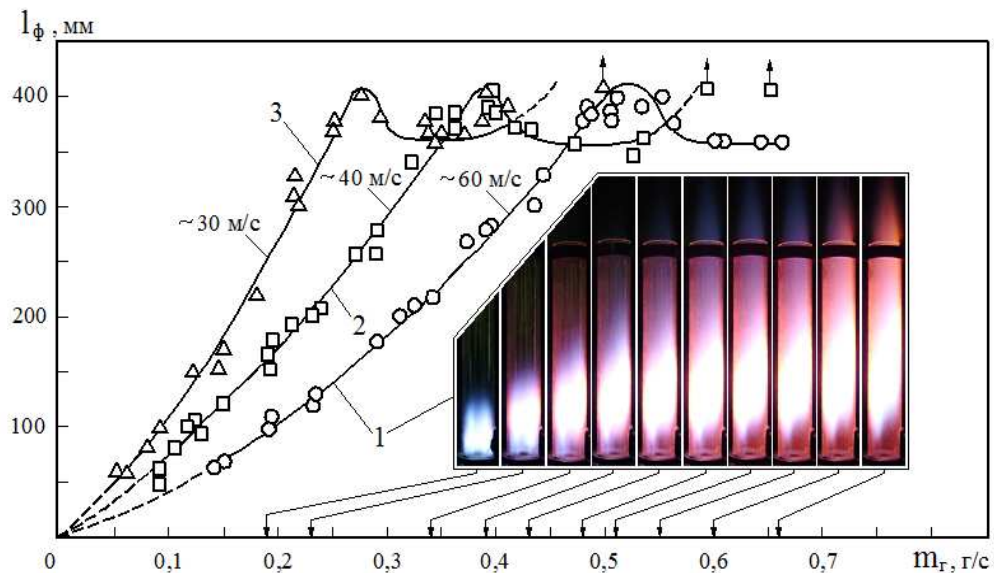
Основою концепції трубчастих пальникових пристроїв є використання трубчастих інтенсифікаторів сумішоутворення та стабілізації горіння. Основним елементом трубчастих пальників є насадка Борда (рис. 4), що є аеродинамічним каналом з раптовим розширенням. Інтенсифікація процесу сумішоутворення та підвищення стійкості факела досягається за рахунок кільцевої циркуляційної течії, яка виникає в насадці Борда. Кожна така насадка утворює трубчастий паливоспалюючий модуль, в якому повітря підводиться до зони горіння центральним каналом, а паливо подається паралельно потоку повітря через систему газових отворів на торцевій стінці паливного модуля.

Результати досліджень дифузійного факела в трубчастому модулі [9], свідчать, що у форсованих режимах він має замкнену структуру, зона вигорання факела формується в пограничному шарі повітряного струменя, із центрального (повітряного) каналу модуля, довжина факела (l_f) змінюється у міру зміни витрат паливного газу, а в тінювій зоні за торцевою стінкою модуля утворюється тороїдальний вихровий потік, що стабілізує факел.



1 – границі периферійних ліній потоку перед трубчастим модулем; 2 – топливний колектор; 3 – торцевий вихор; 4 – рециркуляційна течія; 5 – границя пограничного шару струменя окислювача; 6 – умовна границя потоку; 7 – границя ядра струменя окислювача; 8 та 9 – епюри розподілу характеристик інтенсивності турбулентності (K_t – число Кармана) і осьової складової швидкості; 10 – осьова лінія

Рисунок 4 – Трубчастий інтенсифікатор сумішоутворення та стабілізації процесу горіння



1, 2 і 3 – характеристики видимої довжини факела $l_\phi = f(m_T)$ для різних рівнів швидкості повітря в каналі модуля

Рисунок 5 – Вплив витрат палива та швидкості повітря в повітряному каналі на довжину дифузійного факела

Суттєвою особливістю розвитку факела в трубчастому модулі є відсутність чітких границь, оскільки і факел складається з двох частин: внутрішнього ядра висотою l_ϕ і зовнішньої «розмитой» оболонки висотою Δl_ϕ . Товщина «розмитой» оболонки факела (Δl_ϕ) суттєво зростає зі збільшенням витрат палива, що ілюструє рис. 5, де показана діаграма структури факела при зміні витрат паливного газу (m_T). Виконані дослідження та розробки [6,9] підтверджують перспективність використання трубчастих пальників як в паливоспалюючих пристроїв стехіометричного типу (топки котлів, блоки пальникових пристроїв у когенераційно-утилізаційних системах на викиді ГТУ), так і в пристроях, що працюють за високих та змінних надлишків повітря (камери згоряння ГТУ, топки промис-

лових теплогенераторів широкого призначення), у випадку досягнення мінімальної токсичності продуктів згоряння та можливості ефективної утилізації горючих газів.

Подавання палива до пальника (рис. 6) здійснюється газовою трубою (1) в паливний колектор (3), обмежений трубними дошками (2) і (4), торцевими стінками (7) та повітряними трубками (6). Підведення палива в зону горіння здійснюється системою газових отворів (5), розміщених на фронтальній трубній дошці (2) для реалізації дифузійного сумішоутворення або з допомогою газових отворів (8) на торцевих стінках (7) та системою газових отворів, розміщених на бокових поверхнях повітряних трубок (6) для реалізації процесу попереднього сумішоутворення.



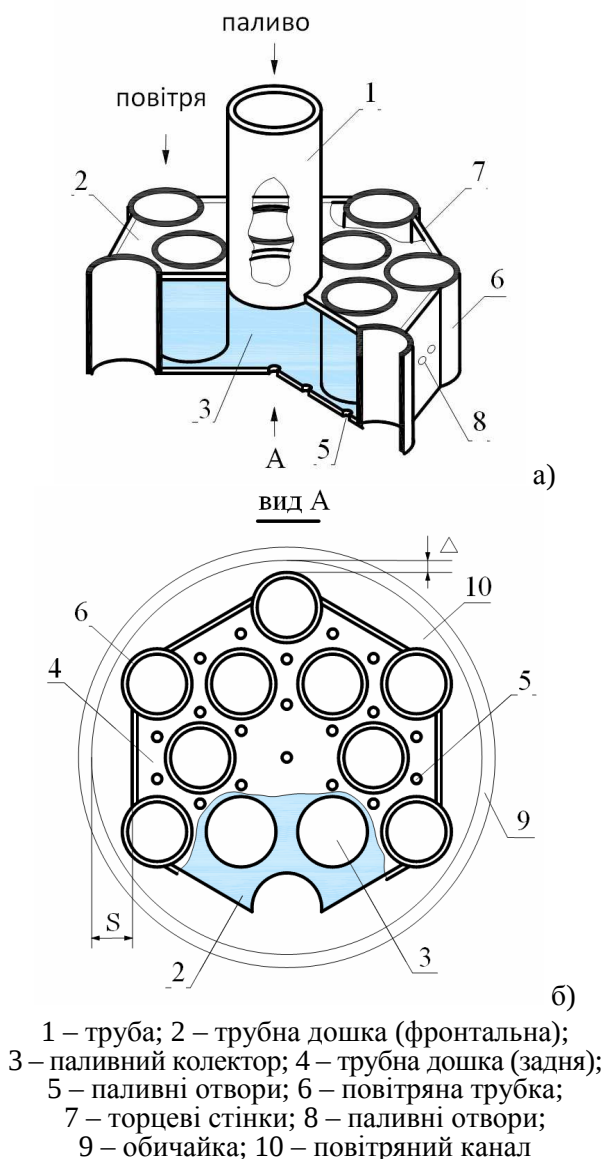
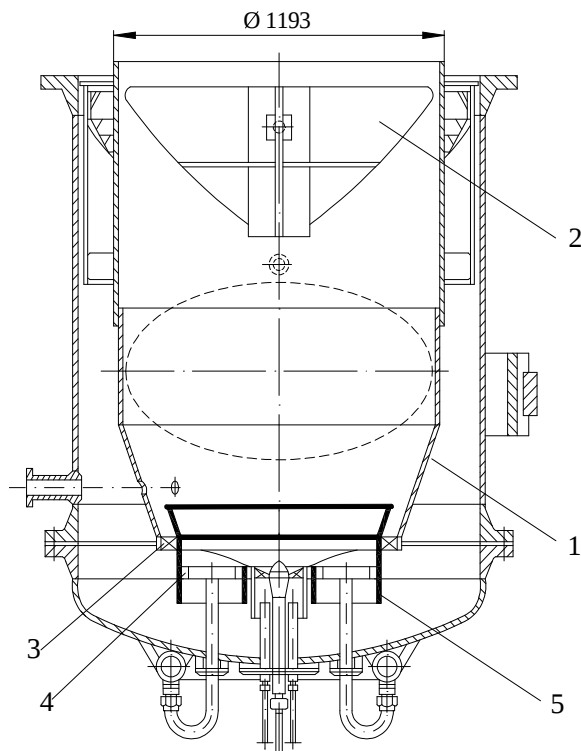


Рисунок 6 – Загальний вигляд (а) та вигляд із боку зони горіння (б) трубчастого пальника

Вибір газотурбінної установки ГТК-10 НЗЛ як об'єкта перевірки можливості використання та впровадження трубчастої технології спалювання газу в камері згоряння у процесі модернізації ГПА (рис. 7), що тривало експлуатуються, обумовлений високим рейтингом їх токсичності, суттєвими розбіжностями між технічними та номінальними показниками, а також високою часткою сумарно установленної потужності газотурбінних установок ГТК-10 в парку газотурбінних газоперекачувальних агрегатів газотранспортної системи України.

Газоперекачувальні агрегати ГТК-10 НЗЛ експлуатуються впродовж 30-40 років і мають суттєві відхилення фактичних техніко-економічних показників від проектних. Ці відхилення зумовлені як конструкторськими недоробками, так і фізичним зносом обладнання, що проявляється в зниженні коефіцієнта корисної дії агрегатів і їх ефективної потужності та призводить до зменшення продуктивності та перевитрати паливного газу. Отже, існуючий парк



- 1 - конічна обойма фронтального пристрою;
2 - вихровий аеродинамічний змішувач;
3 - кільцевий лопатевий завихрувач;
4 - трубчастий пальник; 5 - обичайка

Рисунок 7 – Розріз камери згоряння ГПА ГТК-10

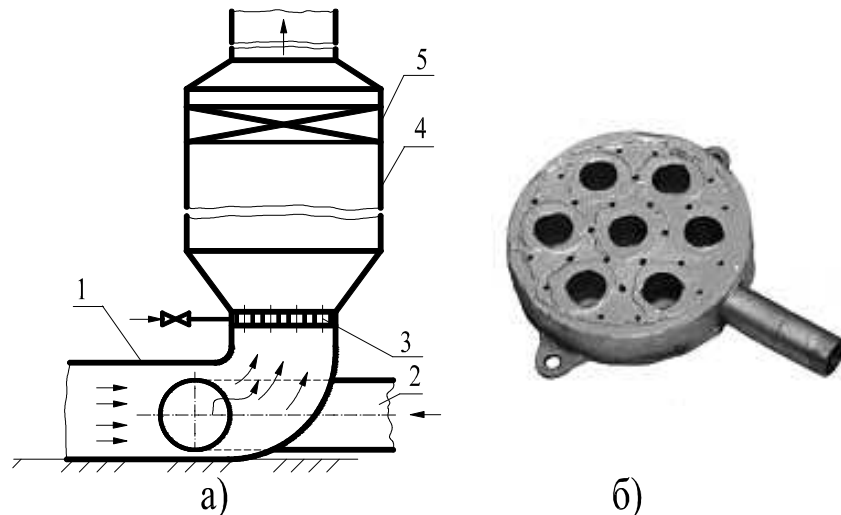
вказаних агрегатів потребує модернізації. Така модернізація може проводитися або шляхом повної заміни газоперекачувального обладнання на нове, сучасне, або шляхом заміни чи модернізації окремих частин агрегатів, з метою приведення технічних характеристик агрегатів до сучасних вимог. Враховуючи брак коштів на повну заміну існуючого парку газоперекачувальних агрегатів на нові, найбільш перспективною є заміна та модернізація окремих вузлів та частин обладнання.

В основу технічної пропозиції щодо модернізації камери згоряння ГТК-10 НЗЛ було покладено перетворення вихрової структури первинної зони горіння на основі використання трубчастої технології спалювання газу [6,7], розробленої спільно Національним технічним університетом «Київський політехнічний інститут», Інститутом газу Національної Академії наук України та ВАТ «Укргазпроект». За результатами проведених порівняльних експлуатаційних випробовувань [10] газоперекачувальних агрегатів ГТК-10 НЗЛ з двома варіантами фронтальних пристроїв: зі штатними реєстровими пальниками та з оптимізованими трубчастими пальниками, встановлено можливість одночасного покращення показників надійності експлуатації, підвищення екологічної безпеки та енергетичної ефективності.

Результати порівняння техніко-економічних показників ГПА ГТК-10 при роботі з двома варіантами камери згоряння (на основі викори-

Таблиця 1 – Техніко-економічні показники ГПА ГТК-10 при роботі з різними варіантами камери згоряння

№ з/п	Показники	Одиниця виміру	Фактичні значення		Значення за ГТУ
			варіант I	варіант II	
1	Приведена ефективна потужність	кВт	8240	8908	8908
2	Приведені витрати природного газу	м ³ /год	3050	2943	3313
3	Питомі витрати природного газу	м ³ /кВт·г	0,364	0,33	0,372
4	Коефіцієнт корисної дії ГТУ	%	27,9	31,5	28,03



1 – газохід ГТУ; 2 – колектор подачі повітря; 3 – пальник трубчастого типу;
4, 5 – топка та конвективні поверхні утилізатора

Рисунок 8 – Схема установки трубчастого пальника перед котлом-утилізатором з доспалюванням (а) та загальний вигляд трубчастого пальника (б)

стання штатних реєстрових пальників та патрубків – варіант I і оптимізованих трубчатих пальників – варіант II) наведені в таблиці 1.

При практично однаковому споживанні паливного газу ($Q_{\text{пр.г}} \approx 3000 \text{ м}^3/\text{год}$) приведена ефективна потужність газоперекачувального агрегату при роботі з модернізованим варіантом камери згоряння суттєво перевищує аналогічний показник експлуатованих штатних пристроїв. При цьому збільшується приріст ефективного коефіцієнта корисної дії ГПА на 3,6%.

Діючі газоперекачувальні агрегати оснащені котлами-утилізаторами, але їх використовують як резервну систему для теплопостачання будівель та споруд компресорних станцій, через зупинки агрегатів на технологічні, діагностичні та ремонтні роботи. Враховуючи те, що парк газоперекачувальних агрегатів потребує термінової модернізації, а існуючі газоперекачувальні агрегати мають великий утилізаційний тепловий потенціал [4,5], є реальна можливість використати його також для теплопостачання комунальних споживачів найближчих населених пунктів. Тому пропонується виконувати модернізацію ГПА КС з заміною камер згоряння газотурбінних установок та дооснащенням систем утилізації тепла за рахунок включення в роботу когенераційно-утилізаційних систем «ГТУ–котел» з доспалюванням палива (рис. 8).

Для таких умов з успіхом можуть бути використані трубчасті пальники, аналогічні тим, що можуть бути використані при модернізації камер згоряння. Такі пальники характеризуються простотою конструкції, технології виготовлення та монтажу; незначним аеродинамічним опором та практично можливістю нарощування теплової потужності.

Враховуючи технічну можливість дооснащення газоперекачувальних агрегатів такою системою утилізації енергії викидних газів, з'явиться можливість використати енергію викидних газів для теплопостачання технологічних та комунальних споживачів як основне джерело теплопостачання, що дає змогу раціонально використовувати паливний газ та суттєво підвищити коефіцієнт використання палива. Впровадження трубчастої технології не вимагає значних капіталовкладень, може бути виконане силами персоналу компресорних станцій в стислі терміни (наприклад в ремонтний період). Термін окупності затрат на модернізацію камер згоряння та газоходів складає декілька місяців, а очікувана річна економія паливного газу тільки на одному агрегаті ГТН-10 сягає до 3 млн. м³ природного газу на рік.

Висновки

Україна володіє однією з найбільших газотранспортних систем в Європі, але використан-



ня енергозберігаючих технологій остаточного теплового потенціалу обладнання вкрай низьке, та становить всього 4%, хоча 80% парку газоперекачувальних газотурбінних агрегатів оснащенні утилізаційним обладнанням. У зв'язку з тим, що близько 20% парку газотурбінних агрегатів виробили свій моторесурс, а близько 50% існуючих газоперекачувальних агрегатів фізично та морально застаріли та потребують заміни на більш сучасні, враховуючи величезні капітальні витрати такої заміни, запропонована модернізація камер згоряння газоперекачувальних агрегатів шляхом заміни пальникових пристроїв на прямоточні трубчасті та дооснащення утилізаційних систем блоками доспалювання газу дасть змогу задіяти наявні потужності для використання в комунальній теплоенергетиці та суттєво підвищить ефективність використання природного газу.

Література

- 1 Шнез Я.И. Газовые турбины. Часть первая – термодинамические процессы и теплообмен в конструкциях / Я.И. Шнез, В.М. Капинос, И.В. Котляр. – К: Высшая школа, 1976. – 295 с.
- 2 Газотурбинные установки: справочное пособие; под общ. ред. Л.А. Арсеньева и В.Г. Тырышкина. – Л.: Машиностроение, 1978. – 230 с.
- 3 Костюк А.Г. Газотурбинные установки / А.Г. Костюк, А.Н. Шерстюк. – М.: Высшая школа, 1979. – 253 с.
- 4 Глубокая утилизация теплоты в газотурбинных двигателях с турбиной перерасширения / В.Т. Матвеев // Промышленная теплотехника. – 1997. – Т. 19, № 4-5. – С. 81–85.
- 5 Повышение эффективности использования тепла уходящих газов газотурбинных установок компрессорных станций магистральных газопроводов / А.Г. Вертепов, Ю.Н. Васильев // Газовая промышленность. – 1980. – Вып. 2. – 35 с. – Серия: Транспорт и хранение газа.
- 6 Система показателей эффективности камер сгорания ГТУ / Г.Н. Любчик // Известия вузов. – 1978. – № 12. – С. 47–52. Серия: Энергетика.
- 7 Актуальні проблеми модернізації газотурбінних газоперекачуючих агрегатів / Р.М. Говдяк, Б.І. Шелковський, Г.М. Любчик, Г.Б. Варламов // Екотехнології та ресурсозбереження. – 2003. – № 5. – С. 66–72.
- 8 Модернизация ГПА стационарного типа в условиях компрессорных станций / О. Васин, П. Завальный, А. Михайлов, Ю. Русецкий // Газотурбинные технологии. – 2001. – № 1. – С. 22–25.
- 9 Использование конструктивных особенностей и аэродинамических эффектов насадка Борда при создании малотоксичных топливосжигающих модулей / Г.Н. Любчик, Г.А. Микулин, Г.Б. Варламов и др. // Технологические системы. – 2002. – Вып. 1, № 2 (13). – С. 130–133.
- 10 Деякі попередні результати виробничих випробувань модернізованої камери згоряння ГПА ГТК-10 на основі трубчастих пальників / Р.М. Говдяк, Л.Б. Чабанович, Б.І. Шелковський, Г.М. Любчик, Я.С. Марчук, В.І. Ізбаш та ін. // Інформаційний огляд ДК «Укртрансгаз», липень – серпень 2006. – 4 (40). – С. 8–9.
- 11 Когенераційно-утилізаційні технології на базі газотурбінних установок / Г.Н. Любчик, Л.Б. Чабанович, Р.М. Говдяк, А. Реграги, Б.І. Шелковський. – К.: Ватра, 2008. – 185 с.
- 12 Повышение эффективности сжигания газа и охрана окружающей среды / Б.М. Кривоногов. – Л.: Недра, 1986. – 280 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

17.02.11

Рекомендована до друку професором

Грудзом В.Я.

СВЕРДЛОВИННЕ УСТАТКУВАННЯ ДЛЯ ВИРОБКИ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ І МЕТОДИКА ЙОГО РОЗРАХУНКУ

¹В.Я. Грудз, ²С.В. Наслєдніков

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 49358,
e-mail: public@nuing.edu.ua

² НГВУ "Полтаванафтогаз", м. Полтава, вул. Монастирська 12, тел./факс. (0532) 501007,
e-mail: nsv_71@mail.ru

Запропоновано нову конструкцію свердловинного устаткування для виробки запасів вуглеводнів. В основу розробки нової конструкції поставлено завдання створення свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів шляхом раціонального розміщення елементів обладнання. Це дозволяє зменшити металоемкість, спростити обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування. Запропонована конструкція містить раму, яку монтують на гирлі свердловини, з траверсою, в середній частині якої через гирловий полірований шток закріплено колону насосних штанг, глибинний штанговий насос, колону НКТ, два силових гідравлічних циліндри, розподільвач у виді чотириполюсника, резервуар для рідини і нагнітальні та скидові гідравлічні лінії. Раму виконано у виді вертикальних стояків з направляючими рейками, які з'єднано між собою траверсою з можливістю її вертикального переміщення, вертикальні стояки з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами, силові гідравлічні циліндри виконано у вигляді гідравлічних колон і з'єднано з траверсою симетрично по обидва боки від гирла свердловини.

Ключові слова: штангова насосна установка, свердловинне обладнання, штанга, нафта.

Предложена новая конструкция скважинного оборудования для выработки запасов углеводородов. В основу разработки новой конструкции положены задачи создания скважинного оборудования для изъятия запасов углеводородов путем рационального размещения его элементов. Это позволяет уменьшить металлоемкость, упростить обслуживание, обеспечить возможность оперативного регулирования длины хода плунжера штангового глубинного насоса, который, в свою очередь, повысит долговечность работы и производительность. Предложенная конструкция состоит из рамы, которую монтируют на устье буровой скважины, с траверсой, в средней части которой через устьевой полированный шток закреплена колонна насосных штанг, глубинный штанговый насос, колонна НКТ, два силовых гидравлических цилиндра, распределитель в виде четырехполюсника, резервуар для жидкости и нагнетательные и сбрасываемые гидравлические линии. Рама выполнена в виде вертикальных стоек с направляющими рельсами, которые соединены между собой траверсой с возможностью ее вертикального перемещения, вертикальные стойки с направляющими рельсами оборудованы конечными переключателями, силовые гидравлические цилиндры выполнены в виде гидравлических колонн и соединены с траверсой симметрично по обе стороны от устья скважины.

Ключевые слова: штанговая насосная установка, скважинное оборудование, штанга, нефть.

A new design of the downhole equipment for hydrocarbon reserves excavation is proposed in the article. A task to develop downhole equipment for the extraction of hydrocarbons with a help of an efficient equipment placement is the basis of a new construction design. This helps to reduce steel intensity, simplify maintenance, and ensure the possibility of sucker-rod pump plunger stroke length operational control which in its turn will improve the operating life and performance of the equipment. The construction consists of a frame, which is mounted on the wellhead, a beam, in the middle of which a sucker rod string is fixed through a polished wellhead rod, sucker-rod pump, flow string, two hydraulic power cylinders, quadripole-like distributor, fluid reservoir, injection and discharge hydraulic lines. The frame is made in the form of vertical risers with guide rails that are connected with a help of the beam, which can move vertically. Vertical risers with guide rails are equipped with limit switches; hydraulic power cylinders are made in the form of hydraulic columns and are symmetrically connected with a beam on both sides of the wellhead.

Key words: drill rod pumping unit, downhole equipment, drill rod, oil.

Видобування нафти з допомогою штангових насосних установок є найпоширенішим. Штангова насосна установка складається з верстата-качалки, устьового сальника, колони насосних штанг і насосно-компресорних труб, вставного або невставного свердловинного насоса. Для закріплення в колоні насосно-компресорних труб вставного насоса, який опускається на колоні штанг, застосовують замкову опору. Циліндри невставних насосів опускають у свердловину на кінці колони НКТ, а плунжер

на кінці колони насосних штанг. Широкий спектр застосування штангових насосних установок зумовлює актуальність робіт, спрямованих на підвищення їх ефективності.

Аналіз численних конструкцій приводів штангових свердловинних насосних установок (ШСНУ), що з'явилися на промислах за останні 20 років, свідчить, що основною тенденцією їх розвитку є, насамперед, збільшення довжини ходу точки підвіски штанг. Крім того, проводиться пошук таких кінематичних схем та

конструкцій зрівноважуючих пристроїв, які дозволили зменшити габарити (а, відповідно, і масу) привода, зменшити зусилля, що діють на фундамент, підвищити надійність привода. Вдосконалення установок супроводжується збільшенням кількості конструкцій, в яких використовується об'ємний гідропривод, що обумовлено його високою енергоємністю та простотою перетворення обертового руху високооборотного двигуна в повільний зворотньо-поступальний рух підвісу штанг. Відома гідроприводна штангова глибинонасосна установка [1], що містить свердловинний насос, гідравлічні циліндри розміщені один над одним, нижній з яких встановлено на траверсі, закріпленій на колоні насосно-компресорних труб (НКТ), резервуар для рідини, гідравлічні лінії і розподільник. Недоліком відомої конструкції установки є: її нестійкість, оскільки все обладнання монтується на траверсі, закріпленій на колоні НКТ; складна система обв'язки гідравлічних циліндрів, розміщених один над одним, що значно збільшує вертикальний габарит установки і ускладнює можливість її обслуговування. Є також конструкція штангової насосної установки (ШНУ) з гнучким зв'язком колони штанг з колоною НКТ [2], що містить раму, яку монтують на гирлі свердловини, траверсу, у середній частині якої приєднано колону НКТ, два паралельно розташовані силові гідравлічні циліндри, з'єднані з траверсою, гідравлічні лінії і розподільник. Недоліком відомої установки є: кінематична складність взаємодії обладнання; недостатня довговічність гнучкої зв'язки, необхідність періодичного змащування пар тертя. Виходячи з вищезгаданого, завданням подальших досліджень є створення штангової насосної установки, конструкція якої б поєднувала б позитивні якості всіх відомих пристроїв.

В основу розробки нової конструкції поставлено завдання створення свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів шляхом раціонального розміщення елементів обладнання, що дозволить зменшити металоємкість, спростити його обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування та видобуток вуглеводнів.

Поставлене завдання вирішується тим, що у свердловинному устаткуванні для вилучення запасів вуглеводнів, що містить раму, яку монтують на гирлі свердловини з траверсою, в середній частині якої через гирловий полірований шток закріплено колону насосних штанг, глибинний штанговий насос, колону НКТ, два силових гідравлічних циліндри, розподільчач у вигляді чотиріполюсника, резервуар для рідини і нагнітальні та скидові гідравлічні лінії, раму виконано у виді вертикальних стояків з направляючими рейками, які з'єднано між собою траверсою з можливістю її вертикального переміщення, вертикальні стояки з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами, силові гідравлічні циліндри виконано у ви-

гляді гідравлічних колон і з'єднано з траверсою симетрично по обидва боки від гирла свердловини, а протилежні кінці гідравлічних колон упираються в опорні плити, розподільчач гідравлічними лініями з'єднано з гідравлічними колонами, а електричними лініями через пульт керування з кінцевими перемикачами, встановленими на вертикальних стояках з направляючими рейками.

На рис. 1 зображено принципову схему свердловинного устаткування для вилучення запасів вуглеводнів. Свердловинне устаткування для вилучення запасів вуглеводнів містить раму, яку монтують над гирлом свердловини. Рама має вертикальні стояки 1 з направляючими рейками, які встановлюють по обидва боки від гирла свердловини. Вертикальні стояки 1 з направляючими рейками з'єднують траверсою 2 з можливістю її вертикального переміщення. У середній частині траверси 2 закріплено гирловий полірований шток 3. Гирловий полірований шток 3 через колону насосних штанг 4 з'єднують з штанговим глибинним насосом (ШГН) 5, який опускають в експлуатаційну колону 6 на колоні НКТ 7. Вертикальні стояки 1 з направляючими рейками обладнано кінцевими перемикачами 8, які дають змогу оперативно виконувати зміну довжини ходу плунжера (довжину переміщення траверси 2). Симетрично по обидва боки від гирла свердловини між вертикальними стояками 1 і гирлом свердловини під траверсою 2 встановлюють силові гідравлічні циліндри, виконані у виді гідравлічних колон 9, які з'єднують штоками з траверсою 2. Гідравлічні колони 9 залежно від довжини вертикальних стояків 1 з направляючими рейками і максимальної довжини ходу плунжера ШГН 5 встановлюють на опорні плити на поверхні або у заглибленнях (шахтах, приямках), які попередньо облаштовують біля гирла свердловини. Гідравлічні колони 9 за допомогою нагнітальної 10 і скидової 11 гідравлічних ліній через розподільник 12 сполучають з насосом 13 і резервуаром для рідини 14. Кінцеві перемикачі 8 електричними лініями (умовно не показані) з'єднують з пультом керування 15, який керує роботою розподільника 12. Свердловинне устаткування для виробки запасів вуглеводнів працює так. В експлуатаційну колону 6 і НКТ 7 на колоні штанг 4 опускають ШГН 5. Колону штанг 4 обладнують гирловим полірованим штоком 3. Траверсу 2 встановлюють у направляючі рейки вертикальних стояків 1 і з'єднують у середній частині з гирловим полірованим штоком 3. Одночасно траверсу 2 з'єднують з штоками гідравлічних колон 9. Кінцевими перемикачами 8 встановлюють необхідний діапазон переміщення траверси 2 направляючими рейками вертикальних стояків 1 залежно від потрібної довжини ходу плунжера ШГН 5. Діапазон переміщення траверси 2 вертикальними стояками 1 з направляючими рейками може встановлюватися кінцевими перемикачами 8 довільно в межах довжини вертикальних стояків 1. Гідравлічні колони 9 нагнітальною 10 і скидовою 11 гідравлічними лініями з'єднують з насосом 13 і



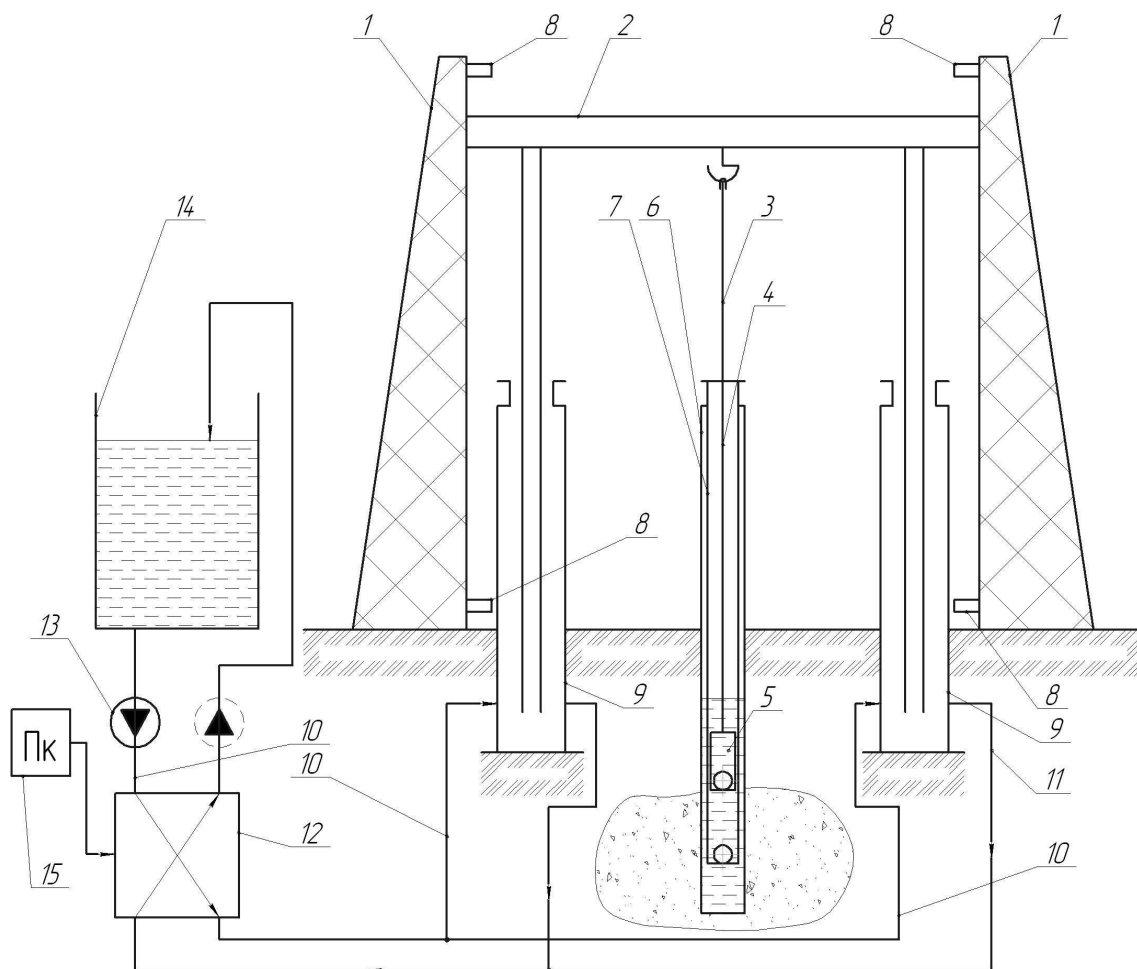


Рисунок 1 – Принципова схема свердловинного устаткування для виробки запасів вуглеводнів

резервуаром для рідини 14. Кінцеві перемикачі 8 електричними лініями з'єднують з пультом керування 15. Виконують обов'язку гірла свердловини для відбору вуглеводнів.

Вмикають насос 13, який відбирає рідину з резервуара 14 і створює в нагнітальній 10 гідрравлічній лінії надлишковий тиск. Оскільки під час монтажу траверса 2 під власною вагою і вагою приєднаного до неї обладнання знаходиться у крайньому нижньому положенні і утримує ввімкненими нижні кінцеві перемикачі 8, то після вмикання струму з пульта керування 15 на розподільник 12 надходить сигнал і відкривається нагнітальна 10 гідрравлічна лінія. При цьому рідина створює надлишковий тиск у гідрравлічних колонах 9. Штоки гідрравлічних колон 9 переміщуються угору, створюють тиск на траверсу 2 і піднімають її, переміщуючи угору направляючими рейками вертикальних стояків 1. Одночасно вертикальне переміщення траверси 2 угору передає цей рух через гірловий полірований шток 3 колоні насосних штанг 4 і плунжеру ШГН 5. Відбувається всмоктування вуглеводнів у циліндр ШГН 5 через всмоктувальний клапан. Рух траверси 2 і всмоктування вуглеводнів у циліндр ШГН 5 відбувається до моменту досягнення траверсою 2 верхніх кінцевих перемикачів 8, встановлених на вертикаль-

них стояках 1 з направляючими рейками. Вмикання траверсою 2 верхніх кінцевих перемикачів 8 подає електричний сигнал на пульт керування 15. З пульта керування 15 сигнал подається на розподільник 12, який перекидає нагнітальну 10 гідрравлічну лінію і відкриває скидову 11 гідрравлічну лінію. Тиск у гідрравлічних колонах 9 стравлюється, і рідина з них скидовою 11 гідрравлічною лінією перетікає у резервуар для рідини 14. Скидання тиску в гідрравлічних колонах 9 і витікання рідини через скидову 11 гідрравлічну лінію дозволяє траверсі 2 перемикачів 8 вмикається нагнітальна 10 гідрравлічна лінія. При цьому вуглеводні, які заповнили циліндр ШГН 5, поступають в плунжер ШГН 5 через нагнітальний клапан. Для більш швидкого вивільнення скидової 11 гідрравлічної лінії на неї може бути встановлено додатковий насос 13, який вмикається пультом керування 15 при відповідному положенні розподільника 12.

Після досягнення траверсою 2 нижніх кінцевих перемикачів 8 цикл роботи устаткування для виробки запасів вуглеводнів повторюється. Під час переміщення угору траверси 2 плунжер ШГН 5 рухається у тому ж напрямку. При цьому нагнітальний клапан плунжера ШГН 5 закритий і забезпечує піднімання на поверхню (видобу-

ток) запасів вуглеводнів, а всмоктувальний клапан ШГН 5 відкритий і забезпечує заповнення вуглеводнями циліндра ШГН 5.

Проведемо розрахунок з метою встановлення геометричних розмірів системи та вибору насосного обладнання. Розрахунок ведеться в такому порядку.

1. Визначається маса штанг і глибинного обладнання 4,5,6:

$$M_{cm} = V \cdot \rho_{cm}, \quad (1)$$

де: V – геометричний об'єм штанг;

$$\rho_{cm} - \text{густина сталі } (\rho_{cm} = 7,8 \cdot 10^3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}).$$

$$V = \sum_{i=1}^n \frac{\pi \cdot d_i^2}{4} \cdot L_i, \quad (2)$$

де L_i , d_i – довжина і діаметр штанг сталого діаметра.

$$V = \frac{\pi}{4} \cdot (0,019^2 \cdot 60 \cdot 8 + 0,022^2 \cdot 100 \cdot 8 + 0,025^2 \cdot 20 \cdot 8) = 0,66048 \text{ м}^3; \quad (3)$$

$$M_{ш} = V \cdot \rho_{cm} = 0,66048 \cdot 7800 = 5151,7 \text{ кг}. \quad (4)$$

2. Визначаємо масу нафти

$$M_{ш} = V_H \cdot \rho_H = 4,87488 \cdot 820 = 3997,4 \text{ кг},$$

де: V_H – об'єм нафти в НКС,

$$\rho_H - \text{густина нафти } (\rho_H = 820 \text{ кг/м}^3).$$

$$V_H = \frac{\pi}{4} \cdot \sum_{i=1}^n (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{m_i}^2) \cdot L_i =$$

$$= \frac{\pi}{4} \cdot ((0,062^2 - 0,019^2) \cdot 480 + (0,062^2 - 0,022^2) \cdot 800 +$$

$$+ (0,062^2 - 0,025^2) \cdot 160) = 4,87488 \text{ м}^3,$$

де: $d_{\text{НКТ}}$ – внутрішній діаметр НКТ,

$$d_{\text{НКТ}} = 73 - 2 \cdot 5,5 = 62 \text{ мм}.$$

3. Визначаємо масу обладнання 2, 9:

$$M_O = (2 \cdot L \cdot \pi \cdot d \cdot \delta + L_1 \cdot \pi \cdot d_1 \cdot \delta_1) \cdot \rho_{cm}, \quad (5)$$

де: L – довжина труб гідросистеми;

L_1 – довжина труби перекладки;

δ , δ_1 – товщини стінки труб гідросистеми і перекладки;

d , d_1 – зовнішні діаметри труб гідросистеми і перекладки.

4. Приймаємо діаметр труб гідросистеми 150x5 мм. Тоді площа поперечного перерізу

$$F_{\text{ГС}} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,14^2 = 0,0155 \text{ м}^2. \quad (6)$$

При довжині труб гідросистеми 6 м їх маса

$$M_{\text{ГС}} = 2 \cdot \pi \cdot d \cdot \delta \cdot L \cdot \rho_{cm} =$$

$$= 2 \cdot \pi \cdot 0,15 \cdot 0,05 \cdot 67800 = 2205,4.$$

Маса перекладки з труб того ж діаметра

$$M_n = 554 \text{ кг}.$$

5. Загальна вага труб гідросистеми, штанг і нафти складає

$$C_{T_{\Sigma}} = M_{\Sigma} \cdot g = (5151,7 + 3997,4 + 2205,4 + 551) \cdot 9,81 = 11905,504,$$

де $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – прискорення сили тяжіння.

6. Знаходимо тиск на виході насоса 5:

$$P_H = \frac{C_{T_{\Sigma}}}{2 \cdot F_{\text{ГС}}} + \lambda_1 \cdot \frac{L_{\text{НКТ}}}{d_{\text{НКТ}}} \cdot \frac{v_{cp}^2}{2} \cdot \rho_H +$$

$$+ \lambda_2 \cdot \frac{L_{\Sigma}}{d_{\text{ГС}}} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho_M + \sum_i \Delta P_{M_0} \cdot i + h_{\text{ГС}} \cdot \rho_M \cdot g,$$

де: L_{Σ} , $d_{\text{ГС}}$ – загальна довжина з'єднувальних трубопроводів гідросистеми та внутрішній діаметр;

$L_{\text{НКТ}}$, $d_{\text{НКТ}}$ – довжина і внутрішній діаметр НКТ;

v – швидкість руху оливи в трубопроводах гідросистеми;

λ_1 , λ_2 – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ і трубопроводів гідросистеми;

ΔP_{M_0} – втрати тиску в місцевих опорах гідросистеми.

Для заповнення гідросистеми вибираємо оливу веретенну:

– густина $\rho_M = 830 \text{ кг/м}^3$.

– кінематична в'язкість (середня)

$$\nu_M = 2 \text{ сСт}.$$

Трубопровідні гідросистеми виконані з труб діаметром 25x2,5 мм і загальною довжиною 30 м.

7. Визначаємо швидкість підймання гідросистеми при середньому дебіті свердловини q_{cp} (м³/добу) з умови

$$q_{cp} = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{M_{cp}}^2) \cdot v_{cp} \cdot 24 \cdot 3600; \quad (7)$$

$$q_{cp} = \frac{M_{cp}}{\rho_H} = \frac{50000}{820} = 60,9 \text{ м}^3 / \text{добу}.$$

Звідси

$$v_{cp} = \frac{2 \cdot q_{cp}}{24 \cdot 3600 \cdot \pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{M_{kp}}^2)} = \frac{2 \cdot 60,9}{24 \cdot 3600 \cdot 3,14 \cdot (0,062^2 - 0,0241^2)} = 0,133 \text{ м/с}^2,$$

$$\text{де } d_{M_{kp}} = \frac{19 \cdot 60 + 22 \cdot 100 + 25 \cdot 20}{60 + 100 + 120} = 24,1 \text{ мм}.$$

8. Швидкість руху оливи в трубопроводах гідросистеми знайдемо з умови

$$2 \cdot F_{\text{ГС}} \cdot v_{cp} = v \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{ГС}}}{4}. \quad (8)$$

Звідки

$$v = v_{cp} \cdot \frac{8 \cdot F_{\text{ГС}}}{\pi \cdot d_{\text{ГС}}^2} = 0,133 \cdot \frac{8 \cdot 0,0155}{\pi \cdot 0,02^2} = 1,27 \text{ м/с}.$$

Число Рейнольдса при русі нафти в НКТ і оливи трубопроводами гідросистеми



$$Re_{HKT} = \frac{v_{cp} \cdot d_{HKT}}{v_H} = \frac{0.133 \cdot 0.062}{3 \cdot 10^{-6}} = 2770,$$

$$Re_{GC} = \frac{1.23 \cdot 0.03}{2 \cdot 10^{-6}} = 12300.$$

Коефіцієнти гідравлічного опору для умов зони гладких труб турбулентного режиму

$$\lambda_{HKT} = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} = \frac{0.3164}{2770^{0.25}} = 0.0436.$$

Для трубопроводів гідросистеми перехідні числа Рейнольдса

$$Re_I = 10 \cdot \frac{d}{\Delta_e} = 10 \cdot \frac{20}{0.01} = 20000,$$

$$Re_{II} = 500 \cdot \frac{d}{\Delta} = 100000.$$

Отже, рух відбувається в зоні гладких труб турбулентного режиму

$$\lambda = \frac{0.3164}{12300^{0.25}} = 0.03.$$

9. Місцеві опори гідросистеми – це чотири-смуговий перемикач і коліна з поворотом на 90°. Втрати тиску в чотиристоронньому перемикачі приймаються рівними 0,15 МПа. Гідравлічні втрати тиску в решті місцевих опорів приймаються рівними 10 % від втрат на тертя. Гідростатичний напір h_{GC} приймається рівним максимальній висоті підняття гідросистеми 6 м. З урахуванням сказаного максимальний тиск на виході насоса у відповідності до п.6 складе

$$P_n = \frac{11905.5}{2 \cdot 0.0155} + 0.0436 \cdot \frac{1500}{0.062} \cdot \frac{0.133^2}{2} \cdot 820 + 0.03 \cdot \frac{30}{0.02} \cdot \frac{1.27}{2} \cdot 830 \cdot 1.1 + 0.15 \cdot 10^6 + 6 \cdot 830 \cdot 9.81 = 2572396 \text{ Па} = 2,57 \text{ МПа}.$$

Середня подача насоса

$$Q = v_g \cdot 2 \cdot F_{GC} = 0.133 \cdot 2 \cdot 0.0155 =$$

$$= 4.123 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} = 14.8 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Для реалізації поставленої задачі вибираємо насос, який задовольняє розрахунковим даним: подача $Q = 14.8 \text{ м}^3 / \text{год}$., тиск нагнітання $P_H \geq 3 \text{ МПа}$.

Запропоноване свердловинне устаткування для виробки запасів вуглеводнів може використовуватись для всього ряду ШГН, які випускає вітчизняна та зарубіжна промисловість. Максимальна глибина опускання ШГН залежить від міцнісних характеристик матеріалів і відповідних розрахунків габаритних розмірів траверси 2, вертикальних стояків 1 і гідравлічних колон 9, колони НКТ і колони насосних штанг, а також потужності привода.

Технічний результат від використання свердловинного устаткування для виробки запасів вуглеводнів полягає у зменшенні металоємкості устаткування, спрощенні його обслуговування, забезпеченні можливості оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що у свою чергу дозволяє підвищити довговічність, продуктивність роботи устаткування і видобуток вуглеводнів.

Література

1 А.с. СРСР № 1649114, МПК ⁵ F 04B47/00, опубл. 15.05.1991 р., бюл. № 18.

2 Молчанов А.Г. Гидроприводные штанговые скважинные насосные установки [Текст] : учеб. пособ. / А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1982. – 305 с.

3 Бандура В.В. Дослідження впливу дефектів ШНГУ на її експлуатаційну надійність [Текст] / В.В. Бандура // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: держ. міжвід. наук.-техн. зб. – Івано-Франківськ, 1999. – С. 198–209. – Серія «Нафтогазопромислове об'єднання»; вип. 36.

4 Молчанов А.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы [Текст] / А.Г. Молчанов, В.Л. Чичеров. – М.: Недра, 1983 г. – 307 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

07.02.11

Рекомендована до друку професором

Тимківим Д.Ф.

ПІДВИЩЕННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ З ОПОРАМИ ТИПУ АУ

Р.С. Яким, Ю.Д. Петрина

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024,

e-mail: public@nuing.edu.ua

Виявлено і обґрунтовано значний резерв у підвищенні довговічності шарошкових доліт з опорою АУ, суть якого полягає в: підвищенні тріщиностійкості шарошок і лап; підвищенні несучої здатності опори; вдосконаленні конструкції радіальних підшипників ковзання; вдосконаленні конструкції осевих підшипників ковзання; підборі ефективних і оптимальних антифрикційних матеріалів для підшипників ковзання. Ефективна реалізація зазначених умов забезпечення довговічності досягається застосуванням високотемпературного термомеханічного оброблення заготовок та введення спеціальних режимів хіміко-термічної обробки, а також збільшення радіуса заокруглення галтелі в небезпечному перерізі цапфи лапи, веденням у конструкцію великого підшипника ковзання опори плаваючої композиційної втулки і встановленням в упорний торець шарошки мідних циліндричних вставок.

Ключові слова: довговічність, тришарошкове долото, опора АУ, тріщиностійкість, знос, підшипник ковзання

Выявлен и обоснован значительный резерв в повышении долговечности шарошечных долот с опорой АУ, суть которого состоит в: повышении трещиностойкости шарошек и лап; повышении несущей способности опоры; совершенствовании конструкции радиальных подшипников скольжения; совершенствовании конструкции осевых подшипников скольжения; подборе эффективных и оптимальных антифрикционных материалов для подшипников скольжения. Эффективная реализация приведенных условий обеспечения долговечности достигается использованием высокотемпературной термомеханической обработки заготовок и введения специальных режимов химико-термической обработки, а также увеличением радиуса округления галтели в опасном разрезе цапфы лапы, ведением в конструкцию большого подшипника скольжения опоры плавающей композиционной втулки и установкой в упорный торец шарошки медных цилиндрических вставок.

Ключевые слова: долговечность, трехшарошечное долото, опора АУ, трещиностойкость, износ, подшипник скольжения

Large reserve in the increase of durability of cone rock bits with AU bearings is shown and based. The essence of this reserve consists in the increase of cones and arms crack – resisting; the increase of bearing supporting ability; the improvement of radial and axial plain bearings construction; the selection of effective and optimum antifriction materials for plain bearings. The effective realization of mentioned conditions of durability of guarantee achieves by using of high – temperature thermomechanical treatment of blanks; introducing of special regimes of chemical and heat treatment and also increasing of radius of fillet rounding in the critical section of arm pin; inserting the bearing floating composite bush into big plain bearing and placing copper cylindric inserts into the cone trust end.

Keywords: durability, three-cone rock bit, AU bearing, crack-resisting, wear-and-tear, plain bearing

За останні роки в бурінні знайшли широке застосування долота з герметизованою опорою на радіальних підшипниках ковзання (опора АУ). Сфера застосування цих доліт обмежується низькообертовим бурінням. Для сучасних доліт цієї конструкції частота обертання не повинна перевищувати 250-280 об/хв. У зв'язку з світовою тенденцією до переходу на збільшення механічної швидкості буріння, з використанням високообертових вибійних двигунів, у тому числі турбобурів (частота обертання яких сягає 500 об/хв і більше), підвищення довговічності бурових доліт з опорою АУ є актуальним і перспективним завданням.

За останні роки розв'язанню цієї проблеми присвячено роботи [1-3] та ін. Зокрема встановлено, що перекис осі шарошки відносно цапфи лапи при навантаженні долота визначає розподіл навантаження на поверхнях тертя підшипників ковзання і проявляється у початковий період роботи долота, що може призвести до його раптової відмови. Величина кута перекоосу визначається [1]: різними значеннями зазорів у

підшипниках ковзання; асиметрією радіальних підшипників у межах полів допуску; ексцентриситет поверхонь ковзання підшипників ковзання. Відтак рекомендується підвищити точність складання опор ковзання. Для попередження заклинювання в опорі ковзання при виготовленні підшипника рекомендується забезпечувати значення допуску рівним 0,01мм [2]. Однак поза увагою залишається проблема забезпечення стабільності роботи опори ковзання в умовах виникнення перекосів між осями шарошки і цапфи лапи. Частково основи для вирішення цієї проблеми закладено в [3]. Зокрема встановлено, що причинами схоплювання і заклинювання опор типу АУ є: низька якість заправки опор мастилом; недостатній зазор між цапфою і втулкою шарошки; перекис осі шарошки відносно осі цапфи та нерівномірне прилягання поверхонь тертя цапфи і втулки і виникнення нерівномірного розподілу інтенсивності навантаження на поверхнях тертя. Автором показано, що нерівномірність інтенсивності навантаження по довжині підшипників може бути

обумовлена непаралельністю осей шарошки і цапфи під час роботи підшипників опори, які визначаються відмінністю зазорів у великому підшипнику ковзання (ВПК) і малому підшипнику ковзання (МПК), а також величиною і напрямком ексцентриситету поверхонь ВПК і МПК на цапфі лапи. Рекомендується також підвищити точність складання.

Найбільш ефективні заходи для забезпечення стабільності роботи опори реалізуються в конструкціях доліт фірми „Hughes Christensen”. Тут опори доліт виконуються з срібним шаром, що наноситься електродімічним способом [4, 5]. У конструкціях опор фірм „Smith Tool” і „Reed Tool” виконується плаваюча розрізана втулка з антифрикційного сплаву (олов’яної чи берилієвої бронзи), що має срібне покриття [6, 7].

Сьогодні вітчизняними долотними заводами випускаються долота, герметизовані опори яких виконуються з радіальними підшипниками ковзання, так званої продуктової лінії „AU” [8, 9]. Великий підшипник ковзання тут виконується у вигляді впресованої у шарошку втулки з берилієвої бронзи, а на цапфі лапи поверхня підшипника ковзання наплавлена стелітом. Малий підшипник ковзання виконується наплавленням стелітом на цапфу лапи. Наплавлення виконується на упорному торці бурта цапфи лапи. Для зниження коефіцієнта тертя внутрішня порожнина шарошки має срібне покриття. Також виготовляються долота лінії „AUL”, в яких великий підшипник ковзання виконаний на основі плаваючої розрізаної втулки зі зносостійкого антифрикційного сплаву. В цій конструкції долота упорний підшипник ковзання виконаний з торцевою шайбою такого самого матеріалу, як і втулка. Внутрішня поверхня шарошок, як і в долотах „AU”, вкрита шаром срібла.

Аналіз конструкцій сучасних доліт з опорами ковзання свідчить, що у процесі експлуатації вони повинні володіти максимальною стійкістю до утворення зазорів, перекосів, зростання кута між осями цапфи лапи і шарошки. Наприклад, в опорах виконують осьовий підшипник ковзання „упорний торець шарошки – упорний торець лапи”. З цієї метою на упорному торці лапи наносять зносостійкий антифрикційний сплав, а торець шарошки цементують. Однак цементований шар швидко руйнується. Ця проблема усунена в конструкціях опор доліт, представлених в [5]. Тут в упорний торець шарошки вставляють срібні або мідні циліндричні вставки. Це дозволяє досить ефективно відводити тепло з зони контакту, забезпечувати сприятливі умови тертя. Однак освоєння і налагодження випуску високоякісних герметизованих доліт вітчизняними долотними заводами нашкодується на брак даних про чинники які визначають їх довговічність.

Тому була поставлена задача вивчити причини виходу з ладу сучасних конструкцій доліт з опорою AU і виявити резерви в підвищенні їх довговічності.

Для вирішення поставленої задачі було здійснено аналіз відпрацьованих опор долота

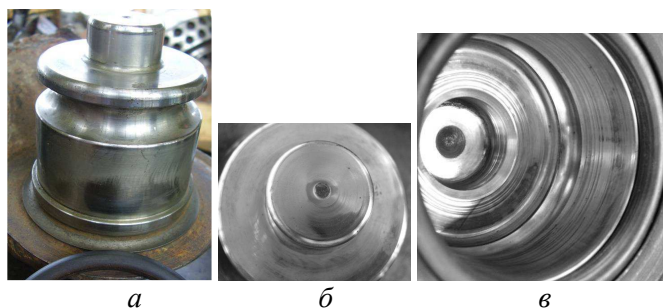
11 5/8 AU-54X, опорні елементи яких містять срібне покриття. Також на ВАТ „ДДЗ” було виготовлено партію доліт 295,3 СЗ-ГАУ серійної конструкції у кількості 5 шт. і партію експериментальної конструкції також 5 шт. Долота відпрацьовували в однакових геологічних умовах при бурінні ротором (число обертів ротора – 60-80 об/хв) свердловини глибиною 5550 м. Буровий розчин мав густину 1,18...1,23 г/см³ і в’язкість 90...115 сек і подавався у вибій під тиском до 25 МПа. Навантаження на долото складало 12-18 тонн.

Провели аналіз відпрацьованого долота 11 5/8 AU-54X (рис. 1), яким було пробурено 154 м при механічній швидкості 0,45 м/год (стійкість долота склала 342,2 год). Воно вийшло з ладу через втрату працездатності породоруйнуючого оснащення і зростання крутного моменту на долоті у результаті загального зносу в опорі. Необхідно зауважити, що незважаючи на наявність в опорі, особливо на упорному торці шарошки, рівняків середньої глибиною 0,1-0,2 мм всі поверхні гладкі, притерті, що свідчить про те, що в опорі реалізовувався ефект вибіркового перенесення. Також на біговій доріжці замкового підшипника кочення не зауважено прогресуючого пітінгового руйнування типового для цих підшипників. Очевидно це пов’язано з тим, що долото у процесі відпрацювання не зазнавало значних перевантажень.

Незважаючи на те, що знос в цапфі опори склав 0,2-0,3 мм на поверхнях великого і малого підшипника ковзання глибина цементациї становить 1,4-1,6 мм. При цьому твердість поверхні малого підшипника ковзання складає 60-61 HRC, а великого 59-61 HRC. Твердість серцевини в зоні малого підшипника ковзання в межах 31-32 HRC, а великого – 26-27 HRC. На шарошці твердість поверхні малого і великого підшипників ковзання складає 58-59 HRC, а твердість її серцевини становить 34-36 HRC. Упорний торець цапфи лапи наплавлений стелітом. На поверхнях опори зафіксовано шар срібла товщиною приблизно 0,325 мм.

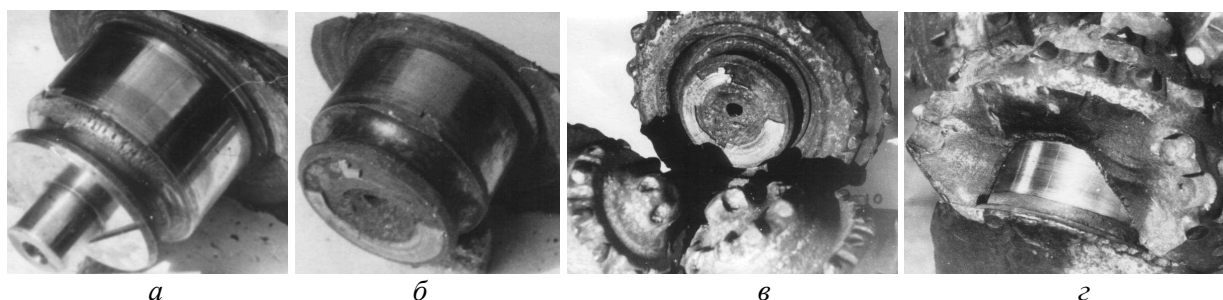
Хімічний аналіз показав, що лапа виготовлена зі сталі типу 19XГНМА (0,20% C; 0,83% Mn; 0,29% Si; 0,48% Cr; 0,63% Ni; 0,43% Mo). Цементований шар містив: на глибині до 0,1 мм 0,66% C; 0,1–0,3 мм 0,61% C; 0,3–0,5 мм 0,55% C; 0,5–0,7 мм 0,43% C; 0,7–0,9 мм 0,38% C. Структура цементованого шару – дрібногострий мартенсит 1 б, залишковий аустеніт балу 1а, карбіди 2к-3к. Структура серцевини – сорбітоподібний перліт. Ударна в’язкість сталі лапи склала KCU=11,75 Дж/м². Шарошка виготовлена зі сталі типу 17НЗМА з підвищеним вмістом молібдену і марганцю (0,19% C; 0,83% Mn; 0,29% Si; 0,24% Cr; 3,55% Ni; 0,51% Mo). Структура цементованого шару – дрібногострий мартенсит 2б, залишковий аустеніт балу 3а, карбіди 3к. Структура серцевини – тростосорбіт. Загалом, сталі та їх фізико-механічні властивості відповідають існуючій вітчизняній технології виготовлення бурових доліт.





*а – цапфа лапи мала гладку притерту поверхню;
б – торець (п'ята) і упорний торець цапфи лапи притерті, гладкі та мають тонкі риски;
в – поверхня шарошки також притерта, гладка і вкрита кільцеподібними тонкими рисками*

Рисунок 1 – Загальний типовий вигляд елементів опори відпрацьованого бурового тришарошкового долота 11 5/8 AU-54X, що містить срібний шар на поверхнях ковзання



*а – викришування бігової доріжки замкового кулькового підшипника кочення;
б – руйнування наплавленого шару упорного торця і злам цапфи малого підшипника ковзання;
в – злам шарошки № 2 на рівні упорних торців шарошки і цапфи лапи;
г – злам периферійної частини шарошки №1 в межах дуги 120° до 3 вінця*

Рисунок 2 – Типові аварійні руйнування бурових тришарошкових доліт 295,3 СЗ-ГАУ

Освоєння виготовлення доліт типу АУ ставить задачу нанесення на елементи опори срібного покриття. Вона передбачає вирішення складних проблем організації дільниць для нанесення срібла та високоточних викінчувальних механічних оброблень, жорсткого контролю за витратою срібла тощо. Тому для забезпечення зносостійкості і довговічності серійних опор АУ використовується наплавлення стелітом, а великий підшипник ковзання виконується з впресованою у шарошку втулки з берилієвої бронзи. Це, в свою чергу, суттєво знижує зносостійкість опори. Як бачимо з табл. 1, довговічність серійних вітчизняних доліт 295,3 СЗ-ГАУ є значно меншою від імпортних доліт. Зокрема, значення проходки є меншим в 6,5 разів, стійкості в 5,9 разів при практично однаковій механічній швидкості буріння. Зниження цих показників спричинене випадками катастрофічного руйнування як елементів опори, так і корпусів шарошок (рис. 2). Зокрема при працездатному породоруйнівному оснащенні зафіксовано випадки відколювання вершини шарошки в ділянці замкового підшипника кочення і основи малого підшипника ковзання, або злам периферійної частини шарошок в межах дуги 120° до 3 вінця. У більшості випадків серійні долота недопрацювали на вибої.

Огляд елементів поверхонь цапфи лапи і шарошки виявив не тільки ряд проблем, пов'язаних з фізико-механічними та експлуатаційними показниками матеріалів, але й слабкі місця в конструкції опори. Зокрема, в ході металографічних і фізико-механічних випробовувань матеріалів деталей опори було виявлено наступне. Хоч мікроструктура сталей лапи і шарошки відповідали існуючим технічним вимогам, проте в них виявлено вищу схильність до тріщиноутворення. Існуюча конструкція опори не забезпечує надійність функціонування в момент початку роботи долота та у випадках перекосів осей цапфи лапи і шарошки. Крім цього, опора серійної конструкції схильна до утворення цих перекосів у процесі буріння. Необхідно зауважити, що контакт трібопари „стеліт-сталь” не забезпечує необхідної зносостійкості та довговічності контактуючих поверхонь. Поверхні підшипників ковзання опор доліт повинні задовольняти наступні вимоги: самозмашування; добре припрацювання поверхонь ковзання; здатність до автокомпенсації зносу; зносостійкість при потраплянні абразиву в зону контакту; стійкість до ударних навантажень; висока втомна міцність; стійкість до високих температур; технологічність при виготовленні; низька ціна матеріалів.

Таблиця 1 – Дані відпрацювання серійних доліт 295,3 СЗ-ГАУ

№ з/п	Прохідка, м	Стійкість, год	Механічна швидкість, м/год	Особливості руйнування
1	40	107,25	0,37	Злам вершини шарошки № 2 на рівні кулькової доріжки замкового підшипника (ЗКП) та на рівні упорного торця бурта лапи (УТЛ). Знос і борозни на упорному торці шарошки (УТШ) і руйнування бурта УТЛ в навантаженій зоні. На доріжках ЗКП цапф лап пітінги бігової доріжки Породоруйнующе вставне оснащення працездатне. Вихід з ладу системи мащення опори, руйнування ущільнення опори. На цапфах: Секція №1: знос великого підшипника ковзання ВПК 0,5-1мм; знос малого підшипника ковзання МПК 0,2мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,3мм; відламана цапфа МПК. Секція №3: знос на цапфі ВПК 1,8мм, МПК 0,3мм.
2	26,1	68,75	0,38	Злам вершини шарошки № 2 на рівні УТЛ. Знос і борозни на УТШ і дрібні руйнування бурта УТЛ в навантаженій зоні. Породоруйнующе вставне оснащення працездатне. Руйнування ущільнення опори. Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,3мм; МПК 0,1 мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,2мм, відламана цапфа МПК; Секція №3: знос ВПК 0,7мм; МПК 0,2мм.
3	12	30	0,4	Злам периферійної частини шарошки №1 в межах дуги 120° до 3 вінця. На цапфах викришування бігової доріжки ЗП в навантаженій ділянці. Породоруйнующе вставне оснащення працездатне. Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,3мм; МПК 0,1 мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,4мм; МПК 0,2 мм; Секція №3: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,1 мм.
4	16,1	29,3	0,55	На доріжках ЗКП цапф лап викришування бігової доріжки. Породоруйнующе вставне оснащення працездатне Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,1 мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,1мм; відламана цапфа МПК; Секція №3: знос на цапфі ВПК 0,7мм; МПК 0,2мм.
5	24	56,5	0,42	Злам вершини шарошки № 2 на рівні кулькової доріжки замкового підшипника та на рівні упорного бурта лапи. На доріжках ЗКП цапф лап локальні руйнування бігової доріжки. Руйнування ущільнення опори. Знос і борозни на УТШ і значні руйнування бурта УТЛ в навантаженій зоні. Породоруйнующе вставне оснащення працездатне Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,3-1мм; МПК 0,3мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,3мм; відламана цапфа МПК; Секція №3: знос на цапфі ВПК 1,8мм; МПК 0,3мм.
	23,64	58,36	0,42	

Отже, для підвищення довговічності шарошкових доліт з опорою АУ необхідно: підвищити тріщиностійкість шарошок і лап; підвищити несучу здатність опори; вдосконалити конструкцію радіальних підшипників ковзання; вдосконалити конструкцію осьових підшипників ковзання; підібрати антифрикційні матеріали для підшипників ковзання.

Для підвищення тріщиностійкості шарошок і лап застосовано критерії, розроблені в [10]. Відповідно до цього на ВАТ „ДДЗ” вдосконалено існуючі стандарти підприємства на хіміко-термічну обробку деталей доліт з метою отримання високих показників пластичності і в'язкості цементованого шару та серцевини при одночасному забезпеченні їх показників за кри-

теріями міцності. Також для виготовлення лап було використано замість сталі 19ХГНМА сталь 22ХГНМА. Ці сталі володіють практично однаковою мікроструктурою і фізико-механічними властивостями цементованого шару. Однак сталь 21ХГНМА забезпечує вищу міцність серцевини. Також у відповідності до розроблених рекомендацій [11] згідно вдосконаленого технологічного процесу заготовки лапи і шарошки пройшли високотемпературне термомеханічне оброблення (ВТМО).

Після ХТО для експериментальних цапф лап з сталі 21ХГНМА (0,21%С, 0,87Мn%, 0,21Si%, 0,51Cr%, 0,49Ni%, 0,22Mo%) отримували глибину цементованого шару 2-2,1мм. Поверхнева твердість становила на МПК 60-



62HRC, а на ВПК 59-60HRC. Твердість серцевини під МПК становила 32-33HRC, а під ВПК складала 28-29HRC. Твердість наплавленого упорного торця на поверхні 43-53HRC і у серцевині 39-43HRC. Цементований шар: мартенсит 1 балу, аустеніт 1 балу, карбіди 1 кл. Серцевина мала структуру сорбітоподібного троститу.

Для підвищення несучої здатності опори і зменшення імовірності зламу цапфи з МПК в небезпечному перерізі за аналогом до ряду конструкцій доліт провідних виробників доліт з опорою АУ в експериментальних опорах збільшено радіус заокруглення галтелі в зоні переходу „МПК – упорний терець цапфи лапи”.

Для виявлення резерву у підвищенні ефективності опори базової конструкції проведемо розрахунок великого підшипника ковзання для випадку, коли він працює в екстремальних умовах при недостатньому машенні згідно методики, викладеної в [12]. При розрахунках було прийнято: навантаження на підшипник $W = 50 \text{ кН}$; кутова швидкість $\omega = 3,3 \text{ с}^{-1}$; відносний зазор в парі тертя $\psi = 0,01$; динамічна в'язкість мастила $\mu_{cp} = 112,2 \text{ Па} \cdot \text{с}$; діаметр цапфи лапи ВПК $d_1 = 0,078 \text{ м}$; осьова довжина вкладиша $l_1 = 0,045 \text{ м}$.

Отже, безрозмірний коефіцієнт навантаження ВПК становитиме

$$\xi = \frac{W\psi^2}{\omega l_1 d_1 \mu_{cp}} = 3,85. \quad (1)$$

При цьому середній тиск на площадку діаметрального перерізу підшипника

$$P_M = \frac{W}{l_1 d_1} = 142,5 \times 10^5 \text{ Па}. \quad (2)$$

Відносний ексцентриситет χ згідно діаграми 1 [12] при куті охоплення $\alpha = 360^\circ$ і відношенні $\frac{l_1}{d_1} = 0,58$, та значення безрозмірного коефіцієнта навантаженості (1) становить $\chi = 0,9$.

Момент тертя на цапфі визначали за діаграмою 5 [12]:

$$M = \frac{\omega l_1 d_1^2 \mu_{cp}}{2\psi} \xi_1 = 41,56 \text{ Нм}, \quad (3)$$

де коефіцієнт $\xi_1 = 8,2$ знайдений за діаграмою 6 [12] у відповідності до кута охоплення $\alpha = 360^\circ$ і відношенні $\frac{l_1}{d_1} = 0,58$ та $\chi = 0,9$.

Втрата потужності на подолання тертя в ВПК базової конструкції:

$$N = M\omega = 137,2 \text{ Вт}, \quad (4)$$

При цьому мінімальне значення товщини мастильного матеріалу

$$h_{min} = 0,5\psi d(1 - \chi) = 0,585 \times 10^{-4} \text{ м}. \quad (5)$$

3 позиції критерію накопичення пошкоджень в трибологічній парі ВПК процес зносу буде завжди прискорюватися і різко інтенсифікуватися у міру зменшення значення товщини мастильного матеріалу та зростання моменту тертя на цапфі. При цьому в підшипнику буде зростати зазор, що суттєво буде змінювати параметри спряження контактуючих поверхонь.

Оскільки час роботи підшипника ковзання залежить від товщини шару вкладиша, що зношується, то необхідно мінімізувати чи виключити знос вкладиша у момент пуску і припідшипника [13]. Для цього необхідно застосовувати конструкції вкладишів, що забезпечують рівномірний розподіл контурних тисків у зоні контакту, а також забезпечувати в зоні контакту пружні деформації. Аналіз сучасних конструкцій підшипників ковзання опор доліт виявив доцільність використання плаваючих втулок.

За аналогією до розрахунку для базової конструкції проведемо розрахунок великого підшипника ковзання з плаваючою втулкою згідно методики [12].

При розрахунках було прийнято: навантаження на підшипник $W = 50 \text{ кН}$; кутова швидкість $\omega = 3,3 \text{ с}^{-1}$; внутрішній і зовнішній відносні зазори в підшипнику „цапфа лапи-втулка-шарошка” $\psi_1 = \psi_2 = 0,01$; динамічна в'язкість мастила $\mu_{cp} = 112,2 \text{ Па} \cdot \text{с}$; внутрішній діаметр втулки $d_B = 0,065 \text{ м}$; зовнішній діаметр втулки $d_3 = 0,075 \text{ м}$; осьова довжина активної поверхні втулки $l_B = 0,035 \text{ м}$.

Отже, безрозмірний коефіцієнт навантаження ВПК з плаваючою втулкою становитиме

$$\xi = \frac{0,5W\psi_1^2}{\omega l_B d_3 \mu_{cp}} \left(\frac{d_3}{l_B} \right) = 11,81. \quad (6)$$

Відносний ексцентриситет зовнішнього шару втулки χ_3 згідно діаграми 18 [12] при

заданому відношенні $\gamma = \frac{\psi_1}{\psi_2} = 1$ та значення безрозмірного коефіцієнта навантаження (6) становить $\chi_3 = 0,78$.

Коефіцієнт навантаження зовнішньої частини плаваючої втулки ВПК, яка контактує з поверхнею ковзання шарошки, за таблицею 57 і діаграмою 18 [12] при $\chi_3 = \chi = 0,78$ становитиме $\xi_3 = 8,2$.

Оскільки відношення частот обертання плаваючої втулки і шарошки

$$\alpha = \frac{\xi}{\xi_3} - 1 = 0,44, \quad (7)$$

то частота обертання плаваючої втулки

$$\omega_2 = \alpha \cdot \omega = 1,5 \text{ с}^{-1}. \quad (8)$$

Коефіцієнт навантаження внутрішньої частини плаваючої втулки ВПК, яка контактує з поверхнею ковзання цапфи лапи

Таблиця 2 – Хімічний склад композиційних втулок

Склад втулки	Відсотковий вміст, %					Середнє значення відсоткового вмісту, %
	1	2	3	4	5	
основа (Fe)	26	29	28	10	18	22,2
тверда композиція (Cr, Mn, Si, Ti)	54	43	50	65	56	53,6
м'яка композиція (Cu, Zn, Pb, Be, Sn)	17	23	18	20	22	20
неметалеві включення, пори (C, N)	3	5	4	5	4	4,2

$$\xi_B = \frac{0,5W\psi_2^2}{\omega_2 l_B d_B \mu_{cp}} \left(\frac{d_B}{l_B} \right) = 17,02. \quad (9)$$

Відносний ексцентриситет внутрішнього шару втулки χ_B згідно таблиці 57 і діаграми 18 [12] становить $\chi_B = 0,83$.

Втрата потужності на подолання тертя в ВПК з плаваючою втулкою:

$$N = \frac{\pi l_B d_3 \mu_{cp} \omega^2}{2\psi} \left(\frac{(1-\alpha)^2}{\alpha^2 \sqrt{1-\chi_3^2}} + \frac{2,7-\alpha^2}{\alpha^2 \sqrt{1-\chi_B^2}} \right) = 100 Bm, \quad (10)$$

Отже в експериментальній опорі для забезпечення плавного обертання шарошки потрібно менше на 37,2% підведення потужності у порівнянні з базовою конструкцією. Тобто від експериментальної конструкції можна очікувати покращення експлуатаційних показників.

З метою підвищення стабільності роботи опори та зносостійкості в парі „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки” за аналогією до конструкції [5] в цементованому упорному торці шарошки експериментальних доліт впресовувалися циліндричні мідні вставки.

Для вирішення питання застосування антифрикційного матеріалу для плаваючої втулки здійснено аналіз п'яти відпрацьованих імпорتنих доліт. Встановлено, що плаваюча втулка з композиційного матеріалу на залізній основі (табл. 2) твердістю 50-52HRC може ефективно використовуватися в парі з наплавленим стелітом. Відповідно в експериментальній конструкції застосовані втулки, хімічний склад яких відповідав встановленим в табл. 2 середнім значенням відсоткового вмісту компонентів.

Як свідчить аналіз руйнувань експериментальних доліт, що відпрацьовали в аналогічних умовах до експлуатації партії базової конструкції (табл. 3, рис. 3.), долота виходили з ладу через втрату працездатності породоруйнуючого оснащення і розгерметизації та заклинюванні опори. Експериментальні бурові долота при експлуатаційному бурінні показали вищу стійкість до крихкого руйнування шарошок і цапф лап. Зокрема тут не зафіксовано випадків крихкого руйнування. Експериментальні долота мали приблизно в 2,5 разів більшу проходку, в 1,74 рази більшу довговічність при збільшенні в 1,4 разів значення механічної швидкості у порівнянні з серійними.

Порівняно з імпортними долотами стійкість експериментальних доліт є нижчою в 3,38 разів. При цьому необхідно зауважити, що механічна швидкість імпорتنих доліт була меншою в 1,33 рази. Отже експериментальна конструкція дозволила суттєво наблизитися до рівня експлуатаційних показників сучасних імпорتنих доліт, що за значно меншої собівартості вітчизняних доліт створює сприятливі умови для їх конкурентоспроможності в співвідношенні „ціна-якість”.

Огляд елементів поверхонь цапфи лапи і шарошки відпрацьованих експериментальних доліт виявив наступне. Як і для серійних конструкцій в експериментальній опорі на цапфі лапи виявлені характерні руйнування бігових доріжок ЗКП (рис. 3 а). Наплавлені шари стеліту схильні до тріщиноутворення. Так, на поверхні ковзання ВПК характерним є утворення декількох тріщин в найбільш навантажених ділянці (рис. 3 б), а на упорному торці цапфи лапи утворюється специфічна мережа тріщин (рис. 3 в). При цьому треба зауважити, що випадків катастрофічного відколювання наплавлених шарів стеліту не зафіксовано. Характер зносу упорного торця шарошки показує на значно кращі умови тертя у порівнянні з базовою конструкцією, однак знос в 1,5-2мм не задовольняє висунутим вимогам і вимагає подальшого вдосконалення з метою збільшення зносостійкості. Також конструкція плаваючої втулки потребує вдосконалення, оскільки для неї характерне руйнування країв, як наслідок зростання кута між осями цапфи лапи і шарошки при збільшенні зазорів в опорі.

Загалом основною причиною виходу з ладу шарошкових бурових доліт як у серійних, так і експериментальних є низька зносостійкість опор при форсованих режимах буріння. Також виявлено у обох партіях типові проблеми з системою герметизації, відтак витікання мастила з системи мащення опори, що потребує подальшого вдосконалення даної конструкції доліт. Отже, вдосконалена конструкція є працездатною і потребує подальших вдосконалень направлених на підвищення зносостійкості елементів опори, надійності системи герметизації і мащення опори.

Отже, виявлено і обґрунтовано значний резерв у підвищенні довговічності шарошкових доліт з опорою АУ, суть якого полягає в: підвищенні тріщиностійкості шарошок і лап; підвищенні несучої здатності опори; вдосконаленні конструкції радіальних підшипників ковзання; вдосконаленні конструкції осьових підшип-



Таблиця 3 – Дані відпрацювання серійних доліт 295,3 СЗ-ГАУ

№ з/п	Про-ходка, м	Стій-кість, год	Механічна швидкість, м/год	Особливості руйнування
1	77	113,5	0,68	Знос і руйнування породоруйнуючого вставного оснащення (злам зубків на шарошках: №1 – 4 шт, №2 – 3 шт, №3 – 2 шт). Породоруйнуюче вставне оснащення працездатне. Руйнування ущільнення опори. На цапфах дрібні руйнування доріжки ЗКП в навантаженій ділянці. Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,1мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,3мм; МПК 0,1мм; Секція №3: знос на цапфі ВПК 0,1мм; МПК 0,1мм.
2	51	68,5	0,59	Знос і руйнування породоруйнуючого вставного оснащення (злам зубків на шарошках: №1 – 8 шт, №2 – 5 шт, №3 – 3 шт). Породоруйнуюче вставне оснащення працездатне. Розгерметизація опори. На цапфах локальні викришування доріжки ЗКП в навантаженій ділянці. Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,1мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,3мм; МПК 0,2мм; Секція №3: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,1мм.
3	68	104	0,65	Знос і руйнування породоруйнуючого вставного оснащення (злам зубків на шарошках: №1 – 2 шт, №2 – 4 шт, №3 – 1 шт). Породоруйнуюче вставне оснащення працездатне. Розгерметизація опори. На цапфах локальні викришування доріжки ЗКП в навантаженій ділянці. Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,1мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,2мм; Секція №3: знос на цапфі ВПК 0,3мм; МПК 0,1мм.
4	56	81	0,69	Знос і руйнування породоруйнуючого вставного оснащення (злам зубків на шарошках: №1 – 8 шт, №2 – 7 шт, №3 – 5 шт). Породоруйнуюче вставне оснащення працездатне. Вихід з ладу системи мащення опори і руйнування ущільнення опори. На цапфах локальні викришування доріжки ЗКП в навантаженій ділянці. Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,3мм; МПК 0,3мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,6мм; МПК 0,3мм; Секція №3: знос на цапфі ВПК 0,4мм; МПК 0,2мм.
5	46,2	121,3	0,38	Знос і руйнування породоруйнуючого вставного оснащення (злам зубків на шарошках: №1 – 8 шт, №2 – 7 шт, №3 – 5 шт). Породоруйнуюче вставне оснащення працездатне. Вихід з ладу системи мащення опори, витік мастила. На цапфах локальні викришування доріжки ЗКП в навантаженій ділянці. Секція №1: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,1мм; Секція №2: знос на цапфі ВПК 0,4мм; МПК 0,2мм; Секція №3: знос на цапфі ВПК 0,2мм; МПК 0,1мм.
	59,64	101,26	0,6	

ників ковзання; підборі ефективних і оптимальних антифрикційних матеріалів для підшипників ковзання. Реалізація зазначених умов забезпечення довговічності дає змогу усунути крихке руйнування деталей долота за рахунок застосування високотемпературного термомеханічного оброблення заготовок та введення спеціальних режимів хіміко-термічної обробки. Збільшення радіуса заокруглення галтелі в зоні переходу „МПК – упорний торець цапфи лапи” знижує ймовірність руйнування цапфи лапи в цьому небезпечному перерізі. Ведення в конс-

трукцію великого підшипника ковзання плаваючої композиційної втулки підвищує плавність обертання шарошок, забезпечує кращі умови самовстановлення і стійкості опори до ударних навантажень, знижує ризик відмов опор у процесі пуску та припрацювання долота на вибої. Відведення тепла і забезпечення сприятливих умов тертя в осьовому підшипнику ковзання „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки” встановленням в упорний торець шарошки мідних циліндричних вставок дозволяє підвищити стабільність роботи опори в



*а – загальний знос опори і підтинги на біговій доріжці замкового кулькового підшипника кочення ;
б – загальний знос опори та тріщини на наплавленій поверхні великого підшипника ковзання;
в – тріщини і дрібне викривування наплавленого шару упорного торця лапи;
г – утворення на упорному торці шарошки притертої канавки, що відповідає поверхні торця лапи*

Рисунок 3 – Загальний вигляд елементів опори відпрацьованого бурового тришарошкового долота 295,3 СЗ-ГАУ експериментальної конструкції

осьовому напрямку і при перевантаженні опори забезпечує стійкість до утворення значних зносів у навантаженій зоні, що спричиняють до утворення зазорів в опорі, ризикання шарошки і її заклинювання на вибої.

Проведені випробовування експериментальних доліт вказали на доцільність подальшого вивчення резервів підвищення довговічності шарошкових доліт з опорою АУ шляхом вдосконалення конструкції плаваючої втулки великого підшипника ковзання та осьового підшипника „упорний торець цапфи лапи – упорний торець шарошки”.

Література

- 1 Неупокоев В. Г. Совершенствование системы обеспечения качества проектирования и изготовления опорных элементов буровых шарошечных долот: дис. ... в виде научного доклада кандидата техн. наук: 08.00.20 / Неупокоев Владимир Геннадьевич. – Самара, 1998. – 34 с.
- 2 Закиров Н. Н. Теория и практика повышения эффективности работы, надежности и долговечности буровых шарошечных долот: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15, 05.02.13 / Закиров Николай Николаевич. – Тюмень, 2004. – 360 с.
- 3 Блинков О. Г. Пути повышения эффективности работы буровых шарошечных долот: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.15. / Блинков Олег Геннадьевич. – М., 2007. – 356 с.
- 4 Hughes ATX bits: The tough and reliable Advanced Technology bit with premium features at an economical price / Hughes Christensen. – Texas, Houston: A Baker Hughes Company, 1992. – 12 p.
- 5 Каталог буровых долот компании Hughes Christensen / [сост. Хьюз Кристенсен] – М.: Бейкер Хьюз Инкорпорейтед, 2008. – 44 с.
- 6 Буровой породоразрушающий инструмент: Международная инженерная энциклопедия. (Международный транслятор-справочник) – Т.1: Шарошечные долота / [под науч. ред. В.Я. Кершенбаума, А.В. Торгашова, А.Г. Месера] – М.: Нефть и газ, 2003. – 257 с. Серия „Нефтегазовая техника и технология” т. 1.
- 7 Smith Bits: каталог продукции 2007-2008: каталог / [сост. Smith International] – U.S.A. Texas, Houston: Smith International, Inc., 2007. – 65 с.
- 8 Буровые долота: каталог / [сост. Волга-бурмаш] – Самара.: ООО «ВБМ-сервис», 2006. – 48 с.
- 9 Каталог продукции для нефтяной та газовой промышленности: каталог / [авт.: ВАТ „Дрогобицький долотний завод”] – Дрогобич: ДДЗ, 2008. – 57 с.
- 10 Яким Р.С. Запобігання крихкому руйнуванню цементованих шарошок бурових доліт / Р.С. Яким, Ю.Д. Петрина, Ю.В. Павловський // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій: зб. наук. праць за матеріалами 4-тої Міжнародної конференції [„Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій”] (Львів, 23–27 черв.) / заг. ред. В. В. Панасюк / М-во освіти і науки України, Європейське тов. з цілісності конструкцій [та ін.]. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, 2009. – С. 989 – 998.
- 11 Петрина Ю.Д. Теоретичні основи технологічного забезпечення довговічності відповідальних деталей обладнання нафтогазової промисловості / Ю.Д. Петрина, Р.С. Яким, А.В. Швадчак // Машинознавство. – 2008. – № 12. – С.32 – 36.
- 12 Воскресенский В.А. Расчет и проектирование опор скольжения (жидкостная смазка): справочник / В.А. Воскресенский, В.И. Дзяков. – М.: Машиностроение, 1980. – 224 с. – (Серия „Библиотека конструктора”)
- 13 Крагельский И.В. Узлы трения машин: справочник / И.В. Крагельский, Н.М. Михин. – М.: Машиностроение, 1984. – 180 с. – (Серия „Основы проектирования машин”).

*Стаття надійшла до редакційної колегії
29.11.10*

*Рекомендована до друку професором
Крилем Я.А.*

Дослідження та методи аналізу

УДК 593:98

ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ГЛИБОКОЗАЛЯГАЮЧИХ ПАЛЕОГЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ БОРИСЛАВСЬКОГО НГПР ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ

¹Б.Й. Маєвський, ²А.В. Ярема, ¹С.С. Куровець, ¹Т.В. Здерка

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,
e-mail: grn@nung.edu.ua

² Науково-дослідний проектний інститут ВАТ "Укрнафта",
Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, м. Івано-Франківськ, 76019, т/ф (03422) 776140,
e-mail: postmaster@ndpi.ukrnapta.com

Проведено аналіз впливу тріщинуватості палеогенових глибокозанурених порід-колекторів Бориславського нафтопромислового району на їх нафтогазоносність та фільтраційно-ємнісні властивості. Проведено зіставлення проникностей та пористостей порід-колекторів глибокозанурених горизонтів з метою виділення типу колектора, що підтверджено також проведенням аналізом продуктивності свердловин. За результатами комплексних мікроскопічних досліджень встановлено широкий розвиток переважно літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів глибокозанурених горизонтів. Наголошується, що важливу роль при формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів на великих глибинах відіграють зони літогенетичної тріщинуватості, а розвиток таких зон призводить до нерівномірного нафтогазонасичення порід-колекторів. Вказано напрямки для подальших пошуків покладів вуглеводнів, пов'язаних з глибокозануреними горизонтами. Для підвищення ефективності пошуків слід якомога детальніше враховувати особливості поширення окремих пластів, пропластків та їх літологічну неоднорідність.

Ключові слова: ємнісно-фільтраційні властивості, глибокозанурені горизонти, нафтогазоносність, порода-колектор

Проведен анализ влияния трещиноватости палеогеновых глубокопогруженных пород-коллекторов Бориславского нефтепромышленного района на их нефтегазоносность и фильтрационно-емкостные свойства. Сопоставлены проницаемости и пористости пород-коллекторов глубокопогруженных горизонтов с целью выделения типа коллектора, что подтверждено также проведенным анализом производительности скважин. По результатам комплексных микроскопических исследований установлено широкое развитие преимущественно литогенетической трещиноватости пород-коллекторов глубокопогруженных горизонтов. Показано, что важную роль при формировании фильтрационных свойств пород-коллекторов на больших глубинах играют зоны литогенетической трещиноватости, а развитие таких зон приводит к неравномерному нефтегазонасыщению пород-коллекторов. Указано направления для дальнейших поисков залежей углеводородов, связанных с глубокопогруженными горизонтами. Для повышения эффективности поиска следует как можно точнее учитывать особенности распространения отдельных пластов, пропластков и их литологическую неоднородность.

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства, глубокопогруженные горизонты, нефтегазоносность, порода-колектор

The analysis of fracturing impact of deeply occurred Paleogene reservoir rocks of the Borislav oil and gas district on oil and gas presence and filtration and capacity properties was done. Comparison of permeability and porosity of reservoir rocks of deeply occurred horizons was carried out. In order to determine the type of collector, as confirmed also analyzed the performance of wells. Due to the results of complex microscopic studies the vast development of mainly lithoagenetic fracturing of reservoir rocks of deeply occurred horizons has been established. It is shown that lithogenetic fracturing zones are of great importance for the formation of filtration properties of



deeply occurred reservoir rocks. The development of such areas leads to uneven oil and gas presence. The main trends of the future searches for hydrocarbon reservoirs associated with deeply occurred horizons are indicated. The peculiarities of layers and lamina distribution and their lithologic heterogeneity should be taken into account for increasing the effectiveness of exploration.

Keywords: filtration and capacitive properties, deeply occurred horizons, oil and gas bearing, reservoir rocks

Дослідження порід-колекторів на великих глибинах є одним із основних напрямків наукових досліджень, оскільки їх вуглеводневий потенціал далеко ще невичерпаний через недостатню вивченість. Достовірне обґрунтування ємнісно-фільтраційних властивостей глибокозанижених порід-колекторів сприятиме приросту запасів вуглеводнів, що є особливо актуальним для добре вивчених нафтогазоносних регіонів, до яких відноситься Передкарпатський прогин, та зокрема Бориславський нафтогазопромисловий район (НГПР).

Враховуючи наявність середніх та великих родовищ нафти у верхній частині розрізу, є імовірність існування аналогічних родовищ за запасами також і у нижніх глибокозанижених структурних ярусах флішових утворень.

Згідно [1] на великих глибинах (понад 5 км) знаходиться 9,3% від усіх розвіданих запасів вуглеводнів категорії A+B+C₁ Західного регіону, у тому числі: газу вільного – 0,4%, газу розчиненого – 30,6%, нафти – 26,2%, газового конденсату – 6,3%.

На думку Г.Ю. Бойка [2], відкриття нових покладів родовищ у Бориславському районі було би можливим при зростанні середньої глибини закінчених бурінням пошуково-розвідувальних свердловин. За експертними оцінками геологічних інститутів та організацій у Бориславському нафтопромисловому районі виділяється близько 100 ділянок з імовірними запасами в олігоцені, еоцені та палеогеновому комплексах близько 103 млн. т нафти до глибини 7 км.

Верхня частина геологічного розрізу Бориславсько-Покутської зони вивчена приблизно на 80%, а нижня частина (4-7 км) – практично не розвідана, що вимагає окремого підходу до визначення напрямків і методик пошукових робіт.

Вивчення нижніх структурних ярусів палеогенових складок глибоким бурінням розпочато в кінці шістдесятих років минулого століття, коли почав вичерпуватись фонд структур, які підготовлені до буріння на невеликих глибинах, та остаточно затвердилось уявлення про багаторясну і блочну будову Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Припливи нафти в Бориславському НГПР одержали на глибинах понад 5 км із свердловин 2-Новосхідниця (5476-5984 м), 1-Північна Завода (5704-5796 м), 17-Семигинів (5200-5227 м).

Із глибини 3000-3300 м у Передкарпатському прогині спостерігається закономірне погіршення колекторських властивостей флішових відкладів, хоча в окремих випадках на глибинах 5000-7000 м фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів мають відносно високі значення. Так для прикладу, пористість у свердловині Луги-1 на глибині 6230 м стано-

вить 6,9%, у свердловині 419-Новоселиця на глибині 6193 м – 6,2%, у свердловині 1 – Північна Завода на глибині 5580 м – 11,9%, у свердловинах 2- і 5-Новосхідниця на глибинах 5400 і 5200 м пористість відповідно 7,6% і 7,5%, у свердловині 2-Смолянка на глибині 5070 м – 9,3% та ін.

Ефективність проведення пошукових і розвідувальних робіт значною мірою залежить від достовірності даних про характер поширення порід-колекторів та їх ємнісно-фільтраційних властивостей у межах локальних об'єктів.

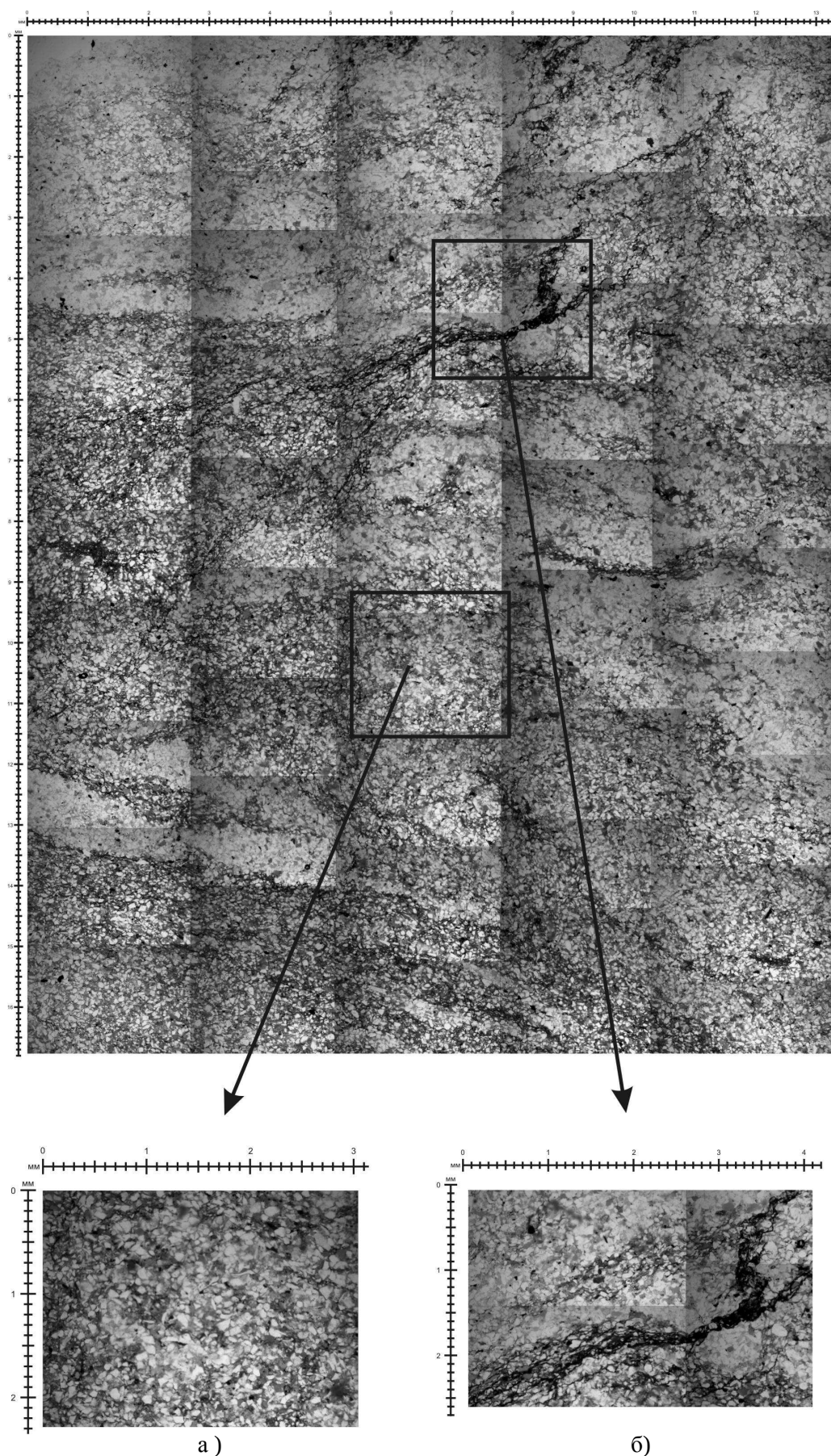
Пористість порід-колекторів значною мірою обумовлена особливістю відкладання і відсортованістю зерен, типом цементу, його мінералогічним складом і кількістю. Первинний поровий простір пісковиків значно змінюється під дією ущільнення та цементації. Навіть в «чистих» пісковицях спостерігається збільшення кількості точок дотику між зернами та площ контактів, що свідчить про зменшення порового простору порід-колекторів при збільшенні глибини залягання за рахунок пластичної деформації.

За результатами досліджень [3] гранулярний колектор промислового значення (пористість більше 7%) у надрах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину може існувати до глибини близько 8000 м. При цьому необхідно ще враховувати значний вплив на цих глибинах тріщинуватості гірських порід, що ще буде значно покращувати їх фільтраційні властивості.

Значна кількість тріщин, які прослідковуються в щільних породах, утворилась під дією тектонічних деформацій. Тріщини переважно з'єднані між собою та з первинним поровим простором в одну фільтраційну систему, що зумовлює значне збільшення їх проникності (рис.1).

Дослідженнями авторів [4], встановлено, що вторинна катагенетична пористість палеогенових відкладів Передкарпатського прогину розвинута в інтервалі глибин 4,5-5,6 км, де серед палеогенових піщано-алевролітових колекторів із відкритою пористістю 5-7% і ефективною – 3-5%, проникністю до $0,1 \cdot 10^{-15}$ м² і густиною – 2450-2500 кг/м³ спостерігаються численні горизонти з помітно вищою загальною пористістю до 11-18%, відкритою пористістю – 8-16%, проникністю – $(1-9) \cdot 10^{-15}$ м². Це дає можливість зробити висновок, що в зонах вторинної пористості фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів зростають в 2-4 рази відповідно.

Проведений аналіз продуктивності свердловин Бориславського нафтогазопромислового району на основі встановлених залежностей між пористістю і проникністю колекторів та дебітом свердловин показує, що гранулярна



а)

б)

Рисунок 1 – Нафтонасичений середньодрібнозернистий пісковик із св. 2-Східниця, інтервал 5987-5990 м. Збільшені фрагменти: насичення порового (а) та тріщинно-порового типу (б), тріщини виповнені вуглеводневими компонентами чорного кольору



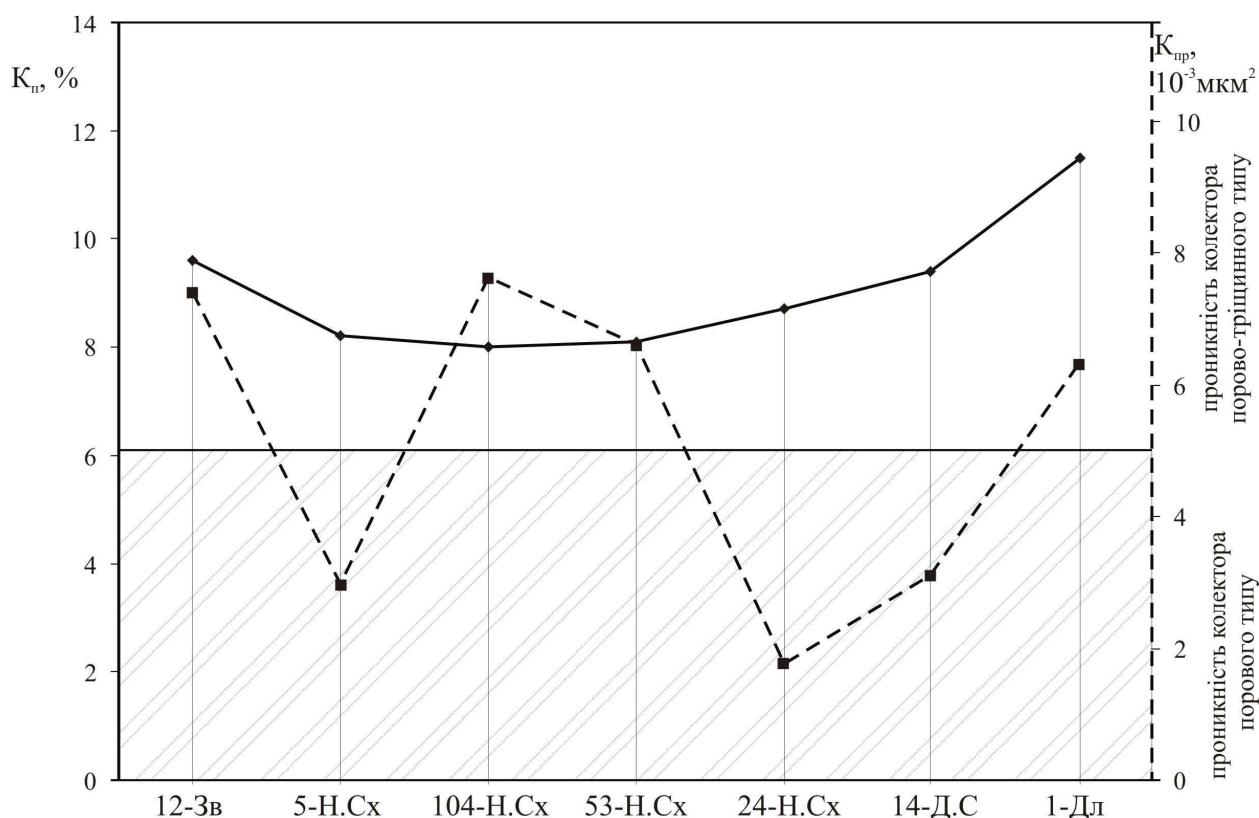


Рисунок 2 – Графік зіставлення значень пористості та проникності порід-колекторів глибокозанурених горизонтів деяких свердловин Бориславського НГПР

проникність пісковиків різних горизонтів, яка здебільшого є дуже низькою, може забезпечувати дебіти до 5-10 т/добу. Водночас високо- і низькодебітні свердловини часто знаходились на невеликих віддальх одна від одної. Це безумовно засвідчує вирішальний вплив тріщинуватості порід-колекторів на продуктивність свердловин.

Проникність зразків керна палеогенових тріщинуватих порід-колекторів, розбитих тріщинами, у залежності від величини діючого на них тиску змінюється переважно від $5\text{--}25 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, рідше досягаючи значення $50 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ [5].

На наявність складного порово-тріщинного типу колекторів палеогенових відкладів вказує також проведений нами аналіз фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів, визначених лабораторними методами. За результатами досліджень глибоких свердловин 12-Завода, 5, 104, 53, 24-Новосхідниця, 14-Доброміль-Стрільбичі та 1-Довголука нами було побудовано графік співставлення пористості та проникності (рис. 2). Як видно із даного рисунка, характер розподілу пористості та проникності вказує на наявність двох типів колектора: порового, що характеризується низькими значеннями проникності, переважно до $5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; порово-тріщинного – проникність якого на порядок вища у порівнянні з гранулярними колекторами (свердловина 53,104-Новосхідниця, 12-Завода).

Високі значення проникності можуть бути обумовлені зокрема літогенетичними тріщина-

ми, що підтверджується проведеними нами дослідженнями (рис. 3).

Особливості поширення тріщинуватих колекторів нафти і газу, з якими пов'язані промислові запаси вуглеводнів, як відомо, тісно пов'язані з історією розвитку регіону, умовами седиментогенезу осадових товщ і постседиментарними процесами.

Протягом геологічної історії гірські породи зазнають багаторазових перетворень, які супроводжуються різними хімічними процесами, зміною термобаричних умов та тектонічних процесів. Механічні властивості порід, як складних багатокомпонентних систем, відрізняються виключною різноманітністю, пов'язаною із складом породоутворюючих мінералів, їх відсортованістю, типом і кількістю цементного матеріалу, розмірами уламкового матеріалу. Крім цього практично всім гірським породам притаманна мікро- і макрошаруватість (ритмічне перешарування), яка найчастіше зумовлена літогенетичною тріщинуватістю (рис. 4, 5).

Одним із важливих факторів, які впливають на ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів, є тріщинуватість, як результат деформації викликаний тектонофізичними процесами.

Як відомо, у Передкарпатському прогині розмежовують насунуті алохтонні відклади та автохтонні породи ложа прогину. У зв'язку з цим у першому комплексі осадових порід відбувся як прогресивний, так і регресивний етапи катагенезу, на відміну від другого, пов'язаного лише з прогресивним. Регресивний етап ката-

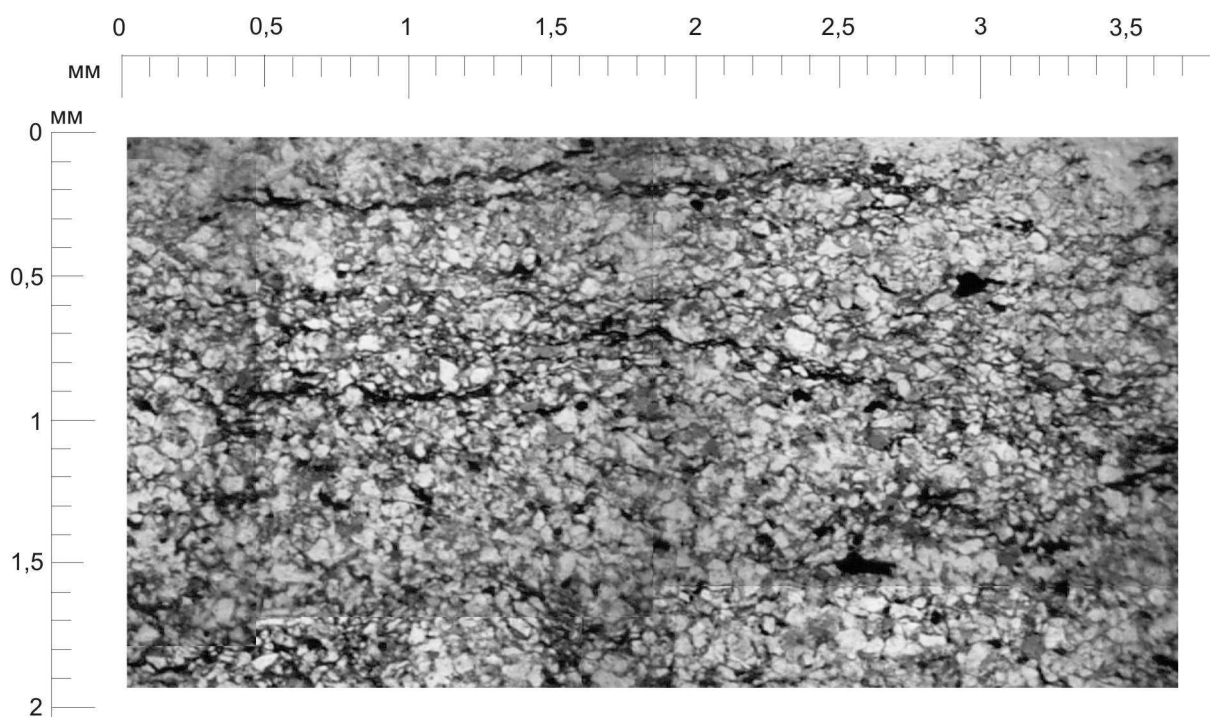


Рисунок 3 – Приклад літогенетичної тріщинуватості породи-колектора у свердловині 104 – Новосхідниця (інтервал 4800-4809 м)

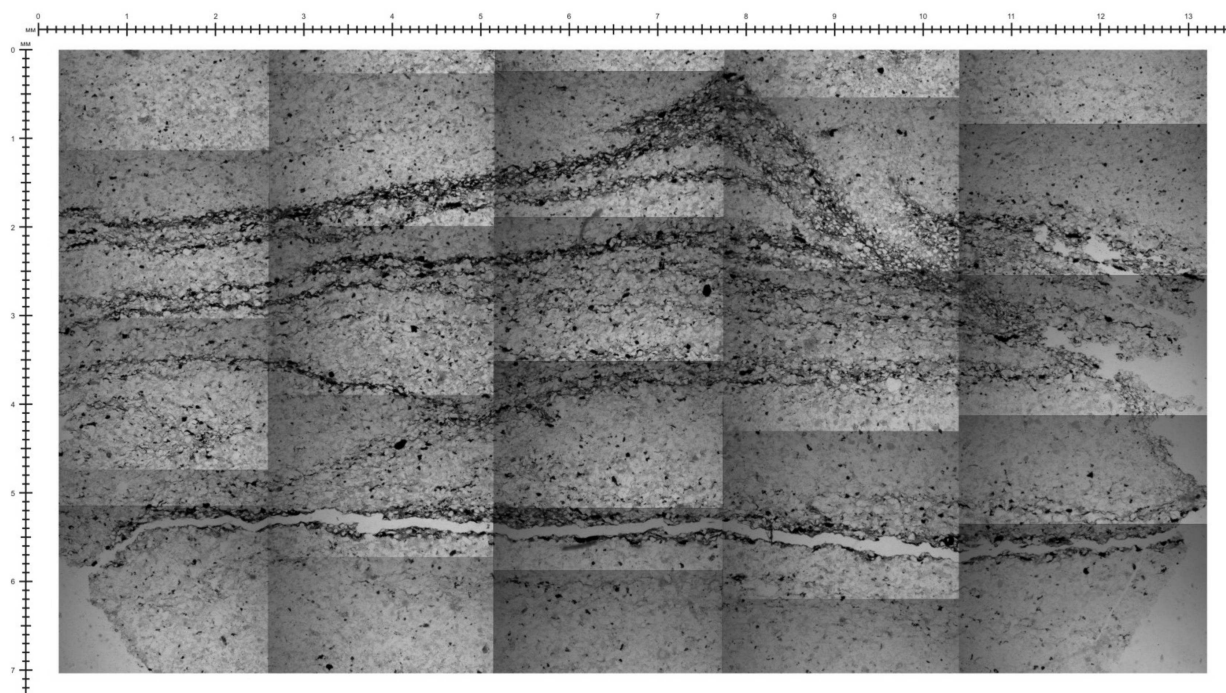


Рисунок 4 – Зони літогенетичної тріщинуватості у дрібнозернистому пісковнику, виповнені вуглеводневими компонентами чорного кольору (св. 15-Урич, інтервал 5117-5121 м)

генезу супроводжується релаксацією напружень у блоках порід, що підіймаються, їх охолодженням, завдяки чому з'являються допоміжні зусилля розтягу та відповідного утворення і розкриття тріщин. Внаслідок цього у породах-колекторах найглибших структурних ярусів формуються складні типи колекторів – тріщинно-порові або порово-тріщинні.

Досліджуючи роль процесів катагенезу у формуванні нафтогазоносних порід-колекторів палеогенових відкладів українських Карпат. І.Т. Попп [6] зазначив, що в палеогенових відкладах Бориславського нафтопромислового району, уже починаючи із зони МК₁ (глибини понад 4 км), слід прогнозувати широкий розвиток порід-колекторів змішаного (порово-тріщинного, тріщинно-порового) і тріщинного типів.



Рисунок 5 – Літогенетичні тріщини у дрібнозернистому пісковнику манявської світи, виповнені вуглеводневими компонентами чорного та коричневого кольору (св. 15-Урич, інтервал 4555-4557 м)

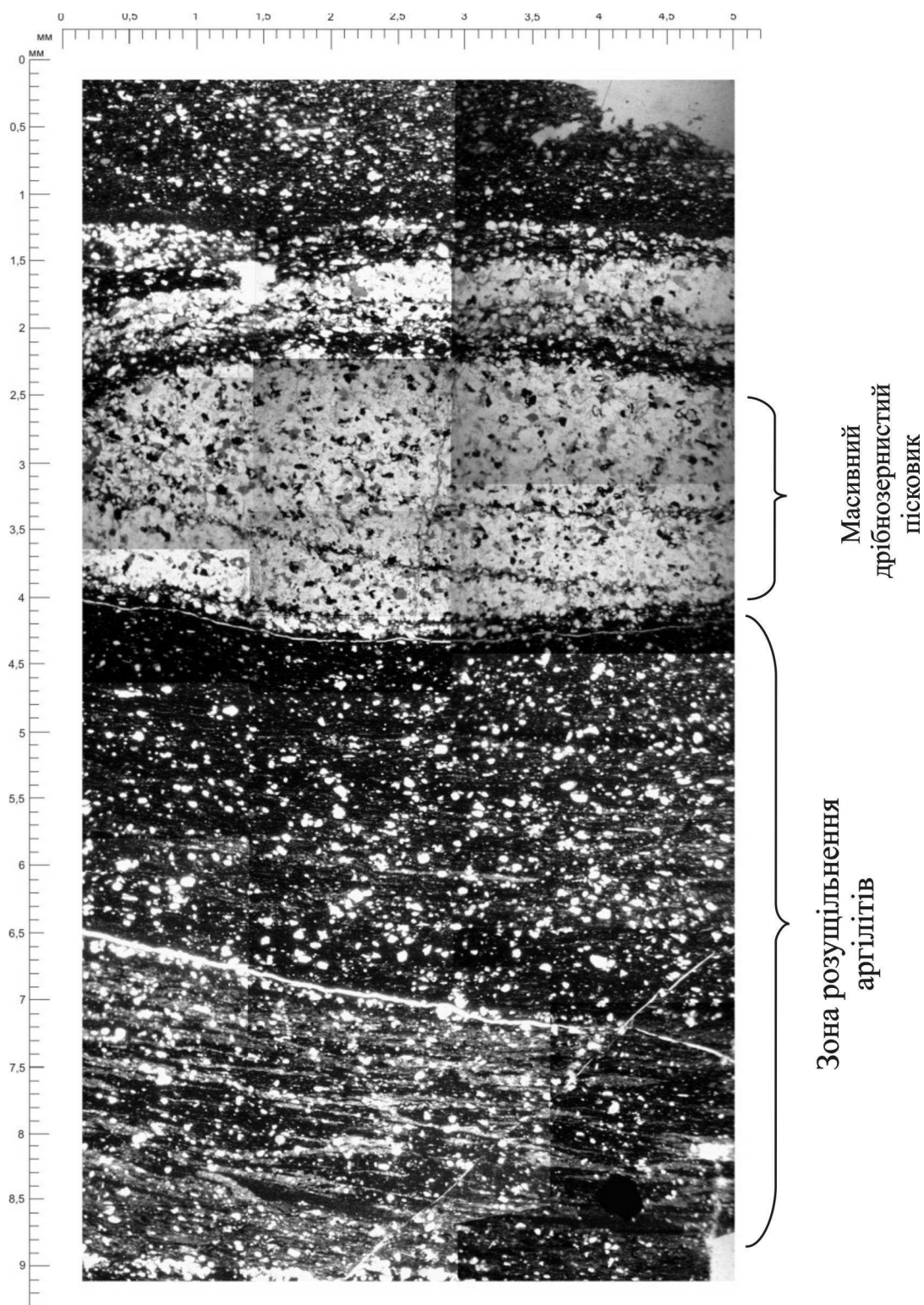


Рисунок 6 – Дрібнозернистий пісковик та аргіліт з літогенетичною тріщинуватістю (св. 22 – Добромиль-Стрільбичі, менілітова світа, інтервал 4891 м)

За 26 років експлуатації свердловини 3-НСх станом на 01.01.2002 р. з неї видобуто 739 тис. т нафти і 287,5 млн. м³ газу, тобто понад 1 млн. т умовного палива. Протягом усієї історії розробки родовищ Передкарпатського прогину таких видобутків не досягнуто у жодній іншій свердловині [7].

За результатами комплексних мікроскопічних досліджень нами встановлено широкий розвиток переважно літогенетичної тріщинуватості порід-колекторів глибокозанижених горизонтів [8]. Така тріщинуватість є характерною переважно для шаруватих піщано-аргілітових товщ, особливо для зон різкої зміни гранулометричного складу порід (рис. 6).

У свердловині 3-НСх, за даними геофізичних досліджень, товщина нафтонасиченого інтервалу менілових відкладів становить 57 м (4220-4277 м). Середній дебіт нафти свердловини за перші чотири роки експлуатації склав 250 т/добу при депресії на пласт приблизно 20 МПа. Проникність пористої матриці пісковиків згідно лабораторних досліджень не перевищувала 5×10^{-3} мкм². Враховуючи такі параметри, дебіт свердловини згідно з розрахунками за формулою Дюпюї не повинен перевищувати 30-40 т/добу. Така значна невідповідність між розрахованим і фактичним дебітом, без сумніву, вказує на вирішальну роль тріщинуватості щодо продуктивності свердловини.

На особливу увагу також заслуговує св.16-НСх, з якої виносились шматки породи діаметром до 1 см. За 7 років експлуатації з нафтою винесено приблизно 95 м³ (52 т) породи. Є припущення, що ці дані є заниженими, а фактично винесено аж 610 м³ (976 т) породи [9]. Можна уявити собі об'єми пустот, що утворилися на глибині близько 5 км, де тиски флюїдів складають понад 50 МПа. Такий ж винос породи спостерігався також у свердловині 51-Завода. Вказані дані свідчать про значну тріщинуватість порід алохтонного комплексу.

За результатами переінтерпретації геофізичних досліджень [10] встановлено, що в межах Карпатського прогину існують глибокозанурені піднасувні структури (підняття, виступи), які з огляду на можливість існування у них порід-колекторів і пасток є перспективними нафтогазопошуковими об'єктами, в яких можуть бути відкриті родовища зі значними запасами нафти і газу, що знаходяться на технічно доступних глибинах.

Подальші пошуки покладів вуглеводнів, пов'язаних з глибоко зануреними горизонтами, необхідно вести з врахуванням даних про розміщення високопродуктивних свердловин та наявності покладів у верхніх горизонтах.

Для підвищення ефективності пошуків слід якомога детальніше враховувати особливості поширення окремих пластів, пропластків та їх літологічну неоднорідність.

Вирішальну роль при формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів на великих глибинах відіграють зони літогенетичної тріщинуватості, а розвиток таких зон призводить до нерівномірного нафтогазонасичення порід-колекторів. Це пов'язано з тим, що вуглеводні концентруються переважно у тріщинах та притріщинних зонах. Іншими словами, встановлення переважаючого типу пустотного простору і його нафтогазонасичення повинно бути необхідною передумовою обґрунтування пошуково-розвідувальних робіт, а особливо під час проведення заходів з освоєння нафтогазових покладів на великих глибинах.

Література

1 Наукові аспекти досліджень з прогнозування нафтогазоносності надр на великих глибинах / Б.Л. Крупський, В.В. Гладун, П.Я. Максимчук, В.П. Клочко: Матер. наук.-практ. конф.

”Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України“. – Ів.-Франківськ, 20-23 вересня 2005. – С. 46-48.

2 Бойко Г.Ю. Напрямки пошуку нафтогазових покладів у Прикарпатті / Г.Ю. Бойко, Л.В. Михалевич, О.П. Гайванович // Геологія і геохімія горючих корисних копалин. – 1993. – №4 (85). – С. 51-56.

3 Прогнозування перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геологостатистичного моделювання / Б.І. Маєвський, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка та ін. // Геоінформатика. – 2007. – №1. – С. 54-61.

4 Доленко Г.Н. Зони вторичної пористості на більших глибинах – перспективний об'єкт поисків залежностей нафти і газу (на прикладі нафтогазоносних провінцій України і Восточної Сибіри) / Г.Н. Доленко, А.Е. Киселев // Коллекторские свойства пород на больших глубинах. – М.: Наука, 1985. – С. 26-31.

5 Мончак Л.С. Основи геології нафти і газу: підручник для вузів / Л.С. Мончак, В.Г. Омельченко – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.

6 Роль процесів катагенезу у формуванні нафтогазоносних порід-колекторів палеогенових відкладів Українських Карпат (Бориславський нафтогазопромисловий район) / Попп І.Т. // Матеріали 6-ї міжнародної науково-практичної конференції ”Нафта і газ України“. том 1. – Ів.-Франківськ, 31 жовтня – 3 листопада 2000. – С. 111-112.

7 Бойко Г.Ю. Напрямки удосконалення пошуків нафтових родовищ у Прикарпатті (на прикладі Східницької площі). / Г.Ю. Бойко, Л.В. Михалевич, О.П. Гайванович // Геологія і геохімія горючих корисних копалин. 2002. – №2. – С. 3-13.

8 До питання розвитку літогенетичної тріщинуватості і нафтогазоносності глибокозанурених теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину і Дніпровсько-Донецької западини / Б.І. Маєвський, В.М. Бенько, Т.В. Здерка, С.С. Куровець // Геоінформатика №4. – 2008. – С. 21-24.

9 Особливості взаємозв'язку між тектонічною тріщинуватістю продуктивних горизонтів і характером питомих відборів нафти в межах Бориславського нафтогазопромислового району / Б.І. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.В. Ляху, М.І. Манюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – №35. – С. 127-134.

10 Перспективи нафтогазоносності піднасувних глибокозанурених структур у Передкарпатському прогині / Л.С. Мончак, Г.О. Жученко, В.П. Степанюк, С.Г. Анікеєв, Ю.Л. Мончак, Н.О. Жученко: Матер. наук.-практ. конф. ”Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України“. – Ів.-Франківськ, 20-23 вересня 2005. – С. 80-85.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.12.10

Рекомендована до друку професором
Федоришиним Д.Д.

ОСОБЛИВОСТІ БУДОВИ СОЛЯНИХ ШТОКІВ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ЗА ДАНИМИ ПРОСТОРОВОГО ІНТЕГРАЛЬНОГО ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

¹О.П. Петровський, ¹Н.С. Ганженко, ²О.Ю. Зейкан

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 501041,
e-mail: geobip@optima.com.ua

²НАК «Нафтогаз України», 01001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6, тел. (0344) 5863537,
e-mail: ngu@naftogaz.com

Наведено результати вивчення регіональних особливостей будови соляних штоків центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) за даними просторового інтегрального геолого-геофізичного моделювання. Актуальність даної роботи зумовлена тим, що в геологічній будові центральної частини ДДЗ соляна тектоніка відіграє істотну роль при формуванні різного типу пасток для покладів нафти і газу. Їх пошуки в приштокових зонах соляних штоків є одним з реальних напрямків приросту запасів вуглеводневої сировини. Створення інтегральної геолого-геофізичної моделі глибинної будови центральної частини ДДЗ, яка кількісно і якісно узгоджена з усіма наявними геолого-геофізичними даними, забезпечило можливість вивчення за характером просторової зміни геогустихних властивостей регіональних особливостей будови соляних штоків. У статті проілюстровано процес відокремлення зон розуцільнення, пов'язаних безпосередньо з наявністю соляних об'єктів, від зон пониженої густини навколо штоку, які є потенційно перспективними у нафтогазовому відношенні. Наведено результати ранжування соляних об'єктів за характером зміни їх геогустихних властивостей з глибиною.

Ключові слова: соляний шток, Дніпровсько-Донецька западина, геолого-геофізична вивченість, густина породи, геолого-геофізична модель

Приведены результаты изучения региональных особенностей строения соляных штоков центральной части Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) по данным пространственного интегрального геолого-геофизического моделирования. Актуальность данной работы обусловлена тем, что в геологическом строении центральной части ДДВ соляная тектоника играет существенную роль при формировании различного типа ловушек для залежей нефти и газа. Их поиски в приштоковых зонах соляных штоков являются одним из реальных направлений прироста запасов углеводородного сырья. Создание интегральной геолого-геофизической модели глубинного строения центральной части ДДВ, количественно и качественно согласованной со всеми имеющимися геолого-геофизическими данными, обеспечило возможность изучения, по характеру пространственного изменения геоплотностных свойств, региональных особенностей строения соляных штоков. В статье проиллюстрирован процесс отделения зон разуплотнения, связанных непосредственно с наличием соляных объектов, от зон пониженной плотности в окрестностях штока, являющихся потенциально перспективными в нефтегазовом отношении; приведены результаты ранжирования соляных объектов по характеру изменения их геоплотностных свойств.

Ключевые слова: соляной шток, Днепровско-Донецкая впадина, геолого-геофизическая изученность, плотность породы, геолого-геофизическая модель

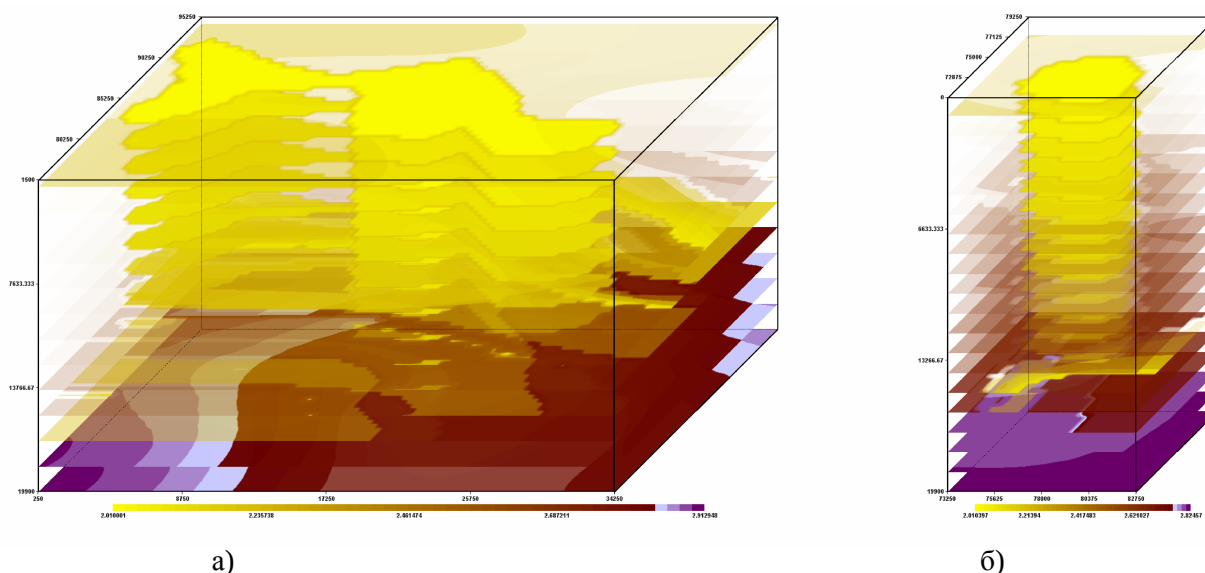
The results of the study of regional features of the salt stocks structure within the central part of the Dnieper-Donets Depression (DDD) based on the spatial integral geological and geophysical modeling are given. The importance of this work is predetermined by the fact that salt tectonics plays a significant role in the formation of different types of oil and gas traps in the central part of the Dnieper-Donets Depression. Their search within the salt stocks areas is one of the real ways of increasing hydrocarbon resources. Development of integral geological-geophysical model of deep structure for the central part of Dnieper-Donets Depression which is qualitatively and quantitatively consistent with all available geological and geophysical data provided an opportunity to study regional features of the salt stocks deep structure based on characteristics of the spatial distribution of geo-density properties. The authors describe the process of separating decompaction zones, which are directly related to the presence of salt bodies, from the zones with low density characteristics around the stock, which are potentially perspective for oil and gas. The results of ranking salt bodies according to changes of its geo-density properties distribution with depth are given.

Keywords: salt stock, Dnieper-Donetsk Depression, geological and geophysical knowledge, density of rocks, geological and geophysical model

Соляний тектогенез відіграє суттєву роль при формуванні різного типу пасток нафти та газу. У межах центральної частини ДДЗ, як і в межах Дніпровського грабену загалом, широко розвинуті структури соляного тектогенезу, до яких відносяться соляні штоки і поховані соля-

ні масиви (лінзи). Останні часто формують позитивні криптодіапирові структури значних розмірів, з ними в багатьох випадках пов'язані крупні і середні родовища вуглеводнів (Шебелинська, Новогригорівська, Перещепинська та ін.). Приштокові позитивні структури біля





а) б)
Рисунок 1 – Фрагменти апіорної просторової моделі центральної частини ДДЗ – аксонометричні зображення Чутівсько-Розпашнівського (а) та Павлівського (б) штоків у вигляді погоризонтних перерізів

соляних штоків, особливо в межах центральної частини ДДЗ, також містять відомі родовища вуглеводнів (Чутівське, Розпашнівське, Червоноярське та ін.) [1]. Тому вивчення особливостей будови таких структур за результатами інтегральної інтерпретації геогустинної просторової моделі центральної частини ДДЗ є одним із важливих аспектів при розв'язанні завдань забезпечення нарощування ресурсної бази вуглеводнів на основі прогнозування зон з покращеними колекторськими властивостями.

При вивченні особливостей розподілу густинних характеристик за результатами геогустинного моделювання складність даного завдання обумовлена необхідністю відокремлення зон розуцільнення, які безпосередньо пов'язані з наявністю соляних об'єктів, від зон пониженої густини навколо штоку, які є потенційно перспективними у нафтогазовому відношенні. Така ідентифікація потребує вивчення характеру вертикального простеження соляних штоків за їх геогустинними властивостями.

Слід зауважити, що питання, пов'язані з історією формування материнських товщ солі, розвитку штоків і впливу цих процесів на породи, які їх оточують, та низка інших теоретичних та практичних питань розглядалися великою кількістю науковців [2-6]. Отримані результати дозволили дослідити особливості будови значної кількості соляних утворень на території центральної частини ДДЗ та відкрити низку приштокових нафтогаоперспективних об'єктів.

Однак аналіз цих робіт свідчить про те, що існує ряд невирішених проблем щодо пошуково-розвідувального процесу на нафту і газ у приштокових зонах. Насамперед це стосується регіональних особливостей будови соляних штоків, розташованих на території центральної частини ДДЗ, чому і присвячена дана стаття.

Методика підготовки даних для аналізу.

На території проведення робіт за результатами багатьох геолого-геофізичних досліджень виділено 31 соляний шток. Кожен з них був включений при обробці в апіорну просторову модель центральної частини ДДЗ у вигляді вертикальної призми, форма та діаметр якої змінювалися з глибиною відповідно до форми контура (якщо він був відомий за даними сейсмозвідки та буріння) на кожному стратиграфічному рівні (рис. 1). Рівні залягання поверхонь та ніжок штоків, зміна значень густин з глибиною були задані згідно з даними сейсмогравітаційних досліджень минулих років [6].

Оцінка характеру вертикального простеження соляних штоків за їх густинними властивостями, отриманими в результаті інтегральної інтерпретації, проведена за такою методикою.

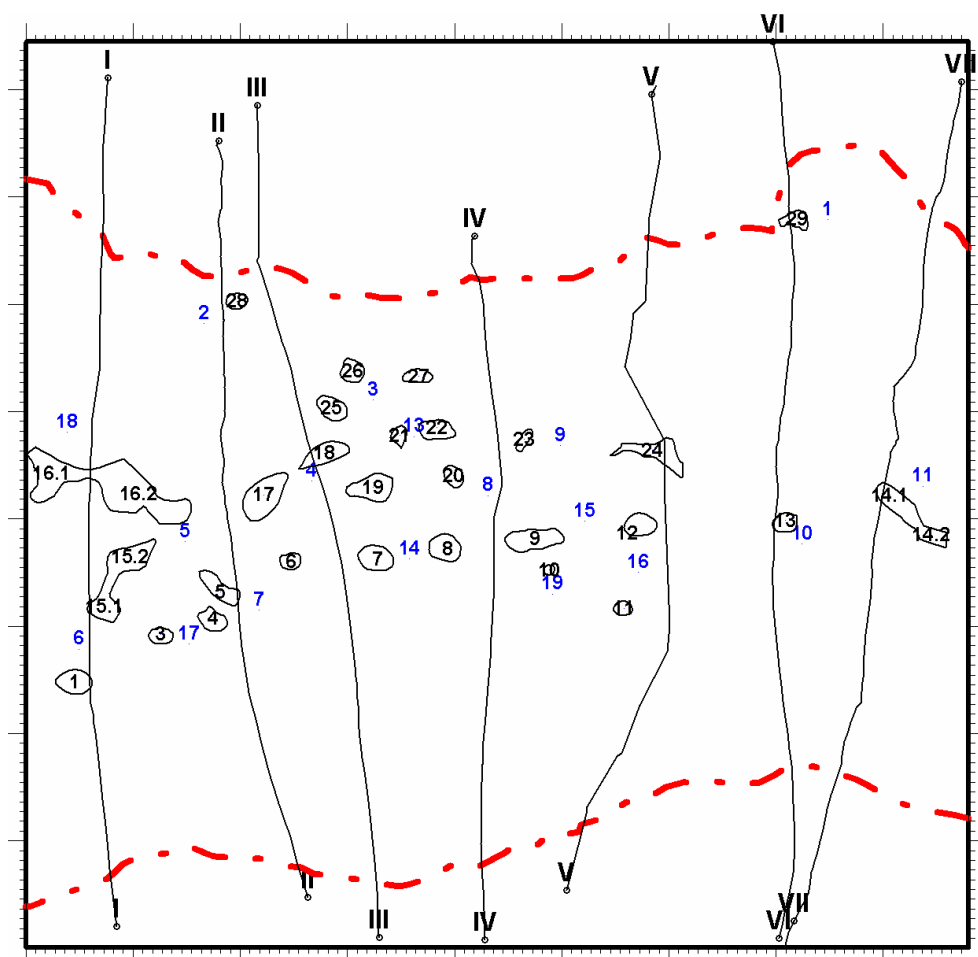
1 Визначено координати центрів контурів соляних штоків на рівні залягання їх поверхонь.

2 Для оцінки густини оточуючих порід визначено координати точок, які розміщуються за межами штоку. Їх положення вибрано з умови найближчої відстані до центру штоку та розташування на всіх стратиграфічних рівнях у зонах підвищеної густини порівняно із густиною в межах контуру штоку (рис. 2, таблиця 1).

3 Зроблено вертикальні перерізи інтегральної моделі в діапазоні глибин від 0 до 18000 м в точках, що відповідають центру штоку.

4 Зроблено вертикальні перерізи інтегральної моделі в діапазоні глибин від 0 до 18000 м в точках, що відповідають точкам визначення густини порід за межами контурів штоків.

5 За отриманими вертикальними перерізами побудовано графіки залежності густини від глибини залягання порід як в межах соляних штоків, так і за межами їх простеження (рис. 3).



Умовні позначення:

7 - номер штоку

14 - номер точки у вміщуючих породах

— лінії регіональних сейсмічних профілів

--- - межі бортів ДДз

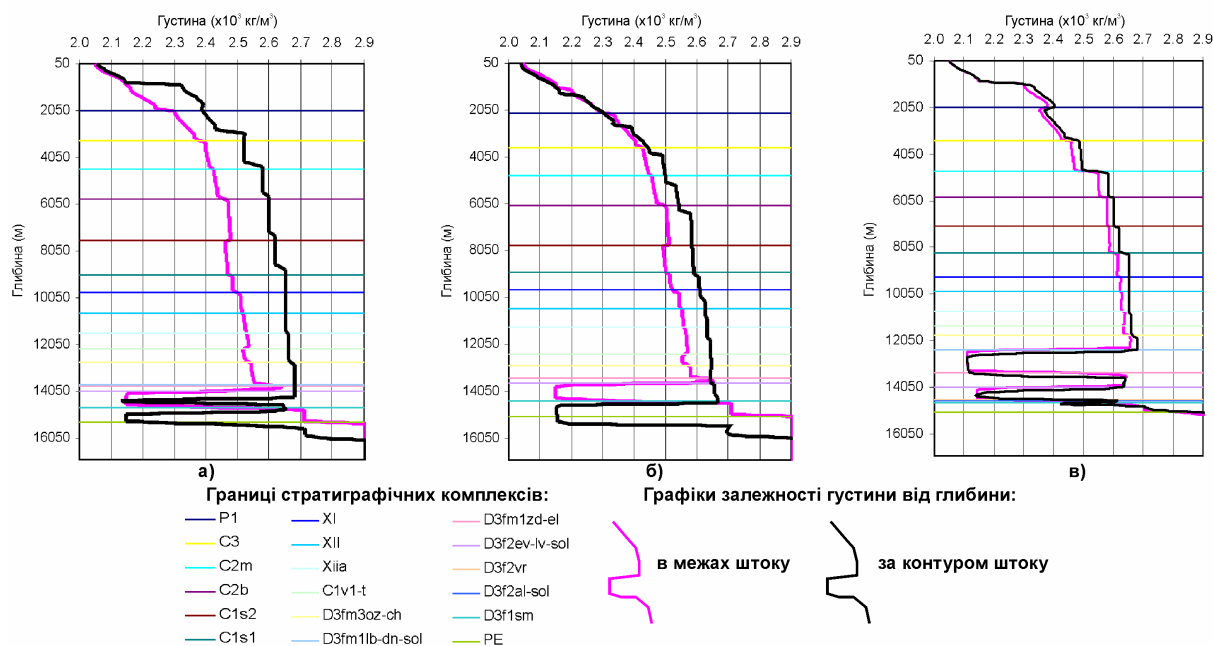
Рисунок 2 – Схема штоків та точок визначення густин за межами контурів штоків на території центральної частини ДДз

Таблиця 1 – Нумерація штоків та точок визначення густини за межами контура штоку

№ штоку на схемі	Назва штоку	№ точки визначення густини за межами контура штоку
1	Андріївський	6
4	Басівський	7
14.1	Берекський	11
12	Біляївський	16
29	Бригадирівський	1
28	Валківський	2
19	Ведмедівський	4
6	Вербівський	5
5	Верхньоланівський	7
15.1	Єлізаветінський-півд.	5
15.2	Єлізаветінський-півн.	6
23	Єфремівський	9

20	Зах.-Єфремівський	8
11	Краснопавлівський	16
9	Миронівський	15
14.2	Новодмитрівський	11
26	Нововодолазький	3
24	Олексіївський	9
8	Павлівський	14
22	Парасковіївський	13
16.2	Розпашнівський	5
27	Рябухінський	3
7	Соснівський	14
18	Старовірівський	4
13	Степківський	10
21	Сх.-Ведмедівський	13
10	Тимченківський	19
25	Токарівський	3
3	Федорівський	17
17	Хрестищенський	4
16.1	Чутівський	18





а) Соснівський, б) Вербівський, в) Східно-Ведмедівський

Рисунок 3 – Графіки залежності зміни густини від глибини в межах соляних штоків та за межами контурів їх простеження

6 Для кожного соляного штоку проведено візуальний (якісний) аналіз ступеня простеження з глибиною за трьома градаціями: «впевнено простежується», «непевнено простежується», «не простежується».

7 Для кількісної оцінки ступеня простеження кожного штоку по глибині розраховано аномальні значення густин штоку на рівні залягання його поверхні як різниці між густиною породи за межами штоку та густиною всередині штоку. Оскільки значення густин в межах стратиграфічних рівнів залягання поверхні всіх штоків незначно відрізняються одне від одного, нами визначено стратиграфічні рівні максимальної аномальної густини в верхній його частині. Аналогічно оцінювалися аномальні значення та відповідні стратиграфічні рівні максимальної аномальної густини залягання нижньої частини соляних штоків.

8 Розраховано вертикальну зміну аномальної густини соляного штоку, як різницю між аномальною густиною нижньої та верхньої його частин.

Аналіз результатів. На підставі отриманих даних усі соляні штоки, залучені до обробки за якісним критерієм оцінки простеження як в верхній, так і в нижній їх частині, були поділені на дві основні групи. До першої були віднесені штоки, різниця густин яких всередині штоку та за його межами, не перевищувала значення $0.002 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$. Ці соляні штоки практично не виділяються в просторовій інтегральній моделі. До першої групи віднесено 5 штоків: Берекський, Валківський, Новодмитрівський, Рябухінський, Сх.-Ведмедівський (рис. 3 в).

Для решти штоків, які віднесено до другої групи, проведено статистичну обробку отриманих даних: ранжування за кількісною оцінкою відповідної максимальної аномальної густини штоку в верхній його частині та якісною оцінкою ступеня простежування.

Отримані дані свідчать про повне співпадіння результатів якісної та кількісної оцінок. Так, до групи соляних штоків, які простежуються непевнено, відносяться: Тимченківський, Зах.-Токарівський, Степківський, Андріївський та Старовірівський штоки, які характеризуються аномальними значеннями густини у верхній частині в діапазоні від 0.033 до $0.079 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$.

Усі інші штоки: Верхньоланівський, Басівський, Федорівський, Краснопавлівський, Чутівський, Парасковійський, Єлизаветінський-півд., Павлівський, Соснівський (рис. 3 а), Ведмедівський, Олексіївський, Єлизаветінський-півн., Розпашнівський, Біляївський, Єфремівський, Миронівський, Хрещищенський характеризуються аномальними значеннями густини у верхній частині в діапазоні від 0.11 до $0.46 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$ та простежуються впевнено. Тож можна стверджувати, що мінімальний рівень простеження верхнього рівня соляних штоків складає $\geq 0.1 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$.

Аналіз поведінки гістограми аномальних значень густин у верхній частині штоків, що простежуються (рис. 4), вказує, що для більшості з них (19 із 26) значення аномальної густини складає від 0.11 до $0.18 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$. Для штоків даної групи також виконано ранжування за кількісною оцінкою відповідної максимальної аномальної густини штоку в нижній його частині та якісно оцінкою ступеня простежуваності.

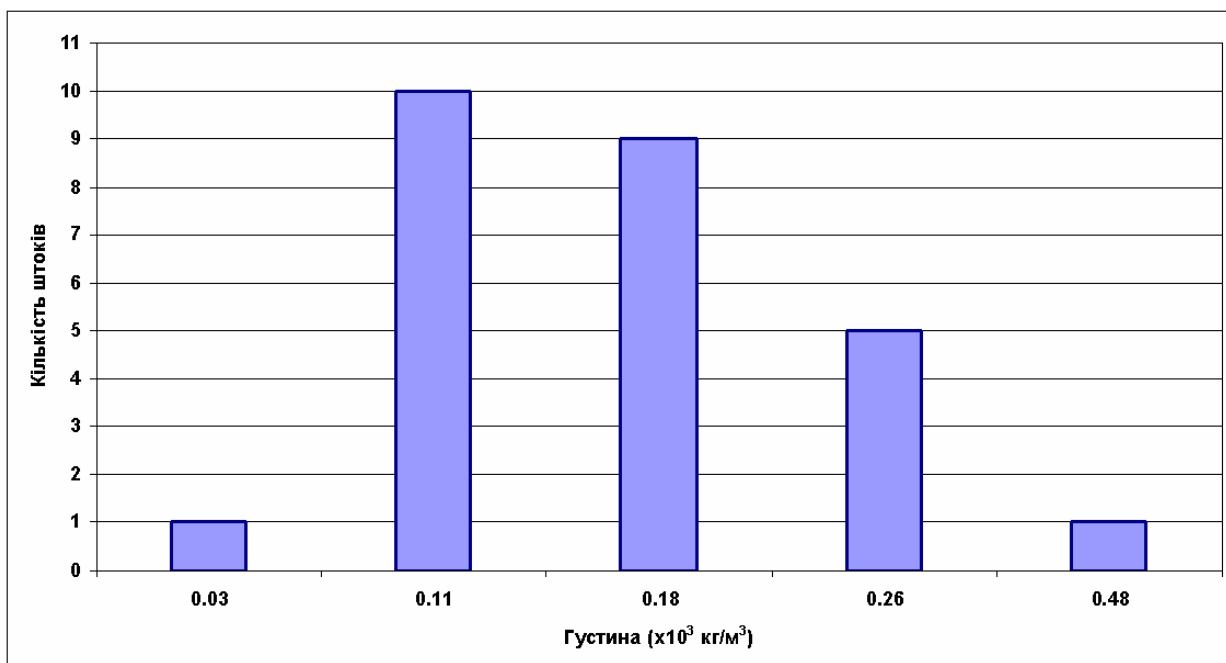


Рисунок 4 – Гістограма розподілу значень аномальної густини у верхній частині штоків

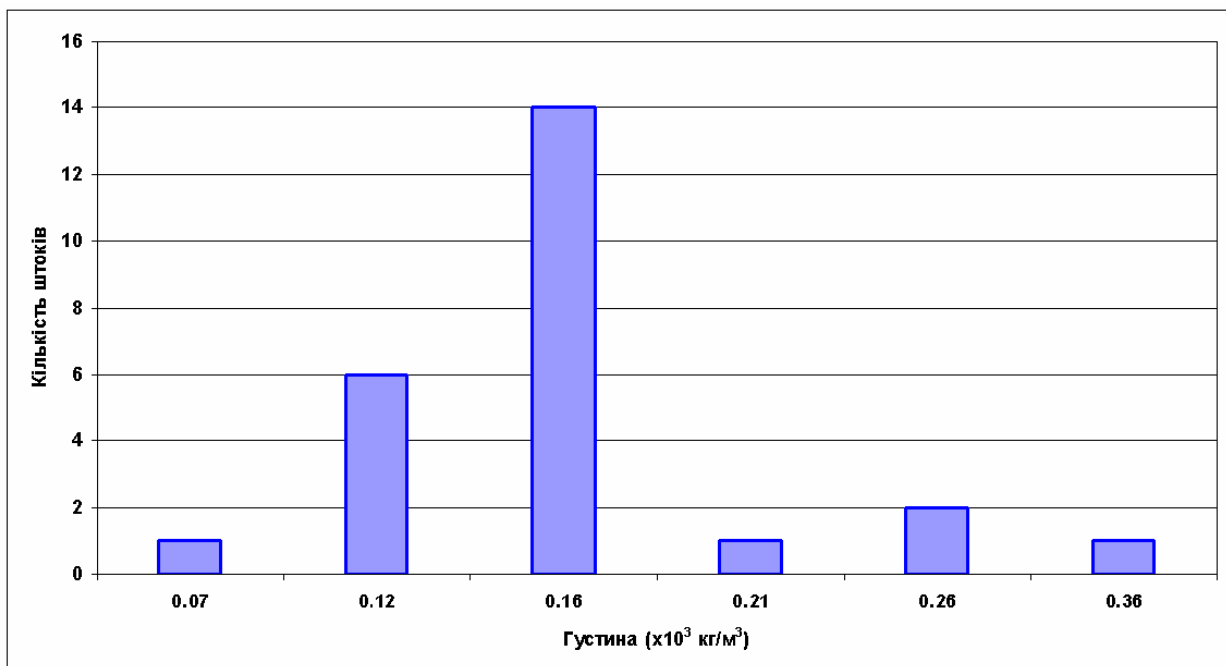


Рисунок 5 – Гістограма розподілу значень аномальної густини у нижній частині штоків

Отримані дані вказують на повне співпадання результатів якісної та кількісної оцінок. Так, до групи соляних штоків, які простежуються в нижній частині невпевнено та характеризуються аномальними значеннями густини в нижній частині в діапазоні від 0.067 до $0.095 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$, входять: Нововодолазький, Тимченківський, Андріївський, Токарівський, Вербівський, Бригадирівський штоки.

Усі інші штоки: Старовірівський, Краснопавлівський, Олексіївський, Хрещищенський, Верхньоланівський, Ведмедівський, Єлизаветинський-півд., Чутівський, Єфремівський, Парасковійський, Соснівський, Степківський, Басів-

ський, Павлівський, Федорівський, Біляївський, Миронівський, Розпашнівський, Єлизаветинський-півн. характеризуються аномальними значеннями густини в нижній частині в діапазоні від 0.11 до $0.34 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$ та простежуються впевнено. Таким чином, можна стверджувати, що мінімальний рівень простеження як верхнього, так і нижнього рівнів соляних штоків, складає $\geq 0.1 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$.

Аналіз поведінки гістограм аномальних значень густин в нижній частині штоків, що простежуються (рис. 5), вказує, що для більшості штоків (14 із 25) значення аномальної густини складає $0.16 (\times 10^3 \text{ кг/м}^3)$.

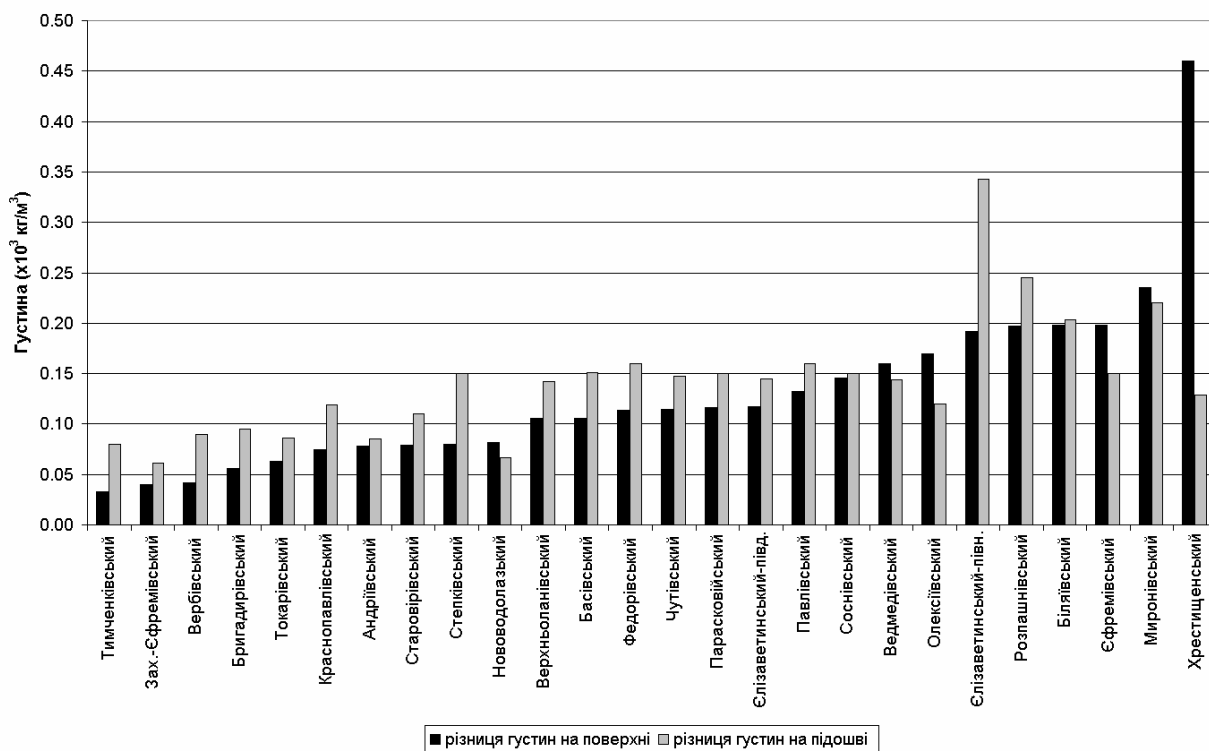


Рисунок 6 – Діаграма розподілу значень аномальної густини у верхній та нижній частинах штоків, ранжована за величиною аномалії у верхній частині

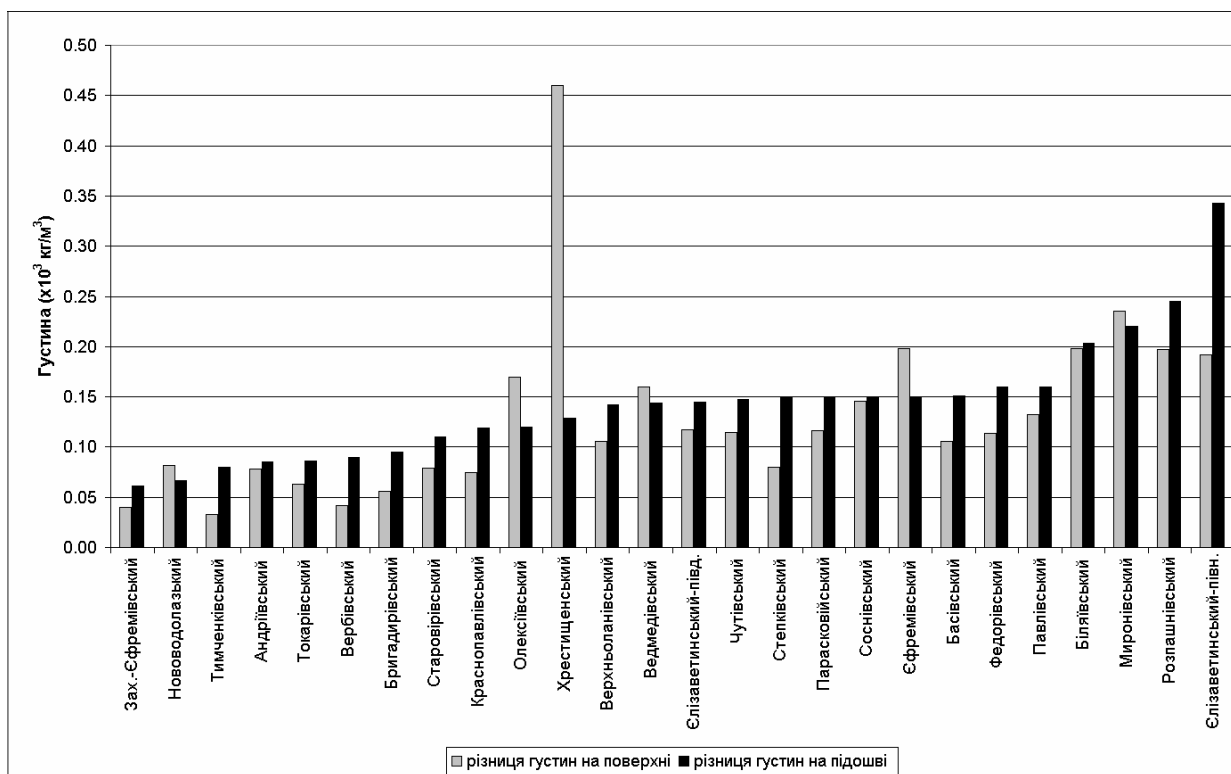


Рисунок 7 – Діаграма розподілу значень аномальної густини у верхній та нижній частинах штоків, ранжована за величиною аномалії у нижній частині

На підставі отриманих даних проаналізовано, які з штоків характеризуються різним ступенем простеження у верхній та нижній частинах – у яких не співпадає оцінка якості їх простеження (рис. 6, 7).

Також проведена оцінка частоти розподілу стратиграфічних рівнів, що відповідають нижній частині простеження штоків (рис. 8).

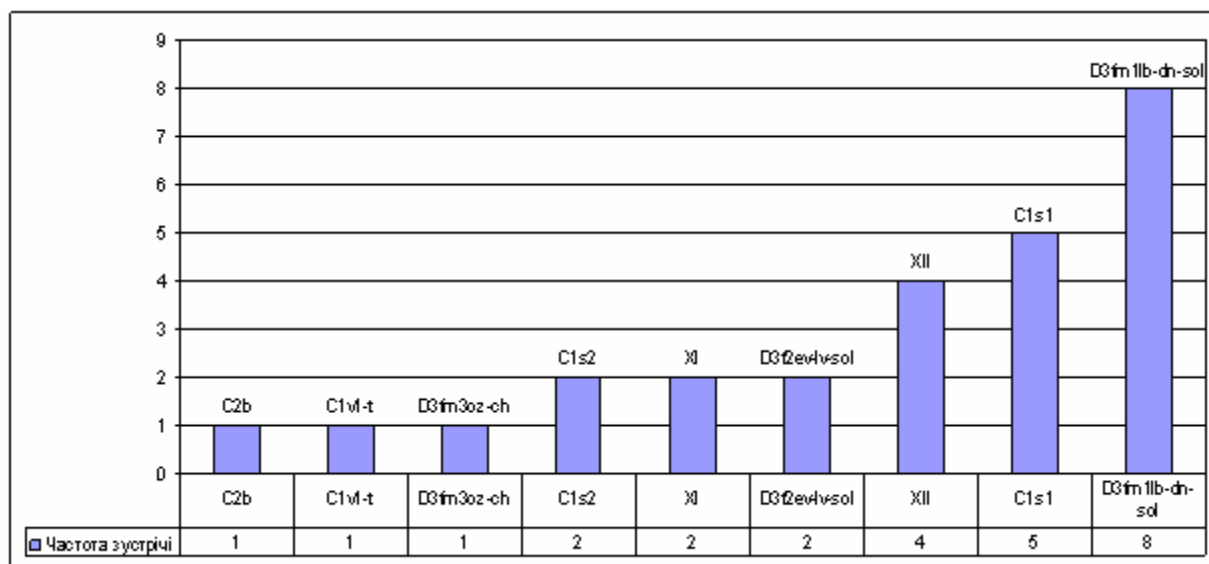


Рисунок 8 – Гістограма розподілу стратиграфічних рівнів розташування нижньої частини соляних штоків

Висновок. Аналіз просторової геогустинної моделі центральної частини ДДз дав змогу виявити низку нових аспектів у будові структур соляного тектогенезу, зокрема за оцінкою простеження підшови соляних штоків. За даними проведених досліджень з врахуванням результатів раніше виконаних робіт першочерговими для подальшого вивчення виділено Андріївський і Бригадирівський штоки. Також для подальшого вивчення рекомендуються Рябухинський, Нововодолазький, Чутівсько-Розпашнівський, Хрещищенський, Павлівський, Миронівський, Краснопавлівський і Степківський штоки.

Література

- 1 Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т.; [за заг. ред. Іванюти М.М., Федішина В.О., Денегі Б.І та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998. Т.І – III: Східний нафтогазоносний регіон. – 1998. – 1424 с.
- 2 Толкунов А.А. Огляд деяких басейнів світу з проявами соляної тектоніки у зв'язку з нафтогазоносністю / А.А. Толкунов // Проблеми нафтогазової промисловості. – 2005. – Вип. 2. – С. 66-69.

- 3 Стовба С.М. Про механізм соляного тектогенезу в Дніпровсько-Донецькій западині / С.М. Стовба // Геолог України. – 2005. – №1. – С. 23 – 29.

- 4 Лебідь В.П. До проблеми нафтогазоносності виступів фундаменту Дніпровсько-Донецького розсуву / В.П. Лебідь // Мінеральні ресурси України. – 2007. – №4 – С. 34 – 38.

- 5 Локтев В.С., Черняков О.М. Геодинаміка розвитку соляних штоків південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини / В.С Локтев, О.М. Черняков // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. – 2006. – Вип. 3. – С. 88 – 97.

- 6 Омельченко В.В. Результати тематичних робіт “Аналіз даних граві-магніто-електро-розвідки в межах південно-східної частини Дніпровського грабену з метою визначення крупних прогностичних перспективних об’єктів для першочергового вивчення” (2006-2007; договірні роботи з НАК “Нафтогаз України”) // В.В. Омельченко, В.Г. Шемет. – Дніпропетровськ, 2007. – 172 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
08.02.11
Рекомендована до друку професором
Маєвським Б.Й.

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДОВГОВІЧНОСТІ ВІДПОВІДАЛЬНИХ ДЕТАЛЕЙ ОБЛАДНАННЯ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ

Ю.Д. Петрина, Р.С. Яким, М.І. Квас

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

Стаття присвячена підвищенню довговічності штоків бурових насосів шляхом обґрунтованого вибору конструктивно-технологічних чинників з урахуванням комплексу функціональних параметрів. Досліджено вплив різних видів зміцнення на зносостійкість робочих поверхонь штока. Оцінено напружено-деформований стан зміцнених штоків. Отримано математичну модель процесу зміцнення високотемпературним термомеханічним обробленням (ВТМО) заготовки з урахуванням схильності до технологічного спаду, що формує якість деталі. Перевірка можливості використання моделі для прогнозування технологічної спадковості заготовки підтвердилася. Встановлено, що високотемпературна деформація заготовок з високоміцних легированих сталей типу 14ХНЗМА, виготовлених згідно з діючими типовими технічними умовами, забезпечує сприятливий технологічний спадок. Таке оброблення приблизно в два рази знижує схильність до циклічного тріщиноутворення.

Ключові слова: технологічний спадок, тріщиностійкість, високотемпературна деформація, довговічність.

Статья посвящена повышению долговечности штоков буровых насосов путём обоснованного выбора конструкторско-технологических факторов с учётом комплекса функциональных параметров. Исследовано влияние различных видов упрочнения на износостойкость рабочих поверхностей штока. Оценено напряжённо-деформированное состояние упрочнённых штоков. Получена математическая модель процесса упрочнения высокотемпературной термомеханической обработкой (ВТМО) заготовки с учётом склонности к технологическому наследию, что формирует качество детали. Проверка возможности использования модели для прогнозирования технологической наследственности заготовки нашла подтверждение. Установлено, что высокотемпературная деформация заготовки с высокопрочных легированных сталей типа 14ХНЗМА, изготовленных согласно с действующими типовыми техническими условиями, обеспечивает положительную технологическую наследственность. Такая обработка приблизительно в два раза снижает склонность к циклическому трещинообразованию.

Ключевые слова: технологическая наследственность, трещиностойкость, высокотемпературная деформация, долговечность

The article deals with problems of durability increase of boring pump rods by the well-founded choice of design-technological factors with taking into account the complex of the functional factors. Kinds and optimal parameters of rod's surface strengthening and choice of the material for production of rods are chosen and based. The mathematical model of the consolidation of high temperature thermo mechanical processing (VTMO) billets considering the propensity to technological heritage that forms the quality of parts. Check possibility of using models for forecasting technological heredity logging confirmed. Found that high-temperature deformation of billets of high alloy steels such as 14ХНЗМА made under current typical specification provides a good technological legacy. Such treatment is about twice lower susceptibility to cyclic cracking.

Keywords: technological heritage, crackmaking, high-temperature deformation, durability

Постановка проблеми

Довговічність і ефективність відповідальних деталей обладнання нафтогазової промисловості залежить не тільки від умов експлуатації, характеру руйнування, матеріалу деталей і способу їх зміцнення, але й від технологічних умов їх виготовлення [1].

Досвід нафтогазового машинобудування свідчить, що основною причиною низької надійності деталей є проблема виготовлення прокату під заготовки. Тому однією з актуальних завдань нафтогазового машинобудування є вдосконалення технології виготовлення заготовок відповідальних деталей обладнання, вирішенню якої і присвячена дана стаття.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

В роботі [2] запропоновано виготовити спеціалізований прокат круглого профілю з легованої сталі 28ХГНЗМА із забезпеченням потрібних фізико-механічних властивостей. Значний внесок у розв'язання проблеми якісного вдосконалення оброблення заготовок відповідальних деталей внесли автори робіт [3-5] та інші. Результати цих досліджень дають підстави стверджувати, що отримання заготовок з використанням високотемпературної деформації може ефективно вплинути на експлуатаційні показники відповідальних деталей, причому ефект від високотемпературного термічного оброблення (ВТМО) істотно проявляється у сталях звичайної виплавки [6]. Виходячи з вищесказаного, було висунуто гіпотезу, що на



стадії виготовлення заготовки можливо отримати технологічний спадок, який би сприяв підвищенню довговічності деталей.

Мета роботи

Метою роботи є математичне моделювання процесу зміцнення ВТМО заготовки з урахуванням схильності до технологічного спаду, що формує якість роботи.

Реалізація роботи

Відомо, що в процесі деформування в гарячому стані на механічні властивості деталей впливають, насамперед, хімічний склад, структура, температура, схема напруженого стану, ступінь і швидкість деформування. Відомо, що надмірне нагрівання під кування спричиняє сильний ріст зерен аустеніту, розміри яких зберігаються при наступних термічних операціях, що призводить до підвищеної крихкості загартованих деталей. У випадку, якщо гаряче оброблення закінчується за високих температур, аустенітні зерна подрібнюються недостатньо, що знижує міцність гартованих деталей. При надто низькій температурі викінчування утворюються стрічкові структури, які також знижують міцність деталей.

Сильно знижують зносостійкість та контактну міцність робочих поверхонь напрям волокон сталі, що утворюються при виготовленні заготовки, та текстура (яскраво виражений напрям деформації зерен металу).

Усунути труднощі, пов'язані з описом зазначених чинників, можна шляхом побудови моделі процесу згідно теорії лінійного програмування, що дає змогу ув'язати вектори впливів (пластичної деформації) і вектори результатів цих впливів (залишкові напруження в металі) на динамічну систему — матеріал заготовки.

Залежність між деформаціями сталі ε і напруженнями σ , що виникають у процесі оброблення пластичним деформуванням, можна подати у такому вигляді:

$$\sigma(t) = A\{\varepsilon(t)\}$$

$$\varepsilon(t) = A^{-1}\{\sigma(t)\}'$$

де: A — оператор, що вказує на характер перетворення вектора дії у вектор наслідку; t — час. Для матеріалу заготовки, нагрітої до температури T , якій відповідає в'язкість сталі μ , є характерним виникнення дотичних напружень $\tau(t)$ при виникненні деформацій зсуву $\gamma(t)$. Оператор A можна подати у вигляді

$$\tau(t) = \mu D\{\gamma(t)\}, \text{ або } \tau(t) = \mu \frac{d\gamma(t)}{dt}.$$

Для такої лінійної динамічної системи існують лінійні оператори. Відомо, що оператор є лінійним, якщо при довільних числах $C_1, C_2, \dots, C_n$ і функціях $x_1(t), \dots, x_n(t)$ виконується співвідношення

$$A\left\{\sum_{i=1}^n C_i x(t)\right\} = \sum_{i=1}^n C_i A\{x(t)\}.$$

Результат дії цього оператора на будь-яку лінійну комбінацію заданих функцій є лінійною комбінацією від результатів дії на кожен функцію окремо з тими ж коефіцієнтами, тобто справджується принцип суперпозиції. Таким чином, сформовані в заготовці напруження при ВТМО відповідають сумарній дії системи бойків прокатного стану. При довільному підвищенні тиску без зміни напряму деформаційного впливу напруження так само підвищуватимуться.

Перейшовши від суми до інтеграла, отримали

$$A(t)\left\{\int_{\lambda_1}^{\lambda_2} C(\lambda)x(t, \lambda)d\lambda\right\} = \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} C(\lambda)A_t\{x(t, \lambda)d\lambda\}, \quad (1)$$

де: A_t — оператор, що діє під функцією аргумента t ,

λ — фіксований параметр.

Ефект одиничного впливу інструмента на заготовку можна подати дельта-функцією

$$x(t) = \int_a^b x(\vartheta)\delta(t - \vartheta)d\vartheta,$$

де ϑ — час дії одного елементарного імпульсу.

Цю функцію можна подати у вигляді суми нескінченного ряду нескінченно малих виду

$$x(\vartheta)\delta(t - \vartheta)d\vartheta.$$

Якщо для довільного ϑ функція $x(\vartheta)$ визначена, то можна вважати, що

$$x(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(\vartheta)\delta(t - \vartheta)d\vartheta. \quad (2)$$

Для отримання моделі, що враховує технологічний спадок від впливу інструмента, знаходили реакцію лінійної системи з одним входом і одним виходом на довільний вплив $x(t)$. Використавши (2), розкладали $x(t)$ на окремі імпульси. Керуючись принципом суперпозиції (1), знаходили реакцію матеріалу заготовки. Для $\lambda=0$ отримали

$$x(t, \lambda) = \delta(t - \vartheta), C(\lambda)d\lambda = x(\vartheta)d\vartheta.$$

Реакція $y(t)$ розглянутої лінійної системи на довільний вплив інструмента матиме вигляд

$$y(t) = A_t x(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(\vartheta)A_t \delta(t - \vartheta)d\vartheta, \quad (3)$$

де A_t — оператор функції одиничного імпульсу $\delta(t - \vartheta)$.

Тоді реакцію на одиничний імпульс можна розглядати як імпульсну функцію

$$A_t \delta(t - \vartheta) = \mathcal{Z}(t - \vartheta) = \mathcal{Z}(t, \vartheta).$$

Отже, (3) набуде вигляду

$$y(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} x(\vartheta)\mathcal{Z}(t - \vartheta)d\vartheta. \quad (4)$$

Означена імпульсна функція показує, який вплив на функцію $y(t)$ здійснює $\mathcal{Z}(t - \vartheta)$ за весь час технологічного впливу. Отже, ця функція дає змогу оцінити міру технологічного спаду за проміжок часу $0 \leq t \leq \vartheta$:

$$y(t) = \int_0^t x(\vartheta) \mathfrak{Z}(t - \vartheta) d\vartheta.$$

Іншим аспектом моделювання розглянутої системи є функція реакції системи на зовнішній вплив $\Psi(t)$, що має форму стрибка. Така функція має зв'язок з мірою технологічного спаду $\mathfrak{Z}(t)$ у вигляді

$$\mathfrak{Z}(t) = \frac{d\psi(t)}{dt}.$$

Тоді реакцію системи $y(t)$ можна знайти шляхом розв'язання задачі Коші за принципом Дюамеля [9]:

$$y(t) = \psi(0)x(t) + \int_0^t x(\vartheta) \frac{d\psi(t - \vartheta)}{dt} d\vartheta. \quad (5)$$

Для отримання рівняння деформацій і пластичності матеріалу заготовки слід розв'язати загальну задачу деформування матеріалу при тривісному напруженому стані. Припустимо, що матеріал є ізотропним та не змінює своєї густини при деформації. Тоді згідно з [10] зв'язок між напруженням і деформацією можна виразити за допомогою операторів, які ставлять у відповідність девіатору тензора деформацій $\mathfrak{R}(t)$ девіатор тензора напружень $\mathfrak{x}(t)$.

Девіатор тензора деформацій $\mathfrak{R}(t)$ можна подати інтегральною сумою елементарних імпульсів:

$$\mathfrak{R}(t) = \int_0^\infty \mathfrak{R}(\vartheta) \delta(t - \vartheta) d\vartheta. \quad (6)$$

Згідно з принципом суперпозиції в інтегральній формі і (6), реакція металу заготовки

$$\mathfrak{x}(t) = \int_0^t \mathfrak{R}(\vartheta) \psi(t - \vartheta) d\vartheta,$$

або, враховуючи $\psi(t - \vartheta)$ і (5), вираз девіатора напружень набуде вигляду

$$\mathfrak{x}(t) = \psi(0)\mathfrak{R}(t) + \int_0^t \mathfrak{R}(\vartheta) \frac{d\psi(t - \vartheta)}{dt} d\vartheta. \quad (7)$$

Отримана залежність свідчить, що значення девіатора тензора напружень у момент часу t визначається миттєвим значенням девіатора деформації з коефіцієнтом $\psi(0)$, а також сумарним значенням всієї попередньої деформації від моменту ϑ до моменту t з коефіцієнтом $\frac{d\psi(t - \vartheta)}{dt}$.

З отриманої моделі також випливає твердження про те, що для забезпечення необхідної сприятливої технологічної спадковості у процесі виготовлення заготовок слід враховувати здатність матеріалу до «запам'ятовування» сформованих напружень і збереження їх протягом всього ланцюга технологічного оброблення.

Відомо [5], що деформація не тільки підвищує загальну густину дислокацій аустеніту, але й формувє упорядковану дислокаційну субструктуру, яка має вигляд фрагментів, розмежованих дислокаційними сітками. Утворювана фрагментна сітка має підвищену стійкість, оскільки в умовах високотемпературної деформації

зберігаються ті дислокаційні утворення, які є стабільними в заданих умовах. Причому у зміцненні металу в результаті ТМО бере участь спадкова передача дислокаційної структури від деформованого аустеніту до мартенситу і збільшення кута розорієнтації між фрагментами.

Оскільки в'язкість руйнування є одним з найінформативніших показників міцності сталей [4], були проведені порівняльні дослідження впливу ВТМО на властивості сталі. Застосовуючи методику оцінки в'язкості руйнування, описану в [11, 12], було виготовлено дві партії дослідних зразків. Одну партію виготовили з прокату у стані поставки, а другу – із заготовок, підданих ВТМО.

Оцінку критичного коефіцієнта інтенсивності напружень K_{Ic} проводили на балкових зразках прямокутного перерізу з односторонньою тріщиною при їх випробовуваннях за схемою чотириточкового згину.

У заводських умовах заготовки нагрівали в камерній печі до температури 1453 ± 323 К. Контроль температури здійснювали пірометром «Промінь МІ». Заготовку протягували способом кантування на 90° на молоті моделі МА 4136. При цьому добивались, щоб співвідношення між висотою заготовки і шириною заготовки становило 2–2,5. Потім за температури не нижче 1073 К збивали грані протяжки і округлювали її по перерізу. Для надання заготовці потрібних геометричних параметрів (регламентованих технологічною документацією) її піддавали обтисканню за допомогою спеціальних бойків.

Високотемпературну пластичну деформацію здійснювали у три етапи. Ступінь деформації за кожне обтискання становив $\varepsilon \approx 0,07$, що загалом складало близько $\varepsilon \approx 0,2$. Далі заготовки оброблялись за існуючою технологією. За результатами досліджень, проведених на зразках зі сталі 14ХНЗМА з метою визначення K_{Ic} , було виявлено відмінності в розповсюдженні тріщини (рис. 1) відповідно до варіанту виготовлення заготовки.

У першому випадку, коли зразок був вирізаний з прокату у вихідному стані (рис. 1, а), тріщина розповсюджувалася по межах аустенітних зерен. На старті попередньо наведеної тренування тріщини спостерігали пришивдшений ріст магістральної тріщини.



а) б)

а — зразок, вирізаний з прокату у стані поставки;
б — зразок, вирізаний із заготовки, підданої ВТМО

Рисунок 1 — Порівняння розвитку тріщин на загартованих і низьковідпущених зразках зі сталі 14ХНЗМА



Ріст тріщини в зразках, вирізаних із заготовок, підданих ВТМО, має нерівномірний характер (рис. 1,б). Тут спостерігаються зупинки (очевидно пов'язані з субструктурною структурою, яка сприяє релаксації напружень у гирлі поширюваної макротріщини, та обумовлює різку зміну її найкоротшої траєкторії), яка визначається полем макронапружень. Однією з головних причин полегшення релаксації напруження в цьому випадку можна вважати високий рівень мікронапружень на межах пакетів і зерен, які характеризуються різко вираженою локальністю.

Отже, існують підстави стверджувати, що в'язкість руйнування деталей, отриманих із заготовок високоміцної сталі після ВТМО, є більшою порівняно з вихідним станом. Отримані дані підтверджуються встановленими в [3] основоположними засадами механіки руйнування термічно й термомеханічно оброблених сталей.

Результати випробувань на циклічну тріщиностійкість подано на рис. 2. Встановлено, що для діапазону високих значень $\Delta K = 20-30$ МПа·м^{1/2} проведення ВТМО мало впливає на тріщиностійкість сталі. Зі зниженням рівня циклічного навантаження стає відчутним позитивний ефект оброблення металу, що збільшується зі зменшенням ΔK і максимально проявляється на припороговій ділянці навантаження. Так, пороговий рівень розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_{th} зростає від 4,5 МПа·м^{1/2} для сталі у вихідному стані до 8,5 МПа·м^{1/2} для сталі, підданої ВТМО. Таким чином, ВТМО приблизно удвічі підвищує тріщиностійкість досліджуваної сталі.

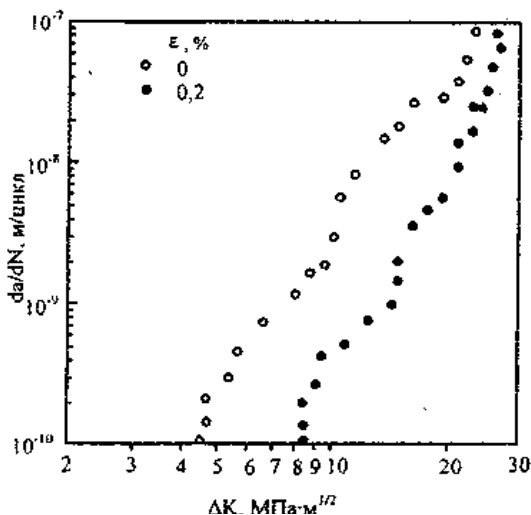


Рисунок 2 — Кінетичні діаграми втомного руйнування $da/dN - \Delta K$ для загартованих і низьковідпущених зразків зі сталі 14ХНЗМА у стані поставки і після ВТО

Висновки. Отримано математичну модель процесу зміцнення ВТМО заготовки з урахуванням схильності до технологічного спадку, що формує якість деталі. Перевірка можливості використання моделі для прогнозування технологічної спадковості заготовки підтвердилася. Встановлено, що високотемпературна деформація заготовок з високоміцних легированих ста-

лей типу 14ХНЗМА, виготовлених згідно з діючими типовими технічними умовами, забезпечує сприятливий технологічний спадок та приблизно удвічі знижує схильність до циклічного тріщиноутворення.

Перспективним є розв'язання задачі формування сприятливого технологічного спадку при термічному та фінішному обробленні деталей машин і обладнання нафтогазової промисловості.

Література

- 1 Никифоров А.Д. Современные проблемы науки в области технологии машиностроения / А.Д. Никифоров. — М.: Высшая шк., 2006. — 392 с.
- 2 Новая технология производства бурового инструмента / А.Р.Черненко, З.А.Корнет, В.Г.Крыжний, В. И. Шаманаев // Горный журнал. — 1991. — №9. — С. 50—51.
- 3 Романив О.Н. Некоторые вопросы прочности и механики разрушения термически и термомеханически обработанных высокопрочных сталей: автореф. дис. на соискание науч. степени доктора техн. наук: спец. 320 “Металловедение и термическая обработка металлов” / О.Н. Романив. — Львов, 1970. — 56 с.
- 4 Одосій З.М. Підвищення роботоздатності змінних деталей бурових насосів / З.М. Одосій, Ю.Д. Петрина, Р.С. Яким // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 1999. — №36. — С. 323-329. — Серія: Методи і засоби технічної діагностики.
- 5 Дяченко С.С. Фізичні основи міцності та пластичності металів / С.С. Дяченко. — Харків: Видавництво ХНАДУ, 2003. — 226 с.
- 6 Механические свойства сталей и сплавов при пластическом деформировании: справочник / А.В. Третьяков, Г.К. Трофимов, М.К. Гурьянова. — М.: Машиностроение, 1970. — 63 с.
- 7 Ящерицын П.И. Технологическая наследственность в машиностроении / П.И. Ящерицын, З.В. Рыжов, В.И. Аверченков. — Минск: Наука и техника, 1977. — 256 с.
- 8 Математическая энциклопедия; под ред. И.М. Виноградова в 5-ти т. — М.: Советская энциклопедия, 1979. — Т. 2, 1972. — С. 393—394.
- 9 Браун У. Испытания высокопрочных металлических материалов на вязкость разрушения при плоской деформации; пер. с англ. под ред. Б.А.Дроздовского, Е.М. Морозова / У. Браун, Дж. Сроули. — М.: Мир, 1972. — 246 с.
- 10 ГОСТ 25.506-85. Расчет и испытания на прочность. Методы механических испытаний материалов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. — М.: Изд-во стандартов, 1985. — 62 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
03.03.11

Рекомендована до друку професором
Крилем Я.А.

НАНОТРИБОЛОГІЧНІ ПРОЦЕСИ В ПАРАХ ТЕРТЯ ГАЛЬМІВНИХ ПРИСТРОЇВ (Частина друга)

¹Д.О. Вольченко, ²М.О. Вольченко, ¹І.О. Бекіш, ¹Я.В. Куриляк, ²П. А. Поляков,
³Н.М. Стебелецька

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nung.edu.ua

²Кубанський державний технологічний університет, 35062,
м. Краснодар, вул. Московська, 2, тел. (861) 2558401, e-mail: webmaster@kubstu.ru

³Бережанський агротехнічний інститут, 49016, м. Бережани, вул. Академічна, 20,
тел. (03548) 21815

У матеріалах статті на рівні нанотрибології розкрито природу утворення струмів у провідникових та напівпровідникових плівках пар тертя гальмівних пристроїв. Як приклад розглянуто дисково-колодкове гальмо та матеріали для його фрикційних елементів. Проілюстровано роботу мікротермобатарей в парах тертя гальма у режимі мікротермоелектрогенераторів та мікротермоелектроохолодильників. Перевага мікротермобатарей того чи іншого режиму при взаємодії пар тертя гальма сприяє збільшенню або зменшенню їх теплового стану. Розглянуто еталонну зміну динамічного коефіцієнта тертя матеріалу “Ретинакс” ФК – 16Л та ФК – 24А при інверсії струму в парах тертя гальма. Зміна динамічного коефіцієнта тертя розглядалася в п’яти зонах та трьох стадіях нагрівання (нижче, вище та на рівні допустимої температури) фрикційного матеріалу накладки.

Ключові слова: наноматеріали, пари тертя, напівпровідникові плівки, мікротермобатареї, мікротермоелектрогенератор, мікротермоелектроохолодильник.

В материалах статьи на уровне нанотрибологии раскрыта природа образования токов в полупроводниковых и проводниковых пленках пар трения тормозных устройств. В качестве примера рассмотрен дисково-колодочный тормоз и материалы для его фрикционных элементов. Показана работа микротермобатарей в парах трения тормоза, работающих в режиме микротермоэлектрогенераторов и микротермоэлектроохладителей. Преимущество микротермобатарей того или другого режима при взаимодействии пар трения тормоза способствует увеличению или уменьшению их теплового состояния. Рассмотрено эталонное изменение динамического коэффициента трения материала “Ретинакс” ФК – 16Л и ФК – 24А при инверсии тока в парах трения тормоза. Изменения динамического коэффициента трения рассматривались в пяти зонах нагревания фрикционного материала на трех стадиях нагревания (ниже, выше и на уровне допустимой температуры) для материала накладки.

Ключевые слова: наноматериалы, пары трения, полупроводниковые пленки, микротермобатареи, микротермоэлектрогенератор, микротермоэлектроохладитель.

The article at the nanotribology level reveals the nature of electricity formation in considered and semiconducting films in pair of friction of brake devices. A shoe disk brake and its materials for friction elements are considered here as an example. The operation of microbatteries in the brake pair of friction is illustrated. They run in the mode of microthermoelectrogenerators and microthermoelectrocoolers. The advantage of microbatteries of this of that mode under the interaction of brake pair of friction ensures an increase or decrease of their thermal state. The standard alteration of dynamic friction coefficient of the “Retinax FK – 16L and FK - 24A” material in electricity inversion in brake pairs of friction has been considered. The changes of dynamic friction coefficient were examined in five areas of friction material heating and at three levels (lower, higher and at the level of admissible temperature for brake lining material).

Keywords: nanomaterials, pairs of friction, semiconducting films, microbatteries, microthermoelectrogenerators, microthermoelectrocoolers.

Вступ. У першій частині статті на рівні нанотрибології було розкрито особливості динамічного контакту пар тертя гальмівних пристроїв і контактне зміщення в зоні контакту пар тертя гальмівних пристроїв. Проте не було розкрито природу утворення струмів у парах тертя гальмівних пристроїв і не пояснено закономірності зміни динамічного коефіцієнта тертя залежно від поверхневих температур пар тертя при інверсії струмів між ними.

Стан проблеми. Згідно класичної теорії [2, 3] в безпосередній близькості від точок контакту пари тертя “метал (1) – полімер (2)” (рис. 1а) утворюються окремі напівкульові ізотермічні поверхні, що зливаються в загальну поверхню на певній глибині. Розташування ізотермічних поверхонь характеризується величиною температурного градієнта.

Загалом температурне поле в металевому і полімерному фрикційних елементах, що відносяться відповідно до поверхневого і приповерх-



невого їх шарів представлено на рис. 2 а, б. У зоні взаємодії мають місце: t_f - температура тертя, що виникає в зоні деформації мікроділянок поверхні; t_k - контактна температура в зоні точок контакту; t_s - поверхнева температура на макроділянках взаємодії пар тертя; t_v - об'ємна температура нижче за зону деформації. Деформації мікроступів при контактуванні пари тертя "метал (1) - полімер (2)" представлені на рис. 3.

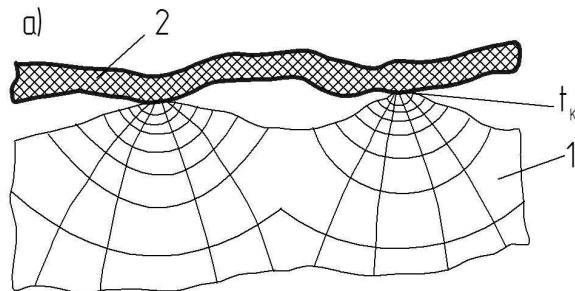


Рисунок 1 - Температурне поле поверхневого шару металевому (1) та при поверхневому (2) елементів у процесі тертя

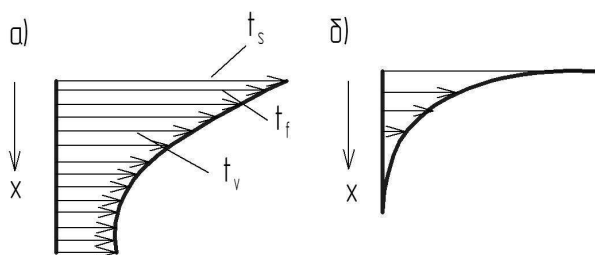


Рисунок 2 - Епюри зміни температур у металевому (1) та при поверхневому (2) шарах елементів

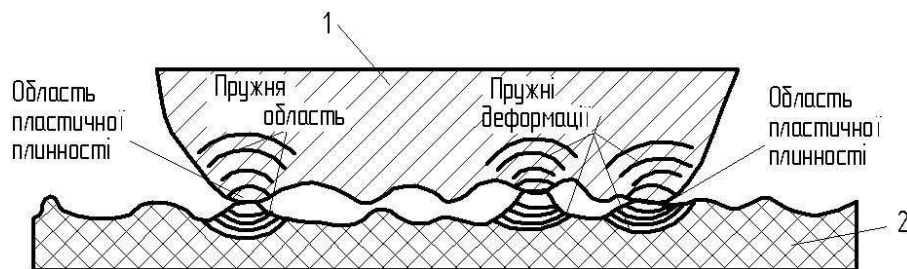
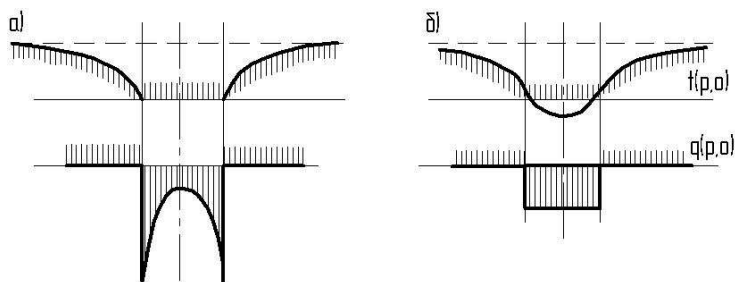


Рисунок 3 - Деформації мікроступів при контактуванні пари тертя "метал (1) - полімер (2)"



$$a - t = \text{const}; \quad b - q = \text{const}$$

Рисунок 4 - Розподіл температури (t) і теплового потоку (q) на плямі контакту

На рис. 4 проілюстровано розподіл температури (t) і теплового потоку (q) на плямі контакту при: $a - t = \text{const}$; $b - q = \text{const}$. Проте такий ідеальний розподіл температури (t) і теплового потоку (q) на плямі контакту в парах тертя неможливий через інверсії струмів між зонами взаємодії.

Автори роботи [4] стверджують, що при фрикційній взаємодії полімерів з металами має місце явище безлічі інверсій струмів електризації. Як одиничні, так і множинні інверсії струмів зареєстровані при контактуванні полярних і неполярних полімерів з металами, а також при динамічному контакті з металами дисперсних полімерів.

Природа утворення струмів у напівпровідникових плівках пар тертя гальмівних пристроїв. Вивчення напівпровідникових плівок, що виникають на поверхневому шарі металевому фрикційного елемента і в приповерхневих шарах фрикційних накладок, уможливило пряме перетворення теплової енергії в електричну в парах тертя гальмівних пристроїв.

Розглянемо електричні властивості напівпровідникових плівок. Якщо йдеться про "дірки", звільнені електронами, що перейшли в збуджений стан, то тоді і електрони серед вільних збуджених станів і "дірки" серед зайнятих станів здатні переносити струм. У такому напівпровіднику наявні в однаковій кількості і вільні електрони і вільні "дірки" (рис. 5 а). Прикладене електричне поле викличе струм, створюваний носіями обох знаків (рис. 5 б).

Але може трапитися так, що "дірки" утворилися тому, що частина електронів, покинувши заповнену смугу, закріпилися на атомах, побудованих домішками, що утворені у матеріалі полімерної накладки достатньою мірою присутні, перетворивши їх на негативні іони (рис. 6 а).

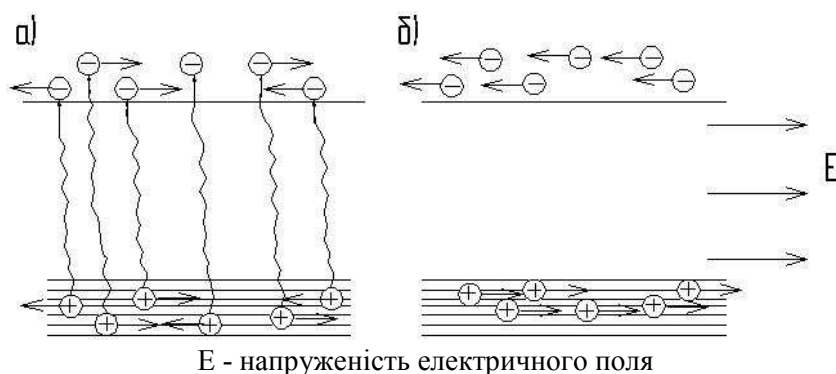


Рисунок 5 – Закономірності утворення дірок під час переходу електронів із заповненої зони у вільну зону (а) та струму в напівпровіднику завдяки електричному полю (б)

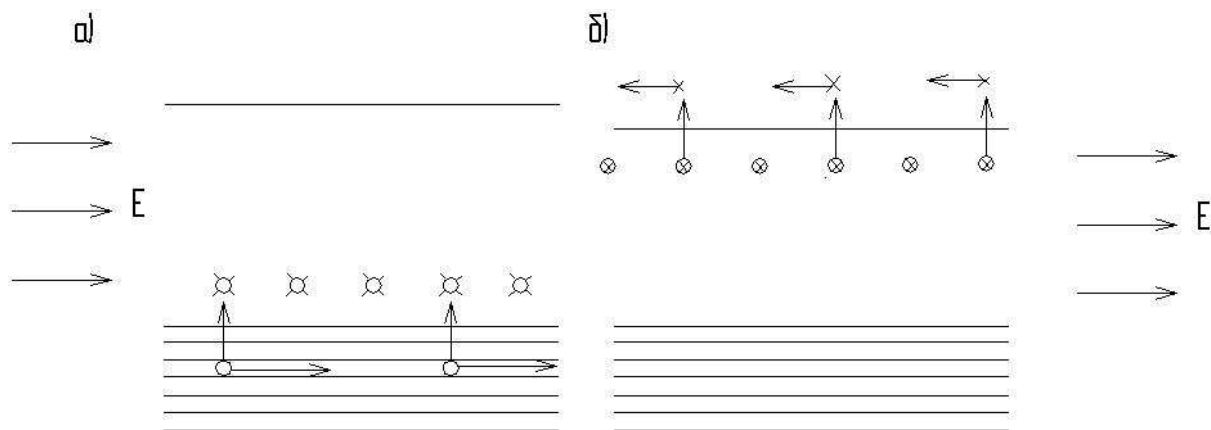


Рисунок 6 – Закономірності утворення дірок під час переходу електронів із заповненої зони на рівні домішок (а) та вільних електронів шляхом переходу їх з рівнів домішок у вільну зону (б)

Такі закріплені електрони в струмі не беруть участі, а єдиними носіями струму виявляються "дірки". Такий струм називається "дірковим". Холодний кінець зі значною нестачею електронів заряджається позитивно. Разом з електричним полем при терті ковзання виникає магнітне поле, в якому "дірки", що переносять струм, відхиляються назовні, заряджаючи робочу поверхню напівпровідникової плівки позитивно.

У напівпровідникових плівках зустрічаються і такі домішки атомів, електрони яких з'єднані слабо і легше, ніж електрони металевих фрикційних елементів, переходять у вільні збуджені стани, а самі атоми перетворюються на негативні нерухомі іони. Тоді в струмі беруть участь тільки негативні електрони, і струм називається "електронним" (рис. 6 б).

Напівпровідники з дірковим ефектом струму називають напівпровідниками *p*-типу (позитивними), а з електронами *n*-типом (негативними).

При цьому напівпровідникові плівки фрикційних елементів приймають участь в ефекті електризації при передачі пропускового і запірною струмів (рис. 7 а, б). При односторонньому напрямі струму дірки в напівпровідниковій плівці і електрони в напівпровідниках рухаються у зустрічному напрямку, створюючи пропусковий струм, а при двосторонньому напрямі

струму вони відштовхуються, збільшуючи опір непровідного запірною шару.

Іноді достатньо 1% атомів домішок у приповерхневих шарах матеріалу фрикційних накладок, щоб підвищити концентрацію вільних електронів або дірок в мільйон разів. У скільки ж раз зростає при цьому і електропровідність напівпровідникової плівки.

Отже, введення тих або інших домішок до складу напівпровідникових плівок, які формуються при взаємодії пар тертя, дасть змогу управляти в широких межах електропровідністю і змінювати знак носіїв струму. Крім того, існує можливість вибору відповідного конструкційного матеріалу для кожної конкретної пари тертя гальмівних пристроїв із широкою гами напівпровідників, що охоплює ряд елементів (B, C, Si, Ge, S, Se, Te, P, As), сплавів (Mg_3Sb_2 , ZnSb, Mg_2Sn , CdSb, AlSb, InSb, GeSb), оксидів (Al_2O_3 , Cu_2O , ZnO, TiO_2 , UO_2 , WO_3 , MoO_2), сульфідів (Cu_2S , Ag_2S , ZnS, CdS, HgS), соленидів і теллуридів і безліч складніших з'єднань, що уможливорює підбір найбільш ефективних матеріалів.

Матеріали пар тертя дисково-колодкових гальм. Зупинимося на структурних особливостях чавуну Gh 190, отриманих Д.А. Болдиревим у дослідницькому центрі ВАТ "АВТОВАЗ" (м. Тольятті, Росія).



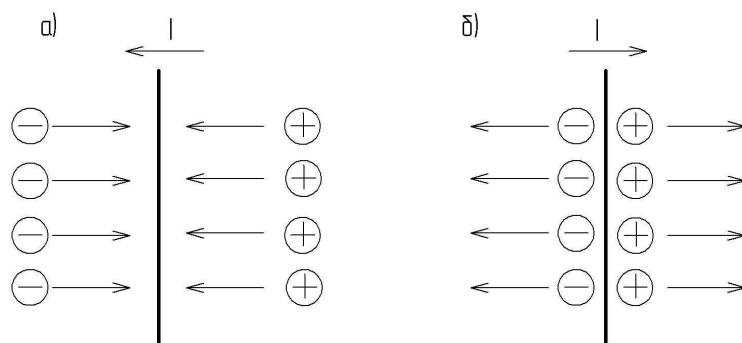


Рисунок 7 – Пропускний (а) і запірний (б) струми в електронних (-) і діркових (+) напівпровідникових плівках фрикційних елементів

Таблиця 1 - Результати металографічних досліджень гальмівних дисків

Параметр	Чавун			
	Gh 190	Диск 1	Диск 2	Диск 3
Графіт	Тип А №4, 5; В; D	Тип А №4, 5	Тип А №4, 5; В; Е	Тип А №4, 5; В
Металева основа	Перліт пластинчастий MnS - 0,06% мас*	Перліт пластинчастий ферит до 10% об MnS - 0,17% мас*	Перліт пластинчастий ферит до 15% об MnS - 0,22% мас*	Перліт пластинчастий MnS - 0,18% мас*
Графіт	Диск 4		Диск 5	Диск 6
	Тип А №4, 5; В; D		Тип А №4, 5;	Тип А №4, 5;
Металева основа	Перліт пластинчастий ферит до 10% об MnS - 0,24% мас*		Перліт пластинчастий ферит до 5% об MnS - 0,29% мас*	Перліт пластинчастий ферит до 1% об MnS - 0,33% мас*
* - * - Розраховано за стехометричним співвідношенням; мас - масові доли; об – об'ємні доли				

Результати металографічних досліджень матеріалів гальмівних дисків вітчизняного і імпортного виробництва наведені в табл. 1.

Для мікроструктури матеріалу імпортних дисків характерний переважно графіт типу А (окрім мікроструктур матеріалів гальмівних дисків 4, яким властивий також графіт типів В і D); гальмівних дисків 2 - типи В і Е і гальмівних дисків 3 - тип В); мікроструктурі чавуну Gh 190 властивий графіт типів А, В, D, тобто матеріали-аналоги для гальмівних дисків мають тонші і рівномірно розподілені (окрім матеріалу гальмівного диска 2) включення графіту, що може сприяти підвищенню його зносостійкості за рахунок намазування графіту на поверхні фрикційних накладок, і як наслідок, збільшення електропровідності.

Таким чином, при тривалій експлуатації дискового гальма під дією динамічного та теплового навантаження на поверхні мікроділянках полімерної накладки виникає графен, за розробку якого в 2010 році було вручено Нобелівську премію.

У структурі матеріалів гальмівних дисків імпортного виробництва виявлений ферит, кількість якого змінюється від 1% (гальмівний диск 6) до 10-15% (гальмівні диски 1,2 і 4). В чавуні Gh 190 фериту не виявлено.

У структурі матеріалів гальмівних дисків імпортного виробництва виявлені включення

сульфіду марганцю при підвищеному (порівняно з чавуном Gh 190) вмісті сірки, які сприяють підвищенню зносостійкості (у чавуні Gh 190 сульфідів відсутні).

Зупинимося на хімічному складі полімерних фрикційних накладок (табл. 2).

Матеріалом фрикційної накладки є композит, що складається з фракцій різної дисперсності і хімічного складу. У табл. 2 представлені матеріали вітчизняних DАfmi, Trans Master (Україна) і зарубіжних QH, Zucas, AP Zockheed, Eerodo (Великобританія); АТЕ, Bosch (Німеччина); Samko (Італія); Roulunds (Угорщина) і Полиэдр, ВАТИ, STS, ТИИР, ЕЗАТИ (Росія) фрикційних накладок, що відрізняються за твердістю, міцністю і пружністю, за хімічним і композитним складом, розмірам і дисперсністю структурних складових.

Сполучним елементом усіх матеріалів фрикційних накладок є фенолформальдегідна смола (табл. 2). У всіх матеріалах накладок основними твердими включеннями є: сталеві висічка, алюмінієвий і латунний ошарок (у матеріалі накладки D - мідний ошарок), слюда.

Порівняльний аналіз компонентів, що входять до складу матеріалів гальмівних дисків і фрикційних накладок, що більшість з них відносяться до напівпровідникових матеріалів. Крім того, взаємодія пар тертя "чавун-полімер" в різних середовищах дозволяє формувати на їх

Таблиця 2 – Хімічний склад матеріалів фрикційних накладок

Фрикційна накладка	Вміст елементів, %								
	Cсвоб	S	Al	Cu	Fe	Si	Zn	Pb	Ni
G	16,40	3,70	3,33	7,66	3,69	0,64	2,78	3,10	0,260
B	24,20	2,95	3,95	3,34	14,90	1,08	2,23	0,08	0,020
C	18,10	-	0,84	11,80	27,40	-	3,28	0,13	-
A	22,70	-	1,97	5,84	14,30	1,12	3,67	0,16	0,023
H	19,60	-	0,24	5,13	19,50	0,34	1,10	0,01	0,004
D	19,10	-	0,13	11,77	35,20	0,29	3,52	0,05	0,008
J	22,30	-	0,31	0,23	30,90	0,21	0,07	2,08	0,001
K	-	-	0,50	9,50	32,70	0,28	2,68	2,40	-
L	-	-	0,36	10,50	34,00	0,29	2,97	2,66	-
E	19,4	19,4	0,67	8,23	19,4	0,11	2,41	0,09	0,01
F	19,0	19,0	0,82	9,85	19,6	0,24	3,56	0,16	0,05

Фрикційна накладка	Вміст елементів, %								
	Ti	Sb	Ba	Ca	K	Mn	Mg	Na	Sr
G	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C	0,140	-	-	-	-	-	-	-	-
A	0,140	-	-	-	-	-	-	-	-
H	0,060	-	-	-	-	-	-	-	-
D	0,020	-	-	-	-	-	-	-	-
J	0,060	-	-	-	-	-	-	-	-
K	0,040	4,50	0,84	-	-	-	-	-	-
L	0,040	4,90	0,58	-	-	-	-	-	-
E	0,002	-	2,88	2,88	0,04	0,13	0,10	0,05	0,02
F	0,080	-	2,87	0,36	0,21	0,17	0,30	0,05	0,03

поверхнях напівпровідникові плівки залежно від теплового стану металевого і неметалевого фрикційного елемента.

Оскільки з тим, що матеріал фрикційної накладки поводить по-різному в інтервалі температур до допустимої і вище неї приповерхневі шари накладки можуть перебувати в твердому стані, або, частково, в рідкому та газоподібному станах. Виходячи з цього, виділимо типи поверхонь розділу середовищ: "метал-полімер"; "метал-полімер з рідиною"; "метал-полімер з рідиною і з газом"; "метал-газ-полімер". На розділяючі шари в парах тертя гальмівних пристроїв діють: об'ємна і гранична в'язкість; теплоємність; хімічна активність і виникаючі шари, що є об'єктом окремих досліджень, оскільки завдяки їм відбуваються процеси сорбції, десорбції і адсорбції.

При цьому на поверхнях взаємодії і пар тертя «чавун-полімер» також формуються і електропровідні плівки з компонентів, які залишилися в складі матеріалу фрикційних елементів, здатні виконувати функції елементів мікротермобатарей.

Робота мікротермобатарей в парах тертя гальм. Згідно робіт [5 - 11] у фрикційному контакті мають бути завжди присутні плівка оксиду (робоча поверхня гальмівного диска) і плівка м'якої складової тертя (робоча поверхня фрикційної накладки).

На ювенільній голій поверхні гальмівного диска атоми кристалічної ґратки легко взаємодіють з навколишніми елементами, що призводить до утворення на поверхні металу надзвичайно тонких, невидимих неозброєним оком плівок оксидів і різних речовин, що містяться в міжконтактному проміжку пар тертя гальма. Ці плівки дуже міцно сполучені з металом і можуть бути видалені лише при спеціальному ретельному очищенні: нагріванням у вакуумі до високих температур, дією адсорбуючих речовин, однак найбільш дієвим способом очищення є руйнування окисних плівок при терті.

Робоча поверхня фрикційної накладки містить окислені і неокислені плівки, які є м'якими. При цьому міцність зв'язку елементів поверхневого шару накладки має меншу міцність, ніж в основному її матеріалі.

За часом захоплення носіїв розрізняють швидкі і повільні поверхневі стани пар тертя дискового гальма. Швидкі стани часто виникають на чистій поверхні, що не окислюється, і відрізняються слабкою специфічністю до конкретного виду дефектів. Час життя швидких станів складає 10^{-4} – 10^{-7} с.

Повільні поверхневі стани зазвичай пов'язують з наявністю окисних плівок на робочій поверхні гальмівного диска і фрикційних накладок, вони найчастіше обумовлені процесами адсорбції-десорбції. За даними робіт [4], час



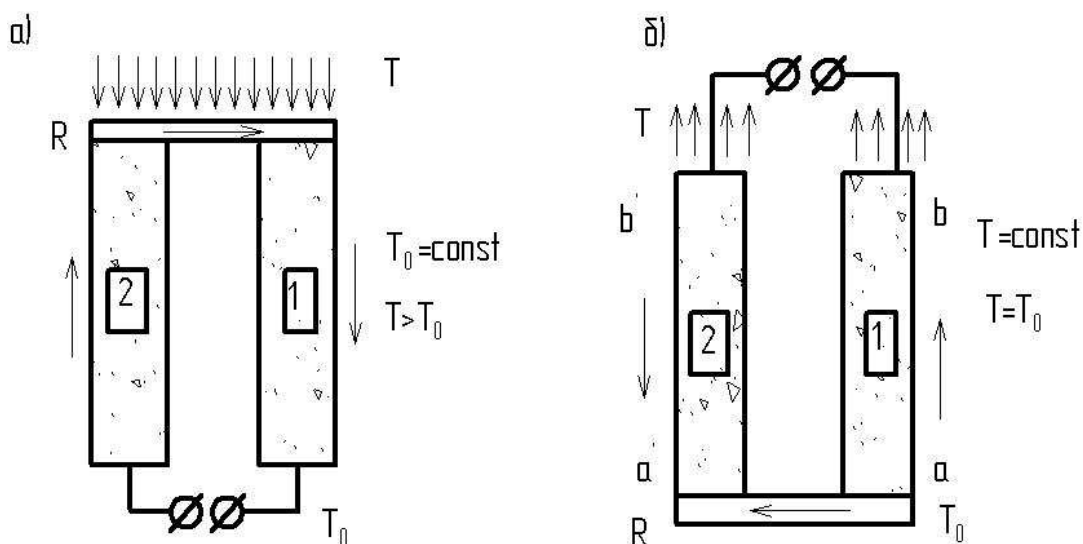


Рисунок 8 – Мікротермобатареї з термоелементами (1 і 2), що працюють в режимах макротермогенератора (а) і мікротермохолодильника (б)

життя повільних станів коливається у межах від 10^{-2} с до декількох годин чи діб, а їх щільність складає $10^{10} - 10^{15}$ см $^{-2}$. Остання залежить від зовнішніх чинників та електричних властивостей пар тертя дискового гальма. За даними Круппа [5], щільність поверхневих станів для полімерів складає $D_s = 10^{10}$ см $^{-2}$.

Таким чином, за наявності поверхневих станів і заповнення їх носіями заряду на поверхні фрикційної накладки виникає електричний заряд. Причому повний поверхневий заряд загалом є сумою зарядів швидких (σ_1) і повільних (σ_2) поверхневих станів

$$\sigma = \sigma_1 + \sigma_2.$$

Тоді для швидкоплинних процесів, тобто процесів електризації при терті, коли час контакту складає 10^{-5} с, повний поверхневий заряд фрикційної накладки дорівнюватиме сумі зарядів в швидких і повільних поверхневих станах.

Найбільш достатнього впливу поверхневих станів пар тертя дискового гальма зазнає структура подвійного шару при контакті "метал-полімер". У цьому випадку при великій щільності поверхневих станів реалізується ефект "металізації" поверхні полімеру, при якому заряд подвійного шару утворюється за рахунок іонізації поверхневих станів і за порядком величини порівняний із зарядами шарів, що виникають при контакті металів. Слід враховувати той факт, що система "метал-полімер" під час контактування перебуває в незрівноваженому термодинамічному стані. Водночас взаємодія часток усередині мікроскопічного малого об'єму, якими є термоелементи (напівпровідникові плівки "метал-полімер") мікротермобатарей набагато сильніша, ніж з елементами інших частин системи, внаслідок чого кожен такий об'єм можна вважати таким, що перебуває в рівновазі, а між окремими об'єктами (тобто в усій системі) рівновага відсутня.

Розглянемо принцип роботи мікротермобатарей, які складаються з двох електропровідних матеріалів і мають різну провідність (рис. 8а), обумовлену роботою пар тертя дискового гальма в діапазоні температур нижче і вище за допустиму для матеріалу фрикційної накладки, тобто за різних температур поверхні. При цьому приповерхневий шар не зазнає деструктивних змін.

Кінці термоелементів 1 і 2 сполучені металевим містком з опором R, що є окислювальною плівкою з напівпровідниковими властивостями, яка знаходиться в елементарному об'ємі приповерхневого шару диска і гарячого спаю і виконує функції мікро-термобатарей. Електропровідність термоелемента 1 утворена масопереносом фрикційного матеріалу накладки на робочу поверхню диска гальма. У елементарному об'ємі приповерхневого шару фрикційної накладки знаходиться м'яка окислювальна плівка з напівпровідниковими властивостями, яка і сполучає протилежні кінці термоелементів електричним ланцюгом. При терті температура з'єднувального містка перевищує температуру холодильних кінців термоелементів ($T > T_0$). При цьому теплова енергія атомів гарячого кінця термоелементів зростає. Ця енергія виконує роботу переходу електронів у вільний стан. У зв'язку з цим в термоелементі 1 на гарячому кінці з'являється більша кількість вільних електронів з вищою тепловою енергією, ніж на холодному кінці, який заряджається при цьому негативно. У зв'язку з тепловим рухом атомів у термоелементі 2 деяка частина електронів виноситься з робочої зони. На їхньому місці з'являються вільні електрони, які мають позитивний заряд. Напрямок переміщення позитивних зарядів співпадає з напрямом електричного поля, тому їхній рух прискорюється. В той же час електрони, які рухаються проти електричного поля, сповільнюються і переходять в зону менших швидкостей. При цьому за рахунок адсорбції кисню частина поверхні окисної плівки в елементар-

ному об'ємі приповерхневого шару накладки заряджається негативно, будучи холодним кінцем термоелемента 1. При замиканні ланцюга тут спостерігається електричний струм, зумовлений різницею температур: фактично має місце ефект Зеебека, а сама мікротермобатарея є мікротермоелектрогенератором.

Розглянемо роботу мікротермобатареї за умови, що температура поверхні фрикційної накладки перевищила допустиму для її матеріалів. Як видно з рис. 8 б полярність термоелементів 1 і 2 за умови $T=T_0$ стала протилежною (рис. 8 а). При цьому приповерхневий шар фрикційної накладки зазнає деструкційних змін, а поверхні тертя гальма піддаються адсорбційно-десорбційній дії.

Якщо по внутрішньому ланцюгу, усі елементи якого знаходяться в однакових умовах ($T=T_0$), протікає електричний струм в напрямі, вказаному на рис. 8 б, то рух вільних електронів у термоелементі 1 спрямований від спаю (а) до спаю (в), причому цей рух є уповільненим, оскільки електрони гальмуються електричним струмом. Рух електронів від спаю (а) до спаю (в) супроводжується перенесенням енергії. На спаї (а) електрони, відбираючи енергію атомів, мають приріст кінетичної енергії. На кінці (в), стикаючись з атомами кристалічної решітки окисленої плівки поверхні диска гальма, вони віддають енергію вказаному спаю. У зв'язку з цим спаї (а) охолоджується, а спаї (в) нагрівається. Причому скупчення електронів на спаї (в) сприяє тому, що спаї заряджається негативно, а спаї (а) - позитивно.

У термоелементі 2, сполученому з термоелементом 1 за допомогою електролітного містка з опором R, напрям електричного струму збігається з напрямом руху іонів: від спаю (а') до спаю (в'). Внаслідок чого рух іонів прискорюється. Тому найбільш інтенсивний рух електронів спостерігається біля спаю (в'). Утворення електронів в елементарному об'ємі приповерхневого шару диска пов'язане з іонізацією газової суміші біля нього, а також десорбцією вологи на ньому. У самому ж елементарному об'ємі приповерхневого шару диска рух вільних електронів відбувається проти руху електричного струму, тобто проти його поля. При цьому електрони, зіштовхуючись з атомами, підвищують їх внутрішню енергію, яка витрачається на нагрівання цього спаю. У міру просування від спаю (в') до спаю (а') вздовж гілки термоелемента 1 енергія електронів зменшується, внаслідок чого спаї (а') охолоджується. Скупчення іонів на цьому спаї зумовлює його негативний заряд, хоча загалом, спаї (а') заряджений позитивно.

Таким чином, рух струму інверсії через мікротермобатарею призводить до перепаду температур на її спаях. На спаї (а') поглинається теплота, а на спаї (в') - виділяється в результаті контактної взаємодії пар тертя гальма. В цьому випадку мікротермобатарея працює в режимі мікротермоелектроохолодильника.

При виникненні в парах тертя мікротермобатарей, що працюють в режимах мікротермо-

електроохолодильників і мікротермоелектрогенераторів, можливе виникнення струму зміщення. Останній має умовну назву «локалізованого електричного поля», яке супроводжується магнітним полем. На противагу іншим струмам (провідності, конвекційного) він не викликаний впорядкованим рухом зарядів, тому за відсутності діалектика (і його переполіризації) тепла енергія в зоні тертя не розвивається.

Проте струм зміщення впливає на теплову енергію у тому випадку, якщо поверхня фрикційної накладки досягає температури, вищої допустимої для її матеріалів: волога, що з'являється на поверхні накладок викликає переполіризацію останньої, яка відіграє роль діалектика.

Комплексне дослідження впливу закономірностей контакту пар тертя "метал-полімер" на кінетику електризації робочих поверхонь фрикційних накладок дозволив встановити, що перша інверсія струму електризації викликана десорбцією вологи з приповерхневих шарів накладок, а наступні, ймовірно, фізико-хімічними процесами в її шарах, викликаними зміною енергетичного стану металополімерної системи. До останньої можна використовувати електронну систему неупорядкованої дії.

Термобатареї, виконуючи роль термоелектрогенератора або термоелектроохолодильника, можуть змінювати напрям струму збільшуючи, зменшуючи або стабілізуючи при цьому його силу.

Мікротермобатареї можуть бути розташовані відносно поверхонь тертя дискового гальма в поперечному і в подовжньому напрямі. Пари тертя гальма взаємодіють в гіротропному середовищі і схильні до гальвано- і термомагнітних ефектів. Розрізняють: поперечний і подовжній гальваномагнітні та поперечний і подовжній термомагнітні [6] ефекти, прояв яких залежить від напруженості магнітного поля, що викликається електричним полем.

Закономірності для поперечних і подовжніх ефектів мають характер лінійних і квадратичних залежностей з урахуванням того, що в парах тертя гальма наводяться слабкі магнітні поля.

Результати теоретичних [9-11] і експериментальних досліджень представлені в табл. 3, що стосуються динамічних і електричних характеристик стану пар тертя гальмівних пристроїв.

Висновки. Таким чином, з аналізу отриманих схем інверсії струмів при різних теплових станах поверхонь диска гальма і фрикційних накладок, а також з приповерхневих шарів випливає, що на величину і полярність генерованого струму трибоелектризації впливають не лише початкові властивості контактуючих пар тертя гальма дискового гальма, але і комплекс механо-хімічних процесів, що відповідають фрикційній взаємодії.

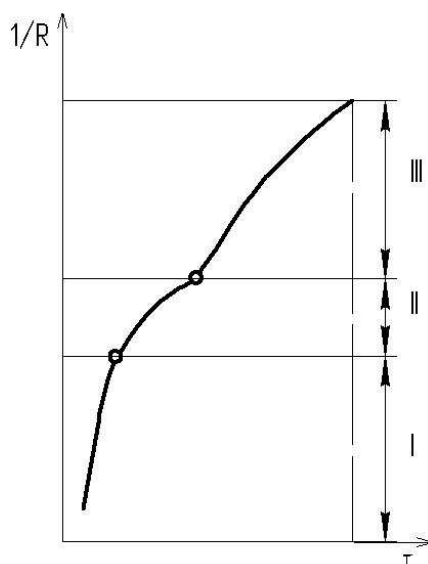


Таблиця 3 – Динамічні і електричні характеристики стану пар тертя гальмівних пристроїв

Стан поверхонь при- поверхневого шару фрикційної накладки		Опис характеристик		
		стану міжконтактного середовища	подвійних електричних ша- рів	циркуляції струмів
1	2	3	4	5
Поверхнева температура	До допустимої для матеріалу фрикційної накладки	У момент початку роботи пари тертя і дії питомих навантажень на її поверхні відбувається руйнування щонайтонших окисних шарів, що призводить до зміни їх поверхневого електричного потенціалу (рис. 9, стадія I). Під дією усе зростаючих питомих навантажень відбувається активна деформація поверхневих шарів фрикційних накладок і зміцнення робочої поверхні металевого фрикційного елемента (див. рис. 9, стадія I). На цій стадії відбувається підготовка поверхневих шарів до утворення достатньої кількості активних центрів, що визначають їх подальший розвиток внаслідок плинності металу робочої поверхні металевого фрикційного елемента. З підвищенням температури від 100 до 200°C спостерігається збільшення середнього динамічного коефіцієнта тертя від 0,39 до 0,42 (рис. 10). Характеристика фрикційної теплостійкості на цій ділянці визначається в основному властивостями пружнопластичності матеріалу (перехід від пружного до пластичного контакту). На ділянці температур від 200 до 350 °C динамічний коефіцієнт тертя визначається розвитком пластичних деформацій з поступовим, у міру підвищення температури, димленням сполучного матеріалу (смоли) фрикційних матеріалів. Кількість повітря, що поступило на контакт кратно, визначає інтенсивність термоокислювання деструкційних процесів. Крім того, повітря є окислювальним середовищем, яке сприяє розвитку адсорбційного і щлинного ефектів.	Існує один подвійний електричний шар біля робочої поверхні металевого фрикційного елемента. При цьому диск металевого фрикційного елемента виконує функції термоелектрогенератора, а приповерхневий шар накладок - термоелектрохолодильників	Струм електризації спрямований від робочої поверхні накладок до робочої поверхні диска металевого фрикційного елемента (прямий струм)

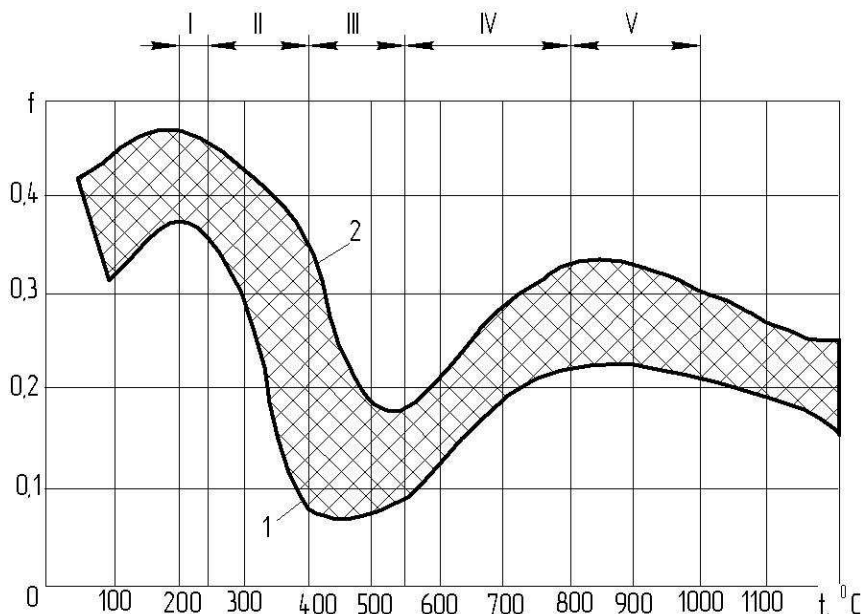
Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5
Поверхнева температура	При досягненні допустимого матеріалом фрикційної накладки	Пара тертя працює як при підвищенні, так і при зниженні питомих навантажень фізичного контакту в парах тертя. При цьому проявляються закони несталої плинності в умовах сталості зміни (звичай зменшення) рівня напруги в диску металевого фрикційного елемента (рис. 9, стадія ІІІ). На ділянці від 450 до 600°C (четверта зона) підвищення динамічного коефіцієнта тертя пояснюється утворенням коксоподібних продуктів деструкції сполучного компонента, що зрештою призводить до формування фрикційного робочого шару. У п'ятій зоні (600-800°C) динамічний коефіцієнт тертя знову стабілізується і досягає значення 0,32. Азот і вуглекислий газ (табл. 4) є нейтральними середовищами, в яких адсорбційний і щільний ефекти вироджуються. При цьому спостерігається збільшення H_2 до 0,171% в масових частках і з'являється CO (0,43% в масових частках).	Виникає і розвивається сильний подвійний електричний шар в приповерхневих шарах фрикційних накладок і слабкий подвійний електричний шар у диску металевого фрикційного елемента. Приповерхневий шар фрикційної накладки виконує функції термоелектрогенератора, а диск металевого фрикційного елемента - термоелектроохолодильника.	Переважаюча інверсія струмів від робочої поверхні металевого фрикційного елемента в напрямку приповерхневого шару фрикційних накладок. Слабка інверсія прямих струмів.
Поверхнева температура	При перевищенні допустимого матеріалом фрикційної накладки	Пара тертя працює за сталих питомих навантажень, і розвиток фізичного контакту відбувається внаслідок плинності робочої поверхні диска металевого фрикційного елемента. При цьому із зростанням температури процес розвитку фізичного контакту інтенсифікується. Крім того, встановлено, що фізичний контакт є процесом релаксації внутрішньої напруги в приповерхневому шарі диска металевого фрикційного елемента, при якому розвиваються контакти за рахунок поверхневого пластичного тертя (рис. 9, стадія ІІ). Динамічний коефіцієнт тертя стабілізується і має мінімальне значення 0,18 (рис. 5, третя зона); ця зона відноситься до області депресії, в якій фрикційні характеристики цілком визначаються змащувальною дією рідких продуктів деструкції смоли. Спостерігається різке зменшення CO_2 до 0,13% в масових частках і з'являється H_2 (0,123% в масових частках) (табл. 4).	Існує сильний подвійний електричний шар біля робочої поверхні металевого фрикційного елемента і спостерігається формування подвійного електричного шару в приповерхневому шарі фрикційних накладок. При цьому диск металевого фрикційного елемента продовжує виконувати функції термоелектрогенератора, а приповерхневий шар накладок - термоелектроохолодильників.	Переважаюча інверсія струмів від робочих поверхонь фрикційних накладок в роботу поверхню металевого фрикційного елемента (прямий струм). Водночас спостерігаються слабкі зворотні струми.



I, II - початковою і кінцевою поверхневого пластичного тертя;
III - високотемпературний плинності

Рисунок 9 – Закономірності зміни електропровідності ($1/R$) при формуванні зони фізичного контакту від часу (τ) на різних стадіях



I - 200-250°C; II - 250-400°C; III - 400-550°C; IV - 550-800°C; V - 800-1000°C

Рисунок 10 – Еталонна зміна динамічного коефіцієнта тертя матеріалу "Ретинакс" ФК-16Л (крива 1) і ФК-24А (припечений, крива 2) у функції температури поверхні по зонах

Таблиця 4 – Відсотковий вміст газової суміші, утвореної в міжконтактному просторі пари тертя

Номер проби	Марка компонента	Температура, °C	Вміст газу, масова частка, %						інші гази ***
			H ₂	O ₂	N ₂	CO ₂	CO	ΣC _n H _n	
1	ФК-24-А	150	*	19,8	78,8	0,28	*	*	Решта
2	-	215	*	19,8	78,8	02,3	*	*	
3**	-	420	0,123	19,1	79,5	0,13	*	*	
4**	-	500	0,171	16,3	81,6	0,24	0,43	0,24	
5	-	730	0,308	9,8	81,2	0,08	6,51	1,06	

Література

- 1 Вольченко Д.О. Нанотрибологічні процеси в парах тертя гальмівних пристроїв (частина перша) / Д.О. Вольченко, М.О. Вольченко, І.О. Бекіш, Я.В. Куриляк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 4(37). – С. 64-70.
- 2 Крагельский И.В. Современные представления о трении и износ материалов / И.В. Крагельский – в кн.: Исследование структуры фрикционных материалов при трении. – М.: Наука, 1972. – С. 8-16.
- 3 Крагельский И.В. Фрикционное взаимодействие тел / И.В. Крагельский // Трение и износ. – 1980. – Т.1. – С. 67.
- 4 Вольченко Д.А. Нанотрибология при оценке двойного электрического слоя в парах трения тормозных устройств / Д.А. Вольченко // Проблемы трибологии. – 2009. – №(3). – С. 108-114.
- 5 Миронов В.С. Электрические явления при трении полимеров. II. Кинетика электризации / В.С. Миронов, А.Ф. Климович // Трение и износ. – 1985. №6 – Т. VI – С.1026 – 1033.
- 6 Пленочные термоэлементы: физика и применение / [Гольцман Б.М., Дашевский З.М., Кайданов Б.И., Коломеец Н.В.]. – М.: Наука, 1985. – 213 с.
- 7 Прокопів В.В. Матеріали електронної техніки / В.В. Прокопів. – Івано-Франківськ: Плай, 2009. – 228 с.
- 8 Наноматеріали в пристроях генерування і накопичення електричної енергії / Б.К. Остафійчук, І.М. Бузуляк, І.І. Григорчак, І.Ф. Миронюк. – Івано-Франківськ: Плай, 2003. – 203 с.
- 9 Чичинадзе А.В. Износостойкость фрикционных полимерных материалов / А.В. Чичинадзе, В.Я. Белоусов, И.М. Богатчук. – Львов: Вища школа, 1989. – 114 с.
- 10 Чичинадзе А.В. Трение, износ и смазка (трибология и триботехника); под. ред. А.В. Чичинадзе. – М.: Машиностроение, 2003. – 575 с.
- 11 Кіндрачук М.В. Трибологія / М.В. Кіндрачук, В.Ф. Лубенець, М.І. Пашечко, Є.В. Корбут. – Київ: Вид-во нац. авіац. ун-ту: «НАУ - друк», 2009. – 392 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

03.03.11

*Рекомендована до друку професором
Вольченком О.І.*



ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ТА ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ І ПРОГНОЗУВАННЯ СТІЙКОСТІ СТОВБУРІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН У НЕСТІЙКИХ ПОРОДАХ

Я.В. Куцяк, Р.Я. Куцяк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: physics@nung.edu.ua

Проведено аналіз існуючих технологій буріння горизонтальних свердловин в складних геологічних умовах. Експериментально досліджено міцнісні характеристики гірських порід, що залягають під різними кутами ($0-90^\circ$). Визначено граничнодопустимі значення кута нахилу стовбура свердловини, за яких зберігається стійкість стінок горизонтальних свердловин у нестійких породах. Встановлено, що найбільша вірогідність ускладнень виникає за зенітних кутів $62^\circ-68^\circ$ і значної інтенсивності викривлення стовбура свердловини. Зроблено висновок про доцільність буріння горизонтів з нестійкими породами з зенітними кутами до 60° або понад 70° .

Ключові слова: буріння, свердловина, порода, стовбур, кут.

Проведен анализ существующих технологий бурения горизонтальных скважин в сложных геологических условиях. Экспериментально исследованы прочностные характеристики горных пород, расположенных под разными углами наклона ($0-90^\circ$). Определены гранично-допустимые значения угла наклона ствола скважины, при которых сохраняется устойчивость стенок горизонтальных скважин в неустойчивых породах. Установлено что наибольшая вероятность осложнений возникает при зенитных углах $62^\circ-68^\circ$ и интенсивном искривлении ствола скважины. Сделан вывод о целесообразности бурения горизонтов с неустойчивыми породами с зенитными углами до 60° или превышающих 70° .

Ключевые слова: бурение, скважина, порода, ствол, угол.

The article deals with analysis of the existing horizontal well drilling technologies in difficult geological conditions. The experimental investigation of strength properties of formations located under the angles ($0-90^\circ$) with no accident occasion was held. The achieved results have proved the previously obtained analytical dependence thus the maximal values of the borehole drift angle in the process of the incompetent rock drilling are determined. It was proved that the most number of difficulties occur when the azimuth angle is $62^\circ-68^\circ$ and on the condition of intensive well deviation. The concluded opinion concerns the possibility of unstable rock formation drilling under the azimuth angles to 60° or of 70° .

Keywords: drilling, well, formation, borehole, angle.

З метою підвищення ефективності експлуатації нафтового родовища широкого застосування набуває будівництво свердловин з горизонтальним закінченням стовбура.

В Україні буріння горизонтальних свердловин було розпочате в 1957 році на Бориславському родовищі при глибинах свердловин 2800–2900 м. Дебіти нафти цих свердловин в декілька разів перевищували дебіти навколишніх вертикальних свердловин. Однак ці роботи мали характер промислового експерименту і були припинені як занадто високовартісні, не підготовлені з точки зору технічного і кадрового забезпечення та через відсутність досконаlih технологій.

В цей же час провідні нафтогазовидобувні країни світу – США, Канада, Франція, Росія, Китай в 1980-1990 ті роки досягли високих темпів розвитку горизонтального буріння. Так, в США за п'ятирічний період (1988-1992 рр.) пробурено 4529 горизонтальних свердловин, в Канаді за цей проміжок часу пробурено понад 5000 горизонтальних свердловин та бокових горизонтальних стовбурів, у Росії в першій половині 90-х років пробурено понад 230 горизонтальних свердловин [1, 2]. Розроблено техніку і технологію буріння, кріплення і освоєння похило-скерованих і горизонтальних свердловин.

Запорукою успіху у процесі буріння свердловин з великими кутами нахилу стовбура, аж до горизонтального його положення, є більш повне врахування особливості геологічної будови при виборі бурового обладнання і технології бурових робіт та застосування технічних заходів, що запобігають виникненню ускладнень в процесі буріння.

Найбільш небезпечними ускладненнями в процесі будівництва сильно викривлених і горизонтальних свердловин є осипання і обвалювання їх стінок у нестійких породах.

До нестійких гірських порід відноситься значна група глинистих порід (глини, алевроліти, глинисті сланці), а також породи іншого мінералогічного складу, що залягають у зонах подріблених, розуцілених і дезінтегрованих порід біля розривних тектонічних порушень, площин насувів у приштокових зонах соляних шапок та в інтервалі залягання вивітрюваних порід.

Досвід діяльності провідних західноєвропейських і американських фірм свідчить, що найбільш сприятливими гірничо-геологічними умовами для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин є поклади вуглеводнів, що приурочені до масивних і потужних товщ вапняків, доломітів, пісковиків. Для укра-



їнських нафтогазових регіонів – Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) і Азовсько-Чорноморського регіону – геологічні умови значно складніші.

Осадний комплекс порід в ДДЗ утворений аргілітами, вапняками, доломітами, глинами, ангідритами, мергелями. Всі ці породи рідко утворюють потужні однорідні товщі в окремих частинах западини, а частіше виступають у вигляді перешарування певних комплексів порід з перевагою того чи іншого літологічного різновиду.

Колектори нафти і газу ДДЗ утворені теригенними відкладами – пісковиками та алевролітами і лише на окремих родовищах – карбонатами, вивітреними і тріщинуватими кристалічними породами.

На основі аналізу результатів досліджень понад 5 тисяч свердловин зроблено висновок, що Дніпровсько-Донецька западина за своїми гірничо-геологічними властивостями є геологічним утворенням, в якому зосереджені різні за мінералізацією складом породи, різноманітні за ступенем консолідованості пласти, достатньо високі пластові тиски і температури, високомінералізовані пластові води, природні скупчення нафти, газу і конденсату [3].

З метою підвищення нафтовіддачі на Бугруватівському нафтовому родовищі розпочато будівництво горизонтальних свердловин. Проектування і вибір технології буріння проводили на основі новітніх технологій відомих західних фірм. Проте, практика свідчить, що рекомендовані технології, які ефективні для інших регіонів, не завжди придатні для застосування для буріння горизонтальних свердловин на даному родовищі.

Це наглядно підтверджується бурінням свердловини № 545 Бугруватівського родовища. Профіль і конструкція свердловини № 545 зображена на рис. 1. У свердловині було пробурено 4 стовбури (не враховуючи пілот-стовбура).

У процесі буріння першого стовбура в інтервалі 3250–3260 м по вертикалі в підшві горизонту В-15 при куті нахилу стовбура 65–68° від вертикалі внаслідок осипання та обвалювання гірських порід сталося прихоплення бурового інструменту (профіль 3).

Буріння другого та третього стовбурів свердловини (профіль 4 і 5), практично в тому самому інтервалі, за кутів нахилу стовбура 65–68° від вертикалі знову завершилися прихопленням бурового інструменту.

Аналогічні результати одержано при бурінні свердловини № 553 Бугруватівського нафтового родовища, при сервісному супроводі фірми «Шлюмберже».

Буріння першого похило-скерованого стовбура в породах верхньовізейського під'яруса супроводжувалось постійними проробками стовбура свердловини, посадками та затяжками бурового інструменту. Досягнувши величини зенітного кута 64,3° за максимального значення інтенсивності викривлення стовбура свердловини у відкладах продуктивного горизонту В-

15 отримали прихоплення інструменту з втраченою циркуляції.

У процесі буріння другого стовбура спостерігались осипання і обвалювання стінок свердловини в продуктивних горизонтах верхньовізейського під'яруса. При відхиленні стовбура свердловини від вертикалі на 64,8° і максимальному значенні інтенсивності викривлення стовбура свердловини, буріння супроводжувалось постійними проробками стовбура та з ускладненнями. Досягнувши кута 90° від вертикалі відбулось прихоплення та поломка інструменту. Свердловина так і не була завершена будівництвом і знаходиться в консервації.

Полтавським ГПУ для розкриття горизонтів Б-5 і Б-6 на Яблунівському НГКР пробурено дві горизонтальні свердловини 152 і 153. Метою буріння було розкриття нафтових пластів Б-5 і Б-6 та перетину його від покрівлі до підшви з довжиною стовбура в продуктивній частині пласта не менше 300 м.

Однак при бурінні під експлуатаційну колонну ділянки збільшення зенітного кута з інтенсивністю 20°/100 м стовбур свердловини 152 перетнув продуктивний пласт Б-6 на 11 м вище (по вертикалі), а свердловини 153 пласт Б-5 на 35 м вище, ніж передбачалось при зенітному куті 47°. Внесені поправки в технологію буріння при проектуванні свердловин 152 і 153 уможливили здійснення безаварійного проходження свердловин, але не дали можливості повністю виконати поставлене завдання.

В УкрНДІгаз, на основі аналізу технології буріння і проекту профілю горизонтальної свердловини 153 проведено коригування технології і запропоновано збільшення середньої інтенсивності викривлення у процесі буріння основного стовбура до 26°/100 м та розкриття покрівлі продуктивного горизонту Б-5 з кутом 63° і підбір зенітного кута в пласті з тією ж інтенсивністю викривлення до 88° з подальшою стабілізацією. Схема нового профілю горизонтальної свердловини 153 наведена на рис. 2 [5]. Автори [5] з метою точного попадання стовбура свердловини в продуктивний пласт не враховують те, що скоригована технологія подібна до технології буріння свердловини 545 і 553 Бугруватівського родовища, а, відповідно, можна очікувати і аналогічний результат.

Для розв'язання проблеми нами проведено теоретичні дослідження впливу інтенсивності викривлення стовбура горизонтальної свердловини на стійкість її стінок [7,8]. У процесі буріння горизонтальних свердловин ускладнення найчастіше виникають в інтервалах інтенсивного викривлення стовбура свердловини, які пов'язані з різкою зміною напружено-деформованого стану гірських порід. Основним видом деформації при механічному руйнуванні гірських порід є деформація при вдавлюванні.

При бурінні свердловин процес вдавлювання завжди тією чи іншою мірою одночасно протікає з процесом зсуву або сколювання породи при горизонтальному зміщенні породоруйнівного інструменту. Оскільки розбурювана порода знаходиться в умовах високого усебіч-

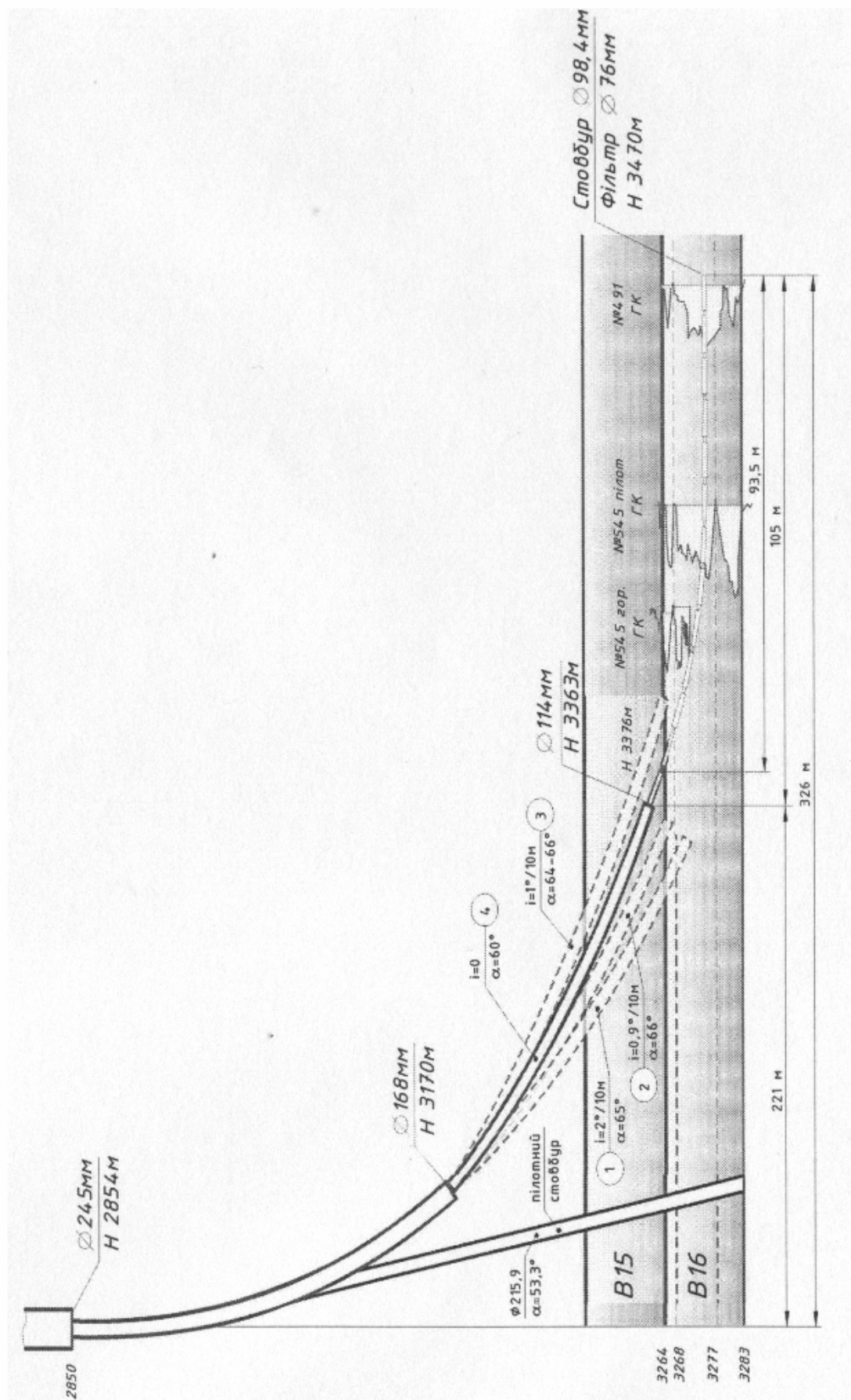


Рисунок 1 – Профіль і конструкція свердловини №545 Бугруватівського родовища

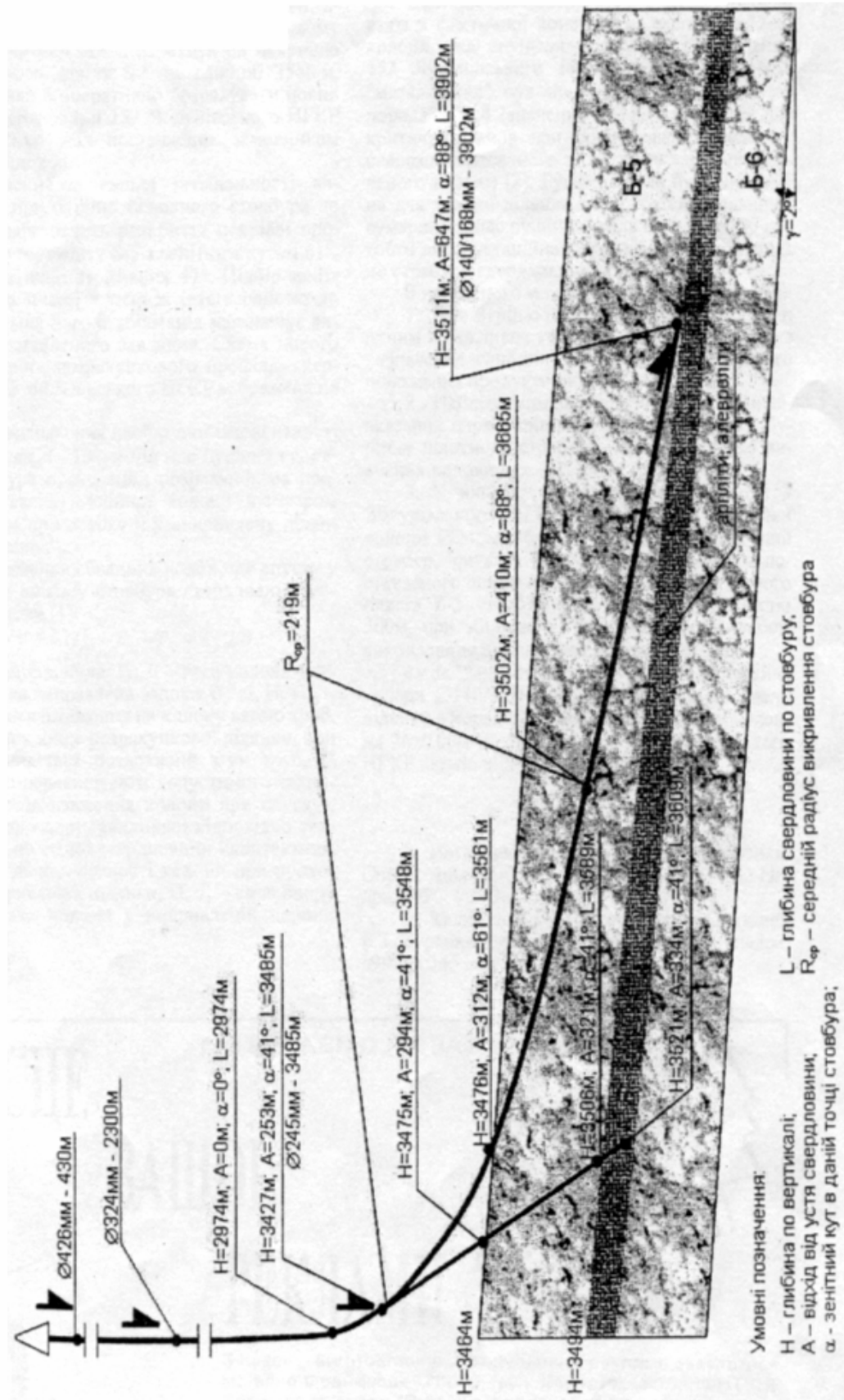
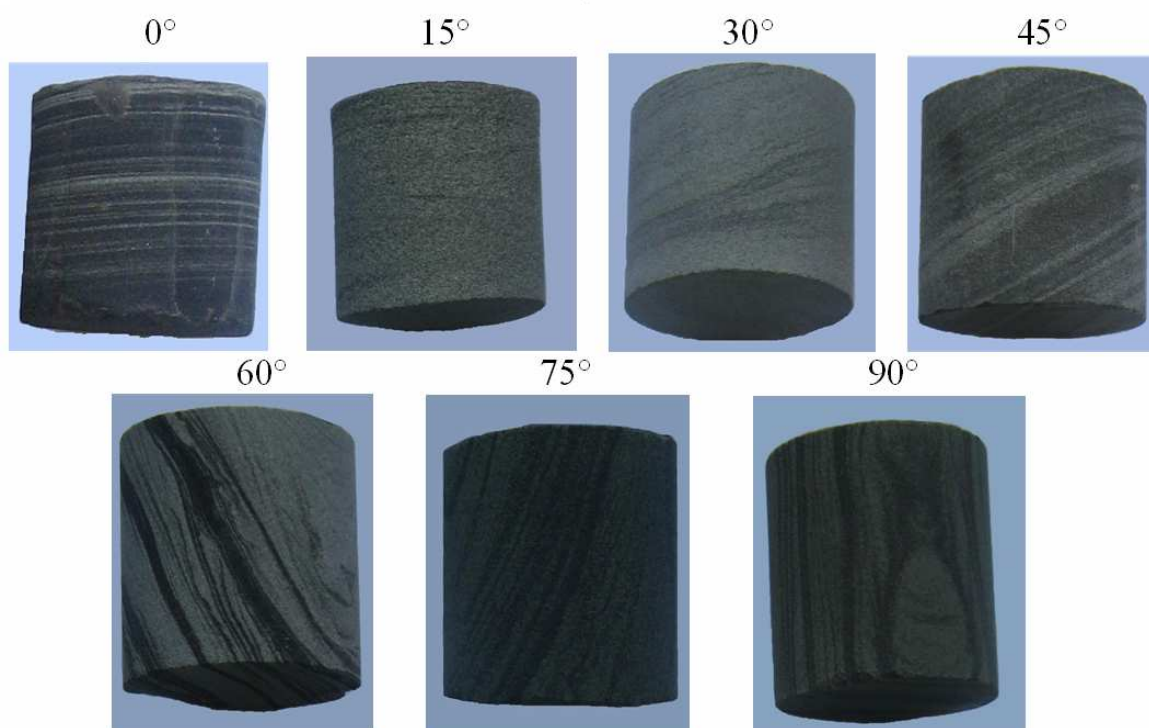


Рисунок 2 – Схема скоригованого профілю свердловини 153 Яблунівського НКГР



а)



б)

а – керн зі свердловини №545; б – експериментальні зразки

Рисунок 3 – Досліджувані зразки породи з різними кутами залягання свердловини № 545 Бугруватівського родовища

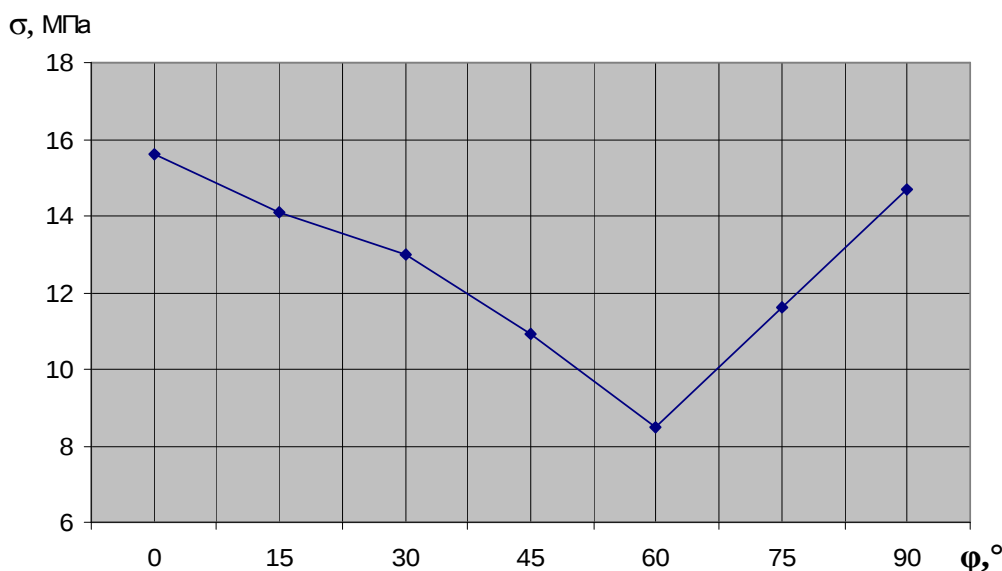


Рисунок 4 – Залежність межі витривалості гірської породи від кута залягання

ного тиску, то величина її опору вдавлювання завжди перевищує опір сколюванню.

Одержано аналітичні залежності визначення питомої енергії деформації та гранично допустимих значень напруження (дотичних, радіальних, колових), зусиль зсуву при яких ще зберігається стійкість стінок свердловини. Визначено, що при бурінні горизонтальних свердловин у нестійких породах з інтенсивною зміною кривизни стовбура свердловини і кутах азимута 64–68° існує висока імовірність ускладнення і прихоплення бурильної колони, яке пов'язане з осипанням і обвалюванням гірської породи.

З метою підтвердження результатів теоретичних досліджень проведено експериментальні дослідження міцнісних характеристик гірської породи (керна), яку відібрано в інтервалі 2895–2901 м (верхній еоцен) у свердловині 403 Суботинська ДАТ «Чорноморнафтогаз», утвореної паралельно розташованими прошарками зеленувато-сірих глинистих аргілітів та вапняків з перемежуванням паралельно розташованих прошарків сірого пісковику товщиною до 1 мм. Пористість зразків 12–15%, проникність до 40 мД. Ці породи (прошарки) характеризуються різною міцністю та фізико-механічними властивостями.

Дослідження механічних властивостей гірських порід проводили методом одновісного стискання [9]. У відповідності до Міжнародного стандарту, що прийнятий міжнародним бюро з механіки гірських порід виготовлено зразки циліндричної форми діаметром 40 мм, а відношення довжини зразка l до його діаметра d знаходиться в межах $1 \pm 0,05$. Торцеві поверхні шліфовані.

Дослідження проводили на гідравлічному пресі ПСУ-10, який має поліровані плити, причому одна з них – на шаровій опорі, з швидкістю навантаження 0,5 МПа/с. Зразок деформується до руйнування.

За максимальним навантаженням $P_{\max}$ визначали межу витривалості зразка на стискання $\sigma_{\text{ст}}$ (МПа)

$$\sigma_{\text{ст}} = \frac{P_{\max}}{S}, \quad (1)$$

де S – початкова площа поперечного перерізу зразка, м².

При анізотропії міцнісних і деформаційних властивостей породи важливим чинником є орієнтація свердловини відносно осі анізотропної породи. У зв'язку з цим було виготовлено експериментальні зразки з різними кутами залягання породи (різними зенітними кутами стовбура свердловини відносно горизонтально розміщеного пласта) в межах (0÷90°) з інтервалом 15°. Керн і загальний вигляд експериментальних зразків зображено на рис. 3.

Згідно з методикою на втомну міцність досліджувалося по 6 зразків кожної серії. Результати експериментальних досліджень зображено на рис. 4.

Аналіз результатів досліджень руйнування гірських порід свідчить, що межа витривалості анізотропних гірських порід залежить від кута залягання породи. Так, при 0° межа витривалості становить загалом 16 МПа, а зі збільшенням кута залягання від 0÷60° межа витривалості зменшується до 8,6 МПа, а далі знову зростає, набуваючи при куті 90° максимального значення. Аналогічні результати одержані при дослідженні зразків гірської породи з свердловин Бугруватівського родовища.

Таким чином, результати експериментальних досліджень міцнісних характеристик гірських порід підтверджують результати аналітичних досліджень.

Як бачимо, при значеннях зенітного кута в межах 60–65° анізотропна гірська порода володіє найменшою межею витривалості, і під дією вібрацій, промивальної рідини, перепаду динамічного тиску в свердловині виникає небезпека

порушення стінок свердловини, що призводить до ускладнень і прихоплень бурильної колони.

Враховуючи результати теоретичних, експериментальних і промислових досліджень, внесено поправку в технологію буріння і успішно проведено будівництво четвертого стовбура свердловини 545 Бугруватівського родовища (рис. 1).

Викладене вище дає підстави для таких висновків: наявність максимальних значень величин дотичних напружень на стінках викривлених стовбурів свердловин вимагає проектувати найбільш інтенсивного викривлення в інтервалах, де відсутні ділянки нестійких порід, схильні до обвалювання. Ці ділянки доцільно бурити з стабільною і, бажано, з найменшою інтенсивністю викривлення стовбура за zenітних кутів до 60° або понад 70°.

Література

1 Mensa-Wilmot G., Krepp T., Stephen I. Dual Torque Concept Enhances PDS Bit Efficiency in Directional and Horizontal Drilling Programs. // Paper SPE/IADC 52879 presented at the SPE/IADC Drilling Conference. –Dallas. –Texas. –Amsterdam. –Netherland / – 9-11 March, 1999.

2 Fiber optic improve down hole video. Shults P.K., Gobb C. // Oil and gas Journal. – 1992. – vol. 5. – p. 46-51.

3 Тахаутдинов Ш.Ф. Исследования по разработке технологии вскрытия Кыновского горизонта под большим зенитным углом / Ш.Ф.Тахаутдинов Т.И.Бикчурин, Т.Х.Сорокин // Нефтяное хозяйство. – №3. – 2003. – С. 35-39.

4 Кабышев Б.П. Геология и нефтегазоносность Днепрово-Донецкой западины. Нефтегазоносность / Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык и др. – Киев: Наукова думка, 1989. – 204 с.

5 Кунцяк Я.В. Удосконалення технології буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин для експлуатації водоплаваючих нафтових покладів Лесяківського родовища / Я.В. Кунцяк, К.В. Булатов, В.Д. Новіков, Р.Я. Кунцяк // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №3. – С. 29-31.

6 Нежилський О.Б. Особливості проектування профілю горизонтальної свердловини / О.Б. Нежилський, Ю.Г. Верьовкіна // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №3(20). – С. 20-24.

7 Мочернюк Д.Ю. Дослідження впливу інтенсивності викривлення стовбура горизонтальної свердловини на стійкість її стінок / Д.Ю. Мочернюк, Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – №2(11). – С. 37-41.

8 Чернова М.Є. Удосконалення технології буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин у нестійких породах / М.Є. Чернова, Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – №3(25). – С. 15-17.

9 Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин. / А.И. Спивак, А.Н. Попов. – М: Недра, 1979. – 236 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

21.03.11

Рекомендована до друку професором

Коцкуlichem Я.С.



ВИКОРИСТАННЯ ЯВИЩА РЕЗОНАНСУ ДЛЯ КОМПЛЕКТУВАННЯ КОЛОНИ НАСОСНИХ ШТАНГ

А.П. Олійник, Б.В. Копей, Ю.С. Зінченко, В.Б. Копей

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40534,
e-mail: koreyb@nng.edu.ua

Змодельовано явище резонансу в комбінованій склопластико-сталевій колоні насосних штанг СШНУ. Для моделювання резонансних та передрезонансних явищ використані звичайні диференціальні рівняння та рівняння з частковими похідними. Представлені математичні залежності та графіки амплітуд коливань системи для кожної моделі.

Модель комбінованої склопластико-сталевій колоні насосних штанг представлена у вигляді довгого еластичного стрижня з одним фіксованим кінцем і приєднаним на протилежному кінці вантажем. При цьому вага і пружність нерівномірно розподілені вздовж колони насосних штанг: пружність колони значною мірою залежить від жорсткості склопластикової секції, а основна вага зосереджена в сталевій частині колони.

З огляду на те, що комбінована склопластико-сталеві колона насосних штанг містить склопластикову секцію, в розрахунках необхідно враховувати жорсткість і вагу склопластикових штанг. В результаті отримано остаточну формулу для обчислення частоти власних коливань комбінованої колони насосних штанг.

Використовуючи дану математичну модель, можна підбирати довжину сталевій секції та частоту відкачування верстата-качалки для досягнення максимальної довжини ходу плунжера насоса, що забезпечить максимальну продуктивність СШНУ за найменших затрат.

Ключові слова: резонанс колони насосних штанг, математична модель, комбінована склопластико-сталеві колона, диференціальні рівняння, рівняння з частковими похідними.

Смоделировано явление резонанса в комбинированной стеклопластико-стальной колонне насосных штанг СШНУ. Для моделирования резонансных и передрезонансных явлений использованы обычные дифференциальные уравнения и уравнения с частичными производными. Представлены математические зависимости и графики амплитуд колебаний системы для каждой модели.

Модель комбинированной стеклопластико-стальной колонны насосных штанг представлена в виде длинного эластичного стержня с одним фиксированным концом и присоединенным на противоположном конце грузом. При этом масса и упругость неравномерно распределены вдоль колонны насосных штанг: упругость колонны в значительной степени зависит от жесткости стеклопластиковой секции, а основная масса сосредоточена в стальной части колонны.

Ввиду того, что комбинированная стеклопластико-стальная колона насосных штанг содержит стеклопластиковую секцию, в расчетах необходимо учитывать жесткость и массу стеклопластиковых штанг. В результате получена окончательная формула для вычисления частоты собственных колебаний комбинированной колонны насосных штанг.

Используя данную математическую модель, можно подбирать длину стальной секции и частоту откачки станка-качалки для достижения максимальной длины хода плунжера насоса, который обеспечит максимальную производительность СШНУ при наименьших затратах.

Ключевые слова: резонанс колонны насосных штанг, математическая модель, комбинированная стеклопластико-стальная колонна, дифференциальные уравнения, уравнения с частными производными.

The phenomenon of resonance in combined fiberglass-steel column of pumping units was modeled. For the design of the resonance and pre-resonance phenomena ordinary differential equations and equations with partial derivatives are utilized. Mathematical dependences and graphic arts of amplitudes of vibrations of the system are presented for every model.

Model of combined fiberglass-steel columns of sucker rods is considered as a long elastic bar with the fixed end and added mass on other end. Thus mass and elasticity is unevenly distributed along the column of sucker rods: the elasticity of column largely depends on a stiffness of fiberglass section, and a bulk is concentrated at the steel part of column.

As a fiberglass section makes part of combined fiberglass-steel columns of sucker rods, it is necessary to take into account stiffness and mass of fiberglass sucker rods. As a result a final formula is obtained for the calculation of frequency of own vibrations of the combined column of sucker rods.

Utilizing this mathematical model it is possible to calculate the length of steel section and frequency of pumping unit strokes for achievement of maximal length of motion of pump plunger which will provide the best performance of pumping unit at the least expenses.

Keywords: resonance of the sucker rod string, mathematical model, combined fiberglass/steel rod string, ordinary differential equations, partial equations.

Актуальність проблеми

У випадку застосування склопластикових колон насосних штанг на багатьох нафтових свердловинах було зафіксовано явище резонан-

су, коли довжина ходу плунжера перевищувала на 20-50% відповідну довжину ходу полірованого штока. Причиною резонансу є динамічний розгін, що виникає внаслідок наближення амплі-



літуди коливань склопластикової колони до її першої гармоніки поздовжніх вільних коливань. При цьому, в багатьох випадках збільшується видобуток нафти.

Аналіз стану проблеми

Дослідження цього явища і застосування результатів у підборі відповідних режимів видобутку нафти для конкретних свердловин дасть значний економічний ефект в нафтовидобувній галузі.

Аналіз літературних джерел

Явища резонансу, з точки зору математичної фізики, були детально описані в працях Арнольда В.І. [1] і Володимирова В.С. [2]. У праці [3] комбінована склопластико-сталеві колона насосних штанг розглядається як проста механічна колизна система типу "пружина-маса". За допомогою комп'ютерної програми в цій роботі отримано рівняння для обчислення частоти власних коливань комбінованої колони насосних штанг.

Вирішення частини нерозв'язаної проблеми

Досі не було створено ефективного алгоритму для вирішення цієї проблеми, тому у вітчизняній нафтовидобувній промисловості не враховується явище резонансу під час комплектування колони насосних штанг і розрахунку режимів відкачування з метою збільшення видобутку нафти.

Формування мети дослідження

Метою даного дослідження є створення математичної моделі для підбору довжини склопластикової секції комбінованої колони насосних штанг, кількості качань за хвилину верстата-качалки з використанням явища резонансу в умовах реальних свердловин.

Основний матеріал дослідження

1. Моделювання резонансних явищ з використанням звичайних диференціальних рівнянь

Розглядається колизна система, що моделюється рівнянням:

$$y'' + by' + cy = f(t), \quad (1)$$

причому функція $f(t)$ має вигляд:

$$f(t) = A \cdot \sin(k) \cdot t + B \cdot \cos(k) \cdot t.$$

Розв'язок рівняння шукається у вигляді:

$$y_{одн} = C_1 \cdot e^{\lambda_1 t} + C_2 \cdot e^{\lambda_2 t},$$

де λ_1, λ_2 – корені характеристичного рівняння

$$\begin{cases} \lambda^2 + b \cdot \lambda + C = 0 \\ \lambda_{1,2} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4 \cdot C}}{2} \end{cases} \quad (2)$$

Якщо корені рівняння, які з фізичної точки зору характеризують частоти власних коливань системи, збігаються зі значеннями k , то частковий розв'язок шукається у вигляді

$$y_{\text{ч}} = A_1 \cdot t \cdot \sin(k) \cdot t + B_2 \cdot t \cdot \cos(k) \cdot t. \quad (3)$$

Очевидно, що загальний розв'язок записується у вигляді [1]:

$$y = y_{одн} + y_{\text{ч}}. \quad (4)$$

З урахуванням (3) зрозуміло, що

$$\lim_{t \rightarrow \infty} |y_{\text{ч}}| = \infty. \quad (5)$$

Це означає, що амплітуда коливань системи (1) зростає з часом необмежено тобто система характеризується явищем резонансу.

Приклад 1:

$$y'' + 4 \cdot y = \sin(2 \cdot t); \quad (6)$$

$$y(0) = 1$$

$$y'(0) = 0.$$

Характеристичне рівняння:

$$\lambda^2 + 4 = 0, \quad \lambda = \pm 2 \cdot i; \quad (7)$$

$$y = C_1 \cdot \sin(2 \cdot t) + C_2 \cdot \cos(2 \cdot t); \quad (8)$$

$$\begin{cases} y_{\text{част}} = A \cdot t \cdot \sin(2 \cdot t) + B \cdot t \cdot \cos(2 \cdot t), \\ y'_{\text{част}} = A \cdot \sin(2 \cdot t) + 2 \cdot A \cdot t \cdot \cos(2 \cdot t) + \\ \quad + B \cdot \cos(2 \cdot t) - 2 \cdot B \cdot t \cdot \sin(2 \cdot t), \\ y''_{\text{част}} = 2A \cdot \cos(2 \cdot t) + 2A \cdot \cos(2 \cdot t) - \\ \quad - 4A \cdot t \cdot \sin(2 \cdot t) - 2B \cdot t \cdot \sin(2 \cdot t) - \\ \quad - 4B \cdot t \cdot \cos(2 \cdot t). \end{cases} \quad (9)$$

Підставляючи (9) в (6), одержуємо:

$$\begin{aligned} 4A \cdot \cos(2 \cdot t) - 4A \cdot t \cdot \sin(2 \cdot t) - 4B \cdot \sin(2 \cdot t) - \\ - 4B \cdot t \cdot \cos(2 \cdot t) + 4A \cdot t \cdot \sin(2 \cdot t) + \\ + 4B \cdot t \cdot \cos(2 \cdot t) = \sin(2 \cdot t). \end{aligned}$$

Згідно з методом невизначених коефіцієнтів:

$$\begin{cases} 4A = 0 \\ -4B = 1 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} A = 0 \\ B = -\frac{1}{4} \end{cases}.$$

Тож рівняння (9) набуде вигляду

$$y = C_1 \cdot \sin(2 \cdot t) + C_2 \cdot \cos(2 \cdot t) + \frac{1}{4} t \cdot \cos(2 \cdot t). \quad (10)$$

Оскільки $y(0) = 1 \Rightarrow 1 = C_2$

$$\begin{aligned} y' = 2 \cdot C_1 \cdot \cos(2 \cdot t) - 2 \cdot C_2 \cdot \sin(2 \cdot t) - \\ - \frac{1}{4} \cos(2 \cdot t) + \frac{1}{2} t \cdot \sin(2 \cdot t), \end{aligned}$$

$$y'(0) = 0 \Rightarrow 0 = 2C_1 - \frac{1}{4}, \quad C_1 = \frac{1}{8},$$

рівняння (10) записується у вигляді:

$$y = \frac{1}{8} \sin(2 \cdot t) + \cos(2 \cdot t) - \frac{1}{4} t \cdot \cos(2 \cdot t). \quad (11)$$

При цьому $\lim_{t \rightarrow \infty} y(t) \rightarrow \pm \infty$, тобто, амплітуда необмежено зростає (рис. 1), тож з фізичної точки зору необмежено зростають переміщення коливної системи і руйнування конструкції є неминучим.

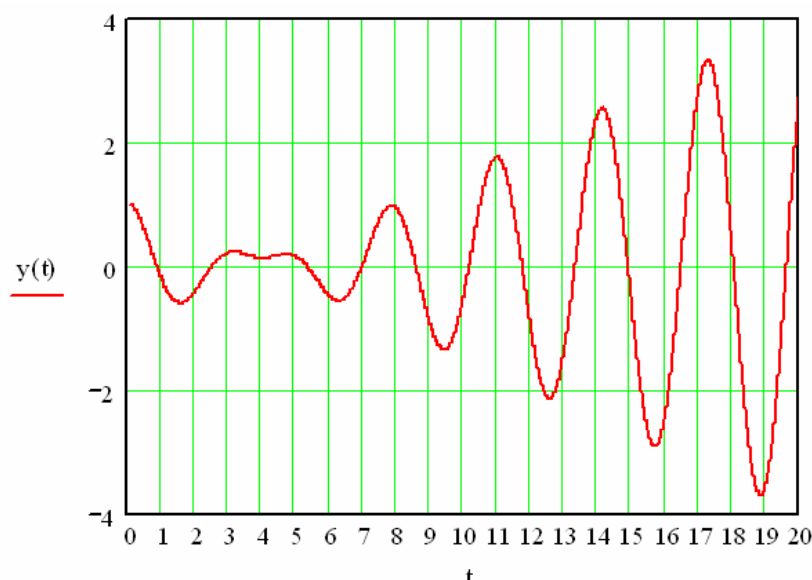


Рисунок 1 – Амплітуда коливань системи, змодельованої з використанням диференціального рівняння $y'' + by' + cy = f(t)$

З графіка видно, що при $t=2,5-5,5$ амплітуда коливань майже не змінюється і приблизно дорівнює нулю.

2. Моделювання передрезонансних явищ з використанням звичайних диференціальних рівнянь.

Небезпечними для стійкості конструкцій можуть бути не тільки резонансні явища, для яких характерною є умова

$$\lambda_{вл} = \lambda_{вим}, \quad (12)$$

де $\lambda_{вл}$ та $\lambda_{вим}$ – відповідно частоти власних та вимушених коливань системи. Небезпечною може бути також умова

$$|\lambda_{вл} - \lambda_{вим}| < \varepsilon, \quad (13)$$

де ε – достатньо мале додатне число. В такому випадку розглянемо коливну систему вигляду

$$y'' + \lambda_1^2 \cdot y = \sin(k \cdot t), \quad (14)$$

причому $k \neq \lambda_1; \lambda_2$. Тоді за умови, що λ_1 та λ_2 – чисто уявні числа, розв'язок однорідного рівняння запишеться у вигляді:

$$\lambda_1 = \lambda_{ii}; \quad \lambda_2 = -\lambda_{ii}$$

$$y = C_1 \cdot \sin(\lambda_1 \cdot t) + C_2 \cdot \cos(\lambda_1 \cdot t). \quad (15)$$

Розв'язок неоднорідного рівняння запишеться у вигляді:

$$y = A \cdot \sin(k \cdot t) + B \cdot \cos(k \cdot t). \quad (16)$$

Підставляючи (16) в (14) одержуємо:

$$-A \cdot k^2 \cdot \sin(k \cdot t) - B \cdot k^2 \cdot \cos(k \cdot t) +$$

$$+ \lambda_1^2 \cdot A \cdot \sin(k \cdot t) + \lambda_1^2 \cdot B \cdot \cos(k \cdot t) = \sin(k \cdot t),$$

$$A \cdot (\lambda_1^2 - k^2) \cdot \sin(k \cdot t) + B \cdot (\lambda_1^2 - k^2) \cdot \cos(k \cdot t) = \sin(k \cdot t),$$

$$\begin{cases} A \cdot (\lambda_1^2 - k^2) = 1 \\ B \cdot (\lambda_1^2 - k^2) = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{matrix} A = \frac{1}{\lambda_1^2 - k^2}, \\ B = 0 \end{matrix}$$

тому загальний розв'язок записується у вигляді:

$$y = C_1 \cdot \sin(\lambda_1 \cdot t) + C_2 \cdot \cos(\lambda_1 \cdot t) + \frac{1}{\lambda_1^2 - k^2} \cdot \sin(k \cdot t). \quad (17)$$

У випадку, коли

$$|\lambda_1 - k| < \varepsilon,$$

де ε – достатньо мале додатне число, для залежності (17) можливий ріст амплітуди

$\frac{1}{\lambda_1^2 - k^2}$. Проте, на відміну від попереднього випадку (11), цей ріст, хоча і досить значний, завжди є скінченим (рис. 2) – тобто, амплітуда коливань також може приймати критично великі значення, небезпечні для стійкості конструкції.

3. Моделювання резонансних та передрезонансних явищ з використанням рівнянь із частковими похідними

Розглянемо задачу для неоднорідного рівняння гіперболічного типу:

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = -Lu + F(x, t) \quad (18)$$

з умовами: $t > 0$

$$u|_{t=0} = u_0(x), \quad \frac{\partial u}{\partial t} \Big|_{t=0} = u_1(x), \quad x \in G; \quad (19)$$

$$\alpha \cdot u + \beta \frac{\partial u}{\partial n} \Big|_s = 0, \quad (20)$$

де: $Lu = -\operatorname{div}(\rho \operatorname{grad} u) + qu, \quad x \in G$ або

$$Lu = -\frac{\partial^2 u}{\partial x^2}, \quad x \in G;$$

G – область, в якій проводиться розв'язок задачі;



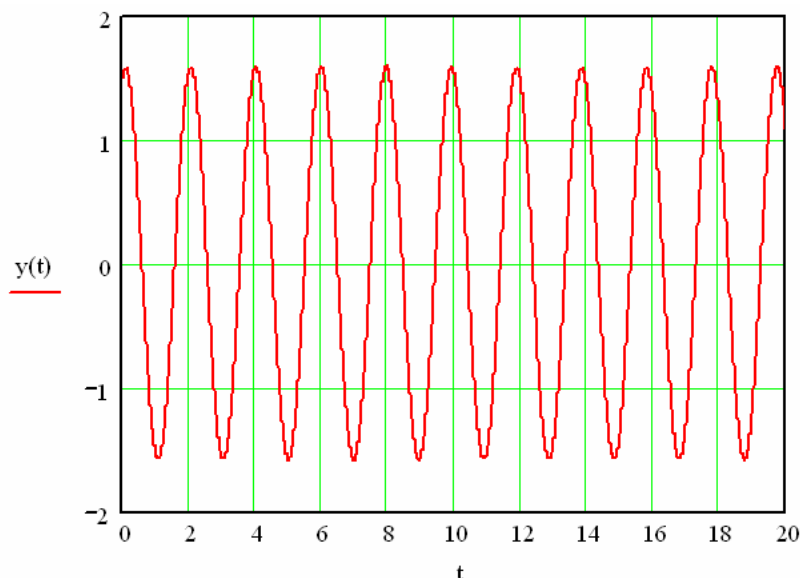


Рисунок 2 – Амплітуда коливань системи, змодельованої з використанням диференціального рівняння $y'' + \lambda_1^2 \cdot y = \sin(k \cdot t)$

$u_0(x)$ – початковий розподіл переміщень;
 $u_1(x)$ – початковий розподіл швидкості;
 залежність (20) – певний вид граничних умов [2].

Розв'яжемо вказану задачу методом Фур'є. Для однорідного рівняння розв'язок знаходимо у вигляді:

$$u(x, t) = \sum_{k=1}^N X_k(x) \cdot T_k(t) \quad (21)$$

з обов'язковим виконанням граничних та початкових умов. При цьому одержуємо:

$$L \cdot X = \lambda \cdot \rho \cdot X, \quad (22)$$

$$T'' + \lambda \cdot T = 0. \quad (23)$$

Розв'язок (22) – це власні функції X_k та власні значення λ_k оператора L , загальний розв'язок (23) при $\lambda = \lambda_k > 0$ має вигляд

$$T_k(t) = a_k \cdot \cos \sqrt{\lambda_k} \cdot t + b_k \cdot \sin \sqrt{\lambda_k} \cdot t, \quad (24)$$

де a_k та b_k – довільні сталі. Таким чином, формальним розв'язком (18) – (20) є:

$$u(x, t) = \sum_{k=1}^{\infty} T_k(t) \cdot X_k, \quad T_k(t) = (u, X_k).$$

Для неоднорідного рівняння маємо:

$$T_k'' + \lambda_k \cdot T_k = C_k(t), \quad (25)$$

де

$$C_k(t) = \int_G F(x, t) \cdot X_k(x) dx.$$

Розв'язуючи (25) з умовами:

$$T_k(0) = \int_G u(x, 0) \cdot X_k(x) dx = (u_0, X_k) = a_k;$$

$$T_k'(0) = \int_G \frac{\partial u(x, 0)}{\partial t} \cdot X_k(x) dx = (u_1, X_k) = \sqrt{\lambda_k} \cdot b_k,$$

одержуємо [3]:

$$T_k(t) = a_k \cdot \cos \sqrt{\lambda_k} \cdot t + b_k \cdot \sin \sqrt{\lambda_k} \cdot t + \frac{1}{\sqrt{\lambda_k}} \int_0^t C_k(\tau) \cdot \sin \sqrt{\lambda_k} (t - \tau) d\tau.$$

Звідси

$$u(x, t) = \sum_{k=1}^{\infty} \left\{ \left[a_k \cdot \cos \sqrt{\lambda_k} \cdot t + b_k \cdot \sin \sqrt{\lambda_k} \cdot t + \frac{1}{\sqrt{\lambda_k}} \int_0^t C_k(\tau) \cdot \sin \sqrt{\lambda_k} (t - \tau) d\tau \right] X_k(x) \right\}. \quad (26)$$

Нехай $u_0 = u_1 = 0$ і, крім того,

$$F(x, t) = C \cdot \sin(\omega \cdot t) \cdot X_i(x).$$

Тоді

$$a_k = 0, \quad b_k = 0,$$

$$C_k(t) = C \cdot \sin(\omega \cdot t) \cdot (X_i, X_k) = C \cdot \delta_{ik} \cdot \sin(\omega \cdot t),$$

де

$$\delta_{ik} = \begin{cases} 0 & i \neq k \\ 1 & i = k \end{cases}.$$

Тоді

$$T_k(t) = \frac{C \cdot \delta_{ik}}{\sqrt{\lambda_k}} \int_0^t \sin(\omega \cdot \tau) \cdot \sin \sqrt{\lambda_k} (t - \tau) d\tau = \frac{C \cdot \delta_{ik}}{\omega^2 - \lambda_i} \left(-\frac{\omega}{\sqrt{\lambda_i}} \sin \sqrt{\lambda_i} \cdot t - \sin \omega \cdot t \right).$$

Таким чином, (26) набуває вигляду

$$u(x, t) = \frac{C}{\omega^2 - \lambda_i} \times \left(\frac{\omega}{\sqrt{\lambda_i}} \sin \sqrt{\lambda_i} \cdot t - \sin \omega \cdot t \right) \cdot X_i(x). \quad (27)$$

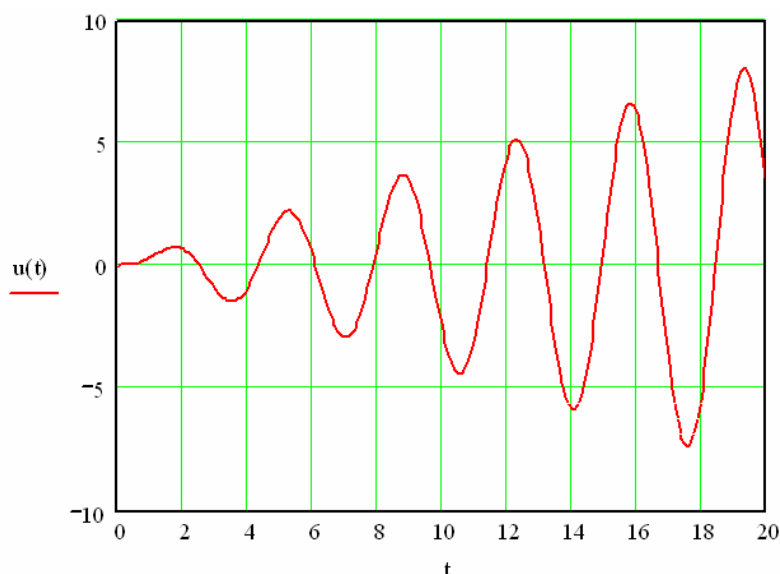


Рисунок 3 – Амплітуда коливань системи, змодельованої для неоднорідного рівняння гіперболічного типу $\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = -Lu + F(x, t)$

Розглянемо випадок, коли $\omega \rightarrow \sqrt{\lambda_i}$. Тоді, використовуючи правило Лопітала, одержимо

$$\begin{aligned} \lim_{\omega \rightarrow \sqrt{\lambda_i}} \frac{C \cdot \omega \cdot \sin \sqrt{\lambda_i} \cdot t - \sqrt{\lambda_i} \cdot \sin \omega \cdot t}{(\omega^2 - \lambda_i) \sqrt{\lambda_i}} X_i(x) &= \\ = \lim_{\omega \rightarrow \sqrt{\lambda_i}} \frac{C \cdot \sin \sqrt{\lambda_i} \cdot t - \sqrt{\lambda_i} \cdot t \cdot \cos \omega \cdot t}{2\omega \sqrt{\lambda_i}} X_i(x) &= \\ = \frac{C}{2\sqrt{\lambda_i}} \left[\frac{\sin \sqrt{\lambda_i} \cdot t}{\sqrt{\lambda_i}} - t \cdot \cos \sqrt{\lambda_i} \cdot t \right] X_i(x), \end{aligned}$$

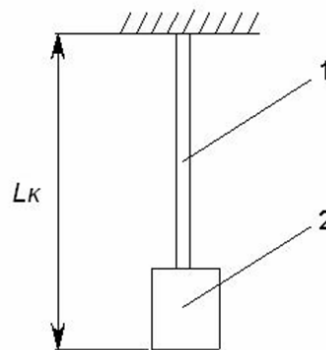
тому при $\omega \rightarrow \sqrt{\lambda_i}$

$$u(x, t) = \frac{C}{2\sqrt{\lambda_i}} \left[\frac{\sin \sqrt{\lambda_i} \cdot t}{\sqrt{\lambda_i}} - t \cdot \cos \sqrt{\lambda_i} \cdot t \right]. \quad (28)$$

Очевидно, через наявність доданка $t \cdot \cos \sqrt{\lambda_i} \cdot t$ при $t \rightarrow \infty$ $|u(x, t)| \rightarrow \infty$. Тобто, амплітуда коливань необмежено зростає, отже, має місце явище резонансу (рис.3). Умова $\omega \rightarrow \sqrt{\lambda_i}$ означає, що частота власних коливань системи збігається з частотою зовнішніх вимушених коливань.

4. Частота власних коливань колони насосних штанг

Верхня частина колони насосних штанг (50 – 90%) складається з склопластикових штанг, а нижні секції – зі сталевих штанг, густина яких приблизно в 4 рази більша за густину склопластикових штанг [3]. Таким чином, колону насосних штанг можна змоделювати системою (рис. 4): довгий тонкий еластичний стрижень 1 з фіксованим кінцем і приєднаним вантажем 2 з протилежного боку.



1 – еластичний стрижень; 2 – вантаж

Рисунок 4 – Модель комбінованої колони склопластикових насосних штанг

В цьому випадку маса і пружність нерівномірно розподілені вздовж колони насосних штанг. Пружність колони значною мірою залежить від жорсткості склопластикової частини, а 70-80% ваги зосереджена в сталевих штангах знизу колони. Якщо хвильове рівняння розв'язати з концентрованою вагою m на кінці колони насосних штанг, то частота власних коливань колони шукається у вигляді

$$\omega = \sqrt{\frac{AE}{mL_k}}, \quad (29)$$

де: A – площа поперечного перерізу тіла штанги;

E – модуль Юнга;

m – вага колони насосних штанг;

L_k – довжина колони насосних штанг.

Оскільки жорсткість штангової колони $K = AE/L$, то формула (29) набуде вигляду

$$\omega = \sqrt{\frac{K}{m}}. \quad (30)$$



Таблиця 1 – Частоти власних коливань колони штанг для різної довжини сталеві секції

$L_{cm}, \text{м}$	660	670	680	690	700	710	720	730	740	750	760
$\omega(L_{cm}), \text{с}^{-1}$	1,385	1,38	1,375	1,37	1,365	1,36	1,356	1,352	1,347	1,343	1,339

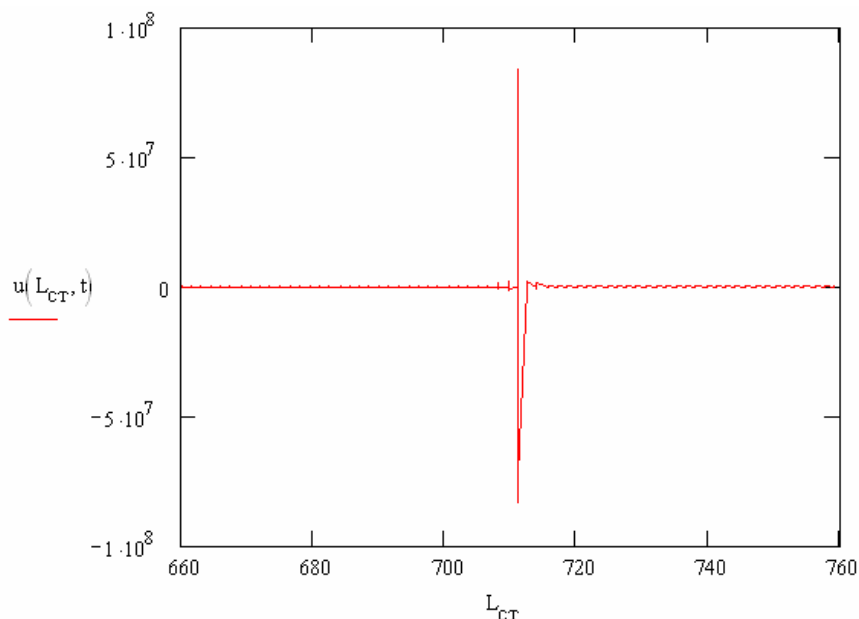


Рисунок 5 – Явище резонансу в комбінованій колоні насосних штанг

Жорсткість комбінованої склопластиково-сталеві колони насосних штанг слід визначати з врахуванням жорсткості склопластикової і сталеві секцій за формулою

$$K_k = \frac{1}{\frac{1}{K_{скл}} + \frac{1}{5K_{ст}}},$$

де: $K_{скл}$ – жорсткість склопластикової секції колони насосних штанг;

$K_{ст}$ – жорсткість сталеві секції колони насосних штанг.

З огляду на те, що комбінована склопластиково-сталева колона насосних штанг містить склопластикову секцію, необхідно враховувати вагу склопластикових штанг у формулі (30). В результаті отримуємо остаточну формулу для обчислення частоти власних коливань комбінованої колони насосних штанг

$$\omega = \sqrt{\frac{K_k}{m_{ст} + 0.3m_{скл}}}, \quad (31)$$

де: $m_{скл}$ – вага склопластикової секції колони насосних штанг;

$m_{ст}$ – вага сталеві секції колони насосних штанг.

Підставивши (31) у формулу (27) можна змодельовати коливні процеси у комбінованій колоні насосних штанг. У випадку коливної системи колони штанг за x береться довжина сталеві секції $L_{ст}$, а за $X_l(x)$ – довжина склопластикової секції колони насосних штанг $L_{скл}(L_{ст})$, яка змінюється в залежності від $L_{ст}$ при постійній загальній довжині колони L_k .

Розв'яжемо рівняння (27) з допомогою програми MathCad.

Діаметри сталевих і склопластикових штанг відповідно: $d_{ст}=0,022$ м, $d_{скл}=0,018$ м.

Площа поперечного перерізу тіла штанги

$$A_{ст} = \frac{\pi \cdot d_{ст}^2}{4}, \quad A_{скл} = \frac{\pi \cdot d_{скл}^2}{4}.$$

Довжина колони і відповідних секцій

$$L_k = 2754 \text{ м}, \quad L_{ст} = 660, 670 \dots 760,$$

$$L_{скл}(L_{ст}) = L_k - L_{ст}.$$

Жорсткість колони насосних штанг (НШ)

$$K_k(L_{ст}) = \frac{1}{\frac{1}{K_{скл}(L_{ст})} + \frac{1}{5K_{ст}(L_{ст})}},$$

$$\text{де: } K_{ст}(L_{ст}) = \frac{A_{ст} \cdot E_{ст}}{L_{ст}},$$

$$K_{скл}(L_{ст}) = \frac{A_{скл} \cdot E_{скл}}{L_{скл}(L_{ст})}.$$

Маса відповідних секцій колони НШ

$$m_{ст}(L_{ст}) = A_{ст} L_{ст} 7850 \text{ г}_{ст},$$

$$m_{скл}(L_{ст}) = A_{скл} L_{скл}(L_{ст}) 1900 \text{ г}_{скл},$$

де $g_{ст}$, $g_{скл}$ – коефіцієнти, що враховують вагу головок і муфт насосних штанг.

Частота власних коливань колони НШ

$$\omega(L_{ст}) = \sqrt{\frac{K_k(L_{ст})}{m_{ст}(L_{ст}) + 0.3m_{скл}(L_{ст})}}.$$

В результаті отримуємо таблицю 1.

Приймаємо частоту вимушених коливань колони насосних штанг $\sqrt{\lambda_i} = 1.36$.

У випадку комбінованої колони насосних штанг рівняння (27) набуває вигляду

$$u(L_{cm}, t) = \frac{C}{\omega(L_{cm})^2 - \lambda_i} \times \\ \times \left(\frac{\omega(L_{cm})}{\sqrt{\lambda_i}} \sin(\sqrt{\lambda_i} \cdot t) - \sin(\omega(L_{cm}) \cdot t) \right) \cdot L_{скл}(L_{cm}).$$

На графіку (рис. 5) спостерігаємо, що резонанс за даних умов настає, коли довжина сталеві секції колони насосних штанг приблизно дорівнює 710 м. Для досягнення максимальної продуктивності СШНУ частота вимушених коливань колони насосних штанг (кількість качань за хвилину) має бути на рівні 0,5..0,7 від частоти власних коливань, за якої настає резонанс.

Висновки

Використовуючи дану математичну модель, в реальних умовах можна підбирати довжину сталеві секції та частоту відкачування верстата-качалки з метою досягнення максимальної довжини ходу плунжера насоса, що забезпечить максимальну продуктивність СШНУ за найменших затрат. На основі цієї математичної моделі створена комп'ютерна програма, яка пройде випробування в реальних умовах комплектування комбінованої склопластико-сталеві колони насосних штанг.

Література

- 1 Арнольд В.И. Обыкновенные дифференциальные уравнения / В.И.Арнольд. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1984. — 272 с.
- 2 Владимиров В.С. Уравнения математической физики / В.С.Владимиров. — 5-е изд. доп. — М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит., 1988. — 512 с.
- 3 Harley A. Tripp. Mechanical performance of fiberglass sucker-rod strings. SPE, Production Engineering, August, 1988. — P.346-350.
- 4 Насосні штанги та труби з полімерних композитів: проектування, розрахунок та випробування / [Копей Б.В., Максимук О.В., Щербина Н.М. та ін.]. — Львів: ІПІММ ім. Я.С. Підстригача НАН України, 2003. — 352 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
21.03.11

Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.



КІНЕТИКА ДЕФОРМАЦІЇ ТА ЕЛЕКТРОДНОГО ПОТЕНЦІАЛУ СТАЛІ ТРУБОПРОВОДУ ЗА НИЗЬКОЧАСТОТНОГО НАВАНТАЖЕННЯ У МОРСЬКІЙ ВОДІ

Л.Я. Побережний

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42243,
e-mail: poberezhny@nung.edu.ua

Проведено корозійно-втомні випробовування матеріалу морських підводних трубопроводів. Вперше на гладких зразках-моделях в області низькочастотного (0,8 Гц) малоциклового навантаження виявлено аномальну деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу (текстурованої сталі 20) у морській воді з утворенням характерних деформаційних піків. З метою подальшого розвитку теорії низькочастотної корозійної втоми вперше кінетичні криві деформації та електродного потенціалу представлено в об'єднаному вигляді. Показано, що швидкоплинні процеси на початкових стадіях корозійної втоми добре простежуються за кінетичними кривими деформації, а процес накопичення та розвитку пошкоджень, коли відбувається стабілізація деформації або незначна її зміна, краще інтерпретувати за кінетичними кривими електродного потенціалу.

Ключові слова: низькочастотна корозійна втома, морські трубопроводи, електродний потенціал, аномальна деформаційна поведінка

Проведены коррозионно-усталостные испытания материала морских подводных трубопроводов. Впервые на гладких образцах-моделях в области низкочастотной (0,8 Гц) малоциклового нагружения зафиксировано аномальное деформационное поведение материала трубопровода (текстурированной стали 20) в морской воде с образованием характерных деформационных пиков. С целью дальнейшего развития теории низкочастотной коррозионной усталости впервые кинетические кривые деформации и электродного потенциала представлены в объединенном виде. Показано, что быстротечные процессы на начальных стадиях коррозионной усталости хорошо прослеживаются по кинетическим кривым деформации, а процесс накопления и развития повреждений, когда происходит стабилизация деформации или незначительное ее изменение, лучше интерпретировать по кинетическим кривым электродного потенциала.

Ключевые слова: низкочастотная коррозионная усталость, морские трубопроводи, электродный потенциал, аномальное деформационное поведение

Corrosion fatigue material testing of sea pipelines was conducted. For the first time, anomalous of deformation of pipeline material behaviour was recorded on the smooth specimens-models in the field of low-frequency low-cycle loading in the sea water with the deformation peaks formation. Firstly, kinetic curve deformations and electrode potential are presented in a combined form for the further low-frequency corrosion fatigue development. It is shown that quickly run processes at the initial stages are easily traced due to kinetic curves of the deformation and it is better to interpret the processes of accumulation and lesions development, during deformation stabilization or its negligible change due to the kinetic curves of the electrode potential

Keywords: low-frequency corrosion fatigue, offshore pipelines, electrode potential, abnormal deformation behaviour

Сьогодні визнається, що найнебезпечнішим є низькочастотне втомне та корозійно-втомне руйнування несучих елементів морських трубопроводів, яке важко діагностувати. Це пов'язано як з умовами експлуатації, так і зі специфікою прояву низькочастотного навантаження, особливо якщо врахувати, що вплив середовища та змінних напружень має часову залежність. Криві корозійної втоми трубних сталей не розкривають стадійності цього складного процесу, що не дозволяє достатньо точно прогнозувати ресурс роботи, залишковий ресурс роботи, ресурс роботи конструкції з моменту пошкодження покриття.

Вперше в середовищі морської води здійснено паралельну комп'ютерну реєстрацію кінетики деформації та електродного потенціалу сталі трубопроводу за низькочастотного навантаження з наступним скануванням корозійно-втомних зламів [1] та інтерпретацією одержаних цифрових відбитків сумісно з кінетичними

кривими. Встановлено, що морська вода при $\sigma_a = 420$ МПа (верхня границя області малоциклової втоми) дещо знижує порівняно з повітрям довговічність сталі, проте п'ятистадійна кінетика деформації з характерним піком залишається (рис. 1). Параметри деформаційних піків, сформованих протягом I та II стадій, у морській воді та повітрі різні (рис. 2).

Висота піку у морській воді відчутно більша, ніж в повітрі, що можна пов'язати з адсорбційним впливом електроліту (ефект Ребіндера) на швидкоплинне протікання процесів циклічного знеміцнення на I стадії (діл. АВ) та циклічного зміцнення на II стадії (діл. ВС) в сприятливих умовах низькочастотного навантаження. В результаті вихід на ділянку CD (початок повторного деформаційного знеміцнення на III стадії) в корозійному середовищі відбувається при величині $\Delta\epsilon^n$ приблизно в чотири рази більшій, ніж в повітрі (рис. 2). Судячи з нахилу



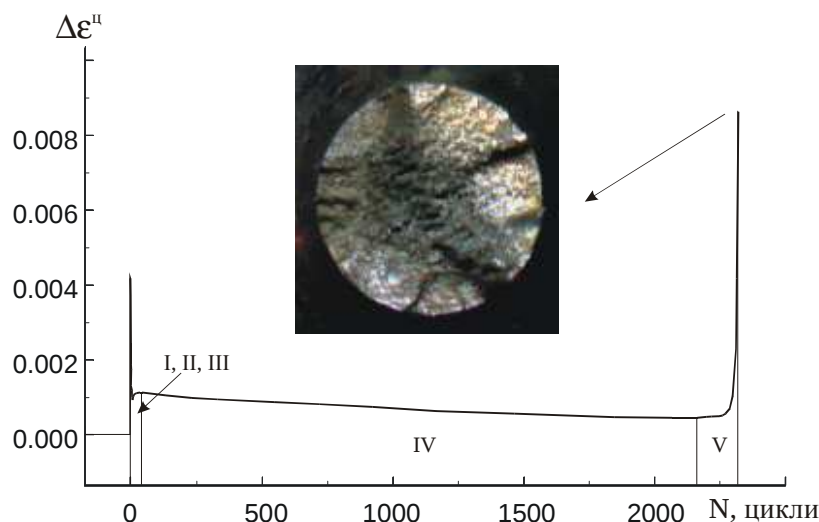


Рисунок 1 – Аномальна деформаційна поведінка текстурованої сталі трубопроводу при низькочастотній корозійній втомі ($\sigma_a = 420$ МПа)

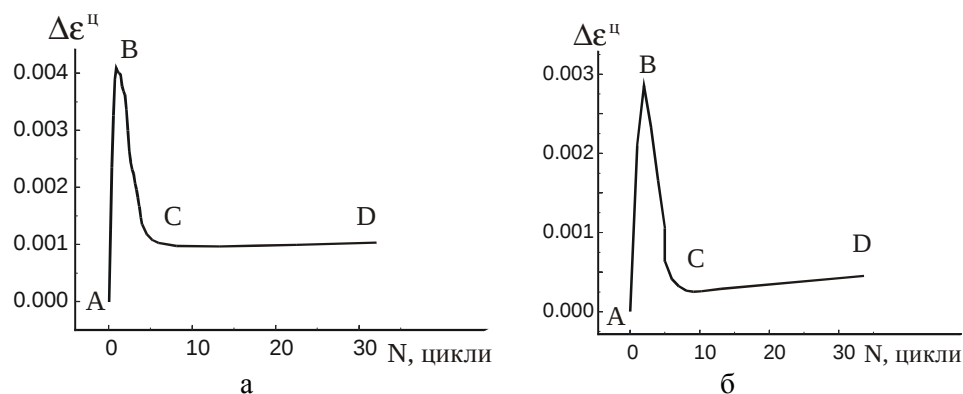


Рисунок 2 – Деформаційні піки у морській воді (а) та повітрі (б)

ділянок CD, процес повторного знеміцнення у морській воді протікає повільніше.

Попри те, що перші сліди корозії на поверхні зразка з'являються приблизно через 50 циклів навантаження, тобто на III стадії, вплив корозійного фактора на деформаційні зміни протягом IV стадії виражений слабо. Якщо на повітрі ця найтриваліша стадія протікає з практично незмінною амплітудою деформації ϵ_a , то в корозійному середовищі спостерігається незначне, але стабільне повторне деформаційне зміцнення (рис. 1) протягом приблизно 1500 циклів, після якого приріст циклічної деформації $\Delta\epsilon^II$ поступово стабілізується і, починаючи з ~ 2000 циклів аж до початку V стадії $\Delta\epsilon^II = \text{const}$.

На V стадії прискорений ріст корозійновтомних тріщин (як і втомних тріщин у повітрі) призводить до формування подібних поверхонь зламів, оскільки корозійне середовище найсильніше впливає на процес зародження тріщин, а ріст тріщин контролюють напруження.

При зменшенні σ_a до 380 МПа дія морської води порівняно з повітрям проявляється в тому, що п'ятистадійна кінетика деформації трансформується у тристадійну (рис. 3, а), тобто зникають деформаційні піки, а циклічне знеміцнення стає довготривалим процесом, що охоплює I та II стадії. Швидкість збільшення $\Delta\epsilon^II$ на

I стадії носить затухаючий характер, а на II стадії практично залишається постійною до початку III стадії [2].

Відносна тривалість стадій залежить від амплітуди напружень і при $\sigma_a = 380$ МПа відповідно складає 13,85 (I), 71,96 (II) та 14,19 % (III) від загальної довговічності $N = 7400$ циклів. При зменшенні σ_a від 420 до 380 МПа відносна тривалість завершальних III та V стадій зростає; на повітрі така залежність не спостерігається [2].

Макрокартина зламу при $\sigma_a = 380$ МПа характерна тим (рис. 3, а), що зона долому зміщена від центру перерізу зразка, а в корозійновтомній зоні знаходиться лише одна, невелика за площею, поглиблена ділянка з уступами.

При $\sigma_a = 310$ МПа пластична складова деформації в статичі вже незначна (рис. 3.б, г), оскільки $\sigma_{0,2}^* = 273$ МПа, і тому приріст $\Delta\epsilon^II$ на I стадії теж відносно невеликий (рис. 3, б), хоча загальні закономірності зміни $\Delta\epsilon^II$ зі збільшенням N залишаються такими ж, як і при $\sigma_a = 380$ МПа.

Відносна тривалість I, II та III стадій при $\sigma_a = 310$ МПа відповідно складає 10,04; 63,83 і 26,13 % від загальної довговічності $N = 25732$ цикли, що вказує на подальше зростання відно-

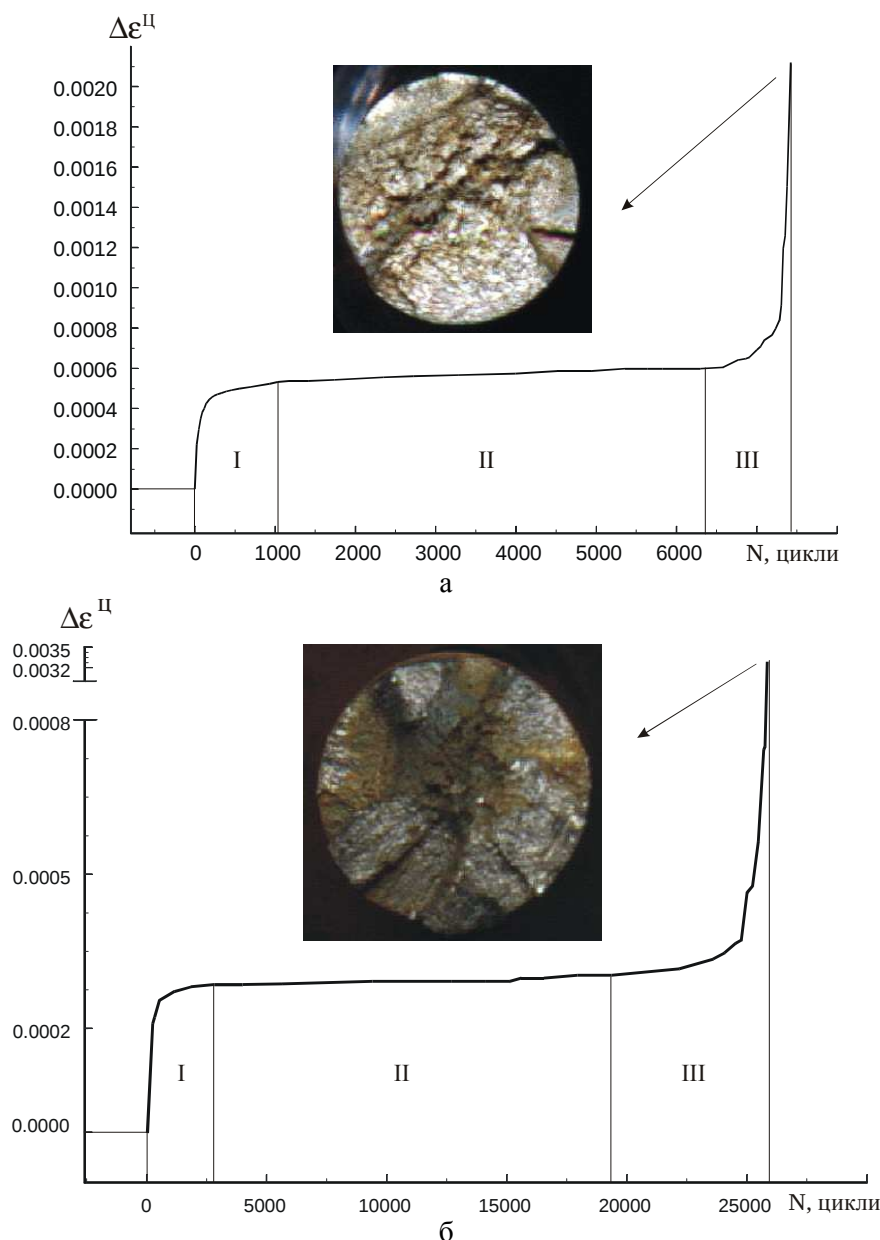


Рисунок 3 – Зміна амплітуди пластичної деформації текстурованої сталі трубопроводу у морській воді при 380 (а) та 310 МПа (б)

сної тривалості III стадії при зменшенні σ_a від 380 до 310 МПа. Причину цього певною мірою пояснюють фрактографічні дослідження.

При $\sigma_a \leq \sigma_{-1}$, тобто в області необмеженої втоми довговічності, типовою є деформаційна поведінка сталі з повільним зростанням протягом II стадії $\Delta \epsilon^II$ зі швидкістю, що характеризується кутом β (рис. 4), який при зниженні σ_a зменшується.

Відносна тривалість циклічного знеміцнення на першій стадії багатоциклової корозійної втоми невелика (табл. 1), проте тривалість цього процесу, виражена в циклах, є величиною одного порядку із величиною N при малоцикловій корозійній втомі (рис. 1).

Те ж стосується вираження тривалості III стадії, величина якої відповідає залишковій довговічності і легко знаходиться з кінетичних кривих (рис. 4), досягаючи при $\sigma_a = 140$ МПа величини 10^5 циклів.

Перехід від корозійно-втомної зони до долому досить чіткий, що при $\sigma_a > \sigma_{0,2}^*$ не спостерігається.

Важливу інформацію про низькочастотну корозійну втому сталі трубопроводу дають кінетичні криві електродного потенціалу, отримані в ході випробовувань паралельно з кінетичними кривими деформації.

Електродний потенціал (ЕП) є надзвичайно важливою характеристикою матеріалу, оскільки його величина впливає на характер та швидкість проходження катодних і анодних процесів, а також термодинамічну можливість чи неможливість їх протікання в даних умовах. Дослідження кінетики ЕП в умовах, близьких до експлуатаційних, мають велике практичне значення тому, що без них неможлива правильна хімічна інтерпретація корозійних процесів.



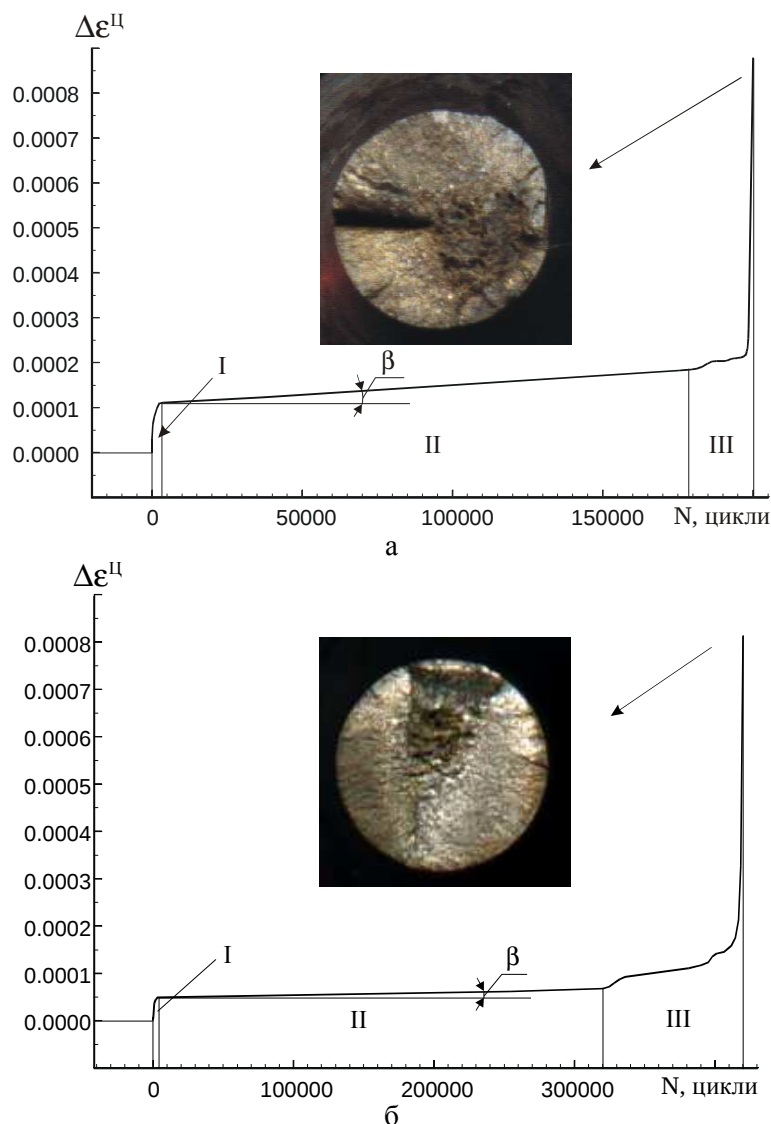


Рисунок 4 – Кінетика пластичної деформації текстурованої сталі трубопроводу у морській воді при $\sigma_a = 180$ МПа (а) та 140 МПа (б)

Таблиця 1 – Тривалість деформаційних стадій низькочастотної багатоциклової корозійної втоми при $\sigma_a \leq \sigma_{-1}$

Амплітуда напружень, МПа	Тривалість стадій, %			Число циклів до руйнування
	1	2	3	
180	2,00	87,50	10,50	200000
140	0,95	75,24	23,81	420000

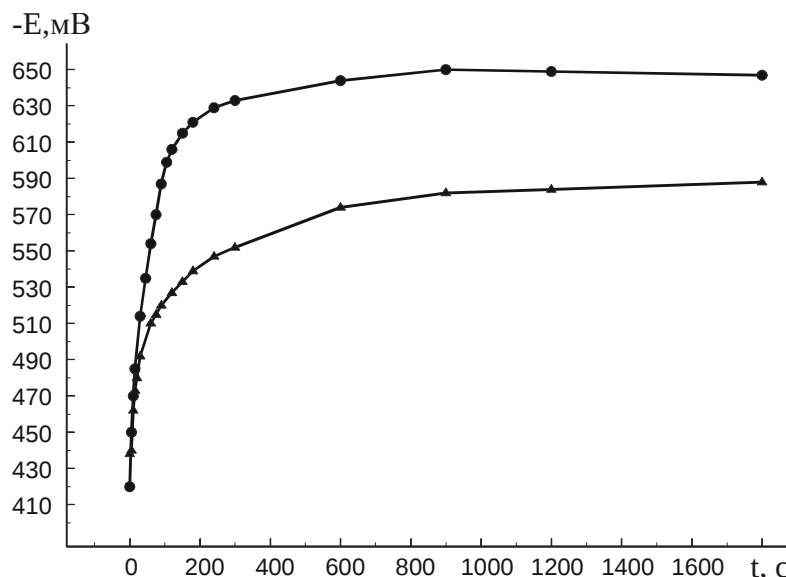
На величину ЕП та характер його зміни впливають різноманітні чинники. Насамперед це – рельєф та хімічна чистота поверхні, на якій проходять основні електрохімічні процеси. Механообробка значно активізує поверхню сталі, що сприяє швидкому розблагородженню (зменшенню ЕП) (рис. 5).

Різниця досить значна і складає 50...60 мВ. Тому, з метою нівелювання впливу даного чинника на результати експерименту, усі дослідні зразки-моделі витримувалися в ексикаторі протягом 24 год.

Кінетика ЕП в процесі статичного та наступного низькочастотного малоциклового навантаження показана на рис. 6.

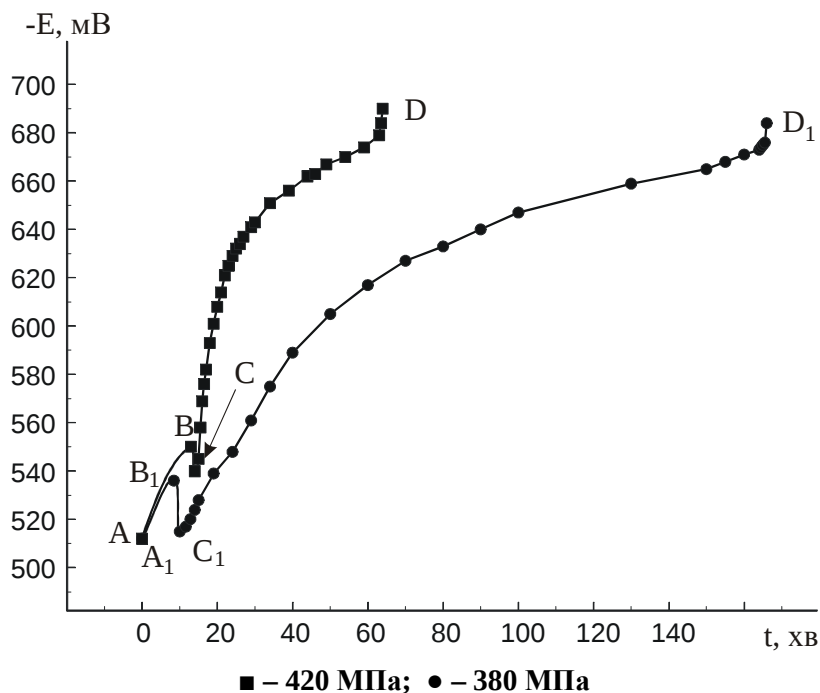
На ділянках АВ та A_1B_1 , що відповідають ступінчастому статичному навантаженню, відбувається монотонне спадання ЕП, тим більше, що збільшується з підвищенням σ_a . Взаємне розташування цих ділянок, а також їх порівняння з відповідною ділянкою ненавантаженого зразка (рис 5), вказує на більшу залежність зміни ЕП від часового фактору, ніж від напружень.

Протягом перших циклів навантаження проходить стрімке зростання ЕП відповідно на 10 мВ на ділянці ВС при $\sigma_a = 420$ МПа та 20 мВ на ділянці B_1C_1 при $\sigma_a = 380$ МПа, що може мати наступне пояснення.



● – полірування та витримка 1 хв; ▲ – полірування та витримка в ексикаторі 24 год.

Рисунок 5 – Залежність кінетики електродного потенціалу зразка від часу витримки після механічної обробки поверхні (текстурована сталь 20, $T = 293\text{ K}$, $\sigma = 0$)



■ – 420 МПа; ● – 380 МПа

Рисунок 6 – Кінетика електродного потенціалу текстурованої сталі 20 у морській воді

У процесі низькочастотного обертання навантаженого зразка у морській воді виникають потоки, які змивають з його поверхні частину адсорбованих агресивних йонів розчинних солей, що полегшує процес десорбції та утруднює повторну первинну та вторинну адсорбцію. Це призводить до сповільнення електродних процесів та зростання ЕП. З іншого боку, з перших циклів навантаження відбувається інтенсивне циклічне зменшення (рис. 1, 3, а), яке супроводжується макроскопічною пластичною деформацією (плинністю) та активацією поверхні за рахунок утворення екструзій та інтрузій, що представляють собою ювенільні поверхні з набагато нижчим ЕП. В місцях дефектів утворю-

ються субмікротріщини, які відіграють роль гальванічних елементів (ГЕ), активізуючи при цьому електродні процеси [3]. Активація поверхні, викликана циклічним навантаженням, швидко компенсує дію потоків середовища, і зростання ЕП припиняється.

При подальшому накопиченні пошкоджень відбувається спадання ЕП на ділянках CD та C_1D_1 (рис. 6). Глибина потенціальної ями при збільшенні σ_a зменшується, оскільки зростання σ_a сприяє швидкому накопиченню пошкоджень. З тієї ж причини спадання ЕП на ділянці CD при 420 МПа відбувається швидше, ніж на ділянці C_1D_1 при 380 МПа. Воно має затухаючий характер, оскільки процес накопичення пошко-



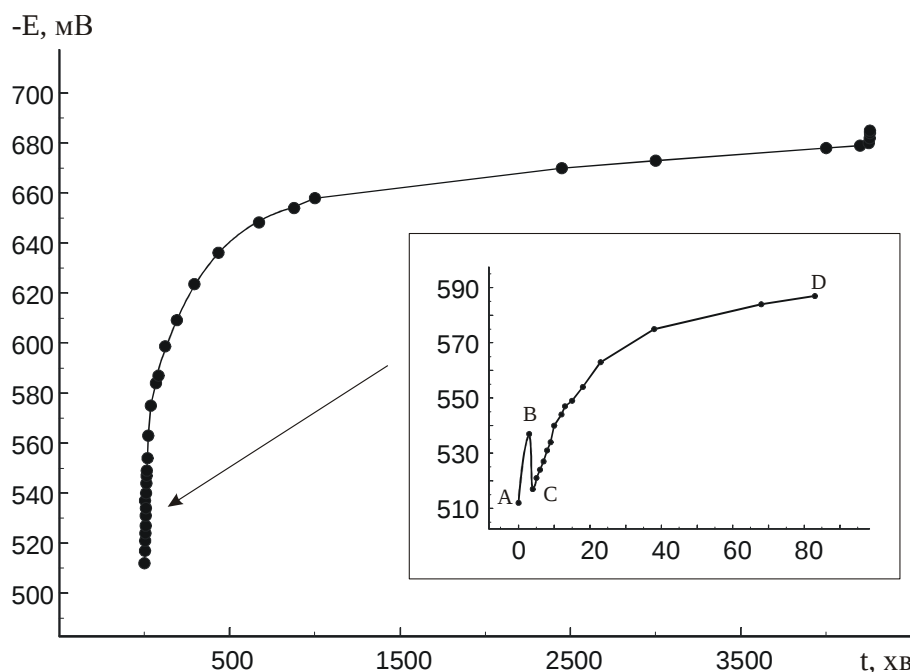


Рисунок 7 – Кінетика електродного потенціалу текстурованої сталі 20 у морській воді (180 МПа)

джен змінюється процесом збільшення та поглиблення вже існуючих дефектів. Крім того, зразок поступово вкривається плівкою продуктів корозії, що сприяє пасивації поверхні та локалізації електродних процесів у місцях дефектів. Однак повної стабілізації, як у випадку не навантаженого зразка (рис. 5), не спостерігається через те, що в області високих σ_a значні деформації призводять до відшарування продуктів корозії і, відповідно, депасивації.

Наприкінці ділянки CD починається швидке спадання ЕП, пов'язане з поширенням магістральної тріщини, під час якого відбувається утворення значної за площею ювенільної поверхні; на стадії доламу стрибок ЕП становить 10-20 мВ.

В області низькочастотної багаточислової корозійної втоми кінетика ЕП (рис. 7) загалом подібна до розглянутої (рис. 6).

Як і очікувалося, глибина потенціальної ями збільшується, і при $\sigma_a = 180$ МПа становить ~ 30 мВ. Швидкість спадання ЕП на ділянці CD при зниженні σ_a зменшується, оскільки при цьому сповільнюється процес накопичення та розвитку пошкоджень.

Затухання ЕП характеризується виходом на майже лінійну ділянку, що відповідає пасивації поверхні нерозчинними продуктами корозії. Відбувається практично повна локалізація електродних процесів в місцях дефектів з утворенням корозійних пітів та відповідних первинних і вторинних ГЕ [3]. Паралельно розвивається декілька корозійно-втомних тріщин, причому їх ріст досить повільний, на що вказує частково запасивована продуктами корозії поверхня зламу (рис. 4). Підтвердженням цього є і менша висота стрибка ЕП на стадії остаточного руйнування, оскільки площа свіжоутвореної поверхні відносно мала.

З метою поглибленого аналізу взаємозв'язку процесів деформації та руйнування і впливу на них корозійно-активного середовища пропонується кінетичні криві ЕП та деформації представляти об'єднано (рис. 8).

Встановлено, що при статичному (I) та низькочастотному (II) навантаженні ЕП не корелює з пружно-пластичними деформаціями.

У процесі того, як у статичній під дією зростаючого напруження послідовно відбувається пружна та пружно-пластична деформація, а при фіксованому навантаженні і повзучість, ЕП монотонно зростає з тенденцією до затухання.

За низькочастотного навантаження потенціальна яма не пов'язана з деформаційним піком, хоча її глибина залежить від σ_a .

Саме відсутність кореляції між кінетикою деформації та ЕП робить необхідним сумісне вивчення цих двох процесів. Електродний потенціал, з одного боку, є чутливим до дії різноманітних сторонніх чинників, а з іншого – дозволяє спостерігати за процесом накопичення та розвитку пошкоджень, коли відбувається стабілізація деформації або незначна її зміна.

Як свідчать результати досліджень (рис. 6, 7), ЕП початку руйнування практично не залежить від σ_a , що дозволяє прогнозувати залишкову довговічність у корозійному середовищі за кінетичними кривими ЕП.

Швидкоплинні процеси на початкових стадіях корозійної втоми, добре простежувані за кінетичними кривими деформації, кінетика ЕП ілюструє не найкраще, через інерційність цього параметра.

Таким чином, поведінка сталі трубопроводу за статичного та низькочастотного навантаження в корозійному середовищі розкривається за допомогою кривих « ϵ_a – t (N)», «-E – t (N)» під різним кутом зору, що особливо важливо

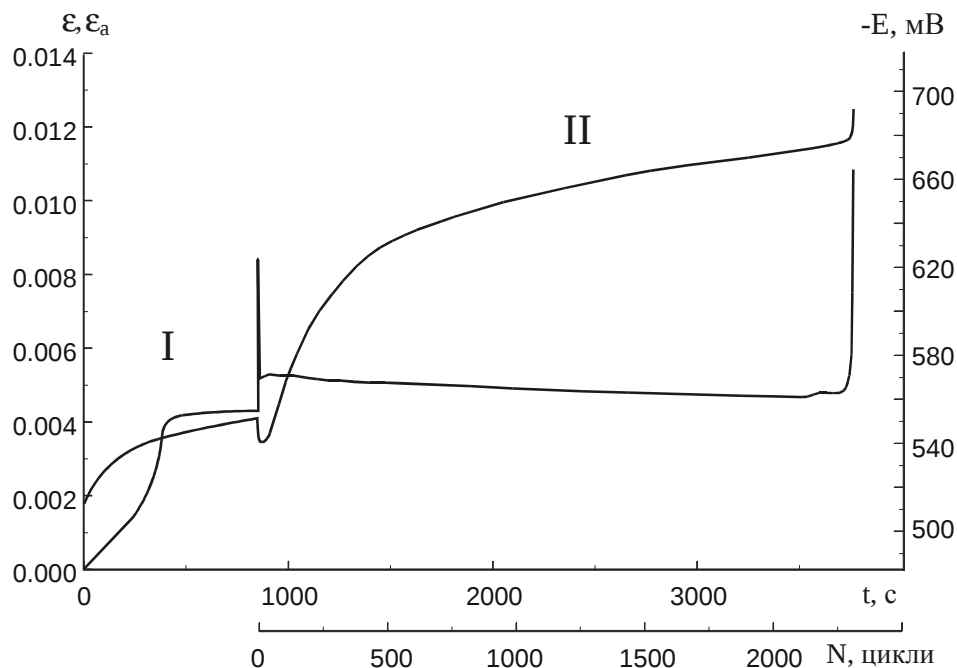


Рисунок 8 – Кінетичні криві деформації та електродного потенціалу текстурованої сталі трубопроводу при статичному (I) та низькочастотному (II) навантаженні у морській воді (420 МПа)

для розвитку теорії низькочастотної корозійної втоми. Розглянуті явища вказують на недостатність класичних методів розрахунку на міцність несучих елементів конструкцій морських трубопроводів за пружним чи пластичним станом та на необхідність їх доповнення новими методами, які враховують закономірності деформації, зародження та розвитку тріщин, зміни фізико-механічних характеристик в процесі експлуатації тощо.

Література

- 1 Крижанівський Є.І. Методологічні аспекти дослідження взаємозв'язку процесів деформації та руйнування трубопроводів / Є.І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // Нафт. і газова пром-сть. – 2002. – № 5. – С. 33-38
- 2 Крижанівський Є.І. Кінетика деформування сталі трубопроводу при низькочастотній втомі / Є.І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – № 1. – С. 62-67
- 3 Петров Л.М. Фізико-хімічні аспекти механіки корозійного руйнування // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2001. – № 3. – С. 127-129

Стаття надійшла до редакційної колегії

11.03.11

Рекомендована до друку професором

Грудзом В.Я.



ВИЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК ЦИКЛІЧНОЇ ТРІЩИНОСТІЙКОСТІ ТРУБНОЇ СТАЛІ ТА ЇЇ ЗВАРНОГО З'ЄДНАННЯ

Р.Т. Мартинюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: snp@nuing.edu.ua

Представлено експериментальні дослідження, спрямовані на побудову кінетичних діаграм втомного руйнування трубної сталі та її зварного з'єднання і визначення характеристик тріщиностійкості, необхідних для розрахунку довговічності трубопроводів на стадії росту втомних тріщин.

Також, описана методика для визначення характеристик тріщиностійкості машиною для циклічних випробовувань. За результатами випробовувань побудований графік росту тріщин.

Визначено циклічну тріщиностійкість матеріалів і побудовано діаграму втомного руйнування. Показані результати обробки кінетичних діаграм втомного руйнування для визначення характеристик циклічної тріщиностійкості трубної сталі марки Х70 для зразка зі зварним швом і без зварного шва.

Ключові слова: циклічна тріщиностійкість, втомне руйнування, довговічність трубопроводів.

Представлены экспериментальные исследования, направленные на построение кинетических диаграмм усталостного разрушения трубной стали и ее сварного соединения и определения характеристик трещиностойкости, необходимых для расчета долговечности трубопроводов на стадии роста усталостных трещин.

Также, описана методика для определения характеристик трещиностойкости машиной для циклических испытаний. По результатам испытаний построен график роста трещин.

Определена циклическая трещиностойкость материалов и построена диаграмма усталостного разрушения. Показаны результаты обработки кинетических диаграмм усталостного разрушения для определения характеристик циклической трещиностойкости трубной стали марки Х70 для образца со сварным швом и без сварного шва.

Ключевые слова: циклическая трещиностойкости, усталостное разрушение, долговечность трубопроводов.

Experimental researches directed on drawing of pipe steel and its welding joint kinetic fatigue destruction diagrams as well as determination of crack resistivity characteristics, necessary for computation of pipelines durability on the stage of fatigue cracks growth are presented in the article.

Procedure for determination of crack resistivity characteristics by means of machine intended for cyclic tests is also described in the article. According to the tests results a graph of cracks growth is drawn.

Cyclic crack resistivity of materials is determined and the diagram of fatigue destruction is drawn. Results of kinetic fatigue destruction diagrams intended for determination of cyclic crack resistivity characteristics of pipe steel X70 (as a model) with and without welding joint are showed.

Keywords: cyclic crack resistivity, fatigue destruction, pipelines durability.

Для досліджень циклічної тріщиностійкості використано компактний зразок, навантажений за силовою схемою позacentрового розтягу (рис. 1).

Відносно незначні розміри зразка дають змогу використовувати його при обмежених габаритах заготовки. Матеріал зразка, що випробовується, відрізняється швидким зростанням коефіцієнта інтенсивності напружень зі збільшенням довжини тріщини, високим градієнтом напружень (КІН) на лінії тріщини та дещо низькими значеннями зусиль для досягнення заданого значення K (КІН).

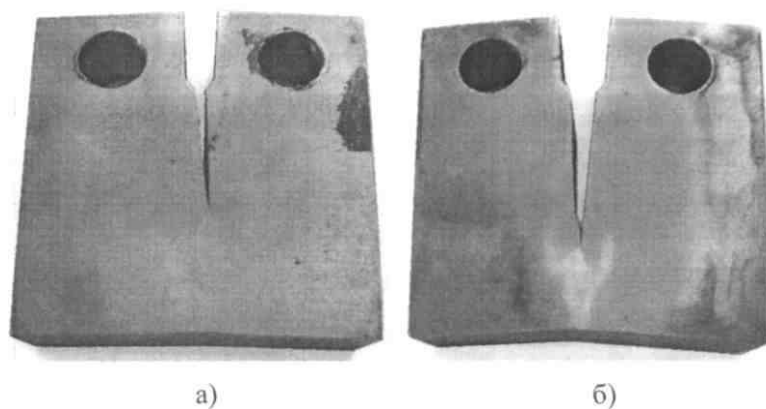
Зразок виготовлений згідно з ГОСТ 25.506-85. Методика для визначення характеристик циклічної тріщиностійкості реалізована на машині для циклічних випробувань ЦДМПу-10 (рис. 2).

Гідропульсатор ЦДМПу-10 (рис. 3) – випробувальна машина, що створює на зразку навантаження з амплітудою до 100 кН, яке змінюється циклічно. Машина має два робочих циліндри – верхній 2 і нижній 3, об'єднані в одну конструкцію двома колонами 4 і 5 з нерухомою поперечиною 6. Зразок 1 встановлюють

між поперечиною 6 і тягою 7 поршня нижнього робочого циліндра 3. Тяга 7 з'єднана з тягою 8 поршня верхнього циліндра 2 двома стрижнями 9 і 10, утворюючи силову раму машини. Вона може переміщуватися у вертикальному напрямі відносно нерухомої поперечини 6. Від насосної установки 11 мастило трубопроводами подається у верхній і нижній циліндри, а також в циліндр маятникового силовимірювача 12. Навантаження на зразку створюється за рахунок тисків у верхньому і нижньому циліндрах. Для створення на зразку розтягувальних зусиль верхній циліндр оснащений буферною камерою 13, заповненою інертним газом (азотом чи аргоном) до тиску 2,5 МПа (25 атм) від балона 14 через розподільувач 15.

Пульсуюче навантаження на зразку створюється за рахунок циклічної зміни тиску в нижньому циліндрі за допомогою пульсатора, циліндр 16 якого увімкнтий у мастильну магістраль, що з'єднує нижній циліндр 3 з насосом 11. Поршень циліндра пульсатора здійснює колильний рух за допомогою шатунного механізму 17, приводом якого є електричний двигун.





a – без зварного шва; *б* – зі зварним швом

Рисунок 1 – Зразок з крайовою тріщиною

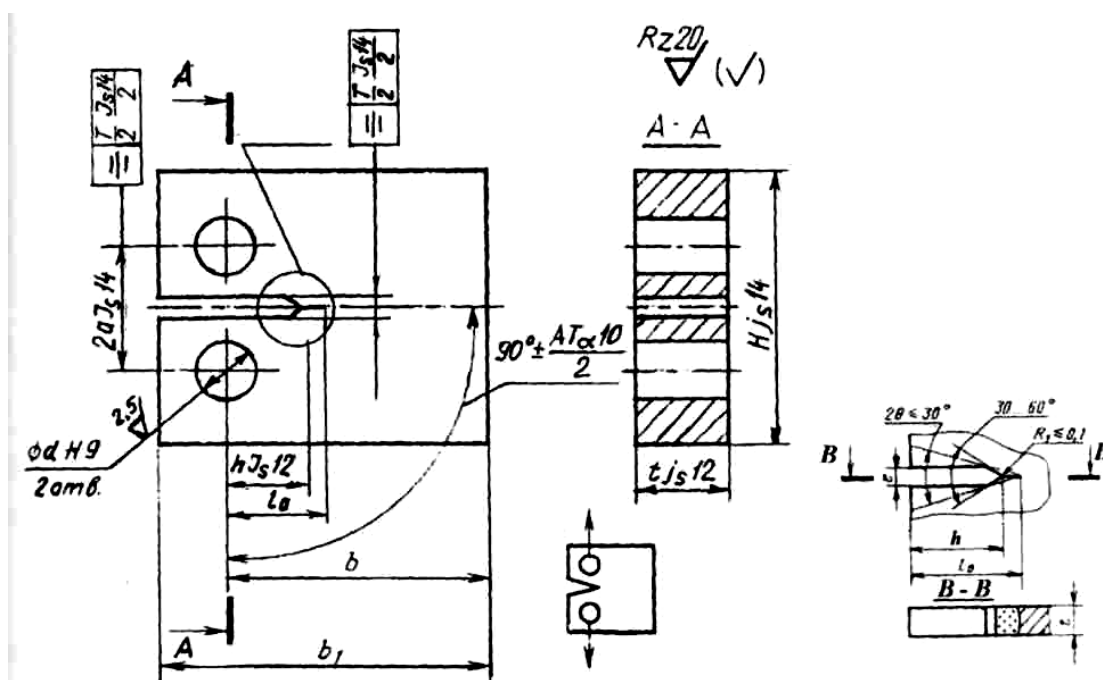


Рисунок 2 – Прямокутний компактний зразок з крайовою тріщиною для циклічних випробувань і силова схема навантаження

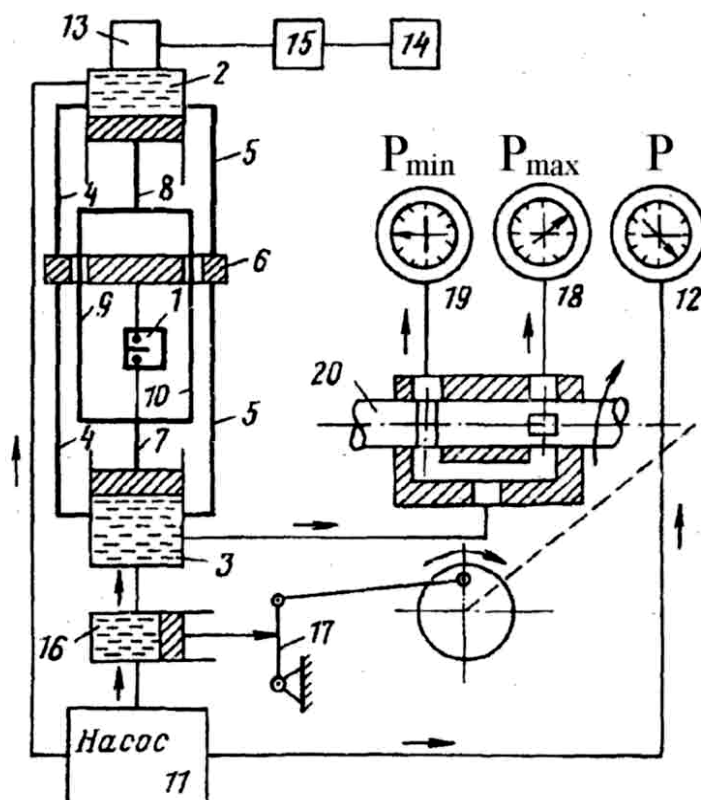
Під час руху поршня пульсатора відбувається періодичне відсмоктування мастила з нижнього циліндра, що супроводжується циклічною зміною навантаження на зразку. Максимальний і мінімальні тиски у нижньому робочому циліндрі вимірюються відповідно манометрами 18 (p_{max}) і 19 (p_{min}), з'єднаними з циліндром через золотниковий пристрій 20. Вал золотника обертається синхронно з коливальним рухом поршня пульсатора 16. За максимального тиску циліндр 3 з'єднується з манометром 18, за мінімального – з манометром 19.

За максимального (p_{max}) і мінімального (p_{min}) тисків навантаження F_{max} і F_{min} на зразках визначають за різницю показів словимірювача 12 і манометрів 18 і 19.

Випробовування проводять поетапно, підтримуючи постійними всі параметри циклу навантаження. Бажано, щоб кожен етап відповідав випробовуванню одного зразка. Тривалість

етапів повинна забезпечити не менше 10 вимірів на кожному з них. На кожному наступному етапі рекомендується плавно збільшувати навантаження: у межах другої ділянки діаграми втомного руйнування – на 10÷30%, на першій і третій – 5÷10%. Дослідження зразків здійснюються з однієї установки візуально за допомогою катетометра В-630.

Вимушені перерви в роботі повинні бути мінімальними, число циклів навантаження за час виходу машини на робочий режим не враховується. Якщо найбільший коефіцієнт інтенсивності напружень циклу з початку досліджень близький до порогового і не більший за значення, що відповідає швидкості росту тріщини 10^{-8} м/цикл (перша ділянка діаграми), навантаження знижують поступово на $10\div 15\%$, а при $v = 10^{-9}$ м/цикл – не більше як на 5% і підтримують на даному рівні, доки вимірювальний пристрій не перевищить $(K_{max}/\sigma_{0,2})/2$.



1 – зразок; 2, 3 – верхній і нижній робочі циліндри; 4, 5 – колони; 6 – нерухома поперечина; 7 – тяга поршня нижнього робочого циліндра; 8 – тяга поршня верхнього робочого циліндра; 9, 10 – стрижні силової рами; 11 – насосна установка; 12 – циліндр маятникового силовимірювача з манометром; 13 – верхній циліндр з буферною камерою; 14 – балон; 15 – розподільник; 16 – циліндр пульсатора; 17 – шатунний механізм; 18, 19 – манометри максимального і мінімального тисків

Рисунок 3 – Гідравлічна схема пульсатора ЦДМПу-10

У випадку затримки росту тріщини протягом $2 \cdot 10^5$ циклів навантаження збільшують до попереднього рівня, а після «зрушення» тріщини – знижують на величину вдвічі меншу.

На кожному з етапів досліджень за результатами l_i , N_i будують графік росту тріщини (рис. 4), на якому візуально оцінюють розсіювання експериментальних точок і виокремлюють перехідні періоди. Попередньо визначають швидкість за формулою

$$v = \frac{\Delta l}{\Delta N}$$

Поточне значення (КІН) для кожного l_i та N_i визначають за формулою

$$K = \frac{P^*}{t \cdot \sqrt{b}} \cdot Y(\varepsilon), \quad (1)$$

де: P^* – граничне допустиме значення циклу;
 $\varepsilon = l/b$ – відносна довжина тріщини
 ($0,2 \leq \varepsilon \leq 0,9$).

$$Y(\varepsilon) = \left\{ \frac{\varepsilon}{(1-\varepsilon)^2} \times \left(9,172 - 13,829 \cdot \varepsilon + 11,822 \cdot \varepsilon^2 - 3,056 \cdot \varepsilon^3 \right) \right\}^{1/2} \quad (2)$$

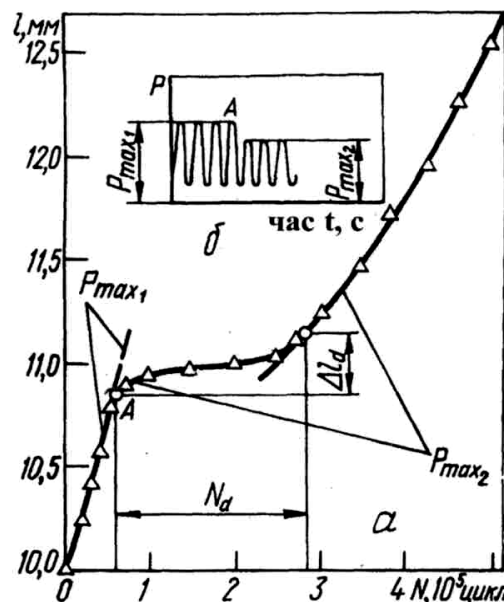


Рисунок 4 – Крива росту тріщини (а) і схема зміни навантаження (б)

Визначення циклічної тріщиностійкості матеріалів і побудову етичної діаграми втомного руйнування здійснюють у такій послідовності:



1. Вимірюють штангенциркулем у трьох перерізах з точністю до 0,1 мм товщину t і ширину b зразка та обчислюють їх середнє значення.

2. Відполіровують смугу шириною 1 см в області концентратора для спостереження за ростом тріщини.

3. Умикають машину та вимірювальні прилади і прогрівають їх протягом 30-ти хвилин; готують і прогрівають систему вимірювання (блок живлення, шлейфовий осцилограф, комутаційну апаратуру).

4. Виконують тарування вимірювальної системи установки.

5. Встановлюють компактний зразок у захоплювачі для розтягування.

6. Наводять початкову втомну тріщину довжиною не менше 2 мм, приклавши до зразка циклічне зусилля розтягу з коефіцієнтом асиметрії $R=0,1$. При цьому, після поширення тріщини на певну довжину фіксують мінімальне і максимальне зусилля і число циклів.

7. Проводять випробування зразка із початковою тріщиною на першому етапі; (відповідає ділянці I кінетичної діаграми втомного руйнування), підтримуючи постійними усі параметри циклу навантаження, забезпечивши 10 вимірів Δl і ΔN , P_{max} . Визначають P_{max} (K_{max}) циклу для зрушення тріщини.

8. Визначають K_{th} з отриманими результатами першого етапу за відсутності росту тріщини протягом 10^7 циклів при найбільшому навантаженні циклу (відповідає $v = 10^{-10}$ м/цикл).

9. Проводять випробування на другому етапі, збільшуючи навантаження на 10÷20% (II ділянка кінетичної діаграми втомного руйнування), забезпечуючи при цьому не менше 10-ти вимірювань.

10. Проводять випробування на третьому етапі (ділянка III - великих швидкостей), збільшуючи навантаження на 5-10% для забезпечення 5-ти вимірювань Δl і ΔN , P_{max} циклу.

11. Розраховують K_{fc} при зростаючому K_{max} і довжині тріщини, що відповідає переходу до спонтанного руйнування ($l \approx 0,6 \cdot b$).

12. Розраховують поточне значення коефіцієнта інтенсивності напружень для кожної точки, де проводиться вимірювання.

13. За сукупністю отриманих вимірювань у кожній точці будують у логарифмічній системі координат залежність $v-K_{max}$ (кінетичну діаграму втомного руйнування) і проводять посередині смуги розсіювання даних криву швидкості росту втомних тріщин.

14. Визначають за кінетичною діаграмою втомного руйнування при $v=10^{-7}$ м/цикл величину K^* .

15. Заносять результати вимірювань і обчислень до таблиці та оформляють протокол випробувань.

Нижче наведено результати обробки кінетичних діаграм втомного руйнування для визначення відповідних характеристик циклічної тріщиностійкості трубної сталі X70, отримані для зразка без зварного шва і зі зварним швом.

Зразок компактний без зварного шва, $b \times t \times H \times 50 \times 18 \times 60$ мм, початкова довжина втомної тріщини $l_0 = 9,45$ мм.

Умови випробувань:

- температура, 20 °C;

- установка – ЦДМПу-10 з синусоїдальною формою циклу;

- коефіцієнт асиметрії циклу – 0,1-0,2;

частота циклів – 14 Гц.

Всі дані оброблені методом найменших квадратів для визначення характеристик циклічної тріщиностійкості сталі. Таким чином, встановлена степенева залежність для розрахунку швидкості росту тріщини залежно від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень, а також визначена критична (руйнуюча) величина. Кінетична діаграма втомного руйнування трубної сталі без зварного шва (рис. 5).

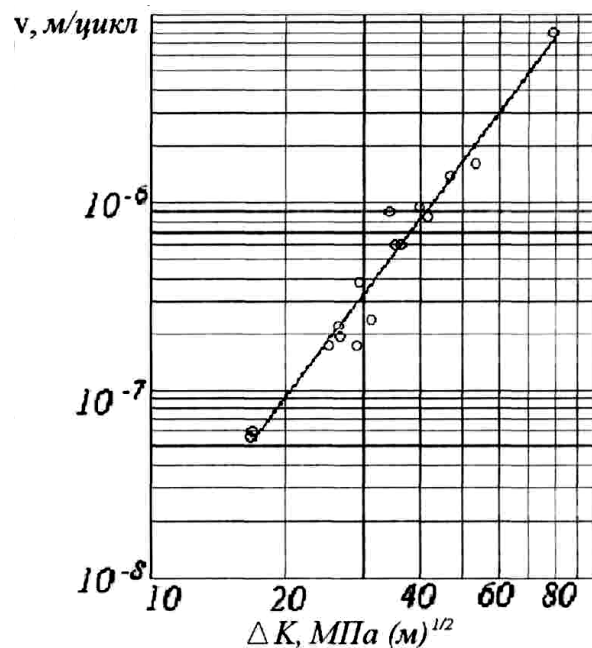


Рисунок 5 – Кінетична діаграма втомного руйнування трубної сталі без зварного шва

Зразок компактний без зварного шва, $b \times t \times H \times 50 \times 18 \times 60$ мм, початкова довжина втомної тріщини $l_0 = 10,5$ мм.

Умови випробувань:

- температура – 20 °C;

- установка – ЦДМПу-10 з синусоїдальною формою циклу;

- коефіцієнт асиметрії циклу – 0,1-0,2;

- частота циклів 14 Гц.

На основі отриманих даних, швидкість росту втомних тріщини описується в цьому випадку залежністю $v = 10^{-7} (\Delta K/K^*)^n$. Знаходимо, що $n=2,12$, $K^*=21,8 \text{ МПа}(\text{м})^{1/2}$, а критична величина коефіцієнта інтенсивності напружень K_{fc} становить $84,1 \text{ МПа}(\text{м})^{1/2}$.

Кінетична діаграма втомного руйнування трубної сталі зі зварним швом (рис. 6).

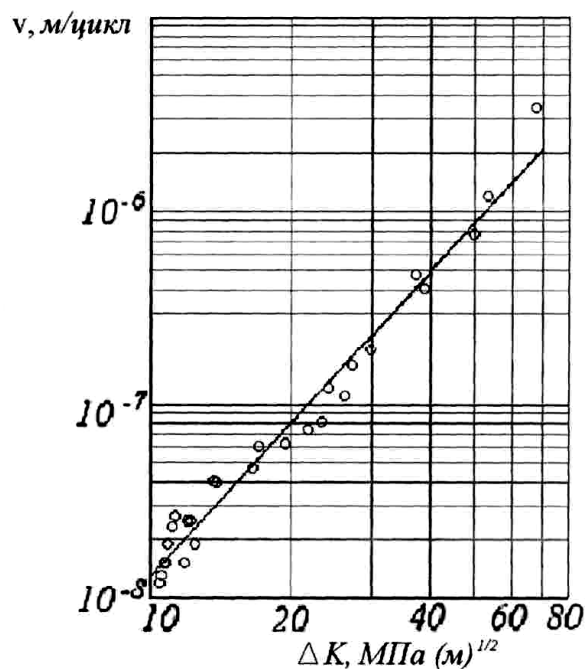


Рисунок 6 – Кінетична діаграма втомного руйнування зварного шва

Висновок. Одним з основним показником безаварійної роботи трубопровідних систем є тріщиностійкість. Тому визначення чинників, що впливають на її виникнення та ріст, побудова кінетичних діаграм втомного руйнування – один з методів визначення експлуатаційної надійності та довговічності трубопровідних систем.

Література

1 Грудз В.Я. Типові розрахунки показників надійності систем газонафтопостачання. Комплексна галузева методика / Грудз В.Я., Гораль Л.Т., Степ'юк М.Д., Мартинюк Р.Т., Запихляк В.Б., Порада Я.Р. // Прогнозування росту втомних тріщин в зварних з'єднаннях трубопроводів під тиском з урахуванням залишкових напружень. – Івано-Франківськ, 2009.

2 Мартинюк Р.Т. Вплив якості спорудження нафтопроводів на їх експлуатаційну надійність [Текст] : дис. ... канд. техн. наук : 08.04.10 / Мартинюк Ростислав Тарасович. – Івано-Франківськ, 2010. – 162 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.01.11
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.



ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕМЕНТІВ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНОГО АГРЕГАТУ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

¹В.Я. Грудз, ¹Я.В. Грудз, ²В.В. Рудко

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: koreyb@nung.edu.ua

² УМГ «Київтрансгаз», 01065, м. Київ, просп. Комарова, 44, тел. (044) 2397870
e-mail: rudko@ktg.com.ua

Дасться оцінка технічного стану елементів газоперекачувальних агрегатів на основі аналізу їх характеристик. З цією метою множини можливих станів агрегата розбито на підмножини, одна з яких об'єднує всі справні стани, друга – несправні, але працездатні, третя – стани відмови. Математична модель ГПА дозволяє з використанням теорії подібності і розмірностей побудувати безрозмірні комплекси, які разом з характеристиками елементів ГПА дозволяють оцінити належність технічного стану, ідентифікованого за результатами діагностування, до однієї з перелічених підмножин.

Ключові слова: технічний стан, діагностика, несправність

Дается оценка технического состояния элементов газоперекачивающих агрегатов по результатам анализа их характеристик. С этой целью множество возможных состояний агрегата разбито на подмножества, одно из которых объединяет все исправные состояния, другое – неисправные, но работоспособные, третье – состояния отказа. Математическая модель ГПА позволяет с использованием теории подобия и размерностей построить безразмерные комплексы, которые совместно с характеристиками ГПА позволяют оценить принадлежность технического состояния, идентифицированного по результатам диагностирования, к одному из перечисленных подмножеств.

Ключевые слова: техническое состояние, диагностика, неисправность

The estimation of the technical state of elements of aggregates is given for pumping over of gas on the basis of analysis of their descriptions. To that end the great number of all of the possible states of aggregate is broken on separate great numbers, one of which contains all of the in good condition states, other – defective, but capable of working, third are the states of refuse. The mathematical model of GPA allows with the use of theory of similarity and dimensions to build dimensionless complexes, which jointly with descriptions of GPA allow to estimate belonging of the technical state, identified on results diagnosing, to one of the transferred great numbers.

Keywords: technical state, diagnostics, breakage

Газоперекачувальний агрегат як об'єкт діагностування є технічною системою з тривалими періодами безперервного функціонування. У ході експлуатації відбувається поступове погіршення його технічного стану, хоча загалом агрегат залишається працездатним. Поява несправностей в елементах ГПА, які з часом призводять до відмови обладнання, проявляється у погіршенні техніко-економічних показників роботи: зниженні потужності – N_e та коефіцієнта корисної дії – η_e , перевищенні витрати палива – G_T , а також зміні диференціальних, робочих параметрів термогазодинамічних процесів. Так, у міжремонтні періоди потужність агрегата знижується на 10-30% внаслідок різних конструктивних та експлуатаційних причин. Як свідчать результати досліджень [1-4], збільшення зазорів між лопатями турбіни знижує потужність агрегату на 8%, поява твердих відкладів у осьовому компресорі – на 5%, переток в ущільнювачах та забруднення вхідного тракту – на 1,5%.

Слід розрізняти такі підмножини станів агрегату:

K_1 – підмножина справних станів, коли агрегат задовольняє усім вимогам нормативно-

технічної документації – нормальна працездатність;

K_2 – підмножина несправних або аварійних станів – агрегат несправний, але працездатний;

K_3 – підмножина станів відмови – повна втрата працездатності;

$$K = K_1 \cup K_2 \cup K_3; \quad K_1 \subset K, K_2 \subset K, K_3 \subset K$$

Визначення множини допустимих станів агрегата, їх діагностичних ознак можливе тільки за наявності інформації про вплив розвитку несправностей на зміну технологічних процесів у вузлах агрегата. Під час розв'язання задач технічної діагностики зміну стану представляють у вигляді узагальненої функції [2, 3]:

$$R = f(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

де $x_1, x_2, \dots, x_n$ – набір параметрів стану, що характеризують якість робочих процесів, що протікають в елементах агрегату у момент діагностування.

При розвитку несправності спостерігається певна закономірність зміни параметрів, що дає підстави стверджувати про закономірність у зміні стану агрегату. Розв'язання задач технічної діагностики складних технічних об'єктів, таких як газоперекачувальний агрегат, може бути отримане тільки шляхом аналізу множи-



ни станів, в яких ці об'єкти можуть перебувати в ході експлуатації. Складність та висока вартість ГПА є вагомою перешкодою для проведення натурального експерименту. У зв'язку з цим виникає потреба у розробленні спеціальних методів для теоретичного аналізу можливих станів на базі математичного моделювання, тобто аналітичного опису основних властивостей агрегату як об'єкта діагностування.

За відомої працездатності агрегата можна визначити її кількісну характеристику у вигляді енергетичної оцінки працездатності, тобто ефективної потужності – N_e , яку спроможний розвинути ГПА у залишковий ресурс. Така оцінка працездатності охоплює вихідні наведені характеристики. Верхньою границею є зона повної втрати працездатності ($N_{e \text{ гран.}}$), коли агрегат перестає виконувати свої функції. Границя нормальної (часткової) втрати працездатності визначається допустимими змінами ефективної потужності за залишковий ресурс агрегату, і, виходячи з досвіду експлуатації та техніко-економічних показників, приймається в межах 15% [4].

Математична модель для схеми газоперекачувального агрегату, що включає основні елементи агрегату: осьовий компресор (ОК), камеру згоряння (КЗ), регенератор (Р), турбіну високого тиску (ТВТ) і турбіну низького тиску (ТНТ), а також відцентровий нагнітач (ВН), базується основана на принципі структурної побудови та може бути представлена системою рівнянь, що описують:

- характеристики елементів;
- зв'язок між елементами;
- регулюючі пристрої.

До системи розрахунку характеристик включено:

- розрахунок характеристик осьового компресора;
- визначення параметрів потоку повітря та продуктів згоряння на кожному етапі тракту ГПА;
- визначення гідравлічних та теплових втрат у КЗ та регенераторі;
- визначення ефективної потужності, коефіцієнту корисної дії (ККД), питомої витрати палива;
- розрахунок характеристик нагнітача.

Численність вихідних незалежних змінних ускладнює побудову математичних моделей агрегату та його елементів. Будь-яку систему рівнянь, що виражає запис законів термодинаміки та керуючих впливів, можна сформулювати як співвідношення між безрозмірними величинами; іншими словами, згрупувавши незалежні змінні за певними законами в безрозмірні комплекси, можна отримати адекватну математичну модель агрегату.

У ході аналізу процесів методом теорії розмірності складається таблиця основних фізичних величин та розмірних категорій у векторній системі для процесів стискання та розширення робочого тіла у лопатевих машинах. До фізичних величин, що є визначальними у даній постановці задачі, слід віднести масову витрату

газу через машину G , тиск гальмування P та абсолютну температуру T , кутову швидкість ротора або силового валу, коефіцієнт в'язкості робочого тіла – μ , діаметр робочого колеса – D , а також газову постійну R та показник адіабати K . Крім того, виходячи з припущення, що внутрішній теплообмін несуттєво впливає на робочий процес, до фізичних параметрів не включені питома теплоємність C_p та коефіцієнт теплопровідності середовища λ . Для нагнітача до величин, що суттєво впливають на його роботу, включений коефіцієнт стисливості Z .

Залежність ступеня підвищення тиску від інших величин можна подати рядом однорідних за розмірністю членів виду

$$\varepsilon, \eta, \tau = C \cdot G^a \cdot T^b \cdot P^c \cdot n^d \times \\ \times D^e \cdot K^f \cdot R^g \cdot \mu^m \cdot Z^n, \quad (1)$$

де C – коефіцієнт пропорційності.

Застосувавши основну теорему теорії розмірностей, отримаємо

$$\varepsilon = C_1 \left[\frac{G\sqrt{RTZ}}{D^2P} \cdot \sqrt{\left(\frac{\sqrt{RTZ}\mu}{DP} \right)^3 \cdot \left(\frac{\omega D}{\sqrt{RTZ}} \right)} \right] \phi(K) \quad (2)$$

У формулі (2) співмножники пропорційні:

$$\frac{G\sqrt{RTZ}}{D^2P} \text{ – приведений осьовий швидкості;}$$

$$\frac{\sqrt{RTZ}\mu}{DP} \text{ – числу Рейнольдса;}$$

$$\frac{\omega D}{\sqrt{RTZ}} \text{ – приведений коловий швидкості.}$$

При роботі лопатевої машини з використанням ідентичного робочого тіла рівняння (2) набуде вигляду:

$$\varepsilon = C_2 \left[\frac{G\sqrt{RTZ}}{D^2P} \cdot \sqrt{\left(\frac{\sqrt{RTZ}\mu}{DP} \right)^3 \cdot \left(\frac{\omega D}{\sqrt{RTZ}} \right)} \right]^g$$

Застосувавши метод перетворення критеріїв, отримаємо безрозмірні комплекси

$$\frac{G\sqrt{RTZ}}{D^2P} \cdot \sqrt{\frac{\omega D}{\sqrt{RTZ}}} \text{ та } \sqrt{\left(\frac{\sqrt{RTZ}\mu}{DP} \right)^3}$$

Втрати на тертя, що залежать від числа Re малі в порівнянні з втратами від утворення вихорів, відривів потоку, вторинних течій. Для кожної конкретної проточної частини завжди знайдеться таке значення $Re_{гран.}$, вище якого течія в ступені буде автомодельною [5]. Для лопатевої машини в області автомодельності за

числом Рейнольдса параметр $\sqrt{\left(\frac{\sqrt{RTZ}\mu}{DP} \right)^3}$ є несуттєвим.

Таким чином, серед визначальних критеріїв залишаються лише критерії

$$\frac{G\sqrt{RTZ}}{D^2P} \cdot \sqrt{\frac{\omega D}{\sqrt{RTZ}}}, g.$$

Далі, для зручності використання доцільно ввести замість безрозмірного параметру g приведену витрату G_{np} або приведені оберти n_{np} та провести перетворення параметру $\frac{G\sqrt{RTZ}}{D^2P} \cdot \sqrt{\frac{\omega D}{\sqrt{RTZ}}}$ за допомогою параметру ε . В результаті для лопатевих машин, що працюють на одному й тому ж робочому тілі, в зоні автотурбомодельності за числом Рейнольдса, визначальними залежностями є

$$\varepsilon = f_1 \left(\frac{G_{np} n_{np}^2}{\varepsilon}, G_{np} \right), \varepsilon = f_2 \left(\frac{G_{np} n_{np}^2}{\varepsilon}, n_{np} \right). (3)$$

Для визначення коефіцієнту корисної дії турбомашин проводиться перетворення параметру $\frac{G_{np} \cdot n_{np}^2}{\varepsilon}$.

Згідно з правилами перетворення критеріїв, до визначальних критеріїв має входити також параметр η , тобто

$$\varepsilon = f_3 \left(\frac{G_{np} n_{np}^2}{\varepsilon \eta}, G_{np}, \eta \right), \varepsilon = f_4 \left(\frac{G_{np} n_{np}^2}{\varepsilon \eta}, n_{np}, \eta \right). (4)$$

У свою чергу, коефіцієнт корисної дії η аналогічно ступеню підвищення тиску ε є функцією двох параметрів $\frac{G_{np} n_{np}^2}{\eta}$ та $G_{np} (n_{np})$.

Після перетворення $\frac{G_{np} n_{np}^2}{\eta}$ за допомогою ε отримаємо

$$\eta = f_5 \left(\frac{G_{np} n_{np}^2}{\varepsilon \eta}, G_{np}, \varepsilon \right); \eta = f_6 \left(\frac{G_{np} n_{np}^2}{\varepsilon \eta}, n_{np}, \varepsilon \right). (5)$$

Враховуючи рівняння (4) співвідношення (5) можна привести до вигляду

$$\varepsilon = f_7 \left(\frac{G_{np} n_{np}^2}{\varepsilon \eta}, G_{np} \right); \varepsilon = f_8 \left(\frac{G_{np} n_{np}^2}{\varepsilon \eta}, n_{np} \right). (6)$$

Аналогічні перетворення параметрів можна виконати, використовуючи величину τ – відношення кінцевої температури процесу до початкової – як визначальну. Але при цьому необхідно відмітити наступне.

Характеристики будь-якої лопатевої машини за умови геометричної, газодинамічної та теплової подібності можуть бути виражені

будь-якими двома наведеними параметрами. У завданні, що розглядається, за такі параметри взято ε та η . В свою чергу, кожний з вихідних параметрів лопатевої машини є функцією двох незалежних аргументів, в якості яких доцільно використовувати комплексний параметр, а також частоту обертання або витрату повітря, приведені за параметрами на вході до початкових умов. Оскільки незалежних параметрів тільки два, то записувати більшу кількість рівнянь для задання характеристики лопатевої машини (за умови справедливості подібності) немає сенсу: зайві рівняння не несуть необхідної інформації та обтяжують побудову математичної моделі агрегата.

Таким чином, для газоперекачувального агрегата будь-якої схеми в зоні експлуатації, в якій справедливі принципи теорії подібності, число рівнянь, що визначають характеристики елементів агрегата, дорівнює подвоєному числу елементів, що розглядаються.

Характеристики нагнітача, осьового компресора та турбіни в зазначеній системі параметрів є з достатньою точністю наближення лінійними у всьому діапазоні режимів роботи ГПА. Лінійність характеристик дає змогу з високою точністю апроксимувати їх рівняннями першого ступеня у вигляді:

$$A = \frac{a_1 n_{np} - a_2 \varepsilon^* + a_3}{a_4 \varepsilon + a_5}, B = \frac{b_1 G_{np} - b_2 n_{np} - b_3}{b_4 G_{np} - b_5}.$$

Можливість апроксимації характеристик лопатевої машини лінійними залежностями полегшує їх використання для вирішення завдань технічної діагностики.

Література

- 1 Иванов И.А. Исследование и прогнозирование характеристик газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом при трубопроводном транспорте газа: дисс. канд. техн. наук. – М., 1978. – 119 с.
- 2 Морозов В.И. О причинах снижения мощности газотурбинных агрегатов в процессе эксплуатации / [В.И. Морозов, В.А. Щуровский, В.И. Корнев] // Транспорт и хранение газа. – 1971. – № 10. – С. 13-19.
- 3 Пятахина Т.Т. Влияние эрозии проточной части центробежных нагнетателей на их газодинамические характеристики / [Т.Т.Пятахина, Ю.Н. Синицын, В.А. Щуровский, В.И.Ефанов] // Транспорт и хранение газа, 1975. – № 6. – С. 8-13.
- 4 Рис В.Ф. Центробежные компрессорные машины / В.Ф. Рис. – М.-Л.: Машиностроение, 1964. – 335 с.
- 5 Ковалко М.П. Трубопроводный транспорт газа / [М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін.]. – Київ: АренаЕКО, 2002. – 600 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
09.02.11

Рекомендована до друку професором
Тимківим Д.Ф.



Наука — виробництву

УДК 622.692:528

ЗАСТОСУВАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ ТА МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ПРОСТОРОВИХ КООРДИНАТ ОБ'ЄКТІВ ПІДВИЩЕНОЇ НЕБЕЗПЕКИ

¹М.І. Феношин, ²І.М. Рузіна, ²Г.М. Савченко, ³Г.В. Петрова, ³Д.В. Білоус

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 572380,
e-mail: geodesy@nung.edu.ua

² УкрНДІгаз, 61010, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (0577) 304525,
e-mail: gaz@ukrniigaz.kharkov.ua

³ Національний Технічний Університет «Харківський Політехнічний Інститут»,
61002, м. Харків, вул. Фрунзе, 21, тел. (057) 7076883, e-mail: siv@kpi.kharkov.ua

На сьогодні аналіз траси діючого газопроводу виконують застарілими методами, які призводять до перевитрат часу, трудових ресурсів та зростання вартості робіт. Проаналізовано можливість використання сучасних методів визначення просторових координат місцезнаходження об'єктів нафтогазової промисловості на місцевості. Описано принцип дії GPS-навігації та критерії точності визначення координат об'єктів.

На ділянці діючого газопроводу були проведені експерименти з визначення координат контрольних точок різними методами. Проаналізовано час і ресурси, витрачені на реалізацію цього проекту. Отримані результати свідчать про економічну ефективність впровадження GPS-навігаторів та супутніх програм при виконанні вимірювань. Вказано сфери застосування модернізованих засобів геодезичного вимірювання та електронних карт. Різноманітність спектра використання перелічених засобів в нафтогазовій галузі свідчить про необхідність кваліфікованої підготовки фахівців.

Ключові слова: GPS-навігатор, координати, газопровід, експеримент

На сегодняшний день анализ трассы действующего газопровода выполняют устаревшими методами, что приводит к значительным временным и трудовым затратам и, соответственно, росту стоимости работ. Проанализирована возможность использования современных методов определения пространственных координат местонахождения объектов нефтегазовой промышленности на местности. Описан принцип работы GPS-навигации и критерии точности определения координат объектов.

На участке действующего газопровода проводились эксперименты по определению координат контрольных точек различными методами. Проанализированы время и ресурсы, затраченные на реализацию этого проекта. Полученные результаты свидетельствуют об экономической эффективности внедрения GPS-навигаторов и сопутствующих программ при выполнении измерений. Указаны сферы применения модернизированных средств геодезических измерений и электронных карт. Разнообразие спектра использования перечисленных средств подтверждает необходимость квалифицированной подготовки специалистов.

Ключевые слова: GPS-навигатор, координаты, газопровод, эксперимент

At present the analysis of gas pipeline route operation is executed by out-of-date methods which result in the considerable losses of time, of labour force and the growth of cost of the works. The possibility of applying modern methods for determination of spatial coordinates of oil and gas field facilities has been analysed. The operation principle of GPS-navigation and the criteria of accuracy for determining coordinates of this facilities were described.

The experimental measurements of control points were performed in the area of operating gas pipeline by using different methods. Time and resources spent on the realization of this project were analysed. The obtained results testify the economic efficiency of GPS-navigators introduction and concomining programs during geodetic measurements. The areas of application of the advanced facilities of geodetic measurements and the electronic maps are indicated. The variety of spectrum of the use of the enumerated facilities in oil and gas industry confirms the necessity of specialists skilled training.

Keywords: GPS -navigator, coordinates, gas pipeline, experiment



Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими і практичними завданнями

Згідно з Законом України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» і постанови кабінету Міністрів від 11 липня 2002 р. № 956 ДНАОП 0.00-3.07-02 усі потенційно небезпечні об'єкти (об'єкти, на яких можуть використовуватись, виготовлятись, перероблятись, зберігатись чи транспортуватись небезпечні речовини, біологічні препарати, а також інші об'єкти, що за певних обставин можуть створити реальну загрозу виникнення аварії) повинні пройти ідентифікацію, за допомогою якої визначається приналежність даного потенційно небезпечного об'єкта до об'єктів підвищеної небезпеки.

Приналежність об'єкта до переліку потенційно небезпечних визначається граничною масою продукту, який міститься на ньому (транспортується, використовується, зберігається, виготовляється тощо) та відстань до місць масового скупчення людей, транспортних магістралей, промислових, природоохоронних та життєво-важливих цивільних об'єктів.

Ідентифікація та декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки (ОПН) передбачає такий порядок проведення:

- складання Повідомлення про результати ідентифікації ОПН;
- внесення ОПН до Державного реєстру;
- декларація безпеки ОПН;
- паспортизація ОПН.

Зрозуміло, що кожен із вказаних пунктів має містити інформацію про розташування об'єкта на місцевості, тобто його геопросторові координати (геодезична широта, геодезична довгота та висота над рівнем моря).

Газопровід являє собою суцільну трубу з лінійною арматурою (лінійні, байпасні, запірні крани), яка перетинає на своєму шляху багато природних та штучних перешкод (повітряні - через річки, яри, балки тощо, підземні - через автомобільні дороги та залізниці, переїзди через газопроводи) та огинає населені пункти, складні для будівництва ділянки.

Тому при декларуванні газопроводу як ОПН, слід отримати вичерпну інформацію про трасу прокладання газопроводу на місцевості, координати його основних споруд і меж санітарно-захисних зон та ситуаційний план максимальних зон можливого ураження для найбільш небезпечних за своїми наслідками та найбільш імовірних сценаріїв аварій.

Аналіз останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми

На сьогоднішній день аналіз траси прокладання газопроводу здійснювали за наявним паспортом газопроводу на момент його введення в експлуатацію з подальшим нанесенням на карти місцевості, або візуальною зйомкою, тригонометричним чи геометричним нівелюванням. Зону ж імовірного ураження здебільшого

наносять без чіткого розмежування (знову ж таки візуально), або взагалі подають в описовому вигляді. Такі підходи до вирішення проблеми точного місцезнаходження протяжних об'єктів, попри їх системність, є морально і фізично застарілими, хоча і повсякчас використовуються на практиці [1, 2, 3].

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми та формулювання мети статті

Вищезгадані підходи до визначення місцезнаходження таких небезпечних об'єктів, як газопроводи, вже передбачають значну похибку у визначенні меж санітарно-захисних та охоронних зон, також зон уражень при перенесенні інформації з «старого» паспорта на карту, або вимагають значних витрат часу і трудових ресурсів, що відбивається на вартості робіт.

Також такі підходи побудовано на зборі та аналізі апріорної, не завжди «коректної» інформації про трасу прокладання газопроводу (зі слів обхідника або приблизної схеми розміщення контрольних точок).

В даній статті звертається увага на сучасний підхід до вирішення проблеми, адже досягнення науково-технічного прогресу, дає змогу якісно, ощадливо та швидко виконати проект завдяки застосуванню новітніх автоматизованих програм. До новітніх методів, які застосовуються для визначення координат об'єкта, відносимо GPS-навігацію осей газопроводів та програму Google Earth.

Викладення основного матеріалу досліджень

GPS – система глобального позиціонування (Global Positioning System) завдяки супутниковим приймачам дає змогу безкоштовно здійснювати швидке автоматичне визначення координат об'єкта з точністю від 10 до 100 м, а також визначати швидкість переміщення об'єктів на поверхні землі і в повітряному просторі. Космічний сегмент містить понад 30 супутників. GPS-навігатор посилає сигнали до них, і на основі отриманих даних обчислює географічні координати, які накладаються на карту, в результаті чого можна визначити точне місцезнаходження об'єкта (рис. 1). Сучасні моделі навігаційних пристроїв дозволяють задати на карті певну кількість точок, необхідну для точного прокладання траси такого протяжного об'єкта, як газопровід.

Для точного визначення відстаней за допомогою GPS-приймача необхідна ідеальна синхронізація годинників на супутнику і в приймачі, що досягається використанням атомних годинників на борту супутника. Для визначення координат використовують дані від чотирьох і більше супутників. Отримавши сигнал від декількох супутників, приймач шукає точку перетину відповідних кіл, і якщо таку точку не знаходить, то комп'ютер в приймачі починає коригувати час методом послідовних ітерацій

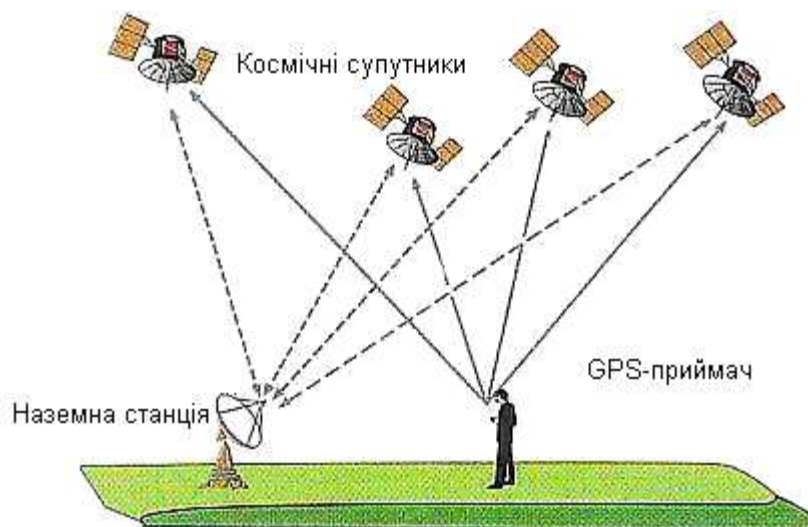


Рисунок 1 – Спрощена схема функціонування GPS



Рисунок 2 – Метод диференційованої корекції DGPS

до того моменту, поки не зведе усі виміри до однієї точки. Таким чином, чим більше підключено до виміру супутників, тим точнішими будуть виміри.

Для газопроводів доцільно використовувати метод диференційованої корекції, що значно збільшує точність GPS-приймача. Використовуючи цей метод можна визначити місцезнаходження об'єкта з сантиметровою точністю. Тобто, один приймач знаходиться в точці з відомими координатами (базова станція), а другий приймач збирає дані в точці з невідомими координатами. Незмінність координат базової станції дає змогу обчислювати помилки, які містяться в супутниковому сигналі, тобто, базова станція може уточнювати координати супутників і передавати скориговані дані GPS-приймачу. Уточнені дані (диференційовані корекції) використовуються для точного визначення місцезнаходження об'єкта.

Диференційовані корекції передаються з базової станції на GPS-приймач за допомогою радіозв'язку. Вихідна потужність передавача - 100 Вт, що дозволяє приймати диференційовані

корекції на відстані до 300 км на морі або 150 км на суші (рис. 2).

На даний час найбільш розповсюдженим і відомим для пересічного споживача є GPS для управління автомобільними системами навігації. Крім того, GPS використовуються під час проведення наукових експериментів, а також у роботі рятувальних та диспетчерських служб для пошуку людей, транспорту, а також в міському і сільському господарстві.

Під час дослідження траси трубопроводу достатньо лише двох фахівців, які проводять вимірювання: перший виконує роботи з трасуванням, другий – аналізуючи одночасно нерівності місцевості через певні проміжки, записує координати контрольних точок. Отримані дані з GPS-навігатора в оперативному режимі передаються на диспетчерський комп'ютер мережею Internet. Використовуючи тривимірне моделювання простору найбільш зручно та економно наносити контрольні точки з використанням програми Google Earth.

Таблиця 1 – Час та ресурси, витрачені на реалізацію проекту

Параметри	Значення параметра, що характеризує затрачені ресурси	
	бригада I	бригада II
Трудові ресурси		
1 Склад бригади, чол.	4 (бригадир-трасошукач, дослідник з рейкою, дослідник-вимірювач, водій)	3 (бригадир-трасошукач, дослідник-вимірювач, водій)
Часові ресурси		
2 Час, витрачений на прибуття до першого об'єкта та об'їзди перешкод по трасі газопроводу, год.	12	7,5
3 Час, витрачений на вимірювання при 8-годинному робочому дні, год./діб.	240/ 30	64/8
4 Час на оброблення результатів, нанесення на карту та передавання проекту замовнику при 8-годинному робочому дні, год./діб.	24/3	8/1
Матеріальні ресурси		
5 Середній пробіг автомобіля з урахуванням ночівлі у готелі, км	810	300
6 Витрата пального для вітчизняного автомобіля, що рухається пересіченою місцевістю, л/100 км	141,75	52,5
7 Витрати на заправку автомобіля за середньої вартості пального 8,75 грн./л	1240	460
8 Добові витрати на відрядження	3600	720
9 Витрати на проживання	12000	2400
Середньозважені витрати		
Загальний термін виконання проекту, год./діб.	264/33	72/9
Загальні витрати, пов'язані із вимірюванням, грн	16840	3580

Google Планета Земля (Google Earth) – проект компанії Google, у рамках якого в мережі Інтернет розміщені супутникові знімки усієї земної поверхні.

Програма автоматично підкачує з Інтернету необхідні зображення та інші дані, зберігає їх у пам'яті комп'ютера для подальшого використання. Для візуалізації зображення використовується тривимірна модель земної кулі (з урахуванням висоти над рівнем моря), модель яка відображається на екрані за допомогою інтерфейсів DirectX або OpenGL. Саме у тривимірності ландшафтів поверхні Землі і полягає основна відмінність програми Google Earth від її попередника Google Maps. Практично усю поверхню суходолу вкрито зображеннями з розширенням 15 м на піксель, отриманими від компанії Digital Globe.

Для аналізу економічної ефективності впровадження новітніх засобів визначення координат траси газопроводу проаналізуємо час, витрачений на реалізацію проекту з аналізу траси прокладання газопроводу двома бригадами: I – оснащеної «стандартними» засобами (рейки, нівеліри, теодоліти, стандартні карти) та II – тахеометрами, GPS-навігаторами та

програмою Google Earth. Обидві бригади досліджували ділянку газопроводу, що транслює газ Степового родовища до магістрального газопроводу «Шебелинка-Полтава-Київ» загальною протяжністю 23,4 км. Трасу газопроводу прокладено різкопересіченою місцевістю зі значною кількістю переходів через водні перешкоди, балки, яри, урочища. Обидві бригади оснащено трасошукачами. Вимірювання першою бригадою проводилось кожні 20-50 метрів залежно від видимості та масштабу карти, на яку попередньо нанесли контрольні точки газопроводу. Результати зведено до табл. 1.

Дані проведеного студентами НТУ «Харківський політехнічний інститут» експерименту у інтерактивному середовищі, які сформували математичну модель процесу на макрорівні за допомогою компонентних та топологічних рівнянь, свідчать про скорочення часових ресурсів майже в 4 рази та матеріальних витрат в 4,7 рази під час реалізації проекту за умови використання новітніх методів порівняно із стандартними.

З іншого боку, застосування GPS-навігації та електронних програм для складання карт – це, як вже наголошувалось, безперечне підви-

щення точності, адже дослідник оперує не апіорними даними, а даними вимірювання в реальному часі. Щодо потенційно-небезпечних об'єктів, саме точність визначення зон ураження може запобігти трагічним наслідкам, знижуючи імовірність їх виникнення.

Отже, перша перевага лежить у економічній площині заощадження часових та матеріальних ресурсів, тобто швидкості розробки проекту, друга – в точності та коректності отриманих даних.

На даний час застосування GPS-навігації знаходить все ширше застосування у нафтогазовій галузі завдяки значному економічному ефекту при незначних капіталовкладеннях (придбання навігатора та супутнього програмного забезпечення). Серед відомих впроваджень є:

- визначення місць відбору проб газу для подальшого правильного інтерпретування інтегрального параметра геохімічної інформації для визначення місцезнаходження майбутніх родовищ вуглеводів;

- визначення місцезнаходження свердловин на площі газоносності родовища відносно установки підготовки газу при тій чи іншій схемі відбору газу;

- складання поздовжніх планів-профілів траси газопроводу із точним визначенням найнижчих місць і відповідної їм території, аналіз яких необхідний для вибору точок підключення нових родовищ і місць локалізації рідини в порожнині газопроводу.

Таким чином, GPS-навігація має потужний потенціал та перспективи широкого застосування в нафтогазовій промисловості під час геологічних досліджень, складання проектів розробки родовищ, а також збору, підготовки та транспортування вуглеводнів. Тому, ми вважаємо за необхідне використання та застосування новітніх технологій, досягнень принципів GPS-навігації у процесі підготовки висококваліфікованих фахівців для нафтогазової галузі.

Література

1 Методика визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки. – К.: Основа, 2003.- 192 с.

2 Стандарт підприємства: СТП 320.00158764.034-2002 Правила технічної експлуатації промислових трубопроводів газових, газоконденсатних та нафтових родовищ. - [Чинний від 2002-06-25]. – К.: ДК «Укргазвидобування», 2002.- 133 с.

3 Сафонов В.С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В.С.Сафонов, Г.Э. Одишария, А.А. Швыряев. – М.: НУМЦ Минприроды России, 1996. - 207 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

14.03.11

Рекомендована до друку професором

Тимківим Д.Ф.



ПІДВИЩЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБСАДНИХ КОЛОН ШЛЯХОМ УДОСКОНАЛЕННЯ КОНСТРУКЦІЙ РІЗЬБОВИХ З'ЄДНАНЬ

Б.О. Чернов, В.Б. Чернов, М.Є. Чернова, В.Д. Яцишин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: physics@nung.edu.ua

Проведено аналіз впливу конструктивних параметрів на витривалість і герметичність різьбових з'єднань бурових і обсадних труб. Науково обґрунтовано пружно-деформований стан з'єднання труб зі вставним спіральним елементом. Розроблено конструкції високогерметичних з'єднань тонкостінних труб зі вставним спіральним елементом. Проведено аналітичні дослідження на герметичність за високих значень тиску і температури. Визначено оптимальні параметри.

Ключові слова: витривалість, герметичність, з'єднання, конструкція, елемент.

Проведен анализ влияния конструктивных параметров на долговечность и герметичность резьбовых соединений буровых и обсадных труб. Научно обосновано упругодеформированное состояние соединений труб со вставным спиральным элементом. Разработана конструкция высокогерметичных соединений тонкостенных труб со вставным спиральным элементом. Проведены аналитические исследования на герметичность при высоких значениях давлений и температуры. Определены оптимальные параметры.

Ключевые слова: выносливость, герметичность, соединение, конструкция, элемент.

The article deals with the impact analysis of the design factors on the persistence and tightness of threaded pipe joints of drill pipes and casing tubes. The elastically deformed state of the pipe junction with insertion coil is theoretically substantiated. The patterns of tight points of thin wall pipes with insertion coil are developed. The tightness theoretical investigations under high pressure and temperature are performed. The optimal parameters are determined.

Keywords: endurance, integrity, connection, design, element.

Для забезпечення України енергоносіями необхідне підвищення рівнів видобування вуглеводневої сировини, що є неможливим без збільшення об'єму бурових робіт та без підвищення якості кріплення та довговічності свердловин.

Особливо важливою є проблема забезпечення стійкості обсадної колони під час кріплення пластичних порід (зокрема соленосних відкладів). Масивні сольові відклади присутні на родовищах Дніпровсько-Донецької западини. Головною особливістю буріння та кріплення в цих умовах є наявність хомогенних відкладів нижньої пермі, до складу яких входять дуже агресивні, різні за товщиною прошарки бішофітних відкладів, які, в основному, і є причиною ускладнень при бурінні та експлуатації свердловин.

Одним з найбільш поширених видів пошкоджень обсадних колон є втрата герметичності різьбових з'єднань. Герметичність різьбових з'єднань труб – це властивість з'єднань забезпечувати їх непроникність під дією навантажень надлишкового тиску рідини чи газу.

Обсадні труби нафтового сортаменту у відповідності до ГОСТ 632-80 виготовляються з різьбою трикутного і трапецеїдального профілю. Значний відсоток продукції трубопрокатних заводів країни випускається з різьбою трикутного профілю (ОТТМ), яка є негерметичною, а існуючі ущільнюючі мастила і герметики в більшості випадків не забезпечують герметичності таких різьб.

Конструктивні зазори різьби – це гвинтові канали, призначені для забезпечення задовільного згвинчування і розгвинчування різьбових з'єднань. Розміри конструктивних зазорів у багато разів перевищують висоту виступів на бокових гранях витків різьби, яка визначається чистотою поверхні. Крім конструктивних зазорів у будь-якому різьбовому з'єднанні присутні зазори технологічного характеру, які розраховуються відхиленням параметрів різьби від номінальних, що виникають в процесі виготовлення, але не виходять за межі ГОСТ 632-80. Конструктивні та технологічні зазори є причиною негерметичності різьбових з'єднань обсадних труб. Отже, необхідно підвищувати точність нарізання різьб, а при проектуванні їх конструкцій задавати мінімальні допуски на відхилення від оптимальних значень геометричних параметрів.

Оскільки всі труби нафтового сортаменту з'єднуються конічними різьбами, дослідимо кут підйому витка конічної різьби. Параметри конічної гвинтової лінії вказано на рис. 1.

При переміщенні матеріальної точки $M(x, y, z)$ вздовж твірної гвинтової лінії, навколо осі різьби на кут 2π , вона переміститься вздовж осі на величину, рівну крокові різьби S . Розгортка витка гвинтової лінії зображена на рис. 2.

Приймаючи, що кут піднімання гвинтової лінії не змінюється, і лінія АВ є прямою, одержали залежність для визначення кута ϕ піднімання гвинтової лінії:



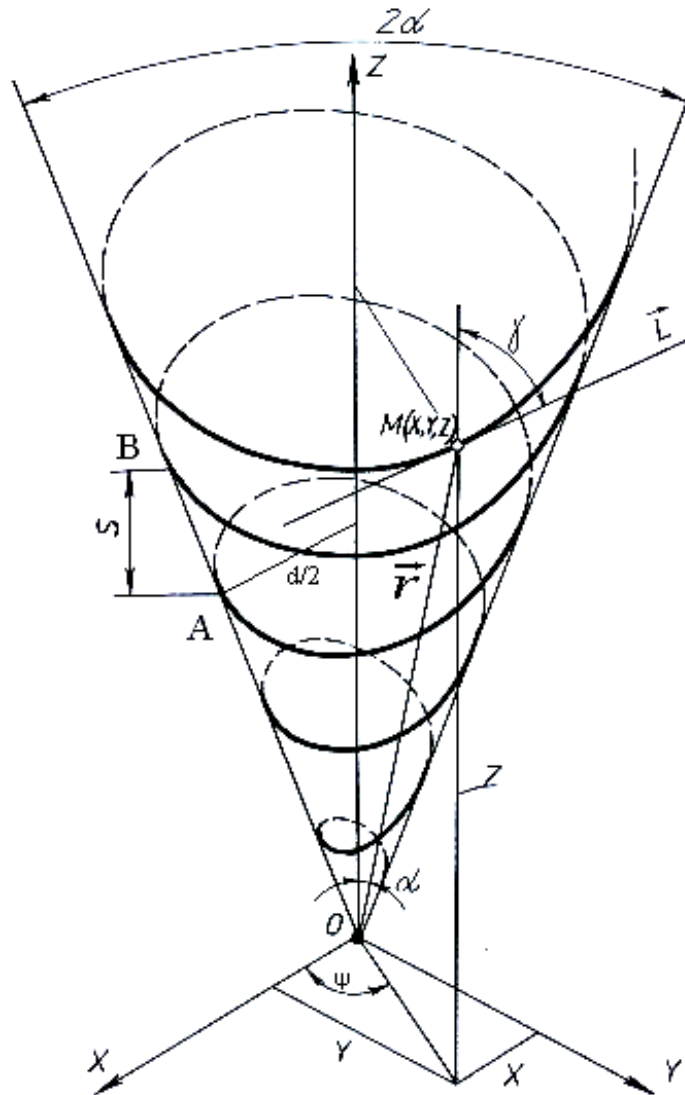


Рисунок 1 – Параметри конічної гвинтової лінії

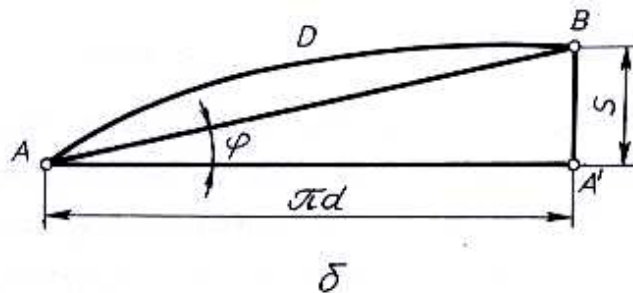


Рисунок 2 – Розгортка витка конічної гвинтової лінії

$$\varphi = \arctg \frac{S}{\pi d}. \quad (1)$$

Проте ця залежність справедлива лише для циліндричних різьб, тому що в конічних різьбах діаметр змінюється і розгортка має криволінійну форму (лінія АДВ рис. 2).

Під час проектування конічних різьб і визначення геометричних параметрів у формулі (1) під α розуміють середній діаметр витка різьби, а під φ – середнє значення кута його

піднімання за виток. Розрахунок за формулою (1) призводить до отримання значних похибок у випадку малого діаметра, великого кроку і конусності різьби.

Виведемо рівняння конічної гвинтової лінії на основі елементів векторного аналізу, використовуючи параметр ψ – кут повороту навколо осі OZ, S – крок різьби, α – кут нахилу $\vec{r}$ від осі OZ (S і $\alpha = \text{const}$).

Нехай точка $M(x, y, z)$ належить лінії. Параметричне рівняння лінії:

$$\begin{cases} x = \frac{S \cdot \operatorname{tg} \alpha}{2\pi} \psi \cos \psi; \\ y = \frac{S \cdot \operatorname{tg} \alpha}{2\pi} \psi \sin \psi; \\ z = \frac{S \cdot \psi}{2\pi}. \end{cases} \quad (2)$$

Запишемо вектор-функцію $\vec{r}(t)$, годографом якої є сама гвинтова лінія:

$$\begin{aligned} \vec{r}(t) = & \frac{S \cdot \operatorname{tg} \alpha}{2\pi} \psi \cos \psi \cdot \vec{i} + \\ & + \frac{S \cdot \operatorname{tg} \alpha}{2\pi} \psi \sin \psi \cdot \vec{j} + \frac{S \cdot \psi}{2\pi} \vec{k}. \end{aligned} \quad (3)$$

Взявши похідну за часом з рівняння (3), одержимо:

$$\begin{aligned} \frac{d\vec{r}}{dt} = & \frac{S \cdot \operatorname{tg} \alpha}{2\pi} (\cos \psi - \psi \sin \psi) \vec{i} + \\ & + \frac{S \cdot \operatorname{tg} \alpha}{2\pi} (\sin \psi + \psi \cos \psi) \vec{j} + \frac{S}{2\pi} \vec{k}. \end{aligned} \quad (4)$$

Кут нахилу вектора $\frac{d\vec{r}}{dt}$ до осі OZ:

$$\cos \gamma = \frac{\frac{dz}{dt}}{\sqrt{\left(\frac{dx}{dt}\right)^2 + \left(\frac{dy}{dt}\right)^2 + \left(\frac{dz}{dt}\right)^2}}. \quad (5)$$

Після підстановки (5) в (4) одержимо:

$$\begin{aligned} \cos \gamma = & \frac{S}{2\pi} \cdot \left\{ \frac{S^2}{4\pi^2} \operatorname{tg}^2 \alpha (\cos \psi - \psi \sin \psi)^2 + \right. \\ & \left. + \frac{S^2}{4\pi^2} \operatorname{tg}^2 \alpha (\sin \psi + \psi \cos \psi)^2 + \frac{S^2}{4\pi^2} \right\}^{-1/2} = (6) \\ = & \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \alpha} + \operatorname{tg}^2 \alpha \cdot \psi^2}}. \end{aligned}$$

Перепишемо залежність (6) так, щоб у неї входили лише стандартизовані величини з врахуванням, що $\cos \gamma = \cos(90^\circ - \varphi) = \sin \varphi$. Отримаємо:

$$\sin \varphi = \frac{1}{\sqrt{\frac{\pi^2 d^2}{S^2} + \frac{1}{\cos^2 \alpha}}}. \quad (7)$$

Відповідно

$$\varphi = \arcsin \frac{1}{\sqrt{\frac{\pi^2 d^2}{S^2} + \frac{1}{\cos^2 \alpha}}}. \quad (8)$$

Для циліндричних різьб $\angle \alpha = 0$, тоді

$$\sin \varphi_\varphi = \frac{1}{\sqrt{\frac{\pi^2 d^2}{S^2} + 1}}. \quad (9)$$

Відмінність формули (9) для визначення кута піднімання витка різьби полягає в тому, що крім геометричних параметрів – діаметра d і кроку різьби S – враховується ще й конусність різьби. Використання одержаної формули дає змогу уточнити розрахунки геометричних параметрів конічних різьб.

З метою підвищення експлуатаційних характеристик обсадних труб під час роботи за значних тисків та температури, а також під дією агресивних флюїдів розроблено конструкції муфтових різьбових з'єднань із вставним спіральним елементом [1].

Схему муфтового різьбового з'єднання із вставним спіральним елементом зображено на рис. 3. Різьбове з'єднання складається з муфти 1 і ніпеля 2. На внутрішній конічній поверхні муфти та зовнішній конічній поверхні ніпеля виконані спіральні канавки. В порожнині, яка утворена конічними спіральними канавками муфти і ніпеля, розміщується вставний конічний спіральний елемент 3, довжина якого принаймні на 1 виток менша від довжини гвинтових канавок муфти ніпеля. З обох сторін спіральних канавок, які розміщені на внутрішній конічній поверхні муфти і конічній поверхні ніпеля, виконані стабілізуючі ділянки.

З метою підвищення герметичності з'єднання вставний спіральний елемент виготовляється із матеріалу, коефіцієнт об'ємного температурного розширення якого більший, ніж такий для матеріалу муфти і труби (ніпеля). За фізико-механічними властивостями, для цього найкраще підходить бронза ОСЦ-555, БР-ОФ7-02, БР ОСЦ4-4-2,5, оскільки володіє високою границею плинності $\sigma_{0,2}$.

Конічні спіральні канавки виконуються на взаємодіючих конічних поверхнях муфти і ніпеля з конусністю, меншою від базової на величину співвідношення між діаметром поперечного перерізу вставного спірального елемента та довжиною конічної поверхні муфти, або ніпеля із спіральною канавкою. Крок спіральних канавок залежить від типорозміру і приймається, рівним 1,5÷2,5 діаметра поперечного перерізу вставного спірального елемента.

При згвинчуванні з'єднання відбувається посадка вставного спірального елемента в різьбові конічні канавки ніпеля і муфти. Оскільки вставний спіральний елемент виготовлений із бронзи ОСЦ-555, то коефіцієнт тертя бронзи зі сталлю на 50% менший, ніж сталь зі сталлю, що покращує припрацювання різьби та запобігає виникненню задирок при згвинчуванні і розгвинчуванні з'єднання.

Для багатократного згвинчування і розгвинчування та зменшення крутного моменту відгвинчування з'єднання вставний спіральний елемент в кінці гвинтової канавки муфти фіксується в спеціальному заглибленні. Відповідно вільна гвинтова канавка розміщена на початку муфти.

Із збільшенням глибини свердловини температура підвищується, а вставний спіральний елемент, виготовлений з матеріалу, коефіцієнт



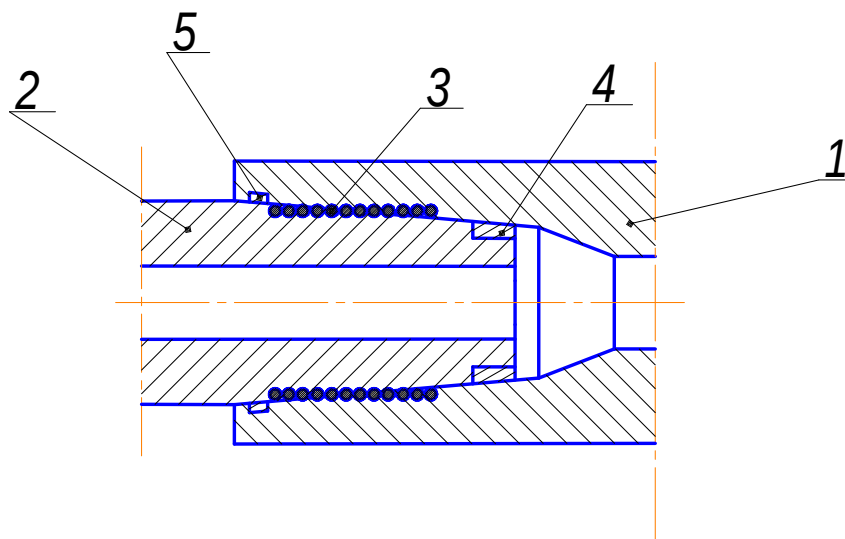


Рисунок 3 – Схема різьбового з'єднання з вставним спіральним елементом

об'ємного розширення якого є більшим, ніж муфти і ніпеля. Внаслідок цього виникають додаткові контактні тиски в радіальному напрямку, що забезпечує високу герметичність з'єднання.

З підвищенням температури відбувається видовження вставного елемента, і він заповнює вільні гвинтові канали. Наявність вільних гвинтових каналів унеможливує створення контактних напружень, вищих за пружність матеріалу. Герметичність такого з'єднання суттєво залежить від точності виготовлення, чистоти поверхні, фізико-механічних властивостей матеріалу, величини крутного моменту згвинчування. Незначні відхилення від оптимальних значень параметрів елементів різьби призведе до негерметичності різьбового з'єднання.

З метою підвищення герметичності та експлуатаційної надійності різьбового з'єднання із вставним спіральним витком на стабілізуючій конічній ділянці ніпельної частини з'єднання виконується кільцеве циліндричне проточування, на яке з додатнім діаметральним натягом здійснюється посадка герметизуючого елемента, виготовленого з матеріалу, коефіцієнт об'ємного температурного розширення якого є більшим, ніж такий муфти і труби (бронза ОСЦ-555, БРОФ7-0,2 та ін.). Зовнішній діаметр герметизуючого елемента та його конусність контролюється калібром-кільцем, що забезпечує посадку конічних стабілізуючих ділянок ніпельної і муфтової частин з'єднання з додатнім діаметральним натягом Δ_3 . В результаті цього відбуваються деформації муфти і ніпеля, які описуються моментною теорією тонкостінних кругових оболонок. Переміщення W серединної поверхні муфти чи труби під дією тиску P без крайового ефекту становить [2]:

$$w = \frac{P}{4\beta^4 D}, \quad (10)$$

де: β – коефіцієнт згасання деформацій, $1/\text{мм}$;

D – коефіцієнт жорсткості стінки на згин, $\text{Н}/\text{мм}$.

Коефіцієнт жорсткості оболонки (ущільнюючого герметизуючого елемента):

$$J = \frac{Eh}{R^2}, \quad (11)$$

де: E – модуль пружності матеріалу, МПа ;

h – товщина стінки, мм ;

R – радіус циліндричної поверхні, мм .

Радіальні переміщення внутрішньої поверхні стінки $w = w(x)$ в довільному перерізі x пружної тонкостінної оболонки, пов'язані між собою диференціальним рівнянням четвертого порядку [2]:

$$\frac{d^2}{dx^2} \left(D \frac{d^2 w}{dx^2} \right) + jw = P(x), \quad (12)$$

де $P(x)$ – еквівалентний тиск, що відповідає різниці внутрішнього і зовнішнього тисків на поверхні оболонки і діє у напрямку, перпендикулярному до серединної поверхні.

З врахуванням того, що герметизуючий елемент має конічну форму, а внутрішній тиск, який діє на різьбові з'єднання обсадної колони, однаковий, після підстановки значень у рівняння (12) та його розв'язку (10) одержимо:

$$w = \frac{P_{\text{вн}} \cdot R^2}{Eh}. \quad (13)$$

Звідси випливає, що пружно-деформований стан конічної частини герметичного елемента визначається радіальним натягом на конічних ущільнюючих поверхнях, тобто:

$$w = \Delta. \quad (14)$$

З підвищенням температури у свердловині внаслідок температурного радіального розширення на конічних поверхнях герметизуючого елемента та стабілізуючої ділянки муфти виникають значні контактні тиски, які пружно деформують герметизуючий елемент і зменшують його на величину:

$$w_k = (\alpha_1 - \alpha_2) \cdot TR, \quad (15)$$

де α_1 і α_2 – коефіцієнти об'ємного температурного розширення герметизуючого елемента і з'єднання.

Додаткові контактні тиски, які при цьому виникають, визначаються співвідношенням:

$$P_k = \frac{Eh}{R}(\alpha_1 - \alpha_2)T. \quad (16)$$

Відповідно, сумарний тиск, який діє на герметизуючий елемент і спричинює його пружну деформацію, дорівнюватиме

$$P = \frac{P_{вн} \cdot R^2}{Eh} + \frac{Eh}{R}(\alpha_1 - \alpha_2)T. \quad (17)$$

Отже, різниця між коефіцієнтами об'ємного температурного розширення матеріалів герметизуючого елемента та муфти і ніпеля різьбового з'єднання забезпечує підвищення контактного тиску в ущільненні, а, відповідно, і герметичність обсадної та теплонагнітальної колон.

Для того, щоб не вимивалось мастило з різьбового з'єднання під дією тисків та промивальної рідини, на стабілізуючій ділянці муфти зі сторони торця додатково розміщують герметизуючий елемент з фтор-вуглеводневого матеріалу (зокрема фторопласт Ф4М та ін.). Таким чином, дане різьбове з'єднання під час експлуатації в зоні високих температур і тисків володіє підвищеною герметичністю і має технічні переваги над іншими конструкціями з'єднань зі вставними витками.

Експериментальні та промислові дослідження даного типу герметизації різьбових з'єднань обсадних та теплонагнітальних колон підтвердили їх високу ефективність і надійність.

Висновки

1. На основі аналізу конструктивних особливостей конічних різьбових з'єднань удосконалена формула розрахунку кута піднімання конічної гвинтової лінії, використання якої дозволяє уточнити розрахунки геометричних параметрів різьб та внести корективи в способи і технології зміцнення різьб та підвищення експлуатаційних характеристик обсадних та бурильних колон.

2. Розроблено високо-герметичні конструкції конічних різьбових з'єднань тонкостінних бурильних труб із вставним витком (А.с. 1830409). Досліджено пружно-деформований стан з'єднання при термоциклічних процесах. На основі аналізу результатів дослідження даних, визначено раціональні параметри з'єднання та герметизуючих елементів, що забезпечують герметичність і довговічність обсадних та теплонагнітальних колон.

Література

1 А.с. 1830409 СССР E21B17/042. Резьбовое соединение тонкостенных бурильных труб // Б.А.Чернов, Е.И.Крижановский, Е.М.Довжок, Д.И.Хома, Н.А.Чернов(СССР). - №488116/03; заявл. 02.04.90; опубл. 30.07.93, Бюл. №28.

2 Яворський В.М. Пружно-деформований стан муфтового з'єднання обсадних труб з герметизуючим елементом у високотемпературних свердловинах / В.М.Яворський, М.Є.Чернова, Б.О.Чернов // Нафтогазова енергетика. – 2009. – № 1 (10). – С.41-45.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.03.11

Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.



ОКИСЛЕНИЙ КРОХМАЛЬНО-КАРБОКСИЛЬНИЙ РЕАГЕНТ

¹М.І. Оринчак, ¹О.С. Бейзик, ²М.М. Оринчак

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nng.edu.ua

²НАК «Нафтогаз України», 00001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6

В усьому світі для регулювання параметрів прісних та слабкомінералізованих бурових розчинів найчастіше застосовують карбоксиметилцелюлозу (КМЦ). Однак в нашій країні виробництво КМЦ не налагоджено, що спричиняє її дефіцит і високу вартість. Замінником КМЦ міг би слугувати екструзивний крохмаль (ЕКР), який в нашій країні виробляється у великих кількостях і відносно дешевий. Проте ЕКР має низку недоліків: низька термостійкість (110-115 °С), нестійкість до бактерицидної агресії, нерозчинність у воді, що ускладнює роботу бурової бригади у разі його застосування. Для покращення властивостей крохмалю і розширення області його застосування автори розробили окислений крохмальнокарбоксильний реагент (ОККР), який рекомендують для регулювання параметрів бурових розчинів. ОККР отримують у результаті окислення макромолекули ЕКР і прививання до неї карбоксиметильної групи (CH_2COOH). Рекомендований реагент розчинний в воді, що полегшує роботу бурової бригади, стійкий до бактерицидної агресії, тому відпадає необхідність у застосуванні реагентів-антисептиків, а межа термостійкості становить 140 °С. Реагент ефективно знижує фільтрацію прісних і слабкомінералізованих розчинів, та удвічі дешевший за КМЦ.

Ключові слова: окислений крохмально-карбоксильний реагент, крохмально-карбоксильний реагент, екструзивний крохмаль, перманганат калію, гідроксид калію, монохлороцтова кислота, карбоксиметильна група

С целью регулирования параметров пресных и слабоминерализованных буровых растворов чаще всего используют карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ). Однако производство КМЦ в нашей стране не налажено, что приводит к ее дефициту и большой себестоимости. В качестве заменителя КМЦ можно воспользоваться экструзионным крахмалом (ЭКР), который вырабатывается в нашей стране в больших объемах и относительно дешевый. Однако ЭКР имеет ряд недостатков: низкая термостойкость (110-115 °С), неустойчивость к бактерицидной агрессии, нерастворимость в воде, что усложняет работу буровой бригады при его применении. Для улучшения свойств крахмала и расширения области его применения предлагается разработанный авторами окисленный крахмально-карбоксильный реагент (ОККР) для регулирования свойств буровых растворов. ОККР получают в результате окисления молекулы ЕКР и прививки к ней карбоксиметильной группы (CH_2COOH). Предлагаемый реагент растворим в воде, что облегчает работу буровой бригады при обработке бурового раствора, имеет предел термостойкости 140 °С, растворим в воде, стойкий к бактерицидной агрессии, эффективно снижает фильтрацию пресных слабоминерализованных растворов и в 2 раза дешевле по сравнению с КМЦ.

Ключевые слова: окисленный крахмально-карбоксильный реагент, крахмально-карбоксильный реагент, экструзионный крахмал, перманганат калия, гидроксид калия, монохлоруксусная кислота, карбоксиметильная группа

Carboxymethylcellulose (CMC) is used all over the world to control the parameters of fresh and low-mineralized drilling mud. However production of CMC in our country is not properly arranged, which causes its deficit and high cost. An extrusive starch reagent (ESR) which is produced in our country in large volumes and is relatively cheap could have been a substitute for CMC. But ESR has several shortcomings including low thermal resistance (110-115 °C). In addition it's nonresistant to bactericidal aggression as well as nonsoluble in water. As a result these factors complicate the application of ESR by the drilling crew. To improve the properties of starch and to broaden sphere of its application the authors of the article introduced oxidized starch carboxyl reagent (OSCR) which can be used to regulate drilling mud parameters. OSCR can be obtained in the process of joining a carboxymethyl group (CH_2COOH) to the oxidized ESR macromolecule. The proposed reagent is water-soluble which makes the drilling mud treatment easier. The reagent is also resistant to bactericidal aggression. The limit of its thermal resistance can reach 140 °C. Besides it effectively decreases the filtration of fresh and low-mineralized drilling mud and is two times cheaper than carboxymethylcellulose.

Key words: oxidized starch carboxyl reagent, starch carboxyl reagent, extrusive starch, potassium permanganate, potassium hydroxide, monochloroacetic acid, carboxymethyl group.

В нашій країні екструзивний крохмальний реагент (ЕКР) широко застосовують для зниження фільтрації бурових розчинів. ЕКР отримують шляхом екструзії (протискування крізь дрібне сито) картоплі, кукурудзи тощо. ЕКР, отриманий у такий спосіб, має, окрім крохмалю, підвищений вміст клітковини, тому його застосовують для обробки бурових розчинів у

вигляді 10-15% водно-лужного розчину. Екструзивний крохмаль відносно дешевий, виробляється в нашій країні в великій кількості, стійкий до солей Ca^{+2} та Mg^{+2} . Але він має деякі недоліки: нерозчинний у воді; нестійкий до бактерицидної агресії; володіє низькою термостійкістю (110-115 °С).



В останні роки, у зв'язку зі збільшенням потреб нафти і газу в народному господарстві виникла необхідність в бурінні глибоких свердловин, де температура на вибої свердловини перевищує 150°C. За таких обставин для регулювання параметрів розчину найчастіше застосовують КМЦ, яка в нашій країні не виробляється, тому є дефіцитною, а її вартість перевищує вартість ЕКР приблизно у 6-7 разів.

Метою цієї роботи є усунення недоліків ЕКР, розроблення рецептури і технології приготування окисленого крохмально-карбоксильного реагенту, який за своїми властивостями наближається до широко розповсюдженого у всьому світі КМЦ.

Поставленої мети досягнуто за рахунок окислення макромолекули ЕКР і прививання до неї карбоксиметильної групи (CH_2COOH).

Склад і рецептуру окисленого крохмально-карбоксильного реагенту (ОККР) визначено на основі експериментальних даних, отриманих під час проведення серії лабораторних досліджень. Дослідження проведено на екструзивному крохмалю, отриманому із кукурудзи або картоплі.

Кількість замірів, необхідних для отримання достовірних даних, визначено за величиною коефіцієнта варіації, середньоарифметичного значення замірів ($\bar{X}$), та середньоквадратичного відхилення (S), величину яких розраховано за відомими формулами [1]. Якщо похибка перевищувала 3%, то відповідні заміри вилучали із розрахунків. Результати аналізу різних залежностей свідчать, що при кількості замірів 2-3 в кожному досліді похибка не перевищувала 7%, тому цю величину нами було прийнято за основу.

Спочатку серед відомих окислювачів, таких як азотна кислота (HNO_3), перекис водню (H_2O_2), перманганат калію (KMnO_4), сірчана кислота (H_2SO_4) та ін. визначено найбільш ефективний [2]. Потім екструзивний крохмаль обробляли гідроксидом калію, тобто проводили реакцію мерсеризації (*реакція мерсеризації – це реакція взаємодії складних органічних сполук з лугом; ця реакція названа на честь німецького хіміка Мерсера, який запропонував її вперше*). Одночасно в отриманий лужний крохмаль вводили перманганат калію і отримали названий нами окислений лужний крохмаль.

Після закінчення реакції мерсеризації в окислений лужний крохмаль вводили монохлороцтову кислоту ($\text{MXOK} - \text{CH}_2\text{ClCOOH}$), тобто проводили реакцію етерифікації (*реакція етерифікації – це утворення складних ефірів з кислот і спиртів*) або, іншими словами, здійснили прививання карбоксиметильної групи (CH_2COOH) до макромолекули крохмалю, внаслідок чого було покращено розчинність реагента, підвищено його термостійкість і, найголовніше, підвищено стійкість крохмалю до бактеріальної агресії.

Для отримання окисленого крохмально-карбоксильного реагента у 6% водний розчин ЕКР на першому етапі дослідження вводили різну кількість окислювача і спостерігали за зміною двох основних параметрів: фільтрації та

умовної в'язкості суспензії. Враховуючи ефективність дії та розчинність окислювача, найкращим за результатами отриманих дослідів було вибрано перманганат калію. Незначні домішки KMnO_4 до крохмалю покращують його фільтраційні і одночасно знижують реологічні властивості.

На другому етапі досліджували вплив гідроксиду калію та перманганату калію на розчинність екструзивного крохмалю. Для цього у перші три проби ЕКР масою по 50 г введено попередньо перетертий гідроксид калію у співвідношенні ЕКР:КОН 10:0,05; 10:1; 10:1,5, а в четверту і п'яту проби ЕКР масою по 50 г введено попередньо перетертий перманганат калію у співвідношенні ЕКР: KMnO_4 =10:0,01 та 10:0,02. Після ретельного перемішування цих сумішей протягом 10 хв. до них доливали воду для отримання 10% водного розчину крохмалю. Суспензію перемішували і спостерігали за стабільністю розчину протягом 10 діб (рис.1).

Одразу після змішування компонентів спостерігали повну розчинність суспензії у всіх пробах, окрім першої. Розчинність суспензії в першій пробі становила 60%. Через 7 діб розчинність суспензії в другій і третій пробах залишалась стабільною, в четвертій і п'ятій пробах спостерігали чіткий розподіл: осад, світла рідина, тверда фаза з бульбашками газу, що свідчить про деструкцію ЕКР.

Отже, перманганат калію впливає на розчинність екструзивного крохмалю, але не запобігає його деструкції. Мінімальна концентрація гідроксиду калію, що забезпечує повну розчинність суспензії і запобігає деструкції ЕКР, становить 10%.

На наступному етапі досліджували сумісний вплив КОН і KMnO_4 на розчинність ЕКР при такому співвідношенні компонентів:

ЕКР: KMnO_4 :КОН - 10:0,02:1;

ЕКР: KMnO_4 :КОН - 10:0,02:2;

ЕКР: KMnO_4 :КОН - 10:0,04:1;

ЕКР: KMnO_4 :КОН - 10:0,04:2;

ЕКР: KMnO_4 :КОН - 10:0,03:1.

Аналогічно, як і в попередньому випадку, подрібнювали гідроксид калію, перманганат калію і додавали до екструзивного крохмалю. Суміш перемішували і готували 10% водний розчин суспензії. Після відстоювання суспензії протягом 10 діб отримано результати, за якими побудовано діаграми, наведені на рис.2.

Як бачимо із наведеного рисунка, в першій пробі розчинність суспензії становила 99,5%, осад відсутній, розчин стабільний. Зверху проглядалась тоненька смужка світлої рідини. У другій пробі відбулася деструкція крохмалю. Розчин розділився на дві частини – верхня частина - світлий стовпчик рідини, а нижня – сіра насичена суспензія. В третій і четвертій пробірках розчинність ЕКР становила 97-98%. Крім того, у верхній частині цих пробірок утворився темний прошарок в'язкої темної рідини, що свідчить, на нашу думку, про надлишок KMnO_4 . Кращі результати отримані в п'ятій пробі – розчинність ЕКР дорівнює 100%, розчин стабільний, осад відсутній.

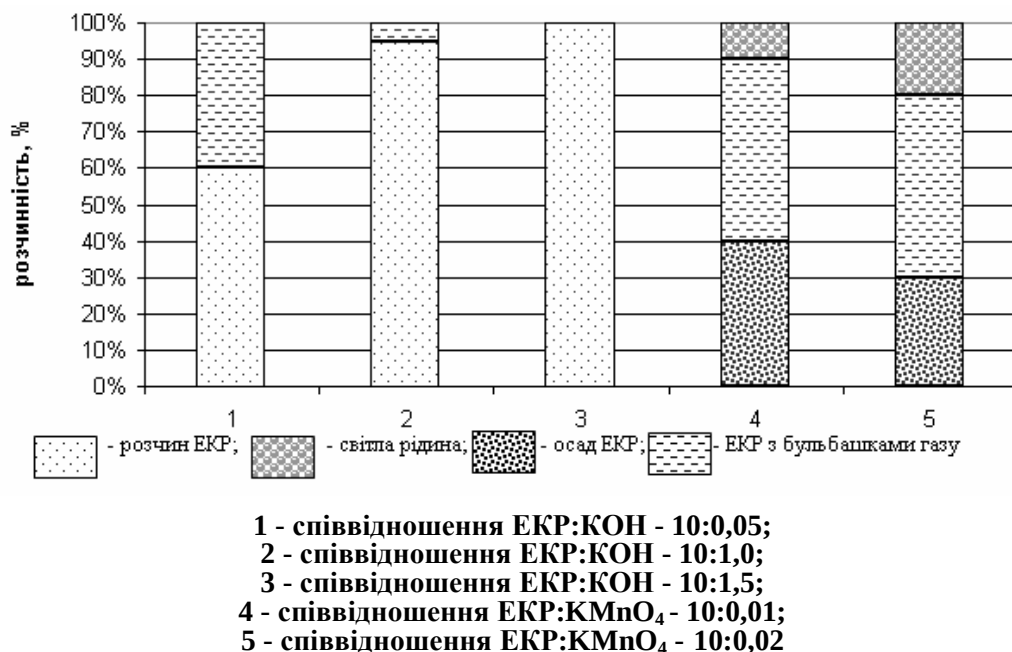


Рисунок 1 – Вплив КОН і KMnO₄ на розчинність ЕКР

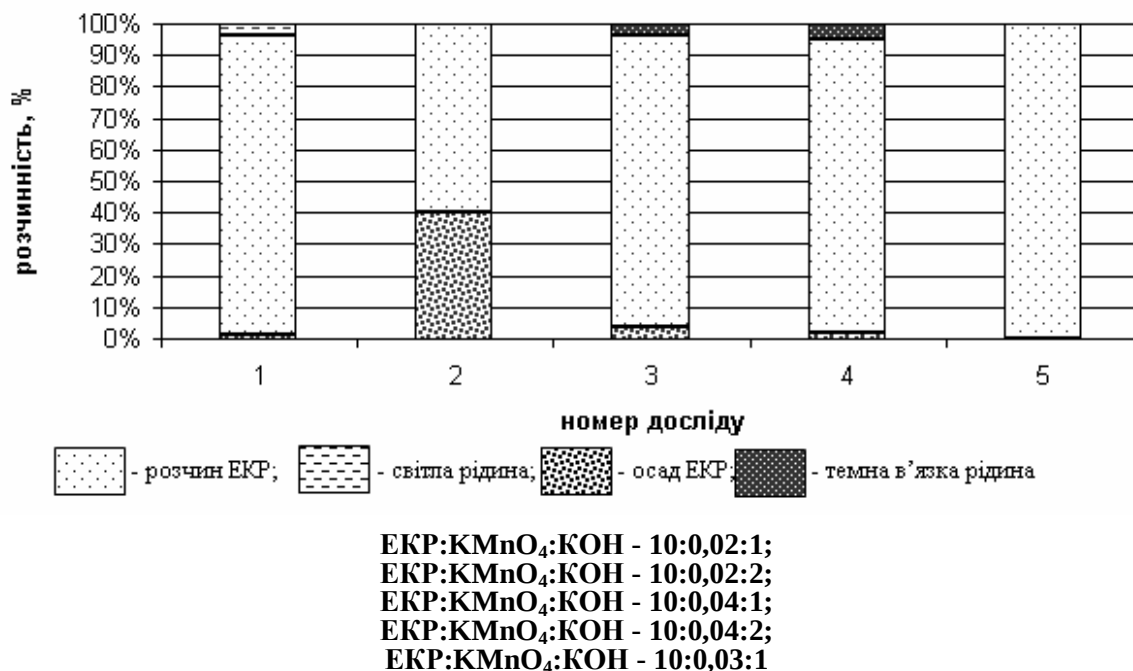


Рисунок 2 – Сумісний вплив КОН і KMnO₄ на розчинність суспензії ЕКР

Отже, найкращий окислений лужний крохмаль отримали за таких співвідношень компонентів ЕКР:KMnO₄:КОН – від 10:0,02:1 до 10:0,03:1.

На третьому етапі дослідження проводили реакцію естерифікації, для якої до окисленого лужного крохмалю вводили монохлороцтову кислоту (МХОК) за такого співвідношенні компонентів:

1. ЕКР:KMnO₄:КОН:МХОК - 10:0,02:1:1;
2. ЕКР:KMnO₄:КОН:МХОК - 10:0,02:1:0,75;
3. ЕКР:KMnO₄:КОН:МХОК - 10:0,02:1:0,5;
4. ЕКР:KMnO₄:КОН:МХОК - 10:0,02:1,25:0,8.

Окислений лужний крохмаль і МХОК ретельно перемішували протягом 2-3 годин. Протікання реакції контролювали за кількістю хлору, який виділявся під час перемішування компонентів та розчинністю окисленого лужного крохмалю.

Після отримання окисленого крохмально-карбоксильного реагенту (ОККР) перевіряли його на термостійкість, розчинність у воді та стійкість до бактеріцидної агресії.

Визначення межі термостійкості ОККР проводили в такій послідовності. До бурового розчину ввели ОККР і помістили в автоклав, підвищуючи поступово температуру до 140°C і

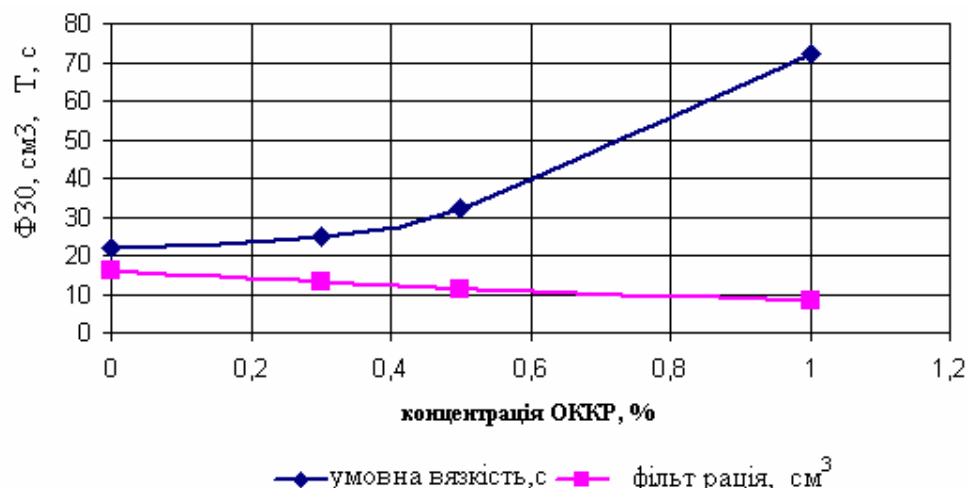


Рисунок 3 – Вплив концентрації ОККР (ЕКР:KMnO₄:KOH:MXOK - 10:0,02:1:1) на фільтрацію та умовну в'язкість бурового розчину

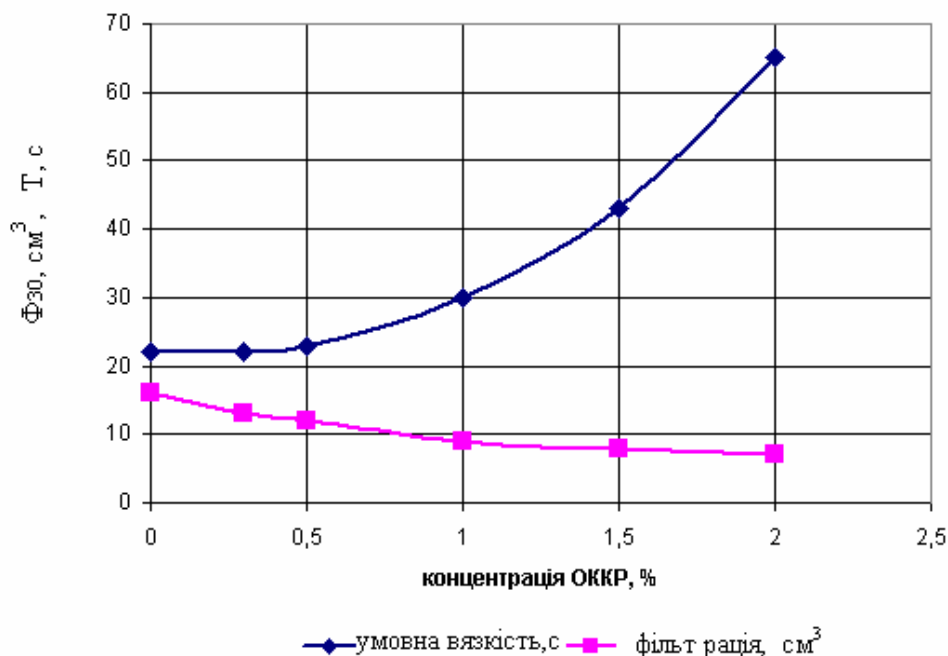


Рисунок 4 – Вплив концентрації ОККР (ЕКР:KMnO₄:KOH:MXOK - 10:0,02:1:0,75) на фільтрацію та умовну в'язкість бурового розчину

одночасно перемішуючи його. Буровий розчин при заданій температурі витримували протягом 3 годин, а після охолодження його умовна в'язкість та фільтрація залишались стабільними.

Якість ОККР перевіряли, додавши його до глинистої суспензії з такими вихідними параметрами:

$$\rho=1040 \text{ кг/м}^3; T=22 \text{ c}; \Phi=16 \text{ см}^3/30\text{хв}; \\ \theta_1=2 \text{ дПа}; \text{pH}=7,0; K=3 \text{ мм}.$$

Оскільки ОККР розчинний в воді, то в розчин його вводили у вигляді порошку, збільшуючи концентрацію від 0,3% до 1,5%. Розчин, оброблений ОККР, перемішували протягом 5-10хв., а потім заміряли його параметри. Оскільки найбільш інформативними були умовна в'язкість та фільтрація, то нижче наводимо

графічні залежності цих параметрів від концентрації реагента (рис. 3, 4).

Із наведеного рисунка бачимо, що фільтрація глинистого розчину повільно зменшується, а умовна в'язкість інтенсивно зростає при збільшенні вмісту ОККР понад 0,5%.

На рис. 4 наведено залежності, аналогічні тим, які наведені на рис. 3.

Порівнявши отримані графіки, наведені на рис. 4, з відповідними їм графіками на рис. 3, бачимо, що умовна в'язкість суспензії збільшується повільніше, а фільтрація незначно зменшується.

Аналогічні залежності наведені на рис. 5. Вміст MXOK в ОККР зменшений у в цьому випадку на 50% порівняно з даними, наведеними на рис.3.

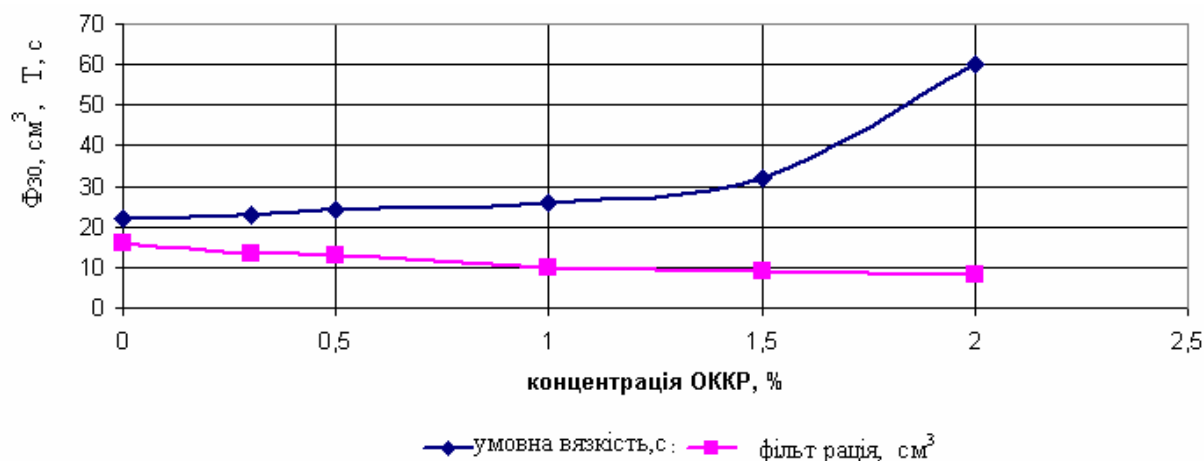


Рисунок 5 – Вплив концентрації ОККР (ЕКР:КМnO₄:КОН:МХОК - 10:0,02:1:0,5) на фільтрацію та умовну в'язкість бурового розчину

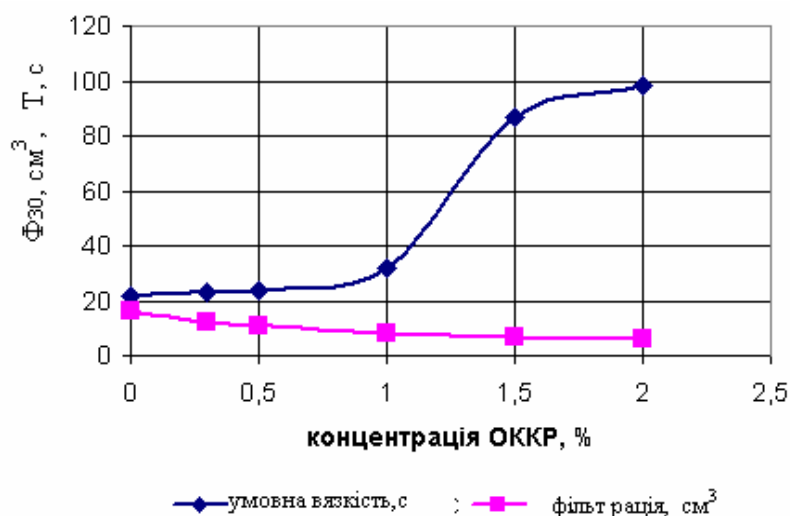


Рисунок 6 – Вплив концентрації ОККР (ЕКР:КМnO₄:КОН:МХОК - 10:0,02:1,5:0,8) на фільтрацію та умовну в'язкість бурового розчину

Порівнюючи графічні залежності, наведені на рис. 3, 4, 5, бачимо, що зі зменшенням концентрації МХОК в ОККР інтенсивність збільшення умовної в'язкості суттєво знижується, а фільтрація залишається стабільною, або незначно знижується.

Для покращення впливу ОККР на фільтраційні властивості суспензії при досягнутій зміні реологічних властивостей було збільшено на 25% вміст гідроксиду калію і прийнято значення МХОК із раніше наведених досліджень.

На рис.6 наведена залежність зміни умовної в'язкості і фільтрації глинистої суспензії від відсоткової домішки ОККР з співвідношенням між компонентами ЕКР:КМnO₄:КОН:CH₂ClCOOH - 10:0,02:1,25:0,8.

Як бачимо із наведеного рисунка, основна мета дослідження досягнута, а саме, зі збільшенням дози ОККР фільтрація глинистої суспензії зменшується достатньо інтенсивно при незначному зростанні умовної в'язкості. Враховуючи, що за концентрації ОККР в глинистій суспензії понад 1,2% умовна в'язкість різко зростає, а фільтрація незначно знижується, оптимальна домішка ОККР на першому етапі до-

слідження для прісних та слабкомінералізованих розчинів коливається в межах 0,3-1,2%. Враховуючи, що макромолекули крохмалю стійкі до сольової агресії, навіть до солей, зв'язаних іонами Ca⁺² та Mg⁺², оптимальна домішка ОККР в соленасичених розчинах може змінитись несуттєво.

На завершення проведено оцінку ефективності ОККР і ККР [4]. Для цього у глинисту суспензію з параметрами Ф=16м³/30 хв., Т=22 с вводили по чергово по 0,5%; 1% і 1,5% ККР і ОККР. При концентрації ККР в глинистій суспензії 1% фільтрація зменшилась з 16 см³/30 хв. до 12см³/30 хв., а при тій же концентрації ОККР фільтрація зменшилась з 16 см³/30 хв. до 8 см³/30 хв. Умовна в'язкість суттєво не відрізнялась. Отже ОККР понижує фільтрацію глинистої суспензії приблизно удвічі ефективніше, ніж ККР.

Аналізуючи отримані результати можна зробити такі висновки:

– ОККР розчинний у воді, а тому його можна вводити в буровий розчин у вигляді товарного продукту, що полегшить роботу бурової бригади при обробці бурових розчинів;

– отриманий хімреагент стійкий до бактеріцидної агресії. Відпадає необхідність в обробці розчину хімреагентами – антисептиками;

– ОККР має мету термостійкості 140°C, тобто прирівнюється за цим показником до широко розповсюдженого хімреагента у всьому світі - КМЦ;

– отриманий хімреагент зменшує фільтрацію бурового розчину приблизно удвічі ефективніше, ніж ККР.

– економічна доцільність застосування ОККР очевидна, тому що вартість ОККР удвічі менша, ніж КМЦ.

Література

1 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.

2 Краткая химическая энциклопедия [Текст]; [под редакцией Клуяну И.Л. и др.]. – М.: Недра, 1963. – Том 2. – 489 с.

3 Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини [Текст] / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.

4 Пат.28686 Україна, МПК⁵ C09K8/02 Карбоксильний крохмальний реагент [Текст] / Оринчак М.І., Бейзик О.С., Оринчак М. М.; заявл.03.05.07; опубл. 25.12.07., Бюл.№21 – 3 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.11.11*

*Рекомендована до друку професором
Коцкуличем Я.С.*



ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМИХ ВІБРАЦІЙ РЕДУКТОРІВ ВЕРСТАТІВ-ГОЙДАЛОК

О.І. Стефанишин

ЦБВО ВАТ "Укрнафта", 79760, Львівська обл., м. Борислав, вул. Шевченка 77-а,
тел. (03248) 41144, e-mail: soi2005.67@rambler.ru

Визначено допустимі рівні вібрацій редукторів штангової свердловинної насосної установки (ШСНУ) та значення віброшвидкості спрацьованого редуктора з метою порівняння із значеннями галузевих стандартів. Динаміка зубчастих передач визначається резонансним станом у системі між вимушеними коливаннями, тому під час зміни частоти обертання редуктора завжди можливе співпадіння частот збудження з частотою власних коливань, що призводить до руйнування елементів коліс і вузла загалом. Для передач з похилими і шевронними зубами рівень вібрації від циклічних помилок зацеплення значно нижчий, ніж у передачах з прямозубими колесами. Прагнення зменшити масу і розміри коліс призводить до створення ажурних форм їх тіла і зменшення частот власних коливань диска і обода, в результаті чого зростає можливість виникнення резонансних коливань диска і обода колеса внаслідок впливу кінематичного збудження через похибки в зацепленні або силового збудження. Точне визначення ще на стадії проектування резонансних режимів та зниження їх інтенсивності є ефективним способом підвищення надійності роботи передач відносно зниження динамічних явищ і підвищення несучої здатності зубчастих передач. Після ремонту, виготовлення та у ході експлуатації редуктора необхідно реєструвати вібрацію обладнання з метою визначення технічного стану редуктора. Отримані в результаті розрахунку допустимі значення віброшвидкості добре узгоджуються з експериментальними та мають досить низький рівень порівняно з рекомендованими стандартами.

Ключові слова: вібрація, віброшвидкість, давач, прискорення, редуктор, свердловина, верстат-гойдалка

Определены допустимые уровни вибраций редукторов штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) и значения виброскорости изношенного редуктора для сравнения со значениями отраслевых стандартов. Динамика зубчатых передач определяется резонансным состоянием в системе между вынужденными колебаниями, потому при изменении оборотов редуктора всегда возможно совпадение частот возбуждения с частотой собственных колебаний, что практически приводит к разрушению в элементах конструкции колес и узла в целом. Для передач с косыми и шевронными зубами уровень вибрации от циклических ошибок зацепления значительно ниже, чем в передачах с прямозубыми колесами. Стремление уменьшить массу и размеры колес приводит к созданию ажурных форм их тела и уменьшению частот собственных колебаний диска и обода, в результате чего возрастает риск возникновения резонансных колебаний диска и обода колеса при кинематическом возбуждении по причине погрешности в зацеплении или силового возбуждения. Точное определение еще на стадии проектирования резонансных режимов и снижения их интенсивности является эффективным способом повышения надежности работы передач относительно снижения динамических явлений и повышения несущей способности зубчатых передач. После ремонта, изготовления и при эксплуатации редуктора необходимо регистрировать вибрацию оборудования, так как она характеризует его состояние, и негативно влияет как на сам редуктор, так и на другое оборудование, работающее в паре с ним, и на здоровье обслуживающего персонала. Полученные при расчете допустимые значения виброскорости хорошо согласовываются с экспериментальными значениями и имеют достаточно низкий уровень по сравнению с рекомендациями стандартов.

Ключевые слова: вибрация, виброскорость, датчик, ускорение, редуктор, скважина, станок-качалка

The put and decided task is in determination of possible levels of vibrations of reducing gears of the pumping unit (SHSNU). The defined values of vibrovelocity of the worked reducing gear are for comparing to the values of industry standards. Dynamics of gearings determined the resonance consisting of the system between the forced vibrations, that is why during the change of turns of reducing gear coinciding of frequencies of excitation with frequency of eigentones is always possible, that practically results in destruction in the elements of construction of wheels and knot on the whole. For transmissions with slanting and chevron teeth level of vibration from the cyclic errors of hooking considerably below, than in transmissions with right wheels. . Aspiration to decrease mass and sizes of wheels results in creation of delicate forms of their body diminishing of frequencies of eigentones of disk and rim, as a result of what possibility of origin of resonance vibrations of disk and rim of wheel grows during influence of kinematics excitation through errors in hooking or power excitation. Exact determination yet on the stage of planning of the resonance modes and decline of their intensity is the effective method of increase of reliability of work of transmissions in a relation in relation to the decline of the dynamic phenomena and increase of bearing properties of gearings. After repair, making and in the process of exploitation of reducing gear it is necessary to register the vibration of equipment, so as it characterizes his state, and negatively influences on a reducing gear and on other equipment which works in a pair with him, and also on a health auxiliary personnel. The legitimate values of vibrosped are got as a result of calculation well conform to the experimental values and have a low enough level as compared to recommendations of standards.

Keywords: vibration, vibrovelocity, transducer, acceleration, gear reducer, well, pumping unit



Актуальність проблеми

Коливання в зубчастих передачах призводять до збільшення контактних напружень та напружень згину зубів коліс, а також до втомного руйнування валів. Внаслідок коливань у матеріалі вінців зубчастих коліс виникають напруження згину, що призводить до їх втомного руйнування та виходу з ладу передач. Вихід з ладу редуктора як важливої складової ШСНУ є причиною виникнення аварійної ситуації на свердловині, що вимагає певних матеріальних витрат.

Виділення невирішених частин проблеми

Розв'язок цієї задачі повинен задовольняти ряд суперечливих вимог: з одного боку, використання вібродіагностики для попередження аварійних ситуацій є ефективним способом визначення технічного стану машини, з іншого боку, допустимі рівні вібрації, які рекомендуються галузевими стандартами, не можуть використовуватися для редукторів ШСНУ, оскільки проведені вимірювання показують значно нижчі значення.

Постановка задачі досліджень

Особливо необхідно визначити конкретні значення допустимих вібрацій редукторів верстатів-гойдалок.

Також виникає необхідність у визначенні віброшвидкості спрацьованого редуктора для порівняння із значеннями галузевих стандартів.

Основний матеріал дослідження

Точне визначення ще на стадії проектування резонансних режимів, динамічних амплітуд вібрацій для цих режимів і зниження їх інтенсивності є ефективним способом підвищення надійності роботи передач стосовно зниження динамічних явищ і підвищення несучої здатності зубчастих передач.

В процесі випробовування виготовлених або відремонтованих редукторів необхідно реєструвати вібрацію обладнання, оскільки вона характеризує його стан та негативно впливає на сам редуктор та на інше обладнання, яке працює в парі з ним, а також на здоров'я обслуговуючого персоналу. Норми на допустимі вібрації регламентують галузеві стандарти та технічні умови [1-4]. Результати стендових вібраційних обстежень (рис.1) можуть служити діагностичною ознакою якості виконаного ремонту редуктора, а періодичний контроль технічного стану редуктора в промислових умовах уможливить його діагностування та дасть підстави для зняття його з подальшої експлуатації з метою виконання капітального ремонту.

Вібрація, яка виникає внаслідок похибки виготовлення і збирання, має значний вплив на несучу здатність гідродинамічної масляної плівки. Розглядаючи динамічні процеси в зубчастій передачі, слід вказати на особливий різно-

вид збудження і резонансні коливання, які в більшості випадків недооцінюють під час проєктування і не враховують у розрахунках. Динаміка зубчастих передач визначається резонансним станом у системі між вимушеними коливаннями. Під час зміни обертів редуктора завжди можливе співпадіння частот збудження з частотою власних коливань. Таке співпадіння частот і довготривала робота передачі на цих режимах призводить до руйнування елементів конструкції коліс і вузла загалом.

Найбільш інтенсивні механічні коливання виникають у передачах з прямозубими колесами від циклічних помилок зачеплення. Для передач з похилими і шевронними зубами рівень вібрації від тих самих помилок зачеплення значно нижчий. Зближення зубчастих коліс понад допустимі межі може також стати джерелом збудження коливань.

Прагнення зменшити масу і розміри коліс призводить до створення ажурних форм їх тіла і зменшення частот власних коливань диска і обода. В результаті зростає ймовірність виникнення резонансних коливань диска і обода колеса під час впливу кінематичного збудження через похибки в зачепленні або силового збудження.

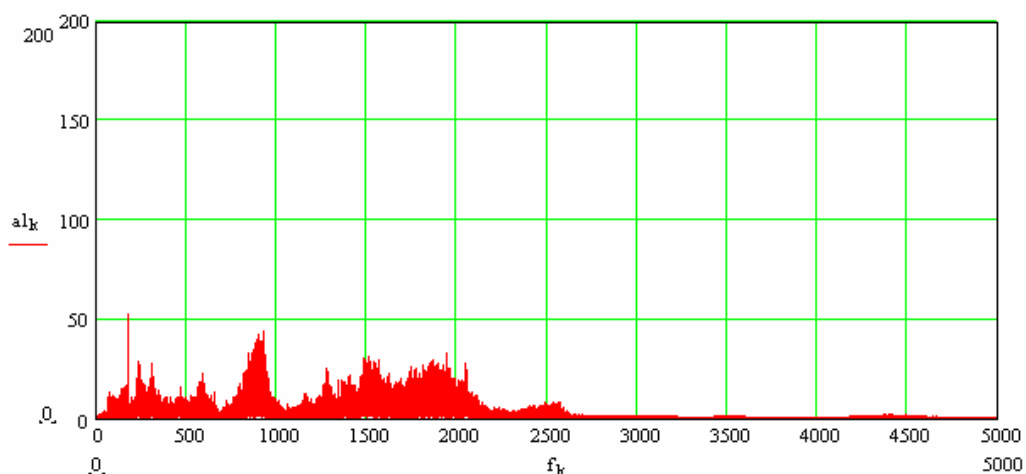
Висота зубця частоти на спектрі залежить від багатьох чинників, основними з яких є:

- якість виготовлення зубчастої пари;
- якість, рівень та чистота мастильного матеріалу;
- навантаження зубчастої пари крутним моментом, який передається від електродвигуна до виконавчого механізму.

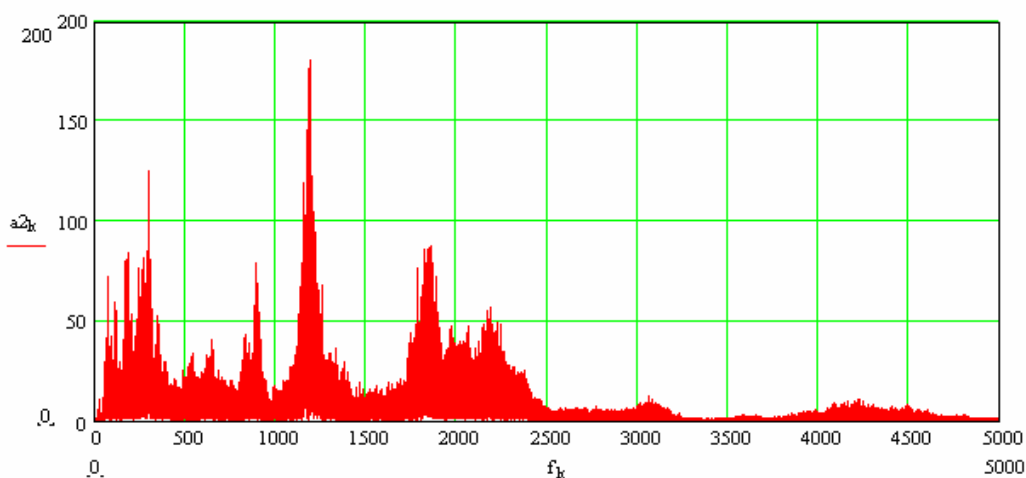
У випадку зношених редукторів (рис.2) спостерігаються бокові смуги, віддалені від частот зубозачеплення на частоту обертання вихідного валу редуктора, та, менш виражено, на частоту обертання проміжного валу. Як відомо [4], наявність таких бокових гармонік є ознакою дефекту зубчастого колеса, що обертається з відповідною частотою (в даному випадку вихідного та проміжного валів).

Зсув по частоті між основним піком зубозачеплення і боковою гармонікою вказує на те, яке із зубчастих коліс має дефект. Якщо зсув рівний оберненій частоті вхідного вала – дефект знаходиться на цьому валу. Зсув, рівний оберненій частоті вихідного вала, свідчить про наявність дефекту на ньому. Інколи мають місце бокові смуги від двох валів; при цьому найбільш дефектним буде той вал, бокові гармоніки якого матимуть більшу амплітуду.

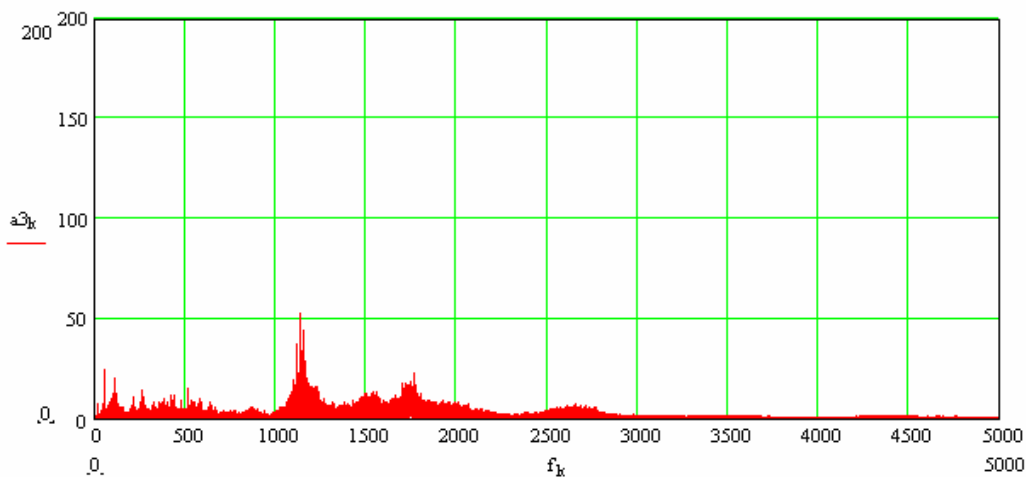
Бокові гармоніки в спектрі вібрації зубчастої пари виникають через дві причини. По-перше, під час проходження дефекту через зону контакту зубів спостерігається різке зростання амплітуди вібросигналу. Цей імпульс у вібро-сигналі повторюється через час, пропорційний одному оберту шестерні з дефектним зубом. По-друге, під час проходження дефекту через зону контакту зубів вихідного вала, що обертається, спостерігається короткочасне пригальмування, а відтак таке ж прискорення. В іншому випадку спочатку може спостерігатися приско-



а)



б)



в)

а – R-55 (св. №40-Д), після ремонту; б – R-55 (св. №246-Д), зношений;
в – Ц2НШ-750Б (св. №58-ПД), зношений

Рисунок 1 – Спектри вібрації редукторів СШНУ

рення, а потім – гальмування. На спектрі в обох випадках виникають бокові (здебільшого симетричні) зубці поблизу частоти зубозачеплення, зсунутих на частоту повторення такого процесу. Якщо бокові гармоніки справа і зліва різ-

няться за амплітудою, це свідчить про різну інтенсивність процесів гальмування і прискорення в момент проходження дефекту через зону контакту зубів передачі.



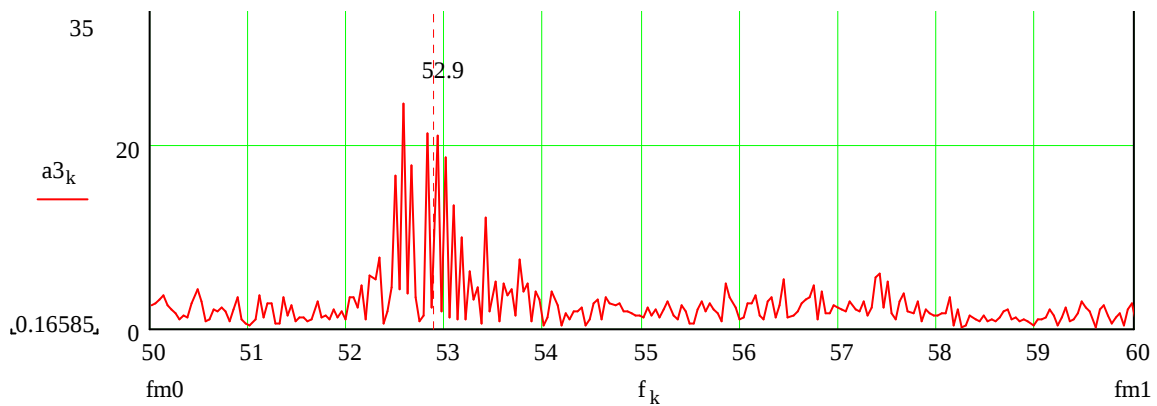


Рисунок 2 – Спектри вібросигналів на частоті зубозацеплення редуктора Ц2НШ750Б (частота зубозацеплення колеса – 52,9 Гц)

Якщо дефект знаходиться на входному валу, то процес проходження дефекту через зону зубозацеплення відбувається через один оберт цього вала, а зсув бокових гармонік відносно гармоніки зубозацеплення пропорційний оберненій частоті входного вала. Якщо дефект знаходиться на вихідному валу, зсув бокових гармонік дорівнюватиме оберненій частоті вихідного вала.

На перших етапах розвитку дефектів зубозацеплення частота зубозацеплення і бокові гармоніки, які є синхронними компонентами, містять практично всю потужність вібросигналу. За час свого розвитку дефект стає більш нестаціонарним, розподіленим за частотою, виникає багато процесів, які ведуть до «розмитості» потужності вібросигналу на спектрі в проміжках між частотою зубозацеплення і боковими гармоніками. У вібросигналі починають переважати асинхронні компоненти.

Виникає ситуація, коли синхронні компоненти не ростуть, а додаткова потужність від дефекту концентрується в асинхронних гармоніках. Це відбувається до того часу, поки асинхронні гармоніки не зрівняються за амплітудою із синхронними. Це відбудеться в момент повної деградації зубчастої пари, коли замість процесів тертя в зубчастому sprzęженні, виникатимуть лише динамічні удари.

Можливість визначення технічного стану механізмів має виключно важливе практичне значення для розрахунку раціональних термінів та об'ємів ремонтів. Найбільш інформативним методом визначення технічного стану є контроль вібрацій. При цьому особливого значення набуває нормування, тобто визначення допустимих амплітуд вібрацій. В більшості випадків послуговуються рекомендаціями стандартів (наприклад, ГОСТ ІСО 8579-2-2002). Однак для редукторів ШСНУ рекомендовані ГОСТами допустимі рівні вібрації використовуватися не можуть. Так, наприклад, допустимий рівень вібрації для редуктора РН-2300 ШСНУ СКН5, що приводиться електродвигуном потужністю 12 кВт, згідно ГОСТ ІСО 8579-2-2002 складає 8,3 мм/с, що явно неприпустимо.

Вібрації, що виникають в механізмі, передаються на корпус редуктора через підшипни-

ковий вузол. Результати проведених вимірювань свідчать, що дефекти підшипників входного вала призводять до збільшення вібрацій лише до рівня 2,9 мм/с. Очевидно, що допустимі значення в цьому випадку повинні бути значно нижчими, що вказує на необхідність визначення допустимого рівня вібрацій для редукторів верстатів-гойдалок.

При цьому необхідно враховувати такі особливості редукторів:

здебільшого велика маса і габарити;

вплив на його стан інших складових ШСНУ;

відносно мала маса обертових елементів порівняно з масою корпусу.

Розглянемо опору вала як частину корпуса редуктора. Елементи опорного вузла утворюють механічну систему (рис. 3), що складається з:

вала з насадженими на нього зубчастими колесами, що обертається і є джерелом поліграфічної вібрації;

підшипника кочення, який володіє пружними властивостями та передає вібраційні коливання на корпус;

опори (частина корпуса редуктора), призначеної для затухання механічних коливань та фіксації положення вала.

Працездатність даної системи здебільшого визначається безвідмовністю роботи підшипників кочення. Дана система приведена до математичної двомасової моделі з двома ступенями вільності (рис. 3). В цій моделі вал масою m_1 навантажений періодичною силою $P_0 \sin \omega t$, яка виникає під впливом, дефектів, технологічних та динамічних навантажень, та встановлений на підшипнику кочення жорсткістю C_1 на опорі масою m_2 жорсткістю C_2 . Спрошуємо модель, нехтуючи демфуванням підшипника та опори: $b_1 = b_2 = 0$.

В результаті необхідно визначити механічні коливання опори y_2 , викликані силами, що діють з кутовою швидкістю ω . Застосовуючи метод Лагранжа, отримаємо систему рівнянь:

$$m_1 y_1 + C_1 (y_1 - y_2) = P_0 \sin \omega t$$

$$m_2 y_2 - C_2 (y_1 - y_2) + C_2 y_2 = 0,$$

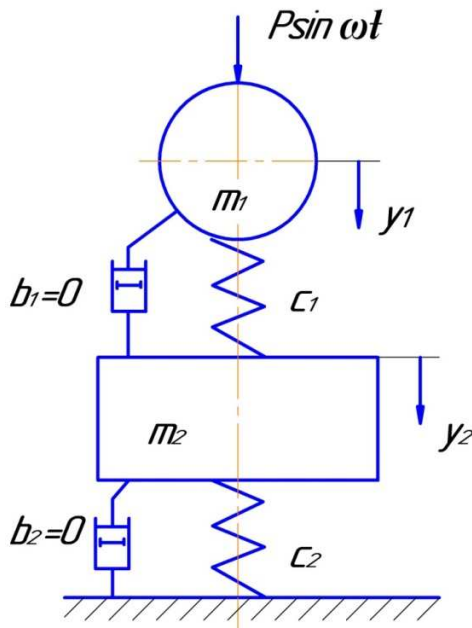


Рисунок 3 – Математична модель опори

звідки

$$y_2 = \frac{P_0 C_1}{(C_1 + C_2 - m_2 \omega^2)(C_1 - m_1 \omega^2) - C_1^2}.$$

За результатами розрахунку визначаємо допустимі норми вібрації конкретного редуктора. Розрахунок не є складним - найбільш трудомістким етапом є визначення вихідних даних.

Покажемо розрахунок допустимих вібрацій на прикладі підшипників вихідного вала редуктора РН-2300. Маса частини вхідного вала для даного редуктора становить $m_1 = 48$ кг; маса опори визначена як маса частини корпусу, на яку опирається вал – $m_2 = 50$ кг, кутова швидкість обертання вала $\omega = 6,04$ с⁻¹.

Допустиме навантаження P_0 приймається рівним динамічній вантажопідймальності $C_{дин}$ підшипника 2312:

$$P_0 = C_{дин} = 123 \text{ кН.}$$

Жорсткість підшипника визначаємо, виходячи із пружної деформації підшипника. Радіальна жорсткість для даного підшипника:

$$C_1 = \frac{F_r}{\delta_r},$$

де: F_r – радіальне навантаження на опору, Н;

δ_r – радіальна деформація підшипника під навантаженням, мкм.

Тут $\delta_r = \delta_{r'} + \delta_{r''}$,

де: $\delta_{r'}$ – радіальна деформація в контакті найбільш навантаженого тіла з доріжкою кочення, мкм;

$\delta_{r''}$ – радіальна деформація в контакті кілець підшипника з посадочними поверхнями вала і корпусу з попереднім натягом, мкм.

$$\delta_{r'} = \beta \delta_{r_0}$$

δ_{r_0} – радіальна деформація в контакті найбільш навантаженого тіла кочення при нульовому зазорі.

Для визначення δ_{r_0} визначаємо радіальне навантаження:

$$F_r = F_t \frac{\tan \lambda}{\cos \beta},$$

де: F_t – колове навантаження, Н;

$\lambda = 20^\circ$; $\beta = 24^\circ 43'$ – кут нахилу зуба.

Визначимо колове навантаження:

$$F_t = 2M / d_1,$$

де: M – крутний момент на приводному валу, Нм; d_1 – діаметр приводного вала, м.

$$M = \frac{M_1}{U}$$

M_1 – крутний момент на тихохідному валу, Нм; $U = 37,18$ – передаточне відношення редуктора;

$$M = \frac{40 \cdot 10^3}{37,18} = 10,76 \text{ Нм;}$$

$$F_t = \frac{2 \cdot 10,76}{0,06} = 358,7 \text{ Н;}$$

$$F_r = 358,7 \frac{\tan 20^\circ}{\cos 24^\circ 34'} = 143,5 \text{ Н.}$$

Із номограми [7, рисунок 3б, стор.210]:

$$\frac{Fr}{i \cdot z} = \frac{143,5}{1 \cdot 13} = 1,1; \quad L = 18 \text{ мм,}$$

отримаємо

$$\delta_{r_0} = 2,2 \text{ мкм.}$$

Тут: β_1 – коефіцієнт, який враховує величину натягу або зазора, визначається за графіком (рис. 4[7]) залежно від g_r / δ_{r_0} ; $g_r = 2,5$ мкм – попередній натяг; $z = 13$ – кількість роликів підшипника; i – кількість рядів роликів; L – довжина ролика підшипника, мм.

$$g_r / \delta_{r_0} = 2,5 / 2,2 = 1,1.$$

Згідно графіка (рис.4 [7]) – $\beta_1 = 0,4$,

$$\delta_{r''} = \frac{4Fr \cdot \kappa}{\pi d B} \left(1 + \frac{d}{D}\right),$$

де: $\kappa = 0,005-0,025$ мм³/кг; D – зовнішній діаметр підшипника, мм; d – внутрішній діаметр підшипника, мм; B – ширина підшипника, мм;

$$D = 130 \text{ мм, } d = 60 \text{ мм, } B = 31 \text{ мм;}$$

$$\delta_{r''} = \frac{4 \cdot 143,5 \cdot 0,02}{\pi \cdot 60 \cdot 31} \left(1 + \frac{60}{130}\right) = 0,2 \text{ мкм;}$$

$$\delta_{r'} = 0,4 \cdot 2,2 = 0,9 \text{ мкм;}$$

$$\delta_r = 0,9 + 0,2 = 1,1 \text{ мкм.}$$

Тоді жорсткість підшипника:



Література

$$C_1 = \frac{143,5}{1,1} = 130,45 \text{ Н/мкм} = 0,13 \cdot 10^9 \text{ Н/м.}$$

Жорсткість опори визначаємо за загальними формулами опору матеріалів:

$$C_2 = 8,25 \cdot 10^9 \text{ Н/м.}$$

За таких умов вібропереміщення опори складає:

$$y_2 = 1,45 \cdot 10^{-9} \text{ м.}$$

Враховуючи основний вплив першої гармоніки та переходячи від амплітудного до середньоквадратичного значення віброшвидкості, отримуємо:

$$V_r = \frac{y_2 \omega}{2\sqrt{2}} = 3,1 \text{ мм/с.}$$

Отримані допустимі значення добре узгоджуються з експериментальними та мають більш низький рівень порівняно з рекомендаціями стандартів.

Висновки

1. Динаміка зубчастих передач визначається резонансним станом у системі між вимушеними коливаннями, тому під час зміни обертів редуктора завжди можливе співпадіння частот збудження з частотою власних коливань, що призводить до руйнування елементів конструкції коліс і вузла загалом.

2. Для передач з похилими і шевронними зубами рівень вібрації від циклічних помилок зачеплення значно нижчий, ніж у передачах з прямозубими колесами.

3. Прагнення зменшити масу і розміри коліс призводить до створення ажурних форм їх тіла і зменшення частот власних коливань диска і обода, в результаті чого зростає ймовірність виникнення резонансних коливань диска і обода колеса під впливом кінематичного збудження через похибки в зачепленні або внаслідок силового збудження.

4. Точне визначення ще на стадії проектування резонансних режимів та зниження їх інтенсивності є ефективним способом підвищення надійності роботи передач стосовно зниження динамічних явищ і підвищення несучої здатності зубчастих передач.

5. Після ремонту, виготовлення та в процесі експлуатації редуктора необхідно реєструвати вібрацію обладнання з метою визначення його технічного стану.

6. Отримані в результаті розрахунку допустимі значення віброшвидкості добре узгоджуються з експериментальними значеннями та мають досить низький рівень порівняно з рекомендованими стандартами.

1 Mechanical vibration. Evolution of machine vibration by measurements on non-rotating parts. Part 1-5 (ISO 10816).

2 Mechanical vibration of non-reciprocating machines. Measurements on rotating shafts and evolution criteria. Part 1-5 (ISO 7919).

3 ГОСТ ЕАСС Колеса зубчатые. Виды поврежденных. Классификация и описание. Комитет по стандартизации, метрологии и сертификации при Совете Министров Республики Беларусь. И-Маш – 36 с.

4 Русов В. А. Спектральная вибродиагностика. – 1996 // www.vibrocenter.ru/book.htm

5 Вибрации в технике: справочник в 6-ти томах: ред.совет: В.Н.Челомей (пред). – М.: Машиностроение, 1981. – Т. 5. Измерения и испытания; под ред. М.Д.Генкина. – 496 с., ил.

6 Бандура В.В. Дослідження вібростану глибинно-насосних штангових установок // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – Вип.36. – Т.8. – С.301-310.

7 Бейзельман Р.Д. Подшипники качения: справочник / Бейзельман Р.Д., Цыпкин Б.В. – М.: Машиностроение, 1975. – 575 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
03.03.11

Рекомендована до друку професором
Лисканичем М.В.

ПІДХОДИ ДО ВИЯВЛЕННЯ ВИТОКІВ ГАЗУ З ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ У ЗОНАХ ГЕОДИНАМІЧНОГО РИЗИКУ

А.В. Яворський, О.М. Карпаш, І.В. Рибіцький

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504708,
e-mail: rybitsky@nung.edu.ua

Описано причини та можливі наслідки виникнення витоків на магістральних газопроводах. Подано перелік найбільш ефективних методів для пошуку витоків газу на магістральних газопроводах, прокладених в зонах геодинамічного впливу. Подано сфери їх застосування, переваги та недоліки. Наголошено на відсутності належного забезпечення такого виду робіт.

Проведено порівняльний аналіз технічних засобів для виявлення витоків природного газу з лінійної частини магістральних газопроводів, прокладених у зонах геодинамічного ризику, подано їх основні технічні характеристики, умови застосування та виділено найбільш ефективні з них.

Доведено необхідність комплексного використання існуючих методів та технічних засобів з метою отримання достовірної інформації про місце та об'єм витоків.

Ключові слова: магістральний газопровід, зона геодинамічного впливу, виток природного газу, корозія.

Описаны причины и возможные последствия возникновения утечек на магистральных газопроводах. Перечислены наиболее эффективных методов для поиска утечек газа на магистральных газопроводах, проложенных в зонах геодинамического влияния. Поданы сферы их применения, преимущества и недостатки. Отмечено отсутствие надлежащего обеспечения такого вида работ.

Проведен сравнительный анализ технических средств для обнаружения утечек природного газа из линейной части магистральных газопроводов, проложенных в зонах геодинамического риска, представлены их основные технические характеристики, условия применения и выделены наиболее эффективные из них.

Доказана необходимость комплексного использования существующих методов и технических средств с целью получения достоверной информации о месте и объеме утечки.

Ключевые слова: магистральный газопровод, зона геодинамического влияния, истоки природного газа, коррозия.

Causes and possible consequences of leak in the gas mains are described. The most effective methods to search of gas leaks on gas pipelines laid on zones of geodynamic effects of are listed. Spheres of application, advantages and disadvantages are given. Lack of proper provision for such type of work is noted.

Comparative analysis of the technical means to detect leakage of natural gas from the linear part of the gas mains laid in areas of geodynamic risk is carried out. Their main technical characteristics, conditions of application d are given and selected the most effective ones.

Necessity for an integrated use of existing methods and technical means to obtain reliable information on the location and amount of leakage is proved.

Keywords: gas pipeline, zone of geodynamic effects, sources of natural gas, corrosion.

Розгерметизація магістральних газопроводів є наслідком появи і розвитку різного роду дефектів, спричинених впливом різних чинників (у тому числі і геодинамічного). Це призводить до виникнення аварійних ситуацій з витокami природного газу (рис.1), згубні наслідки, якими вимагають прогнозування і попередження розгерметизації. Найбільш інтенсивного руйнування зазнає об'єкт в місцях перетину геодинамічної зони та у випадку розміщення в межах самої геодинамічної зони, що є особливо актуальним для інженерних споруд великої протяжності (трубопроводи, тунелі, авто- і залізничні магістралі, канали, ЛЕП, шахтні виробки тощо). Наша держава знаходиться в п'ятірці лідерів за викидами метану в нафтогазовій промисловості.

Метою даної роботи є аналіз основних підходів, методик та технічних засобів для пошуку витоків природного газу з лінійної частини магістральних газопроводів, прокладених в зонах геодинамічного ризику.

Системи газопостачання - це споруди тривалого користування, які піддаються старінню, тому зі збільшенням терміну експлуатації відмови системи зростають.

Причин, що викликають виток газу на підземних газопроводах, декілька.

По-перше, електрохімічна корозія металу труб в анодній зоні і у місцях пошкодження ізоляційного покриття газопроводу.

По-друге, незадовільна якість зварювальних робіт, наслідком чого є розрив на підземних газопроводах під дією температурних напружень і динамічних навантажень. Прокладений у зонах геодинамічного ризику газопровід піддається впливу зовнішніх сил, що викликають додаткові напруження в тілі труби, особливо в місцях стикових з'єднань. Механізм впливу зовнішніх чинників на газопровід дуже складний і не піддається визначенню, а високий ступінь випадкових збігів впливів різних зовнішніх чинників може призвести до виникнення напружень у тілі труби або зварному з'єднанні,





Рисунок 1 – Наслідки аварії на газопроводі, спричинені витоками газу

які перевищують границю плинності металу і спричиняють його розрив.

Розриви зварних з'єднань виникають, як правило, раптово, тому витоки газу, пов'язані з ними, важко вчасно виявити й усунути. Особливу небезпечними ці два види витоків газу є у зимовий період, коли через замерзання верхнього шару ґрунту погіршуються умови для виходу газу в атмосферу. Саме в цей період року може збільшитися кількість випадків проникнення газу в підвали будинків та інші інженерні комунікації.

По-третє, механічні пошкодження підземних газопроводів під час проведення земляних робіт, пов'язані з випадковим збігом ряду помилок і неточностей у проектно-виконавчій документації, помилковими діями технічних і адміністративних працівників, які проводять підземні роботи поблизу газопроводів [2, 3].

Лабораторні дослідження, проведені в ряді газових господарств України, свідчать про те, що швидкість поширення (фільтрації) і знаходження газу в ґрунті коливається від 1 до 4 м/год. і залежить від складу ґрунту (глина, пісок, насипний ґрунт і т.д.), його стану (ступеня вологості й промерзання), глибини закладення газопроводів, а також від робочого тиску газу в підземному газопроводі.

Існує декілька підходів до визначення місць та величини витоків природного газу на магістральних газопроводах. Всі вони базуються на різних фізичних методах з використанням різних принципів взаємодії фізичних полів з газоповітряною сумішшю.

Метод патрулювання газопроводу (контактний) полягає у використанні портативних переносних газоаналізаторів. Місце витоку газу визначається за найбільшим значенням концентрації природного газу в повітрі над газопроводом.

Метод патрулювання також може проводитись і без використання газоаналізаторів. В цьому випадку місця витоків газу виявляються за результатом візуального огляду рослинності на поверхні ґрунту над трубопроводом. В місцях витоків газу окремих вид рослин може інтенсивно розвиватися, у той час, коли інші види зникають. Це пояснюється розмноженням певного типу бактерій, що живлять ці рослини

продуктами своєї життєдіяльності. Також продукти життєдіяльності бактерій, що живляться газоподібним метаном і самі бактерії, можуть приваблювати різних комах, скупчення яких в певних місцях вказуватиме на наявність витоків газу [4, 5].

Метод патрулювання газопроводу з використанням спеціально натренованих собак. Метод виявлення місць витоків природного газу з магістральних газопроводів з залученням спеціально натренованих собак є більш гнучким, швидким і надійним порівняно з використанням пошукового обладнання.

До спеціальних навичок газорозвідувальних собак відносяться: виявлення витоків газу в квартирах, на промислових об'єктах та газопроводах; виявлення місць незаконних врізань в магістральні трубопроводи та продуктопроводи. Собаки є надійними помічниками на засніженій місцевості і швидкі у важких умовах.

Використання собак для виявлення місць витоків природного газу ґрунтується на тому, що речовини, які входять до складу горючих газів або газонафтопродукти, володіють специфічним запахом. Після спеціального курсу дресирування собака набуває навичок не тільки чітко реагувати на певний запах газу, а й відрізняти (диференціювати) його від супутніх та сторонніх запахів. Така здатність собак пов'язана з специфікою будови їх органів дихання: великі складки слизової оболонки носа, які містять понад 200 мільйонів чутливих рецепторів (для прикладу у людини їх близько 4 мільйонів) дають можливість собаці відчувати газ у концентраціях, набагато нижчих за одиниці часток на мільярд ррр як над землею, так і під нею, на що неспроможні навіть сучасні прилади. [2, 6].

Тренуванням собак займається спеціально-навчений персонал (кінологи). Для цього вони використовують тест-зразки (пробники) та тренувальні полігони (рис. 3).

Технічні засоби та обладнання.

1) Вимірні засоби контролю витоків газу серії **EX-TEC: HS680, 660, 650, 610** (рис. 4) з детектором метану. Прилади серії EX-TEC дозволяють з високою точністю фіксувати витоки природного газу з газопроводів, прокладених під землею. Додатковий детектор концентрації



Рисунок 2 - Методи визначення місць витоків природного газу з магістральних газопроводів



Рисунок 3 – Тренування собак

кисню, який визначає ділянки з низьким значенням його вмісту, дозволяє комплексно підвищити точність місцезнаходження витoku природного газу з газопроводу [7].

Вбудований детектор метану також полегшує ідентифікацію місця витoku природного газу з газопроводу, який прокладений через болотисті місцевості. Для виявлення витоків природного газу, користувачеві не потрібні будь-які додаткові засоби та спеціальні знання.

2) **GasCheck** – газовий детектор для швидкого пошуку наявності та місць витікання будь-яких відомих газів чи їх сумішей, розроблений фірмою АТЕХ.

Використаний в приладі давач вимірювання мікрозначень електропровідності та теплопровідності дозволяє точно визначати найменші витoki природного газу.

Прилад оснащений рідкокристалічним дисплеєм, світлодіодним індикатором і звуковим сигналізатором мінімальнодопустимої концентрації газу [8, 9].

3) **Аналізатор Gas Pup.**

Аналізатор Gas Pup розроблений спеціально для використання в польових умовах, володіє високою чутливістю до домішок природного газу в атмосфері та поєднує роботу двох моніторів в одному. Прилад, обладнаний єдиним каталітичним сенсором з можливістю автоматичного калібрування, є простим в експлуатації, має міцний та надійний захищений корпус, дозволяє не тільки з легкістю визначати витoki природного газу, але й вимірювати тиск.

Буровий огляд (контактний). Полягає в тому, що вздовж газопроводу (через декілька метрів) на відстані 0,3 – 0,5 м від стінки газо-





Рисунок 4 – Засоби контролю витоків газу серії EX-TEC

проводу пробивають (пробурюють) отвори – свердловини. Глибина свердловини визначається глибиною залягання газопроводу. Діаметр свердловини не має практичного значення і рівний 20–40 мм. Свердловина призначена для створення шляху виходу газу з ґрунту в атмосферу. При наявному витокі, газ часто виявляється в декількох свердловинах, а місце витoku газу визначають за свердловиною з найбільшою концентрацією газу на поверхні. Концентрація залежить від об'ємів витoku і відстані до місця витoku газу з газопроводу. Концентрація газу визначається за допомогою приладів – газоаналізаторів.

В газоаналізаторах використовуються: напівпровідникові, термо-каталітичні, електрохімічні, спектрально-оптичні, плазмово-індикаторні та інші типи датчиків.

Прилади та обладнання.

1) **GasClam** перша автоматична система моніторингу витоків природного газу (в тому числі з магістральних газопроводів), яка дає можливість проводити довготривалі автономні вимірювання (до 3 місяців) та отримувати достовірні значення в режимі реального часу.

Технічні характеристики:

довготривалий неперервний (3 місяці) моніторинг;

безпечність роботи без необхідності залучення обслуговуючого персоналу;

визначення витоків метану, кисню, діоксиду вуглецю та інших газів;

компенсація впливу температури та атмосферного тиску;

управління режимом заряджання акумуляторних батарей;

клас захисту – IP68;

зв'язок з персональним комп'ютером (RS232);

неперервне збереження результатів вимірювань.

2) Станіонарна система визначення витоків природного та інших газів **GMA 36 Pro**.

GMA 36 Pro є новою інтелектуальною системою з гнучким управлінням та настінним кріпленням. Система здатна фіксувати витoki різних токсичних газів, в тому числі і природ-

ного газу та його компонентів і передавати результати вимірювань в режимі реального часу на пульти операторів. Система володіє світловою та звуковою сигналізацією наявності витoku та перевищення концентрації природного газу та інших токсичних газів у навколишньому середовищі.

Акустичний (контактний). Акустичний метод визначення місць витоків газу з газопроводів полягає в наступному. До поверхні труби газопроводу прикріплюється оди або найчастіше два акустичні перетворювачі на певній відстані один від одного, спектральна чутливість яких перекриває діапазон, в якому випромінюються акустичні шуми, що виникають внаслідок виходу газу. Оскільки про вихід газу з трубопроводу через різного роду дефекти в тілі труби (наскрізні тріщини, ерозійні та корозійні пошкодження) виникають шуми, спектральна густина яких знаходиться в області звукового та ультразвукового діапазонів [5, 10].

Акустичні шуми, що виникають внаслідок витоків газу, поширюються в стінці трубопроводу у всіх напрямках з відомою швидкістю. Провівши запис акустичних шумів, які приймаються двома перетворювачами, та розрахувавши взаємкореляційну функцію за двома вибірками, визначають місце розташування витoku газу.

Даний метод можна використовувати як для визначення місць витоків газу, так і для визначення місць витоків нафтопродуктів, рідин, води та ін.



Рисунок 5 – Газовий детектор GasCheck

За тепловими зображеннями місцевості (дистанційний). Визначення місця витоку газу з газопроводу здійснюється методом аналізу теплового поля випромінювання земної поверхні. Оскільки температура газу, що протікає в газопроводі, є завжди вищою за температуру ґрунту, в зоні пролягання газопроводу відбуватиметься нагрівання ґрунту. Температура в місці витоку буде вищою. Тріщини в газопроводі розміром $(1 \times 0,1) \text{ мм}^2$ можуть створювати на поверхні ґрунту теплові аномалії з температурним контрастом більше 10°C за розмірами плями порядку 10 м^2 .

Тепловізійними приладами чи пірометрами обладнують пересувні лабораторії, гелікоптери чи літаки для пошуку місць витоків газу в режимі неперервного сканування.

Прилади та обладнання.

ThermaCAM GasFindIR — інфрачервона камера для швидкого виявлення витоків природного газу (рис. 6).



**Рисунок 6 – Інфрачервона камера
ThermaCAM GasFindIR**

Використовуючи новітні технології, тепловізор GasFindIR дозволяє отримати зображення витоку газу з метою архівування, документування або подальшої відправки його по електронною поштою.

GasFindIR працює в режимі реального часу, що збільшує ефективність виявлення ним витоків, оскільки дозволяє фахівцям обстежити трубопровід довжиною декілька кілометрів з рухомого транспортного засобу або здійснювати ширококутне панорамне сканування трубопроводу без спотворення чи розмивання зображення, виявляти незначні витoki природного газу з відстані декількох метрів та виявляти значні витoki газу на відстанях, безпечних для оператора, визначати витoki з рухомих цистерн.

Тепловізор GasFindIR може детектувати витік з відстані до 10 метрів з використанням стандартної оптики. Камера, обладнана об'єктивом зі збільшеною фокусною відстанню, застосовуються на гелікоптерах для виявлення витоків з барж, газопроводів і резервуарів-сховищ. За допомогою інфрачервоної камери можна обстежити понад 100 проблемних місць протягом однієї години.

Для виявлення витоків використовується технологія, реалізована в газоаналізатор (зокрема, в аналізаторах токсичних парів). Використовуючи газоаналізатор, фахівець може обстежити в середньому 500 клапанів за восьми-

годинну робочу зміну. Однак, значна частина такої роботи може бути витрачена даремно [11].

Оптичний (оптико-акустичний) метод (контактний). Визначення місць витоків газу за допомогою даного методу полягає в наступному. На поверхні землі над трубопроводом розміщуються блок випромінювача оптичного випромінювання (також використовується лазерне випромінювання на частотах поглинання його повітряно-метановою сумішшю) та відбивач на відстані від 50 м до 250 м.

Для проведення вимірювань використовується оптичне випромінювання з такою довжиною хвилі випромінювання, за якої воно найбільше поглинається (розсіюється) газоповітряною сумішшю. Таким чином, при появі витоків газу на шляху поширення променя, інтенсивність випромінювання змінюватиметься, що буде реєструватися приймачем і слугуватиме вхідною інформацією про наявність місця витоку газу з газопроводу та його концентрацію, оскільки інтенсивність випромінювання є пропорційною до концентрації газу в повітрі.

Як приймач випромінювання використовуються різного роду детектори: напівпровідникові, фотопомножувачі, оптико-акустичні тощо.

Лазерний метод (метод диференційного поглинання, дистанційний). За своєю сутністю подібний до оптичного і базується на опроміненні місцевості висококогерентним, високоенергетичним (лазерним) випромінюванням.

Для цього використовуються одночасно два лазери з різними довжинами хвиль. Довжина хвилі випромінювання першого лазера потрапляє до діапазону поглинання природного газу (найбільше поглинається чи розсіюється природним газом). Довжина хвилі другого лазера вибирається такою, щоб випромінювання практично не поглиналося природним газом. Аналізуючи інтенсивності відбитого від поверхні землі лазерного випромінювання двох лазерів з різними довжинами хвиль визначають місце витоків та величину витоку природного газу з трубопроводів.

Лазерний метод є дистанційним, і його можна використовувати для визначення місця витоків газу та концентрації при використанні пересувних лабораторій, гелікоптерів чи літаків у режимі неперервного сканування. Також можливе використання даного методу для проведення сканування поверхні землі з орбітальних космічних апаратів (довжини хвиль використовуваних лазерів, як правило, не сприймаються людськими органами зору).

Радіолокаційний метод (дистанційний) — відрізняється від лазерного лише застосуванням радіовипромінювання.

Даний метод базується на різних електричних властивостях (ступінь поглинання, величина іонізації) повітря та газу.

Результати радіолокаційного методу з застосуванням аерокосмічного моніторингу використовуються як для визначення місць та величини витоків природного газу з трубопроводів, так і для виявлення потенційно небезпеч-



Таблиця 1 – Порівняльна характеристика методів виявлення витоків природного газу

Метод	Характеристика	Переваги	Недоліки
Акустичний (ультразвуковий)	Визначення місця негерметичності за акустичними шумами, які виникають в результаті витоку газу	- Портативність - Точне визначення місця витоку - Неперервний моніторинг	- Висока вартість - Можливість помилкового спрацювання - Погані результати при незначних витках
Забір проб газу	На газопроводах використовуються іонізаційно-полуменеві детектори	- Відсутність помилкового спрацювання - Висока чутливість - Портативність	- Значна тривалість вимірювань - Значні матеріальні затрати
Контроль ґрунтів	Визначення наявності в ґрунтах ізотопів та хімічних реагентів, які додають в газ	- Висока чутливість - Відсутність помилкового спрацювання - Портативність	- Необхідність використання хімічних реагентів та висока вартість контролю - Значна тривалість вимірювань
Контроль технологічних потоків	Контролюється як тиск, так і витрата рідини	- Невисока вартість - Неперервний моніторинг	- Можливість помилкового спрацювання - Неможливість точного визначення місця витоку
Динамічні моделі	Моніторинг змодельованих параметрів технологічних процесів	- Портативність - Неперервний моніторинг	- Можливість помилкового спрацювання - Великі матеріальні затрати
Лазерний	Визначення величини поглинання імпульсного лазерного випромінювання в інфрачервоному діапазоні	- Дистанційний контроль - Висока чутливість - Портативність	- Висока вартість - Складність налаштування - Короткий термін експлуатації системи
Радіолокаційний	Визначення величини поглинання радіовипромінювання в певному діапазоні частот	- Портативність - Дистанційний контроль - Великий радіус дії	- Можливість помилкового спрацювання - Короткий термін експлуатації системи
Оптичний (оптичні волокна)	Контроль зміни оптичної проникності прокладеного у ґрунті оптичного волокна	- Простота контролю	- Можливість помилкового спрацювання - Значні матеріальні затрати на монтаж системи
Тепловізійний	Реєстрація температурних полів поверхні ґрунту	- Дистанційний контроль - Портативність	- Висока вартість - Складність налаштування

них ділянок, особливо в сейсмічно активних зонах, а також для контролю процесів заболочування, підтоплення, надлишкового зволоження ґрунту з подальшим прогнозуванням стану трубопроводу і можливих його пошкоджень, які можуть призвести до технологічних викидів та витоків газу [5].

Спектральний метод (дистанційний). Спектральний метод визначення місць витоків газу з трубопроводу та вимірювання концентрації витоків, на відміну від попередніх дистанційних методів, є пасивним (без опромінення території) і базується на інтерпретації спектрів випромінювання теплового інфрачервоного (ІЧ) випромінювання в умовах безхмарної атмосфери з використанням спектрометрів та інтерферометрів (в тому числі Фур'є-інтерферометрів).

За результатами спектральних досліджень місцевості з використанням літальних апаратів та орбітальних супутників визначаються місця витоків та величина витоку газу з газопроводу, прокладеного як на поверхні так і під землею. Даний метод дозволяє визначати концентрацію в повітрі не лише природного, але й інших газів.

Порівняльна характеристика проаналізованих методів виявлення витоків природного газу на магістральних газопроводах подана в таблиці 1.

Як бачимо, для пошуку витоків природного газу на даний час існує широкий спектр технічних засобів, чого не можна сказати стосовно методичного забезпечення такого виду робіт. Існуючі „Методика визначення витоків газу на компресорних станціях магістральних газопроводів” та „Методика визначення витоку газу на

газорозподільчих станціях МГ ДК „Укртрансгаз”, які розроблені в УкрНДІгаз є застарілими і не враховують сучасних досягнень в приладобудуванні.

Дані методики розповсюджується на роботи з експериментального визначення наявності витоків газу з обладнання, встановленого на об'єктах компресорних станцій; вимірювання об'ємів виявлених витоків газу; визначення газозаповненості приміщень.

У ході проведення робіт за згаданими методиками визначається також наявність витоків з підземних та наземних дільниць газопроводів.

Послідовність проведення перевірок герметичності обладнання компресорних станцій згідно з першою методикою складає 2 рази на рік (1-й — після осінньо-зимового періоду експлуатації, 2-й — при підготовці до осінньо-зимового періоду).

Для пошуку місць витоків газу та визначення його об'єму крім вказаних методик використовують: акустичний метод; метод намілювання вірогідних місць витоків газу; гумові кулі та оболонки; індикатори горючих газів; індикатори витоків газу; газові лічильники; поліетиленові плівки; анемометри; рідинні мікроманометри та ін. Величину витоку газу згідно згаданих методик визначають вимірюванням об'єму газу, який витік за певний час. Об'єм визначається за допомогою гумових куль та оболонки чи лічильників газу.

Результати вимірювань витоків газу обробляються по кожній групі обладнання окремо та оформляються згідно із затвердженим актом та протоколом вимірювань („Паспорт витоку газу”).

Проведений аналіз підходів та методик виявлення витоків газу на магістральних газопроводах, прокладених в зонах геодинамічного ризику свідчить, що:

- виникнення витоків природного газу на магістральних трубопроводах пов'язане з впливом різних чинників на газопровід і може призводити до небезпечних аварійних ситуацій;

- серед існуючих методів виявлення витоків природного газу на магістральних газопроводах найбільш придатними є дистанційні методи, зокрема радіолокаційний, тепловізійний та лазерний, оскільки вони володіють високою точністю вимірювань та швидкодією;

- для отримання повної інформації про кількісне значення величини витоку та точне місце його виникнення необхідне комплексне використання існуючих методів та технічних засобів;

- на даний час на ринку існує широкий спектр технічних засобів для пошуку та попередження витоків природного газу, вибір яких залежить від умов експлуатації та прокладання трубопроводу, наявних матеріальних ресурсів;

- існуючі методики пошуку витоків не враховують технічні можливості засобів пошуку.

Література

1 Довідник працівника газотранспортного підприємства; за заг. ред. А.А. Рудкіна; Нап. акціонерн. комп. «Нафтогаз України», ДК «Укртрансгаз». — К: Росток, 2011. — 1090 с.

2 Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. — М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. — 1041 с.

3 Сідак В.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання: навч. посібник / В.С. Сідак. — Харків: ЧНАМГ, 2005. — 227 с.

4 www.netl.doe.gov (The National Energy Technology Laboratory (NETL), part of DOE's national laboratory system, is owned and operated by the U.S. Department of Energy (DOE)). 2. Field testing of remote sensor gas leak detection systems. Final report. Rocky Mountain oilfield testing center. — Project № 18.10485. — U.S. Department of Energy. — National Energy Technology Laboratory (NETL), 2004. (http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/td/Final%20Report_RMOTC.pdf)

5 Natural gas Leak detection in pipelines. Technology status report №DE-FC26-03NT41857. — U.S. Department of Energy. — National Energy Technology Laboratory (NETL), 2004. (http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Status_Assessments/scanner_technology_0104.pdf)

6 Non-destructive testing — Qualification and certification of personnel (ISO 9712:2005). — Чинний від 2005-07-29; ISO, 2006. — 25 с.

7 Неруйнівний контроль. Кваліфікація і сертифікація персоналу в галузі неруйнівного контролю (EN 473:2000, IDT): ДСТУ EN 473-2001. — [Чинний від 2003-07-01]. — К.: Держспоживстандарт України, 2003. — 28 с.

8 Павлов Н.И. Обнаружение температурных аномалий, обусловленных заглубленными в грунт инородными объектами / Н.И. Павлов, Е.Э.Эльц // Изв. ВУЗов. Радиоэлектроника». — 2007. — Т.50. — № 3. — С. 12-20.

9 Павлов Н.И. Малогабаритный авиационный сканер для съемки в инфракрасном и видимом диапазонах волн / Н.И. Павлов, Г.И.Ясинский// Изв. ВУЗов. «Радиоэлектроника». — 2004. — Т. 47, № 3. — С. 25-35.

10 Єнін П.М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом / П.М. Єнін, Г.Г. Шишко, К.М. Предун. — К.: Логос, 2002. — 198 с.

11 Белашов А.Д. Особенности эксплуатации газового хозяйства в зимних условиях / А.Д. Белашов. — Л.: Недра, 1982. — 168 с.

12 Чучакин Л. А. Приборный контроль за состоянием газопроводов и газового оборудования / Л.А. Чучакин, Н.Е. Тверетин. — Л.: Недра, 1986. — 167 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
06.03.11

Рекомендована до друку професором
Галуцаком М.О.



РОЗРОБЛЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ НЕСТАЦІОНАРНИХ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

Д.Ф. Тимків, Ю.Г. Мельниченко, А.В. Андрусак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: public@nng.edu.ua

Основна частина діючих нафтопроводів експлуатується понад 40 років. За такий тривалий період часу в металі труб під впливом напруг, корозійного середовища (в т.ч. водню) відбулися процеси, що призвели до зміни фізико-механічних властивостей металу. Ступінь зміни властивостей при цьому залежить не тільки від тривалості, але і від силових умов експлуатації, тобто від рівня робочого тиску і амплітуди його коливань. В даній роботі розглянуто систему рівнянь, за допомогою якої можна оптимізувати нестационарні режими перекачування нафти, що призводять до втрат міцності магістральних труб виникнення аварійного стану і пов'язаних з ним економічних та екологічних збитків

Ключові слова: тиск, нестационарні режими

Большая часть действующих нефтепроводов эксплуатируется свыше 40 лет. За столь длительный период времени в металле труб под воздействием напряжений, коррозионной среды (в т.ч. водорода) протекали процессы, приведшие к изменению физико-механических свойств металла. Степень изменения свойств при этом зависела не только от длительности, но и от силовых условий эксплуатации, то есть от уровня рабочего давления и амплитуды его колебаний. В данной работе рассматривается система уравнений, с помощью которой можно оптимизировать нестационарные режимы перекачки нефти, приводящие к потерям прочности магистральных труб, возникновением аварийных ситуаций и связанных с ними экономических и экологических убытков.

Ключевые слова: давление, нестационарные режимы

The main part of conventional oil pipelines has been operated for more than 40 years. Over such a continuous period of time under the influence of strain, corrosive media (including hydrogen) the processes resulted in changes of metal physical and mechanical properties have taken place in the pipeline metal. However the rate of property changes depends not only on the duration but also on the stress conditions of maintenance, i.e. on the degree of operation pressure and its ranges variety. This research deals with the system of equations with the help of which we can optimize all pumping temporary conditions which cause losses of the main pipelines strength, emergency situation appearance and connected with them economical and environmental losses.

Keywords: pressure, non-stationary modes

Нестационарний рух ідеальної рідини описується системою рівнянь, які виражають закон збереження маси, кількості руху та енергії одиничного об'єму середовища, яке рухається [1]. Векторна форма цих рівнянь має вигляд:

$$\frac{d\rho}{dt} + \rho \operatorname{div} \vec{v} = 0; \quad (1)$$

$$\rho \frac{d\vec{v}}{dt} = \rho \vec{F} + \frac{\partial \vec{\sigma}_i}{\partial x_i}; \quad (2)$$

$$\rho \frac{d}{dt} \left(u + \frac{v^2}{2} \right) = \rho \vec{F} \cdot \vec{v} + \frac{\partial (\vec{\sigma}_i \cdot \vec{v})}{\partial x_i} + \rho q_B, \quad (3)$$

де: ρ - густина рідини; $\vec{v}$ - вектор швидкості руху частинок рідини в заданій точці потоку; t - час; $\vec{F}$ - вектор питомої рівнодійної всіх масових сил, які діють на об'єм рідини; $\vec{\sigma}_i$ - вектор напружень у точці потоку; u - питома внутрішня енергія частинки потоку; q_B - питома кількість тепла, отримана одиницею об'єму рідини від зовнішнього джерела.

Розглянемо рух нафти на прямолінійній ділянці магістрального нафтопроводу. Введемо прямокутну систему координат так, щоб вісь

ОХ була спрямована вздовж осі трубопроводу, а вісь ОZ – у напрямку, протилежному вектору дії сили тяжіння.

Застосовуючи загальноприйнятий підхід для моделювання гідродинамічних процесів на ділянках магістральних трубопроводів, розглядаємо рівняння руху рідини в одновимірній постановці. Для спрощення надалі позначатимемо v_x через v .

Тоді система рівнянь (1)-(3) матиме такий вигляд:

$$\begin{cases} \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + v \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\rho f_x - \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{4}{3} \frac{\partial p}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} \right) \right]; \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0; \\ \frac{\partial \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} \right) \right]}{\partial t} + v \frac{\partial \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} + \frac{v}{\rho} \right) \right]}{\partial x} = \\ = \rho q_R + \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right) \right] - \frac{4}{3} \mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} \right)^2 - \rho v f_x; \end{cases} \quad (4)$$



Вираз у першому рівнянні системи (4), що характеризує вплив сили тертя на параметри потоку нафти, замінимо наслідком із формули Дарсі-Вейсбаха, записаної для нафти [1,3], згідно з якою

$$\frac{4}{3} \frac{\partial p}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial v}{\partial x} \right) = \rho v \frac{\xi v}{2D}, \quad (5)$$

де ξ - коефіцієнт гідравлічного опору.

Враховуючи факт, що об'єктом досліджень є ізотермічні нафтопроводи, правомірно застосувати гіпотезу про ізотермічність потоку нафти [1,2].

Масові сили, що діють на потік газу вздовж напрямку його руху, представлені проекцією на вісь OX сили тяжіння

$$f_x = g \frac{dz}{dx}, \quad (6)$$

де: g - прискорення вільного падіння; z - висотні положення точок на трубопроводі.

Після врахування наведених припущень система рівнянь (4) набуде вигляду

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho\omega)}{\partial t} + \frac{\lambda\rho}{8\delta} \omega^2 + \rho g \frac{dz}{dx}; \quad (7)$$

$$\frac{\partial(\rho\omega)}{\partial x} = -\frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (8)$$

де c - швидкість звуку в даному середовищі
За умови

$$M = \rho v \frac{\pi D^2}{4}, \quad (9)$$

де M - масова витрата нафти в нафтопроводі, рівняння (7) і (8) матимуть такий вигляд

$$\frac{\partial M}{\partial t} = -v \frac{\partial M}{\partial x} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\xi |v|}{2D} M - \rho \frac{\pi D^2}{4} g \frac{dz}{dx}; \quad (10)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{1}{\pi D^2} \frac{1}{c^2} \frac{\partial M}{\partial x}. \quad (11)$$

Розв'язавши систему рівнянь (10)-(11), можна отримати розподіл тиску та масової витрати нафти для ділянки магістрального нафтопроводу в просторі та часі. Оскільки дана система диференціальних рівнянь нелінійна, аналітичний розв'язок для неї побудувати неможливо. Тому в науці і на практиці користуються наближеними методами розв'язування цих рівнянь. Здійснимо перехід від системи рівнянь (10)-(11) до її наближеного вигляду шляхом припущення щодо квазілінійності даної системи [4].

Серед широкого набору числових методів розв'язання лінійних диференціальних рівнянь загальноприйнятим є метод мереж [5]. Для запису різницевого аналогу рівнянь (10)-(11) застосуємо неявну схему розбиття з другим порядком точності за x . Оскільки за t у системі рівнянь маємо тільки першу похідну, то для забезпечення другого порядку точності апроксимації за τ необхідно застосувати метод "предиктор-коректор" [6].

У разі використання методу мереж для визначення значень параметрів нафтопроводу під час перебігу у ньому різко виражених нестационарних процесів (якими є аварійні режими) для уникнення нестійкості різницьових схем необхідно виконувати локальне згущення мереж дискретизації областей визначення параметрів. Різницевої дискретизації з нерівномірною мережею розбиття підлягають рівняння (10)-(11).

Як свідчать дослідження, в разі виникнення різко виражених нестационарних процесів у трубопроводі малозначущі складові рівняння (2.15) викликають осциляцію результатів числового моделювання процесу масопередачі. Це призводить до нестійкості схеми, тому в момент виникнення збурення доцільно виключити їх із системи рівнянь.

Враховуючи наведені зауваження, різницева схема рівнянь руху нафти для точок, розміщених всередині області дискретизації за x і t матиме вигляд

$$\begin{aligned} & \frac{M(x_i, t_{j+1}) - M(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = -v(x_i, t_{j+1}) \times \\ & \times \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\pi D^2}{4} \times \\ & \times \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\xi |v(x_i, t_{j+1})|}{2D} M(x_i, t_{j+1}) - \\ & - g \frac{\pi D^2}{4} \frac{1}{2} \rho \left[\frac{(z_i - z_{i-1})}{\Delta x_{i-1}} + \frac{(z_{i+1} - z_i)}{\Delta x_i} \right]; \end{aligned} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} & \frac{p(x_i, t_{j+1}) - p(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = \\ & = -\frac{4}{\pi D^2 c^2} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)}. \end{aligned} \quad (13)$$

Наведені рівняння розв'язуються методом послідовних наближень. На кожному наближенні коефіцієнти біля шуканих величин згідно припущення про квазілінійність системи (10)-(11) приймаються сталими і в процесі переходу до наступного наближення корегуються.

Систему алгебраїчних рівнянь (12)-(13) розв'яжемо методом прогонки [7]. Для прямого ходу прогонки необхідно звести дану систему рівнянь до рівняння з однією змінною. Вибір змінної залежить від наявних граничних умов. Розглянемо послідовно всі можливі варіанти граничних умов.

Найбільшого прикладного значення для експлуатаційних режимів магістральних нафтопроводів набула конфігурація граничних умов [1,2]: $p(0, t); M(l, t)$, де l - довжина ділянки нафтопроводу. Враховуючи те, що граничні умови подані для обох змінних, вибір змінної для зведення системи рівнянь (12)-(13) до одного рівняння може бути довільним.

Продиференціюємо праву і ліву частини рівняння (13) за x і подамо отримане диференціальне рівняння у вигляді різницевого аналогу

$$\frac{p(x_{i+1}, t_{j+1}) - p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_{j+1}) + p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1}) \Delta t} =$$

$$= -\frac{4}{\pi D^2 c^2} \cdot \left(\frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} - \right. \quad (14)$$

$$\left. - \frac{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} \right).$$

Підставивши рівняння (14) у (12), отримаємо систему п рівнянь із п невідомими $M(x_i, t_{j+1})$ для точок розбиття ділянки магістрального нафтопроводу

$$-\frac{(M(x_i, t_{j+1}) - M(x_i, t_j))}{\Delta t_j} -$$

$$-v \frac{(M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1}))}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} +$$

$$+ \frac{\Delta t}{c^2} \cdot \left(\frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1})}{\Delta x_i \Delta x_{i-1}^2} - \right. \quad (15)$$

$$\left. - \frac{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_i \Delta x_{i-1}^2} \right) -$$

$$- \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{|v| \xi}{2D} M(x_i, t_{j+1}) -$$

$$- \rho \frac{1}{2} \left(\frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} + \frac{h_{i+1} - h_i}{\Delta x_i} \right) = 0.$$

Провівши заміну, отримаємо:

$$-B_{1i} M(x_{i+1}, t_{j+1}) + B_{2i} M(x_i, t_{j+1}) -$$

$$-B_{3i} M(x_{i-1}, t_{j+1}) = B_{4i}, \quad (16)$$

де:

$$B_{1i} = \frac{v}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\Delta t}{\Delta x_i \Delta x_{i-1} c^2};$$

$$B_{2i} = -\frac{1}{\Delta t} - \frac{\Delta t (\Delta x_i + \Delta x_{i-1})}{c^2 \Delta x_i \Delta x_{i-1}^2} - \frac{|v| \xi}{2D};$$

$$B_{3i} = -\frac{v}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\Delta t}{\Delta x_{i-1}^2 c^2};$$

$$B_{4i} = -\frac{M(x_i, t_j)}{\Delta t} + \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} +$$

$$+ \rho \frac{1}{2} \left(\frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} + \frac{h_{i+1} - h_i}{\Delta x_i} \right); i = 1 \dots n.$$

Пряма прогонка здійснюється шляхом перетворення системи рівнянь (16) у систему рівнянь виду

$$M(x_{i+1}, t_{j+1}) - E_{i+1} \cdot M(x_i, t_{j+1}) = F_{i+1}, \quad (17)$$

$$\text{де } i = 1 \dots n$$

Для визначення E_n і F_n використовуються граничні умови. Оскільки $M(x_n, t_{j+1})$ задається в умові задачі як гранична умова, то, з огляду на вигляд системи рівнянь (17), для виключення впливу на значення $M(x_n, t_{j+1})$ інших граничних умов $(p(0, t), T(0, t), T_{cm}(0, t))$ необхідно, щоб виконувались умови

$$E_{i+1} = E_n = 0; F_{i+1} = F_n = M(x_{i+1}, t_{k+1}). \quad (18)$$

Таким чином, маючи значення коефіцієнтів системи рівнянь (17), для визначення розподілу масової витрати по довжині в момент часу t_{j+1} необхідно мати значення M хоча б в одній точці ділянки нафтопроводу крім останньої (в силу (18)). Для визначення $M(0, t)$ необхідно розв'язати рівняння (13), записане для початкової точки ділянки ($x = x_1$)

$$-\frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_2, t_{j+1}) - M(x_1, t_{j+1})}{\Delta x_1} =$$

$$= \frac{p(x_1, t_{j+1}) - p(x_1, t_j)}{\Delta t_j}. \quad (19)$$

Обчисливши значення $M(x_0, t_{j+1})$, здійснюємо обернений хід прогонки, тобто підставляємо значення $M(x_0, t_{j+1})$ у систему рівнянь (17) і визначаємо розподіл масової витрати по довжині ділянки нафтопроводу в момент часу $t = t_{j+1}$. Користуючись рівняннями (13), визначаємо величини $p(x_i, t_{j+1})$, де $i = 1 \dots n-1$.

$$p(x_i, t_{j+1}) = p(x_i, t_j) -$$

$$- \Delta t_j \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)}; \quad (20)$$

Для точки $i=n$ ці залежності запишуться в такому вигляді

$$p(x_i, t_{j+1}) = p(x_i, t_j) -$$

$$- \Delta t_j \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_i, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}}. \quad (21)$$

У формулах (20)-(21) для визначення розподілу параметрів потоку в момент часу t_{j+1} користуються значеннями параметрів у момент часу t_j , де $j = 0 \dots m$. Для $j=0$ розподіл параметрів $p(x_i, t_j)$, $M(x_i, t_j)$ називають початковими умовами. Залежно від умови задачі початкові умови можуть бути задані до моменту часу t_0 або обчислені з припущенням, що у момент часу t_0 вздовж усієї ділянки газопроводу відбувається стаціонарний процес транспортування газу.



Розглянемо задачу визначення розподілу параметрів газового потоку для граничних умов $M(0, t), M(l, t)$.

Розрахунок параметрів потоку здійснюється за тією ж послідовністю, як і для граничних умов $p(0, t), M(l, t)$, але з однією особливістю. Оскільки в початковій точці маємо граничну умову Діріхле для масової витрати, необхідність розв'язування рівняння (2.33) відпадає. То ж для здійснення оберненого ходу прогонки використовуємо співвідношення

$$M(x_1, t_{j+1}) = M(0, t). \quad (22)$$

Дещо інші залежності використовуються для розв'язування задачі з граничними умовами виду $M(0, t), p(l, t)$. У цьому випадку під час прямої прогонки система рівнянь (17) замінюється рівняннями виду

$$M(x_i, t_{j+1}) = E_i M(x_{i+1}, t_{j+1}) + F_i; \quad (23)$$

$$M(x_{i-1}, t_{j+1}) = E_{i-1} M(x_i, t_{j+1}) + F_{i-1}. \quad (24)$$

Тоді для E_i і F_i отримаємо такі залежності.

$$E_i = \frac{B_{1i}}{B_{2i} - B_{3i} \cdot E_{i+1}}; \quad F_i = \frac{B_{4i} + B_{3i} F_{i+1}}{B_{2i} - B_{3i} E_{i+1}}. \quad (25)$$

Оскільки маємо граничну умову Діріхле на початку газопроводу, то за аналогією з (18)

$$E_1 = 0; \quad F_1 = M(0, t). \quad (26)$$

Таким чином, за формулами (25) визначаються значення E_i і F_i , де $i = 1 \dots n$.

Наприкінці ділянки газопроводу маємо умову Неймана, тому запишемо рівняння (13) для точки x_n

$$-\frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_{n+1}, t_{j+1}) - M(x_{n-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{n-1} + \Delta x_n)} = \frac{p(x_n, t_{j+1}) - p(x_n, t_j)}{\Delta t_j}, \quad (27)$$

де $M(x_{n+1}, t_{j+1})$ - значення масової витрати в уявній точці x_{n+1} .

Із системи рівнянь (23)-(24) для $i = n$ і (27) визначаємо значення $M(x_{n+1}, t_{j+1})$ і здійснюємо обернений хід прогонки, тобто визначаємо розподіл масової витрати по довжині ділянки газопроводу в момент часу $t = t_{j+1}$.

Якщо граничні умови мають вигляд $p(0, t), p(l, t)$, тобто на обох кінцях маємо умови Неймана для $M(x, t)$, то розв'язати систему рівнянь (17) із другим порядком точності апроксимації за x неможливо.

Тому для рівняння, до якого зводимо систему рівнянь (12)-(13), як змінну величину приймаємо $p(x, t)$. Для цього продиференціюємо рівняння (10) за x і запишемо отримане рівняння у вигляді різницевого аналога

$$\begin{aligned} & \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i+1}, t_j) - M(x_{i-1}, t_{j+1}) + M(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1}) \Delta t} = \\ & = -v \cdot \left(\frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} - \frac{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} \right) - \\ & - \frac{\pi D^2}{4} \cdot \left(\frac{\Delta x_{i-1} P(x_{i+1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} - \frac{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) P(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i P(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} \right) + \\ & + \frac{\xi |v|}{2D} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1})}. \end{aligned} \quad (28)$$

Виразимо з (13) різницевий аналог першої похідної масової витрати за x , підставимо в (28) і, провівши заміни, отримаємо рівняння

$$-B_{1i} P(x_{i+1}, t_{j+1}) + B_{2i} P(x_i, t_{j+1}) - B_{3i} P(x_{i-1}, t_{j+1}) = B_{4i}, \quad (29)$$

де:

$$\begin{aligned} B_{1i} &= \frac{\pi D^2}{4 \Delta x^2}; \quad B_{2i} = \frac{\pi D^2 c^2}{4 \Delta t^2} + \frac{2 \pi D^2}{4 \Delta x^2}; \\ B_{3i} &= \frac{\pi D^2}{4 \Delta x^2}; \\ B_{4i} &= \frac{\pi D^2 c^2}{4 \Delta t^2} P(x_i, t_j) - \frac{M(x_{i+1}, t_j) - M(x_{i-1}, t_j)}{2 \Delta x \Delta t} + \\ & + w \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - 2M(x_i, t_{j+1}) + M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x^2} - \\ & - \frac{|v| \xi}{2D} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{2 \Delta x}. \end{aligned}$$

Здійснюючи пряму прогонку, отримаємо рівняння

$$p(x_{i+1}, t_{j+1}) = E_{i+1} \cdot p(x_i, t_{j+1}) + F_{i+1}, \quad (30)$$

де $i = 1 \dots n$. При цьому використовуємо умову Діріхле для $p(x, t)$

$$E_n = 0; \quad F_n = p(x_n, t_{j+1}). \quad (31)$$

Для оберненого ходу прогонки використовується інша гранична умова Діріхле, а саме:

$$p(x_1, t_{j+1}) = p(0, t). \quad (32)$$

Для визначення розподілу масової витрати з рівняння (13) підставимо першу похідну масової витрати за x у рівняння (12) і виразимо з останнього масову витрату в i -тому вузлі

$$M(x_i, t_{j+1}) = \left(\frac{v\pi D^2}{4} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{p(x_i, t_{j+1}) - p(x_i, t_j)}{\Delta t} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_{i+1}, t_{j+1}) - p(x_{i-1}, t_{j+1})}{2\Delta x} + \frac{M(x_i, t_j)}{\Delta t} - g \frac{\pi D^2}{4} \rho \frac{1}{2} \left[\frac{z_i - z_{i-1}}{\Delta x} + \frac{z_{i+1} - z_i}{\Delta x} \right] \right) \times \left(\frac{1}{\Delta t} + \frac{|v|\xi}{2D} \right)^{-1}. \quad (33)$$

Рівняння (33) для визначення масової витрати в першій точці матиме вигляд

$$M(x_1, t_{j+1}) = \left(\frac{v\pi D^2 c^2}{4} \frac{p(x_1, t_{j+1}) - p(x_1, t_j)}{\Delta t} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_2, t_{j+1}) - p(x_0, t_{j+1})}{2\Delta x} + \frac{M(x_1, t_j)}{\Delta t} - g \frac{\pi D^2}{4} \rho \frac{1}{2} \left[\frac{z_1 - z_0}{\Delta x} + \frac{z_2 - z_1}{\Delta x} \right] \right) / \left(\frac{1}{\Delta t} + \frac{|v|\xi}{2D} \right), \quad (34)$$

де $p(0, t)$, $\rho(0, t)$ - значення відповідно тиску та густини газу в уявній точці.

Висновок

Розглянута система рівнянь, що описує рух нафти магістральним нафтопроводом, дасть змогу оптимізувати нестационарні режими перекачування, що є причиною втрат міцності магістральних труб, що може призвести і до аварійного їх стану. Крім того, отримано розрахункові залежності для визначення розподілу масової витрати і тиску нафти у нестационарному режимі роботи нафтопроводів. За допомогою цих параметрів визначають параметри міцності, а також термін довговічності нафтопроводів.

Література

- 1 Дейч М.Е. Техническая газодинамика / М.Е. Дейч; изд. 2-е перераб. – М-Л: Госэнергоиздат, 1961. – 670 с.
- 2 Рождественский Б. Л. Системы квазилинейных уравнений и их приложения в газовой динамике / Б.Л. Рождественский, Н.Н. Яненко. – М.: Наука, – 1968. – 687 с.
- 3 Селезнев В.Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов; под ред. В.Е. Селезнева / В.Е.Селезнев, В.В.Алешин, С.Н. Прялов. – М.: КомКнига, 2005. – 496 с.
- 4 Калиткин Н.Н. Численные методы / Н.Н. Калиткин. - М.: Наука, – 1978. – 513 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

18.02.11

Рекомендована до друку професором

Грудзом В.Я.



Виробничий досвід

УДК 622.276.53.001

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФОРСИРОВАННОГО ОТБОРА ЖИДКОСТИ НА ОСНОВЕ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА

И.З. Ахмедов, С.Э. Тагиева, А.Н. Гурбанов

*ГНКАР «Институт научных исследований», Азербайджан, г. Баку, ул. Зардаби, 88,
тел./факс (99412) 4335390, e-mail: aznsell@eidata.net*

Досліджено можливості збільшення нафтовидобутку на родовищах НГВУ ім. Тагієва ДНКАР. З використанням системного підходу були побудовані залежності основних показників розробки, знайдені їх математичні моделі, що дають змогу регулювати процес відбору нафти та рідини. На основі аналізу подаються обґрунтовані рекомендації щодо збільшення ефективності управління процесом експлуатації родовища Гала. Вказується на можливість збільшення видобутку з даного об'єкта, обмеження обводненості продукції, роботи в режимі економії електроенергії.

Ключові слова: відбір нафти, обводненість продукції, свердловина, видобування рідини

Исследованы возможности увеличения нефтедобычи на месторождениях НГДУ им. Тагиева ГНКАР. С использованием системного подхода построены зависимости основных показателей разработки, найдены их математические модели, позволяющие регулировать процесс отбора нефти и жидкости. На основе анализа поданы обоснованные рекомендации в целях увеличения эффективности управления процессом эксплуатации месторождения Гала. Показана возможность увеличения добычи по рассматриваемому объекту, ограничения обводненности продукции, возможность режима экономии энергии.

Ключевые слова: отбор нефти, обводненность продукции, скважина, добыча жидкости

Assessment of the forced fluid pumping-out efficiency on the basis of system analysis. The possibility of oil production increase of SOCAR Field office resources is described/ On the basis of the system approach the relations of basic production figures are made. The mathematical models regulating oil and fluid sampling are analyzed. Reasonable recommendations on the Gala field operation increase are given. The possibilities of production increase, well stream watering reduction, energy-saving mode are emphasized.

Keywords: oil sampling, well stream watering, well, fluid production

Как известно, в настоящее время нефтяная промышленность является ведущей отраслью экономики Азербайджана, и в ближайшем будущем будет оставаться ею, обеспечивая стабильный рост всех отраслей экономики страны. Нефтегазовый сектор Азербайджана обладает большим потенциалом и возможностями привлечения новых иностранных инвестиций, являющихся гарантией энергетической безопасности. Однако, несмотря на то, что основные запасы залегают в основном в морских месторождениях, исследования показывают, что необходимо уделять большое внимание и доработке старых месторождений, находящихся на суше, которые содержат достаточное количество запасов нефти и газа. В связи с этим применение различных методов для увеличения нефтедобычи имеет весьма актуальное значение.

Как известно, для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, одним из эффективных методов увеличения нефтедобычи является форсированный отбор жидкости (ФОЖ). При этом в неоднородных и сильно обводненных пластах в разработку вовлекаются остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны и малопроницаемые пропластки. Основными условиями эффективного применения этого метода являются:

- значения обводненности продукции не менее 80-85%;
- высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления;
- наличие технических и геолого-физических возможностей увеличения дебитов (устойчивость коллектора, отсутствие опасений прорыва чуждых вод и т.д.).

Таблица 1 – Добывные показатели эксплуатации месторождения Гала

Показатели	Значения по отделам продуктивной толщи					
	Низы			Верхи		
	миним.	максим.	среднее	миним.	максим.	среднее
Нефть, т/сут	0,2	3,5	1,2	0,1	2,2	0,8
Жидкость, м ³ /сут	3	44,5	12	3	58	18,9
Вода, м ³ /сут	2	43	10,9	2,9	57,2	18,1
Обводненность, %	53	99	87	83	99	94

Таблица 2 – Добывные показатели эксплуатации верхнего отдела продуктивной толщи

Показатели	Отбор жидкости до 10 м ³ /сут			Отбор жидкости свыше 19 м ³ /сут		
	миним.	максим.	среднее	миним.	максим.	среднее
Нефть, т/сут	0,1	1,2	0,5	0,1	1,5	1,01
Жидкость, м ³ /сут	3	10	6,9	19,5	58	34,4
Вода, м ³ /сут	2,9	8,8	6,5	18,2	57,2	33,4
Обводненность, %	86	98	93,4	91	99	96,4

Для назначения и оценки целесообразности форсированного отбора сначала необходимо исследовать возможности роста добычи нефти при увеличении отбора жидкости из пласта. Решение о применении ФОЖ должно быть принято только после изучения взаимозависимостей между дебитом нефти, воды, жидкости, а также обводненности. При этом дебиты жидкости назначаются по максимуму дебита нефти. Естественно, что если при увеличении отбора жидкости, дебит нефти не увеличивается, то проведение ФОЖ является бессмысленным [1, 2].

Принимая во внимание вышеотмеченное, в предложенной работе с целью оценки эффективности применения метода ФОЖ были проведены исследования на основе фактических промысловых данных эксплуатации скважин на площади месторождения Гала НГДУ им. Г.З.Тагиева. Основные показатели технологического режима эксплуатации этих скважин приведены в таблице 1 [3].

Как видно из таблицы, диапазон изменения рассматриваемых показателей и их средние значения отличаются по отделам продуктивной толщи. По всем добывным показателям их значения по нижнему отделу заметно меньше соответствующих значений по верхнему отделу, что свидетельствует о существенном различии в геолого-физических и эксплуатационных условиях отдельных объектов. Поэтому, с целью обеспечения однородности информации и достоверности результатов исследования проводились для верхнего и нижнего отделов продуктивной толщи отдельно. Надо отметить, что больше половины скважин – (66%) эксплуатируются с верхнего отдела, основные добывные показатели которых представлены в табл. 2.

Как было отмечено выше, основное условие применимости ФОЖ – это наличие положительной общей корреляции, т.е. функциональной зависимости между добычей нефти и отбором жидкости по залежи. Но для проверки этого условия необходимо проведение меро-

приятий по увеличению общего отбора по рассматриваемой залежи. Однако в силу ряда причин, присущих месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки, начиная от технического состояния скважин и оборудования, заканчивая геолого-физическими условиями призабойной зоны пласта, проведение полномасштабных мероприятий в этом направлении очень ограничено. Поэтому на основе системного подхода была построена зависимость дебита нефти от дебита жидкости по всем рассматриваемым скважинам, представленная на рис. 1. При этом эксплуатационный объект (верхний отдел продуктивной толщи) и все скважины, работающие в примерно одинаковых условиях, рассматриваются как единая гидродинамическая система. Поэтому эта зависимость рассматривается как общий динамический процесс отбора жидкости из пласта, а каждая точка графика, соответствующая отдельной скважине – как отдельный режим отбора [4].

Как видно из рисунка, наблюдается некоторый разброс в значениях точек на графике. Однако более детальный анализ промысловых данных и соответствующей зависимости выявил наличие двух интервалов дебита жидкости, в которых наблюдаются достаточно четкие закономерности изменения дебита нефти, а именно, при отборе жидкости в интервалах до 10 м³/сут и больше 19 м³/сут. Поэтому в работе анализируются изменения показателей именно в этих пределах изменения отбора жидкости.

С целью выяснения изменения добычи нефти были построены и проанализированы зависимости дебита нефти от степени обводненности и от дебита жидкости. На рис. 2 представлено изменение среднего значения дебита нефти от дебита жидкости при отборе жидкости до 10 м³/сут. Как видно из рисунка, при увеличении дебита жидкости наблюдается заметный рост дебита нефти на всем диапазоне изменения дебита жидкости, с 0,2 до 1,2 т/сут. С помощью компьютерной программы зависи-

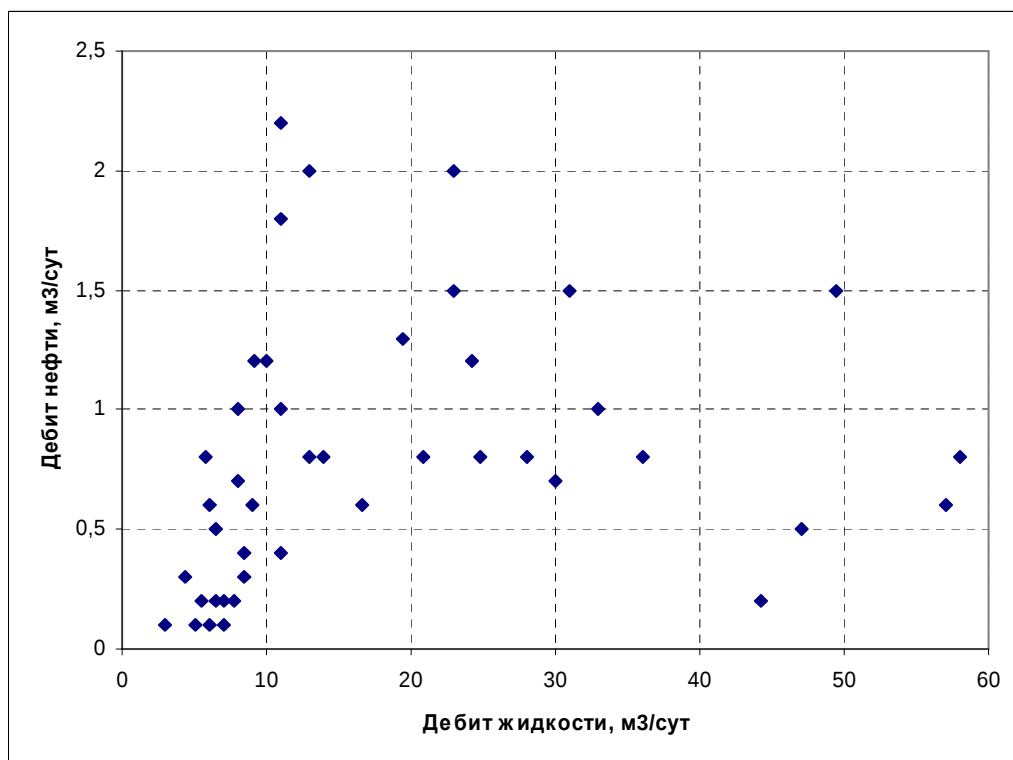


Рисунок 1 – Зависимость дебита нефти от дебита жидкости

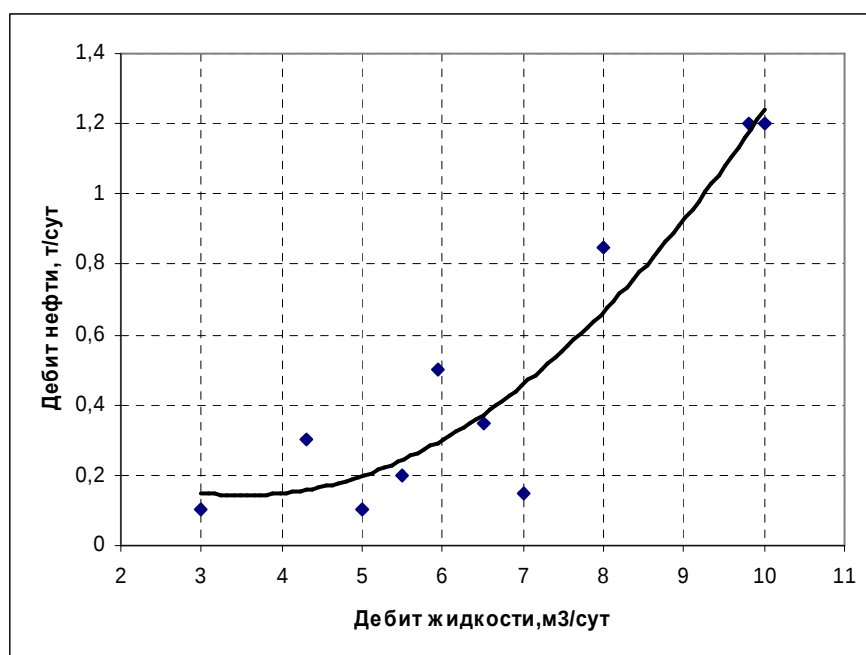


Рисунок 2 – Зависимость дебита нефти от дебита жидкости при отборе жидкости до 10 м³/сут

мость дебита нефти от дебита жидкости представлена уравнением:

$$q_n = 0,0264632q_{жс}^2 - 0,1873q_{жс} + 0,4746.$$

Анализ зависимости обводненности продукции от отбора жидкости (рис. 3) показывает, что рост среднего дебита жидкости не способствует росту обводненности, а даже приводит к ее уменьшению. Математическая модель зависимости обводненности от дебита жидкости может быть представлена уравнением:

$$q_{обв} = -0,205q_{жс}^2 + 1,708q_{жс} + 92,4.$$

Для подтверждения наличия положительного влияния отбора жидкости на дебит нефти, а также уменьшения обводненности с ростом отбора были построены и проанализированы зависимости коэффициента подачи скважинного насоса от дебита жидкости (рис. 4). Исследования этой зависимости для группы скважин с дебитом жидкости до 10 м³/сут показали, что с

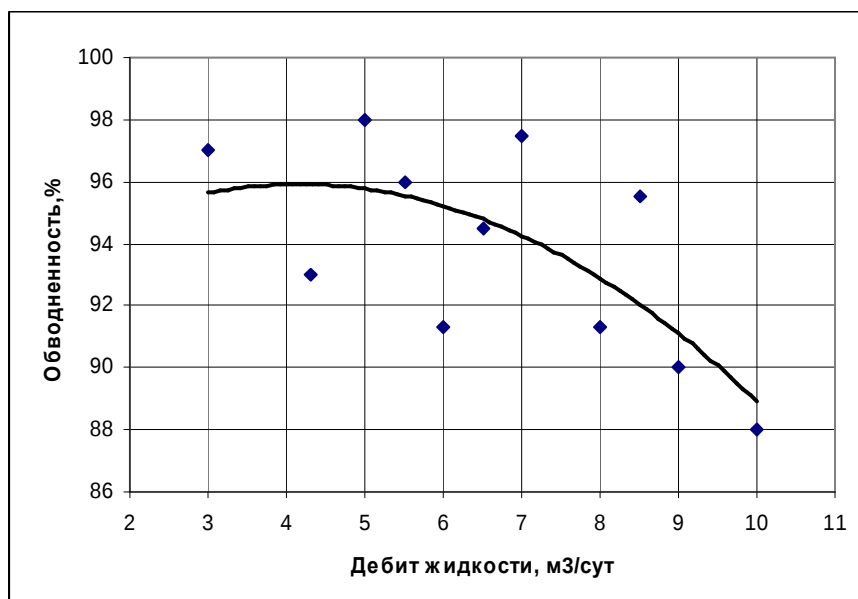


Рисунок 3 – Зависимость обводненности от дебита жидкости при отборе жидкости до 10 м³/сут

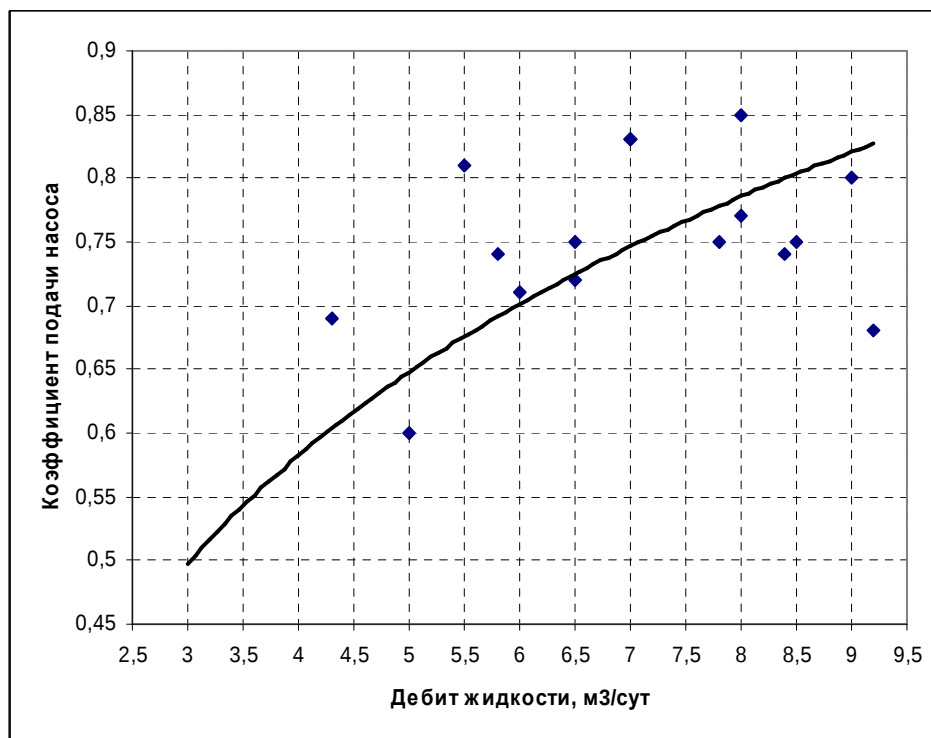


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента подачи насоса от дебита жидкости при отборе до 10 м³/сут

ростом дебита жидкости коэффициент подачи увеличивается.

Это указывает на то, что коэффициент подачи растет за счет увеличения отбора нефти, а не воды. Математическая модель этой зависимости может быть представлена следующим уравнением:

$$K = 0,294 \ln(q_{ж}) + 0,17.$$

Аналогичные исследования изменения показателей были проведены и для скважин с отбором жидкости свыше 19 м³/сут. Зависимость среднего значения дебита нефти от отбора

жидкости показана на рис. 5. Как видно, с увеличением дебита жидкости среднее значение дебита нефти уменьшается, что указывает на отрицательное влияние роста отбора жидкости на дебит нефти.

Зависимость дебита нефти от дебита жидкости для рассматриваемых скважин может быть описана следующим уравнением:

$$q_n = 0,0136 q_{ж} + 1,50.$$

С целью подтверждения отрицательной корреляции между отбором жидкости и дебитом нефти построена и проанализирована также



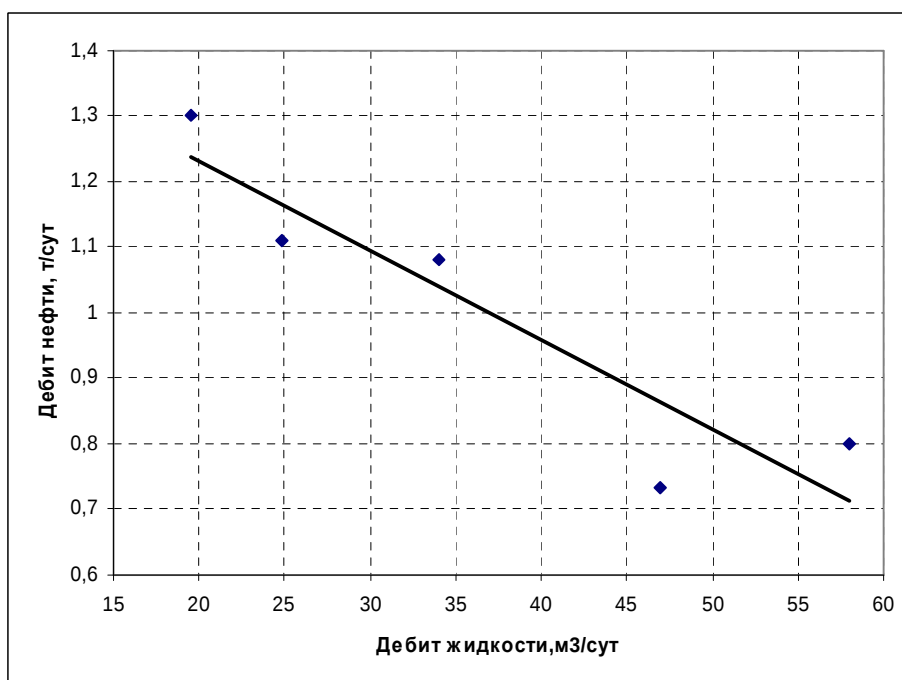


Рисунок 5 – Зависимость дебита нефти от дебита жидкости при отборе жидкости свыше 19 м³/сут

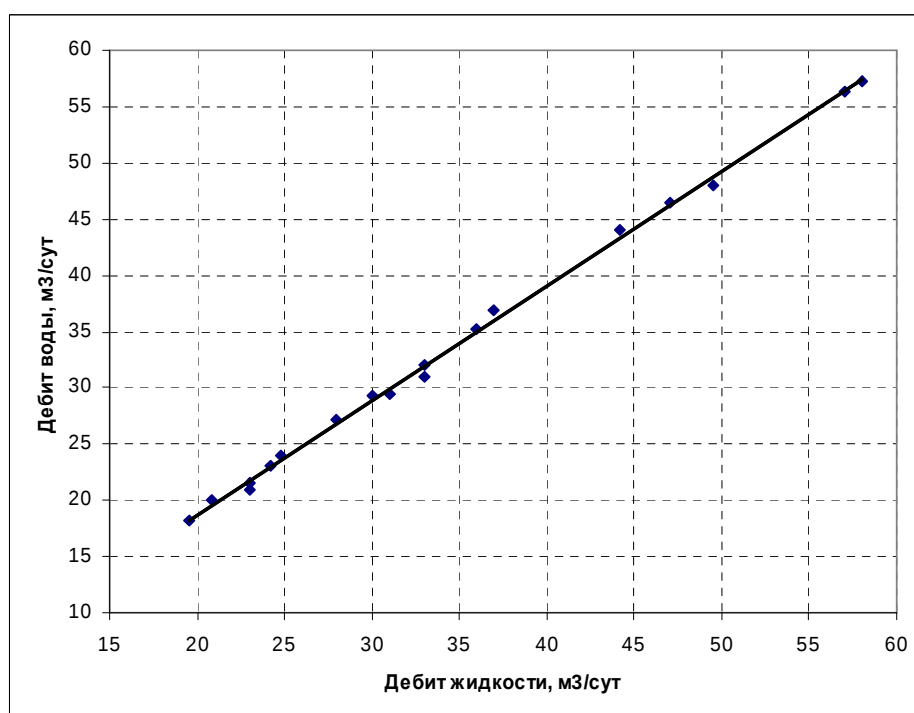


Рисунок 6 – Зависимость дебита воды от дебита жидкости при отборе жидкости свыше 19 м³/сут

зависимость дебита воды от дебита жидкости (рис.6). Как видно, с увеличением дебита жидкости однозначно увеличивается и дебит воды. Математическая модель этой зависимости может быть представлена следующим линейным уравнением:

$$q_{\text{в}} = 1,017 q_{\text{ж}} - 1,59 .$$

Анализ зависимости коэффициента подачи скважинного насоса от дебита жидкости (рис.7)

показывает, что с ростом дебита коэффициент подачи также растет. Однако это объясняется увеличением объема воды в продукции, поступающей в цилиндры насоса.

Анализ и оценочные расчеты показали возможность прироста добычи нефти от форсировки отбора по рассматриваемой группе скважин около 7%.

Одним из важных результатов возможности регулирования добычи является умень-

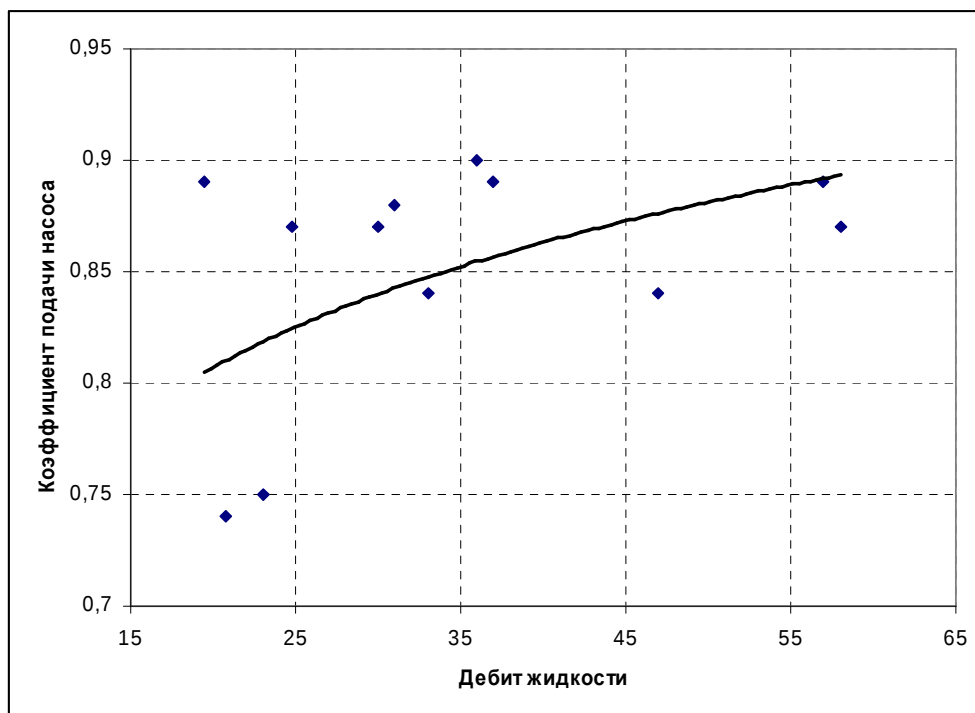


Рисунок 7 – Зависимость коэффициента подачи насоса от дебита жидкости при отборе свыше $19 \text{ м}^3/\text{сут}$

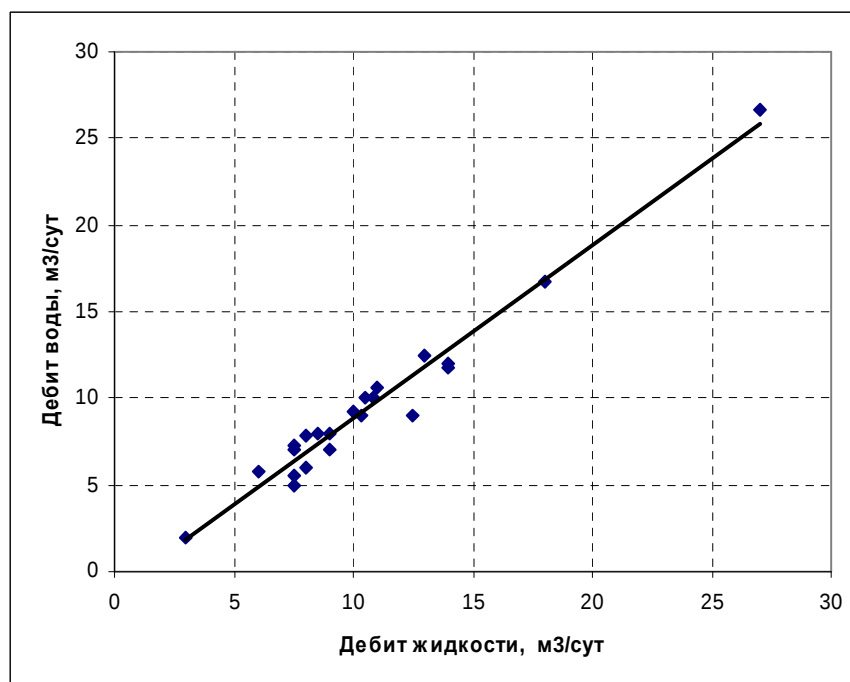


Рисунок 8 – Зависимость дебита воды от дебита жидкости для нижнего отдела

уменьшение отбора пластовой воды. Как видно из табл.2, для группы скважин, работающих с дебитом жидкости до $10 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит воды почти в 5 раз меньше дебита воды в скважинах, отбирающих жидкость больше $19 \text{ м}^3/\text{сут}$, а средняя обводненность меньше на 3%. Уменьшение отбора воды приводит к значительному уменьшению энергии, расходуемой на подъем жидкости из скважин, а также различных расходов на утилизацию пластовой воды в промышленных условиях. Таким образом, исследова-

ния, проведенные на основе промысловых данных, указывают на целесообразность применения форсированного отбора жидкости в скважинах, эксплуатируемых с верхнего отдела продуктивной толщи месторождения Гала.

Аналогичные исследования были проведены и для нижнего отдела продуктивной толщи месторождения. В результате анализа взаимовлияния дебитов нефти и жидкости по этим скважинам функциональной связи между добычей нефти и жидкости не обнаружено. Одна-



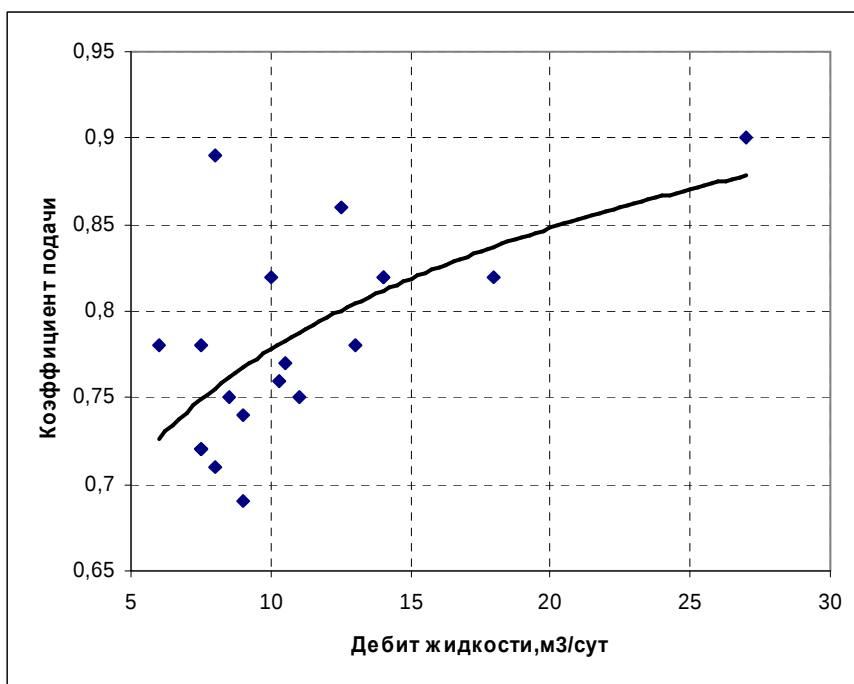


Рисунок 9 – Зависимость коэффициента подачи насоса от дебита жидкости для нижнего отдела

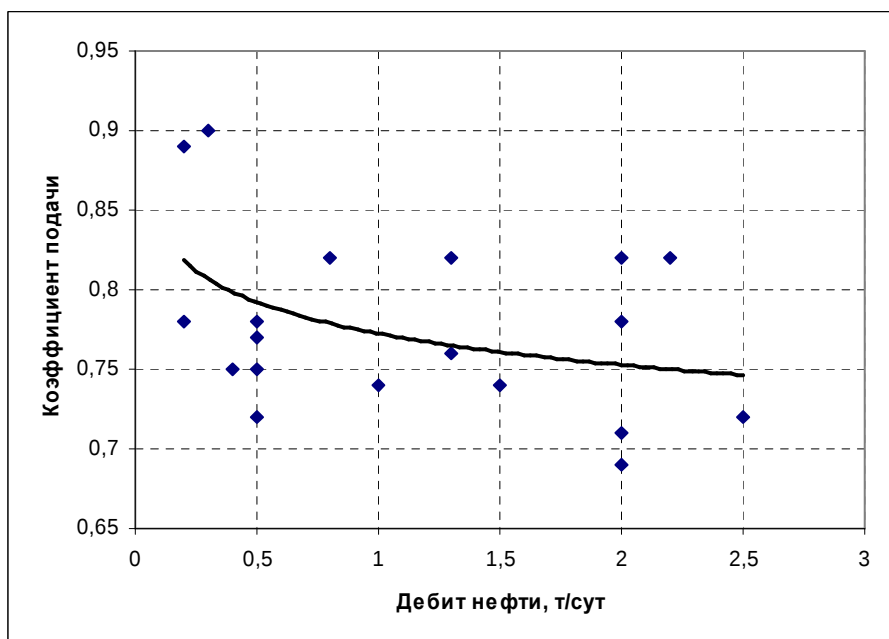


Рисунок 10 – Зависимость коэффициента подачи насоса от дебита нефти для нижнего отдела

ко анализ зависимости дебита воды от дебита жидкости наглядно показал, что с увеличением отбора жидкости увеличивается и дебит воды (рис.8).

Для подтверждения отрицательной корреляции между отбором жидкости и нефти рассмотрены зависимости коэффициента подачи насосов от дебита жидкости и нефти.

На рис. 9 и 10 показаны изменения коэффициента подачи скважинных насосов в зависимости от изменения отбора жидкости и нефти. Как видно, при увеличении отбора жидко-

сти наблюдается небольшое повышение коэффициента подачи насоса, а при увеличении дебита нефти - его уменьшение.

Таким образом, анализ процесса отбора по нижнему отделу показывает отсутствие корреляционной связи между добычными показателями, что исключает основания для проведения ФОЖ на этих объектах.

В заключении необходимо отметить, что системный подход и применяемые математико-статистические методы дают возможность выработать лишь стратегию эксплуатации, но ни в

кчем случае не исключают индивидуального подхода в исследованиях скважин. Проведенные в работе исследования носят обобщенный и прогнозный характер, а полученные модели представляют возможность в некоторой степени регулировать процесс отбора нефти и жидкости.

Выводы:

Возможность регулирования процесса отбора жидкости по верхнему отделу продуктивной толщи;

Проведение ФОЖ целесообразно при отборе жидкости до 10 м³/сут;

Возможность прироста добычи нефти и уменьшение затрат на подъем и утилизацию пластовой воды.

Литература

1 Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для ВУЗов. / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.

2 Лысенко В.Д. Рациональная разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. – М.:ООО «Бизнесцентр», 2005. – 607 с.

3 Мирзаджанзаде А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче: Системный анализ, диагноз и прогноз / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Х. Шахвердиев. – М.: Наука, 1997. – 254 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
07.03.11*

*Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.*

