

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 620.194:620.197

КОРОЗІЙНО-ВОДНЕВА ДЕГРАДАЦІЯ ТА ПРОТИКОРОЗІЙНИЙ ЗАХИСТ РЕЗЕРВУАРІВ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ

¹Є.І. Крижанівський, ²Г.М. Никифорчин, ²О.І. Звірко

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123,
e-mail: rector@nung.edu.ua

² Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України,
79601, м. Львів, вул. Наукова, 5, тел. (0322) 632133; e-mail: nykyfor@ipm.lviv.ua

Подано аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь нафтових резервуарів залежно від стану нафтопродуктів та експлуатаційних умов, а також деградації корозійних, механічних та корозійно-механічних властивостей, спричинених тривалою експлуатацією резервуарів.

Ключові слова: нафтові резервуари, корозія, тривала експлуатація, деградація сталі

Дан анализ коррозионного разрушения внутренних поверхностей нефтяных резервуаров в зависимости от состояния нефтепродуктов и эксплуатационных условий, а также деградации коррозионных, механических и коррозионно-механических свойств, вызванных длительной эксплуатацией резервуаров

Ключевые слова: нефтяные резервуары, коррозия, длительная эксплуатация, деградация стали

The analysis of corrosion fracture of storage tanks internal surface in dependence on mineral oil state and in-service conditions and also degradation of corrosion, mechanical and corrosion-mechanical properties caused by long-term service of tanks

Keywords: storage tank, corrosion, long-term service, steal degradation

За останні роки при спорудженні та експлуатації резервуарів досягнуто значного прогресу, проте ці конструкції залишаються одними з найнебезпечніших об'єктів нафтової промисловості, оскільки значний відсоток їх уже відпрацювали свій проектний ресурс. Передумовою розвитку аварійних ситуацій впродовж тривалої експлуатації сталевих резервуарів є сумісна дія низки чинників: дефектності, особливо зварних з'єднань; корозійного та корозійно-механічного руйнування; порушення вимог проекту та режимів експлуатації резервуарів; недотримання правил техніки безпеки та ін. Міжремонтний період резервуару, в якому зберігається нафта, що містить сірководень, складає 2...5 років, без сірководню – 9...15 років. Фактична довговічність нафтового обладнання значно нижча за встановлені амортизаційні терміни [1, 2]. Відомі випадки, коли після чотирьох років експлуатації вийшли з ладу покривлі низки нафтових резервуарів [1].

Аналіз статистичних даних за тридцятирічну експлуатацію резервуарів засвідчив [3], що

найпоширенішими є аварії, зумовлені крихким руйнуванням (63,1%), а також вибухами та пожежами (12,4%). Ризик виникнення аварійних ситуацій оцінюється ймовірністю руйнування і рівнем завданих збитків, які залежать від характеру руйнування. Як свідчить практика, аварії вертикальних сталевих резервуарів переважно супроводжуються значними втратами нафтопродуктів, отруєнням місцевості, що може призвести до летальних випадків. В окремих екстремальних випадках загальна матеріальна шкода в 500 і більше разів перевищує первинні затрати на спорудження резервуарів [3].

Однією з основних причин виходу з ладу нафтових резервуарів є корозія металу, при цьому найінтенсивніше кородує внутрішня поверхня. Згідно з даними [4] 36...40% всіх випадків корозійних відмов вертикальних сталевих резервуарів стосуються даху, інші відмови припадають, в основному, на нижні пояси та дно, які контактують з підтоварною водою. Тріщини виникають, як правило, на дні або уторному шві резервуару.

Таблиця 1 – Ступінь агресивного впливу середовища на сталіні конструкції резервуарів [14]

Елементи конструкцій резервуарів	Ступінь агресивного впливу середовища на сталіні конструкції резервуарів				
	сирої нафти	нафтопродуктів			
		мазуту	дизельного палива	бензину	керосину
Внутрішня поверхня дна та нижній пояс	Середня агресивність	Середня агресивність	Середня агресивність	Слабка агресивність	Середня агресивність
Середні пояси та нижні частини понтонів і плаваючих дахів	Слабка агресивність	Слабка агресивність	Слабка агресивність	Слабка агресивність	Слабка агресивність
Верхній пояс (зона періодичного змочування)	Середня агресивність	Слабка агресивність	Слабка агресивність	Середня агресивність	Слабка агресивність
Покрівля та верх понтонів і плаваючих дахів	Середня агресивність	Середня агресивність	Середня агресивність	Слабка агресивність	Середня агресивність

Примітки:

1. Ступінь агресивного впливу мазуту приймається для температури зберігання до 90°C.
2. При вмісті в сирій нафті сірководню в концентрації вище 10 мг/л або сірководню та вуглекислого газу у будь-яких співвідношеннях ступінь агресивного впливу на внутрішню поверхню дна, нижній пояс, покрівлю та верх понтонів і плаваючих дахів підвищується на один ступінь.

Досвід експлуатації товарних та технологічних резервуарів свідчить, що внутрішня поверхня піддається рівномірній та виразковій корозії, інтенсивність якої залежить від типу корозивного середовища і коливається у широкому діапазоні. Так, швидкість загальної корозії *K* маловуглецевої сталі резервуару становить 0,04...1,1 мм/рік, а швидкість пітингової та виразкової корозії перевищує *K* в 3-6 разів та може досягати 3...8 мм/рік [3, 5-9]. Такі швидкості корозійних процесів суттєво скорочують міжремонтний термін експлуатації резервуарів. При цьому витрати на ремонт можуть становити 20...80% капітальних затрат на їх будівництво [7].

Руйнування резервуарів відбувається, як правило, внаслідок розвитку локальних корозійних процесів, а не в результаті розвитку загальної, тобто рівномірної корозії. В більшості випадків це проявляється у вигляді виразкової корозії, що призводить до виникнення раптових аварійних ситуацій. Незважаючи на те, що виразкова корозія супроводжується порівняно невеликою втратою ваги металу, вона є одним з найбільш небезпечних видів руйнування. Її складно виявити через невеликі розміри виразок та заповнення останніх продуктами корозії. Практично виразкова корозія виявляється лише в момент настання аварійної ситуації.

На інтенсивність корозійно-водневої деградації нафтосховищ впливає багато чинників [1, 11, 12]: фізико-хімічні властивості нафтопродукту, вміст у ньому корозивно-активних домішок; наявність органічних і неорганічних речовин, які можуть утворювати захисні плівки на металевій поверхні, та бактерій; кислотність середовища.

Корозія внутрішніх поверхонь резервуарів. Середовище в кожному резервуарі характеризується певними властивостями, які залежать від складу нафтопродукту, температури доколишнього середовища, способі побудови та конструкції резервуару, а також наявності в ньому різних допоміжних систем (мішалки, нагрівального пристрою, захисного покриття, системи електрохімічного захисту та ін.).

Корозивну активність експлуатаційного середовища визначають: тип нафти, природа та кількість корозійних агентів. Це можуть бути тверді частинки з тенденцією до осідання, рідини (водні розчини солей) або корозивні гази (CO₂ або H₂S). Стимулятором корозії є FeS. Незначна корозивна агресивність властива нафті з високим вмістом парафінів. Так, швидкість корозії сталі знижується зі збільшенням вмісту парафінів у нафті [13].

Ступінь агресивного впливу середовищ на внутрішній поверхні конструкцій резервуарів належить приймати згідно зі СНІП 2.03.11-85 [14] (табл. 1).

Корозія резервуарів зберігання нафти зумовлена присутністю води, яка надходить з нафтопродуктами (підтоварна вода) або конденсується у верхній частині з газової фази. Оскільки нафта знаходиться над шаром підтоварної води, вона насичується нею. Розчинність води в нафті, як правило, низька і залежить від температури [10]. Вода постійно потрапляє до резервуару з кожним новим його наповненням та внаслідок конденсації з повітря, тому її періодично вилучають. І хоч нафта не бере безпосередньої участі в корозійному процесі, з нею надходить не тільки вода, але й інші активні складники, зокрема, кисень та сірководень. Солі та органічні кислоти з вуглеводневої фази

можуть переходити у водну фазу та сприяти зниженню її рН.

У резервуарі зберігання нафти корозія протікає у двофазній системі «нафта – вода». Метал частково змочується водою і утворюється тонкий шар води між металом та органічною фазою товщиною $\sim 3 \cdot 10^{-4}$ см (рис. 1) [15]. Розчинність кисню в органічній фазі (60...70 ppm) вища, ніж у водній (8 ppm), тому концентрація кисню у тонкому шарі води більша, ніж в об'ємі водного середовища. Тобто утворюється своєрідна локальна електрохімічна гальванопара ділянок металу, що контактують з водним середовищем різної аерації. Корозійні процеси протікають на межі розділу двох фаз: анодна ділянка у водній фазі, а катодна – у тонкому шарі води. Тому глибокі корозійні пошкодження спостерігаються саме на межі розділу двох фаз «електроліт – нафта».

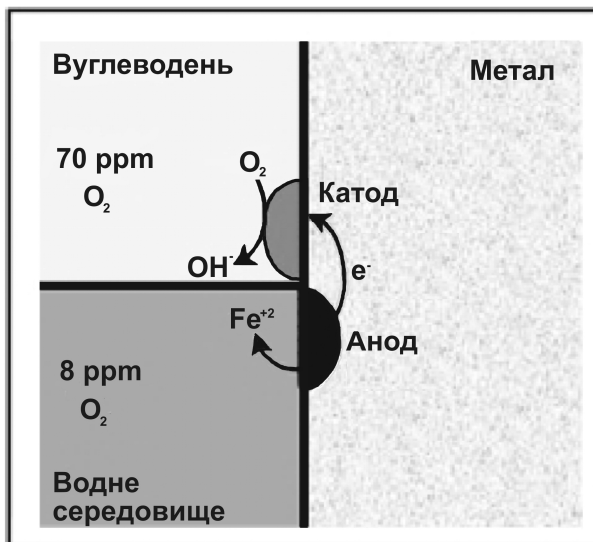


Рисунок 1 – Схема корозії малоуглецевої сталі в середовищі «вуглеводень – водне середовище» [15]

Внутрішня корозія нафтосховищ залежить від типу резервуару [16, 17]. Корозія у газовій фазі резервуарів з конічним дахом (покришка та верхні пояси) відбувається внаслідок конденсації вологи на холодних поверхнях при зниженні температури навколишнього середовища (добові коливання). Чим тонша плівка конденсованої вологи, тим легше вона насичується киснем та іншими корозивними складниками і інтенсивніше кородує метал. Крім того, у піддаховому просторі резервуарів знаходиться корозивно-агресивне газове середовище з H_2S , CO_2 , різними органічними та неорганічними леткими сполуками, яке руйнує внутрішню поверхню даху резервуару та його несівні конструкції, розташовані над поверхнею нафти. Активно розвивається точкова (пітингова) та щільна корозія, гальванічна корозія зварних з'єднань, що призводить до утворення наскрізних пошкоджень у покрівлі резервуару. Тому дах резервуарів виходить з ладу набагато частіше, ніж верхні пояси [1, 8, 10, 17, 18]. Корозія

плаваючих дахів нафтосховищ є незначною і не потребує захисту. Як правило, плаваючий понтон резервуару з плаваючим дахом також не потребує захисту за умови, що люк закритий.

Середні пояси резервуару, які контактують з нафтою, кородують мало. Найінтенсивніша корозія властива нижній частині резервуару внаслідок акумулювання на дні води. Сконденсована вода, стікаючи вниз, розчиняє солі та інші речовини з нафти, а, отже, стає мінералізованою і тому агресивнішою. З іншого боку, в результаті добових коливань температури нафта переміщується вздовж стінок резервуару, а під час її руху зверху вниз кисень повітря переноситься до поверхні металу, що контактує з підтоварною водою, тому фактично метал кородує з кисневою деполаризацією в умовах вільного доступу кисню з атмосфери. Це прискорює корозію металу. З часом експлуатації проблема ускладнюється, коли корозивно-активна підтоварна вода змішується зі шламом дна резервуару. Зазначимо, що періодичне видалення більшої частини підтоварної води не усуває проблему, оскільки це лише підвищує концентрацію корозивних складників у воді, яка залишилась, і, відповідно, прискорює корозію металу.

При зберіганні сірковмісних нафтопродуктів на металевих конструкціях, що контактують з газовою фазою, створюються внаслідок конденсації вологи сприятливі умови для інтенсивного розвитку електрохімічної корозії [18]. Внаслідок цього корозія металу в газовій фазі виявляється вищою, ніж у водній та нафтовій. За результатами півторарічних досліджень резервуарів зберігання сірковмісної нафти виявлено [18], що корозія має яскраво виражений локальний характер. Швидкість загальної корозії у газовій та нафтовій фазах резервуарів товарної та сирової нафти зменшується впродовж періоду випробувань у 2-4 рази, а у водній фазі резервуару сирової нафти – залишається практично незмінною (табл. 2). Загалом встановлено, що умови корозії сталі менш агресивні за дії сирової нафти, порівняно з товарною нафтою.

Швидкість локальної корозії, визначена за глибиною корозійних уражень, сталі Ст3 в газовій та нафтовій фазах товарного резервуару спадає в часі, а резервуару сирової нафти – стабілізується після початкового зниження. Після 12,9 тис. год. експозиції швидкість локальної корозії у всіх трьох фазах резервуару сирової нафти та в газовій фазі товарного резервуару виявилась практично однаковою і становила 0,027...0,028 мм/рік (табл. 2). В товарному резервуарі найбільш корозивно небезпечною зоною виявилась газова фаза, де швидкість корозії в 5-6 разів вища, ніж у нафтовій [18].

Механічні домішки, що присутні у нафтопродукті, прискорюють корозію, оскільки усувають з поверхні металу продукти корозії і інших нашарувань, забезпечуючи доступ до нього агресивного середовища. Інтенсивність корозійного руйнування днищ збільшується, коли в пластових водах міститься хлорид магнію, який при гідролізі утворює хлоридну кислоту,

Таблиця 2 – Швидкість загальної та локальної корозії (мм/рік) сталі Ст3 в резервуарах із сірковмісною нафтою [18]

Резервуар	Середовище	Тривалість натурних випробувань в год., період випробувань		
		5112, січень-липень 2004 р.	7320, січень-листопад 2004 р.	12912, січень 2004 р. – липень 2005 р.
Швидкість загальної корозії				
Товарний	газ	0,018	0,0053	0,0085
	нафта	0,00042	0,0016	0,00015
	вода	0,021	0,0042	-
Сировинний	газ	0,0008	0,0015	0,00021
	нафта	0,00047	0,0006	0,00023
	вода	0,002	0,0018	0,0027
Швидкість локальної корозії				
Товарний	газ	0,120	0,043	0,027
	нафта	0,051	0,010	0,0047
	вода	0,137	0,021	-

Таблиця 3 – Швидкість корозії (K) та глибинний показник корозії (Π) деградованої сталі Ст3сп різних ділянок нафтового резервуару у корозивних середовищах [19]

Ділянка	Підтоварна вода		Нафто-водне середовище з розділом фаз		Нафто-водна емульсія	
	K , мг/(м ² ·год)	Π , мм/рік	K , мг/(м ² ·год)	Π , мм/рік	K , мг/(м ² ·год)	Π , мм/рік
Верхній пояс	28,0	0,031	59,0	0,066	12,2	0,014
Середній пояс	13,2	0,015	50,0	0,055	11,9	0,013
Нижній пояс	28,5	0,032	66,0	0,074	12,4	0,014
Дно	22,5	0,025	58,0	0,065	12,2	0,014

Таблиця 4 – Електрохімічні параметри сталі Ст3сп різних ділянок нафтового резервуару у підтоварній воді з нафтосховища Плоцького НПЗ після близько 25 років експлуатації [23]

Ділянки резервуару	$-E_{кор}$, В	$i_{кор} \cdot 10^6$, А/см ²	Константи Тафеля, В				R_p , Ом·м ²
			$-b_k$	b_a	$-a_k$	$-a_a$	
Верхній пояс	0,51	6,7	0,16	0,13	0,61	0,43	0,47
Середній пояс	0,49	3,3	0,17	0,17	0,63	0,41	1,12
Нижній пояс	0,57	8,6	0,14	0,12	0,64	0,49	0,33
Дно	0,53	7,3	0,15	0,12	0,60	0,48	0,40

що суттєво прискорює процес руйнування днищ. Корозійному руйнуванню значною мірою сприяє також підігрівання нафтопродуктів.

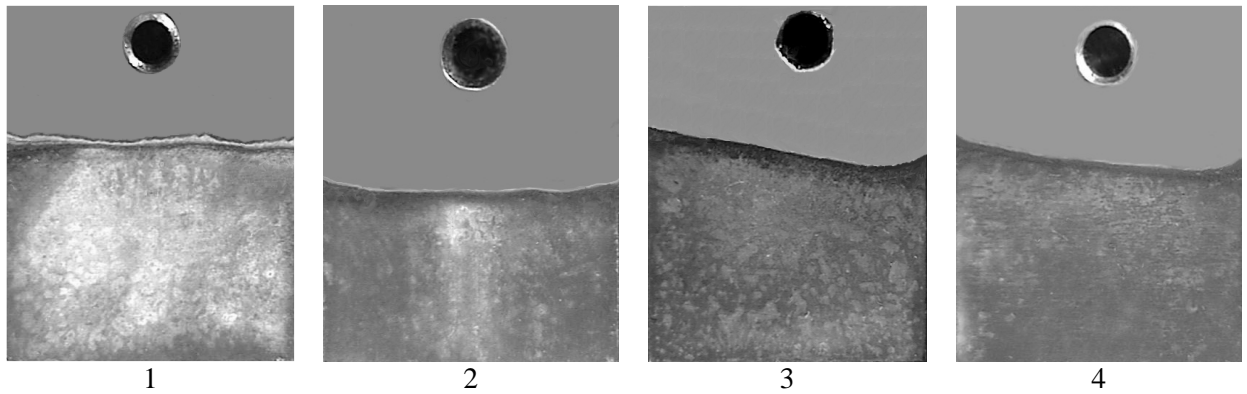
Деградація опірності корозії внаслідок тривалої експлуатації резервуара. Тривала експлуатація конструкційних сталей за сумісної дії механічного навантаження та наводнювального середовища зумовлює деградацію фізико-механічних властивостей металу [19-23]. Це стосується і сталених резервуарів, зокрема їх опірності корозії.

Деградована сталь Ст3сп резервуару зберігання нафти, яка в процесі тривалої (близько 25 років) експлуатації контактувала з підтоварною водою (стінка поблизу дна та дно) або її конденсатом (верхній пояс), характеризується нижчою корозійною тривкістю у підтоварній воді порівняно з металом середніх поясів резервуару, який під час експлуатації контактував лише

з нафтою та найменше зазнав агресивного впливу корозивного середовища (табл. 3).

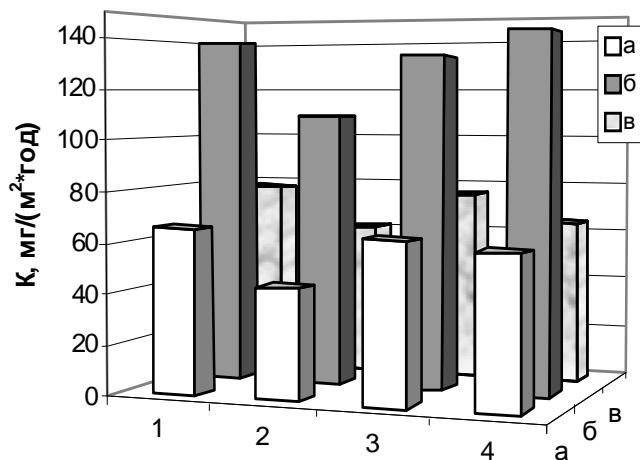
Нафто-водне середовище з розділом фаз є агресивнішим порівняно з підтоварною водою та нафто-водною емульсією (табл. 4). Особливість корозійних процесів у даному середовищі визначається ефектом “тонкого шару” електроліту, який полягає у затягуванні тонкого шару підтоварної води під шар нафти (рис. 2) [23]. Внаслідок вищої корозивної активності деградованої сталі на металі тих ділянок, які в процесі експлуатації швидше кородували, спостерігається інтенсивніше затягування підтоварної води під нафтову фазу.

Деградація металу конструкції в процесі експлуатації викликає суттєве погіршення його корозійної тривкості. Сталі, яка в процесі експлуатації контактувала з корозивно агресивнішим середовищем (підтоварна вода, водний



1 – верхній пояс; 2 – середній пояс; 3 – нижній пояс; 4 – дно резервуару

Рисунок 2 – Особливості корозії експлуатованої сталі СтЗсп різних ділянок резервуару у двофазній системі “нафта-вода” з межею розділу фаз [23]



1 – верхній пояс; 2 – середній пояс; 3 – нижній пояс; 4 – дно резервуару; а – без навантаження; б – в часі навантаження $\sigma = 430$ МПа; в – після попереднього навантаження $\sigma = 430$ МПа

Рисунок 3 – Швидкість корозії K у підтоварній воді з нафтозсховища Плоцького НПЗ (Польща) експлуатованої сталі СтЗсп різних ділянок резервуару ([19])

конденсат), властивий вищий ступінь деградації та нижчий опір корозії порівняно зі сталлю, яка попередньо (під час експлуатації) контактувала з нафтою. Такі електрохімічні параметри (табл. 4), як потенціал корозії $E_{кор}$, густина струму корозії $i_{кор}$, поляризаційний опір R_p , константи Тафеля a_k , b_k , a_w , a_k для сталі з різних ділянок резервуару є чутливими до корозійної деградації металу та корелюють із корозійною тривкістю металу цих ділянок [23]. Так, найвід’ємніший потенціал корозії (-0,57 В) та найнижчий поляризаційний опір (0,33 Ом·м²) у підтоварній воді властиві сталі нижнього поясу резервуару, яка у процесі експлуатації контактувала з підтоварною водою, а найбільш корозійнотривким є матеріал середнього поясу резервуару, що в процесі експлуатації контактував з найменш агресивним середовищем – нафтою. Потенціал корозії сталі середнього поясу резервуару становить -0,49 В, а її густина струму корозії у 2,6 рази нижча, ніж сталі нижнього поясу резервуару.

Досліджено вплив тривалого статичного, а також попереднього короткочасного розтягування без наступного механічного навантажен-

ня, на корозійну тривкість у підтоварній воді експлуатованої сталі СтЗсп різних ділянок резервуару, використовуючи гравіметричний та електрохімічний експрес-метод та враховуючи, що механічні напруження можуть впливати на електрохімічну поведінку, швидкість і характер корозійних руйнувань конструкційних сталей [19]. Встановлено, що швидкість корозії лінійно зростає зі збільшенням рівня напружень розтягування. Вони зміщують електродний потенціал в негативний бік за рахунок збільшення термодинамічної нестійкості і механічного руйнування захисних плівок та полегшують, особливо в пластичній області, анодний та катодний процеси.

Навантаження до значних пластичних деформацій інтенсифікує корозію деградованої сталі (швидкість корозії зростає у 2-6 разів), проте зменшує відмінність між ступенем деградації різних ділянок резервуару. Попередня пластична деформація без прикладання навантаження менше впливає на корозійну тривкість сталі, ніж навантаження у процесі випробувань (рис. 3) [19]. Вплив тривалого статичного навантаження максимальний для сталі верхнього

поясу резервуару з найвищим опором корозії без навантаження (з найменшим ступенем деградації при експлуатації). Швидкості корозії навантажених зразків з різних ділянок різняться між собою на 20%, тоді як ненавантажених – в 1,5 рази, тобто навантаження нівелює відмінності у станах матеріалу, спричинені тривалою експлуатацією. Очевидно, значні пластичні деформації змінюють стан металу у тому ж напрямі, що і тривала експлуатація.

Вплив біологічного чинника на корозію резервуару. Останнім часом інтенсивні корозійні пошкодження як зовнішніх, так і внутрішніх поверхонь резервуарів все частіше пов'язують із дією мікроорганізмів [8, 24-28]. Це переважно хемотропні мікроорганізми, які акумулюють енергію в результаті протікання окисно-відновних реакцій. Мікроорганізми здатні атакувати більшість органічних сполук у широкому діапазоні температур (0...95 °C). У діапазоні 20...30 °C більшість бактерій та грибів-руйнівників виявляють максимальну активність. Процес біокорозії у резервуарі складний, в ньому можуть брати участь багато різних мікроорганізмів – бактерії, гриби та найпростіші [24,25].

Найчастіше із резервуарів виділяють сульфатвідновлюючі (*Desulfovibrio*, *Desulfomicrobium*, *Desulfobulbus*, *Desulfotomaculum*), тіо-сульфатредукуючі (*Thiobacillus Thiooxidans*, *Thiobacillus Ferrooxidans*, *Thiobacillus Thioparvus*), кислотопродукуючі, денітрофікуючі, вуглеводеньокислюючі, залізо- і марганець-окиснювальні бактерії та ін. [12, 25-27, 29-31].

За допомогою інфрачервоної спектроскопії та ядерного магнітного резонансу досліджено [29] біодеградацію нафти і виявлено утворення первинного спирту: мікроби сприяють перетворенню $(-CH_2-CH_2-)_n$ в $R-CH_3$ та $R-CH_2OH$. Біодеградації органічних сполук нафти сприяють гетеротрофні бактерії. Така деградація починається на межі розділу фаз «нафта – вода». За рахунок автотрофів (наприклад, *Gallionella*, *Legionella*) іони Fe^{+2} окислюються до Fe^{+3} [26].

Найактивнішими агентами біокорозії є сульфатвідновлювальні бактерії [10, 12, 24, 25]. Вони добре розвиваються у місцях застою води, а їх інтенсивній репродукції сприяють відсутність або низький вміст кисню, наявність живильного середовища (органічні жирні кислоти або вуглеводні) та сульфатів або інших сполук окисненої сірки, які діють як акцептори електронів у їх метаболізмі. Бактерії стійкі і швидко розмножуються, прискорюючи корозію внаслідок впливу як на катодні, так і анодні процеси.

Велике значення для життєдіяльності мікроорганізмів має рН середовища (певні індивідуальні мікроорганізми адаптовуються до конкретних діапазонів рН) та концентрація кисню у підтоварній воді (аеробні, факультативні та анаеробні мікроорганізми).

Корозія зварних з'єднань нафтових резервуарів. Інтенсивність корозійних пошкоджень в зонах зварних з'єднань резервуарів є значно вищою, ніж в основному металі. Зварним

з'єднанням властива хімічна та структурна неоднорідність, що інтенсифікує електрохімічну корозію. За статистикою характерними місцями руйнувань вертикальних сталених резервуарів є уторні та монтажні зварні з'єднання [3, 32], оскільки їм властива висока ймовірність появи технологічних (дефекти зварювання) та експлуатаційних (тріщини механічного та корозійного походження) пошкоджень. Так, за результатами обстежень тривало експлуатованих резервуарів [33, 34] виявлено велику кількість дефектів зварних з'єднань (підрізи, пори, дефекти форми шва, непровари, шлаки), а найінтенсивніший ріст дефектів зафіксовано у конструкціях з терміном експлуатації понад 30 років.

Досвід експлуатації резервуарних парків нафтових родовищ свідчить [35], що вертикальні сталні резервуари зберігання нафти, які були відремонтовані ручним електродуговим зварюванням із заміною вуглецевої сталі на низьколеговану 09Г2С, часто руйнуються за корозійним механізмом, насамперед, у зоні термічного впливу уторного шва. Водночас зварні з'єднання, виготовлені заводським електродуговим зварюванням, практично не кородують, навіть у H_2S -вмісних середовищах.

Експлуатаційні тріщини виявляють у зварному з'єднанні корпусу резервуару з його дном [36] і є результатом чутливості металу до корозійно-механічного руйнування. Зазначимо, що роль механічних напружень значуща, очевидно, і на стадії зародження тріщини, через інтенсифікацію корозійних процесів на деформованому матеріалі.

Механічна та корозійно-механічна міцність сталей резервуарів. Вивчаючи статистику руйнувань резервуарів, автори праць [3, 32] відзначають, що на практиці більшість випадків крихкого руйнування вертикальних сталених резервуарів виникає від дефектів зварювання або тріщин малоциклової втоми, які виникають поблизу місць концентрації напружень. Характерними місцями руйнувань є технологічні отвори, уторні та монтажні з'єднання [35, 37-39].

Найкраще ризик крихкого руйнування металу характеризують ударна в'язкість і тріщиностійкість. Оскільки пониження температури знижує опірність крихкому руйнуванню, особливо у місцях концентрації напружень, важливими є низькотемпературні оцінки цих характеристик, які значною мірою залежать від хімічного складу сталей [3]. Так, вуглець негативно впливає на ударну в'язкість та критичну температуру крихкості сталі, тому його вміст обмежують 0,20...0,22%. Марганець при вмісті до 0,65% позитивно впливає на механічні властивості та зварюваність сталі, одночасно зменшуючи схильність металу до крихкого руйнування. Наявність кремнію у концентрації понад 0,25% може призвести до погіршення зварюваності металу. Суттєвим для властивостей сталей за низьких температур є вміст сірки, який не повинен перевищувати 0,04 %, при цьому вона не повинна бути у вигляді сульфідних стрічок, які створюють не тільки концентрацію

Таблиця 5 – Механічні характеристики експлуатованої сталі СтЗсп нафтового резервуару [19]

Показник	Ділянка резервуару			
	верхній пояс	середній пояс	нижній пояс	дно
Твердість, НВ	126	108	130	123
Границя міцності, Мпа	488	440	478	435
Границя плинності, МПа	278	263	273	266
$KCV, Дж/см^2$	72	153	62	84

напружень, але й сприяють водневу розшаруванню.

Тривала експлуатація сталей нафтових резервуарів призводить до втрати початкових механічних властивостей. Причинами цього може бути, з одного боку, тривале механічне навантаження, особливо циклічне, а з іншого – наводнювальний вплив робочого середовища, а також сумісна дія цих чинників. Так, ударна в'язкість KCV за методом Шарпі є чутливою до експлуатаційної деградації сталі СтЗсп нафтового резервуару: найвищий KCV властивий сталі середнього поясу, яка контактувала впродовж експлуатації лише з нафтою, а найнижчий – сталі нижнього поясу резервуару (табл. 5) [6].

В праці [40] стверджується, що для резервуарів при циклічному навантаженні, яке перевищує межу плинності, руйнування може відбутись за кількості циклів навантаження всього кілька тисяч, тобто в умовах малоциклової втоми, тоді як нормативні вимоги встановлюють величину 2×10^6 циклів. Згідно з аналізом роботи резервуарів [41] термін експлуатації резервуарів складає лише $10^4 \dots 10^5$ циклів навантаження.

Для нафтосховищ актуальна проблема впливу сірководню [1, 18], який не тільки пришвидшує корозію та сприяє появі різного виду корозійних пошкоджень, але й сприяє корозійно-водневу, корозійно-механічному та воднево-механічному руйнуванням. Корозійно-водневе руйнування, на відміну від сірководневого розтріскування, відбувається без прикладених навантажень і проявляється у поверхневому пухирінні та утворенні внутрішніх пор та розшарувань. Причиною такого руйнування є дія водню, який виділяється внаслідок електрохімічних реакцій на поверхні металу, абсорбується сталлю в атомарному стані та створює в металі високі тиски в зв'язку з його рекомбінацією до молекулярного стану. Механічні напруження посилюють проникнення водню, тому метал здатний акумулювати більшу кількість водню, а наявність концентраторів напружень не тільки ослаблює міцність металу з механічної точки зору, але й виступає чинником вищої локальної концентрації водню саме в місцях концентрації напружень.

Стимуляторами наводнювання сталі є сірководень, сульфід заліза та органічні домішки в нафтовій суміші. Інтенсивність наводнювання сталі в сірководневих середовищах значною мірою залежить від типу продуктів корозії, що утворюються в результаті корозії, що, в свою

чергу, залежить від структури сталі, її хімічного складу, температури, тиску, рН та складу середовища. Головною причиною зростання наводнювання сталі в присутності H_2S є гальмування стадії рекомбінації атомів водню, що підвищує частку утвореного електрохімічним способом водню, що абсорбується металом [35]. Опір сталей сірководневу корозійному та водневу розтріскуванню значною мірою залежить від їх мікроструктури [42]. Так, пониженою опірністю до сірководневого корозійного розтріскування характеризуються границі зерен, а опірність сталей до водневого розтріскування тісно пов'язана з дефектами мікроструктури: неметалічними включеннями, твердофазними компонентами та ін.

Деградована сталь різних ділянок резервуару відзначаються різною схильністю до корозійного розтріскування, що вказує на деградацію вихідних властивостей сталі упродовж тривалої експлуатації. Так, за умови наводнювання сталей (поляризація -500 мВ) найвищим рівнем пластичності характеризується сталь середнього поясу, яка в процесі експлуатації резервуару контактувала лише з нафтою [6]. У той же час матеріал, який тривалий час контактував з підтоварною водою (нижній пояс та дно), виявили значну схильність до розтріскування у підтоварній воді за механізмом водневого окрихчення. Встановлено, що відмінності у стані металу, пов'язані з його тривалою взаємодією з підтоварною водою в експлуатаційних умовах як статичного, так і циклічного навантажень, виявляються різкіше за експериментів, які оцінюють схильність металу до водневої крихкості.

Тривала експлуатація в умовах впливу середовища призводить до деформаційного старіння металу, тобто до зниження опору крихкому руйнуванню (коефіцієнт деформаційного старіння сталей після 25 років експлуатації складає 1,1...1,34) [37]. Характеристики міцності незначно відхиляються від нормативних значень, проте суттєво знижуються характеристики пластичності (рис. 4). Оцінки механічних характеристик різних зон зварного з'єднання в процесі експлуатації сталі 09Г2С свідчать, що найінтенсивніші деградаційні процеси впродовж 20 років експлуатації відбулися в зоні термічного впливу: границя плинності підвищується на 12...13%; відносне видовження знижується на 25...30%, а мікротвердість різних зон знаходилась у діапазоні 1400...2200 МПа.

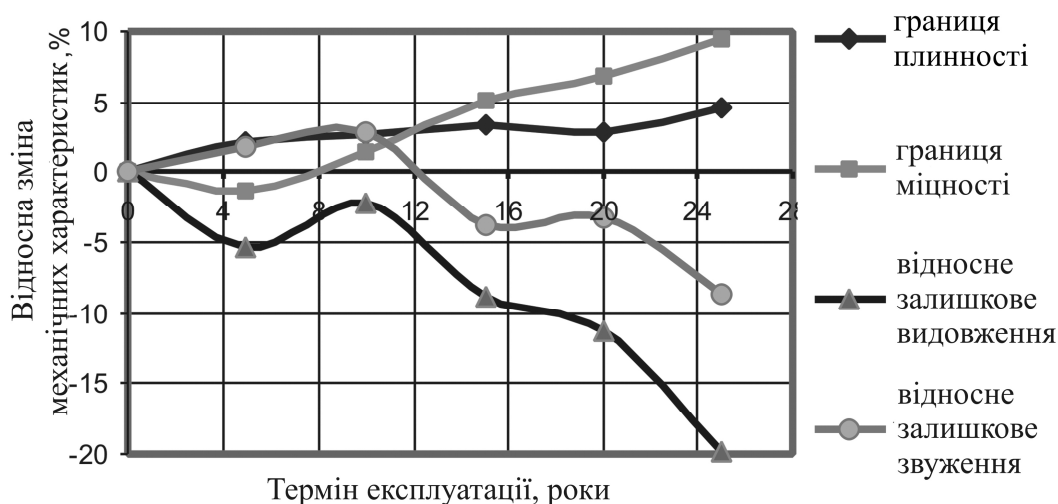


Рисунок 4 – Відносна зміна механічних характеристик сталі 09Г2С залежно від терміну експлуатації [37]

Протикорозійний захист внутрішніх поверхонь резервуарів. Захист резервуарів від корозії забезпечують технологічними заходами (знесолення та зневоднення нафт, очищення проміжних та кінцевих продуктів від сірководню, води та кисню, застосування інертного газового середовища, очищення дна резервуару від шламу тощо), хіміко-технологічними (застосування інгібіторів, бактерицидів, нейтралізація), заміною кородуючих елементів обладнання на елементи з корозійнотривких матеріалів, нанесенням систем лакофарбових або металізаційно-лакофарбових захисних покриттів, застосуванням гумування або іншої обробки днища, електрохімічного захисту (протекторного або катодного) [1, 9, 17, 27, 35, 43-48].

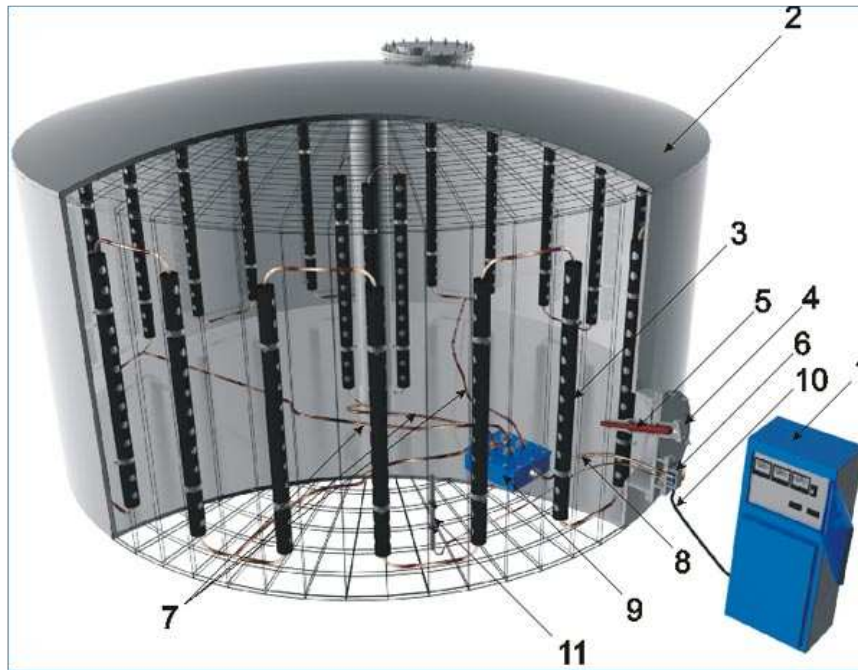
Найпоширенішим методом протикорозійного захисту є нанесення захисних покриттів на внутрішню поверхню резервуарів, хоча затрати можуть складати 40...45% первинної вартості резервуару. Захисні покриття повинні бути атмосферно- та вологотривкими, безпористими, мати високі адгезію до металу та механічну міцність на згин та удар, опірність старінню впродовж тривалого терміну експлуатації. Для протикорозійного захисту сталених резервуарів використовують тільки масло-водо-бензотривкі лакофарбові матеріали, які здатні утворювати корозійнотривкі захисні покриття в умовах холодного сушіння або твердіння.

Основним критерієм, що забезпечує високі захисні властивості та довговічність лакофарбових покриттів, є, в першу чергу, якість підготовки поверхні. Автори [49] вважають, що тільки при абразивноструминній обробці підготовка поверхні найефективніша. Зазначимо, що традиційна суха абразивноструминна обробка забруднює оточуюче середовище частинками абразивного пилу, надзвичайно шкідливого для людського організму. Тому в країнах Європи традиційна піскоструминна обробка заборонена, а як альтернативу пропонують установки для гідро- або гідроабразивного очищення поверхні металоконструкцій та споруд [50, 51]. У

Фізико-механічному інституті ім. Г.В. Карпенка та ДПШ "Техно-Ресурс" НАН України розроблено регламент та відповідне технічне забезпечення гідроабразивного очищення металевих поверхонь перед нанесенням лакофарбових покриттів [47, 49].

Розроблена система *Q-Tank* [52] для захисту внутрішніх поверхонь резервуарів від корозії, яка виключає можливість тривалого протікання. Внутрішній допоміжний герметик гарантує цілісність захисного покриття, зменшуючи витрати на його періодичні обстеження. Захист поєднує гнучку еластичну панельну обшивку, яка щільно прилипає до внутрішніх стінок та дна резервуару, зі жорстко закріпленою скловолокнистою системою, до якої не ставляться особливі вимоги щодо її адгезії до сталеної основи, тому підготовчі роботи є мінімальними. Клейкі та міцні панелі виготовляють заздалегідь, їх можна скрутити для того, щоб опустити через люки резервуару. Всередині резервуару панелі розгортають та фіксують одну біля одної до внутрішніх стінок та днища резервуару. На зворотній стороні панелі знаходиться полімерна сітка *Polygrid*, яка забезпечує конструкційну цілісність та повітряний простір між сталеною стінкою та поверхнею панелі. Поверхня панелі, обернена всередину резервуару, є полімембранною, покритою гнучким епоксидним покриттям для забезпечення протикорозійного захисту. Його верхній шар розпилюється на систему тоді, коли вона змонтована. В результаті отримують безшовний резервуар.

Сучасні вітчизняні резервуари для нафтової промисловості виготовляють зі сталей 16ГС або 09Г2С з комплексним захистом від корозії, який включає 4...5 шарів захисних ізолювальних покриттів у поєднанні з електрохімічним захистом, що підвищує термін служби резервуарів у 2...3 рази [18]. Електрохімічний захист реалізують через системи протекторного або катодного захисту. Протекторний захист є найбільш освоєним методом захисту від корозії, спричиненої підтоварною водою. Його реалі-



1 – станція катодного захисту, 2 – резервуар, 3 – анодний заземлювач, 4 – монтажний люк, 5 – пункт вимірювання потенціалу, 6 – ввідна коробка, 7 – анодні виходи, 8 – дренажний кабель, 9 – з'єднувальна коробка, 10 – кабель живлення, 11 – сталевий вимірювальний електрод

Рисунок 5 – Схема катодного захисту внутрішньої поверхні сталевих резервуарів зберігання нафти [54]

зують з використанням одиничних або групових протекторних установок. Монтаж протекторів доволі простий, впродовж всього періоду експлуатації вони не потребують обслуговування. Співвідношення затрат на захист резервуарів протекторами та захисними покриттями становить 1:2 [53].

Катодний захист внутрішньої поверхні резервуарів здійснюють установкою катодного захисту (рис. 5), перетворювач якої слід розміщувати за межами обвалованої території [54]. Корпус резервуару слугує катодом, а заземлювачі – анодом. Анодні заземлювачі розташовуються вертикально або горизонтально симетрично відносно монтажного люку, де знаходяться пункт вимірювання потенціалу та ввідна коробка. Ефективність катодного захисту визначають за величиною катодної поляризації.

Катодний захист резервуарів дає можливість економити вартісні анодні матеріали – магній, алюміній, цинк. Проте його застосування лімітується небезпекою загоряння газоповітряної суміші та нафти. За системами протекторного і катодного захисту резервуару здійснюють контроль вимірюванням потенціалів в одній або кількох точках резервуарів.

Для протикорозійного захисту внутрішньої поверхні резервуарів зі сірковмісною нафтою та для недопущення пожеж та вибухів природне внутрішнє газове середовище заміщують інертними газами, найчастіше азотом. Азот використовують також для компенсації розрідження у резервуарі. Використання *азотної подушки* не тільки знижує швидкість корозії металевих поверхонь, але й призводить до змі-

ни складу корозійних відкладень, які визначають пожежовибухобезпечність нафтового резервуарного парку [55], що пояснюють зміною основного деполіаризатора процесу O_2 на H_2S . Визначена критична концентрація кисню в газовій фазі резервуарів, при якій відбувається зміна хімічного складу корозійних відкладень, – від інертного моносульфіду до пірофорного дисульфідів заліза.

До *інгібіторів корозії*, які застосовуються в нафтовій промисловості, поряд з загальними вимогами високої ефективності захисту (не менше 80%), економічності доцільності їх застосування, технологічності, нетоксичності, вибухотта пожежобезпечності, стабільності сировинної бази, висуваються спеціальні вимоги. Так, інгібітор не повинен погіршувати товарні якості нафти та нафтопродуктів або погіршувати виробничі показники випуску цієї продукції. Він повинен гальмувати локальну корозію (пітингова, виразкова, канавкова) і наводнення; захищати від корозійно-механічного руйнування, не погіршувати процесів деемульгації нафти, не впливати на вторинні каталітичні процеси – гідрування, крекінг, гідроочищення нафти та виявляти відчутний ефект післядії [1, 15].

Для інгібіторного захисту внутрішніх поверхонь резервуарів зберігання нафти застосовують як звичайні водорозчинні неорганічні інгібітори, наприклад, нітрити або поліфосфати, так і органічні інгібітори [15, 27, 44, 45, 48, 56-65]. Найбільше застосування знаходять азот- [1, 56, 57], сірко- [1, 56] та фосфорвмісні [58, 59] сполуки, схильні до утворення проміжних поверхневих комплексів, а також високомоле-

кулярні кисеньвмісні органічні сполуки [58, 59].

Інгібітори, які застосовують для захисту резервуарів, повинні гальмувати корозію у двофазній системі «нафта – вода». Зауважено [66], що інгібітори, які ефективні у водній фазі, можуть мати низький сумарний для двофазної системи ефект. Особливо це стосується системи «нафта – вода із сірководнем». Це пов'язано з тим, що такі речовини слабо гальмують корозію у вуглеводневій фазі, бо їх концентрація у тонкому шарі електроліту недостатня. При цьому треба враховувати і те, що в умовах вибіркового змочування тверді тіла з гідрофільною поверхнею краще адсорбують поверхнево активні речовини з неполярної фази. Тіла з гідрофобною поверхнею, навпаки, краще адсорбують ці речовини з полярної фази [67]. Оскільки 95% втрати маси припадає на поверхню, яка контактує в тонких шарах електроліту з вуглеводневою фазою, інгібітори для двофазних систем повинні бути специфічними та сприяти гідрофобізації поверхні сталі. Часто застосовують композиції нафто- та водорозчинних інгібіторів.

Прогресивним методом захисту верхніх поясів та покрівлі нафтозховищ є застосування летких інгібіторів корозії [9, 68] – клас сполук з обмеженим тиском парів. Хімічні агенти у вигляді парів доставляються через газовий простір та конденсуються на поверхні металу, створюючи захисну плівку. Термін служби існуючих систем захисту леткими інгібіторами становить 1...5 років. Механізм захисту від корозії залежить від сполук летких інгібіторів та характеристик металу, який захищають. Розроблено спеціальні пристрої та методи, які доставляють леткі інгібітори корозії у верхню частину резервуарів тоді, коли повітря і/або газу починають впливати на незахищену поверхню металу [68].

Досліджено кілька різних сумішей летких інгібіторів корозії, включаючи: аміни, імідазоліни, триазолі, сульфонали та ін. [68]. Тиск парів досліджених інгібіторів знаходиться в діапазоні 10^{-4} ... 10 Па. Якщо концентрація інгібіторів рівна тиску парів, ефективність захисту становить 70...90%. При зниженні концентрації летких інгібіторів швидкість корозії зростає, і в деяких випадках може бути вищою, ніж без застосування інгібітора. У праці [69] наведено різні пристрої для введення інгібітора в резервуар.

Доцільно при гідровипробах резервуарів додавати у воду водорозчинні інгібітори [70]. Досліджено захисну дію кількох інгібіторів корозії на основі амінів, триазолу, неорганічних та органічних солей, рослинних олій та ін. Інгібовані розчини можуть бути використані для кількох випробувань, заощаджуючи при цьому час і кошти на їх приготування та утилізацію. Додатковою їх перевагою є те, що ефект післядії інгібіторів сягає 24 місяці. Запропоновані інгібітори мають низький рівень токсичності.

Для захисту резервуарів зберігання нафти від мікробіологічної корозії рекомендується використовувати речовини з біоцидними влас-

тливостями [10, 12, 24, 25, 27, 28, 71]. До *інгібіторів біокорозії* ставлять такі вимоги [71]: ефективність проти широкого спектру типів бактерій, активність за низьких концентрацій, швидкодія, нетоксичність / безпечність у використанні, тривалий термін зберігання в несприятливих умовах, неагресивність до матеріалів резервуару, нелеткість та нелегкозаймистість, а також інертність до інших хімічних речовин та несприяння бактеріальній резистентності.

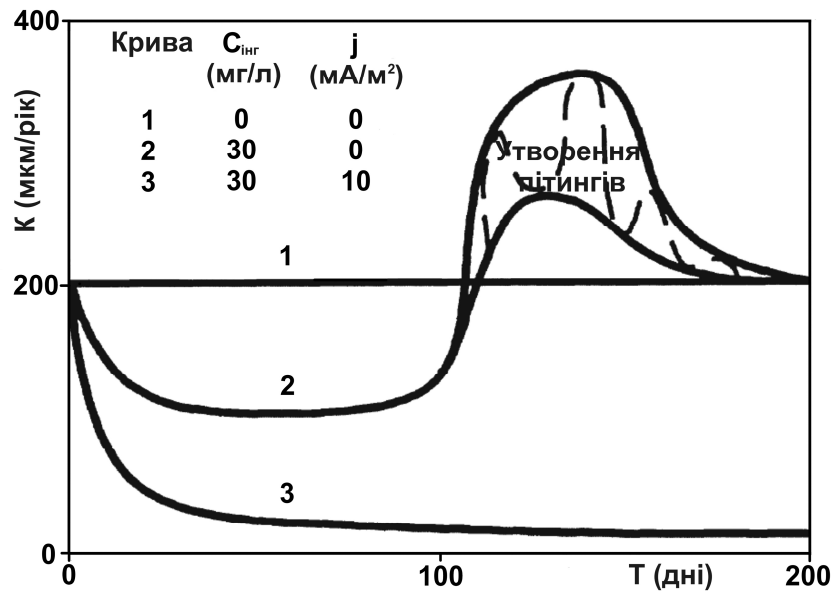
Існує широкий спектр бактерицидних сполук, які поділяють на два основних типи – окиснювальні (як правило, неорганічні сполуки) і неокиснювальні (як правило, органічні сполуки). Хлор або гіпохлорит часто використовуються як дезинфікуючі засоби, вони порівняно недорогі і їх можна дозувати постійно за низьких концентрацій [71]. Комерційні неокислювальні бактерициди є, як правило, сумішшю декількох окремих активних інгредієнтів (часто глутаральдегід та/або формальдегід у суміші з поверхнево-активною речовиною, або тетракіс гідроксиметил-фосфонію сульфат у суміші з поверхнево-активною речовиною), застосовують також інші активні речовини (наприклад, бігуаніди, ізотіазолони). Для пригнічення процесу біогенної сульфатредукції за участю сульфатвідновлювальних бактерій у нижній частині резервуарів зберігання нафти ефективними є інгібітори-біоциди, що містять азотвмісні гетероциклічні і аліфатичні сполуки (четвертинні солі амонію, піридинію та триазолоазепінію, алкілоламіди жирних кислот ті ін.) та сірковмісні сполуки [24, 26, 72, 73-75]. Зокрема, броміди триазолоазепінію проявляють протикорозійну дію за умов біокорозії маловуглецевої сталі: захисний ефект становить 98,0...98,7 % за експозиції 180 днів [73].

Захист від сульфатвідновлювальних бактерій має специфіку. Обробка з використанням звичайних бактерицидів часто неефективна, оскільки на поверхні захисної біоплівки можуть залишитись бактерії. Ті бактерії, що жили після завершення обробки, повторно швидко ростуть та набувають опірності до цих бактерицидів. Більш ефективним, але дуже вартісним, є дозування бактерициду неперервно. Альтернативним способом є дозування бактерицидів короткими імпульсами (по кілька хвилин кожну годину або дві) [17, 71]. Довготривалого захисту можна досягти, застосовуючи інгібітори-бактерициди у вигляді емульсії або колоїдного розчину, які залишаються у біоплівці.

Розроблено треступеневу систему захисту від корозії дна резервуарів типу Zerust® ReCAST-PSB [76] поєднанням інгібіторного і катодного захистів. Звичайні системи катодного захисту ефективні за умови замкненого електрохімічного контура (струмопровідного електроліту у вигляді накопичених на дні води / шламу). Відповідно ефективність захисту різко знижується, якщо рівень електроліту на дні резервуару є низьким. Запропонована технологія усуває цей недолік завдяки додатковому застосуванню інгібіторів, які ефективніші при низь-

Таблиця 6 – Ефективність методів інгібування, катодного захисту та комплексного протикорозійного захисту [5]

Метод захисту	Концентрація інгібітора $C_{\text{інг}}$, мг/л	Густина катодного струму i , mA/m^2	Ефективність захисту η , %
інгібування	30	0	5
	100	0	48
катодний захист	0	10	25
	0	120	80
	0	200	95
комплексний захист	30	10	95
	25	8	80



Рисунки 6 – Залежність швидкості корозії (К) маловуглецевої сталі від часу експозиції без (1) та при додаванні 30 мг/л інгібітора (2, 3), без (1, 2) та при катодній поляризації густиною струму 10 mA/m^2 (3) [5]

кому рівні води / шламу, оскільки тоді підвищується концентрація інгібіторів.

У дослідженні [5] як інгібітор використана синергічна композиція на основі неорганічних ($\text{ZnSO}_4 + \text{ZnMoO}_4$) та органічних сполук [$\text{C}_{12}\text{H}_{26}\text{N}_2\text{CrO}_4$] + $\text{C}_{11}\text{H}_{28}\text{N}_3(\text{PO}_3)_3$ у співвідношенні 1:1. Змінюючи концентрацію інгібітору та густина катодного струму, можна регулювати ефективність комбінованого захисту. Так, у діапазоні концентрації інгібітору 5...30 мг/л та густині струму 10...50 mA/m^2 ефективність комплексного захисту від корозії сталі у корозивному середовищі складу (в мг/л): 27,7 NaCl, 0,2 NaHCO_3 , 3,4 Na_2SO_4 , 1,1 CaCl₂ і 2,4 MgCl_2 , pH 7...8 складає 80 %...95 % (табл. 6).

Таким чином, комбінований метод ефективний тільки тоді, коли системи інгібування та катодного захисту працюють одночасно (рис. 6). Тільки катодний захист малоефективний, оскільки густина струму є низькою (наприклад, 10 mA/m^2) і ефективність катодного захисту від корозії становитиме менше 25 %. При вимкненні катодної поляризації швидкість корозії

зростає і може бути навіть вищою, ніж без інгібітора та без катодного захисту. Як правило, через деякий час після вимкнення катодної поляризації розвивається пітингова корозія. Виходячи з результатів дослідження [5], оптимальним є застосування 30 мг/л інгібіторної композиції та густини катодного струму 10 mA/m^2 .

Таким чином, комбінований метод ефективний тільки тоді, коли системи інгібування та катодного захисту працюють одночасно (рис. 6). Тільки катодний захист малоефективний, оскільки густина струму є низькою (наприклад 10 mA/m^2) і ефективність катодного захисту від корозії становитиме менше 25 %. При вимкненні катодної поляризації швидкість корозії зростає і може бути навіть вищою, ніж без інгібітора та без катодного захисту. Як правило, через деякий час після вимкнення катодної поляризації розвивається пітингова корозія. Виходячи з результатів дослідження [5], оптимальним є застосування 30 мг/л інгібіторної композиції та густини катодного струму 10 mA/m^2 .

Література

- 1 Саакян Л.С., Ефремов А.П. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. – М.: Недра, 1982. – 227 с.
- 2 Захаров Н.М., Бахарев Ю.А. Рекомендации по повышению надежности стального вертикального цилиндрического резервуара // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. – 2006. <http://www.ogbus.ru>.
- 3 Кондрашова О.Г., Назарова М.Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров // Электронный научный журнал “Нефтегазовое дело”. – 2004. – <http://www.ogbus.ru>.
- 4 Алиев Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. – М.: Недра, 1987. – 272 с.
- 5 Lyublinskii E. Ya. Synergism in Corrosion Protection Systems With Inhibitors // CORROSION 2001, March 11 - 16, 2001, Houston, Tx. – Paper number 01190. – 9 p.
- 6 Kubik D. A. and Lyublinski E. Ya. Corrosion Protection of Storage Tanks // CORROSION 2002, April 7 - 11, 2002, Denver, Co. – 2002. NACE International. – Paper number 02321. – 8 p.
- 7 Защита нефтеналивных резервуаров от коррозии на стадии производства / Р.А. Кайдириков, Б.Л. Журавлев, Н.В. Бурмистров // Вестник Казанского технологического университета. – 1998. – № 1. – С. 25-27.
- 8 Groysman A. Corrosion of Aboveground Fuel Storage Tanks // Materials Performance. – 2005. – Vol. 44, No. 9. – P. 44-48.
- 9 Красиков Д.В. Повышение ресурса стальных вертикальных резервуаров на основе использования лакокрасочных покрытий и ингибиторов коррозии. – Автореферат дис. ... кандидата технических наук: 25.00.19 / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т Уфа, 2005. – 24 с.
- 10 Foroulis, Z. A. Corrosion and corrosion inhibition in the petroleum industry // Werkstoffe und Korrosion. – 1982. – 33. – P. 121-131.
- 11 Sloniowski A. The Estimation of Corrosion Processes Growth on Bottom Surfaces of Crude Oil Storage Tanks (Polish) // Ochrona Przed Korozja. – 1996. – No. 12. – P. 314-316.
- 12 Sanders P.F., Sturman P.J. Biofouling in the oil industry // In: Petroleum microbiology. – Ed. by B. Ollivier, M. Magot. – ASM Press, 2005. – P. 171-198.
- 13 Jayaraman, A., Saxena R.C. Corrosion Inhibitors in Hydrocarbon Systems // CORROSION 96, March 24 - 29, 1996, Denver, Co. - 1996. NACE International. - Paper Number 96221. – 18 p.
- 14 СНиП 2.03.11-85 “Защита строительных конструкций от коррозии”.
- 15 Groysman G., Erdman N.A. Study of Corrosion of Mild Steel in Mixtures of Petroleum Distillates and Electrolytes // Corrosion. – 2000. – Vol. 56, No. 12. – P. 1266-1271.
- 16 Jassem, B. S., El-Hassan, H. Corrosion and Repair of Atmospheric Storage Tanks // Proceedings of 1st Arabian Corrosion Conference “Corrosion: Industrial Problems, Treatment and Control Techniques”, Kuwait. - Pergamon Press. – 1984. – P. 139-158.
- 17 Myers, Ph. E. Aboveground storage tanks. – McGraw-Hill, 1997. – 690 p.
- 18 Шишканов Б.А., Бегишев И.Р., Реформатская И.И. Кинетические закономерности коррозионных процессов на внутренней поверхности резервуаров с сернистой нефтью // Материалы XV научно-технической конференции “Системы безопасности” – СБ-2006. – М.: Академия ГПС МЧС России, 2006. – С. 178-180. <http://ipb.mos.ru>.
- 19 Corrosion and stress corrosion cracking of exploited storage tank steel / A. Zagórski, H. Matysiak, O. Tsyurulnyk, et al. // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – № 3. – С. 113-117.
- 20 Corrosion degradation of oil storage tank / A. Zagórski, H. Matysiak, Z. Stobodian, et al. // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – Спец. вип. № 4, т. 1. – С. 437-439.
- 21 Никифорчин Г.М., Цирульник О.Т. Особенности эксплуатации деградации конструктивных металлических материалов «в объеме» за дїї агрессивных средовищ // Проблемы прочности. – 2009. – № 6. – С. 79-94.
- 22 Крижанівський Є.І., Никифорчин Г.М. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2011. – № 2. – С. 11-20.
- 23 Zvirko O. and Zagórski A. Corrosion and electrochemical properties of the steel of exploited oil tanks in bottom water // Materials Science. – Volume 44, Number 1, P. 126-132.
- 24 Iverson W.P. Microbial corrosion of metals // ed. by A. I. Laskin // Advances in Applied Microbiology. Academic Press – 1987. – Volume 32. – P.1-36.
- 25 C. A. C. Sequeira, A. K. Tiller, Microbial corrosion. – Vol. 1. – Springer, 1988. – 461 p.
- 26 Maruthamuthu S., and Palaniswamy N. Microbial Community on Corrosion of Petroleum Product Pipelines // In: Prevention of Metal Corrosion: New Research. Editor: M. Nuñez. – Nova Science Publishers, Inc. – 2007. – P. 205-240.
- 27 Защита от коррозии, старения и биоповреждений машин, оборудования и сооружений. Справ-к: в 2 т.; под ред. А.А. Герасименко. – М.: Машиностроение, 1987. – Т. 1. – 688 с.
- 28 Duda A. Problemy skazenia mikrobiologicznego w dystrybucji i magazynowaniu paliw naftowych // NAFTA-GAZ. – 2002. – № 3. – S. 160-167.
- 29 Bacterial degradation of naphtha and its influence on corrosion / A. Rajasekar, S. Maruthamuthu, N. Muthukumar, et al. // Corrosion Science. – Volume 47, Issue 1, January 2005. – P. 257-271.
- 30 Iron-corroding methanogen isolated from a crude-oil storage tank / T. Uchiyama, K. Ito, K. Mori, et al. // Applied and Environmental Microbiology. – 2010. – Vol. 76, No. 6. – P. 1783-1788.

- 31 Diversity of culturable sulfidogenic bacteria in two oil–water separation tanks in the north-eastern oil fields of India / A. Agrawal, K. Vanbroekhoven, B. Lal // *Anaerobe.* – 2010, Vol. 16. – P. 12–18.
- 32 Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров. – М.: Недра, 1995. – 253с.
- 33 Анализ результатов обследования технического состояния резервуаров / Литвинцев Н.М., Голиков Н.И., Тихонов Р.П. и др. // V Всероссийская конференция «Механика микронеровных материалов и разрушение». – 2008. – 8с. <http://book.uraic.ru>.
- 34 Ефименко Л.А., Семин Е.Е. Влияние формы шва и размера дефекта в нем на напряженно-деформированное состояние уторного сварного соединения вертикальных стальных резервуаров // *Химическое и нефтегазовое машиностроение.* – 2006. – № 9. – С. 46–47.
- 35 Gonik A.A. Prevention of Repaired Steel Tanks from Sulfide Corrosion Cracking // *Protection of Metals.* – Volume 40, Number 3. – P. 297–299.
- 36 A failure analysis of fillet joint cracking in an oil storage tank / J. S. Kim, D. H. An, S. Y. Lee, B. Y. Lee // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries.* – 2009. - Volume 22, Issue 6. – P. 845–849.
- 37 Вотинов А.В. Оценка структурных параметров сталей и ресурсных характеристик резервуаров для хранения нефтепродуктов в условиях длительной эксплуатации. – Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук: 05.02.01 – *Материаловедение (в машиностроении).* – Краснодар. – 2006. – 25 с.
- 38 Коррозионная повреждаемость сварных соединений резервуаров / Аммосов А.П., Аммосов Г.С., Аминов Т.Ш. и др. // *Сварочное производство.* – 2008. – № 7. – С.24–28.
- 39 Стоянов В.В. Металеві резервуари – деякі проблеми проектування та реконструкції // *Металеві конструкції.* - № 1, Т. 13. - 2007. – С. 45–49. <http://prev.dgasa.dn.ua>.
- 40 Горев В.В. Металлические конструкции. Т.3. – М.: Высшая школа, 2002. – 541 с.
- 41 Перельмутер А.В., Гордеев В.Н., Горохов Е.В. Стан та залишковий ресурс фонду будівельних металевих конструкцій в Україні. – К.: Сталь, 2002. – 166 с.
- 42 Role of Microstructure in Sulphide Stress Cracking of Carbon Steels / J. Sojka, P. Vanova, P. Jonsta, et al. // *Proceedings of the European Corrosion Congress “Eurocorr 2005”, Lisbon, Portugal, 2005.* – Paper No. 156.
- 43 Moidek A. Wykonawstwo robot antykorozyjnych na zbiornikach magazynowych w aspekcie najnowszych uregulowan prawnych // *Ochrona przed korozja.* – 2002, 11A. – S. 26–36.
- 44 Corrosion inhibition of steel in crude oil storage tanks / M. A. Khalifa, M. El-Batouti, F. Mahgoub, A. Bakr Aknish // *Materials and Corrosion.* – 2003. – Volume 54, Issue 4. – P. 251–258.
- 45 Шехтер Ю.Н., Кардаш Н.В., Ребров И.Ю. Нефть и ингибиторы (ингибирование нефти и нефтепродуктов) // *Нефт. и газ. пром-сть.* – 1993. – № 1. – С. 10–19. – Серия: Защита от коррозии и охрана окружающей среды.
- 46 Середницький Я.А., Домбровський Б.О., Журомський Г.Й. Ефективність протикорозійного захисту сталевих резервуарів для нафти і нафтопродуктів // *Нафт. і газ. пром-сть.* – 1999. – № 2. – С. 52–55.
- 47 Технологія, обладнання та матеріали протикорозійного захисту резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів / Б. Лавришин, В. Піддубний, М. Волошин і ін. // *Фіз.-хім. механіка матеріалів.* – 2002. – Спец. вип. № 3, т. 2. – С. 807–811.
- 48 Гоник А.А., Калимуллин А.А., Сафонов Е.Н. Защита нефтяных резервуаров от коррозии. – Уфа: Башнефть, 1996. – 262 с.
- 49 Розробка та виготовлення комплексу гідро абразивного устаткування для реалізації екологічно безпечних абразивно-очисних робіт у промислових умовах / В.І. Маруха, В.М. Федірко, М.П. Волошин та ін. // *Наука та інновації.* – 2008. – Т 4. № 6. – С. 60–65.
- 50 Elgiert K. Ekologiczne oczyszczania powierzchni // *Ochrona przed korozja.* – 1999. – № 1 – S. 22.
- 51 Cavallo J. An introduction to slurry blasting // *J. Prot. Coat. Europe.* — 2001. — 8, № 9. – P. 31–37.
- 52 Heath B.S.E. Review of New Technology to Economically Eliminate the Risk of Long Term Storage Tank Leakage by Building or Retrofitting Single Wall Tanks with a Composite Based Tank within a Tank Internal Secondary Containment System // *16th World Petroleum Congress, June 11 - 15, 2000, Calgary, Canada.* - Paper Number 30408. – P. 42–45.
- 53 Кайдриков Р.А., Журавлев Б.Л., Бурмистров Н.В. Защита нефтеналивных резервуаров от коррозии на стадии производства // *Вестник Казанского технологического университета.* – 1998. – № 1. – С. 25–27.
- 54 <http://sheshmaoil.ru>.
- 55 Коррозия и противокоррозионная защита внутренней поверхности нефтяных резервуаров / Шишканов Б.А., Бегишев И.Р., Ащеулова И.И., Реформатская И.И. // *Материалы Всерос. конф. по физ. химии и нанотехнологиям «НИФХИ-90», г. Москва, 10 – 14 ноября 2008 г.* <http://www.nifhi.ac.ru>.
- 56 Брегман Дж. Ингибиторы коррозии. Пер. с англ. – М.: Химия, 1996. – 204 с.
- 57 The Inhibition of Corrosion and Hydrogenation of Carbon Steel in the Slight Acidic Media Containing H₂S and CO₂ / L.E. Tsygankova, Ya.R. Naschyokina, et al. // *Proceedings of the European Corrosion Congress “Eurocorr 2005”, Lisbon, Portugal, 2005.* – Paper No. 130.
- 58 Моисеева Л.С., Теремина Р.М. Углеводорастворимый ингибитор коррозии марки КРЦ-3 // *Защита металлов.* – 1994. – Т. 30, № 4. – С. 410–413.

- 59 Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования Удмуртии / Л.С. Моисеева, О.И. Пушина, С.П. Магда и др. // Защита металлов. – 1996. – Т. 32, № 3. – С. 300-306.
- 60 Жовнирчук В.М., Бабей Ю.И. Ингибиторы сероводородной коррозии типа КХО. – Препринт № 123. – Львов, 1987. – 53 с.
- 61 Фонберг В., Кривошеев В. Опыт НПО “Инкор” в создании ингибиторов коррозии // Физ.-хим. механика материалов. – 2004. – Спец. вып. № 4, т. 2. – С. 784-786.
- 62 Разработка и испытания ингибитора коррозии ИКАП-1 для защиты нефтепромыслового оборудования / Е.Ф. Смолянец, А.Г. Телин, А.А. Даминов и др. // Защита от коррозии и охрана окруж. среды. – 1996. – № 8-9. – С. 15-17.
- 63 Ольхов Г., Козловська Л. Інгібіторний захист нафтопромислового обладнання // Физ.-хим. механика материалов. – 2004. – Спец. вып. № 4, т. 1. – С. 412-415.
- 64 Study of Corrosiveness of Acidic Crude Oil and its Fractions / A. Groysman, N. Brodsky, J. Penner, et al. // Proceedings of the European Corrosion Congress “Eurocorr 2005”, Lisbon, Portugal, 2005. – Paper No. 27.
- 65 Аббасов В.М., Мамедов И.А. Исследование механизма действия ингибиторов коррозии в двухфазной системе // Защита от коррозии и охрана окруж. среды. – 1995. – № 10. – С. 6-8.
- 66 Гоник А.А., Базезин С.А. Исследование ингибиторов коррозии углеродистой стали в системе электролит – углеводород, содержащий сероводород // ЖПХ. – 1966. – Т. 36, вып. 7. – С. 1536.
- 67 Ребиндер П.А. Поверхностно-активные вещества и их применение // Хим. наука и промышленность. – 1959. – т. 4, № 5.
- 68 Lyublinski E.Ya., Kubik D.A. Design and Application of Corrosion Protection on Storage Tank Tops // 6^a COTEQ Conferência sobre Tecnologia de Equipamentos. 22^a CONBRASCORR – Congresso Brasileiro de Corrosão. - Salvador – Bahia. - 19 a 21 de Agosto de 2002. – 7p. <http://www.aeende.org.ar>.
- 69 Patent US 20060204691 A1. Systems and Methods for Preventing and/or Reducing Corrosion in Various Types of Tanks, Containers and Closed Systems / E.Y. Lyublinski, D. A. Kubik. Pub. Date 14 Sep. 2006. – 23 p.
- 70 Vapor Corrosion Inhibitors in Hydro-Testing and Long Term Storage Applications / J. Holden, A. Hansen, A. Furman, et al. // CORROSION 2010, March 14 - 18, 2010, San Antonio, TX. – 2010. NACE International. Paper Number 10405. – 14 p.
- 71 Sanders P.F. Novel Methods for Controlling Microbial Problems without using Bactericides // Saudi Aramco Journal of Technology. – Summer 2003. <http://ipac.kacst.edu.sa>.
- 72 Пуриш Л.М., Погребова И.С., Козлова И.А. Влияние сульфатредуцирующих бактерий на коррозию стали в присутствии ингибиторов // Микробиол. журн. – 2002. – 64, № 6. – С. 67-72.
- 73 Метаболічна та корозійна активність сульфатвідновлювальних бактерій за присутності четвертинних солей триазолоазепінію / Н.Р. Демченко, І.М. Курмакова, О.П. Третяк // Вісник Запорізького національного університету. – 2008. – № 2. – С. 41-46.
- 74 Четвертичные аммониевые соли как ингибиторы коррозии стали в присутствии сульфатредуцирующих бактерий / С.М. Белоглядов, З.И. Джафаров, В.Н. Поляков и др. // Защита металлов. – 1991. – Т. 27, № 6. – С. 1041-1043.
- 75 Агаев Н.М. Закономерности создания биоцидов, предотвращающих развитие сульфатредуцирующх бактерий и образование био-генного сероводорода // Физ.-хим. механика материалов. – 2000. – Спец. вып. № 1, т. 2. – С. 572-576.
- 76 www.lenprom.su/technology.html.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
30.05.11*

*Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

Техніка і технології

УДК 621.791(01)

ОСОБЛИВОСТІ ЗВАРЮВАННЯ НЕПОВОРОТНИХ СТИКІВ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

¹М.В. Панчук, ¹Л.С. Шлапак, ¹О.О. Філіпчук, ²Ю.І. Талабко

¹ ІФНТУНГ, 76019, м.Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15; тел. (0342) 506612;
e-mail: ztk@nimg.edu.ua

² ТзОВ «Фроніус Україна», 82400, Львівська обл., м. Стрий, вул. Крива, 41Б,
тел. (0324) 577601; e-mail: sales.ukraine@fronius.com

Зварювання технологічних трубопроводів у неповоротному положенні відноситься до високих технологій, найбільш складних у реалізації. В даному випадку зварювальна ванна під час формування шва послідовно приймає характерні положення: нижнє, “на спуск”, стельове і “на підйом”. Систематична зміна умов формування зварювальної ванни під дією гравітаційних сил суттєво збільшує ймовірність виникнення різних дефектів зварних з’єднань. Питання підвищення продуктивності праці та відтворюваності якості зварних з’єднань запропоновано вирішити використанням автоматичного орбітального зварювання, що дає змогу знизити, або повністю виключити утворення дефектів та виконувати зварювання з дистанційним управлінням. В роботі описана технологія зварювання неповоротних стиків трубопроводів з аустенітних сталей та наведені характеристики використання обладнання. Розроблено технологічні параметри для зварювання трубопроводів малих діаметрів. Виконано розрахунки температурних полів, термічного циклу та геометричних розмірів зварного шва при орбітальному зварюванні.

Ключові слова: неповоротні стики, орбітальне зварювання, технологія, неплавкий електрод;

Сварка технологических трубопроводов в неповоротном положении относится к высоким технологиям, наиболее сложным в реализации. В данном случае сварочная ванна при формировании шва последовательно принимает характерные положения: нижнее, “на спуск”, потолочное и “на подъем”. Систематическое изменение условий формирования сварочной ванны под воздействием гравитационных сил существенно увеличивает вероятность появления различных дефектов сварных соединений. Вопросы повышения производительности труда и воспроизводимости качества сварных соединений предложено решить использованием автоматической орбитальной сварки, что позволяет снизить, или полностью исключить образования дефектов и проводить сварку с дистанционным управлением. В работе описана технология сварки неповоротных стыков трубопроводов из аустенитных сталей и приведены характеристики использованного оборудования. Разработаны технологические параметры сварки трубопроводов малых диаметров. Выполнены расчеты температурных полей, термического цикла и геометрических размеров сварного шва при орбитальной сварке.

Ключевые слова: неповоротные стыки, орбитальная сварка, технология, неплавкий электрод;

Welding of industrial pipelines in fixed position is referred to high technologies and is the most complicated in realization. In this case, while forming a seam, consequently, the welding bath takes up the proper positions: down, downhill, overhead and uphill. Systematic variation of conditions of welding bath forming under gravitational force considerably increases the possibility of defects precipitation of welded joints. The problems of labour productivity improvement and quality reproducibility improvement are suggested to solve by usage of automated orbital welding that allows to decrease or fully eliminate the defects precipitation and to carry the teletype control welding process. The welding technology of non-fixed cut points made from austenitic steel is described and the peculiarities of used equipment are covered in this paper. The technological parameters of the small diameters pipeline welding are developed. It is conducted the calculations of temperature fields, thermal cycles and geometrical dimensions of the weld seam under orbital welding.

Keywords: irrevocable joints, orbital welding, technology, infusible electrode

Трубопроводи є базовими елементами в технологічних лініях підприємств нафтогазової (хімічної та харчової промисловості). Складні умови їхньої роботи (високі температури і тиски, вібрації, агресивні середовища) обумовлюють високі вимоги до суцільності та корозійної стійкості з'єднань. Зазвичай труби з'єднуються між собою арматурою та технологічним обладнанням з використанням зварювання. Забезпечення надійної роботи трубопроводних систем багато в чому визначається відсутністю недопустимих дефектів на стадії монтажу та достовірністю прогнозування їх виникнення на стадії промислової експлуатації [1].

Під час виконання монтажних робіт на сучасних підприємствах проводиться зварювання десятків тисяч стиків з корозійностійких, аустенітних, низьковуглецевих та низьколегованих перлітних сталей. З'єднання значного об'єму трубопроводів виконується в неповоротному положенні. Такий спосіб відноситься до високі технології, найбільш складних у реалізації, оскільки зварювальна ванна в процесі формування швів приймає характерні положення: нижнє, "на підйом", стельове і "на спуск".

Систематична зміна умов формування зварювальної ванни під дією гравітаційних сил суттєво збільшує ймовірність виникнення різних дефектів зварних з'єднань. Особливості виконання монтажних робіт та короткі терміни будівництва вимагають продуктивних способів зварювання з передбачуваною якістю з'єднань. Ці ж вимоги є актуальними при технічному обслуговуванні та ремонті трубопроводів. В монтажних умовах ймовірність появи дефектів зварних з'єднань визначаються умовами виконання робіт, а також кваліфікацією персоналу.

Проблеми прогнозованої високої якості зварних з'єднань стають ще більш актуальними, якщо взяти до уваги той факт, що гарантований ресурс найбільш відповідальних трубопроводів повинен досягати не менше 30, а в деяких випадках 50 років. У зв'язку з цим для стабільного відтворення якості зварних з'єднань проводяться дослідження процесу формування швів, визначення фізико-технологічних параметрів, що дозволяють ефективно керувати процесом отримання нероз'ємного з'єднання; вдосконалюються процеси зварювання та методи управління якістю з'єднань [2, 3, 4].

В даний час основними способами зварювання труб аустенітного класу є ручне дугове зварювання покритими електродами і дугове зварювання неплавким електродом в середовищі захисних газів. Особливості виконання монтажних робіт та короткі терміни будівництва вимагають продуктивних способів зварювання з передбачуваною якістю з'єднань. Ці ж вимоги актуальні при технічному обслуговуванні та ремонті трубопроводів. В монтажних умовах ймовірність появи дефектів зварних з'єднань визначаються умовами виконання робіт, а також кваліфікацією персоналу.

Ручне дугове зварювання трубопроводів передбачає використання електродів ЦЛ-11, ЦТ-15, ЗІО-8, ЕА-400/10У. Режими зварювання

залежать від положення шва в просторі та діаметра електроду. Товщина стінки труби визначає число шарів, яке необхідно накласти для заповнення стика. Досвід свідчить, що до товщини стінки труби 4-6 мм кількість заповнюючих шарів – 2, при 7-11 мм – 3, при 12-14 мм – 4. Із збільшенням товщини кожні 2-2,5 мм число шарів збільшується на 1. Стик труб діаметром менше 219 мм, незалежно від товщини стінки, виконує один зварювальник. З метою рівномірного розподілу зварювальних напружень і підтримки необхідного температурного режиму по всьому периметру стику труби діаметром більше 219 мм повинні виконувати одночасно два зварювальники.

Дугове зварювання неплавким електродом в захисних газах трубопроводів виконують ручним і автоматичним способами, з присадковим дротом і без нього. Для захисту кореневого шва від впливу повітря при аргонодуговому зварюванні перших двох шарів труби рекомендується заповнювати аргоном. Окрім захисту шва піддування аргону також сприяє кращому формуванню зворотного валика. Для зменшення витрат об'єму, який заповнюється аргоном, обмежують спеціальними заглушками, що встановлюються при збиранні труб на відстані 100-200 мм від торця стику. Пропущений для зварювання через утворену заглушками камеру об'єму аргону має бути рівним чотири-п'ятикратному об'єму камери.

Останніми роками все більшого поширення набуває імпульсне дугове зварювання неплавким електродом, яке дає змогу регулювати тепловкладення в стик за жорсткою програмою. Наявність імпульсів передбачає відмову від коливань електрода, що істотно спрощує техніку зварювання, а своєрідні умови кристалізації дають змогу отримувати сприятливу форму шва, що сприяє зменшенню кількості дефектів. Систематична зміна умов формування зварювальної ванни під дією гравітаційних сил суттєво збільшує ймовірність виникнення різних дефектів зварних з'єднань.

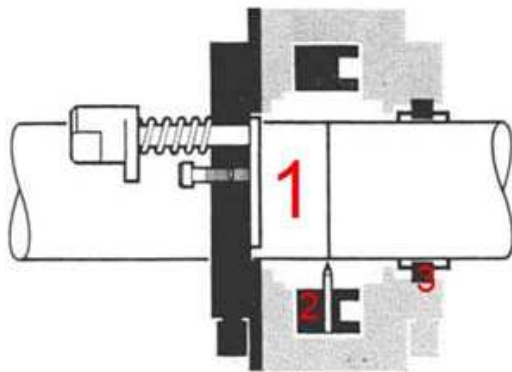
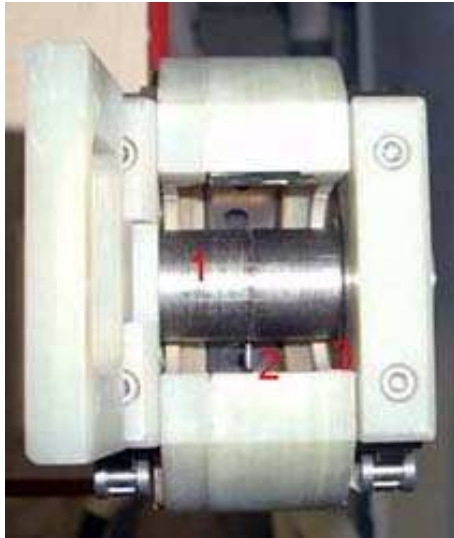
Проблеми підвищення продуктивності праці та відтворюваності якості зварних з'єднань можуть бути вирішені переходом від традиційних ручних методів дугового зварювання до автоматичного орбітального зварювання, що дасть змогу знизити або повністю позбутися утворення дефектів та виконувати зварювання з дистанційним управлінням. Орбітальним називають зварювання кільцевих швів на нерухомому виробі, коли пальником роблять кругові рухи навколо труби або резервуару по відповідній траєкторії.

Система орбітального зварювання складається із двох або трьох вузлів:

- зварювальне джерело живлення та система контролю;
- орбітальна зварювальна головка, яка скеровує пальник на виріб;
- механізм подачі присадкового дроту (за необхідністю).

Принцип роботи головок закритого типу (рис. 1) полягає в тому, що при зварюванні труби

затискаються встик за допомогою цангових вставок зварювальної головки так, щоб стик опинився напроти вольфрамового електроду. Камера головки заповнюється аргоном і ротор із затиснутим в ньому електродом переміщається по колу вздовж стику, проводячи зварювання.



1 – зварювана труба; 2 – ротор із затиснутим в ньому вольфрамовим електродом;
3 – цангова (затискна) вставка

Рисунок 1 – Загальний вигляд зварювальної головки

Роботою головки керує джерело живлення, яке дозволяє задавати значення зварювального струму залежно від просторового положення електроду і розігрівання з'єднуваних труб з тим, щоб забезпечити гарантоване проплавлення стику і уникнути перегрівання зварного з'єднання.

Зварювальний струм, як правило, – імпульсний, що дає змогу проплавити товщину стінок труб до 4.0 мм при зварюванні нержавіючих труб і до 3.5 мм при зварюванні інших матеріалів при якісному формуванні зварного шва.

Кожна зварювальна головка розрахована на певний діапазон зварюваних труб. Всередині цього діапазону перехід від діаметра до діаметра проводиться шляхом заміни цангових вставок. Кожна цангова вставка, що складається з двох половинок (комплект), розрахована на свій фіксований діаметр.

Орбітальне зварювання передбачає автоматизацію всього процесу: достатньо ввести чотири вихідних параметри: тип захисного газу, товщину стінки, діаметр і матеріал труби. Зміна параметрів зварювального процесу відбувається зі швидкістю 500 разів за секунду для компенсації найменших відхилень в умовах горіння дуги та формування зварювальної ванни.

Високі вимоги до якості зварного шва на трубопроводах змушують до застосування спеціальних технологій підготовки стиків під зварювання. При цьому вкрай важливим є дотримання таких вимог:

- перпендикулярність площини стику до осі труби;
- відсутність грату при різанні;
- чиста площина різця;
- точність установа зазору при збиранні стику під зварювання;
- мінімальні допуски на елементи оброблення кромки (якщо вона застосовується).

Для точного виготовлення складних конструкцій найчастіше застосовують труборізи з різцями, які працюють за принципом токарних верстатів. На таких труборізах, використовуючи різні типи різців, можна здійснювати різання, торцювання і оброблення кромки. Точну відрізку труб, таку, що виключає операцію торцювання, можна виконувати на токарних або труборізних верстатах. Проте зручніше скористатися спеціальними установками для орбітального різання труб. В цих установках різання здійснюється тонкою дисковою фрезою (пилним диском), кількість зубів якої точно відповідає товщині стінки труби.

Для якісного різання труб і зняття фасок фірма «Фроніус» випускає низку установок, одна з яких – RA 21/RA 41 (рис. 2) – використовувалась в наших експериментах.



Рисунок 2 – Заточно-відрізний верстат RA 21/RA 41

Для отримання повторюваних якісних зварних з'єднань відповідна увага повинна приділятися застосуванню вольфрамових електродів.

Як відомо, форма дуги та її властивості залежать від кута заточування вольфрамового електрода. Чим більший кут заточування, тим ширша площа дуги, тим більше вноситься тепла в деталь і тим менша глибина проплавлення.

Так само на форму дуги, стабільність її підпалювання впливає притуплення електрода. Діаметр притуплення вибирається в залежності від діаметра електрода, величини зварювального струму та товщини стінки зварювальних труб.

Фірма «Фроніус» виготовляє спеціальні комбіновані заточно-відрізні пристрої, за допомогою яких можна виконувати повторюване якісне заточування, притуплення і, за необхідності, нарізання вольфрамових електродів (рис 3).



Рисунок 3 – Пристрій для заточування вольфрамових електродів ESG plus

Невиконання вимог щодо заточування електродів призведе до порушення повторюваності у виконанні якісних зварних з'єднань.

Технологія виконання орбітального зварювання передбачає поділ периметра труби на сектори, в кожному з яких встановлюються оптимальні значення параметрів.

Довжина всього кола приймається рівною одиниці. Тоді координата кожної з точок буде частиною від одиниці (для зручності можна використовувати розбиття на градуси від 0° до 360°). У першому секторі встановлюються зварювальні параметри, виходячи з необхідності нагрівати "холодну" трубу до проплавлення. В даному випадку потрібно встановити таке поєднання струму і швидкості, щоб не відбувалося сильного провисання металу в трубу, але забезпечувалося достатнє проплавлення. У другому секторі відбувається перехід шва на стельове положення, і параметри змінюються відповідно. Третій сектор характеризується зварюванням від низу до верху, коли труба вже "гаряча", відповідно слід скорегувати швидкість і струм. Закінчення шва дуже часто є проблемним при зварюванні. Доводиться враховувати ефект автопідігріву і знижувати зварювальний струм для зменшення тепловкладення.

Для завершення шва встановлюється координата точки закінчення зварювання більша 1,000 (наприклад, -1,010). У разі застосування головки з блоком поперечних коливань і контролем довжини дуги, до зварювальних параметрів додаються: амплітуда коливань, час затримки в точці відхилення, напруга, яку необхідно підтримувати. Всі зварювальні параметри можна змінювати плавно (наприклад, плавне наростання струму на початку зварювання і гасіння при заварюванні кратера). Інтервал, в якому відбувається плавна зміна параметра, може задаватися за часом або координатами.

Для атестації технології орбітального зварювання трубопроводів з нержавіючої сталі діаметром 50 мм і товщиною стінки 2 мм проводились експерименти у виробничих умовах. Робота проводилась з використанням головки MW 50, фірми «Фроніус» (рис. 3), технічні параметри якої вказано в таблиці 1.



Рисунок 4 – Загальний вигляд головки закритого типу MW 50

Таблиця 1 – Характеристика зварювальної головки MW 50

Процес зварювання	TIG
Напруга живлення	3x380В 50 Гц
Використовувана потужність	15кВт
ККД	0,86
Ступінь захисту	IP 55
Система охолодження	4,8 Л (H ₂ O)
Зовнішній діаметр труби, мм	50
Максимальний, зварювальний струм (водяне охолодження), А	250
Зона поперечних коливань, мм	20
Амплітуда поперечних коливань, мм	7
Швидкість поперечних коливань, мм/с	1,0-12
Час витримки, с	0,1-10
Швидкість установалення дуги, мм/с	1,1
Маса, кг	6,9

Технологічні режими орбітального зварювання неплавким електродом в результаті проведення експериментів наведені в таблиці 2.

Таблиця 2 – Режим орбітального зварювання неплавким електродом

Кут між пальником і виробом, °	90
Діаметр зварюваного електрода, мм	2,4
Кількість прихоплень, шт	4
Струм прихоплень, А	50
Тривалість прихоплень, с	0,6
Витрата аргону, л/хв.	7
Попереднє піддування газу, с	30
Стартовий струм, А	85
Тривалість фази стартового струму, с	1,5
Час між запалюванням дуги і початком зварювального переміщення, с	3,5
Час зростання струму, с	0,1
Час спадання струму, с	5
Час, протягом якого відбувається зварювальне переміщення у фазі спадання струму, с	5
Струм зварювання кратера, А	3
Тривалість струму зварювання кратера, с	0,1
Час проходження газу наприкінці процесу зварювання, с	40
Швидкість зварювання, м/хв.	0,09
Тривалість струму імпульсу, с	0,1
Тривалість базового струму, с	0,5
Сегмент 0-270	
Струм імпульсу, А	119
Базовий струм, А	40
Сегмент 270-355	
Струм імпульсу, А	117
Базовий струм, А	39
Сегмент 355-370	
Струм імпульсу, А	114
Базовий струм, А	38

За отриманими результатами досліджень були розраховані: температурне поле, термічний цикл, а також геометричні розміри шва. Ізотерми та діаграма термічного циклу зображені на рисунках 5–7. Для розрахунків використовувалась математична модель на основі функції Бесселя від уявного аргументу другого роду нульового порядку. [5]. Температурне поле розглядалось в стаціонарному режимі згідно із залежністю

$$T_0(r, x) := \frac{q}{2 \cdot \pi \cdot \lambda \cdot \delta} \cdot \exp\left(\frac{-v \cdot x}{2 \cdot a}\right) \times K_0\left(r(x) \cdot \sqrt{\frac{v^2}{4 \cdot a^2} + \frac{b}{a}}\right), \quad (1)$$

де: q – ефективна теплова потужність, Дж/с;
 λ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу, Вт/(м·°C);
 δ – товщина пластини, м;
 v – швидкість переміщення зварювального джерела, м/с;
 a – коефіцієнт температуропровідності, м²/с;

$K_0(u)$ – модифікована функція Бесселя другого роду;

$$r = \sqrt{x^2 + y^2},$$

де r – радіус-вектор;

$$b = \frac{2 \cdot a}{c \rho \cdot \delta},$$

b – коефіцієнт температуровіддачі з поверхні, с⁻¹;

α – коефіцієнт поверхневої тепловіддачі, Вт/(м²·°C);

$c\rho$ – об'ємна теплоємність матеріалу МДж/(м³·°C).

Ширина зварного шва розраховувалась за формулою

$$B := \sqrt{\frac{2 \cdot q}{\pi \cdot \lambda \cdot e \cdot c \rho \cdot v \cdot (T_{пл} - T_0)}}; \quad (2)$$

$T_{пл}$ – температура плавлення нержавіючої сталі, °C;

B – ширина шва, см;

T_0 – температура навколишнього середовища.

Кореляція розрахункових даних з дійсними складає 93%.

Експериментальний зразок трубного з'єднання з нержавіючої сталі 12Х18Н10 діаметром 50 мм., товщиною стінки 2 мм зображено на рисунку 5.

В даний час багато галузей промисловості висувають вимогу докладного документування процесу механізованого зварювання. Це досягається підключенням до програмованого зварювального джерела ПК з відповідним програмним забезпеченням. Зварювальні параметри заміряються кожні 0,5 секунд і виводяться в режимі реального часу. Програма дозволяє реєструвати одночасно декілька параметрів. Після закінчення зварювального процесу програма видає звіт з графіками зареєстрованих зварювальних параметрів.

Такі звіти дозволяють легко порівняти дійсні величини зварювальних параметрів з програмованими і визначити моменти відхилення заданих величин. На графіках можуть бути показані граничні допустимі відхилення зварювальних параметрів, що уможливило отримання документу, що підтверджує виконання технічних вимог, що пред'являються до процесу зварювання.

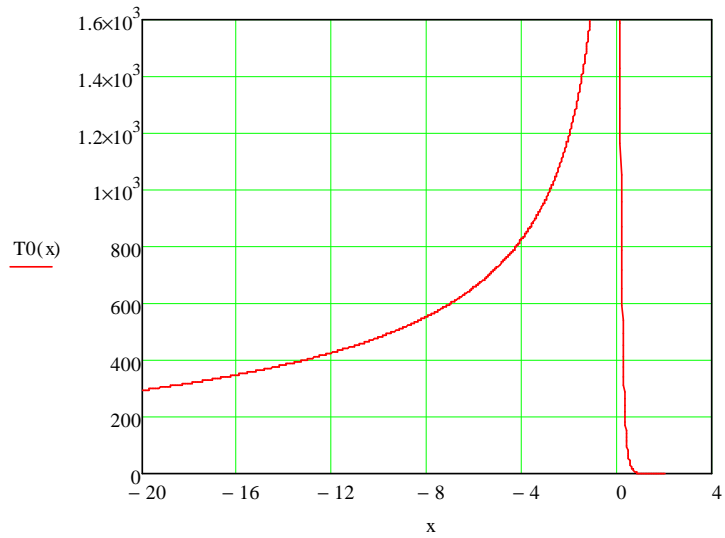


Рисунок 5 – Ізотерма вздовж осі X

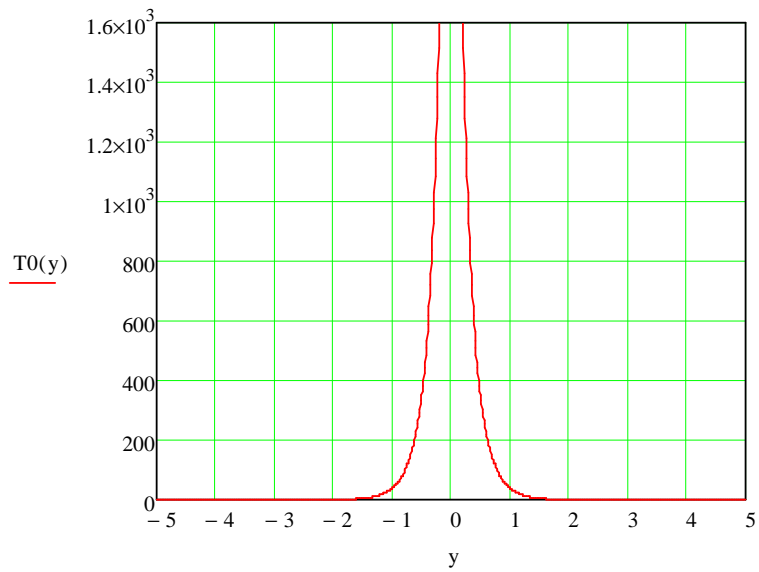


Рисунок 6 – Ізотерма вздовж осі Y

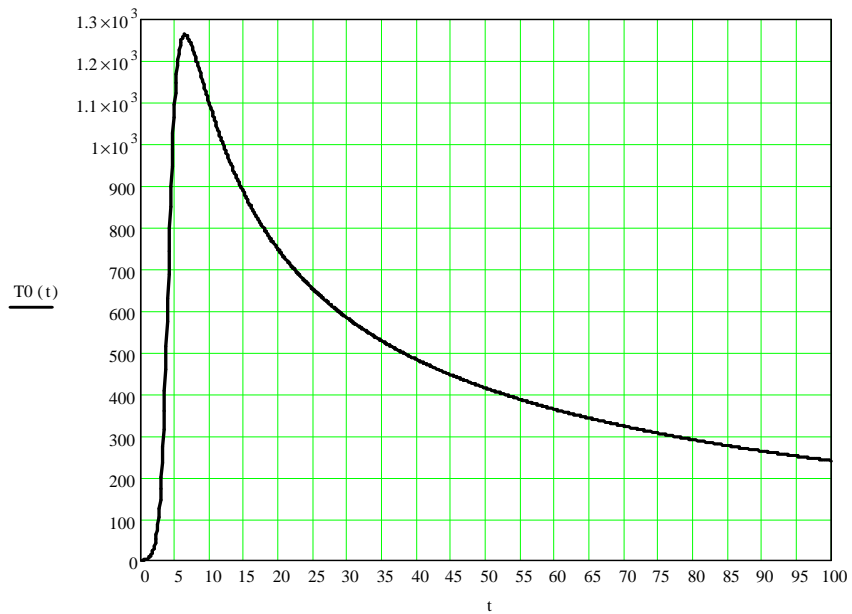


Рисунок 7 – Діаграма термічного циклу

Література



1 – основний метал; 2 – зварний шов;
3 – зона термічного впливу

**Рисунок 8 – Експериментальний зразок
трубного з'єднання**

Висновки

В роботі проаналізовано способи зварювання неповоротних стиків технологічних трубопроводів. Проблеми підвищення продуктивності праці та відтворюваності якості зварних з'єднань можуть бути вирішені переходом від традиційних ручних методів дугового зварювання до автоматичного орбітального. За малих товщин орбітальне зварювання може виконуватись без присадкового матеріалу. Даний спосіб зварювання забезпечує отримання якісних зварних з'єднань з гарантованими механічними характеристиками та хімічним складом.

В роботі розроблено технологічні режими орбітального зварювання неплавким електродом для труб малих діаметрів з нержавіючої сталі.

На базі розрахунків температурних полів були встановлені геометричні розміри зварного шва, що тісно корелюються з дійсними.

1 Прогнозирование качества сварных соединений на основе физико-математической модели процесса орбитальной сварки / С.И. Полосков, В.А. Ефремов, А.В. Маслеников // Сварочное производство. – 2005. – № 2. – С. 8-16.

2 Управление переносом капли при сварке плавящимся электродом с короткими замыканиями дугового промежутка / С.И. Полосков, Ю.С. Ищенко, В.А. Лебедев, О.Б. Гецкин // Сварочное производство. – 2000. – № 6. – С. 6-9.

3 Влияние возмущений в системе подачи электродной проволоки на качество сварных соединений / С.И. Полосков, Ю.С. Ищенко, В.А. Лебедев, О.Б. Гецкин // Сварочное производство. – 2001. – № 12. – С. 3-7.

4 Анализ технических и технологических возможностей импульсной подачи электродной проволоки в процессах дуговой сварки и наплавки / Б. Е. Патон, В.Г. Пичак, С.И. Полосков, Л.Н. Щавелев // Сварочное производство. – 2002. – № 2. – С. 24-31.

5 Василик А.В. Теплові розрахунки при зварюванні / А.В. Василик, Я.М. Драгомирецький, Я.А. Криль. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 209 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.05.11*

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

ТЕПЛОАВАНТАЖЕНІСТЬ ОБОДА ГАЛЬМІВНОГО ШКІВА БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ ПРИ РОБОТІ ІНДУКТОРНОГО ГАЛЬМА (частина друга)

О.І. Вольченко, Д.О. Вольченко, Д.Ю. Журавельов, М.В. Кашуба

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

Представлено визначення взаємозв'язків фаз векторів електричного та магнітного полів в ободі шків. Наведено загальну оцінку теплової енергії, яка розвивається в ободі шків. Визначено температури зовнішньої поверхні обода шків та його приповерхневого шару при роботі індукторного гальма. Методом Е.Шмідта визначено температури шарів зі сторони його робочої поверхні при роботі стрічково-колодкового гальма. Встановлено, що темп нагрівання робочої поверхні обода шків набагато вищий, ніж зовнішньої його поверхні. Підтверджена можливість використання індукторного гальма разом зі стрічково-колодковим гальмом.

Ключові слова: стрічково-колодкове гальмо, індукторне гальмо, фази векторів, електричне та магнітне поле, внутрішня та зовнішня поверхні обода шків, шари обода.

Представлено определение взаимосвязей фаз векторов электрического и магнитного полей в ободке шкива. Приведена общая оценка тепловой энергии, развивающейся в ободке шкива. Определены температуры наружной поверхности обода шкива и его приповерхностного слоя при работе индукторного тормоза. По методу Э. Шмидта определены температуры слоев со стороны рабочей поверхности обода шкива при работе ленточно-колодочного тормоза. Установлено, что темп нагрева рабочей поверхности обода шкива гораздо выше температуры внешней его поверхности. Подтверждена возможность использования индукторного тормоза вместе с ленточно-колодочным тормозом.

Ключевые слова: ленточно-колодочный тормоз, индукторный тормоз, фазы векторов, электрическое и магнитное поле, внутренняя и внешняя поверхность обода шкива, слои обода.

The determination of interrelations of phase vectors of electric and magnetic fields in the pulley rim is represented. The general estimation of heat energy developing in the pulley rim is suggested. The temperatures of the outer surface of the pulley rim and its subsurface layer during the induction brake performance are identified. The temperatures of the layers from the side of its working surface during the performance of the band-shoe brake are defined with the help of E. Schmidt's method. It is determined that the heating rate of the working surface of the pulley rim is much higher than the heating rate of its outer surface. The possibility of utilization of the induction brake together with the band-shoe brake is grounded.

Keywords: band-shoe brake, induction brake, phase vectors, electric and magnetic fields, inner and outer surfaces of the pulley rim, layers of the rim.

Вступ. Перша частина матеріалів статті присвячена роботі індукторного гальма. Останнє працює як допоміжне в системі стрічково-колодкового гальма і тому розглянуто особливості його конструкції та роботи. Встановлено закономірності зміни гальмівного моменту індукторного гальма. Проілюстровано порівняльний аналіз діаграми опускання бурильної колони з підключенням гідро- та індукторного гальма наприкінці періоду розгону. Встановлено закономірності розповсюдження теплових хвиль з поверхонь обода шків в його товщину та виконано порівняння варіантів їхньої взаємодії при роботі комбінованого гальма.

Стан проблеми. В світовій практиці гальмобудування відомі типи фрикційних вузлів, які працюють на ефектах тертя та кочення в стрічково-колодкових гальмах бурових лебідок. В лабораторних умовах знайшли використання багатопарні фрикційні вузли для стрічково-колодкових гальм [1]. Однак, в світовій практиці гальмобудування не було такого випадку, коли поверхні обода шків працювали з іншими видами гальмівних пристроїв, тобто стрічково-

колодковим та індукторним. В комбінованому гальмі важливу роль відіграє двостороннє нагрівання обода шків, який, з одного боку, впливає на фрикційні властивості пар тертя стрічково-колодкового гальма, а, з іншого, на ефективність електричного та магнітних полів.

Метою даної роботи є оцінка теплоавантаженості обода гальмівного шків бурової лебідки при роботі комбінованого гальма.

Для реалізації даної мети необхідно вирішити такі завдання:

- визначити фази векторів електричного та магнітного полів в ободі гальмівного шків; навести характеристики плоскої електромагнітної хвилі та глибини її проникнення в тіло обода шків при індукторному нагріванні;

- оцінити загальну кількість теплової енергії, яка виділяється в ободі шків при його індукторному нагріванні.

- визначити тепловий стан обода гальмівного шків при роботі комбінованого гальма.

Визначення фаз векторів електричного та магнітного полів в ободі гальмівного шків. При експлуатації індукторного гальма важли-

вим практичним завданням є нагрівання обода шківа енергією електромагнітного поля. Визначимо енергію даного поля та використаємо її в подальшому для оцінки функції джерела в рівнянні теплопровідності, а відтак для обода шківа.

Струм зміщення – умовна назва локалізованого змінного електричного поля, яке супроводжується магнітним полем. На відміну від інших струмів (провідності та конвекційного) він не створюється упорядкованим рухом заряду і тому за відсутності діелектрика (і його перполяризації) не нагріває обід шківа.

Замість струму провідності (j) та магнітної індукції (B) підставимо їхні значення з рівнянь

$$j = \sigma E; \quad B = \mu H, \quad (1)$$

де; σ – вироблена ентропія в одиниці об'єму; μ – магнітна проникність; E , H – напруженість електричного та магнітного полів.

Після чого отримуємо систему рівнянь

$$\text{rot } H = \sigma E; \quad (2)$$

$$\text{div } H = 0; \quad (3)$$

$$\text{rot } E = -\mu \frac{\partial H}{\partial \tau}; \quad (4)$$

$$\text{div } E = 0. \quad (5)$$

Виконавши операцію rot до обох частин рівняння, та враховуючи формулу векторного аналізу

$$\text{rot rot } H = \text{grad div } H - \Delta H$$

отримаємо для випадку $\text{div } H = 0$

$$\Delta H = \mu \sigma \frac{\partial H}{\partial \tau}, \quad (6)$$

де τ – час протягом якого відбувається процес.

Рівняння (6) відноситься до класу параболічних рівнянь і тому до нього можуть бути використані методи математичної фізики [2, 3, 4]. У зв'язку з тим, що вектори B , D , H , E для розглянутих задач зв'язані з гармонічно змінним зовнішнім полем (нагрівання синусоїдальним струмом) простіше виразити вектор

через комплексне число $H = H_a \exp(i\omega\tau)$, де H_a – амплітуда вектора; ω – кругова частота. Тоді отримуємо

$$\frac{\partial H}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial \tau} [H_a \exp(i\omega\tau)] = i\omega H, \quad (7)$$

або

$$\Delta H = i\mu\sigma\omega H. \quad (8)$$

Якщо спрямувати вектор H перпендикулярно площині xOy , то з (7) і (8) отримаємо

$$\frac{\partial^2 H}{\partial z^2} = i\mu\sigma\omega H = k^2 H. \quad (9)$$

Розв'язок даного рівняння згідно з [4] має такий вигляд:

$$H = A \exp(-kz) + B \exp(kz). \quad (10)$$

Зв'язок між електричним та магнітним полем описується за допомогою виразу

$$\text{rot } H = \sigma E. \quad (11)$$

Після підстановки в (11) отримали розв'язок для вектора електричного поля

$$E = i_x \frac{k}{\sigma} \left[A \exp(-kz) + B \exp(kz) \right], \quad (12)$$

де i_x – одиничний орт.

Перший член виразу описує загасання електричної хвилі електромагнітного поля, яка падає на зовнішню поверхню обода гальмівного шківа, другий – відбиту хвилю. Для напівобмеженої ділянки шківа при $B = 0$ отримуємо

$$H = A \exp(-kz); \quad E = i_x \frac{k}{\sigma} A \exp(-kz). \quad (13)$$

Сталу інтегрування A визначаємо з граничних умов: іззовні обода шківа ($z = 0$) напруженість магнітного поля в повітрі $H = H_0$. Вказана величина не зміниться при переході через границю «повітря-метал», тобто при $z = 0$, $H = H_0$ в металі. Таким чином,

$$H = H_0 \exp(-kz). \quad (14)$$

Для практичних розрахунків електричного та магнітних полів, які наводяться в ободі гальмівного шківа індукторним способом, часто використовується величина, яка називається «глибиною проникнення поля» (δ)

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{\omega\mu\sigma}}. \quad (15)$$

На глибині (δ) обода шківа амплітуда коливань полів зменшиться в e раз, тобто

$$H_\delta = H_0 e^{-1}; \quad (16)$$

$$E_\delta = E_0 e^{-1}; \quad (17)$$

де H_0 , E_0 – напруженість магнітного та електричного полів.

В отриманих залежностях (14, 15) врахуємо те, що коефіцієнт загасання хвиль $k = \sqrt{i\omega\mu\sigma} = 1 + i/(\delta)$ і тому отримуємо

$$H = H_0 \exp\left(-\frac{1+i}{\delta} z\right); \quad (18)$$

$$E = iH_0 \frac{1+i}{\sigma\delta} \exp\left(-\frac{1+i}{\delta} z\right), \quad (19)$$

де H , E – поточні величини магнітного та електричного полів за наявності i -ої кількості шарів обода шківа зі змінною координатою z_i в кожному з них.

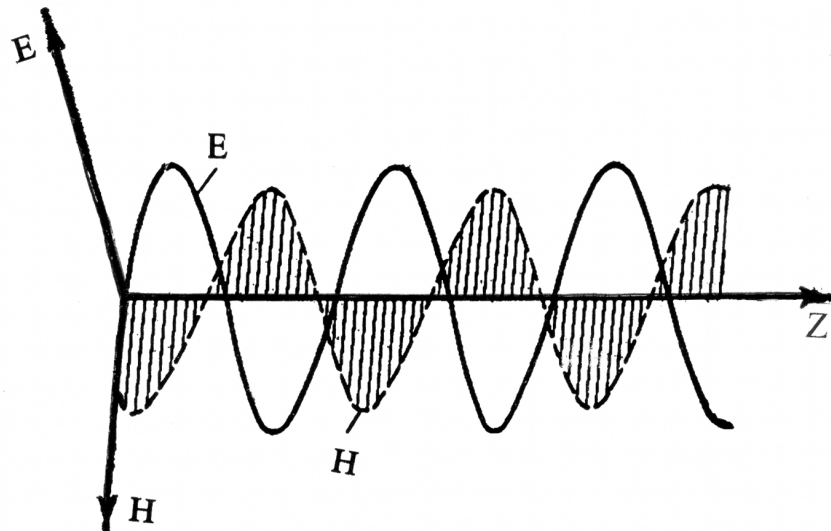


Рисунок 1 – Плоска електромагнітна хвиля в металевому ободі гальмівного шківа з його зовнішньої поверхні

Таблиця 1 – Характеристики плоскої електромагнітної хвилі та глибини її проникнення в тіло обода шківа при індуктивному нагріванні

Частота, $\lambda, \text{с}^{-1}$	Довжина хвилі (в см) для сталі при:		Фазова швидкість ($v_\phi, \text{см/с}$) в сталі при:		Глибина проникнення ($\delta, \text{мм}$) в сталь при:	
	$t = 20^\circ\text{C};$ $\mu = 10$	$t = 800^\circ\text{C};$ $\mu = 1,0$	$t = 20^\circ\text{C}$	$t = 800^\circ\text{C}$	$t = 20^\circ\text{C}$	$t = 800^\circ\text{C}$
50	4,46	44,6	$2,23 \cdot 10^2$	$2,23 \cdot 10^3$	0,71	7,11
$2,5 \cdot 10^3$	0,63	6,33	$1,55 \cdot 10^3$	$1,55 \cdot 10^4$	0,1	1,0
10^4	0,316	3,16	$3,16 \cdot 10^3$	$3,16 \cdot 10^4$	$5,0 \cdot 10^{-2}$	0,5
10^6	$3,16 \cdot 10^{-2}$	0,316	$3,16 \cdot 10^4$	$3,16 \cdot 10^5$	$5,0 \cdot 10^{-3}$	$5,0 \cdot 10^{-2}$

Відтак визначаємо фази H та E . З виразів (18) і (19) після нескладних перетворень отримуємо

$$\begin{aligned}\varphi_H &= \omega r - \frac{z}{\delta}; \\ \varphi_E &= \omega r - \frac{z}{\delta} + \frac{\pi}{4}; \\ \varphi_H - \varphi_E &= \frac{\pi}{4}.\end{aligned}\quad (20)$$

Таким чином, для плоскої хвилі в ободі шківа в будь-який момент часу в точці z фаза вектора електричного поля випереджує фазу вектора магнітного поля на $1/8$ періоду. На рис. 1 зображено графіки миттєвих значень напруженостей електричного (E) та магнітних (H) полів в металі обода шківа. В часі названі вектори змінюються синусоїдально, а в просторі їхня зміна має аперіодичний характер та швидко загасає в напрямку розповсюдження електромагнітного поля.

Величина фазової швидкості розповсюдження електромагнітного поля в ободі шківа

$$v_\phi = \sqrt{\frac{2\omega}{\mu\sigma}}. \quad (21)$$

При цьому довжина хвилі дорівнює

$$\lambda = 2\pi \sqrt{\frac{2}{\omega\mu\sigma}}. \quad (22)$$

З отриманих залежностей для фазової швидкості (21) так і довжини хвилі (22) в металі обода шківа видно, що вони залежать від параметрів μ , σ та від колової частоти ω . В таблиці 1 наведені дані λ , v_ϕ та δ для сталі (матеріалу обода шківа). Проаналізуємо дані, наведені в табл. 1.

Зі збільшенням частоти (λ) електромагнітної хвилі глибина її проникнення (δ) в сталь зменшується. Розрахунки виконані за сталої величини магнітної проникливості ($\mu = const$). Однак зазначимо, що магнітна проникливість $\mu = f(H)$ є величиною змінною, і тому отримані дані необхідно рахувати наближеними.

В промислових умовах найбільш ефективною роботою індукторного гальма є режими, які забезпечують глибину проникнення електромагнітних хвиль на величину від 0,5 мм і до 10,0 мм за температури зовнішньої поверхні обода шківа 800°C . При цьому важливо зауважити, що швидкість розповсюдження електромагнітного поля в матеріалі обода шківа невелика, тому фази H та E , навіть на малих від-

станях, суттєво відрізняються одна від другої, а струми на його окремих ділянках течуть в протилежних напрямках, і таким чином гасяться.

На основі вищенаведеного перейдемо до загальної оцінки теплової енергії, яка виділиться іззовні обода шківа при індукторному нагріванні.

Загальна оцінка теплової енергії, яка виділяється в ободі шківа при його індукторному нагріванні. Оцінку теплової енергії, яка виділяється в ободі шківа при індукторному нагріванні, розбиваємо на дійсну та уявну частини. Дійсна частина N має назву активної енергії і відповідає енергії, виділеної у вигляді теплової іззовні обода шківа. Уявна частина N визначає потік енергії змінного магнітного поля по товщині обода шківа.

Запишемо теорему Пойтинга, яка встановлює взаємозв'язок між енергетичними рівняннями електричного та магнітного полів в ободі шківа [5, 6]

$$\frac{\partial}{\partial \tau} \frac{E^2 + H^2}{2} = jE - \operatorname{div}[EH], \quad (23)$$

де: τ – час зміни полів; j – струм та його зміна в електричному полі; вектор $[EH]$ – вектор Умова-Пойтинга.

Даний вектор розглядається як густина потоку енергії електромагнітного поля. Вектор отримано для випадку неполяризованої системи, але він має загальний характер, і тому використовується в будь-яких електромагнітних полях, зокрема за наявності в них поляризації та дисперсії.

Як відомо з векторного аналізу для комплексних величин $\overset{\circ}{E}$ та $\overset{\circ}{H}$, записуємо

$$N = \frac{1}{2} \left[\overset{\circ}{E} \overset{\circ}{H}^* \right], \quad (24)$$

де: N – загальна енергія електромагнітного поля; H^* – спряжена комплексна величина відносно H .

Тоді

$$\begin{aligned} N &= H_0^2 \frac{1+i}{2\sigma\delta} \exp\left(-\frac{2z}{\delta}\right) [i_x i_y] = \\ &= i_z H_0^2 \frac{1+i}{2\sigma\delta} \exp\left(-\frac{2z}{\delta}\right), \end{aligned} \quad (25)$$

де i_x, i_y, i_z – одиничні орти відповідних осей координат.

Потік електромагнітної енергії, який потрапляє через зовнішню поверхню обода шківа вглиб товщини його матеріалу дорівнює

$$N_{II} = i_z H_0^2 \frac{1+i}{2\sigma\delta} e. \quad (26)$$

Таким чином, на глибині (δ) від зовнішньої поверхні шківа з координатою (z) величина потоку активної енергії становить

$$N = H_0^2 \frac{\exp\left(-\frac{2z}{\delta}\right)}{2\sigma\delta}. \quad (27)$$

При $z=0$, тобто на зовнішній поверхні шківа,

$$N_0 = H_0^2 \frac{H_0^2}{2\sigma\delta}. \quad (28)$$

На глибині «проникнення поля» (δ) іззовні обода шківа потік активної енергії становить

$$H_\delta = H_0^2 \frac{e^{-2}}{2\sigma\delta} = 0,136 \frac{H_0^2}{2\sigma\delta}. \quad (29)$$

Таким чином, в шарах обода шківа (δ) виділяється теплота

$$\Delta Q = N_0 - N_\delta = 0,864 \frac{H_0^2}{2\sigma\delta} = 0,864 N_0, \quad (30)$$

тобто в приповерхневому шарі генерується основна кількість теплоти. При цьому густина тепловиділення складає

$$q = \frac{\Delta Q}{V} = \frac{0,864 N_0}{\delta F_3}, \quad (31)$$

де F_3 – зовнішня поверхня обода шківа.

Підставивши вираз для (δ) (15), отримуємо

$$N = 10^{-3} H_0^2 \sqrt{\frac{\mu V}{\sigma}} \exp\left(-\frac{2z}{\delta}\right), \text{ Вт/м}^2. \quad (32)$$

На зовнішній поверхні ($z=0$) обода шківа потік активної енергії становить

$$N_0 = 10^{-3} H_0^2 \sqrt{\frac{\mu V}{\sigma}}, \text{ Вт/м}^2. \quad (33)$$

Для розв'язання низки задач використовується двошарове наближення: система розбивається на два шари – приповерхневий та глибинний, всередині яких метал вважається ізотропним (властивості σ і μ , які залежать від температури, є сталими для кожного з шарів). При цьому для кожного з шарів обода шківа розв'язується рівняння Максвелла з урахуванням граничних умов у зоні їх дотику.

Зупинимося на характерній температурі зовнішньої поверхні обода гальмівного шківа.

Точка Кюрі – температура, перевищення якої феромагнітний матеріал набуває властивостей парамагнетика. Точка Кюрі – це температура фазового переходу другого роду (не пов'язані із зміною густини матеріалу, внутрішньої енергії та виділення теплоти), але пов'язані із зміною теплоємності і внутрішньої будови за рахунок руйнування доменів структури, тобто зміни структурної симетрії матеріалу обода шківа. При вказаному переході стан матеріалу обода шківа змінюється плавно, а симетрія – стрибком.

Обід шківа виготовлений із феромагнітної сталі – сталь 20. У зв'язку з тим, що тепло- та електрофізичні параметри нелінійно залежать від об'ємної температури і напруженості поля процес індукторного нагрівання розбиваємо на дві зони, в яких $T > T_K$ та $T < T_K$. При цьому

кожна з зон, в свою чергу, розбивалася на напівзони, які позначені I та II (див. рис. 2 а, б).

Розрахунки, виконані згідно з даною методикою, дали змогу подати їх у вигляді (рис. 2 а, б) для зображення розподілу співвідношень $\frac{\dot{H}}{\dot{H}_0}$ (а) та $\frac{\dot{E}}{\dot{E}_0}$ (б), виконаних в різних масштабах, для двошарової задачі; приповерхневий шар – сталь, яка нагріта вище точки Кюрі (температура, вище якої феромагнітні матеріали перетворюються в парамагнітні та при цьому магнітна проникливість різко спадає до значення, близького до одиниці ($\mu_1 = 1,0$; $\sigma_1 = 10^4 (\text{Ом} \cdot \text{см})^{-1}$); другий шар перегрітий нижче цієї точки ($\mu_2 = 100$; $\sigma_2 = 10^5 (\text{Ом} \cdot \text{см})^{-1}$). Для порівняння на рис. 2 а наведена графічна залежність у вигляді кривої, отриманої для одношарового наближення – напівобмеженого тіла з параметрами приповерхневого шару ободу шківа.

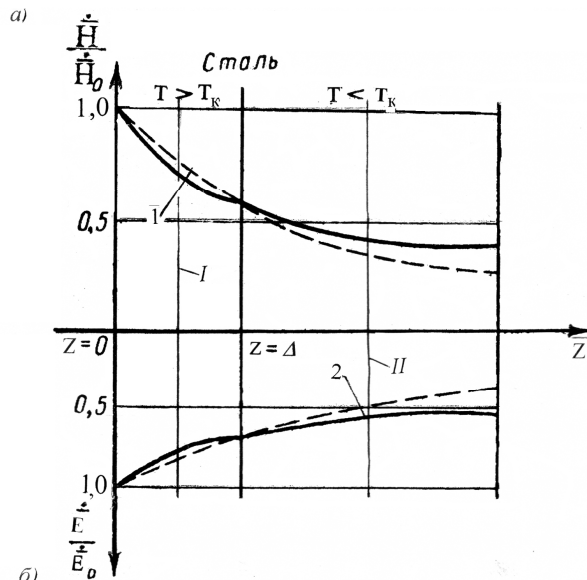


Рисунок 2 – Розподіл співвідношень напруженостей магнітного (а) та електричного (б) полів у сталі обода шківа при розв'язку приповерхневої (криві 1) та двошарової (криві 2) задачі за умов $T > T_K$ та $T < T_K$

Наведемо детальний аналіз графічних залежностей (рис. 2 а, б), які виражають співвідношення напруженостей магнітного (а) та електричного (б) полів у сталі іззовні обода шківа при розв'язуванні приповерхневої (криві 1) та двошарової (криві 2) задач.

Зупинимося спочатку на аналізі співвідношень напруженостей магнітних полів (рис. 2 а) при $T > T_K$ (від 1000°C до 800°C) і $T < T_K$ (від 800°C до 20°C).

Розглянемо першу половину зони I від 1000°C до 900°C . Крива 1 складає співвідношення 0,73, а крива 2 – 0,7 при перетині першої половини зони I. Перетинаються криві 1 та 2 за

величини співвідношення $\frac{\dot{H}}{\dot{H}_0} = 0,6$ при переході на границі (при 800°C). В першій поло-

вині зони II (від 800 до 400°C) криві 1 та 2 майже перетинаються при $\frac{\dot{H}}{\dot{H}_0} = 0,5$ і, відповідно, стають рівними 0,3 та 0,4 в кінці другої половини зони II.

Наведемо аналіз співвідношень напруженостей електричних полів (рис. 2 б). Розглянемо першу половину зони I при $T > T_K$. Крива 1 складає співвідношення 0,85, а крива 2 – 0,76 при перетині першої половини зони I. Перетинаються криві 1 та 2 за величини співвід-

ношення $\frac{\dot{E}}{\dot{E}_0} = 0,68$ при переході на границі від $T > T_K$ до $T < T_K$. На розділяючій лінії зони II крива 1 проходить через величину співвідношення 0,5, а крива 2 – через величину співвідношення 0,56. При цьому на другій половині зони крива 2 квазістабілізується за величини співвідношення 0,44. В той же час крива 1 наприкінці другої половини зони II зупинилася на величині співвідношення 0,32.

Порівняльний аналіз величин співвідношень $\frac{\dot{H}}{\dot{H}_0}$ та $\frac{\dot{E}}{\dot{E}_0}$ вказує на те, що друге співвідношення є майже квазістабільним в інтервалі температур $T < T_K$, що дає змогу зовнішній поверхні обода шківа працювати у зоні його феромагнітних властивостей.

Перейдемо до розгляду теплового стану іззовні обода гальмівного шківа.

Визначення теплового стану обода гальмівного шківа при роботі комбінованого гальма. При роботі стрічково-колодкового гальма в режимі індукторного гальма розбиваємо процес нагрівання зовнішньої поверхні обода гальмівного шківа на три стадії: першу, при якій температури всіх точок зовнішньої поверхні обода шківа є нижчими за точку Кюрі – холодний режим; другу (проміжну), при якій температура Кюрі поширюється по ободу шківа, і, зрештою, третю – гарячий режим, при якому обід стає парамагнітним і параметри матеріалу практично не змінюються.

Для першої стадії використаємо співвідношення, отримане Л. Р. Нейманом [2, 6], згідно з яким густина індукційного струму для феромагнітного матеріалу ободу, обмеженого з другої сторони, робочою поверхнею обода шківа

$$j = j_0 \left(1 - \frac{R_g - R_3}{X_1} \right), \quad (34)$$

де: j_0 – амплітуда густини струму на зовнішній поверхні обода шківа; X_1 – відстань від зовнішньої поверхні обода шківа до шару, де густина струму рівна нулю (за Л. Р. Нейманом $X_1 = 1,46\delta_3$, де δ_3 – зведена глибина проникнення струму, яка розрахована для значення μ на зовнішній поверхні обода шківа; R_g , R_3 – радіуси: внутрішній та зовнішній обода шківа ($R_3 - X_1 < R_g > R_3$).

При $R_g > R_3 - X_2$; $j = 0$. Використавши безрозмірні координати $\alpha_1 = 1 - \frac{X_1}{R_3}$; $\beta = \frac{R_3}{R_g}$, та позначивши через P_0 питому потужність поля, отримали вираз для джерел тепловиділення

$$W_1 = \frac{12P_0(\beta - \alpha_1)^2}{R(\alpha_1 + 3)(1 - \alpha_1)^3} \text{ при } \beta \geq \alpha_1;$$

$$W_1 = 0 \text{ при } \beta < \alpha_1.$$

$$\frac{dT}{dR_3} - a \left[\frac{1}{R_3} \frac{d}{dR_3} \left(R_3 \frac{dT}{dR_3} \right) \right] - \frac{\alpha}{\lambda} W = 0;$$

$$T(\tau = 0) = 0; T(R_3 = R_g) = 0,$$

де: α – коефіцієнт тепловіддачі зовнішньої поверхні обода шківів; a , λ – коефіцієнти теплопровідності та теплопровідності матеріалу обода шківів.

Для зменшення викладок запишемо тільки загальний вираз для шуканої температури [4]

$$T = \frac{2P_0 R}{\lambda_1} [Fo_1 + F(\alpha_1; \beta; Fo_1)], \quad (35)$$

де Fo_1 – критерій Фур'є; $Fo_1 = \frac{a\tau_1}{R^2}$.

При підстановці в отриманий вираз значення температури $T = T_K$, де T_K – точка Кюрі та значення $\beta = 1$, отримаємо час початку другої стадії прогрівання Fo_1^* . Для другої стадії в якості початкових умов необхідно приймати розподіл температури наприкінці першої стадії.

З достатньою для практики точністю для даної стадії можна вважати, що всі джерела розміщуються в поверхневому шарі товщиною ξ і густина їх в цьому шарі є сталюю. Тоді

$$W_2 = \frac{P_0 \xi}{R_3(1 - \alpha_2)} \text{ при } \beta \geq \alpha_2;$$

$$W_2 = 0 \text{ при } \beta < \alpha_2,$$

де $\alpha_2 = 1 - \frac{\xi}{R_3}$.

Розв'язок краєвої задачі для другої стадії також є достатньо громіздким, тому запишемо загальний вираз

$$T = \frac{2P_0 R_3}{\lambda_2} [Fa_1^* + F(\alpha_1; \beta; Fa_1^* + Fa_2) - F(\alpha_1; \beta; Fa_2)] + \frac{2P_0 R_3}{\lambda_2} [Fo_2 + F(\alpha_2; \beta; Fo_2)]. \quad (36)$$

За отриманими залежностями (35) і (36) були виконані розрахунки температур (табл. 2).

В табл. 2 наведені закономірності зміни розподілу температур на зовнішній поверхні та всередині приповерхневого шару обода гальмівного шківів в часі при індукторному нагріванні. Аналіз даних наведених в табл. 2 засвідчив: на зовнішній поверхні обода гальмівного шківів при індукторному нагріванні температура досягне

Таблиця 2 – Величини зміни температур на зовнішній поверхні та всередині приповерхневого шару обода гальмівного шківів в часі при індукторному нагріванні

Час, с	Температури, °С	
	на зовнішній поверхні	всередині шару ($\delta=2,25$ мм) обода гальмівного шківів
2,5	50,0 / 40,0	
5,0	100,0 / 80,0	
7,5	180,0 / 120,0	
10,0	280,0 / 160,0	
12,5	380,0 / 200,0	
15,0	440,0 / 240,0	
17,5	520,0 / 280,0	
20,0	600,0 / 320,0	
22,5	660,0 / 360,0	
25,0	720,0 / 400,0	
27,5	800,0 / 440,0	
30,0	840,0 / 480,0	

точки Кюрі (тобто 800°С) через 27,5 с. Водночас всередині шару ($\delta = 2,25$ мм) обода шківів інтервал температур від 770,0 до 820,0°С досягається в інтервалі часу від 12,5 до 15,0 с.

Особливою задачею є визначення температур по шарах обода гальмівного шківів методом Е.Шмідта. Враховуючи те, що режим опускання бурильної колони складається з двох періодів: розгін – вільне опускання бурильної свічки після відведення гальмівної стрічки з накладками і гальмування – зупинки, тіло обода гальмівного шківів підлягає періодичному циклічному нагріванню та вимушеному або природному охолодженню. Крім того, час охолодження обода шківів після опускання кожної свічки (підйом ненавантаженого елеватора, захоплення та загвинчування чергової свічки) складає приблизно 120–200 с. Час нагрівання обода шківів прийнято рівним часу гальмування в процесі опускання розглядуваної свічки складає, в середньому 9,0–10,4 с. Тому перед опусканням чергової свічки тіло обода шківів мало значну залишкову температуру, величини котрої, як показали результати безперервного заміру, коливалася на робочій поверхні обода шківів від 170 до 760°С і на його неробочій поверхні від 100 до 140°С.

З отриманої табл. 3 видно, що температура внутрішньої поверхні обода гальмівного шківів при опусканні даної свічки сягала 137°С, що узгоджується з отриманими раніше експериментальними даними. В процесі гальмування максимальному нагріванню піддавався поверхневий робочий шар обода шківів (760°С); при цьому температура середніх шарів по його товщині в декілька разів (в 3,36) нижче температури робочого шару, а темп нагрівання по товщині обода шківів відбувається менш інтенсивно, ніж нагрівання його поверхневого шару. Таким чином, для покращення умов роботи та підвищення працездатності гальмівних шківів

Таблиця 3 – Величини зміни температур по шарах ободу гальмівного шківів в часі

Час, с	Товщина шару ободу в мм та його температури °С										
	0,7	1,0	1,5	2,25	3,375	5,0	7,6	11,4	17,1	25,6	38,4
0,001	170	168	167	164	161	157	151	145	133	117	98
0,003	200	199	197	194	189	182	171	164	151	133	111
0,007	240	238	235	230	224	216	203	190	168	149	125
0,02	300	295	289	280	267	253	233	218	192	160	134
0,04	380	370	355	338	316	288	259	237	201	167	140
0,07	450	432	407	378	347	311	269	246	209	174	145
0,2	530	497	454	411	367	329	283	253	214	178	138
0,4	625	567	500	438	386	338	291	260	220	183	141
0,92	645	569	502	439	387	338	291	260	220	183	141
2,05	725	616	533	460	398	342	295	264	224	186	144
4,64	760	635	535	463	401	345	298	266	226	188	145
10,4	520	488	451	408	363	326	281	251	213	177	137

бурових лебідок необхідно, насамперед, покращити тепловідведення з поверхневого робочого шару обода гальмівного шківів. Крім того, невисокий тепловий стан шару неробочої поверхні обода шківів уможливує його використання як якоря для допоміжного індукторного гальма.

Виходить, що на шари обода шківів зі сторони його зовнішньої поверхні при вмиканні індукторного гальма діють темпи нагрівання набагато менші, ніж з внутрішньої сторони обода шківів при роботі стрічково-колодкового гальма.

Висновки. Таким чином, теоретично обґрунтована можливість використання індукторного гальма сумісно зі стрічково-колодковим гальмом, які реалізують гальмівні режими з зовнішньої та внутрішнього боку обода гальмівного шківів. При цьому тепловий стан зовнішньої поверхні обода шківів та його приповерхневий шар не будуть суттєво впливати на теплонавантаженість внутрішньої поверхні обода через значну відмінність в темпах їхнього нагрівання.

Література

- 1 Стрічково-колодкові гальма / [С.І. Крижанівський, М.О. Вольченко, Д.О. Вольченко та ін.]. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – Том 2. – 215 с.
- 2 Абрамович И.Г. Уравнение математической физики / И.Г. Абрамович, В.И. Левин. – М.: Наука, 1989. – 286 с.
- 3 Несис Е.И. Методы математической физики / Е.И. Несис. – М.: Просвещение, 1987. – 200 с.
- 4 Лыков А.В. Методы определения теплопроводности и температуропроводности / А.В. Лыков. – М.: Энергия, 1983. – 336 с.
- 5 Алехин К.А. Моделирование электромагнитного тормоза с массивным ротором / К.А. Алехин // Вестн. Брянск. гос. техн. ун-та. – 2008. – №1(17). – С.44-48.
- 6 Тихонов А.Н. Уравнения математической физики / А.Н. Тихонов, А.А. Самарский. – М.: Наука, 1996. – 724с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
14.04.11
Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

ТЕХНОЛОГІЯ І УСТАНОВКА ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ЗМІЦНЕННЯ ЗАМКІВ БУРИЛЬНИХ ТРУБ

В.В. Кустов

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

Робота присвячена питанням підвищення експлуатаційної надійності бурильних замків. Розроблено технологію зміцнення і спроектовано технологічне обладнання – установка для нанесення на зовнішню циліндричну поверхню бурильних замків комбінованих зносостійких покриттів комплексним методом з використанням віброелектроіскрового легування та електродугового напилення. Досліджено зносостійкість комбінованих покриттів. Результати випробовування партії бурильних замків, зміцнених за розробленою технологією, показали її перспективність щодо захисту деталей бурильної техніки від зношування та корозії.

Ключові слова: технологія зміцнення, віброелектроіскрове легування, електродугове напилення, зносостійкість.

Работа посвящена вопросам повышения эксплуатационной надежности буровых замков. Разработана технология упрочнения и спроектировано технологическое оборудование - установка для нанесения на внешнюю цилиндрическую поверхность буровых замков комбинированных износостойких покрытий комплексным методом с использованием виброэлектроискрового легирования и электродугового напыления. Исследована износостойкость комбинированных покрытий. Результаты испытания партии буровых замков, упрочненных по разработанной технологии, показали ее перспективность для защиты деталей буровой техники от износа и коррозии.

Ключевые слова: технология упрочнения, виброэлектроискровое легирование, электродуговое напыление, износостойкость.

This work devoted increasing operating reliability wellsites locks. Developed technology of hardening and projected technological equipment - fluidizer causing on the external cylindrical surface of borings locks of the combined wearproof coverages by a complex method with the use of the vibroelektrospark alloying and elektro-ark covering. The wearproofness of the combined coverages is investigated. Results of test of party of borings locks, work-hardened on the developed technology rotined its perspective for protecting of details of boring technique from a wear and corrosion.

Key words: technology of work-hardening, vibroelektrospark alloying, elektro-ark covering, wearproofness.

Однією з важливих задач сучасного виробництва є підвищення надійності та довговічності машин і механізмів. За розрахунками спеціалістів лише ремонт обладнання, що виробляється в різних галузях машинобудування, обходиться державі в десятки мільярдів гривень. Проблема підвищення надійності і довговічності є актуальною і для продукції, що виготовляється на підприємствах нафтогазового машинобудування, особливо для бурового обладнання і обладнання з видобутку нафти і природного газу. Елементи цього обладнання (наприклад, бурильні колони) експлуатуються в складних умовах, обумовлених значними знакозмінними навантаженнями, тертям до породи стовбура свердловини чи металевої стінки обсадної колони, високими питомими тисками та температурами в зоні тертя, наявністю в промивальних рідинах абразивних частинок гірських порід. Все це призводить до того, що окремі складові бурильної колони (бурильні труби, замки) досить швидко виходять з ладу внаслідок інтенсивного зношування та корозії їх зовнішньої циліндричної поверхні. Слід відмітити, що довговічність бурильної колони і надійність її у ході експлуатації, зокрема, значною мірою залежить від бурильних замків: їх конструкції, матеріалу та методів зміцнення.

За конструкцією бурильні замки складаються із муфти і ніпеля. В якості матеріалу для їх виготовлення застосовують сталь марки 40ХН. Замки піддають термообробці згідно вимог [1], що забезпечують твердість зовнішньої поверхні не менше НВ 285...341. Однак цей традиційний метод зміцнення, як і інші методи електрофізичної, термо- і електромеханічної обробки [2, 3], не достатньо ефективно забезпечує необхідну працездатність замків бурильних труб. Обстеження відпрацьованих замків вказує на наявність значного розмірного спрацювання їх зовнішньої поверхні, яке має нерівномірний характер по довжині замка: біля країв зовнішній діаметр замка зношується більш інтенсивно, ніж у середній частині його поверхні.

Тому для вирішення проблеми підвищення зносостійкості зовнішньої поверхні бурильних замків необхідні інші, більш досконалі способи зміцнення. В роботі [4] пропонується підвищувати зносостійкість замків шляхом плазмового наплавлення на їх зовнішню поверхню пояса з твердих сплавів на основі карбіду вольфраму. Однак цей спосіб призводить до спотворення геометричних розмірів різьби замка через інтенсивне його нагрівання під час наплавлення, а висока твердість сформованого шару карбіду вольфраму викликає пришвидшене зношування

Таблиця 1 – Маршрутна карта технологічного процесу зміцнення бурильних замків комплексною обробкою

№ з/п	Назва і зміст операції	Обладнання
1	Очищувальна Очищення поверхні замків від сторонніх речовин та окислів	Машина для миття
2	Віброелектроіскрова Віброелектроіскрова підготовка поверхні та формування твердих зносостійких шарів	Установка для комплексної обробки поверхонь деталей бурильних замків віброелектроіскровим легуванням та електродуговим напиленням покриттів з дротів та порошків
3	Електродугове напилення Напилення композиційних покриттів з одночасною обробкою їх іскровими розрядами	
4	Контрольна Контроль зовнішнього виду, товщини покриття, геометричних розмірів різьб	Штангенциркуль, лінійка, товщиномір, калібри різьбові, калібри гладкі

стінок обсадної колони як у процесі буріння, так і при виконанні спуско-підіймальних робіт.

Метою даної роботи є розроблення методу та обладнання для зміцнення зовнішньої поверхні бурильних замків. Поставлену мету запропоновано вирішити шляхом проектування технологічного процесу комплексної зміцнюючої обробки зовнішньої поверхні бурильних замків, який включає віброелектроіскрове легування та електродугове напилення із застосуванням порошкових матеріалів, а також розробку і виготовлення необхідного технологічного обладнання та оснащення.

За допомогою віброелектроіскрової обробки (легування) на зовнішній поверхні бурильних замків формуються тверді зносостійкі шари (свого роду “армування”, відносно пориста і шорстка основа) [5]. Електродугове напилення застосовується для створення відносно “м’яких” припрацювальних шарів, які захищають обсадну колону при контакті зі зміцненою поверхнею замків від зношування та зменшують коефіцієнт тертя. Створені у такий спосіб багатшарові композиційні покриття дають змогу отримати оптимальний комплекс фізико-механічних властивостей за міцністю зчеплення з основою та зносостійкості.

Технологічний процес зміцнення деталей бурильних замків включає такі операції (табл. 1).

Реалізація запропонованої технології зміцнення бурильних замків на практиці здійснюється за допомогою розробленої і виготовленої нами установки, схему якої наведено на рис. 1.

Установка складається з модуля віброелектроіскрової обробки (легування), модуля напилення захисних покриттів та модуля виконавчих рухів, які монтують на загальній основі.

Службове призначення модулів таке:

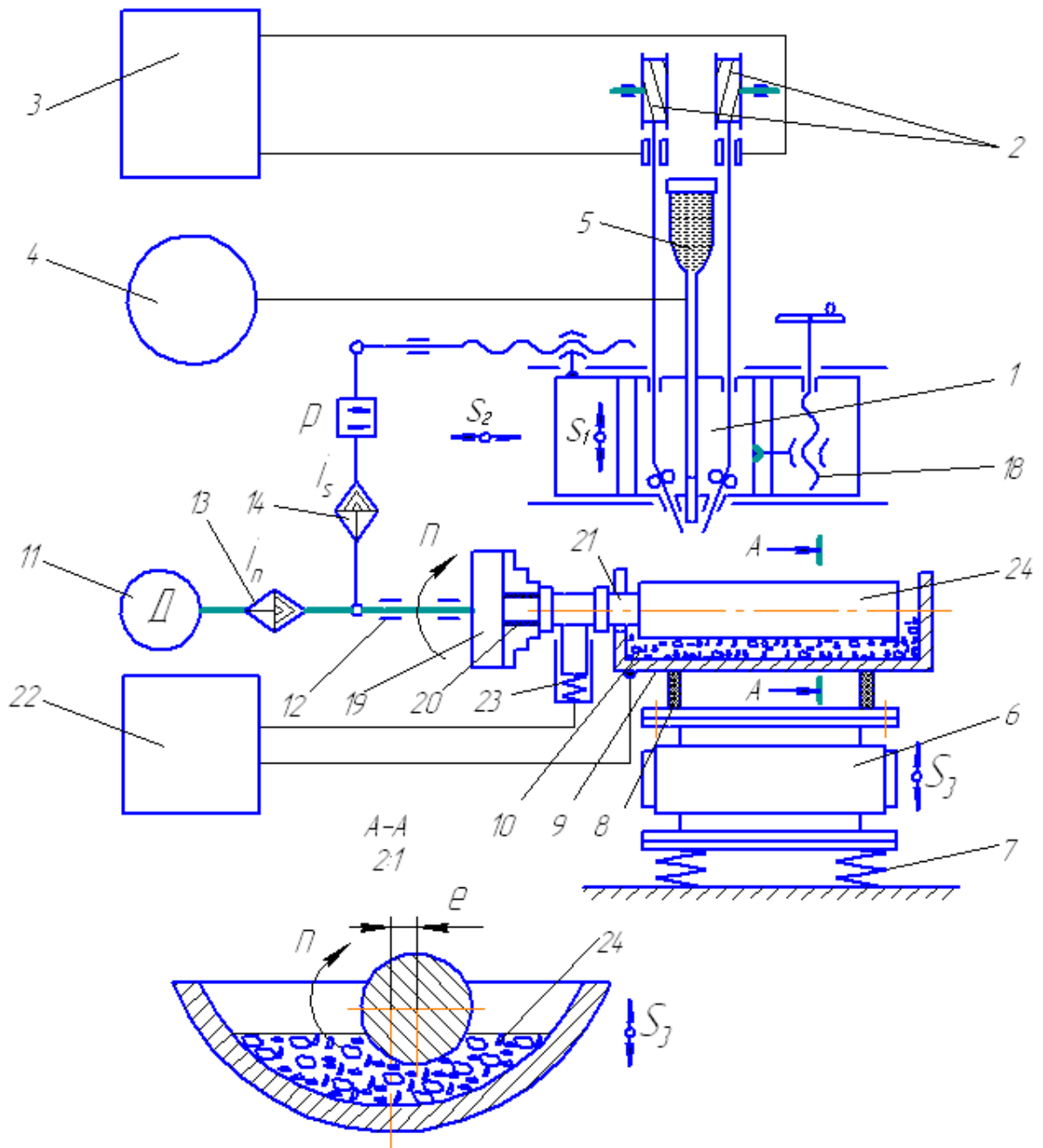
– модуль віброелектроіскрової обробки слугує для нанесення на зовнішню поверхню бурильних замків підшарів з частинок твердих зносостійких матеріалів, а також для формування розвиненої шорсткості на поверхні замка;

– модуль напилення застосовується для формування припрацювальних шарів композиційного покриття з метою зменшення тертя між

поверхнями бурильних замків та внутрішньою поверхнею обсадної колони;

– модуль виконавчих рухів використовується для розповсюдження процесів формування покриттів вказаними вище методами по периметру і довжині зовнішньої циліндричної поверхні бурильного замка шляхом надання деталі обертового руху, а металізаційному апарату – поступального руху поздовжньої подачі.

Модуль віброелектроіскрової обробки виготовлено на базі електромеханічного вібратора, встановленого на пружинній підвісці. На верхній частині вібратора монтується металевий контейнер-електрод на електроізолюваних опорах. Ємність контейнера заповнюється частинками – гранулами-електродами зі зносостійких матеріалів. Під час зміцнювальної обробки контейнер-електрод з частинками здійснює колиний рух. В середовищі цих частинок встановлюється бурильний замок, змонтований на спеціальній оправці. Оправка універсальна і може використовуватись як для установа муфти, так і ніпеля бурильного замка за схемою, наведеною на рисунку 2 а, б. Згідно з цією схемою муфту, або ніпель встановлюють на оправку через втулку циліндричну електроізолюючу. Конічну різьбу муфти та ніпеля захищають від електричних іскрових розрядів відповідною кришкою центруючою електроізолюючою, встановленою на оправці. Ця кришка центруюча притискається до торця муфти або ніпеля гвинтом спеціальним відповідно. Запропонована конструкція оправки споряджена мідним кільцем, яке розміщене в корпусі електроізолюючому. Мідне кільце з’єднане мідним провідником з трьома підпружиненими мідними контактами, що дотикаються до внутрішніх поверхонь муфти або ніпеля, підводячи до них напругу від джерела живлення. Контакти розміщено у вставках електроізолюючих. Оправка разом з деталлю замка, що підлягає зміцненню, кріпиться в патроні через електроізолюючу втулку. Оправку під’єднують через ковзаючий струмопідвід до негативного полюса джерела живлення. При цьому струмопідвід безпосередньо контактує тільки з мідним кільцем оправ-



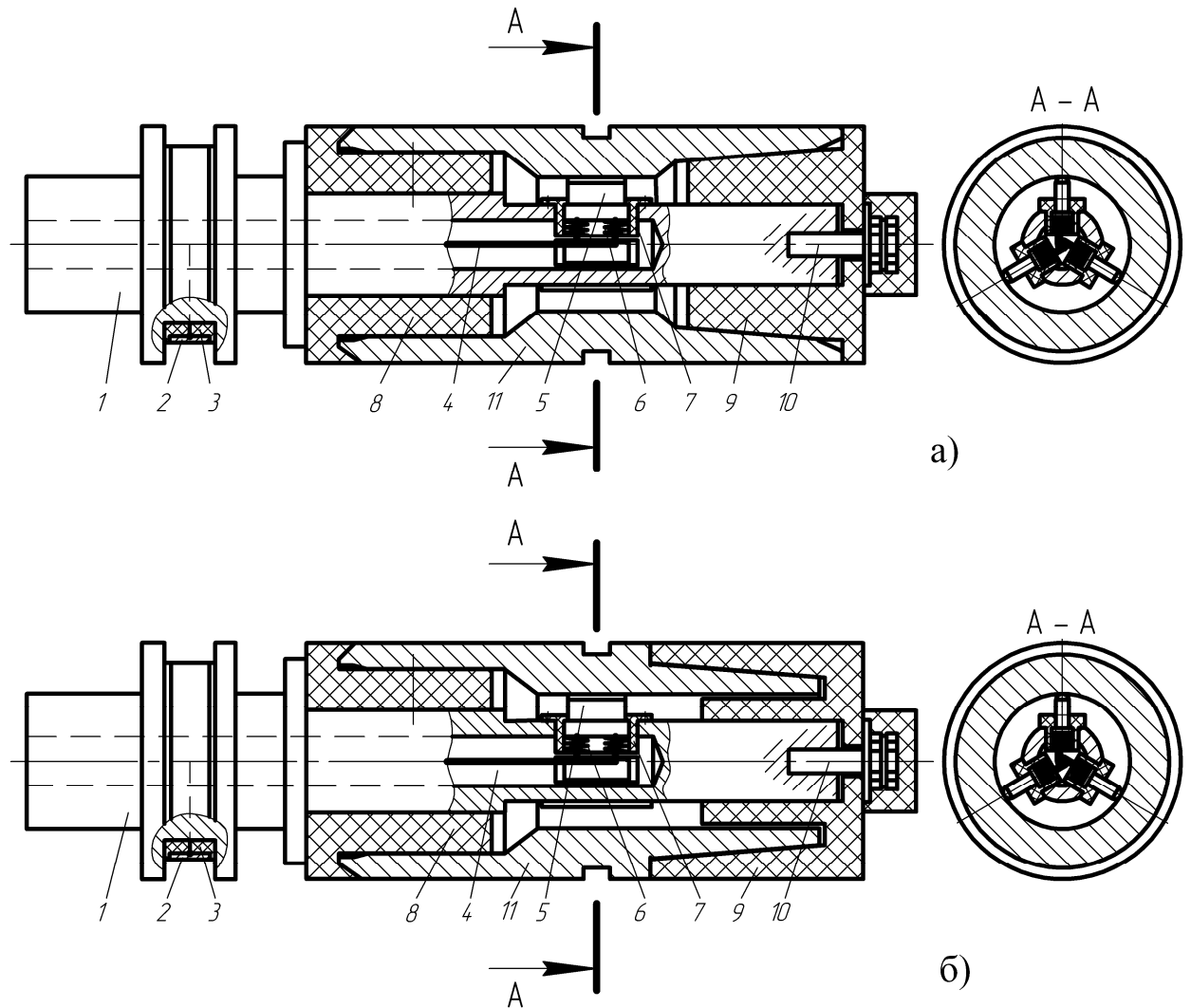
1 – електродуговий металізатор; 2 – котушки для дротів; 3 – джерело живлення електродугово-го металізатора; 4 – компресор; 5 – порошковий живильник; 6 – вібратор; 7 – пружинна підвіска; 8 – електроізолюючі опори; 9 – контейнер для віброіскрової легування з гранулами; 10 – гранули; 11 – електродвигун; 12 – шпиндель; 13 – орган настроювання частоти обертання шпинделя; 14 – орган настроювання механізму подачі; 15 – реверсний механізм; 16 – супорт; 17 – ходовий гвинт поздовжньої подачі; 18 – ходовий гвинт поперечної подачі; 19 – трикулачковий самоцентруючий патрон; 20 – електроізолююча втулка; 21 – оправка для встановлення деталі; 22 – джерело живлення для віброелектроіскрової обробки; 23 – ковзаючий струмопідвід; 24 – бурильний замок

Рисунок 1 – Схема установки для нанесення композиційних покриттів на бурильні замки

ки. Другий, позитивний полюс джерела живлення, під'єднують до контейнера-електрода.

Модуль напilenня містить модернізований нами електродуговий металізатор ЕМ6, який споряджено порошковим живильником, що дає змогу напилувати композиційні покриття з матеріалів дротів-електродів та порошоків. Схема подачі порошоків описана в роботі [6]. До складу цього модуля входять також джерела енер-

гоживлення апарату постійним електричним струмом та стисненим повітрям. Джерелом постійного струму є зварювальний генератор ПСГ-500. Стиснене повітря подається від пневматичного блоку, в складі якого застосовується компресор, споряджений системою підготовки повітря, контрольно-регулюючою апаратурою і запобіжним клапаном.



1 – оправка; 2 – кільце мідне; 3 – корпус електроізолюючий; 4 – мідний провідник; 5 – контакт; 6 – пружина; 7 – вставка електроізолююча; 8 – втулка циліндрична електроізолююча; 9 – кришка центруюча електроізолююча; 10 – гвинт спеціальний; 11 – муфта або ніпель, відповідно

Рисунок 2 – Оправка для установа муфти (а) і ніпеля буринього замка (б)

До модуля виконавчих рухів входить електродвигун, органи регулювання частоти обертання шпинделя та подачі супорта. Орган регулювання частот обертання виконаний у вигляді коробки швидкостей з пересувними блоками зубчастих коліс. В коробці швидкостей також змонтовано шпиндельний вузол, який складається з пустотілого шпиндельного вала (шпинделя), встановленого на підшипникових герметизованих опорах кочення. На опорному торці переднього кінця шпинделя встановлено трикулачковий самоцентруючий патрон для кріплення оправок, на яких встановлюють деталі, що підлягають зміцненню. На супорті даного модуля розміщено електродуговий металізатор, який встановлюється відносно деталі в поперечному напрямку на відстані, рівній дистанції напilenня, за допомогою передачі ходовий гвинт – гайка ковзання поперечного переміщення з ручним приводом. У процесі напilenня покриттів супорт надає металізаційному апарату механічне переміщення вздовж повер-

хні замка, отримуючи рух від шпинделя через ряд зубчастих зачеплень до передачі ходовий гвинт – гайка ковзання поздовжнього переміщення. Регулювання величини цієї подачі виконується відповідним органом настроювання.

Установка працює так. На початку процесу зміцнення вводять в дію елементи модуля віброелектроіскрового легування. При цьому вмикають вібратор для надання коливного руху контейнеру з гранулами, що створюють навколо поверхні деталі “киплячий” електропровідний шар. Відтак у модулі виконавчих рухів надають обертового руху деталі, закріпленій на оправці. Після цього вмикають джерело живлення модуля віброелектроіскрової обробки, яка здійснюється шляхом пропускання через створений ланцюг “деталь – електропровідні гранули – контейнер-електрод” імпульсів електричного струму. Електричні іскрові розряди виникають у зоні контактування деталі та гранул через електричний ланцюг при одночасно обертанні оброблюваної деталі та коливанні

Таблиця 2 – Режими віброелектроіскрового легування

Матеріал гранул	Напруга холостого ходу U_{xx} , В	Струм короткого замикання $I_{кз}$, А	Кількість обертів деталі n , хв ⁻¹	Час обробки t , хв.
Твердий сплав ВК8	40	315	30	20
Твердий сплав Т15К6	40	315	30	20
Сормайт № 2	40	2805	30	20

Таблиця 3 – Режими електродугового напилення композиційних покриттів

Позначення покриття	Основний склад покриття, %			Напруга холостого ходу U_{xx} , В	Струм короткого замикання $I_{кз}$, А	Дистанція напилення L , м	Тиск повітря P , МПа
	Al	Ti	Mo				
AlTi20	80	20	-	38	250	0,90	0,5
AlMo20	80	-	20	35	280	0,10	0,5

контейнера-електрода з гранулами. Ці електричні іскрові розряди забезпечують спрямоване перенесення матеріалу гранул на поверхню деталі (замка), формуючи на ній шар покриття з розвиненою поверхнею – шорсткою та пористою. Застосування гранул твердих сплавів забезпечує отримання твердих зносостійких поверхневих шарів, а додавання до суміші гранул легкоплавких і достатньо в'язких матеріалів (алюмінію, цинку) – дозволяє формувати на оброблюваній поверхні "м'які" припрацювальні структури, які покращують трибологічні характеристики сформованих шарів. Для підвищення ефективності дії припрацювальних шарів на оброблену в такий спосіб поверхню деталі напилюють ще додатково алюмінієвісні покриття, не перериваючи при цьому процесу віброелектроіскрової обробки напилюваних шарів.

За маршрутом технологічного процесу, наведеного вище, на даній установці спочатку виконується друга операція – нанесення способом віброелектроіскрової обробки підшару з твердого матеріалу, який має, як було вказано раніше, подвійне функціональне призначення: використовується як засіб підготовки поверхні бурильного замка перед наступним напиленням покриття і як засіб надання цій поверхні зносостійких властивостей. Як зміцнюючий матеріал використовувався бій з твердих сплавів ВК8 або Т15К5, а також Сормайт № 2 з розмірами частинок 2...10 мм. Оптимальні режими віброелектроіскрового легування, які забезпечують достатньо високу продуктивність процесу та якість сформованих шарів, наведені в таблиці 2.

Після виконання даної операції на поверхні замка утворюється підшар зносостійкого покриття з розвиненою шорсткістю. Висота мікронерівностей коливається у межах від $R_z = 0,05$ до $R_z = 0,15$ мм, а мікротвердість окремих складових покриття складає $H_{\mu} = 10...12$ ГПа.

Наступна третя операція, що виконується на установці – операція напилення припрацювального шару на основі алюмінієвісних композиційних покриттів методом електродугової

металізації з одночасним використанням порошкових матеріалів. Дану операцію виконують не припиняючи віброелектроіскрової обробки.

Для нанесення припрацювальних шарів використовувалися алюмінієві дроти і порошки титану або молибдену з розмірами частинок 40...70 мкм. Напилення припрацювальних покриттів здійснювали у режимах, вказаних в таблиці 3.

Після завершення зміцнювальної обробки виконувалась контрольна операція, на якій перевірялась якість сформованого покриття, геометричні розміри зміцнених бурильних замків, а також проводився контроль різбових поверхонь муфти і ніпеля різбовими калібрами для конічної і циліндричної різьб і гладкими калібрами конусності поверхні конічних різьб. Дані контролю підтвердили відсутність термічних деформацій зміцнених замків.

Покриття AlTi20 та AlMo20 випробовували в умовах абразивного зношування на машині тертя СМЦ-2 за схемою "диск-колодка", що з достатнім ступенем точності моделює роботу бурильного замка в обсадній колоні.

Геометричні розміри зразків:

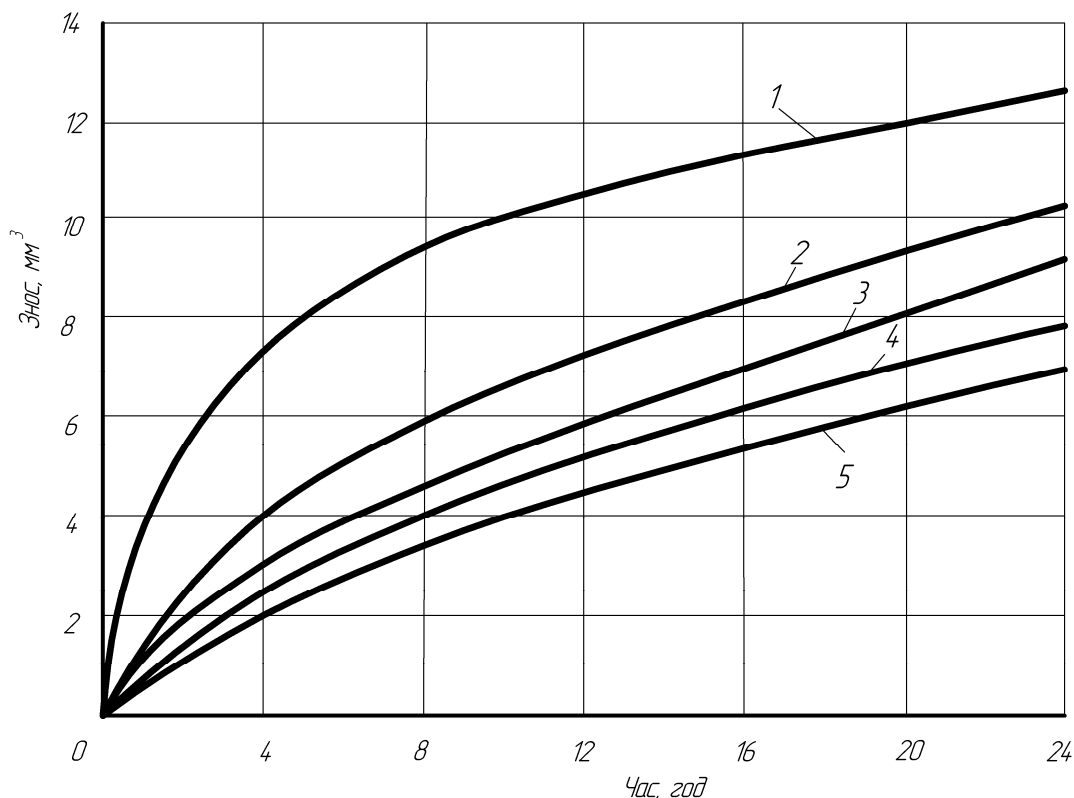
– зовнішній діаметр диска – 50h8, діаметр посадкового отвору – 16H7, ширина – 10 мм;

– радіус внутрішньої поверхні колодки – 25H8, радіус зовнішньої поверхні – 31H12, ширина – 10 мм.

Матеріалом диска і колодки є сталь 40ХН, термооброблена до твердості HB 285...300.

Покриття AlTi20 і AlMo20 на зовнішній поверхні диска формувались за розробленою зміцнювальною технологією з розробкою в іскрових розрядах і без неї з подальшою механічною обробкою чистовим точінням з метою досягнення необхідних розмірів диска. Кінцева товщина покриттів перед випробуваннями на зношування становила 0,6...0,8 мм.

Випробування проводилися за лінійної швидкості $v = 0,785$ м/с з питомим тиском на ролик $p = 25$ МПа, причому ролик на 1/3 діаметра занурювали в ємність з глиняним розчином з масовою часткою кварцевого піску розміром



1 – Сталь 40ХН; 2 – покриття $AlMo20$; 3 – покриття $AlMo20$, оброблене в іскрових розрядах; 4 – покриття $AlTi20$; 5 – покриття $AlTi20$, оброблене в іскрових розрядах

Рисунок 3 – Зносостійкість зразків

частинок 0,1 мм – 10%. Температура розчину – 20°C. Для забезпечення однорідності абразивного середовища розчин перемішувався. Тривалість випробувань складала 24 години. Ступінь зношення зразків визначали через кожні чотири години випробовування шляхом зважування на лабораторних аналітичних вагах моделі ВЛА-200-М, а потім розраховували об'ємний знос.

Результати випробувань зображено на рис. 3.

Аналіз отриманих графічних залежностей свідчить, що зносостійкість алюмомістких покриттів, оброблених електроіскровим легуванням, вища, ніж для сталі 40ХН. Крім того, термін припрацювання в них є значно меншим в часі. Підвищена зносостійкість алюмомістких покриттів пояснюється високою твердістю окремих їх складових. Збільшення зносостійкості алюмомістких покриттів, оброблених електроіскровим легуванням в порівнянні із покриттями без обробки іскровими розрядами забезпечується формуванням в їх складі твердих складових з матеріалу гранул, а також наявністю частинок оксиду алюмінію, які утворюються з кисню повітря і присутнього в покриттях алюмінію під дією високотемпературних іскрових розрядів.

Вказаним способом було зміцнено партію бурильних замків типу ЗШ-178 і випробувано їх при роторному бурінні свердловини у виробничих умовах Долинського УБР. У ході випро-

бовувань, результати яких наведено на діаграмі (рис.4), було встановлено, що зміцнення зовнішньої циліндричної поверхні бурильних замків за розробленою технологією на спроектованій установці дозволяє підвищити ресурс їх роботи в середньому в 1,4 рази порівняно із серійними.

Висновки

1. Запропоновано конструкцію установки і технологію зміцнення зовнішньої циліндричної поверхні деталей бурильних замків шляхом формування композиційних покриттів з високою зносостійкістю та корозійною стійкістю.

2. Теплові умови зміцнювальної обробки не впливають негативно на фізико-механічні властивості металу бурильного замка основи, а також на геометричні розміри муфти і ніпеля.

3. Розроблений процес зміцнення бурильних замків є технологічним і достатньо продуктивним, і може застосовуватись як при їх виготовленні, так і при ремонті.

4. Сконструйовані покриття, нижній шар яких сформовано віброелектроіскровим легуванням, а робочий – електродуговим напиленням покриття із матеріалу дровів і порошоків з одночасною обробкою іскровими розрядами забезпечують достатню міцність зчеплення покриття з основою, а твердість структурних складових сприяє підвищенню ресурсу роботи бурильних замків у 1,4 рази.

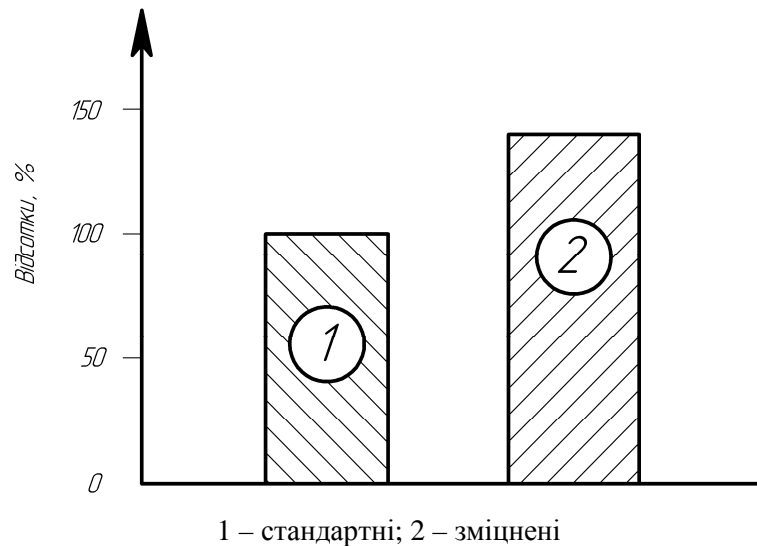


Рисунок 4 – Діаграма ресурсу роботи бурильних замків

У подальших дослідженнях планується розроблення технології зміцнення бурильних замків шляхом створення на їх зовнішній циліндричній поверхні окремих поясків покриття з метою підвищення продуктивності процесу та зниження собівартості обробки.

Література

- ГОСТ 4543-71 Замки для бурильних труб. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 24 с.
- Полевой С.Н. Упрочнение металлов: Справочник // С.Н. Полевой, В.Д. Евдокимов. – М.: Машиностроение, 1986. – 320 с.
- Коваленко В.С. Лазерное и электроэрозионное упрочнение материалов / В.С. Коваленко, А.Д. Верхотуров, Л.Ф. Головкин и др. – М.: Наука, 1986. – 280 с.
- Лищинський С.П. Повышение износостойкости замков бурильных труб / С.П. Лищинський, А.А. Мардахаева, Б.В. Данильченко, А.И. Белый // Нефтяная и газовая промышленность. – 1984. – № 1. – С. 28-30.

5 Кустов В.В. Підвищення довговічності замків бурильних труб / В.В. Кустов // Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці «ІФНТУНГ-40»: матеріали міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 16-20 квітня 2007 р. – Івано-Франківськ, 2007. – С. 32.

6 Кустов В.В. Теоретичне обґрунтування розміщення дозуючої трубки порошкового живильника при електродуговому напиленні композиційних покриттів / В.В. Кустов // Нафтогазова енергетика. – 2010. – № 2 (13). – С. 105-108.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.06.11
Рекомендована до друку професором
Крилем Я.А.*

Дослідження та методи аналізу

УДК 693.193.01

АНАЛІЗ ВПЛИВУ СТРУКТУРНИХ ПЕРЕТВОРЕНЬ МАТЕРІАЛУ БУРИЛЬНИХ ТРУБ НА ЇХ ВТОМНУ ДОВГОВІЧНІСТЬ

І.М. Гойсан

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: goissan@ukr.net*

Проведено експериментальні дослідження впливу високотемпературної перекристалізації на подовження ресурсу бурильних труб на їх завершальному етапі експлуатації. На основі аналізу експериментальних даних зроблено висновок про позитивний вплив проведених структурних змін досліджуваних зразків на їх втомну довговічність. Згідно отриманих результатів досліджень встановлено більш пізній період зародження втомних тріщин та однорідний процес їх поширення у структурно-змінених експериментальних зразках порівняно із звичайними.

Ключові слова: довговічність, перекристалізація, втомна тріщина.

Проведены экспериментальные исследования влияния высокотемпературной перекристаллизации на повышение ресурса бурильных труб, которые пребывают на завершающем этапе эксплуатации. На основе анализа экспериментальных данных сделан вывод о позитивном влиянии проведенных структурных изменений исследуемых образцов на усталостную долговечность. Согласно полученных результатов исследований установлен более поздний период зарождения усталостных трещин и однородный процесс их распространения в структурно измененных экспериментальных образцах, в сравнении с обычными.

Ключевые слова: долговечность, перекристаллизация, усталостная трещина.

Experimental researches are conducted concerning influence of high temperature recrystallization on lengthening of borings pipes resource exactly on their finishing stage of servicing. On the basis of analysis of experimental data a conclusion is done about positive influence of the conducted structural changes of the probed standards on fatigue durability. In obedience to the got results of researches more late period of origin of fatigue cracks and homogeneous process of their distribution is set in the structurally changed experimental standards, by comparison to ordinary.

Keywords: durability, recrystallization, fatigue crack.

Досвід експлуатації бурильних колон засвідчив, що в переважній більшості бурильних труб, які працюють у свердловині, наявні тріщини, глибина яких складає всередньому 2-2,5 мм [1]. В результаті раніше проведених втомних випробувань елементів бурильних колон встановлено, що значна частка їх ресурсу відповідає періоду розвитку тріщин [1].

Згідно норм контролю [2] бурильні труби, які містять у тілі дефекти глибиною 3-5 мм, підлягають відбракуванню. В окремих випадках в бурильній колоні змінюють усі труби з виявленими тріщинами. Під час проведення дефектоскопії, відбракованих але не зламаних труб часто виявляють тріщини глибиною 6-7 мм [3]. Аналізуючи злами таких бурильних труб, спостерігали, що значна частина їх площі

поперечного перерізу зайнята зоною втомного руйнування.

Дані спостереження свідчать про неефективність та недосконалість методики відбракування такого роду обладнання, оскільки існує значна ймовірність вилучення з процесу буріння труб із втомними тріщинами, які за певних навантажень не впливають на надійність експлуатації бурильної колони. В той час такі бурильні труби з втомною тріщиною можна експлуатувати ще тривалий час. В зазначеній ситуації відсутня економічна доцільність відбракування і заміни бурильних труб, хоча їх експлуатаційний ресурс уже вичерпано. Цей факт пояснюється тим, що працюють труби в різних умовах та режимах експлуатації, тож особливості напружено-деформованого стану та інтен-

сивність накопичення пошкоджень в їх матеріалі ряді можуть значно відрізнятись.

Тому все більш актуальним постає питання обґрунтування можливості подовження терміну безпечної експлуатації бурильних труб з метою відбракування їх в економічно доцільний період ще до поломки.

На сьогодні подовження ресурсу деталей машин досягають з допомогою сучасних методів обробки, таких як вібраційна, магнітна, вибухова та інші [4]. Всі ці методи спрямовані на поверхневе зміцнення різного роду конструкцій, залишаючи поза увагою можливість впливати на їх довговічність на структурному рівні.

Недостатня увага приділяється дослідженням, спрямованим на оцінку структурних змін матеріалу елементів бурильних колон. Такого роду перетворення структурного стану матеріалу бурильних колон часто пов'язана із зміною у ньому залишкових напружень і накопиченням втомних макротріщин. Відомо, що однією з причин зниження втомної міцності бурильних труб є залишкові напруження розтягу, які під дією циклічних навантажень збільшують свою величину [5].

З використанням відомих процесів термічної обробки, які не потребують значних матеріальних затрат, можна безпосередньо впливати на структурний стан матеріалу даного обладнання, а, отже, і на надійність та подальше безпечне його використання. Одним із ефективних процесів теплової обробки сталей є нормалізація, яка викликає повну фазову перекристалізацію.

Метою даного дослідження є оцінка впливу високотемпературної перекристалізації на втомну довговічність матеріалу бурильних труб, що перебувають на завершальному етапі експлуатації.

В основі процесів термічної обробки більшості промислово важливих сталей лежить явище поліморфізму твердих розчинів, на базі α і γ -заліза, які визначають їх структуру [6].

Поліморфні перетворення твердих розчинів сталі даного складу відбуваються в певному інтервалі температур, обмеженому критичними точками. Першим наслідком поліморфізму твердих розчинів сталі є перекристалізація, яка представляє собою явище зміни кристалічної будови сталі і проходить при нагріві до визначеної температури, що знаходиться в інтервалі між критичними точками. Перекристалізація полягає в утворенні нових зерен.

Утворення цих нових зерен проходить дифузійним шляхом виникнення і подальшого росту зародків нової фази – так званих центрів кристалізації.

Кількість центрів кристалізації і швидкість їх росту залежать від багатьох чинників, основними з яких є:

- температура нагрівання сталі відносно температури поліморфного перетворення, тобто критичних точок;
- наявність нерозчинних домішок, які полегшують утворення центрів кристалізації;
- пластична деформація, яка викликає плінність у процесі перекристалізації;

– рекристалізація, яка супроводжується в ряді випадків пластичною деформацією.

Практично здійснення перекристалізації пов'язане з нагріванням сталі даного складу до температур, які лежать між відповідними критичними точками; при цьому відбувається утворення зерен нової фази – аустеніту.

До операцій термічної обробки, завдяки якій здійснюється перекристалізація, відноситься згаданий вище процес нормалізації.

Основним призначенням нормалізації є утворення однорідної структури сталі, яка забезпечує більш високий рівень механічних властивостей. Шляхом високотемпературної перекристалізації вдається виправити такий суттєвий дефект сталі, як грубозерниста структура, отримана в результаті перегріву (при нагріванні до температур порядку 1000-1200°C) [7]. Цей дефект пов'язаний із різким збільшенням розміру зерен і погіршенням в'язкості.

Численні попередні дослідження на маловуглецевих сталях в умовах кругового згину показали, що границя їх витривалості зменшується із збільшенням розміру аустенітного зерна [8].

Аналіз експериментальних даних наукових робіт щодо впливу розміру зерна на зародження втомних тріщин встановив, що зменшення величини структурного зерна призводить до більш пізнього зародження втомних тріщин [8].

Тож так званою «аустенізацією» сталі, змінюючи розмір структурного зерна, можна впливати на період зародження та процес подальшого розвитку втомних макротріщин.

Вплив високотемпературної перекристалізації на втомну довговічність матеріалу бурильних труб оцінювали за результатами випробувань, пов'язаних з процесом утворення та розвитку втомних тріщин за жорсткої схеми навантажування консольним згином. Об'єктом дослідження слугували зразки, що були вирізані з бурильних труб типорозміру ТБВ 140 групи міцності «Л», які відпрацювали 30-45% свого ресурсу. Згідно з хімічним аналізом бурильні труби виготовлені із сталі 36Г2С. Ескіз таких досліджувальних зразків зображено на рис. 1.

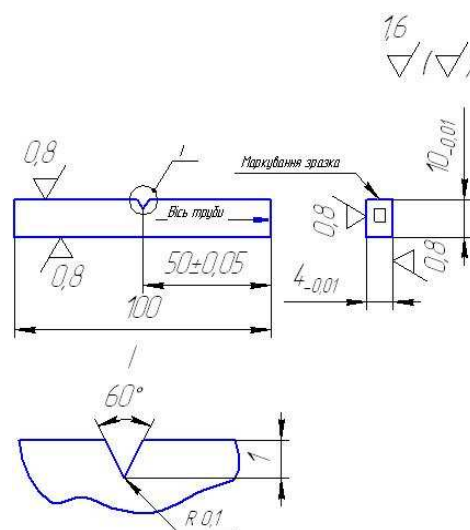
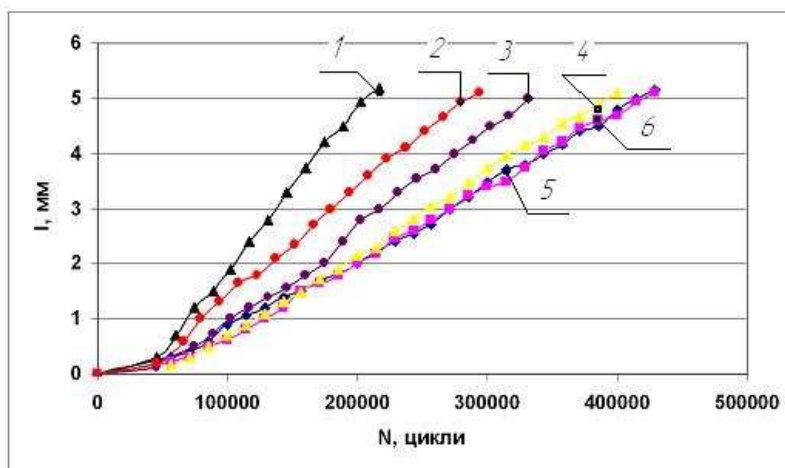


Рисунок 1 – Ескіз випробувальних зразків



1, 2, 3 - звичайні зразки; 4, 5, 6 – структурно-змінені зразки

Рисунок 2 – Ріст втомних тріщин експериментальних зразків

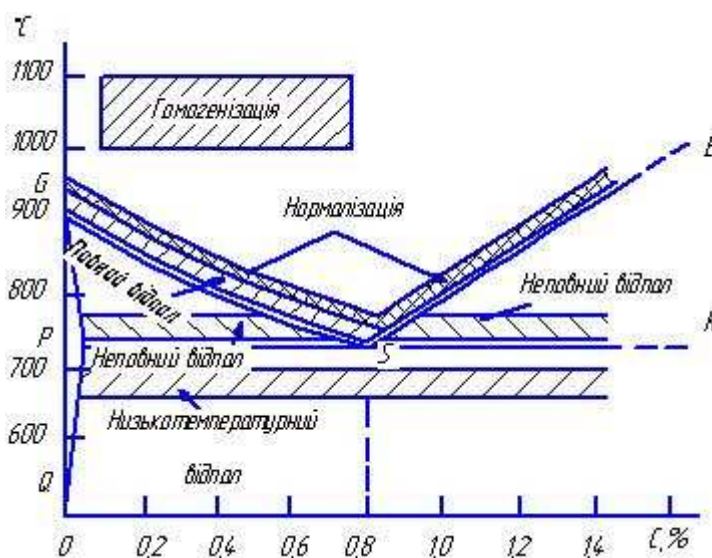


Рисунок 3 – Діаграма стану Fe-C

Випробування проводились на установці УДПТ-1 з кривошипним механізмом за постійної амплітуди деформації. За підростанням втомної тріщини при вершині нанесеного концентратора напружень спостерігали у мікроскоп МПБ-2.

Згідно отриманих результатів досліджень побудовано графічні залежності росту втомних тріщин від кількості циклів напруження (рис. 2, криві 1, 2, 3).

Частина виготовлених зразків піддали нормалізації з нагріванням до температури 850°C, оскільки даний процес для матеріалу труб марки 36Г2С проходить в межах 830-890°C [9] (рис. 3).

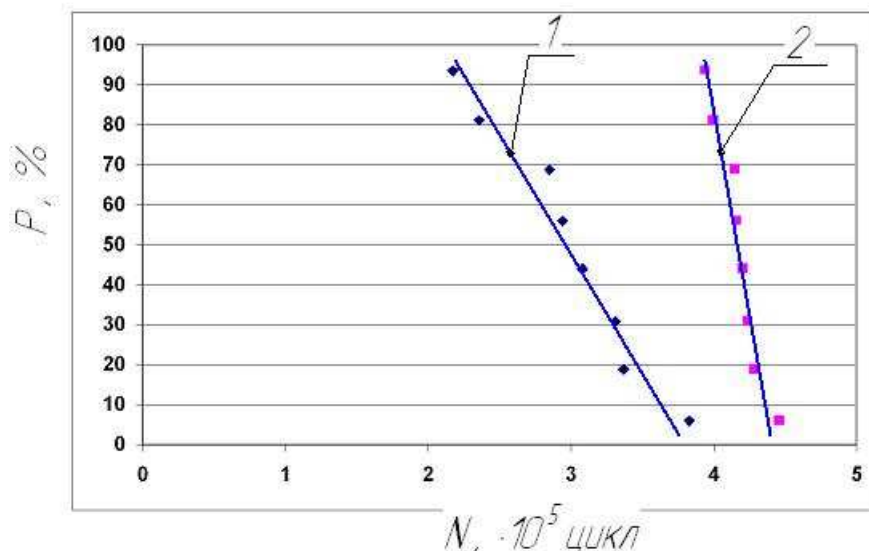
Структурно-змінені зразки дослідили на ріст втомних тріщин під час циклічного деформування. Результат таких досліджень подано у вигляді графічних залежностей, зображених на рис. 2 (криві 4, 5, 6). Аналіз експериментальних даних показав більш пізній період зародження втомних тріщин структурно-змінених зразків. Згідно із загальною графічною картиною (рис. 2) процес поширення втомних тріщин у перекрис-

талізованих зразках більш однорідний, що свідчить про можливість більш точного розрахунку ресурсу бурильних труб та вилучення їх з процесу буріння ще до поломки. Цей факт вказує на перспективність подальшого дослідження впливу внесених структурних змін матеріалу труб.

Оцінка розсіювання довговічностей експериментальних зразків подано у вигляді залежності імовірності неруйнування від кількості циклів навантажування (рис. 4). Згідно з результатами випробувань, за імовірності неруйнування 95% різниця між довговічностями перекристалізованого та звичайного зразків становить $1,7116 \cdot 10^5$ циклів, а за ймовірності 5% – $0,6258 \cdot 10^5$ циклів. Це свідчить про достатню ефективність використання такого процесу на подовження встановленого ресурсу труб.

Результати експерименту зведено до таблиці 1.

Детальне вивчення впливу структурних перетворень матеріалу бурильних труб послужить резервом підвищення втомної міцності та більш точного прогнозування втомної довго-



1 – звичайні зразки; 2 – перекристалізовані зразки

Рисунок 4 – Криві розподілу довговічностей досліджуваних зразків із сталі 36Г2С

Таблиця 1 – Розсіювання довговічностей експериментальних зразків

Імовірність неруйнування P, %	Довговічність N, 10 ⁵ цикл	
	звичайні зразки	перекристалізовані зразки
99	2,1154	3,8437
95	2,1585	3,8701
75	2,5241	4,0022
50	2,9937	4,1674
40	3,1815	4,2334
30	3,3693	4,2995
20	3,5571	4,3655
5	3,8388	4,4646

вічності такого роду обладнання. Проведення процесу високотемпературної перекристалізації позитивно впливає на втомну довговічність елементів бурильних колон за рахунок усунення накопичених пошкоджень та зняття залишкових напружень, тим самим дозволяє подовжити термін їх експлуатації.

Подальші дослідження будуть спрямовані на більш детальне вивчення впливу процесу високотемпературної перекристалізації на швидкість підростання втомних тріщин та характер руйнування матеріалу бурильних труб.

Література

1 Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник; під заг. ред. В.В. Панасюка. – К.: Наук. думка, 1988. – Т.10: Міцність та довговічність нафтогазового обладнання; під ред. В.І. Похмурського, Є.І. Крижанівського. – Львів–Івано-Франківськ: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2006. – 1193 с.

2 Инструкция по эксплуатации бурильных труб: РД-39-013-90. – Куйбышев, 1990. – 228 с.

3 Ляпков А.А. Исследование долговечности бурильной трубы с усталостными трещинами при различных запасах прочности / А.А. Ляпков // Разведка и охрана недр. – 1982. – № 5. – С. 5-7.

4 Трошенко В. Некоторые подходы к прогнозированию остаточного ресурса деталей машин и сооружений / В.Трошенко // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій. – 2004. – С. 411-412.

5 Сичов А.Ю. Залишкові напруження в сталевих бурильних трубах / А.Ю.Сичов // Нафта і газ України. Збірник наукових праць: Матеріали 6-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2000», Т.2 – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – С. 311-313.

6 Лахтин Ю.М. Металловедение и термическая обработка металлов / Ю.М. Лахтин. – М.: Металлургия, 1983. – 360 с.

7 Никифоров В.М. Технология металлов / В.М. Никифоров. – Л.: Машгиз, 1953. – 390 с.

8 Иванова В.С. Природа усталости металлов / В.С. Иванова, В.Ф. Терентьев. – М.: Металлургия, 1975. – 456 с.

9 Колесник Б.П. Механические свойства углеродистой и низколегированной трубной стали после нормализации с применением скоростного нагрева // Производство труб: сборник статей УкрНИТИ. – Металлургиздат, 1963. – № 9.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.05.11
Рекомендована до друку професором
Івасівим В.М.

ВИКОРИСТАННЯ МЕХАНІКИ РУЙНУВАННЯ ДЛЯ ОЦІНКИ ЦИКЛІЧНОЇ ТРІЩИНОСТІЙКОСТІ ТРУБНИХ СТАЛЕЙ

Л.Ю. Козак, В.Г. Панчук, О.Л.Козак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42351,
e-mail: lub53@ukr.net

Представлено методичні аспекти і обґрунтовано необхідність дослідження циклічної тріщиностійкості трубних сталей. Наведено дослідження трубних сталей на циклічну тріщиностійкість. Подається коротка характеристика основних концепцій механіки руйнування. Наводиться детальний опис, схема і принцип роботи установки для визначення циклічної тріщиностійкості з використанням балочних зразків. Докладно описано спосіб визначення силових і деформаційних параметрів у експериментах. Наведено загальний вигляд кінетичної діаграми втомного руйнування і аналітичні залежності.

Ключові слова: трубні сталі, циклічна тріщиностійкість, втомні тріщини, механіка руйнування

Представлены методические аспекты и обосновано необходимость исследования циклической трещиностойкости трубных сталей. Подается краткая характеристика основных концепций механики разрушения. Приведено описание, схема и принцип работы установки для определения циклической трещиностойкости с использованием балочных образцов. Детально описан способ определения силовых и деформационных параметров в экспериментах. Приведен общий вид кинетической диаграммы усталостного разрушения и аналитические зависимости.

Ключевые слова: трубные стали, циклическая трещиностойкость, усталостные трещины, механика разрушения

In the article presented are the methodical aspects of pipe steels fatigue crack growth resistance as well as substantiated is the necessity of its research. A brief analysis of the basic concepts of fracture mechanics are given. The description principles mode of operation of the device for determining fatigue crack growth resistance by using beam samples is suggested. The detailed description of the way of determination force and deformation parameters during experiments is given. The general view of kinetics diagram of fatigue fracture and analytical dependences is shown.

Keywords: pipe steels, fatigue crack growth resistance, fatigue cracks, fracture mechanics

Нафтогазотранспортна система України володіє широкою мережею трубопроводів, загальна протяжність яких становить понад 35 тис. км. Надійність постачання енергоносіїв всередині нашої країни і транзит їх в інші країни світу залежить від технічного стану трубопроводів і його збереження. Однак в процесі довготривалої їх експлуатації (понад 20 років) відбувається старіння трубних сталей нафтогазопроводів. Під дією деформацій, що виникають через вплив високих тисків, втомних напружень, дії корозивно-агресивних середовищ суттєво змінюється структура і механічні властивості трубних сталей. Старіння проявляється у підсиленні одних властивостей, таких як межа плинності і меншою мірою міцності, та пониженням інших, таких як ударна в'язкість, тріщиностійкість, пластичність (зменшується відносне поперечне звуження і залишкове відносне подовження). Сучасні методи розрахунку міцності магістральних трубопроводів базуються на визначенні допустимого значення максимального тиску з урахуванням механічних властивостей трубних сталей, розміру труб і рівномірності розподілу напружень в стінці трубопроводу, що практично унеможливило визначення зниження рівня надійності МТ під час їх експлуатації. Через це виникають проблеми з запобіганням аварійному руйнуванню. Аварії на магістральних трубопроводах є загальносвітовою проблемою, наслідком якої є значні ма-

теріальні втрати та нанесення шкоди навколишньому середовищу. Тому сьогодні важливо розробити наукові та практичні основи продовження ресурсу експлуатації трубопроводів.

Всі стандартні механічні параметри, які використовуються під час розрахунку трубопроводів на міцність, є інтегральними характеристиками, що не враховують виникнення тріщин, у той час, як майже всі руйнування, за винятком корозійних, відбуваються через зародження і поширення тріщин. Відомо, що руйнування трубопроводів в процесі експлуатації пов'язано з циклічним навантаженням металу труб, оскільки тільки циклічне руйнування є чутливим до концентраторів напружень (дефектів) і тільки циклічне навантаження викликає втомне і деформаційне старіння трубних сталей. Тому велике значення має дослідження тріщиностійкості металу труб магістральних трубопроводів як для визначення оптимального навантаження нафтогазопроводів, що перебувають в експлуатації, так і оцінки їх залишкового ресурсу [1-2].

Надійність і довговічності елементів конструкцій має особливо важливе наукове і прикладне значення в різних галузях промисловості і економіки, зокрема у випадках, коли об'єкти або споруди експлуатуються тривалий час. Магістральні і локальні нафто- і газопроводи є прикладами таких об'єктів. Для оцінки ресурсу їх елементів конструкцій, зокрема в умовах їх

тривалості експлуатації, необхідно враховувати факт пошкодження конструкційних матеріалів під час експлуатації, виникнення в них таких дефектів, як тріщини і кінетику їх розвитку. Ці питання, як правило, вирішують на основі концепцій і методів механіки руйнування і міцності матеріалів. В основу цього наукового напрямку закладено концепції зародження і розповсюдження тріщин у деформованому твердому тілі. Найважливішим параметром опору матеріалу руйнуванню у випадку поширення тріщин є його тріщиностійкість [2].

Інтенсивність розвитку механіки руйнування обумовлено універсальністю і простотою вихідних концепцій, відповідно до яких різноманітні види навантажень твердих тіл з точки зору створених ними напружених станів можуть бути описані коефіцієнтами інтенсивності напружень (КІН), в той час як різноманітні стани можуть характеризуватись критичними і пороговими значеннями цих коефіцієнтів. Інваріантність таких значень КІН за певних умов навантаження свідчать про можливість їх використання як нових механічних характеристик матеріалів [1, 3].

У випадку статичних навантажень одним із інженерних розрахункових параметрів міцності матеріалів є критичний коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН) K_{Ic} , що характеризує тріщиностійкість матеріалів. Загалом K_I використовується для оцінки навантаження тіла з тріщиною і визначається за формулою

$$K_I = \sigma \sqrt{\pi \cdot \ell \cdot \gamma}, \quad (1)$$

де: σ – середнє напруження по тілу деталі;

ℓ – довжина тріщини;

γ – параметр, який залежить від форми зразків і геометрії тріщин.

В загальному випадку умова міцності при розтягу записується $K_I < K_{Ic}$.

Коефіцієнтом інтенсивності напружень визначається поле напружень у вершині тріщини і навколо неї. Цим коефіцієнтом визначається також те, що відбувається всередині зони пластичності. K_I є мірою всіх напружень і деформацій. Коли напруження і деформації у вершині тріщини досягають критичних значень, відбувається поширення тріщини. Це означає, що у випадку досягнення K_I критичного значення K_{Ic} відбудеться руйнування. Можна вважати, що K_{Ic} є константою матеріалу, K_{Ic} є мірою тріщиностійкості матеріалу, тому K_{Ic} ще називають в'язкістю руйнування у випадку плоского деформованого стану. Для матеріалів з малою в'язкістю руйнування допускаються тільки маленькі тріщини.

Для оцінки міцності у випадку динамічних навантажень використовують діаграми, які відображають залежність швидкості росту втомної тріщини (ВТ) $v = dl/dN$ за цикл від величини розмаху КІН (ΔK) або його максимального значення у циклі K_{max} (рис. 1). Ці діаграми називають кінетичними діаграмами втомного руйнування (КДВР).

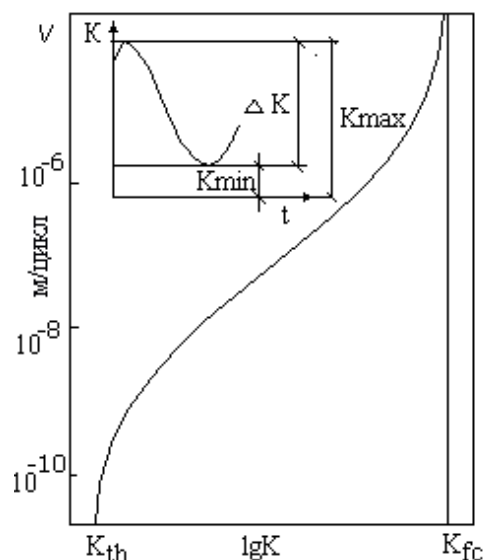


Рисунок 1 – Кінетична діаграма втомного руйнування

Циклічне навантаження змінюється від нуля до деякої позитивної величини (постійної амплітуди), а коефіцієнт інтенсивності напружень змінюється в інтервалі $\Delta K = K_{max} - K_{min}$, де $K_{min} = 0$. Поширення тріщини за один цикл за циклічного навантаження (швидкість поширення тріщини) є величиною, яка залежить від амплітуди зміни інтенсивності напружень ΔK :

$$\frac{da}{dn} = f(\Delta K) = f(2\sigma_a \sqrt{\pi a}); \quad (2)$$

де σ_a – амплітуда зміни напруги.

Циклічне напруження визначається двома параметрами: амплітудою σ_a і середнім напруженням σ_m . Якщо $\sigma_m = \sigma_a$, то мінімальне напруження за цикл дорівнює нулю. Це означає, що цикл максимальна інтенсивність напружень за цикл $K_{max} = \Delta K$. Якщо $\sigma_m > \sigma_a$, то максимальна інтенсивність напружень $K_{max} = (\sigma_m + \sigma_a)\sqrt{\pi a}$ перевищує значення ΔK . Швидкість росту тріщини залежить від максимальної інтенсивності напружень. Тому узагальнюючою формою рівнянь (2) є співвідношення [3]

$$\frac{da}{dn} = f_1(K_{max}, \Delta K) = f_2(R, \Delta K);$$

$$R = \frac{K_{min}}{K_{max}} = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} = \frac{\sigma_m - \sigma_a}{\sigma_m + \sigma_a}; \quad (3)$$

де R – коефіцієнт асиметрії циклу.

Важливою особливістю КДВР є їх інваріантність від ряду умов досліджень, що має дуже важливе значення у випадку використанні цих діаграм для прогнозування кінетики руйнування виробів та визначення залишкового ресурсу працездатності.

Побудова КДВР проводиться у відповідності з методичними вказівками РД 50-345-82 [4]. Базовим документом для побудови КДВР є експериментальна залежність зміни довжини тріщини зі збільшенням кількості циклів навантаження.

На рисунку 1 у логарифмічних координатах наведена КДВР, яка охоплює весь діапазон швидкостей росту тріщини (ШРТ) – від порогових значень КІН, які відповідають умові непоширення тріщини ΔK_{th} (це швидкість ВТ, що відповідає приблизно 10^{-10} м/цикл), аж до гранично високих значень КІН, що відповідають спонтанному поширенню тріщини $K_{max} = K_{fc}$.

Початкова, припорогова ділянка КДВР обмежена зліва асимптотою, пов'язаною з виходом кривої на порогові значення ΔK_{th} , крайнє ліве положення, якої відповідає умові повної зупинки тріщини. Враховуючи значні експериментальні складності оцінки кінетики тріщин за умови $v \leq 10^{-10}$ м/цикл, то під час експериментів обмежуються для ΔK_{th} величиною швидкості $v \leq 10^{-10}$ м/цикл і вважають, що це і є порогові значення ΔK_{th} .

Пороговий КІН відіграє важливе значення як показник довготермінової експлуатаційної надійності матеріалів у виробках. Тому особливе значення приділяється встановленню ΔK_{th} зі структурою та іншими механічними характеристиками матеріалів. Одержані дослідження свідчать про досить складний характер структурної чутливості порогового КІН у порівнянні з іншими показниками, такими як K_{Ic} , а також межею втоми.

Середню ділянку КДВР можна відобразити в логарифмічних координатах лінійною залежністю:

$$V = C(\Delta K)^n, \quad (4)$$

де C і n – константи.

Середня ділянка КДВР охоплює діапазон швидкостей росту тріщини $10^{-9} \leq v \leq 10^{-6}$ м/цикл.

Верхня ділянка КДВР відповідає значному прискоренню росту ВТ, аж до спонтанного поширення тріщини у випадку, коли $K_{max} = K_{fc}$. Величина ΔK_{fc} є важливою розрахунковою характеристикою для оцінки довговічності виробів. Верхня ділянка КДВР відхиляється від лінійної залежності. Для неї є характерним яскраво виражена немонотонність росту втомної тріщини, пов'язаної з наявністю стрибків.

Інваріантність КДВР регламентується стабілізацією ряд умов випробування. До них відносяться коефіцієнт асиметрії циклу і температури випробувань. Частота навантаження і форма циклу в визначеному інтервалі значень можуть не впливати на хід КДВР. Вплив товщини зразка на КДВР неоднозначний. Але, коли ріст втомної тріщини відбувається в умовах плоскої деформації, товщина зразка не відображається на ході кінетичної діаграми втомного руйнування.

Найбільш цікавим у випадку практичного використання КДВР для прогнозування довговічності конструкцій є припорогова ділянка. В цьому діапазоні навантаження швидкість росту тріщини в значній мірі залежить від структури, середовища і асиметрії циклу. Значна кількість досліджень направлена на встановлення зв'язку з припороговою тріщиностійкістю матеріалів з цими факторами.

Використання більш точного інструментарію механіки руйнування дасть змогу врахувати всю різноманітність умов експлуатації, деградації властивостей трубних сталей в результаті їх старіння і впливу навколишнього середовища, закономірності зародження і поширення тріщин. Це є важливим для магістральних трубопроводів, що вже використали проектний термін експлуатації. Оскільки будівництво нових МТ потребує значних капітальних затрат, а проектний ресурс не враховує всієї різноманітності довготривалої експлуатації, все більше застосування знаходить концепція напруження на ресурс, що базується на прогнозуванні конкретного залишкового ресурсу трубопроводу.

Загалом циклічні навантаження під час експлуатації, роблять чутливим матеріал труб до концентраторів напружень (дефектів), викликають втомне і деформаційне старіння і тим самим створюють умови для руйнування трубопроводів внаслідок поширення тріщин. Що стосується хімічної, електрохімічної корозії, абсорбції і наводновання, то вони впливають лише на швидкість росту тріщин, тому велике значення має теоретичне і практичне дослідження циклічної тріщиностійкості.

Отже, для дослідження характеристик трубних сталей нами було вирішено застосувати методи механіки руйнування, а саме визначення циклічної тріщиностійкості трубних сталей. З цією метою було створено спеціальну установку.

Загальний вигляд установки дослідження матеріалів на циклічну тріщиностійкість та її схема наведені на рис. 2. Установка дає змогу досліджувати зразки 5 призматичної форми на консольний згин. Зразок закріплюється в нерухомий 4 і рухомий 8 захвати. Нерухомий захват 4 прикріплений з динамометром 2, що виконаний у вигляді пружної балки з тензодавачами, до масивної пластини 1, і є єдиним цілим зі станиною установки. Станина змонтована на рамі, де розміщено електродвигун та електрообладнання (на схемі не показано).

Рухомий захват утримує кінець зразка і з'єднаний за допомогою важеля 9 з тягою 11, яка може переміщатися по чергово угору і вниз з різними, наперед заданими амплітудами. Підшипниковий вузол 10 забезпечує їх рухоме з'єднання. Механічний привод пристрою (на рисунку не вказаний) забезпечує трифазний асинхронний електродвигун, що через пасову передачу приводить в рух кривошип зі змінним радіусом. Зміною радіуса кривошипа можна змінювати амплітуду коливання важеля 9 і захвата 8, за рахунок чого регулюється величина змінного навантаження на зразок 5.

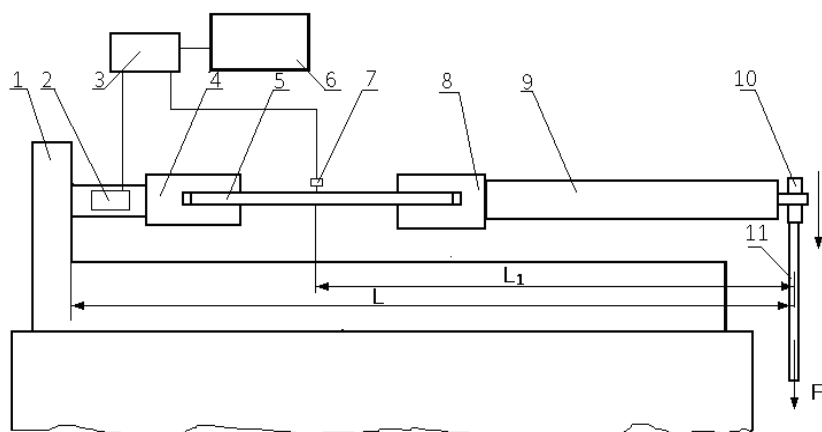
Амплітуду коливання важеля 9 за циклічного навантаження у більшості випадків підбирають так, щоб вона змінювалася від значень зусилля, близьких до нульових, до деякої додатної величини. Тоді коефіцієнт інтенсивності напружень змінюється в інтервалі

$$\Delta K = K_{max} \div K_{min},$$

де $K_{min} = 0-0,05$.



а)



б)

Рисунок 2 – Зовнішній вигляд (а) та схема (б) установки для визначення циклічної тріщиностійкості матеріалів

Тоді коефіцієнт асиметрії циклу наближатиметься до нуля. Можливі і інші співвідношення між максимальними і мінімальними значеннями коефіцієнта інтенсивності напружень, які задаються коефіцієнтом асиметрії циклу $R = K_{\min} / K_{\max}$.

Максимальну величину коефіцієнта інтенсивності напружень K у випадку випробування на консольний згин призматичних зразків (рис. 3) визначають за формулами:

$$K = \frac{4.12M}{b\sqrt{h^3}} \sqrt{\alpha^{-3} - \alpha^3}; \quad (5)$$

де: $\alpha = 1 - \frac{l}{h}$ – коефіцієнт;

$M = FL_1$ – момент згину, F – сила;

L_1 – відстань між прикладеною силою і тріщиною;

l – довжина тріщини;

b, h – товщина та висота зразка відповідно.

Вимірювання довжини тріщини виконується оптичним методом, за допомогою мікроскопів, які розміщують з обох боків зразка. Заміри з обох боків зразка необхідні для контролю за рівномірністю росту поширення фронту тріщини за товщиною зразка, оскільки можливі перекоси у випадку зміщення важеля і нерівномірності циклічного навантаження.

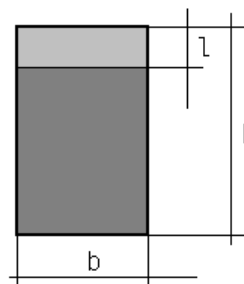


Рисунок 3 – Поперечний переріз зразка

Для визначення кількості циклів навантаження пристрій обладнаний лічильником кількості циклів.

До складу лабораторної установки входить комп'ютеризована вимірювальна система, яка дозволяє в режимі реального часу контролювати процес динамічного навантаження зразка і його деформації.

До аналогової частини вимірювальної установки входить два ідентичні вимірювальні канали (рис. 4). Аналоговий сигнал розбалансування тензометричного вимірювального моста поступає на диференціальні входи інструментального підсилювача, який забезпечує попереднє підсилення сигналу. Нормалізатор виконує остаточне підсилення і установлення нуля-

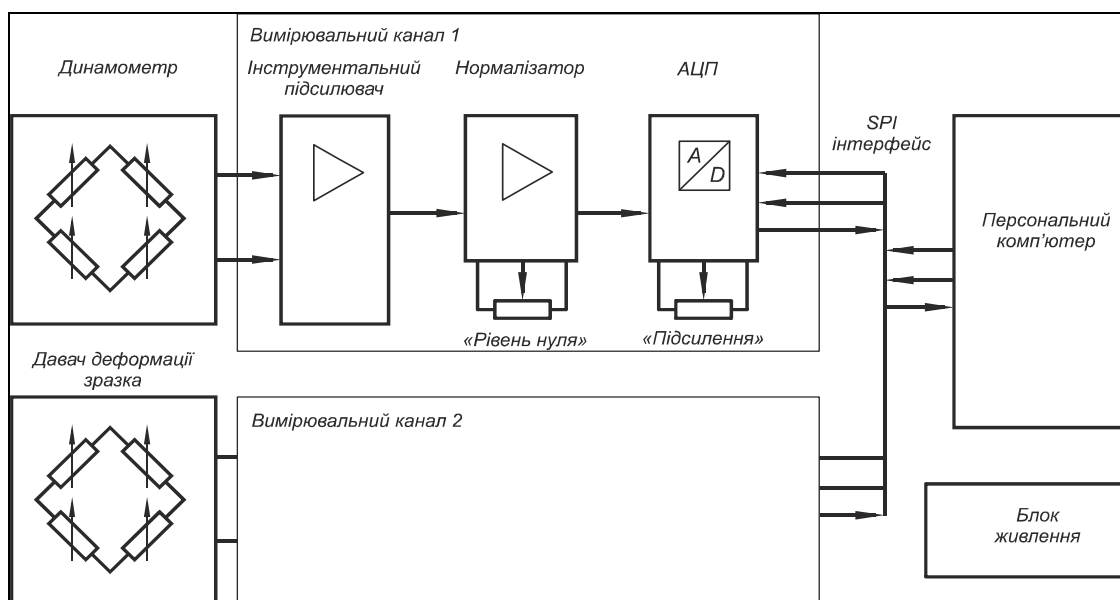


Рисунок 4 – Структурна схема вимірювальної системи

вого рівня сигналу. Аналого-цифровий перетворювач (АЦП) здійснює перетворення аналогового сигналу в цифрову форму із заданою точністю. Зв'язок АЦП із персональним комп'ютером через паралельний порт виконується трипровідним синхронним послідовним інтерфейсом.

До складу вимірювальної системи входить також спеціальне програмне забезпечення, що здійснює керування процесом вимірювання, попередню обробку, зберігання та відображення результатів вимірювання.

Концепції механіки руйнування можна застосовувати для оцінки поточного технічного стану магістральних трубопроводів (МТ), що дасть змогу прогнозувати їх залишковий ресурс. Характеристики циклічної тріщиностійкості – порогові значення коефіцієнта інтенсивності напружень, кінетична діаграма втомного руйнування та граничні значення КІН, що відповідають спонтанному поширенню тріщини, є локальними характеристиками матеріалу, що враховують наявність дефектів. Вони є більш чутливими до впливу середовищ і структури порівняно з втомними напруженнями, які відображають інтегральні характеристики матеріалу. Показники міцності і пластичності як інтегральні характеристики механічної поведінки матеріалу часто не чутливі до зміни стану матеріалу внаслідок його експлуатації.

Література

- 1 Механика корозионного разрушения конструкционных сплавов / О.Н. Романив, Г.Н. Никифорчин. – М.: Металлургия, 1986. – 294 с.
- 2 Гумеров А.Г. Трещиностойкость металла труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров, К.М. Ямалеев, Г.В. Журавлев, Ф.И. Бадиков – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231 с.
- 3 Броек Д. Основы линейной механики разрушения / Д. Броек. – М.: Высшая школа, 1987. – 368 с.
- 4 РД 50-345-82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. – М.: Из-во стандартов, 1983. – 96 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
29.04.11
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ЕПОКСИКОМПОЗИТІВ, ОБРОБЛЕНИХ ЗМІННИМ МАГНІТНИМ ПОЛЕМ НИЗЬКОЇ ЧАСТОТИ

П.Д. Стухляк, В.В. Карташов

Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя;
46001, м. Тернопіль, вул. Руська, 56, тел. (0352) 25–88–51; e-mail: Uncletafuk@i.ua

Досліджено вплив змінного магнітного поля низької частоти на ударну в'язкість, теплостійкість, модуль пружності та руйнівне напруження при згинанні зразків з епоксидної матриці та полімерної композиції, що містить ферромагнітний наповнювач. Визначено оптимальні режими магнітної обробки для отримання матеріалу із заданими властивостями

Ключові слова: епоксидний олігомер, поліетиленполіамін, композитний матеріал, дисперсний наповнювач, ударна в'язкість

Исследовано влияние переменного магнитного поля низкой частоты на ударную вязкость, теплостойкость, модуль упругости и разрушающее напряжение при изгибе образцов из эпоксидной матрицы и полимерной композиции, содержащей ферромагнитный наполнитель. Определены оптимальные режимы магнитной обработки для получения материала с заданными свойствами

Ключевые слова: эпоксидный олигомер, полиэтиленполиамин, композитный материал, дисперсный наполнитель, ударная вязкость

The article deals with the influence of low-frequency alternating magnetic field on the impact strength, heat resistance, elastic modulus and breaking stress during bending sample of epoxy matrix and polymer composition, including ferromagnetic filler. Optimal regimes for magnetic handling used to get materials with desired properties are determined

Keywords: epoxy oligomer, polyethylenpoliamin, composite material, thin filler, impact strength

Постановка проблеми

Композиційні матеріали (КМ) дедалі частіше використовують у всіх галузях промисловості України для суттєвого підвищення надійності обладнання та устаткування, а також для збільшення терміну служби та міжремонтного періоду при експлуатації деталей різноманітних механізмів та машин. Перспективним у цьому напрямку є використання композиційних матеріалів на основі епоксидного зв'язувача, які забезпечують необхідний комплекс фізико-механічних властивостей, корозійну- та зносостійкість, а також високу ремонтоздатність за рахунок неодноразового відновлення робочих поверхонь деталей композитами. Однак на теперішній час вимоги до захисних покриттів зростають, і рівень розробок епоксидних композитів вже не повністю задовольняє вимоги, що ставляться до них сучасною промисловістю. Для підвищення експлуатаційних характеристик КМ важливим є розвиток нових технологій їх формування, до котрих відносять методи модифікування самих композицій або їх складових зовнішніми енергетичними полями [1]. Перспективним у цьому напрямку є дослідження впливу на експлуатаційні характеристики КМ змінного магнітного поля низької частоти.

Огляд останніх досліджень і публікацій

Для регулювання структури полімер композитних покриттів з метою покращення їх фізико-механічних характеристик та експлуатаційних властивостей, в матрицю вводять наповнювачі різної фізичної природи та здійснюють обробку композицій зовнішніми фізичними полями. В праці [2] при вивченні впливу зовнішніх фізичних полів фізико-механічні властивості захисних полімер композитних покриттів, автори роблять висновок, що оброблення змінним магнітним полем дає змогу покращувати адгезійну міцність, міцність при розтягу, ударну в'язкість, зносостійкість композитів на основі епоксидних смол. Причому вплив магнітного поля є більш істотний на композити на основі епоксидного полімеру та ферромагнітно наповнювача.

Однак, на нашу думку, не достатньо уваги приділено питанням дослідженню впливу на експлуатаційні характеристики композитних матеріалів обробки композицій змінним магнітним полем низької частоти (< 1 МГц).

Мета роботи – дослідити вплив змінного магнітного поля низької частоти (0,01...1000 кГц) на фізико-механічні властивості композитних матеріалів.

Матеріали та методика випробувань

Як полімерну матрицю використовували епоксидний олігомер марки ЭД-20 (ГОСТ 10587-84), для зшивання — низькотемпературний твердник поліетиленполіамін (ТУ 6-05-241-202-78). Наповнювач – ферит марки 1500НМЗ дисперсністю 63 мкм.

З метою підвищення досліджуваних характеристик був вибраний епоксидний композит, наповнений феритом марки 1500НМЗ із вмістом у 30 мас.ч. на 100 мас.ч. ЕД-20 (тут і далі

по тексту концентрація наповнювача наведена у масових частках на 100 мас.ч. зв'язувача). Попередніми експериментальними дослідженнями встановлено, що така концентрація є оптимальною для забезпечення високих фізико-механічних характеристик [3].

Для дослідження впливу магнітного поля на фізико-механічні властивості КМ та покриттів на їх основі, спроектовано та виготовлено пристрій [4], котрим обробляли компоненти олігомерного зв'язувача і епоксидних композицій з різним вмістом дисперсного наповнювача зовнішнім магнітним полем. Оброблення композицій здійснювали протягом 10...60 хв, так як експериментально виявлено, що саме у такому проміжку часу ступінь зшивання зв'язувача у ЗПШ є максимально ефективним.

Частоту змінного магнітного поля створюваного робочим каскадом соленоїда задавали звуковим генератором ГЗ-33 в межах 20 Гц-200 кГц. Магнітну індукцію визначали осцилографом С1-73 з каліброваною розгорткою (рис.1). Індукція магнітного поля при цьому становила 675 Тл – 0,35 Тл відповідно.

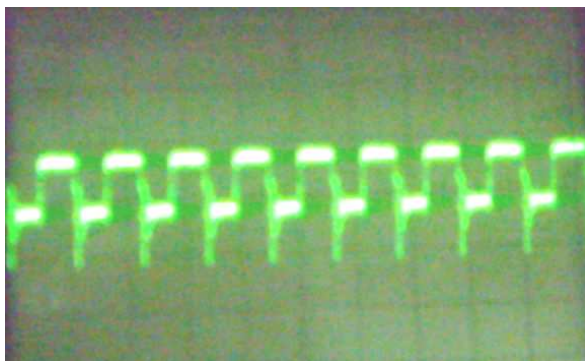


Рисунок 1 – Осцилограма режиму оброблення змінним магнітним полем при частоті 20 кГц

Після гідродинамічного суміщення компонентів та обробки змінним магнітним полем низької частоти зразки витримували протягом 36 год за нормальних умов, після чого піддавали термообробці при $T=393\pm 2$ К протягом 2 год. Далі зразки витримували за нормальних умов протягом 60 год, відтак проводили випробування.

У якості оцінки впливу зовнішніх фізичних полів на фізико-механічні властивості полімеркомпозитних матеріалів вибрано ударну в'язкість, модуль пружності, руйнівне напруження при згинанні та теплостійкість. Руйнівне напруження і модуль пружності композитів при згинанні визначали згідно ГОСТ 4648-71 та ГОСТ 9550-81 відповідно. Теплостійкість (за Мартенсом) полімеркомпозиційних матеріалів визначали згідно з ГОСТ 21341-75. Ударну в'язкість досліджували за допомогою маятнікового копра (ГОСТ 4765-73). Шкала вимірюваного приладу відградуєвана так, що нуль знаходиться внизу, а максимальне значення відповідає висоті підйому маятника після руйнування зразка. За відомого кута підйому шкала вимірювального приладу фіксує робочий кут

проходження маятника після руйнування зразка, розміри якого становили 60x10x10 мм згідно вказаного стандарту.

Обговорення результатів дослідження

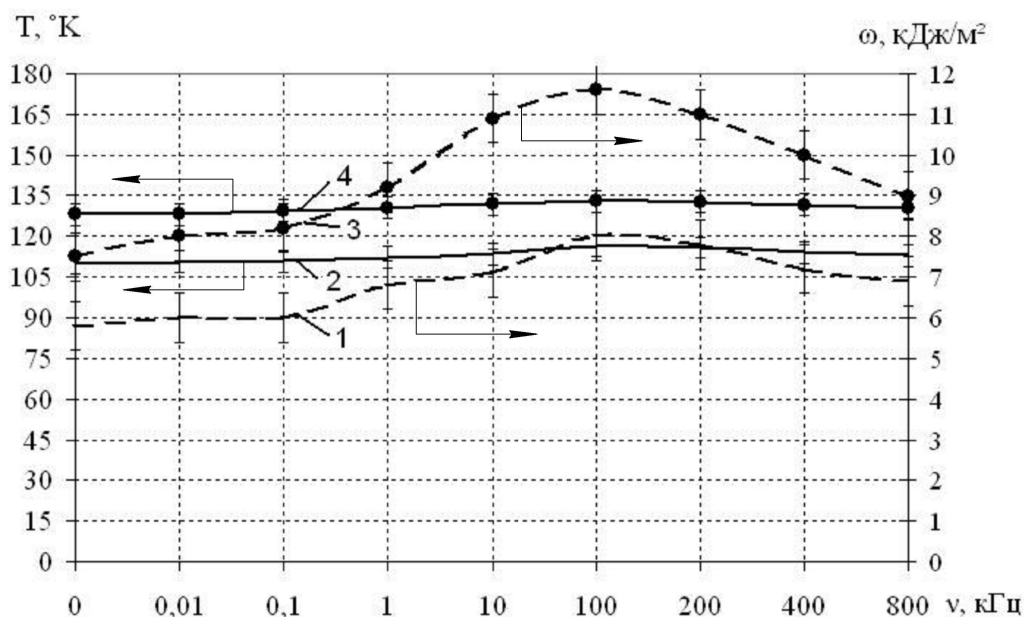
Відомо, що обробка зовнішніми енергетичними полями, а саме височастотним магнітним полем, покращує фізико-механічні та адгезійні властивості полімеркомпозитних матеріалів [5]. Встановлено, що обробка композицій у змінному електромагнітному полі невеликої частоти (до 20 МГц) суттєво не впливає на адгезійну міцність полімерних захисних покриттів. Збільшення частоти височастотного електромагнітного поля із 20 до 60 МГц дозволяє підвищити адгезійну міцність на 5...10 %, при цьому максимального значення досягали при обробці матеріалу частотою 40 МГц. Подальше збільшення частоти призводить до зниження адгезійно-міцнісних характеристик, що пояснюють збільшенням залишкових напружень внаслідок зростання температури у процесі обробки [6].

Тому розроблено пристрій для обробки полімерних композицій змінним магнітним полем зі збільшеним діапазоном частот і підвищеною точністю її задання дозволяє здійснювати оброблення зразків за незначного їх нагрівання [4]. Температура у цьому випадку знаходиться у межах $T=318...323$ °К. Пристрій забезпечує можливість сконцентрувати магнітне поле на потрібній ділянці (потрібному об'ємі зразка полімерної композиції), що призводить до покращення міцнісних характеристик полімеркомпозитного покриття, обробленого змінним електромагнітним полем частотою лише 20 кГц.

Результати експериментальних досліджень на фізико-механічні властивості графічно представлені на рис. 2 та рис. 3.

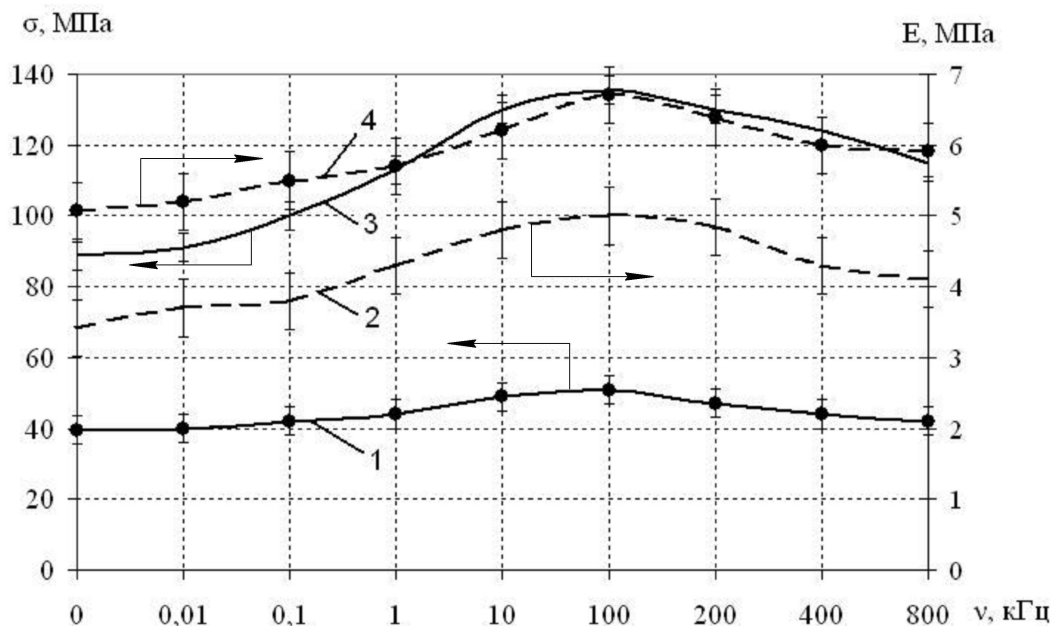
При обробці змінним магнітним полем частотою 20...300 кГц спостерігали підвищення всіх вищезазначених фізико-механічних характеристик епоксикомпозитного матеріалу. Зокрема ударної в'язкості на 38 % для матриці та 55 % – для композиту з феритовим наповнювачем, теплостійкості на 4 % та 5,5 % відповідно (рис. 2), модуля пружності – на 46 % та 32 %, руйнівного напруження при згині – на 29 % та 60 % (рис. 3).

Як видно із результатів експериментальних досліджень, введення в епоксидну матрицю дрібнодисперсного наповнювача марки ферит 1500НМ3 сприяє підвищенню міцнісних характеристик композиту внаслідок покращення умов полімеризації. На поверхні частинки дисперсного наповнювача є активні центри, що при формуванні матеріалу покращують процеси структуроутворення, чим досягли збільшення кількості зв'язків між в'язучим та поверхнею дисперсної сполуки. Цим забезпечується зменшення молекулярної рухливості в проміжних граничних шарах, і, як наслідок, збільшується ступінь зшивання матеріалу зв'язувача [7].



1 і 2 – криві залежності для епоксидної матриці;
 3 і 4 – криві залежності для композиції з феритовим наповнювачем
 Штриховою лінією позначені криві параметрів ударної в'язкості,
 суцільною лінією позначені криві параметрів теплостійкості

Рисунок 2 – Залежність теплостійкості та ударної в'язкості від частоти змінного магнітного поля



1 і 4 – криві залежності для епоксидної матриці
 2 і 3 – криві залежності для композиції з феритовим наповнювачем
 Штриховою лінією позначені криві параметрів модуля пружності,
 суцільною лінією позначені криві параметрів руйнівного напруження при згині

Рисунок 3 – Залежність руйнівного напруження при згині та модуля пружності від частоти змінного магнітного поля

Встановлено, що епоксидна композиція з феритовим наповнювачем є більш чутливою до впливу обробки змінним магнітним полем, порівняно із епоксидною матрицею. Це пояснюють тим, що при введенні дрібнодисперсного наповнювача в епоксидну матрицю має місце

нерівномірність розподілу частинок наповнювача у полімерній композиції через високу в'язкість олігомера. А обробка композиції змінним магнітним полем покращує суміщення компонентів та сприяє рівномірному розподілу в об'ємі композиції завдяки орієнтації та впо-

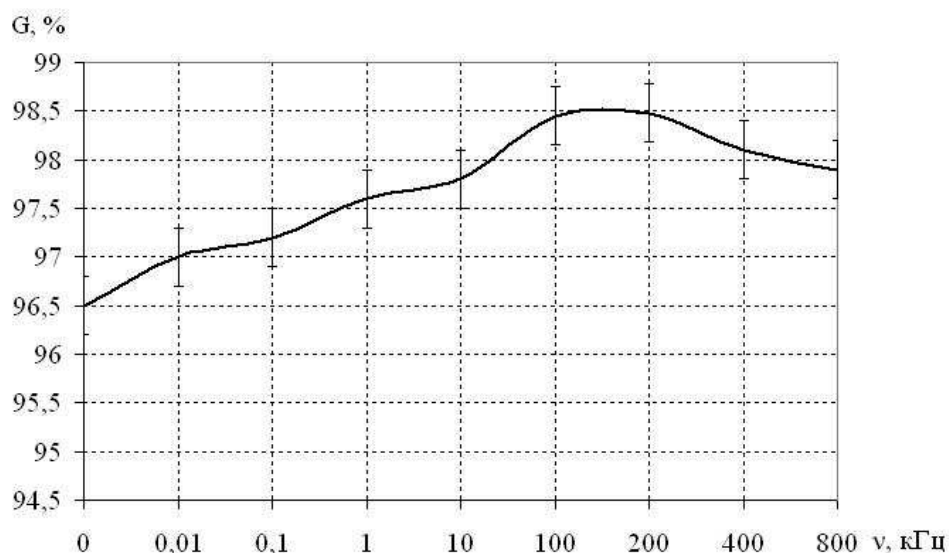


Рисунок 4 – Залежність вмісту гель-фракції у зв'язувачі з феритовим наповнювачем від частоти змінного магнітного поля

рядкуванню феромагнітних частинок наповнювача вздовж силових ліній напруженості магнітного поля [8]. Цим досягають підвищення досліджуваних характеристик матеріалу.

Результатами експериментальних досліджень встановлено, що при частоті вище 300 кГц спостерігається поступове зниження усіх когезійних характеристик композиційного матеріалу (рис. 1, 2), що можна пояснити зниженням індукції магнітного поля, створюваного соленоїдом пристрою. Відомо, що при обробці змінним магнітним полем композицій з феритовим наповнювачем зростає напруженість магнітного поля. У цьому випадку сама оброблювана композиція виконує роль феритового осердя трансформатора. Це створює просторову орієнтацію та впорядкування ланцюгів макромолекул полімерів вздовж силових ліній напруженості магнітного поля, і спричинює формування рівномірної структури полімер композиту та активнішу взаємодію матриці з дисперсними частинками наповнювача. Збільшується об'єм матеріалу, що знаходиться у стані поверхневих шарів. Спостерігали зростання жорсткості системи і підвищення досліджуваних характеристик матеріалу [9].

Проте, попри зростання напруженості, покращення фізико-механічних характеристик феронаповнених композицій в порівнянні з епоксидною матрицею не значне. Тому можна стверджувати, що основною причиною покращення вищезгаданих фізико-механічних властивостей є підвищення ступеня зшивання матеріалу (рис. 4). Для перевірки цього твердження, було проведено ряд експериментальних досліджень на встановлення залежності вмісту гель-фракції у зв'язувачі від частоти змінного магнітного поля, яким обробляли епоксидну композицію (рис. 4).

Встановлено, що із підвищенням частоти змінного магнітного поля вміст гель-фракції у матеріалі зростає. Коли частота магнітного поля досягає величини 150-300 кГц, вміст гель-

фракції у матеріалі виходить на постійне значення. З подальшим підвищенням частоти понад 300 кГц, спостерігали спад вмісту гель-фракції у матеріалі, що можна пояснити зниженням напруженості магнітного поля при високих частотах обробки. Напруженість магнітного поля розраховували за магнітною індукцією, величину якої задавали пристроєм.

На другому етапі проводили дослідження впливу індукції змінного магнітного поля, створюваного соленоїдом пристрою, на фізико-механічні характеристики композиційного матеріалу, на прикладі ударної в'язкості (рис. 5).

Встановлено, що із зростанням магнітної індукції настає поступове підвищення ударної в'язкості, у зв'язку з тим, що магнітна індукція є основною силовою характеристикою магнітного поля, і зі збільшенням її абсолютної величини пришивидшується просторова орієнтація та впорядкування ланцюгів макромолекул полімерів та дрібнодисперсних частинок феромагнітного наповнювача вздовж силових ліній напруженості магнітного поля (рис. 5). Також зростає вміст гель-фракції у матеріалі, що забезпечує покращення міцнісних характеристик матеріалу. Встановлено, що з перевищенням величини магнітної індукції понад 650...680 Тл, ударна в'язкість більше не зростає. Це можна пояснити тим, що за таких значень магнітної індукції вміст гель-фракції в матеріалі сягає максимальних значень, і завершується процес просторової орієнтації, оскільки ланцюги макромолекул полімерів вже максимально впорядковані. Тому подальше підвищення величини індукції магнітного поля вже не забезпечує покращення досліджуваних характеристик матеріалу, і є недоцільним.

Висновки

Встановлено, що оброблення полімерних композицій змінним магнітним полем низької частоти на основі епоксидного зв'язувача дає

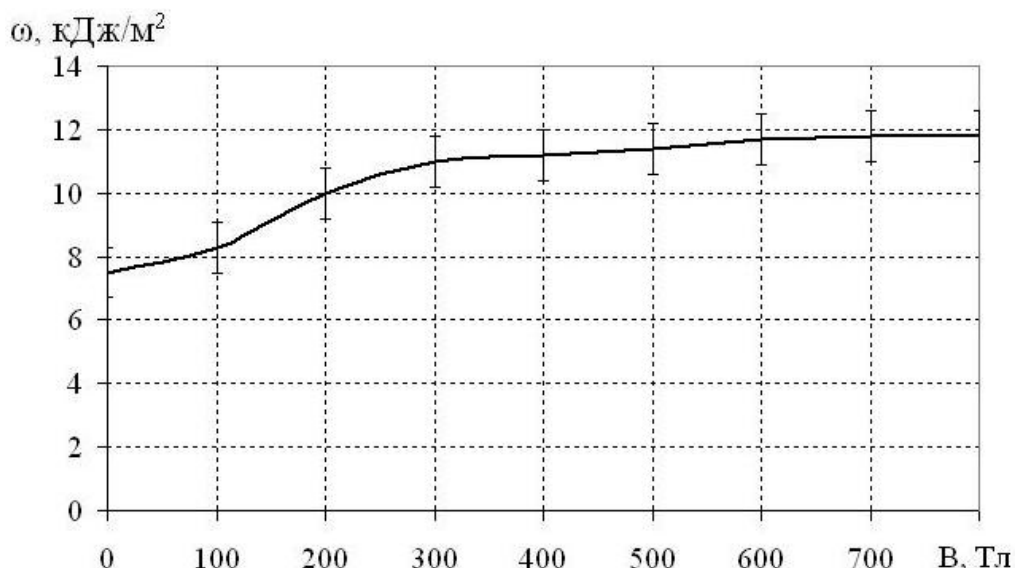


Рисунок 5 – Залежність ударної в'язкості від індукції змінного магнітного поля

змогу підвищити їх фізико-механічні характеристики, а саме ударної в'язкості на 38 % для матриці та 55 % – для композиту з феритовим наповнювачем, теплостійкості – на 4 % та 5,5 % відповідно, модуля пружності – на 46 % та 42 %, руйнівного напруження при згині – на 29 % та 60 %. Встановлено, що за оптимального часу обробки в 60 хв, максимальний ефект досягається при частоті змінного магнітного поля 20-300 кГц. Доведено, що основною величиною, що впливає на покращення когезійних характеристик епоксикомпозитів, які оброблялися у магнітному полі, є магнітна індукція. Причому суттєве покращення фізико-механічних характеристик спостерігали при індукції в 650-680 Тл.

Література

1 Кальба Є.М., Букетов А.В. Вплив наповнювачів різної вмісної і магнітної природи на теплофізичні властивості гетерогенних полімерних систем // Фізика конденсованих високомолек. систем. Наукові записки Рівненського педінституту. – В.3. – Рівне: РДПУ, 1997. – С.31-32.

2 Голотенко С. Фізико-механічні властивості захисних полімер композитних покриттів, наповнених дисперсними наповнювачами, що підлягали обробці зовнішніми фізичними полями / С.Голотенко // Вісник ТНТУ. – 2010. – Том 15, № 3. – С. 23-29. – (механіка та матеріалознавство).

3 Стухляк П. Д. Епоксикомпозитні матеріали, модифіковані енергетичними полями / Стухляк П. Д., Букетов А. В., Добротвор І. Г. – Тернопіль: Збруч, 2008. – 208 с.

4 Розробка пристрою для обробки епоксикомпозитів височастотним магнітним полем / П.Стухляк, В.Карташов: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції “Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій”. – Тернопіль: ТНТУ, 2010. – С.105.

5 Молчанов Ю.М. Некоторые особенности структурных изменений эпоксидной смолы под воздействием магнитных полей / Ю.М. Молчанов, Ю.П. Родин, Э.Р. Кисис // Механика полимеров. – 1978. – № 4. – С. 583–587.

6 Кальба Є.М. Регулювання структури і властивостей полімеркомпозиційних зносостійких і корозійностійких покриттів магнітною обробкою / Є.М. Кальба, А.В. Букетов // Фізико-хімія конденсованих неоднорідних систем: Матеріали III Всеукраїнської конференції «Фундаментальна та професійна підготовка фахівців з фізики». – Ч.П. – К.: КНПУ. – 1998. – С.104-107.

7 Аскадский А.А. Химическое строение и физические свойства полимеров / А.А. Аскадский, Ю.И. Матвеев. – М. : Химия, 1983. – 176 с.

8 Мамуня Є.П. Структура і електричні властивості електропровідних полімерних композицій / Є.П. Мамуня, С.Л. Василенко, І.М. Парашенко, Є.В. Лебедев, М.І. Шут // Композ. полим. матер. – 2003. – Т. 25, №1. – С. 36–42.

9 Преображенский А.А. Магнитные материалы и элементы / А.А. Преображенский, Е.Г. Бишард. – М. : Высш.шк., 1986. – 352 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.04.11

Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.

АНАЛІЗ РИЗИКІВ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНЖЕНЕРНИХ СПОРУД ЗНАЧНОЇ ДОВЖИНИ ТА ПІДХОДИ ДО ЇХ ОЦІНКИ

С.П. Ващишак, П.М. Райтер, А.В. Яворський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 506611,
e-mail: tdm@nimg.edu.ua

Визначено основні технологічні об'єкти зі значною довжиною, які мають найвищі ризики аварій, зумовлені зміною факторів геодинамічної природи. Наведено алгоритм реалізації концепції безпечної експлуатації таких об'єктів на прикладі магістральних трубопроводів. Запропоновано класифікацію факторів оцінювання можливості виникнення аварій на таких об'єктах. Розглянуто підходи до моніторингу стану та процесів розвитку особливостей в геодинамічних зонах, де знаходяться інженерні споруди значної довжини, та обґрунтовано доцільність реалізації автономних пристроїв моніторингу.

Ключові слова: геодинамічна зона, технологічний об'єкт, значна довжина, моніторинг, безпечна експлуатація

Определено основные технологические объекты имеющие значительную длину и наивысшие риски аварий, обусловленные изменением факторов геодинамической природы. Приведено алгоритм реализации концепции безопасной эксплуатации таких объектов на примере магистральных трубопроводов. Предложено классификацию факторов оценивания возможности возникновения аварий на таких объектах. Рассмотрено подходы к мониторингу состояния и процессов развития особенностей в геодинамических зонах, где проложены инженерные сооружения значительной длины, и обосновано целесообразность реализации автономных устройств мониторинга.

Ключевые слова: геодинамическая зона, технологический объект, значительная длина, мониторинг, безопасная эксплуатация

The main processing facilities that have considerable length and highest failure risk caused by changes in the factors of the geodynamical nature have been determined. The algorithm for the realization of concept for safe operation of such facilities on an example of main pipelines has been adduced. The classification of factors for evaluation of an accident possibility on such facilities has been proposed. Approaches to monitoring of state and the processes of peculiarities development in geodynamical zones, where engineering constructions of considerable length are laid, were described, and feasibility of self-contained monitoring device realization has been proved.

Keywords: geodynamical zone, processing facilities, considerable length, monitoring, safe operation

Методологія оцінювання ризику та безпеки експлуатації великих систем інтенсивно розвивається з 70-х років ХХ століття у зв'язку з поширенням і розвитком ядерної зброї та енергетики, космічної техніки, складних хімічних виробництв і т. ін. [1]. Для технічних систем та інженерних споруд значної довжини, поряд з вище вказаними чинниками, суттєвими на нашу думку є і геодинамічні впливи, що виступають як параметричні джерела деформацій та напружень таких систем і споруд.

До технологічних об'єктів геодинамічного впливу зі значною довжиною, які відносяться до потенційно небезпечних інженерних споруд, доцільно віднести наступні:

1. Газопроводи металеві: магістральні; промислові, підземних сховищ газу; промислові, високого тиску (до ГРП); промислові, низького тиску (після ГРП).

2. Нафто- та продуктопроводи металеві: магістральні; промислові (ДТ, мазут, тощо).

3. Аміакопроводи та інші продуктопроводи хімічних виробництв.

4. Газонафтопроводи пластмасові.

5. Трубопроводи міської каналізації: металеві; пластмасові.

6. Трубопроводи мереж тепlopостачання.

7. Кабелепроводи: електричні кабелі; кабелі зв'язку та телекомунікацій.

Згідно з концепцією «безпечної експлуатації складних технічних систем» [1] оцінка технічного стану потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини здійснюється за параметрами технічного стану, які забезпечують їх надійну та безпечну експлуатацію. Аналіз працездатності і оцінка залишкової міцності базується на параметрах технічного стану, зміна яких може вивести з ладу споруду. Визначення цих параметрів, як правило, реалізуються методами і засобами неруйнівного контролю. В процесі такого контролю інженерних споруд в першу чергу проводяться роботи з аналізу стану самої споруди. При цьому не береться до уваги стан зовнішнього середовища і вплив його змін на вказану споруду. Це спричиняє неповне вирішення основної задачі технічного діагностування – визначення дефекту технічних систем і причин їх виникнення та розвитку. Тому метою досліджень є аналіз існуючих ризиків безпечної експлуатації інженерних споруд значної довжини за умов зміни стану навколишнього середовища та розробка підходів для оцінювання рівня таких змін. Однією з основних складових зміни стану навколишнього середовища, що суттєво впливають на інженерні споруди значної довжини, є геодинамічні впливи.



Рисунок 1 – Схема реалізації концепції безпечної експлуатації потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини (магістральних трубопроводів)

На рис. 1 зображено схему реалізації концепції безпечної експлуатації характерного прикладу потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини – магістральних трубопроводів за їх технічним станом на основі даних неруйнівного контролю.

Старіння металевих комунікацій проявляється у деградації властивостей металу, розвитку пошкоджень і дефектів в стінках труб чи у провідниках кабельних мереж. З плином часу експлуатаційні пошкодження і дефекти металу стають основною причиною відмов та руйнувань підземних комунікацій.

Працездатність і безпека експлуатації потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини в умовах їхнього старіння забезпечується шляхом реалізації взаємопов'язаних заходів:

– оцінки допустимості виявлених при неруйнівному контролі недосконалостей, пошкоджень та дефектів, ранжування їх за ступенем безпеки, визначення пріоритетів ремонтних робіт і періодичності діагностичних обстежень;

– вибіркового ремонту, які проводяться з використанням даних неруйнівного контролю, що забезпечують повне відновлення несучої здатності пошкоджених ділянок, продовження терміну експлуатації комунікацій значної довжини.

Важливе значення має визначення періодичності контролю, яке безпосередньо пов'язане із забезпеченням надійності комунікацій. За час до чергової інспекції дефекти не повинні отримати розвитку до критичних розмірів і стати причиною відмови або аварії.

Таблиця 1 – Фактори оцінювання можливості виникнення аварій на потенційно небезпечних інженерних спорудах значної довжини

Найменування групи факторів	Найменування факторів
Фактори технічного стану ділянки потенційно небезпечної інженерної споруди значної довжини за даними неруйнівного контролю	<ol style="list-style-type: none"> 1. Кількість небезпечних дефектів. 2. Відносний показник втрати міцності комунікації, зумовлений наявністю небезпечних дефектів. 3. Термін ремонту ділянок з небезпечними дефектами. 4. Кількість виявлених незначних дефектів. 5. Ймовірність розвитку незначних дефектів до досягнення стану небезпечних.
Конструктивно – технологічні фактори	<ol style="list-style-type: none"> 1. Довжина ділянки комунікації. 3. Конструктивно-габаритні параметри комунікації. 4. Фактична товщина стінок комунікації. 5. Марка сталі, її механічні характеристики. 7. Термін експлуатації досліджуваної ділянки. 8. Виготовлювач комунікацій. 9. Категорія ділянки за складністю проведення робіт. 11. Наявність захисних покриттів. 12. Характеристики підводних переходів.
Фактори експлуатаційного навантаження комунікації чи споруди (залежно від призначення споруди)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Паспортна продуктивність. 2. Середньорічні об'єми технологічного навантаження. 3. Дані про робочий тиск або електричні параметри для кабелів. 4. Несуча здатність ґрунту. 5. Фізико-хімічні характеристики продукту транспортування;
Фактори корозійного впливу	<ol style="list-style-type: none"> 1. Корозійна активність ґрунту. 2. Кліматичний район. 3. Тип зовнішнього ізоляційного покриття (матеріал, конструкція і спосіб нанесення). 4. Тривалість експлуатації комунікації без заміни ізоляційного покриття. 5. Захищеність ділянки по довжині засобами електрозахисту. 6. Дані про наявність ділянок, де комунікація виходить з ґрунту у воду або назовні і навпаки. 7. Корозійна активність транспортованого продукту.
Антропогенні фактори	<ol style="list-style-type: none"> 1. Рівень господарської активності поблизу ділянки пролягання підземної комунікації. 2. Розміщення сусідніх промислових об'єктів; (газопроводів, продуктопроводів, доріг і т. ін.).
Фактори природних впливів	<ol style="list-style-type: none"> 1. Можливість деформації ґрунту (обвали, зсуви, просідання та здіймання ґрунту і т. ін.); 2. Можливість нерівномірного осідання ґрунту; 3. Можливість розмиву ґрунту через зміну русла річок або дію підґрунтових вод. 4. Зміна рельєфу місцевості.

Таким чином, визначення періодичності неруйнівного контролю потребує врахування впливу як факторів, що визначають можливість виникнення аварії, так і факторів, які характеризують величину збитків від можливих аварій.

Статистичні дані про відмови та аварії у роботі потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини [1, 3, 6], а також аналіз механізмів виникнення і розвитку дефектів дав змогу виявити основні фактори можливості виникнення аварій (табл. 1). Серед цих факторів основною є інформація про дефекти (група 1 табл. 1).

Фактори технічного стану досліджуваної ділянки трубопроводу за даними внутрітрубних інспекцій визначають вплив на ймовірність ава-

рії кількості та параметрів дефектів, які виявлені внутрітрубними снарядами.

Висока точність вимірів геометричних параметрів дефектів внутрітрубними снарядами з високою роздільною здатністю дає змогу виконувати розрахунки дефектних ділянок на міцність.

В результаті розрахунку на міцність визначаються небезпечні дефекти, в зонах яких може відбутись руйнування трубопроводу. Небезпечні дефекти підлягають якнайшвидшому ремонту.

Частина дефектів, які залишаються на момент, наприклад, проведення внутрітрубної діагностики для трубопроводів не вимагають прийняття термінових дій з проведення ремонтів,

але вони в подальшому можуть розвиватись і досягти стану небезпечних.

Конструктивно-технологічні фактори (група 2 табл. 1) визначають вплив на ймовірність виникнення аварії конструктивних особливостей потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини і якості будівельно-монтажних та ремонтних робіт.

Фактори експлуатаційного навантаження потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини (група 3 табл.1) визначають вплив на ймовірність виникнення аварії ступеня навантаження споруди в процесі експлуатації і враховують циклічність навантаження внутрішнім або зовнішнім тиском транспортування, розміщення насосно-компресорних станцій на досліджуваній ділянці, можливість появи гідродарів.

Фактори корозійного впливу (група 4 табл. 1) визначають вплив на ймовірність виникнення аварії потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини параметрів, які сприяють виникненню і розвитку корозійних дефектів.

Антропогенні фактори (група 5 табл. 1) визначають ймовірність пошкодження протяжних потенційно небезпечних інженерних споруд в результаті антропогенної активності в зоні їх прокладання, що полягає у збільшенні ризику пошкодження тіла споруди в результаті несанкціонованих робіт їх трасах і аварій на сусідніх об'єктах.

Фактори природних впливів – це параметри, які характеризують можливість пошкодження трубопроводу в результаті руху ґрунту. Ці фактори визначаються ландшафтно-геохімічними положенням, кліматичними і гідрогеологічними умовами території пролягання потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини.

В процесі розрахунку періодичності виконання неруйнівного контролю стану потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини необхідно враховувати фактори, які визначають величину збитків навколишньому середовищу і населенню від можливої аварії. Величина збитків визначається:

- площею забруднення території, яка є наслідком аварії;
- площею відновлюваної після забруднення території;
- природно-кліматичними характеристиками території, де знаходиться підземна комунікація;
- густиною населення в районі пролягання комунікації;
- об'ємом втрачених енергетичних та силових продуктів;
- економічними збитками від зупинки і простоювання комунікації.

Згідно зі статистичними даними вагомими важкопередбачуваними причинами впливу на технічний стан інженерних споруд значної довжини є фактори природних впливів, які залежать від геодинамічних неоднорідностей в зоні пролягання цих інженерних споруд.

За визначенням М.С. Молоденського [2], геодинаміка неоднорідностей об'єднує кінематичну та динамічну геодезію. Кінематична геодезія вивчає рух земної кори в геодинамічних зонах (ГДЗ), динамічна геодезія – розподіл сил та напружень земної кори і зокрема в ГДЗ. Відповідним чином поділяються і методи контролю. Але при виборі методів дослідження слід взяти до уваги, що зміна властивостей земної кори в часі призводить до утворення та зміни різномасштабних неоднорідностей:

- структурні неоднорідності;
- геофізичні неоднорідності;
- геодинамічні неоднорідності.

Зміна стану геологічного середовища проявляється в часових варіаціях різних параметрів фізичних полів. При цьому змінюються:

- нахили поверхні;
- деформації (наприклад зсуви ґрунту);
- швидкості перебігу сейсмічних хвиль;
- електромагнітні властивості ґрунтів;
- гідрогеодинамічні режими руху підґрунтових вод;
- дебіт нафти та газу тощо.

Інструментально просторово-часові варіації фізичних полів вимірюють при довготривалому спостереженні за варіаціями фізичних параметрів – моніторингу геологічного середовища і/або його окремих частин. Деформація земної кори становить близько 50-70 мм на рік. Аномальні рухи земної кори: вертикальні і горизонтальні, високоградієнтні (вище 50 мм на рік), короткоперіодичні (від 0,1 року до кількох років), просторово-локалізовані (від 0,1 км до перших десятків км). Аномальні рухи земної кори можуть мати пульсаційну і знакозмінну спрямованість [4,5].

При переміщенні блоків ГДЗ виникають ділянки з підвищеними механічними напруженнями від деформацій різного характеру і знаку – розтягу, стиснення, зсувів. В ГДЗ значно змінюється склад газової фази ґрунтів, оскільки з надр активно просочуються гази різного походження – CO₂, CH₄, H₂S, O₂, SO₂, Cl, F та ін.

Підвищення рівня напружень та вмісту агресивних газів у ГДЗ призводять до активізації підземної корозії, стрес-корозії, росту тріщин і збільшенню числа відмов підземних трубопроводів, свердловин та технологічного обладнання.

Моніторинг стану та процесу розвитку усіх вище наведених характерних особливостей, наявних в ГДЗ, де знаходяться інженерні споруди значної довжини, можливий на базі двох наступних підходів.

Перший, більш глобальний, полягає в реалізації комплексу різноманітних методів дослідження властивостей ГДЗ, в основі якого лежить оцінка об'єкта загалом (усієї території, через яку проходять інженерні споруди значної довжини) у визначений момент часу. До цих методів відносяться: фотограмметрія, аерофотозйомка в інфрачервоному спектрі, застосування технологій ідентифікації на базі геоінформаційних систем, оцінка гравітаційних та магнітних полів в зонах прогнозованих ГДЗ, ви-

значення рівнів ґрунтових вод та зон ймовірних зсувних процесів. Недоліками такого підходу є: необхідність забезпечення ідентичності всього комплексу вимірювань загальної площі об'єкта через певний період часу, тривалість якого важко однозначно обґрунтувати; довготривалість та висока вартість виконуваних робіт, необхідність залучення значних матеріальних та людських ресурсів, значні об'єми вимірних даних та складність обробки інформації.

Другий підхід полягає в локалізації ділянок контролю в областях, де існує висока ймовірність непрогнозованої зміни характеристик ГДЗ і обмеження цих ділянок зоною розміщення інженерних споруд значної довжини. Водночас значно підвищується достовірність моніторингу за рахунок виконання автономних вимірювань у всіх визначених точках контролю, строго синхронізованих в часі. Синхронізація досягається застосуванням електронних модулів реєстрації реального часу і збереження їх значень разом з цільовими вимірюваними параметрами в геоінформаційній зоні. Наступна перевага автономного методу контролю базується, як правило, на неоднорідності впливу багатьох типів завод на сенсори та процес контролю параметрів у ГДЗ. Це дає можливість в процесі опрацювання вимірних даних мінімізувати або виключити вплив сигналів завод на процес контролю. Основним недоліком методу є необхідність індивідуального зчитування інформації з кожного поста контролю і поповнення енергії джерел живлення автономних пристроїв. Але, враховуючи, що контрольовані процеси є порівняно інерційними, а об'єми модулів електропрограмованої пам'яті на даний час досить значні, вказаний недолік не є критичним. Проблема автономного живлення, на нашу думку, доцільно вирішувати, застосовуючи переведенням вимірних модулів у стан мінімального енергоспоживання («засинання») між моментами вимірювання.

Висновки

1. Виділено основні технологічні об'єкти зі значною довжиною, які мають найвищі ризики аварій зумовлені зміною факторів геоінформаційної природи.

2. Наведено алгоритм реалізації концепції безпечної експлуатації потенційно небезпечних інженерних споруд значної довжини на прикладі магістральних трубопроводів.

3. Запропоновано класифікацію факторів оцінювання можливості виникнення аварій на потенційно небезпечних інженерних спорудах значної довжини.

4. Розглянуто підходи до моніторингу стану та процесів розвитку особливостей в ГДЗ, де знаходяться інженерні споруди значної довжини, та обґрунтовано доцільність реалізації автономних пристроїв моніторингу.

5. Подальші дослідження будуть спрямовані на аналіз та вдосконалення методів моніторингу ГДЗ та автономних пристроїв, що реалізують вказані методи.

1 Мазур И.И., Безопасность трубопроводных систем [Текст] / И.И.Мазур, О.М.Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с., ил. – ISBN 5-89674-011-5

2 Геодинамика. Основы кинематической геодезии [Текст]: монография / С.П.Войтенко, И.Л.Учитель, В.Н.Ярошенко, Б.Б.Капочкин; Одесская держ. акад. буд. та архітек. – Одеса: Астропринт, 2007. – 264с. – ISBN 978-966-318-880-5.

3 Геофизический мониторинг небезпечных геологических процессов та екологічного стану середовища [Текст]: матеріали II Міжнародної наукової конференції, м. Київ, 8-10 жовтня 2001 року. – К.: ВПЦ “Київський університет”, 2001. – 74 с.

4 Касьянова Н.А., Современная аномальная геодинамика недр и ее влияние на объекты нефтегазового комплекса [Текст] / Н.А.Касьянова, Ю.О. Кузьмин. – М.: Геоинформмарк., 1996. – 56 с.

5 Кузьмин Ю.О., Современная аномальная геодинамика асейсмических разломных зон [Электронный ресурс] / Ю.О.Кузьмин // Электронный научно-информационный журнал «Вестник отделения наук о Земле РАН». – 2002. – № 1(20). – 27 с.

Режим доступу: http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h_dgggms/1-2002/scpub-13.pdf

6 Кузьмин Ю.О. Оценка геодинамического риска объектов нефтегазового комплекса // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности // Сб. под ред. А.Н. Дмитриевского. – М.: Наука, 2000. – С. 334-344.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
13.04.11*

*Рекомендована до друку професором
Івасівим В.М.*

МОДЕЛЮВАННЯ КАВІТАЦІЇ В КЛАПАННОМУ ВУЗЛІ БУРОВОГО НАСОСА

І.Д. Лівак, В.В. Крупчин, В.І. Лівак, М.П. Муж, В.В. Михайлюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 62747,
e-mail: no@nig.edu.ua

Досліджується явище кавітації в щілині клапанного вузла бурового насоса. Визначено умови виникнення кавітації. Показано, що причиною кавітації є запізнення підйому і посадки клапанів. Проведено комп'ютерне моделювання потоку рідини в щілині клапана. Підтверджена наявність зон кавітації – концентраторів зносу протічної частини клапана.

Ключові слова: клапан, кавітація, висота підйому, буровий насос, клапанний вузол, знос.

Исследуется явление кавитации в щели клапанного узла бурового насоса. Определены условия возникновения кавитации. Показано, что причиной кавитации является запаздывание подъема и посадки клапанов. Проведено компьютерное моделирование потока жидкости в клапанной щели. Подтверждено наличие зон кавитации – концентраторов износа проточной части клапана.

Ключевые слова: клапан, кавитация, высота подйома, буровой насос, клапанний узел, износ.

The article investigates the phenomenon of cavitation in the slit of mud pump valve junction. Conditions of cavitation are determined. It is shown that the cause of cavitation are a lag valves opening and closing. Computer simulation of fluid flow in valve is made. The existence of cavitation zones of concentrators of valve channel wear is proved.

Keywords: valve, cavitation, lifting height, the mud pump, valve junction, wear.

Деталі клапанного вузла бурового насоса піддаються дії значних динамічних навантажень, питомих тисків, турбулентних потоків, вібрації, абразивно-ударному та гідроабразивному зношуванню тощо. Ці чинники та значні перепади тиску на клапані призводять до його руйнування. Створювані насосом високі подачі обумовлюють високі швидкості протікання бурового розчину крізь щілини клапанів, тому головними деталями, які піддаються зношуванню, є сідла, тарілки, ущільнюючі елементи.

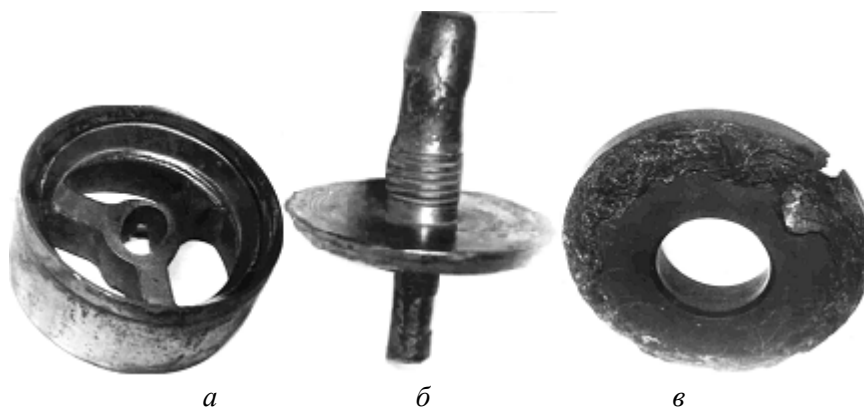
На рис. 1 зображено зовнішній вигляд зруйнованих деталей клапанної групи в результаті інтенсивного зношування у ході промислових випробувань на буровому розчині густиною 1200...1300 кг/м³, умовною в'язкістю 120...180 с. Тиск нагнітання знаходився в межах 12...17 МПа. Всього було випробувано 90 тарілок і сідел клапанних груп. При цьому наробіток тарілок коливався в межах 70...180 годин, а сідел – 130...350 годин [1].

Проте, попри велику кількість досліджень та наукових праць, присвячених проблемам зношуваності клапанних вузлів [1...5], дотепер немає чіткого уявлення про механізм зношування проточної частини клапана. Навіть застосування різноманітних високотехнологічних зміцнень конічних посадочних поверхонь тарілок і сідел, покликаних якщо не усунути, то принаймні відтермінувати початок зношування, проблеми не вирішує. І до сьогодні інтенсивне передчасне зношування є домінуючим чинником руйнування клапана, погіршення експлуатаційних показників насоса і проблема залишається актуальною. Отож серед можливих причин важливо виявити першопричину самого процесу зношування, або, іншими словами, ви-

явити, що є початком чи концентратором інтенсивного процесу зношування.

В роботі показано, що можливою першо-причиною процесу зношування є гідродинамічна кавітація. Кавітація виникає в щілині в результаті різкого місцевого пониження тиску до критичної величини, яка нижча за тиск насиченої водяної пари. Одразу зауважимо, що глибоко помилковими є поширені уявлення про те, що в щілині клапанів кавітація неможлива. Пояснюють це тим, що оскільки через вихідний клапан рідина рухається під великим тиском нагнітання, а на вхідний клапан діє підпір, то і різке падіння тиску в щілині – неможливе, а звідси і висновок, що кавітація – відсутня. Звичайно, якби тарілка з усіма рухомими деталями була “безмасовою” і піднімалась та сідала без запізнень, тобто точно у відповідній узгодженості з рухом поршня (а ще краще – з випередженням), то не було б і кавітації. Адаже в момент відриву і посадки мінімальна висота положення тарілки над сідлом зумовлювалася б і мінімальною подачею насоса. Тому і швидкості рідини були б невеликі, і тиск не міг би падати до тиску насичених парів.

Проте в реальних умовах роботи, внаслідок запізнення підйому і посадки тарілки, пониження тиску відбувається через місцеве різке зростання швидкості в щілині клапана. Це відбувається тому, що в момент відриву тарілки від сідла у фазі підйому і посадки на сідло при закриванні клапана, поршень набуває певної швидкості, і швидкість рідини вже є “ненульовою”, а тому відкривання і закривання відбувається під дією стрибкоподібної подачі, що і зумовлює різке зростання швидкості потоку і падіння тиску в щілині.



a – зовнішній вигляд сідла з промитою конічною ущільнюючою поверхнею;
б – розмиті штоки тарілки; *в* – ущільнення з наскрізним промивом

Рисунок 1 – Зруйновані деталі клапанної групи

Отже, явище кавітації в клапанах є неминучим, а його негативний вплив можна різними технологічними заходами хіба що тільки зменшити.

Тепер нагадаємо, що кавітація – це порушення суцільності всередині рідини, тобто утворення в об’ємі рідини порожнин, заповнених газом, паром або їх сумішшю (так звана бульбашкова кавітація). Бульбашки є нестабільними, бо можуть повертатися до рідкої фази. При фазовому переході рідини в бульбашках миттєво змінюється статичний тиск. Така зміна викликає величезні локальні напруження на проточній поверхні щілини, які призводять до мікровиривання матеріалу – появи концентраторів, а відтак до інтенсивного гідроабразивного та інших видів зношування.

Як бачимо, причиною початку інтенсивного зношування клапанів є кавітація, спричинена запізненням їх відкриття і закриття. Тому очевидно, що із збільшенням кутів запізнення негативний вплив кавітації буде посилюватися. Руйнування клапана відбудеться протягом короткого проміжку часу і жодні технології зміцнення не здатні цьому протистояти.

Крім того, кавітація негативно впливає також на гідравлічні характеристики насоса і клапана: знижується продуктивність, збільшується шум і вібрація насоса, а в клапані понижується пропускна здатність, зростає коефіцієнт гідравлічного опору, спотворюється вигляд характеристики витрати.

Дослідження кавітації в клапанному вузлі бурового насоса були проведені графоаналітичним методом та засобами комп’ютерного моделювання із застосуванням сучасних програм. Об’єктом дослідження вибрали клапан за St API № 9 бурового насоса УНБТ-950.

Для потоку рідини, що протікає через клапан, запишемо рівняння Бернуллі, яке встановлює зв’язок між швидкістю течії та тиском в різних перерізах клапана. Перерізи 1–1 та 2–2 зображено на рис. 2.

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho g} = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho g}, \quad (1)$$

де: v_1 – швидкість рідини на вході в клапан;
 v_2 – швидкість рідини в щілині між тарілкою та сідлом;
 p_1 – тиск рідини на вході в клапан;
 p_2 – тиск рідини в щілині між тарілкою та сідлом;
 g – прискорення земного тяжіння (приймаємо $g = 10 \text{ м/с}^2$);
 ρ – середня величина густини рідини.

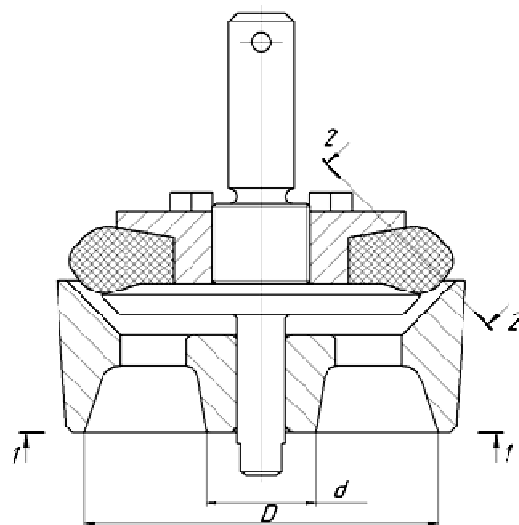


Рисунок 2 – Перерізи 1–1 та 2–2, в яких розглядається потік рідини у клапані бурового насоса

Площу поперечного перерізу 2–2 щілини між тарілкою клапана та сідлом F_2 визначаємо як площу бічної поверхні зрізаного конуса. Необхідні геометричні розміри для визначення цієї площі наведені на рис. 3.

$$F_2 = \pi l(R + r), \quad (2)$$

де: l – твірна конуса;
 R, r – радіуси більшої і меншої основ зрізаного конуса.

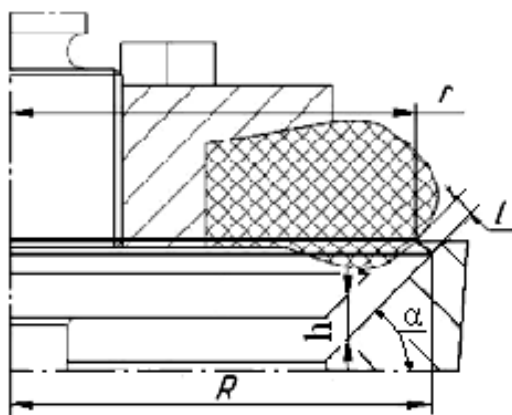


Рисунок 3 – Геометричні розміри щілини клапана

Визначаємо швидкість руху рідини в поперечному перерізі щілини

$$v_2 = \frac{Q}{F_2}, \quad (3)$$

де Q – подача рідини на вході в клапан.
Швидкість руху рідини на вході в клапан

$$v_1 = \frac{Q}{F_1}, \quad (4)$$

де F_1 – площа поперечного отвору на вході в клапан

$$F_1 = \frac{\pi D^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4}. \quad (5)$$

Знаючи всі складові рівняння (1), визначаємо величину тиску в щілині клапана для певної висоти тарілки над сідлом за формулою

$$p_2 = \left(\frac{p_1}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} \right) \cdot \rho g. \quad (6)$$

Гідродинамічна кавітація характеризується так званим числом кавітації [4]

$$s = \frac{2(p - p_n)}{\rho \cdot v^2}, \quad (7)$$

де: p – гідростатичний тиск потоку, Па;
 p_n – тиск насиченої пари рідини з урахуванням її температури, Па;
 ρ – густина рідини, кг/м³;
 v – швидкість потоку на вході в систему, м/с.

Отримані результати заносимо до табл. 1.

Таблиця 1 – Результати досліджень графоаналітичним методом

h, мм	R, мм	r, мм	l, мм	F ₁ , м ²	V ₁ , м/с	F ₂ , м ²	V ₂ , м/с	P ₂ , Па	s
10	94,87	91,43	4,87	0,0226	1,02	0,0029	7,9	6469300	207
8	93,82	91,37	3,46	0,0226	1,02	0,002	11,5	6434400	97
6	92,8	91,36	2,04	0,0226	1,02	0,0012	19,2	6316200	17,13
4	91,77	91,33	0,63	0,0226	1,02	0,00036	64	4452520	2,17
3,8	91,7	91,36	0,49	0,0226	1,02	0,00028	82,14	3127000	0,92
3,7	91,53	91,24	0,42	0,0226	1,02	0,00024	95,8	1911700	0,14
3,6	91,58	91,33	0,35	0,0226	1,02	0,000202	113,9	13900	0,002

Здійснюємо комп'ютерне моделювання процесу протікання потоку рідини крізь щілину клапана. Для цього в програмному середовищі "SolidWorks" будемо твердотільну модель клапанного вузла, в який входять сідло, тарілка, ущільнення та гайка, якою фіксується ущільнення клапана.

Побудована модель клапанного вузла зображена на рис. 4. За допомогою програм "SolidWorks" і "CosmosFloWorks" моделюємо протікання рідини в побудованому вузлі. Комп'ютерне моделювання проводились за даними величинами витрати рідини і тиску на виході клапана для щілини клапана розміром $l = 0,3$ мм. Величина тиску – 6,5 МПа (отримана експериментально на насосі УНБТ-950 за кута запізнення підйому – 20 градусів), величина подачі (0,023 м³/с) отримана із графіка подачі насоса УНБТ-950 за кута повороту кривошипа – 20 градусів (рис. 5).

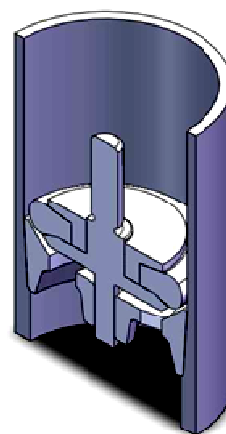


Рисунок 4 – Тривимірна модель клапанного вузла

На рис. 6 показана еюра розподілу тиску в щілині клапана. Як бачимо, верхня точка свідчить про наявність тиску, меншого від тиску насичених парів (2007 Па). Відповідно на рис. 7 зображена також еюра розподілу швидкості в щілині клапана. Максимальна швидкість сягає 97,6 м/с.

На рис. 8 показана залежність кавітаційного коефіцієнта S від висоти h підйому клапана. Залежність демонструє наявність кавітації в щілині, оскільки кавітаційний коефіцієнт S стрімко наближається до нуля із зменшенням висоти h .

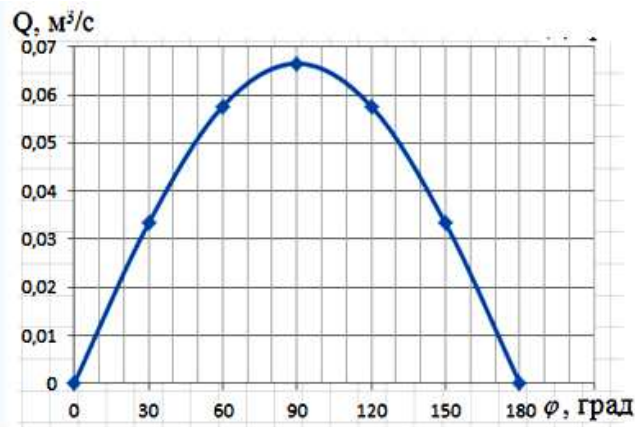


Рисунок 5 – Графік теоретичної подачі одного циліндра насоса



Рисунок 6 – Еюра розподілу тиску в щіліні клапана

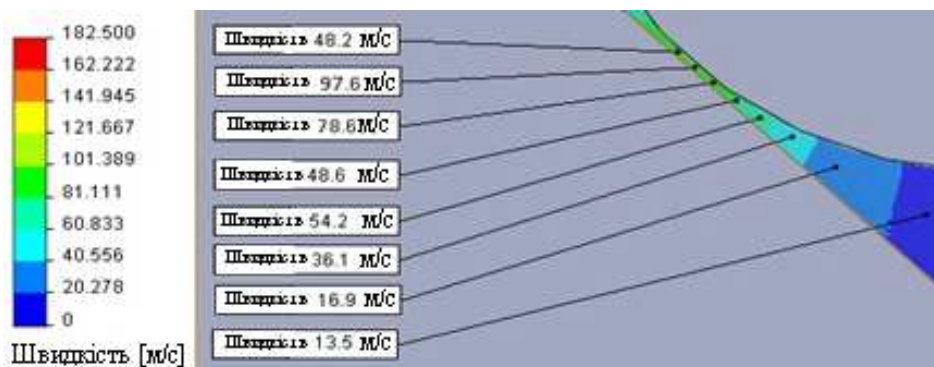


Рисунок 7 – Еюра розподілу швидкості в щіліні клапана

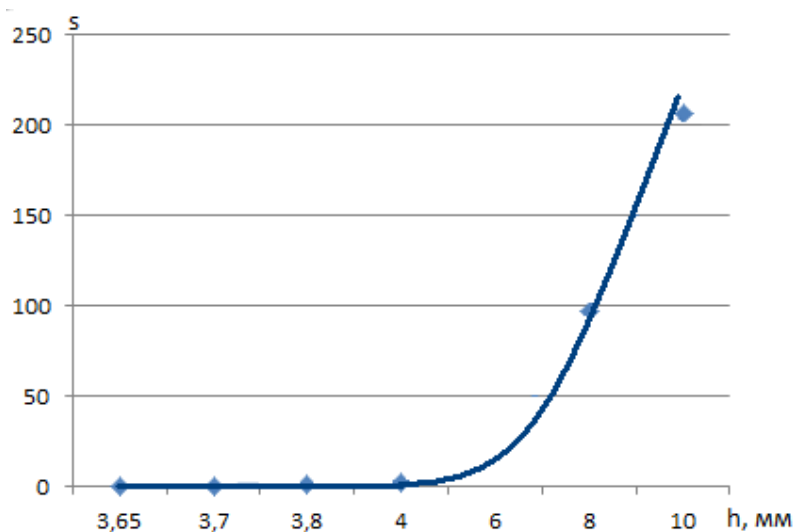


Рисунок 8 – Графічна залежність кавітаційного коефіцієнта від висоти підйому клапана

Отже, проведеними дослідженнями доведена наявність кавітації в клапанах бурових насосів. Очевидно, що подальші дослідження в напрямку підвищення надійності клапанів і, насамперед, їх довговічності повинні враховувати цей негативний чинник. Технології зміцнення проточних поверхонь клапана не вирішують проблеми, оскільки не усувають причини появи кавітації. Потрібна принципово нова конструкція клапана – клапана з узгодженим рухом з поршнем.

Література

- 1 Яким Р.С. Дослідження напрацювання тарілок клапанів бурового насоса / Р.С. Яким // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2001. – №38. – С.128-134. – Т.2. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин.
- 2 Горонович Л.Н. Особенности работы и изнашивания клапанов буровых трехпоршневых насосов / Л.Н. Горонович, И.Д. Ливак // Машины и нефтяное оборудование. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1979. – № 2. – С. 3-5.
- 3 Горонович Л.Н. Современные буровые трехпоршневые насосы. / Л.Н. Горонович, И.Д. Ливак. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – С. 52.
- 4 Иванов А.Н. Гидродинамика развитых кавитационных течений / А.Н. Иванов. – Л.: Судостроение, 1980. – 362 с.
- 5 Караев М.А. Гидравлика буровых насосов / М. А. Караев. – М.: Недра, 1983. – 209 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.05.11
Рекомендована до друку професором
Копєєм Б.В.*

АНАЛІЗ КОНТАКТНОЇ ВЗАЄМОДІЇ ЗУБКІВ БУРОВОГО ІНСТРУМЕНТУ З ВИБОЄМ

Л.Д. Пітулей

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42453,
e-mail: no@nupg.edu.ua

Розглянуто умови експлуатації тришарошкового долота та проведено аналіз контактної взаємодії зубків бурового інструменту з вибоєм. Встановлено залежність вертикальних переміщень вінців шарошок від осевого навантаження, яке діє на вінець, та радіуса прикладення навантаження. Отримано систему рівнянь для визначення зусилля, яке діє на зубок кожної шарошки долота при будь-якому варіанті взаємодії з вибоєм. Запропонований метод визначення навантажень рекомендовано для встановлення раціонального розміщення зубків на вінцях бурового інструменту.

Ключові слова: зубок, вінець, шарошка, долото, вибій, буровий інструмент

Рассмотрены условия эксплуатации трёхшарошечного долота и проведен анализ контактного взаимодействия зубков бурового инструмента с забоем. Установлена зависимость вертикальных перемещений венцов шарошек от осевой нагрузки, которая действует на венец, и радиуса приложения нагрузки. Получена система уравнений для определения усилия, действующей на зубок каждой шарошки долота при различных вариантах взаимодействия шарошки с забоем. Предложенный метод определения нагрузки рекомендуется для установления рационального размещения зубков на венцах бурового инструмента.

Ключевые слова: зубок, венец, шарошка, долото, забой, буровой инструмент.

The service conditions of the three-roller bit teeth have been discussed and the contact interaction between the drilling tooth teeth and the unit. The dependence of the vertical travel of the roller rows of the basic load, which affects the row, and the load radius have been established. The set of equations for measuring the stress, which affects the tooth of every roller of the bit in any case of the interaction with the unit, has been obtained. The proposed load measuring method has been recommended for determining the rational distribution of the teeth on the rows of the drilling tool.

Keywords: a tooth, a row, a roller, a bit, a unit, a drilling tool.

Процес взаємодії шарошкового долота з вибоєм є достатньо складним. Кожна з шарошок, перекочуючись вибоєм, здійснює складний рух, який полягає в обертанні шарошки навколо осі цапфи, навколо вертикальної осі з кутовою швидкістю (кутова швидкість долота) та вертикальному поступальному русі, внаслідок чого відбувається руйнування гірської породи. Так як шарошки не з'єднані між собою кінематично, кожна з них має власну кутову швидкість, яка здебільшого залежить від конструктивного виконання. При цьому миттєва кутова швидкість кожної шарошки не є постійною. Як наслідок, кількість зубків, які одночасно контактують із вибоєм, є випадковою величиною і, відповідно, кількість зв'язків долота з вибоєм є змінною.

У зв'язку з тим, що зубки кожного вінця шарошки зміщені відносно один одного по твірних, найчастіше шарошки контактуватимуть з вибоєм тільки одним зубком (в межах до 85% навантаження на вінець може передаватись тільки на один зубок вінця, що викликає його перевантаження).

Розглянемо в статичному стані долото, яке закріплене в колоні бурильних труб. Вважатимемо, що кожна шарошка врізається у плоский вибій одним зубком (рис. 1). При цьому

$$P_1 + P_2 + P_3 = P_0, \quad (1)$$

де: P_1 , P_2 , та P_3 – навантаження, які діють на зубки тришарошкового долота;

P_0 – осеве навантаження долота.

Вважатимемо, що корпус долота під дією навантаження переміщується тільки паралельно осі Z без перекосів. Деформаціями корпусу долота нехтуємо. За таких припущень можна спростити схему, замінивши шарошки пружинами (рис. 2).

Тоді під дією навантаження P_0 деформації трьох пружин будуть однаковими:

$$\Delta_1 = \Delta_2 = \Delta_3. \quad (2)$$

Для визначення невідомих навантажень P_1 , P_2 , та P_3 достатньо визначити залежність між навантаженням, яке діє на зубок шарошки, та вертикальним переміщенням цього зубка.

В результаті проведених аналітичних та експериментальних досліджень встановлено, що вертикальні переміщення вінців шарошок Δ_i залежать від навантаження P_i , яке діє на даний вінець, і радіуса прикладення навантаження R_i . Розрахункові залежності апроксимуються відрізками поліномів:

$$\Delta_{ip} = C_{1p} \cdot P_i + C_{2p} \cdot R_i + C_{3p} \cdot R_i^2 + C_{4p} \cdot P_i \cdot R_i + C_{5p} \cdot P_i \cdot R_i^2, \quad (3)$$

де $C_{1p} \dots C_{5p}$ – постійні коефіцієнти поліномів для розрахункової залежності.

Для розрахунку зусиль, які діють на кожну шарошку тришарошкового долота, що контактує з вибоєм тільки одним зубком, необхідно розв'язати систему рівнянь:

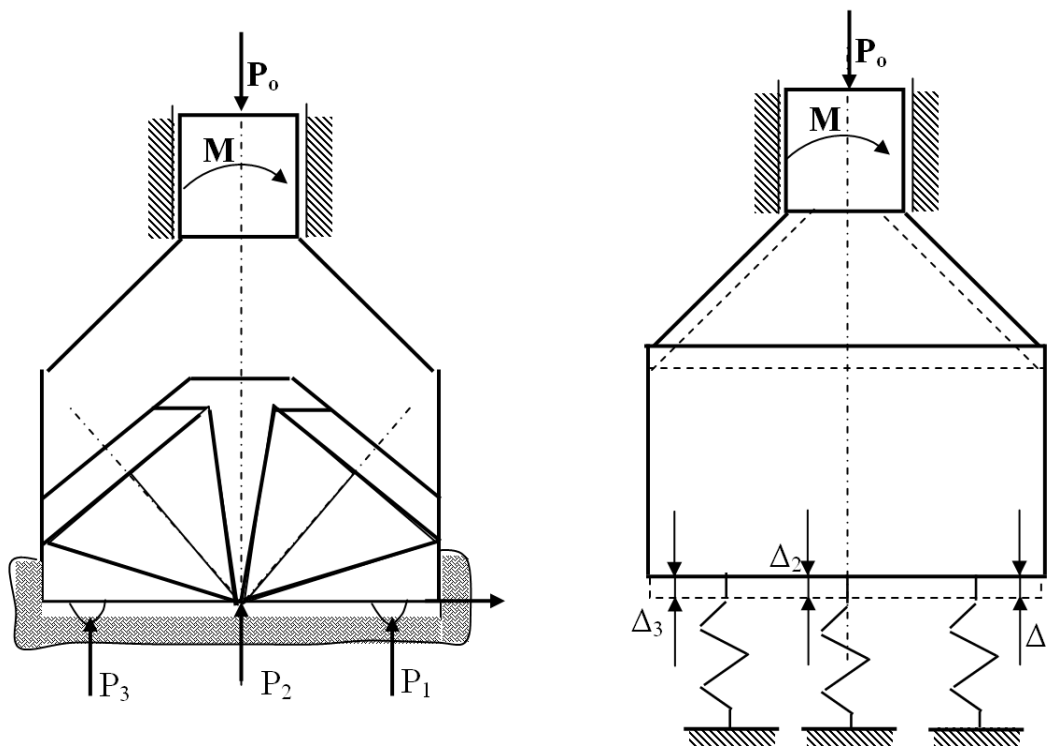


Рисунок 1 – Схема сил, які діють на долото

$$\left. \begin{aligned} P_1 + P_2 + P_3 \\ \Delta_1 = \Delta_2 \\ \Delta_1 = \Delta_3 \end{aligned} \right\}. \quad (4)$$

Оскільки залежність деформацій Δ_i від навантаження P_i і радіуса прикладання навантаження R_i описується залежністю одного виду, то система (4) розв'язується в загальному вигляді:

$$\left. \begin{aligned} P_3 &= P_0 b_4 + a_4 \\ P_2 &= (P_3 b_3 + a_3 - a_2) / b_2 \\ P_1 &= (P_2 b_2 + a_2 - a_1) / b_1 \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

де: P_0 – осьове навантаження на долото;

$b_1 \dots b_4$ – коефіцієнти, які залежать від радіуса прикладання навантаження R_i та коефіцієнтів поліномів $C_{1p} \dots C_{5p}$.

Користуючись виразом (5), можна розрахувати зусилля, яке діє на кожну шарошку долота при будь-якому варіанті взаємодії шарошки з вибоєм. Розрахунок навантажень, які діють на вінці шарошок, проводиться для схеми розміщення зубків шарошок долота Ш 215,9 СЗ-ГАУ.

Прийнявши, що всі шарошки обертаються з однаковою частотою та вибравши будь-яке довільне взаємне розміщення шарошок як вихідне, можна визначити радіус положення одного зубка на кожній шарошці в момент, коли один зубок безпосередньо контактує з вибоєм та вісь якого в цей момент знаходиться у вертикальній площині. Зубки, які в даний момент часу також контактують із вибоєм, але вісь яких не знахо-

диться у вертикальній площині, в розрахунках не враховуються.

Таким чином, за час, коли кожна шарошка здійснить повний оберт, отримаємо ряд величин радіусів розміщення зубків на першій R_1 , другій R_2 та третій R_3 шарошках. Для долота Ш 215,9 СЗ-ГАУ таких значень 37. Навантаження на різні зубки одного і того ж вінця шарошки будуть різними. Це залежить від того, які вінці інших шарошок в даний момент знаходяться в контакті з вибоєм. Тому навантаження, які діють на окремі вінці шарошок, слід визначати як середні за один оберт шарошки. Згідно системи рівнянь (4) розраховано навантаження, які діють на вінці всіх шарошок долота Ш 215,9 СЗ-ГАУ.

Отримані результати (рис. 2) свідчать про те, що зубки різних вінців шарошок, які розміщені на різних радіусах долота, знаходяться під різними навантаженнями.

Стендові випробування проводились на дослідній станції бурових доліт ВАТ „Дрогобицький долотний завод” згідно розроблених програми та методики, в умовах, наближених до реальних. На рис. 3 представлено буровий стенд дослідної станції.

Оскільки периферійний вінець шарошки перебуває під найбільшим навантаженням, дослідження проводили на зразках, які відтворюють периферійний вінець ШБД. Різні значення навантажень створювали зміною режимних параметрів для однієї твердості порід.

Запропонований метод визначення навантажень рекомендовано для визначення раціонального розміщення зубків на вінцях бурового інструменту.

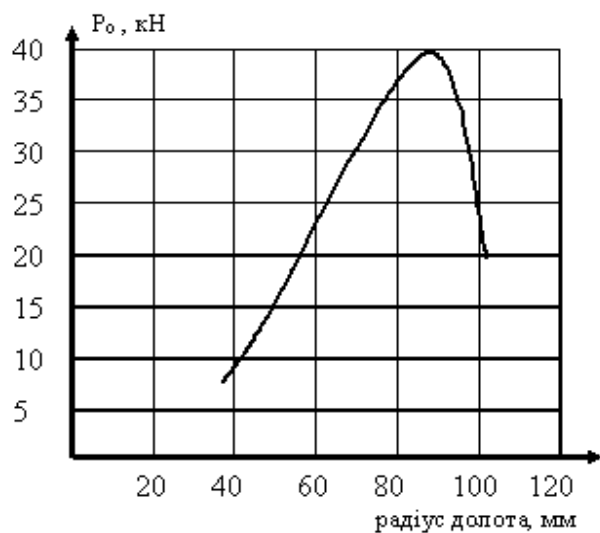


Рисунок 2 - Розподіл осьового навантаження на віnciaх шарошок долота ПІ215,9 СЗ – ГАУ

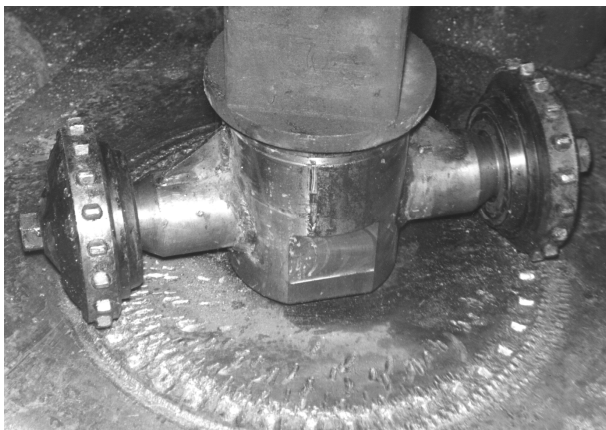


Рисунок 3 – Буровий стэнд дослідної станції ВАТ „ДДЗ”

1 Производство и испытание долот с усовершенствованной конструкцией вооружения / И.К. Бикбулатов, Д. Ю. Мосеев, А.К. Анохин // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. – 2001. – №2. – С. 54–55.

2 Буровое оборудование: справочник: в 2 томах / Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н. [и др.]. – М.: ОАО “Издательство “Недра”, 2003. – Т. 2: Буровой инструмент. – 2003. – 494 с.

3 Бессон А. Новый взгляд на режущие элементы буровых долот / Бессон А. – Нефтегазовое обозрение, 2002. – С. 4–8.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
14.04.11
Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.*

МЕТОДИКА ОЦІНКИ ВТОМНОГО ПОШКОДЖЕННЯ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ПІД ЧАС СПУСКО-ПІДНІМАЛЬНИХ ОПЕРАЦІЙ

В.О. Осадца

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Проведено оцінку експлуатаційної навантаженості бурильної колони під час спуско-піднімальних операцій. Відмічено вирішальний вплив на довговічність розсіяння початкової границі витривалості бурильних труб і замкових з'єднань бурильної колони та її поступового зниження до рівня експлуатаційної навантаженості через накопичення корозійно-втомного пошкодження циклічними напруженнями з еквівалентними амплітудами, нижчими за фактичну початкову границю витривалості.

Ключові слова: бурильна колона, навантаження, спуско-піднімальні операції, втомне пошкодження

Проведена оцінка експлуатаційного навантаження бурильної колонни при спуско-піднімальних операціях. Отмечено решающее воздействие на долговечность рассеяния начальной границы выносливости бурильных труб и замковых соединений бурильной колонны и ее постепенного снижения к уровню эксплуатационного навантаження в результате накопления коррозионно-усталостного повреждения посредством циклических напряжений с эквивалентными амплитудами, ниже фактической начальной границы выносливости.

Ключевые слова: бурильная колонна, нагружение, спускоподъемная операция, замковое соединение

The appraisal of a production loading of a drill column during tripping has been held. Solving affecting on longevity of diffusing of original boundary of fatigue of drill pipes and joints of a drill column and its gradual decrease to level of a production loading because of accumulation of a corrosion-fatigue fault by cyclic stresses with equivalent amplitudes, the lowest for actual original boundary of fatigue, has been noted.

Keywords: drill column, loading, tripping, joint

Сучасні тенденції розвитку нафтогазової галузі полягають у збільшенні об'ємів похило скерованого буріння та середніх глибин свердловин. Це призводить до ускладнення умов експлуатації бурильної колони і, як наслідок, до підвищення імовірності її відмов та створення аварійних ситуацій.

З ростом глибини свердловини різко збільшується об'єм спуско-піднімальних операцій (СПО). Так, у процесі буріння глибоких свердловин тривалість СПО складає більшу частину (до 60 %) від загального виробничого часу і перевищує час механічного буріння в 3-3,5 рази, за весь період буріння свердловини глибиною 4500-5000 м опускається і підіймається 50000-80000 свічок [1].

Як відомо, навантажування бурильної колони (БК) під час спуско-піднімальних операцій характеризується великою складністю. Крім динамічної складової від неусталеного періодичного руху, присутні випадкові коливання при ковзанні ділянок колони по обсадних трубах та по не обсаджених стінках свердловини. Точні значення та характер напружень, які діють на колону під час СПО, особливо на похило-скерованих ділянках, повністю не вивчені до сьогодення часу [2].

Циклічне навантаження під час СПО закономірно призводить до накопичення втомних пошкоджень бурильних труб (БТ) і їх з'єднань. Це підтверджує і аналіз аварійності, який показує значну кількість руйнувань колони у верхній частині [2]. Аварії трапляються навіть під час встановлення БТ за палець на поверхні (на-

Битків Надвірнянського управління бурових робіт) [3].

Довговічність бурильної колони залежить від довговічності окремих труб, які її складають. Залежно від розміщення труби в колоні, вони сприймають різні за величиною та характером напруження. Таким чином, при визначенні довговічності БК необхідно враховувати розміщення труб в колоні, характер і рівень навантажування, який діє на кожен ділянку колони.

Тому метою даної роботи є розроблення методики розрахунку накопичення втомних пошкоджень окремою трубою за одну операцію піднімання-опускання БК при визначеній довжині колони L та довжині БК l над трубою, для якої проводиться розрахунок.

Оскільки операції опускання та піднімання БК на однакову глибину принципово не відрізняються за своєю структурою, то доцільно дослідити один процес, наприклад, опускання, а потім апроксимувати отримані залежності і на другий (піднімання).

Проаналізуємо процес опускання БК з точки зору накопичення втомних пошкоджень $Z_{\text{сум}}$ окремою трубою. Нехай труба розміщена на відстані l від устя свердловини. Тоді на неї буде діяти така кількість блоків напружень при опусканні окремих свічок БТ

$$n = \frac{l}{l_{\text{св}}}, \quad (1)$$

де: $l_{\text{св}}$ – довжина свічки труби; n – найближче більше ціле число.

Згідно з лінійним правилом підсумовування втомних пошкоджень загальне пошкодження труби $Z_{cum} = \sum_{i=1}^n Z_i$. Головною проблемою є

визначення значень Z_i . У загальному випадку Z_i залежить від великої кількості параметрів опору втомі самої труби та динаміки НДС, які переважно мають випадковий характер. Слід також мати на увазі, що НДС труб під час СПО характеризується накладенням на високі статичні напруження розтягнення циклічних випадкових напружень, спричинених інерційними силами колони та можливим аварійним прихопленням та затягуванням елементів БК.

Методику визначення Z_i у загальній формі без урахування випадкових прихоплень та затягувань пояснимо на прикладі аналізу експериментальних даних динаміки зусиль на гаку при опусканні БК, наведених у [4].

Обробку результатів експерименту проводимо в такій послідовності.

По-перше, слід перевести силу розтягу до напружень у визначеному поперечному перерізі БК.

Проведений аналіз засвідчив, що небезпечним елементом у даному випадку є різьбове з'єднання 3-147, границя витривалості якого в корозійному середовищі за згину $\sigma_{-1\ 3\epsilon} = 35$ МПа [2]. Користуючись відомою залежністю для границі витривалості за розтягу $\sigma_{-1\ p}$ [5]

$$\sigma_{-1\ p} = 0,7 \dots 0,8 \cdot \sigma_{-1\ 3\epsilon},$$

отримаємо $\sigma_{-1\ p} = 24,5$ МПа.

Тарувальний коефіцієнт K визначаємо за рівнянням

$$\sigma = \frac{F}{A} = K \cdot F,$$

де: σ – напруження, F – зусилля, A – площа небезпечного перерізу.

При визначенні напружень у МПа і зусиль у кН для з'єднання 3-147 отримуємо $K = 0,06$.

Наступним важливим етапом обробки є схематизація процесів навантажування БК у небезпечному перерізі під час СПО, тобто виділення усіх пошкоджуючих циклів напружень. Схематизацію випадкових процесів навантажування доцільно проводити згідно з методикою, викладеною в [5]. Її перевагою є те, що в результаті отримуємо блоки циклів навантаження у вигляді двопараметричного списку $\{\sigma_{ai}, \sigma_{mi}\}$. Це дає можливість урахувати асиметрію циклів навантаження, яка під час СПО приймає великі значення. Так, у нашому випадку слід відмітити високі коефіцієнти асиметрії схематизованого процесу, які перевищували $R=0,5$ для циклів навантажування при довжинах БК 190 і 500 м, а при довжині колони 1570 м перевищували 0,7.

Урахування асиметрії здійснюємо шляхом приведення усіх виділених циклів напружень до симетричного циклу згідно з методикою, наведеною в [5]. Це дає можливість звести двопараметричний ряд циклів напружень до екві-

валентного за пошкоджуючою дією однопараметричного у формі $\{\sigma_{ai}, \sigma_{mi} = 0\}$.

Для приведення усіх виділених амплітуд до симетричного циклу згідно з [5] необхідно знати ще такі параметри: V_1, V_2, σ_0 .

Експериментальні результати для сталі 40ХН, з якої виготовлено замок: $V_1=54,91$ МПа, $V_2=29,82$ МПа, $\sigma_0=40,7$ МПа [79].

Використавши ці дані, привели асиметричні цикли до симетричних блоків навантажування.

Приведені блоки навантажування звели у варіаційні ряди і апроксимували їх розподілом Вейбула, який рекомендується для опису приведених блоків навантажування (рис. 1...3).

Таким чином, після аналізу експериментальних досліджень ми маємо варіаційні ряди, апроксимовані з допомогою розподілу Вейбула для довжини свердловини $L=190, 500$ і 1570 м. З їх допомогою ми маємо змогу знайти Z_i при $0 < L \leq 2000$ м.

$$Z_i = \sum_{j=1}^{i=k} \frac{1}{N_j}, \quad (2)$$

де: $N_j = f(\sigma_j)$ – кількість циклів до руйнування при напруженні σ_j ; j – номер у варіаційному апроксимованому для L ряді напружень; k – номер ряду, для якого ще справджується залежність $\sigma_k \geq \sigma_{-1}$.

Інші значення Z_i ($i=2\dots n$) знаходять за такими ж рівняннями, враховуючи аналітичні залежності, виведені для побудови варіаційних рядів напружень

$$\sigma_{ij} = f\left(\sigma_{1j}, \frac{l_{cs}}{L - L_{HK}}\right), \quad (3)$$

де L_{HK} – довжина обваженої частини колони.

Тоді загальна формула для визначення пошкодження має вигляд

$$Z_{cum}(l, L) = \sum_{i=1}^l \sum_{j=1}^k \frac{1}{N_{ij}}. \quad (4)$$

Для процесу піднімання функція матиме такий же вигляд, але значення N_{ij} будуть залежати від динаміки піднімання.

Цінність рівняння (4) полягає в тому, що за його допомогою можна оцінити не лише середнє значення накопичення пошкодження, але й проводити статистичну оцінку довговічності. Для цього потрібно задаватися імовірнісними параметрами розподілів напружень (наприклад, розподіл Вейбула) та границі витривалості труби (нормальний розподіл).

Необхідність такого статистичного аналізу є очевидною через велику кількість небезпечних перерізів елементів БК, розподілених по її довжині, та блоків навантажування під час СПО. Тому для надійної експлуатації БК слід керуватися не середньою імовірністю, а значеннями 0,1 і менше.

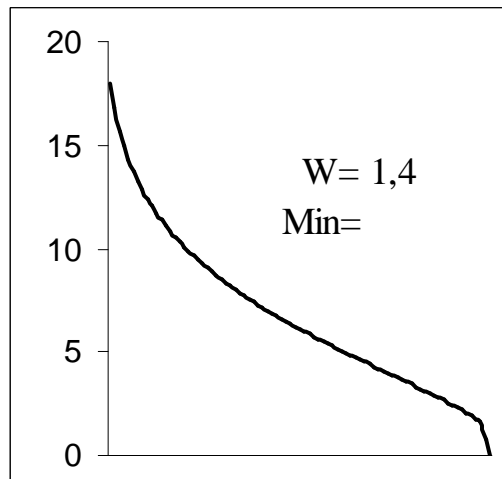


Рисунок 1 – Варіаційний ряд блоку навантаження при опусканні БК (L=190 м)

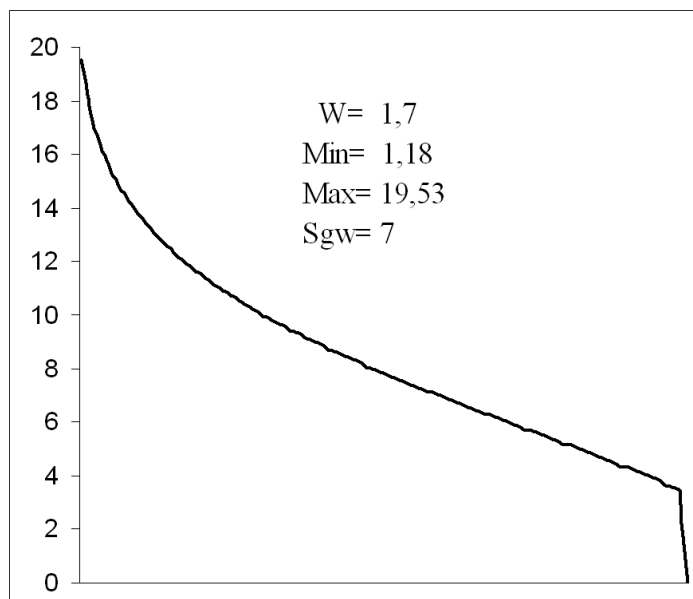


Рисунок 2 – Варіаційний ряд блоку навантаження при опусканні БК (L=500 м)

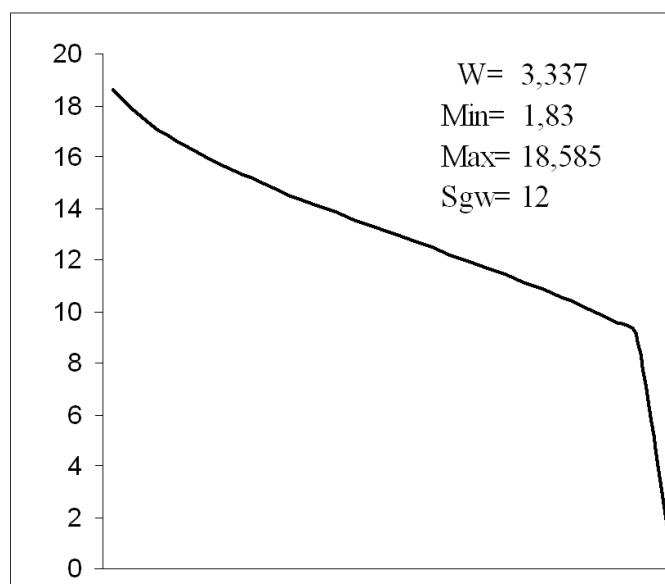


Рисунок 3 – Варіаційний ряд блоку навантаження при опусканні БК (L=1570 м)

Література

Знаючи параметри рівняння (4), можна оцінити накопичене пошкодження окремих труб БК при бурінні свердловини довжиною L . Для цього необхідно знати кількість СПО n та довжини L_i ($i=1..n$) у процесі буріння. Для визначення n і L_i можна скористатися як промисловими результатами, так і емпіричними залежностями, наприклад, у формі [2]

$$n = L^e \cdot B, \quad (5)$$

де: n – кількість СПО при бурінні свердловини довжиною L ;

e і B – емпіричні коефіцієнти, які залежать від геологічних умов свердловини.

Такі розрахунки доцільно проводити для прогнозування довговічності та залишкового ресурсу бурильних труб, а також для порівняльних розрахунків ступеня втомного пошкодження БК по її довжині.

Усі приведені напруження є нижчими за σ_{-1} , але при $L=1580$ м вони вже близькі до $0,9 \sigma_{-1}$, що вказує на необхідність їх урахування в процесі втомного пошкодження, під час якого границя витривалості значно зменшується [79, 134, 248]. Суттєвим чинником є також експериментально доведений факт значного розкиду і самої границі витривалості для замкових різьб [79, 80], що в умовах великої кількості таких з'єднань в БК неминуче призводить до високої імовірності наявності в БК з'єднань із значеннями σ_{-1} , меншими за еквівалентні максимальні напруження вже при $L=500$ м. Оцінку імовірності наявності таких небезпечних з точки зору втомного руйнування при СПО можна провести, знаючи статистичний розподіл значень σ_{-1} за експериментальними дослідженнями.

Під час прихоплення приведені амплітуди напружень перевищують відповідні границі витривалості елементів колони вже при довжині 500 м. Тому не менш важливою причиною необхідності урахування динамічних напружень під час СПО є можливість початкового накопичення втомних пошкоджень у випадку значних перевантажень БТ при підніманні, які пов'язані з прихопленням БК (обвали, випучування, т.п.). Такі перевантаження можуть призвести до появи "пікових" навантажень і значного зменшення границі витривалості для усіх БТ і з'єднань, розміщених вище зони прихоплення.

Наступні дослідження будуть спрямовані на дослідження закономірностей впливу перевантажень під час СПО на втомну довговічність елементів колони.

1 Лачинян Л.А. Работа бурильной колонны / Л.А.Лачинян – М.: Недра, 1979. – 207 с.

2 Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. посіб. / Під заг. ред. В.В.Панасюка. – К.: Наук. думка, 1988. – Т. 10: Міцність та довговічність нафтогазового обладнання / Під ред. В.І. Похмурського, Є.І. Крижанівського. – Львів – Івано-Франківськ: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2006. – 1193 с.

3 О накоплении усталостных повреждений в бурильной колонне / Л.М. Алексева, Ю.С. Васильев, Л.Е. Исаченко и др. // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 2. – С. 34-35.

4 Артим В.І. Оцінка навантаженості бурильної колони під час спуско-піднімальних операцій / В.І.Артим // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4. – С. 26-32.

5 Когаев В.П. Расчеты на прочность при напряжениях, переменных во времени / В.П.Когаев. – М.: Машиностроение, 1993. – 364 с.

6 Крижанівський Є.І. Схематизація випадкового навантажування методом вкладених циклів / Є.І.Крижанівський, В.М.Івасів, В.І.Артим // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – № 2. – С.47-54.

7 Івасів В.М. Урахування напружень низького рівня при розрахунках довговічності деталей машин / В.М. Івасів, В.І.Артим, П.В.Пушкар, О.М.Козак // Машинознавство. – 2003. – № 12. – С. 17-20.

8 Расчеты и испытания на прочность. Анализ эксплуатационной нагруженности в связи с оценкой долговечности при случайном нагружении. – МР 75-85. – М.: ГОНТИ, 1985. – 127 с.

9 Почтенный Е.К. Кинетика усталости машиностроительных конструкций / Е.К. Почтенный. – Мн.: УП «Арти-Фекс», 2002. – 186 с.

10 Івасів В.М. Методи та засоби управління бурильною колоною для забезпечення її надійності: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук: спец. 05.05.12 "Машини нафтової та газової промисловості" / В.М. Івасів. – Івано-Франківськ, 1999. – 31 с.

11 Івасів В.М. Порівняльна оцінка втомної міцності різьбових з'єднань бурильних труб // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин / В.М. Івасів. – 1996. – Вип. 33. – С. 58-59.

Стаття надійшла до редакційної колегії

09.06.11

Рекомендована до друку професором

Івасівим В.М.

ЕЛЕКТРОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗАХИСНОЇ ДІЇ ТА РОБОТОЗДАТНОСТІ ГАЛЬВАНІЧНИХ ПОКРИТТІВ

В.В. Остапович, Л.Я. Поп'як

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

Досліджено вплив режимів електролізу при нанесенні цинкових, нікелевих і хромових гальванічних покриттів із водних електролітів на їх мікроелектрохімічну неоднорідність. Встановлено, що густина катодного струму впливає на різницю електродних потенціалів у хромовому покритті більш істотно, ніж в нікелевому та цинковому покриттях. Показана можливість використання величини електродного потенціалу для вимірювання товщини покриттів, а також оцінки рівня допустимих напружень в сталі з покриттям при розтягті та крученні.

Ключові слова: гальванічне покриття, цинк, нікель, хром, сталь, мікроелектрод, електродний потенціал, рівень напружень, корозія, знос.

Исследовано влияние режимов электролиза при нанесении цинковых, никелевых и хромовых гальванических покрытий из водных электролитов на их микроэлектрохимическую неоднородность. Установлено, что плотность катодного тока более существенно влияет на разность электродных потенциалов в хромовом, чем в никелевом и цинковом покрытиях. Показана возможность применения величины электродного потенциала для измерения толщины покрытий, а также оценки уровня допускаемых напряжений в стали с покрытием при растяжении и кручении.

Ключевые слова: гальваническое покрытие, цинк, никель, хром, сталь, микроэлектрод, электродный потенциал, уровень напряжений, коррозия, износ.

Investigated influence of the modes of electrolysis at causing of zink, nickeliferous and chromic galvanic coverages from water electrolytes on their microelectrochemicals heterogeneity. It is certain that the closeness of cathode current more substantially influences on the difference of electrode potentials in chromic that in nickeliferous and zinc coverages. Possibility of using the size of electrode potential is rotined for measuring of thickness of coverages, and also estimation of level of the assumed tensions in steel with coverage under influence of tension and twisting.

Keywords: galvanic coverage, zink, nickeliferous, chrom, steel, microelectrode, electrodic potential, level of tensions, corrosion, wear.

В нафтовій, газовій та хімічній промисловості у зв'язку з високою агресивністю середовищ, наявністю в них абразивних частинок досить перспективним є використання металевих покриттів для захисту деталей обладнання від корозії та зношування [1]. Цинкові покриття застосовують переважно для захисту сталевих обладнання від корозії у морській воді та атмосферних умовах. Їх наносять на металоконструкції, труби та штанги тощо. Нікелеві – для захисту від корозії та зношування реакторів, реакційних камер, теплообмінників, корпусів насосів, клапанів і фільтрів. Хромові – для захисту від корозійно-механічного зношування сталевих штоків бурових поршневих насосів [2, 3], штоків гідро- і пневмоциліндрів, штоків верстатів-гойдалок, деталей вертлюжків, захисних втулок відцентрових насосів.

Згідно з вимогами [4] властивості покриттів характеризуються такими показниками: міцність зчеплення, міцність, пластичність, захисна здатність покриття, шорсткість, твердість. В роботі [5] запропоновано комплексні критерії вибору матеріалів стосовно до умов статичного, тривалого навантаження і механічного зношування, які базуються на механічних їх властивостях. Однак цих показників недостатньо для раціонального вибору матеріалів покриттів, які наносять на поверхні деталей, що працюють

під навантаженням в агресивних середовищах електролітів з абразивними частинками.

Захисна дія і роботоздатність металевих гальванічних покриттів в агресивних середовищах визначається їх електрохімічними властивостями, полярністю відносно металу основи, товщиною, пористістю, міцністю зчеплення з основою, мікротвердістю, наявністю внутрішніх залишкових напружень тощо. У багатьох випадках при виборі покриттів досліджують їх корозійну стійкість гравіметричним методом, або знімають поляризаційні криві та на їх основі графоаналітичним методом визначають швидкість електрохімічної корозії. За способом захисної дії металеві покриття ділять на катодні та анодні. Тому, при дослідженні корозійних процесів у системі електроліт – покриття – сталева основа необхідно враховувати електрохімічні властивості кожного компоненту, оскільки покриття може змінювати свою полярність відносно металу основи залежно від складу середовища. Крім того, необхідно визначати рівень допустимих напружень, які виникають у деталях з покриттями при роботі машин і механізмів.

Метою даної роботи є застосування електрохімічних показників для оцінки корозійних властивостей покриттів і визначення допустимих рівнів напружень в сталі з покриттям при

Таблиця 1 – Склади електролітів та режими нанесення гальванічних покриттів на сталь

Матеріал покриття	Склад електроліту		Водневий показник, рН	Режим обробки		Товщина покриття, мкм
	найменування компонентів	кількість, г/дм ³		температура, °С	густина струму, А/дм ²	
Цинк	- Цинк сірчаноокислий 7-водний	230	3,6	15-30	1; 1,5; 2	50
	- Натрій сірчаноокислий технічний	70				
	- Алюміній сірчаноокислий	30				
	- Декстрин	9				
Нікель	- Нікель сірчаноокислий	280	4,1	45-55	2; 5; 8	35
	- Натрій хлористий	50				
	- Кислота борна	35				
	- 1,4-Бутиндіол (у перерахунку на 100%-вий)	0,13				
	- Сахарин	1,65				
	- Фталімід	0,09				
Хром	- Ангідрид хромовий технічний	120	<7	55–60	30; 40; 50	55
	- Кислота сірчана	1,8				
	- «Хромін»	3				
	- Тривалентний хром	4				

прикладанні зовнішніх механічних навантажень (розтяг і кручення).

Для проведення мікроелектрохімічних досліджень були вибрані гальванічні цинкове – анодне та нікелеве і хромове – катодні покриття. Матеріал основи – низьколегована середньовуглецева хромиста сталь перлітного класу 40Х (ГОСТ 4543-71). Термообробка – поверхневе гартування та низький відпуск. Сталь 40Х застосовується для виготовлення штоків бурових поршневіх насосів. Механічні властивості сталі: $\sigma_T = 980$ МПа, $\sigma_B = 785$ МПа, $\delta_5 = 10$ %, $\psi = 45$ %, $\alpha_n = 59$ Дж/см². Для проведення досліджень використовували стандартні плоскі та циліндричні взірці для механічних випробовувань з геометричними розмірами робочої частини: 2x4 мм і d = 3 мм відповідно. Перед нанесенням покриттів поверхню зразків полірували. Подальшу обробку проводили згідно зі стандартною технологією, яка використовується на практиці перед нанесенням цинкових, нікелевих і хромових покриттів відповідно до рекомендацій [6]. Гальванічні покриття наносили на лабораторній установці, яка містить ванну, джерело живлення, систему регулювання температури електроліту, систему вентиляції та систему контролю параметрів електролізу. Перемішування електроліту здійснювали механічною мішалкою. В якості анодів при нанесенні гальванічних цинкових, нікелевих і хромових покриттів використовували: цинк Ц0 (ГОСТ 1180-71); нікель НПА 1 (ГОСТ 2132-75); сплав свинець – сурма (ГОСТ 1292-81) відповідно. Склади електролітів та режими нанесення досліджуваних покриттів наведені в таблиці 1.

Для визначення електродного потенціалу, різниці електродних потенціалів на поверхні

покриття, полярності покриття відносно металу основи та його товщини використовували метод мікроелектрохімічних вимірювань. Дослідження проводили на розробленій нами установці [7], яка дає змогу здійснювати розтяг (стиск) і (або) кручення взірців. Для підвищення точності електрохімічних вимірювань застосовували скануючий мікроелектрод удосконаленої конструкції – хлор-срібний електрод порівняння з мікрокапіляром на кінці. Діаметр кінця мікрокапіляра складав від 1 до 5 мкм. На відміну від відомих мікроелектродів [8], він має нижчий вхідний електричний опір. Для зниження його вхідного електричного опору кінцевий мікроелектрод виготовляли у формі конуса, зрізаного похилою площиною до його осі [9]. Електрохімічні вимірювання проводили в електроліті

0,009Н H₂SO₄ + 0,14% H₂O₂ + 0,00005% K₂Cr₂O₇.

У табл. 2 представлено результати вимірювання різниці електродних потенціалів на поверхні поперечних мікрошліфів зразків з покриттями при скануванні мікроелектрода перпендикулярно і паралельно до сталеві основи відповідно. Гальванічні покриття наносили за різної густини катодного струму.

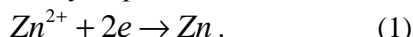
З таблиці 2 видно, що в гальванічних покриттях має місце анізотропія мікроелектрохімічних властивостей. Це пов'язано з умовами формування покриття в процесі осадження на сталь та рівнем внутрішніх залишкових напружень. Дослідження показали, що зменшення катодної густини струму при нанесенні цинкових, нікелевих і хромових покриттів призводить до зниження їх мікроелектрохімічної гетерогенності (різниці електродних потенціалів) і поліпшення корозійних властивостей.

Таблиця 2 – Вплив режимів нанесення гальванічних покриттів на їх мікроелектрохімічні властивості

Матеріал покриття	Катодна густина струму при нанесенні покриття, А/дм ²	Різниця електродних потенціалів на поверхні покриття при скануванні, мВ	
		перпендикулярно до сталі	паралельно до сталі
Цинк	1,0	4,8	3,7
	1,5	4,9	3,9
	2,0	5,0	4,3
Нікель	2,0	2,0	1,8
	5,0	3,3	2,7
	8,0	4,1	3,2
Хром	30	4,9	4,7
	40	5,3	4,8
	50	6,2	4,9

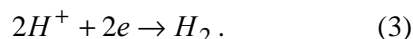
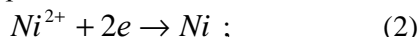
Слід зазначити, що зміна катодної густини струму має більш суттєвий вплив на анізотропію мікроелектрохімічних властивостей хромових і нікелевих покриттів у порівнянні з цинковими. Це, ймовірно, обумовлено відмінністю катодних процесів при електролізі.

При формуванні цинкових покриттів у сульфатному електроліті на катоді відбувається розряд іонів цинку за реакцією



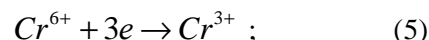
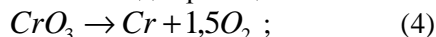
Вихід по струму при цьому складає близько 100%.

При отриманні нікелевих покриттів на катоді відбувається розрядження іонів нікелю та іонів водню за реакціями



Вихід по струму при електроосадженні нікелю складає менше 100%, оскільки частина струму витрачається на виділення водню.

При формуванні хромових покриттів у сульфатному електроліті в гальванічній ванні відбувається більш складні реакції



Вихід по струму при цьому складає близько 14%.

З табл. 2 видно, що найкращими електрохімічними властивостями володіє цинкове покриття, отримане при катодній густині струму 1 А/дм², нікелеве – при 2 А/дм², хромове – при 30 А/дм² тому всі наступні дослідження проводили на цих покриттях, сформованих за таких режимів.

На рис. 1 зображено результати вимірювань товщини покриттів на зразках з цинковим, нікелевим і хромовим гальванічними покриттями за методикою [10]. Згідно цієї методики вимірювали величину електродного потенціалу в процесі послідовного переміщення мікроелектрода над поверхнею поперечного мікрошліфа по товщині покриття (перпендику-

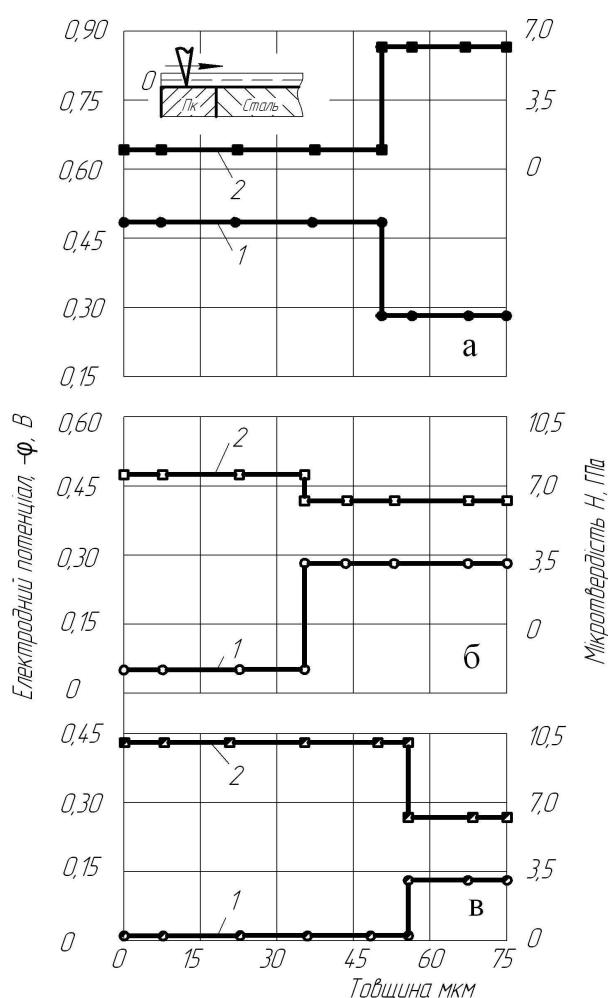


Рисунок 1 – Визначення товщини цинкового (а), нікелевого (б) і хромового (в) покриття за зміною електродного потенціалу (1) та мікротвердості (2)

лярно до сталі) і фіксували момент стрибка електродного потенціалу. За величиною переміщення мікроелектрода від краю покриття до моменту стрибка електродного потенціалу визначали товщину покриття за діаграмою: електродний потенціал – переміщення мікроелект-

рода. Для порівняння товщину покриттів визначали також за результатами вимірювання мікротвердості. Мікротвердість вимірювали на приладі ПМТ-3 при навантаженні на індентор 0,5 Н.

З рис. 1 видно, що товщина цинкового покриття складає 50 мкм, електродний потенціал покриття негативніший за сталь, товщина нікелевого покриття – 35 мкм, хромового – 55 мкм, а їх електродні потенціали позитивніші за сталь.

У зв'язку з тим, що реальні деталі з покриттями працюють при дії зовнішніх навантажень, досліджували вплив розтягу і кручення на зміну електродного потенціалу сталі з покриттями (рис. 2).

З рис. 2 видно, що на початкових стадіях навантаження зразків з цинковим, нікелевим і хромовим покриттями відбувається незначний

зсув електродного потенціалу. При подальшому навантаженні в момент зародження тріщин у покриттях всіх типів електродний потенціал зміщується у негативну сторону. Руйнування хромового покриття відбувається при нижчому рівні напружень порівняно з нікелевим і цинковим як при розтягуванні, так і крученні. Це пов'язано з підвищеною пластичністю нікелевого і цинкового покриттів, а також нижчою їх мікротвердістю. Для катодного покриття (нікель, хром) більше зміщення електродного потенціалу в негативну сторону в момент руйнування покриття обумовлене тим, що при цьому утворюється ювенільна поверхня сталеві основи (-0,28 В), а при руйнуванні анодного цинкового покриття, яке має більш негативний потенціал порівняно зі сталлю, утворюється ювенільна поверхня сталі з позитивнішим потенціалом. Тобто, реєструючи стрибок електродного потенціалу при навантаженні в зразків з покриттями, можна визначати момент зародження в них тріщин. Це дає змогу визначати рівень допустимих навантажень у сталі з покриттями.

Так, наприклад, для підвищення зносостійкості та корозійної стійкості штоків бурових насосів двосторонньої дії використовують хромові покриття, які працюють на розтяг (хід поршня у штокову камеру насоса) та стискання (хід поршня у безштокову камеру насоса). Значення напружень у штоці насоса представлені в табл. 3.

Слід зазначити, що хромове покриття зберігало роботоздатність за нормальних напружень розтягу значно вищих, ніж мають місце у штоці ($\sigma_p = 73,2$ МПа) при роботі бурового поршневого насоса УНБ-600 (табл. 3).

Результати вимірювань розподілу електродного потенціалу над поверхнею покриття з тріщиною зображено на рис. 3.

Із рис. 3 видно, що для хромового і нікелевого покриття різниця потенціалів: поверхня покриття – метал основи над тріщиною порівняно з цинковим вища. Цинкове покриття працює анодом у гальванічній парі зі сталлю, а нікелеве і хромове – катодом.

ВИСНОВОК

Таким чином, результати електрохімічних досліджень можуть застосовуватись для оптимізації процесів нанесення гальванічних металевих покриттів, визначення товщини покриттів, їх полярності відносно металу основи, а також для визначення допустимого рівня нормальних і дотичних напружень в сталі з гальванічними металевими покриттями. У подальших дослідженнях планується вивчити вплив легування покриттів і складного напруженого стану на електрохімічні характеристики сталі з покриттями.

Література

1 Саакян Л.С. Повышение коррозионной стойкости нефтегазопромыслового оборудования / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов, И.А. Соболева. – М.: Недра, 1988. – 211 с.

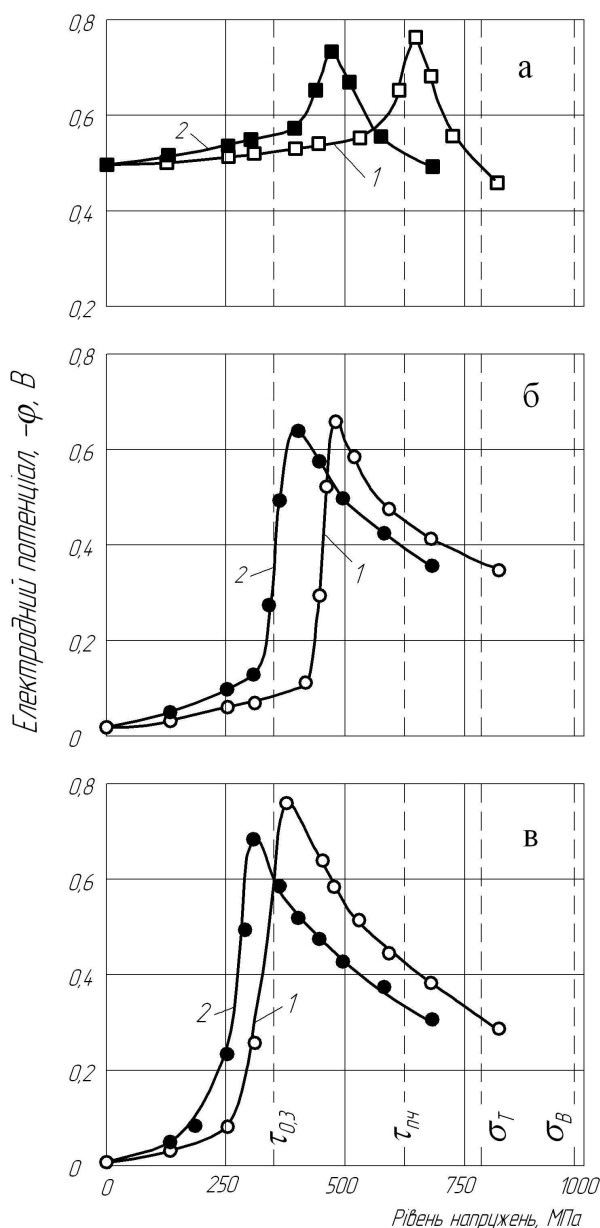


Рисунок 2 - Вплив механічних напружень на зміну електродного потенціалу сталі з цинковим (а), нікелевим (б) і хромовим (в) покриттями при розтягуванні (1) і крученні (2)

Таблиця 3 – Залежність рівня напружень в штоці бурового насоса УНБ-600 від тиску

Діаметр штока, d, мм	Діаметр втулки, D, мм	Тиск, P, МПа	Напруження в штоці	
			стискання, $\sigma_{ст}$, МПа	розтягування, σ_p , МПа
70	200	10,0	81,6	71,6
	190	11,5	84,7	73,2
	180	12,5	82,6	70,1
	170	14,5	85,5	71,0
	160	16,5	86,2	69,7
	150	19,0	87,2	68,2
	140	22,5	90,0	67,5
	130	25,0	86,2	61,2

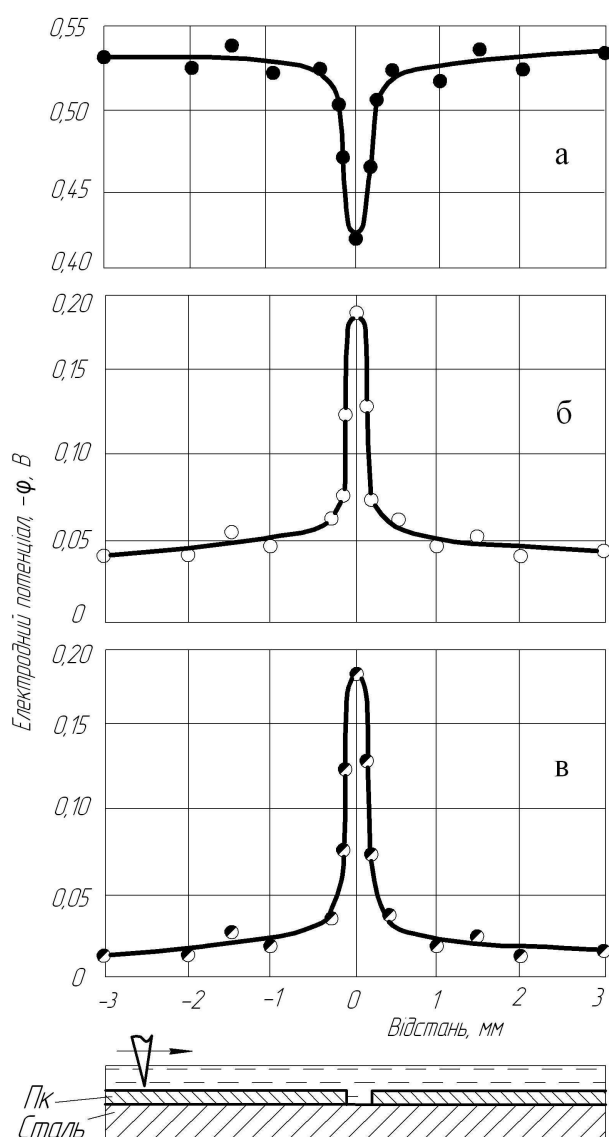


Рисунок 3 – Зміна електродного потенціалу над поверхнею цинкового (а), нікелевого (б) і хромового (в) покриття з тріщиною

2 Дехтярь Ф.А. Хромирование штоков буровых насосов / Ф.А. Дехтярь // РНТС. Серия Машины и нефтяное оборудование. – М.: ВНИИОЭНГ. –1978. – № 5. – С. 5–9.

3 Остапович В.В. Технологія нанесення хромового покриття на штоки бурових насосів

двохсторонньої дії / В.В. Остапович, Л.Я. Роп'як // Інтелектуальний продукт вчених, винахідників і раціоналізаторів: Каталог найвагоміших перспективних винаходів, корисних моделей, промислових зразків і раціоналізаторських пропозицій Галицьких Кмітлиців. – Івано-Франківськ. – 2010. – С. 11–12.

4 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Термины и определения: ГОСТ 9.008–82 – [Дата введения с 1983–01–01]. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 16 с.

5 Сорокин Г.М. Системный анализ и комплексные критерии прочности сталей / Г.М. Сорокин, И.Б. Куракин. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. – 101 с.: ил.

6 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия металлические и неметаллические неорганические. Операции технологических процессов получения покрытий: ГОСТ 9.305–84 – [Дата введения с 1986–01–01]. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 173 с.

7 Саакян Л.С. Влияние нагружения на микроэлектрохимическую гетерогенность стали / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов, Л.Я. Роп'як // Защита металлов. – 1989. – Том XXV. – № 2. – С. 233–237.

8 Thomas R.C. Ion-sensitive Intracellular Microelectrodes. How to Make and use them / R.C. Thomas. London, New-York, San-Francisco: Acad. Press, 1978. – 110 p.

9 Маковійчук М.В. Аналітичне дослідження електричного опору мікроелектродів кінчної форми / М.В. Маковійчук, В.В. Остапович, Л.Я. Роп'як // Методи та прилади контролю якості. – 2011. – № 26. – С. 103–108.

10 А.с. № 1185066 СССР, МПК G 01 D 7/06. Способ определения толщины многослойных электропроводных покрытий / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов, Ю.И. Бабей, И.М. Стоцкий, Л.Я. Роп'як; заявитель и патентообладатель МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. – № 3741252/24–28; заявл. 22.05.84; опубл. 15.10.85, Бюл. № 38. – 2 с.: ил.

Стаття надійшла до редакційної колегії 27.06.11

Рекомендована до друку професором Петриною Ю.Д.

Наука — виробництву

УДК 622.245

СИЛІКАТНО-КАЛІЄВИЙ БУРОВИЙ РОЗЧИН

¹М.І. Оринчак, ¹О.В. Микитчак, ²М.М. Оринчак, ¹О.С. Бейзик

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: no@nimg.edu.ua

²НАК «Нафтогаз України», 00001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6

Основним ускладненням, яке зустрічається при бурінні нафтових і газових свердловин в нашій країні, є обвалювання та осипання стінок свердловини. Основною причиною цього ускладнення є тріщини, які утворились у породах під дією тектонічних процесів в надрах земної кори. Тріщини є ідеальним каналом для проникнення фільтрату бурового розчину на значну віддачу від стінок свердловини. Для укріплення стінок свердловини рекомендується силікатно-калієвий буровий розчин, склад, рецептуру, порядок приготування та регулювання параметрів якого отримано на основі лабораторних досліджень. Рідке скло, яке володіє адгезійними властивостями, покращує сили зчеплення між порушеними частинками породи. Хлористий калій підсилює зв'язок між шарами кристалічної ґратки монтморилоніту і запобігає загущенню бурового розчину. Вміст рідкого скла у фільтраті розчину пропонується визначати седиментаційним кислотним способом, а іонів калію – седиментаційним кобальтонітритним методом.

Ключові слова: рідке скло, хлористий калій, адгезійні властивості, інгібітор, осипання та обвалювання, кобальтонітритний метод, седиментаційний кислотний спосіб

Основным осложнением, встречающимся при бурении нефтяных и газовых скважин в нашей стране, являются обвалы и осыпи стенок скважин. Основной причиной этого осложнения являются трещины, образовавшиеся в породах под воздействием тектонических процессов в недрах земной коры. Трещины – это идеальный канал для проникновения фильтрата бурового раствора на значительное расстояние от стенок скважины. Для укрепления стенок скважины предлагается силикатно-калиевый буровой раствор, состав, рецептура, порядок приготовления и регулирования параметров которого получено на основании лабораторных исследований. Жидкое стекло, обладающее адгезионными свойствами, улучшает силы сцепления между разрушенными частицами породы. Хлористый калий усиливает связь между слоями кристаллической решетки монтмориллонита и предотвращает загущение бурового раствора. Содержание жидкого стекла в фильтрате раствора предлагается определять седиментационным кислотным способом, а ионов калия – седиментационным кобальтонитритным методом.

Ключевые слова: жидкое стекло, хлористый калий, адгезионные свойства, ингибитор, осыпи и обвалы, кобальтонитритный метод, седиментационный кислотный способ

Crumbling of the well's wall is the main complication that occurs in drilling of oil and gas well in our country. The principal reason of its complication are rifts, which are formed in the rock in the result of tectonic processes' action in the bowels of the earth crust. Rifts are an ideal channel for mud's filtrate percolation at a great way off well's wall. To reinforce the well walls silicate potassium mud solution is recommended of which composition, formulation, the way of preparation and regulation parameters is based on the laboratory findings. Liquid glass, which has the adhesion properties improves adhesive power between the particles of broken rock. Potassium chloride strengthens the link between the balls of montmorillonite crystal lattice and prevents mud gelation. Acid-sediment method is recommended to determine the content of the liquid glass in the mud filtrate and cobalt-nitrite method must be used to determine the content of potassium chloride.

Key words: liquid glass, potassium chloride, adhesion properties, inhibitor, falling and banking, cobalt-nitrite method, acid-sediment method

Обвалювання та осипання стінок свердловини є основним ускладненням, яке зустрічається у процесі буріння нафтових і газових свердловин в нашій країні. Основною причиною цього ускладнення є тріщини, які утворились у породах під дією тектонічних процесів в надрах земної кори. Тріщини є ідеальним кана-

лом для проникнення фільтрату бурового розчину на значну глибину. Фільтрат, проникаючи в стінки свердловини, ще більше зменшує ослаблені сили зчеплення в гірській породі і спричинює обвалювання і осипання стінок свердловини. Зберегти їх стійкість при розбурюванні тектонічно порушених порід дуже важко.

У практиці для боротьби з обвалюваннями та осипаннями стінок свердловини застосовують малосилікатні, хлоркалієві, полімерхлоркалієві, гіпскалієві, алюмокалієві розчини тощо. Малосилікатні розчини, які за даними Городнова В.Д. [3] володіють підвищеними адгезійними властивостями, у більшості випадків зберігають стійкість стінок свердловини. Основним недоліком малосилікатних розчинів є їх загущення, особливо при розбурюванні глинистих відкладів, що обмежує їх застосування при бурінні нафтових і газових свердловин в нашій країні.

Інгібуючі розчини зменшують набухання глинистих відкладів та сповільнюють інтенсивність обвалювання та осипання стінок свердловини. Однак за наявності в розрізі свердловини значних тектонічних порушень ефективність інгібуючих розчинів різко знижується.

Метою цієї роботи є розробка складу і рецептури бурового розчину, який би одночасно володів адгезійними та інгібуючими властивостями.

Поставлена мета досягається введенням в буровий розчин на водній основі рідкого скла (Na_2SiO_3) з модулем 2,4-3,0 та хлористого калію (KCl), як одного з найефективніших інгібіторів глинистої фази.

Рідке скло, попри добру адгезію, взаємодіє з обмінними іонами Ca^{+2} глини, утворюючи кальцій-силікатний цемент, що призводить до підвищення стійкості стінок свердловини.

Хлористий калій (KCl) ефективно протидіє набуханням глини і загущенню бурового розчину. Це пояснюється тим, що діаметр іонів калію – $2,66\text{Å}$ (Å (ангстрем) – міра довжини, дорівнює 10^{-10} м), а відстані між тетраедричним та октаедричним шарами кристалічної ґратки монтморілоніту дорівнює $2,8\text{Å}$. Іони калію вільно проникають у міжплощинний простір глинистих мінералів, замінюючи іонний зв'язок (0:0) на ковалентний зв'язок (K:0), і надійно зв'язують елементарні пластинки монтморілоніту між собою, збільшуючи міцність глинистих порід.

Буровий розчин, в якому адгезійні властивості забезпечує рідке скло, а інгібуючі – хлористий калій, умовно названо силікатно-калієвим.

Визначення складу і рецептури силікатно-калієвого розчину було проведено нами під час серії лабораторних досліджень, для яких використовували глинисту суспензію з такими вихідними параметрами: $\rho=1050$ кг/м³; $T=18$ с; $\text{pH}=7,0$; $\theta_1=2$ дПа; $\Phi_{30}=14$ см³/30 хв.; $K=2,5$ мм. Глинисту суспензію було приготовлено із бентонітового глинопорошку першого класу. Регулювання концентрації іонів водню (pH) глинистої суспензії планували проводити з допомогою гідроксиду калію. Для зменшення фільтрації глинистої суспензії застосовували 10% водний розчин екструзивного крохмалю (ЕКР), для одержання якого проводили клейстеризацію ЕКР гарячою водою за температури $t=75-85^\circ\text{C}$. В умовах бурової клейстеризації ЕКР пропонуємо проводити за допомогою гідроксиду ка-

лію у співвідношенні між ЕКР:КОН=10:1. Для зменшення умовної в'язкості застосовували конденсовану сульфит-спиртову барду (КССБ), яку вводили у буровий розчин у вигляді 12%-го водного розчину, а для зменшення фільтрації – КССБ вводили у вигляді товарного продукту. Рідке скло вводили у глинисту суспензію у вигляді товарного продукту (~50% концентрації), модуль якого 2,4-3,0. Хлористий калій вводили у глинисту суспензію у вигляді товарного продукту, попередньо подрібнивши його у фарфоровій ступці.

Кількість вимірювань, необхідних для отримання достовірних даних, оцінювали за величиною коефіцієнта варіації v , середньоарифметичного значення $x_{\text{сер}}$ та середньоарифметичного відхилення σ , величину яких визначали за методикою [1]. Якщо відхилення від середньоарифметичного значення перевищувало 3σ , то результати відповідних вимірювань виключали із розрахунків. Результати аналізу різних залежностей свідчать, що при кількості вимірювань 4 в кожному досліді коефіцієнт варіації не перевищує 15%. Тому для подальших досліджень було прийнято проводити по 4 досліді для кожної точки, а на графіках вказати середньоарифметичні значення.

Вплив рідкого скла на параметри глинистої суспензії зображено на рис. 1.

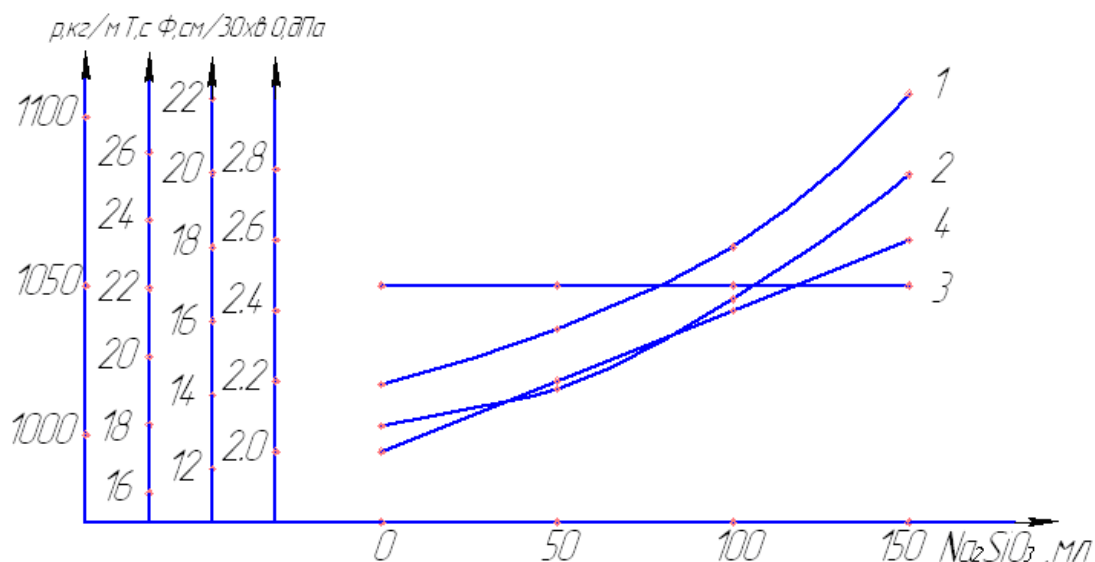
Як бачимо з рис. 1, зі збільшенням концентрації рідкого скла зростають фільтрація Φ_{30} та умовна в'язкість T , що, на нашу думку, пов'язано з впливом Na_2SiO_3 на коагуляційні процеси глинистої суспензії. Статичне напруження зсуву θ_1 з цієї ж причини зростає незначно. Густина бурового розчину ρ не змінюється. Отже, рідке скло негативно впливає на параметри розчину, тому його оптимальна концентрація в розчині повинна бути в межах мінімальних значень, інакше зростання концентрації Na_2SiO_3 призведе до збільшення витрат хімічних агентів-стабілізаторів у буровому розчині.

Вплив концентрації екструзивного крохмалю на параметри глинистої суспензії графічно зображено на рис. 2. ЕКР зв'язує вільну воду, і зі збільшенням його концентрації спостерігається зниження фільтрації та збільшення умовної в'язкості бурового розчину. Решта параметрів практично не змінюються, що підтверджується графічними залежностями на рис. 2.

На рис. 3 зображено залежності основних параметрів глинистої суспензії від концентрації КССБ у буровому розчині.

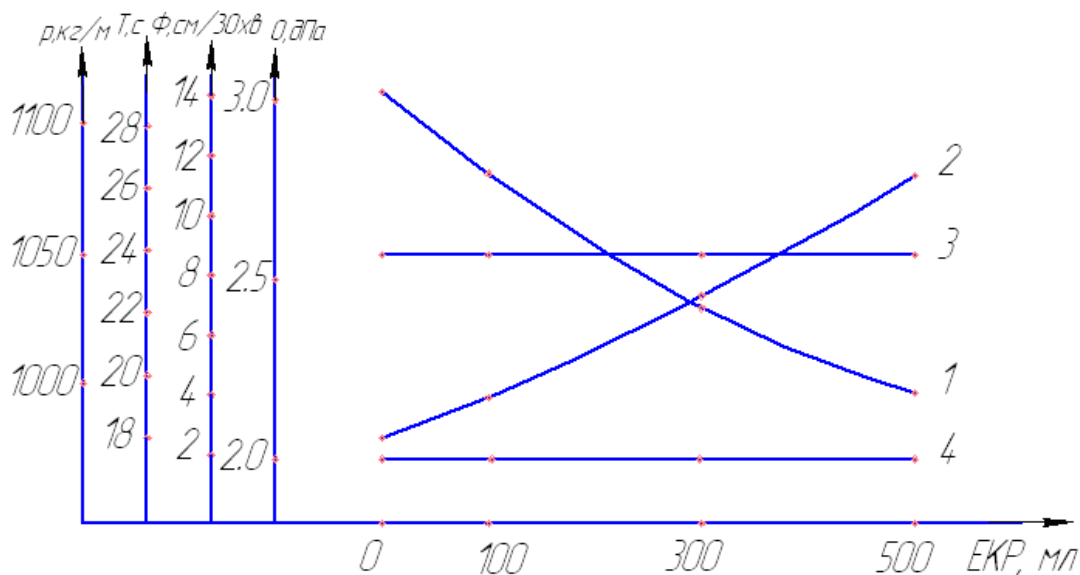
Як бачимо із рис. 3, зі збільшенням концентрації КССБ зменшується фільтрація, зростає умовна в'язкість, а статичне напруження зсуву і густина незначно змінюються.

На рис. 4 зображено графічні залежності параметрів бурового розчину від концентрації хлористого калію на параметри глинистої суспензії. Як бачимо із наведеного рисунка, із збільшенням концентрації KCl суттєво зростає фільтрація та умовна в'язкість глинистої суспензії, інші параметри (статичне напруження зсуву, густина суспензії) зі зміною концентрації KCl змінюються незначно.



1 – фільтрація Φ_{30} ; 2 – умовна в'язкість T ; 3 – густина ρ ; 4 – статичне напруження зсуву θ_1

Рисунок 1 – Вплив рідкого скла (Na_2SiO_3) на параметри глинистої суспензії



1 – фільтрація Φ_{30} ; 2 – умовна в'язкість T ; 3 – густина ρ ; 4 – статичне напруження зсуву θ_1

Рисунок 2 – Вплив ЕКР на параметри глинистої суспензії

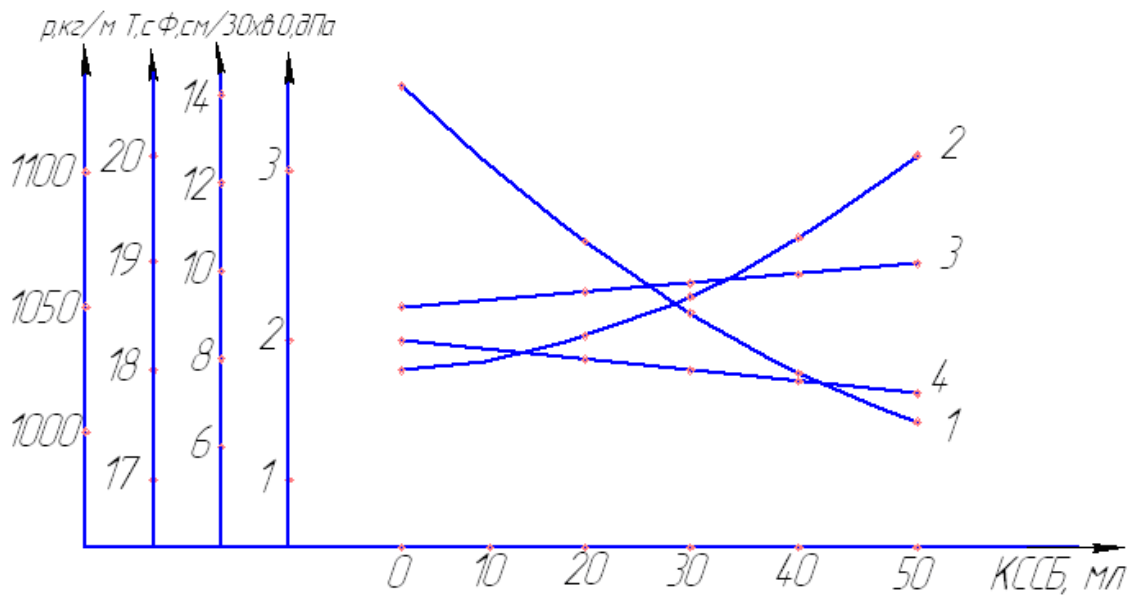
Отже, на основі аналізу проведених лабораторних експериментів та графічних залежностей, зображених на рис. 1, 2, 3, 4, отримали склад і рецептуру силікатно-калієвого розчину, яка подана нижче із розрахунку на 1 м^3 розчину:

- 1) порошок бентонітовий – 40-50 кг;
- 2) екструзивний крохмаль – 30 кг;
- 3) конденсована сульфит спиртова барда – 40-50 кг;
- 4) хлористий калій – 30-35 кг;
- 5) рідке скло – 30-40 л (50% водно-лужного розчину);
- 6) вода – решта.

За необхідності у розчин вводять мастильну домішку (кофос, лабрикол, нафта), піногасник (МАС-200, ГС, ПЕС тощо) та обважнювач

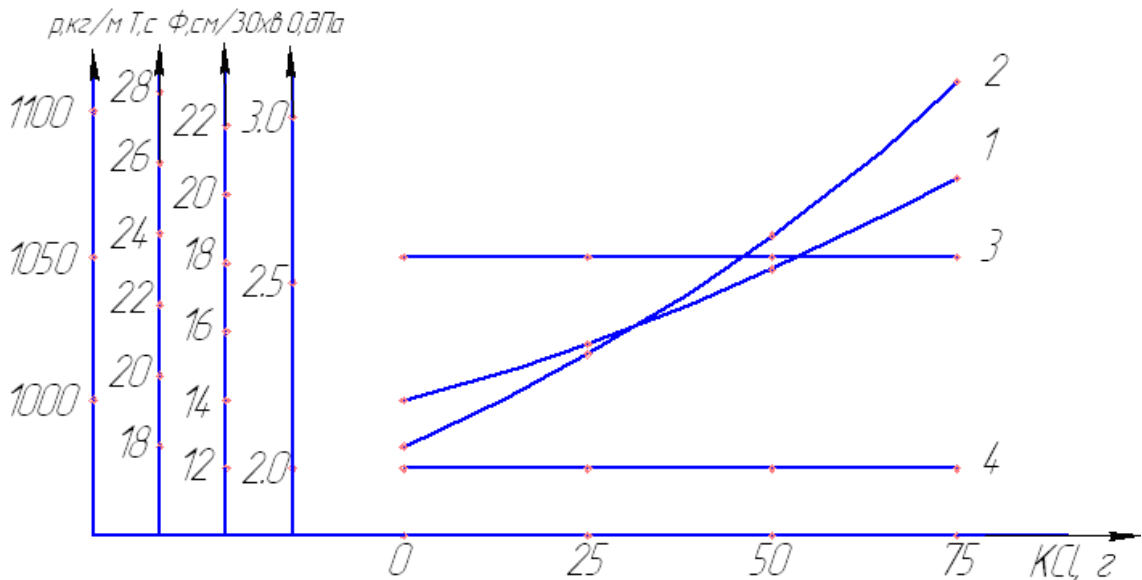
(крейда, барит). Як видно із наведеного складу силікатно-калієвого розчину, в ньому відсутній регулятор рН (гідроксид калію). Ця особливість пов'язана з тим, що рідке скло (Na_2SiO_3) має власний високий показник рН, яке коливається в межах 12-13, а тому немає необхідності у застосуванні гідроксиду калію.

Порядок приготування силікатно-калієвого розчину. У приготовану глинисту суспензію (умовна в'язкість не повинна перевищувати $T=18 \text{ с}$), вводять 10% водний розчин екструзивного крохмалю і перемішують його протягом 30-35 хв. Паралельно готують 12% водний розчин КССБ, після чого вводять його до бурового розчину і перемішують протягом 10-15 хв. Після введення реагентів-стабілізато-



1 – фільтрація Φ_{30} ; 2 – умовна в'язкість T ; 3 – густина ρ ; 4 – статичне напруження зсуву θ_1

Рисунок 3 – Вплив КССБ на параметри глинистої суспензії



1 – фільтрація Φ_{30} ; 2 – умовна в'язкість T ; 3 – густина ρ ; 4 – статичне напруження зсуву θ_1

Рисунок 4 – Вплив хлориду калію (KCl) на параметри глинистої суспензії

рів до розчину вводять інгібітори – рідке скло і хлористий калій, у результаті чого розчин спочатку загущувався, а потім у процесі тривалого перемішування розріджувався. Перемішування розчину продовжують до повного розчинення хімреагентів. Після приготування силікатно-калієвий розчин повинен мати такі параметри:

$$\rho = 1050-1060 \text{ кг/м}^3, T = 34-36 \text{ с}, \theta_1 = 5-8 \text{ дПа}, \\ \Phi_{30} = 2-3 \text{ см}^3, K = 1,0-1,5 \text{ мм} \\ \rho H = 9-10, K^+ = 1500 \text{ мг/л}.$$

У процесі буріння свердловини буровий розчин постійно очищують від вибуреної породи, на поверхні якої адсорбуються частинки хімічних реагентів, а тому їх концентрація в розчині зменшується. При зміні параметрів бурового розчину на 10-15% від початкових зна-

чень необхідно проводити повторні хімічні обробки.

Для зменшення фільтрації у силікатно-калієвий розчин необхідно вводити 10-15% водний розчин ЕКР протягом 1-2 циклів циркуляції бурового розчину. Орієнтована доза ЕКР на повторну хімічну обробку коливається в межах 5-6 кг на 1 м^3 розчину. Детальніше дозу ЕКР уточнюють у лабораторних умовах.

Умовну в'язкість і статичне напруження зсуву регулюють 12% водним розчином КССБ. Для зменшення спінювання водний розчин КССБ доцільно вводити у циркулюючий буровий розчин перед всмоктуючою лінією бурового насоса разом з піногасником протягом 1-2 циклів. Одноразова доза КССБ на повторну хімічну обробку коливається в межах 6-8 кг на

1 м³ бурового розчину. В кожному конкретному випадку дозу хімреагенту уточнюють, провівши вимірювання T і θ_1 на приладах ВП-5 і СНС-2 після введення КССБ у розчин. Густину бурового розчину можна збільшувати до 1300 кг/м³, обважнивши його крейдою, а при підвищенні густини понад 1300 кг/м³ – модифікованим флотаційним баритом. За необхідності зменшення густини спочатку застосовують тонке очищення розчину, а потім вводять легкий розчин або нафту.

Оцінювати адгезійні та інгібуючі властивості силікатно-калієвого розчину в процесі буріння свердловини важко, тому що при одночасному вмісті хлористого калію і рідкого скла в розчині відсутня методика визначення їх кількісного складу.

Окремо вміст рідкого скла і хлористого калію пропонуємо визначати за такою схемою. Спочатку за допомогою кислоти проводять реакцію, у результаті якої рідке скло випадає в осад, а потім у цьому фільтраті визначати вміст іонів калію. Осаджувати рідке скло в фільтраті силікатно-калієвого розчину рекомендуємо соляною кислотою [2]. Реакція між рідким склом і соляною кислотою проходить за такою схемою:



У результаті реакції (1) утворюється кремнієва кислота, яка в подальшому розпадається на окис кремнію і воду (2). Вміст окису кремнію у фільтраті розчину можна визначити центрифугуванням. Для цього у фільтрат бурового розчину додають розрахункову кількість концентрованої соляної кислоти, перемішують, після чого утворюється осад. Фільтрат разом з осадом переливають у центрифужні пробірки однакового діаметра, легко збовтують, закривають гумовим корком і центрифугують протягом 3 хвилин з частотою обертання ротора 3000 об/хв. Потім вимірюють висоту осаду окису кремнію і за калібрувальною кривою визначають вміст рідкого скла. Калібрувальну криву будують в такій послідовності, як визначають вміст SiO_2 . Різниця полягає тільки в тому, що для вимірювання беруть водні розчини рідкого скла (не менше 5 значень) визначеної концентрації. У фільтраті, який залишився після осадування рідкого скла, вміст іонів калію визначають експресним седиментаційним кобальтонітритним методом, який найбільш розповсюджений у практиці буріння свердловин. Методика проведення цього заміру детально описана в літературі [4].

Отже, на основі проведених лабораторних досліджень, розроблено склад, рецептуру, технологію приготування та регулювання параметрів силікатно-калієвого розчину, основною особливістю якого є одночасна присутність в розчині адгезійних і інгібуючих домішок. Адгезійна домішка Na_2SiO_3 покращує сили зчеплення між порушеними частинками породи, а інгібуюча домішка KCl підсилює зв'язок між ша-

рами кристалічної ґратки і монтморилоніту і запобігає загущенню бурового розчину. Вміст рідкого скла в фільтраті розчину пропонується визначати за величиною осаду SiO_2 , який отримується після взаємодії HCl і Na_2SiO_3 . Вміст хлористого калію найбільш доцільно визначати седиментаційним кобальтонітритним методом.

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: Факел, 1994. – 13 с.

2 Гончаров А.І. Справочник по химии [Текст] / А.І. Гончаров, М.Ю. Корнилов. – К.: Вища школа, 1977. – 304 с.

3 Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении [Текст] / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1984. – 229 с.

4 Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини [Текст] / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.04.11*

*Рекомендована до друку професором
Коцкуличем Я.С.*

ДОСЛІДЖЕННЯ ДІЇ НЕІОНОГЕННОЇ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНОЇ РЕЧОВИНИ CMF-240 ЯК ДЕЕМУЛЬГАТОРА ТА ІНГІБІТОРА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФІНОВИХ ВІДКЛАДІВ

М.Л. Зоценко, М.О. Бідношея, С.О.Юрін, І.В.Пархоменко

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка,
36601, м. Полтава, проспект 1 Травня 24, тел. (05322) 21807, e-mail: irish82a@i.ua

Наведено результати дослідів про доцільність використання неіоногенної водорозчинної поверхнево-активної речовини концентрат CMF-240 як деемульгатора і інгібітора парафіноутворення. Визначено можливість його ефективного застосування для видалення парафіновідкладень з в'язких нафт.

Ключові слова: поверхнево-активна речовина, деемульгатор, парафіновідклади, інгібітор, в'язка нафта.

Приведены результаты исследований возможности использования неионогенного водорастворимого поверхностно-активного вещества концентрат CMF-240 в качестве деэмульгатора и ингибитора парафиноотложений. Определена возможность его эффективного использования для удаления парафиноотложений из вязкой нефти.

Ключевые слова: поверхностно-активное вещество, деэмульгатор, парафиноотложения, ингибитор, вязкая нефть.

The article represents the results of expediency of the use non-ionogenic water-soluble surface active substance the super concentrate CMF -240 as a demulsifier and wax deposits inhibitor. CMF -240 can be used in processes of wax precipitation from viscous oils.

Keywords: non-ionogenic water-soluble surface active substance, a demulsifier, wax deposits, inhibitor, viscous oils.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими практичними завданнями. На сьогоднішній день однією з поширених проблем, що існує в нафтогазовидобувній галузі, є боротьба з утворенням стійких водонафтових емульсій і асфальтосмолопарафіністими відкладами (АСПВ). Ці явища значно ускладнюють процес видобування нафти із свердловин, негативно впливають на працездатність нафтовидобувного обладнання, стан трубопровідних комунікацій. Особливо актуальним є це питання для родовищ високопарафіністої нафти. Накопичення АСПВ у проточних частинах нафтопромислового обладнання та внутрішніх поверхнях трубопроводів є причиною інтенсифікації процесу зношування обладнання, зниження коефіцієнта продуктивності свердловини і ефективності насосних установок. Тому виникає необхідність у систематичному проведенні профілактичних обробок з видалення АСПВ, їх розчинення або попередження утворення.

До останнього часу основними способами боротьби з АСПВ є теплова і механічна (з використанням шкребків різної конфігурації) обробка та хімічний метод [1]. Метод теплової обробки базується на здатності парафіну плавитись за температури понад 50⁰С, що вимагає спеціального обладнання. Головними недоліками перших двох методів є: їх висока енергоємність у зв'язку з використанням паротеплових установок, ненадійність, низька ефективність і додаткові матеріальні витрати. Аналіз існуючих способів боротьби з утворенням стійких водонафтових емульсій і асфальтосмолопарафіновими відкладами свідчить, що найбільш

застосовуваним і перспективним є хімічний метод. Він передбачає використання реагентів для попередження утворення та видалення вже утворених АСПВ та руйнування водонафтових емульсій. Однак у разі використання хімічного методу часто постає проблема підбору розчинника з врахуванням фізико-хімічних властивостей нафти кожного родовища. Це пов'язано з недостатньою кількістю інформації про механізми взаємодії нафтових дисперсних систем з поверхнево-активними речовинами (ПАР).

Аналіз останніх досліджень, у яких започатковано розв'язання даної проблеми. Перспективним напрямком боротьби з відкладаннями АСПВ є попередження їх утворення і розчинення вже утворених відкладів, тобто застосування методу депарафінізації за допомогою різних хімічних реагентів і композицій на їх основі [2]. Даний метод базується на дозуванні у свердловину розчинів, що зменшують, а іноді і повністю запобігають утворенню відкладів. Практика використання цих розчинів на нафтогазовидобувних промислах свідчить про їх ефективність і технологічність.

Найбільшого поширення набули реагенти, що мають диспергуючі властивості. Вони сприяють утворенню тонкодисперсної системи, яка виноситься потоком нафти, запобігають утворенню кристалів парафіну на стінках свердловин і здатні руйнувати стійкі нафтові емульсії. Існують такі реагенти, що працюють як інгібітори, створюючи на внутрішній поверхні металевих труб гідрофільну плівку, що перешкоджає адгезії кристалів парафіну до поверхні труб. До таких реагентів відносяться неіоногенні ПАР.

Таблиця 1 – Фізико-хімічні властивості дослідних нафт

Назва родовищ нафти	Густина, г/см ³	Кінематична в'язкість, мм ² /с	Вміст АСПВ, %		
			смоли силіконові	асфальтени	парафіни
Решетняківське	0,821	21,7	1,5	0,11	9,18
Глинсько-Розбишівське	0,843	9,82	6,19	0,05	0,7
Бугруватівське	0,960	639,7	10,56	9,6	2,1

Згідно з класифікацією П.А. Ребіндера [3] за фізико-хімічним способом дії на поверхню розділу фаз і дисперсну систему неіоногенні ПАР відносяться до четвертої групи, тобто можуть володіти властивостями поверхнево-активних речовин на межі розділу «вода-повітря», на межі розділу конденсованих фаз («тверде тіло – рідина», «рідина – рідина»), здатні утворювати гелеподібні структури, мають м'яку властивість. Здатні утворювати в рідкій фазі речовини стабільні коллоїднодисперсні частки, за достатньої концентрації дифільних молекул. Неіоногенні ПАР мають загальну формулу: R-X (CH₂CH₂O)_nH, де: R – алкіл, а X може бути атомом кисню, азоту, сірки або функціональною групою – COO-, -CONH, C₆H₄O-.

Останні роки значна увага приділяється дослідженням зі створення біоПАР [3] шляхом мікробного синтезу. Ці речовини можуть більш ефективно впливати на процеси деемульгації, стабілізації колоїдних розчинів, сприяти гелеутворенню за рахунок закладення на молекулярному рівні властивостей до зниження поверхневого і міжфазного натягу.

Формулювання цілей статті. Метою даної роботи є дослідження можливості комплексного використання дослідного реагенту неіоногенної водорозчинної ПАР концентрату CMF-240 бельгійського виробництва (фірма CHRISAL NV-SA) як деемульгатора і інгібітора парафіноутворення.

Виклад основного матеріалу. CMF-240 – це концентрована екологічно безпечна рідина жовтувато-білого кольору, без запаху, з рівнем рН – 12,7, густиною 1,046 г/л, з температурою кипіння – 100⁰С, сумішшю неіоногенних водорозчинних ПАР, які сприяють зниженню міжфазного натягу у речовинах. CMF-240 не містить хлорорганічних з'єднань, фосфатів, тому може використовуватись для будь-якої поверхні з метою видалення забруднень різного походження, не токсичний.

Для порівняння впливу на фізико-хімічні властивості водонафтових емульсій був обраний неіоногенний водорозчинний деемульгатор ПМ на основі оксидів алкенів виробництва АТ «Барва». Висока ефективність його підтверджена лабораторними дослідженнями в НДПІ ВАТ «Укрнафта» [3].

Об'єктом досліджень були вибрані сирі нафти родовищ: Решетняківського, Глинсько-Розбишівського і Бугруватівського. В табл. 1 наведені фізико-хімічні властивості дослідних нафт.

Перед лабораторними випробуваннями Бугруватівської важкої нафти для зменшення її в'язкості додатково у кожен дослідну пробу додавали 30% конденсату. Оцінка ефективності обраних деемульгаторів проводилась за методикою «Гипростокнефть» [2]: тривале контактування емульсії з реагентом за низької температури – (19⁰С) та термохімічна обробка емульсії за температури 50-60⁰С. Витрата деемульгатора на один дослід обиралась із розрахунку 100 г на 1 т емульсії, а для важкої нафти (Бугруватівське родовище) – 200 г на 1 т.

Результати лабораторних досліджень за визначення впливу деемульгаторів ПМ і CMF-240 на вміст залишкової води в нафтових емульсіях наведені в табл. 2.

В результаті лабораторних досліджень парафінистої нафти Решетняківського родовища за температури 19⁰С встановлено, що глибоке зневоднення нафти з використанням ПМ досягається через 3 години.

Вплив деемульгатора CMF-240 на процес відокремлення пластової води буде іншим. При перемішуванні реагента з нафтовою емульсією, спостерігається інтенсивне відокремлення води в об'ємі. Вода збирається у великі глобули діаметром 5-8 мм, які частково осідають, а частково утримуються в завислому стані. Тому ефективність впливу CMF-240 на відокремлення води важко визначити. Таке явище пояснюється тим, що CMF-240 активно впливає на осадження кристалів парафіну у всьому об'ємі нафти, що перешкоджає осіданню глобул води.

В процесі термохімічної деемульсації за температури 50⁰С в обох випадках отримуємо товарну нафту з залишковим вмістом води – 1%. Це підтверджує ефективність використання CMF-240 як деемульгатора.

Для неважкої нафти Глинсько-Розбишівського родовища у випадку використання ПМ деемульгатора за температури 19⁰С зневоднення нафти відбувається до 1,5% залишкової води і до 0,5% – у випадку CMF-240.

Таким чином, за допомогою деемульгатора CMF-240 отримали товарну нафту першої категорії, а деемульгатор ПМ для Глинсько-Розбишівської нафти працює менш ефективно.

Для важкої нафти Бугруватівського родовища, розведеної конденсатом за температури 19⁰С жоден з використовуваних реагентів не був ефективним, навіть зі збільшенням концентрації реагентів удвічі. Таке явище пояснюється тим, що зі збільшенням концентрації CMF-240

Таблиця 2 – Залежність кількості видаленої пластової води з нафти різних родовищ залежно від температури, часу відстоювання, типу та концентрації деемульгатора

Родовище	Тип деемульгатора	Концентрація деемульгатора, %	Вміст пласт. води, %	Температура, °С	Об'єм видаленої води в % , через			
					30 хв.	60 хв.	120 хв.	180 хв.
Решетняківське	СМФ-240	-	20	19	2,0	4,2	6,0	6,0
		0,01	20	19	7,0	9,2	10,6	11,2
		0,01	20	50	16,0	18,2	19,0	19,0
	ПМ	0,01	20	19	14,0	16,5	18,0	19,0
		0,01	20	50	18,0	19,0	19,0	19,0
Глинсько-Розбишівське	-	-	23,5	19	17,0	18,2	19,7	19,7
	СМ-240	0,01	23,5	19	19,0	21,0	23,0	23,0
	ПМ	0,01	23,5	19	20,0	22,0	22,0	22,0
Бугруватівське	-	-	20,5	19	-	-	-	-
		СМ-240	0,02	20,5	19	-	-	-
	ПМ	0,02	20,5	60	5,0	10,0	12,0	12,0
		0,02	20,5	19	-	-	-	-
		0,02	20,5	60	5,0	12,0	18,0	18,0

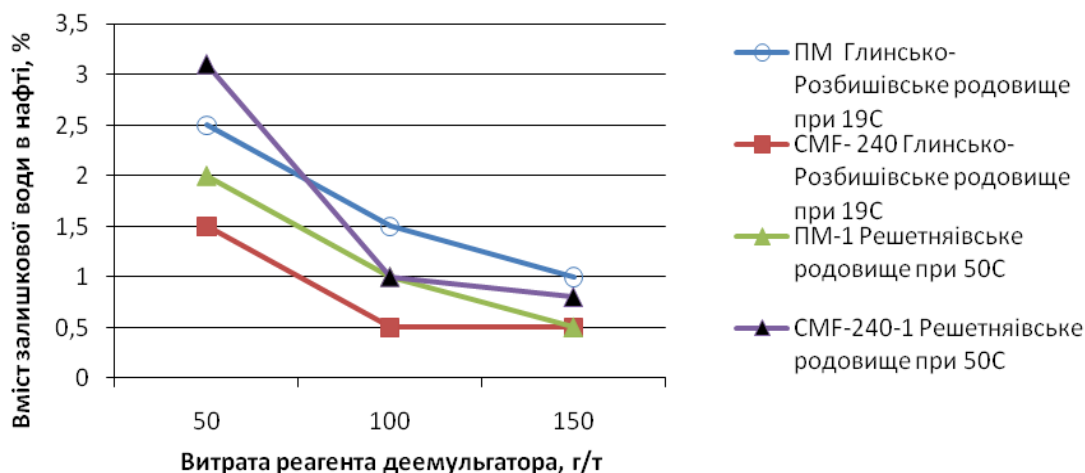


Рисунок 1 – Залежність вмісту залишкової води в нафтах від типу і концентрації деемульгатора

до 0,02% і при низькій температурі реагент активно впливає на осадження кристалів парафіну у всьому об'ємі емульсії нафти і заважає осіданню глобул води, що утворились. При нагріванні нафти до 60°C та її відстоюванні за цієї ж температури протягом 2 годин в дослідних пробах відбувався процес відокремлення води. Але, як видно з отриманих результатів, обидва реагенти не працюють ефективно при руйнуванні водонафтових емульсій Бугруватівського родовища за температури 60°C. Вміст залишкової води в оброблюваних нафтах представлений у графічній формі у вигляді кривої зневоднення на рис. 1.

Оптимальна витрата деемульгатора для якісного руйнування водонафтової емульсії Решетняківського родовища за температури 50°C дорівнює 100 г/т емульсії для обох типів деемульгаторів.

Для легкої нафти Глинсько-Розбишівського родовища більш ефективним деемульгатором є СМФ-240 при витраті 100 г/т. Витрата ПМ для якісної підготовки нафти Глинсько-Розбишівського родовища збільшується до 150 г/т.

Для дослідження ПМ і СМФ-240 в якості інгібітора парафіновідкладень був обраний метод «холодного стрижня». Даний метод є лабораторним, і його мета – виявити вплив досліджуваного реагента на кількість відкладень АСПВ на поверхню стінок обладнання. У процесі випробування інгібітора цим методом визначається величина АСПВ на металевому стрижні при застосуванні інгібітора і без нього. Ефективність зменшення відкладання парафіну у відсотках визначається за формулою:

$$E = \frac{Ak - A}{Ak} 100\% ,$$

Таблиця 3 – Результати дослідів впливу ПМ на кількість відкладень АСПВ з нафт різних родовищ

Родовище	Назва деемульгатора	Концентрація реагенту, %	Температура нафти, °С	Загальна маса АСПВ, г	Питома маса АСПВ, г/см ²
Бугруватівське	-----	-	65	4,1	0,107
	ПМ	0,1	65	3,2	0,083
Глинсько-Розбишівське	-----	-	65	1,6	0,042
	ПМ	0,1	65	0,98	0,025

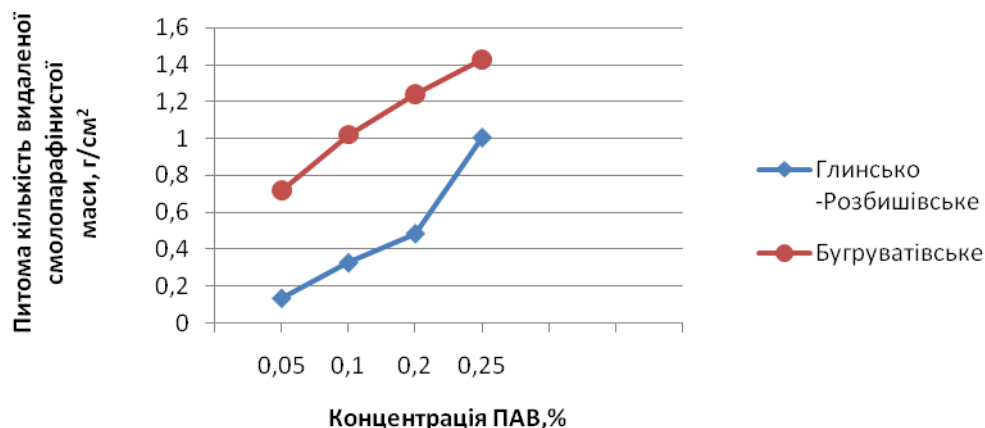
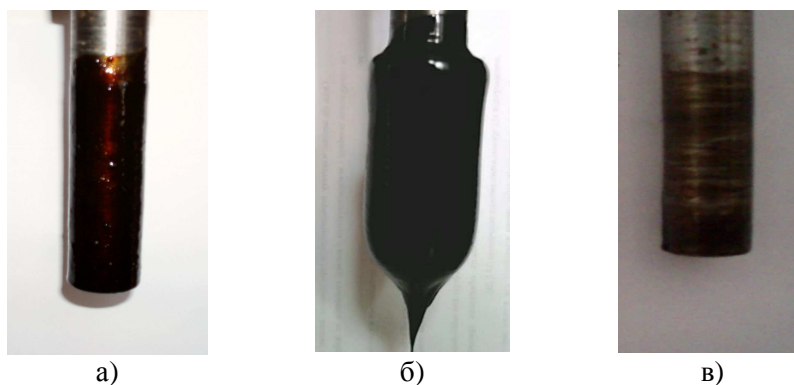


Рисунок 2 – Залежність видаленої питомої маси АСПВ від концентрації СМФ -240



а) нафта Бугруватівська, оброблена інгібітором ПМ; б) нафта Бугруватівська, оброблена СМФ-240; в) металевий стрижень, оброблений концентратом СМФ-240

Рисунок 3 – Загальний вигляд асфальтосмолопарафінових відкладів на металевому стрижні

де: Ак – маса парафінових відкладень у контрольному зразку без інгібітора, г; А – маса парафінових відкладень із застосуванням інгібітора, г.

Для дослідів використовували сиру нафту Глинсько-Розбишівського і Бугруватівського родовищ. Вміст парафінів у сирій нафті довели до 6%, додаючи парафін у нафту з наступним її підігріванням до 65°С.

Стрижень охолоджувався холодною водою до 19°С. Час взаємодії нагрітої нафти з холодним стрижнем дорівнював 30 хв. Результати експерименту зведено до табл. 3.

Ефективність використання реагента ПМ як інгібітора парафіновідкладень для Бугруватівської нафти дорівнює 21,95% (рис. 3, а), для легкої нафти Глинсько-Розбишівського родо-

вища ефективність використання реагенту ПМ складає – 38% із розрахунку 2,5 кг реагенту на 1т. нафти.

Реагент СМФ-240, навпаки, сприяє відкладенню асфальтосмолопарафінистих відкладів на поверхні металевого стрижня (рис. 2).

З рис. 2 видно, що видалена питома маса АСПВ прямопропорційна від концентрації СМФ-240, однак, більший вплив реагент має на важку нафту – Бугруватівську (рис. 3, б), так для легкої нафти Глинсько-Розбишівського родовища у випадку використання 0,1% реагента СМФ-240 кількість АСПВ збільшилась у 9 разів, в для Бугруватівської нафти в 12,15 рази порівняно з контрольним зразком. За допомогою ПАВ СМФ-240 можливе видалення до 80% АСПВ за концентрації його у для Бугруватів-

ській нафті 0,25%, для Глинсько-Розбишівської до 90%. Така властивість може бути використана для відокремлення АСПВ з нафти.

Відомо, що процес утворення АСПВ має адсорбційний характер. Адсорбційні процеси супроводжуються виникненням подвійного електричного шару на поверхні контакту парафіну з нафтовим потоком [4]. При механічному або хімічному порушенні стану рівноваги даного шару на поверхні шару парафіну з'являються некомпенсовані заряди статичної електрики, тобто відбувається електризація поверхні кристалів парафіну, що підсилює адгезію парафіну до металу. Внесення реагенту СМФ-240 впливає на інтенсивність процесу адгезії АСПВ до металу, що проявляється в утворенні товстого шару АСПВ на металевому стрижні (рис.4). Така дія неіоногенного розчину концентрату СМФ-240 може бути використана для відокремлення АСПВ з нафти.

В якості експерименту, перед дослідом («метод холодного стрижня») була проведена попередня обробка металевого циліндра нерозведеним концентрованим СМФ-240. Суттєвого відкладення АСПВ у цьому випадку не відбувалося, як видно з рис.3, в. Ефективність використання СМФ-240 як інгібітора парафіновідкладень дорівнює 61,8%. Це пов'язано з дипольною структурою молекул ПАР [5]. Молекули мають найбільш асиметричну дипольну структуру. Вони з'єднані антагоністичними за молекулярними «властивостями» елементами: гідрофільна молекулярна група, яка має велику молекулярну спрямованість до води та довгий неполярний вуглеводневий ланцюг, розчинний у вуглеводах, тобто гідрофобний. При адсорбції реагента СМФ-240 на поверхні металеві труби відбувається орієнтація його молекул таким чином, що полярні частини реагенту адсорбуються на поверхні металу, а неполярні орієнтовані в нафтове середовище і розчиняються в нафті. Тому осадження кристалів парафіну на межі «ПАР – нафта» не відбувається. АСПВ перебуватимуть в розчині нафти в завислому стані.

Таким чином, неіоногенний концентрат СМФ-240 може бути використаний як інгібітор асфальтосмолопарафінових відкладів при попередній обробці металеві поверхні труб або обладнання.

Висновки

За результатами проведених дослідів впливу СМФ-240 на фізико-хімічні властивості сирової нафти можна стверджувати, що неіоногенний концентрат СМФ-240 має комплексну дію і може бути використаний:

- 1) як деемульгатор;
- 2) для видалення АСПВ з сирової нафти;
- 3) як інгібітор парафіновідкладення.

Література

- 1 Ибрагимов Г.З. Химические реагенты для добычи нефти. Справочник рабочего / Г.З. Ибрагимов, В.А.Сорокин, Н.И. Хисамундинов. – М.: Надра, 1968. – С.96-98 .
- 2 Використання поверхнево-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «УКРНАФТА»; під ред. В.Д. Михайлюка, М.І. Рудого. – Івано-Франківськ: Галицька Друкарня Плюс, 2009. – 13 с.
- 3 Ребиндер П.А. Поверхностно-активные вещества и их применение. Поверхностные и объемные свойства растворов поверхностно-активных веществ. Т.9. / П.А. Ребиндер. – М.: Химическая наука и промышленность, 1966. – №4. –137с.
- 4 Гонник А.А. Коррозия нефтепромышленного оборудования и меры ее предупреждения / А.А. Гонник. – М: Надра, 1976. – 125 с.
- 5 Светлицкий В.М. Проблемы увеличения производительности скважин / В.М. Светлицкий, П.Н. Демченко, В.В. Варширин. – К.: Будівельник, 2002. – 114 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
18.02.11*

*Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.*

ПОКРАЩЕННЯ ПІДГОТОВКИ ГАЗУ НА УКПГ-1 ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР ШЛЯХОМ ВДОСКОНАЛЕННЯ СЕПАРАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ

¹В.Б. Воловецький, ²О.М. Щирба, ³О.Ю. Витязь

¹ГПУ «Шебелинкагазвидобування», 63011, Харківська обл., Валківський р-н, смт. Старий Мерчик, тел. (05753) 52378

²Український науково-дослідний інститут природних газів, 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 7304521

³ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342 2) 42073, e-mail: public@nimg.edu.ua

Висвітлено проблеми, які виникають на установках комплексної підготовки газу. Головними з них є забезпечення необхідної якості газу в умовах зниження робочих тисків та збільшення кількості рідини в продукції свердловин. У зв'язку з цим рекомендується провести модернізацію вертикального сепаратора першої ступені сепарації на УКПГ-1 Юліївського НГКР шляхом додаткового монтажу сепараційної вставки.

Ключові слова: свердловина, газопровід, газ, вуглеводневий конденсат, метанол, низькотемпературна сепарація, автоматизована газорозподільча станція.

Изложены проблемы, которые возникают на установках комплексной подготовки газа. Главными среди них есть обеспечение необходимого качества газа в условиях снижения рабочих давлений и увеличение количества жидкости в продукции скважин. В связи с этим рекомендуется провести модернизацию вертикального сепаратора первой ступени сепараций на УКПГ-1 Юльевского НГКМ путем дополнительного монтажа сепарационной вставки.

Ключевые слова: скважина, газопровод, газ, углеводородный конденсат, метанол, низкотемпературная сепарація, автоматизированная газоразпределительная станция.

This article deals with problems which arise while using units for complex gas separation. Main of the problems deals with provision of required gas quality in conditions of operating pressures reduction of liquid volume in production wells. In this regard, we recommend to upgrade vertical separator of the first separation grade on UKPH-1 of Yuliyivskiy NHKR by means of additional mounting of separation inserts.

Keywords: well, gas pipeline, gas, hydrocarbon condensate, methanol, low-temperature separation, automated gas distribution station.

Однією з важливих проблем, від правильного розв'язання якої залежать оптимальні техніко-економічні показники видобутку і подальшого транспорту газу газопроводами, є вибір методу обробки газу на нафтогазовидобувних об'єктах на весь період розробки родовищ. Установки підготовки газу призначені, поперше, для підготовки газу до подальшого транспортування і, по-друге, для максимального вилучення вуглеводнів: вуглеводневого конденсату, який є цінною сировиною, а також пропан-бутану.

На сьогоднішній день майже у всіх газопромислових управліннях ДК «Укргазвидобування» на установках первинної підготовки газу (УППГ), установках комплексної підготовки газу (УКПГ), установках комплексної підготовки нафти (УКПН), пунктах збору нафти (ПЗН) використовується сепараційне обладнання, якому 15-20 років. На газоконденсатних родовищах за такий проміжок часу відбувається багато змін, пов'язаних з роботою свердловин, а саме: зниження пластового тиску; збільшення кількості рідини, особливо пластової води, що впливає на режим роботи сепараторів; кількості вилученої рідкої вуглеводневої продукції, тобто

знижується їх ефективність виділення рідинної фази з газового потоку. Адже відомо, що виробничими вимогами до сепараторів є висока продуктивність, ефективна робота в широкому діапазоні навантажень за газовою та рідинною фазами. Це спонукає до пошуку альтернативних шляхів вирішення даної проблеми - модернізації існуючого сепараційного обладнання (де це можливо), чи його заміни, що вимагає коштів на вдосконалення установок з підготовки газу та нафти.

Метою даної статті є розробка методики підвищення ефективності сепараційного обладнання для оптимальної роботи в умовах зниження пластового тиску, збільшення кількості рідини в продукції газоконденсатних свердловин.

В даний час на Юліївському НГКР розробляються візейські горизонти В-16-19, В-25-26 та серпухівські горизонти С-4а, С-4в, С-5в. Газоконденсатні свердловини Юліївського НГКР підключені до двох установок комплексної підготовки газу УКПГ-1, УКПГ-2 та до установки первинної підготовки газу УППГ Східного блоку.

Вісім свердловин Юліївського НГКР (3 (85), 60, 10, 56, 57, 72 (74) і два газопроводи) підключено до установок вимикаючих пристроїв (УВП) УКПГ-1. Також по двох газопроводах з УКПГ-2 на УКПГ-1 працюють 8 свердловин з низькими робочими тисками. По одному з газопроводів працюють свердловини 67, 66, 107, а по іншому – 77, 79, 73, 61, 71.

В даний час на УКПГ-1 тиск першої ступені сепарації знаходиться в межах 4,0-4,2 МПа.

Підготовка газу на УКПГ-1 Юліївського НГКР здійснюється згідно вимог ГОСТ 5542-87 методом низькотемпературної сепарації. При цьому для вилучення з газу скраплених вуглеводнів здійснюється охолодження товарної продукції свердловин шляхом його дроселювання і сепарації холодного потоку в сепараторах, розділення суміші (вуглеводневий конденсат і пластової води, метанол) на складові, вивітрювання конденсату та зберігання в ємнісному парку для його підготовки до транспортування конденсатопроводом або самовивозом автоцистернами.

Із загального колектора установки вимикаючих пристроїв газ може надходити на основну або замірну лінію сепараційної установки УКПГ-1.

Із загального колектора установки вимикаючих пристроїв газ надходить у вертикальні сепаратори С-1-1, С-1-2, де здійснюється відокремлення газу від рідини (конденсату і рідини). Відсепарований газ із сепараторів С-1-1, С-1-2 надходить до сепараторів С-2-1, С-2-2 (ГБ-23), де здійснюється доочищення природного газу від залишків вологи і вуглеводневого конденсату в капельному вигляді. Відсепарований газ із сепараторів 1-ї ступені С-2-1, С-2-2 подається до теплообмінника Т-1 затрубного простору, де охолоджується зустрічним потоком газу з С-3, що проходить трубним простором, до температури 0...-3°C. Охолоджений газ із теплообмінника Т-1 дроселюється із температурою -3°C скеровується в низькотемпературний сепаратор 2-ї ступені С-3 (ГБ-18), де від газу остаточно відділяється рідина, яка випала в результаті охолодження. В теперішній час газ з УВП надходить на сепаратори С-1-2, С-2-2, а сепаратори С-1-1, С-2-1 закриті через малу завантаженість технологічної установки від 300 до 400 тис.м³/доб, оскільки пропускна здатність УКПГ-1 – 1 млн.м³/доб.

Осушений газ із С-3 скеровується до теплообмінника Т-2 трубного простору, де нагрівається зустрічним потоком теплоносія, що проходить затрубним простором, до температури +5°C, і в подальшому надходить на вузол заміру трубопроводом діаметром 200 або 114 мм.

Вузол заміру газу включає три лінії:

1 – газ від основної лінії;

2 – газ від замірної лінії;

3 – газ на автоматизовану газорозподільчу станцію (АГРС "Енергія – 1").

На цих лініях встановлено замірні діафрагми, після чого покази витрати газу, тиск і температура виводяться на прилад "Флоутек". Після заміру газ з основної і замірної ліній колек-

тором надходить в пиловловлювач, де здійснюється очищення газу від механічних домішок і вологи перед подаванням в магистральний газопровід на ТЕЦ-5 (в зимовий період) або в газопровід Шебелинка-Полтава-Київ через Степове ГКР (в літній період) [1]. Рідина з пиловловлювача продувається в ємність Є-6.

Рідина (вуглеводневий конденсат, пластова вода і метанол) із сепараторів С-1-1, С-1-2, С-2-1, С-2-2, С-2-3, С-2-4 скеровується в роздільну ємність Р-1, де конденсат відокремлюється від пластової води, метанолу. Конденсат із Р-1 направляється в ємність вивітрювання Є-1, а пластова вода з метанолом надходить на дегазатор Д-1, а відтак в ємність Є-6-1.

Рідина (вуглеводневий конденсат, пластова вода і метанол) із низькотемпературних сепараторів С-3, С-3-1 подається в роздільовач Р-2, де відбувається розділення на вуглеводневий конденсат і пластову воду, метанол. Конденсат із Р-2 направляється в ємність вивітрювання Є-1, а пластова вода з метанолом - на дегазатор Д-1, а відтак в ємність Є-6-1. Із ємностей Є-6-1 здійснюється виведення рідини на блоки регенерації метанолу (БРМ) УКПГ-2 або очисні споруди.

Ємність Є-1 призначена для вивітрювання вуглеводневого конденсату до тиску 1,6 МПа. Потім конденсат подається в ємність вивітрювання Є-2 конденсату до тиску 0,6 МПа. Після цього конденсат надходить на дегазатор Д-2, де здійснюється повне вивітрювання його до атмосферного тиску. Із Д-2 конденсат надходить в ємність Є-3, а потім трубопроводом діаметром Ду 150 – на парк конденсату.

Газ вивітрювання із Р-1 скеровується на вхід низькотемпературного сепаратора С-3; газ вивітрювання із Р-2 – на ежекторний пристрій ЄП-1, де високонапірним газом дотискується і подається на вхід низькотемпературного сепаратора С-3. Газ вивітрювання із ємності Є-1 надходить на ежекторний пристрій ЄП-2, де високонапірним газом дотискується і подається на вхід низьконапірного сепаратора С-3. Газ вивітрювання із Є-2 подається на сепаратор С-4, а далі – на ГРПШ-1-400 для власних потреб. Також передбачено лінію на факел. В даний час для власних потреб на вогневі підігрівачі ВП-1, 2 подається газ з автоматизованої газорозподільчої станції АГРС "Енергія-1".

Для дренажування рідини із сепараційного обладнання передбачена система дренажних трубопроводів, технологічно зв'язаних з дегазатором Д-2. Через Д-2 дренажна рідина надходить в ємність Є-3, а далі - на парк конденсату.

На рисунку 1 зображено схему установки комплексної підготовки газу УКПГ-1 Юліївського НГКР. Від якості природного газу, який надходить з нафтогазовидобувних об'єктів, залежить робота газотранспортної системи загалом. Проблема некондиційного газу в газопровід хоча б з одного родовища погіршить якість всього транспортованого газу. Недостатнє очищення газу є причиною зниження пропускної здатності газопроводів. Вирішення питань, пов'язаних з виявленням причин неякісної підготовки газу, розробленням і впровадженням

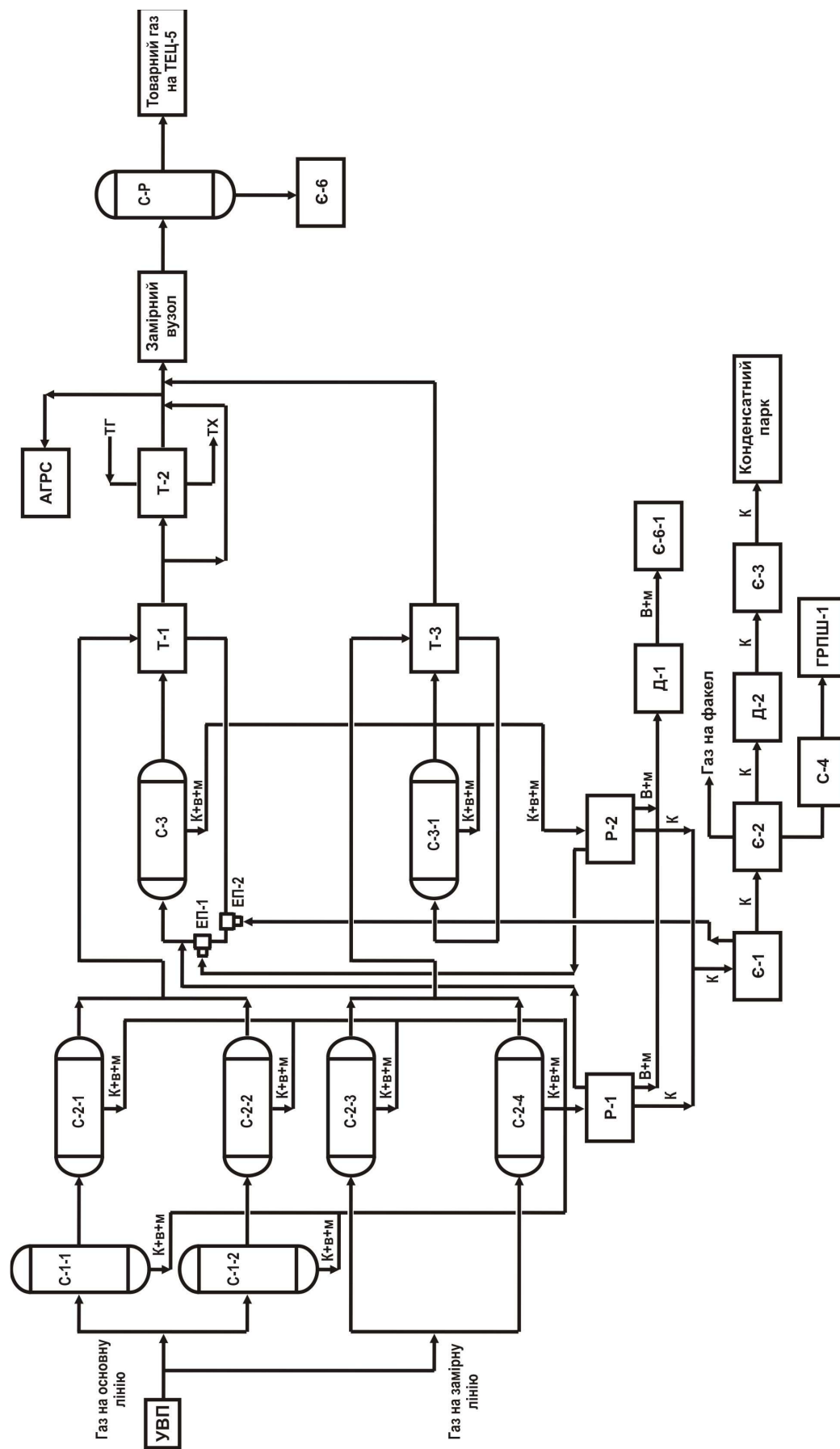


Рисунок 1 – Технологічна схема установки комплексної підготовки газу УКПГ-1 Юліївського НГКР

УВП - установка вимикаючих пристроїв; С-1-1, С-1-2, С-2-1, С-2-2, С-3, С-2-3, С-2-4, С-3-1, С-4, С-Р - сепаратори; Р-1, Р-2 - розділювачі рідини; Т-1, Т-2, Т-3 - теплообмінники; К+в+м - конденсат, вода, метанол; Д-1, Д-2 - дегазатори; Є-1, Є-2, Є-3 - ємності вивітрювання; Є-6, Є-6-1 - ємності; ЄП-1, 2 - ежекторний пристрій; АГРС "Енергія-1" - автоматизована газорозподільна станція

нових технологічних процесів, спрямованих на покращення техніко-економічних показників установок підготовки газу до транспорту, дозволять підвищити надійність роботи газотранспортних систем.

Зниження пластових тисків на газових свердловинах впливає на інтенсивність відбору газу на родовищах та призводить до вимушеного недотримання проектних режимів роботи установок на промислах сепараційного обладнання, що є однією із основних причин його неефективної роботи.

Основною вимогою до роботи установок низькотемпературної сепарації є забезпечення температури точки роси товарного газу по волозі і вуглеводнях.

На даний час на УКПГ-1 Юліївського НГКР забезпечується необхідна якість газу за рахунок низькотемпературної сепарації. Надалі зі збільшенням кількості води в продукції свердловин, зниженням робочих тисків, умови для низькотемпературної сепарації будуть погіршуватися, тому для дотримання необхідної якості газу доцільним буде вдосконалення сепараційного обладнання. В зв'язку з вище наведеним потрібно внести корективи в існуючу технологічну схему, модернізувати сепараційне обладнання технологічної установки УКПГ-1 Юліївського НГКР.

Забезпечення необхідної температури точки роси по волозі і вуглеводнях залежить від дотримання оптимального режиму роботи технологічних установок, ефективної роботи сепараторів (наявності всередині апаратів різних по конструкції відбійних пристроїв, сепараційних елементів), які мають велику поверхню для скупчення і коагуляції найменших крапель рідини.

Для забезпечення оптимального режиму роботи сепараційного обладнання УКПГ-1 Юліївського НГКР, слід проаналізувати роботу кожного сепаратора.

Найменш ефективним виявився вертикальний сепаратор С-1-2 першого ступеня сепарації, оскільки на нього спочатку подається газорідний потік від УВП УКПГ-1 (рис. 2). В зв'язку з цим необхідно провести детальний аналіз газу, який надходить у вертикальний сепаратор С-1-2 та виходить з нього.

Об'ємна, масова та мольна частки компонентів природного газу, який надходить у вертикальний сепаратор С-1-2, наведено в таблиці 1.

Об'ємна, масова та мольна частки компонентів природного газу, який виходить із вертикального сепаратора С-1-2, наведено в таблиці 2.

З наведеного видно, що газ, який поступає та виходить з вертикального сепаратора С-1-2, очищується не повністю, оскільки в його конструкції передбачено мало відбійних елементів: тільки у верхній частині сепаратора встановлена одна тарілка. Таким чином, газ надходить у сепаратор, скеровується у верхню його частину на тарілку і виходить з сепаратора, а рідина, що відбилася від тарілки, стікає стінками корпусу сепаратора у нижню його частину. Враховуючи

викладене, виникає необхідність вдосконалити конструкцію сепаратора.

Для покращення підготовки газу слід здійснити модернізацію існуючого вертикального сепаратора С-1-2 першої ступені сепарації. В зв'язку з цим пропонується на вхід сепаратора С-1-2 встановити сепараційну вставку з завихрювачем, а на виході з сепаратора – краплевловлюючу насадку, яка є металічною сіткою. Це дозволить потік газу, який надходить у сепаратор додатково розкрутити, і рідина, що потрапить до сепаратора від газу, краще розділятиметься за рахунок гравітаційних та відцентрових сил, а також потоком газу не будуть виноситись краплі рідини з сепаратора поза тарілку, оскільки їх буде затримувати краплевловлююча насадка. Таким чином, більше рідини буде залишатися у вертикальному сепараторі С-1-2 першої ступені сепарації і менше виноситися на другу ступінь сепарації.

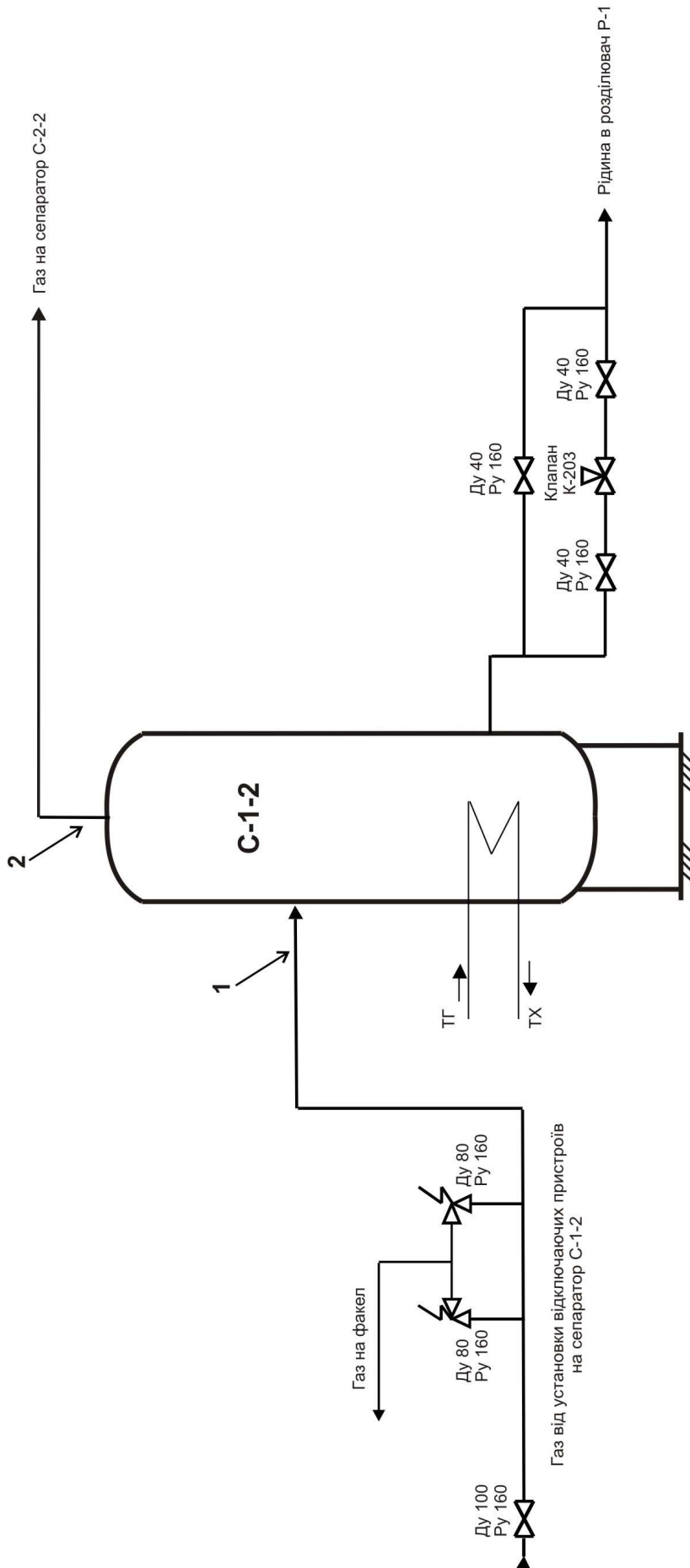
Сепараційна вставка (рис. 3) складається з порожнистого двофланцевого корпусу 1, що містить сепараційний елемент 2 з центральним краплевподібним обтічником 3 та напрямними завихрюючими лопатками 4, розміщеними в кільцевому каналі між внутрішньою поверхнею корпусу 1 та центральним краплевподібним обтічником 3. Слід зауважити, що кількість завихрюючих лопаток у сепараційній вставці можна змінювати в залежності від продуктивності технологічних установок та дебіту газових свердловин.

Очищення природного газу за допомогою сепараційної вставки здійснюється так. Газорідний потік надходить в напрямну камеру сепараційної вставки 2, визначену внутрішньою поверхнею корпусу 1, центральним краплевподібним обтічником 3 та лопатками 4, де набуває прискореного обертово-поступального (вихрового) руху. На виході з сепараційної вставки 2 за рахунок розширення газу температура потоку флюїду знижується, що призводить до конденсації вологи. Під дією відцентрової сили, яка виникає при обертанні двофазного потоку, краплі рідини відкидаються на внутрішню стінку каналу корпусу 1 та утворюють на ній плівку, яка газовим потоком виноситься до основної камери сепаратора і далі - в камеру для збору і відстоювання рідини.

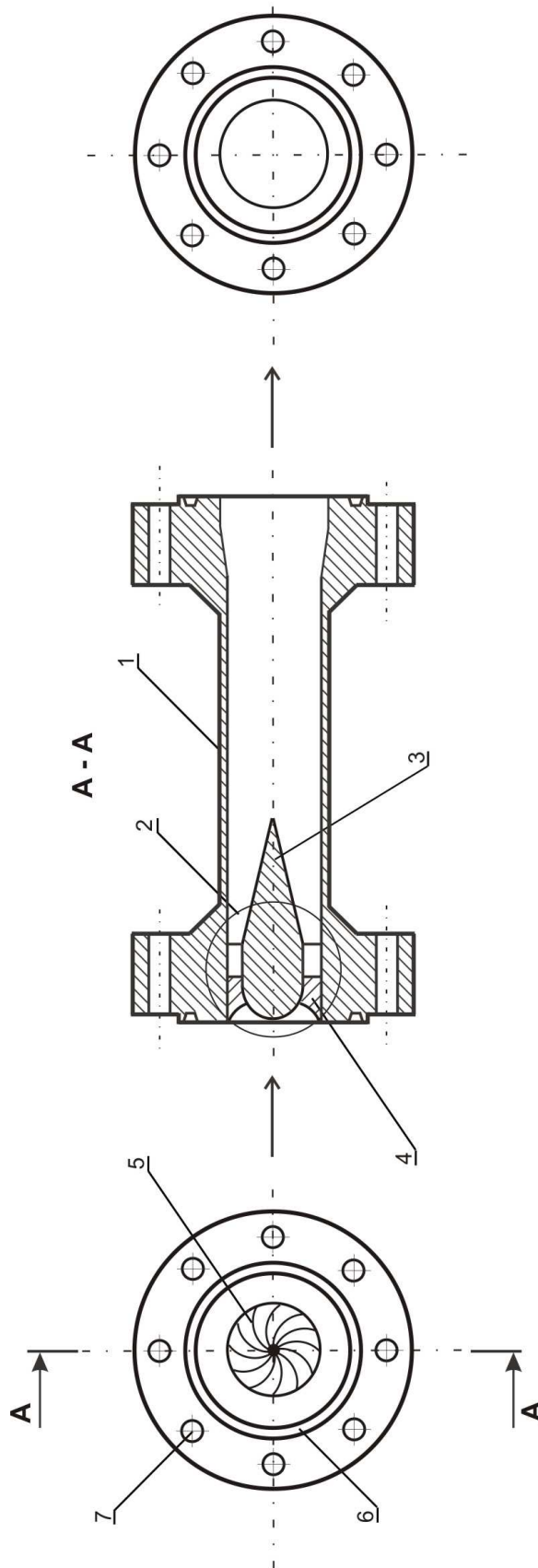
Необхідно відмітити, що сепаратор С-3 другої ступені сепарації у 2005 році модернізовано шляхом обладнання його сепараційною головкою з прямоточними відцентровими сепараційними елементами [2].

Впровадження викладених заходів дозволить за короткий час провести модернізацію сепараційного обладнання, що дасть змогу підвищити коефіцієнт сепарації та краще очистити газ від рідини.

В подальшому для забезпечення якісного очищення газу на УКПГ-1 пропонується встановити турбодетандер за допомогою, якого буде значно знижуватися температура сепарації, що дозволить, в свою чергу, охолоджувати товарну продукцію свердловин для кращого вилучення з газу вуглеводнів.



С-1-2 - сепаратор; ТГ, ТХ - теплоносії гарячий, холодний;
 1 → - місце встановлення сепаратійної вставки; 2 → - місце встановлення краплевлывлюючої насадки
Рисунок 2 – Обв’язка сепаратора С-1-2 на УКПГ-1 Юлівського НГКР



1 - корпус; 2 - камера сепараційної вставки; 3 - центральний краплеподібний обтічник;
4 - завихрюючі лопатки; 5 - лопатка; 6 - паз під кільце; 7 - отвір під шпильку

Рисунок 3 – Сепараційна вставка

Таблиця 1 – Об’ємні частки компонентів природного газу, що надходить у вертикальний сепаратор С-1-2

№ з/п	Вуглеводень	Хімічний склад	Об’ємна частка, %	Масова частка, %	Мольна частка, %
1	Метан	CH ₄	88,256	88,140	76,305
2	Етан	C ₂ H ₆	5,776	5,804	9,360
3	Пропан	C ₃ H ₈	2,046	2,074	4,863
4	ізо-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,251	0,258	0,787
5	н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,619	0,637	1,938
6	нео-Пентан	нео-C ₅ H ₁₂	0,005	0,005	0,018
7	ізо-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,126	0,132	0,490
8	н-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,114	0,120	0,444
9	Гексан+вищі	C ₆ H ₁₄	0,323	0,351	1,466
10	Кисень	O ₂	0,013	0,013	0,022
11	Азот	N ₂	1,802	1,797	2,721
12	Двоокис вуглецю	CO ₂	0,669	0,670	1,587

Густина газу при 20° С – 0,775 кг/м³

Таблиця 2 – Об’ємні частки компонентів природного газу, що виходить з вертикального сепаратора С-1-2

№ з/п	Вуглеводень	Хімічний склад	Об’ємна частка, %	Масова частка, %	Мольна частка, %
1	Метан	CH ₄	88,643	88,542	77,365
2	Етан	C ₂ H ₆	5,712	5,741	9,345
3	Пропан	C ₃ H ₈	1,987	2,014	4,766
4	ізо-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	0,242	0,249	0,766
5	н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	0,565	0,582	1,788
6	нео-Пентан	нео-C ₅ H ₁₂	0,005	0,005	0,019
7	ізо-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	0,114	0,119	0,448
8	н-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	0,101	0,107	0,398
9	Гексан+вищі	C ₆ H ₁₄	0,167	0,181	0,765
10	Кисень	O ₂	0,013	0,013	0,022
11	Азот	N ₂	1,778	1,773	2,709
12	Двоокис вуглецю	CO ₂	0,672	0,674	1,610

Густина газу при 20° С – 0,768 кг/м³

Література

1 Комплексний проект розробки газоконденсатних та нафтових покладів Юліївського НГКР, звіт про НДР, за договором 100 ХГВ/2006-2006 (тема 51.272/2004-2006).

2 Кисельова С.О. Сепараційне обладнання УкрНДІгазу на базі відцентрових сепараційних елементів [Текст] / С.О. Кисельова, Л.О. Бондаревська, Є.О. Летюк, В.В. Тюрін // Питання розвитку газової промисловості України: Зб. наук. пр.: УкрНДІгаз. – Харків, 2009. – Вип. XXXVII. – С. 225-230.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
11.05.11*

*Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.*

ДОСЛІДЖЕННЯ АЛГОРИТМІВ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦІЇ В КОМП'ЮТЕРНИХ СИСТЕМАХ

В.Б. Кропивницька, Б.В. Клим, А.Г. Романчук, М.О. Слабінога

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

Розроблено систему імітаційного моделювання поведінки процесів в комп'ютерних системах (зокрема, нафтогазового комплексу) з урахуванням заданих алгоритмів диспетчеризації, що дозволяє проводити моделювання обробки даних процесів системою і тим самим визначити оптимальні характеристики та стратегії диспетчера системи для роботи з заданим набором процесів.

Зроблено аналіз існуючих алгоритмів планування процесів, виділені їхні недоліки та переваги. Визначено роль диспетчеризації в комп'ютерних системах, які тут розглядають як системи масового обслуговування. Розглянуті основні алгоритми планування і проведено дослідження їхнього впливу на завершення процесів в системі за допомогою розробленої програми імітаційного моделювання.

Ключові слова: алгоритми диспетчеризації, процес, комп'ютерна система, імітаційне моделювання.

Разработана система имитационного моделирования поведения процессов в компьютерных системах (в частности нефтегазового комплекса) с учетом заданных алгоритмов диспетчеризации. что позволяет проводить моделирование обработки данных процессов системой и тем самым определить оптимальные характеристики и стратегии диспетчера системы для работы с заданным набором процессов.

Проанализированы существующие алгоритмы планирования процессов. выделены их достоинства и недостатки. Определена роль диспетчеризации в компьютерных системах, которые рассматриваются здесь как системы массового обслуживания. Рассмотрены основные алгоритмы планирования и проведены исследования их влияния на завершение процессов в системе при помощи созданной программы имитационного моделирования.

Ключевые слова: алгоритмы диспетчеризации, процесс, компьютерная система, имитационное моделирование.

Article deals with development of the simulation system of processes behavior in computer systems depending on given scheduling algorithms. This allows to simulate processes execution and thereby to determine the system scheduler's optimal features and strategies for a given set of processes.

In the process existing queuing models that fully characterize the processing system were analysed. The scheduling role in the systems of this type was determined. Basic scheduling algorithms were considered and their impact on completion processes in the system was investigated with a help of the simulation program.

Keywords: algorithms of dispatcher, process, computer system, simulation modeling.

I Вступ. Комп'ютерні системи постійно розвиваються та стають більш потужними. В той же час розширюється набір задач, які ними вирішуються, зростає їх кількість та потреба в системних ресурсах. Це, зокрема, стосується об'єктів нафтогазового комплексу, які, як правило, розподілені в просторі, що спричиняє збільшення трафіка в комп'ютерних мережах.

Однією з ключових концепцій багатозадачності, функціонування систем загального призначення та систем реального часу є диспетчеризація. Вона призначена для розподілу ресурсів системи між багатьма задачами з потенційно конкуруючими вимогами. Кожна комп'ютерна система, чи то система пакетної обробки, інтерактивна система чи система реального часу, розподіляє наявні ресурси між процесами так, щоб оптимізувати свою роботу відповідно до одного або декількох користувацьких чи системних критеріїв. Власне, розподілом системних ресурсів займається операційна система, а способами цього розподілу – її частина, відома як планувальник або диспетчер, який при цьому повинен задовольнити певні вимоги системи, наприклад такі, як час відгуку певного процесу, пропускну здатність чи коефіцієнт використання процесора.

Імітаційне моделювання є потужним інструментом, який дає змогу визначити оптимальні стратегії диспетчера для певного набору процесів. Таке моделювання дає можливість отримати більш детальне уявлення про поведінку процесів у системі, ніж прогнози розрахунки та розробка аналітичної моделі.

Попри значний інтерес до проблеми обслуговування процесів у комп'ютерних системах, особливо при розробці та реалізації операційних систем, проблемі імітаційного моделювання поведінки процесів у системі великої уваги не приділялось. Можна виділити лише декілька програмних продуктів, які використовуються для цієї мети: MOSS Scheduling Simulator, CPUSS, Cheddar. Кожна із перелічених систем моделювання має свої недоліки: незначна кількість алгоритмів диспетчеризації, роботу яких можна зімітувати; неможливість налаштування користувачем параметрів цих алгоритмів; мала кількість статистичних показників, які враховуються при визначенні характеристик системи; недорозвинений і незручний графічний інтерфейс або взагалі його відсутність, що вимагає часу на освоєння програми. Крім того, жоден із програмних продуктів не дозволяє прове-

сти імітаційне моделювання поведінки процесів у багатопроцесорній системі.

II Постановка завдання. Сформулюємо завдання дослідити роботу процесів у операційних системах при використанні різних алгоритмів планування. Для дослідження процесів диспетчеризації в комп'ютерних системах потрібно розробити систему імітаційного моделювання поведінки процесів, яка відтворює роботу частини операційної системи, відомої як диспетчер, що дозволило б проводити моделювання обробки процесів системою в залежності від різної кількості процесорів та з врахуванням заданих алгоритмів.

III Результати. Основна мета диспетчеризації – це розподіл процесорного часу таким чином, щоб оптимізувати один або декілька аспектів поведінки системи. Загалом, існує досить багато критеріїв оцінки різних стратегій планування.

Найбільш популярні критерії можуть бути класифіковані в двох площинах. По-перше їх можна поділити на користувачькі та системні. Користувачькі критерії пов'язані з поведінкою системи стосовно окремого користувача або процесу. Системні критерії орієнтовані на ефективність і повноту використання процесора, тоді як користувачькі критерії важливі майже для всіх систем, системні критерії, скажімо, для однокористувачьких систем не такі значущі.

Ше один спосіб розподілу критеріїв: ті, які пов'язані з продуктивністю системи, і ті, які з продуктивністю безпосередньо не пов'язані. Критерії, орієнтовані на продуктивність, виражаються числовими значеннями і зазвичай їх досить легко виміряти. Критерії ж, не пов'язані з продуктивністю або якісні за своєю природою, важко піддаються вимірюванню і аналізу [1, 2].

Найпростіший алгоритм диспетчеризації «першим прийшов – першим обслужений» – First-Come, First-Served (FCFS). Як тільки процес стає готовим до виконання, він приєднується до черги готових процесів. При зупинці виконання поточного процесу для виконання вибирається той процес, який знаходився в черзі найдовше. Такий алгоритм здійснює невитіснюче планування.

Алгоритм FCFS є дуже простим у реалізації, але він має ряд недоліків. Середній час очікування і середній повний час виконання процесу для цього алгоритму істотно залежать від порядку розташування процесів у черзі. Якщо виконується деякий тривалий процес, то короткотривалі процеси, що перейшли в стан готовності після виконання тривалого процесу, будуть дуже довго чекати на початок виконання [3]. Покажемо це на прикладі. Нехай до системи на виконання прибувають 3 процеси (табл. 1).

Залежність середнього часу очікування від порядку виконання заданих процесів показано на рис. 1.

Таблиця 1 – Параметри процесів, що виконуються з використанням стратегії FCFS

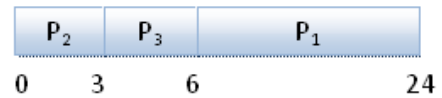
Процес	Час прибуття	Час виконання
P ₁	0	18
P ₂	0	3
P ₃	0	3

Порядок виконання P₁, P₂, P₃:



$$\text{Сер. час очікування} = (0 + 18 + 21) / 3 = 13$$

Порядок виконання P₂, P₃, P₁:



$$\text{Сер. час очікування} = (0 + 3 + 6) / 3 = 3$$

Рисунок 1 – Залежність середнього часу очікування від порядку виконання процесів для алгоритму FCFS

Інша складність при використанні стратегії FCFS пов'язана з тенденцією процесів, орієнтованих на роботу з процесором, до отримання переваги над процесами, орієнтованими на ввід-вивід. При роботі процесу, орієнтованого на процесор, решта процесів, що орієнтовані на ввід-вивід, вимушені знаходитися в стані очікування. Деякі з них можуть знаходитися в черзі вводу-виводу в заблокованому стані, або можуть повернутися в чергу готових до виконання процесів за той час, поки виконується процес, орієнтований на використання процесора. Виникає ситуація, коли попри потенційну можливість роботи пристроїв вводу-виводу вони знаходяться в стані простою. При перериванні виконання поточного процесу готові процеси (орієнтовані на ввід-вивід) швидко проходять через стан виконання і тут же виявляються заблокованими черговою операцією вводу-виводу. Якщо ж у цей момент опиниться заблокованим той процес, що орієнтований на використання процесора, то процесор знаходитиметься в стані простою і, таким чином, стратегія FCFS може спричинити неефективне використання як пристроїв вводу-виводу, так і процесора. [2]

Очевидним шляхом підвищення ефективності роботи з короткотривалими процесами в схемі FCFS є використання витіснення на основі таймера. Проста стратегія, заснована на цій ідеї, – це стратегія кругового (карусельного) планування (Round Robin – RR). Таймер генерує переривання через певні інтервали часу. На час кожного переривання процес, що виконується в даний момент, поміщається в чергу готових до виконання процесів, і починає виконуватися черговий процес, вибраний відповідно до стратегії FCFS. Ця методика відома також як

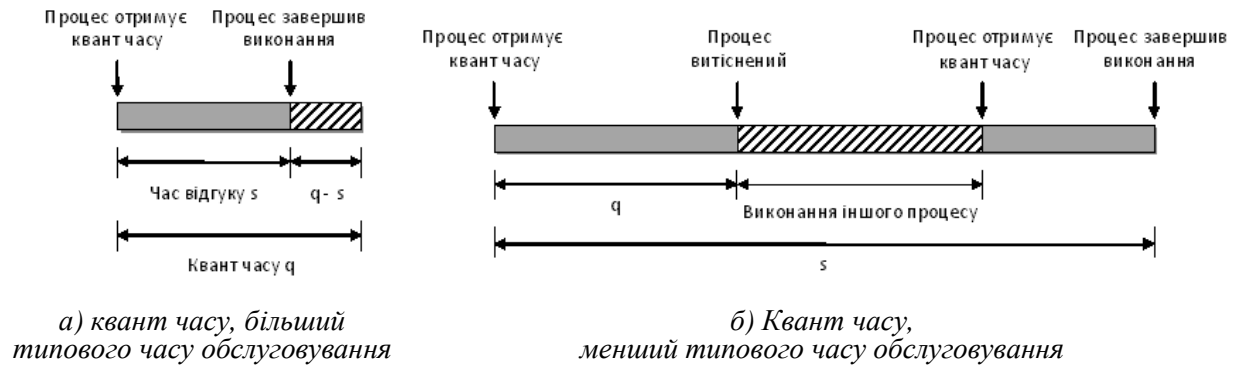


Рисунок 2 – Вплив довжини кванта часу на час відгуку

квантування часу, оскільки перед витісненням кожен процес отримує квант часу на виконання.

При круговому плануванні принциповим постає питання про тривалість кванта часу. Одне з емпіричних правил у цьому випадку звучить так: квант часу має бути трохи більшим, ніж час, потрібний для типового повного обслуговування. На рисунку 2 проілюстровано вплив тривалості кванта часу на час відгуку. В граничному випадку, коли квант часу перевищує час виконання найдовшого процесу, кругове планування вироджується в планування FCFS [3].

Щоб виявити один із основних недоліків даного алгоритму, розглянемо роботу з набором процесів, орієнтованих як на процесор, так і на операції вводу-виводу. Як правило, в процесів з інтенсивним вводом-виводом проміжок часу між двома операціями вводу-виводу, коли процес використовує процесор, менше, ніж в процесу, орієнтованого на використання процесора. В результаті можлива така ситуація: процес з інтенсивним вводом-виводом використовує процесор протягом короткого проміжку часу і опиняється в заблокованому стані в очікуванні завершення операції вводу-виводу. Після закінчення цієї операції він знову приєднується до черги готових до виконання процесів. З іншого боку, процес з інтенсивним використанням процесора зазвичай використовує відпущений йому квант часу повністю і миттєво повертається в чергу готових до виконання процесів. Отже, процес, орієнтований на роботу з процесором, отримує значно більший процесорний час, що спричиняє зниження продуктивності процесів з інтенсивним вводом-виводом, неефективне використання пристроїв вводу-виводу і збільшення часу відгуку [1].

Алгоритм вибору найкоротшого процесу (Shortest Job First) – це невитісняюча стратегія, при якій для виконання вибирається процес з найменшим очікуваним часом виконання. Основна складність алгоритму SJF полягає в тому, що для його реалізації необхідна оцінка часу виконання, потрібного кожному процесу. Основна проблема при використанні стратегії SJF полягає в тому, що при стабільній роботі коротких процесів і їх постійному надходженні час очікування та відгуку довгих процесів сильно зростає, що може спричинити їх “голодування”.

Крім того, використовувати даний алгоритм в системах з розподіленням часу або системах обробки транзакцій недоцільно через відсутність витіснення.

Стратегія найменшого часу, що залишається (Shortest Remaining Time), є витісняючою версією стратегії SJF. В цьому випадку диспетчер вибирає процес з найменшим очікуваним часом до закінчення процесу. При приєднанні нового процесу до черги процесів може виявитися, що його час виконання, що залишився, насправді менше, ніж час виконання процесу, що в даний момент виконується. Диспетчер, відповідно, може застосувати витіснення при готовності нового процесу. Як і при використанні стратегії SJF, планувальник для коректної роботи функції вибору повинен оцінювати час виконання процесу; в цьому випадку також є ризик “голодування” довгих процесів.

У випадку використання стратегії SRT немає таких великих перекосів на користь довгих процесів, як при використанні стратегії FCFS; на відміну від стратегії RR, тут не генеруються додаткові переривання, що знижують накладні витрати. Проте в цьому випадку відбувається збільшення накладних витрат через необхідність у фіксуванні і записі часу виконання процесів. У зв'язку з тим, що короткі завдання миттєво отримують перевагу над довготривалими завданнями, які виконуються, стратегія SRT має істотну перевагу над стратегією SJF за часом обігу та очікування [1]. Продемонструємо це на такому прикладі. Нехай до системи на виконання надходять 4 процеси (табл. 2).

Середній час очікування процесів для невитісняючого алгоритму SJF та витісняючого SRT показано на рис. 3.

При використанні алгоритму планування з пріоритетами кожному процесу присвоюється певне числове значення – пріоритет, відповідно до якого йому виділяється процесорний час. Як правило, менше числове значення пріоритету означає, що процес має більш високий пріоритет. Алгоритм пріоритетного планування може бути як витісняючим, так і невитісняючим. Процеси з однаковими пріоритетами плануються в порядку FCFS (рис. 4). Діаграма спрощена і ігнорує існування декількох черг заблокованих або призупинених процесів. Замість однієї черги готових до виконання процесів ми маємо

декілька таких черг, посортованих за зменшенням пріоритету: RQ_0, RQ_1, \dots, RQ_n , тобто:

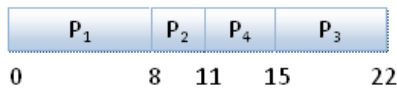
$$\text{Пріоритет } [RQ_i] > \text{Пріоритет } [RQ_j] \text{ при } i < j.$$

При виборі процесу диспетчер починає з черги процесів, яка має найвищим пріоритет (RQ_0). Якщо в черзі знаходиться один або декілька процесів, для роботи вибирається процес з використанням певної стратегії планування. Якщо черга RQ_0 порожня, розглядається черга RQ_1 і т. д.

Таблиця 2 – Параметри процесів, що виконуються за стратегією SJF та SRT

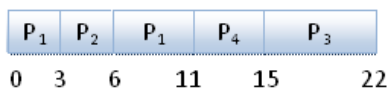
Процес	Час прибуття	Час виконання
P_1	0	8
P_2	3	3
P_3	4	7
P_4	8	4

Алгоритм SJF:



Середній час очікування:
 $(0 + 5 + 3 + 11) / 4 = 4,75$

Алгоритм SRT:



Середній час очікування:
 $(0 + 3 + 3 + 11) / 4 = 4,25$

Рисунок 3 – Середній час очікування процесів для алгоритму SJF та SRT

Головна проблема пріоритетного планування полягає в тому, що при неналежному виборі механізму призначення і зміни пріоритетів низькопріоритетні процеси можуть не запускатися невизначено довгий час. Це буде відбуватися при постійному поступленні нових готових до виконання процесів з високим пріоритетом. Вирішення цієї проблеми може бути досягнуте за допомогою збільшення пріоритету процесу через певний час [3].

Для систем, у яких процеси можуть бути легко розсортовані по різних групах, був розроблений інший клас алгоритмів планування: багаторівневі черги зі зворотнім зв'язком. Його суть полягає в тому, що для кожної групи процесів створюється своя черга процесів, яка знаходиться в стані готовності. Цим чергам приписуються фіксовані пріоритети. Виконується витісняюче планування з використанням динамічного механізму.

При надходженні процесу в систему він поміщається в чергу RQ_0 (рис. 5). Після першого виконання і повернення в стан готовності процес поміщається в чергу RQ_1 . Надалі при кожному витісненні цього процесу він вноситься до черги із все меншим пріоритетом. Відповідно, короткі процеси, що швидко виконуються, не можуть далеко зайти в ієрархії пріоритетів, тоді як довгі процеси поступово втрачають свій пріоритет. Таким чином, нові короткі процеси отримують перевагу у виконанні над старими довгими процесами [1].

Особливістю даного алгоритму є те, що всередині черг кожного рівня можуть застосовуватися різні алгоритми планування. Багаторівневі черги із зворотним зв'язком є найбільш загальним підходом до планування процесів. Вони найважчі в реалізації, але в той же час володіють найбільшою гнучкістю, оскільки для процесів з різними характеристиками застосовується найбільш вдалий алгоритм.

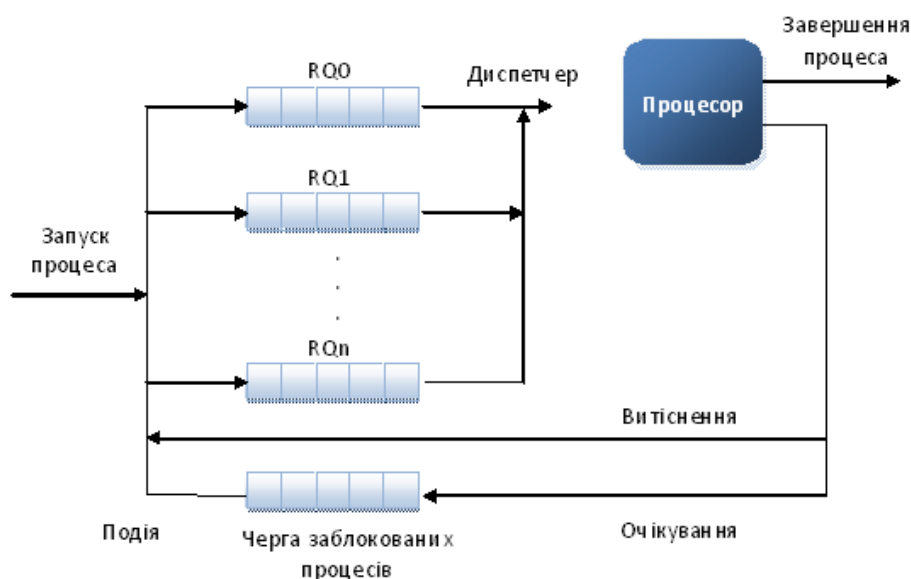


Рисунок 4 – Планування з використанням пріоритетів

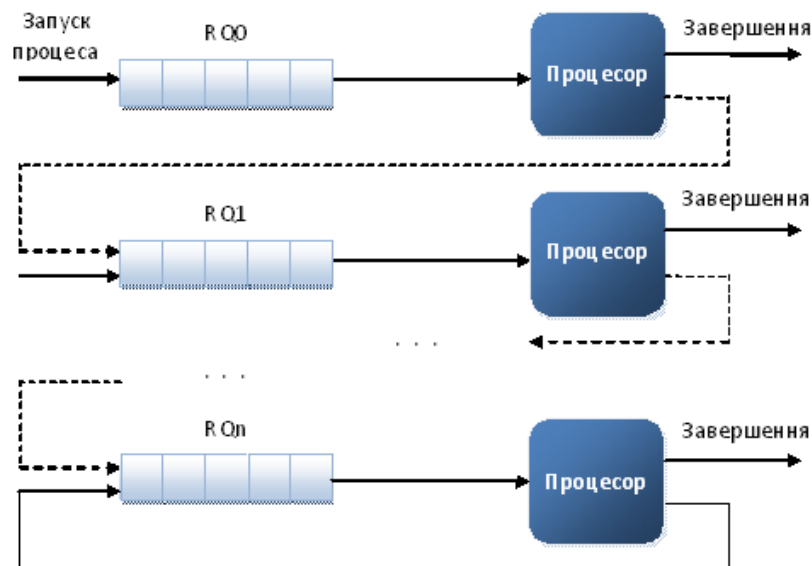


Рисунок 5 – Схема багаторівневої черги із зворотнім зв'язком

Незважаючи на значний інтерес до проблеми обслуговування процесів в комп'ютерних системах, особливо при розробці та реалізації операційних систем, проблемі імітаційного моделювання поведінки процесів у системі великої уваги не приділялось. Існуючі програмні продукти, які використовують MOSS, CPUSS, Cheddar, мають ряд недоліків: невелике число алгоритмів диспетчеризації, роботу яких можна зімітувати; неможливість налаштування користувачем параметрів цих алгоритмів; низька кількість статистичних показників, які характеризують роботу системи; незручний графічний інтерфейс; проведення імітаційного експерименту тільки для однопроцесорної системи [4]. Тому доцільно розробити систему імітаційного моделювання поведінки процесів, яка б дозволяла проводити моделювання обробки процесів системою залежно від різної кількості процесорів та з врахуванням заданих алгоритмів планування, і тим самим визначити оптимальні характеристики та стратегії диспетчера системи для роботи із заданим набором процесів. Програма імітаційного моделювання повинна дозволити проектувати комп'ютерну систему шляхом задання кількості процесорів та характеристик процесів, що надходять в систему на обробку, проводити імітаційне моделювання ініціалізації та обслуговування процесів з використанням заданих алгоритмів диспетчеризації, а також виводити статистичні показники та графічні результати моделювання [5]. Також необхідно розробити зручний користувацький інтерфейс програми, що дозволило б проводити дослідження та аналіз результатів без застосування додаткових засобів програмування. Програма моделювання процесів диспетчеризації в комп'ютерних системах написана мовою програмування C++ за допомогою крос-платформенного інструментарію розробки Qt версії 4.6.0. Це середовище зручне тим, що дозволяє запускати написане за

його допомогою програмне забезпечення на більшості сучасних операційних систем шляхом простої компіляції тексту програми для кожної ОС без зміни початкового коду. Воно включає всі основні класи, які можуть бути потрібні при розробці прикладного програмного забезпечення, починаючи з елементів графічного інтерфейсу і закінчуючи класами для роботи з мережею, базами даних, і т. д. [6].

Програма дозволяє імітувати поведінку системи масового обслуговування, а саме комп'ютерної системи із заданою кількістю обслуговуючих пристроїв (процесорів), що обробляє деякий набір задач (процесів), згідно вказаних алгоритмів диспетчеризації. Процеси, що поступають в систему на виконання, характеризуються певними властивостями, насамперед швидкістю надходження в систему та середнім часом обслуговування. Статистичні показники, отримані в результаті імітаційного експерименту, дають змогу оцінити вплив різних стратегій планування на виконання процесів системи.

В основу проведення експерименту покладемо систему із одним процесором. на обслуговування до якого надходять 1000 процесів із середньою швидкістю 20 процесів/секунду та середнім часом обслуговування 45 мс. Таким чином, коефіцієнт використання процесора дорівнює 90%. Вважасмо, що інтервали між надходженнями процесів в систему та час обслуговування розподілені експоненціально. Експеримент проводиться як для системи з коефіцієнтом завантаження 90% (один процесор), так і для системи з коефіцієнтом 45% (2 процесори) та 30% (3 процесори). Причому для багатопроцесорних систем розглядається два варіанти організації черг: спільна черга до всіх процесорів та окрема черга до кожного процесора.

Критеріями оцінки даного експерименту слугують:

Таблиця 3 – Результати експерименту для алгоритму «першим прийшов – першим обслужений»

Коефіцієнт завантаження, %	Схема системи	Середній час обігу, мс	Середній час очікування, мс	Нормалізований час обігу
90	M/M/1	412	366	33
45	M/M/2	53	9	1.8
	2 M/M/1	71	24	2.9
30	M/M/3	46	1	1.1
	3 M/M/1	53	7	1.9

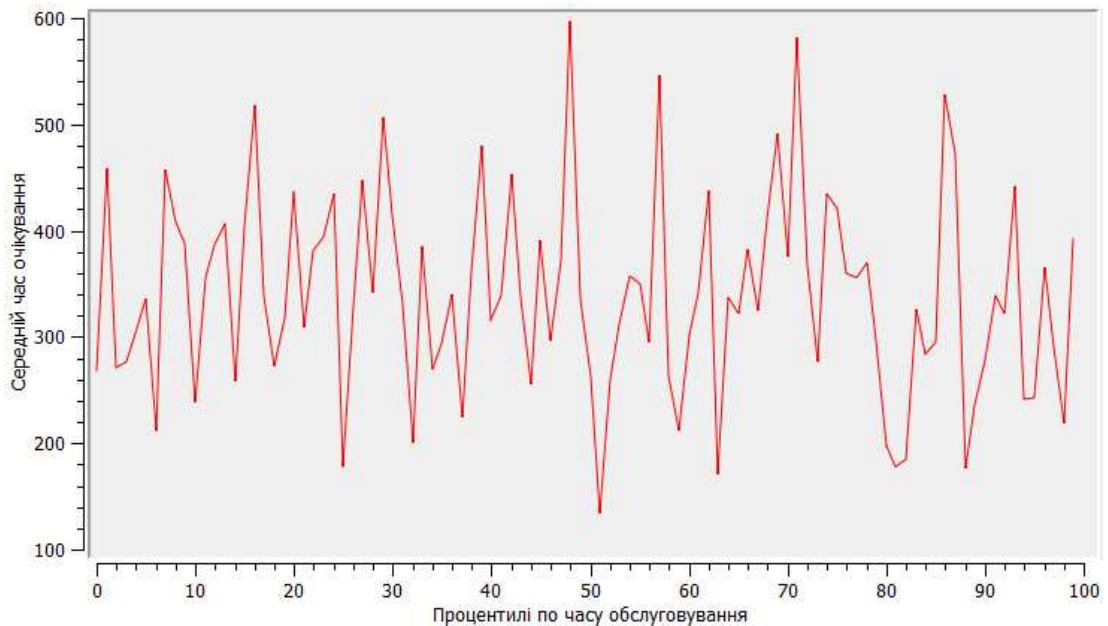


Рисунок 6 – Залежність часу очікування від часу обслуговування процесів для алгоритму «першим прийшов – першим обслужений»

– середній час обігу (повний час, який процес проводить у системі):

– середній час очікування (час, протягом якого процес чекає на виконання в черзі):

– середній нормалізований час обігу, що вказує відносну затримку процесу в системі і визначається як відношення часу обігу до часу виконання. Мінімальне значення цього відношення дорівнює 1. Збільшення цього значення відповідає зниженню рівня обслуговування.

Зважаючи на випадковий розподіл вхідних характеристик процесів, для одержання сталих результатів доцільно провести декілька досліджень із заданим набором параметрів системи.

Першим було проведено експеримент, у якому поведінка процесів системи визначалась алгоритмом «першим прийшов – першим обслужений». Моделювання здійснювалось 10 разів. Отримані результати подані в таблиці 3.

Для однопроцесорної системи продуктивність алгоритму «першим прийшов – першим обслужений» дуже низька, адже середній час обігу процесу в системі майже в 10 разів перевищує час обслуговування. При цьому короткі процеси страждають найбільше – їх відносна затримка в системі досягає 300 одиниць. З іншого боку, хоча час очікування достатньо великий, проте він практично однаковий як для

коротких, так і для довготривалих процесів (рис. 6).

При збільшенні кількості процесорів продуктивність алгоритму значно підвищується і процеси майже не затримуються в черзі, а відразу ж виконуються. Причому система із спільною чергою до декількох процесорів працює набагато ефективніше, ніж система із окремими чергами до кожного процесора.

При дослідженні системи із стратегією кругового планування додатково визначався вплив довжини кванта часу на роботу заданої стратегії. Розглядалося такі три випадки:

Квант часу менший від середнього часу обслуговування – 30 мс;

Квант часу дорівнює середньому часу обслуговування – 45 мс;

Квант часу більший за середній час обслуговування – 60 мс.

Результати експерименту наведено в таблиці 4. Як видно із одержаних результатів, оптимальна величина кванта часу, при якій алгоритм циклічної диспетчеризації працює найефективніше, становить 45 мс, тобто дорівнює середньому часу обслуговування процесу. Для двопроцесорної системи вибір кванта часу вже не відіграє такого вагомого значення, оскільки процеси дуже швидко обслуговуються.

Таблиця 4 – Результати експерименту для алгоритму кругового планування

Коефіцієнт завантаження, %	Квант часу, мс	Середній час обігу, мс	Середній час очікування, мс	Нормалізований час обігу
90	30	457	415	21
	45	421	368	19
	60	449	403	26
45	30	60	14	1.4
	45	58	12	1.4
	60	57	12	1.6

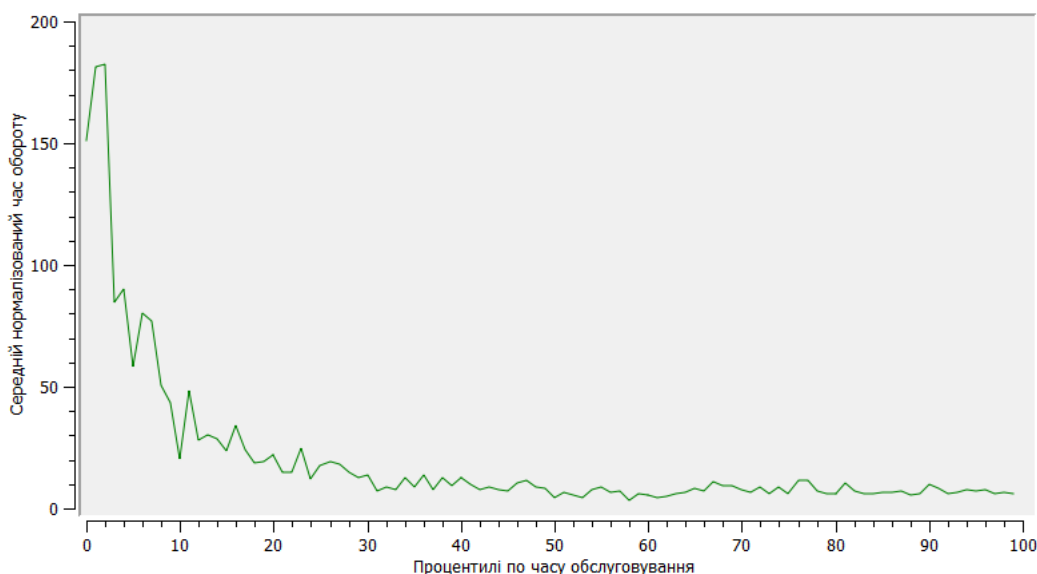


Рисунок 7 – Залежність нормалізованого часу обігу від часу обслуговування процесів для стратегії кругового планування

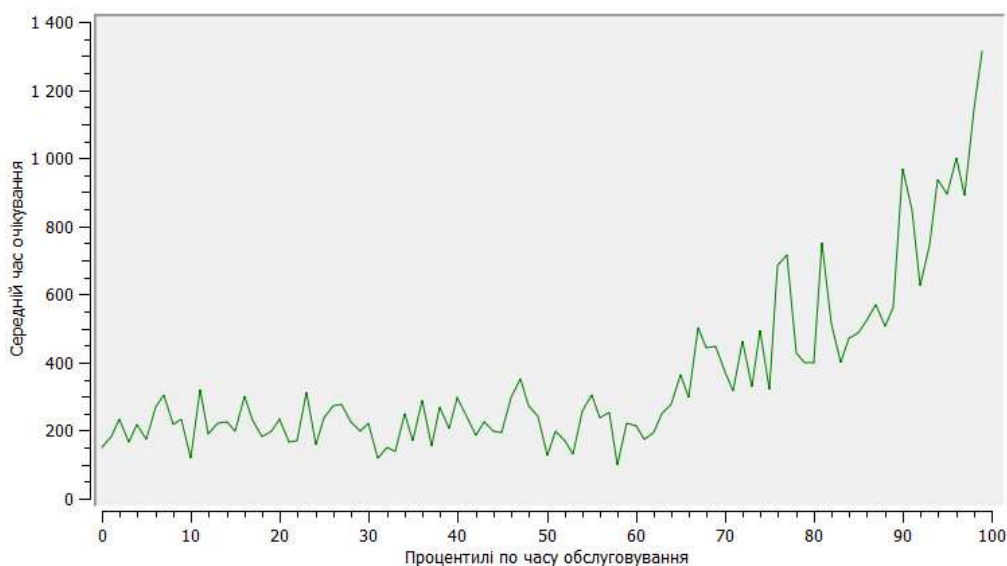


Рисунок 8 – Залежність часу очікування від часу обслуговування процесів для алгоритму кругового планування

За винятком найкоротших процесів, час обслуговування яких менший за один квант часу, при цій стратегії планування нормалізований час обігу (рис. 7) становить приблизно 10 одиниць для всіх процесів, таким чином забезпечуючи безпристрасність.

Проте внаслідок цієї безпристрасності час обігу довгих процесів різко розтягується і відповідно їх час очікування в черзі збільшується в рази (рис. 8).

У алгоритмі вибору найкоротшого процесу дослідження проводилось для витісняючого і

Таблиця 5 – Результати експерименту для алгоритму вибору найкоротшого процесу

Коефіцієнт завантаження, %	Витіснення	Середній час обігу, мс	Середній час очікування, мс	Нормалізований час обігу
90	ні	190	144	4.7
	так	160	114	1.7
45	ні	54	9	1.4
	так	50	6	1

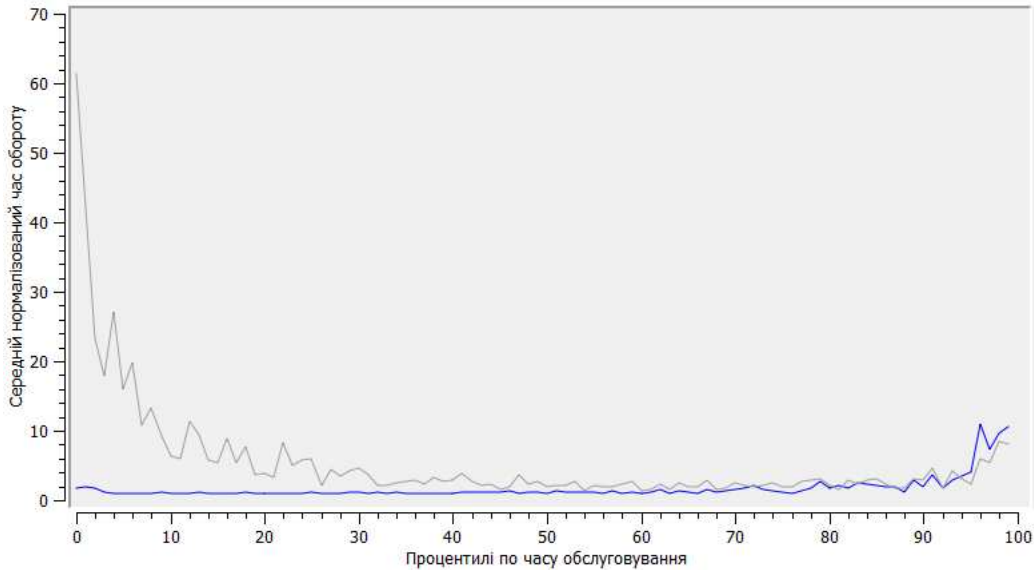


Рисунок 9 – Залежність нормалізованого часу обігу від часу обслуговування процесів для алгоритму вибору найкоротшого процесу

Таблиця 6 – Результати експерименту для алгоритму багаторівневої черги із зворотнім зв'язком

Коефіцієнт завантаження, %	Квант часу, мс	Середній час обігу, мс	Середній час очікування, мс	Нормалізований час обігу
90	30	417	372	5.6
	45	410	365	6.4
45	30	59	13	1.1
	45	58	13	1.1

невитісняючого варіантів. Результати моделювання представлені в таблиці 5.

Продуктивність при використанні витісняючого варіанту алгоритму (алгоритм вибору найменшого часу, що залишився) є вищою, ніж при використанні невитісняючої стратегії. На рис. 9 показано графік залежності середнього нормалізованого часу обігу від процентилів по часу обслуговування для обох варіантів алгоритму (світлішим позначено невитісняючу стратегію, темнішим – витісняючу). Як видно з рисунка, невитісняючий алгоритм краще обслуговує 10% найдовших процесів, на відміну від витісняючого, що краще справляється з короткими процесами.

При моделюванні стратегії багаторівневих черг із зворотнім зв'язком, кількість рівнів черг дорівнювала 3 (достатнє число для того, щоб довгі процеси переходили на нижчі рівні), а процеси вважалися такими, що не мають пріоритетів (при проведенні даного експерименту вважається, що всі процеси рівноправні). Довжина кванта часу була вибрана 45 мс згідно проведеного дослідження для алгоритму кругового планування. Але, зважаючи на те, що з переходом на кожен нижчий рівень черги процес отримував в своє розпорядження процесор протягом двох квантів часу попереднього рівня, було цікаво прослідкувати вплив коротшого кванта часу на продуктивність алгоритму. Отримані результати дослідження подано в таблиці 6.

Як виявилось, при такій стратегії диспетчеризації квант часу не має настільки вагомого впливу на продуктивність, як в випадку кругового планування, адже в кожному наступному підході до процесора йому надається вдвічі більший час для виконання.

Алгоритм багаторівневої черги із зворотнім зв'язком достатньо непогано працює із ко-

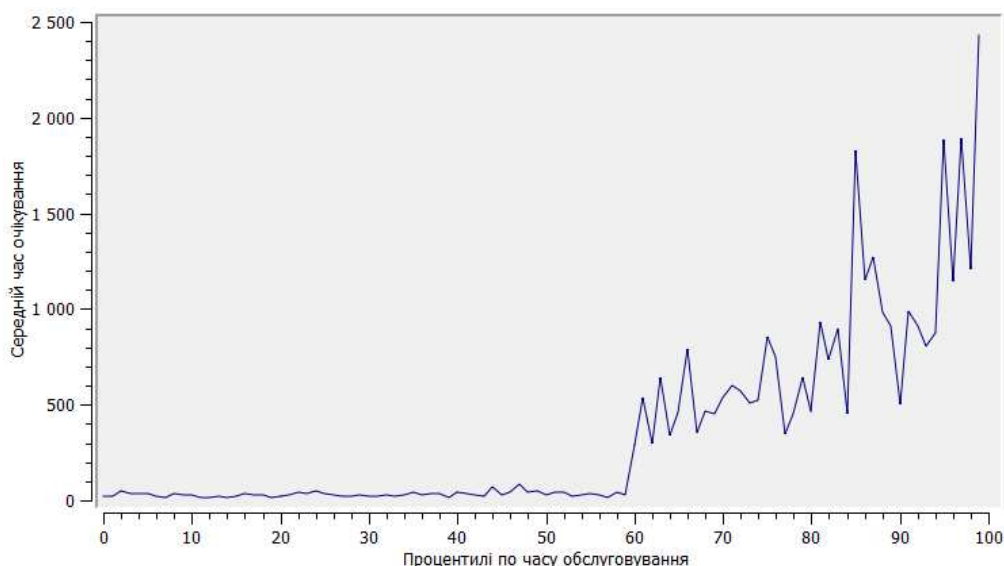


Рисунок 10 – Залежність часу очікування від часу обслуговування процесів для алгоритму багаторівневої черги із зворотнім зв'язком

Таблиця 7 – Результати експерименту для всіх алгоритмів диспетчеризації

	FCFS	RR	SJF	PP	MFQ
Коефіцієнт завантаження $\rho = 90\%$					
Середній час обігу, мс	622	653	235	657	650
Середній час очікування, мс	563	593	176	598	591
Нормалізований час обігу	39	27	2	32	7
Коефіцієнт завантаження $\rho = 45\%$					
Середній час обігу, мс	71	71	66	72	71
Середній час очікування, мс	11	11	6	12	11
Нормалізований час обігу	1.6	1.3	1	1.3	1.2
Коефіцієнт завантаження $\rho = 30\%$					
Середній час обігу, мс	62	62	62	62	62
Середній час очікування, мс	1.3	1.5	1.2	1.5	1.5
Нормалізований час обігу	1	1	1	1	1

роткими процесами (рис. 10). проте час очікування близько 40% найдовших процесів дуже великий.

Для отримання узагальнених результатів по всіх алгоритмах диспетчеризації було проведено ще один експеримент. В систему на обслуговування надходило 1000 процесів із середньою швидкістю 15 процесів/секунду та середнім часом обслуговування 60 мс. Інтервали часу між надходженнями процесів в систему та час обслуговування розподілені експоненціально. Для алгоритмів кругового планування та багаторівневої черги із зворотнім зв'язком квант часу задали рівним середньому часу обслуговування. Алгоритм вибору найкоротшого процесу працює в ефективнішому витісняючому варіанті, а для алгоритму пріоритетного планування задано 3 групи пріоритетів.

Проведено три досліді: в першому коефіцієнт завантаження процесора дорівнював 90%. в другому – 45%, в третьому – 30%. причому в останніх двох випадках використовується спільна черга до процесорів. Відмова від прове-

дення моделювання системи з окремою чергою до кожного із процесорів викликана тим, що в проведених експериментах даний підхід був неефективним і лише знижував вихідні показники системи для всіх алгоритмів диспетчеризації. Отримані в результаті проведення експерименту дані занесені до загальної таблиці 7.

Як видно, для заданого набору процесів алгоритм SJF, а точніше його витісняючий варіант, є оптимальним з погляду мінімізації середнього часу обігу та середнього часу очікування процесів серед усіх алгоритмів диспетчеризації (табл. 7). Відносна затримка процесу в системі (середній нормалізований час обігу) для даного алгоритму також є найнижчою (табл. 7). Оскільки алгоритм SJF надає перевагу коротким процесам, час очікування приблизно 5% найдовших процесів сильно розтягується (рис. 11), і може викликати "голодування" цих процесів.

Подібно до цього діє й алгоритм багаторівневої черги із зворотнім зв'язком (MFO). Попри низьку відносну затримку процесу в систе-

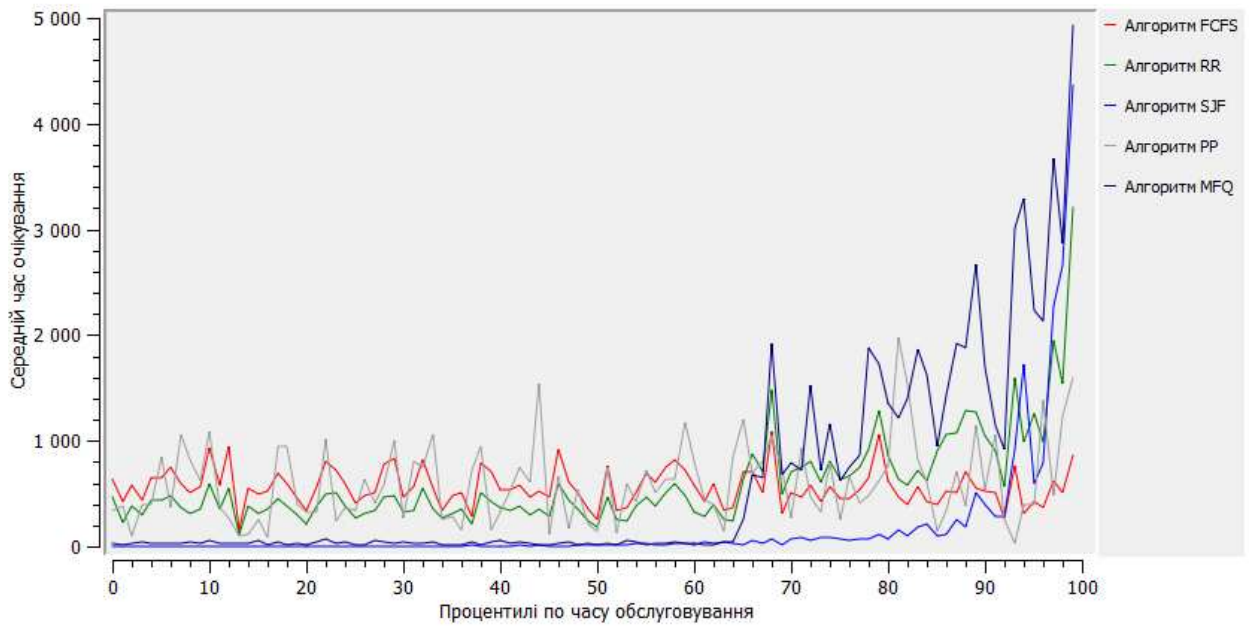


Рисунок 11 – Залежність часу очікування від часу обслуговування процесів для різних алгоритмів диспетчеризації при 90% завантаженні процесора

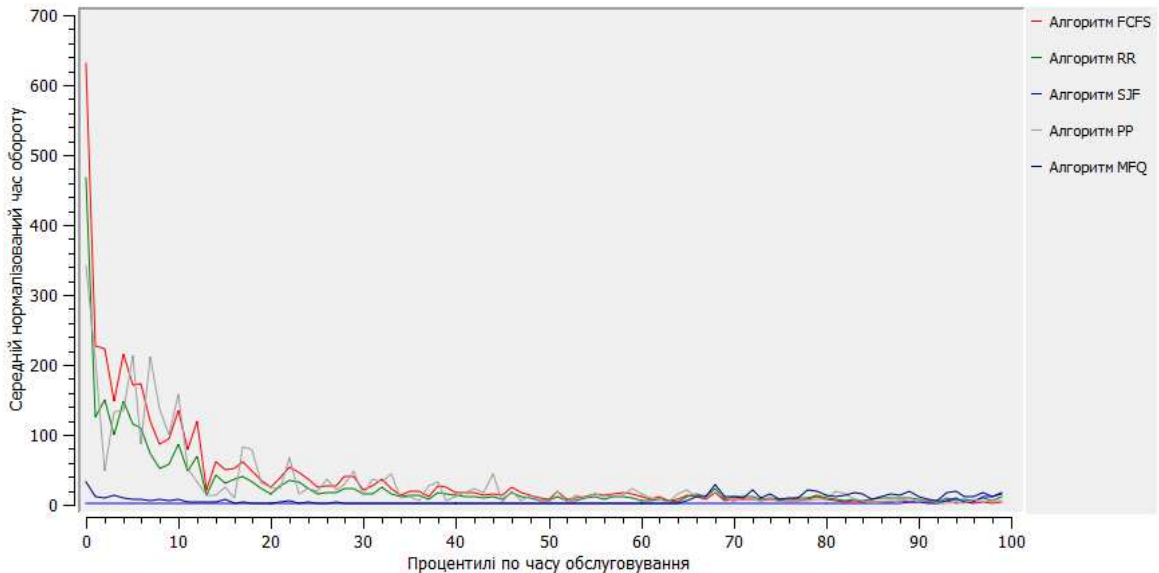


Рисунок 12 – Залежність нормалізованого часу обігу від часу обслуговування процесів для різних алгоритмів диспетчеризації при 90% завантаженні процесора

мі (рис. 12). час очікування приблизно 35% найдовших процесів є найбільшим серед усіх алгоритмів (рис. 11), що дає підставу говорити про можливе виникнення “голодування”.

На відміну від двох попередніх алгоритмів, алгоритм «першим прийшов – першим обслужений» (FCFS) віддає перевагу довгим процесам. Хоча середній нормалізований час обігу процесів є найбільшим для даного алгоритму (табл. 7), затримка близько 10% найдовших процесів у системі є найменшою серед усіх алгоритмів (рис. 12) Ще однією особливістю, яка вирізняє цей алгоритм, є середній час очікування, який практично однаковий як для коротких, так і для довгих процесів (рис. 11).

Подібно до FCFS працює й алгоритм кругового планування (RR) (табл. 7), проте він яв-

но ефективніше справляється з короткими процесами. Щодо довготривалих процесів, то середній час очікування приблизно 35% найдовших процесів для даного алгоритму більший за час очікування цих же процесів у стратегії FCFS (рис. 12).

Алгоритм витісняючого пріоритетного планування (PP) має подібні статистичні показники до алгоритмів FCFS та RR (табл. 7). Поведінка цього алгоритму значною мірою визначається порядком надходження процесів з вищим пріоритетом, а тому його вплив на короткі та довгі процеси може бути різним в залежності від цього фактору, що і демонструють рис. 11 та рис. 12.

На рис. 13 зображено динаміку росту черги в часі. Видно, що при використанні витісняю-

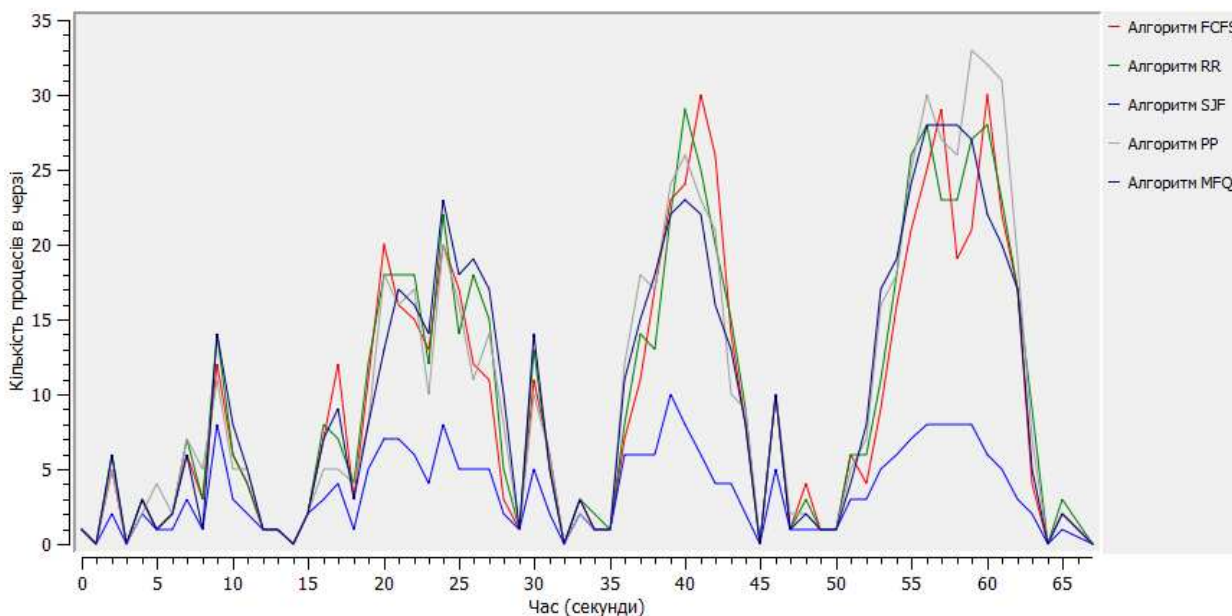


Рисунок 13 – Динаміка росту черги в часі при використанні різних стратегій планування

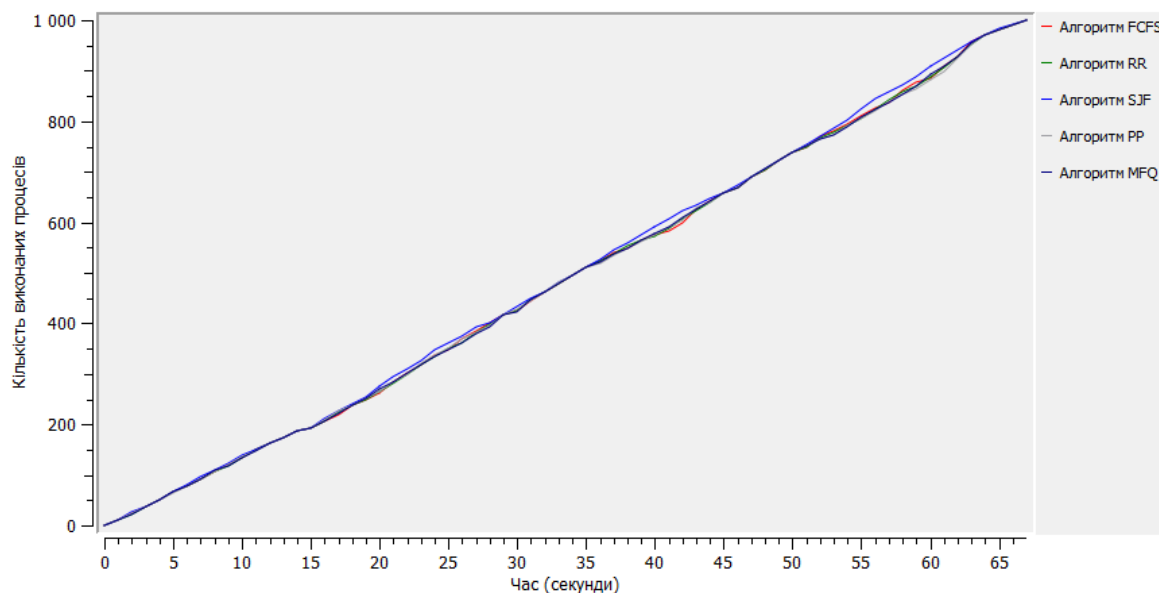


Рисунок 14 – Зміна кількості виконаних процесів в часі при використанні різних стратегій планування при 90% завантаженості процесора

чої стратегії SJF середня кількість процесів, що очікують виконання, є найменшою серед всіх алгоритмів. Це зумовлено тим, що короткі процеси виконуються відразу, і в черзі залишаються лише довгі процеси, на відміну від решти алгоритмів, де короткі процеси змушені чекати закінчення виконання довготривалих.

Цікавою є також зміна кількості виконаних процесів у часі для кожного із алгоритмів диспетчеризації. З рисунку 14 видно, що всі стратегії планування працюють практично рівномірно і завершують процеси в однакові терміни.

Зміни даної картини можна домогтися лише при перевантаженні системи, скажімо збільшенням вхідної швидкості надходження процесів вдвічі, при якому коефіцієнт використання процесора стане дорівнювати 100%, а черга

постійно зростатиме, доки всі процеси не надійдуть до системи (рис. 15).

У цьому випадку алгоритм вибору найкоротшого процесу (SJF) завершує процеси швидше від інших алгоритмів до моменту, коли черга досягне свого максимуму. Очевидно, що таке збільшення пропускної здатності, пов'язано з тим, що дана стратегія завершує спочатку коротші процеси з черги.

При дослідженні двопроцесорної системи з коефіцієнтом завантаженості 45%, помітно, що вплив алгоритмів диспетчеризації на продуктивність значно зменшився (таблиці 4, 5). Сама ж продуктивність системи зростає в рази. Так, наприклад, для алгоритму FCFS середній час обігу процесу зменшився у 9 разів, середній час очікування у 51 раз, а нормалізований час обігу

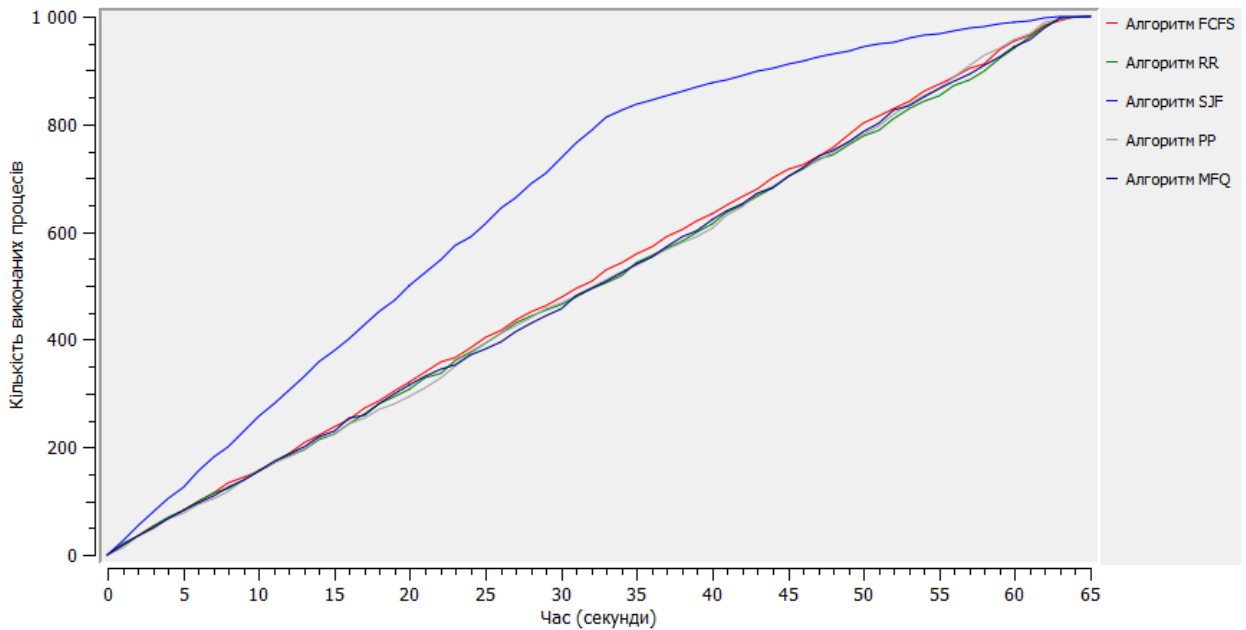


Рисунок 15 – Зміна кількості виконаних процесів в часі при використанні різних стратегій планування при 100% завантаженості процесора

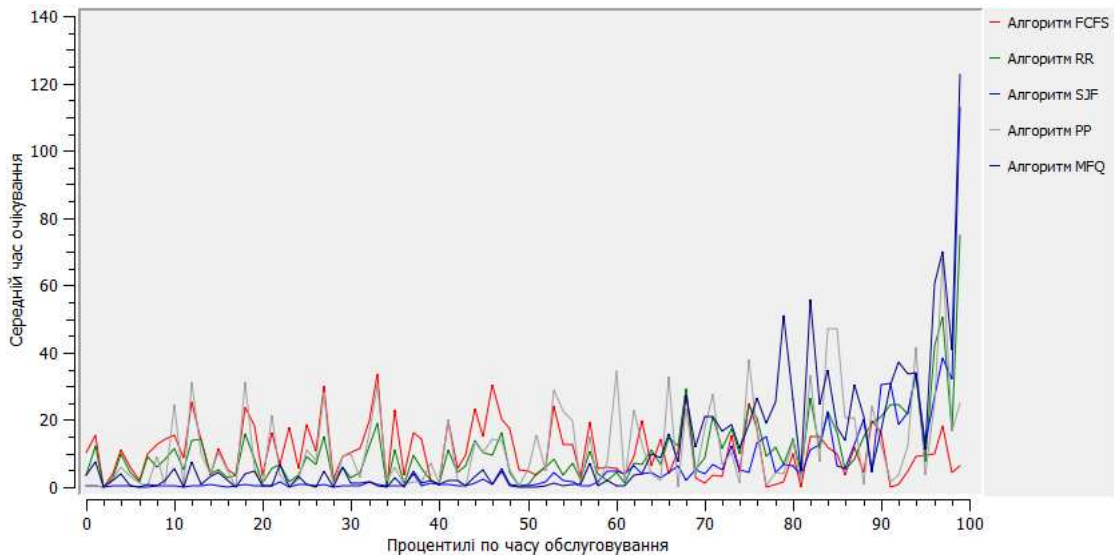


Рисунок 16 – Залежність часу очікування від часу обслуговування процесів для різних алгоритмів диспетчеризації при 45% завантаженні процесора

став практично рівним 1. Всі стратегії в даному випадку працюють майже однаково ефективно по всіх критеріях. Виняток складає середній час очікування приблизно 5% найдовших процесів, для яких оптимальним залишається алгоритм «першим прийшов – першим обслужений» (рис. 16).

Відносна затримка процесів у двопроекторній системі значно перевищує середнє значення лише для 2% найкоротших процесів для всіх алгоритмів, за винятком SJF (рис. 17).

При моделюванні аналогічної системи з коефіцієнтом завантаженості 30% (три процесори) вплив стратегій планування на систему нівелюється. Для всіх алгоритмів середній час обігу стає рівним середньому часу обслуговування, час очікування становить близько 1 мс, і

відповідно процеси, поступаючи в систему, відразу ж виконуються.

IV Висновок. В ході проведення імітаційного експерименту було зроблено порівняльний аналіз продуктивності системи для заданих стратегій диспетчеризації з точки зору оптимізації вибраних системних критеріїв, таких як середній час обігу процесу, середній час очікування та середній нормалізований час обігу, з якого слідує, що не існує універсального алгоритму диспетчеризації, тому при застосуванні будь-якого з них необхідно враховувати параметри процесів, з якими вони працюють, та критерії результату, що має бути досягнутим. Дослідження ж впливу алгоритмів планування на багатопроекторні системи виявило, що з ро-

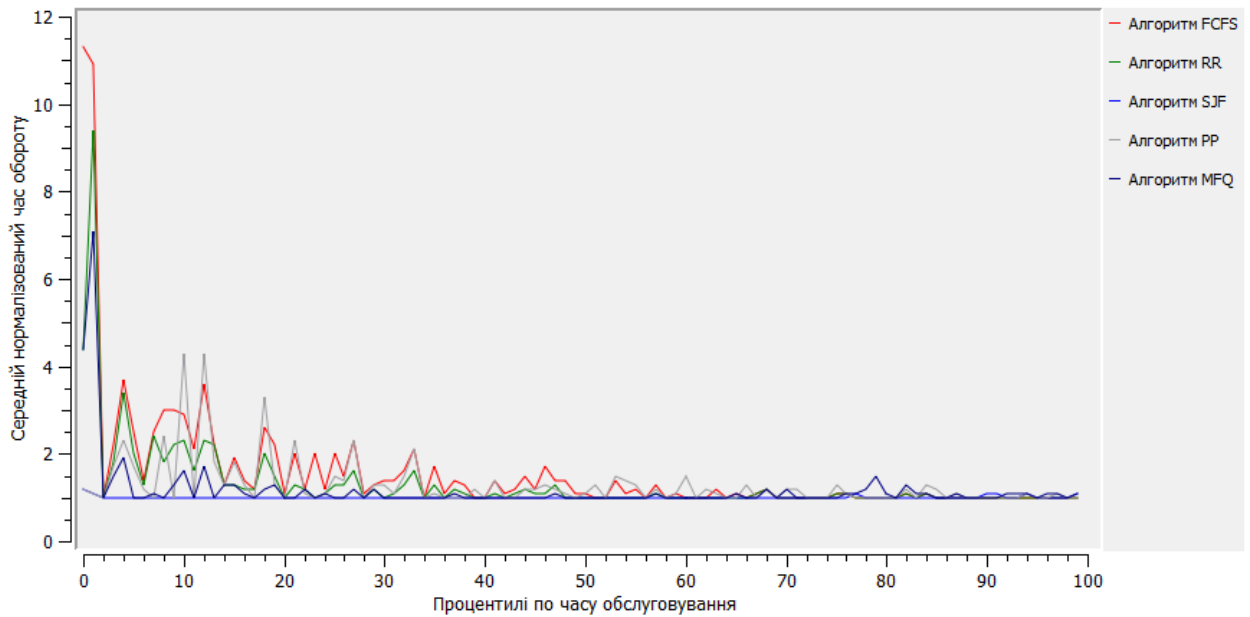


Рисунок 17 – Залежність нормалізованого часу обігу від часу обслуговування процесів для різних алгоритмів диспетчеризації при 45% завантаженні процесора

стом кількості процесорів різниця в їх продуктивності та вплив на роботу системи різко знижується.

Література

- 1 Crowley C. Operating Systems: A Design-Oriented Approach. — Chicago: Irwin, 1997. — 579 p.
- 2 Столлингс В. Операционные системы. 4-е издание. — М.: Издательский дом «Вильямс», 2004. — 848 с.: ил.
- 3 Таненбаум Э. Операционные системы. Разработка и реализация. Классика CS / Э. Таненбаум, А. Вудхалл. 3-е изд. — СПб.: Питер, 2007. — 704 с: ил.

4 Averill M., Law W., David Kelton. Simulation Modeling and Analysis. — Mc GrawHill, 2000. — 635 p.

5 Строгалева В.П. Имитационное моделирование / В.П. Строгалева, Толкачева. — М.: МГТУ им. Баумана, 2008. — 737с.

6 Джосьютис Н. С++ стандартная библиотека для профессионалов. — СПб: Питер, 2004. — 730 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.05.11
Рекомендована до друку професором
Горбійчуком М.І.*

КОНТАКТНА ВИТРИВАЛІСТЬ ЦЕМЕНТОВАНИХ ПОВЕРХОНЬ ОПОР Р-К-Р ТРИШАРОШКОВИХ БУРОВИХ ДОЛІТ

Р.С. Яким

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

Встановлено і експериментально обґрунтовано, що механізм руйнування цементованих бігових доріжок цапф лап насамперед залежить від якісних показників плавок сталі 19ХГНМА-В та фізико-механічних параметрів, отриманих при хіміко-термічному зміцненні деталей. Це досягається, з одного боку, регламентованим хімічним складом, прогартовуванням, ударною в'язкістю, границею плинності, та іншими фізико-механічними показниками плавки сталі у стані поставки. З другого боку, необхідне прийняття оптимальних параметрів термообробки і їх якісним дотриманням з метою отримання плавких градієнтів твердості та поширеної концентрації вуглецю від поверхні до серцевини. Такі заходи дозволяють отримувати високу контактну витривалість і очікувати суттєве підвищення довговічності опор доліт.

Ключові слова: опора, довговічність, долото, термообробка, контактна міцність.

Установлено и экспериментально обосновано, что механизм разрушения цементированных беговых дорожек цапф лап в первую очередь зависит от качественных показателей плавок стали 19ХГНМА-В и физико-механических параметров, полученных при химико-термическом упрочнении деталей. Это осуществляется, с одной стороны, регламентированным химическим составом, прокаливанием, ударной вязкостью, границей текучести, и другими физико-механическими показателями плавки стали в состоянии поставки. С другой стороны, необходимо принятие оптимальных параметров термообработки и их качественное придерживание с целью получения плавных градиентов твердости, послышной концентрации углерода от поверхности к сердцевине. Такие мероприятия позволяют получать высокую контактную прочность и ожидать существенное повышение долговечности опор долот.

Ключевые слова: опора, долговечность, долото, термообработка, контактная прочность.

At's determined and experimentally proved, that the way of destruction of arm pins carburized races mainly depends on qualitative indices of 19ХГНМА-В steel melting and physico-mechanical parameters got in the process of chemical and heat strengthening of components. On the one hand it's realized by means of regulated chemical composition, hardening, toughness, yield limit and other physico-mechanical indices of steel melting in the feed position. On the other hand it's necessary to choose optimal parameters of heat treatment and follow them in order to getting of hardness quiet gradients and layer-by-layer carbon concentration from surface to heart. Such measures allow to get high contact strength, and expect essential increase of durability of rock bits bearings.

Keywords: bearing, durability, rock bit, heat treatment, contact strength.

Сучасні тришарові бурові долота з підшипниками кочення часто недопрацюють через відмови опор кочення. Однією з вагомих причин таких відмов є низька контактна витривалість цементованих поверхонь опор кочення. Зважаючи на те, що особливого пошкодження і руйнування зазнає навантажена сторона цапфи лапи, вивчення таких явищ має важливе практичне значення і є актуальним для розкриття шляхів підвищення довговічності опор доліт.

Вивченню явищ контактної руйнування і шляхів підвищення цементованих деталей опор Р-К-Р тришарових бурових доліт присвячено роботи [1-3] та ін. Проте явища пошкодження і руйнування, які спостерігаються на сталі 19ХГНМА-В, вимагають докладного вивчення взаємозв'язку між фізико-механічними показниками, параметрами зміцнення та механізмом руйнування цементованого шару.

Практика виготовлення деталей тришарових бурових доліт свідчить, що міцність їх серцевини повинна знаходитись в межах 1200-1400 МПа (HRC29-42), її оптимальною мікроструктурою повинен бути маловуглецевий мартенсит або нижній бейніт. Наявність і зростання включень залишкового аустеніту та карбідів у структурі цементованого шару і серцевини

призводить до зниження опору до контактної втоми сталі. Збільшення σ_B серцевини сприяє підвищенню контактної міцності доліт. Цим вимогам відповідають фізико-механічні властивості сталей 15НЗМА і 14ХНЗМА. Сталь 19ХГНМА, яка сьогодні використовується для масового випуску лап доліт, цим вимогам не відповідає. Її застосування пояснюється лише тим, що вона дає найменші деформації та викривлення деталей при ХТО. Контактне руйнування опор кочення з цієї сталі може розвиватися за двома відомими схемами [4, 5]. В одному випадку виникає підповерхнева тріщина, зумовлена перепадом залишкових напружень в ділянці переходу „зміцнений шар – серцевина”. У другому випадку фізико-механічні та конструкторські (шорсткість, однорідність товщини цементованого шару) параметри можуть сприяти виникненню поверхневих тріщиноподібних дефектів під дією значних контактних напружень в опорі та дії зовнішнього агресивного середовища.

До сьогодні залишаються актуальними описані в [1] параметри термообробки на отримання структури і фізико-механічних властивостей низьки марок сталей для деталей бурових доліт. Показано, що долотна сталь, яка працює

в умовах значних контактних навантажень, дії значних температур та агресивних середовищ вибою, повинна вибиратися за критерієм тріщиностійкості K_{IC} , отриманим випробовуванням компактних зразків на позacentровий розтяг. Оцінку придатності сталі для виготовлення деталей доліт рекомендується здійснювати за хімічним складом в стані поставки та структурі, отриманій на спеціально виготовлених і зміцнених згідно регламентованих термічних параметрів зразках. Вирішальним у виборі сталі повинен бути також показник зносостійкості та тріщиностійкості в умовах дії високих температур.

Низка провідних західних фірм дотримується сформульованих в [2] умов щодо вибору сталей для виготовлення доліт. Зокрема, після цементації поверхневий шар повинен містити понад 0,7% вуглецю, а твердість зміцненої сталі повинна складати приблизно HRC65. Сталь повинна мати також високу міцність та в'язкість серцевини, забезпечувати структурну однорідність. Для поверхонь опор кочення зміцнена сталь повинна забезпечувати твердість цементованого шару приблизно HRC60-64, а у серцевині твердість повинна бути у межах HRC25-40.

Вуглець по-різному впливає на контактну витривалість цементованого шару. Максимуму контактна витривалість досягає поблизу евтектоїдного вмісту вуглецю [3] (в шарі з концентрацією вуглецю 0,55...1,1% глибиною 1,8 мм евтектоїдний вміст вуглецю складає 0,62%). Проте помічено, що при цьому досить сильно деформуються бігова доріжка і прилеглі до неї шари сталі. Через такі порушення геометрії поверхні практично не реалізується вплив високого опору утворенню піттингів для збільшення працездатності деталей при значних контактних напруженнях. Відмінність вмісту вуглецю біля поверхні і в об'ємі цементованої сталі створює напруження стиску, що збільшуються зі зростанням концентрації вуглецю в цементованому шарі. В шарі з концентрацією понад 0,9% вуглецю карбіді починають розташовуватись по границях колишніх аустенітних зерен, поступово їх оконтурюючи. Це веде до зниження контактної витривалості цементованого шару з концентрацією вуглецю 1%.

Контактна витривалість цапф лап в навантаженої зоні може бути підвищена за рахунок встановлення оптимальних значень фізико-механічних, конструкторських параметрів бігових доріжок опор. З цієї метою встановлено, що твердість поверхні деталей імпортних доліт становить HRC62-65. Стендові випробовування вітчизняних шарошkových бурових доліт з твердістю поверхонь бігових доріжок опори HRC62-64 засвідчили також вищі значення контактної витривалості [6]. Однак для досягнення такої твердості існують проблеми економічного характеру, оскільки тривалість ХТО зростає. Наприклад, підвищення концентрації вуглецю на повній глибині цементованого шару в шарошках 0,25%С і 0,30%С цапфах лап до рівня 0,35-0,45%С збільшує тривалість цементації в середньому на 3 год.

У роботі [7] стверджується, що значення твердості на повній глибині дифузійного шару повинно бути на рівні HRC58. Існує також думка [8], що це значення повинно бути на рівні HRC50.

Проведений аналіз цементованих шарошок і лап доліт провідних зарубіжних фірм показав таке [6]:

Фірма „Glinik” забезпечує на цапфі лапи твердість малої бігової доріжки HRC64-64,5, на великій біговій доріжці – HRC63-64. На бігових доріжках шарошки твердість HRC63-65;

Фірма „Sandvic” забезпечує на цапфі лапи твердість великої бігової доріжки HRC61-62. В шарошці бігові доріжки на глибині 0,35мм мають твердість HRC59,5;

Фірма „Baker Hughes” забезпечує на цапфі лапи твердість малої бігової доріжки HRC63-64,5, на великій біговій доріжці – HRC63-64. На бігових доріжках шарошки твердість складає HRC61-63;

Білгородський завод гірничого машинобудування формує на цапфі лапи твердість великої бігової доріжки HRC63-64. На бігових доріжках шарошки твердість складає HRC60-61.

Отже, ХТО деталей шарошkových доліт повинна формувати високу твердість – у межах HRC60-65 [6]. Необхідно зауважити, що градієнт твердості повинен відповідати плавному спаду від поверхні до серцевини деталей. З цієї метою необхідно особливо ретельно контролювати процес термообробки кожної плавки сталі. Особливо це стосується сталей вакуумно-дугової виплавки, у яких виникають труднощі зі здатністю до регламентованого прогартовування, а також отримання стабільної мікротвердості в стані поставки прокату.

Оскільки найбільше навантаження в опорі Р-К-Р припадає на великий роликівий підшипник кочення, то завданням даного дослідження є розкриття механізму та встановлення основних причин руйнування цементованих поверхонь бігової доріжки такого підшипника на цапфі лапи.

Для вирішення поставленого завдання було здійснено аналіз елементів опор тришарошkových бурових доліт 244,5 ОК-ПГВ-Д26 і 250,8 ТКЗ-ПГВ-Д27 як в процесі стендових випробовувань секцій і доліт з їх розбиранням та оцінюванням стану елементів опор, так і повністю відпрацьованих доліт у стендових та реальних умовах. З метою встановлення механізму руйнування і взаємозв'язку між характером руйнування цементованого шару і параметрами зміцнення взято типові дві плавки сталі 19ХГНМА-В і встановлено їх хімічний склад та фізико-механічні властивості (табл. 1). Далі, згідно серійної типової технології на ВАТ „ДДЗ” – сьогодні ТОВ „УНІБУРТЕХ” – деталі піддавали зміцненню з такими відмінностями: 1) плавка № 11 – друге гартування 1083К, відпуск 468К; 2) плавка №11 – друге гартування 1123К, відпуск 433К; 3) плавка №22 – підстуджування азотом при цементації, друге гартування 1083К, відпуск 438К; 4) плавка №22 друге гартування 1123К, відпуск 372К.

Таблиця 1 – Хімічний склад, прогартовування та основні фізико-механічні властивості типових плавок сталі 19ХГНМА-В

Відсотковий вміст хімічних елементів у плавці	Плавка		
	№11	№22	
C	0,20	0,20	
Si	0,21	0,26	
Mn	0,84	0,80	
Cr	0,45	1,47	
Ni	0,57	0,62	
Mo	0,28	0,21	
P	0,012	0,012	
S	0,006	0,007	
Cu	0,17	0,17	
V	0,050	0,00	
W	0,01	0,01	
Al	0,020	0,28	
Ca p	0,02	0,02	
Прогартовування, HRC на глибині	6,5мм	39	39
	30мм	21	23
Границя витривалості σ_B , МПа	970	104	
Границя плинності $\sigma_{0,2}$, МПа	770	815	
Відносне звуження ψ , %	66	64	
Відносне видовження δ , %	18	16	
Ударна в'язкість KUC, Дж/см ²	19,5	17,5	

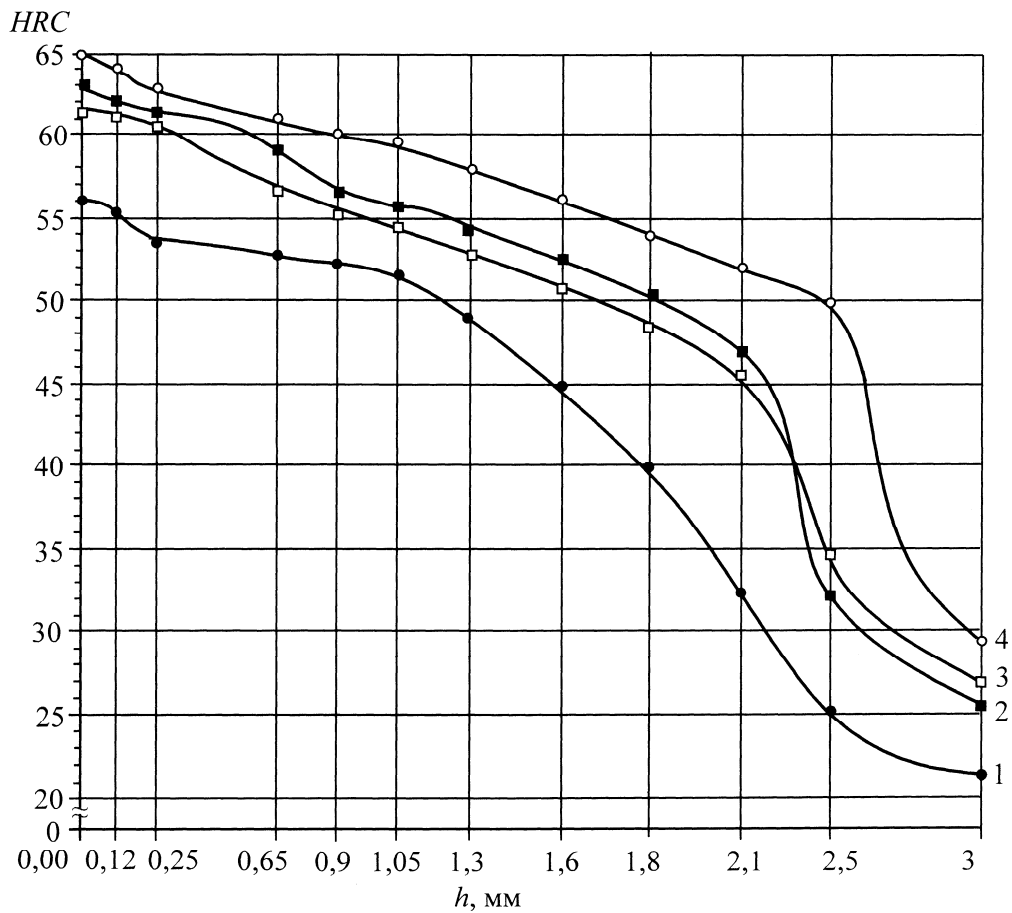
Концентрацію вуглецю в шарах цементованих зразків визначали згідно стандартної методики за допомогою аналізатора АН-7529. За глибину цементованого шару приймали заевтектоїдну, евтектоїдну і половину перехідної зони «цементований шар – серцевина». Цементацию в ендотермічному середовищі проводили в печі Ipsen – Carb-o-Prof – III, що забезпечує комп'ютеризований контроль і керування технологічним процесом. Фізико-механічні властивості досліджуваних сталей визначали на зразках-свідках згідно стандартних методик. Твердість вимірювали за стандартною методикою на темплетях з досліджуваних опор за допомогою ПМТ-3. Мікроструктурні дослідження проводили згідно стандартної методики за допомогою мікроскопу ММ-2Р з використанням цифрової камери КЦ-13. Виявлення мікроструктури здійснювалось травленням поверхні шліфа в 4% спиртовому розчині азотної кислоти.

Встановлено градієнти твердості (рис. 1) та концентрації вуглецю (рис. 2) від поверхні цементованого шару до серцевини для досліджуваних чотирьох варіантів ХТО плавок сталі 19ХГНМА-В. Мікроструктура у всіх випадках була типовою: серцевина – сорбітоподібний перліт, перехідна зона – тростосорбіт, а цементований шар – середньоголковий мартенсит 1-2 бали + залишковий аустеніт + карбідні включення. Одночасно у випадках ХТО за режимами №1 в цементованому шарі залишковий аустеніт був оцінений в 3-4 бали, карбідні включення – 2-3 бали. При режимі ХТО № 2 виявлено залишковий аустеніт 2-3 бали, карбіди 3-4

бали, одиничні включення карбідів до 5 балу. ХТО за режимом № 3 дав залишковий аустеніт 2-3 бали, карбіди 1-2 бали, а ХТО згідно режиму №4 – залишковий аустеніт 1-2 бали, карбіди 3-4 бали. При цьому найвища твердість отримана при обробці за режимом №4, а найнижча – за режимом №1. Твердості отримані за режимами №2 і 3 є співмірними. Однак режим № 3 дозволяє отримати найбільш плавний градієнт твердості та перехід від цементованого шару до серцевини поміж порівнюваними варіантами. Аналіз градієнту пошарової концентрації вуглецю також вказує на найкращі показники, що отримуються при ХТО за режимом №3. Тут вдалося отримати не тільки найкращу плавність переходу від цементованого шару, а й уникнути негативного явища знеугличення, яке властиве при цементации досліджуваної сталі. Справді, практика підстуджування атмосфери печі на останньому циклі цементации і жорсткий контроль вуглецевого потенціалу, що описані в [6], дозволяють усунути негативні явища деформації деталей і знеугличення цементованих шарів. Отже, можна попередньо очікувати і різні характери пошкодження цементованих бігових доріжок цапф лап, оброблених за описаними режимами ХТО. З цією метою проведено якісний аналіз відпрацьованих опор доліт.

Аналізом встановлено декілька характерних особливостей втрати працездатності цементованих бігових доріжок цапф лап, що відбуваються в навантаженій частині (рис. 3, 4, 5). Для розуміння і правильного трактування таких руйнувань виходили з того, що процес зносу є специфічним проявом механічної втоми підповерхневих шарів сталі при терті. При цьому природа фрикційної втоми підповерхневих шарів сталі вважається суттєвою не тільки якісно, але і в більшій мірі кількісно відрізняється від природи об'ємної втоми сталі. Разом з тим, Г.С.Писаренко вказує [9], що відсутність надійних моделей для аналізу руйнування у зоні фрикційного контакту при пружно-пластичному деформуванні змушує керуватися даними, отриманими при вивченні природи об'ємної втоми сталі. Тому для випадку низької твердості та міцності поверхневих шарів бігової доріжки механізм руйнування може розглядатися як результат малоциклової пластичної втоми (рис. 3), продуктом зносу якого є луски товщиною 1-10мкм і довжиною до 5мкм та більше. У результаті бігові доріжки швидко втрачають початкові розміри через значну втрату металу у навантаженій зоні. Такий механізм пошкодження і руйнування зафіксований на бігових доріжках цапф лап, оброблених за режимом № 1, який дає низьку міцність цементованого шару.

На те, що руйнування цементованих деталей відбувається не через руйнування цементованого шару, а через низьку міцність шарів, що прилягають до шару, вказує А.И.Петрусевич [4]. У такому випадку глибинні контактні напруження спричинюють значні пластичні деформації, які накопичуються в деяких найбільш напружених ділянках у процесі дії циклічних



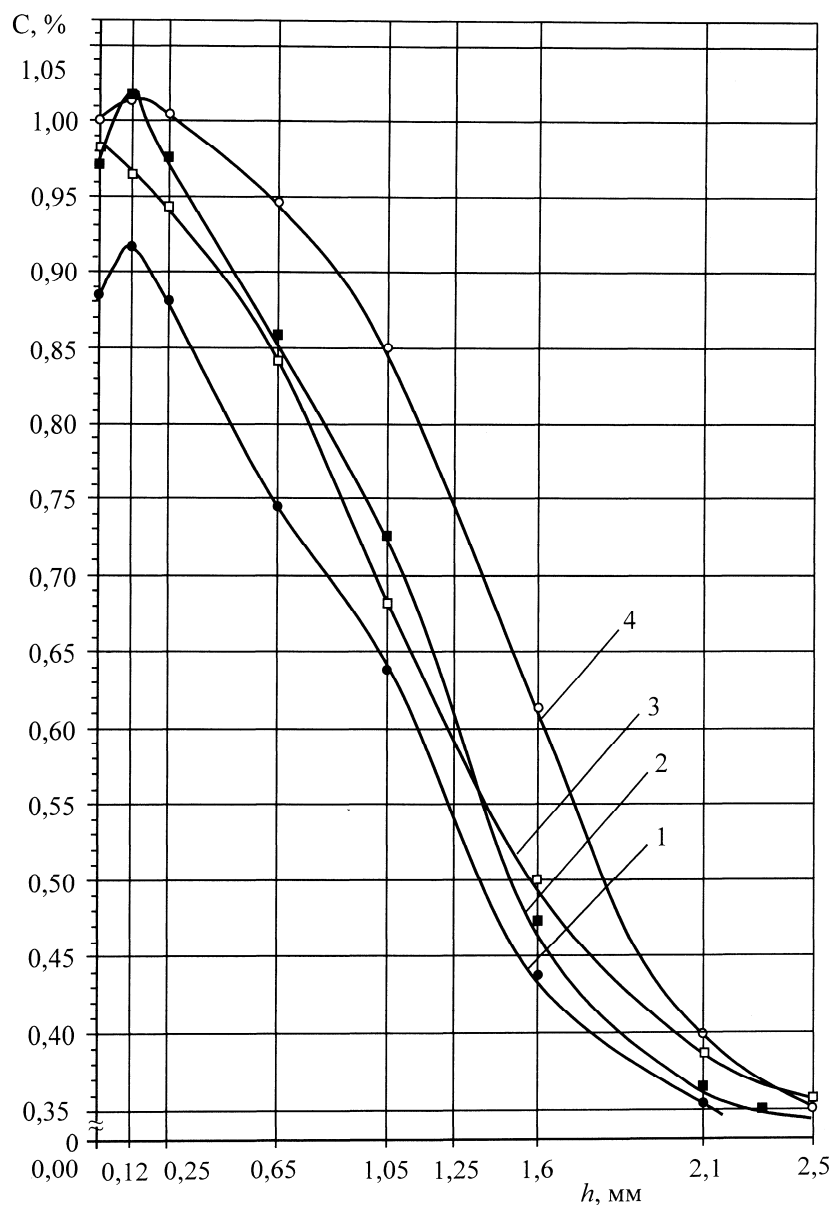
1 – плавка № 11 (друге гартування 1083К, відпуск 468К);
 2 – плавка №11 (друге гартування 1123К, відпуск 433К);
 3 – плавка №22 (підстуджування азотом при цементації, друге гартування 1083К, відпуск 438К);
 4 – плавка №22 (друге гартування 1123К, відпуск 372К)

Рисунок 1 – Градієнти твердості від поверхні цементованого шару до серцевини в ділянці великої роликової бігової доріжки опор Р-К-Р бурових доліт, отримані на плавках сталі 19ХГНМА-В

контактних напружень. У результаті відбувається перерозподіл напружень між цементованим шаром і прилягаючими до нього шарами, твердий шар перевантажується і в ньому може виникнути тріщина, яка прогресує з ростом циклів навантаження (рис. 4). Необхідно зауважити, що такий процес є малоцикловим, тобто у даному випадку маємо передчасний вихід з ладу робочої поверхні, що веде до утворення в опорі значних фрагментів зносу і їх подрібнення. У результаті різко падає плавність руху шарошок чи їх раптове зупинення через заклинювання опори. Пошкодження і руйнування цементованого шару на повну його глибину отримували при ХТО за режимом № 4. Тут спостерігається різкий перепад як концентрації вуглецю, так і твердості в ділянці переходу «цементований шар – серцевина».

Необхідно зауважити, що проламування цементованого шару є причиною звичайного руйнування від контактної втоми у ділянках, де товщина зміцненого шару є низькою, наприклад, через низьку прогартуваність сталі чи надмірне зняття поверхневого шару шліфуванням.

За умов високої твердості і міцності поверхневих шарів бігової доріжки та плавним переходом міцнісних характеристик по глибині зміцненого шару руйнування бігових доріжок відбувається шляхом утворення піттингів і локального втомного контактного руйнування поверхні бігової доріжки, утвореного ростом системи тріщин від підповерхневого дефекту в цементованому шарі (рис. 5, 6). Такий характер руйнування властивий цементованим біговим доріжкам цапф лап обробленим згідно режимів №2 і №3. Разом з тим відомо, що середовище, в першу чергу, знеміцнює поверхневий шар деталі. При довговічностях $5 \cdot 10^4 - 10^7$ циклів розвиток тріщини починається з дефекту на поверхні зразка. При $10^7 - 5 \cdot 10^7$ циклів розвиток тріщини починається з дефекту чи включення під поверхнею і понад $5 \cdot 10^7$ розвиток тріщини починається під поверхнею за відсутності видимого дефекту. При цьому часто джерело руйнування має специфічний вигляд під назвою «рибне око» [10-12]. В центрі такого пошкодження можна виявити підвищений вміст карбідної фази, що свідчить про наявність у цьому місці локальної крихкої ділянки цементованого



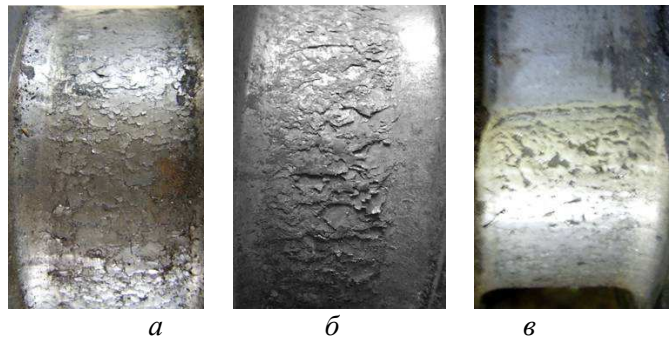
1 – плавка № 11 (друге гартування 1083К, відпуск 468К);
 2 – плавка № 11 (друге гартування 1123К, відпуск 433К);
 3 – плавка № 22 (підстуджування азотом при цементації, друге гартування 1083К, відпуск 438К);
 4 – плавка № 22 (друге гартування 1123К, відпуск 372К)

Рисунок 2 – Градієнти концентрації вмісту вуглецю від поверхні цементованого шару до серцевини в ділянці великої роликівої бігової доріжки опор Р-К-Р бурових доліт, отримані на плавках сталі 19ХГНМА-В

шару від карбідних включень чи інших неоднорідностей структури шару.

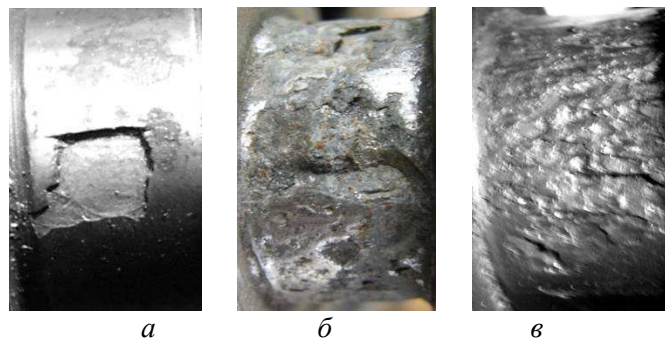
Необхідно зауважити, що зі зменшенням рівня напружень зростає розсіювання довговічності, при цьому довговічність перестає відповідати нормальному закону розподілу [13]. Водночас відомо, що при накладанні на основне низькочастотне знакозмінне навантаження високочастотного в зоні руйнування проходять неоднорідні процеси зміцнення і знеміцнення. За даних умов процес руйнування навантажених деталей характеризується не утворенням однієї магістральної тріщини, а цілої мережі тріщин, що, в свою чергу, призводить до процесів прискорення чи уповільнення руйнуван-

ня. Відтак на практиці маємо ту чи іншу інтенсивність руйнування бігових доріжок, яку можна прогнозувати за наявністю і величиною в цементованому шарі карбідів та інших включень, дефектів, які суттєво прискорюють процес руйнування (рис. 6). Так, бігові доріжки цапф лап, оброблених згідно режиму № 2, руйнувалися значно пізніше, показуючи вищу контактну витривалість на противагу бігових доріжок цапф лап, оброблених за режимом № 3. Причиною такого стану є наявність більших карбідних включень і пошарова неоднорідність міцності цементованого шару, виявляючи його підвищену локальну крихкість.



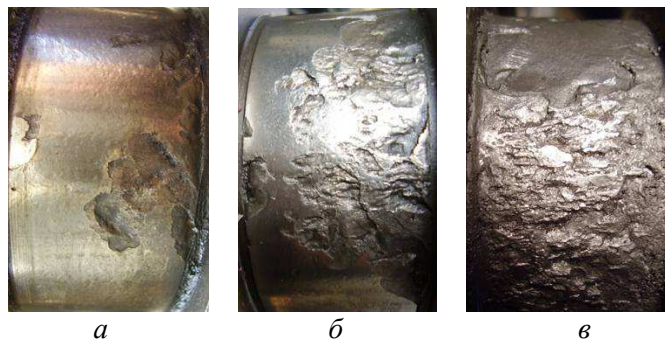
*а – творення лускоподібної поверхні,
б – пластична деформація і розвальцьовування поверхневих шарів,
г – катастрофічний знос і пластична деформація*

Рисунок 3 – Характер руйнування при низькій твердості і міцності поверхневих шарів бігової доріжки цапфи лапи



*а – локальні викришування цементованого шару на повну глибину шару,
б – об'єднання локальних сколювань на глибину цементованого шару,
в – повне викришування цементованого шару і катастрофічне руйнування оголеної м'якої серцевини*

Рисунок 4 – Характер руйнування при високій твердості і міцності поверхневих шарів та несприятливим різким перепадом міцнісних характеристик по глибині зміцненого шару бігової доріжки цапфи лапи



*а – утворення піттингів і їх об'єднання в локальні контактні руйнування,
б – об'єднання локальних контактних руйнувань з відшаруванням цементованого шару,
в – катастрофічне руйнування цементованого шару*

Рисунок 5 – Характер руйнування при високій твердості і міцності поверхневих шарів бігової доріжки цапфи лапи та плавним переходом міцнісних характеристик по глибині зміцненого шару (цементований шар містить карбіди 3-4, і 5 балів)

Отже, встановлено і експериментально обґрунтовано, що механізм руйнування цементованих бігових доріжок цапф лап в першу чергу залежить від якісних показників плавок сталі 19ХГНМА-В та фізико-механічних параметрів, отриманих при хіміко-термічному зміцненні деталей. З цією метою необхідно добирати пла-

вки сталі, які забезпечують при їх зміцненні високі показники в'язкості і пластичності цементованого шару та серцевини при одночасному забезпеченні їх показників міцності. Це досягається, з одного боку, регламентованим хімічним складом, прогартовуванням, ударною в'язкістю, границею плинності та іншими фізи-

ко-механічними показниками плавки сталі у стані поставки. З другого боку, необхідне прийняття оптимальних параметрів термообробки і їх якісним дотриманням з метою отримання плавних градієнтів твердості та поширової концентрації вуглецю від поверхні до серцевини. Такі заходи дозволяють отримувати високу контактну витривалість і очікувати суттєве підвищення довговічності опор доліт.



Рисунок 6 – Характерний вигляд локального втомного контактної руйнування поверхні бігової доріжки, утвореного ростом системи тріщин від підповерхневого дефекту в цементованому шарі ×10р

Надалі для підвищення працездатності опор необхідно розв'язати проблему стійкості до контактної руйнування торцевих поверхонь тертя ковзання.

Література

- 1 Elevated temperature toughness and fatigue testing of steels for geothermal Applications: Final Report: BNL Contract № 492267-S, Number of registration: October, 1981, TR 81-97 / R.A. Cutler, E.C. Goodman, R.R. Hendricks (Terra Tek, Inc.), W.C. Leslie (University of Michigan) – [Submitted to: Brookhaven National Laboratory, Attn: Dr. Daniel Van Rooyen]. – New York: Terratek, 1981. – 140 p. (University research park, Salt lake City, Utah).
- 2 Drilling Engineering Workbook: A Distributed Learning Course / [Baker Hughes INTEQ]. – USA, Houston: Training & Development, 1995. – 410. (Confidential 80270H Rev. B. December 1995).
- 3 Влияние углерода на контактную выносливость цементируемой и высокоуглеродистой сталей / [Б.Б. Винокур, Р.А. Кондратюк, Р.А. Хруник и др.] // Физико-химическая механика материалов. – 1986. – №2. – С. 96-98.
- 4 Петрусеви́ч А.И. Контактная прочность деталей машин / А.И. Петрусеви́ч. – М.: Машиностроение, 1970. – 64 с
- 5 Влияние внешних факторов на контактную прочность при качении / [С.В. Пинегин, И.А. Шевелев, В.М. Гудченко и др.]. – М.: Машиностроение, 1972. – 100 с.
- 6 Яким Р.С. Теорія і практика забезпечення якості та експлуатаційних показників цементованих деталей шарошкових бурових доліт: монографія / Р.С. Яким, Ю.Д. Петрина. – Івано-Франківськ: Видавництво ІФНТУНГ, 2011. – 189 с.
- 7 Дрозд М.С. Влияние глубины цементированного (нитроцементированного) слоя и твердости сердцевины зубьев шестерен на контактную прочность / М.С. Дрозд, Е.И. Тескер. // Вестник машиностроения. – 1976. – №3. – С.76–78.
- 8 Козловский И.С. Химико-термическая обработка шестерен / И.С. Козловский. – М.: Машиностроение, 1970. – 230 с.
- 9 Писаренко Г.С. Актуальные вопросы прочности в современном машиностроении / Г.С. Писаренко. – К.: Наукова думка, 1992. – 192 с.
- 10 Деев Н.А. Исследование феноменологии и механизма усталостного разрушения низкоотпущенных высокопрочных сталей: дис. кандидата техн. наук: 05.16.01 / Деев Николай Александрович. – Львов, 1976. – 128 с.
- 11 Chai G. On the formation of subsurface non-defect fatigue crack origin in „fish eye” / G. Chai // Proceedings of Third International Conference on Very high cycle fatigue. Ritsumeikan University, Kusatsu. – Japan. – 2004. – p.24-31.
- 12 Shiozawa K. Subsurface crack initiation and propagation mechanism of high-strength steel in very cycle fatigue regime” / Kazuaki Shiozawa, Seiichi Nishino, Yuuichi Morii // Proceedings of Third International Conference on Very high cycle fatigue. Ritsumeikan University, Kusatsu, – Japan. – 2004. – p.85-92
- 13 Harlow D. Gary. Crack growth based probability modelin of S-N response / D.Gary Harlow, Robert P.Wei, Tatsuo Sakai, Noriyasu Oguma // Proceedings of Third International Conference on Very high cycle fatigue. Ritsumeikan University, Kusatsu. – Japan. – 2004. – p.542-552.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.05.11*

*Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.*

МОЖЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ПІДЗЕМНИХ ВОД ГІДРОСФЕРИ, ЛІКВІДОВАНИХ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА ГАСІННЯ ЛІСОВИХ ПОЖЕЖ В ГІРСЬКІЙ МІСЦЕВОСТІ

Ю.В. Вязніцев, М.В. Хтема

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 502507,
e-mail: kvr@nimg.edu.ua

Наведено результати аналізу геофізичного матеріалу, отриманого під час дослідження свердловин старого фонду нафтових родовищ Карпатської нафтогазової провінції (у область дослідження увійшли Пасічнянське, Довбушанське, Бистрецьке та Делятинське родовища, свердловини яких розміщені в межах лісів і лісосмуг на території Івано-Франківської області).

В результаті інтерпретації даних електрометрії було виділено водонасичені пласти різної потужності. З метою обладнання інтервалу відбору пластової води пропонується використання пакетів для ступінчастого та монтажного цементування свердловин.

Узагальнено пропонується альтернативна можливість використання поверхневих та пластових вод, виділених за результатами геофізичних досліджень свердловин, що розміщені у межах першої і другої зони Передкарпатського артезіанського басейну, для гасіння пожеж на території Івано-Франківської області.

Ключові слова: гасіння лісових пожеж, альтернативні джерела води, старий фонд свердловин

Представлены результаты анализа геофизического материала, полученного при исследовании скважин старого фонда нефтяных месторождений Карпатской нефтегазовой провинции (в область исследования вошли Пасечнянское, Довбушанское, Быстрицкое и Делятинское месторождения, скважины которых находятся в пределах лесов и лесополос на территории Ивано-Франковской области).

Обобщенно предлагается альтернативная возможность использования поверхностных и пластовых вод, выделенных по результатам геофизических исследований скважин, которые находятся в пределах первой и второй зоны Предкарпатского артезианского бассейна, для тушения пожаров на территории Ивано-Франковской области.

Ключевые слова: гашение лесных пожаров, альтернативные источники воды, старый фонд скважин

The article deals with the results of conducted analysis of geophysical data that had been obtained during survey of wells which belong to the old well stock in the oil fields off the Carpathian oil and gas province (the area of research included Pasichna, Dovbushansk, Bystrytsia, Deliatyn deposits which wells are placed within the forest and forest belt boundaries in the territory of Ivano-Frankivsk region).

As a result of electrometric data interpretation the water-saturated beds of different thickness were singled out/ With the purpose of interval equipment of formation water selection the use of packers is offered for gradual and assembling cementation of wells.

General conclusion of alternative possibility of using frine and upper waters which are distinguished as a result of well logging and are located within the limits of the first and second area of the Pre Carpathian artesian pool for extinguishing fires in the territory of Ivano-Frankivsk region.

Keywords: extinguishing of forest fires, alternative sources of water, old well stock

Екологічна проблема, яка виникла в результаті еволюційного розвитку суспільства, пов'язана як із техногенно-об'єктивними, так і суб'єктивними причинами, які обумовлюють забруднення навколишнього середовища результатами згорання трав'яних покривів, торф'яників, органічних речовин, кущів та лісових масивів. Останніми роками в Україні та країнах СНД прояви цих явищ набули масового характеру: згоряють сотні гектарів лісів, особливо у важкодоступних районах, де відсутні природні резервуари води у вигляді рік, заплав, озер та інших водойм. У зв'язку з цим виникає необхідність у пошуку та залученні в процес пожежогасіння нових альтернативних джерел води, які представлені поверхневими та підземними водами нерозривної, єдиної оболонки Землі – гідросфери.

Відомо [1], що Світовий океан займає площу 361 км² або 71% поверхні Землі. У ньому сконцентровано 95,96% усіх запасів води нашої

планети, льодовики вміщують 2,97% світових запасів. За розрахунками М.С. Львовича об'єм гідросфери складає 1458 млн. м³, із них 60 млн. км³ припадає на підземні води верхнього шару земної кори [2]. Якщо прийняти всю гідросферу за 100% , то частка річок, парів атмосфери, ґрунтові вологи, озер і льодовиків складає 1,67798%. Таким чином, основна частка води у гідросфері припадає на підземні води. Підземні води знаходяться у верхній частині земної кори, заповнюють проміжки між зернами породоутворюючих елементів, порожнечі в кавернах, тріщинах та капіляри в ґрунтах. У зв'язку з цим їх поділяють на: води зони аерації, ґрунтові та артезіанські. Товщі гірських порід, насичені гравітаційною водою, утворюють водоносні горизонти або пласти, які відтак утворюють водоносні комплекси, виповнені породами з різним ступенем вологомісткості, водопроникності та водовіддачі.

Таблиця 1 – Водонасичені пласти різної потужності

Родовище, свердловина	Водонесний інтервал (м)	Стратиграфія	Ефективна товщина (м)	Випробування
		Літологія		
Пасічна Св. 457	510–590	P2mn	80	-
		Пісковик		
Пасічна Св. 801	250–340	P2mn	90	-
		Пісковик пористий		
Довбушанське Св. 60	220–280	P2mn	60	-
		Пісковик		
Бистриця Св. 21	10–80	P2mn	70	-
		Пісковик		
Делятин Св.11	300–520	P3ml	220	-
		Пісковик		

Перший від поверхні Землі, постійно існуючий безнапірний водонесний горизонт називають ґрунтовими водами. Безпосередньо над його поверхнею (дзеркалом ґрунтових вод) знаходяться капілярні води, які можуть бути не з'єднаними із дзеркалом ґрунтових вод. Простір від поверхні Землі до дзеркала ґрунтових вод називають зоною аерації. Крізь неї просочуються води з поверхні [1]. В період живлення ґрунтових вод, можуть утворюватися тимчасові або сезонні скупчення води. Такі води називають верховодкою. Водонесні горизонти, що залягають нижче пластових вод і відокремлені від них непроникними породами (покришками), називають горизонтами міжпластових вод. Водонесні пласти у цих горизонтах здебільшого перебувають під впливом гідростатичного тиску і називаються артезіанськими водами. У пластах з вільною поверхнею переважає безнапірна вода. Узагальнюючи вище викладене, можна стверджувати, що в геологічному розрізі виділяють таку літолого-стратиграфічну одиницю, як водонесний комплекс, який охарактеризований товщею гірських порід, що виповнюють декілька водонесних горизонтів розділених покришками. В геології відома більш крупна одиниця під назвою гідрогеологічний басейн [2]. Гідрогеологічний басейн є сукупністю водонесних горизонтів, водоупорів та водонесних комплексів, виділених за спільними умовами формування складу і властивостей води.

Відмінності фізичних та петрофізичних властивостей гірських порід у геологічному розрізі призводять до змін взаємодіючої системи «гірська порода – підземні води». З огляду на це у вертикальному геологічному розрізі свердловин виділяють такі гідрогеодинамічні зони:

- 1) зона інтенсивного водообміну потужністю від десятків до декількох сотень метрів;
- 2) зона уповільненого водообміну потужністю від сотень метрів до 3-4 км;
- 3) зона надуповільненого обміну глибиною від 4 і більше кілометрів.

Води першої зони сформовані у крайових частинах від'ємних тектонічних структур і утворюють верхні водонесні горизонти. За ві-

ком води цієї зони сучасні, за складом переважно гідрокарбонатні, кальцієві, слабкомінералізовані набули широкого використання для питного, господарського і технічного постачання. Дві інші зони приурочені до більш глибоких частин напіврозкритих структур переважно седиментаційного циклу, гідрокарбонатного, натрієвого, сульфатно-натрієвого або сульфатно-натрієво-кальцієвого складу. Використовуються здебільшого для лікування, гідротермальних та промислових завдань.

Для реалізації сформульованих нами завдань найбільший інтерес викликають води першої і другої зон Передкарпатського артезіанського басейну. Особлива увага в процесі досліджень приділялась розповсюдженню в межах цього басейну четвертинних, неогенових, палеогенових вод. Враховуючи те, що Передкарпатський артезіанський басейн смугою простягається з південного сходу на північний захід, нами аналізувався геофізичний матеріал, отриманий під час досліджень свердловин нафтових родовищ Карпатської нафтогазової провінції, а саме: Пасічанське, Довбушанське, Бистрицьке та Делятинське родовища. Практично всі свердловини згаданих родовищ розміщені в межах лісів і лісосмуг на території Івано-Франківської області.

Пошук водонесних пластів проводився здебільшого у відкладах манявської світи, яка залягає на незначних глибинах (до 500 м) і тільки в окремих свердловинах на глибині залягання порід менілітової світи.

За результатами інтерпретації даних електрометрії (рис.1,2) було виділено водонасичені пласти різної потужності (табл. 1), що можуть бути потенціальними джерелами води для гасіння пожеж. Для надійної роботи такого джерела води нами пропонується ряд допоміжних організаційних заходів, які забезпечать неперервну подачу води у магістральний водогін, з якого вода може накопичуватися у польових резервуарах під певним тиском, що значно перевищує атмосферний тиск.

З метою облаштування інтервалу відбору пластової води, пропонується використання пакерів для ступінчатого та монтажного цементування свердловин. Використання пакерів для

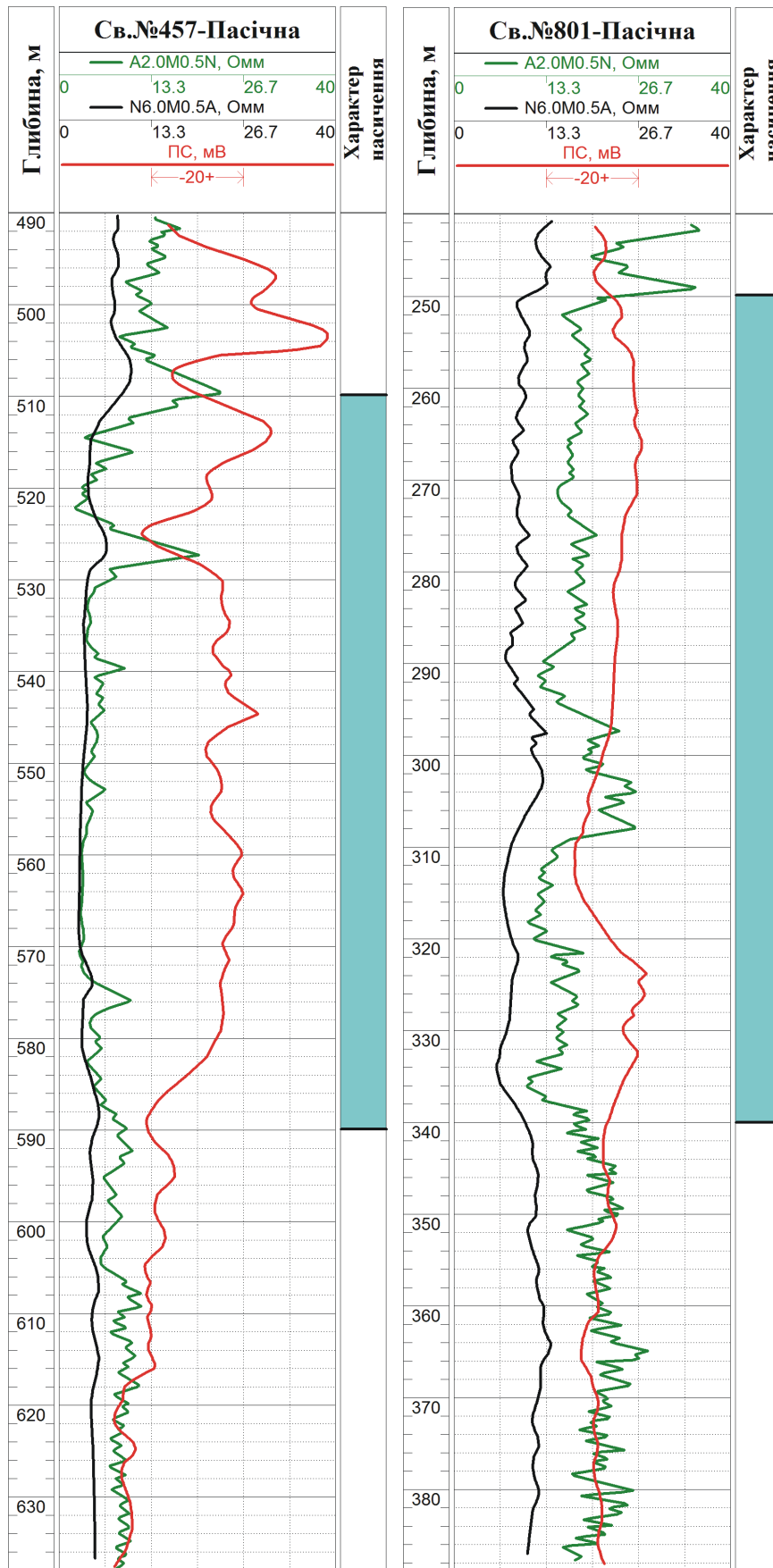


Рисунок 1 – Комплексна інтерпретація даних електрометрії при виділенні водоносних горизонтів у св. №457-Пасічна, №801-Пасічна

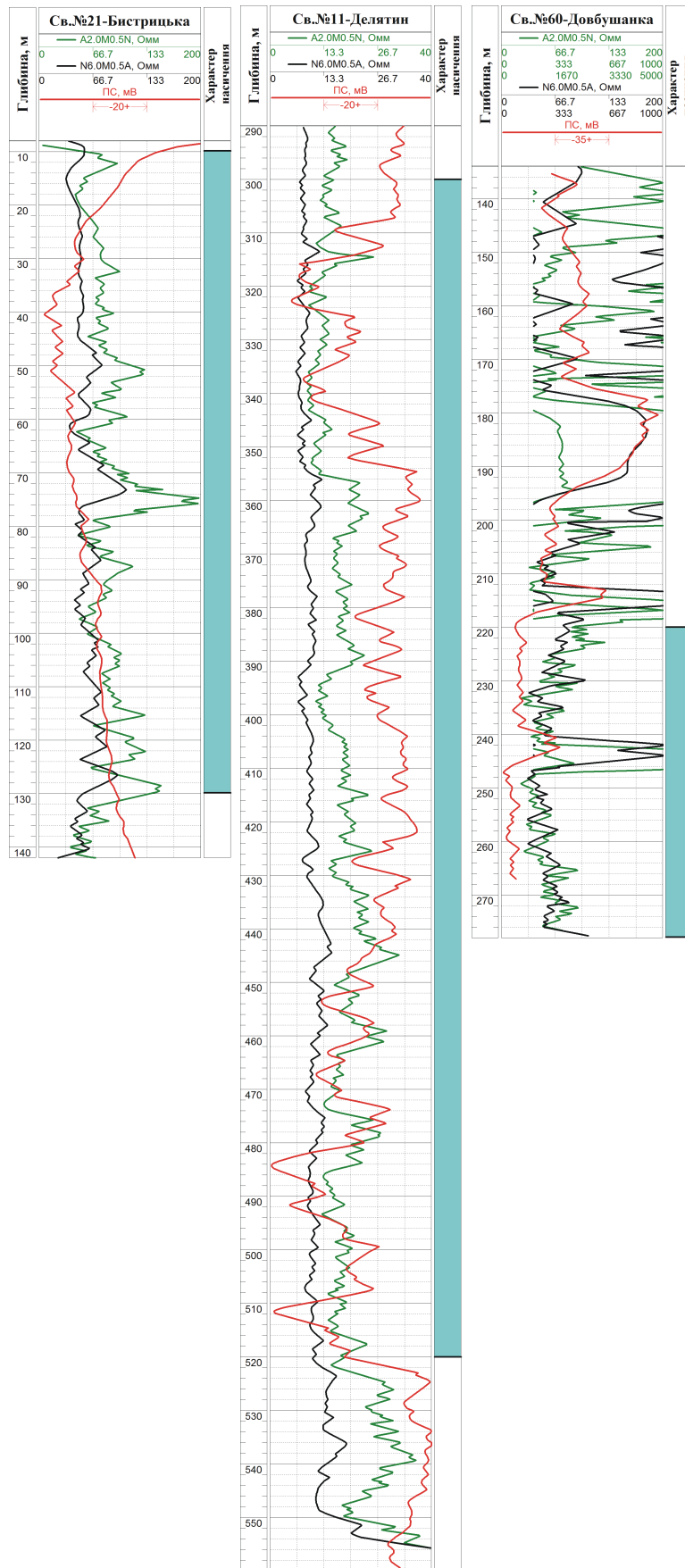


Рисунок 2 – Комплексна інтерпретація даних електрометрії при виділенні водоносних горизонтів у св. №21-Бистрицька, №11-Делятин, №60-Довбушанка

пакерування свердловин та відкривання циркуляційних отворів пакера відбувається за рахунок скидання перекриваючого елемента, який зміщує втулки пакера під дією перепадів тисків.

Установка на обсадній трубі заколонних пакерів різної конструкції забезпечує надійну ізоляцію пластів між собою і запобігає перетіканню різних флюїдів через цементне кільце між гірською породою і обсадною колоною. Особливо актуальна таке пакування у інтервалах залягання гірських порід із наявністю вторинної тріщинуватої пористості. Конструкція заколонного пакера і принцип його дії повинен забезпечувати надійний захист від впливу динамічних рухів обсадної колони, промивання свердловин і процесу цементування нижче пакера. Надлишкове оптимальне значення тиску пакування для заколонних гідравлічних пакерів – у межах 8–10 МПа.

Враховуючи те, що альтернативне джерело води, яке нами пропонується для пожежогасіння, знаходиться у старому фонді свердловин, для пакування водоносних інтервалів з подальшою їх перфорацією пропонується використання пакерів типу ВП-вибуховий та ПЦР-65, 95, 146, 176.

Узагальнюючи вище викладене, нами пропонується альтернативна можливість використання поверхневих та пластових вод, виділених за результатами геофізичних досліджень свердловин, що розміщуються у межах першої і другої зони Передкарпатського артезіанського басейну для гасіння пожеж на території Івано-Франківської області.

Література

1 Рудько Г. Землелогія еколого-ресурсна безпека Землі / Г. Рудько, О. Адаменко. – К. Наукова думка, 2009. – 511с.

2 Гидрология инженерная геология: учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1989. – 387с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.05.11*

*Рекомендована до друку професором
Федоришиним Д.Д.*

Виробничий досвід

УДК 658.012.011.56.005:681.3.06:665.65

ПОСТАНОВКА И РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ

Н.А. Ханбутаева, Э.А. Меликов

*Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия, AZ1010, г. Баку, ул. Азадлыг, 20,
тел. (+994) 12-493-11-07, e-mail: elchin03@mail.ru*

Описано последовательность разработки моделей та алгоритмов для технологического процессу первичной переработки нефти, а также решение проблемы оптимального управления в форме стохастического программирования для нефтеперерабатывающих технологических процессов с вероятностными характеристиками.

Для решения проблемы оптимизации технологической системы методом Лагранжа рассмотрена задача разработки декомпозиционных алгоритмов та запропоновано метод, основанный на перетворении початкового задания за принципом детерминированного аналога.

Розглядається побудова оптимальної системи управління, створеної на основі розроблених моделей, алгоритму оптимізації та принципів автоматичного регулювання режимних параметрів установки первинної переробки нафти.

Ключові слова: оптимізація, регулювання, автоматична система регулювання

Описана последовательность разработки моделей и алгоритмов для технологического процесса первичной переработки нефти, а также решение задачи оптимального управления в форме стохастического программирования для нефтеперерабатывающих технологических процессов с вероятностными характеристиками.

Для решения задачи оптимизации технологической системы с использованием метода Лагранжа рассмотрена задача разработки декомпозиционных алгоритмов и предложен метод, основанный на преобразовании исходной задачи по принципу детерминированного аналога.

Рассматривается построение оптимальной системы управления, созданной на основе разработанных моделей, алгоритма оптимизации и принципов автоматического регулирования режимных параметров установки первичной переработки нефти.

Ключевые слова: оптимизация, регулирование, автоматическая система регулирования

In the article algorithms and models are developed for oil refinery technological processes functioning uncertain conditions the process. Decision of a optimum control problem in the form of stochastic programming for oil refining technological processes with probability characteristics. For the decision of optimization tasks of technological systems on the basis of use of Lagranj method the problem of decompositional algorithms development is considered.

In the article the method, based on transformation of an initial problem by a principle of the determined analogue, and also a package of algorithms and applied programs for gradient search of the numerical decision of a given task are offered.

Article has been devoted to the optimal control system, based on mathematical models, decompositional algorithm of optimization and principles for automatic regulation of rejim's parameters is considered.

Keywords: optimizing, control, automatic control system

Введение. Сегодня в мировой экономике в силу устойчивого спроса на топливно-энергетические ресурсы важным вопросом развития нефтеперерабатывающей промышленности является повышение их эффективности путем увеличения глубины переработки, улучшения

показателей качества нефтепродуктов, а также снижения энергетических затрат технологических установок первичной переработки нефти. На технологических установках первичной переработки нефти типа ЭЛОУ-АВТ из сырой нефти путем подогрева в трубчатых печах до

определенной температуры, а в дальнейшем ректификацией в простых и сложных ректификационных колоннах, получают светлые нефтяные фракции (бензин, керосин, дизель и т.д.). Каждая из фракций характеризуется пятью показателями качества (температурой начала кипения, температурой 5%-го кипения, температурой 10%-го кипения, температурой 50%-го кипения и температурой конца кипения). В настоящее время во всем мире по причине отсутствия технических средств и методов оперативного контроля в промышленных условиях вышеуказанные показатели качества светлых нефтепродуктов определяются традиционными способами, т.е. только в заводских лабораторных условиях. Кроме того, анализ и опыт эксплуатации установки ЭЛОУ-АВТ-6, даже после ее модернизации, показывает, что на первичных нефтеперерабатывающих технологических установках количество сырой нефти, поступающей на переработку, и показатели ее качества не являются постоянными, а изменяются в широком диапазоне по случайным законам. В связи с вышеуказанными обстоятельствами существующие локальные системы контроля и стабилизации режимных параметров, построенных по одноконтурному принципу, не могут обеспечить получения желаемых технико-экономических показателей. Поэтому разработка комплекса математических моделей; осуществление математической формализации физически обоснованной задачи оптимизации с учетом стохастических особенностей координат состояния; разработка алгоритма численного решения задачи стохастического программирования и оптимальный синтез регулятора режимных координат для многоуровневой системы управления технологическим комплексом, осуществляющим первичную переработку нефти, исходные координаты состояния и управления которого изменяются по случайным законам, являются актуальными проблемами как научного, так и экономического значения. Вопросам алгоритмизации оптимального управления и создания на их базе системы оптимального управления сложными нефтехимическими технологическими процессами, описываемыми детерминированными и нечеткими моделями, посвящен ряд научных публикаций [1-4]. С учетом вышеуказанных специфических особенностей функционирования первичных нефтеперерабатывающих процессов в данной статье предлагается комплекс математических моделей и методов оптимизации стохастических режимов на уровне оперативного управления, а также синтез оптимального регулятора для автоматической стабилизации параметров на нижнем ярусе двухуровневой системы управления установкой первичной переработки нефти типа ЭЛОУ-АВТ-6, функционирующей в условиях стохастической неопределенности. Всестороннее исследование вопросов, связанных с разработкой систем управления сложными нефтехимическими технологическими процессами и процессами нефтепереработки, привели авторов к выводу, что техно-

логические процессы первичной переработки нефти должны относиться к классу сложных объектов, характеризующихся недостаточностью информации с позиций информационного обеспечения и по причине отсутствия контроля за показателями качества получаемых нефтяных фракций.

Для математической формализации задачи оптимизации атмосферного блока технологической установки ЭЛОУ-АВТ-6 воспользуемся топологической структурой его технологической схемы (рис. 1).

Постановка задачи. В данной статье на основе всестороннего анализа рассматриваемого объекта исследования сформулирована физически обоснованная математическая постановка задачи оптимизации стохастических режимов первичных нефтеперерабатывающих технологических процессов.

Математические модели, характеризующие количественные и качественные показатели выходных фракций, представлены в следующем виде:

$$y_k = \bar{f}_k(x, \rho, \bar{u}_q) + \xi_k, \quad q = \overline{1,7}; \quad (1)$$

$$v_i = \bar{f}_i(x, \rho, \bar{u}_q) + \xi_i' \quad (2)$$

Здесь y_k и v_i характеризуют соответственно расходы и показатели качества светлых нефтяных фракций; x – расход сырой нефти, поступающей на переработку; ρ – показатель качества сырой нефти (удельный вес); \bar{u}_q – вектор управляющих параметров в ректификационных колоннах (температура в различных точках, давление, уровень и т.д.); ξ_k и ξ_i' – величины, характеризующие погрешности, средние значения которых равны 0.

Из выражений (1) и (2) видно, что функции y_k и v_i определяются с определенными погрешностями, поэтому их средние значения можно определить с помощью регрессионных зависимостей $\bar{f}_k(x, \rho, \bar{u}_q)$ и $\bar{f}_i(x, \rho, \bar{u}_q)$. Следовательно, решение задачи оптимизации по усредненным показателям целевых нефтепродуктов нельзя признать корректным, в силу чего такой подход может привести к существенным потерям.

Ограничения на качественные показатели для каждой фракции, получаемой на нефтеперерабатывающей установке, математически можно представить в следующем виде:

$$\underline{b}_i \leq v_i = \bar{f}_i(x_s, \rho, \bar{u}_q) + \xi_i' \leq \bar{b}_i, \quad i = \overline{1,5}. \quad (3)$$

Здесь \underline{b}_i и \bar{b}_i характеризуют соответственно минимальное и максимальное значения показателей качества светлых нефтепродуктов. Все это обуславливает вероятностный характер функциональных ограничений, накладываемых на качественные показатели целевых нефтепродуктов.

$$P(\bar{f}_i(x, \rho, \bar{u}_q)) \geq \alpha_j, \quad j = \overline{1,5}, \quad 0 < \alpha_j \leq 1. \quad (4)$$

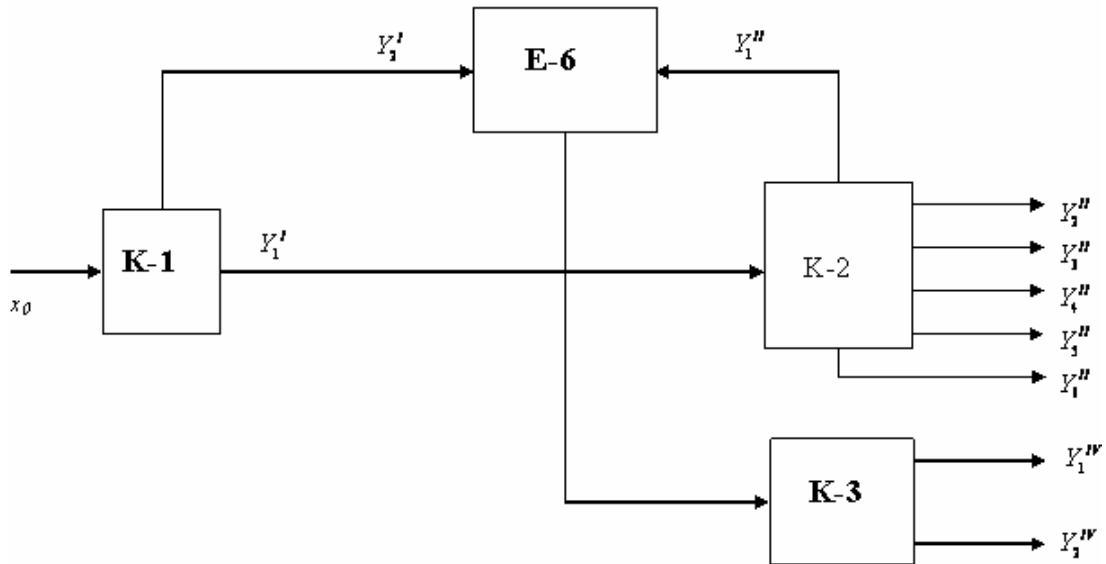


Рисунок 1 – Топологическая структура технологической установки ЭЛОУ-АВТ-6

Значения ограничений на количество и качество целевых светлых нефтепродуктов и вероятность их выполнения задаются технологическим оператором в соответствии с регламентом данного процесса. Также необходимо отметить, что расход выхода каждого светлого нефтепродукта должен быть не меньше потенциальной возможности содержания данной фракции в сырой нефти, т.е.

$$y_k = \bar{f}_k(x, \rho, \bar{u}_q) + \xi_k \geq Q_i, k = \bar{1}, l. \quad (5)$$

Участие в моделях (3) и (5) случайных параметров ξ_k и ξ_i , а также изменение параметров x и ρ по случайному закону показывает, что все вышеприведенные ограничения могут выполняться лишь с определенной вероятностью.

Таким образом, оптимизация режимов установки первичной переработки нефти при заданных значениях количества нефти (x) и удельного веса (ρ) заключается в определении таких значений управляющих параметров \bar{u} в ректификационных колоннах, которые обеспечивали бы заданные значения качественных показателей каждого светлого нефтепродукта с вероятностью p_0 , а их количества при этом должны быть близки к потенциальным возможностям (содержанию) данной фракции в составе сырой нефти, т.е.

$$y_k \geq Q_k, k = \bar{1}, l$$

$$p(v_i \in B_i, i = \bar{1}, m, \bar{b}_i, \bar{b}_i \in B_i) \geq p_0. \quad (6)$$

В задаче оптимизации в качестве критерия выбран максимум математического ожидания прибыли от реализации целевых нефтяных фракций:

$$\Phi = \max_{u \in V} E \left\{ \sum_{i=1}^N \sum_{k \in BU} c_k y_k - S_j \right\}, \quad (7)$$

где: $E(\cdot)$ – математическое ожидание;

S_j – характеризует все виды затрат;

c_k – стоимость единицы k -го вида целевого светлого нефтепродукта.

Алгоритмизация решения задачи оптимизации. Как видно из выше сформулированной математической постановки (1)-(7), задача оптимизации процесса первичной переработки нефти является нелинейной задачей стохастического программирования. Для решения данной задачи все виды ограничений, характеризующие материальные потоки, материальные балансы между колоннами, были приняты детерминированными, а ограничения на качественные показатели нефтепродуктов – вероятностными. Задача в подобной постановке является полностью физически обоснованной.

Известно, что одним из главных и важных этапов при создании оптимальных систем управления сложными технологическими процессами является построение адекватных математических моделей. Опыт создания автоматических систем управления различными технологическими процессами показывает, что во многих случаях одной из основных причин их низкой эффективности является отсутствие полной информации при разработке математических моделей. С этой целью при построении комплекса математических моделей основного аппарата технологической установки ЭЛОУ-АВТ-6 для сбора необходимого объема первичных технологических данных, несущих в себе более точную информацию об объекте, на рассматриваемой установке был проведен активный промышленный эксперимент. Для проведения подобного активного эксперимента были разработаны соответствующие алгоритмы и программа. Данные, собранные в результате эксперимента, были использованы для разработки комплекса математических моделей, состоящих из линейных и нелинейных алгебраических уравнений, причем математические мо-

дели построены для всех видов целевых продуктов и их качественных показателей. В процессе моделирования ректификационных колонн данной установки по отдельным координатам также определены математические ожидания, дисперсия, среднеквадратические отклонения, законы распределения и другие важные статистические характеристики. Анализ полученных результатов показывает, что закон распределения основных координат данного процесса является нормальным (или: основные координаты данного процесса имеют нормальный закон распределения)

Как известно, для численного решения нелинейной задачи стохастического программирования в научной литературе известны приближенные и прямые методы [5-7]. Однако, это связано с весьма сложными и громоздкими вычислительными процедурами. Поэтому более практичным является применение методов построения детерминированного аналога. В процессе моделирования получены условные функции распределения $F(v_i/x)$ случайного вектора v_i . Используя функцию $F(v_i/x)$, стохастическую задачу математического программирования можно привести к эквивалентной детерминированной задаче. Тогда вероятностные ограничения (1.6) можно представить в следующем виде:

$$F(v_i/x) \geq P_{oi}, i = \overline{1,6}.$$

Если осуществить переход от случайных величин v_i к нормированным погрешностям, то

$$\vartheta_j^i = (\theta_j^i - \bar{v}_i(x)) / \sigma_i,$$

где: b_i – проверяемые ограничения; $v_i(x)$ – средние значения качественных показателей бензина, керосина, дизельного топлива, предсказанные регрессионной моделью; σ_i – среднеквадратические отклонения случайного вектора v_i при фиксированных значениях режимных параметров x .

Таким образом, все вышеприведенные вероятностные ограничения заменяются на эквивалентные детерминированные:

$$F(\omega_i) \geq P_{oi},$$

в результате чего, исходная нелинейная задача стохастического программирования приводится к стандартному виду.

Для численного решения задачи нелинейного математического программирования в статье предложен модифицированный метод Лагранжа, учитывающий требование по выполнению условий выпуклости математических моделей.

Модифицированная функция Лагранжа для вышепоставленной задачи оптимизации режимов атмосферной части установки первичной переработки нефти имеет следующий вид:

$$L_{\text{mod}}(\lambda, p, x, u) = L(\lambda, x, u) + C \cdot B(p, x, u). \quad (8)$$

Здесь

$$L(\lambda, x, u) = - \sum_{i=2}^5 f_i(x^I, u^I, \xi^I) - f_1^{III}(x^{III}, u^{III}, \xi^{III}) - \lambda_1 [x_1^I - f_2^I(x^I, u^I, \xi^I)] - \lambda_2 \{ [x_1^{III} - f_1^I(x^I, u^I, \xi^I)] - f_1^{II}(x^{II}, u^{II}, \xi^{II}) \} \quad (9)$$

является классической функцией Лагранжа для рассматриваемой задачи; λ_1, λ_2 – множители Лагранжа; $C \cdot B(p, x, u)$ – декомпозирующая функция, являющаяся неотрицательной. Относительно функции $B(p, x, u)$ приняты нижеследующие соотношения:

$$B^I(p^I, x^I, u^I) = \sum_{k=1}^2 (u_k^I - p_k^I)^2 + (x^I - p^I)^2, \quad (10)$$

$$B^{II}(p^{II}, x^{II}, u^{II}) = \sum_{k=1}^5 (u_k^{II} - p_k^{II})^2 + (x^{II} - p^{II})^2, \quad (11)$$

где $p = (p^I, p^{II}) \equiv (p_1^I, \dots, p_3^I; p_1^{II}, \dots, p_5^{II})$ выбраны как координирующие параметры.

Последние две функции (10) и (11) являются декомпозирующими функциями задачи (8) на локальные подзадачи меньшей размерности.

Сущность этого алгоритма оптимизации состоит в том, что он включает также и третий уровень, осуществляющий координирующую функцию и соединяющий в себе два других уровня. На координирующем уровне для локальных уровней выбираются такие критерии, после определения множителей Лагранжа которых обеспечивается решение задачи оптимизации и уравнения межблоковой связи на нижнем уровне. В зависимости от результатов решаемых на локальном уровне задач, координирующий уровень формирует такие координатные сигналы p^* , при которых решение локальных задач обеспечило бы решение основной задачи оптимизации. Учитывая вышеизложенное, для рассматриваемого состояния модифицированную функцию Лагранжа можно записать следующим образом:

$$L_{\text{mod}}(\lambda, x, u, p) = - \sum_{i=2}^5 f_i(u^I, x^I, \xi^I) - f_1^{III}(x^{III}, u^{III}, \xi^{III}) - \lambda_1 [x_1^I - f_2^I(x^I, u^I, \xi^I)] - \lambda_2 \{ [x_1^{III} - f_1^I(x^I, u^I, \xi^I)] - f_1^{II}(x^{II}, u^{II}, \xi^{II}) \} + C \left(\sum_{k=1}^2 (u_k^I - p_k^I)^2 + (x^I - p^I)^2 + \sum_{k=1}^5 (u_k^{II} - p_k^{II})^2 + (x^{II} - p^{II})^2 + \sum_{k=1}^2 (u_k^{III} - p_k^{III})^2 + (x^{III} - p^{III})^2 \right).$$

Так как функция Лагранжа в этом выражении является аддитивной функцией, а композирующая функция $B(p, x, u)$ – сепарабельной,

при любых выбранных значениях λ и p задача (9) декомпозируется на локальные задачи оптимизации отдельных аппаратов [8-11]. В этом случае искомые переменные в каждом аппарате будут векторами параметров управления (u^j) и векторами параметров входа этих аппаратов (x^j).

I.

$$L_{\text{mod}_1} = \lambda_1 f_2^I(x_0^I, u^I, \xi^I) + \lambda_2 f_1^I(x_0^I, u^I, \xi^I) + C \left\{ \sum_{k=1}^2 (u_k^I - p_k^I)^2 + (x^I - p^I)^2 \right\}; \quad (12)$$

$$130 \leq u_1^I \leq 160 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$180 \leq u_2^I \leq 260 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$660 \leq x^I \leq 1200 \text{ } m^3 / \text{saat};$$

$$p \left\{ 40 = \underline{\theta}_1^I \leq x_{1QB}^I \leq \bar{\theta}_1^I = 50 \right\} \geq 0.94;$$

$$p \left\{ 100 = \underline{\theta}_2^I \leq x_{250\%}^I \leq \bar{\theta}_2^I = 110 \right\} \geq 0.94;$$

$$p \left\{ 170 = \underline{\theta}_3^I \leq x_{3QS}^I \leq \bar{\theta}_3^I = 180 \right\} \geq 0.94.$$

II.

$$L_{\text{mod}_2} = -\sum_{i=1}^5 f_i^{II}(u^II, x^II, \xi^II) - \lambda_4 x^II + \lambda_2 f_1^{II}(x^II, u^II, \xi^II) + C \left\{ \sum_{k=1}^2 (u_k^II - p_k^II)^2 + (x^II - p^II)^2 \right\}; \quad (13)$$

$$110 \leq u_1^II \leq 120 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$330 \leq u_2^II \leq 345 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$120 \leq u_3^II \leq 165 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$160 \leq u_4^II \leq 220 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$230 \leq u_5^II \leq 265 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$800 \leq x^II \leq 1200 \text{ } m^3 / \text{saat};$$

$$p \left\{ 40 = \underline{\theta}_1^II \leq x_{1QB}^II \leq \bar{\theta}_1^II = 70 \right\} \geq 0.94;$$

$$p \left\{ 100 = \underline{\theta}_2^II \leq x_{150\%}^II \leq \bar{\theta}_2^II = 115 \right\} \geq 0.94;$$

$$p \left\{ 197 = \underline{\theta}_2^II \leq x_{2QB}^II \leq \bar{\theta}_2^II = 235 \right\} \geq 0.94;$$

$$p \left\{ 255 = \underline{\theta}_2^II \leq x_{250\%}^II \leq \bar{\theta}_2^II = 310 \right\} \geq 0.94;$$

$$p \left\{ 305 = \underline{\theta}_2^II \leq x_{2QS}^II \leq \bar{\theta}_2^II = 360 \right\} \geq 0.94,$$

где λ_1, λ_2 – неизвестные множители Лагранжа, характеризующие связи между подзадачами. В пределах указанных значений этих параметров

решаются локальные задачи для отдельных аппаратов рассматриваемой установки:

$$L_j(\lambda, p) = \min_{x^j, u^j \in D} L_{\text{mod}_j}(\lambda, p, u, x), \quad j = 1, 3. \quad (14)$$

На верхнем уровне решается следующая задача:

$$\max_{\lambda} L(\lambda, p) = \max_{\lambda} \min_{x^j, u^j \in D} L_j(\lambda, p, u, x).$$

Решение задачи оптимизации продолжается до тех пор, пока не выполнится следующее условие:

$$\sum_{j=1}^3 \left[(u_k^j)^{k+1} - (u_k^j)^k \right]^2 + \sum_{j=1}^3 \left[(x_k^j)^{k+1} - (x_k^j)^k \right]^2 \leq \varepsilon,$$

где ε – точность решения задачи оптимизации.

Таким образом, алгоритм, обеспечивающий численное решение задачи оптимизации (12)–(14), состоит из следующих этапов:

1) на основе градиентного метода, согласно условию (14) решаются подзадачи (12) и (13);

2) проверяются начало кипения нефтепродуктов, условия ограничений с характеристикой вероятности для температуры 50%-го и температуры конца кипения. Для этого:

а) вычисляются $x_{j\{QB; 50\%; QS\}}(u_q^i, x_s^i, \xi_\gamma^i)$;

б) вычисляются $\vartheta_j^i = \frac{\theta_j^i - x_{j\{i\}}^i}{\sigma_j}$;

в) определяется $F(\vartheta_j^i) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\vartheta_j^i} e^{-\frac{\vartheta_i^2}{2}} dt$;

г) проверяется выполнение условия ограничений $F(\vartheta_j^i) \geq \alpha_j^i$;

3) определяются параметры λ_j , обеспечивающие выполнение материального баланса между ректификационными колоннами К-1, К-2 и К-3;

4) после проверки выполнения всех условий ограничений в каждой ректификационной колонне рассчитываются оптимальные значения входных параметров и параметров управления.

На основе разработанных выше комплекса вероятностных моделей и декомпозиционного алгоритма оптимизации, учитывающего случайные особенности входных потоков рассматриваемого объекта, авторами предложена оптимальная автоматическая система управления установкой ЭЛОУ-АВТ-6, представляющая собой систему с двухуровневой иерархической структурой, функционирующей в диалоговом режиме. На верхнем уровне предложенной системы управления при любых значениях количественных и качественных показателей сырой нефти, поступающей на вход установки, определяются оптимальные рабочие режимные параметры, способные обеспечить получение нефтяных фракций в ректификационных колоннах К-1 и К-2, отвечающих стандартным

Таблица 1

Качественные показатели бензина	Расход бензина $M^3/ч$		σ_2^I	$\bar{\theta}_2^I$	\bar{y}_2^I	$F(y_2^I/x)$	α_i	$u_1^I, ^0C$	$u_1^{II}, ^0C$
	Текущий	Оптимальный							
Температура начала кипения	38	47	3.33	44	40.25	1.1	0.94	133	120
Температура 50%-го кипения			5	116	107	1.8	0.94		
Температура конца кипения			10.34	195	181	1.4	0.94		

- σ_2^I - среднеквадратическое отклонение;
- $\bar{\theta}_2^I$ - граничное значение качественного показателя;
- \bar{y}_2^I - среднее значение качественного показателя;
- α_i - минимальное значение вероятности;
- u_1^I - температура верха колонны К-1;
- u_1^{II} - температура верха колонны К-2.

требованиям показателей глубины переработки и качества нефтяных фракций. На этом уровне выбранный критерий оптимизации обеспечивается и достигается с помощью разработанного комплекса детерминированных и вероятностных математических моделей, а также алгоритма оптимизации, основанного на декомпозиционном принципе. Результаты решения задачи нахождения оптимальных стохастических режимов работ вышеупомянутых ректификационных колонн иллюстрируется таблице 1.

В зависимости от количества и типа сырой нефти, поочередно поступающих на переработку, вычисляются также технико-экономические показатели процесса переработки нефти.

На нижнем ярусе разработанной оптимальной системы управления установкой первичной переработки нефти с целью стабилизации оптимальных рабочих режимных параметров технологического процесса предлагается самонастраивающаяся адаптивная система регулирования температурными координатами ректификационной.

Здесь с целью компенсации малых изменений, воздействующих на качественные показатели получаемых нефтяных фракций, определяется корректирующая величина. Полученная коррекция, в зависимости от возмущений, поступающих на вход ректификационных колонн, позволяет рассчитать новое задающее воздействие, что обеспечивает оперативную реакцию даже на небольшие изменения возмущений (настройку), а в дальнейшем оперативный выход на оптимальные заданные режимы работы технологической установки с минимальными затратами.

Алгоритм функционирования предлагаемой системы регулирования на примере температуры верха ректификационной колонны по выходу бензина реализуется в виде синтезированного самонастраивающегося регулятора с элементами адаптации, осуществляющегося в виде следующих правил:

$$\begin{aligned}
 &\text{если } \begin{cases} \tilde{T}_{бенз}^{тек} \in T_{бенз}^0, \\ T_{бенз}^{тек} = T_{бенз}^{зад} \pm \varepsilon, \end{cases} \\
 &\text{то } P_K = 0, \quad \tilde{T}_{бенз}^{зад} = \tilde{T}_{бенз}^{зад}; \\
 &\text{если } \begin{cases} \tilde{T}_{бенз}^{тек} \geq T_{бенз}^0, \\ T_{бенз}^{тек} \geq T_{бенз}^{зад} \pm \varepsilon, \end{cases} \\
 &\text{то } P_K = C_f(t) \frac{\Delta F_{орош}}{2}, \quad \tilde{T}_{бенз}^{зад} = \tilde{T}_{бенз}^{зад} + P_K; \\
 &\text{если } \begin{cases} \tilde{T}_{бенз}^{тек} \leq T_{бенз}^0, \\ T_{бенз}^{тек} \leq T_{бенз}^{зад} \pm \varepsilon, \end{cases} \\
 &\text{то } P_K = C_f(t) \frac{\Delta F_{орош}}{2}, \quad \tilde{T}_{бенз}^{зад} = \tilde{T}_{бенз}^{зад} - P_K,
 \end{aligned}$$

где: $\tilde{T}_{бенз}^{тек}$ – текущее значение температуры верха ректификационной колонны; $T_{бенз}^{зад}$ – заданное значение температуры верха колонны; $T_{бенз}^0$ – допустимая область изменения температуры верха колонны; ε – величина, характеризующая отклонение температуры, с помощью которой вычисляется корректирующий сигнал в рассматриваемой автоматической системе регулирования.

Заключення. Отличие и преимущество предложенной автоматической системы управления от других существующих систем [12, 13] заключается в обеспечении получения стабильного качества нефтяных фракций, так как в рассматриваемой системе в реальном масштабе времени предусмотрена компенсация воздействия различного рода возмущающих факторов на качественные показатели нефтепродуктов. Вышеуказанная компенсация осуществляется на каждом из двух уровней, причём на нижнем уровне малые изменения компенсируются с помощью самонастраивающихся циклов регулирования, большие же возмущающие воздействия на верхнем уровне – с помощью разработанного выше алгоритма оптимизации стохастических режимов технологической установки. А это, в свою очередь, по сравнению с существующими традиционными автоматическими системами обеспечивает получение требуемого стандартного качества нефтяных фракций топливного и масляного профилей с минимальными энергетическими затратами.

Для оценки показателей качества, характеризующихся температурой кипения нефтяных фракций, получаемых в ректификационной колонне с использованием регулятора и условием минимизации энергетических затрат, необходимых в процессе производства, была проведена симуляция эксперимента на вычислительной машине следующим образом: если при управлении установкой с помощью традиционной системы управления диапазон изменения температуры начала кипения бензина составляла 43-69°C, температура 50%-го кипения – 109-121°C, температура конца кипения – 173-190°C, то в результате решения рассматриваемой выше задачи оптимизации с помощью синтезированного самонастраивающегося регулятора эти показатели примут значения соответственно 52-57°C, 110-114°C и 175-180°C. Сравнительный анализ регулятора, для которого был проведен оптимальный синтез с действующей системой регулирования процесса нефтепереработки в ректификационной колонне К-2, свидетельствует о том, что во втором случае отклонение показателей качества по сравнению с первым, характеризующимся температурой кипения нефтяных фракций, от своих оптимальных значений в среднем уменьшилось в 2-2,5 раза, что способствует снижению энергетических затрат на переработку нефти на 5-7%.

Полученные результаты разработанного комплекса математических моделей, декомпозиционного алгоритма для решения задачи оптимизации и построенного на их базе автоматической системы управления показали, что по сравнению с текущими режимами функционирования рассматриваемой установки предложенный подход и принципы автоматического регулирования режимных параметров установки обеспечивают управление технологическим комплексом первичной переработки нефти в оптимальном режиме.

Будучи универсальными, полученные выше научные и практические результаты вне-

дрены на установках первичной переработки нефти нефтеперерабатывающих предприятий Республики в 2003-2007 гг., что подтверждается соответствующими актами внедрения.

Литература

- 1 Одна задача оптимизации нестационарных реакторов / Т.М.Алиев, Р.А.Алиев, И.Р.Эфендиев // Автоматика и телемеханика. – АН СССР. – 1975. – №2. – С.18-27.
- 2 Модели и алгоритмы многоуровневой оптимизации на примере АСУ нефтехимического производства / Т.М. Алиев, Р.А. Алиев, И.Р. Эфендиев, А.М. Гаджиев // Автоматика и телемеханика. – АН СССР. – 1978. – №6. – С.29-38.
- 3 Методы оптимального управления нестационарным реактором в нечетких условиях / И.Р. Эфендиев, В.Т. Копысицкий // Доклады АН СССР. – 1991. – том. 318, №3. – С.49-57.
- 4 Управление режимами реакторного блока производства этилена в нечетко определенных ситуациях / И.Р. Эфендиев, В.Т. Копысицкий // Изв. «Российская Академия наук. Теоретические основы химической технологии». – 1993. – №5. – С.58-69.
- 5 Ермольев Ю.М. Методы стохастического программирования / Ю.М.Ермольев. – М: Наука, 1976. – 126 с.
- 6 Аоки М. Оптимизация стохастических систем / М. Аоки. – М.: Наука, 1971. – 201 с.
- 7 Островский Г.М. Математические методы решения экономических задач / Г.М. Островский, А.М. Брусиловский. – М.: Наука, 1980. – 189 с.
- 8 Дудников Е.Е. Типовые задачи оперативного управления непрерывным производством / Е.Е. Дудников, Ю.М. Цодиков. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
- 9 Родинцев Н.Е. Оптимизация управления нелинейными стохастическими системами с ограничениями / Н.Е. Родинцев // Автоматика и телемеханика. – 2001. – № 2. 87. – С.87-92.
- 10 Analysis and Assessment of Interaction in Process Control Systems / Khelassi A. // PhD. University of Nottingham. England. – 1991. – №4. – PP. 31-39.
- 11 System identification and control design. Englewood Cliffs., N.J.: / I.D. Landau // Prentice-Hall. – 1990. – №3. – PP. 45-52.
- 12 Adaptive signal processing algorithms. Stability and Performance. Englewood Cliffs. N.J. / V.Solo, X.Kong // Prentice-Hall. – 1995. – №2. – PP. 55-59.
- 13 Принципы построения самообучающихся систем автоматического управления сложными технологическими процессами в условиях дефицита информации / И.А.Ибрагимов, И.Р.Эфендиев, В.Т.Копысицкий, Э.А. Меликов // Доклады АН СССР. – 1991. – Том 320. №6. – С.46-59.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.04.11

Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАРАДАГСКОГО ПОДЗЕМНОГО ГАЗОХРАНИЛИЩА

¹А.Н. Гурбанов, ²Э.Х.Искендеров

¹ГНКАР «Институт научных исследований», Азербайджан, AZ-10, г. Баку, ул. Зардаби, 88, тел./факс (99412) 4335390, e-mail: azn sell@eidata.net

²ООО ЛТТГ, Азербайджан г.Баку

З метою збільшення обсягу активного закачуваного газу проаналізовано існуючий стан, а також технологічні, термодинамічні параметри всіх свердловин і промислового устаткування на Карадагському ПСГ. З метою визначення загального обсягу закачуваного газу проведено попередній його розрахунок для кожної з свердловин ПСГ.

За результатами проведених на Карадагском ПСГ промислових досліджень розроблено ряд науково-технічних заходів щодо підвищення ефективності активного обсягу закачуваного газу і наведено технологічний результат та економічну ефективність від їх впровадження. Вибрано оптимальний термодинамічний і технологічний режим роботи експлуатації свердловини в період закачування і відбору газу на Карадагському ПСГ.

Ключові слова: ПСГ, свердловина, компресор, пласт, нефтегазоконденсат, НКТ, шлейф.

С целью увеличения активного объема закачиваемого газа проанализировано существующее состояние, а также технологические, термодинамические параметры всех скважин и промышленного оборудования на Карадагском ПХГ. С целью определения общего объема закачиваемого газа проведен предварительный его расчет для каждой из скважин ПХГ.

По результатам проведенных на Карадагском ПХГ промышленных исследований разработан ряд научно-технических мероприятий по повышению эффективности активного объема закачиваемого газа и приведен технологический результат и экономическая эффективность от их внедрения. Выбран оптимальный термодинамический и технологический режим работы эксплуатации скважины в период закачки и отбора газа на Карадагском ПХГ.

Ключевые слова: ПХГ, скважина, компрессор, пласт, нефтегазоконденсат, НКТ, шлейф

In order to increase the active volume of injected gas is analyzed existing state, as well as technological and thermodynamic parameters for all wells and fishing equipment at Karadag UGS. In order to determine the total volume of injected gas, a preliminary calculation of its wells for each of the UGS.

The results of the Karadag on UGS field research developed a number of scientific and technical measures to improve the effectiveness of the active volume of injected gas and shows the result of technological and economic efficiency of their implementation. The optimum thermodynamic and technological mode of exploitation wells during injection and gas withdrawal on Karadag UGS.

Keywords: UGS, well, compressor, stratum, oil and gas condensate, oil well tubing, loop

Азербайджанская Республика богата своими природными ресурсами и имеет огромные запасы нефти и газа. В настоящее время добываемая газоконденсатная продукция уникального месторождения «Шах-дениз» транспортируется по газопроводу «Баку-Тбилиси-Эрзурум» и намечается дальнейшая ее транспортировка в европейские страны.

С целью рационального использования продукции «Шах-дениз» и других месторождений («Алов», «Инам», «Ашрафи», «Нахичевань» и др.), стабилизации ее транспортировки, а также равномерного снабжения голубым топливом любой отрасли республики, требуется повышение эффективности эксплуатации действующих и создание новых подземных хранилищ газа (ПХГ).

Как известно, спрос на газ определяется многолетними колебаниями и сезонным потреблением и зависит от изменений температуры окружающей среды и специфики технологии ряда промышленных объектов. Сезонная

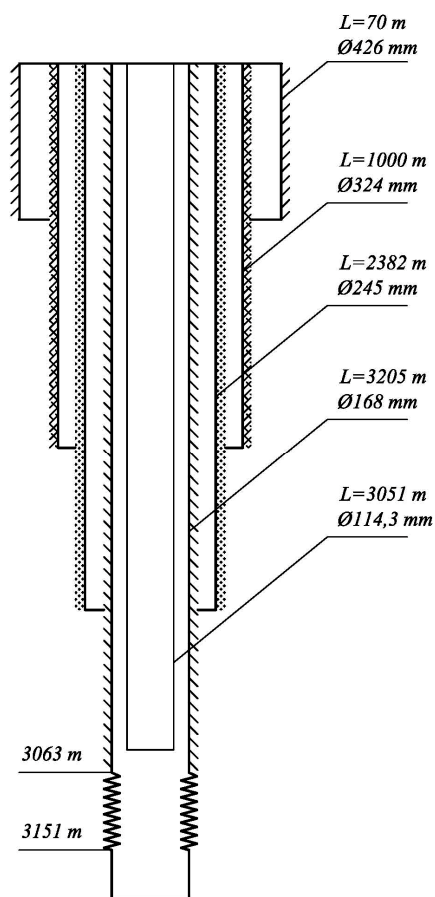
неравномерность газопотребления оказывает существенное влияние на экономику республики.

Так как неравномерность газопотребления является основным показателем подземных газохранилищ, а ПХГ являются неотъемлемым звеном газотранспортной сети и обеспечивают ее нормальное функционирование, вопросы усовершенствования технологии, повышения эффективности и эксплуатации ПХГ должны решаться комплексно [1-2].

Повышение эффективности ПХГ в республике связано с объемом закачиваемого газа, позволяющим определить потребность активного объема газа при суточном отборе.

Стратегия развития ПХГ связана с усовершенствованием технологических процессов и цикличностью эксплуатации при внедрении современных методов.

Важным показателем ПХГ является устранение сезонной неравномерности газопотребления, а также обеспечение населения и про-



Призабойная зона, м	3195
Фильтр, м	3151-3063
Год введения в эксплуатацию	1988
Технические, мм/м	324-1846
	245-2382
Объект эксплуатации	VII ^a -VII
Эксплуатационная колонна, мм/м	168-3205
НКТ, м/мм	3051-114,3
Длина шлейфа, м	412

Рисунок 1 – Конструкция скважины Карадагского ПХГ

мышленных объектов дополнительным объемом газа в период аномально холодных зим и аварийных ситуаций в системе газоснабжения.

Учитывая вышеизложенное, с целью выполнения Указа Президента АР о «Развитии топливно-энергетического комплекса Республики за период 2010-2015г.г.», в т.ч. доведение объема активного газа, закачиваемого в действующие ПХГ, до 5 млрд.м³ необходимо разработать и внедрить ряд новых научно-технических мероприятий.

В настоящее время в республике эксплуатируется два ПХГ: Карадагское и Калмасское. Все научно-исследовательские и промышленные исследования, а также технико-экономическое обоснование проведены на примере Карадагского ПХГ.

Карадагское ПХГ создано на базе истощенных нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ). Месторождение было открыто в 1955 г., а в 1979 г. было закрыто, так как являлось истощенным. В 1980 г. с целью создания ПХГ на Карадагском НГКМ были проанализированы геолого-геофизические характеристики месторождений и технико-технологическое состояние эксплуатационных скважин [3-4].

С целью создания ПХГ на Карадагском месторождении было пробурено 50 скважин, из которых 8 по техническим причинам были ликвидированы в процессе бурения. 42 скважины доведены бурением до проектной глубины, после чего одна скважина в процессе эксплуата-

ции была ликвидирована. На данный момент из 41 скважины 24 находятся в эксплуатации, а 17 бездействуют.

Следует отметить, что глубина всех 41 скважин составляет 2610-3740 м, интервал фильтра находится в пределах 2584-3740 м, а диаметр насосно-компрессорных труб НКТ составляет 89, 101 и 114 мм.

В ходе обследования состояния Карадагского ПХГ установлено, что используемое техническое и технологическое оборудование, конструкции скважин, компрессорные станции, а также установки подготовки газа к транспорту являются морально устаревшими и не отвечают современным требованиям. Поэтому разработка и внедрение мероприятий по повышению эффективности и усовершенствование технологии эксплуатации Карадагского ПХГ являются весьма актуальными.

Следует отметить, что с целью увеличения активного объема закачиваемого в хранилище газа многими фирмами было проведено технико-экономическое обоснование (ТЭО) Карадагского ПХГ. Для достижения цели было предложено дополнительно пробурить 14 скважин, что потребовало огромных денежных средств.

Авторами также было проведено ТЭО по Карадагскому ПХГ. В 2010 г. заново проанализировано существующее состояние, технологические, термодинамические параметры всех скважин и промышленного оборудования на Карадагском ПХГ. Результаты проведенных работ

показали, что с целью увеличения активного объема закачиваемого газа в ПХГ не требуется бурить дополнительные скважины.

На основании результатов проведенных промысловых исследований на Карадагском ПХГ разработан ряд научно-технических мероприятий по повышению эффективности активного объема закачиваемого газа.

На рисунке указаны технические показатели и конструкция скважины ПХГ. Следует отметить, что технические показатели и конструкции всех скважин ПХГ аналогичны.

Для восстановления технологического режима фонда бездействующих скважин предложены следующие мероприятия:

- провести геофизические исследования;
- поднять НКТ;
- промыть фильтр;
- призабойную зону скважины обрабатывать кислотой;
- освоить и подключить скважину к процессу закачки газа.

С целью определения предполагаемого общего объема закачиваемого в скважины газа, был проведен предварительный расчет объема закачиваемого газа в каждой скважине.

Для того фонд скважин разбит на три категории:

- действующие – 17 шт.,
- временно недействующие – 9 шт.,
- бездействующие скважины – 11 шт.

Расчет был произведен в шести вариантах устьевых давлений скважины, МПа: 8,7; 9,5; 10,5; 12,5; 15,0; 18,0 по нижеописанным формулам:

$$Q_z = \frac{P_{забой}^2 - P_1^2 - aQ_z + bQ_z^2 - a\sqrt{a^2 + 4b(P_{забой}^2 - P_{пл}^2)}}{2b};$$

$$P_{забой} = P_{устья} e^s; s = 0,03415 = \frac{\bar{p}L}{Z_{ср}T_{ср}};$$

где: $P_{забой}$, $P_{устья}$, $P_{пл}$ – пластовое давление устья скважин, МПа;

a , b – коэффициент сопротивления фильтрации;

Q_z – расход газа, м³/сут;

\bar{p} – относительная плотность газа;

L – глубина скважины, м;

$Z_{ср,y}$ – коэффициент сжимаемости газа при оценке $P_{устья}$ и $T_{устья}$ скв.;

$$T_{ср} = 273 + t_{ср};$$

$$T_{ср} = (T_{забой} - T_{устья}) / l_n \frac{T_{забой}}{T_{устья}} - \text{средний показатель температуры устья и призабойной зоны.}$$

Результаты проведенного расчета предполагаемой закачки газа по отдельным скважинам за сутки приведены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что среди указанных вариантов наиболее эффективным является четвертый, так как при устьевом давлении скважины 18,0 МПа объем закачиваемого за 180 дней газа составит около 3,0 млрд. м³.

После внедрения предложенных мероприятий результаты данных, полученных расчетным путем (по объему закачиваемого газа в скважины), позволил верно оценить объем закачиваемого газа в бездействующие скважины на Карадагском ПХГ.

По завершению капремонта 26 бездействующих скважин ПХГ были подключены к процессу закачки газа и на них проведены ежедневные наблюдения за технологическим режимом каждой скважины в отдельности.

В процессе закачки были сняты следующие термодинамические и технологические параметры скважин: давление и температура поступающего на вход компрессорной станции газа и на выходе из нее, давление, температура газа на устье скважины ежечасно и ежесуточно.

Осуществлен систематический контроль за изменением давления на устье скважины и объемом принимаемого газа в начале закачки.

В 2010 году в процессе закачки газа в хранилище термодинамические и технологические показатели по Карадагскому ПХГ были следующие:

Показатели ПХГ в начале закачки (начало - 01 апреля 2010 г.):

- давление газа на входе КС 3,7-3,8 МПа;
- давление газа выходе из КС 8,0-8,2 МПа;
- давление устья скважины 7,0-7,1 МПа;
- пластовое давление до начала закачки 10,5- 10,8; МПа

– объем газа, закачиваемого в ПХГ 1,8-2,1 млн. м³/сут.

Показатели ПХГ в конце закачки (15 ноября 2009 г.):

- давление газа на входе КС 3,9-4,0 МПа;
- давление газа на выходе из КС 10,2-10,5 МПа;

- давление устья скважины 10,5-10,6 МПа;
- пластовое давление в конце закачки 13,4-13,8 МПа;

– объем газа, закачиваемого в ПХГ 2,3-2,5 млн. м³/сут.

Результаты внедрение предложенных мероприятий по повышению активного объема закачиваемого газа в 19 скважинах Карадагского ПХГ приведены в таблице 2.

Из таблицы 2 видно, что после внедрения разработанных мероприятий в 19 скважин Карадагского ПХГ было закачено около 155,177 млн.м³ газа за сезон.

Результаты проведенной работы показали, что дальнейшее внедрение разработанных мероприятий на других скважинах хранилища позволит увеличить активного объем закачиваемого газа в Карадагское ПХГ.

Выводы

С целью увеличения активного объема закачиваемого газа в 2010.г. проанализировано существующее состояние, технологические, термодинамические параметры всех скважин и промыслового оборудования Карадагского ПХГ.

Таблиця 1 – Прогнозування об'єму закачки газу по скважинам Карадагського ПХГ, 1000 м³/день

Скважина	Варианти					
	I	II	III	IV	V	VI
№	1	2	3	4	5	6
1. Действующий фонд						
413	157	210	258	361	430	494
414	115	160	205	287	320	365
417	204	284	368	544	660	752
426	157	213	262	367	460	520
427	88	132	184	282	320	362
432	88	129	180	270	305	351
434	48	73	112	165	200	230
436	137	198	277	407	480	547
450	206	278	353	512	610	689
454	189	255	324	473	576	651
458	53	77	92	135	162	186
459	139	206	289	425	490	548
460	131	190	266	391	460	520
461	10	15	22	35	43	49
464	199	268	340	493	615	689
465	75	109	153	229	240	271
453	65	98	130	200	203	300
ИТОГО:	2060x10 ³	2895x10 ³	3815x10 ³	5576x10 ³	6574x10 ³	7524x10 ³
2. Временно бездействующий фонд						
416	31	45	62	90	105	121
418	26	38	52	75	87	99
419	25	36	49	71	83	95
421	37	54	74	107	126	142
430	30	44	60	87	109	125
468	137	205	297	418	508	569
471	139	211	305	425	536	611
455	60	91	120	180	233	266
456	27	39	53	77	88	101
ИТОГО:	512x10 ³	763x10 ³	1072x10 ³	1530x10 ³	1875x10 ³	2159x10 ³
3. Бездействующий фонд						
411	144	216	313	438	550	616
415	188	282	409	560	680	761
463	140	210	304	425	536	605
467	152	212	307	430	540	615
472	118	177	256	358	420	474
433	152	212	307	430	540	615
457	152	212	307	430	540	615
462	102	153	222	310	380	437
470	138	207	300	420	530	599
431	172	258	374	523	623	697
451	142	209	302	422	525	593
ИТОГО:	1600x10 ³	2348x10 ³	3451x10 ³	4746x10 ³	5864x10 ³	6627x10 ³

Таблица 2 – Объем газа, закачиваемого в скважины Карадагского ПХГ в 2010 году

№ з/п	№ скважины	Объем закачиваемого газа, млн.м ³							
		апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь
1	415	2760	4095	4264	4023	4234	4796	4095	2052
2	416	802	1071	2140	3162	2579	2454	2154	1102
3	418	146	215	215	181	0,438	459	0,229	145
4	419	250	236	259	204	0,258	308	0,322	142
5	421	125	232	262	241	0,251	265	0,223	96
6	427	1530	2205	2436	2203	1416	1576	1365	684
7	453	-	633	1921	1796	2253	2145	2132	1136
8	455	-	-	269	1689	2172	2454	2104	1102
9	456	2149	2611	2682	2442	2398	2337	2092	1067
10	461	-	-	-	211	0,727	821	0,794	410
11	462	130	1545	1846	1543	1633	1811	1715	855
12	467	831	1745	2311	2125	2282	2352	2215	1053
13	468	120	1120	2140	1546	1546	797	1151	744
14	470	-	39	435	652	652	617	555	237
15	471	-	-	433	588	588	644	676	357
16	472	-	-	91	702	702	731	649	350
17	430	-	-	-	307	707	291	236	112
18	457	-	-	-	-	10	177	334	170
19	463	-	-	-	-	-	-	332	170
Итого:		8843	15747	21704	23615	24816	25035	23373	11984

Всего 155, 177 млн.м³

На основании результатов проведенных промысловых исследований разработан и внедрен ряд научно-технических мероприятий по повышению эффективности активного объема закачиваемого газа в Карадагском ПХГ.

После внедрения предложенных мероприятий результаты данных полученных расчетным путем позволили верно оценить объем закачиваемого газа в бездействующие скважины Карадагского ПХГ.

Литература

1 Фурман И.Я. Подземное хранение газа в Единой системе газоснабжения / И.Я. Фурман. – М.: Недра, 1992. – 286 с.

2 Бачурина Н.М. Эффективность подземного хранения газа в системе газоснабжения страны (Обз. информация) / Н.М. Бачурина, С.Н. Бузинов, А.Е. Арутюнов. – М.Недра, 1990. 427 с. – Сер.: Транспорт и подземное хранение газа.

3 Гурбанов А.Н. Технологический расчет осушки газа с применением нового абсорбента / А.Н. Гурбанов // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 2(35). – С.140-144.

4 Зубарев А.П. Повышение производительности эксплуатационных скважин Касимовского ПХГ / А.П. Зубарев, И.Д. Акчурина, О.Г.Семенов // Газовая промышленность. – 2009. – №1. – С. 44-47.

Стаття надійшла до редакційної колегії
13.05.11

Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.

ВПЛИВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ НА ПРОЦЕСИ КОРОЗІЙНОГО РУЙНУВАННЯ ПІДЗЕМНОГО СВЕРДЛОВИННОГО ОБЛАДНАННЯ

¹В.І. Дмитренко, ²І.Г. Зезекало

¹Полтавський університет економіки і торгівлі, 36014, м. Полтава, вул. Ковалю, 3;
тел. (05322) 21687; e-mail: puskuchet@mail.ru

²Полтавське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту,
36002, м. Полтава, вул. Фрунзе 149; тел. (0532) 592666

Проведено комплекс експериментальних досліджень із метою зниження активності корозійних процесів підземного свердловинного обладнання. Встановлено особливості корозії металу у видобувному свердловинному флюїді залежно від концентрації та складу вуглеводневої фази. Результати досліджень свідчать, що вуглеводневі суміші, які характеризуються високим вмістом вищих вуглеводнів та кислотних компонентів, сприяють інтенсивній корозії. Визначено вплив продуктів корозії на швидкість процесу.

Ключові слова: корозія, газовий конденсат, вуглеводні, продукти корозії.

Проведен комплекс експериментальних досліджень з метою зниження активності корозійних процесів підземного обладнання скважин. Установлені особливості корозії металу в видобуваному флюїді в залежності від концентрації та складу вуглеводневої фази. Результати досліджень показують, що вуглеводні суміші, які характеризуються високим вмістом вищих вуглеводнів та кислотних компонентів, сприяють інтенсивній корозії. Визначено вплив продуктів корозії на швидкість процесу.

Ключевые слова: коррозия, газовый конденсат, углеводороды, продукты коррозии

The complex experimental researches for decrease activity of corrosion processes the underground equipment of well are conducted. The corrosion features in fluid well on concentration and structure of a hydrocarbonic phase are established. The hydrocarbonic mixes with the higher hydrocarbons and sour components promote intensive corrosion by researches results are showed. The influence of corrosion products on speed of process are defined.

Keywords: corrosion, gas condensate, hydrocarbons, corrosion products

Корозія обладнання та споруд у нафтогазовій промисловості є однією з основних причин зниження їх працездатності, що зумовлює величезні економічні втрати та екологічні збитки. Це пов'язано з великою металоємністю обладнання та споруд, наявністю високоагресивних середовищ унаслідок гетерогенності продукції, яку видобувають, та вмісту в ній кислотних газів. Питання корозії на конкретному підприємстві потрібно вирішувати комплексно. Тобто це повинно стосуватися не тільки вибору методів боротьби з корозією, але й урахування впливу всіх чинників на цей процес [1, 2].

Враховуючи великий обсяг досліджень у галузі виявлення причин виникнення, механізму розвитку і проблеми розробки заходів, які попереджують внутрішню корозію газопромислових трубопроводів, а також різноманіття підходів до оцінки цього явища, зупинимося на одному із аспектів. Розглянемо вплив вуглеводневого чинника як найменш вивченого, але який, безсумнівно, має практичний інтерес.

Таким чином, метою досліджень було виявити якісний характер та кількісне співвідношення впливу вуглеводневого чинника на швидкість корозії металу для того, щоб знайти способи зниження активності корозійних процесів.

Методика експерименту

Для визначення впливу вуглеводнів на швидкість корозії використовували стабільний

вуглеводневий конденсат Розпашнівського, Загорянського і Гадяцького газоконденсатних родовищ та гас. Як модельне середовище пластової води обрали розчин 0,5 М NaCl+3 г/дм³ СН₃COOH у дистильованій воді, як газоподібне середовище – вуглекислий газ. Час експозиції становив 2 год.

Швидкість корозії сталі визначали гравіметричним методом на зразках-свідках, виготовлених зі сталі марки Р-110 у термостатичній установці, де коловий рух рідини відбувається в турбулентному режимі. Швидкість потоку в зоні розміщення зразків-свідків становила 7–8 м/с.

Компонентний склад газового конденсату і елементний склад продуктів корозії досліджували на газовому хроматографі «СХ-04ПТ». Кислотність нафтопродуктів визначали титруванням кислотних сполук досліджуваних вуглеводнів спиртовим розчином калій гідроксиду згідно з ГОСТ 5985-79.

Результати експерименту

Наявність вуглеводневої фракції у водних електролітах суттєво впливає на кінетику і характер протікання корозійного процесу.

Встановлено, що корозійна активність середовища в системі залежить від співвідношення вуглеводень – вода. Аналіз результатів досліджень свідчить, що у разі вмісту конденсату 30–35% швидкість корозії максимальна (рис. 1).

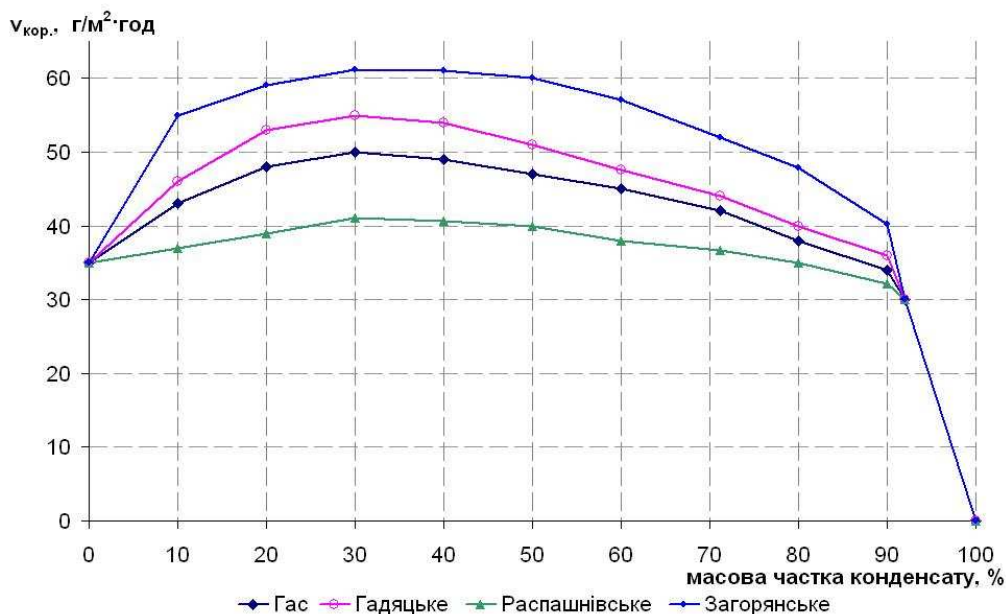


Рисунок 1 – Залежність швидкості корозії від концентрації вуглеводнів у модельному середовищі пластової води ($T=80\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P_{\text{CO}_2}=0,1\text{ МПа}$, $t=2\text{ год}$)

Таблиця 1 – Склад вуглеводневого конденсату

Конденсат родовища	Кислотність, мг КОН/100 см ³	Масова частка, %						
		C ₅ -C ₁₀	C ₁₀ -C ₁₇	> C ₁₇	алкани	ароматичні	нафтенові	S
Гадяцького	0,48	67,5	12,4	5,2	55,2	27,8	6,5	–
Розпашнівського	0,45	70,2	8,9	–	42,3	16,8	15,6	–
Загорянського	1,06	60,7	14,2	5,1	57,3	21,6	6,5	сліди
Гас	0,41	60,3	10	2,3	49,7	22,6	4,7	–

Не залежно від типу газового конденсату при його співвідношенні із пластовою водою 1:2 процес корозії посилюється в 1,2–1,7 рази порівняно з однофазним водним середовищем. Вуглеводнева фаза гетерогенного середовища практично інертна до металу, але акумулює підвищену порівняно з водною фазою кількість H₂S, O₂, CO₂. Унаслідок цього на поверхні металу, що кородує, виникають тонкі прошарки електроліту, де корозійний процес в умовах вільного надходження деполаризатора протікає з більшою швидкістю, ніж в об'ємі середовища [3, 4].

Інтенсивна корозія обладнання починається вже тоді, коли вміст води у системі становить 0,1–2%, при цьому швидкість корозії зростає у 30 разів. За концентрації водного середовища 2% швидкість корозії поступово збільшується і набуває максимуму за концентрації 70%, після чого зменшується в 1,1–1,7 рази.

Результати експериментів свідчать, що на інтенсивність корозії у двофазному середовищі також впливає склад вуглеводневого конденсату. Так, наприклад, виявлена висока агресивність середовища досліджуваних систем за наявності газового конденсату Загорянського та Гадяцького газоконденсатних родовищ, які містять вуглеводнів C₁₀-C₁₇ – 12,4-14,2%, >C₁₇ – 5,2-6,8% (табл. 1).

Конденсат із меншим вмістом вуглеводнів C₁₀-C₁₇ (8,9-10%) менш відчутно впливає на корозійні процеси. Швидкість корозії у водному середовищі за наявності газового конденсату Розпашнівського родовища в 1,1-1,3 рази, а за наявності гасу в 1,1 рази менша, ніж за наявності конденсату Гадяцького родовища.

Як видно з рисунка 1, швидкість корозії у вуглеводневому середовищі при всіх концентраціях зменшується в ряді:

$$\text{конденсат з концентрацією } C_{10}-C_{17} > 10\% > \text{гас} > \text{конденсат з концентрацією } C_{10}-C_{17} < 10\%$$

Встановлено, що швидкість корозійного впливу прямо пропорційна вмісту C_{10+вище}. Так, навіть гас є більш корозійно активним, ніж надлегкі газові конденсати з вмістом C_{10+вище} < 5%. Це обумовлено тим, що більша частина гетероатомів, зокрема кисену та сульфору, зосереджена у важких фракціях, особливо у її смолистій частині.

Слід відмітити, що швидкість корозії за наявності газового конденсату Загорянського родовища за всіх концентрацій значно вища, порівняно з іншими досліджуваними системами (в 1,1-1,5 рази), що можна пояснити високим вмістом у ньому, крім вищих вуглеводнів C_{10+вище} ≈ 19,3%, речовин із кислотними властивостями (див. табл. 1).

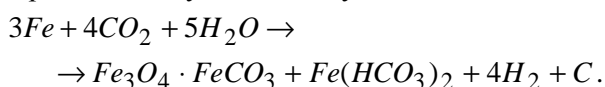
Таблиця 2 – Хімічний склад зразків вуглеводневих продуктів

Продукти корозії	Елементний склад, %									
	С	Н	Cl	Na	К	Ca	Al	Fe	Si	O
Видалені із пробовідбірників свердловин родовищ										
Яблунівського	98,5	0,15	0,50	0,43	0,09	0,05	0,20	0,28	0,10	0,20
Машівського	97,1	0,23	0,49	0,59	0,09	0,04	0,32	0,58	0,17	0,49
Опішнянського	98,7	0,12	0,38	0,30	0,03	0,05	0,14	0,12	0,06	0,10
Отримані в лабораторних умовах	99,3	0,10	0,23	0,12	–	–	–	0,15	–	0,10

Отже, чим більше у конденсаті вищих вуглеводнів та кислотних компонентів, тим інтенсивніше протікає корозія.

Результати досліджень чорного осаду, що утворюється на зразках-свідках та на межі поділу рідких фаз електроліт – вуглеводень, свідчать, що за хімічним складом він ідентичний сажоподібним речовинам, що видалені зі свердловини (табл. 2). Утворений осад не розчиняється у воді, метанолі, ацетоні, уайт-спіриті, бензолі та інших розчинниках. Установлено, що в однофазних водних системах із аналогічним корозійним середовищем і в двофазному корозійному середовищі без наявності металевих зразків утворення подібних продуктів не спостерігається. За результатами проведених хімічних аналізів продуктів корозії, крім оксидів і карбонатів феруму, виявлено 1-2% елементарного карбону.

Таким чином, аналізуючи склад вуглеводневого осаду та умов його утворення, можна зробити висновок, що він є продуктом перетворення вуглеводневого конденсату в кислому середовищі за участі металу:



Для виявлення впливу карбону на корозію газопромислового обладнання в модельному середовищі проводили дослідження з додаванням 1 кг/м³ графітного порошку. Виявлено, що швидкість корозії сталі в усіх випадках зростає на 25-30% порівняно з корозією в електроліті без домішки. На поверхні металевих зразків з'явилися значні пітинги та виразкоподібні руйнування. Отже, у процесі корозії металу в середовищі природного газу, який містить CO₂ і низькомолекулярні карбонові кислоти, на поверхні обладнання відбуваються утворення і адсорбція вуглеводневих продуктів, які є стимуляторами процесу.

Із усього вищезгаданого можна зробити такі **висновки** про значну роль вуглеводневого чинника в активації корозійних процесів газопромислового обладнання.

Встановлено, що не залежно від типу газового конденсату при його при його співвідношенні із пластовою водою 1:2 процес корозії посилюється в 1,2-1,4 рази порівняно з однофазним водним середовищем.

Вуглеводневі суміші, які характеризуються високим вмістом вищих вуглеводнів та кислотних компонентів, сприяють інтенсивній корозії.

Продукти вуглекислотної корозії є стимуляторами процесу.

При визначенні швидкостей корозії і прогнозі корозійних руйнувань необхідно враховувати не лише концентрацію CO₂ та низькомолекулярних карбонових кислот, а й склад і вміст газового конденсату у видобувному флюїді.

Література

1 Саакян Л.С. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов. – М.: Недра, 1982. – 32 с.

2 Маркин А.Н. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования // А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – М.: «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188 с.

3 Хуршудов А.Г. Прогнозирование углекислотной коррозии нефтегазопроводов / А.Г. Хуршудов, И.С. Сивоконь, А.Н. Маркин // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 11. – С. 59-61.

4 Зезекало И.Г. Разработка и применение ингибиторов для защиты от коррозии газопромислового оборудования в среде природного газа с повышенным содержанием карбоновых кислот: дис... кандидата техн. наук : 05.17.14 / Иван Гаврилович Зезекало. – М., 1986. – 170 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.05.11

Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.