

МЕХАНІКА МАТЕРІАЛІВ

УДК 620.191.33:620.194.8

DOI: 10.31471/1993-9965-2020-2(49)-7-17

ОЦІНЮВАННЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ РОБОТОЗДАТНОСТІ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ТРУБ БУРИЛЬНИХ КОЛОН

Є. І. Крижанівський, О. Ю. Витязь, Р. С. Грабовський*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: o.vytyaz@gmail.com*

Проблема контролю та попередження обводнення покладів родовищ України набуває все більшої актуальності. Вирішення даної проблеми є одним із напрямків збільшення вуглеводневилучення з виснажених газових родовищ в умовах активного водонапірного режиму. Експлуатація видобувних свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибої, що призводить до значних ускладнень під час їх роботи та подальшого передчасного припинення фонтанування. Обводнення свердловин зумовлює необхідність виконання робіт з інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню чи ізоляції припливу пластових вод. Враховуючи значні залишкові запаси зацементованою водою газу, актуальним є удосконалення існуючих та розроблення нових технологій дорозробки виснажених родовищ в умовах інтенсивного обводнення з метою забезпечення максимальних коефіцієнтів вилучення вуглеводнів. В даній роботі узагальнено вітчизняні та зарубіжні технології розробки родовищ в умовах прояву пружноводонапірного режиму та проаналізовано основні недоліки та переваги існуючих методів інтенсифікації припливу вуглеводнів в умовах обводнення газових та газоконденсатних свердловин. Проаналізовано основні фактори, що визначають причини та характер обводнення продуктивних пластів та шляхи його попередження. За результатами аналізу лабораторних та експериментальних досліджень встановлено механізм поведінки зацементованою водою газу, однак не достатньо вивчене питання визначення локалізації залишкових запасів вуглеводнів. Враховуючи вищевикладене, обґрунтовано необхідність створення і використання постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ), що забезпечить більш повне вилучення залишкових запасів газу з виснажених родовищ в умовах інтенсивного просування пластової води в продуктивні пласти. В разі адаптації тривимірної моделі до фактичних даних історії розробки та відтворення динаміки прориву пластової води в експлуатаційних свердловинах з'являється можливість визначити найбільш перспективні зони та ділянки родовища, колектори яких характеризуються високими фільтраційно-ємнісними властивостями та значними залишковими запасами газу. Використання постійно-діючої геолого-технологічної моделі родовища дає можливість напрацювати можливі шляхи довилучення залишкових запасів газу із зацементованою водою зон, вдосконалити існуючі технології розробки та забезпечити максимальні коефіцієнти вуглеводневилучення.

Ключові слова: родовище, запаси газу, обводненість, водонапірний режим, 3D модель.

Проблема контроля и предупреждения обводнения залежей месторождений Украины становится все более актуальной. Решение данной проблемы является одним из направлений увеличения коэффициентов извлечения углеводородов из истощенных газовых месторождений в условиях активного водонапорного режима. Эксплуатация добывающих скважин осложняется накоплением жидкости на забое, что приводит к значительным осложнениям при их работе и дальнейшему преждевременному прекращению фонтанирования. Обводнение скважин обуславливает необходимость выполнения работ по изоляции притока пластовых вод. Учитывая значительные остаточные запасы, зацементированной водой газа, актуальным становится усовершенствование существующих и создание новых технологий разработки истощенных месторождений в условиях активного водонапорного режима с целью обеспечения максимальных коэффициентов извлечения углеводородов. В данной работе обобщены отечественные и зарубежные технологии разработки месторождений в условиях проявления упруговодонапорного режима и проанализированы

основные недостатки и преимущества существующих методов интенсификации притока углеводородов в условиях обводнения газовых и газоконденсатных скважин. Проанализированы основные факторы, определяющие причины и характер обводнения продуктивных пластов и пути их предотвращения. По результатам анализа лабораторных и экспериментальных исследований установлен механизм поведения зацементированной пластовой водой газа. Однако недостаточно изучен вопрос локализации остаточных запасов углеводородов. Учитывая вышеизложенное, обоснована необходимость создания и использования постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ), что обеспечит более полное извлечение остаточных запасов газа из истощенных месторождений в условиях интенсивного продвижения пластовой воды в продуктивные пласты. В случае адаптации трехмерной модели к фактическим данным истории разработки и воспроизведения динамики прорыва пластовой воды в эксплуатационные скважины позволит определить наиболее перспективные участки залежи, коллектора которых характеризуются более высокими фильтрационно-емкостными свойствами и значительными остаточными запасами газа. Использование постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения дает возможность выработать возможные пути извлечения остаточных запасов газа с ущемленных пластовой водой зон, усовершенствовать существующие технологии разработки и обеспечить максимальные коэффициенты извлечения углеводородов.

Ключевые слова: месторождение, запасы газа, обводненность, водонапорный режим, 3D модель.

The problem of monitoring and preventing deposit inundation is becoming increasingly important in Ukraine. The solution to this problem is one of the ways to ensure the energy independence of the state. The operation of producing wells is complicated by the accumulation of liquid at the bottom. Subsequently, it leads to premature shutdown of the wells. Inundation determines the need to isolate the influx of formation water. Considering the significant residual reserves of gas trapped in water, it is important to improve existing technologies and to develop new ones for the development of depleted fields under the conditions of dynamic water drive in order to ensure maximum hydrocarbon recovery rates. This paper summarizes domestic and foreign field development technologies under water pressure conditions and analyzes the main disadvantages and advantages of the existing methods of stimulating hydrocarbon inflows in waterlogged gas and gas condensate wells. The main factors that determine the causes and nature of flooding of productive formations and ways to prevent them are analyzed. Based on the results of the analysis of laboratory and experimental studies, the behavior of gas trapped by brine water has been established. But the issue of determining the localization of residual reserves has not been studied sufficiently. Considering the above mentioned ideas, the author asserts the necessity to and to use geological and technological models constantly. It ensures better extraction of the residual gas from depleted fields under the condition of intensive advance of reservoir water into productive formations. In the case of adapting the three-dimensional model to the actual data of the production history and the simulation of the exact breakthrough of produced water in production wells, there comes the possible to determine the most promising zones and sections of the field, the reservoirs of which are characterized by the best filtration-capacitive properties and significant gas reserves. The use of a constantly operating geological and technological model of the field will make it possible to develop ways of extracting the residual gas reserves trapped in produced water, to improve existing production technologies and to ensure maximum recovery factors.

Keywords: field, gas reserves, water cut, water drive, 3D model.

Вступ

Невід'ємною складовою економічної і національної безпеки держави є забезпеченість власними енергоресурсами, зокрема вуглеводневими енергоносіями. Тому питання розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) України у напрямку збільшення видобутку нафти і газу залишається актуальним. Основними напрямками збільшення видобутку вуглеводневих ресурсів є буріння нових глибоких та надглибоких свердловин складної просторової орієнтації, а також відновлення старого фонду свердловин. Проте, буріння таких свердловин супроводжується ускладненими умовами експлуатації обладнання у свердловині, що призводить до збільшення кількості аварій із бурильними колонами та їх елементами.

Аналіз промислових даних стосовно відмов бурильних труб, спричинених корозійно-

втомними руйнуваннями металу за останнє десятиліття, засвідчує, що їх кількість складає близько 50% від загальної кількості аварій [1-8]. Їх руйнування в цьому випадку визначається сукупністю фізико-механічних та фізико-хімічних факторів, пов'язаних із особливостями буріння свердловин (спосіб буріння, глибина буріння, профіль стовбура свердловини, тип бурового розчину, тривалість експлуатації бурового обладнання (накопичення корозійновтомних пошкоджень тощо) [1, 5-10]. Такому руйнуванню бурильних труб притаманна певна стадійність:

– утворення (зародження і розвиток) поверхневих мікротріщин біля концентраторів напружень (корозійних виразок, включень, різьбових з'єднань тощо);

– утворення та розвиток макротріщини;

– раптове руйнування бурильної труби (тіла бурильної труби, різі труб або замків, руйнування по зварному шву).

Висока аварійність пов'язана з тією обставиною, що на даний час не існує ефективних методів оцінки поверхневого тріщиноутворення, а особливістю корозійно-втомного руйнування є те, що воно відбувається без помітних пластичних деформацій і його важко своєчасно виявити сучасними методами технічного діагностування.

Встановлено [1, 7, 8, 10], що процес зародження мікротріщини, її розвиток та трансформація у макротріщину, яку можна виявити сучасними методами дефектоскопії в інтервалі ~2-5 мм, займає до 80% ресурсу бурильної труби. Подальший розвиток корозійно-втомної тріщини призводить до аварійної ситуації. У зв'язку з цим важливо володіти інформацією про процес зародження та закономірності розвитку корозійно-втомної тріщини, а також про критерії оцінювання безпечної експлуатації бурильних труб.

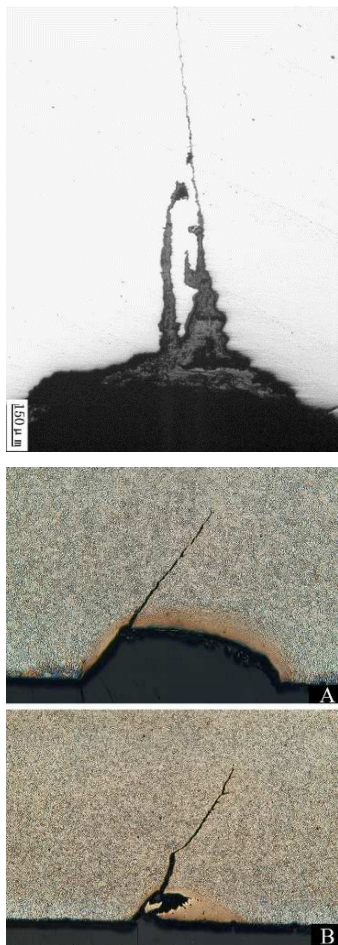


Рисунок 1 – Морфологія тріщин розпочалася від внутрішньої корозійної виразки [10] та ініціювання в зоні незагартованого мартенситу корозійно-втомних тріщин біля корозійних виразок [5]

У зв'язку з цим оцінювання та прогнозування роботоздатності тривало експлуатованих бурильних труб є актуальною науково-технічною проблемою.

Метою роботи є оцінювання впливу бурових розчинів на роботоздатність експлуатованих бурильних труб, ґрунтуючись на експериментально визначених для різних систем „метал – середовище” діаграмах циклічної корозійної тріщиностійкості їх металу.

Об’єкт та методика досліджень циклічної корозійної тріщиностійкості матеріалу бурильних труб

Досліджували вплив корозійних середовищ на циклічну корозійну тріщиностійкість тривало експлуатованого (23 роки) металу бурильної труби групи міцності «Л» (табл. 1).

Таблиця 1 – Механічні характеристики металу бурильної труби групи міцності «Л»

Марка сталі	D , мм	d , мм	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	ψ , %
36Г2С	126	110,0	790,0	605,0	12,5	27,0

Під час досліджень як корозійне середовище застосовували бурові розчини, які широко використовуються при розкритті продуктивних горизонтів на родовищах України (табл. 2).

Дослідження проводили на спеціальному експериментальному обладнанні [11] шляхом випробувань вирізаних із фрагментів бурових труб балкових зразків прямокутного поперечного перерізу з початковою крайовою тріщиною $a = 1,2 \dots 1,5$ мм в умовах чистого згину (рис. 2). Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц при асиметрії циклу $R = 0$. Випробування проводили для різних систем „метал – середовище” (табл. 1, 2) та на повітрі. Температура середовищ була постійною – $T = 20^\circ\text{C}$.

За результатами досліджень використовуючи методику [13] будували діаграми циклічної тріщиностійкості із урахуванням тієї обставини, що для елементів бурильних колон характерна експлуатація при коефіцієнті асиметрії циклу $R \approx 0,7$ [10, 12], оскільки така асиметрія циклу імітує роботу бурильної колони в межах її верхньої частини та дію на компоновку низу бурильної колони [12]. Такі діаграми у подвійній логарифмічній системі координат є залежністю швидкості розвитку корозійно-втомної тріщини da/dN від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН) ΔK_I із урахуванням

Таблиця 2 – Параметри бурових розчинів

Тип	Склад	Технологічні властивості		
		густина, кг/м ³	умовна в'язкість, с	pH
Полімер-калієвий	Глин. бентонітовий, CelpolR та SLX, КМЦ BOL, КМЦ LC, SeurveyD1, лабрикол, KCL, вапно, КССБ, К1-МД	1200	96	11,0
“Біокар”	Біокар-компаунд; хлорид калію; хлорид натрію; карбонатний блокатор (мікро-мармур) (МК-35, МК-50); органічний блокатор (К-200); бактеріцид (параформальдегід)	1240	104	8,3



а)



б)

Рисунок 2 – Дослідна машина для випробовування призматичних зразків на чистий згин в умовах циклічного навантаження (а) та загальний вигляд зразка (б) для дослідження процесів розвитку корозійно-втомних тріщин у металі бурових труб

асиметрії циклу R , який відображає особливості експлуатаційних навантажень (вагу бурової колони, її кривизну, пульсацію промивального бурового розчину тощо) і розміщені між двома асимптотичними значеннями розмаху ΔK_I : ΔK_{th} – менше цієї величини не відбувається розвиток тріщини і ΔK_{fc} – вище цього значення відбувається катастрофічний розвиток тріщини.

$$da/dN = C \cdot (\Delta K_I / \sqrt{1-R})^n \quad (1)$$

Окрім цього, для оцінювання роботоздатності тривало експлуатованих труб бурових колон, ґрунтуючись на даних діагностичних оглядів, визначали місце розташування та форму корозійно-втомної тріщини, задавали схему навантаження та оцінювали відповідними аналітичними формулами для заданої схеми навантаження (рис. 3) величину коефіцієнта інтенсивності напружень в околі вершини зовнішньої або внутрішньої півеліптичної тріщини.

Розрахункова формула для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень у вершині кільцевої півеліптичної тріщини на внутрішній поверхні пустотілого циліндра (рис. 3 а, точка 1 на глибині a , мала піввісь еліпса) під дією осьового навантаження має вигляд [14]:

$$K_{aI} = \sigma \cdot \frac{1}{\sqrt{1-\frac{a}{t}}} \cdot (Y_1 + Y_2 + Y_3) \cdot \sqrt{a} \quad (2)$$

де

$$Y_1 = 1,6561 - 0,3944 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - 0,46115 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 0,33664 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3 + \frac{a}{t} \cdot \left[-0,78383 - 0,4868 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - 0,57149 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 1,1149 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3\right];$$

$$Y_2 = \left(\frac{a}{t}\right)^2 \cdot \left[0,04206 + 13,568 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) - 23,844 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 + 11,147 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3\right];$$

$$Y_3 = \left(\frac{a}{t}\right)^3 \cdot \left[0,48946 - 18,201 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) + 33,969 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^2 - 17,301 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^3\right].$$

У вершині зовнішньої півеліптичної тріщини (рис. 3, б, точка 1 на глибині a , мала пів-

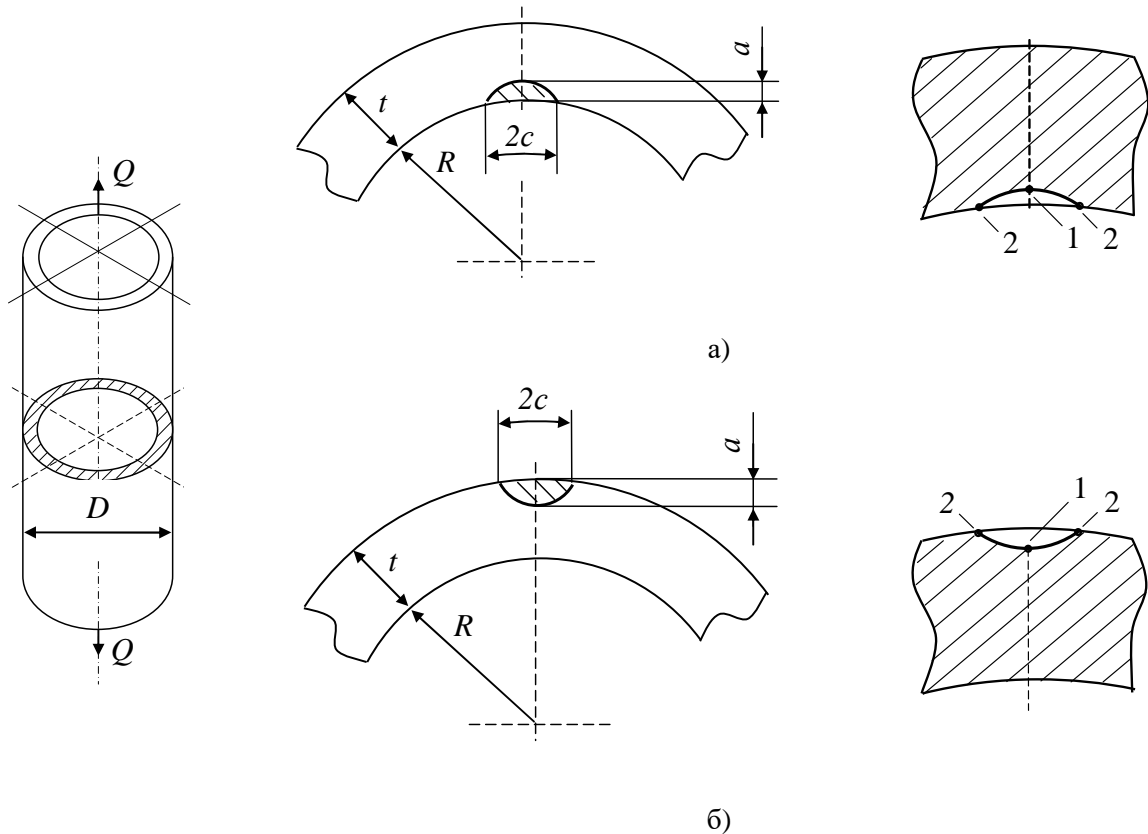


Рисунок 3 – Пустотілий циліндр під дією осевого навантаження з внутрішньою (а) та зовнішньою (б) півеліптичною тріщиною $a/c = 0,5$

вісь еліпса) [15] величина коефіцієнта інтенсивності напружень K_I за умови $0,5 \leq \frac{a}{c} \leq 1$ визначається залежністю:

$$K_a = \frac{\sqrt{\pi \frac{a}{Q}}}{f} \cdot \left[\left(X_0 + Y_0 \frac{a}{t} \right) \sigma \right], \quad (3)$$

де $R_a = R_i + t - a$, $Q = 1 + 1,464 \left(\frac{a}{c} \right)^{1,65}$;

$$f = 1 - 0,385 \frac{t}{R_a} \frac{c}{t} \times \left[2,14 \left(\frac{a}{c} \right) - 1,557 \left(\frac{a}{c} \right)^2 + 0,417 \left(\frac{a}{c} \right)^3 \right];$$

$$X_0 = 1,135 - 0,135 \left(\frac{a}{c} \right);$$

$$Y_0 = 0,5 - 0,663 \left(\frac{a}{c} \right) + 0,266 \left(\frac{a}{c} \right)^2 + \left[0,713 - 1,286 \left(\frac{a}{c} \right) + 0,651 \left(\frac{a}{c} \right)^2 \right] \frac{t}{R_a}.$$

Оцінювання корозійно-втомних тріщин проводили за критерієм порогової глибини a_{th} дефекту та її форми (a/c) у взаємозв'язку з пороговими значеннями КІН ΔK_{th} .

$$a \leq a_{th}(K_{th}), \text{ якщо } (a/c) = const. \quad (4)$$

За граничною швидкістю розвитку корозійно-втомної тріщини оцінювали безпечну експлуатацію (роботоздатність) тривало експлуатованих труб бурильних колон. За величиною приросту Δa виявленої корозійно-втомної тріщини у проміжку між двома послідовними діагностичними оглядами визначали умови безпечної експлуатації бурильної труби на основі аналізу діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості для її металу, тобто

$$\Delta a \leq \Delta a_*, \text{ при } \Delta N = \Delta N_*, \quad (5)$$

де Δa_* – допустимий приріст корозійно-втомної тріщини вглиб металу;

ΔN_* – планова тривалість буріння між двома діагностичними оглядами.

$$\Delta N = \frac{\Delta a}{C \cdot (\Delta K / \sqrt{1-R})^n}, \quad (6)$$

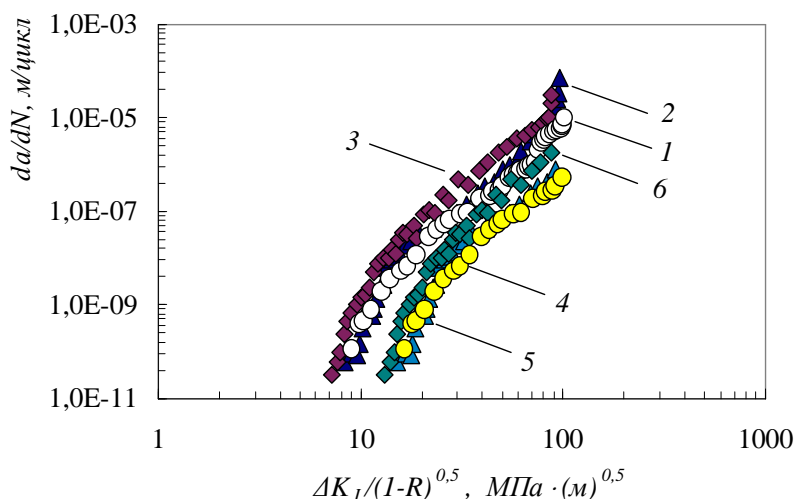


Рисунок 4 – Діаграми циклічної тріщиностійкості металу бурильної труби групи міцності “Л” на повітрі (1, 4), в буровому розчині «Біокар» (2, 5) ($pH=8,3$) та полімеркалієвому буровому розчині (3, 6) ($pH=11,0$) при двох значеннях коефіцієнта асиметрії $R=0$ (1-3) і $R=0,7$ (4-6)

Таблиця 3 – Характеристики циклічної тріщиностійкості тривало експлуатованої сталі 36Г2С

Система „метал – середовище”	n	$C, \text{ мм/цикл} \times (\text{МПа} \sqrt{\text{м}})^{-n}$		$\Delta K_{th}, \text{ МПа} \sqrt{\text{м}}$		$\Delta K_{fc}, \text{ МПа} \sqrt{\text{м}}$
		$R=0$	$R=0,7$	$R=0$	$R=0,7$	
36Г2С – повітря	3,75	$3,07 \cdot 10^{-13}$	$3,41 \cdot 10^{-14}$	8,8	16,07	102,3
36Г2С – Буровий розчин «Біокар»	3,67	$5,03 \cdot 10^{-13}$	$5,54 \cdot 10^{-14}$	7,9	14,42	97,1
36Г2С – Полімеркалієвий буровий розчин	3,56	$1,01 \cdot 10^{-12}$	$1,11 \cdot 10^{-13}$	6,8	12,42	90,5

Результати досліджень та їх аналіз

Результати експериментальних досліджень металу бурильної труби групи міцності “Л” представлені на рис. 4 у вигляді діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості для досліджуваних систем «метал-середовище» (табл. 3).

Для зазначених вище умов випробовувань металу бурильної труби групи міцності «Л» (див. табл. 1), в таблиці 3 наведені значення констант у степеневій залежності Паріса [13], а також подані відповідні значення порогового (ΔK_{th}) та критичного (ΔK_{fc}) коефіцієнтів інтенсивності напружень.

Підрахунок значень КІН K_I здійснювали в точці 1, розміщеній на малій півосі еліпса на глибині a за умови $a_i/c=0,5$ [12] (рис. 3), тобто, використовуючи рівняння 2 і 3 із урахуванням впливу максимальних динамічних навантажень під час спуско-підйомальних операцій бурильної колони [16]. Застосування методу має певні просторові обмеження, тому величину КІН визначали в інтервалі глибин $0,25 \leq a_i/t \leq 0,65$. Слід зауважити, що величина

КІН K_I обчислена за фронтом півеліптичної тріщини у точці, розміщеній на малій півосі еліпса a , має максимальні значення. Це визначає переважаючий розвиток півеліптичної тріщини, що поширюється вглиб стінки бурильної труби з подальшим виходом її на зовнішню поверхню.

На рис. 5 представлені результати розрахункових обчислень.

Аналізуючи статистичні дані руйнування бурильних труб [2-4] та результати комплексної оцінки впливу навантажування на втомне і корозійно-втомне пошкодження елементів бурильних колон [17], тобто оцінки експлуатаційних чинників, більшість з яких має випадковий характер, вважали, що на кожні $1 \cdot 10^5$ циклів припадає близько 1000 год. буріння свердловин. Дане припущення цілком узгоджується із результатами експериментальних досліджень [12] швидкості поширення втомної тріщини металів бурильних труб груп міцності G-105 та S-135 на повітрі, згідно з якими прогнозовано кількість циклів до руйнування від початкової

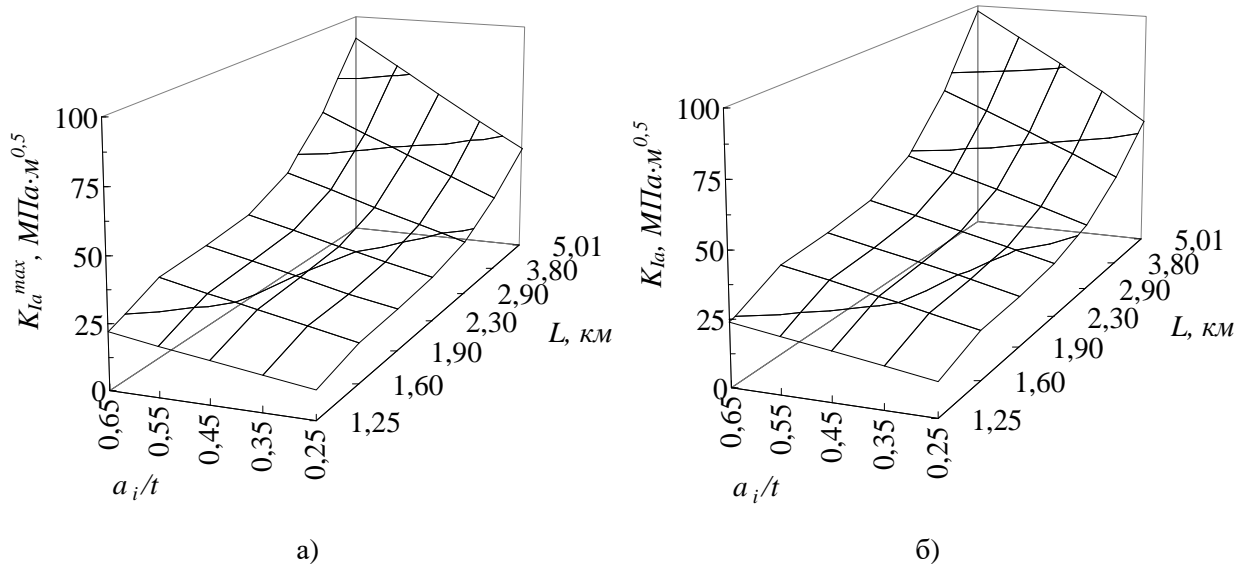


Рисунок 5 – Взаємозв’язок між величиною КІН K_{Ia} у вершині a_i/t поперечної внутрішньої (а) або зовнішньої (б) півеліптичної тріщини та глибиною свердловини L під час СПО

Таблиця 4 – Порогова глибина a_{th} (K_{th}) корозійно-втомної півеліптичної тріщини в тривало експлуатованій трубі групи міцності «Л»

Марка сталі	pH середовища	a_{th} (K_{th}), мм	
		внутрішня півеліптична тріщина	зовнішня півеліптична тріщина
36Г2С	8,3	2,6	2,7
	11,0	2,0	1,9

довжини тріщини. Зокрема, під час буріння свердловини, елементи бурильної колони знають від 10^6 до 10^7 циклів навантажень.

Враховуючи дані експериментальних досліджень циклічної тріщиностійкості металу бурильної труби групи міцності «Л» (рис. 3), результати аналізу даних технічної діагностики бурильних труб (за умови, що форма тріщини $a/c = 0,5$) [2-4, 12], а також дані розрахункової оцінки величини КІН K_{Ia} у вершині a_i/t заданої півеліптичної тріщини (рис. 4) обчислили глибину порогової півеліптичної корозійно-втомної тріщини a_{th} (K_{th}) (табл. 4), яка утворюється на глибині буріння $L=1250$ м.

Оскільки швидкість поширення півеліптичної корозійно-втомної тріщини визначається умовою (1), то, використовуючи рівняння (6), можна оцінити потенційну небезпеку виявлених у бурильних трубах тріщиноподібних дефектів у залежності від глибини та способу буріння, типу бурових розчинів, а також тривалості експлуатації і групи міцності бурильних труб.

Наведені на основі експериментальних даних (рис. 5) розрахункові дослідження (рис. 6, 7)

служать основою для оцінювання та прогнозування роботоздатності тривало експлуатованих труб бурильних колон. Вони показують (рис. 6), як зміна глибини буріння L та її тривалість впливають на зміну розмірів (як виявлених, так і наявних, але не діагностованих) корозійно-втомних тріщин, а також визначають умови безпечної експлуатації бурильної труби у взаємозв’язку із приростом виявлених дефектів.

Залежно від глибини буріння свердловини можна виділити три характерні ділянки (рис. 6):

I ділянка – повільного розвитку корозійно-втомної тріщини – $0,50 \text{ км} \leq L < 1,60 \text{ км}$;

II ділянка – усталеного розвитку корозійно-втомної тріщини – $1,60 \text{ км} \leq L < 2,30 \text{ км}$;

III ділянка – прискореного розвитку корозійно-втомної тріщини – $2,30 \text{ км} \leq L < 5,01 \text{ км}$.

Очевидно, що на першій ділянці у розвитку дефекту переважає корозійна складова. На другій ділянці спостерігається збалансований вплив корозійної складової та механічного фактору, а на третій ділянці проявляється домінуючий вплив механічного фактору на поширення корозійно-втомної тріщини.

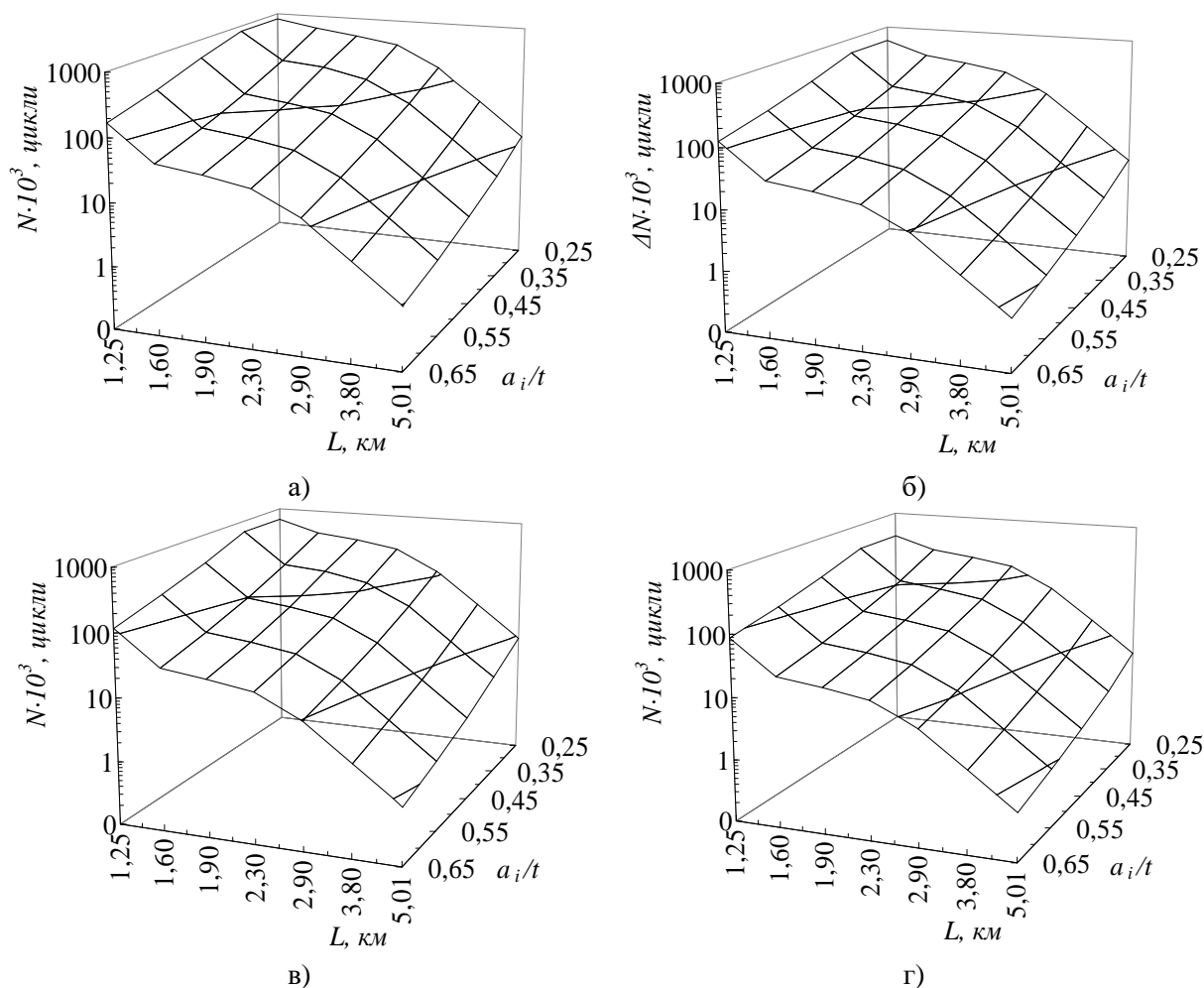


Рисунок 6 – Вплив циклічних навантажень на процес розвитку корозійно-втомної тріщини в бурильній трубі групи міцності «Л» як елементі бурильної колони у середовищах бурових розчинів «Біокар» (а, б) та полімеркалієвому (в, г) залежно від глибини a_i/t внутрішньої (а, в) або зовнішньої (б, г) півеліптичної тріщини та глибини буріння L

Таблиця 5 – Характеристики утворення та розвитку корозійно-втомної півеліптичної тріщини в тривало експлуатованих при бурінні трубах групи міцності «Л»

Розміщення п/е ($a/c = 0,5$) тріщини	pH бурового розчину	Тривалість буріння $T \cdot 10^3$, год	
		$L = 5,01$ км	$L = 5,01$ км
внутрішня	8,3	18,04	1,50
внутрішня	11,0	12,01	
зовнішня	8,3	13,33	1,60
зовнішня	11,0	8,34	

Результати представлені на рис. 7 та табл. 5 відображають оціночний вплив розмірів глибини (a_i/t) та форми (a/c) півеліптичних тріщиноподібних дефектів, які зароджуються і розвиваються в процесі буріння (T) залежно від глибини свердловини (L).

Аналіз отриманих результатів (рис. 5 та 7) засвідчує, що умови виникнення руйнувань бурильних труб із наявними півеліптичними тріщиноподібними дефектами [1] більш сприятливі за наявності зовнішньої півеліптичної коро-

зійно-втомної тріщини, ніж аналогічної за розмірами внутрішньої.

Оскільки у середовищі полімеркалієвого бурового розчину швидкість розвитку корозійно-втомної тріщини в досліджуваному металі бурильної труби групи міцності «Л» є більшою у $\sim 1,5$ рази за її розвиток у середовищі бурового розчину «Біокар» (рис. 4, табл. 5), то з двох досліджених промивальних рідин при бурінні свердловин більш доцільно використовувати буровий розчин «Біокар».

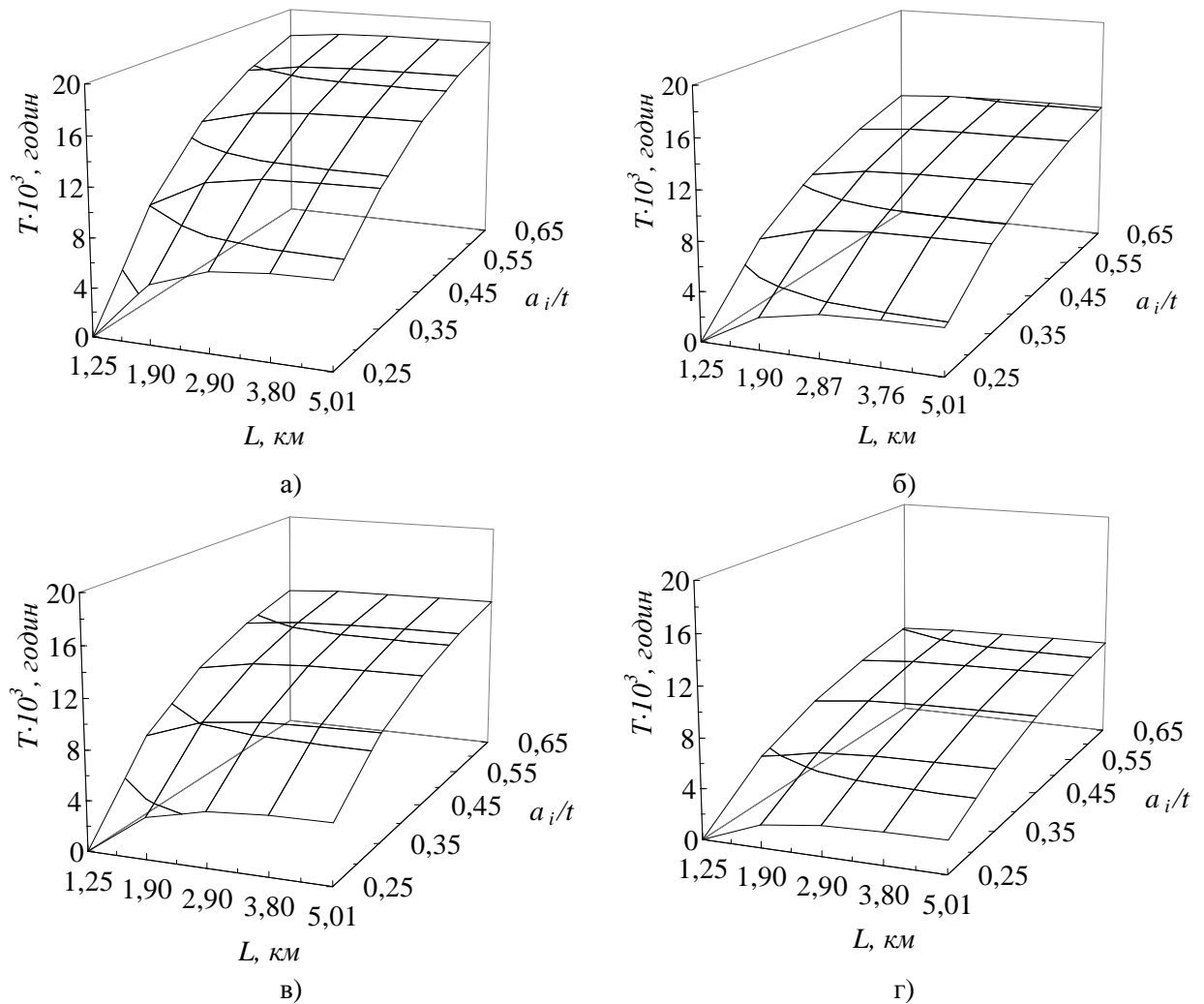


Рисунок 7 – Оцінювання робоздатності бурових труб групи міцності «Л» експлуатованих в промивальних бурових розчинах «Біокар» (а, б) та полімеркалієвому (в, г), із урахуванням впливу глибини a_i/t внутрішньої (а, в) або зовнішньої (б, г) півеліптичної тріщини та глибини свердловини L

Слід зазначити, що подальший розвиток як зовнішнього, так і внутрішнього півеліптичного тріщиноподібного дефекту призводить до утворення промиву, який не обов'язково призводить до руйнування бурової труби на повний переріз. В цьому випадку руйнування залежить від глибини буріння та можливе за умови, коли поперечна наскрізна тріщина досягне певних критичних значень $2c_c$ (наприклад, для бурової труби групи міцності G-105 $2c_c = 85$ мм на глибині $L = 1,69$ км, а для труби групи міцності S-135 $2c_c = 72$ мм на глибині $L = 2,78$ км [18]).

Висновки

Показано, що при бурінні свердловин з використанням експлуатованих бурових труб групи міцності «Л», більш доцільно використовувати як промивальну рідину буровий розчин «Біокар», оскільки час зародження і розвитку як внутрішніх, так і зовнішніх півеліптичних тріщин у стінках труб в 1,5 рази більший у порівнянні з аналогічними процесами за інших однакових умов при використанні полімеркалієвого бурового розчину.

Запропонований експериментально-розрахунковий метод забезпечує можливість потенційного прогнозування та оцінювання робоздатності тривало експлуатованих бурових труб вибраної групи міцності та відповідного бурового розчину.

Література

1. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посіб. / за заг. ред. В.В. Панасюка. Том 10: Міцність та довговічність нафтогазового обладнання / В.І. Похмурський, Є.І. Крижанівський, В.М. Івасів та ін. Львів – Івано-Франківськ: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України; Івано-Франківський націонал. техн. ун-т нафти і газу, 2006. 1193 с.
2. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ “УКРБУРГАЗ” за 2018 рік.
3. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ “УКРБУРГАЗ” за 2016 рік.
4. Інформаційний бюлетень про аварії, ускладнення і брак в роботі під час буріння свердловин в БУ “УКРБУРГАЗ” за 2015 рік.
5. Macdonald K. A., Bjune J. V. Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2007. Vol. 14, Iss. 8. P 1641-1666.
6. Zamani S. M., Hassanzadeh-Tabrizi S.A., Sharifi H. Failure Analysis of Drill Pipe: A Review. *Engineering Failure Analysis*. Jan 2016. Vol. 59. P 605-623.
7. Аналіз корозійно-втомних руйнувань елементів бурильної колони / В. І. Артım, І. І. Яциняк, В. В. Гриців [та ін.]. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 2 (43). С. 197-202.
8. Івасів В.М., Гринджук Я.С., Юрич Л.Р. Аналіз причин руйнування елементів бурильної колони. *Технологический аудит и резервы производства*. 2014. №6/4 (20). С. 15-17.
9. Ziaja Jan Failures and troubles accompanying horizontal directional drilling. *NTTB – Nowoczesne Techniki i Technologie Bezwykopowe*. 2001. № 2-3. P 32–37.
10. Failure analysis of IEU drillpipe washout / S. Lu, Y. Feng, F. Luo, C. Qin, X. Wang. *International Journal of Fatigue*. Dec. 2005. Vol. 27. Is. 10-12. P. 1360-1365. <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2005.07.012>.
11. Установка для испытаний конструкционных материалов на циклическую коррозионную трещиностойкость / Р. С. Грабовский, И. Н. Дмытрах, Я. Н. Пукас [и др.] *Ден. ВИНТИИ № 67 68 – В 89 от 10.11.1989 г.* С. 8.
12. Bertini L., Conti P. Fatigue crack growth behaviour off our structural steel sinair and in a geothermal fluid environment. *International Journal of Fatigue*. 1992. Vol. 14. No 2. P. 75-83.
13. Механика разрушения и прочность материалов: Справочное пособие в 4-х т. / Под

- общ. ред. В.В.Панасюка. К.: Наук. думка, 1988-1990.
14. Lim E.Y. etal. Approximate Influence Functions for Part-Circumferential Interior Surface Cracksin Pipes. *ASTM STP 791*. P. I-281 - I-296.
15. Raju I. S, Newman J.C. "Stress-Intensity Factors for Circumferential Surface Cracksin Pipesand Rods, *ASTM STP 905*, 1986, P. 789-805.
16. Оцінка впливу динамічних навантажень на умови руйнування труб бурильних колон під час спуско-підймальних операцій / О. Ю. Витязь, Р. С. Грабовський, В. В. Тирлич, В. І. Артım. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2018. №1 (44). С. 25-34.
17. Артım В. І. Підвищення експлуатаційної надійності трубних і штангових колон для буріння та видобування нафти і газу: дис. докт. техн. наук. Івано-Франківськ, 2010. 281 с.
18. Тирлич В.В. Забезпечення безаварійної роботи бурильних труб з виявленими експлуатаційними дефектами: дис. канд. техн. наук. Івано-Франківськ, 2019. 179 с.

References

1. Mekhanika ruinovannia i mitsnist materialiv: dovidn. posib. / za zah. red. V.V. Panasiuka. Tom 10: Mitsnist ta dovhovichnist naftohazovoho obladnannia / V.I. Pokhmurskyi, Ye.I. Kryzhanivskyi, V.M. Ivasiv ta in. Lviv – Ivano-Frankivsk: Fyzyko-mekhanichnyi instytut im. H.V. Karpenka NAN Ukrainy; Ivano-Frankivskyi natsion. tekhn. un-t nafty i hazu, 2006. 1193 p. [in Ukrainian]
2. Informatsiinyi biuleten pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU “UKRBURHAZ” za 2018 rik. [in Ukrainian]
3. Informatsiinyi biuleten pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU “UKRBURHAZ” za 2016 rik. [in Ukrainian]
4. Informatsiinyi biuleten pro avarii, uskladnennia i brak v roboti pid chas burinnia sverdlodyn v BU “UKRBURHAZ” za 2015 rik. [in Ukrainian]
5. Macdonald K. A., Bjune J. V. Failure Analysis of Drillstrings. *Engineering Failure Analysis*. 2007. Vol. 14, Is. 8. P 1641-1666. [in Ukrainian]
6. Zamani S. M., Hassanzadeh-Tabrizi S.A., Sharifi H. Failure Analysis of Drill Pipe: A Review. *Engineering Failure Analysis*. Jan 2016. Vol. 59. R 605-623.
7. Analiz koroziino-vtomnykh ruinovvan elementiv burylnoi kolony / V. I. Artym, I. I. Yatsyniak, V. V. Hrytsiv [ta in.]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2012. № 2 (43). P. 197-202. [in Ukrainian]

8. Ivasiv V. M., Hryndzhuk Ya. S., Yurych L. R. Analiz prychny ruynuvannya elementiv burylnoi kolony. *Tekhnolohycheskyi audyt y rezervy proyzvodstva*. 2014. No 6/4 (20). P. 15-17. [in Ukrainian]
9. Ziaja Jan Failures and troubles accompanying horizontal directional drilling. NTTB – *Nowoczesne Techniki i Technologie Bezwykopowe*. 2001. No 2-3. P 32–37. [in Ukrainian]
10. Failure analysis of IEU drill pipe washout / S. Lu, Y. Feng, F. Luo, C. Qin, X. Wang. *International Journal of Fatigue*. Dec. 2005. Vol. 27. Iss. 10-12. P. 1360-1365. <https://doi:10.1016/j.ijfatigue.2005.07.012>.
11. Ustanovka dlya ispytaniy konstruktsionnykh materialov na tsiklicheskyu korroziionnyu treschinostoykost / R. S. Grabovskiy, I. N. Dmyitrah, Ya. N. Pukas [i dr.] Dep. VINITI No 67 68 – V 89 ot 10.11.1989 g. P. 8. [in Russian]
12. Bertini L., Conti P. Fatigue crack growth behaviour off our structural steel sinair and in a geothermalfluidenvironment. *International Journal of Fatigue*. 1992. Vol. 14. No 2. P. 75-83.
13. Mehanika razrusheniya i prochnost materialov: Spravochnoe posobie v 4 vol. / Pod obshch. red. V.V.Panasiuka. K.: Nauk. dumka, 1988-1990. [in Russian]
14. Lim E.Y. et al. Approximate Influence Functions for Part-Circumferential Interior Surface Cracksin Pipes. *ASTM STP 791*. P. I-281 - I-296.
15. Raju I. S, Newman J.C. "Stress-Intensity Factors for Circumferential Surface Cracksin Pipesand Rods, *ASTM STP 905*, 1986. P. 789 - 805.
16. Otsinka vplyvu dynamichnykh navantazhen na umovy ruynuvannya trub burylnykh kolon pid chas spusko-pidiimalnykh operatsii / O. Yu. Vytiaz, R. S. Hrabovskiy, V. V. Tyrlych, V. I. Artym. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2018. No 1 (44). P. 25-34. [in Ukrainian]
17. Artym V. I. Pidvyshchennia ekspluatatsionoi nadiinosti trubnykh i shtanhovykh kolon dlia burinnia ta vydobuvannya nafty i hazu: dys. dokt. tekhn. nauk. Ivano-Frankivsk, 2010. 281 p. [in Ukrainian]
18. Tyrlych V.V. Zabezpechennia bezavariinoi roboty burylnykh trub z vyjavlenymy ekspluatatsionymy defektamy: dys. kand. tekhn. nauk. Ivano-Frankivsk, 2019. 179 p. [in Ukrainian]