

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

Витязь Олег Юлійович



УДК 622.24.053

**РОЗВИТОК НАУКОВИХ ОСНОВ
ОЦІНКИ РОБОТОЗДАТНОСТІ КОЛОН
БУРИЛЬНИХ ТА ГНУЧКИХ ТРУБ**

Спеціальність 05.05.12 – машини нафтової та газової промисловості

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора технічних наук

Івано-Франківськ – 2021

Дисертацією є рукопис.

Роботу виконано в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України

Науковий консультант:

доктор технічних наук, професор
Мойсишин Василь Михайлович,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
завідувач кафедри вищої математики.

Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, професор,
член-кореспондент НАН України
Дмитрах Ігор Миколайович,
Фізико-механічний інститут
ім. Г. В. Карпенка НАН України,
завідувач відділу міцності матеріалів і
конструкцій у водневовмісних середовищах;

доктор технічних наук, професор
Харченко Євген Валентинович,
Національний університет
„Львівська політехніка”,
завідувач кафедри опору матеріалів та
будівельної механіки;

доктор технічних наук, доцент
Левчук Катерина Григорівна,
Інститут металофізики ім. Г. В. Курдюмова
НАН України,
провідний науковий співробітник.

Захист відбудеться 11 травня 2021 р. о 10.00 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись у науковій бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий 10 квітня 2021 р.

Учений секретар
спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04,
доктор технічних наук, доцент



А. П. Джус

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми дослідження. Потреба України в сировинних і паливно-енергетичних ресурсах вимагає підвищення ефективності та покращення якості бурових робіт. Це обумовлює необхідність удосконалення техніки і технології буріння та забезпечення надійної експлуатації бурильного інструменту.

Процес поглиблення свердловини супроводжується коливаннями бурильної колони, рівень яких суттєво впливає на ефективність руйнування порід на вибої, надійність і довговічність бурильного інструменту. Питаннями динаміки колони бурильних труб займалось широке коло дослідників, серед яких П. В. Балицький, Дж. Бейлі, Ю. С. Васильєв, В. І. Векерик, В. С. Владиславлев, В. Гаррет, Ф. Дейлі, Д. В. Дерінг, Р. М. Ейгелес, С. Г. Калінін, В. Ю. Копилов, М. Р. Мавлютов, М. А. Мислюк, В. М. Мойсишин, Л. Є. Симонянц, В. В. Сімонов, О. І. Співак, Р. Б. Стрекалова, Є. В. Харченко, Т. Хуань, Є. К. Юнін, В. Г. Ясов та інші.

При поглибленні вибою свердловини на роботу бурильного інструменту впливає багато чинників, труднощі вимірювання та ідентифікації коливних процесів у колоні, засоби реєстрації і методики аналізу різноманітні, тому одержані результати нерідко видаються малозв'язаними і не піддаються узагальненням.

Не дивлячись на постійне вдосконалення бурильного інструменту та матеріалів бурильного обладнання як у світі, так і в Україні, випадків відмови елементів бурильної колони та гнучких труб колтбінгових установок все ще занадто багато. Основна причина аварійності бурильних колон обумовлена складними навантаженнями, комбінованими напруженнями та різними типами вібрацій, а також корозійною та ерозійною поведінкою бурових промивальних рідин, а у випадку використання гнучких труб значними робочими тисками, циклічними пружно-пластичними навантаженнями за дії згину та корозивних середовищ.

Основною складовою бурильної колони є бурильні труби, які під час роботи зазнають сумісного впливу різного роду навантажень, таких як розтяг, стиск, кручення, згин, гідростатичні тиск і вібрації. Причому величина, положення та час дії цих навантажень постійно змінюються. Крім того, навантаження та напруження є значно складнішими у похило-скерованих та горизонтальних свердловинах, де ймовірність аварійної ситуації значно зростає. Руйнуючі напруження, що виникають у бурильній колоні, залежать від технології буріння та конструкції бурильної колони. Для попередження передчасних руйнувань, пов'язаних із появою руйнівних напружень, необхідно, щоб їх зміна знаходилася у допустимих межах, а вибір компоновки та режимних параметрів базувалися на динамічних розрахунках.

Тому особливо актуальними є дослідження, спрямовані на вивчення реального стану елементів бурильної колони та колони гнучких труб з метою оцінки їх роботоздатності та оптимізації режимів їх роботи, для забезпечення безпечної їх експлуатації або заміни.

На сьогодні цю проблему вирішують у кількох напрямках. Дослідники використовують методи механіки деформованого твердого тіла, механіки руйнування матеріалів у корозивних середовищах, матеріалознавства та технічного діагностування, які дозволяють оцінити стан елемента конструкції з тріщиноподібними

дефектами і визначити умови їх руйнування, однак не дають можливості оцінити його роботоздатність. У розвитку цих підходів вагомим є творчий внесок таких вітчизняних та зарубіжних вчених, як М. М. Александров, В. Г. Григулецький, В. І. Гуляєв, В. М. Івасів, О. М. Карпаш, Б. В. Копей, Є. І. Крижанівський, М. В. Лисканич, А. Лубінський, Ю. Д. Петрина, Є. К. Почтенний, А. Е. Сароян, Н. А. Сесюнін, Б. З. Султанов, Б. О. Чернов, М. Д. Щербюк, А. Ш. Янтурін та інші.

Праці С. Г. Калініна, З. Г. Керимова, Б. Д. Малька, Є. В. Харченка присвячено оцінці динамічних навантажень бурильних колон при спуско-підіймальних операціях (СПО). Пошкодження бурильної труби на різьбових з'єднаннях, на внутрішній та зовнішній поверхнях бурильної труби, вплив корозії та ерозії при бурінні свердловин вивчали К. Макдональд, С. Мораді, С. Замані, С. Лу.

Л. Адамс, Ф. Гуан, Н. Э. Сулейманов, С. Мур, А. Рамос, К. Невман, Л. Шаогу, Дж. Вайнштейн вивчали проблеми експлуатації, граничні тиски, напруження та пружно-пластичні властивості матеріалів гнучких труб. Однак питання сумісного впливу корозивних середовищ і експлуатаційних навантажень на зародження та розвиток корозійно-втомних тріщин, як у бурильних, так і гнучких трубах, вивчено недостатньо. У цьому аспекті особливо важливою є оцінка їх корозійної тривкості та потенційного зародження та розвитку дефектів, а також вплив цих чинників на роботоздатність труб. На сьогодні такі підходи розвинуті недостатньо, особливо з точки зору урахування деградації фізико-механічних властивостей експлуатованого матеріалу гнучких труб та бурильних колон.

У зв'язку з цим, розроблення та обґрунтування параметрів оцінювання роботоздатності колон бурильних та гнучких труб при поглибленні свердловин різних профілів з урахуванням інтегральних показників буріння, динамічних режимів роботи бурильних колон, тривалості експлуатації, а також потенційного зародження та розвитку корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів є актуальною та важливою науково-технічною проблемою загальногосподарського значення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота пов'язана з такими науково-дослідними темами, виконаними в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу згідно з тематичними планами Міністерства освіти і науки України, в яких дисертант був виконавцем: „Розробка методів пошуку, технічних засобів і технологій освоєння ресурсів газу з газогідратних покладів Чорного моря” комплексного наукового проекту „Розробка методів і технологій видобутку газу з природних газогідратів та створення штучних газогідратів для оптимізації виробничих процесів” (номер державної реєстрації 0113U000789с); „Дослідження умов утворення природних газогідратів та створення технологій розробки газогідратних родовищ” (номер державної реєстрації 0115U002281).

Мета і завдання дослідження.

Метою роботи є комплексне оцінювання роботоздатності елементів тривало експлуатованих колон бурильних та гнучких труб шляхом розробки інженерних методів розрахунку динамічного режиму їх роботи та визначення залишкової довговічності труб з експлуатаційними дефектами.

Для досягнення поставленої мети було визначено такі основні завдання:

- удосконалення математичної моделі експериментального бурового стенда та оцінка впливу параметрів компоновки бурильного інструменту, режиму його роботи і характеристик породи на динаміку механічної системи;
- створення математичної моделі роботи колони гнучких труб при бурінні горизонтальних свердловин;
- розробка нових пристроїв та рекомендацій щодо удосконалення технології колтюбінгового буріння горизонтальних свердловин;
- встановлення закономірностей розвитку корозійно-втомних тріщин вглиб елементів бурильних колон (бурильних труб і замкових різьбових з'єднань) та визначення базових характеристик циклічної тріщиностійкості їх сталей;
- встановлення характеристик корозійної тріщиностійкості матеріалу бурильних труб і замкових різьбових з'єднань;
- встановлення особливостей впливу експлуатаційних чинників (навантаження, складу корозійно-активного середовища, температури тощо) на роботоздатність колон гнучких труб;
- розробка експериментально-розрахункового методу для інтерпретації результатів технічного діагностування тривало експлуатованих елементів бурильної колони, що містять внутрішні та зовнішні півеліптичні тріщиноподібні дефекти;
- впровадження результатів досліджень в інженерну практику при експлуатації та технічному діагностуванні колон гнучких труб щодо оцінки ризику руйнування та продовження терміну експлуатації.

Об'єктом дослідження в дисертаційній роботі є динамічні процеси в колонах бурильних і гнучких труб та процеси руйнування сталей тривало експлуатованих елементів їхніх компоновок.

Предметом дослідження в дисертації є параметри оцінки впливу експлуатаційних дефектів тривало експлуатованих елементів колон бурильних та гнучких труб на їх роботоздатність.

Методи дослідження. Вибір *методу дослідження* обумовлено поставленими задачами. Для розв'язування цих задач у дисертації використано комплексний підхід, який поєднує теоретичні та експериментальні дослідження. Теоретичні дослідження здійснено шляхом математичного та числового моделювання. Методи математичного моделювання динамічних систем, механіки руйнування і міцності матеріалів та елементів конструкцій з урахуванням впливу середовища на корозійно-механічну пошкоджуваність за тривалої експлуатації елементів колон бурильних та гнучких труб, є методологічною основою роботи:

- шляхом математичного моделювання визначався вплив параметрів компонування бурильного інструменту, режиму його роботи та характеристик породи на динаміку механічної системи; на основі аналізу розмірностей одержано моделі механічної швидкості, моментоемності та енергоемності буріння свердловини;
- методом математичного моделювання оцінено осьове навантаження на долото при колтюбінговому бурінні горизонтальних свердловин;
- методами експериментальної механіки руйнування визначали характеристики корозійної тріщиностійкості сталей тривало експлуатованих елементів бурильної колони;

- методами експериментальної механіки руйнування визначалась стабільність корозійно-втомного руйнування гнучких труб та закономірність розвитку тріщини вглиб стінки труби;
- методами експериментальної механіки руйнування визначались діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості сталей тривало експлуатованих елементів бурильної колони;
- методами математичного та комп'ютерного моделювання визначався напружено-деформований стан в околі зовнішніх та внутрішніх півеліптичних тріщиноподібних дефектів, виявлених у тривало експлуатованих елементах бурильної колони;
- використовуючи розрахункові та експериментальні методи механіки руйнування і міцності матеріалів проведено чисельно-експериментальні дослідження потенційного розвитку зовнішніх або внутрішніх півеліптичних тріщин у стінках тривало експлуатованих елементів бурильної колони та оцінено їх роботоздатність.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Удосконалено математичну модель роботи експериментального бурового стенда та оцінено вплив в'язко-пружних властивостей поверхні вибою та віброзахисного пристрою на динамічні характеристики роботи долота.
2. Розроблено нову математичну модель для вивчення роботи колони гнучких труб при бурінні горизонтальних свердловин та оцінено вплив гідронавантажувачів на значення осьової сили на долоті та довжину горизонтальної ділянки свердловини.
3. Одержано комплекс нових експериментальних результатів про характеристики тріщиностійкості сталей тривало експлуатованих елементів бурильної колони.
4. Експериментально одержано нові кількісні оцінки впливу бурових промивальних рідин на закономірності розвитку корозійно-втомних тріщин у стінках тривало експлуатованих бурильних та гнучких труб.
5. Розроблено базові методологічні засади моніторингу технічного стану гнучких труб та оцінювання її корозійної тривкості за дії експлуатаційних чинників (складу корозійно-активного середовища, температури, тощо).

Практичне значення одержаних результатів.

1. Розроблено комплекс технічних і технологічних рішень спрямованих на удосконалення технологій колтубінгового буріння (патенти №86535, №96870).
2. Розроблено та передано для дослідно-конструкторських робіт на рівні корисних моделей гідронавантажувачі для створення додаткового осьового навантаження на долото (патенти №60117, №83660).
3. Розроблено, виготовлено і випробувано у промислових умовах (ТОВ „Бурова компанія „Горизонти”) амортизатор поздовжньо-крутильних коливань (патент №116732).
4. Розроблено методологію оцінювання роботоздатності тривало експлуатованих елементів бурильних колон та моніторингу технічного стану гнучких труб.
5. Запропоновано експериментально-розрахунковий метод інтерпретації результатів технічного діагностування тривало експлуатованих елементів бурильної колони, що містять внутрішні та зовнішні півеліптичні тріщиноподібні дефекти, та оцінено рівень небезпеки виявлених дефектів. Розроблений метод оцінки тріщиноподібних дефектів є основою для прийняття інженерного рішення стосовно подо-

вження подальшої безпечної роботи або виведення з експлуатації дефектомістких елементів бурильних колон.

6. Основні результати роботи впроваджено у навчальний процес Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу для підготовки фахівців за спеціальностями 184 „Гірництво” та 185 „Нафтогазова інженерія та технології”.

7. За результатами дисертаційної роботи розроблено „Методику прогнозування безпеки та умов руйнування експлуатованих гнучких труб колтюбінгових установок”, яку впроваджено в ТОВ „Бурова компанія „Горизонти”.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові положення та результати, які становлять суть дисертації, отримані автором самостійно. У публікаціях, написаних у співавторстві, здобувачеві належить: в [7, 10, 16, 20, 37, 40, 41] – постановка задач експериментальних досліджень, їх технічна реалізація, а також узагальнення та інтерпретація отриманих результатів; [27, 33] – участь у створенні математичної моделі експериментального бурового стенду, проведенні обчислювальних експериментів та аналізу їх результатів; [1, 8, 9, 11, 12, 24, 34, 42 – 46] – наукові ідеї, щодо вдосконалення технології буріння свердловин колонами гнучких труб та участь у розробленні конструкції нових пристроїв та рекомендацій; [23, 29, 32] – участь у створенні багатофакторних математичних моделей інтегральних показників буріння свердловин; [4, 14, 17, 19, 35, 36] – постановка задач аналітичних досліджень та реалізація розрахункових оцінок глибини критичних тріщиноподібних дефектів в елементах бурильної колони з урахуванням впливу динамічних навантажень при СПО; [2, 3, 5, 6, 18, 20, 22, 26, 30, 31] – наукові ідеї щодо формулювання критеріїв для оцінки міцності та залишкового ресурсу об’єктів тривалої експлуатації, а також їх обґрунтування та апробація; [13, 15, 25] – постановка задач та чисельно-експериментальні розрахунки для інтерпретації результатів технічного діагностування тривало експлуатованих бурильних труб, що містять тріщиноподібні дефекти.

Методи, аналітичні та емпіричні залежності, розроблені моделі для проведення досліджень та отримані результати, що виносяться на захист, належать особисто автору. Винаходи, які зроблені в ході виконання роботи, є результатом колективної творчості.

Апробація результатів дисертації. Основні результати роботи доповідались і обговорювались на: Міжнародній конференції „East meets West” Congress (м. Краків, Польща, 2010 р.); Міжнародній науково-технічній конференції „Нафтогазова енергетика–2011” (м. Івано-Франківськ, Україна, 2011 р.); Міжнародній науково-технічній конференції та виставці „Нафтогазова енергетика–2013” (м. Івано-Франківськ, Україна, 2013 р.); XXV-й Міжнародній науково-технічній конференції Drilling-Oil-Gas AGH 2014 (м. Краків, Польща, 2014 р.); Міжнародній науково-технічній конференції „Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи” (м. Івано-Франківськ, Україна, 2014 р.); XXVI-й Міжнародній науково-технічній конференції Drilling-Oil-Gas AGH 2015 (м. Краків, Польща, 2015 р.); Міжнародній науково-практичній конференції „Перспективні напрями наукових досліджень – 2015” (м. Братислава, Словаччина, 2015 р.); Міжнародній науково-технічній конференції „Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчиз-

зняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу” (ІМ–2016) (м. Івано-Франківськ, Україна, 2016 р.); II-й Міжнародній науково-технічній конференції „Actualne zagadnienie energetyki, budownictwa i inzynierii srodowiska” (м. Кошалін, Польща, 2016 р.); XVIII-й Міжнародній науковій конференції „New knowledge in the Area of Drilling, Production, Transport and Storace of Hydrocarbons” (м. Подбанське, Словаччина, 2016 р.); VI-й Міжнародній науково-технічній конференції „Нафтогазова енергетика-2017” (м. Івано-Франківськ, Україна, 2017 р.); Міжнародній науково-практичній конференції „Сучасні методики, інновації та досвід практичного застосування у сфері технічних наук” (м. Радом, Польща, 2017 р.); Міжнародній науково-практичній конференції „Сучасні методики, інновації та досвід практичного застосування у сфері технічних наук” (м. Люблін, Польща, 2017 р.); IV-й Міжнародній конференції НКЦ Нью-фолк „Колтубінг. ГРП. Бурові сервіси. Інвестиції” (м. Львів, Україна, 2017 р.); III-й Міжнародній науково-практичній конференції „Topical researches of the World Science” (м. Дубай, ОАЄ, 2017 р.); VI-й Міжнародній науково-технічній конференції „Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій” (м. Львів, Україна, 2018 р.); II-й Міжнародній науково-практичній конференції „Achievements and prospects of modern scientific research” (м. Буенос-Айрес, Аргентина, 2021 р.).

Публікації. Основні наукові положення і результати дисертації опубліковані в 46 наукових працях, з яких 2 монографії, 23 статті у фахових українських та закордонних виданнях (у т. ч. 6 статей, що індексується в наукометричній базі Scopus), 16 статей в матеріалах наукових конференцій, 5 патентів на корисну модель.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, шести розділів, висновків, списку використаних джерел із 241 найменування і 5 додатків. Загальний обсяг роботи становить 372 сторінки. Робота містить 140 рисунків та 46 таблиць.

Автор висловлює щире подяку науковому консультанту д.т.н., професору В. М. Мойсину та д.т.н., професору В. І. Векеріку за консультування, плідне співробітництво під час проведення досліджень та обговорення результатів роботи; д.т.н., професору Р. С. Грабовському та д.т.н., провідному науковому співробітнику А. М. Сиротюку за допомогу під час проведення експериментальних випробувань та обробки їх результатів; академіку НАН України, д.т.н., професору Є. І. Крижанівському за фахові консультації.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ ДИСЕРТАЦІЇ

У **вступі** обґрунтовано актуальність дисертаційної теми, сформульовано мету роботи, завдання та методи досліджень, наукову новизну і практичне значення отриманих результатів. Наведено відомості про апробацію та особистий внесок здобувача.

У **першому розділі** зроблено огляд літературних джерел за темою дисертації та вибрано напрямки досліджень. Зокрема наведено короткий аналіз стану досліджень впливу динамічних процесів на поглиблення свердловини та встановлено,

що моделювання процесу буріння на стенді є основним способом експериментальних досліджень технологічних процесів буріння свердловин.

Проаналізовано особливості колтубінгового буріння горизонтальних свердловин та вказано на необхідність подальшого вдосконалення методів та технічних засобів доведення осьового навантаження на долото та визначення критичної швидкості потоку промивальної рідини для винесення шламу на горизонтальних ділянках свердловини.

Зроблено критичний аналіз існуючих підходів до оцінювання умов руйнування тривало експлуатованих елементів бурильних колон, методів оцінювання міцності та залишкового ресурсу тривало експлуатованих бурильних та гнучких труб, що містять експлуатаційні дефекти. Вказано на недостатнє врахування чинників, що впливають на руйнування тривало експлуатованих бурильних та гнучких труб за сумісної дії робочих навантажень та корозивних середовищ. Тому для підвищення достовірності та надійності розрахункових оцінок роботоздатності таких конструктивних елементів необхідно враховувати субкритичний ріст корозійно-втомних тріщин, зумовлений корозійною втомою сталей труб за тривалої дії експлуатаційних навантажень.

Другий розділ присвячено методології корозійних та електрохімічних випробувань за дії корозійно-активних середовищ, а також підходам дослідження утворення та поширення тріщин у сталях гнучких труб в експлуатаційних умовах. У розділі також представлено методологію експериментальних досліджень закономірностей розвитку корозійно-втомних тріщин та визначення характеристик циклічної тріщиностійкості сталей елементів бурильної колони за дії навантаження, впливу бурових промивальних рідин, зміни властивостей матеріалу внаслідок тривалої експлуатації, а також визначення характеристик їх тріщиностійкості.

Для реалізації таких досліджень було використано комплекс спеціальних експериментальних установок (рис. 1), що дозволяє досліджувати корозійно-втомне руйнування матеріалу колон бурильних та гнучких труб, враховуючи особливості їх експлуатації.



а)



б)

Рисунок 1 – Загальний вигляд випробувального обладнання для дослідження поверхневого тріщиноутворення гнучких труб (а) та росту макротріщини в глибину стінок бурильних труб (б)

Базові фізико-механічні дослідження зародження та розвитку корозійно-втомних тріщин виконано на балкових зразках, у середній частині яких приварені сегменти (рис. 2) вирізані з гнучкої труби, крім того досліджували процес руйнування її фрагмента ($l = 400$ мм) як елемента конструкції (рис. 3). Такий вибір конфігурації зразків обґрунтовується врахуванням технології виготовлення гнучких труб.

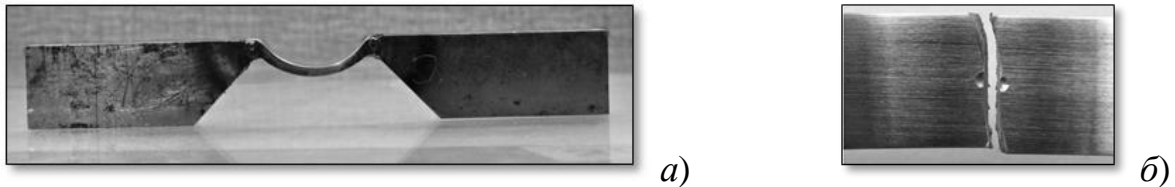


Рисунок 2 – Загальний вигляд зразка (а) для дослідження зародження та розвитку поверхневих тріщиноподібних дефектів за циклічних навантажень та його поверхня (б) після руйнування від концентратора напружень, який моделює корозійне пошкодження типу пітинг на внутрішній поверхні гнучкої труби

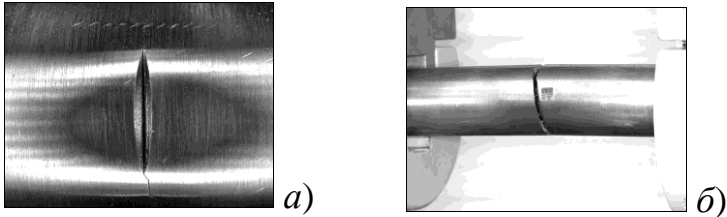


Рисунок 3 – Загальний вигляд тріщини, що розвивається від концентратора напружень (а) та (б) фрагмента зруйнованої гнучкої труби

Корозійно-втомні випробування сталей елементів бурильної колони здійснено на призматичних (балкових) зразках (рис. 4), які вирізали з фрагментів бурильних труб.

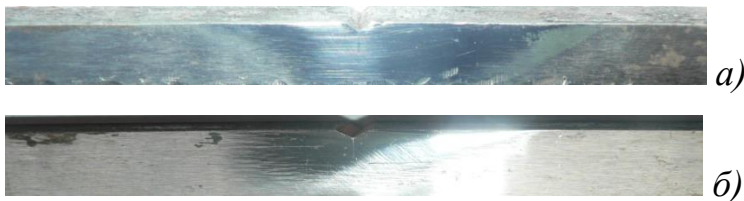


Рисунок 4 – Загальний вигляд балкових зразків з тріщиною виготовлених із бурильних труб груп міцності „Л” (сталь 36Г2С) (а) та „К” (сталь 45) (б)

Запропоновану Парісом степеневу функцію (1) використовували для аналізу результатів корозійно-втомних випробувань, якою описували середньоамплітудні ділянки побудованих діаграм в інтервалі $dc/dN = 1 \cdot 10^{-9} \dots 1 \cdot 10^{-5}$ м/цикл зміни швидкостей розвитку тріщини:

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

де C та n – константи системи „матеріал елемента бурильної колони–середовище”; R – коефіцієнт асиметрії.

Випробування матеріалу елементів тривало експлуатованих бурильних колон, враховуючи потенційну небезпеку наявних дефектів, здійснювали за американським стандартом ASTM E1820–08. Експериментально визначали критичне значення J -інтеграла – величину J_C , використовуючи нестандартний зразок (рис. 5б), виходячи із розмірів досліджуваних бурильних труб. Експерименти проводили у повітрі за кімнатної температури ($T = 20^\circ\text{C}$). Зразки навантажували за схемою триточкового згину (рис. 5в) зі швидкістю навантаження $1,67 \cdot 10^{-5}$ мм/с, яка була сталою впродовж усіх випробувань.

Критичне значення J -інтеграла – величину J_C , що відповідає старту тріщини, визначали за діаграмою деформування $F-V$, яка відображає залежність зусилля F від зміщення берегів тріщини V (рис. 6).

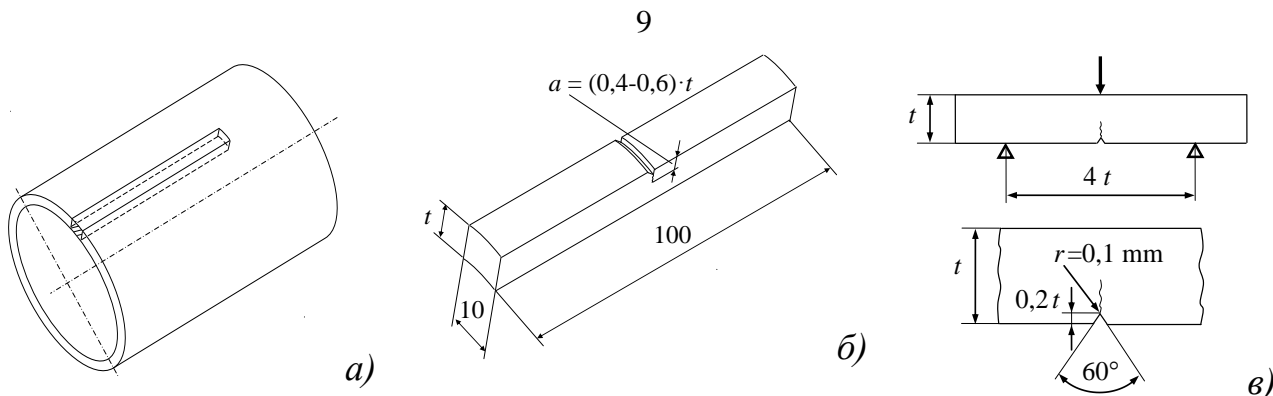


Рисунок 5 – Схема вирізки (а), розміри (б) та навантаження зразка (в) при випробуванні на статичну тріщиностійкість

За одержаними результатами визначали коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН) K_{IQ} для силової схеми (рис. 5, в), використовуючи згідно стандарту рівняння (2), а також пластичну складову J -інтеграла (J_p) на основі параметра A_p . Отже,

$$K_{IQ} = \left(\frac{F_Q \cdot L}{b \cdot \sqrt{t^3}} \right) \cdot f(\varepsilon), \quad (2)$$

де $f(\varepsilon) = \frac{3 \cdot \sqrt{\varepsilon} \cdot (1,99 - \varepsilon \cdot (1 - \varepsilon)) \cdot (2,15 - 3,93\varepsilon + 2,7\varepsilon^2)}{2 \cdot (1 + 2\varepsilon) \cdot \sqrt{(1 - \varepsilon)^3}}$, $L = 4t$, $\varepsilon = \frac{a}{t}$, b – ширина зразка, t – висота зразка.

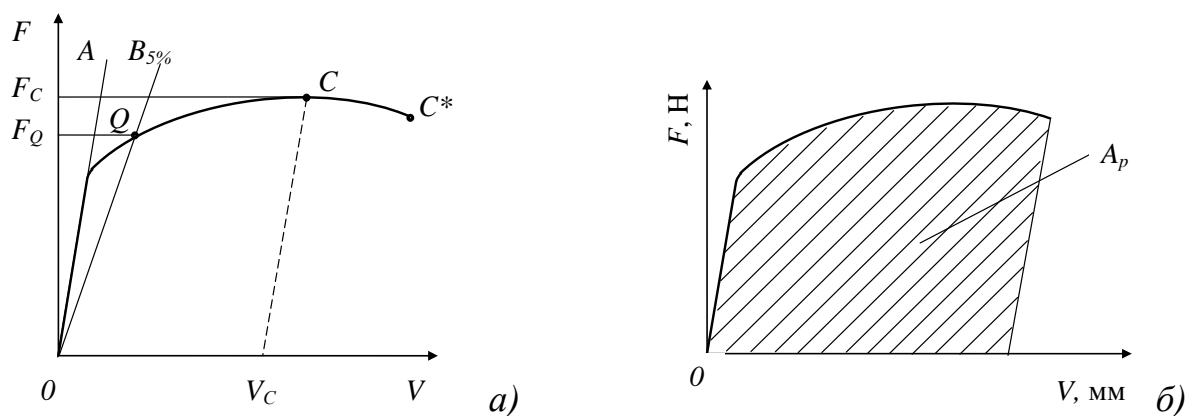


Рисунок 6 – Діаграми деформування (а) та схема визначення A_p – загальної площі під кривою (б), яка представляє енергію, поглинену зразком при випробуванні на тріщиностійкість за умови триточкового згину балкового зразка з утвореною тріщиною, виготовленого з елементів бурильної колони

Відповідно J_C обчислювали за формулою

$$J_C = J_e + J_p = \frac{K_{IQ}^2 \cdot (1 + \mu^2)}{E} + \frac{2 \cdot A_p}{b \cdot (t - a)}, \quad (3)$$

де μ – коефіцієнт Пуассона, E – модуль Юнга.

Третій розділ роботи присвячено дослідженню динаміки роботи бурильного інструменту та особливостей буріння горизонтальних свердловин із застосуванням колони гнучких труб.

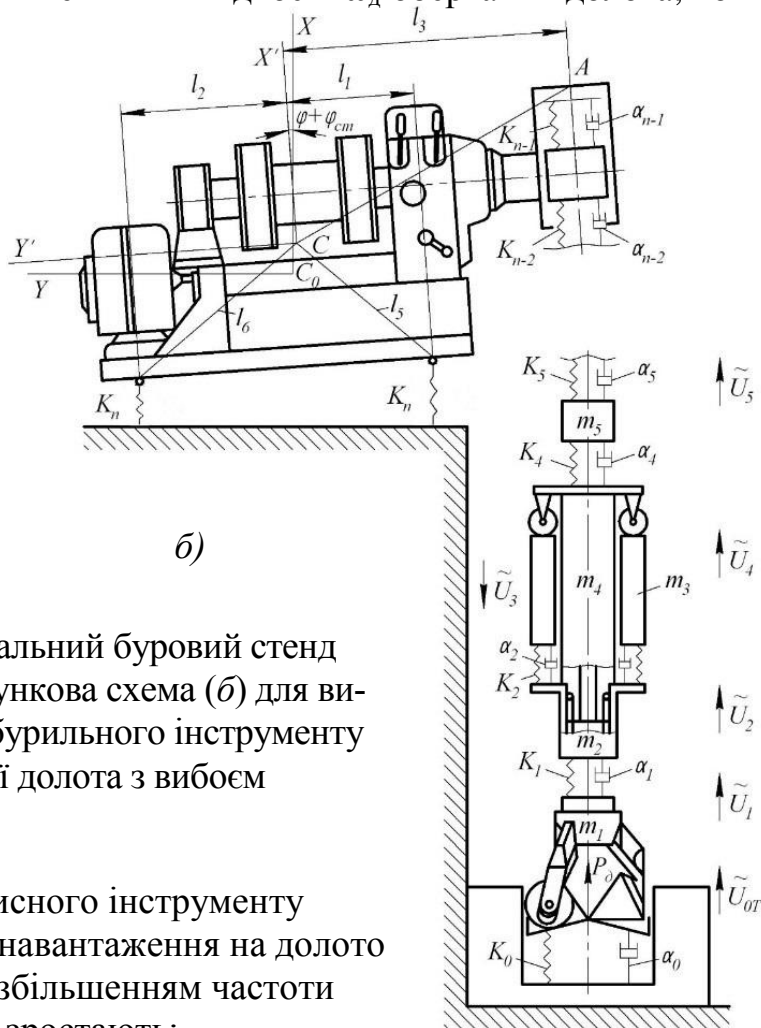
Удосконалено модель динамічного режиму роботи бурового експериментального стенда (рис. 7), яка дозволяє встановлювати нові взаємозв'язки між позовжніми коливаннями породоруйнівного інструменту і параметрами компоновки, бурового стенда та умовами його закріплення. Оцінено вплив в'язко-пружних властивостей поверхні вибою та віброзахисного пристрою, швидкості обертання долота, маси стенда на динамічні характеристики роботи долота.

Встановлено такі закономірності зміни осьової складової динамічної сили на долоті за різних параметрів бурового стенда:

– зі збільшенням демпфування α_0 від 0 до $30 \cdot 10^4$ Нс/м динамічне навантаження на долото зростає, при цьому зі збільшенням швидкості ω_d обертання долота, воно досягає максимальних значень;



а)



б)

Рисунок 7 – Експериментальний буровий стенд СБА-500 (а) та його розрахункова схема (б) для вивчення впливу параметрів бурильного інструменту на динаміку взаємодії долота з вибоєм

– зі зміною жорсткості k_1 віброзахисного інструменту від $1 \cdot 10^7$ до $10 \cdot 10^7$ Н/м динамічне навантаження на долото досягає мінімальних значень, які зі збільшенням частоти обертання ω_d долота і жорсткості k_1 зростають;

– максимум динамічного навантаження P_1 за росту швидкості ω_d обертання долота досягаються при менших масах m_4 стенда;

– зі зміною частоти обертання ω_d від 0 до $13,3$ ps^{-1} динамічна складова сили P_1 досягає максимальних значень;

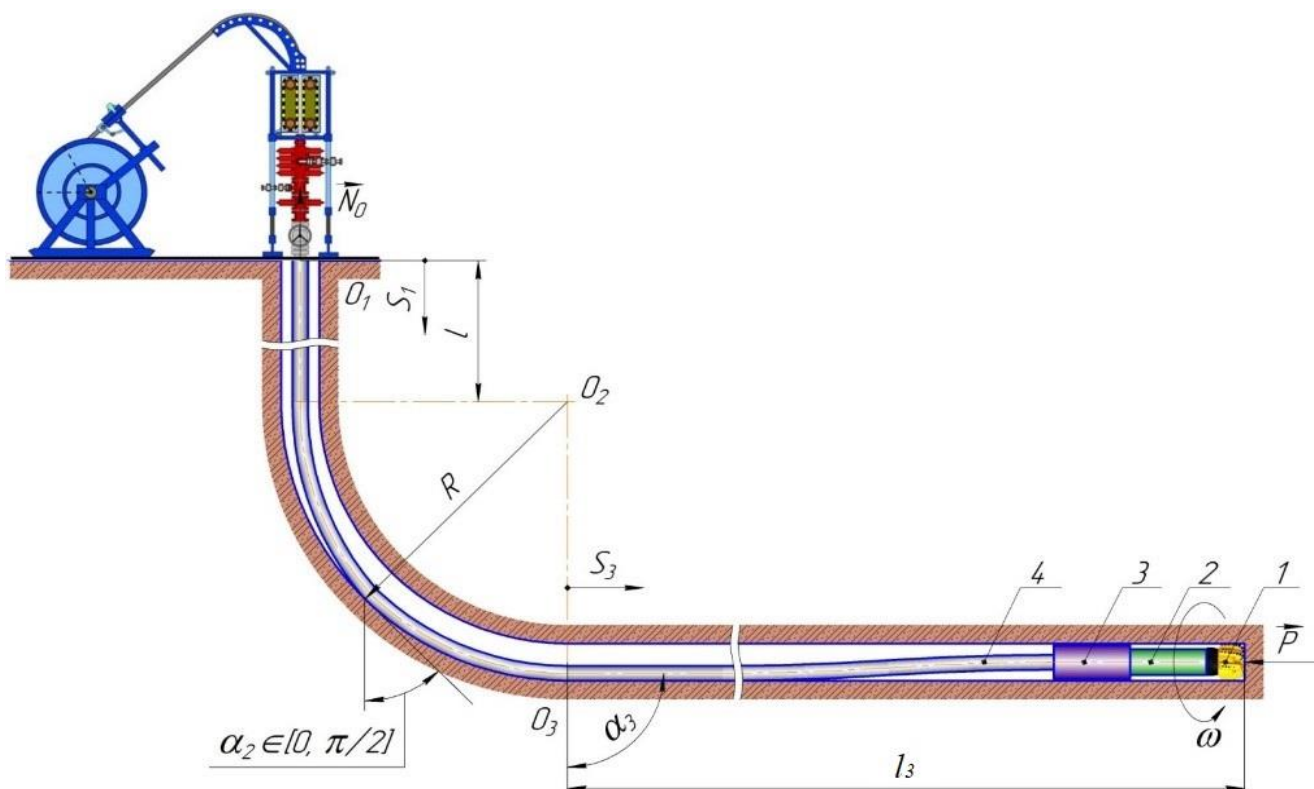
– зі зростанням зношуваності шарошкового долота динамічна складова осьової сили P_1 зменшується від максимального значення до нуля.

На основі аналізу розмірностей з використанням критеріїв подібності запропоновано багаторозмірні математичні моделі механічної швидкості, моментоемності та енергоемності процесу буріння шарошковими долотами, що враховують жорсткість і демпфування бурильного інструменту і мають однаковий якісний характер з математичними моделями В. М. Мойсишина та Б. Д. Борисевича, одержаними за ре-

зультатами стендових експериментальних досліджень, проведених за методикою раціонального планування експерименту.

Дослідження роботи колони гнучких труб при бурінні горизонтальних свердловин. Розроблено нові математичні моделі роботи колони гнучких труб при бурінні горизонтальних свердловин, які дозволяють досліджувати зміну осьової сили на долоті при встановленні в компоновці низу колони гнучких труб вибійних пристроїв.

Для визначення та дослідження зміни осьової сили на долоті P_d , змодельована робота трьох компоновок низу колони гнучких труб: компоновка 1: „колона гнучких труб – вибійний (гвинтовий) двигун – долото ріжучого типу”; компоновка 2: „колона гнучких труб – вибійний (гвинтовий) двигун – гідронавантажувач (ГН) – долото ріжучого типу (рис. 8)”; компоновка 3: „колона гнучких труб – вибійний (гвинтовий) двигун – генератор коливань – долото ріжучого типу”.



1 – долото, 2 – гідронавантажувач, 3 – вибійний двигун, 4 – колона гнучких труб

Рисунок 8 – Компоновка 2 колони гнучких труб триінтервального типу в горизонтальній свердловині

Для компоновки 2 осьову силу на долоті $P_d = -N_3(l_3)$ визначали з виразу

$$P_d(l_3) = \left[\left(-\frac{W}{2\mu} + m_0 g \left(l_1 - 2R \frac{f^*}{1+f^{*2}} \right) \right) e^{-f^* \pi/2} + m_0 g R \frac{f^{*2} - 1}{1+f^{*2}} \right] \times \left[1 - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\pi n} e^{-\lambda_{2n} t} \sin \pi n \right], \quad (4)$$

де m_0 – маса 1 пог.м гнучкої труби, g – прискорення вільного падіння ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$), f^* – ефективний коефіцієнт тертя між гнучкою трубою і стінкою свердловини, μ – коефіцієнт витікання рідини з гідронавантажувача.

Вона залежить від утримуючої сили штовхача W , довжини вертикальної ділянки свердловини l_1 , радіуса заокруглень криволінійної ділянки R , довжини горизонтальної ділянки l_3 колони гнучких труб та витрат промивальної рідини $C_{\text{ГН}}$

$$\lambda_{2n} = \left(\frac{\pi n}{l_3} \right)^2 \frac{E(F_2 - F_1)}{C_{\text{ГН}} + f \frac{m_0 g}{\omega R}},$$

де $F_2 - F_1$ – площа поперечного перерізу гнучкої труби, ω – частота обертання долота.

Результати розрахунків підтверджують, що при збільшенні довжини горизонтальної ділянки свердловини осьове навантаження P_d зменшується (рис. 9). Із зміною коефіцієнта тертя гнучкої труби від 0,1 до 0,3 довжина горизонтальної ділянки зменшується в 2,7 рази при осьовому навантаженні на долото P_d , яке прямує до нуля. Включення в компоновку гідронавантажувача збільшує осьове навантаження на долото та за подачі насосів $0,020 \text{ м}^3/\text{с}$ збільшує довжину горизонтальної ділянки в 1,68 рази (рис. 9).

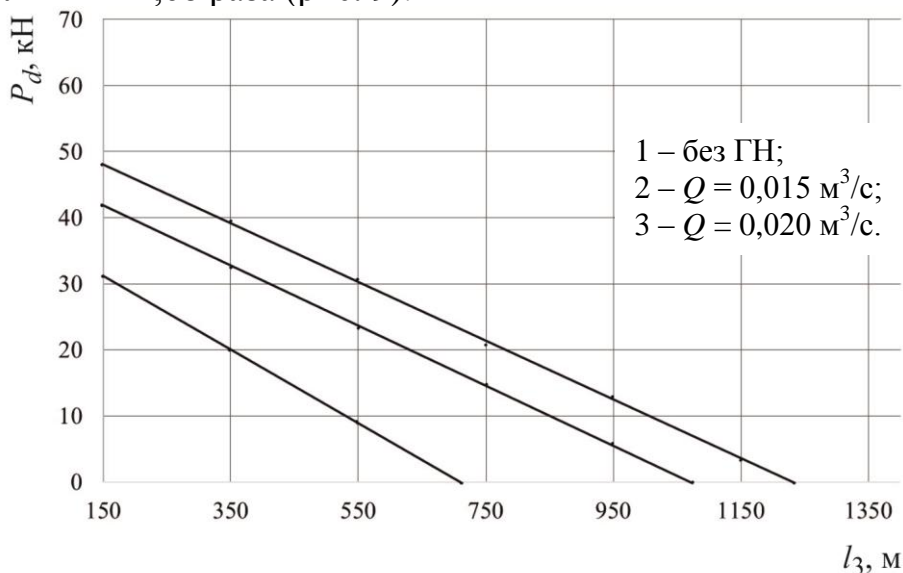


Рисунок 9 – Графік залежності осьового навантаження P_d від довжини горизонтальної ділянки l_3 при включенні в компоновку гідронавантажувача (ГН)

Дослідження впливу ексцентричного розташування колони гнучких труб у стовбурі свердловини на її промивання. В основу дослідження ставиться комп'ютерне моделювання в програмному середовищі SolidWorks Flow Simulation та математичне моделювання розрахунковим методом. Гнучка труба розглядається в стовбурі горизонтальної свердловини за різних граничних умов відповідно до рис. 10.

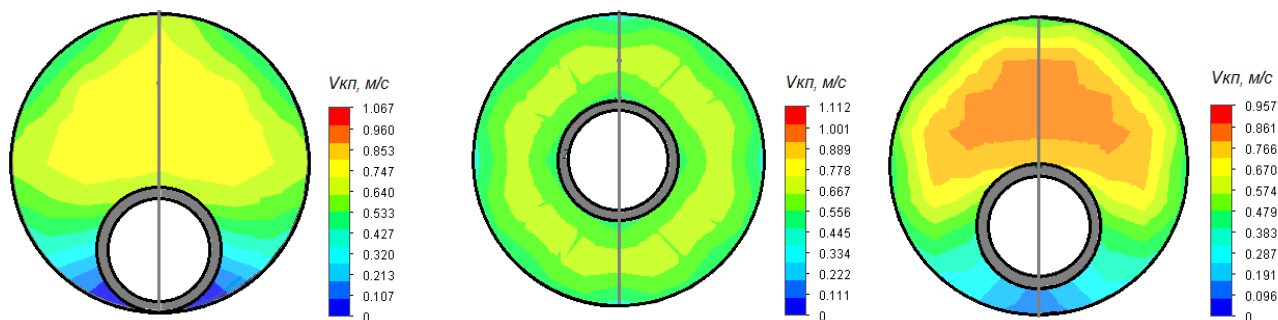


Рисунок 10 – Розподіл швидкості потоку бурового розчину в кільцевому просторі стовбура свердловини за різних варіантів розташування гнучкої труби в ньому

Встановлено, що ексцентричне розташування колони гнучких труб у стовбурі свердловини не змінює тиску помпування бурового насоса в поперечному перерізі, сприяє зменшенню градієнта гідравлічного опору порівняно з концентричним розташування труб на 30%, проте збільшення ексцентриситету між осями свердловини і гнучкої труби призводить до утворення застійних зон.

Удосконалення способу обертового буріння похило-скерованих і горизонтальних ділянок свердловини. Запропоновано удосконалену компоновку бурильної колони для обертового буріння похилоскерованих та горизонтальних ділянок свердловини колоною гнучких труб, яка включає ексцентричні елементи та перевідники з гвинтоподібними поверхнями, гідронавантажувач та долото з промивними каналами, у яких закріплені кавітаційні камери. Розроблено нові конструкції гідронавантажувачів, особливістю яких є наявність в пристроях герметичної ванни з рідиною, в якій працює шліцьова пара, для забезпечення довговічності і надійності його роботи (рис. 11), а також сукупності одночасних дій енергії промивальної рідини як для виносу шламу на поверхню і утримання корпусу пристрою від переміщення у протилежну сторону від вибою, так і для подачі долота за допомогою поршня силового циліндра (рис. 12).

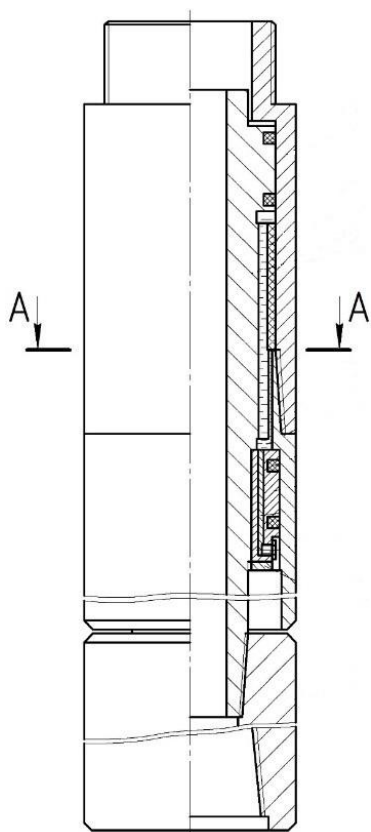


Рисунок 11 – Гідронавантажувач долота

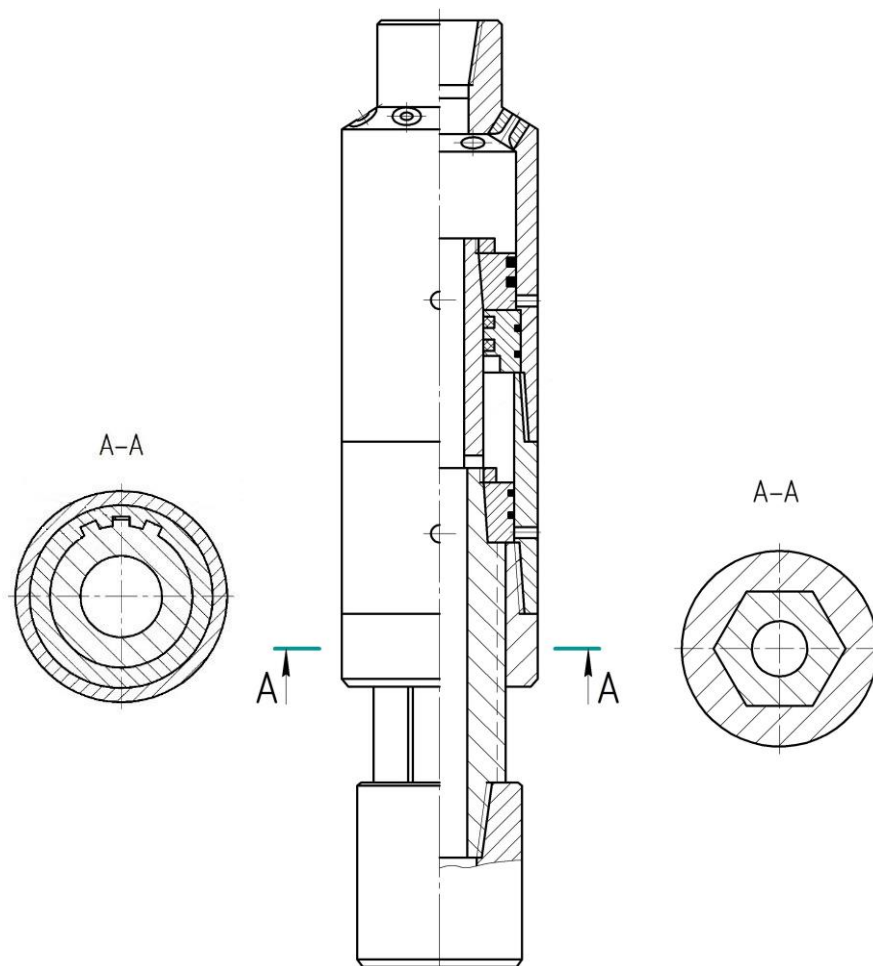


Рисунок 12 – Пристрій для створення осьового навантаження на долото

Для підвищення ефективності руйнування гірської породи з одночасним зменшенням енергії крутильних та поздовжніх коливань запропоновано конструкцію пружного елемента, до складу якого входять гвинтові пружини, які пружно деформуються стиском за відсутності кручення, під час одночасної дії крутильних та поздовжніх коливань.

На рис. 13 зображено конструкцію амортизатора поздовжньо-крутильних коливань бурильної колони.

Нами виготовлено дослідний взірець та проведено промислові випробування експериментального взірця амортизатора поздовжньо-крутильних коливань бурильної колони АППК-178 на Колодницькому газовому родовищі (Стрийський район Львівської області) при бурінні свердловини Колодницька-3.

Під час огляду і перевірки амортизатора АППК-178 після довбання (510 м) встановлено, що амортизатор повністю роботоздатний, знос корпусу відсутній, порожнина не розгерметизована, амортизатор зберігає осьову та крутильну податливість. Включення в компоновку амортизатора значно зменшує низькочастотні та високочастотні коливання верхньої частини бурильної колони.

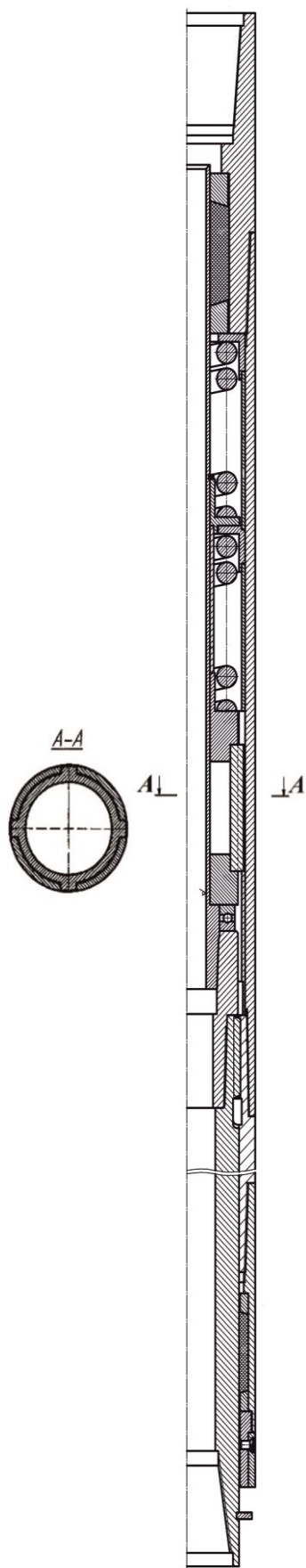


Рисунок 13 – Амортизатор поздовжньо-крутильних коливань бурильної колони

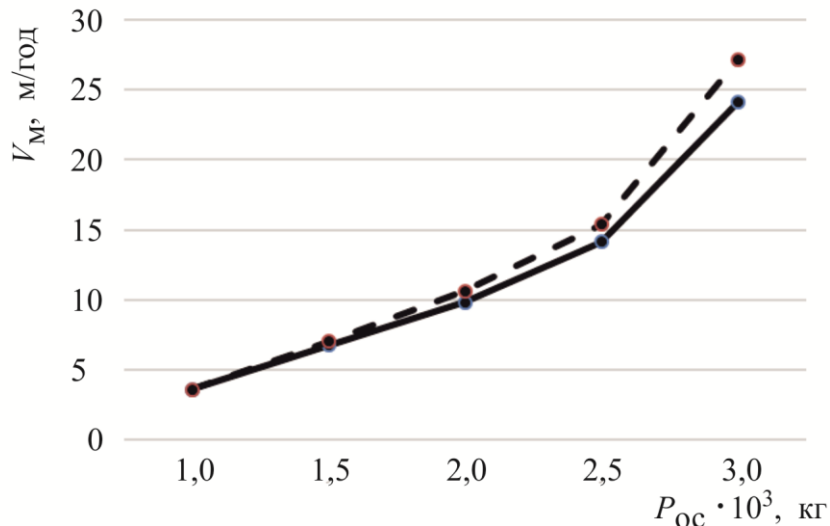


Рисунок 14 – Зміна механічної швидкості буріння від осьового навантаження
(- - - - без амортизатора;
— — — з амортизатором)

Порівняння даних хронометражу довбання з амортизатором та без нього для оцінки механічної швидкості буріння залежно від осьового навантаження (рис. 14) за постійної частоти обертання долота (68 об/хв.) показує, що включення в компоновку амортизатора збільшує механічну швидкість буріння до 12%.

У четвертому розділі проаналізовано експлуатаційні пошкодження гнучкої труби колтюбінгових установок. Встановлено закономірності та стадійність корозійно-втомного руйнування на їх циклічно деформованих поверхнях. Описано особливості корозійної та електрохімічної поведінки сталі гнучкої труби з урахуванням температурного чинника. Обґрунтовано критерій оцінювання роботоздатності та довговічності гнучких труб колтюбінгових установок та здійснено його лабораторну апробацію.

Випробовували сталь QT–800, з якої виготовляють гнучкі труби. Це високоміцна низьколегована сталь із легуючими добавками для забезпечення стійкості до атмосферної корозії.

Корозивним середовищем слугували:

- I – кислотний розчин, рецепт 1 (низький вміст HCl + комплекс добавок);
- II – кислотний розчин, рецепт 2 (13 мас. % HCl + комплекс добавок);
- III – спеціальний водний розчин NS4, що моделює підземні води в умовах нейтральних ґрунтів (0,122 г/л KCl; 0,483 г/л NaHCO₃; 0,137 г/л CaCl₂; 0,131 г/л MgCl₂);
- IV – пластова вода + ПАР;
- V – конденсат з Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища.

Корозійні випробування. Зразки для випробувань на загальну корозію вирізали з гнучкої труби, що дало можливість врахувати особливості їх виготовлення. Зразки повністю занурювали у корозивне середовище і для відтворення реальних експлуатаційних умов витримували в термостаті за температури 70°C.

Швидкість корозії K_m визначали гравіметричним методом після експозиції у корозивному середовищі за природної аерації та усунення продуктів корозії.

За результатами досліджень загальної корозії у п'яти робочих розчинах було встановлено, що швидкість корозії в кислих розчинах (I, II) суттєво вища ніж у нейтральних (III, IV та V). Для зручності аналізу, результати корозійних досліджень (рис. 13) подано окремо для кислих та нейтральних робочих розчинів.

Найвищу швидкість корозії (рис. 13а) спостерігали у розчині II у складі якого 13 мас % HCl, це найагресивніший розчин серед досліджених. Тут спостерігали зростання швидкості корозії в часі до 288 год експозиції, після чого швидкість корозії незначно зменшилась. Такий екстремальний характер зміни швидкості корозії зумовлений кількома чинниками. Корозійний процес – явище поверхневе (розчиняється поверхня металу). Оскільки при розрахунку швидкості корозії береться до уваги площа поверхні зразка, то за умови надзвичайно активного робочого середовища площа зростатиме за рахунок збільшення рельєфності поверхні. Після 288 год швидкість дещо зменшується внаслідок виснаження розчину та зменшення площі активної поверхні. Швидкість корозії сталі у розчині I (рис. 15а) є значно нижчою порівняно з розчином II, що зумовлено нижчою агресивністю середовища.

У середовищі № IV присутні ПАР, що впливає на корозію сталі (рис. 15б) у робочому середовищі. Впродовж перших 24 год на її поверхні утворюються бар'єрні плівки, що відображається умовно від'ємним показником швидкості корозії. Швидкість корозії визначали гравіметричним методом, тому маса зразків після витримки 24 год у робочому середовищі більша порівняно з початковою, внаслідок осадження

на сталі ПАР і формуванням бар'єрної плівки. Зі збільшенням експозиції за підвищеної температури відбувається поступове руйнування бар'єрних плівок. Після експозиції 288 год швидкість корозії є вищою порівняно навіть з NS4 (середовище № III) після 24 год. Це зумовлено більшою корозійною активністю середовища порівняно з NS4, і досить значною пористістю утвореної бар'єрної плівки за температури 70°C, що пришвидшує корозійні процеси. Після експозиції 576 год швидкості корозії досліджуваного матеріалу в середовищах № III та IV, у NS4 та в пластовій воді, відповідно, практично вирівнюються, що пояснюється втратою бар'єрних властивостей утвореної плівки.

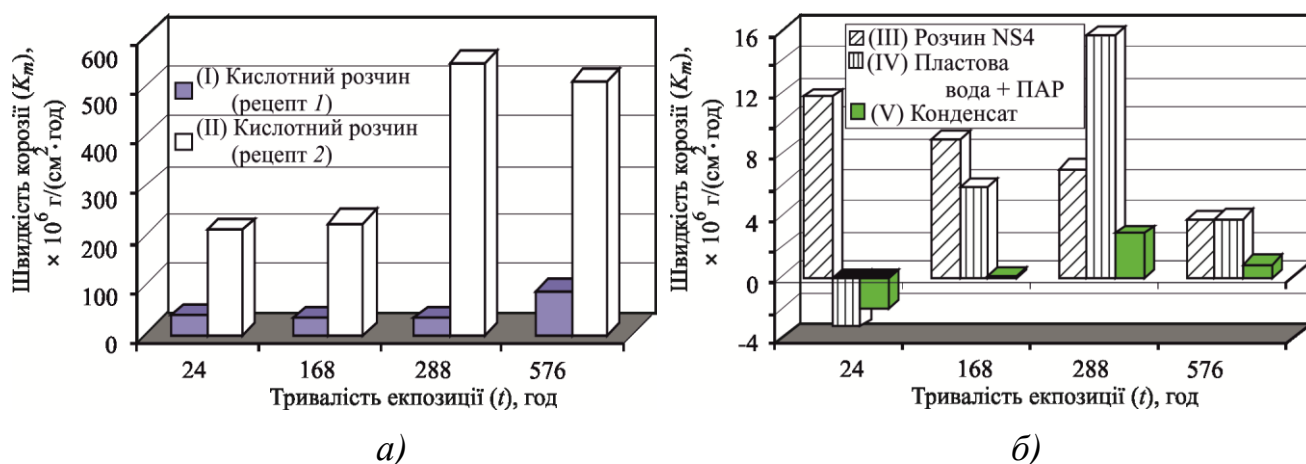


Рисунок 15 – Швидкість корозії сталі QT–800 залежно від часу витримки в корозійно-активних середовищах різного складу

Корозійні процеси у конденсаті з Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища (розчин № V) мають подібні тенденції зміни швидкості корозійного процесу як і у розчині № IV, однак дане середовище є менш корозійно-активне, що спричиняє зменшення швидкості корозії в 4–6 разів.

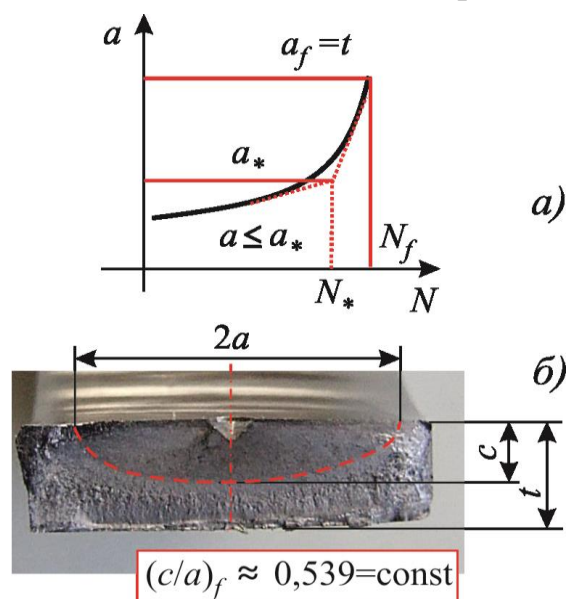


Рисунок 16 – Форма утворених поверхневих корозійно-втомних макротріщин на циклічно деформованих поверхнях сталі QT-800

Корозійно-механічні випробування. Кінетику розвитку поверхневих корозійно-втомних тріщин аналізували на основі залежностей „довжина тріщини a – кількість циклів навантаження N ” (рис. 16а), які побудовано за результатами випробувань у повітрі та середовищах різного складу. Слід відзначити, що під час випробувань реєструвались зображення циклічно деформованих поверхонь зразків. Сумісний аналіз цих даних разом із результатами досліджень викладеними вище, дозволив ідентифікувати наступні стадії поверхневого корозійно-втомного руйнування сталі QT-800: зародження початкових тріщин, їх розвиток та коалесценцію, що призводить до утворення макротріщини.

Результати проведених експериментальних досліджень показали, що для всіх випад-

ків випробувань утворені на циклічно деформованій поверхні макротріщини мають форму близьку до півеліптичної зі співвідношенням півосей у момент руйнування $c/a \approx 0,539$ (рис. 16 б, табл. 1).

Таблиця 1 – Критичні розміри дефектів за випробувань у повітрі та робочих середовищах різного складу

Середовище	a_f , мм	N_f , к-ть циклів	$(c/a)_f$	a_f , мм
Повітря	9,4	22 417	0,621	9,4
№ I	10,0	16 458	0,494	10,0
№ III	10,0	18 930	0,545	10,0
№ IV	10,0	19 960	0,525	10,0
№ V	9,6	19 970	0,583	9,6

Критерій оцінювання роботоздатності та довговічності гнучких труб колтюбінгових установок та його лабораторна апробація. При розробці інженерних підходів до оцінки корозійно-втомного поверхневого тріщиноутворення сталей гнучких труб необхідні певні спрощення та схематизація процесів, що розглядаються.

Виходячи з припущення, що у розглянутих випадках на циклічно деформованій поверхні матеріалу домінуючим є електрохімічне розчинення металу, що інтенсифікується прикладеним напруженням $\Delta\sigma$, в роботі на основі одержаних експериментальних даних запропоновано узагальнене емпіричне співвідношення для прогнозування довжини a поверхневої корозійно-втомної тріщини, яке є функцією амплітуди прикладених циклічних напружень $\Delta\sigma$, константи A_0 електрохімічного розчинення поверхні металу для заданої системи „матеріал–середовище”, величини корозійного струму I_{corr} та кількості циклів втомного навантаження N :

$$a = A_0 \cdot (\Delta\sigma)^{\alpha_1} \cdot (I_{corr})^{\alpha_2} \cdot N^{\alpha_3}, \quad (5)$$

де α_1 , α_2 , α_3 – деякі сталі величини, що характеризують систему „матеріал–середовище” та умови випробувань. На його основі запропоновано формулу для визначення періоду N_0 утворення на циклічно деформованій поверхні корозійно-втомної макротріщини довжиною a_0 :

$$N_0 = \left[\frac{a_0}{A_0 \cdot (\Delta\sigma)^{\alpha_1} \cdot (I_{corr})^{\alpha_2}} \right]^{\frac{1}{\alpha_3}}. \quad (6)$$

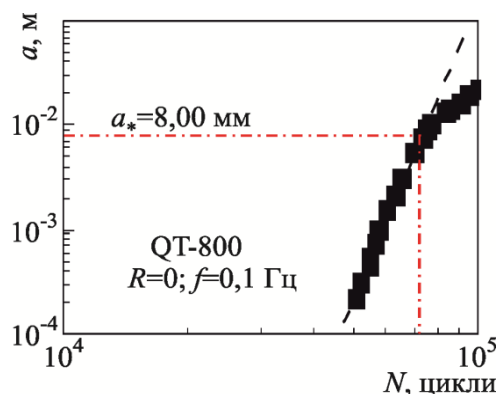


Рисунок 16 – Порівняння експериментальних (точки) та розрахункових (лінії) значень (за формулою (6)) довжини поверхневої тріщини a від кількості циклів навантаження

Порівняння експериментальних та розрахункових значень довжин поверхневої тріщини a від кількості циклів навантаження N , за випробувань у робочих се-

редовищах, показало їх задовільне співпадіння. Приклад такого порівняння наведено на рис. 16. Це є свідченням достовірності розробленого підходу до прогнозування процесів зародження корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів на циклічно деформованій поверхні гнучкої труби.

У п'ятому розділі наведено результати досліджень базових характеристик міцності та тріщиностійкості сталей тривало експлуатованих елементів бурильної колони, а також здійснено їх порівняльну оцінку.

Під час експлуатації елементи бурильної колони зазнають сумісного впливу навантажень та корозивних середовищ. Численні дослідження засвідчують, що причиною руйнування елементів бурильної колони є корозійні виразки, пітинги, поверхневі корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти на їх поверхнях, розвиток яких у глибину матеріалу спричиняє аварійну ситуацію.

Вивчення впливу експлуатаційних умов на матеріал елементів бурильної колони найефективніше можна здійснити за підходами механіки руйнування матеріалів з урахуванням впливу корозивних середовищ. За одержаними результатами можна оцінити роботоздатність дефектних елементів бурильної колони. У дисертаційній роботі наведено комплекс експериментальних досліджень циклічної тріщиностійкості сталей елементів бурильної колони з урахуванням впливу наведених вище чинників.

Досліджено вплив корозивних середовищ на циклічну тріщиностійкість тривало експлуатованих сталей бурильних труб групи міцності „К” (сталь 45) та „Л” (сталь 36Г2С), а також матеріал бурильного замка ЗУ-155 (сталь 40ХН), які використовували при бурінні свердловин.

Діаграми циклічної тріщиностійкості досліджених сталей бурильної колони одержали після корозійно-втомних випробувань балкових зразків довжиною 150 мм з прямокутним перерізом ($10 \times t$ мм) з початковою крайовою тріщиною $c = 1,5 \dots 2,0$ мм за чистого згину на спеціальному експериментальному обладнанні. Випробовували у повітрі, а також у бурових розчинах – Біокар та полімеркалієвому (див табл. 2).

Випробування проведені зі частотою 1 Гц за синусоїдальної форми циклу навантаження, коефіцієнт асиметрії циклу навантаження при цьому складав $R \approx 0$, температура середовища була постійною ($T_c = 20^\circ\text{C}$).

Таблиця 2 – Склад середовищ для корозійно-втомних випробувань

Назва (тип) бурового розчину	Склад	pH середовища
Біокар	Біокар-компаунд, хлорид калію, хлорид натрію, карбонатний блокатор (мікромармур) (МК-35, МК-50), органічний блокатор (К-200), бактерицид (параформальдегід)	pH 8,3
Полімеркалієвий	Глинопорошок бентонітовий, Celpol R та SLX, КМЦ BOL, КМЦ LC, Seurvey D1, лабрикол, KCL, вапно, КССБ, К1-МД	pH 11,0

Крім того, для елементів бурильної колони робочий режим експлуатації моделювали циклічним навантаженням із високим коефіцієнтом асиметрії цикла $R \approx 0,7$. Таке навантаження імітує умови роботи в межах верхньої частини бурильної колони, враховуючи накладання на статичну складову ваги бурильної колони тиску робочого середовища та невеликих пульсацій характерних експлуатаційним умовам.

Експериментальні результати представляли (рис. 17) у подвійній логарифмічній системі координат: da/dN – швидкість росту корозійно-втомної тріщини та параметра, який враховує асиметрію цикла навантаження $\Delta K_{I_r} = \Delta K_I / \sqrt{1-R}$ і для досліджуваних систем „матеріал–середовище” (див. табл. 3) змінюється між двома асимптотами в межах

$$K_{th}^* \leq K_I^{\max} \leq K_{fc}^* \quad (7)$$

$$\text{де } K_{th}^* = \frac{\Delta K_{th}}{\sqrt{1-R}}, \quad K_I^{\max} = \frac{\Delta K_I}{\sqrt{1-R}}, \quad K_{fc}^* = \Delta K_{fc}.$$

Для визначення характеристик тріщиностійкості матеріалів елементів бурильних колон (бурильних труб та замків) використали балкові зразки, поперечний розмір яких, визначався їх конструктивними особливостями та методикою проведення експериментальних випробувань.

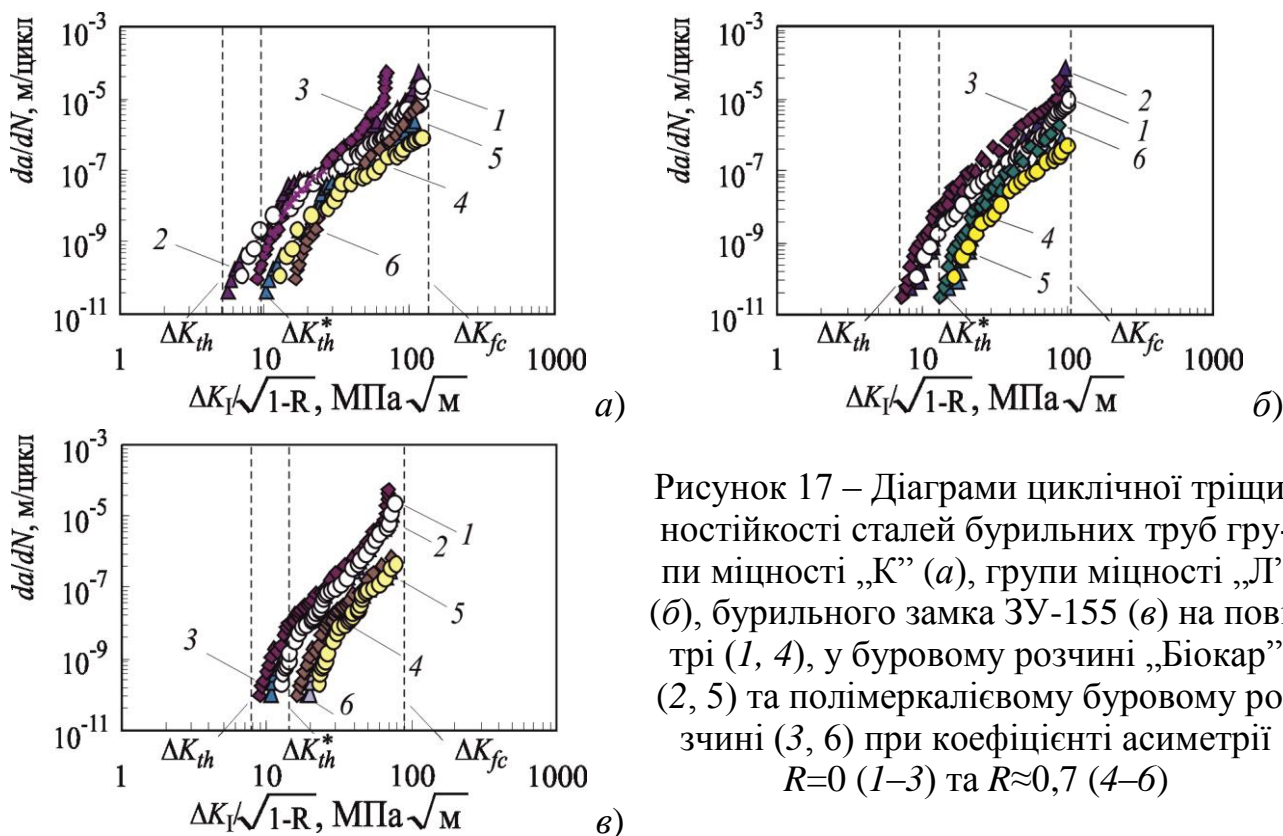


Рисунок 17 – Діаграми циклічної тріщиностійкості сталей бурильних труб групи міцності „К” (а), групи міцності „Л” (б), бурильного замка ЗУ-155 (в) на повітрі (1, 4), у буровому розчині „Біокар” (2, 5) та полімеркалієвому буровому розчині (3, 6) при коефіцієнті асиметрії $R=0$ (1–3) та $R \approx 0,7$ (4–6)

Результати тестового експерименту та оцінка умов автотемпературності (див. табл. 3) вказують на те, що за наявності досить значної пластичної деформації умови руйнування матеріалу елементів бурильних колон, тобто його тріщиностійкість, необхідно оцінювати за J -інтегралом.

Для експериментального визначення J_C вирізали по п'ять зразків з фрагментів експлуатованих бурильних труб групи міцності „К” (сталь 45) та „Л” (сталь 36Г2С), а також муфти бурильного замка ЗУ-155 (сталь 40ХН). За результатами випробувань побудовано криві деформування (зусилля F від зміщення берегів тріщини V) для сталей 45, 36Г2С, 40ХН, а також визначили пружну J_e та пластичну J_p складову J -інтеграла.

Результати експериментальних досліджень та проведених розрахунків згідно описаної в розділі 2 методики, подано у табл. 4.

Таблиця 3 – Характеристики циклічної тріщиностійкості тривало експлуатованих сталей 45, 36Г2С, 40ХН

Система „матеріал–середовище”	n	$C^{R=0}, C^{R=0,7}$ мм/цикл \times $(\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$	$\Delta K_{th}^{R=0},$ $\Delta K_{th}^{R=0,7}$ $(\text{МПа}\sqrt{\text{м}})$	$\Delta K_{fc},$ $(\text{МПа}\sqrt{\text{м}})$
сталь 45 – повітря	3,14	$3,10 \cdot 10^{-12}$ $4,87 \cdot 10^{-13}$	6,7 12,2	125,4
сталь 45 – буровий розчин „Біокар”, рН 8,3	3,08	$4,03 \cdot 10^{-12}$ $5,45 \cdot 10^{-13}$	6,1 11,1	121,3
сталь 45 – полімеркалієвий буровий розчин, рН 11,0	2,95	$8,01 \cdot 10^{-12}$ $1,31 \cdot 10^{-12}$	5,2 9,5	118,3
сталь 36Г2С – повітря	3,75	$3,07 \cdot 10^{-13}$ $3,41 \cdot 10^{-14}$	8,8 16,1	102,3
сталь 36Г2С – буровий розчин „Біокар”, рН 8,3	3,67	$5,03 \cdot 10^{-13}$ $5,54 \cdot 10^{-14}$	7,9 14,4	97,1
сталь 36Г2С – полімеркалієвий буровий розчин, рН 11,0	3,56	$1,01 \cdot 10^{-12}$ $1,11 \cdot 10^{-13}$	6,8 12,4	90,5
сталь 40ХН – повітря	4,84	$7,03 \cdot 10^{-15}$ $3,78 \cdot 10^{-16}$	11,7 21,4	78,5
сталь 40ХН – буровий розчин „Біокар”, рН 8,3	4,64	$2,01 \cdot 10^{-14}$ $1,25 \cdot 10^{-15}$	10,3 18,8	75,1
сталь 40ХН – полімеркалієвий буровий розчин, рН 11,0	4,30	$1,02 \cdot 10^{-13}$ $7,79 \cdot 10^{-15}$	8,6 15,7	73,2

Таблиця 4 – Характеристики міцності та тріщиностійкості сталей елементів бурильних колон

Марка сталі	$\sigma_B,$ МПа	$\sigma_{0,2},$ МПа	$K_{QI},$ МПа $\sqrt{\text{м}}$	$J_e,$ кДж/м ²	$J_p,$ кДж/м ²	$J_C,$ кДж/м ²
45	685,0	462,5	25,14	2,76	231,65	234,41
36Г2С	790,0	605,0	28,91	3,67	155,28	158,95
40ХН	885,0	762,5	50,80	11,29	100,08	111,37

Кількісно вплив механічних характеристик досліджуваних сталей оцінювали, порівнюючи пружну або пластичну складові J -інтеграла із його критичним значенням, тобто J_C . Крім того, проводили порівняльну оцінку характеристик тріщиностійкості досліджуваних сталей

$$k_{45} = \frac{J_C^{45}}{J_C^{40XH}}, k_{36Г2С} = \frac{J_C^{36Г2С}}{J_C^{40XH}}, k_{40XH} = \frac{J_C^{40XH}}{J_C^{40XH}}.$$

Аналіз результатів представлених у табл. 5 показує, що для сталей бурильних труб груп міцності „К” та „Л” частка пружної складової J -інтеграла є незначною і знаходиться у межах 1,0...2,3%, тобто процес раптового руйнування цих труб визначається пластичною складовою J -інтеграла, яка є досить значна. Особливістю руйнування сталей бурильного замка ЗУ-155 є те, що на першій стадії утворення тріщини визначається пружною складовою, яка рівна $0,1 J_C$, а її подальший розвиток визначається пластичною складовою рівною $0,9 J_C$.

Таблиця 5 – Значення Δ_e та Δ_p та k для досліджуваних сталей елементів бурильних колон

Марка сталі	$\Delta_e = \frac{J_e}{J_c} \cdot 100\%$	$\Delta_p = \frac{J_p}{J_c} \cdot 100\%$	k
45	1,0%	99,0%	2,10
36Г2С	2,3%	97,7%	1,43
40ХН	10,1%	89,9%	1,00

Для порівняльної оцінки умов руйнування дефектних елементів бурильної колони одержаних експериментальним шляхом із результатами розрахункової (методом скінченних елементів) та аналітичної (за допомогою відповідних аналітичних розв’язків) оцінки напруженого стану у вершині півеліптичних тріщиноподібних дефектів, визначили критичний КІН (8), який взаємопов’язаний із відповідним J_C і визначає рівень напруженого стану в досліджуваних елементах бурильної колони, що містить поперечний півеліптичний тріщиноподібний дефект.

$$K_{JC} = \sqrt{\frac{J_c \cdot E}{(1 + \mu^2)}}. \quad (8)$$

Наведені в табл. 6 значення K_{JC} та характеристики циклічної тріщиностійкості тривало експлуатованих сталей 45, 36Г2С, 40ХН використані для оцінювання потенційної можливості руйнування елементів бурильної колони.

Таблиця 6 – Значення J_C та K_{JC} для досліджуваних сталей елементів бурильної колони

Марка сталі	J_C , кДж/м ²	K_{JC} , МПа $\sqrt{м}$
5	234,41	207,39
36Г2С	158,95	170,78
40ХН	111,37	142,95

Шостий розділ містить результати розрахунково-експериментальних досліджень для експертної оцінки роботоздатності елементів бурильної колони. В основі розробленого підходу розглядався навантажений розтягуючим зусиллям циліндричний елемент бурильної колони із внутрішнім або зовнішнім тріщиноподібним дефектом (рис. 18), що моделювався півеліптичною тріщиною з розмірами півосей a та c . У роботі наведено оцінку ваги бурильної колони, що складається із тривало експлуатованих бурильних труб, з урахуванням впливу динамічних навантажень Q (табл. 7) при СПО.

Використовуючи метод скінченних елементів або відомі аналітичні розв'язки відповідних задач для циліндричних тіл з поперечними півеліптичними тріщинами визначали КІН у характерних точках півеліпса та порівнювали їх із результатами експериментальних досліджень представлених у 6-му розділі роботи для оцінювання потенційної можливості руйнування розглядуваних елементів бурильних колон.

Підрахунок значень КІН K_I здійснювали в точках 1 та 2 розміщених на малій та великій півосі еліпса за умови $a_i/c = 0,5$ (див. рис. 18), використовуючи метод скінченних елементів та рівняння (2) і (3), із урахуванням впливу максимальних динамічних навантажень під час СПО бурильної колони (табл. 7).

Застосування методу має певні просторові обмеження, тому КІН визначали в інтервалі глибин $0,25 \leq a_i/t \leq 0,65$.

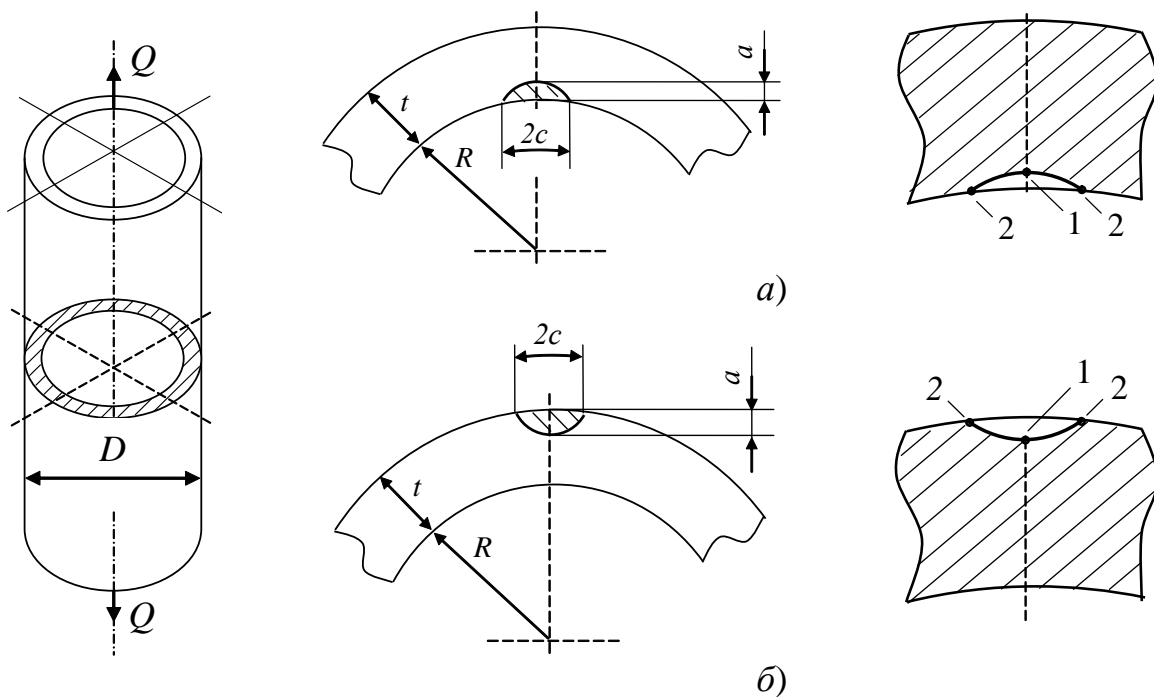


Рисунок 18 – Пустотілий циліндр під дією осевого навантаження з внутрішньою (а) та зовнішньою (б) півеліптичною тріщиною $a/c = 0,5$

КІН K_I обчислений по фронту півеліптичної тріщини у точці розміщеній на малій півосі еліпса a має максимальні значення, та визначає переважаючий розвиток півеліптичної тріщини, що відбувається вглиб стінки бурильної труби з подальшим виходом її на зовнішню поверхню.

Таблиця 7 – Пікові значення динамічних навантажень під час СПО бурильних колон складених бурильними трубами групи міцності „К” та „Л”

L, км	Q, МН	
	Бурильна труба групи міцності „Л” (t = 8,0 мм)	Бурильна труба групи міцності „К” (t = 8,4 мм)
0,85	0,413	0,4260
1,25	0,515	0,5430
1,60	0,728	0,7610
1,90	0,770	0,8070
2,30	0,832	0,8720
2,87	1,040	1,0890
3,76	1,473	1,5440
5,01	2,098	2,1930

Аналітичне рівняння для визначення КІН K_I у вершині кільцевої півеліптичної тріщини розміщеній на внутрішній поверхні пустотілого циліндра (точка 1 на глибині a , мала піввісь еліпса) під дією осьового навантаження (рис. 18а) має вигляд

$$K_{Ia} = \sigma \cdot \frac{1}{\sqrt{1-a/t}} \cdot (Y_1 + Y_2 + Y_3) \cdot \sqrt{a}, \quad (9)$$

$$\begin{aligned} \text{де } Y_1 &= 1,6561 - 0,3944 \cdot (a/c) - 0,46115 \cdot (a/c)^2 + 0,33664 \cdot (a/c)^3 + \\ &+ a/t \cdot \left[-0,78383 - 0,4868 \cdot (a/c) - 0,57149 \cdot (a/c)^2 + 1,1149 \cdot (a/c)^3 \right], \\ Y_2 &= (a/t)^2 \cdot \left[0,04206 + 13,568 \cdot (a/c) - 23,844 \cdot (a/c)^2 + 11,147 \cdot (a/c)^3 \right], \\ Y_3 &= (a/t)^3 \cdot \left[0,48946 - 18,201 \cdot (a/c) + 33,969 \cdot (a/c)^2 - 17,301 \cdot (a/c)^3 \right]. \end{aligned}$$

У вершині зовнішньої півеліптичної тріщини (рис. 18б, точка 1 на глибині a , мала піввісь еліпса) КІН K_I за умови $0,5 \leq a/c \leq 1$ визначається залежністю:

$$K_a = \frac{\sqrt{\pi \frac{a}{Q}}}{f} \cdot \left[\left(X_0 + Y_0 \frac{a}{t} \right) \sigma \right], \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \text{де } Q &= 1 + 1,464(a/c)^{1,65}, \\ f &= 1 - 0,385 \cdot t/R_a \cdot c/t \cdot \left[2,14(a/c) - 1,557(a/c)^2 + 0,417(a/c)^3 \right], \end{aligned}$$

$$X_0 = 1,135 - 0,135(a/c), \quad R_a = R_i + t - a,$$

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

Результати обчислень за двома методами представлені на рис. 19.

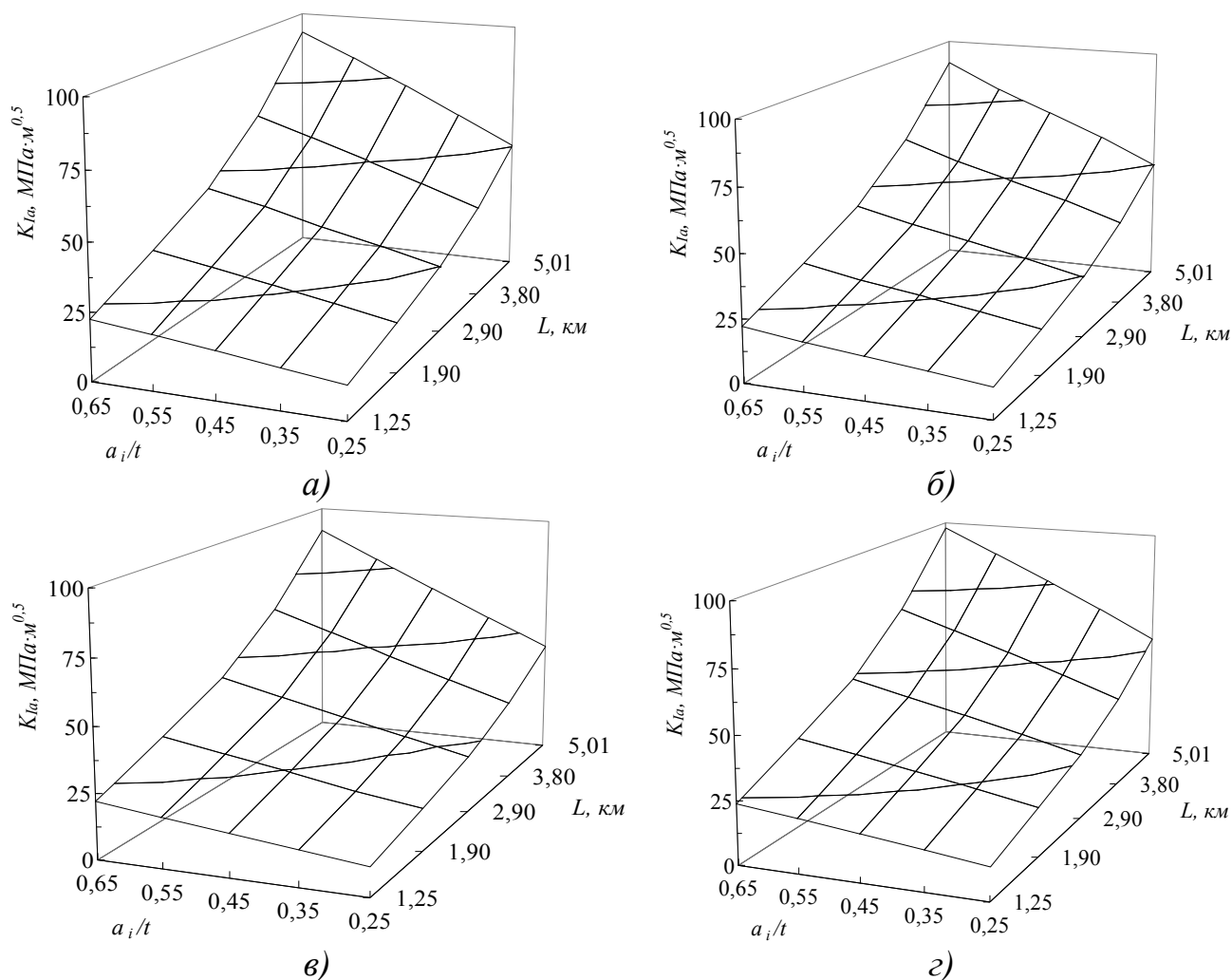


Рисунок 19 – Взаємозв'язок КІН K_{Ia} у вершині a_i/t поперечної внутрішньої (а, в) або зовнішньої (б, г) півеліптичної тріщини (розміщеної у бурильній трубі групи міцності „Л”) та довжини бурильної колони L при СПО, обчислений методом скінченних елементів та аналітична за рівняннями (2) і (3)

Порівнювали одержані двома способами значення КІН K_{Ia} у вершині півеліптичної тріщини глибиною $a_i/t = (0,25; 0,35; 0,45; 0,55; 0,65)$, використовуючи рівняння

$$\Delta = \frac{|K_I^{\text{MCE}} - K_I^{\text{AP}}|}{K_I^{\text{AP}}} \cdot 100\% , \quad (11)$$

де K_I^{MCE} – КІН визначений методом скінченних елементів, K_I^{AP} – КІН визначений аналітично за рівняннями (2) та (3).

У табл. 8 представлено усереднені значення різниці $\Delta_{\text{сеп}}$ між КІН K_{Ia} для глибин оцінюваних дефектів a_i/t залежно від динамічних навантажень бурильної колони під час СПО.

Незначна відмінність між отриманими результатами КІН за допомогою методу скінченних елементів та аналітично, засвідчує їх достовірність і дозволяє використовувати рівняння (2) та (3) у подальших розрахунках для оцінювання умов руйнування та роботоздатності елементів бурильної колони.

Таблиця 8 – Порівняння КІН K_{Ia} у вершині a_i/t заданої півеліптичної тріщини, визначених різними методами

Група міцності бурильної труби	Усереднене значення різниці $\Delta_{\text{ср}} \frac{ K_I^{\text{МКЕ}} - K_I^{\text{АП}} }{K_I^{\text{АП}}} \cdot 100\%$	
	внутрішня півеліптична тріщина	зовнішня півеліптична тріщина
„К”	8,25	7,26
„Л”	7,32	7,71

Враховуючи результати експериментальних досліджень циклічної тріщиностійкості сталі бурильних труб групи міцності „Л” (рис. 20, б), результати технічної діагностики бурильних труб (за умови що форма тріщини $a/c = 0,5$), а також результати розрахункового оцінювання КІН K_{Ia} у вершині a_i/t заданої півеліптичної тріщини (рис. 19) обчислили глибину порогової півеліптичної корозійно-втомної тріщини $a_{th}(K_{th})$ (табл. 9), яка утворюється на глибині буріння $L = 1250$ м.

Таблиця 9 – Порогова глибина $a_{th}(K_{th})$ корозійно-втомної півеліптичної тріщини в тривало експлуатованій бурильній трубі групи міцності „Л”

Марка сталі	рН середовища	$a_{th}(K_{th})$, мм	
		внутрішня півеліптична тріщина	зовнішня півеліптична тріщина
36Г2С	8,3	3,00	2,40
	11,0	2,36	1,81

Крім того, діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості сталей елементів бурильної колони дають можливість оцінити безпечну експлуатацію тривало експлуатованих труб бурильної колони за граничною швидкістю розвитку корозійно-втомної тріщини. При цьому, за приростом Δa виявленої корозійно-втомної тріщини між двома послідовними діагностичними оглядами ΔN , які проводять при СПО, визначають умови безпечної експлуатації бурильної труби за діаграмами циклічної корозійної тріщиностійкості її матеріалу, тобто

$$\Delta a \leq \Delta a_* \quad (\text{при } \Delta N = \Delta N_*), \quad (12)$$

де Δa_* – допустимий приріст корозійно-втомної тріщини у глибину, ΔN_* – планова тривалість буріння між двома діагностичними оглядами.

$$\Delta N = \frac{\Delta a}{C \cdot (\Delta K / \sqrt{1-R})^n}. \quad (13)$$

Оскільки швидкість росту півеліптичної корозійно-втомної тріщини визначається умовою (12), то використовуючи рівняння (13) можна оцінити потенційну небезпеку виявлених у бурильних трубах тріщиноподібних дефектів залежно від

глибини та способу буріння, типу бурової промивальної рідини, а також тривалості експлуатації і групи міцності бурильних труб.

Отримані результати (рис. 20) слугують основою для оцінювання потенційної небезпеки виявлених дефектів з урахуванням специфіки розвитку поперечних півеліптичних корозійно-втомних тріщин у стінках бурильної труби під час експлуатації. Графічні залежності показують, 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 враховуючи приріст виявлених дефектів.

На рис. 20 можна виділити три характерні ділянки: *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 спостерігали збалансований вплив корозійної складової та механічного чинника, а на третій ділянці проявляється домінуючий вплив механічного чинника на поширення корозійно-втомної тріщини.

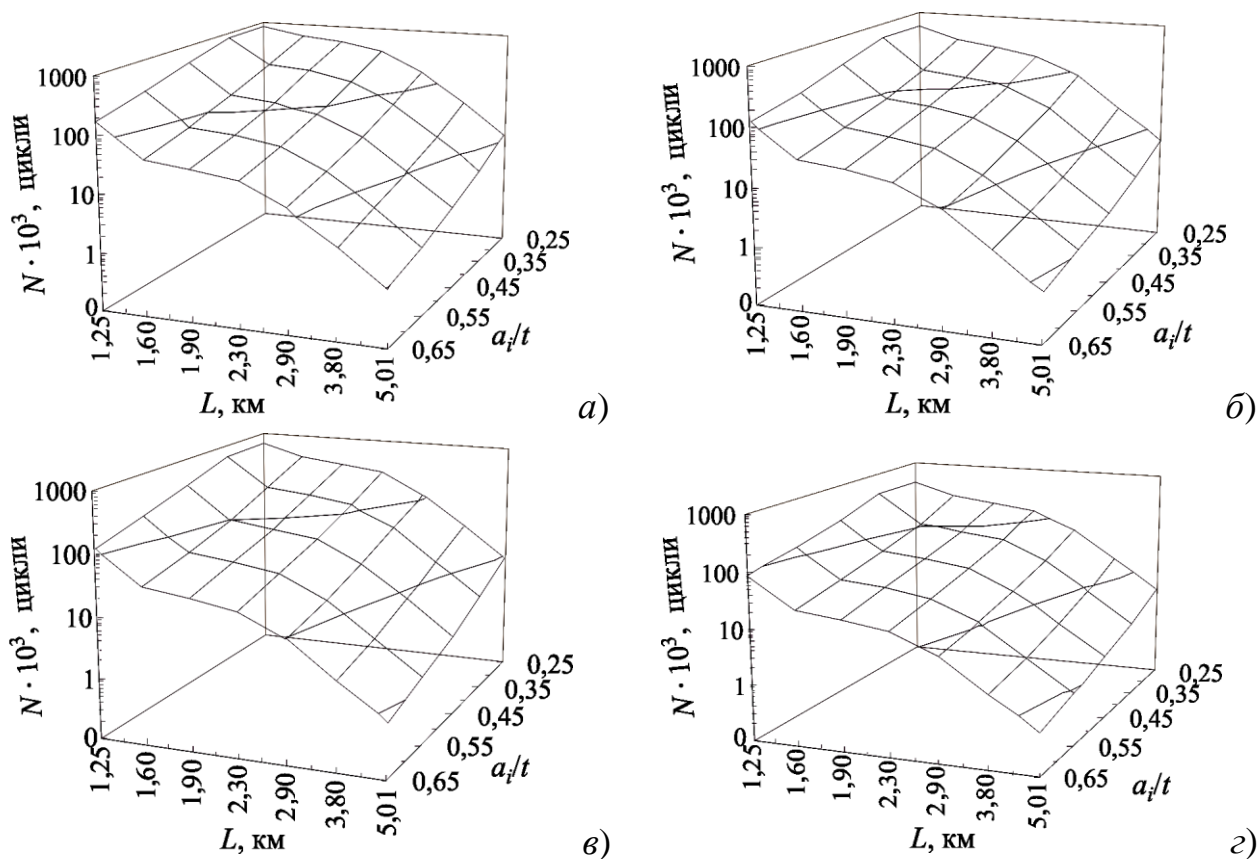


Рисунок 20 – Вплив циклічних навантажень на розвиток корозійно-втомної тріщини в бурильних трубах групи міцності „Л”, як елементі бурильної колони у середовищі бурових розчинів „Біокар” (*а, б*) та полімеркалієвому (*в, з*), залежно від глибини a_i/t внутрішньої (*а, в*) або зовнішньої (*б, з*) півеліптичної тріщини та глибини свердловини L при СПО

На основі аналізу статистичних даних руйнування бурильних труб та результатів комплексної оцінки впливу експлуатаційних чинників на втомне і корозійно-втомне пошкодження елементів бурильної колони, вважали, що кожні $1 \cdot 10^5$ циклів відбуваються впродовж 1000 год. її роботи в свердловині. Дане припущення цілком узгоджується із результатами експериментальних досліджень швидкості росту втомної тріщини сталей бурильних труб груп міцності G-105 та S-135 у повітрі, згідно яких прогнозовано кількість циклів до руйнування від початкової довжини тріщини. Зокрема, під час повного спорудження свердловини, елементи бурильної колони зазнають від 10^6 до 10^7 циклів.

Результати представлені на рис. 21 та табл. 10 дозволяють оцінити роботоздатність бурильних труб з півеліптичними тріщиноподібними дефектами розмірами глибини (a_i/t) та форми (a/c), які зароджуються і розвиваються під час буріння (T).

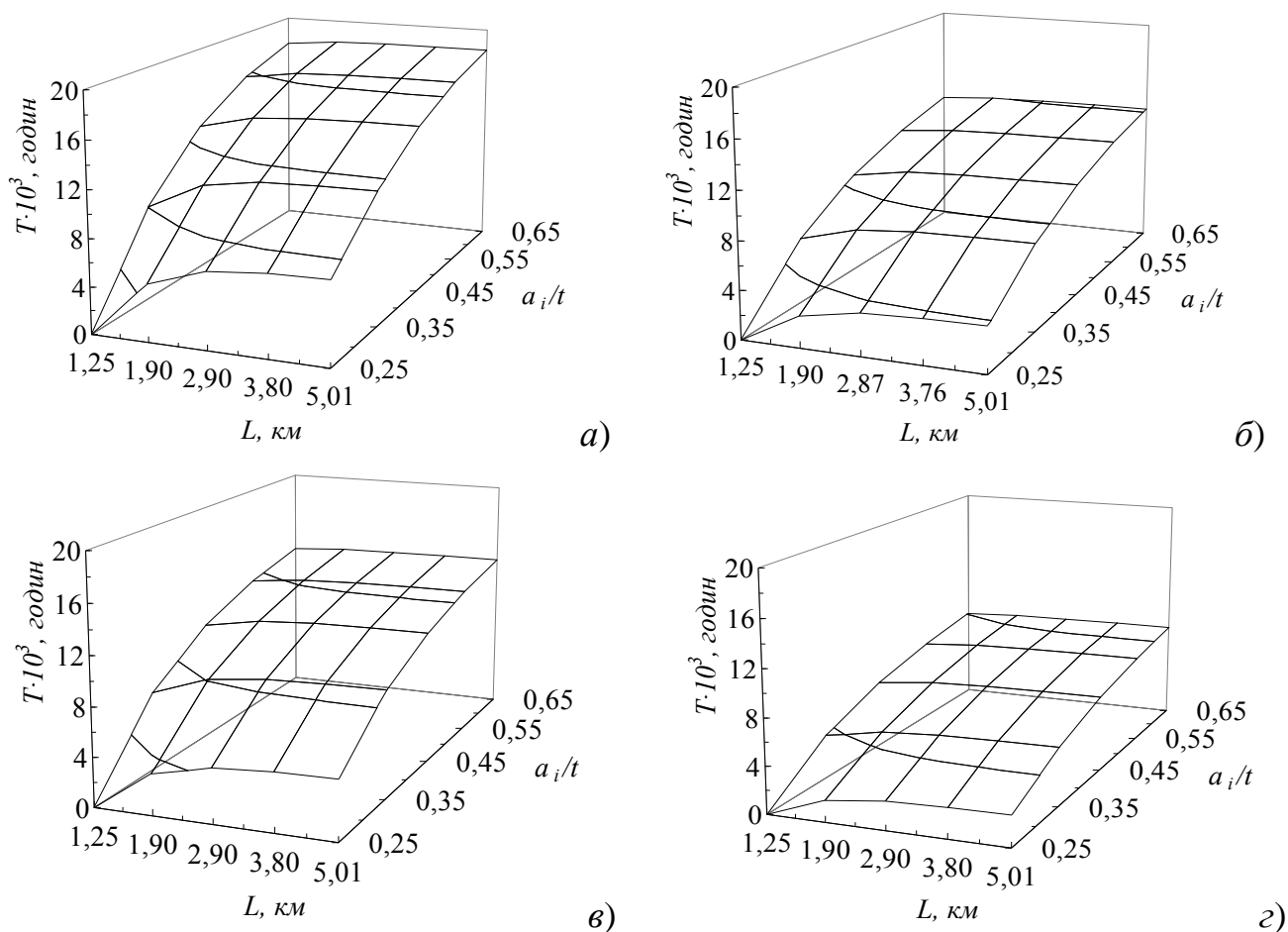


Рисунок 21 – Оцінювання роботоздатності бурильних труб групи міцності „Л” експлуатованих у бурових розчинах „Біокар” (а, б) та полімеркалієвому (в, г) із урахуванням впливу глибини a_i/t внутрішньої (а, в) або зовнішньої (б, г) півеліптичної тріщини та глибини свердловини L

Аналіз отриманих результатів засвідчує, що умови виникнення руйнування бурильних труб із наявними півеліптичними тріщиноподібними дефектами, більш сприятливі за наявності зовнішньої півеліптичної корозійно-втомної тріщини, ніж аналогічної за розмірами внутрішньої.

Таблиця 10 – Характеристики утворення та розвитку корозійно-втомної півеліптичної тріщини в бурильних труб групи міцності „Л”

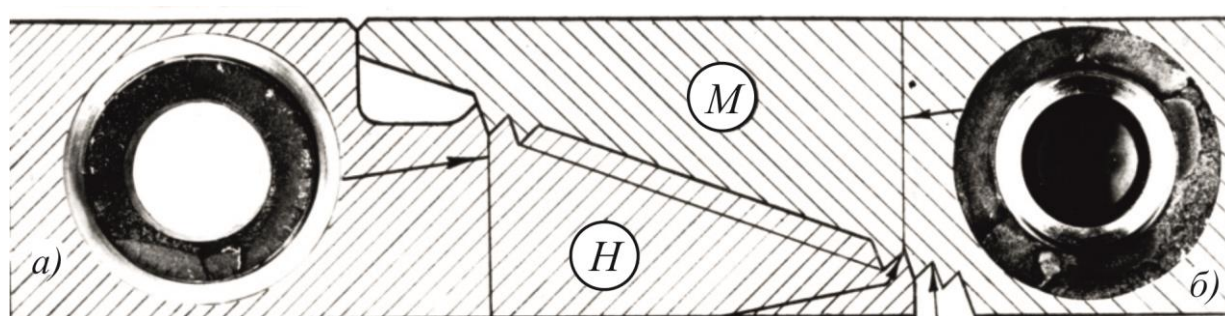
Розміщення півеліптичної ($a/c = 0,5$) тріщини	рН бурового розчину	Тривалість буріння $T \cdot 10^3$, год	$T_{pH8,3}/T_{pH11,0}$
		$L = 5,01$ км	
внутрішня	8,3	18,04	1,50
внутрішня	11,0	12,01	
зовнішня	8,3	13,33	1,60
зовнішня	11,0	8,34	

У середовищі полімеркалієвого бурового розчину швидкість розвитку корозійно-втомної тріщини у сталі бурильної труби групи міцності „Л” є більшою у $\sim 1,5$ раза за її розвиток у середовищі бурового розчину „Біокар” (рис. 21, табл. 10). Отже, з позиції впливу на швидкість розвитку корозійно-втомних тріщин в сталях елементів бурильних колон, при бурінні свердловин більш доцільно використовувати буровий розчин „Біокар”.

Запропонований експериментально-розрахунковий метод забезпечує можливість потенційного прогнозування та оцінювання роботоздатності тривало експлуатованих бурильних труб вибраної групи міцності в середовищі бурової промивальної рідини.

У шостому розділі також проведено оцінювання небезпеки руйнування елементів тривало експлуатованих бурильних замків ЗУ–155, що містять поперечні кільцеві експлуатаційні тріщиноподібні дефекти, під час СПО.

Розглянено випадок руйнування тривало експлуатованого бурильного замка ЗУ–155 ($D = 155$ мм, $d = 95$ мм) із замковою різьбою З–133 у ймовірних місцях (перший виток різьбового з’єднання) зародження та розвитку зовнішньої кільцевої замкнутої тріщини у ніпелі ($D_f^N = 124,6$ мм, $d = 95$ мм) та внутрішньої – у муфті ($D = 155$ мм, $d_f^M = 114,3$ мм). Руйнування спостерігаються як по ніпелю (рис. 22а), так і по муфті (рис. 22б).



а – поверхня руйнування по ніпелю; б – поверхня руйнування по муфті;
М – муфтова частина з’єднання; Н – ніпельна частина з’єднання.

Рисунок 22 – Схема втомного руйнування замкового різьбового з’єднання бурильних труб

Критичну глибину як зовнішньої (H) так і внутрішньої (M) замкненої корозійно-втомної тріщини a_c визначали за умови $K_I = K_{IC}$. При цьому враховували задану глибину свердловини, тобто пікові значення динамічних навантажень (Q) під час СПО бурильної колони складеної з бурильних труб групи міцності „Л” та бурильних замків ЗУ–155 (табл. 11). Також визначали характеристичну глибину корозійно-втомної тріщини $(a/t)^*$ при якій різко зростає швидкість зміни КІН K_I , а отже і ризик руйнування дефектного бурильного замка при СПО.

Використовуючи відомі аналітичні залежності КІН K_I у вершині зовнішньої та внутрішньої поперечної кільцевої тріщини для пустотілого циліндра, який знаходиться під дією осьового навантаження, встановлено взаємозв'язок швидкості зміни КІН K_I від глибини зовнішньої або внутрішньої поперечної замкненої тріщини (рис. 23). Крім того, встановлено взаємозв'язок між їх критичними глибинами a_c/t для досліджуваних ніпельної і муфтової частин різьбового з'єднання З–133 та піковими значеннями динамічних навантажень Q , залежно від глибини свердловини.

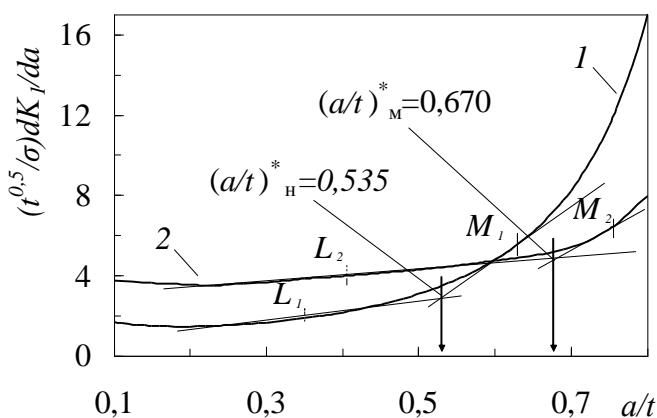


Рисунок 23 – Залежність швидкості зміни КІН K_I по першому витку ніпельної (1) та муфтової (2) частин різьбового з'єднання З–133 під дією осьового навантаження

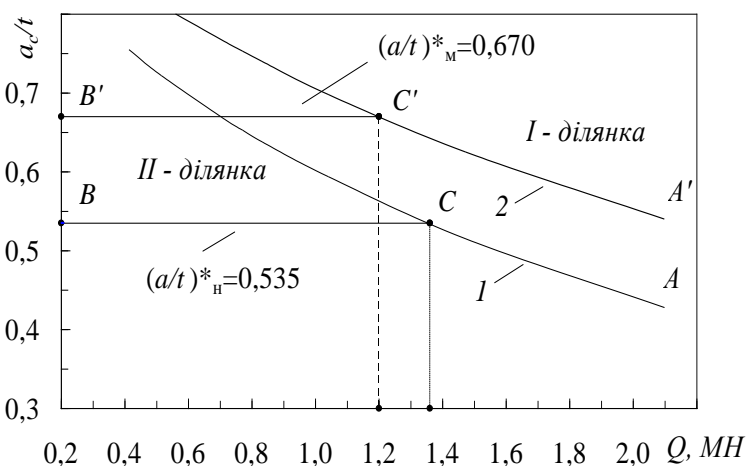


Рисунок 24 – Вплив пікових значень динамічних навантажень (Q) на критичну глибину зовнішньої (1) або внутрішньої (2) поперечної кільцевої тріщини розміщеній по першому витку ніпельної або муфтової частини різьбового з'єднання З–133

Аналіз отриманих результатів засвідчує, що під час СПО визначальним чинником, який призводить до суттєвого збільшення кількості аварій тривало експлуатованих елементів бурильних замків ЗУ–155 із зовнішньою поперечною кільцевою тріщиною при бурінні на глибинах понад 3,6 км, а із внутрішньою поперечною кільцевою тріщиною на глибинах понад 3,5 км, є критична глибина тріщин a_c . При бурінні на глибинах до 3,5 км визначальним чинником, що відповідає за аварійну ситуацію розглядуваних елементів бурильних замків ЗУ–155, є

характеристична глибина втомної тріщини a^* , яка є меншою за її критичну величину a_c (див. табл. 11).

Таблиця 11 – Значення критичних та характеристичних глибин поперечних кільцевих тріщин елементів бурильного замка ЗУ–155

L , км	ніпельна частина		муфтова частина	
	Критична (a_c) глибина, мм	характеристична (a^*) глибина, мм	критична (a_c) глибина, мм	характеристична (a^*) глибина, мм
1,25	10,7	7,9	–	13,7
1,6	9,8	7,9	15,6	13,7
1,9	9,7	7,9	15,4	13,7
2,3	9,4	7,9	15,2	13,7
2,9	8,8	7,9	14,3	13,7
3,8	7,6	–	12,8	–
5,01	6,3	–	11,1	–

Одержані результати можна застосовувати для інтерпретації технічного діагностування тривало експлуатованих елементів бурильних колон.

ВИСНОВКИ

Дисертація є завершеною науково-дослідною роботою, в якій набули подальшого розвитку наукові основи комплексного оцінювання роботоздатності тривало експлуатованих колон бурильних та гнучких труб шляхом удосконалення інженерних методів розрахунку динамічного режиму їх роботи та визначення залишкової довговічності труб з наявними експлуатаційними дефектами.

У результаті виконання роботи отримано такі основні результати:

1. Удосконалено математичну модель динамічного режиму роботи бурового станда, яка дозволила встановити нові взаємозв'язки між поздовжніми коливаннями породоруйнівного інструменту і параметрами компоновки колони, бурового станда та умовами його закріплення. Оцінено вплив в'язко-пружних властивостей поверхні вибою та віброзахисного пристрою, швидкості обертання долота, маси станда на динамічні характеристики роботи долота. Обґрунтовано можливість відтворення впливу низу бурильної колони на роботу долота і процес буріння. На основі аналізу розмірностей з використанням критеріїв подібності отримано багатофакторні математичні моделі зміни механічної швидкості, моментоемності та енергоемності процесу буріння шарошковими долотами пропластків пісковика воротищенської світи твердістю 1440 і 2050 МПа, що враховують режимні параметри та жорсткість і демпфування бурильного інструменту. Максимальна відносна похибка при використанні математичної моделі складає 18,6%, її середнє значення – 9,7%.

2. Вперше розроблено математичні моделі роботи колони гнучких труб при бурінні горизонтальних ділянок свердловин, які дозволяють досліджувати зміну осьової сили на долоті при встановленні в компоновці низу колони вибійних пристроїв. При зміні коефіцієнта тертя гнучкої труби об стінку свердловини від 0,1

до 0,3 довжина горизонтальної ділянки зменшується в 2,7 рази. Включення в компоновку гідронавантажувача за подачі насосів $0,020 \text{ м}^3/\text{с}$ призводить до зростання осьового навантаження на долото і збільшує довжину горизонтальної ділянки свердловини в 1,68 рази.

3. Розроблено нові пристрої та компоновки для удосконалення буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин: конструкції гідронавантажувачів з наявністю герметичної ванни з рідиною для покращення роботи шліцьової пара та забезпечення надійності і довговічності його роботи, а також для забезпечення ефективних дій промивальної рідини як для виносу шламу на поверхню і утримання корпусу пристрою від переміщення у протилежну сторону від вибою, так і для подачі долота за допомогою поршня силового циліндра. Запропоновано удосконалену компоновку низу бурильної колони для обертового буріння похилоскерованих та горизонтальних ділянок свердловини з використанням колони гнучких труб, яка включає ексцентричні елементи та перевідники з гвинтоподібними поверхнями, гідронавантажувач та долото з промивними каналами, в яких закріплені кавітаційні камери.

Створено, виготовлено і випробувано у промислових умовах нову конструкцію амортизатора поздовжньо-крутильних коливань бурильної колони АПКК-178. Результати промислових досліджень свідчать, що включення в компоновку амортизатора збільшує механічну швидкість буріння до 12%.

4. Отримано комплекс нових експериментальних даних про зміну характеристик циклічної тріщиностійкості сталей тривало експлуатованих елементів нафтогазового обладнання – гнучких та бурильних труб, які залежать від впливу корозійних середовищ. Експериментальним шляхом встановлено, що на середньо-амплітудній ділянці діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості сталей бурильних труб груп міцності „К”, „Л” а також бурильного замка ЗУ–155 швидкість поширення корозійно-втомної тріщини у полімеркалієвому буровому розчині відповідно у 1,64; 2,41 та 2,02 рази більша ніж у середовищі бурового розчину „Біокар”.

5. Визначено характеристики тріщиностійкості сталей елементів бурильних колон, зокрема, критичне значення J -інтеграла – величину J_C . Встановлено, що для сталей бурильних труб груп міцності „К” та „Л” частка пружної складової J -інтеграла є незначною і знаходиться у межах 1...2,3%, тобто процес раптового руйнування цих труб визначається пластичною складовою J -інтеграла, яка є досить значною. Особливістю руйнування сталей бурильного замка ЗУ–155 є те, що на першій стадії утворення тріщини визначається пружною складовою, яка рівна $0,1J_C$, а її подальший розвиток визначається пластичною складовою рівною $0,9J_C$.

6. Встановлено особливості впливу експлуатаційних чинників на роботоздатність гнучких труб. З'ясовано, що для всіх випадків випробувань утворені на циклічно деформованій поверхні макротріщини мають форму близьку до півеліптичної зі співвідношенням півосей у момент руйнування $c/a \approx 0,539$. За результатами корозійних та електрохімічних досліджень за температури 70°C встановлено, що у кислих робочих розчинах корозійний процес протікає значно активніше, ніж у нейтральних. Зокрема, при експозиції до 24 год у 13%-му розчині HCl спостерігається значне зростання швидкості корозії до 60 разів порівняно з початковим значенням.

7. Визначено КІН в околі поперечних півеліптичних тріщин, що знаходяться на внутрішніх або зовнішніх стінках тривало експлуатованих бурильних трубах групи міцності „К” та „Л” за методом скінченних елементів та на основі аналітичних залежностей. Отримані розрахункові КІН K_{Ia} у вершині a_i/t внутрішньої півеліптичної тріщини методом скінченних елементів та аналітично свідчать, що результати аналітичних розрахунків менші для бурильних труб груп міцності „К” та „Л” відповідно на 8,25% та 7,32%. Аналогічні аналітичні розрахунки КІН K_{Ia} у вершині a_i/t зовнішньої півеліптичної тріщини більші для бурильних труб груп міцності „К” та „Л” відповідно на 7,26% та 7,71%.

Знайдено порогові значення внутрішнього та зовнішнього півеліптичного дефекта $a/c = 0,5$ для бурильних труб груп міцності „К” та „Л”. Визначено вплив циклічних навантажень на процес розвитку корозійно-втомної тріщини в експлуатованих бурильних трубах груп міцності „К” та „Л” як елементах бурильних колон, залежно від глибини a_i/t внутрішньої або зовнішньої півеліптичної тріщини та глибини свердловини L при СПО у середовищі бурових промивальних рідин.

8. При СПО операціях бурильної колони встановлено, що руйнування тривало експлуатованої ніпельної частини різьбового з’єднання 3–133 бурильного замка ЗУ–155 із зовнішньою поперечною кільцевою тріщиною на глибині від 3,6 км до 5 км визначається характеристиками тріщиностійкості сталі замка, при цьому критичними є втомні тріщини в діапазоні $7,9 \text{ мм} \geq a_c \geq 6,3 \text{ мм}$, а в інтервалі від 1,25 км до 3,6 км – показником „опірності елемента конструкції росту тріщини” з характеристичною глибиною $a^* = 7,9 \text{ мм}$; а руйнування муфтової частини різьбового з’єднання 3–133 бурильного замка ЗУ–155 на глибинах від 3,5 км до 5 км визначається тріщиностійкістю сталі замка, при цьому критичними є втомні тріщини в діапазоні $13,7 \text{ мм} \geq a_c \geq 11,1 \text{ мм}$, а в інтервалі від 1,25 км до 3,5 км – показником „опірності елемента конструкції росту тріщини” з характеристичною глибиною $a^* = 7,9 \text{ мм}$.

Запропоновано новий експериментально-розрахунковий метод, який забезпечує можливість потенційного прогнозування та оцінювання роботоздатності тривало експлуатованих бурильних труб вибраної групи міцності у бурових промивальних рідин. Базуючись на результатах експериментальних випробувань, а також запропонованому критерію оцінювання роботоздатності та довговічності гнучких труб, розроблено „Методику прогнозування безпеки та умов руйнування експлуатованих гнучких труб колтубінгових установок”, яку впроваджено в ТОВ „Бурова компанія „Горизонти”.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати

Монографії

1. Бондаренко В. І., **Витязь О. Ю.**, Зоценко М. Л. *Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гідратів*: монографія. Дніпропетровськ: „Літограф”, 2015. 219 с.
2. Макаренко В. Д., Чигарьов В. В., Чеботар І. М., **Витязь О. Ю.** *Морські бурові платформи*. Монографія. Том 1. Київ: РВВ НУБіП України. 2020. 420 с.

Наукові фахові видання

3. Kryzhanivskyi E. I., Hrabovskyy R. S., & **Vytyaz' O. Y.** Influence of the geometry of corrosion-fatigue cracks on the residual service life of objects intended for long-term operation. *Materials Science*. 2019. Vol. 54, Is. 5. P. 647–655. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11003-019-00229-8>. (Scopus)
4. **Vytyaz O. Y.**, Hrabovskyy R. S., Artym V. I., & Tyrlych V. V. Effect of geometry of internal crack-like defects on assessing trouble-free operation of long-term operated pipes of drill string. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2020. Vol. 42, Is. 12. P. 1715–1527. DOI: <https://doi.org/10.15407/mfint.42.12.1715> . (Scopus)
5. Syrotyuk A., **Vytyaz O.**, & Ziaja J. Damage to flexible pipes of coiled tubing equipment due to corrosion and fatigue: Methods and approaches for evaluation. *Mining of Mineral Deposits*. 2017. Vol. 11, Is. 4. P. 96–103. DOI: <https://doi.org/10.15407/mining11.04.096>. (Scopus)
6. Pinka J. A., & **Vytyaz O.** Effect of fracture pressures on the selection of depths for casing setting in Slovakia. *Mining of Mineral Deposits*. 2016. Vol. 10, Is. 4. P. 37–43. DOI: <https://doi.org/10.15407/mining10.04.037>. (Scopus)
7. Syrotyuk A., **Vytyaz O.**, Leshchak R., & Ziaja J. Corrosion resistance of steel for coiled tubing units. *E3S Web of Conferences*. 2021. Article number 010184. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001018>. (Scopus)
8. **Vytyaz O.**, Chudyk I., & Mykhailiuk V. Study of the effects of drilling string eccentricity in the borehole on the quality of its cleaning: *New Developments in Mining Engineering 2015: Theoretical and Practical Solutions of Mineral Resources Mining*, 2015. P. 591–595. DOI: <https://doi.org/10.1201/b19901-102>.(Scopus)
9. Крижанівський Є. І., Чудик І. І., **Витязь О. Ю.**, Дерді О. І. Енергетичні витрати на обертання неорієнтованих КНБК у процесі буріння свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. №2 (35). С. 36–40. (Наукове фахове видання України).
10. Тирлич В. В., Даляк Т. М., **Витязь О. Ю.**, Перепічка В. В. Дослідження напружено-деформованого стану в бурильній трубі, що містить тріщину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. №4 (41). С. 52–56. (Наукове фахове видання України).
11. Овецький С. О., **Витязь О. Ю.**, Фем'як Я. М., Галик Я. П. Визначення основних напрямків дослідження можливості видобування донних гідратів. *Роз-*

відка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. №2 (43). С. 7–14. (Наукове фахове видання України).

12. **Витязь О. Ю.**, Фем'як Я. М., Овецький С. О. Класифікація способів видобування метану з газогідратних покладів дна Чорного моря. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. №1 (50). С. 13–23. (Наукове фахове видання України).

13. Крижанівський Є. І., **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С. До питання оцінки параметрів руйнування бурильних колон за результатами експериментально-розрахункових досліджень. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2016. №1 (33). С. 11–25. (Наукове фахове видання України).

14. Крижанівський Є. І., **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С. Оцінка умов руйнування тривало експлуатованих труб бурильних колон при спуско-підіймальних операціях. *Міжвузівський збірник наукових праць „Наукові нотатки”*. 2016. №56. С. 96–107. (Наукове фахове видання України).

15. **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С. Експрес-оцінювання умов руйнування елементів експлуатованих труб бурильних колон при спуско-підіймальних операціях. *Вісник НТУ „ХПІ”, Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ „ХПІ”, 2017. № 7 (1229). С. 30–38. (Наукове фахове видання України). <https://doi.org/10.20998/10.20998/2413-4295.2017.07.05> (Copernicus International).

16. Мойсишин В. М., **Витязь О. Ю.**, Фем'як Я. М., Масьовський А. І., Жовнірук Р. А. Статистичний аналіз результатів стендових експериментальних досліджень зміни осьового навантаження при бурінні долотами різних типів. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2017. №1. С. 179–194. (Наукове фахове видання України).

17. **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С., Тирлич В. В. Вплив тривалості експлуатації на результати оцінювання умов руйнування труб бурильних колон під час спуско-підіймальних операцій. *Нафтогазова енергетика*. 2017. №1(27). С. 7–14. (Наукове фахове видання України).

18. Сиротюк А. М., **Витязь О. Ю.**, Барна Р. А., Тирлич В. В. Методика дослідження поверхневої пошкоджуваності елементів гнучких труб колтюбінгових установок. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №2(63). С. 51–58. (Наукове фахове видання України).

19. **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С., Тирлич В. В., Артим В. І. Оцінка впливу динамічних навантажень на умови руйнування труб бурильних колон під час спуско-підіймальних операцій. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2018. №1 (44). С. 25–34. (Наукове фахове видання України).

20. **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С. Оцінка характеристик опору поширення корозійно-втомних тріщин тривалоексплуатованого металу бурильних труб. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2020. №1(59). С. 111–122. (Наукове фахове видання України).

21. **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С., Артим В. І., Тирлич В. В., Грабовська Н. Р. Чисельно-експериментальна оцінка умов руйнування тривало експлуатованих бурильних труб. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2 (75). С. 88–97. (Наукове фахове видання України).

22. Крижанівський Є. І., **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С. Оцінювання та прогнозування роботоздатності тривало експлуатованих труб бурильних колон. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2020. №2 (49). С. 7–17. (Наукове фахове видання України).

23. Moisyshyn V., Borysevych B., **Vytyaz O.**, Gavryliv Y. Development of the mathematical models of the integral drilling indices based on the dimensional analysis. *AGH Drilling, Oil, Gas Quarterly*. 2014. Vol.31. №3. pp. 431-441.

24. Chudyk I., **Vytyaz O.**, Hrymaniuk V., Pastukh A. Influence of Eccentrically Located Drilling String in the Well Bore Over Cleaning Capabilities of a Wellbore. *Petroleum Science and Engineering*. Vol. 2, № 1, 2017, pp.10-16.

25. **Vytyaz O.** Prediction of conditions of longterm operated drill pipes failure. *AGH Drilling, Oil, Gas Quarterly*. 2017. Vol.34, №1. pp.15-26.

Опубліковані праці апробаційного характеру

26. Крижанівський Є. І., Чудик І. І., **Витязь О. Ю.**, Дерді О. І. Енергетичні витрати на обертання неорієнтованих КНБК під час буріння свердловин. *East meets West: тези доповідей Міжнар. наук.-техн. конф., 8–9 квітня 2010 р. Краків (Польща): AGH*. 2010. С. 23–25.

27. **Витязь О. Ю.**, Векерик В. І. Моделювання динамічності роботи долота під час заглибленні вибою на стенді. *Нафтогазова енергетика-2011: матеріали Міжнар. наук.-техн. конф., 10–14 жовтня 2011 р. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ*. 2011. С. 17.

28. **Vytyaz O. Y.**, Femyak Y. M., Ovetskiy S. O., Fomin S. S. Physical methods of extraction of natural gas hydrates from the Black Sea bottom. *Нафтогазова енергетика-2013: матеріали Міжнар. наук.-техн. конф., 7–11 жовтня 2013 р. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ*. 2013. С. 23–25.

29. Moisyshyn V., **Vytyaz O.**, Borysevych B., Gavryliv Yu. Construction of mathematical models of integral indexes of the boring drilling on the basis of analysis of dimensions. *Drilling-Oil_Gas AGH 2014: Abstract Book. XXV Scientific and Technical Conference, 11-13 June 2014. Krakow, Poland: AGH*. 2014. P. 43.

30. **Витязь О. Ю.**, Михайлюк В. В., Воловецький В. Б. Рух промивальної рідини у горизонтальній свердловині з ексцентрично розміщеною колоною гнучких труб. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи: матеріали Міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ: ІФНТУНГ*. 2014. С. 145–147.

31. **Vytyaz O.**, Chudyk I., Mykhailuk V. Influence of eccentric drill string placement in the borehole on its flushing. *Drilling-Oil_Gas AGH 2015: Abstract Book. XXVI Scientific and Technical Conference, 10-12 June 2015. Krakow, Poland: AGH*. 2014. P. 42.

32. Мойсишин В. М., **Витязь О. Ю.** Багатофакторна емпірична модель моментності роботи шарошкових доліт. *Перспективні напрями наукових досліджень – 2015: матеріали Міжнар. наук.-техн. конф., 17–22 жовтня 2015. м. Братислава, Словаччина. в 2 т. Т. 2. К.: „Центр навчальної літератури”. 2015. С. 136–138.*

33. **Витязь О. Ю.**, Векерик В. І., Мойсишин В. М. Моделювання впливу низу бурильної колони на роботу шарошкового долота в стендових умовах. *Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та дивер-*

сифікації постачання нафти і газу: матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. ПМ-2016., 16–20 травня 2016 р., Івано-Франківськ. 2016. С. 348–349.

34. **Витязь О. Ю.**, Фем'як Я. М., Якимечко Я. Я., Худін М. В. Удосконалення способу обертового буріння похило-скерованих і горизонтальних ділянок свердловини. *Aktualne Zagadnienia Energetyki, Budownictwa i Inżynierii Środowiska*: collection of conference materials: 26-28 stycznia 2016 r., Koszalin (Polska): Oradea University Press, Romania. 2016. P. 113–118.

35. **Vytyaz O.**, Hrabowski R. Prediction of conditions of long-term operated drill pipes failure: *New knowledge in the Area of Drilling, Production, Transport and Storage of Hydrocarbons*: materials of XVIII conference, 9-11 November 2016. Podbanske, High Tatras, Slovakia. 2016. P. 106–109.

36. **Витязь О. Ю.**, Тирлич В. В. Вплив деградації властивостей сталей на оцінку умов руйнування труб бурильних колон при спуско-підіймальних операціях. „*Нафтогазова енергетика 2017*”: матеріали Шостої Міжнар. наук.-техн. конф., 15–19 травня 2017. Івано-Франківськ, 2017. С. 170–172.

37. **Витязь О. Ю.**, Грабовський Р. С. Методологія оцінки параметрів руйнування гнучких труб за результатами експериментальних досліджень. „*Сучасні методики, інновації та досвід практичного застосування у сфері технічних наук*”: збірник праць Міжнар. наук.-техн. конф., 27–28 грудня 2017 р., м. Радом, Республіка Польща. С. 68–71.

38. Векерик В. І., **Витязь О. Ю.**, Мойсишин В. М. Моделювання роботи долота і бурильного інструменту на стенді. *The Archive of RS Global Publishing. WORLD Science*. №7(23). 2017. P. 31–40.

39. Сиротюк А. М., **Витязь О. Ю.** Проблема корозійно-механічної пошкоджуваності тривало експлуатованих гнучких труб колтюбінгових установок. *Колтюбінг. ГРП. Бурові сервіси. Інвестиції*: тези доповідей IV міжн. конф., 01–02 черв. 2017 р., К.: НКЦ Ньюфолк, 2017.

40. Сиротюк А. М., **Витязь О. Ю.** Корозійно-втомна пошкоджуваність тривало експлуатованих гнучких труб колтюбінгових установок. *Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій*: 6–а міжн. наук.-техн. конф., 25–26 жовт. 2018 р.: тези доповідей. Львів: КІНПАТРИ ЛТД, 2018. С. 72–73.

41. **Vytyaz O.**, Hrabovskyi R., Bezaniuk Ya. Assessment of danger of long-term operated coiled tubing failure. *Achievements and prospects of modern scientific research*: Abstracts of the 2nd International scientific and practical conference, January 11-13, 2021. Editorial EDULCP, Buenos Aires, Argentina. 2021. P. 159–170.

Патенти на корисну модель

42. *Спосіб обертового буріння похилоскерованих і горизонтальних ділянок свердловин*: пат. №86535 Україна, МПК E21B 4/00. № и 2013 03184; заявл. 15.03.2013; опубл. 10.01.2014. Бюл. №1. Автори: Крижанівський Є. І., **Витязь О. Ю.**, Якимечко Я. Я., Фем'як Я. М.

43. *Компоновка низу бурильної колони (КНБК) для обертового буріння похилоскерованих та горизонтальних свердловин*: пат. №96870 Україна, МПК E21B

4/20. № у 2014 08540; заявл. 28.07.2014; опубл. 25.02. 2015. Бюл. №4. Автори: Крижанівський Є. І., **Витязь О. Ю.**, Фем'як Я. М., Якимечко Я. Я., Витязь А. О.

44. *Гідронавантажувач долота*: пат. № 60117 Україна, МПК7 E21B17/07.. № у 2003020899; заявл. 03.02.2003; опубл. 15.09.2003. Бюл. №9. Автори: Яремійчук Р. С., Шандровський Т. Р., Фем'як Я. М., **Витязь О. Ю.**, Олійник Д. В., Шандровський П. Т.

45. *Спосіб створення осьового навантаження на долото та пристрій для його здійснення*: пат. № 83660 Україна, МПК E21B 4/00 E21B 17/07.. № 200511143; заяв. 24.11.2005; опубл. 11.08.2008. Бюл. №15. Автори: Крижанівський Є. І., Івасів В. М., Шандровський Т. Р., **Витязь О. Ю.**

46. *Амортизатор позовжньо-крутильних коливань бурильної колони*: пат. № 116732 Україна, МПК E21B 17/07.. № у201601389; заяв. 16.02.2016; опубл. 12.06.2017. Бюл. № 11. Автори: **Витязь О. Ю.**, Мойсишин В. М., Борисевич Б. Д.

АНОТАЦІЯ

Витязь О. Ю. Развитие научных основ оценки работоспособности колонн буровых и гибких труб. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук зі спеціальності 05.05.12 – машини нафтової та газової промисловості. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2021.

Дисертацію присвячено комплексному оцінюванню работоспособности елементів тривало експлуатованих колон бурових та гибких труб, шляхом розробки інженерних методів розрахунку динамічного режиму їх роботи, вдосконалення техніки і технології поглиблення свердловин та визначення залишкової довговічності труб з експлуатаційними дефектами. Удосконалено математичну модель динамічного режиму роботи бурового станда та вперше розроблені математичні моделі роботи колони гибких труб при бурінні горизонтальних свердловин. Розроблено нові пристрої та компоновка для удосконалення обертового буріння похило-скерованих та горизонтальних ділянок свердловини. Створено і виготовлено нову конструкцію амортизатора поздовжньо-крутильних коливань бурової колони та проведено її промислові випробування.

Запропоновано експериментально-розрахунковий метод для прогнозування та оцінювання работоспособности тривало експлуатованих елементів колон бурових та гибких труб на підставі проведених досліджень впливу корозійних середовищ на швидкість поширення корозійно-втомних тріщин у тривало експлуатованих сталях елементів колон бурових та гибких труб, оцінки впливу експлуатаційних чинників на їх работоспособность, а також визначених за допомогою методу скінченних елементів та аналітичних залежностей КІН в околі поперечних півеліптичних тріщин (схематизованих експлуатаційних дефектів) на внутрішніх або зовнішніх стінках тривало експлуатованих бурових труб груп міцності „К” та „Л”.

Ключові слова: бурові труби, гибкі труби, работоспособность, тріщиноподібні дефекти, тріщиностійкість матеріалу, гідронавантажувач долота, амортизатор.

АННОТАЦИЯ

Витязь О. Ю. Развитие научных основ оценки работоспособности колонн буровых и гибких труб. – Квалификационный научный труд на правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 05.05.12 – машины нефтяной и газовой промышленности. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2021.

Диссертация посвящена комплексному оцениванию работоспособности элементов длительно эксплуатируемых колонн буровых и гибких труб путем разработки инженерных методов расчета динамического режима их работы, совершенствования техники и технологии углубления скважин и определения остаточной долговечности труб с эксплуатационными дефектами. Усовершенствована математическая модель динамического режима работы бурового станда и впервые разработаны математические модели работы колонны гибких труб при бурении горизон-

тальных скважин. Разработаны новые устройства и компоновка для усовершенствования вращающегося бурения наклонных и горизонтальных участков скважины. Создана, изготовлена новая конструкция амортизатора продольно-крутильных колебаний буровой колонны и проведены ее промышленные испытания.

Предложено экспериментально-расчетный метод для прогнозирования и оценки работоспособности длительно эксплуатируемых элементов колонн буровых и гибких труб на основании проведенных исследований влияния коррозионных сред на скорость распространения коррозионно-усталостных трещин в длительно эксплуатируемых сталях элементов колонн буровых и гибких труб, оценки влияния эксплуатационных факторов на их работоспособность, а также определенных с помощью метода конечных элементов и аналитических зависимостей коэффициентов интенсивности напряжений в окрестности поперечных полуэллиптических трещин (схематизированных эксплуатационных дефектов) на внутренних или внешних стенках длительно эксплуатируемых буровых труб групп прочности „К” и „Л”.

Ключевые слова: буровые трубы, гибкие трубы, работоспособность, трещиноподобные дефекты, коэффициент интенсивности напряжений, трещиностойкость материала, гидравлический нагрузитель долота, амортизатор.

SUMMARY

Vytyaz O. Yu. Development of scientific bases for assessing the efficiency of drill and flexible pipe strings. – Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

The dissertation for obtaining a scientific degree of the Doctor of Technical Sciences in a specialty 05.05.12 – machinery for the oil and gas industry. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2021.

The dissertation is devoted to the development of engineering methods for calculating the dynamic mode of drilling tools, techniques, and technologies for deepening wells and assessing the efficiency of long-term operated drill and flexible pipes with existing operational defects, which is the basis for making decisions on their further safe to use or removal from the operation.

The dissertation improves the mathematical model of the dynamic mode of operation of the drill test stand, which allows establishing new relationships between the longitudinal oscillations of the rock-destroying tool and the parameters of the bottom hole assembly (BHA), drilling rig, and the conditions of its fixation. The influence of viscoelastic properties of the bottom hole and the vibration protection device, the speed of rotation of the bit, the weight of the stand on the dynamic characteristics of the bit.

For the first time, mathematical models of flexible pipe strings when drilling horizontal wells were developed, which allow us to study the change of axial force on the bit when installing downhole devices (hydraulic loaders, vibration generators) in the bottom hole assembly of flexible pipes string. The results of the calculations show that with increasing the length of the horizontal section of the well, the axial load decreases, and the inclusion of the hydraulic loader in the bottom hole assembly leads to an increase in the axial load on the bit and increases the length of the horizontal section.

The dissertation presents the developed new devices and BHA for improving the rotary drilling of directional and horizontal sections of the well, which includes eccentric elements and conductors with helical surfaces, a hydraulic loader, and a bit with flushing channels, in which cavitations chambers are fixed. New designs of bit hydraulic loaders have been developed, the design features of which ensure their durability and reliability.

The author created and manufactured a new design of the shock absorber of longitudinal torsional vibrations of the drill string. The tests of the shock absorber in field conditions proved its functionality and efficiency when been included in the bottom hole assembly.

A set of new experimental data on the change in the characteristics of cyclic crack resistance of steels of long-term operated elements of drill and flexible pipe strings depending on the influence of corrosion media is obtained. The influence of drilling fluids on the rate of corrosion-fatigue crack propagation has been established.

The critical crack resistance of the metal of drill string elements, i.e the critical value of the J -integral equals J_C , and it was established that for drill pipe steels of strength groups „K” and „L” the share of the elastic component of the J -integral is insignificant and is within 1...2,3%, i.e the process of the sudden destruction of these pipes is determined by the plastic component of the J -integral. The peculiarity of the destruction of the metal of the tool joint ZU-155 is that at the first stage of crack formation it is determined by the elastic component which is equal to $0,1 J_C$, and its further development is determined by the plastic component which is equal to $0,9 J_C$.

The peculiarities of the influence of operational factors on the efficiency of flexible pipes are investigated in the work. It was found that for all test cases, the macro cracks formed on the cyclically deformed surface have a shape close to the semi-elliptic one with the ratio of the half-axes at the moment of failure $c/a \approx 0,539$. According to the results of corrosion and electrochemical studies at a temperature of 70°C , it was found out that in acidic working solutions the corrosion process is much more active than in neutral ones.

Using the finite element method and analytical dependences, the stress intensity coefficients in the vicinity of transverse semi-elliptic cracks located on the inner or outer walls of long-term operated drill pipes of strength group „K” and „L” were determined. The threshold values $a/c = 0,5$ of the internal and external semi-elliptical defect for drill pipes of strength groups „K” and „L” were found and the influence of cyclic loads on the development of corrosion-fatigue crack during tripping operations in drilling fluids was determined.

An experimental calculation method for predicting and evaluating the performance of long-term drill pipes of the selected strength group in drilling fluids is proposed.

Keywords: drill pipes, flexible pipes, efficiency, crack-like defects, crack growth resistance of material, bit hydraulic loader, shock absorber.