

622.692.4
ПЗ0

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ
УКРАЇНИ**

**Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу**

Петрина Дмитро Юрійович

УДК 622.692.4

**ВПЛИВ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ ДЕГРАДАЦІЇ
МАТЕРІАЛІВ І ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ
МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ
НА ЇХ ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ**

Спеціальність 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

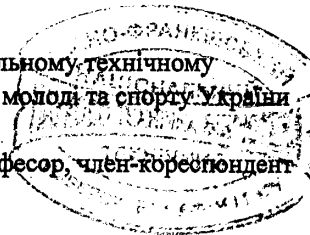
АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
доктора технічних наук

Івано-Франківськ – 2011

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України



Науковий консультант: доктор технічних наук, професор, член-кореспондент Національної академії наук України
Крижанівський Євстахій Іванович
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, ректор, завідувач кафедри нафтогазового обладнання.

Офіційні опоненти: доктор технічних наук, професор
Капцов Іван Іванович
Український науково-дослідний інститут природних газів,
завідувач відділу транспортування газу, м. Харків.

доктор технічних наук, професор.
Харченко Євген Валентинович,
Національний університет “Львівська політехніка”, завідувач
кафедри опору матеріалів, м. Львів.

доктор технічних наук, професор
Гладкий Ярослав Миколайович,
Хмельницький національний університет, директор інституту
заочного та дистанційного навчання, м. Хмельницький.

Захист відбудеться 20 грудня 2011 року о 10 годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04 в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019.

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

Автореферат розісланий

“17” листопада 2011 р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради Д 20.052.04
кандидат технічних наук, доцент

Пилипів Л. Д.



ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Трубопровідний транспорт відіграє провідну роль в сучасній економіці України. До найбільш поширених видів цього транспорту відносяться магістральні трубопроводи (МТ). Газотранспортна система України має сумарну довжину 37,8 тис. км, нафтопроводи – понад 4,7 тис. км. Від їх працездатності залежить як постачання енергетичних ресурсів в Україні, так і забезпечення їх транзиту в інші країни. У зв'язку з цим важливо забезпечити цілісність трубопроводів, оскільки їх непрогнозовані руйнування приводять до значних економічних втрат і важких екологічних наслідків. Проблема ускладнюється тим, що більшість нафтогазопроводів (НГП) відпрацювала свій розрахунковий ресурс, що спричиняє їх деградацію, тобто пониження ряду фізико-механічних і електрохімічних характеристик, які визначають працездатність сталей як елемента конструкції. Жорсткі умови експлуатації – тривала взаємодія напруженого металу з корозійно-агресивними середовищами, циклічні зміни тиску та коливання температури – пришвидшують процес деградації нафтогазопроводів. Як наслідок сталь різко окрихчується, в ній утворюються тріщиноподібні дефекти, які можуть спричинити катастрофічне руйнування трубопроводу.

Останнім часом причиною експлуатаційних пошкоджень цих конструкцій все частіше стають зварні з'єднання, які мають високу чутливість до перелічених вище факторів і з якими пов'язано 70...80% усіх відмов магістральних трубопроводів. Сприяє цьому їх макро- і мікронеоднорідність за хімічним складом, структурою та механічними властивостями.

Проблема забезпечення надійної та безпечної експлуатації особливо загострюється для трубопроводів, які працюють в наводнювальних середовищах, що значно посилює окрихчення матеріалу.

Таким чином, на пізній стадії експлуатації НГП особливо актуальною науково-технічною проблемою стає забезпечення технічної надійності та безпечної експлуатації трубопроводів застосуванням методів технічного діагностування, особливо корозійних дефектів, а також розроблення ефективних методів оцінки працездатності експлуатованого матеріалу. У розв'язанні таких завдань важливу роль відіграє встановлення ступеня деградації фізико-механічних і електрохімічних властивостей трубопровідних сталей, оскільки для обґрунтування подальшої безпечної роботи НГП необхідно враховувати вже не вихідні, а поточні характеристики експлуатованого металу.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконувалась в рамках Національної програми "Нафта і газ України до 2010 року", регіональної програми "Визначення залишкового ресурсу конструкцій, споруд і машин тривалої експлуатації та розробка заходів для продовження терміну їх безаварійної роботи на 2007-2012 роки", договору № 326/02 "Контроль працездатності підземного газосховища та магістральних газопроводів в складних гірських умовах" з УМГ "Прикарпаттрансгаз" (2002–2004 р.р.), договору № 153/06 "Дослідження механічних властивостей експлуатаційно

деградованих сталей магістральних газопроводів” з Фізико-механічним інститутом ім. Г. В. Карпенка НАН України (м. Львів) (2006 р.), номер державної реєстрації 0106 U 011127 (науковий керівник роботи).

Мета і задачі дослідження – на основі вивчення змін фізико-механічних і електрохімічних властивостей, механізмів руйнування тривало експлуатованих сталей нафтогазопроводів та їх зварних з’єднань вдосконалити методи оцінки характеристик деградованого металу з позиції його подальшої працездатності.

Поставлена мета досягається вирішенням наступних задач:

1. Провести дослідження з метою поглиблення знань про механізм деградації трубопровідних сталей.

2. Визначити найефективніші умови випробувань зразків з трубопровідних сталей для оцінки їх експлуатаційної деградації.

3. Розробити модель статистичної оцінки температурної залежності ударної в’язкості трубної сталі 17Г1С і встановити чутливість ударної в’язкості до деградації металу нафтогазопроводів.

4. Вивчити вплив деградації на корозійну тривкість сталей магістральних трубопроводів.

5. Дослідити механізм зародження мікротріщин, їх злиття та утворення макротріщини на поверхні зразків зі сталі 17Г1С і швидкість поширення поверхневих тріщин залежно від рН середовища.

6. Вивчити вплив тривалої експлуатації на фізико-механічні та електрохімічні властивості окремих зон зварного з’єднання магістральних трубопроводів.

7. Розробити та впровадити у виробництво нові методи та засоби для дослідження технічного стану тривало експлуатованих трубопровідних сталей.

Об’єкт дослідження. Процеси деградації та руйнування матеріалів і зварних з’єднань магістральних нафтогазопроводів тривалої експлуатації.

Предмет дослідження. Закономірності змін фізико-механічних і електрохімічних властивостей, механізмів руйнування тривало експлуатованих сталей нафтогазопроводів та їх зварних з’єднань.

Методи дослідження. При дослідженнях використовували методи фізики, хімії, теорії ймовірності, аналітичної геометрії, опору матеріалів, механіки руйнування. Експериментальні дослідження проведені з використанням апробованих практикою сучасних методів і засобів для гравіметричних, електрохімічних, металографічних, електроннофрактографічних, рентгенографічних, ІЧ-спектроскопічних досліджень, механічних випробувань з визначенням характеристик твердості, міцності, пластичності, водневого розтріскування, ударної в’язкості, статичної та циклічної тріщиностійкості на повітрі та в робочих середовищах, а також зон наводнювання з дотриманням стандартних методик і використанням основних положень математичної статистики.

Положення, що виносяться на захист.

1. Системний підхід до оцінки експлуатаційної деградації матеріалів і

зварних з'єднань магістральних нафтогазопроводів.

2. Закономірності зміни фізико-механічних і електрохімічних характеристик сталей та зварних з'єднань трубопроводів з тривалим терміном експлуатації.

3. Нові методи для оцінки чутливості фізико-механічних і електрохімічних характеристик сталей та зварних з'єднань до експлуатаційної деградації нафтогазопроводів і неруйнівного контролю стану металу трубопроводу в процесі його експлуатації.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у встановленні загальних закономірностей деградації механічних, корозійних і корозійно-механічних властивостей сталей магістральних нафтогазопроводів упродовж 28...40-річної їх експлуатації. Вперше показано, що експлуатаційна деградація трубопровідних сталей проявляється не тільки у деформаційному старінні, але й в інтенсивному розвитку пошкодженості (дефектності) на мікро- і субмікроскопічному рівні.

На цій основі запропоновано дві стадії експлуатаційної деградації сталей: деформаційне старіння і розвиток дефектності.

Вперше показано, що з переходом до більш жорстких видів випробувань, пониженням температури, наявності корозійних чи наводнювальних середовищ чутливість механічних характеристик до експлуатаційної деградації сталей підвищується.

Запропонована аналітична модель для опису та статистичного аналізу температурної залежності ударної в'язкості та її складових.

Вивчені особливості корозійних пошкоджень і корозійної тривкості сталевих труб газо- і нафтопроводів. Вперше отримані кількісні характеристики інтенсивності внутрішньої корозії неексплуатованої та експлуатованої впродовж сорока років сталі 17Г1С в різних робочих середовищах за різних концентрацій агресивних домішок в газі, температур і тисків. Встановлено вплив рН середовища на механізм зародження та швидкість поширення поверхневих тріщин в експлуатованих і неексплуатованих трубопровідних сталях.

Вперше встановлені загальні закономірності деградації механічних, корозійних і корозійно-механічних властивостей окремих зон зварного з'єднання магістральних трубопроводів.

Достовірність отриманих результатів і висновків забезпечується використанням фундаментальних положень фізики, хімії, аналітичної геометрії, механіки руйнування, опору матеріалів, теорії ймовірності, коректною постановкою експериментальних досліджень із застосуванням сучасних методів і засобів та дотримання стандартів, відтворюваністю експериментальних даних, узгодженістю отриманих експериментальних результатів з відомими літературними даними, практичним використанням висновків і рекомендацій дисертаційної роботи.

Практичне значення отриманих результатів. Виявлено деградацію механічних, корозійних і корозійно-механічних властивостей трубопровідних сталей та їх зварних з'єднань магістральних нафтогазопроводів. Виконана

оцінка експлуатаційної деградації металу труб. Розроблена інженерна оцінка періоду зародження та швидкості поширення корозійно-втомної тріщини з урахуванням рН робочого середовища.

Моніторинг поверхневих дефектів труб недостатній для обґрунтування безпечної експлуатації трубопроводів, якщо не береться до уваги можлива експлуатаційна деградація властивостей сталей. Їх можна моніторити вимірами електрохімічних характеристик і це відкриває нові можливості для застосування електрохімічних методів у діагностиці стану тривало експлуатованих трубопроводів.

Наукові результати досліджень впливу агресивних домішок в природньому газі на внутрішню корозію трубопроводів використовуються в лабораторії хімічного аналізу газу Богородчанського виробничого управління підземного зберігання газу з метою попередження корозійно-механічних пошкоджень обладнання підземного зберігання газу. Спосіб нанесення осесиметричних вихідних втомних тріщин на циліндричних зразках і нова конструкція мікроелектрода для електрохімічних вимірювань знайшли застосування в експериментальних дослідженнях Фізико-механічного інституту ім. Г.В. Карпенка НАН України. В УМГ “Прикарпаттрансгаз” впроваджений спосіб оцінювання конструктивної в’язкості сталей і зварних з’єднань трубопроводів, а результати науково-технічних досліджень з вивчення закономірностей корозійно-механічних руйнувань трубопровідних сталей використовуються для встановлення режимів надійної та безпечної експлуатації магістральних газопроводів в гірських умовах. Спосіб оцінки впливу деградаційних процесів механічних властивостей трубних сталей на статичну та циклічну міцність ділянок магістральних газопроводів з дефектами типу тріщин в зонах основного металу та зварних з’єднань труб впроваджений в УМГ “Львівтрансгаз”. Розрахунковий економічний ефект становить 573453 грн.

Особистий внесок здобувача. Основні результати та положення, які становлять суть дисертації, отримані автором самостійно. Роботи [7, 10, 13, 23, 24, 26, 30-34, 48] опубліковані одноосібно. У публікаціях, написаних у співавторстві, здобувачеві належать: реалізація експериментів і узагальнення одержаних даних з впливу структурних і механічних чинників на властивості трубопровідних сталей [14, 16, 17, 19, 20, 21, 27]; проведення аналізу електроннофрактографічних досліджень зламів зразків із труб, призначених для оцінки в’язкості руйнування [1, 2]; в [15, 22, 25, 28, 29, 40, 41, 43, 44, 47] вивчення впливу експлуатаційної деградації на механічні властивості та особливості корозійного та корозійно-механічного руйнування сталей магістральних газонафтопроводів; встановлення впливу високо агресивних домішок в транспортованому газі на корозійну стійкість сталі 17Г1С [5, 6]; встановлення впливу наводнювання за різних схем навантаження на механічні властивості основного металу [3, 8, 18, 38] та різних зон зварних з’єднань трубопроводів зі сталі 17Г1С [9, 11, 39, 42]; в [4, 12] встановлення високої чутливості електрохімічних показників до експлуатаційної деградації зварних з’єднань трубопроводів; вивчення деградації властивостей металу зварного з’єднання сталі 17Г1С [35, 45, 46]; низка

конструкторсько-технологічних рішень, новизна яких захищена патентами України [36, 37].

Апробація результатів дисертації. Основні результати роботи доповідались і обговорювались на: 14-й Міжнародній конференції з руйнування (Краків, Польща, 2002); II, III, IV, V Всеукраїнських науково-технічних конференціях молодих вчених та спеціалістів “Зварювання та суміжні технології” (Київ, 2003, 2005, 2007, 2009); Міжнародних наукових конференціях карпатського євро-регіону (Бая-Маре, Румунія, 2003, 2004, 2006, 2010); VI, VII, VIII, X Міжнародних симпозиумах українських інженерів-механіків у Львові (Львів, 2003, 2005, 2007, 2011); VIII Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України - 2004” (Судак, 2004); Міжнародній конференції з тріщиностійкості (Парма, Італія, 2006); Міжнародній науково-технічній конференції “Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці “ІФНТУНГ-40”(Івано-Франківськ, 2007); Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених “Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії” (Івано-Франківськ, 2008); Міжнародній науково-технічній конференції “Міцність та надійність магістральних трубопроводів “МТ-2008” (Київ, 2008); Міжнародній конференції “Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування” (Тернопіль, 2009); Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи” (Івано-Франківськ, 2009).

У повному обсязі результати досліджень доповідались на науковому семінарі відділу корозійно-водневої деградації та захисту матеріалів Фізико-механічного інституту ім. Г.В. Карпенка НАН України (керівник – зав. відділу, д.т.н., професор Г.М. Никифорчин); розширеному науковому семінарі факультету нафтогазопроводів ІФНТУНГ (керівник – зав. кафедри спорудження і ремонту газонафтопроводів та газонафтосховищ, д.т.н., професор В.Я. Грудз).

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 58 наукових праць, у тому числі 35 – у фахових наукових виданнях, одержано 2 патенти України, решта – у збірниках праць і тезах конференцій, 12 праць опубліковано одноосібно. Матеріали 10-ти Міжнародних конференцій в авторефераті не наведено, оскільки вони були опубліковані у фахових журналах.

Структура роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 7 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел з 302 найменувань, викладена на 309 сторінках друкованого тексту, містить 130 рисунків, 29 таблиць і 7 додатків.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі наведено загальну характеристику дисертаційної роботи. Обґрунтовано актуальність проблеми, сформульовано мету і задачі дослідження, висвітлено наукову новизну та практичне значення одержаних результатів, подано дані про особистий внесок здобувача у публікаціях та апробацію і публікації отриманих результатів.

У першому розділі показано, що трубопровідний транспорт України – одна з найважливіших ланок вітчизняної промислової інфраструктури. Різноманітні обстеження магістральних трубопроводів показали, що біля 60% їх руйнувань спричинені дією корозійного чинника, а термін безпечної експлуатації суттєво залежить від корозійної стійкості металу. Вихід з ладу такої конструкції під час її експлуатації спричиняє великі матеріальні збитки, забруднення навколишнього середовища, людські жертви.

Причиною виникнення корозійних пошкоджень є зовнішня та внутрішня корозія труб. Зовнішню корозію пов'язують з сумісним впливом на метал ґрунтового середовища та експлуатаційних навантажень. Внутрішня корозія труб пов'язана з корозійною агресивністю складників середовища, що транспортуються. Надзвичайно агресивне середовище створюють домішки сірководню, наявні в продукціях газових і газоконденсатних родовищ, вуглекислий газ та інші агресивні домішки.

За сумісного тривалого впливу робочого середовища та механічних навантажень у матеріалі трубопроводів утворюються мікротріщини, які з часом зливаються і утворюють макротріщину. До такого процесу особливо чутливі зварні з'єднання, з якими пов'язано 70...80% усіх відмов магістральних трубопроводів. Слід відзначити особливу роль водно в процесах руйнування сталей магістральних нафто- і газопроводів.

Враховуючи важливість перелічених вище питань, вони вивчались в роботах Айбіндера О. Б., Андрейківа О. Є., Березіна В.П., Білобрана Б. С., Бородавкіна П. П., Гладкого Я.М., Грудза В. Я., Івасіва В. М., Капцова І. І., Кир'яна В.І., Красовського А. Я., Крижанівського Є. І., Лобанова Л. М., Майстренка А. Л., Никифорчина Г. М., Ориняка І. В., Осадчука В.А., Панасюка В. В., Перуна Й. В., Полякова С. Г., Похмурського В. І., Студент О.З., Харченка Є.В., Чернова В. Ю., Шлапака Л. С. та ін..

Поряд з проблемою корозії в трубопровідному транспорті за останні роки виникла ще одна проблема – деградація фізико-механічних і електрохімічних властивостей трубопровідних сталей. Це пов'язано з тим, що більшість магістральних трубопроводів експлуатуються вже тривалий час і, як наслідок, постійно зростає їх відсоток із відпрацьованим нормативним терміном. Довготривала експлуатація магістральних нафтогазопроводів негативно впливає як на фізико-механічні, так і корозійні властивості сталей.

Для надійної оцінки подальшого ресурсу трубопроводів необхідний комплексний системний підхід, основними складовими якого є визначення напруженого стану труби з врахуванням корозійних пошкоджень та інших дефектів і встановлення характеру змін властивостей матеріалу труби і зварних з'єднань (ЗЗ) за довготривалий час експлуатації.

Виходячи з критичного аналізу літературних джерел, присвячених вивченню впливу експлуатаційної деградації матеріалів і зварних з'єднань магістральних нафтогазопроводів на їхню працездатність, зроблено висновок про недостатній розвиток таких підходів. Тому результати цих досліджень є дуже обмеженими, часто суперечливими і, як наслідок, не систематизовани-

ми. Не розроблений механізм оцінки чутливості різних характеристик трубопровідних сталей до рівня їх деградації, не запропоновані характеристики для оцінки рівня пошкодження деградованого матеріалу тощо.

На основі наведених вище проблем, а також у відповідності до мети дисертаційної роботи сформульовано задачі дослідження.

У **другому розділі** описано об'єкти і методи досліджень.

Експерименти виконані на трубних сталях вітчизняного виробництва 17Г1С, 17Г2С, 20, а також сталі Х52 італійського виробництва (типу 17Г1С) і типу 10ГС труб французького виробництва у вихідному стані (контрольна труба у стані поставки) та після експлуатації від 28 до 40 років. Діаметри труб становили 275...1420 мм, а товщина стінок 7...21 мм. В експлуатованих трубах виділяли верхні та нижні ділянки (рис. 1), з яких вирізали зразки для випробувань таким чином, щоби досліджуваний об'єм металу був якомога ближче до внутрішньої чи зовнішньої поверхні труби (рис. 2).

Для випробувань 33 виготовляли зразки зі сталі 17Г1С з V-подібною підготовкою кромки. З'єднання отримували ручним електродуговим зварюванням електродами УОНИ-13/55 Ø 5-УД1, які попередньо прогартовувались протягом однієї години за температури 560К. Джерелом живлення слугував випрямляч зварний типу ВКС-500-1, сила струму становила 210А.

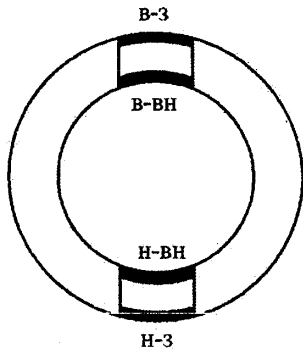


Рис. 1. Верхня та нижня досліджувані ділянки експлуатованих труб:

“в-з” – верх – зовнішній; “в-вн” – верх – внутрішній; “н-вн” – низ – внутрішній; “н-з” – низ – зовнішній.

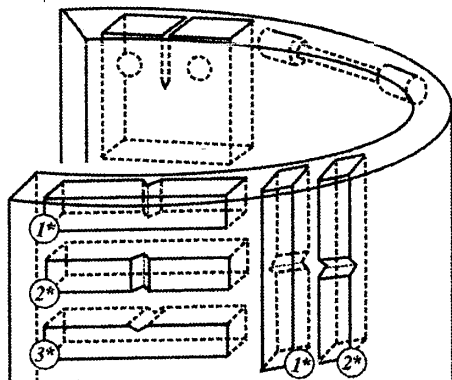


Рис. 2. Схема вирізання заготовок для зразків

В роботі розроблена методична процедура оцінювання впливу експлуатаційної деградації матеріалів і зварних з'єднань магістральних нафтогазопроводів на їх працездатність, тобто на стан конструкції, при якому вона здатна нормально виконувати задані функції (згідно з параметрами, установленними в технічній документації). Якщо ж довготривала експлуатація порушує нормативні значення цих параметрів, то це може призвести до аварійної ситуації.

Працездатність, як складова частина надійності, розглядається як система, що включає працездатність лінійних ділянок нафтогазопроводів, як ланок вказаної системи, а фізико-механічні та електрохімічні характеристики трубних сталей і закономірності їх зміни в часі експлуатації розглядаються як елементи цих ланок.

Загальна картина поведінки фізико-механічних і електрохімічних властивостей трубних сталей за час їх довготривалої експлуатації та взаємозв'язок між ними виявились надзвичайно цікавими, що має велику наукову значимість. Аналітичним шляхом отримати ці результати було неможливо.

Оцінити працездатність за одним окремо взятим показником механічних властивостей трубних сталей практично неможливо, необхідна оцінка всього комплексу характеристик механічних властивостей. Практика проектування трубопроводів потребує знань не тільки їх численних значень, але й співвідношень між собою (парний аналіз).

Методична доцільність аналізу парних взаємозв'язків фізико-механічних і електрохімічних властивостей трубних сталей викликана тим, що при аналізі впливу експлуатаційної деградації на них виявилася характерна особливість: кожна характеристика мала різну чутливість до деградації сталей. Багаточисленні дослідження, проведені в цьому напрямку, дали можливість отримати обширний масив експериментальних даних і провести системний аналіз взаємозв'язків різних властивостей трубних сталей. Для цього в роботі використовували різні методи досліджень.

Основними робочими середовищами слугували: високо мінералізований нейтральний водний розчин з $\text{pH} = 6,2$, який за своїм складом відповідає водному конденсату, що був зібраний в експлуатованому газопроводі зі сталі X52; модельний розчин підтоварної води, приготований збовтуванням однакових об'ємів води та нафти з Надвірнянського нафтопереробного заводу (НПЗ) з наступним відділенням води; підтоварна вода з нафтових резервуарів Надвірнянського НПЗ; нафтоводні системи; дистильована вода; розчин H_2SO_4 ($\text{pH} = 0$) з додаванням 2г/л тіомочевини для наводнювання зразків при дослідженні корозійного та водневого розтріскування трубних сталей, 3%-ний розчин NaCl. В останньому проводили дослідження з впливу pH середовища на корозійно-механічні властивості трубних сталей. Різні значення pH одержували додаванням до цього розчину HCl або NaOH.

Корозійні випробування проводились в автоклавній установці, яка давала можливість встановити вплив різних експлуатаційних чинників (співвідношення хімічних компонентів транспортованого середовища, температури та

тиску) на корозію трубопроводів. Контроль за рівнем температури здійснювався за допомогою хром – алюмінієвої термопари, а за величиною тиску – манометром. Швидкість (проникність) корозії сталей визначали гравіметричним методом.

Описана методика та установка для мікроелектрохімічних досліджень трубних сталей за різних видів навантажень (розтяг, стиск, кручення, циклічний згин). З метою підвищення точності та продуктивності проведення електрохімічних вимірювань вдосконалена конструкція мікроелектрода для електрохімічних вимірювань, на яку отримано патент України.

Статичний розтяг зразків проводили на машині УМ-5А за швидкості деформації 0,06 мм/с, а статичне кручення – на машині МК-2 зі швидкістю деформації ~ 0,3 рад/с. При крученні деформація зростає за лінійним законом від центра до периферії перерізу зразка. Враховуючи ту обставину, що в умовах механічних випробувань на статичне кручення в першу чергу відповідальною за несучу здатність зразка є величина відносного зсуву зовнішніх волокон в момент руйнування θ_n , його визначення проводили за формулою:

$$\theta_n = \frac{\varphi \cdot d}{2(\ell_p + 0,5\ell_o)} \cdot 100,$$

де φ - кінцевий кут повороту зразка на ділянці, що відповідає номінальній довжині його робочої частини ℓ_p , в радіанах; ℓ_o - довжина галтельної ділянки зразка; d - діаметр робочої частини зразка.

Ударну в'язкість трубних сталей визначали на зразках Менаже, Шарпі та з нанесеними у вершині концентраторів втомними тріщинами.

Для визначення твердості НВ трубних сталей використовувався прилад ТК-2.

Для нанесення тріщин на плоских зразках з концентраторами використовували спеціально виготовлену вібраційну установку відцентрового типу. Контроль за кінетикою росту тріщини здійснювали за допомогою катетометра КМ-6. На даній установці проводили також окремі дослідження кінетики поширення тріщин в плоских зразках.

Найбільш широко циклічну тріщиностійкість трубних сталей вивчали на випробувальній машині з жорстким типом навантаження з регульованими частотою, амплітудою та асиметрією циклів. Результати випробувань представлені у вигляді залежностей довжини тріщини, а також швидкості її поширення від числа циклів навантаження. Обробка результатів випробувань здійснювалась за допомогою персонального комп'ютера з використанням пакетів стандартних програм. Всі втомні випробування проводились згідно зі стандартними методичними вказівками.

Для оцінки статичної тріщиностійкості металів нормативними документами рекомендують користуватися критичним коефіцієнтом інтенсивності напружень K_{1C} . Однак трубні сталі характеризуються високою пластичністю, тому коректне значення K_{1C} було отримане нами за випробувань

на розтяг циліндричних зразків з нанесеними осесиметричними втомними тріщинами за температури випробувань 233К. Тому в дослідженнях статичної тріщиностійкості трубних сталей використовували також інші критерії: критичне розкриття тріщини δ_k і J-інтеграл. Параметр δ_k отримували навантаженням балкового зразка з тріщиною методом чотирьохточкового згину, а J-інтеграл – розтягуючи компактні зразки 0,5СТ з попередньо наведеними втомними тріщинами.

Наведена методика попереднього пластичного деформування зразків трубних сталей, яка імітує можливі експлуатаційні перевантаження магістральних трубопроводів (наприклад, при зсувових процесах ґрунтів).

Випробування на корозійне та водневе розтріскування циліндричних зразків діаметром робочої частини 4 мм проводили на машині УМЕ-10Т, додатково оснащеної електрохімічною коміркою, за швидкості деформування $3 \cdot 10^{-4} \text{ с}^{-1}$ або 10^{-6} с^{-1} . Використовували електролітичний спосіб наводнювання за катодної поляризації. Послідовність наводнювання і навантаження зразків в процесі експерименту змінювалась.

Електрохімічні характеристики трубних сталей вивчали за допомогою потенціостатів П-5827М, РС-Про та ПИ-50-1. Вони використовуються як показники корозійної тривкості матеріалу у певному корозивному середовищі та для встановлення механізму корозійного процесу, мають високу чутливість до структурного і напруженого стану металу. Тому використання електрохімічних показників може мати перспективи для технічного діагностування стану матеріалів нафтогазопроводів. В цьому випадку треба рахуватися з тим, що в польових умовах можна визначати електрохімічні характеристики лише поверхні нафтогазопроводів, тоді як деградація металу всередині стінки труби може бути суттєвішою. Для цієї мети використовують потенціал корозії E_{cor} , коефіцієнти Тафеля a_a і a_c , струм при певному анодному потенціалі та струм корозії j_a і j_{cor} відповідно, поляризаційний опір R_p , що й обумовило їх визначення в наших експериментах.

Поведінку водню у металі оцінювали методом вакуумної екстракції та визначенням коефіцієнтів дифузії, а також величини потоку електролітичного водню у деградованому металі.

Визначення фазового складу зразків проводили на рентгенівському дифрактометрі ДРОН-3,0, а парафіністі відклади на внутрішній поверхні нафтопроводу вивчалися на спектрофотометрі "Specord M80" методом ІЧ-спектроскопії.

Для встановлення структурних змін трубних сталей за час їх довготривалої експлуатації користувалися мікроструктурним аналізом, який виконували на оптичному мікроскопі "Neofot-2". Вимірювання величини зерна виконували на мікросвердомірі ПМТ-3. Фрактографічні дослідження проводили на електронних мікроскопах УЭМ-100, EVO4XVP і Hitachi S-2600N.

У третьому розділі вивчали вплив тривалої експлуатації нафтогазопроводів на механічні характеристики статичної та втомної міцності трубних сталей.

Оскільки деградацію властивостей часто пов'язують з деформаційним зміцненням матеріалу, спочатку вивчали вплив екстремально прикладених навантажень (наприклад, при зсуві ґрунтів) на механічну поведінку металу труби.

Вплив пластичної деформації трубних сталей 17Г1С і 20 проявляється незалежно від знаку напружень, які викликають наклеп. Якщо знак пластичної деформації та знак напружень, за яких визначається січний модуль, співпадають, то падіння модуля проявляється не надто сильно і складає 5... 15%. У випадку наклепу протилежного знаку відбувається значне зниження модуля (до 30...40%).

Використання більш складних видів навантаження (в тому числі пульсуючого та знакозмінного циклів) показало суттєву залежність механічних характеристик трубної сталі від залишкової деформації.

Довготривалий відпочинок сталі протягом 3 - 4 тижнів сприяє відновленню її властивостей. Тому такого роду експлуатаційні перевантаження не мають кардинального впливу на механізм деградації трубних сталей. Подано якісне пояснення впливу наклепу на механічні властивості сталей з точки зору дислокаційної структури металу.

Результати випробувань зразків на твердість наведені в таблиці 1. В чисельнику показані характеристики металу труби біля внутрішньої поверхні, а в знаменнику – біля зовнішньої. Позначення Х52(10) відповідає трубі товщиною 10 мм, а Х52(12) – 12 мм.

Таблиця 1

Механічні характеристики досліджуваних сталей

Сталь	τ , роки	Ділянка труби	HRB	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	ψ , %	δ , %	n
17Г1С	-		$\frac{90}{95}$	378	595	79,0	20,2	0,58
	28	Низ	$\frac{86}{86}$	403	590	68,2	20,5	0,73
	29		$\frac{87}{89}$	345	547	71,1	19,6	0,76
	31		$\frac{78}{81}$	419	574	73,8	21,8	0,78
	38		$\frac{78}{79}$	357	520	73,1	25,4	0,97
	40		$\frac{79}{80}$	302	515	69,2	26,3	0,75
Х52	-			$\frac{90}{91}$	355	475	72,9	22,7
Х52(10)	30	Верх	70	335	538	55,0	28,8	0,82
		Низ	66	362	536	54,6	29,7	
Х52(12)		Верх	78	255	460	62,5	22,9	0,74
		Низ	74	268	451	64,4	20,8	

Після довготривалої експлуатації твердість трубних сталей знижується, суттєвіше за останні десять років. Твердість матеріалу біля зовнішнього боку стінки труби трохи вища порівняно з металом біля внутрішнього боку. Це зумовлено, на наш погляд, технологією виготовлення труб, а не довготривалою експлуатацією. Підтвердженням цьому є те, що для вихідного стану матеріалу труби запасу також спостерігається подібна зміна твердості.

Для експлуатованих сталей встановлено, що значення твердості залежить від місця вирізання зразків: верхні фрагменти труб мають вищу твердість, ніж нижні.

Результати дослідження механічних властивостей сталі 17Г1С при крученні наведені в таблиці 2.

Таблиця 2

Механічні характеристики кручення сталі 17Г1С

Механічні характеристики кручення	τ , роки					
	-	28	29	31	38	40
$\tau_{0,3}$, МПа	320	318	312	317	313	312
τ_B , МПа	424	423	412	415	400	395
θ_n , %	172	173	170	170	168	167

Одержані дані свідчать, що з ростом терміну експлуатації характеристики міцності (границя плинності $\tau_{0,3}$ і границя міцності τ_B) та пластичності (відносний зсув θ_n) монотонно спадають. Однак цей спад настільки незначний, що використовувати такий м'який вид випробувань як кручення для оцінки деградації сталей недоцільно. У зв'язку з цим перейдемо до механічних випробувань тривало експлуатованих трубних сталей за більш жорстких видів навантажень. На першому етапі використовуємо для цього статичний розтяг.

Тривала експлуатація трубопроводів суттєво змінила механічні характеристики трубних сталей за розтягу (табл. 1). Якщо матеріал контрольної труби зі сталі 17Г1С володів характеристиками міцності ($\sigma_{0,2}$ і σ_B) дещо вищими за регламентовані, то після експлуатації спостерігалось, насамперед, різке зниження границі плинності. Її значення для експлуатованих 29, 38 і 40 років сталей є нижчими за регламентоване (363 МПа). Зазнала зниження також границя міцності. Проте навіть після 40 років експлуатації вона не виходить за межі регламентованого значення (510 МПа).

Зміни механічних характеристик сталі Х52 після 30-ти років експлуатації аналогічні змінам сталі 17Г1С. Встановлене різке зниження границі плинності сталі Х52 (12), що не відповідає її сертифікату.

Виявлено аномалію у механічній поведінці тривало експлуатованих сталей, що проявилася в зниженні як показників міцності, так і відносного звуження ψ та, перш за все, у різному характері зміни характеристик пластичності (зменшенні ψ та рості δ). У зв'язку з цим показано, що параметр δ

деградованої сталі відображає не тільки її пластичну деформацію, але й розкриття зароджених під час експлуатації великої кількості мікротріщин (рис. 3).

Тому зміну пластичності деградованих сталей можна оцінювати тільки за відносним звуженням ψ , який, до речі, в нормативних документах відсутній. Параметр δ доцільно використовувати як характеристику пошкодженості деградованої сталі та ні в якому випадку як характеристику її пластичності.

З ростом часу експлуатації труб чітко зафіксовано різке збільшення коефіцієнта деформаційного зміцнення сталі n .

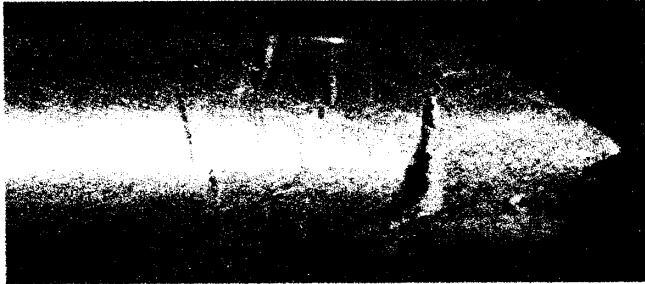


Рис. 3. Характер руйнування експлуатованої трубної сталі

Для оцінки чутливості різних параметрів матеріалу труб до експлуатаційної деградації введемо показник відносних змін Δ , що представляє механічні характеристики тривало експлуатованої сталі 17Г1С, віднесені до їх початкового значення (рис. 4).

За спадом міцності ($\sigma_{0.2}$ і σ_B) важко судити про деградацію сталі в перші 30 років експлуатації. За наступні 10 років вони змінюються відчутніше. Таку ж тенденцію має і параметр δ , однак в сторону збільшення. На наш погляд в цей час відбувається найбільш інтенсивний розвиток дефектності сталі. Водночас показники n і ψ змінюються більше за перші 30 років експлуатації (перший у сторону збільшення, другий – зменшення).

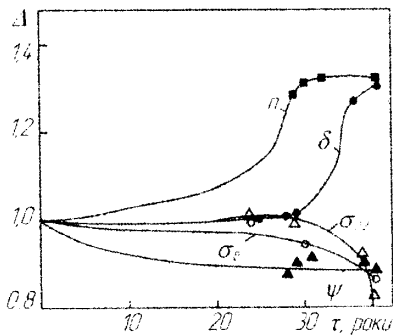


Рис. 4. Залежність показника відносної зміни механічних характеристик сталі 17Г1С від часу експлуатації трубопроводів:
 ▲ – ψ ; ● – δ ; ■ – n ; Δ – $\sigma_{0.2}$; ○ – σ_B .

Ознакою експлуатаційної деградації трубних сталей є також поява на кривій розтягу полицки плинності.

За спадом модуля пружності E важко судити про деградацію сталі впродовж всього часу експлуатації, оскільки він відбувається дуже монотонно, і за 40 років становить тільки 3,5% (рис. 5).

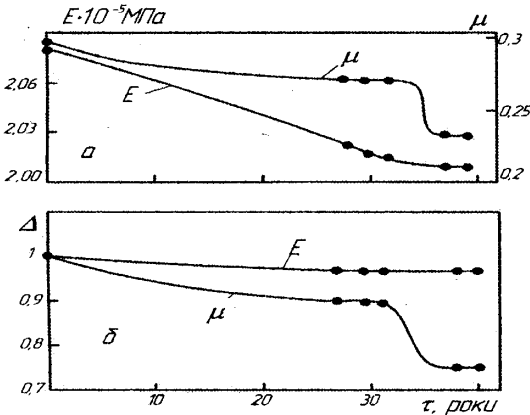
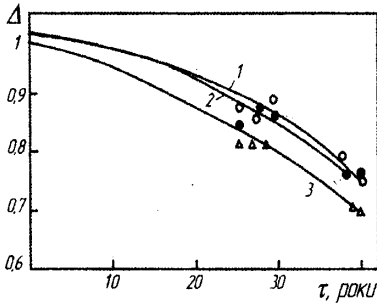


Рис. 5. Динаміка зміни модуля пружності E та коефіцієнта поперечної деформації μ за час експлуатації сталі 17Г1С

Коефіцієнт поперечної деформації μ має більш чітку тенденцію до спаду, а його характер складніший: він має два ступені. Параметр μ визначається за абсолютною величиною відношення поперечного звуження до поздовжнього видовження при розтягу зразка $\mu = \left| \frac{\varepsilon'}{\varepsilon} \right|$. Очевидно, що перший ступінь спаду μ

пов'язаний зі зменшенням параметра ψ в перші роки експлуатації трубопроводу. Після 30 років спостерігається інтенсивний розвиток дефектності матеріалу труби, що проявляється в аномальному зростанні δ і, як наслідок, в появі другого ступеня спаду параметра μ . Проводились також втомні випробування зразків (гладких циліндричних і з концентратором) сталі 17Г1С, вирізаних як з контрольних, так і експлуатованих труб. Оцінка чутливості границь витривалості гладких циліндричних зразків (σ_{-1}) і зразків з концентратором (σ_{-1}^H) до деградації матеріалу проводилась за їх відносними змінами (рис. 6). Паралельно таку ж оцінку виконали для критерія Дакворса $\sigma_B \cdot \psi$. Відомо, чим більш високу міцність має сталь, тим вона чутливіша до надрізів і пошкоджень поверхні. Оскільки під час експлуатації міцність трубної сталі зменшується, то слід очікувати пониження чутливості зразків до надрізів. Однак випробування зразків з концентратором, вирізаних з експлуатованих труб, показали зворотне явище: спад границі витривалості був найбільшим. Тому чутливість показника σ_{-1}^H до деградації сталі – найвища (крива 3 на рис.6). Відносні зміни показників $\sigma_B \cdot \psi$ (крива 1) і границі витривалості σ_{-1} (крива 2) практично повністю корелюють за весь час експлуатації трубопроводів. Це



вказує на те, що за зміною критерію Дакворса можна оцінити спад границі витривалості деградованої сталі.

Рис. 6. Динаміка відносних змін показників витривалості сталі 17Г1С за час експлуатації трубопроводу:

1 - $\sigma_B \cdot \psi$; 2 - σ_{-1} ; 3 - σ_{-1}^H .

Запропоновані аналітичні залежності за допомогою яких можна переходити від одного з методів побудови втомних кривих до інших за асиметричного циклу навантажень.

У четвертому розділі вивчено ударну в'язкість тривало експлуатованих сталей.

Розроблений новий метод статистичної оцінки залежності ударної в'язкості трубної сталі 17Г1С та її складових (роботи зародження та поширення тріщини) від температури випробувань. Підтверджена можливість об'єктивного опису впливу хімічного складу, структури, наклепу та старіння, типу зразків і напрямку їхнього вирізання на схильність сталей до холодноламкості при випробуваннях на ударну в'язкість за допомогою рівняння переходу сталі в крихкий стан.

Результати випробувань трубної сталі 17Г1С на ударну в'язкість за методом Шарпі наведені на рис. 7. Світлі символи відповідають значенням KCV для сталі ближче до внутрішньої поверхні труби, а темні — до зовнішньої.

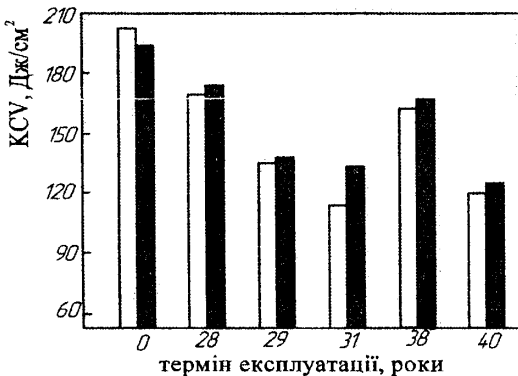


Рис. 7. Вплив терміну експлуатації магістральних газопроводів на ударну в'язкість трубної сталі 17Г1С

Ударна в'язкість виявилася набагато чутливішою характеристикою до тривалої експлуатації сталі 17Г1С порівняно з випробуваннями на розтяг і, тим більше, на кручення. Для експлуатованих сталей величина KCV знизилась

в 1,7 разів порівняно з неексплуатованою. Загалом деградація сталі більше виражена для металу, розміщеного ближче до внутрішньої поверхні труб, а також для їх нижніх ділянок, що підтверджує негативний вплив на механічні властивості матеріалу транспортованого середовища. Деградація сталі зміщує верхній і нижній пороги холодноламкості в сторону вищих температур випробовувань. При тому нижній поріг холодноламкості проявив себе більш чутливою характеристикою. У зв'язку з цим перехідний діапазон температур крихко-в'язкого руйнування звужується. Зменшується також перепад робіт повністю в'язкого та повністю крихкого руйнувань.

Результатами механічних ударних випробовувань і електроннофрактографічного аналізу встановлено, що руйнування зразків з неексплуатованої сталі за кімнатної температури випробовувань відбувається за в'язким механізмом, а експлуатованої сталі за тих же умов – за крихко-в'язким механізмом.

Отже, деградація експлуатованих сталей проявляється, насамперед, в зниженні опору крихкому руйнуванню, який зумовлений спадом його енергоємності.

Перехід до випробовувань зразків з нанесеною втомною тріщиною призводить до ще більшого зміщення нижньої температури холодноламкості в бік вищих значень. При цьому діапазон температур крихко-в'язкого переходу зазнає подальшого звуження. Робота зародження тріщини в залежності від температури випробовувань для експлуатованої сталі майже не відрізняється від такої ж для неексплуатованої сталі. Натомість величина роботи поширення тріщини експлуатованої протягом сорока років сталі зменшується за кімнатної температури випробовувань більш як вдвічі порівняно зі сталлю труби запасу. Отже, в тривало експлуатованих трубних сталях робота поширення тріщини a_2^2 відіграє вирішальну роль у визначенні величини ударної в'язкості KCV. Для наглядності предствимо експериментальні дані з визначення a_2^2 на рис. 8 а. З їх розміщення видно, що холодностійкість експлуатованих сталей падає порівняно з неексплуатованими.

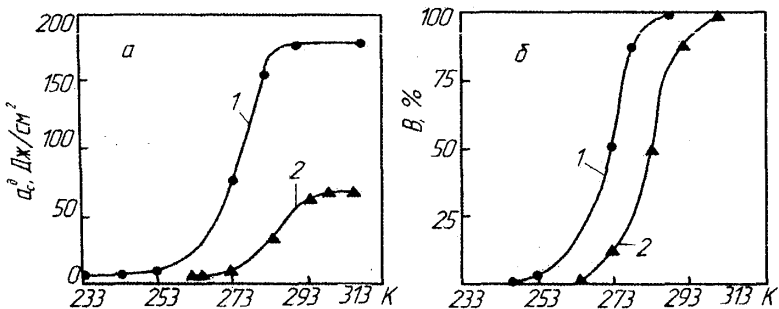


Рис. 8. Залежності роботи поширення тріщини (а) та в'язкої складової (б) в зламах зразків неексплуатованої (1) та експлуатованої (2) сталі 17Г1С від температури випробувань

Серіальні криві в'язкої складової B у зламах сталі 17Г1С також дають добре представлення про характер руйнування неексплуатованого та експлуатованого металу (рис. 8 б). З порівняння рис. 8 а і рис. 8 б видно, що серіальні залежності a_c^0 і B мають ідентичні розміщення та температурні інтервали. Цього і слід було чекати, оскільки a_c^0 і B відображають одну сторону руйнування – поширення тріщини. Значення критичних температур, визначені для цих параметрів, значно вищі, ніж за серіальними кривими ударної в'язкості.

З ростом величини радіуса надрізу зразок в більшій мірі характеризує опір сталі зародженню тріщини. Опір металу поширенню тріщини є найважливішою характеристикою в'язкості, оскільки він визначає здатність до переходу з в'язкого стану в крихкий. З цієї точки зору випробування зразків з надрізами, у вершинах яких створені втомні тріщини, є найбільш показними.

Аналогічні результати отримані нами за випробувань на ударну в'язкість зразків зі сталі X52.

Вивчали також вплив температури випробувань на ударну в'язкість та її складові (роботу зародження та поширення тріщини) неексплуатованої та експлуатованої трубної сталі X52. Як видно з рис. 9а ударна в'язкість експлуатованої сталі X52 (12) – низ знизилась порівняно з неексплуатованою приблизно на 40%. В той же час спад роботи зародження тріщини становив лише 17%, а робота поширення тріщини зменшилась майже вдвічі. Отже, зменшення величини KCV експлуатованої сталі пов'язане основним чином зі спадом її роботи поширення тріщини. Пониження температури випробувань на 40К призводить до спаду KCV неексплуатованої сталі приблизно на 17%. При цьому робота зародження тріщини залишалась практично на тому ж рівні. Отже даний спад KCV знову пов'язаний із зменшенням a_c^0 , хоча воно в даному випадку не суттєве. Найбільш різке пониження ударної в'язкості спостерігається для експлуатованої сталі. Її величина зменшилась втричі (рис. 9б).

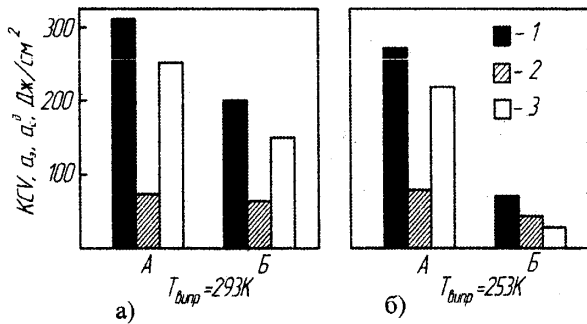


Рис. 9. Ударна в'язкість (1), робота зародження (2) та поширення (3) тріщини за ударних випробувань сталей X52(A) і X52(12) – низ (Б) вздовж твірної труби (орієнтація надрізу 1°) за температур 293К (а) і 253К (б)

Складові ударної в'язкості змінилися наступним чином: робота зародження тріщини спала на 33%, а робота поширення тріщини – в 4,3 разів. Це означає, що з пониженням температури випробувань чутливість ударної в'язкості та, особливо,

роботи поширення тріщини до оцінки деградації механічних властивостей трубних сталей підвищується. Враховуючи високу чутливість роботи поширення тріщини до деградації трубних сталей даний параметр доцільно ввести в нормативні документи.

Тривала експлуатація нафтопроводу різко знижує ударну в'язкість його імпортованої сталі типу 10ГС. Для металу верхньої ділянки труби вона майже вдвічі менша (95 Дж/см^2), ніж у вихідному стані (180 Дж/см^2). За випробувань нижньої ділянки труби визначити ударну в'язкість було неможливо, оскільки відбувалося розшарування металу вздовж твірної труби, що свідчить про наводнювання сталі трубопроводу в донній воді та важливу роль водню у деградації сталей нафтопроводів.

Вплив експлуатаційної деградації на тріщиностійкість трубних сталей розглянуто у **п'ятому розділі**.

Встановлено, що після 28-річної експлуатації магістральних нафтопроводів із сталі 17Г2С їх фізико-механічні характеристики значно погіршуються.

Результати експериментальних досліджень компактних зразків у нафті показали, що статична тріщиностійкість цієї сталі експлуатованої труби становить тільки 79% статичної тріщиностійкості вихідного матеріалу.

Характеристики циклічної тріщиностійкості для експлуатованої та неексплуатованої сталі 17Г2С одержані також за випробувань зразків у нафті. Порівняння кінетичних діаграм втомного руйнування (КДВР) для матеріалу низу і верху експлуатованої труби свідчить про те, що нижня частина труби зазнала більш суттєвої деградації. Тому подальші співставлення характеристик в'язкості руйнування з вихідним матеріалом будемо проводити тільки для нижньої частини труби.

Зміну опірності деградованого матеріалу втомному руйнуванню оцінювали за спадом нижнього порогового значення коефіцієнта інтенсивності напружень K_{th} і верхнього критичного значення K_{fc} , а також ростом швидкості поширення втомної тріщини в середній ділянці КДВР. Якщо зниження порогового коефіцієнта інтенсивності напружень для деградованого матеріалу становить 11%, то параметр K_{fc} зазнав спаду тільки на 7,9%. Отже, характеристика K_{th} більш чутлива до деградаційних процесів сталі 17Г2С. Швидкість росту втомної тріщини зростає на 60%, а це призводить до спаду загального залишкового ресурсу магістрального нафтопроводу в 1,6 разів.

Провели оцінку експлуатаційної деградації трубної сталі 17Г1С за параметром K_{Ic} . Показано, що за температур випробувань вищих за 240К оцінку тріщиностійкості рекомендовано проводити за δ_k – критерієм, оскільки значення K_{Ic} стають недостоірними. Тому температурні випробування сталі 17Г1С у вихідному стані та після 40 років експлуатації були проведені за двома критеріями в'язкості руйнування – K_{Ic} і δ_k .

Оцінку чутливості параметрів K_{Ic} і δ_k матеріалу труб до експлуатаційної деградації виконали через показник змін Δ , що представляє характеристики в'язкості руйнування тривало експлуатованої сталі 17Г1С, віднесені до їх початкового значення. Отримані результати свідчать про високу чутливість параметрів K_{Ic} і δ_k до експлуатаційної деградації сталі 17Г1С, причому вона

різко зростає з пониженням температури випробування.

Тривала експлуатація сталей змінювала також характер діаграм руйнування балкових зразків з нанесеними втомними тріщинами та частку в'язкого зламу в перерізі зразків. Ці зміни вказували на окрихчення металу труби.

Електроннофрактографічний аналіз виявив на поверхнях зламів зразків з тріщинами специфічну мікробудову — зону витяжки, яка слідує за ділянкою втомного поширення тріщини. Спільно з к.т.н. Рудком В.П. встановили лінійний зв'язок між δ_k і шириною зони витяжки \bar{a} для сталі труби запасу. З рис. 10 видно, що така ж лінійна залежність існує і для тривало експлуатованої сталі 17Г1С. Тому для аналітичної оцінки δ_k^a деградованої сталі запропоноване співвідношення :

$$\delta_{кв}^a = \frac{(1 - \mu_0^2) \cdot \sigma_{0,2}^0}{B_0 \cdot E^0} (\bar{a}^0 + A_0),$$

де $\sigma_{0,2}^a$ - границя плинності деградованої сталі,

E^0 і μ_0 - модуль пружності і коефіцієнт поперечної деформації деградованої сталі відповідно,

\bar{a}^0 - усереднена ширина зони витяжки деградованої сталі,

A_0 і B_0 - постійні матеріалу деградованої труби.

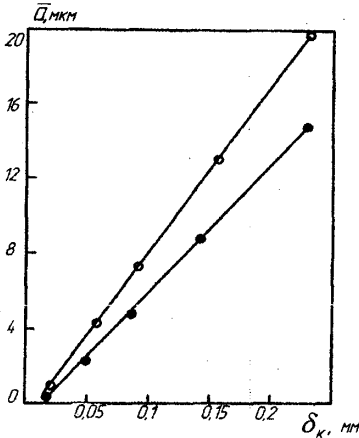


Рис. 10. Залежність ширини зони витяжки \bar{a} від δ_k при зміні температур випробувань для сталі 17Г1С:
зразки вирізані з контрольних (○) і експлуатованих (●) труб.

Отже, висока пластичність трубних сталей не дає змоги визначити їх статичну тріщиностійкість за параметром K_{Ic} . Справа в тому, що методи лінійної механіки руйнування є коректними тільки за обмеженої величини зони пластичної деформації у вершині тріщини. Використання в даному випадку δ_k -критерію, який визначається методами нелінійної механіки руйнування, усуває даний недолік. Крім δ_k -критерію виконати коректну оцінку статичної тріщиностійкості високо пластичних трубних сталей можна також методом J -інтегралу. Оцінювали критичне значення J -інтегралу за моментом початку поширення тріщини J_{Ic} і за невеликого стабільного приросту тріщини на 0,2 мм $J_{0,2}$.

На рис. 11 наведені кількісні дані параметрів тріщиностійкості J_{Ic} і $J_{0,2}$

сталі 17Г1С для труби запасу та експлуатованого впродовж 40 років металу. На ньому ж для порівняння характеристик тріщиностійкості, визначеними за різними методами, представлені також значення критичного розкриття тріщини δ_k .

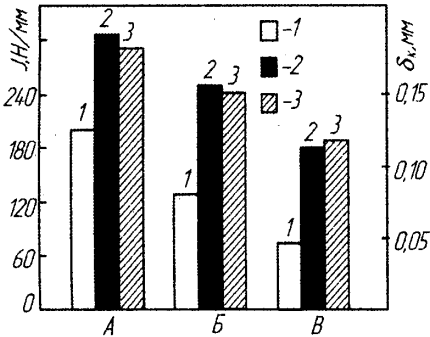


Рис. 11. Параметри тріщиностійкості J_{Ic} (1), $J_{0.2}$ (2) і δ_k (3) сталі 17Г1С: труба запасу (А); зовнішня (Б) та внутрішня (В) поверхні експлуатованої впродовж 40 років труби.

Тривала експлуатація призводить до значного спаду всіх характеристик короточасної тріщиностійкості матеріалу труби. Цей спад оцінювали відношенням параметру тріщиностійкості деградованої сталі до відповідного параметру сталі у вихідному стані (табл. 3).

Всі три показники тріщиностійкості показали найнижчі значення для металу, розміщеного ближче до внутрішньої поверхні стінки труби. Це свідчить про те, що саме внутрішні шари стінки труби зазнають найінтенсивнішу деградацію. Такий ефект, очевидно, пов'язаний з транспортуванням середовища, яке сприяє наводнюванню сталі зсередини труби.

Таблиця 3

Оцінка спаду характеристик тріщиностійкості експлуатованої впродовж 40 років сталі 17Г1С

Параметр	J_{Ic}^0 / J_{Ic}	$J_{0.2}^0 / J_{0.2}$	δ_k^0 / δ_k
Зовнішня поверхня	0,6	0,8	0,81
Внутрішня поверхня	0,35	0,57	0,63

Найчутливішим до деградації трубної сталі 17Г1С виявився показник J_{Ic} .

Розроблений спосіб нанесення осесиметричних вихідних втомних тріщин на циліндричних зразках, вирізаних з тривало експлуатованих труб і призначених для оцінки тріщиностійкості (K_{Ic}) трубних сталей, на який виданий патент України на винахід. Дані рекомендації щодо використання таких зразків для коректної оцінки параметра K_{Ic} трубних сталей.

Шостий розділ присвячений вивченню впливу тривалої експлуатації нафтогазопроводів на зміну корозійно-механічних і електрохімічних показників трубних сталей.

Після тривалої експлуатації внутрішня поверхня корозуючого металу газопроводів пошкоджена багаточисленими пітингами та виразками зосередженими, здебільшого, у нижніх фрагментах труб. Досліджувані ділянки були покриті плівкою продуктів корозії, яка мала два шари. Перший шар представляє собою компакту чорну плівку з сильною адгезією до основного металу; другий – зовнішній коричневий пористий шар. Такі корозійні пошкодження вказують на підвищену агресивність робочих середовищ в місцях, де збирався водний конденсат товарного газу.

Опираючись на результати корозійних досліджень у статичному модельному розчині водного конденсату та за перемішування середовища, а також електрохімічної поведінки трубних сталей встановлено, що корозійна тривкість сталей труб запасу є помітно вищою порівняно з металом експлуатованих труб, що свідчить про експлуатаційну деградацію трубних сталей.

Для оцінки впливу експлуатаційної деградації на корозійну тривкість трубної сталі газопроводів корозійні випробування необхідно проводити за перемішуванням корозійно активного середовища.

Чутливість електрохімічних показників до деградації трубних сталей у модельному розчині водного конденсату зростає у такому порядку: потенціал корозії E_{cor} , коефіцієнти Тафеля b_a і b_c , струм при певному анодному потенціалі та струм корозії J_a і J_{cor} відповідно, а також поляризаційний опір R_p (рис.12).

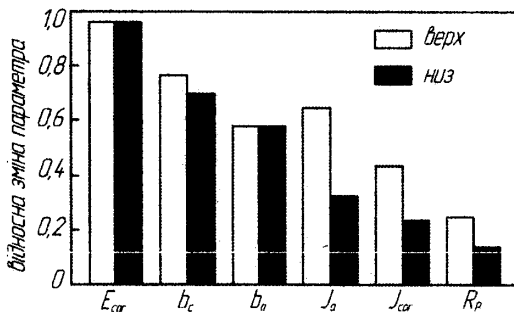


Рис. 12. Вплив тривалої експлуатації на електрохімічні характеристики сталі 10GS, віднесені до їх початкового значення

Встановлена велика різниця в електрохімічних показниках верхніх і нижніх фрагментів труб газопроводів. Низ труби має приблизно в два рази нижчі показники поляризаційного опору сталі X52 порівняно з верхньою ділянкою.

Вивчено вплив різних робочих середовищ за різних концентрацій агресивних домішок в газі, температур і тисків на кількісні характеристики інтенсивності внутрішньої корозії неексплуатованої та експлуатованої впродовж сорока років сталі 17Г1С.

На родовищах, у продукції свердловин яких виявлені вуглекислота та органічні кислоти, неприпустимо обмежуватись тільки визначенням величини парціального тиску CO_2 , а необхідно проводити дослідження водних конденсатів для встановлення концентрації кислот і значень рН.

На внутрішній поверхні нафтопроводу спостерігали відклади, що склалися з двох шарів. Перший шар – це оксиди заліза різного ступеня окислення та оксиди кремнію. В другому шарі виявлені суміші аліфатичних вуглеводнів нормальної та розгалуженої будови (C_{14} - C_{16}), аліфатичних амінів і нітросполук. Мікробіологічний аналіз виявив у відкладах вуглеводеньокислюючі (ВОБ) та залізовідновлюючі (ЗВБ) бактерії. Бактерій типу сірки у нашому дослідженні не виявлено.

Внутрішня поверхня труби нафтопроводу після 28-річної експлуатації мала локальні корозійні пошкодження: на верхніх фрагментах зафіксовані поодинокі пітинги, а на нижніх – скупчення пітингів і виразок.

Показано, що наявність підтоварної води в нафто-водній суміші є основною причиною корозійних пошкоджень внутрішньої поверхні труби. Встановлено, що понижена корозійна тривкість експлуатованої впродовж 28 років трубної сталі в середовищі донної води, порівняно з вихідною сталлю, є наслідком її деградації. Особливу чутливість до деградації проявили нижні фрагменти труби. У нафто-водній системі, що перемішується, корозійна тривкість трубної сталі як експлуатованої, так і вихідної практично не відрізняється. За відсутності перемішування експлуатована сталь корозує в 1,5...1,7 разів швидше.

Електрохімічні характеристики, особливо густина струму корозії та поляризаційний опір, виявили достатньо високу чутливість до експлуатаційної деградації трубних сталей, а це відкриває перспективи розроблення на їх основі електрохімічних експрес-методів оцінки стану тривало експлуатованих трубопроводів.

З використанням методу вакуумної екстракції встановлено, що з деградованого металу виділяється, з одного боку, в 1,5 – 2 рази більше залишкового водню, а з іншого – в основному його високотемпературна фракція (за нагріву при 673 і 873К), тоді як з металу труби запасу – практично тільки низькотемпературна (473К). Це свідчить, що трубній сталі у вихідному стані властиві низькоенергетичні водневі пастки – вакансії та дислокації. Деградація сталі супроводжується збільшенням глибини водневих пасток, а також зменшенням коефіцієнтів дифузії та величини потоку електролітичного водню. Найвищу деградацію металу виявлено поблизу внутрішньої поверхні нижньої частини труби, що свідчить про агресивну роль транспортованого середовища.

Вивчено механізм зародження мікротріщин, їх злиття та утворення макротріщини на поверхні зразків сталі 17Г1С (рис. 13).

З рис. 14 видно, що кількість циклів тренування, необхідне для зародження тріщин, для експлуатованої сталі є меншим, ніж для нової сталі в усіх досліджуваних робочих середовищах з різними рН (3,5; 6,7; 9,0).

Однак це зменшення не суттєве (11...13%), а тому даний параметр не доцільно використовувати для оцінки чутливості сталі 17Г1С до деградації.

Швидкість поширення поверхневих тріщин суттєво залежить від рН середовища. Зниження рН середовища з 9 до 6,7 при певному числі циклів тренування призводить до зростання в 7...8 разів швидкості росту тріщини як

для нової, так й експлуатованої сталі. Зауважимо, що експлуатована сталь чутливіша до впливу середовища.

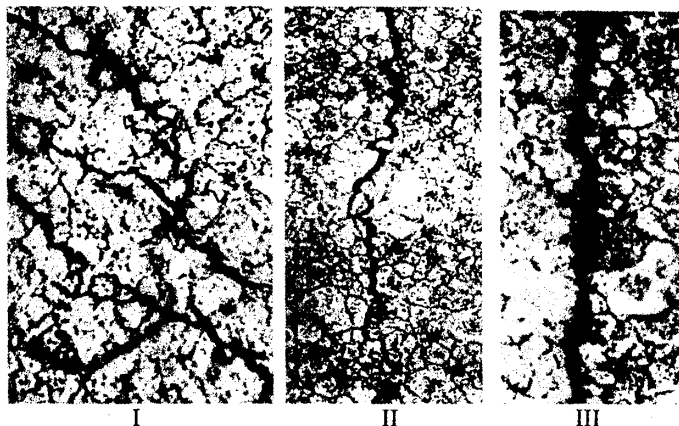


Рис. 13. I – зародження поверхневих тріщин (x500); II – ріст та злиття тріщин (x300); III – утворення мікротріщин (x300)

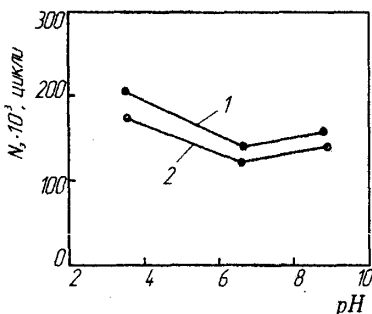


Рис. 14. Залежності кількості циклів тренування N , до зародження поверхневої тріщини в новій (1) і експлуатованій впродовж 40 років (2) сталі 17Г1С від рН середовища

В цьому розділі розглянуті питання деградації властивостей металу зварного з'єднання експлуатованого магістрального трубопроводу.

Тривала експлуатація мало впливає на характеристики міцності металу 33 сталі 17Г1С, але спричиняє деградацію характеристик пластичності, ударної в'язкості (табл. 4), тріщиностійкості (рис. 15) та корозійної тривкості.

Потенціал всіх зон експлуатованого 33 зміщений у від'ємний бік порівняно з вихідним станом. Проте найменше для основного металу (ОМ), а найсильніше для металу шва (МШ). Матеріал зони термічного впливу (ЗТВ) мав проміжне значення. Це вказує на небезпеку появи вибіркової корозії МШ з продовженням експлуатації магістральних трубопроводів.

Механічні властивості різних зон 33 сталі 17Г1С

Зони 33	Стан металу	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	<i>НВ</i>	ψ , %	<i>KCV</i> , Дж/см ²
ОМ	Вихідний	653	796	187	62,5	274/260
	Експлуатований	630	833	192	54	200/159
ЗТВ	Вихідний	651	809	202	61	192/184
	Експлуатований	665	835	207	50	122/86
МШ	Вихідний	753	942	207	51	232/192
	Експлуатований	740	838	187	47	182/100

Примітка: для *KCV* у чисельнику – середні значення результатів випробувань не менше чотирьох зразків, в знаменнику – мінімальні.

З рис.15 видно, що у вихідному стані МШ має більшу величину J_{IC} порівняно з ОМ. 28-річна експлуатація трубопроводу призводить до суттєвого зниження тріщиностійкості сталі 33. Це свідчить про те, що поряд з ударною в'язкістю параметр J_{IC} має високу чутливість до деградації матеріалу 33. Циклічну тріщиностійкість оцінювали за побудовою КДВР. У вихідному стані значення K_{th} МШ вищі за відповідні показники ОМ. Проте після 28-річної експлуатації МШ деградував значно сильніше, ніж ОМ. В результаті значення K_{th} експлуатованого МШ стали нижчими, ніж величини цього ж показника для експлуатованого ОМ. Тому різниця величин K_{th} для неексплуатованого та експлуатованого МШ набагато більша, ніж така ж різниця для неексплуатованого та експлуатованого ОМ. Така тенденція властива МШ за циклічних випробувань в середовищах різної агресивності.

З переходом випробувань від менш агресивних середовищ до більш агресивних (повітря \rightarrow дистильована вода \rightarrow 3%-ний розчин NaCl) циклічна тріщиностійкість неексплуатованого та експлуатованого МШ знижується. Деградоване 33 проявило себе більш чутливим до впливу середовища.

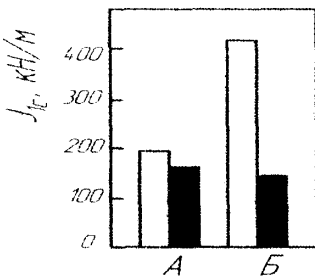


Рис. 15. Статична тріщиностійкість J_{IC} неексплуатованого (білі) та експлуатованого (чорні стовпчики) ОМ (А) і МШ (Б) 33 сталі 17Г1С

У всіх випадках випробувань в різних агресивних середовищах швидкість

росту втомної тріщини деградованого МШ була вищою за контрольний МШ. З підвищенням агресивності середовища швидкість росту втомної тріщини зростає. Найбільше зростання швидкості росту втомної тріщини спостерігалось під час випробовувань експлуатованого МШ в середовищі 3%-ного розчину NaCl, яка була в 1,7 разів вища, ніж за випробувань неексплуатованого МШ на повітрі. Це призводить до спаду загального залишкового ресурсу магістрального трубопроводу в 1,7 разів.

У ґрунтових середовищах, а також водних конденсатах найсильніше метал наводнюватиметься по лінії сплаву (ЛС). За появи корозійних виразок внаслідок вибіркової корозії у зоні МШ можливе ближче до ЛС зародження тріщин за механізмом водневого окрихнення. Подальший їх розвиток від ЛС найімовірніший у ЗТВ, якій властивий найнижчий опір крихкому руйнуванню.

Нааявність водню в робочому середовищі підсилює деградацію зварних з'єднань трубопроводів. Проведені дослідження з оцінки чутливості до водневої крихкості 33 сталі 17Г1С вказали на ефекти, пов'язані з утрудненням воднем пластичної деформації. Якщо в контрольних зразках наводнення середовища призводить до найсуттєвішого окрихнення ОМ і ЗТВ, то в експлуатованих зразках найвразливіший до водневого окрихнення є МШ (рис.16). Найбільшого

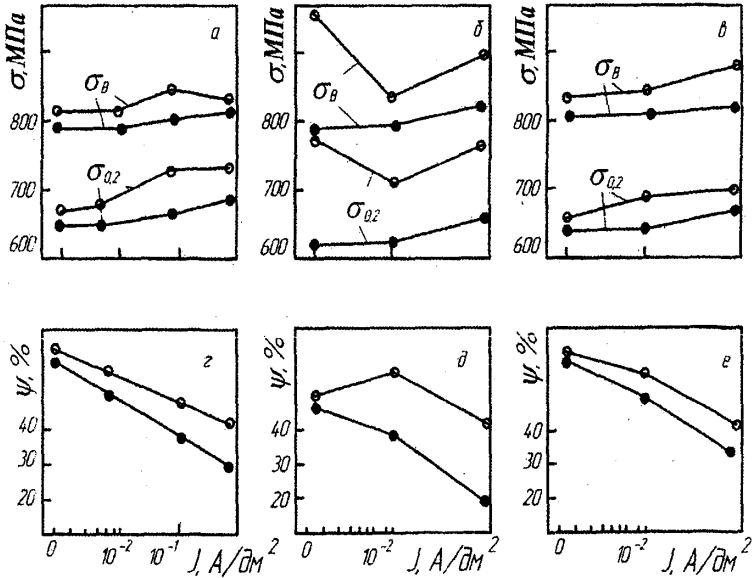


Рис. 16. Вплив наводнювання під час навантаження на характеристики міцності (а-в) та пластичності (г-е) різних зон 33 неексплуатованої (○) та експлуатованої (●) сталі 17Г1С:

а,г – ОМ; б,д – МШ; в,е – ЗТВ.

ступеня окрихчення досягло за електролітичного навантаження зразків під час випробувань розтягом (для неексплуатованих зразків $\psi^H = 40\%$ проти 79% у вихідному стані, для експлуатованих $\psi^H = 20\%$ проти 71%). Це дає можливість за стандартними механічними характеристиками оцінити стан не лише експлуатованого металу шва, але й основного металу, що без наводнення досягти неможливо. Тому для більш точної оцінки технічного стану трубопроводів доцільно у ході випробувань розтягом зразків проводити їх електролітичне наводнювання.

Встановлено високу чутливість електрохімічних показників до структурно-хімічної неоднорідності різних зон ЗЗ, в тому числі таких, які виникають після експлуатаційної деградації та можуть бути не виявленими іншими методами (рис. 17).

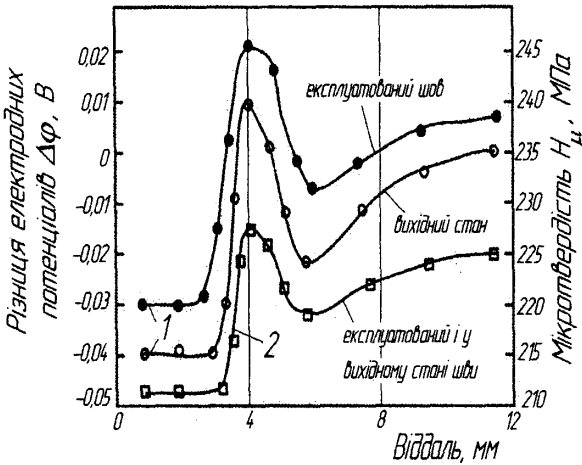


Рис. 17. Розподіл різниці електродних потенціалів (1) і мікротвердості (2) для металу шва, що перебував в експлуатації, та у вихідному стані шва

З рис. 17 видно, що електродні потенціали та мікротвердість у різних зонах ЗЗ суттєво залежать від структурно-хімічної неоднорідності матеріалу. При цьому розподіл електродного потенціалу має характер, аналогічний розподілу мікротвердості.

Незважаючи на виявлене електрохімічним методом окрихчення трубної сталі за час її роботи, мікротвердості ЗЗ у вихідному та експлуатованому станах практично однакові.

Тому за характеристиками мікротвердості матеріалу не можна судити про зміни його стану і, значить, прогнозувати властивості трубних сталей в процесі експлуатації. Втомні випробування проводили на повітрі та в електроліті NACE. Результати досліджень зварних зразків зі сталі 20 свідчать, що середовище зменшує число циклів навантаження до їх руйнування приблизно в 2,5 разів порівняно з випробуваннями на повітрі (табл. 5).

Спостерігався також спад числа циклів до руйнування експлуатованих раніше зразків порівняно з вихідним станом.

Число циклів до руйнування зразків 33 зі сталі 20 за випробувань на втому та корозійну втому

Стан зварного шва	Число циклів до руйнування зразків		Коефіцієнт впливу середовища, $K_c = \frac{N_n - N_c}{N_n} \cdot 100\%$
	Повітря, N_n	NACE, N_c	
Вихідний	562900	218600	61,2
Після експлуатації	511000	216100	57,7

Отже, наведені вище результати досліджень свідчать про високу чутливість електрохімічних показників до структурно-хімічної неоднорідності різних зон 33, в тому числі таких, які виникають після експлуатаційної деградації та можуть бути не виявленими іншими методами. Це вказує на перспективність використання електрохімічних методів досліджень для неруйнівного контролю стану металу трубопроводу в процесі його експлуатації.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ

За результатами виконання дисертаційної роботи сформульований системний підхід до досліджень тривало експлуатованих трубопровідних сталей і їх зварних з'єднань, за допомогою якого вирішено важливу науково-прикладну проблему з оцінювання загальних закономірностей деградації механічних, корозійних і корозійно-механічних властивостей сталей магістральних нафтогазопроводів, що ґрунтується на таких найважливіших наукових і практичних результатах:

1. Виявлено аномалію у механічній поведінці тривало експлуатованих трубопровідних сталей, що проявляється в зменшенні твердості та міцності за одночасного зниження опору крихкому руйнуванню та відносного зрушення, а також у різному характері зміни показників пластичності (зменшенні ψ та рості δ). Деградація металу проявляється не тільки у деформаційному старінні, а й в інтенсивному розвитку пошкоджуваності (дефектності) на мікро- і суб-мікрорівнях. Механічними випробуваннями, електроннофрактографічними та рентгенографічними дослідженнями показано, що загалом деградація сталей інтенсивніша у нижній частині труби і ближче до її внутрішньої поверхні, що демонструє вплив транспортованого середовища і підтверджує негативну роль абсорбованого металом водню.

2. Експлуатаційну деградацію металу ефективніше визначати за більш жорстких умов навантаження (ударна в'язкість, тріщиностійкість), понижених температур, наявності корозивних чи наводнювальних середовищ.

Чутливість електрохімічних показників до деградації сталей зростає в

такому пор'ядку: потенціал корозії E_{cor} , коефіцієнти Тафеля ϵ_c і ϵ_a , струм при певному анодному потенціалі та струм корозії j_a і j_{cor} відповідно, поляризаційний опір R_p .

3. Розроблений новий метод статистичної оцінки залежності ударної в'язкості трубної сталі 17Г1С та її складових (роботи зародження та поширення тріщин) від температури випробовувань. Висока чутливість ударної в'язкості до деградації сталей зумовлена зниженням складової роботи поширення тріщини.

4. Корозійні пошкодження внутрішньої поверхні газопроводів із сталі Х52 після тридцятирічної експлуатації вказують на підвищену агресивність робочих середовищ в місцях, де збирався водний конденсат товарного газу. Понижена корозійна тривкість внутрішньої поверхні труби нафтопроводів, експлуатованої впродовж 28 років, пов'язана з наявністю підтоварної води в нафто-водній суміші. В обох випадках корозійна тривкість сталей труб запасу є помітно вищою порівняно з металом експлуатованих труб, що свідчить про експлуатаційну деградацію трубопровідних сталей. Вивчено вплив різних робочих середовищ за різних концентрацій агресивних домішок в газі, температур і тисків на кількісні характеристики інтенсивності внутрішньої корозії неексплуатованої та експлуатованої впродовж сорока років сталі 17Г1С.

5. Вивчено механізм зародження мікротріщин, їх злиття та утворення макротріщини на поверхні зразків зі сталі 17Г1С. Встановлено, що кількість циклів тренування, необхідна для зародження тріщин, для експлуатованої сталі є меншою, ніж для нової сталі в усіх досліджуваних робочих середовищах з різними рН. Однак це зменшення не суттєве (11...13%), а тому даний параметр не доцільно використовувати для оцінки чутливості сталі 17Г1С до деградації. Швидкість поширення поверхневих тріщин суттєво залежить від рН середовища. Експлуатована сталь чутливіша до впливу середовища.

6. Тривала експлуатація мало впливає на характеристики міцності металу зварних з'єднань сталі 17Г1С, але спричиняє деградацію характеристик пластичності, ударної в'язкості, тріщиностійкості та корозійної тривкості. Потенціал всіх зон експлуатованого зварного з'єднання зміщений у від'ємний бік порівняно з вихідним станом. Проте найменше для основного металу, а найбільше для металу шва, що вказує на небезпеку появи вибіркової корозії металу шва з продовженням експлуатації магістральних трубопроводів. Якщо наводнення контрольних зразків призводить до найсуттєвішого окрихнення основного металу і зони термічного впливу, то в експлуатованих зразках найвразливіший до водневого окрихнення є метал шва. Найбільшого ступеня окрихнення досягло за електролітичного наводнювання зразків при навантаженні розтягом. Встановлено високу чутливість електрохімічних показників до структурно-хімічної неоднорідності різних зон зварного з'єднання.

7. Моніторинг поверхневих дефектів труб недостатній для обґрунтування безпечної експлуатації трубопроводів, якщо не береться до уваги можлива експлуатаційна деградація властивостей сталей. Тому в процесі

виконання роботи розроблений ряд нових методів та засобів для дослідження технічного стану тривало експлуатованих трубопровідних сталей. Деякі з них впроваджені у виробництво. Спосіб оцінки впливу деградаційних процесів механічних властивостей трубних сталей на статичну та циклічну міцність ділянок магістральних газопроводів з дефектами типу тріщин в зонах основного металу та зварних з'єднань труб впроваджений в УМГ "Львівтрансгаз". Розрахунковий економічний ефект становить 573453 грн.

**Список опублікованих праць за темою дисертації
Статті у наукових фахових виданнях**

1. Крижанівський Є. І. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів з позиції δ_c -моделі / Є. І. Крижанівський, В. П. Рудко, О. О. Онищук, Д. Ю. Петрина // Науковий вісник ІФНТУНГ. — 2002. — №2(3). — С. 66-73.
2. Крижанівський Є. І. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів за критичними коефіцієнтами інтенсивності напружень / Є. І. Крижанівський, В. П. Рудко, О. О. Онищук, Д. Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2003. — №1(6). — С. 6-11.
3. Петрина Ю. Д. Вплив наводнювання та попереднього пластичного деформування на тріщиностійкість трубопроводів / Ю. Д. Петрина, О. О. Онищук, Д. Ю. Петрина, І. М. Стоцький // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2003. — №2(7). — С. 102-105
4. Роп'як Л. Я. Мікроелектрохімічна неоднорідність зварних з'єднань трубопроводів при різних видах термічної обробки / Л. Я. Роп'як, О. О. Онищук, Д. Ю. Петрина [та інші] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2003. — №3(8). — С. 131-136.
5. Крижанівський Є. І. Вплив параметрів перекачування сірководневих газів на корозійну тривкість трубної сталі / Є. І. Крижанівський, О. О. Онищук, Д. Ю. Петрина [та інші] // Машинознавство. — 2003. — №6(72). — С. 24-26
6. Петрина Д. Ю. Вплив низькомолекулярних карбонових кислот на вуглекислотну корозію трубних сталей / Д. Ю. Петрина, О. О. Онищук, Я. І. Савчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2004. — №2(11). — С. 28-32.
7. Петрина Д. Ю. Визначення тріщиноотривкості магістральних трубопроводів та їх зварних з'єднань на циліндричних зразках / Д. Ю. Петрина // Методи та прилади контролю якості. — 2004. — №12. — С. 3-7.
8. Цирульник О. Т. Окрихнення сталі магістрального нафтопроводу / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, О. І. Звірко, Д. Ю. Петрина // Фіз.-хім. механіка матеріалів. — 2004. — №2. — С. 125-126.
9. Цирульник О. Т. Чутливість до водневої крихкості зварного з'єднання сталі 17Г1С магістрального газопроводу / О. Т. Цирульник, Є. І. Крижанівський, Д. Ю. Петрина [та інші] // Фіз.-хім. механіка матеріалів. — 2004. — №6. — С. 111-114.

- 10.Петрина Д. Ю. Оцінка довговічності трубопроводів за різних видів втомного навантаження // Д. Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2004. — №4(13). — С. 66–69.
- 11.Крижанівський Є. І. Вплив наводнення на корозійно-механічні властивості зварних швів газопроводів / Є. І. Крижанівський, О. С. Тараєвський, Д. Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2005. — №1(14). — С. 29–34.
- 12.Петрина Д.Ю. Чутливість електрохімічних показників до експлуатаційної деградації зварних з'єднань трубопроводів / Д. Ю. Петрина, О. О. Онищук // Методи та прилади контролю якості. — 2005. — №13. — С. 7–12.
- 13.Петрина Д.Ю. Статистична модель залежності ударної в'язкості трубної сталі 17Г1С від температури випробувань / Д. Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2005. — №4(17). — С. 73–77.
- 14.Крижанівський Є.І. Механічні характеристики пластично деформованої трубної сталі 17Г1С / Є. І. Крижанівський, Д. Ю. Петрина, О. О. Онищук // Машинознавство. — 2005. — №6(95). — С. 35–38.
- 15.Звірко О.І. Особливості корозії та корозійно-механічного руйнування тривало експлуатованих сталей магістральних нафтопроводів / О. І. Звірко, Д. Ю. Петрина, Г. М. Никифорчин [та інші] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2007. — №2(23). — С. 81–86.
- 16.Петрина Д.Ю. В'язкі властивості трубної сталі 17Г1С з добавками рідкісноземельних металів / Д. Ю. Петрина, Д. С. Вуйцік // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2007. — №3(24). — С. 30–34.
- 17.Петрина Д.Ю. Вплив термічної обробки, типу зразків і напрямку їх вирізання на холодноламкість сталей 20 і 17Г1С / Д. Ю. Петрина, Д. С. Вуйцік, Л. Г. Петрина // Наукові нотатки Луцького державного технічного університету. — 2007. — Вип. 20(2). — С. 135–139.
- 18.Цирульник О.Т. Воднева деградація тривало експлуатованих сталей магістральних газопроводів / О. Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, Д. Ю. Петрина [та інші] // Фіз.-хім. механіка матеріалів. — 2007. — №5. — С. 97–104.
- 19.Петрина Д.Ю. Оцінка в'язких властивостей трубної сталі 17Г1С за складовими ударної в'язкості/ Д.Ю. Петрина, Д.С. Вуйцік, О.В. Корнута, Л.Г. Петрина//Методи та прилади контролю якості. —2007. — №19. — С. 46–51.
- 20.Крижанівський Є.І. Вплив структурних і механічних чинників на характеристики холодноламкості трубної сталі 17Г1С / Є. І. Крижанівський, Д. Ю. Петрина, Д. С. Вуйцік // Машинознавство. — 2007. — №8(122). — С. 24–28.
- 21.Крижанівський Є.І. Вплив циклічного навантаження на в'язкість руйнування сталей нафтогазового машинобудування / Є. І. Крижанівський, Д. Ю. Петрина, Д. С. Вуйцік // Машинознавство. — 2007. — №11(125). — С. 28–31.

22. Gabetta G. In-service degradation of gas trunk pipeline X52 steel / G. Gabetta, H. M. Nykyforchyn, D. Yu. Petryna [та інші] / Фіз.-хім. механіка матеріалів. — 2008. — №1. — С. 88–99.
23. Петрина Д.Ю. Тріщиностійкість пластично деформованої трубної сталі 17Г1С / Д. Ю. Петрина // Нафтова енергетика. — 2008. — №2(7). — С. 56–60.
24. Петрина Д.Ю. Вплив наклепу розтягом на механічні характеристики трубних сталей 17Г1С і 20 / Д. Ю. Петрина // Машинознавство. — 2008. — №4(130). — С. 30–33.
25. Петрина Д.Ю. Оцінювання експлуатаційної деградації сталей магістральних нафто- і газопроводів / Д. Ю. Петрина, О. І. Звірко, М. І. Греділь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2008. — №4(29). — С. 76–79.
26. Петрина Д.Ю. Вплив експлуатаційних перевантажень на механічні властивості сталей трубопроводів / Д. Ю. Петрина // Науковий вісник ІФНТУНГ. — 2009. — №2(20). — С. 97–107
27. Петрина Ю.Д. Вплив експлуатаційних чинників нафтогазопроводів на циклічну тріщиностійкість сталі 17Г1С / Ю. Д. Петрина, Д. Ю. Петрина, С. С. Вуйцік // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2009. — №3(32). — С. 54–58.
28. Никифорчин Г.М. Деградація властивостей сталей магістральних газопроводів упродовж їх сорокарічної експлуатації / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, Д. Ю. Петрина, М. І. Греділь // Проблемы прочности. — 2009. — №5. — С. 66–72.
29. Никифорчин Г. Вплив експлуатаційної розсіяної пошкодженості на закономірності деградації властивостей конструкційних сталей / Г. Никифорчин, Е. Лунарьська, Д. Петрина [та інші] // Вісник Тернопільського державного технічного університету. — 2009. — Т. 14. — №4. — С. 38–45.
30. Петрина Д.Ю. Експериментальна оцінка механічних властивостей сталі 17Г1С тривало експлуатованих магістральних газопроводів / Д. Ю. Петрина // Науковий вісник ІФНТУНГ. — 2010. — №1(23). — С. 84–91.
31. Петрина Д.Ю. Вплив тривалої експлуатації нафтогазопроводів на умови корозійно-втомного руйнування матеріалу труб / Д.Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2010. — №1(34). — С. 20–25.
32. Петрина Д.Ю. Тріщиностійкість тривало експлуатованих трубних сталей нафтогазопроводів / Д. Ю. Петрина // Науковий вісник ІФНТУНГ. — 2010. — №2(24). — С. 64–72.
33. Петрина Д.Ю. Оцінювання деградації зварних з'єднань сталі 17Г1С магістрального трубопроводу / Д. Ю. Петрина // Науковий вісник ІФНТУНГ. — 2010. — №3(25). — С. 76–85.
34. Петрина Д.Ю. Вплив тривалої експлуатації на корозійну стійкість трубної сталі 17Г1С / Д. Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2010. — №3(36). — С. 17–22.
35. Цирульник О.Т. Деградація властивостей металу зварного з'єднання експлуатованого магістрального газопроводу / О. Т. Цирульник,

В. А. Волошин, Д. Ю. Петрина [та інші] // Фіз.-хім. механіка матеріалів. — 2010. — №5. — С. 55–59.

Патенти

36. Пат. 39303 А Україна, МПК7 G01N27/30. Мікроелектрод для електрохімічних вимірювань/Роп'як Л.Я., Петрина Д.Ю., Шуляр І.О., Кустов В.В., Гусак В.М.; патентовласник ІФНТУНГ. — №2000010334; заявл. 20.01.2000; опубл. 15.06.2001, Бюл. №5.
37. Пат. 85519 Україна, МПК G01N3/20 (2006.01). Спосіб нанесення осесиметричних вихідних втомних тріщин на циліндричних зразках/Петрина Д.Ю., Роп'як Л.Я.; патентовласник ІФНТУНГ. — №2007 05249; заявл. 14.05.2007; опубл. 26.01.2009, Бюл. №2.

Матеріали конференцій

38. Petryna D.Y. Effect of hydrogenation and plastic predeformation on the crack growth resistance of structural steel / D. Y. Petryna, A. D. Markov, Ye. I. Kryzhanivskiy, H. M. Nykyforchyn // Proc. of the 14th Biennial Conference on Fracture, 8–13 September 2002, Cracow, Poland: v. II/III. — Warsaw: University of Technology 2002. — P. 663–668.
39. Петрина Д.Ю. Залежність корозії зварних з'єднань трубопроводів від термічної обробки / Д. Ю. Петрина, О. О. Онишук // Матеріали II Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів «Зварювання та суміжні технології», 25–27 червня 2003р., Київ. — Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, 2003. — С. 33.
40. Kryzhanivskiy Ye. Effect of petroleum-water environments on corrosion resistance of 17Г1С pipeline steel / Ye. Kryzhanivskiy, H. Nykyforchyn, D. Petryna [та інші] / 36. матеріалів Міжнародної наукової конференції, 21–22 жовтня 2004р., Бая-Маре, Румунія. — Бая-Маре: Universitatea de Nord, 2004. — С. 177–184.
41. Никифорчин Г.М. Роль підтоварної води в корозійно-водневій деградації сталі магістрального нафтопроводу / Г. М. Никифорчин, З. В. Слободян, Д. Ю. Петрина [та інші] // Матеріали 8-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України — 2004», 29 вересня — 1 жовтня 2004р., Судак. — К. : Українська нафтогазова академія, 2004. — С. 165–166.
42. Петрина Д.Ю. Схильність зварного з'єднання магістрального газопроводу до водневої крихкості / Д. Ю. Петрина, О. С. Тарасівський, Д. С. Вуйцік // Матеріали III Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих учених та спеціалістів «Зварювання та суміжні технології», 25–27 травня 2005р., Київ. — К. : Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, 2005. — С.110.

43. Kryzhanivskiy Ye.I. The fracture toughness of the hardened cad-wheels / Ye. I. Kryzhanivskiy, D. Yu. Petryna, Yu. D. Petryna, O. O. Onystchuk // 36. матеріалів Міжнародної наукової конференції, 19–20 травня 2006р., Бая-Маре, Румунія. — Бая-Маре: Universitatea de Nord, 2006. — P. 219–224.
44. Nykyforchyn H.M. The fracture peculiarities of trunk pipeline steels after their long term service / H. M. Nykyforchyn, O. T. Tsyruhnyk, D. Yu. Petryna and M. I. Hredil // Proc. of the international conference on crack paths, 14–16 September 2006, Parma, Italy. — Parma, 2006. — Paper №61.
45. Петрина Д.Ю. Тріщиностійкість пришовної зони зварних з'єднань магістральних газопроводів / Д. Ю. Петрина, Д. С. Вуйцік // Матеріали IV Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих учених та спеціалістів «Зварювання та суміжні технології», 23–25 травня 2007р., Київ. — К.: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, 2007. — С.54.
46. Петрина Д.Ю. Оцінювання деградації зварних з'єднань магістральних газопроводів / Д. Ю. Петрина, С. С. Вуйцік // Матеріали V Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів «Зварювання та споріднені технології», 27–29 травня 2009р., Київ. — К.: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України, 2009. — С.66.
47. Петрина Д.Ю. Оцінювання деградації сталі 17Г1С тривало експлуатованих магістральних газопроводів/Д.Ю. Петрина, С.С. Вуйцік // «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи»: анотації Міжнародної науково-технічної конференції, 20–23 жовтня 2009р., Івано-Франківськ. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009р. — С.127.
48. Petryna D.Yu. The corrosion-hydrogen degradation of trunk pipeline steels after their long term service / D. Yu. Petryna // The international conference of the carpathian euro-region specialists in industrial systems. 8th edition. Proseedings, 12–14 may 2010, Baia-mare, Romania. — P. 233–238.

АНОТАЦІЯ

Петрина Д.Ю. Вплив експлуатаційної деградації матеріалів і зварних з'єднань магістральних нафтогазопроводів на їх працездатність. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2011.

У дисертації на основі вивчення змін фізико-механічних і електрохімічних властивостей, механізмів руйнування тривало експлуатованих сталей нафтогазопроводів та їх зварних з'єднань вдосконалено існуючі та розроблено нові методи оцінки характеристик деградованого металу з позиції його подальшої працездатності.

Виявлено аномалію у механічній поведінці тривало експлуатованих сталей, що проявляється в зменшенні твердості та міцності за одночасного зниження опору крихкому руйнуванню та відносного звуження і в різному

характері зміни показників пластичності (зменшенні ψ і рості δ).

Найефективніше експлуатаційна деградація трубних сталей проявляється за більш жорстких умов навантаження, понижених температурах, наявності агресивних середовищ. Вона помітно погіршує електрохімічні характеристики, особливо поляризаційний опір.

Розроблений новий метод статистичної оцінки залежності ударної в'язкості трубної сталі 17Г1С та її складових від температури випробувань. Висока чутливість ударної в'язкості до деградації сталей зумовлена зниженням складової роботи поширення тріщини.

Встановлено, що періоди зародження та докритичного росту корозійно-механічної тріщини є меншими для експлуатованої сталі порівняно з новою.

Тривала експлуатація спричиняє деградацію характеристик пластичності, ударної в'язкості, тріщиностійкості та корозійної тривкості зварних з'єднань.

Ключові слова: магістральний нафтогазопровід, зварне з'єднання, деградація, трубна сталь, механічні та корозійні властивості, воднева крихкість, залишковий ресурс.

АННОТАЦИЯ

Петрина Д.Ю. Влияние эксплуатационной деградации материалов и сварных соединений магистральных нефтегазопроводов на их работоспособность. – Рукопись.

Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук по специальности 05.15.13 – трубопроводный транспорт, нефтегазохранилища. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2011.

В диссертации опираясь на изучение изменений физико-механических и электрохимических свойств механизмов разрушения длительно эксплуатируемых сталей нефтегазопроводов и их сварных соединений усовершенствовано существующие и разработано новые методы оценки характеристик деградированного металла с точки зрения его дальнейшей работоспособности. Многочисленные исследования, проведенные в этом направлении, предоставили возможность получить обширный массив экспериментальных данных и провести системный анализ взаимосвязей различных свойств трубных сталей.

Выявлено аномалию в механическом поведении длительно эксплуатируемых сталей, что проявляется в уменьшении твердости и прочности при одновременном снижении сопротивления хрупкому разрушению и относительного сужения, а также в разном характере изменения показателей пластичности (уменьшении ψ и росте δ). Механическими испытаниями, электроннофрактографическими и рентгенографическими исследованиями показано, что деградация сталей более интенсивна в нижней части трубы и ближе к её внутренней поверхности. Это демонстрирует отрицательное влияние транспортирующей среды на материал трубопровода и подтверждает общеизвестную отрицательную роль абсорбированного металлом

водорода. В эксплуатируемом металле трубопровода объём остаточного водорода примерно в два раза выше, чем в материале трубы запаса.

Наиболее эффективно эксплуатационная деградация трубных сталей проявляется при более жёстких условиях нагрузки, пониженных температурах, наличии агрессивных сред. Она существенно ухудшает электрохимические характеристики, в первую очередь поляризационное сопротивление.

Для трубной стали 17Г1С предложен метод статистической оценки зависимости ударной вязкости трубной стали и её составляющих (работы зарождения и распространения трещины) от температуры испытаний. Высокая чувствительность ударной вязкости к деградации сталей обусловлена более сильным снижением работы распространения трещины по сравнению с работой её зарождения.

Пониженная коррозионная стойкость внутренней поверхности эксплуатационных труб газопроводов связана с наличием водного конденсата товарного газа, а нефтепровод – подтоварной воды в нефте-водной смеси.

Деградация стали уменьшает периоды зарождения и докритического роста коррозионно-механической трещины.

Длительная эксплуатация вызывает сильную деградацию характеристик пластичности, ударной вязкости, трещиностойкости и коррозионной стойкости сварных соединений. На характеристики их прочности она влияет слабо. Если наводороживание контрольных образцов с труб запаса производит наиболее сильное охрупчивание основного металла и зоны термического влияния, то в эксплуатируемых образцах наиболее уязвимым к водородному охрупчиванию есть материал шва. Установлено высокую чувствительность электрохимических показателей к структурно-химической неоднородности различных зон сварного соединения.

Мониторинг поверхностных дефектов труб недостаточный для обоснования безопасной эксплуатации трубопроводов, если не брать во внимание возможную эксплуатационную деградацию свойств сталей. Поэтому в работе разработан ряд новых методов и средств для исследования технического состояния длительно эксплуатируемых трубных сталей.

Ключевые слова: магистральный нефтегазопровод, сварное соединение, деградация, трубная сталь, механические и коррозионные свойства, водородная хрупкость, остаточный ресурс.

ANNOTATION

Petryna D. Yu. The influence of steel and weld joints operating of main oil and gas pipelines on their durability.

Thesis for Doctor's Degree of Science (Engineering) in specialty 05.15.13. – pipeline transportation, oil and gas storages, - Ivano – Frankivsk national technical university of oil and gas, Ivano – Frankivsk, 2011.

In the thesis on the basis of study of physico-mechanical and electrochemical in properties and destruction mechanisms of the long-term operating steel of oil and gas pipelines the existing methods of assessment of degradation metal from the

viewpoint of its durability were improved and developed were the new ones.

The abnormality in the mechanical behavior of long-term operating steel has been revealed that results in hardness and toughness decrease at simultaneous reduction of resistance to brittleness destruction and relative contraction and in a different mode of changes of plasticity indices (lowering ψ and increasing δ).

The most efficient pipeline steel operating degradation is revealed at more severe loading conditions, decreased temperatures and the availability of corrosive medium. It significantly worsens electrochemical characteristics, particularly resistance to polarization.

Developed was, the new method of statistical assessment of dependence of impact toughness of pipeline steel 17Г1С and its components upon the testing temperature. High sensitivity of impact toughness to steel degradation is due to such operational component as crack expansion.

It has been determined that the periods of corrosive-mechanical crack nucleation and its subcritical growth are shorter for operating steel in comparison with the newly made.

The long-term operation leads to degradation of characteristics of plasticity, impact toughness, crack growth resistance and corrosive resistance durability of welded joints.

Key words: main oil and gas pipeline, welded joint, degradation, pipe steel, mechanical and corrosion properties, hydrogen brittleness, remaining resource.