

## АНАЛІЗ КОРОЗІЙНОГО РУЙНУВАННЯ ВНУТРІШНІХ ПОВЕРХОНЬ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ

<sup>1</sup>Ю.Д. Петрина\*, <sup>2</sup>М.М. Гоголь, <sup>1</sup>Д.Ю. Петрина, <sup>1</sup>В.М. Гоголь, <sup>3</sup>П.Я. Сидор

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727184,  
e-mail: tngm@nimg.edu.ua

<sup>2</sup>«Чернігівнафтогазгеологія»; 17500, Чернігівська обл., м. Прилуки, вул. Вокзальна, 1,  
тел. (04637) 33163, e-mail: magisha@bigmir.net

<sup>3</sup>Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України; 79601, м. Львів, вул. Наукова, 5,  
тел. (0322) 632133, e-mail: nykufor@ipm.lviv.ua

Корозія металу – це одна із багатьох причин виходу з ладу обладнання для зберігання нафти. Нафтова промисловість за втратами внаслідок корозії займає одне з перших місць серед інших галузей народного господарства України. Значні корозійні ураження на поверхні такого обладнання є серйозним застереженням до його подальшої безпечної експлуатації. Водночас необхідно також враховувати можливу деградацію властивостей металу впродовж його тривалої експлуатації, що проявляється у зниженні працездатності цих важливих об'єктів промисловості.

Тому в даній роботі подано виконаний аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь ємності ПЕ 200-16ГС, установленій на ГЗУ-Богдани, а також резервуара РВС-1000№1 Надвірнянського нафтопереробного заводу залежно від стану нафтопродуктів і експлуатаційних умов.

Встановлено основні чинники, які суттєво впливають на характер корозійного руйнування цього обладнання. Це – розподіл фаз складових нафтопродукту, їх фізично-механічні властивості, вміст в робочому середовищі механічних домішок, кислотність середовища тощо.

Показано, що дефекти, виявлені при технічному огляді буферної ємності ПЕ 200-16ГС, установленій на ГЗУ-Богдани, часто мають постійний характер, пов'язаний з її конструкцією та характером роботи.

Ключові слова: нафтові резервуари, буферна ємність, корозія, тривала експлуатація, деградація сталі, наводнюване середовище.

Коррозия металла - это одна из многих причин выхода из строя оборудования для хранения нефти. Нефтяная промышленность за потерями вследствие коррозии занимает одно из первых мест среди других отраслей народного хозяйства Украины. Значительные коррозионные поражения на поверхности такого оборудования является серьезным предостережением к его дальнейшей безопасной эксплуатации. Вместе с тем необходимо также учитывать возможную деградацию свойств металла в течение его длительной эксплуатации, проявляется в снижении работоспособности этих важных объектов промышленности.

Поэтому в данной работе представлен выполненный анализ коррозионного разрушения внутренних поверхностей емкости ПЭ 200-16ГС, установленной на ГЗУ-Богданы, а также резервуара РВС-1000№1 Надворнянского нефтеперерабатывающего завода в зависимости от состояния нефтепродуктов и эксплуатационных условий.

Установлены основные факторы, которые существенно влияют на характер коррозионного разрушения этого оборудования. Это – распределение фаз, составляющих нефтепродукта, их физико-механические свойства, содержание в рабочей среде механических примесей, кислотность среды и т. д.

Показано, что дефекты, обнаруженные при техническом осмотре буферной емкости ПЭ 200-16ГС, установленной на ГЗУ-Богданы, часто имеют постоянный характер, связан с ее конструкцией и характером работы.

Ключевые слова: нефтяные резервуары, буферная емкость, коррозия, длительная эксплуатация, деградация стали, водородная среда.

Metal corrosion is one of the many reasons for the failure of equipment for oil storage. According to the rate of losses caused by corrosion oil industry is on the first places among other sectors of Ukrainian economy. Significant corrosive damages on the surface of such equipment are a serious warning for its further safe operation. However, it is also necessary to consider the possible degradation of the metal properties during its long operation, which manifests itself in decreased performance of these critical facilities of the industry.

Therefore, this paper presents the analysis of corrosive destruction of internal surfaces of the capacity PE 200-16HS installed on HZU-Bogdany as well as of the reservoir RVS-1000№1 of the Nadvirna Oil Refinery depending on the oil product and operation conditions. The main factors that significantly affect the nature of the equipment corrosive destruction were determined. These include the following: distribution of the oil product phase components, their physical and mechanical properties, content of the mechanical admixtures in the working environment, acidity of the environment etc.

It is shown that the defects discovered during technical inspection of the buffer capacity PE 200-16GS installed at the GZU-Bogdany, are often of permanent nature, which is associated with its construction and nature of work.

Keywords: oil tanks, buffer capacity, corrosion, long operation life, steel degradation, hydrogen environment.

Однією з основних причин виходу з ладу обладнання для зберігання нафти є корозія металу. В роботі [1] встановлено, що найінтенсивніше кородує внутрішня поверхня. До 40% всіх випадків корозійних відмов вертикальних сталевих резервуарів стосуються покрівлі, а інші відмови припадають на нижні пояси та дно, які контактують з підтоварною водою. Тріщини найчастіше виникають на дні або уторному шві резервуару.

За втратами внаслідок корозії нафтова промисловість займає одне з перших місць серед інших галузей народного господарства [2, 3]. Корозійне руйнування нафтопроводів та нафто-сховищ спричиняє не тільки втрати сировини, але і великі матеріальні втрати, обумовлені простим численним промислових підприємств, забрудненням навколишнього середовища.

Успішне забезпечення безперебійності роботи сталевих конструкцій неможливе без збереження ефективного використання обладнання та дотримання його технологічної безпеки [4-6].

Сучасний стан нафтогазової галузі України характеризується такими особливостями:

- понад 70% обладнання відпрацювало нормативний термін експлуатації або близьке до повного вичерпання технічного ресурсу;

- більшість обладнання працює в складних умовах (високі тиски, температури, агресивні корозійні робочі середовища, значні статичні та динамічні навантаження);

- зростаючі вимоги як до екологічної безпеки, так і ризику виникнення екологічних катастроф;

- знаходження усього обладнання під наглядом Держнаглядохоронпраці України.

Через недостатнє фінансування, у тому числі нафтогазового комплексу, особливо гостро стоїть проблема повного технічного, а не нормативного використання ресурсу обладнання.

Роботи та технології, націлені на забезпечення технологічної безпеки, ставши регламентними, набувають все більшого значення з огляду на сучасні умови експлуатування об'єктів нафтогазового комплексу України, що характеризуються наступними проблемами, які вирішуються за допомогою методів і підходів технічної діагностики:

- відсутність достатнього фінансування для ремонту та заміни устаткування, що відпрацювало свій нормативний ресурс;

- вимоги безпеки, що представляють собою сучасні нормативні документи, які містять все більш жорсткі вимоги до експлуатаційної безпеки;

- тривалий термін експлуатації зумовлює мікроструктурні зміни матеріалів, що зумовлюють зміну їх фізико-механічних і електрохімічних характеристик і передують утворенню дефектів типу порушення цілісності;

- несприятливі умови експлуатування, такі як високі тиски, температура, робочі агресивні корозійні середовища та вплив інших чинників, які можуть призвести до тріщиноутворення та зношення.

Перераховані проблеми вказують на наступні напрямки в галузі технічного діагностування об'єктів нафтогазового комплексу, на яких слід зосередити зусилля дослідників і провідних фахівців промисловості:

- невідповідність світовій та європейській практиці;

- застарілість методів і засобів, що їх реалізують;

- недосконалість методичного забезпечення;

- недосконалість кадрового забезпечення.

Отже, більшість об'єктів нафтогазового комплексу відпрацювало нормативний термін експлуатації, але це зовсім не означає, що вони досягли критичного стану або втратили працездатність. Часто до переходу об'єкта в непрацездатний стан може пройти ще багато років, а регулярний контроль характерних для нього критеріїв забезпечуватиме безпечність експлуатації та попередження раптових відмов [7-9].

Тому питання технічного діагностування і визначення залишкового ресурсу обладнання, яке відпрацювало розрахунковий термін служби, є досить актуальним і має велике практичне значення.

Дослідження проведено на комплексі обладнання, який встановлений на ГЗУ-Богдани.

Аналіз аварійності обладнання свідчить, що основну частину відмов (60%) складають і мають тенденцію до збільшення корозійно-механічні пошкодження, руйнування зварних з'єднань, зношення, втрата міцності та герметичності обладнання (рис. 1).

Нафтогазовий сепаратор, зображений на рис. 1, виготовлений в 1992 році Сніжнянським заводом хімічного машинобудування. В 1994 році він був введений в експлуатацію, а 20 квітня 2005 року виведений з неї.

Узагальнюючи причини відмов обладнання, зазначимо, що вони, як правило, зумовлені організаційними та технічними чинниками трьох типів:

- неправильною експлуатацією обладнання;

- недосконалістю його виготовлення;

- відсутністю високоефективних методів і засобів для точної об'єктивної оцінки якості обладнання та з'єднання його елементів і вузлів протягом усього терміну експлуатації.

У більшості випадків спостерігається одночасна дія двох, а іноді й трьох наведених вище випадків.

Одним з найефективніших способів попередження відмов нафтогазового обладнання, забезпечення працездатності його елементів у процесі експлуатації, контролю технічного стану методами та засобами неруйнівного контролю з подальшим ремонтом або вилученням з експлуатації дефектних елементів є технічна діагностика.

Технічне діагностування (експертне обстеження) – це комплекс робіт з визначення технічного стану, умов і терміну подальшої безпечної експлуатації з урахуванням режиму роботи, а також визначення потреби у проведенні ремонту, модернізації, реконструкції або виведення з експлуатації.



**Рисунок 1 – Наскрізна корозія нижніх твірних обичайки, в місці входу продукції свердловин нафтогазового сепаратора НГС-1-1,0-3000-2**

Основні вимоги до діагностування та контролю стану технологічного устаткування хімічних, нафтохімічних, нафто-, газопереробних та суміжних виробництв, що працюють в агресивних, токсичних, вибухо- і пожежонебезпечних середовищах, регламентовано ДЕТУ 4046-2001 «Устаткування технологічних нафтопереробних, нафтохімічних і хімічних виробництв. Технічне діагностування. Загальні технічні вимоги», введеним в дію наказом Держстандарту України від 27.07.2001 р. №369. Згідно з його вимогами ультразвуковий контроль металу корпусу та швів зварних з'єднань проводять відповідно до вимог ГОСТ 14786-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые», ГОСТ 22727-88 «Прокат листовой. Методы ультразвукового контроля», ДСТУ 3-037-2003 «Посудини і апарати, що працюють під тиском. Методика ультразвукового контролю зварних з'єднань».

Комплекс обладнання ГЗУ-Богдани призначений для збору та попередньої підготовки нафтогазової продукції із свердловин Богданівського родовища. Дамо коротко загальну характеристику виробництва.

Відокремлений із нафти газ поступає на дотискну компресорну станцію Гнідинцівського газопереробного заводу (ГПЗ).

Нафта із залишковим нафтовим газом і вмістом певної кількості пластової води (не більше 20%) випомпується насосами дотискної насосної станції ГЗУ Богдани та подається на ГПЗ.

На ГЗУ-Богдани проводиться замір загальної кількості видобутку нафти і газу, замір кількості запомпованої пластової води в нагнітальні та складові свердловини, замір дебітів рідини по кожній свердловині окремо.

ГЗУ-Богдани введена в експлуатацію в 1968 році. В 1988 році проведено реконструк-

Таблиця 1 – Загальні відомості про обладнання

Найменування обладнання	Ємність ПЕ 200-16ГС
Власник устаткування	ПАТ "Укрнафта" (НГВУ «Чернігівнафтогаз»)
Адреса розташування устаткування	ГЗУ, с. Богдани
	0138
Заводський номер	122248
Завод-виробник	Чернівецький машинобудівний з-д
Дата виготовлення	04.05.1971р.
Термін служби	42 роки
Дата монтажу	Дані відсутні
Дата введення в експлуатацію	10.10.1973р.
Дата останнього технічного діагностування	31.03.2008р.
Найменування організації, що виконала ТД	ДП «Чернігівський ЕТЦ»

цію хімреагентного господарства, а в 2006 році – реконструкція факельного господарства і розширення системи ППТ. Будівництво виконано будівельно-монтажним центром НГВУ «Чернігівнафтогаз» згідно з проектом проектно-конструкторського бюро НГВУ «Чернігівнафтогаз».

Сировиною на ГЗУ-Богдани є продукція свердловин Богданівського родовища: нафта, нафтовий газ і пластова вода.

Нафта Богданівського родовища – це легкозаймиста масляна рідина з характерним запахом і широким діапазоном кольорів від темно-коричневого до світло-жовтого. Відноситься до типу різних нафт.

Детальний аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь виконано нами на буферній ємності об'ємом 200м<sup>3</sup>, встановленій на груповій замірній установці Богданівського нафтового родовища. В таблиці 1 наведено загальні відомості про обладнання.

Таблиця 2 – Відомості про ремонти досліджуваної ємності

Дата ремонту	Обсяг ремонту
29.03.2004р.	Ремонт сегмента обичайки із застосуванням зварювання
03.04.2008р.	Ремонт сегмента обичайки із застосуванням зварювання
12.04.2012р.	Ремонт сегментів обичайок із застосуванням зварювання

В таблиці 2 наведено відомості про ремонти, які проводилися над досліджуваною ємністю за час її експлуатації

Технічна характеристика ємності представлена в таблиці 3.

Відомості про матеріали подано в таблиці 4.

Для експертного обстеження складено наступну схему робіт:

- ознайомлення з технічною та експлуатаційною документацією;
- візуальний та вимірювальний контроль обичайок і днищ, патрубків, які наявні в досліджуваній посудині;
- ультразвуковий контроль товщини металу обичайок, днищ і патрубків, що входять до складу посудини;
- ультразвуковий контроль місць перетину основних зварних з'єднань в межах посудини;
- магнітопорошкова дефектоскопія металу, днищ кутових зварних з'єднань приварювання штуцерів і зон термічного впливу;

Таблиця 3 – Технічна характеристика ємності

Тиск (дозволений), МПа	1,2
Тиск (пробний при ГВ), МПа	1,5
Температура, °С <sub>min</sub>	-40
Температура, °С <sub>max</sub>	+50
Об'єм (місткість), м <sup>3</sup>	200
Середовище	Нафта, нафтовий газ, пластова вода

Таблиця 4 – Відомості про матеріали

№ з/п	Найменування елемента	Марка сталі	Розмір, мм
1	Обичайки	16 ГС	Ø 3400×26×20800
2	Днище	16 ГС	Ø 3400×28×958
3	Патрубок 1	Сталь 20	Ø245×25
4	Патрубок 2,4	Сталь 20	Ø133×22
5	Патрубок 3,5	Сталь 20	Ду 450
6	Патрубок 4	Сталь 20	Ø108×6
7	Патрубок 6	Сталь 20	Ø159×8
8	Патрубок 7	Сталь 20	Ø159×25

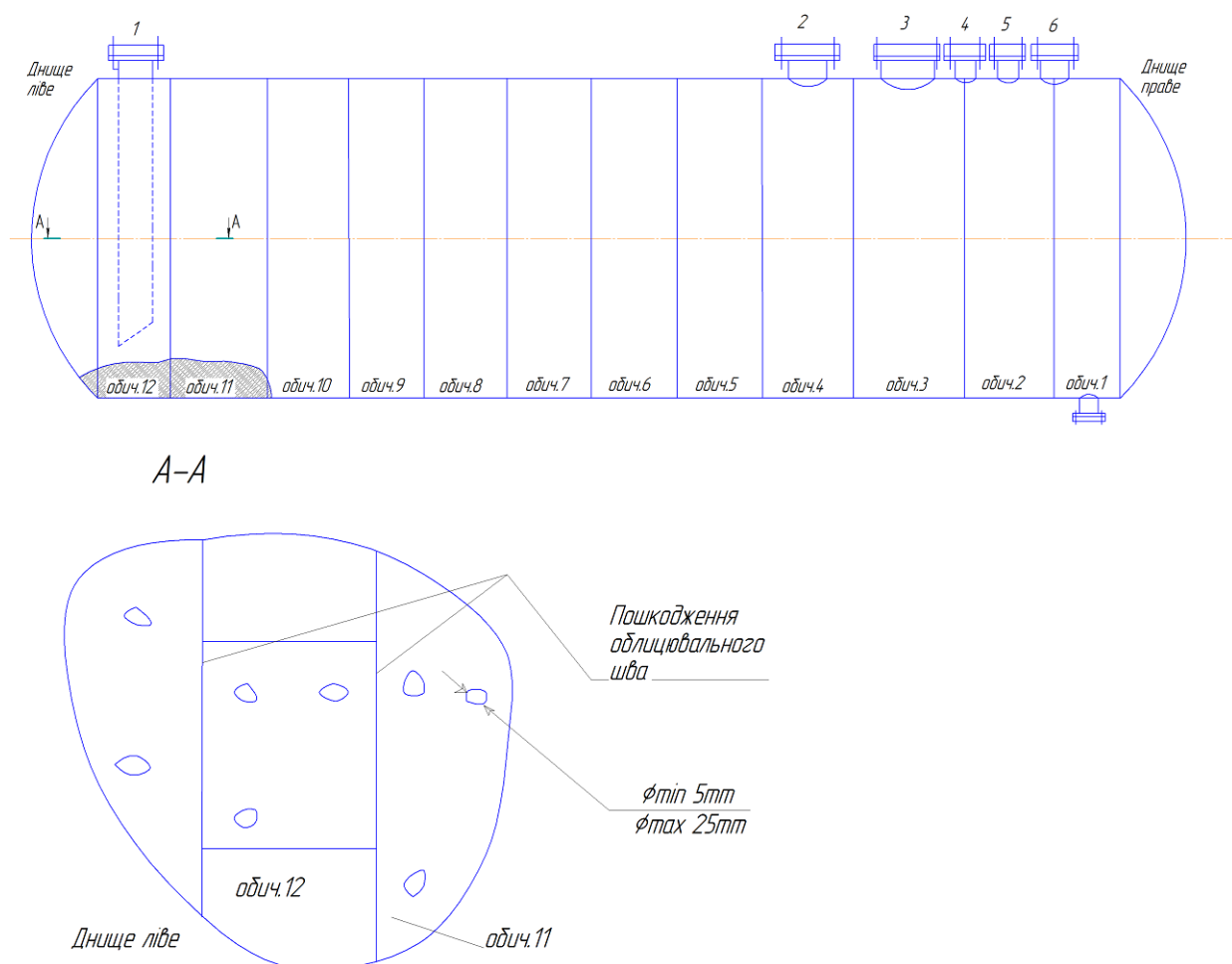


Рисунок 2 – Схема буферної ємності ПЕ 200-16 ГС

– проведення випробувань на твердість металу обичайок, днищ і визначення інших механічних характеристик металу; гідравлічне випробування тиском (1,5 МПа) провести під час позачергового технічного огляду.

При візуально-оптичному контролі обичайок та днищ, патрубків в межах посудини, зварних з'єднань було виявлено пошкодження зварного шва між лівим днищем та 12 обичайкою, між 12 та 11 обичайками, а також утворення по нижніх твірних обичайок №12, №11 та лівого днища на ділянці 2000×1500 мм виразкового корозійного пошкодження металу глибиною 2...10 мм (рис. 2, 3). Розміри корозійних каверн були в межах 5...25 мм діаметром. З метою продовження експлуатації посудини 12 квітня 2012 року було проведено її ремонт (табл. 2)

Ремонт обладнання виконувався силами НГВУ «Чернігівнафтогаз» згідно дозволу Держгірпромнагляду №1424.11.30-11.10.1 на виконання робіт підвищеної небезпеки та технічних умов на ремонт ємності ПЕ 200-16ГС.

Проведено відновлення облицювального шва 11-12 обичайок і заплата пittingів стінки 11-12 обичайки та лівого днища.

Контроль якості проведення зварювальних робіт виконано: візуально-оптичним, ультразвуковим, магнітопорошковим методами в об'ємі 100%.

Після контролю якості виконання ремонтних робіт, посудині 20 квітня 2012 року було проведено гідравлічне випробування пробним тиском 1,5 МПа, яке вона успішно витримала (рис. 5).

Після тривалої експлуатації впродовж строка двох років внутрішня поверхня кородуючого металу досліджуваної буферної ємності пошкоджена багаточисленними пittingами та виразками, зосередженими, здебільшого, у нижній частині твірних обичайок 12, 11 біля вхідного патрубка. Глибина пittingів досягає 10 мм. Такі корозійні пошкодження свідчать про абразивність середовища, яке поступає через вхідний патрубок під тиском 0,6 МПа.

Описаний характер корозійних пошкоджень на ділянках, які тривалий час контактують з пластовою водою, вказує на підвищену агресивність робочих середовищ в місцях, де збирається пластова вода.

Тому питання корозійної стійкості сталей ємностей для прийому і зберігання нафти є дуже важливим і має велике практичне значення.

У ході аналізу дефектів встановлено, що метал, який в процесі експлуатації контактував лише з нафтою (рис. 6) має найвищу корозійну стійкість. Найнижчу корозійну стійкість зафіксовано у нижній твірній посудини. Очевидно, це зумовлено максимальними механічними на-



Рисунок 3 – Дефекти, виявлені при технічному огляді буферної ємності ПЕ 200-16 ГС

вантаженнями у цьому місці, абразивністю середовища біля вхідного патрубку в поєднанні з дією пластової води.

Також агресивною виявилась система нафта-газ на розділі фаз.

До недавнього часу ГЗУ – Богдани працювала таким чином, що вся продукція приймалася в буферну ємність. Абразивне середовище, під робочим тиском 0,6 МПа, попадало через вхідний верхній патрубок, спущений перпендикулярно до нижньої твірної обичайки 12 на глибину 3м, що призвело до пошкодження зварних швів і утворення по нижніх твірних обичайок 11, 12 та лівого днища на ділянці 2000×1500 мм виразок глибиною 2...10 мм.

Опрацювавши ремонтну документацію за останні вісім років, спостерігаємо через кожні 4

роки експлуатації однакові випадки пошкодження біля вхідного зварних швів і нижніх твірних обичайок 11,12.

Отже, можна зробити висновок, що дефекти виявлені при технічному огляді посудини, пов'язані з конструкцією такої посудини і не підходять для такого режиму роботи.

Правилами про посудини і апарати, що працюють під тиском (ДСТУ 3-037-2003) вивчення дефектів на одній і тій самій ділянці зварного з'єднання допускається проводити не більше трьох разів.

Отже, аналіз корозійного руйнування досліджуваної ємності свідчить що, дефекти виявлені при технічному огляді посудини, не є випадковими і пов'язані з її конструкцією і характером роботи. Для того, щоб уникнути у



Рисунок 4 – Ремонт і контроль виконання зварювальних робіт



Рисунок 5 – Проведення гідравлічного випробування ємності ПЕ 200-16 ГС

подальшому виникнення таких дефектів і зберегти життєвість цієї посудини пропонується змінити конструкцію вхідного патрубку і направити струмінь абразивного середовища з

вмістом механічних домішок у напрямку паралельному до нижньої твірної обичайки 12, а також нанести внутрішнє покриття.

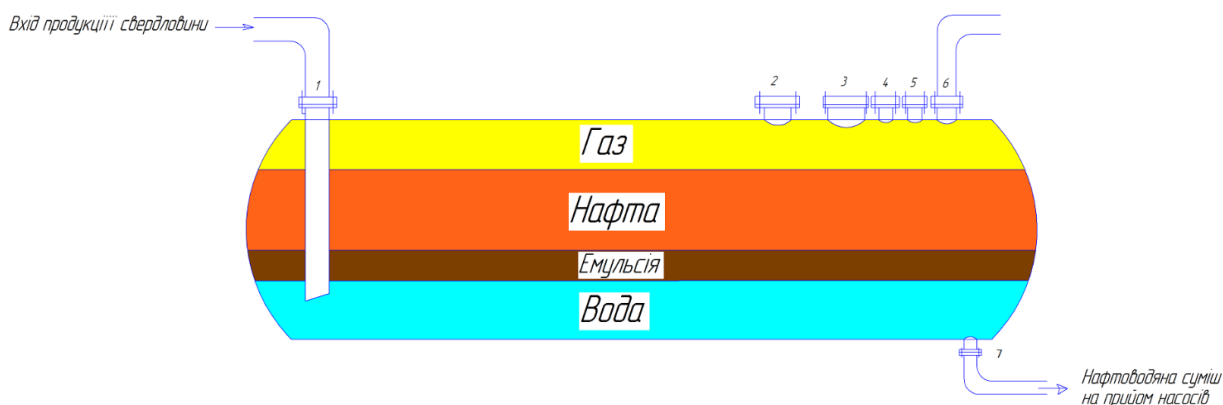


Рисунок 6 – Розділ фаз у буферній ємності

Таблиця 5 – Технічна характеристика резервуара для нафтопродуктів

Найменування обладнання	Резервуар РВС-1000 №1
Власник установки	ВАТ «Нафтохімік Прикарпаття»
Адреса розташування устаткування	м. Надвірна
Інвентарний номер	1-4-377
Заводський номер резервуара	1
Дата виготовлення	1960
Висота резервуара	8,840 м
Діаметр	12,340 м
Об'єм	1000 м <sup>3</sup>
Товщина днища	4 мм
Товщина покрівлі	2,5 мм
Конструкція резервуара	зварна
Вага металу резервуара	23,26 тонн

Проведено також аналіз корозійного пошкодження резервуара РВС-1000 №1, встановленого в цеху №1 ВАТ «Нафтохімік Прикарпаття». В таблиці 5 наведено його технічну характеристику.

В резервуарі зберігалася сира нафта.

Виготовлений даний резервуар із Ст. 3сп.

Зразки, які використовувались для досліджень, вирізались з (рис. 7): 1 – верхньої частини стінки резервуара, яка контактувала впродовж експлуатації з конденсованою водою та повітрям; 2-ділянки стінки, що постійно контактувала з нафтою; 3-ділянки стінки при днищі резервуару; 4-дна резервуару.

Ділянки 3 і 4 постійно контактували із підтоварною водою.

Розділ фаз нафтового резервуару був аналогічним розділу фаз у буферній ємності (рис. 6).

Зразки для корозійних і механічних випробувань вирізали таким чином, щоби досліджувані поверхні чи об'єм металу були якомога ближче до внутрішньої поверхні резервуару.

Візуальним обстеженням різних ділянок резервуара РВС-100 №1 після тривалого часу експлуатації виявлено, що поверхня його всіх ділянок покрита шаром продуктів корозії з хорошою адгезією до основного металу. Стінка резервуара піддана рівномірній корозії, в той же час для матеріалу покрівлі, стінки поблизу дна та самого дна характерна піттингова корозія

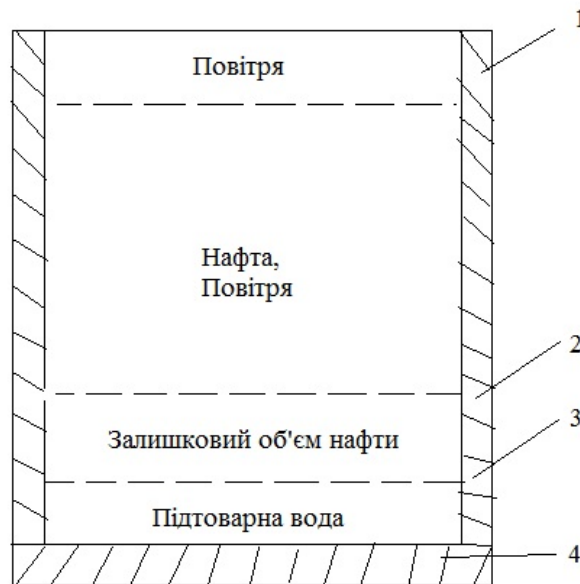


Рисунок 7 – Розділ фаз у резервуарі РВС-1000 № 1

(рис. 8). Глибина піттингів досягає кількох міліметрів. Такий характер корозійних пошкоджень на ділянках, які тривалий час контактували з підтоварною водою (ділянки 3 і 4) або її конденсатом (ділянка 1) вказує на підвищену агресивність експлуатаційних середовищ.





**Рисунок 8 – Корозійне пошкодження днища резервуара РВС 1000 №1**

В роботах [7, 10-13] показано, що тривала експлуатація конструкційних сталей за суміжної дії наводнювального середовища та механічного навантаження зумовлює деградацію фізико-механічних властивостей металу.

Деградована сталь СтЗсп резервуара зберігання нафти, яка в процесі двадцятип'ятирічної експлуатації контактувала з підтоварною водою (дно і стінка поблизу дна) або її конденсатом (верхній пояс), характеризується нижчою корозійною тривкістю у підтоварній воді порівняно з металом середніх поясів резервуара, який під час експлуатації контактував лише з нафтою та зазнав найменшого впливу агресивного корозійного середовища (табл. 6).

Однак, порівняно з підтоварною водою нафто-водне середовище з розділом фаз є ще більш агресивним. Ці результати отримані на зразках з резервуара Плоцького нафтопереробного заводу (Польща).

Особливість корозійних процесів у нафто-водному середовищі з розділом фаз визначається ефектом «тонкого шару» електроліту, який полягає у зтягуванні тонкого шару підтоварної води під шар нафти [13]. Досліджено також вплив тривалого статичного та попереднього короткочасного розтягування без наступного механічного навантаження на корозійну стійкість у підтоварній воді експлуатованої сталі СтЗсп [10].

Досліджено також вплив тривалого статичного та попереднього короткочасного розтягування без наступного механічного навантаження на корозійну стійкість у підтоварній воді експлуатованої сталі СтЗсп [10].

Навантаження до значних пластичних інтенсифікує корозію деградованої сталі (її швидкість зростає у 2 і більше разів), однак відмінність між ступенем деградації різних ділянок резервуара зменшується. Попередня пластична деформація без подальшого прикладання нава-

Таблиця 6 – Швидкість корозії ( $K$ ) та глибинний показник корозії ( $\Pi$ ) деградованої сталі СтЗсп різних ділянок нафтового резервуару у корозійних середовищах[10]

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

навантаження лише впливає на корозійну стійкість сталі, ніж навантаження у процесі випробувань. Вплив тривалого статичного навантаження максимальний для сталі верхнього поясу резервуара. Швидкості корозії навантажених зразків з різних ділянок різняться між собою тільки на 20%, в той же час як ненавантажених – до 1,5 разів. Тобто навантаження нівелює відмінності у станах металу, спричинені тривалою експлуатацією. Очевидно, значні пластичні деформації змінюють стан матеріалу у тому ж напрямку, що і тривала експлуатація.

### Висновки

Аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь обладнання для зберігання нафти свідчить, що на його інтенсивність і характер впливає багато чинників. Суттєву роль має розподіл фаз складових нафтового середовища, фізико-хімічні властивості цих складових, вміст у нафтопродукті корозійно-активних домішок, наявність речовин, які можуть утворювати захисні плівки на металевій поверхні, кислотність середовища. Наявні у нафтопродукті механічні домішки прискорюють корозію, оскільки усувають з поверхні металу продукти корозії та інших нашарувань, забезпечуючи доступ до нього агресивного середовища.

Виявлено, що дефекти, виявлені під час технічного огляду обладнання зберігання нафти, часто мають постійний характер, пов'язаний з його конструкцією та характером роботи.

За сумісної дії механічного навантаження та наводнвального середовища тривала експлуатація сталей обладнання для зберігання нафти зумовлює інтенсифікацію корозійних процесів.

### Література

- 1 Аліев Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз / Р.А. Аліев. – М.: Недра. 1987. – 272 с.
- 2 Кесельман Г.С. Экономическая эффективность предотвращения коррозии в нефтяной промышленности / Г.С. Кесельман. – М.: Недра, 1988. – 215 с.
- 3 Zav'yalov V.V. Corrosion of oil-Field Pipelines / V.V. Zav'yalov Protection of Metals. – 2003. – Vol. 39, No. 3.-P. 274-277.
- 4 Саакян Л.С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов. – М.: Недра, 1982. – 227 с.

5 Захаров Н.М. Рекомендации по повышению надежности стального вертикального цилиндрического резервуара / Н.М. Захаров, Ю.А. Бахарев // Электронный научный журнал. Нефтегазовое дело. – 2006. <http://www.ogbus.ru>.

6 Lyublinskij E.Ya. Synergism in Corrosion Protection Systems With inhibitors / E.Ya Lyublinskij // Corrosion 2001, March 11-16, 2001 Houston, Tx. – Paper number 01190. – 9 p.

7 Крижанівський Є.І. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2011. №2. – с. 11-20.

8 Воинов А.В. Оценка структурных параметров сталей и ресурсных характеристик резервуаров для хранения нефтепродуктов в условиях длительной эксплуатации: автореф. дис. ... степ канд. техн. наук: 05.02.01 – Материаловедение (в машиностроении). – Краснодар. – 2006. – 25 с.

9 Коррозионная повреждаемость сварных соединений резервуаров / А.П. Аммосов, Г.С. Аммосов, Т.Ш. Аминов [и др] // Сварочное производство. – 2008. – №7. – С. 24-28.

10 Corrosion and stress corrosion cracking of exploited storage tank steel / A. Zagorski, H. Matysiak, O. Tsyruhnyk. et all // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – № 3. – С. 113-117.

11 Corrosion degradation of oil storage tank / A. Zagorski, H. Matysiak, Slobodian at all // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – Спец. випуск №4, т. 1. – С.437-439.

12 Никифорчин Г.М. Особливості експлуатаційної деградації конструкційних металічних матеріалів «в об'ємі» за дії агресивних середовищ / Г.М. Никифорчин, О.Т. Цирульник // Проблемы прочности. – 2009. – №6. – С. 79-94.

13 Zvirko O. Corrosion and electrochemical properties of the steel of exploited oil tanks in bottom water / O. Zvirko, A. Zagorski // Materials Science. – Volume 44, Number 1. – P. 126-132

Стаття надійшла до редакційної колегії  
15.07.14

Рекомендована до друку  
професором **Крижанівським Є.І.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром техн. наук **Никифорчиним Г.М.**  
(відділ корозійно-водневої деградації та захисту  
матеріалів Фізико-механічного інституту  
ім. Г.В.Карпенка НАН України, м. Львів)