

АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ТЕХНІЧНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ КОЖУХОТРУБНИХ ТЕПЛООБМІННИКІВ ДЛЯ РАНЖУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ДЕФЕКТІВ ТА ОЦІНКИ ЇХ ВПЛИВУ НА ЗАЛИШКОВИЙ РЕСУРС

М. Д. РАБКІНА, А. О. ПЕРЕПІЧАЙ, І. І. ПЕРЕПІЧАЙ, В. В. МУТАС

ІЕЗ ім. Є. О. Патона НАНУ. 03680, м. Київ-150, вул. Казимира Малевича, 11. E-mail: office@paton.kiev.ua

Наведено аналіз результатів багаторічного технічного діагностування апаратів нафтопереробного комплексу з ціллю встановлення типопредставника обладнання для розрахунку на циклічну міцність. Методом скінченних елементів встановлено вплив місцевого корозійного дефекту, розташованого в області навколо патрубку, на циклічну міцність кожухотрубного теплообмінника при дії робочих навантажень. Бібліогр. 12, табл. 1, рис. 7.

Ключові слова: технічна діагностика, кожухотрубний теплообмінник, місцева корозія, циклічна міцність

Згідно з діючими нормативними документами моніторинг обладнання нафтопереробного комплексу ретельно проводиться на протязі всього періоду його експлуатації [1–4]. Нажаль існує велика кількість посудин і апаратів, які на даний час вичерпали свій проектний ресурс та потребують заміни. Але тим не менше, значна частина з них залишається в дії, у зв'язку з чим постає питання безпечного продовження її експлуатації. Світовий досвід показує, що найбільш уразливими серед подібних конструкцій постають теплообмінні апарати, термін служби яких індивідуальний (від одного до тридцяти років), навіть в рамках одного підприємства, оскільки вони постійно ремонтувались, змінювались, вводились нові і т. і. [5–8]. Крім того, зусиллям спеціалістів ІЕЗ ім. Є. О. Патона на протязі останніх 25 років регламентне обстеження стану ряду об'єктів свідчить про певні закономірності повторного утворення дефектів, особливо в найбільш поширених, порівняно з іншими видами теплообмінників, кожухотрубних апаратах – підігрівачах і ребойлерах, холодильниках і конденсаторах, випарювачах і трубних пучках. Саме вони, з діаметрами обичайок переважно 800...1100 мм, є основою парку теплообмінного обладнання. Застосовуються також з діаметрами 1400...2000 мм і вище. При цьому товщина стінки становить 12...18 мм, а в апаратах по гідроочищенню сягає 20...60 мм.

Кожухотрубний апарат, як відомо, являє собою тонкостінну оболонкову конструкцію, всередині якої знаходиться трубний пучок, закріплений з двох боків в трубні решітки. Теплообмін проходить за рахунок різниці в температурах продуктів що циркулюють в міжтрубному та трубному просторах і таким чином відбувається охолодження

або підігрів продукту на виході з теплообмінника згідно з регламентованим режимом. В більшості випадків температурний режим технологічних середовищ, що беруть участь в процесі теплообміну, становить від 50 до 330 градусів. При виробництві масел – від 25 до 85 градусів.

Щодо тиску, то з цього боку переробку нафти можна поділити на такі групи: до 1 МПа (10 атм.), від 1 до 2,5 МПа (10...25 атм.) і від 2,5 до 4 МПа (25...40 атм.).

Аналіз результатів моніторингу тривалої експлуатації 380 кожухотрубних теплообмінників, типова вибірка яких наведена в таблиці, включаючи вплив агресивного середовища, високих температур та тиску (тиск варіює в межах від 0,3 до 6,4 МПа), свідчить про виникнення в металі специфічних дефектів, крім тих, що пов'язані з процесами виготовлення конструкції в допустимих нормах межах, зокрема із зварюванням. Особливий вплив на працездатність несуть експлуатаційні дефекти – поверхнева і воднева корозія, корозійне розтріскування і міжкристалітна корозія, зміна хімічного складу і механічних властивостей, включаючи повзучість металу.

В цілому аналіз матеріалів, що підлягали періодичному технічному діагностуванню на наявність в них експлуатаційних дефектів (таблиця), свідчить про те, що типовими дефектами в теплообмінних апаратах із низьколегованих та вуглецевих сталей (основна кількість апаратів) є корозійні виразки (рис. 1), а з двохшарових – міжкристалітна корозія (рис. 2). В окремих випадках виявлено корозійні руйнування трубного пучка в зоні приварки до трубної решітки (рис. 3).

Для встановлення небезпечного з точки зору циклічної міцності перерізу теплообмінника

Деякі результати технічного діагностування кожухотрубних теплообмінників (вибірка)

Апарат	Температура, °С	Тиск, МПа	Середовище	Дата введення в експлуатацію	Матеріал	Основні розміри, мм	Окремі відомості про пошкодження та ремонту
Первинна переробка							
1Т	1. < 270 2. < 200	1...1,6 2...1,6	1 – ДП 2 – НФ	1993	09Г2С 16ГС	Ø1000×16 Ø1100×18	2011 – заварка корозійних виразок на внутрішній і зовнішній поверхнях обичайок корпусу
2Т	1. < 220 2. < 340	1...1,6 2...1,6	1 – НФ 2 – ДП	1995	09Г2С 16ГС	Ø1000×18 Ø1100×20	2000 – заміна трубного пучка; 2001 – заварка тріщини в кільцевому шві кришки корпусу; 2003 – заварка двох пор в поздовжньому шві кришки корпусу
3Т	1. < 100 2. < 100	1...1,6 2...1,6	1 – Б 2 – ЗВ	1968	Ст.3сп 16ГС	Ø1600×12 Ø1400×14	1995 – заміна дефектних перегородок і ремонт корозійних виразок на обичайці розподільчої камери (р/к); 1996 – заміна трубного пучка; 2005 – корозійні виразки Ø від 10 до 60 мм, глибиною до 6,0 мм на внутрішній поверхні денця плавголовки з боку трубного пучка; механічний знос шестигранників пробок муфт 3/4"; корозійний знос різьби муфти і пробки 3/4"; заварка корозійних виразок на денці плавголовки; заварка корозійних виразок Ø до 30,0мм і глибиною до 5,0 мм на р/к; заміна двох дефектних перегородок обичайки р/к; заміна верхнього дефектного штуцера на обичайці р/к
4Т	1. < 100; 2. < 45;	1...0,95 2...0,3	1 – Б 2 – ЗВ	1983	16ГС 09Г2С	Ø 1400 × 14 Ø 1600 × 14	1995 – заміна дефектних перегородок плавголовки; 2002 – заварка корозійних виразок на денці плавголовки; ремонт розшарування на обичайці кришки ковпака Ø 200,0 мм, глибиною 4,7 мм шляхом вибірки і подальшого наплавлення
5Х	1. < 60 2. < 45	1...1,1 2...0,6	1 – Б 2 – ЗВ	1994	09Г2С Сталь 20	Ø1000×14 Ø1100×16	2013 – ремонт різьбових муфт штуцера р/к і денця кришки корпусу; – усунення дефекту на обичайці корпусу
6Х	1. < 150 2. < 45	1...1,2 2...0,6	1 – НФП 2 – ЗВ	1972	Ст.3 16ГС	Ø1000×12 Ø1145×50	2011 – ремонт різьбових муфт (2 шт.), заварка тріщин в поздовжньому зварному шві обичайки корпусу
7Х	1. < 200 2. < 120	1...1,2 2...1,6	1 – Б 2 – НФ	1993	09Г2С 16ГС	Ø1000×12 Ø1100×18	2011 – ремонт перегородок обичайки і денця р/к; 2013 – заварка пор в шві приварки різьбової муфти до денця кришки корпусу
Вторинна переробка							
8Т	1. 100 2. 350	1...1,1 2...6,4	1 – П 2 – П	1976	12ХМ + 08Х18Н10Т	Ø1300×60 Ø1500×20	2002 – тріщини в плакуючому шарі денця і нища штуцерів р/к. 2004 – інтенсивна МКК в плакуючому шарі фланців р/к (до 7,5 мм) і місцями твердість, що значно перевищує бракувальний рівень
Товарне виробництво							
9Т	1. 45...85 2. 25...45	1...1,9 2...0,6	1 – ПП 2 – ЗВ	1997	09Г2С + 12Х18Н10Т	Ø1400×16; Ø1400×22	2010 – заварка пор і раковин в зварних швах апарата, ремонт пошкоджень плакуючого шару обичайок корпусу; заміна зношених різьбових муфт вварених в патрубку штуцерів
Скорочення: 1 – міжтрубний простір (корпус); 2 – внутрішньотрубний простір; Б – бензин; ЗВ – зворотна вода; ДП – дизельне паливо; НФ – нафта; П – пальне; ПП – пари пропану; НФП – нафтопродукт.							



Рис. 1. Корозійні виразки на денці плавголовки теплообмінника зі сталі 16ГС

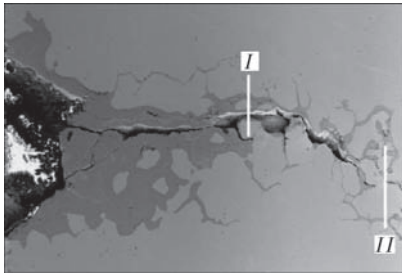


Рис. 2. Міжкристалітна тріщина в плакуючому шарі двохшарової сталі 12XM+08X18N10T

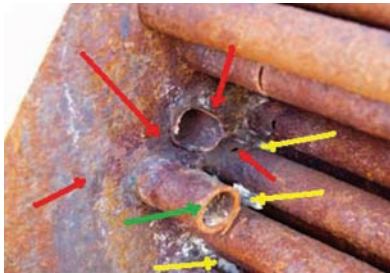


Рис. 3. Корозійні виразки (червоні стрілки) і відкладення (жовті стрілки) в нижній частині трубного пучка зі сталі 15X5M

(рис. 4) було запропоновано виділити типового представника, а далі провести розрахунок методом скінченних елементів корпусу апарату та визначити напружено-деформований стан при згаданих вище робочих параметрах.

Ранжування теплообмінників для вибору типового представника проводилося серед апаратів, виготовлених з низьковуглецевих низьколегованих сталей з корозійними пошкодженнями. Воно здійснювалось за допомогою фільтрації основного масиву вибірки за наступними характеристиками – геометричні розміри та робочі параметри. Пріоритет надавався саме геометрії: діаметр та товщина стінки, а робочі параметри: температура та внутрішній тиск приймалися максимально можливими для обраного за геометричними розмірами апарату.

В результаті ранжування отримано типопредставник, виготовлений зі сталі 17ГС з товщиною стінки 16 мм та діаметром обичайки корпусу 1000 мм. Розрахункові робочі параметри апарату: внутрішній тиск 2,5 МПа та температура 270 °С.

Результати скінченно-елементного моделювання свідчать про те, що небезпечним перерізом

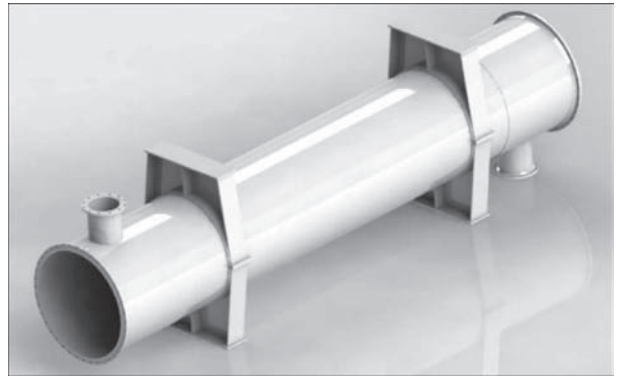


Рис. 4. Геометрична модель апарату

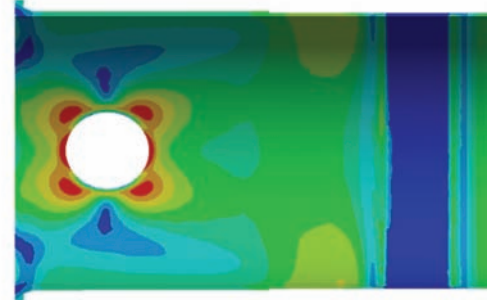
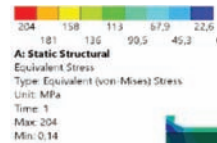


Рис. 5. Розподіл еквівалентних напружень навколо патрубку апарату

конструкції теплообмінника при дії робочих навантажень є область навколо патрубків (рис. 5). Еквівалентні напруження в стінці корпусу навколо патрубку (рис. 6) сягають значень 204 МПа тобто межі текучості матеріалу при робочій температурі 270 °С.

Циклічна міцність теплообмінника за даних умов визначена на основі кривої втоми [9] з корекцією середніх напружень по методиці Gerber [10] з врахуванням пластичних властивостей матеріалу [11]. В результаті встановлено, що типовий представник із заданими робочими параметрами безвідмовно зможе працювати близько 44 тис. циклів (рис. 6). Даний результат повністю покриває весь розрахунковий період експлуатації апарату.

Для оцінки впливу корозійного дефекту на циклічну міцність типопредставника застосовано підхід по схематизації корозійного дефекту за допомогою напівеліптичної тріщини, описаний в роботі [12]. Тріщина великою піввіссю вздовж осі апарату розташована в припатрубковій області в зоні дії високих кільцевих напружень. В результаті розрахунку отримано значення близько 13,5 тис. циклів, що в 3,25 разів менше, ніж в варіанті без дефекту (рис. 7).

Таким чином, на підставі аналізу результатів багаторічного досвіду технічної діагностики встановлено, що найпоширенішими дефектами, які

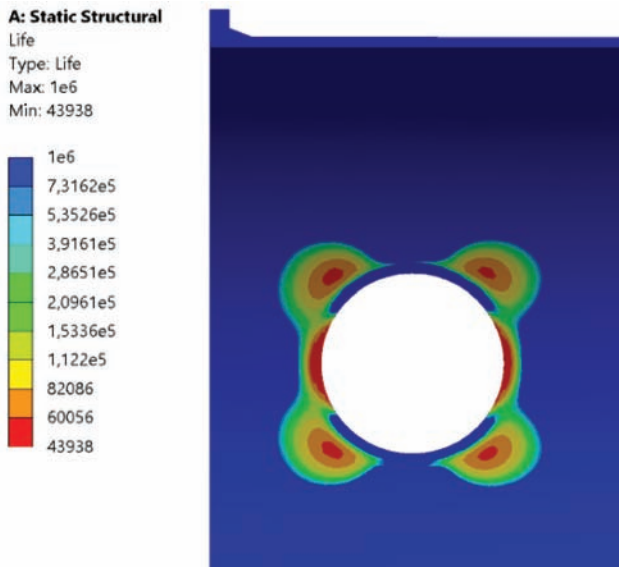


Рис. 6. Кількість циклів до руйнування без дефекту

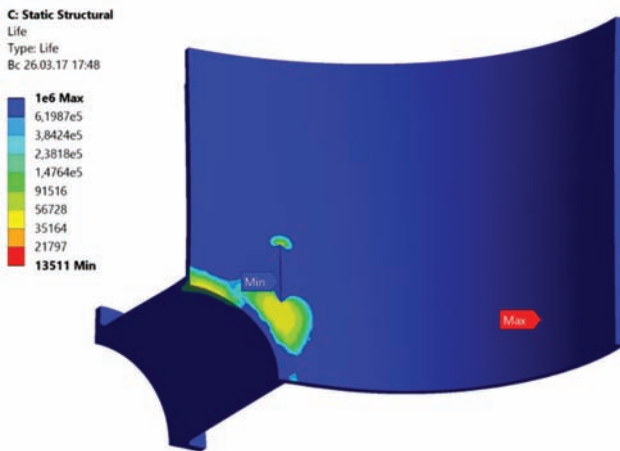


Рис. 7. Кількість циклів до руйнування із схематизованим корозійним дефектом

мають місце при тривалій експлуатації кожухотрубних теплообмінників на різних стадіях технологічного процесу є поверхневі корозійні виразки в апаратах із низьколегованих та вуглецевих сталей, а з двохшарових теплостійких і корозійностійких сталей міжкристалічна корозія. При цьому горизонтальні посудини схильні до значних корозійних пошкоджень саме в нижній частині, як на внутрішній поверхні кожуха, так, власне, і на трубному пучку.

Для виявлення найнебезпечнішої ділянки, в якій поява корозійної виразки може в цілому призвести до відмови апарату, обрано найбільш розповсюджений, виходячи з геометричних та експлуатаційних параметрів, тип теплообмінника.

Методом скінчених елементів розраховано напруження, які виникають в даному теплообміннику від робочих навантажень за відсутності пошкоджень та з наявним корозійним дефектом, що схематизується згідно НД [12] як напівеліптична тріщина.

Показано, що місце, в якому поява дефекту типу виразкова корозія є найбільш небезпечно

– це припатрубкова область. Встановлено, що апарат з таким дефектом в цій зоні витримує в 4 рази менше циклів робочих навантажень, ніж без дефекту.

В подальшому планується визначити циклічну міцність апарату з завареним дефектом а також оцінити вплив декількох варіантів накладання зварних швів на статичну та циклічну міцність теплообмінного апарату.

Список літератури

1. ДНАОП 1.3.00-8.02-93 (1993) Методические указания «Проведение работ по оценке остаточной работоспособности технологического оборудования нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств». г. Киев.
2. ДНАОП 0.00-1.07-94 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».
3. ДСТУ 4046-2001 «Оборудование технологическое нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств. Техническое диагностирование. Общие технические требования».
4. (1998) Технические указания – регламент по эксплуатации оборудования установок каталитического риформинга и гидроочистки, работающих в водородосодержащих средах при повышенных температуре и давлении. АООТ «ВНИИНефтехим», АООТ «ВНИИНефтемаш».
5. Назначение и классификация теплообменных аппаратов. <https://openedu.urfu.ru/files/book/Глава%201.html>
6. Технология ремонта теплообменных аппаратов. http://www.krmagazine.ru/Holodilnye_ustanovki_holodilnye_kamery_ekspluatatsiya_i_remont/p2_articleid/3288
7. Теплообменное оборудование в нефтегазовой промышленности. http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=5873
8. Перепічай І. І., Перепічай А. О., Рабкіна М. Д., Мутас В. В. (2017) Розроблення технології відновлювального ремонту зварюванням кожухотрубних теплообмінників. Матеріали 17-го Міжнародного науково-технічного семінара «Современные проблемы производства и ремонта в промышленности и на транспорте» (20–24 лютого 2017 р., м. Свалява, Карпати)», сс. 211–214.
9. ПНАЭГ-7-002-86 Правила и нормы в атомной энергетике. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (разделы 1–5, Приложения 1–3)
10. Xiaolin Chen, Yijun Liu. (2014) *Finite Element Modeling and Simulation with ANSYS Workbench*. CRC Press.
11. А. С. Зубченко (ред.) (2003) *Марочник сталей и сплавов: 2-е изд. доп. и испр.* Москва, Машиностроение.
12. ВБН В.2.3-00018201.04-2008 Держнафтогазпром України. *Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами.*

References

1. ДНАОП 1.3.00-8.02-93 (1993) Metodicheskiye ukazaniya «Provedeniye rabot po otsenke ostatnochnoy rabotosposobnosti tekhnologicheskogo oborudovaniya neftepererabatyvayushchikh, neftekhimicheskikh i khimicheskikh proizvodstv». g. Kiyev. [in Russian].
2. ДНАОП 0.00-1.07-94 «Pravila ustroystva i bezopasnoy ekspluatatsii sosudov, rabotayushchikh pod davleniyem».
3. DSTU 4046-2001 «Oborudovaniye tekhnologicheskoye neftepererabatyvayushchikh, neftekhimicheskikh i khimicheskikh proizvodstv. Tekhnicheskoye diagnostirovaniye. Obshchiye tekhnicheskkiye trebovaniya». [in Russian].
4. (1998) *Tekhnicheskkiye ukazaniya – reglament po ekspluatatsii oborudovaniya ustanovok kataliticheskogo riforminga i gidroochistki, rabotayushchikh v vodorodosoderzhashchikh sredakh pri povyshennykh temperature i davlenii.* АООТ «ВНИИНефтехим», АООТ «ВНИИНефтемаш». [in Russian].
5. *Naznacheniyе i klassifikatsiya teploobmennyykh apparatov.* <https://openedu.urfu.ru/files/book/Glava%201.html>. [in Russian].

6. *Tekhnologiya remonta teploobmennykh apparatov*. http://www.krmagazine.ru/Holodilnye_ustanovki_holodilnye_kamery_ekspluatsiya_i_remont/p2_articleid/3288. [in Russian].
7. *Teploobmennoye oborudovaniye v neftegazovoy promyshlennosti*. http://newchemistry.ru/letter.php?n_id=5873
8. Perepichai I. I., Perepichai A. O., Rabkina M. D., Mutas V. V. (2017) Rozroblennia tekhnolohii vidnovliualnoho remontu zvariuvanniam kozhukhotrubnykh teploobminnykiv. Materialy 17-ho Mezhdunarodnoho nauchno-tekhnycheskoho semynara «Sovremennye problemy proyzvodstva y remonta v promyshlennosti y na transporte» (20–24 liutoho 2017 r., m. Svaliava, Karpaty)», ss. 211–214. [in Ukrainian].
9. PNAE G-7-002-86 *Pravila i normy v atomnoy energetike. Normy rascheta na prochnost oborudovaniya i truboprovodov atomnykh energeticheskikh ustanovok* (razdely 1–5, Prilozheniya 1–3). [in Russian].
10. Xiaolin Chen, Yijun Liu. (2014) *Finite Element Modeling and Simulation with ANSYS Workbench*. CRC Press.
11. A. S. Zubchenko (red.) (2003) *Marochnik staley i splavov*. 2-е izd. dop. i ispr. Moskva, Mashinostroyeniye. [in Russian].
12. VBN V.2.3-00018201.04-2008 Derzhnaftohazprom Ukrainy. *Rozrakhunky na mitsnist diiuchykh mahistralnykh truboprovodiv z defektamy*. [in Ukrainian].

М. Д. РАБКИНА, А. А. ПЕРЕПИЧАЙ, И. И. ПЕРЕПИЧАЙ,
В. В. МУТАС

ИЭС им. Е. О. Патона НАНУ. 03680, г. Киев-150, ул. Казимира Малевича, 11. E-mail: office@paton.kiev.ua

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО
ДИАГНОСТИРОВАНИЯ КОЖУХОТРУБНЫХ
ТЕПЛООБМЕННИКОВ ДЛЯ РАНЖИРОВАНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДЕФЕКТОВ
И ОЦЕНКИ ИХ ВЛИЯНИЯ
НА ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС

Приведен анализ результатов многолетнего технического диагностирования аппаратов нефтеперерабатывающего комплекса с целью установления типопредставителя оборудования для расчета на циклическую прочность. Методом конечных элементов установлено влияние местного коррозионного дефекта, расположенного в области вокруг патрубка, на циклическую прочность кожухотрубного теплообменника при действии рабочих нагрузок. Библиогр. 12, табл. 1, рис. 7.

Ключевые слова: техническая диагностика, кожухотрубный теплообменник, местная коррозия, циклическая прочность

M. D. RABKINA, A. A. PEREPICHAY, I. I. PEREPICHAY,
V. V. MUTAS

E. O. Paton Electric Welding Institute of the NASU 11 Kazimir
Malevich str., Kyiv-150, E-mail: office@paton.kiev.ua

Analysis of results of technical diagnostics of shell-and-tube heat exchangers for ranking of service defects and evaluation of their effect on residual life. The results of longstanding technical diagnostics of apparatuses of refining complex were analyzed for determination of typical representative of equipment for cyclic strength calculation. Finite element method was used for determination of the effect of local corrosion defect, located in the area around the nozzle, on cyclic strength of shell-and-tube heat exchanger at operating load action. Ref.12, Table 1, Figures 7

Keywords: technical diagnostics, shell-and-tube heat exchanger, local corrosion, cyclic strength

Надійшла до редакції
23.05.2017

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО ЗРЕНИЯ**



Лазерная система автоматического слежения за стыком для станов сварки продольных швов труб ROVICOR STS-200-NS

Система предназначена для автоматического слежения за центром стыка с разделкой кромок без заполнения или с частичным заполнением после технологического прохода при дуговой сварке или сварке под флюсом.

Лазерная система слежения за сварным швом при автоматизированном ультразвуковом контроле сварных труб ROVICOR SF-100

Система предназначена для автоматического слежения за центром валика усиления сварного шва при проведении автоматизированного ультразвукового контроля продольных сварных швов труб.

Система автоматического обнаружения валика усиления сварного шва и управления дозатором полимера при нанесении антикоррозионного покрытия на поверхность сварных труб ROVICOR SFS – P08

Система предназначена для обнаружения центра валика усиления шва при вращении трубы и формирования сигналов управления дозировкой полимера для обеспечения однородной толщины полимерного покрытия на готовой трубе (увеличение дозировки в момент нанесения полимера на сварной шов).

*ИЭС им. Е.О. Патона НАН Украины
E-mail: office@paton.kiev.ua*