مجله مهندسی مکانیک، شماره پیاپی ۹۲، جلد ۵۰، شماره ۳، پاییز ۱۳۹۹، صفحه ۱۱-۱۶ – پژوهشی
DOI: 10.22034/jmeut.2020.9609

بکارگیری متدولوژی مناسب بودن برای سرویس (FFS) در خطوط لوله با عیوب خوردگی از نوع کاهش موضعی ضخامت

مهدی اسکندرزاده اصل* استادیار، گروه مهندسی مکانیک، دانشکده فنی، دانشگاه محقق اردبیلی، اردبیل، ایران
کریم اصولی بستان‌آباد مربی، مرکز ریز فناوری دارویی، دانشگاه علوم پزشکی تبریز، تبریز، ایران
ابوالفضل توتونچی استادیار، گروه مهندسی مواد، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران
علی کلاکی بازرسی فنی، شرکت نفت مناطق مرکزی، تهران، ایران

چکیده
روش ارزیابی "مناسب بودن برای سرویس" از روش‌های استاندارد مورد استفاده در سازه‌های نفت و گاز برای ارزیابی عیوب لوله و تجهیزاتی است که عیوب موجود در آنها در صورت قرار گرفتن در بازه مورد قبول این استاندارد می‌توانند بدون تعمیر و یا تعویض، مورد بهره‌برداری قرار گیرند. در این مطالعه چگونگی انجام این متدولوژی در خط لوله ۱۶ اینچ فشار بالا، دارای عیب خوردگی از نوع "کاهش موضعی ضخامت" با عمق ۸ میلیمتر ارائه گردیده است. عمر خط لوله مورد مطالعه ۴ سال با فشار سیال داخلی ۳۳ مگاپاسگال بود که در خط تزریق مخزن زیرزمینی ذخیره گاز طبیعی قرار دارد. هدف از پژوهش حاضر، یافتن مقدار فشار ایمن در خط لوله با وجود عیب مذکور و همچنین حداکثر مدت زمان بهره‌برداری که بعد از آن احتمال بروز خرابی در محل عیب قابل توجه باشد، بود. داده‌های تجربی مورد نیاز توسط آزمون فراصوتی آرایه فازی از محل سایت بهره‌برداری، جمع‌آوری گردیده و بر اساس استاندارد API-579 مورد ارزیابی قرار گرفتند. نتایج نشان داد که خط لوله با وجود عیب حاضر، بدون نیاز به تعمیر، توانایی سرویس‌دهی برای دو سال آتی را دارا است.
واژه‌های کلیدی: مناسب بودن برای سرویس (FFS)، خطوط لوله نفت و گاز، عیوب خوردگی، کاهش موضعی ضخامت، فشار بهره‌برداری، آزمون فراصوتی آرایه فازی.

Fitness For Service (FFS) evaluation of the high pressure pipe lines containing local metal loss defects

M. Eskandarzade Mechanical Engineering Group, Faculty of Engineering, University of Mohaghegh Ardabili, Ardabil, Iran
K. Osouli-Bostanabad Research Center for Pharmaceutical Nanotechnology, Biomedicine Institute, Tabriz University of Medical Sciences, Tabriz, Iran
A. Tutunchi Department of Materials Engineering, Institute of Mechanical Engineering, University of Tabriz, Tabriz, Iran
A. Kalaki Technical Inspection Department, Iranian Central Oil Fields Company, Tehran, Iran

Abstract
Fitness for Service (FFS) methodology assessment of defective pipes and pressure vessels in oil and gas industries is offered in API-579 standard. The defective pipes operation are allowed just if they have been evaluated based on FFS method and their operating pressure has been confirmed whether the defects caused by cracks or different corrosion types. Through the current study FFS evaluation procedure was benefited to find the safe operating pressure for a 16 inches defective pipe consisting a local metal loss defect (Max. depth of 8mm) with an internal pressure of 33 MPa. Furthermore, the time needed for the next FFS examination had been presented. The analyzed pipe was about 4 years in service and is located in an injection line of a natural gas reservoir. The required experimental data related to the thickness of this pipe were collected using phased array ultrasonic test on the operating site. The results indicated that the defective pipe could operate well in service for next two years without any demands for repair or replacement.
Keywords: Fitness-For-Service (FFS), Piping and Pipeline in oil and gas industry, Local Metal Loss defect, Operating pressure, Phased array ultrasonic test.

۱- مقدمه

در راستای سیستم‌های مدیریت خوردگی کارفرمایان شرکت‌های نفت و گاز (مناطق نفت خیز مرکزی، شرکت ملی گاز، شرکت توسعه مهندسی گاز و غیره) به دنبال کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری دارایی‌های فیزیکی خود هستند [۱]. اما علیرغم اتخاذ تدابیر مختلف از قبیل انجام آزمون‌های غیر مخرب از سرجوش‌ها، افزایش کنترل بر پارامترهای ساخت و استفاده از فناوری‌های مدرن در ساخت و روش‌های آزمایشگاهی، خطوط لوله‌ی فولادی همچنان در معرض مکانیزم‌های مختلف خوردگی سطوح داخلی یا خارجی قرار دارند [۲]. یکی از خطرناک‌ترین و متداول‌ترین خوردگی‌های مرسوم در سیستم‌های نفت و گاز عبارت است از کاهش موضعی ضخامت [۳, ۴] که معمولا عوامل خورنده‌ای نظیر H_2S، CO_2، نمک‌های کلراید، سرعت سیال و مواد جامد ساینده موجود در سیال باعث بروز چنین عیبی در لوله می‌شوند [۵]. شایع‌ترین محل بروز این عیوب در خطوط لوله حاوی سیال دوفازی و یا حاوی سیال مایع در ساعت‌های ۳ تا ۹ لوله و

* نویسنده مکاتبه کننده، آدرس پست الکترونیکی: m.eskandarzade@gmail.com
تاریخ دریافت: ۹۷/۰۷/۱۹
تاریخ پذیرش: ۹۸/۰۹/۰۴

در خصوص سایر تجهیزات در محل پایین‌ترین ارتفاع می‌باشد [۶]. از جمله علل بروز این عیب در موقعیت‌های گفته شده تجمع سیال پسماند در محل‌های مذکور است. در حالت کلی، لوله‌ها و تجهیزات با افزایش عمر بهره‌برداری آنها به دلیل اثرات مخرب ناشی از شرایط کاری و عوامل محیطی دچار عیوب مختلف می‌شوند که تعمیر، جایگزینی و یا کاهش فشار بهره‌برداری آنها از دغدغه‌های شرکت‌های بهره‌برداری است. استفاده از روش تعمیر و یا جایگزینی خط لوله نیازمند ایجاد وقفه در سرویس‌دهی لوله و یا تجهیزات مربوطه بوده که معمولاً این توقف‌های پیش‌بینی نشده هزینه‌های زیادی را بر سیستم تحمیل می‌نمایند [۷، ۸]. همچنین تعمیر قسمت آسیب دیده نیازمند برنامه‌ریزی، تهیه مواد و اخذ مجوزهای لازم (مانند مجوز ایمنی) است که یک فرآیند زمان‌بر بوده و در اکثر موارد نمی‌توان به محض مشاهده عیب سریعاً نسبت به رفع آن اقدام نمود. یکی از تکنیک‌های مواجهه با این گونه مشکلات استفاده از روش ارزیابی مناسب بودن برای سرویس (FFS) است [۹]. نحوه ارزیابی عیوب مختلف – پذیرش یا عدم پذیرش آنها- از جمله خوردگی عمومی، خوردگی موضعی، خوردگی حفره‌ای، عیوب شبه ترک و غیره برای سیستم لوله‌کشی، اجزاء تحت فشار و مخازن بر اساس ابعاد و اندازه عیوب در استاندارد API-579 به صورت جامع آورده شده است [۱۰]. در مجموع بسته به نوع سرویس و شرایط کاری لوله و یا تجهیزات مربوطه، منشاء پیدایش عیوب را می‌توان در چهار گروه شامل شکست، خستگی، خزش و خوردگی طبقه‌بندی نمود [۹]. هدف از استاندارد API-579 ارزیابی امکان سرویس‌دهی لوله و یا تجهیزات با وجود عیوب گزارش شده و یا عدم امکان سرویس‌دهی و در نتیجه تعویض و یا تعمیر آنها می‌باشد [۱۱]. در صورتیکه بر اساس نتایج ارزیابی، سازه بتواند بدون نیاز به تعمیر و یا جایگزینی حداقل تا دوره توقف پیش‌بینی شده بعدی به سرویس‌دهی ادامه دهد، صرفه‌جویی قابل ملاحظه‌ای در هزینه‌ها صورت خواهد پذیرفت. ولی هرگونه ارزیابی جهت استفاده از لوله معیوب بایستی تضمین نماید که ایمنی سازه فولادی در محدوده قابل قبول قرار داشته و همچنین روش ارزیابی بایستی به روشنی بتواند عمر باقیمانده سازه را با دقت قابل قبولی پیش‌بینی نماید. پیش از توسعه روش مناسب بودن برای سرویس، محققین مختلف با روش‌های تجربی حد تحمل لوله‌های دارای عیوب سطحی و یا دارای سوراخ‌های راه بدر را قبل از وقوع شکست نرم بررسی می‌کردند [۱۲]. در مطاله دیگری بررسی دقیق‌تر لوله‌های دارای عیوب خوردگی با استفاده از روش‌های المان محدود صورت پذیرفته است [۱۳-۱۶]. علی رغم جامعیت استاندارد API-579 برای ارزیابی تجهیزات نفت و گاز در مناسب بودن برای سرویس، مراجع معتبر دیگری همچون فیتنت نیز برای اجرای این متدولوژی پیشنهاد شده‌اند [۱۷]. ارزیابی عیب کاهش موضعی ضخامت بر مبنای سند فیتنت توسط کیکرو و همکاران ارائه شده است [۱۸]. در سال‌های اخیر بر مبنای یکی از دو سند مذکور، دانشمندان مختلف به تحلیل عیوب در قسمت‌های مختلف صنایع نفت و گاز پرداخته‌اند. برای مثال کریستن و نیلسن [۱۹]، تحلیل مربوطه را برای خطوط رایزر انجام داده‌اند. جانگ و همکاران [۲۰] روش نوین بازرسی و ارزیابی در محل ترک، را معرفی نموده‌اند. ارزیابی تجربی متدولوژی مناسب بودن در سرویس برای عیب خستگی در گزارش کوزو و همکاران [۲۱] آمده است. شکاری و همکاران [۲۲] از روش‌های آماری و بر مبنای متدولوژی مناسب بودن در سرویس برای پیش‌بینی عیب حفره‌ای استفاده کرده‌اند. ولی نحوه استفاده از متدولوژی مناسب بودن در سرویس با مثال‌های عملی در کمتر گزارشی آمده است. بنابراین با وجود اینکه استاندارد مربوط به متدولوژی مناسب بودن در سرویس موجود می‌باشد، ولی نحوه استفاده از آن برای عیوب مختلف از جمله عیب کاهش موضعی ضخامت با مثال عملی موجود نیست. لذا در این مطالعه، نمونه عملی از اعمال متدولوژی مناسب بودن در سرویس برای عیب کاهش موضعی ضخامت در خط لوله ۱۶ اینچ پرفشار گاز طبیعی مورد بررسی قرار گرفته و توضیحات مربوطه ارایه گردیده است. برای این منظور نتایج پایش ضخامت با استفاده از دستگاه فراصوتی پیشرفته PAUT در دو سال اخیر مورد استفاده قرار گرفته است.

۲- مبانی و روش‌ها

۲-۱- متدولوژی مناسب بودن برای سیرویس

به منظور بررسی قابلیت اطمینان خط لوله دارای عیوب متداول در صنایع نفت و گاز از ارزیابی به روش مناسب بودن برای سرویس استفاده می‌شود. برای انجام ارزیابی بر مبنای مناسب بودن برای سرویس، داده‌های لازم مانند ضخامت واقعی، فشار عملیاتی، فشار طراحی و اندازه‌های عیوب از سوابق و مستندات تجهیزات مربوطه و نیز نتایج ضخامت سنجی‌ها در دوره‌های مشخص استفاده می‌شود. استاندارد API 579 سه سطح ارزیابی را برای بررسی عیوب مشاهده شده در تجهیزات پیشنهاد نموده است. با این وجود در بخش ۵ این استاندارد خاطر نشان شده است که فقط در صورت احراز شرایط ذیل می‌توان از سطوح ۱ و یا ۲ استفاده نمود:

سازه مورد نظر بر اساس استاندارد معتبر و شناخته شده ساخته شده باشد.

مواد مورد استفاده دارای چقرمگی مناسبی باشد. در صورتیکه از مناسب بودن چقرمگی مواد ساخت اطمینان وجود ندارد بایستی میزان تردی مطابق بخش ۳ استاندارد بررسی شود.

سازه در بار چرخه‌ای کار نکند.

ارزیابی سطح ۱ استاندارد API-579 فقط برای سازه‌های نوع A و سازه‌هایی که بارهای جانبی در مورد آنها در حد قابل اغماض می‌باشد، قابل اعمال است. در صورتیکه بارهای جانبی قابل اغماض نباشند بایستی ارزیابی سطح ۲ برای شرایط کاری مورد نظر به کار گرفته شود. خاطر نشان می‌شود که سازه نوع A مطابق تعریف استاندارد، سازه‌ای است که در طراحی آن رابطه‌ای برای ضخامت دیواره بر حسب فشار و سایر بارهای اعمالی وجود داشته باشد. در صورتیکه شرایط عنوان شده برای استفاده از سطوح ۱ و ۲ فراهم نشود و یا نتایج بدست آمده از این سطوح محتاطانه تشخیص داده شوند می‌توان ارزیابی سطح ۳ را بکار گرفت که نیاز به اطلاعات دقیق‌تر و محاسبات پیچیده‌تری دارد. برخی مشخصه‌های سطوح مختلف ارزیابی به شرح ذیل هستند:

ارزیابی سطح ۱: این نوع ارزیابی فقط برای سازه‌های نوع A قابل اعمال می‌باشد و در ارزیابی با این سطح فقط بار ناشی از سیال داخلی در محاسبات در نظر گرفته می‌شود. در صورت وجود سایر بارها بایستی ارزیابی با سطوح بالاتر صورت پذیرد. در صورتیکه که تعداد زیادی از

عیوب نزدیک به هم وجود داشته باشد و یا عمق قسمت‌های مختلف عیب باهم تفاوت بارز داشته باشد، این نوع ارزیابی نتایج محتاطانه‌تری بدست داده و تخمین بهتر شرایط سازه نیازمند ارزیابی با سطوح بالاتر خواهد بود.

ارزیابی سطح ۲: در صورتیکه که تفاوت بارزی در عمق قسمت‌های مختلف عیب وجود داشته باشد، بر اساس محاسبات این روش ارزیابی، تخمین دقیق‌تری از شرایط سازه به دست می‌آید. همچنین در این روش ارزیابی علاوه بر فشار ناشی از سیال داخل سازه، برخی انواع دیگر بارهای موجود در منطقه تحت بررسی، همچون ممان خمشی نیز در محاسبات دخالت داده می‌شوند.

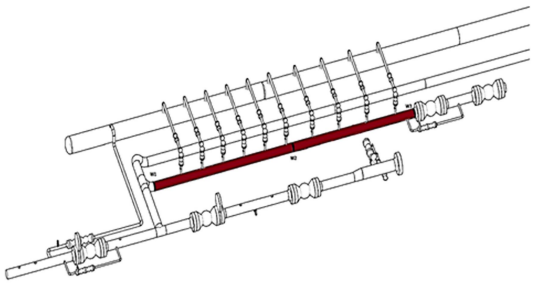
ارزیابی سطح ۳: این نوع ارزیابی بیشتر در مواردی مورد استفاده قرار می‌گیرد که شکل هندسی سازه و یا عیوب پیچیده باشند. معمولاً در ارزیابی سطح ۳ از تکنیک‌های تحلیل عددی مانند المان محدود استفاده می‌شود.

میزان خوردگی مجاز در آینده، برای سازه مورد نظر در یک دوره کارکرد مشخص که انتظار می‌رود سازه به صورت ایمن بتواند سرویس‌دهی نماید، لحاظ می‌شود. این مقدار خوردگی مجاز در آینده معمولاً بر اساس سابقه پایش ضخامت قبلی، سرعت خوردگی در سازه‌های مشابه و با شرایط سرویس‌دهی یکسان و یا به کمک نمودارهای طراحی خوردگی تعیین می‌گردد. برای تعیین حد مجاز خوردگی در آینده، بایستی مقدار ضخامت از دست رفته در هر دو سطح بیرونی و داخلی در نظر گرفته شود. مطابق آخرین ویرایش استاندارد API-579 میزان خوردگی مجاز در آینده، برای ناحیه معیوب و سایر قسمت‌ها بایستی به صورت مجزا مورد بحث قرار گیرند، در این مطالعه میزان خوردگی مجاز در آینده، برای ناحیه معیوب با FCA_{ml} مشخص گردیده است.

۳- نتایج

۳-۱- ناحیه معیوب در خط ۱۶ اینچ و مشخصات سیال سرویس

در این پژوهش خط لوله مورد بررسی در زمان انجام مطالعه، به مدت ۴ سال سرویس‌دهی انجام داده بود که این خط لوله در سایت سراجه قم (ایران)، واقع شده است. از خط مذکور در شش ماه اول سال برای تزریق گاز طبیعی به مخزن زیرزمینی طبیعی با فشار ۳۳۰ بار استفاده می‌شود. همچنین در شش ماه دوم سال همزمان با شروع فصل سرما برداشت از مخزن ذخیره شروع شده، و این خط در مسیر تولید گاز طبیعی با فشار ۱۶۰ بار مورد استفاده قرار می‌گیرد. (شکل ۱) نشان دهنده طرحواره خط لوله مورد بررسی است. طول خط مورد بررسی ۱۲ متر و قطر اسمی آن ۱۶ اینچ بود. کل طول ۱۲ متر خط لوله به ۲۱ نقطه متساوی الفاصله تقسیم شده و ضخامت سنجی در این نقاط طی دوره‌های یک ساله و برای مدت دو سال انجام شده و مطابق شکل ۲ گزارش گردیده است. نتایج ضخامت سنجی گزارش شده در شکل ۲ بر اساس نتایج پایش ضخامت با استفاده از دستگاه فراصوتی پیشرفته (فراصوتی آرایه فازی) بدست آمده است. خط مذکور در پایین‌ترین سطح نسبت به سایر خطوط موجود در منطقه قرار دارد و بنابراین مستعد عیوبی مانند خوردگی حفره‌ای و کاهش موضعی ضخامت می‌باشد. در ۲ سال اول بهره‌برداری از مواد بازدارنده خوردگی در این خط استفاده نشده بود. ولی در ۲ سال اخیر به صورت منظم از مواد بازدارنده خوردگی در این خط استفاده شده که در کاهش رشد عیوب بسیار موثر بوده است.



شکل ۱- طرحواره خط لوله مورد بررسی (خط لوله مورد بررسی با رنگ قرمز نشان داده شده است)

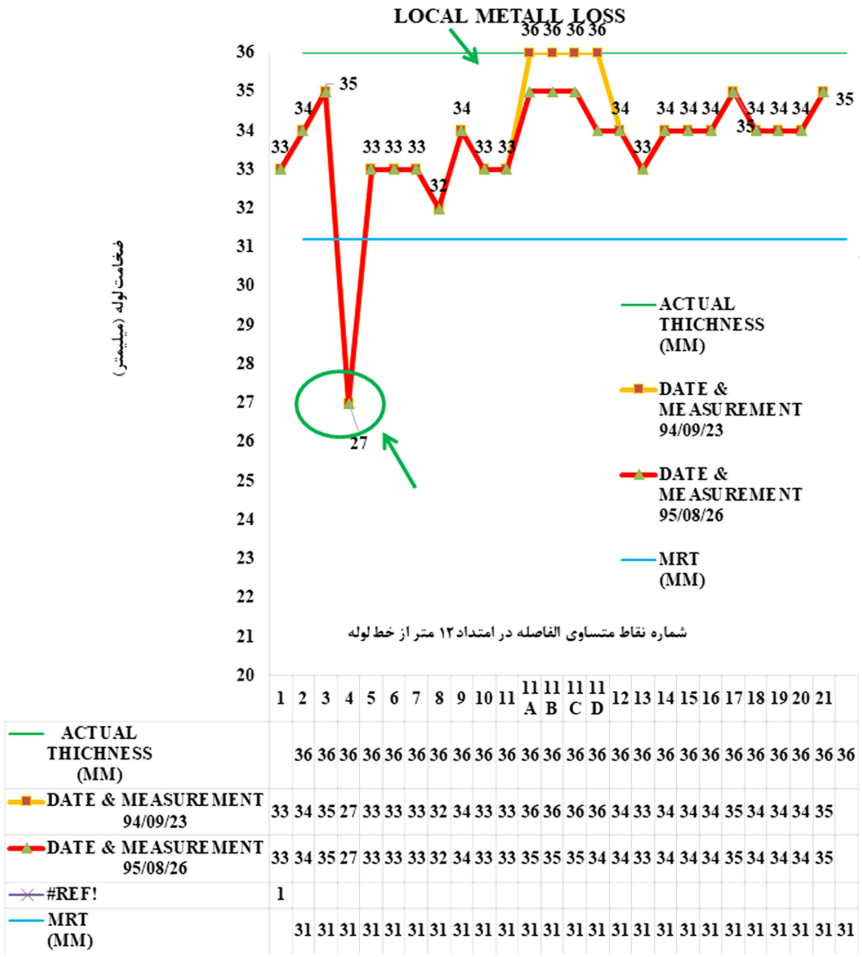
ویژگی‌های سیال سرویس بر اساس آزمایشات DST در (جدول ۱) آورده شده است. از نتایج (جدول ۱) مشخص می‌باشد که با توجه به عدم وجود مقدار قابل توجه عناصر خورنده سولفید هیدروژن و دی‌اکسید کربن، بنابراین سرویس مورد نظر در این خط از نوع شیرین محسوب می‌گردد.

جدول ۱-آنالیز سیال سرویس بر اساس آزمایشات DST

ترکیب		فشار جزیی (بار)
H_2S		0
CO_2		0.2
N_2		1.85
هیدروکربن		97.95
Total		100
	C7+ Properties	
وزن مخصوص		0.76
وزن مولکولی		121.02
	Fluid Properties	
TEMP (°F)		170

فشار جزئی گاز دی اکسید کربن حدود ۰/۲ بار بود که در محدود کم ریسک مطابق سند EFC-23 قرار می‌گیرد. ولی با توجه به حجم قابل توجه آب سیال سرویس، سرعت کم سیال، نقطه پایین[1] بودن خط مذکور همین مقدار کم دی اکسید کربن باعث بروز عیوب خوردگی از نوع کاهش موضعی ضخامت شده بود (شکل ۲). با توجه به شکل ۲ مشخص است که یکی از این عیوب خوردگی ایجاد شده بر روی خط لوله، از محدوده مربوط به حداقل ضخامت مورد نیاز خط لوله فراتر بوده و نیازمند بررسی به روش مناسب بودن برای سرویس است.

[1] Low point



شکل ۲- ضخامت‌های اندازه گیری شده در امتداد خط لوله مورد مطالعه، (نقاط ۱ تا ۲۱ بصورت متساوی الفاصله در امتداد ۱۲ متر خط لوله تعریف شده‌اند

در ادامه نحوه ارزیابی عیب کاهش موضعی ضخامت مشاهده شده در خطوط لوله مورد مطالعه که در نقطه ۴ در امتداد خط لوله اتفاق افتاده و باعث کاهش ضخامت از مقدار ۳۶ میلیمتر به مقدار ۲۷ میلیمتر شده است، براساس فصل ۵ استاندارد API-579 ارایه گردیده است.

۳-۲- ارزیابی سطح یک برای عیب کاهش موضعی ضخامت در خط لوله ۱۶ اینچ

از آنجایی که گواهی بهره‌برداری خط لوله ۱۶ اینچ در اردیبهشت ماه سال ۱۳۹۱ صادر گردیده و در مدت ۴ سال ناحیه معیوب حدود ۸ میلیمتر خورده شده بود، بنابراین نرخ خوردگی در این مطالعه برابر ۲ میلیمتر در سال، یا بعبارت دیگر مقدار FCA معادل ۴ میلیمتر (که معادل سرویس‌دهی برای ۲ سال می باشد) در نظر گرفته شد.

گام‌های مختلف انجام ارزیابی بر اساس استاندارد API-579 در ادامه بیان گردیده است.

۳-۳- جمع آوری اطلاعات طراحی خط مذکور

بر اساس استاندارد مربوط به متدولوژی مناسب بودن برای سرویس، گام اول در انجام ارزیابی برای هر نوع عیبی جمع‌آوری اطلاعات مورد نیاز برای گام‌های بعدی می‌باشد. اطلاعات طراحی خط لوله ۱۶ اینچ مورد مطالعه مطابق جدول ۲ می‌باشند.

۳-۴- انطباق نوع عیب مشاهده شده با استاندارد

با توجه به ابعاد و شکل هندسی عیب مشاهده شده نمی‌توان این نوع عیب را عیب شبه شیار[1] بحساب آورد چراکه مطابق بند ۵,۲ استاندارد API 579 شکل هندسی عیب مذکور بایستی بگونه‌ای باشد که طول آن بسیار بزرگتر از عرض آن گردد. از آنجاییکه عیب مشاهده

[1] Groove Like Flaw

شده در خط مورد مطالعه دارای طول و عرض یکسانی بود، بنابراین مطابق تعریف استاندارد می‌توان آن را از نوع عیب خوردگی کاهش موضعی ضخامت بحساب آورده و از محاسبات بخش ۵ استاندارد جهت ارزیابی استفاده نمود. فقط در صورتی می‌توان از بخش ۵ استاندارد API 579 مربوط به کاهش موضعی ضخامت در سازه استفاده نمود که عیوب ترک مانند و لبه تیز بوسیله سنگ‌زنی اصلاح شده باشند. از آنجاییکه ابعاد عیب مشاهده شده در خط مذکور کوچک بود، امکان ترسیم پروفایل ضخامت بحرانی (CTP) برای آن وجود نداشت. البته با توجه به ابعاد عیب، این موضوع دقت محاسبات و نتیجه‌گیری‌ها را به صورت جدی تحت تاثیر قرار نداده است.

جدول ۲- داده های طراحی مربوط به خط لوله ۱۶ اینچ مورد مطالعه

استاندارد طراحی	ASME B31.8
جنس مواد ساخت	API 5L X52 Sch:140
شرایط طراحی	330 Bar (4800 psi) @85°C
قطر داخلی لوله	333mm
ضخامت ساخت	36.53mm
ضخامت از دست رفته بصورت یکنواخت	1.53mm (36.53-35)
حد مجاز خوردگی آینده (FCA)	1 mm
ضریب اصلاح جوش طولی در لوله	1
بارهای خارجی رو لوله	Negligible
حداقل ضخامت مورد نیاز t_{min}	31.26

۳-۵- ارزیابی عیب مشاهده شده بر اساس سطح

گام اول: ترسیم پروفایل ضخامت بحرانی، با توجه به ابعاد عیب؛ در این مطالعه لزومی به ترسیم این پروفایل نبوده و فرض گردیده است عمق عیب در همه پهنای عیب برابر با حداکثر عمق گزارش شده باشد. در جائیکه: پروفایل ضخامت بحرانی[1] برابر ۲۷ میلیمتر و ضخامت واقعی در قسمت‌های دور از عیب (t_{rd})[2] برابر با ۳۵ میلیمتر محاسبه گردیده است.

گام دوم: تعیین ضخامت دیواره‌ای که در ارزیابی‌ها مورد استفاده قرار خواهد گرفت بر اساس رابطه ():

$$t_c = t_{rd} - FCA = 35 - 1 = 34mm \quad (۱)$$

گام سوم: تعیین پارامترهای مربوط به موقعیت و ابعاد عیب بصورتی که: حداقل ضخامت اندازه‌گیری شده[3] (t_{mm}) برابر ۲۷ میلیمتر، گستردگی طولی عیب[4] (S) برابر ۴ میلیمتر، گستردگی محیطی عیب[5] (C) برابر ۴ میلیمتر، فاصله تا اصلی ترین عدم یکپارچگی ساختاری[6] (L_{msd}) برابر ۸۸۰ میلیمتر حاصل شدند.

مطابق بازرسی‌های صورت پذیرفته، در محدوده دو برابر C (ازدیاد قطری عیب) و دو برابر S (ازدیاد طولی عیب) با محوریت مرکز عیب مورد بررسی، هیچ عیبی وجود نداشت، بنابراین عیوب کنار هم باهمدیگر برهم کنش نداشته و امکان بررسی عیوب به صورت مجزا و تک به تک فراهم بود.

گام چهارم: تعیین ضریب ضخامت باقیمانده (R_t) مطابق رابطه (۲) و نیز فاکتور اندازه طولی عیب (λ) مطابق رابطه (۴):

$$R_t = \frac{t_{mm} - FCA_{ml}}{t_c} = \frac{27-4}{34} = 0.68 \quad (۲)$$

$$D = ID + 2(Loss + FCA) = 338mm \quad (۳)$$

$$\lambda + \frac{1.285s}{\sqrt{Dt_c}} = 0.048 \quad (۴)$$

گام پنجم: ارزیابی مقادیر بدست آمده با معیار اندازه عیب؛ بر اساس معادلات مرحله بخش ۵ از استاندارد API-579 مطابق ذیل:

$$\begin{aligned} &R_t = 0.68 > 0.2 \\ &(t_{mm} - FCA = 27 - 1 = 26) > 1.3mm \\ &(L_{msd} = 50mm) \le (1.8\sqrt{Dt_c} = 1.8\sqrt{338 \times 34} = 193mm) \end{aligned} \quad (۵)$$

با توجه به اینکه شرایط بالا احراز گردیده‌اند، بنابراین فرآیند جهت محاسبه حداکثر فشار قابل تحمل ادامه پیدا کرد.

گام ششم: این گام مخصوص عیوب شبه شیار می‌باشد، بنابراین در خط لوله مورد بررسی با عیب از نوع کاهش موضعی ضخامت قابلیت اعمال نداشت.

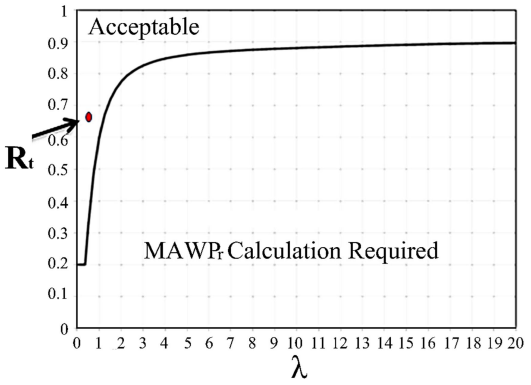
گام هفتم: تعیین حداکثر فشار کاری مجاز بر اساس فرمول استاندارد طراحی خط لوله (در این مطالعه، ASME B31.8)، با استفاده از ضخامت بدست آمده در گام دوم:

$$MAOP = \frac{2S_y t_c}{OD} FET = \frac{2 \times 52000 \times 34}{16 \times 25.4} \times 0.6 = 522psi(360bar) \quad (۶)$$

از آنجاییکه مقدار حداکثر فشار بهره‌برداری گزارش شده در گواهی خط مربوطه، ۳۳۰ بار بود، و این مقدار کمتر از مقدار محاسبه شده در رابطه (۶) می‌باشد، لذا حداکثر فشار بهره‌برداری مجاز ۳۳۰ بار قابل قبول است.

گام هشتم: بررسی مطابقت نمودار ارائه شده در شکل ۵،۶ استاندارد با مقادیر λ و R_t محاسبه شده در گام‌های قبلی مطالعه حاضر با بازه قابل قبول استاندارد: نتایج مربوط به این مرحله در (شکل ۳) ارایه گردیده است. همانطوریکه از (شکل ۳) مشخص است، نقطه مذکور در نمودار استاندارد در بازه مورد قبول استاندارد قرار گرفته و نیاز به کاهش فشار بهره‌برداری در خط لوله نمی‌باشد.

[1] Critical Thickness Profile
[2] Actual Thickness in other parts
[3] Minimum Measured Thickness
[4] Longitudinal Elongation of the flaw
[5] Circumferential Elongation of the flaw
[6] Distance to nearest major structural discontinuity



شکل ۳- بررسی وضعیت λ و R_t نسبت به مقادیر مورد قبول استاندارد بر اساس API-579/ASME FFS-1 2016

۴- نتیجه‌گیری

در این مطالعه ارزیابی قابلیت در سرویس قرار گرفتن خط لوله ۱۶ اینچ دارای عیب از نوع کاهش موضعی ضخامت بر اساس متدولوژی مناسب بودن برای سرویس صورت پذیرفت. در این پژوهش به جهت اعمال این متدولوژی از سطح یک استاندارد API-579 استفاده گردید. خط لوله مذکور دارای عیبی به عمق ۷ میلیمتر در فشار بهره‌برداری آن ۳۳۰ بار بود. براساس نتایج بدست آمده خط لوله مورد بحث با وجود عیب می‌تواند به مدت ۲ سال دیگر نیز بدون نیاز به تعمیر مورد بهره‌برداری قرار گیرد. لازم است برای اطمینان بیشتر پایش‌های ضخامت در دوره‌های زمانی ۳ ماهه به منظور اطمینان از انطباق سرعت واقعی رشد عیب با سرعت پیش‌بینی شده صورت پذیرد.

۵- مراجع

[1] American Petroleum Institute (API) (API standard), *Corrosion Control Documents*, 2017.

[2] E. F. o. C. (EFC), *Corrosion Resistant Alloys for Oil and Gas Production: Guidance on General Requirements and Test Methods for H 2 S Service, EFC-17*, Maney Publishing, London, 2002.

[3] Dumitrescu A., Zecheru G. and Diniţă A., *Non-destructive Testing and Repair of Pipelines*. Springer International Publishing AG, Switzerland, 2018.

[4] Wang Y., Cheng G., Wu W., Li Y., Role of inclusions in the pitting initiation of pipeline steel and the effect of electron irradiation in SEM, *Corrosion. Science*. Vol. 130, pp. 252-260, 2018.

[5] Heidary R., Gabriel S.A., Modarres M., Groth K. M., and Vahdati N., A Review of Data-Driven Oil and Gas Pipeline Pitting Corrosion Growth Models Applicable for Prognostic and Health Management. *International Journal of Prognostics and Health Management*, Vol. 9, No. 1, pp. 1-13, 2018.

[6] Asadi Z.S., and Melchers R.E., Extreme value statistics for pitting corrosion of old underground cast iron pipes. *Reliability Engineering and System Safety*, Vol. 162, pp. 64-71, 2017.

[7] Sahraoui Y., Khelif R., Chateauneuf A., Maintenance planning under imperfect inspections of corroded pipelines, *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, Vol. 104, pp. 76-82, 2013 .

[8] Zhang S., Zhou W., Cost-based optimal maintenance decisions for corroding natural gas pipelines based on stochastic degradation models, *Engineering Structures*, Vol. 74, pp. 74-85, 2014 .

[9] R. Api, 579-1/ASME FFS-1, Houston, TX:, American Petroleum Institute, 2007 .

[10] Attia M., Megahed M., Darwish M. A., Sundram S. Assessment of corrosion damage acceptance criteria in API579-ASME/1 code, *International Journal of Mechanics and Materials in Design*, Vol. 12, No. 1, pp. 141-151, 2016 .

[11] Janelle J. L. *An overview and validation of the fitness-for-service assessment procedures for local thin areas*, Thesis, University of Akron, 2005 .

[12] Kiefner J., Maxey W., Eiber R. Duffy A., *Failure stress levels of flaws in pressurized cylinders, in: Progress in Flaw Growth and Fracture Toughness Testing,* Eds.: ASTM International, 1973 .

[13] Netto T., Ferraz U., Botto A. On the effect of corrosion defects on the collapse pressure of pipelines, *International Journal of Solids and Structures*, Vol. 44, No. 22, pp. 7597-7614, 2007 .

[14] Medjo B., Rakin M., Arsic M., Šarkocevic Ž., Zrilic M., Putic, S. Determination of the load carrying capacity of damaged pipes using local approach to fracture, *Materials Transactions*, Vol. 53, No. 1, pp. 185-190, 2012.

[15] Alang N., Razak N. Finite element analysis on burst pressure of steel pipes with corrosion defects, *13th International Conference on Fracture*, June 16–21, 2013, Beijing, China.

[16] Su C., Li X., Zhou J. Failure pressure analysis of corroded moderate-to-high strength pipelines, *China Ocean Engineering*, Vol. 30, No. 1, pp. 69-82, 2016.

[17] Koçak M. FITNET fitness-for-service procedure: an overview, *Weld. World*, Vol. 51, No. 5-6, pp. 94-105, 2007.

[18] Cicero S., Lacalle R., Cicero R., Ferreno D. Assessment of local thin areas in a marine pipeline by using the FITNET FFS corrosion module, *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, Vol. 86, No. 5, pp. 329-334, 2009.

[19] Christensen C., Nielsen T. S., Mollan R. Fitness for Purpose Evaluation of Sour Service Riser Pipes, In *NACE International*, pp.215. San Diego, California, 2003.

[20] Jang J.-I., Choi Y., Lee J.-S., Lee Y.-H., Kwon D., Gao M., Kania R. "Application of instrumented indentation technique for enhanced fitness-for-service assessment of pipeline crack", *International Journal of Fracture*, Vol. 131, No. 1, pp. 15-33, 2005.

[21] Cosso G., Rizzo C., Servetto C. Fitness-for-service assessment of defected welded structural details by experimental evaluation of the fatigue resistance SN curve, *Weld. World*, Vol. 60, No. 5, pp. 847-858, 2016.

[22] Shekari E., Khan F., Ahmed S. A predictive approach to fitness-for-service assessment of pitting corrosion, International *Journal of Pressure Vessels and Piping*, Vol. 137, pp. 13-21, 2016.