

ارائه متدولوژی بازرسی بر مبنای ریسک برای لوله‌کشی نیروگاه زمین گرمایی (مورد پژوهشی: نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر)

دانشجو، گروه مهندسی مکانیک، دانشگاه محقق اردبیلی، اردبیل، ایران، arminsadegh73@gmail.com
استادیار، گروه مهندسی مکانیک، دانشگاه محقق اردبیلی، اردبیل، ایران، m.eskandarzade@gmail.com
دانشجو، گروه مهندسی مکانیک، دانشگاه محقق اردبیلی، اردبیل، ایران، kasrarafieirad.krr@gmail.com
دکتری، رییس دپارتمان بازرسی فنی، شرکت مهندسی و توسعه نفت، تهران، ایران، alikalaki@yahoo.com
دانشیار، گروه مهندسی مواد، دانشگاه تبریز، تبریز، ایران، ab.tutunchi51@tabrizu.ac.ir
استادیار، گروه مهندسی معدن، دانشگاه صنعتی ارومیه، ارومیه، ایران، aref.alipour@gmail.com
استادیار، گروه مهندسی مکانیک، دانشگاه محقق اردبیلی، اردبیل، ایران، h.rasouli@uma.ac.ir

آرمین اصغرزاده صادق
مهدی اسکندرزاده اصل*
کسری رفیعی راد
علی کلاکی
ابوالفضل تونچی
عارف علیپور
حسنعلی رسولی

چکیده

در نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر، سیال با دما و فشار بالا از چاه NWS6D خارج شده و به وسیله چگالنده سر چاهی، به دو فاز آب و بخار آب تقسیم و توسط دو خط لوله (لوپ ۱ حامل بخار آب و لوپ ۲ حامل آب) به نیروگاه منتقل شده و تولید برق صورت می‌گیرد. تکنیک بازرسی فنی بر مبنای ریسک تجهیز تا به حال در سیستم‌های لوله‌کشی نیروگاه‌های زمین گرمایی به کار گرفته نشده است. در این مقاله، نحوه اجرای متدولوژی بازرسی بر مبنای ریسک در نیروگاه‌های زمین گرمایی آورده شده است. برای انجام تکنیک بازرسی بر مبنای ریسک در لوپ‌ها، ابتدا مکانیزم‌های خوردگی شناسایی شده و با مشخص شدن مکانیزم‌های خوردگی، به تعیین میزان احتمال و پیامد خرابی هر مکانیزم و در نتیجه ریسک خوردگی در هر لوپ پرداخته می‌شود. بررسی میزان خوردگی عمومی در شرایط عملیاتی لوپ‌ها با استفاده از آزمون پلاریزاسیون پتانسیودینامیک صورت می‌پذیرد. با بررسی‌های صورت گرفته در این مقاله، در لوپ ۱ میزان ریسک خوردگی دی اکسید کربن و خوردگی حفره‌ای، در حد متوسط و میزان ریسک خوردگی آب شور، در حد کم و میزان ریسک در لوپ ۲ درخصوص خوردگی حفره‌ای، مقدار زیاد و درخصوص خوردگی اسید سولفوریک، مقدار کم را نشان می‌دهد.

واژه‌های کلیدی: بازرسی بر مبنای ریسک، نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر، خوردگی، لوله‌کشی، بازرسی فنی، ماتریس ریسک.

A Risk based inspection methodology for the geothermal power plant piping (Research case: Meshginshahr geothermal power plant)

Armin AsgharzadehSadegh

Department of Mechanical Engineering, University of Mohaghegh Ardabili, Ardabil, Iran

Mehdi Eskandarzadeh Asl

Department of Mechanical Engineering, University of Mohaghegh Ardabili, Ardabil, Iran

Kasra Rafiei Rad

Department of Mechanical Engineering, University of Mohaghegh Ardabili, Ardabil, Iran

Ali Kalaki

Head of technical inspection and corrosion protection department, Tehran, Iran

Abolfazl Tutunchi

Department of Material Engineering, University of Tabriz, Tabriz, Iran

Aref Alipour

Department of mining Engineering, Urmia University of Technology, Urmia, Iran

Hassanali Rasouli

Department of Mechanical Engineering, University of Mohaghegh Ardabili, Ardabil, Iran

Abstract

In Meshginshahr geothermal power plant, fluid with high temperature and pressure comes out of the NWS6D well and are divided into two phases of water and steam by the condenser of the wellhead and by two pipelines (loop1 carrying steam and loop2 carrying water) is transferred to the power plant and the electricity is generated. Risk-based technical inspection technique has never been used in the piping systems of geothermal power plants. In this paper, the implementation of risk-based inspection methodology in geothermal power plants is presented. To perform the risk-based inspection technique in the loops, first the corrosion mechanisms are identified and by specifying the corrosion mechanisms, the probability and consequence of failure of each mechanism and consequently the risk of corrosion in each loop are determined. Experiments using Potentiodynamic polarization test are employed to investigate the general corrosion rate of the pipe materials. According to the studies conducted in this article, in loop 1, the risk of corrosion of carbon dioxide and pitting corrosion is moderate and the risk of corrosion of sour water is low and the risk of loop 2 in case of pitting corrosion is high while in the case of sulfuric acid corrosion, it shows a low amount.

Keywords: Risk based inspection, Meshginshahr geothermal power plant, Corrosion, Piping, Technical Inspection, Risk Matrix.

وقوع حوادث جبران ناپذیری به لحاظ آسیب به افراد، تجهیزات و محیط زیست می‌شوند، از قبل مشخص نمود. افزون بر این، با انجام

۱- مقدمه

با انجام بازرسی در صنعت می‌توان نقاط خطرناک را که منجر به

* نویسنده مکاتبه کننده، آدرس پست الکترونیکی: m.eskandarzade@gmail.com

بازرسی فنی می‌توان مکانیزم‌های تخریب را شناسایی، پایش و اندازه‌گیری کرد و زمان تبدیل نقطه بحرانی به نقص (خرابی) را مشخص نمود[۱].

به طور خلاصه، در تکنیک بازرسی بر مبنای ریسک (RBI)^۱ ابتدا میزان احتمال و پیامد از کار افتادگی تجهیزات تحت فشار محاسبه شده و از ترکیب این دو فاکتور (یعنی احتمال و پیامد) میزان ریسک به دست می‌آید. سپس بر اساس اندازه ریسک به دست آمده، تجهیزات برای پایش و تعمیرات اولویت‌بندی شده و برنامه بازرسی برای آن‌ها تعریف می‌گردد. برنامه‌های سنتی بازرسی فنی از تجهیزات که بر اساس نظر سازنده تجهیز و پیشنهاد استاندارد مربوطه انجام می‌پذیرد^۲ و یا دوره های بازرسی با در نظر گرفتن شرایطی که تجهیزات پشت سر گذاشته^۳ تعیین می‌گردد. ولی در تکنیک بازرسی بر مبنای ریسک، فاصله زمانی ثابتی برای بازرسی تجهیزات تعریف نمی‌گردد، بلکه هر دستگاه بازه زمانی و برنامه جداگانه‌ای جهت بازرسی دارد. با استفاده از بازرسی بر مبنای ریسک، ضمن اجتناب از بازرسی‌های مکرر، می‌توان امکانات و توانمندی‌های بازرسی را بر روی دستگاه‌هایی با ریسک بالاتر متمرکز نمود[۲].

انرژی زمین گرمایی یکی از منابع عمده انرژی تجدیدپذیر است که جوانب مثبت زیست‌محیطی آن طیف وسیعی از موارد را شامل می‌گردد. با این وجود سیالات سیستم زمین‌گرمایی حاوی یون‌های مختلف از جمله یون‌های کلرید هستند که می‌توانند باعث خوردگی مواد فلزی شوند، بنابراین استفاده ایمن از سیستم‌های زمین‌گرمایی به انتخاب مواد مناسب بستگی دارد. مرحله طراحی و انتخاب آگاهانه مواد، نقش بسزایی در به حداقل رساندن اثرات خوردگی دارند. به همین دلیل در نیروگاه‌های زمین گرمایی نیز می‌توان از بازرسی بر مبنای ریسک برای انتخاب ماده مناسب و کاهش خطرات تخریب استفاده کرد[۳].

تین^۴ و همکارانش [۴] در سال ۲۰۰۷ مطالعه‌ای بر روی سیستم راهنمای بازرسی خطوط لوله بر مبنای ریسک انجام داده است. در این تحقیق، یک سیستم بازرسی بر مبنای ریسک و یک مدل راهنما برای بازرسی از خطوط لوله مورد بررسی قرار گرفته است. روش مطالعه از دو بخش تشکیل شده که عبارتند از: ساختن یک مدل بازرسی بر مبنای ریسک برای خطوط لوله و ایجاد یک مدل راهنما برای بازرسی بر مبنای ریسک خطوط لوله. این مدل به منظور آنالیز فاکتورهای خرابی، مدل‌های تخریب و موقعیت‌های مستعد تخریب خطوط لوله طراحی شده است. سید جواد هاشمی و همکارانش [۵] در سال ۲۰۰۹ با مطالعه خود از طریق نحوه استقرار بازرسی بر مبنای ریسک در واحد تقطیر اتمسفری پالایشگاه آبادان به یک سیستم منسجم مدیریت یکپارچگی تجهیزات با استفاده از نرم افزار دست یافتند. خروجی این مطالعه، دستیابی به یک سیستم مدیریت یکپارچه تجهیزات بر اساس استراتژی بازرسی بر مبنای ریسک و مزایای حاصل از آن از نظر صرفه-جویی‌های اقتصادی، مسائل ایمنی و متمرکز شدن برنامه‌های بازرسی

بوده است. لذا هدف از انجام این مطالعه نشان دادن قابلیت بازرسی بر مبنای ریسک در کاهش هزینه‌ها و افزایش ایمنی در خطوط لوله‌کشی نیروگاه‌های زمین گرمایی می‌باشد. هدف فرعی تهیه ابزاری برای کمک به برنامه‌ریزی بهینه جهت بازرسی لوله‌کشی نیروگاه زمین گرمایی مشگین‌شهر برای استفاده افراد مرتبط در امر بازرسی بوده و هم چنین ایجاد بستری برای پیش‌بینی موثر از ریسک‌های بالقوه لوله‌کشی جهت حصول سطح بالاتری از ایمنی در نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر می‌باشد.

۲- مبانی و روش‌ها

۲-۱- تکنیک بازرسی بر مبنای ریسک

ریسک، ترکیبی از احتمال وقوع برخی حوادث در طی دوره زمانی مورد بررسی و پیامدهای مرتبط با آن حوادث می‌باشد. از جنبه نظر ریاضی ریسک به صورت حاصل ضرب احتمال خرابی (POF)^۵ در پیامد خرابی (COF)^۶ تعریف می‌شود[۶]:

$$\text{Risk} = \text{POF} \times \text{COF} \quad (1)$$

احتمال وقوع از کار افتادگی در بازرسی بر مبنای ریسک، تخمین احتمال یک یا چند مکانیزم تخریب است که نتیجه آن خروج مواد از داخل تجهیز و ایجاد خطر می‌باشد. در این ارزیابی تمامی مکانیزم‌های تخریب که تجهیز نسبت به آن‌ها مستعد می‌باشد مورد توجه قرار می‌گیرند و محلهایی که نسبت به چند مکانیزم تخریب متفاوت، حساس می‌باشند مشخص می‌گردند.

چندین ریسک بالقوه در پالایشگاه، واحدهای پتروشیمی و تاسیسات نیروگاهی وجود دارند: (الف) آتش و انفجار (ب) مسمومیت، (ج) آلودگی محیط زیست، (د) ضررهای مالی. در آنالیزهای RBI، به منظور تعیین پیامدهای ناشی از مسمومیت، فقط تاثیرات حاد و شدید در نظر گرفته می‌شود و از اثرات بلند مدت و مزمن صرف نظر می‌شود. باید توجه داشت که اگر ماده‌ای خواص آتش‌گیری نداشته باشد، می‌توان پیامدهای وقوع از کار افتادگی ناشی از آتش و انفجار را حذف نمود. هم چنین اگر خطر سمیت وجود نداشته باشد، می‌توان پیامدهای وقوع از کارافتادگی ناشی از سمیت را حذف نمود[۷].

۲-۲- انواع تکنیک‌های بازرسی بر مبنای ریسک

سطوح متفاوتی از روش ارزیابی بازرسی بر مبنای ریسک در کارخانه های مختلف می‌تواند صورت گیرد. دستورالعمل RBI را می‌توان به صورت کیفی، کمی و یا با استفاده از جنبه‌هایی از هر دو روش (نیمه کمی) انجام داد. هر تکنیک، روشی سیستماتیک برای غربال کردن ریسک ارائه نموده و نواحی دارای ریسک بالاتر را مشخص می‌کند و در نهایت یک لیست اولویت‌بندی شده برای انجام آنالیزها و بازرسی‌های عمیق‌تر ارائه می‌دهد. آنالیز کمی ریسک از لحاظ عمق آنالیز و جمع‌آوری بسیار زیاد داده‌ها، از روش آنالیز کیفی غنی‌تر و دقیق‌تر می‌باشد. نتایجی که با استفاده از این روش به دست آمده‌اند، عموماً به صورت اعداد و رقم نشان داده می‌شوند. همچنین در روش

¹ Risk Based Inspection (RBI)

² Fixed Interval

³ Condition Base

⁴ Tien

⁵ Probability of Failure

⁶ Consequence of Failure

در استخری می‌ریزد، سپس آب موجود در استخر به وسیله پمپ‌های تعبیه شده در کف استخر به چاه‌های تزریق منتقل شده تا دوباره به سفره‌های زیرزمینی تزریق شوند. در شکل ۱ لوپ ۲ حامل آب به حالت مایع می‌باشد و در چرخه تولید برق استفاده نمی‌شود، به همین دلیل آب موجود در لوپ ۲ به اینتر کولرها رفته تا دمای آن کاهش داده شود و در خروجی نیروگاه با لوپ ۱ به یک لوله تبدیل و به چاه تزریقی منتقل شوند. پس از نصب تجهیزات مورد نیاز بر روی چاه NWS6D، نمونه‌هایی از سیالات درون چاهی به دست آمد. این نمونه‌ها در دو بخش صحرایی و آزمایشگاهی مورد بررسی قرار گرفته و داده‌های حاصل از آنالیز عنصری در جدول‌های ۲ و ۳ برای لوپ ۱ و لوپ ۲ آورده شده است.

با توجه به جدول ۲، لوپ ۱ که حامل بخار آب می‌باشد، علاوه بر بخار آب، عناصر خوردنده‌ای همچون: دی‌اکسیدکربن، سولفید هیدروژن، هیدروژن، آمونیوم دارد که در بین این عناصر و گازها، بیشترین مقدار مربوط به دی‌اکسیدکربن می‌باشد. دو مولفه اصلی گاز خورنده در سیالات زمین گرمایی CO₂ و H₂S می‌باشد. گاز CO₂ هم باعث خوردگی موضعی^۱ و هم باعث خوردگی عمومی^۲ می‌شود.

از آن جایی که H₂S تاثیر چندانی در خوردگی عمومی ندارد و حتی در بیشتر مواقع با تشکیل لایه محافظ FeS باعث کاهش خوردگی عمومی می‌شود، لذا در محاسبات مربوط به حد مجاز خوردگی میزان خوردگی عمومی CO₂ یکی از مهم‌ترین پارامترها محسوب می‌شود.

با توجه به جدول ۳، لوپ ۲ که حامل آب در حالت مایع می‌باشد علاوه بر آب، شامل عناصر خوردنده‌ای هم چون: کلر، سولفات، فلئوئور و سیلیکون دی‌اکسید می‌باشد که در بین این عناصر، بیشترین و مهمترین مقدار مربوط به کلر و سیلیس است و بقیه عناصر نسبت‌های کمتری را به خود اختصاص می‌دهند. سیلیس از آن جایی که ماده خوردنده‌ای نیست، در خوردگی تاثیر چندانی ندارد، در حالی که یون کلراید در تشکیل الکترولیت مشارکت داشته و باعث فعال شدن مکانیزم‌های خوردگی الکتروشیمیایی می‌شود. برای تعیین میزان ریسک، احتمال و پیامد خرابی ناشی از مکانیزم‌های خوردگی در لوپ‌ها مورد بررسی قرار می‌گیرد تا میزان ریسک در هر یک از لوپ‌های بیان شده، مشخص گردد.

۲-۴- مکانیزم‌های خوردگی در لوپ‌ها

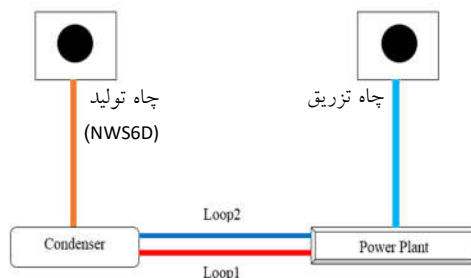
استخراج سیالات گرم از منابع زمین گرمایی با درجه دمای بالا و شوری زیاد برای تولید انرژی الکتریکی به دلیل داشتن محیط خورنده از نظر انتخاب مواد یک چالش بزرگ محسوب می‌شود. خوردگی را می‌توان از جنبه‌های گوناگون اقتصادی، صنعتی و زیست‌محیطی بررسی کرد.

نیمه کمی، عبارت نیمه کمی بیان کننده هر روشی است که جنبه‌های مربوط به هر دو روش کمی و کیفی را دارا بوده و در به دست آوردن مزایای اصلی دو روش قبلی مورد نظر باشد (سرعت روش کیفی و سخت‌گیری روش کمی) [۸]. در این مقاله به صورت کیفی مکانیزم‌های خوردگی فعال در لوله‌کشی نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۳-۲- روش کار نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر

روش کار نیروگاه زمین گرمایی به این صورت است که ابتدا تعدادی چاه به نسبت سفره‌های زیرزمینی موجود در منطقه حفر می‌شود و تجهیزاتی بر سر چاه‌ها قرار می‌گیرد تا از طریق آنها آب گرم موجود در داخل سفره‌ها به نیروگاه منتقل شده تا از نیروی آن استفاده شود. در قسمت بالای هر سایت چاهی تجهیزات مختلف از جمله: شیرهای کنترل کننده فشار، شیرهای اطمینان، چگالنده، ساکت کننده و ... قرار می‌گیرد که از مهم‌ترین این تجهیزات می‌توان به چگالنده و ساکت کننده اشاره کرد که چگالنده وظیفه جدا کردن فاز مایع و فاز گاز را برعهده دارد و ساکت کننده وظیفه کاهش صدای گاز خروجی از چاه را بر عهده دارد که صدای زیاد گاز به دلیل خروج گاز با سرعت زیاد از داخل چاه را می‌کاهد. در این مقاله چاه NWS6D نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر مورد بررسی قرار گرفته و شماتیک ساده لوله-کشی نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر در شکل ۱ نمایش داده شده است. پس از خروج آب و بخار آب از چاه NWS6D و جدا شدن ۲ فاز مایع و گاز به وسیله چگالنده، سیالات به وسیله ۲ خط لوله، به نام‌های لوپ ۱ و لوپ ۲ که در جدول ۱ مشخصات آن‌ها آورده شده است، به نیروگاه منتقل می‌شوند. این خطوط دارای حد مجاز خوردگی ۴ میلیمتر بوده که برای طول عمر طراحی تجهیز (۲۵ سال) در نظر گرفته شده است.

در نیروگاه، بخار آب موجود در لوپ ۱ به توربین انتقال داده شده و نیروی موجود در بخار آب، پره‌های توربین را به حرکت می‌اندازد



شکل ۱- طرحواره ساده شده انتقال سیالات در لوله‌کشی نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر

و توربین نیرو را مستقیماً به شفت موتور الکتریکی انتقال داده و در نهایت موتور الکتریکی، نیروی مکانیکی را به نیروی الکتریکی تبدیل کرده و برق تولید می‌کند. بخار آب پس از انجام این عملیات به چگالنده وصل شده به انتهای توربین رفته و به وسیله آبپاش‌های موجود در سقف چگالنده به فاز مایع با دمای نسبتاً پایین تبدیل شده و

¹ Localized Corrosion

² General Corrosion

جدول ۱- لوپ‌بندی و داده‌های مربوط به هر لوپ [۹]

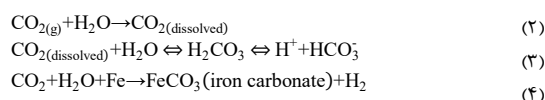
لوپ‌ها	جنس لوله	حد مجاز خوردگی (mm)	فشار (بار)	بیشترین دما (درجه سلسیوس)	pH	نوع سیال	توضیحات
لوپ ۱	API 5L-X42, Gr B-A106-B	۴	۱۰-۹	۱۵۰	۷-۷/۵	بخار آب زمین گرمایی	لوله خروجی چگالنده از چاه به سمت نیروگاه، حاوی سیال تک فاز بخار آب
لوپ ۲	API 5L-X42, Gr B-A106-B	۴	۱۰-۹	۸۵	۷-۷/۵	آب شور	لوله خروجی چگالنده از چاه به سمت نیروگاه، حاوی سیال تک فاز آب شور

جدول ۲- نتایج آنالیز عناصر زمین گرمایی در لوپ ۱ (فاز بخار آب) [۹]

عناصر خورنده	CO ₂	H ₂ S	H ₂	NH ₃
درصد مولی (بیشترین مقدار اندازه‌گیری شده)	٪ ۰/۲۹۴	٪ ۰/۰۰۳۶۲	٪ ۰/۰۰۰۰۴۲۹	٪ ۰/۰۰۰۰۲۳۳
فشار جزئی (Pak) (بیشترین مقدار اندازه‌گیری شده)	۲۹/۴	۰/۳۶۲	۰/۰۰۴۲۹	۰/۰۰۲۳۳

جدول ۳- نتایج آنالیز عناصر زمین گرمایی در لوپ ۲ (فاز آب) [۹]

عناصر خورنده	K	Cl	Ca
درصد مولی (بیشترین مقدار اندازه‌گیری شده)	٪ ۰/۰۰۰۰۹۶	٪ ۰/۰۱	٪ ۰/۰۰۰۰۴۶
فشار جزئی (Pak) (بیشترین مقدار اندازه‌گیری شده)	۰/۰۹۶	۱	۰/۰۰۴۶



فولاد در مقابل CO₂ محلول در آب به شدت ناپایدار است و تنها دلیل استفاده از فولادهای کربنی، تشکیل لایه محافظ کربنات آهن در سطح داخلی لوله و اتصالات می‌باشد که مانع از پیشروی زیاد خوردگی عمومی به وسیله CO₂ می‌شود. این لایه محافظ به دلایلی (مانند سرعت سیال، وجود مواد جامد در سیال و ...) ممکن است به صورت موضعی کنده شود. در صورتی که سیال دارای نمک‌های کلراید باشد، در محل‌های بدون لایه کربناتی به جای اکسید آهن، کلراید آهن تشکیل می‌شود، از آن جایی که حجم مولی کلراید آهن بزرگتر از اکسید آهن است، باعث کنده شدن بیشتر لایه محافظ می‌شود و خوردگی‌های موضعی در سیال حاوی CO₂ از این نواحی شروع می‌شوند. فشار جزئی گاز CO₂، میزان pH و دمای محیط از عوامل بحرانی مؤثر در خوردگی ناشی از CO₂ می‌باشند. افزایش فشار جزئی CO₂ موجب کم شدن pH آب شده و سرعت خوردگی را افزایش می‌دهد. افزایش دمای فاز آبی، موجب افزایش سرعت خوردگی خواهد شد، البته تا اندازه‌ای که گاز CO₂ حل شده در فاز آبی، از فاز آب خارج نشود [۱۱].

از منظر مهندسی، خوردگی بصورت اضمحلال الکتروشیمیایی فلزات و آلیاژها در اثر حضور در محیط خورنده تعریف می‌شود و از نظر علمی، خوردگی انتقال جرم و بار الکتریکی در عرض فصل مشترک فلز-محلول می‌باشد [۱۰]. در لوله‌ها، آسیب خوردگی ابتدا با کاهش ضخامت و بالا رفتن احتمال گسیختگی یا انفجار (در فشار بالا) شروع شده و در مرحله بعد و با مرور زمان به ناپودی کل ضخامت لوله و ایجاد سوراخ یا شکاف منجر می‌شود. تشخیص به موقع و تعمیر خوردگی از اتلاف منابع از نظر مالی، جانی و زیست محیطی جلوگیری می‌کند. بنابراین برای انجام بازرسی بر مبنای ریسک ابتدا باید مکانیزم‌های خوردگی برای لوپ ۱ و لوپ ۲ مشخص شود تا بتوان با انجام بازرسی‌های به موقع و تعمیرات سریع از وقوع حوادث غیرمترقبه جلوگیری کرد. مکانیزم‌های تخریب موجود در لوپ ۱ و لوپ ۲ با توجه به جنس لوله، عناصر موجود در سیال، دما، سرعت سیال و pH شناسایی شده و در جدول ۴ آورده شده است.

۱-۴-۲- خوردگی ناشی از CO₂

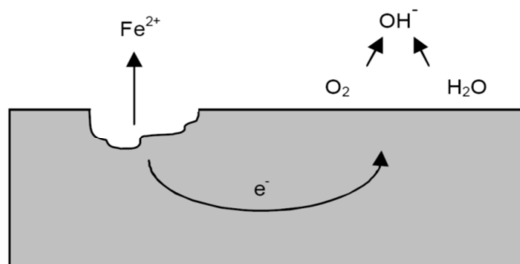
خوردگی ناشی از دی‌اکسیدکربن هنگامی رخ می‌دهد که گاز CO₂ در آب حل شده و منجر به تولید اسید کربونیک (H₂CO₃) شود که این اسید با تشکیل یون‌های هیدروژن و بی‌کربنات، pH محیط را پایین آورده و در صورت کافی بودن، می‌تواند سبب بروز خوردگی عمومی و یا خوردگی موضعی، بر روی فولادهای ساده کربنی شود.

جدول ۴- مکانیزم‌های خوردگی فعال در لوپ ۱ و لوپ ۲

ردیف	مکانیزم‌های تخریب		لوپ ۱	لوپ ۲	تعریف	مراجع
	لاتین	فارسی				
۱	CO ₂ corrosion	خوردگی دی‌اکسید کربن	فعال		هنگامی که CO ₂ در آب حل می‌شود و اسید کربنیک (H ₂ CO ₃) را تشکیل می‌دهد خوردگی کربن دی‌اکسید شکل می‌گیرد. اسید تشکیل شده ممکن است pH را پایین بیاورد و مقادیر کافی از آن می‌تواند باعث خوردگی عمومی و یا خوردگی حفره‌ای در فولاد کربن شود.	[۷]
۲	Pitting corrosion	خوردگی حفره‌ای	فعال	فعال	نوعی خوردگی موضعی است که وقتی با توجه به بقیه سطح، سطح یک فلز آندی می‌شود، اتفاق می‌افتد و به دنبال آن حفره‌هایی در سطح فلز ظاهر شده و با ادامه فعل انفعال خوردگی حفره عمیق‌تر شده و باعث سوراخ شدن لوله‌ها می‌گردد.	[۱۵]
۳	Sour water corrosion (acidic)	خوردگی آب شور (اسیدی)	فعال		این نوع خوردگی بر اثر حضور H ₂ S در آب و در محدوده pH بین ۴٫۵ تا ۷ رخ داده و اثرات مخربی برجای می‌گذارد. در بعضی موارد، دی‌اکسید کربن نیز می‌تواند حضور داشته باشد.	[۷]
۴	Sulfuric acid corrosion	خوردگی اسید سولفوریک		فعال	بر اثر تماس آلیاژها و فولادهای ساده کربنی با اسید سولفوریک، خوردگی‌های عمومی و موضعی، ظاهر می‌شود. مناطقی که از جنس فولاد کربن هستند، می‌توانند خوردگی شدید را تجربه کنند.	[۷] و [۱۶]
۵	General Corrosion	خوردگی عمومی	فعال	فعال		

۲-۴-۲- خوردگی حفره‌ای

خوردگی حفره‌ای نوعی خوردگی موضعی می‌باشد که باعث ایجاد حفره‌های کوچک در فلزات می‌شود. عامل این پدیده، نرسیدن اکسیژن به بخش کوچکی از سطح می‌باشد. برای رخ دادن این نوع خوردگی بایستی ماده بتواند روئین شود و یون‌های مهاجم که اغلب یون‌های کلر است، موجود باشد. به دلیل ویژگی‌های سطحی فلز پس از آن که بخش‌های کاتدی و آندی در سطح فلز تشکیل شد، همان طوری که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، نخست بر روی قسمتی از سطح در اثر واکنش کاتدی، اکسیژن مصرف می‌شود و چون دسترسی به اکسیژن در طرف دیگر سطح موجود نیست، واکنش آندی باعث خورده شدن فلز به صورت حفره‌ای می‌شود و غلظت یون‌های مثبت در داخل حفره افزایش می‌یابد و باعث رانش یون‌های منفی مانند: OH⁻ به بیرون حفره می‌شود. با هیدرولیز شدن کاتیون‌ها، pH در داخل حفره کاهش یافته و حفره اسیدی می‌شود و موجب خوردگی حفره‌ای می‌شود. این نوع خوردگی، موجب سوراخ شدن سطح فلز می‌شود و به علت این که حفره‌های به وجود آمده به راحتی قابل مشاهده نیست، از مخرب‌ترین انواع خوردگی است. شروع خوردگی حفره‌ای دارای دوره طولانی مدت است؛ اما بعد از شروع حفره، با سرعت زیادی نفوذ می‌کند [۱۲].



شکل ۲- طرحواره مکانیزم خوردگی حفره‌ای [۱۲]



شکل ۳- نمونه‌ای از خوردگی حفره‌ای [۱۲]

۳-۴-۲- خوردگی ناشی از آب‌های اسیدی

این نوع خوردگی در اثر حضور H₂S در آب و در محدوده pH بین ۴٫۵ تا ۷ رخ داده و اغلب بر روی فولادهای کربنی ساده، اثرات مخربی برجای می‌گذارد. در بعضی موارد، دی‌اکسیدکربن نیز می‌تواند حضور داشته باشد. اغلب آب‌های اسیدی می‌توانند دارای مقدار قابل توجهی آمونیاک، کلراید یا سیانید بوده که بر روی مقدار pH تاثیر شدیدی می‌گذارند. میزان H₂S، میزان pH، دما، سرعت حرکت آب و غلظت

شروع خوردگی حفره‌ای می‌تواند ناشی از موارد زیر باشد:

- الف) تخریب موضعی مکانیکی یا شیمیایی در فیلم اکسیدی محافظ. غلظت بالای کلراید به عنوان یکی از عوامل اصلی تخریب فیلم فعال بر روی سطح مطرح می‌باشد.
- ب) تخریب موضعی یا اعمال نامناسب پوشش‌های محافظ
- ج) حضور غیریکنواختی‌ها در سطح فلز



شکل ۵- نمونه‌ای از خوردگی ناشی از اسید سولفوریک [۱۵]

۳- نتایج

هدف در این مقاله استفاده از فناوری بازرسی بر مبنای ریسک در لوپ ۱ و لوپ ۲ برای محاسبه میزان ریسک خوردگی می‌باشد. به این منظور، ابتدا احتمال وقوع از کارافتادگی، سپس پیامد از کارافتادگی برای هر مکانیزم تخریب بررسی می‌شود تا ریسک مورد نظر به دست آید. در آنالیز پیامدهای ناشی از خرابی، فاکتورهای مهمی همچون: فاکتور پیامدهای ناشی از تخریب و فاکتور پیامدهای ناشی از سمیت، اشتعال و محیط‌زیست مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد [۷]. در نیروگاه زمین گرمایی به دلیل سرعت پایین و فشار نسبتاً کم سیال خروجی از چاه و بدلیل عدم وجود مواد و عناصر سمی و اشتعال‌زا در نیروگاه زمین گرمایی، پیامدهای ناشی از فاکتور تخریب و فاکتورهای مهم دیگر در محاسبه ریسک تاثیر چندانی نمی‌گذارند و برای محاسبه ریسک می‌توان به احتمال وقوع خرابی بسنده کرده و با به دست آوردن احتمال، میزان ریسک را محاسبه نمود.

احتمال وقوع خرابی از بررسی مکانیزم‌های تخریب موجود در لوپ‌ها به دست می‌آید که در جدول ۴ مکانیزم‌های تخریب شناسایی و آورده شده است. برای محاسبه احتمال وقوع خرابی، میزان خوردگی ناشی از مکانیزم‌های خوردگی مورد بررسی می‌گیرد تا میزان ریسک از طریق احتمال خرابی بدست آید.

۳-۱- محاسبه میزان خوردگی مکانیزم‌های تخریب

۳-۱-۱- سطح خوردگی ناشی از دی‌اکسید کربن

برای محاسبه میزان خوردگی (CR_{base}) ناشی از دی‌اکسید کربن می‌توان از روابط موجود در استاندارد (API-RP581) استفاده کرد که بر حسب پارامترهای اساسی همچون: دما (T)، pH، فشار جزئی^۱ (f_{CO₂}) و تنش برشی سیال (S) بیان گردیده است [۷]:

$$CR_{base} = f(T, pH) \cdot f_{CO_2}^{0.62} \cdot \left(\frac{S}{19}\right)^{0.146 + 0.0324 f_{CO_2}} \quad (6)$$

در رابطه (۶)، پارامتر f(T, pH) همان متغییری مربوط به دی‌اکسید کربن بر حسب دما و pH می‌باشد و با استفاده از جدول (2.B.13.2) از استاندارد (API-RP581) برای دما و فشارهای مختلف به دست می‌آید. هم چنین S تنش برشی سیال بر حسب ضریب اصطکاک (f)، چگالی سیال (ρ_m) و سرعت سیال (u_m) بوده و از رابطه (۷) محاسبه می‌شود [۷]:

اکسیژن موجود در آب از عوامل بحرانی مؤثر در خوردگی ناشی از آب-های اسیدی می‌باشند. غلظت H₂S در آب‌های اسیدی، بستگی به فشار جزئی H₂S در فاز گازی مجاور آب و همچنین بستگی شدید به دما و pH آب دارد. هم چنین در فشار H₂S ثابت، با افزایش دما میزان غلظت H₂S در آب کاهش می‌یابد. در بعضی موارد در pH بالای ۴٫۵، یک لایه ضخیم و متخلخل از سولفید تشکیل می‌شود. این موضوع می‌تواند موجب بروز خوردگی حفره‌ای در زیر رسوبات سولفیدی شود، ولی تاثیری روی نرخ خوردگی عمومی آلیاژ نخواهد داشت. اغلب شکل ظاهری این نوع خوردگی، به صورت کم شدن یکنواخت ضخامت و یا بروز خوردگی عمومی خواهد بود که شکل ۴ نمونه‌ای از خوردگی آب شور را نشان می‌دهد. در صورت وجود اکسیژن، خوردگی موضعی و یا خوردگی زیررسوب نیز می‌تواند رخ دهد [۱۳].



شکل ۴- نمونه‌ای از خوردگی آب شور (اسیدی) [۱۴]

۴-۴-۲- خوردگی ناشی از اسید سولفوریک

هنگامی که فولاد کربنی در تماس با اسید سولفوریک قرار می‌گیرد، یک حمله سریع با تشکیل گاز هیدروژن و یون‌های آهن رخ می‌دهد، که یک لایه محافظ FeSO₄ بر روی سطح فلز تشکیل می‌دهد، همانطور که در واکنش زیر نشان داده شده است:



این لایه محافظ از حمله جدید به فلز توسط اسید سولفوریک جلوگیری می‌کند. بنابراین دوام مخازن و لوله‌های ساخته شده از فولاد کربنی به حفظ لایه FeSO₄ بستگی دارد. عواملی همچون غلظت اسید، دما، ترکیب شیمیایی آلیاژ، سرعت حرکت اسید، وجود آلودگی‌ها و وجود عوامل اکسیدکننده در خوردگی ناشی از اسید سولفوریک نقش مهمی دارند. در نواحی که آب وجود دارد، بر اثر مخلوط شدن اسید سولفوریک با آب مقداری گرما آزاد خواهد شد که موجب افزایش سرعت خوردگی در آن نواحی می‌شود. همچنین این نوع خوردگی اغلب به صورت خوردگی عمومی رخ می‌دهد (شکل ۵). اما در ناحیه جوش فولادهای کربنی ساده، سرعت بروز خوردگی بسیار بالاست. نوع خوردگی فولاد کربنی ساده در محلول‌های رقیق اسید سولفوریک، به صورت تشکیل حفره و یا خوردگی عمومی بوده و با افزایش دما و یا سرعت حرکت، افزایش می‌یابد [۱۴].

¹ Fugacity

لوپ ۲ برابر با $mV600$ به دست می‌آید. پس از مشخص شدن E_{pit} از رابطه (۸)، مرحله بعدی مقایسه آن با پتانسیل خوردگی، E_{corr} است. این کار برای تصمیم‌گیری در مورد اینکه E_{pit} به اندازه کافی بالاتر از E_{corr} است، انجام می‌شود تا از خوردگی پایدار حفره‌ای جلوگیری شود (خوردگی حفره‌ای زمانی رخ می‌دهد که E_{pit} از E_{corr} بزرگ‌تر باشد). از آنجاییکه پتانسیل خوردگی باید مستقیماً روی سطح لوله اندازه‌گیری شود، که انجام آن برای همه لوله‌ها و همه مکان‌ها امکان‌پذیر نیست، بنابراین نمی‌توان از این فاکتور برای انجام محاسبات استفاده کرد. در عوض مقدار E_{pit} با ظرفیت اکسیدکنندگی محیط مقایسه می‌شود. جدول ۵ دامنه‌های بالقوه پتانسیل حفره‌ای نسبت به مدار باز خودش و ظرفیت اکسیداسیون مربوطه را نشان می‌دهد.

جدول ۵- ظرفیت اکسیداسیون برای دامنه‌های مختلف [۱۶]

محدوده پتانسیل (mV)	ظرفیت اکسیداسیون
۳۰۰- تا صفر	بسیار کم؛ یعنی اکسیژن حذف شده است.
۱۵۰- تا ۱۵۰	کم؛ یعنی اکسیدکننده ضعیف‌تر از اکسیژن است.
صفر تا ۳۰۰	نرمال؛ یعنی فقط اکسیژن محلول موجود است.
۲۰۰ تا ۵۵۰	بالا؛ یعنی هیدروژن پراکسید، کلرید موجود است.
۵۵۰ تا ۹۰۰	بسیار زیاد؛ یعنی کلر، دی‌اکسیدکلر، کلرید موجود است.

از آن جایی که پتانسیل حفره نسبت به مدار باز خودش در لوپ ۲ برابر با $mV600$ بوده، بنابراین با توجه به جدول ۵ می‌توان دریافت که ظرفیت اکسیداسیون بسیار زیاد می‌باشد. حال با توجه به پتانسیل حفره و ظرفیت اکسیداسیون به دست آمده، می‌توان از جدول ۶ که احتمال خوردگی حفره‌ای را به صورت نیمه کمی و بین اعداد صفر تا ۱۰۰ در نظر گرفته، به دست آورد. در جدول ۶ هرچه ارزش عددی به ۱۰۰ نزدیک‌تر می‌شود، میزان احتمال خوردگی حفره‌ای افزایش می‌یابد. با توجه به جدول ۶ پتانسیل حفره نسبت به مدار باز خودش برابر با $mV600$ بوده و در ظرفیت اکسیداسیون بسیار بالا در محدوده $mV900 < E_{pit} < mV500$ قرار می‌گیرد. به همین دلیل میزان احتمال خوردگی حفره‌ای در محدوده عددی بین صفر تا ۱۰۰ قرار می‌گیرد. از آن جایی که هرچه مقدار پتانسیل حفره مقدار کمتری داشته باشد، احتمال خوردگی حفره‌ای بیشتر می‌شود، بنابراین نزدیک بودن پتانسیل حفره به دست آمده برای لوپ ۲ به $mV500$ ، بالا بودن میزان احتمال خوردگی حفره‌ای را نشان می‌دهد. حال جدول ۷ میزان احتمال خوردگی را به صورت محدوده عددی بدست آمده از جدول ۶ نشان می‌دهد.

با توجه به جدول ۷، احتمال خوردگی حفره‌ای حدود ارزش عددی ۹۳ الی ۹۶ را به خود اختصاص می‌دهد که می‌توان گفت، ریسک خوردگی حفره‌ای در لوپ ۲ بالا می‌باشد و باید از روش‌های پیشگیری و جلوگیری از خوردگی به طور حتم استفاده به عمل آید.

$$S = \frac{f \cdot \rho_m \cdot u_m^2}{2} \quad (7)$$

میزان خوردگی با توجه به روابط (۶) و (۷) به دما، pH، فوگاسیتی و تنش برشی بستگی دارد. از آن جایی که مکانیزم خوردگی CO_2 فقط در لوپ ۱ مشاهده می‌شود، بنابراین دما و pH به ترتیب اعداد ۱۵۰ درجه سلسیوس و ۷ در نظر گرفته می‌شود. با استفاده از این داده‌ها جدول (Table 2.B.13.2) استاندارد (API-RP581)، مقدار $f(T, pH)$ را ۰٫۱۹ نشان می‌دهد که عدد نسبتاً کوچکی است. هرچه مقدار pH و دما افزایش پیدا می‌کند، مقدار $f(T, pH)$ کاهش پیدا می‌کند و چون $f(T, pH)$ با میزان خوردگی رابطه مستقیمی دارد، بنابراین افزایش دما و pH باعث کاهش میزان خوردگی می‌شود (افزایش دما تا دمای ۸۰ درجه سلسیوس باعث افزایش سرعت خوردگی می‌شود ولی بعد از دمای ۸۰ درجه سلسیوس باعث کاهش سرعت خوردگی می‌شود). از طرفی چون فوگاسیتی و تنش کششی (چگالی و سرعت سیال) با میزان خوردگی رابطه مستقیم دارند، پس با افزایش فوگاسیتی و تنش کششی، میزان خوردگی افزایش می‌یابد. بنابراین می‌توان گفت بدلیل بالا بودن میزان pH و دما (۷ و ۱۵۰ درجه سلسیوس)، هم چنین چگالی پایین (درحد چگالی آب) و سرعت سیال کم (در حدود ۶ متر بر ثانیه) میزان خوردگی CO_2 در لوپ ۱ از مقدار کمی برخوردار است. در مقابل بدلیل اینکه فوگاسیتی دی اکسید کربن با توجه به جدول ۲ مقدار بیشتری (در حدود ۲۹٫۴ KPa) را نشان می‌دهد، از این جهت میزان خوردگی CO_2 در لوپ ۱ می‌تواند از مقدار بیشتری برخوردار باشد. بر اساس داده‌های فوق، نرخ خوردگی برای لوپ ۱ برابر ۰٫۲۲ میلیمتر در سال محاسبه گردید. در سیستم لوله کشی مقدار خوردگی کمتر از ۰٫۱ میلیمتر در سال کم و بین ۰٫۱ تا ۱ میلیمتر در سال متوسط و بالاتر از آن زیاد محسوب می‌شود. پس با توجه به موارد ذکر شده در خصوص شرایط کلی سرویس سیال در لوپ ۱ می‌توان گفت که میزان خوردگی CO_2 از لحاظ احتمال وقوع خرابی، مقدار متوسطی را نشان می‌دهد.

۲-۱-۳- میزان خوردگی ناشی از خوردگی حفره‌ای

خوردگی حفره‌ای به دلیل وجود H_2S ، Cl و CO_2 رخ می‌دهد. خوردگی‌های مربوط به H_2S و CO_2 هر یک به صورت جداگانه در مکانیزم خوردگی دی اکسید کربن و خوردگی آب شور بررسی می‌شود. حال برای به دست آوردن میزان خوردگی کلر از پتانسیل حفره^۱ و پتانسیل خوردگی^۲ استفاده می‌شود. پتانسیل حفره به توانایی یک ماده برای ایجاد خوردگی حفره‌ای پایدار در یک محیط خاص گفته می‌شود که با خوردگی و دما رابطه عکس دارد؛ یعنی هرچه پتانسیل حفره کاهش یابد، خوردگی افزایش می‌یابد. با توجه به رابطه (۶) مقدار پتانسیل حفره برابر است با [۱۵]:

$$E_{pit} = (-110.06 \cdot \ln[Cl^-]) + 218.99 \quad (8)$$

$[Cl^-]$ موجود در رابطه (۸) مقدار غلظت کلر موجود در آب (mol/L) را نشان می‌دهد که با پتانسیل حفره رابطه عکس دارد. با توجه به جدول ۳، مقدار غلظت کلر موجود در آب برای لوپ ۲ برابر با ۰٫۳۱ می‌باشد. بنابراین پتانسیل حفره‌ای با توجه به رابطه (۸) برای

^۱ E_{pit}
^۲ E_{corr}

جدول ۶- احتمال خوردگی حفره‌ای با توجه به ظرفیت اکسیداسیون و پتانسیل حفره (پتانسیل مدار باز (OCP)) [۱۶]

ظرفیت اکسیداسیون	بازه عددی ۱۰۰	بازه عددی صفر	بازه عددی صفر
بسیار کم	$E_{pit} < -mV۳۰۰$	$-mV۳۰۰ < E_{pit}$	mV صفر $> E_{pit}$
کم	$E_{pit} < -mV۱۵۰$	$-mV۱۵۰ < E_{pit}$	$mV۱۵۰ > E_{pit}$
نرمال	mV صفر $< E_{pit}$	mV صفر $< E_{pit}$	$mV۳۰۰ > E_{pit}$
زیاد	$E_{pit} < mV۲۰۰$	$mV۲۰۰ < E_{pit}$	$mV۵۵۰ > E_{pit}$
بسیار زیاد	$E_{pit} < mV۵۰۰$	$mV۵۰۰ < E_{pit}$	$mV۹۰۰ > E_{pit}$

جدول ۷- تعیین احتمال خوردگی [۱۶]

ظرفیت اکسیداسیون	مقدار عددی
ناچیز	صفر
کم	۱ تا ۲۹
متوسط	۳۰ تا ۶۹
زیاد	۷۰ تا ۹۹
بسیار زیاد	۱۰۰

۳-۱-۳- میزان خوردگی ناشی از آب اسیدی

برای محاسبه میزان خوردگی ناشی از خوردگی آب شور ابتدا می‌توان از فاکتور مهمی همچون pH استفاده کرد، به طوریکه اگر pH کمتر از ۴٫۵ باشد، نرخ خوردگی باید با استفاده از روابط مکانیزم خوردگی اسید کلریدریک به دست آید. ولی به دلیل اینکه pH در سرویس سیال نیروگاه حدوداً ۷ می‌باشد، بنابراین از این خوردگی صرف نظر می‌شود. حال اگر pH بیشتر از ۷ باشد، نرخ خوردگی با استفاده از رابطه (۹) برای مکانیزم خوردگی آب ترش قلیایی محاسبه می‌شود که عبارتند از [۷]:

$$CR = \max \left[\left(\frac{\text{Baseline CR}}{173} \right) \cdot (\text{pH}_2\text{S} - 345) + \text{Baseline CR} \right] \quad (9)$$

ولی شرط اساسی در رابطه با مکانیزم خوردگی آب شور قلیایی این است که برای ایجاد این مکانیزم خوردگی، وجود آمونیوم NH_3 امری ضروری می‌باشد، درحالی که آمونیومی در سرویس سیال نیروگاه وجود ندارد و همچنین فاکتور مهم دیگر در این مکانیزم تخریب، فاکتور دما می‌باشد و از آن جایی که این نوع خوردگی در لوپ ۱ قابل مشاهده است و دما در لوپ ۱ حدوداً ۱۵۰ درجه سلسیوس می‌باشد و مکانیزم خوردگی آب شور قلیایی در دمای زیر ۸۰ درجه سلسیوس رخ می‌دهد، پس می‌توان از این نوع خوردگی نیز صرف نظر کرد.

مکانیزم خوردگی قابل مشاهده در این سرویس بعد از حذف دو مکانیزم مذکور، مکانیزم خوردگی ناشی از خوردگی آب شور (اسیدی) است. برای محاسبه میزان خوردگی آب شور می‌توان از رابطه (۱۰) موجود در استاندارد (API-RP581) بخش (2.B.10) استفاده کرد [۷]:

$$CR = CR_{ph} \cdot F_o \cdot F_v \quad (10)$$

مقدار pHCR از جدول (Table 2.B.10.2) موجود در استاندارد

(API-RP581) بدست می‌آید که تابعی از دما و pH می‌باشد. با توجه به این جدول می‌توان دریافت که هرچه میزان دما افزایش پیدا می‌کند مقدار pHCR نیز افزایش می‌یابد و همچنین هر چه میزان pH افزایش پیدا می‌کند، مقدار pHCR کاهش می‌یابد. از آنجاییکه مقدار pHCR با میزان خوردگی رابطه مستقیم دارد، بنابراین با افزایش دما و کاهش pH میزان خوردگی افزایش می‌یابد.

مقدار v_F و o_F نیز با توجه به جدول (Table 2.B.10.3) در استاندارد (API-RP581) به دست می‌آید که o_F عامل اصلاحی اکسیژن برای میزان خوردگی را نشان می‌دهد و بدلیل اینکه اکسیژن در سرویس سیال نیروگاه هم در لوپ ۱ و هم در لوپ ۲ ناچیز هست، در فرمول به جای o_F عدد یک را قرار می‌دهیم و v_F عامل اصلاحی سرعت برای میزان خوردگی را نشان می‌دهد که مقدار v_F با توجه به روابط زیر به دست می‌آید:

$$\begin{aligned} F_v &= 1.0 & \text{velocity} &< 1.83 \text{ m/s} \\ F_v &= 0.82 \times \text{velocity} - 0.5 & 1.83 \text{ m/s} &\leq \text{velocity} \leq 6.10 \text{ m/s} \\ F_v &= 5.0 & \text{velocity} &> 6.10 \text{ m/s} \end{aligned}$$

حال با توجه به داده‌های لوپ ۱، مقدار pH سرویس سیال در این مکانیزم بسیار مهم و عدد ۷ می‌باشد و هرچه مقدار pH در این مکانیزم نزدیک به عدد ۷ باشد، این مکانیزم از لحاظ خوردگی تاثیر چندانی در لوپ ۱ ایجاد نمی‌کند. مقدار F_o بدلیل وجود ناچیز اکسیژن برابر با یک می‌شود و مقدار F_v با توجه به اینکه سرعت سیال در لوپ ۱ حدوداً برابر ۶ متر بر ثانیه است، برابر با ۴٫۴۲ می‌شود. از آنجاییکه مهم‌ترین فاکتور در این مکانیزم مقدار pH سرویس سیال می‌باشد، بنابراین احتمال خوردگی این مکانیزم در این سرویس از اهمیت کمتری برخوردار است.

۳-۱-۴- میزان خوردگی ناشی از اسید سولفوریک

محاسبه میزان خوردگی ناشی از اسید سولفوریک به عواملی مهمی همچون غلظت اسید، دمای سیال، سرعت حرکت اسید بستگی دارد. برای محاسبه میزان خوردگی ناشی از اسید سولفوریک می‌توان از جدول (Table 2.B.5.2) موجود در استاندارد (API-RP581)، که میزان خوردگی را برحسب غلظت اسید، دمای سیال و سرعت حرکت اسید مشخص می‌کند، استفاده کرد [۷]. همچنین می‌توان برای این منظور از نمودار (Figure B1) استاندارد (NACE SP0294-2006) استفاده کرد [۱۷].

با توجه به جدول (Table 2.B.5.2) موجود در استاندارد (API-RP581) می‌توان دریافت که هرچه میزان غلظت اسید، دمای سیال و سرعت حرکت اسید افزایش می‌یابد، میزان خوردگی نیز افزایش می‌یابد. داده‌های سیال سرویس نیروگاه حاکی از این است که این نوع خوردگی به دلیل وجود سولفوریک اسید در لوپ ۲ قابل پیش‌بینی است. دمای سرویس سیال در لوپ ۲ برابر با ۸۵ درجه سلسیوس و غلظت سولفوریک اسید بسیار ناچیز و سرعت سیال در حدود ۶ متر بر ثانیه می‌باشد. از آن جایی که میزان غلظت اسید در این مکانیزم از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است و در این لوپ بسیار کم می‌باشد، با توجه به جدول (Table 2.B.5.2) موجود در استاندارد (API-RP581)، میزان خوردگی سولفوریک اسید مقدار بسیار کمی را نشان می‌دهد که در مقابل مکانیزم‌های دیگر خوردگی قابل اهمیت نیست و می‌توان از

این مکانیزم در لوپ ۲ صرف نظر کرد.

۱-۳- آزمون پلاریزاسیون پتانسیودینامیک برای ارزیابی خوردگی عمومی

جدول ۸- پارامترهای خوردگی به دست آمده از آزمون پلاریزاسیون پتانسیودینامیک برای نمونه های فولادی در محلول ۳/۵٪ کلرید سدیم

نمونه	E_{corr} (mV vs. Ag/AgCl)	i_{corr} ($\mu A/cm^2$)	β_a (mV/decade)	β_c (mV/decade)	CR (mm/year)
۱	-۴۶۶	۷/۹۸	۹۷	-۲۷۸	۰/۰۹
۲	-۵۲۷	۱۱/۰۳	۸۷	-۱۵۴	۰/۱۲۶
۳	-۴۹۶	۱۴/۰۱	۸۰	-۱۰۵	۰/۱۶

کربن، خوردگی حفره‌ای و خوردگی آب شور و لوپ ۲ دارای مکانیزم-های خوردگی حفره‌ای و خوردگی اسید سولفوریک می‌باشد. میزان ریسک مربوط به هر مکانیزم خوردگی در لوپ‌ها در جدول ۹ برای لوپ ۱ و جدول ۱۰ برای لوپ ۲ آورده شده است. با توجه به جدول ۹ میزان ریسک در لوپ ۱ در خصوص خوردگی دی‌اکسیدکربن و خوردگی حفره‌ای، در حد متوسط و در خصوص خوردگی آب شور، در حد کم پیش بینی می‌شود. خوردگی آب شور از میزان ریسک کمی برخوردار است که نشان از بی‌خطر بودن این مکانیزم خوردگی در لوپ ۱ می‌دهد. در حالی که میزان ریسک خوردگی دی‌اکسیدکربن و خوردگی حفره‌ای باید مورد بررسی قرار گرفته و تدابیری برای کاهش ریسک در نظر گرفته شود. به دلیل اینکه میزان ریسک متوسط می‌باشد، در این خصوص می‌توان با بازرسی‌های مکرر و روش‌های پیشگیری از وقوع حوادث جبران ناپذیر جلوگیری کرد. همچنین با توجه به جدول ۱۰ میزان ریسک در لوپ ۲ در خصوص خوردگی حفره‌ای، در حد زیاد و در خصوص خوردگی اسید سولفوریک، در حد کم می‌باشد. خوردگی اسید سولفوریک از میزان ریسک قابل قبولی برخوردار است که نشان از بی‌خطر بودن این مکانیزم خوردگی در لوپ ۲ می‌دهد. در حالی که میزان ریسک خوردگی حفره‌ای برای لوپ ۲ به دلیل وجود کلر خطرناک بوده و ممکن است خسارات زیادی به بار آورد. به همین دلیل لوله (API 5L-B-A106-B) برای لوپ ۲ مناسب نمی‌باشد. برای جلوگیری از این نوع خوردگی در لوپ ۲ می‌توان از لوله‌های ضدزنگ یا به دلیل گران بودن لوله‌های ضدزنگ از لوله‌های فولاد کربنی با کروم و نیکل بالا استفاده کرد. علاوه بر تعویض لوله‌ها، با استفاده از حفاظت کاتدی، کنترل غلظت کلراید و دما و استفاده از بازدارنده‌های مناسب خوردگی می‌توان از خوردگی حفره‌ای که برای لوپ ۲ از اهمیت بالایی برخوردار است، جلوگیری کرد. خوردگی عمومی لوپ‌ها با استفاده از آزمون پلاریزاسیون پتانسیودینامیک مورد ارزیابی قرار گرفت. برای اساس نتایج تجربی بدست آمده، خوردگی عمومی لوله‌ها در شرایط عملیاتی مذکور در بازه مورد قبول طراحی بوده و بنابراین خطوط لوله از این لحاظ از ریسک پایینی برخوردار می‌باشد.

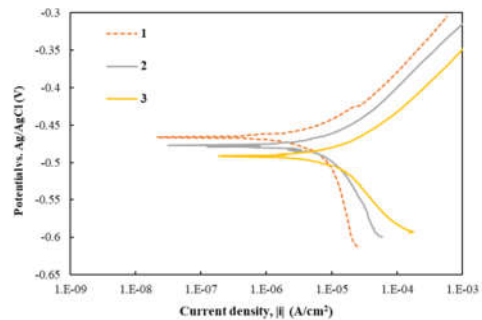
جدول ۹- بررسی میزان ریسک در لوپ ۱

مکانیزم	ریسک	علت
خوردگی دی‌اکسید کربن	متوسط	وجود دی‌اکسید کربن زیاد در بخار آب و تشکیل اسید کربونیک در بخار آب
خوردگی حفره‌ای	متوسط	بدلیل وجود مقادیر زیاد CO_2 و H_2S در بخار آب

در پایان، برای بررسی تجربی مقاومت به خوردگی لوله های استفاده شده در نیروگاه، آزمون پلاریزاسیون پتانسیودینامیک بر روی نمونه‌هایی از لوله های فولادی با همان گرید مورد استفاده در نیروگاه، در محلول ۳/۵٪ کلرید سدیم انجام شد. برای این منظور نمونه‌هایی با ابعاد $1 \times 1 \text{ cm}^2$ تهیه شد. آزمون پلاریزاسیون با استفاده از دستگاه پتانسیوستات مدل Radstat 1A انجام شد. سل سه الکترودی بدین منظور تهیه شد که در آن الکترود نقره/کلرید نقره به عنوان الکترود مرجع استفاده شد و سطح الکترود کاری در معرض محلول کلرید سدیم ۳/۵٪ قرار گرفت. از ورقه‌ی فولاد زنگ نزن ۳۱۶ نیز به عنوان الکترود کمکی استفاده شد. برای هر نمونه مدت زمان ۲۰ دقیقه جهت پایداری پتانسیل در نظر گرفته شد و روبش پتانسیل از مقدار ۱۵۰- تا ۲۰۰ mV+ نسبت به پتانسیل مدار باز با سرعت ۱ mV/sec انجام شد. شکل ۶ منحنی‌های به دست آمده از این آزمون را نشان می‌دهد. برای به دست آوردن جریان خوردگی (i_{corr})، سرعت خوردگی (CR) و نیز شیب‌های تافل (β_a و β_c) این منحنی‌ها از تقریب تافل استفاده شد و پتانسیل مدار باز (OCP) نیز به عنوان پتانسیل خوردگی (E_{corr}) در نظر گرفته شد. در جدول ۸ پارامترهای الکتروشیمیایی حاصل از این آزمون آورده شده است. با توجه به نتایج مشاهده می‌شود که پتانسیل خوردگی نمونه‌ها با افزایش دما منفی‌تر شده است و سرعت خوردگی نیز حدود ۷۷ درصد افزایش یافته است. همچنین شیب های تافل با افزایش دما کاهش یافته‌اند که تمامی موارد فوق حاکی از کاهش مقاومت خوردگی لوله در دماهای کاری بالاتر می‌باشد. با این وجود نرخ خوردگی ماده لوله در محدوده طراحی بوده و بنابراین از ریسک کمتری برخوردار می‌باشد. نکته جالب توجه در این میان، کاهش شدیدتر شیب تافل کاتدی (β_c) می‌باشد. با توجه به اینکه شاخه کاتدی، مربوط به واکنش احیای هیدروژن می‌باشد کاهش نسبتاً زیاد β_c ؛ نشان از فعال تر شدن این واکنش با افزایش دما می‌باشد.

۴- نتیجه‌گیری

با استفاده از بازرسی بر مبنای ریسک، ارزیابی ریسک در دو لوپ مورد بررسی قرار گرفت. لوپ ۱ دارای مکانیزم‌های خوردگی دی‌اکسید



شکل ۶- منحنی‌های پلاریزاسیون پتانسیودینامیک نمونه‌های از فولاد ساده کربنی در محلول ۳/۵٪ کلرید سدیم در سه دماهای مختلف

[6] Shuai, J., K. Han and X. Xu, 2012. Risk-based inspection for large-scale crude oil tanks. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 25(1): 166-175.2007.

[7] API 581. American Petroleum Institute. Risk-based inspection technology. Washington, D.C.: API Publishing Services, 2016.

[8] API 580. American Petroleum Institute. Risk-based inspection technology. Washington, D.C.: API Publishing Services, 2016.

[۹] سازمان انرژی‌های نو ایران، پروژه نیروگاه زمین گرمایی مشگین شهر، ۱۳۹۹. مکاتبات شخصی، مرداد ماه ۱۳۹۹.

[۱۰] قنوتی، ا. جعفری، ا. تأثیر عملیات حرارتی بر خواص مکانیکی و خوردگی فولاد زنگ نزن ۴۲۰ پس از جوشکاری به روش TIG. مهندسی مکانیک دانشگاه تبریز، دوره ۴۹، شماره ۳، صفحه ۲۸۸-۲۷۹، ۱۳۹۸.

[11] Dugstad A. Fundamental aspects of CO2 metal loss corrosion-part 1: mechanism. InCORROSION 2006, 2006.

[12] Melo C, Dann MR, Hugo RJ, Janeta A. A Framework for Risk-Based Integrity Assessment of Unpiggable Pipelines Subject to Internal Corrosion. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 2019.

[13] Papavinasam, S., R.W. Revie, W.I. Friesen, A. Doiron and T. Panneerselvan, 2006. Review of models to predict internal pitting corrosion of oil and gas pipelines. *Corrosion Reviews*, 24(3-4): 173-230.

[14] Sun W, Pugh DV, Smith SN, Ling S, Pacheco JL, Franco RJ. A parametric study of sour corrosion of carbon steel. National Association of Corrosion Engineers, P. O. Box 218340 Houston TX 77084 USA.[np]. 2010.

[15] Ellison BT, Schmeal WR. Corrosion of steel in concentrated sulfuric acid. *Journal of the electrochemical society*, 1978.

[16] Wika SF. Pitting and crevice corrosion of stainless steel under offshore conditions (Master's thesis, Institut for materialteknologi), 2012.

[17] Bauman J, Eng P. NACE MR0175/ISO15156 Interpretation And Application, 2010.

خوردگی آب شور	کم	وجود H ₂ S در فاز بخار آب
خوردگی عمومی	کم	وجود اکسیژن و آب در محلول

جدول ۱۰- بررسی میزان ریسک در لوپ ۲

مکانیزم	ریسک	علت
خوردگی حفره‌ای	زیاد	بدلیل غلظت Cl زیاد در آب
خوردگی اسید سولفوریک	کم	اسید سولفوریک با تشکیل گاز هیدروژن و یون-های آهن باعث تشکیل لایه محافظ FeSO ₄ - می‌شود. تحت شرایط خاص در صورت تخریب این لایه، اسید سولفوریک باعث خوردگی لوله می‌شود.
خوردگی عمومی	کم	وجود اکسیژن و آب در محلول

۵- نمادها

CR _{base}	میزان خوردگی (mm/y)
f _{CO2}	فواگاسیتی دی‌اکسیدکربن (Pa)
S	تنش برشی (Pa)
ρ	چگالی سیال (Kg/m ³)
u	سرعت سیال (m/s)
CR	میزان خوردگی (mm/y)
β _a	شیب آندی تافل (mV/decade)
B _c	شیب کاتدی تافل (mV/decade)
i _{corr}	جریان خوردگی (μA/cm ²)
E _{corr}	پتانسیل خوردگی نسبت به الکتروود مرجع (mV)
pH _{CR}	نرخ خوردگی برحسب تابعی از پی‌اچ (mm/y)
oF	عامل اصلاحی اکسیژن برای میزان خوردگی
vF	عامل اصلاحی سرعت برای میزان خوردگی

۶- مراجع

[1] Selvik JT, Scarf P, Aven T. An extended methodology for risk based inspection planning. *Reliability: Theory & Applications*, 2011.

[2] Chen XD, Yang TC, AI Z, WANG B, GU W. Discussion about several issues in the practice of risk-based inspection (RBI). *Pressure Vessel Technology*, 2005.

[3] Armstead HC, Armstead HC. Geothermal energy: its past, present and future contributions to the energy needs of man. London: Spon, 1978.

[4] Tien SW, Hwang WT, Tsai CH. Study of a risk-based piping inspection guideline system. *ISA transactions*, 2007.

[۵] اسکندرزاده، م. اصولی بستان آباد، ک. توتونچی، ا. کلاکی، ع. بکارگیری متدولوژی مناسب بودن برای سرویس (FFS) در خطوط لوله با عیوب خوردگی از نوع کاهش موضعی ضخامت. مهندسی مکانیک دانشگاه تبریز، دوره ۵۰، شماره ۳، صفحه ۱۱-۱۶، ۱۳۹۹.