

## مدیریت خوردگی سطوح خارجی تجهیزات تحت فشار سکوه‌های نفت و گاز

محمد شایگانی‌اکمل\*، پژوهشگاه صنعت نفت

چکیده

خوردگی سطوح خارجی تجهیزات و لوله‌های قسمت بالایی سکوه‌های نفت و گاز از مهم‌ترین تهدیدها برای یکپارچگی سیستم‌های تحت فشار است. در دهه‌ی اخیر کاربرد توسعه و پیاده‌سازی سامانه‌ی مدیریت خوردگی به‌عنوان راهکاری مدون جهت کنترل خوردگی تأسیسات نفت و گاز افزایش یافته است. از همین رو می‌توان با توسعه و پیاده‌سازی سامانه‌ی مدیریت خوردگی سطوح خارجی تجهیزات و لوله‌های تحت فشار سکوه‌های نفت و گاز به حفظ یکپارچگی و تداوم فعالیت سکوها کمک کرد. با استفاده از چنین سامانه‌ای می‌توان فعالیت‌های مرتبط با تعمیر و نگهداری را برنامه‌ریزی کرد و پیشرفت آنها را پایش و ارزیابی نمود.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۵/۱۱

تاریخ ارسال به داور: ۹۵/۰۵/۱۱

تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۰۸/۲۹

واژگان کلیدی:

مدیریت خوردگی، سکوه‌های نفت و گاز، خوردگی اتمسفریک

مقدمه

در حال حاضر مزایای پیاده‌سازی سیستم مدیریت خوردگی جهت ارزیابی ریسک خوردگی، تخریب تجهیزات تحت فشار، طراحی و اجرای روش‌های پیشگیری و کنترل خوردگی توسط اکثر صنایع و شرکت‌ها پذیرفته شده است. برخی شرکت‌ها مانند شرکت نفت انگلستان رویه‌هایی جهت پیاده‌سازی مدیریت خوردگی توسعه داده و آنها را در سازمان خود پیاده‌سازی کرده‌اند [۱]. در ۲۰۰۱ مجری سلامتی و ایمنی انگلستان<sup>۱</sup> یک راهنمای کلی جهت مدیریت خوردگی داخلی تأسیسات فراساحلی منتشر کرد [۲]. در ۲۰۰۸ مؤسسه‌ی انرژی، مدل ارائه شده را به‌روزرسانی نموده و آنها را توسعه داد تا تمامی فرآیندهای نفت و گاز از جمله فرآیندهایی که در خشکی انجام می‌شوند را شامل گردد [۳]. در شکل ۱-نمایی از این رویه نشان داده شده است. به‌طور کلی این گونه رویه‌ها از چرخه‌ی معروف مدیریت کیفیت دمیگ<sup>۲</sup> توسعه داده شده‌اند [۴]. بنابراین با در نظر گرفتن اجزاء اصلی چرخه‌ی مدیریت خوردگی، با توجه به نیازها و امکانات صنایع مختلف، امکان بهینه‌سازی و اصلاح رویه وجود دارد. از منظر سلامتی پرسنل، حفظ محیط زیست و منافع اقتصادی و حفظ یکپارچگی تجهیزات تحت فشار سکوه‌های فراساحلی تولید نفت و گاز اهمیت به‌سزایی دارد [۵]. یکی از مکانیزم‌های تخریب تجهیزات تحت فشار مورد استفاده در سکوه‌های نفت و گاز، خوردگی ناشی از تماس سطح آلیاژهای مورد استفاده با اتمسفر اطراف است [۶]. پایش، تعمیرات و نگهداری تجهیزاتی که دچار عوارض ناشی از این نوع خوردگی می‌شوند باعث تحمیل هزینه‌های زیادی بر سازمان‌های بهره‌بردار می‌گردد [۷]. در این مقاله با مرور چرخه‌ی مدیریت خوردگی، نحوه‌ی پیاده‌سازی آن برای مدیریت خوردگی اتمسفری تجهیزات تحت فشار سکوه‌های نفت و گاز به‌طور مختصر ارائه خواهد شد.

### ۱- مدیریت خوردگی

تعاریف مختلفی برای مدیریت خوردگی ارائه شده است. برخی آنها کنترل خوردگی از طریق نگه داشتن نرخ خوردگی در محدوده‌ای قابل قبول در هنگام بهره‌برداری از تأسیسات دانسته‌اند [۸]. در جای دیگر مدیریت خوردگی بخشی از سیستم مدیریت جامع عنوان شده که مسئول توسعه، پیاده‌سازی، بازبینی و حفظ خط‌مشی‌های خوردگی<sup>۳</sup> است [۲]. خط‌مشی‌های خوردگی چارچوبی ساختارمند برای تشخیص ریسک‌های مربوط به خوردگی و توسعه و فعالیت روش‌های مناسب کنترل ریسک مهیا می‌سازد. اصولاً خط‌مشی خوردگی جهت‌گیری ثابتی است که از حمایت بالاترین مقام اجرائی واحد مورد نظر بهره‌مند است. خط‌مشی یک جهت‌گیری است که مشخص می‌کند در طول زمان چگونه باید با یک مسأله‌ی عملیاتی عمده برخورد شود. خط‌مشی باید دیدگاه سازمان در مورد خوردگی را نشان دهد و تعهدی خالصانه برای عمل باشد. مثلاً می‌توان از موارد زیر به‌عنوان خط‌مشی سیستم مدیریت خوردگی نام برد:

- به حداقل رساندن ریسک‌های ایمنی
- عدم نشت مواد هیدروکربنی
- جلوگیری از توقف عملیات ناشی از خوردگی
- کاهش هزینه‌های عملیاتی

استراتژی در واقع روش‌های پیاده‌سازی خط‌مشی است [۳]. استراتژی مدیریت خوردگی باید به‌طور واضح دربرگیرنده‌ی خط‌مشی باشد. مثلاً در نظر گرفتن مقدار خوردگی مجاز در طراحی به‌گونه‌ای که در طول عمر تأسیسات، حداقل ضخامت مورد نیاز حفظ شود، می‌تواند استراتژی یک سازمان برای کنترل خوردگی یک تجهیز باشد. همچنین استفاده از روش بازرسی بر مبنای ریسک می‌تواند استراتژی سازمان

\* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (shayeganim@ripi.ir)

جهت برنامه‌ریزی فعالیت‌های بازرسی باشد.

## ۲- ارزیابی ریسک خوردگی

برای تعیین استراتژی‌ها و روش‌های کنترل خوردگی باید ابتدا ریسک خوردگی برای تجهیزات و لوله‌ها تعیین شود تا بتوان با توجه به شرایط موجود جهت کاهش ریسک برنامه‌ریزی کرد که این امر نیازمند

دستورالعملی از پیش تهیه شده است. معمولاً این گونه دستورالعمل‌ها با توجه به دانش و تجربیات موجود توسعه داده می‌شوند. تعیین ریسک از طریق مطالعه سیستم و تعیین مکانیزم‌های تخریب انجام می‌شود. پس از تعیین مکانیزم‌های تخریب فعال، با توجه به عوامل مؤثر می‌توان ریسک ناشی از تخریب در اثر مکانیزم مورد نظر را به صورت کیفی یا کمی تعیین کرد. هدف از این کار تعیین نیاز جهت انجام اقدامات بعدی است. این اقدامات می‌تواند شامل موارد مختلف از جمله برنامه‌ریزی جهت بازرسی، اصلاح شرایط عملیاتی یا تغییر استراتژی کنترل خوردگی باشد. در شکل ۲- مراحل چرخه‌ی تعیین ریسک خوردگی و تصمیم‌گیری در مورد اقدامات بعدی نشان داده شده است.

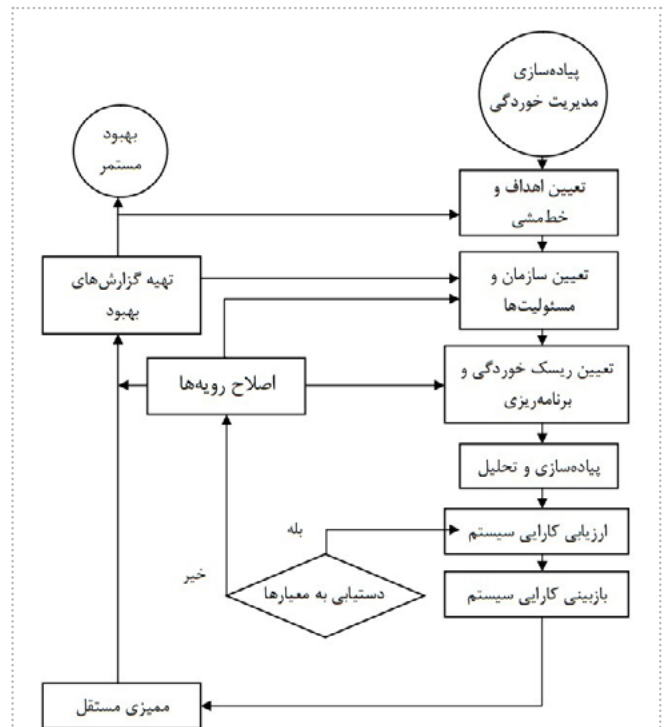
## ۳- تعیین استراتژی

به‌طور سنتی استراتژی مدیریت خوردگی سطوح خارجی سیستم‌های تحت فشار بر مبنای تعمیر و اصلاح قسمت‌هایی که پوشش نامناسب دارند استوار است. اما این روش معمولاً در تشخیص شرایط واقعی پوشش و همچنین در مورد معیارهای پذیرش به صورت سلیقه‌ای اجرا می‌شود. ضمن اینکه فعالیت‌های تعمیر و نگهداری نیز اغلب به صورت مقطعی و روی قسمت‌هایی که در دسترس هستند (و نه لزوماً قسمت‌هایی که بیشترین ریسک تخریب را دارند) انجام می‌گیرد. نقطه‌ی ضعف دیگر اینست که ارزیابی خوردگی سطح خارجی بعضاً زمانی رخ می‌دهد که بازرسی در حال انجام بازرسی برای بررسی خوردگی سطوح داخلی است. بنابراین با این رویه ممکن است قسمت‌هایی که مشکل خوردگی داخلی ندارند بازرسی نشوند و وضعیت خوردگی سطوح خارج آنها نامشخص باقی بماند.

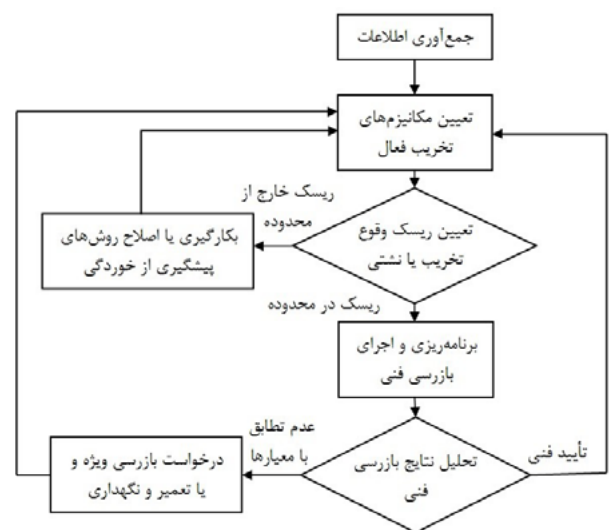
یکی از مسائل مهم در انجام تعمیرات و نگهداری آنست که زمان‌بندی این گونه فعالیت‌ها به گونه‌ای انجام شود که سطوح فلزی دچار پیشرفت قابل‌ملاحظه‌ی خوردگی نشده، یکپارچگی سیستم به‌خطر نیفتد یا عمر باقیمانده‌ی تجهیز از دست نرود.

در مدیریت وضعیت خوردگی خارجی می‌توان استراتژی‌های زیر را مدنظر قرار داد:

■ اگر شرایط پوشش مناسب باشد، استراتژی می‌تواند بر اساس شرایط پوشش و نگهداری از آن بنا گردد. بنابراین می‌توان برای تعمیر موضعی پوشش برنامه‌ریزی کرد یا با ارزیابی وضعیت موجود، تعمیر پوشش را به تعویق انداخت و درجه‌ای از خوردگی خارجی را پذیرفت. به‌عبارت دیگر نیازی نیست همیشه پوششی با کیفیت اولیه داشته باشیم؛ به شرطی که بتوان نشان داد وضعیت موجود خطری برای یکپارچگی سیستم در طول عمر آن نیست. مثلاً نرخ خوردگی اتمسفری فولاد معمولی که در فضای مسقف قرار دارد در دمای  $25^{\circ}\text{C}$  و در شرایط هوای باز حدود  $0.1$  میلیمتر بر سال است [۹]. بنابراین می‌توان پیش‌بینی کرد که مثلاً در ۵ سال آینده چه مقدار از ضخامت یک لوله‌ی تحت فشار کاسته خواهد شد. سپس با توجه به حداقل ضخامت باقیمانده، فشار عملیاتی و سایر عوامل مؤثر، یکپارچگی سیستم را ارزیابی کرده و در خصوص پذیرش



شکل ۱ | نحوه‌ی پایه‌سازی سیستم مدیریت خوردگی بر اساس راهنمای مؤسسه‌ی انرژی [۳]



شکل ۲ | تعیین ریسک خوردگی و برنامه‌ریزی اقدامات بعدی

بازه‌های آنرا نیز مشخص خواهد کرد. مثلاً می‌توان از روش API 581 استفاده کرد [۱۰]. پس از تعیین ریسک‌ها، بازرسی تجهیزات جهت اولویت‌بندی انجام خواهد شد. بدیهی است تجهیزاتی با ریسک حداکثری در اولویت بازرسی خواهند بود. شرکت‌های مختلف جهت مدیریت فعالیت‌های بازرسی و تعمیرات از نرم‌افزارهایی مثل Maximo یا SAP استفاده می‌کنند [۱۱-۱۲]. یکی از موارد مهم برای استفاده از چنین نرم‌افزارهایی کدبندی تمام تجهیزات است. ضمن اینکه از آنجا که در طول زمان برخی تجهیزات تعویض می‌شوند باید کدبندی به‌گونه‌ای

خوردگی یا بازسازی پوشش تصمیم گرفت.

■ اگر خوردگی تجهیزات در اثر از بین رفتن پوشش رخ داده باشد استراتژی، تمرکز بر شرایط بدنه‌ی تجهیز و مناسب بودن آن جهت ادامه‌ی فعالیت مطمئن تجهیز خواهد بود. بدیهی است در جای مناسب تعمیر و بازسازی پوشش نیز انجام خواهد شد. معمولاً در شرایط صنعتی، ظاهر تجهیزات اولویت ندارد بلکه یکپارچگی تجهیزات در طول عمر طراحی مدنظر است. بنابراین با توجه به محدودیت‌های منابع، برای انجام تعمیرات موضعی باید بر نقاطی با خوردگی بحرانی تمرکز شود. گاهی تعمیر نقطه‌ای یا موضعی پوشش، روشی مناسب‌تر از بازسازی کلی آنست.

■ اگر مقدار خوردگی آینده در حد تحمل تجهیز در محدوده‌ی عمر مورد انتظار باشد، آنگاه می‌توان استراتژی استفاده بدون انجام تعمیر و نگهداری را به کار برد. در چنین حالتی باید بازرسی مناسب، نرخ تخریب مفروض را تأیید کند. به‌علاوه با تغییر شرایط عملیاتی یا افزایش عمر مورد نظر باید شرایط مجدداً ارزیابی شده و مناسب بودن این استراتژی برای ادامه‌ی فعالیت تجهیز، تأیید گردد.

در حالت ایده‌ال، شرایط بدنه‌ی تجهیزات به جایی نمی‌رسد که ضخامتش موجب نگرانی باشد و بنابراین به‌جای مدیریت خوردگی سطوح خارجی و بازسازی بدنه‌ی تجهیزات، استراتژی بر شرایط پوشش و نگهداری آن متمرکز خواهد بود. باید استراتژی بهینه از میان دو استراتژی مذکور انتخاب گردد. این انتخاب باید بر اساس اهمیت تجهیز، شرایط فعلی، نرخ تخریب و عمر مورد نیاز آن انجام شود. جهت الویت‌بندی فعالیت‌های بازرسی، ارزیابی، تعمیر و نگهداری می‌توان از یک روش مبتنی بر ریسک که احتمال (شرایط حاضر) و عواقب را در نظر می‌گیرد استفاده کرد. طرح این رویه در شکل ۳- نشان داده شده است.

## ۴- پیاده‌سازی

### ۴-۱- دسته‌بندی تجهیزات

قبل از پیاده‌سازی مدیریت خوردگی باید تجهیزات تحت فشار موجود دسته‌بندی گردند. بعضاً تجهیزاتی که مستقیماً با تجهیز تحت فشار مرتبط هستند نیز در این گروه لحاظ می‌شوند. مثلاً ممکن است نگهدارنده‌ها نیز جزء تجهیزات تحت فشار در نظر گرفته شوند. این موضوع با توجه به تجربیات بهره‌بردار و در جهت بهینه‌سازی فعالیت‌ها انجام می‌پذیرد. در جدول ۱- نام برخی تجهیزات تحت فشار و سایر تجهیزاتی که می‌توان در دسته‌بندی تجهیزات تحت فشار در نظر گرفت ارائه شده است.

### ۴-۲- مراحل

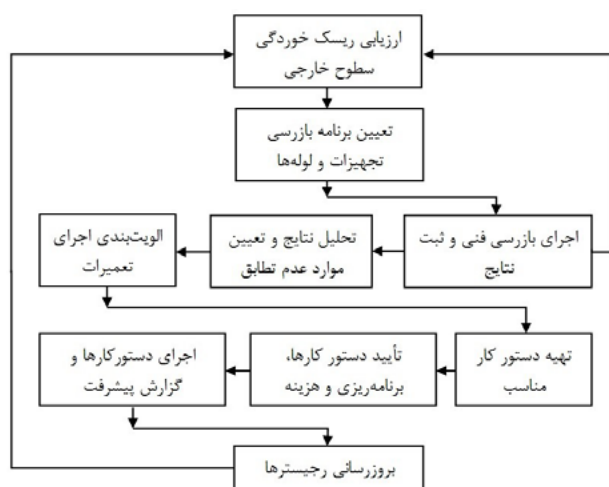
مراحل اصلی فرآیند مدیریت خوردگی سطوح خارجی تجهیزات تحت فشار سکوها در شکل ۴- نشان داده شده است. اولین مرحله، تعیین ریسک خوردگی خارجی سطوح است. برای این منظور باید دستورالعملی در سازمان وجود داشته باشد. چنین دستورالعملی روش‌های بازرسی فنی و

۱۱ | برخی تجهیزات لحاظ شده در دسته‌بندی تحت فشار

|                                    |  |
|------------------------------------|--|
| لوله‌ها                            | رایزر بالاتر از LAT <sup>f</sup>         |
| نگهدارنده‌ها (ثابت و فنی)          | عایق‌ها                                  |
| ظروف <sup>۵</sup> و پایه‌های مرتبط | لوله‌های جانبی متصل به ظروف <sup>۶</sup> |
| بدنه‌ی شیرها                       | اتصالات فلنجی                            |
| کلمپ‌ها و رینگ‌های موقتی           | اتصالات کلمپی                            |



۳۳ | انتخاب استراتژی تعمیر و نگهداری بر اساس شرایط موجود



۴ | رویه‌ی اجرای مدیریت خوردگی سطوح خارجی تجهیزات تحت فشار

و برنامه‌ی آتی را مشخص کرد. نرخ خوردگی اتمسفری را می‌توان از دمای سطح قطعه و فضای قرارگیری آن مشخص نمود. شرکت‌های بهره‌بردار با توجه به تجربه‌ی موجود برای تأسیسات مختلف جداولی توسعه داده‌اند. مثلاً در جدول-۳ نرخ خوردگی اتمسفری فولاد کربنی برای محیط‌های مختلف ارائه شده است [۱۰]. تجربیات نشان می‌دهد که در صورت آسیب‌دیدگی پوشش، مقدار در معرض بودن قطعه، نقشی اساسی در شدت خوردگی اتمسفری دارد [۱۴]. بنابراین باید هنگام تعیین نرخ خوردگی اتمسفری برای تجهیزات سکوها، مکان قرارگیری آنها مدنظر قرار گیرد.

#### ۴-۴- تعیین شاخص‌های کارآیی کلیدی<sup>۱</sup>

جهت ارزیابی کارآیی سیستم مدیریت خوردگی باید شاخص‌های مناسب تعریف گردد [۱۵]. برای مدیریت خوردگی سطوح خارجی می‌توان شاخص‌های مختلفی تعریف کرد. اولین شاخص، تعداد بازرسی‌های مرتبط انجام شده به بازرسی‌های برنامه‌ریزی شده است.

۲ | معیارهای پذیرش وضعیت خوردگی بدنه‌ی تجهیزات و لوله‌ها

| وضعیت سطح خارجی بدنه                             | اقدام بعدی                                |
|--|---|
| بدون خوردگی                                      | بازرسی مجدد در دوره‌ی بعدی                |
| زنگ‌زدگی سطحی                                    | بازرسی مجدد در دوره‌ی بعدی                |
| خوردگی کمتر از مقدار خوردگی مجاز برای سطح خارجی  | اعمال پوشش قبل از اتمام مقدار خوردگی مجاز |
| خوردگی بیشتر از مقدار خوردگی مجاز برای سطح خارجی | اعمال پوشش در اولین سال                   |

۳ | نرخ خوردگی اتمسفری فولاد کربنی در شرایط مختلف [۱۰]

| دما (°C) | نرخ خوردگی (mm/y)      |                    |  |
|----------|------------------------|--------------------|--|
|          | قسمت‌های داخلی (ملایم) | قسمت مسقف (دریایی) | فضای باز (شدید) در معرض پاشش (تجمع آب) |
| ۶        | ۰/۰۷۶                  | ۰/۱۲۷              | ۰/۵۰۸                                  |
| ۳۲       | ۰/۰۷۶                  | ۰/۱۲۷              | ۰/۵۰۸                                  |
| ۷۱       | ۰/۰۵۱                  | ۰/۱۲۷              | ۰/۵۰۸                                  |
| ۱۰۷      | ۰                      | ۰/۰۲۵              | ۰/۱۰۲                                  |

انجام گیرد که روند و تاریخچه‌ی هر تجهیز جهت ارزیابی ریسک تخریب به‌سهولت در دسترس باشد. پس از انجام بازرسی فنی، باید نتایج آن توسط یک کارشناس ارزیابی شده و جهت انجام اقدامات یا تعمیرات بعدی، موارد عدم تطابق با معیارهای پذیرش از پیش تعریف شده مشخص شود. الویت‌بندی اجرای تعمیرات و مدت زمان آن با توجه به ریسک تخریب انجام می‌شود. برای این منظور باید ضخامت باقیمانده و حداقل ضخامت مورد نیاز با توجه به فشار عملیاتی یا فشار شیر اطمینان لوپ خوردگی در نظر گرفته شود. در نتیجه با توجه به اطلاعات بازرسی قبلی (ضخامت‌سنجی‌ها) و نرخ تخریب می‌توان عمر باقیمانده را تعیین و از آن برای الویت‌بندی انجام تعمیرات استفاده نمود.

برای انجام تعمیرات باید دستورالعمل‌های مناسب توسعه داده شوند. مثلاً اگر قسمتی از لوله‌کشی نیاز به پوشش مجدد داشته باشد باید این کار توسط پیمانکاری تأیید صلاحیت شده و مطابق دستورالعمل شرکت انجام پذیرد. در چنین دستورالعملی نوع پوشش، شرایط اعمال آن و معیارهای ارزیابی آن قید شده تا هرگونه اختلافی بین کارفرما و پیمانکار مرتفع شود. پس از اتمام تعمیرات هر سیستم، گزارشی از فعالیت انجام گرفته تهیه شده و جهت تأیید در اختیار مسئول مربوطه قرار می‌گیرد. این فرد معمولاً مهندس یکپارچگی نامیده می‌شود. مهندس یکپارچگی وظیفه دارد روند انجام تعمیرات را کنترل و تطابق آنرا با دستورالعمل‌های موجود تأیید کند. در نهایت رجیسترهای مربوط به تعمیرات به‌روزرسانی می‌شود و گزارش‌های مربوط به ارزیابی کارآیی تهیه می‌شوند.

#### ۴-۳- معیارهای پذیرش<sup>۲</sup>

هر تصمیمی برای انجام یا تعویق تعمیرات نیازمند اطلاع از شرایط حاضر، نرخ خوردگی، حد قابل قبول خوردگی و عواقب ناشی از تخریب است. معمولاً معیارهای پذیرش به‌گونه‌ای طراحی می‌شوند که زمان‌های زیر را مشخص کنند.

- زمانی که شرایط پوسته‌ی تجهیزات یا لوله‌ها به‌گونه‌ای است که اگر اقدامی انجام نشود مشکل مربوط به یکپارچگی به‌وقوع بپیوندد. به‌عبارت دیگر زمانی که نیاز به تعمیرات یا تعویض تجهیزات است.
- زمانی که شرایط به‌گونه‌ای است که طی ۵-۲ سال آینده برای جلوگیری از بروز مشکل مربوط به یکپارچگی پوشش نیاز به اعمال مجدد دارد.

گاهی برخی تجهیزات تا زمان بازرسی دوره‌ای بعدی نیاز به تعمیر و نگهداری خاصی ندارند. بنابراین تکرار بازرسی، زمان انجام تعمیرات احتمالی را مشخص خواهد کرد. در جدول-۲ نمونه‌ای از معیارهای پذیرش وضعیت خوردگی بدنه‌ی تجهیزات جهت تعیین اقدامات بعدی پیشنهاد شده است. اصولاً مقدار خوردگی مجاز برای خوردگی داخلی لحاظ می‌شود اما معمولاً می‌توان ۲۰ درصد از آنرا برای خوردگی سطح خارجی در نظر گرفت [۱۳].

جهت تعیین ریسک تخریب و برنامه‌ریزی تعمیرات، پیش‌بینی نرخ خوردگی سطح خارجی تجهیزات سکوها نفت و گاز جزئی ضروری از سیستم مدیریت خوردگی است. در واقع با اطلاع از وضعیت حاضر و پیش‌بینی زمان وقوع تخریب می‌توان معیارهای پذیرش را به کار برد

بروز تخریب دستورالعمل‌ها و رویه‌ها به‌روزرسانی می‌شوند [۱۷]. بهبود مستمر سیستم مدیریت خوردگی منجر به کاهش هزینه‌های مرتبط می‌گردد. اگر یک سیستم مدیریت خوردگی مناسب وجود داشته باشد با توجه به بررسی‌ها، ۴۰-۱۰ درصد هزینه‌های سالانه‌ی کنترل خوردگی کاهش خواهند یافت [۱۸].

### نتیجه‌گیری

پیاده‌سازی سیستم مدیریت خوردگی جهت کنترل خوردگی سطوح خارجی تجهیزات تحت فشار سکوها‌ی نفت و گاز می‌تواند از طریق مدون کردن فعالیت‌های مربوط به تعمیر و نگهداری به کاهش هزینه‌ها کمک کند. به‌علاوه با افزایش آگاهی از وضعیت موجود ریسک وقوع حوادث کاهش یافته و ایمنی و حفظ محیط زیست تقویت می‌شود. با استفاده از نرم‌افزارهای ویژه، انجام فعالیت‌های تعمیر و نگهداری مطمئن‌تر شده و با تعریف و استفاده از شاخص‌های کارآیی کلیدی ارزیابی عملکرد سیستم مدیریت خوردگی امکان‌پذیر خواهد شد.

این شاخص به‌صورت ماهانه گزارش می‌شود. شاخص بعدی نسبت تعداد دستور کارهای تعمیر و نگهداری انجام گرفته به تعداد برنامه‌ریزی شده است. این شاخص نیز به‌صورت ماهانه در گزارش‌های یکپارچه‌گی منعکس می‌شود. به‌عبارت دیگر تعداد کارهای تعمیراتی عقب افتاده به‌عنوان یک شاخص ارزیابی کارآیی استفاده می‌شود.

### ۵- بهبود رویه‌ها

یکی از مراحل اصلی هر سیستم مدیریتی مبتنی بر چرخه‌ی دمینگ، مرحله‌ی یادگیری یا بهبود سیستم است. در سیستم مدیریت خوردگی، یادگیری از طریق مستندسازی و تغییر دستورالعمل‌ها و استانداردهای داخلی انجام می‌شود. مثلاً با توجه به تجربیات، آلیاژ فولاد زنگ نزن ۳۰۴ در دریای شمال دچار خوردگی حفره‌ای می‌شود [۱۶]. بنابراین باید در دستورالعمل مربوط به انتخاب مواد، استفاده از این آلیاژ به‌صورت بدون پوشش منع گردد. در شرکت‌های پیشرو جهت بهبود مستمر سیستم مدیریت خوردگی، گزارش بررسی علل تخریب و تعیین علل بروز تخریب‌های ناشی از خوردگی تهیه شده و با بررسی دلایل منجر به

### پانویس‌ها

- |   |                             |                               |
|---|-----------------------------|-------------------------------|
| 1. UK Health and Safety Executive (HSE) | 4. Lowest astronomical tide | 7. Integrity engineer         |
| 2. Deming                               | 5. Vessels                  | 8. Acceptance criteria        |
| 3. Corrosion policy                     | 6. Bridle connection        | 9. Key performance indicators |

### منابع

- [1] Commitment to corrosion monitoring, BP report, CIC group, 2006.
- [2] Review of Corrosion Management for Offshore Oil and Gas Processing; Offshore Technology Report 2001/044, UK Health and Safety Executive, 2001
- [3] Guidance for Corrosion Management in Oil and Gas Production and Processing; Energy Institute: London, May 2008.
- [4] R. Aguayo, Dr. Deming, The American Who Taught the Japanese About Quality, Simon & Schuster, 1990, p. 76.
- [5] A. Duncan, Corrosion management offshore – resolving the problems and complying with the law, IChemE symposium series no. 155, 2009.
- [6] G. R. Ruschau, M.A. Al-Anezi, Oil and Gas Exploration and Production, 2004.
- [7] V. S. Sastri, Challenges in Corrosion: Costs, Causes, Consequences, and Control, Wiley, 2015.
- [8] ALI MORSHED, Offshore Assets: From Corrosion Engineering to Corrosion Management, MATERIALS PERFORMANCE October 2007, Pp. 34-38.
- [9] F. Mansfeld, Corrosion mechanisms: Chemical Industries, Vol. 28, Marcel Dekker, New York, 1987.
- [10] American Petroleum Institute, API RP 581 Risk-Based Inspection Technology 2nd ed., 2008.
- [11] IBM Maximo Asset Management, www.ibm.com.
- [12] SAP enterprise asset management software, <http://go.sap.com/solution/lob/asset-management.html>.
- [13] D.A. Hansen, R.B. Puyear, Materials Selection for Hydrocarbon and Chemical Plants, Marcel Dekker, New York, 1996.
- [14] M. Morcillo, B. Chico, I. Díaz, H. Cano, D. de la Fuente, Atmospheric corrosion data of weathering steels. A review, Corrosion Science, Vol. 77, Dec. 2013, Pp. 6-24.
- [15] D.M.E. Queen, B.R. Ridd, C. Packman, Key performance indicators for demonstrating effective corrosion management in the oil and gas industry, NACE 2001, Paper No. 056.
- [16] S. F. Wika, Pitting and crevice corrosion of stainless steel under offshore conditions, master thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2012.
- [17] A. Duncan, Corrosion management offshore – resolving the problems and complying with the law, IChemE symposium series No. 155, 2009.
- [18] G. Isaák, et al., Upgrading of refinery's corrosion management system, goriva i maziva, 52, 2: 144-156, 2013.
- External corrosion management of pressurized equipment of oil and gas platforms  
 Mohammad Shayegani Akmal  
 Senior researcher, Corrosion Research Group, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, IRAN