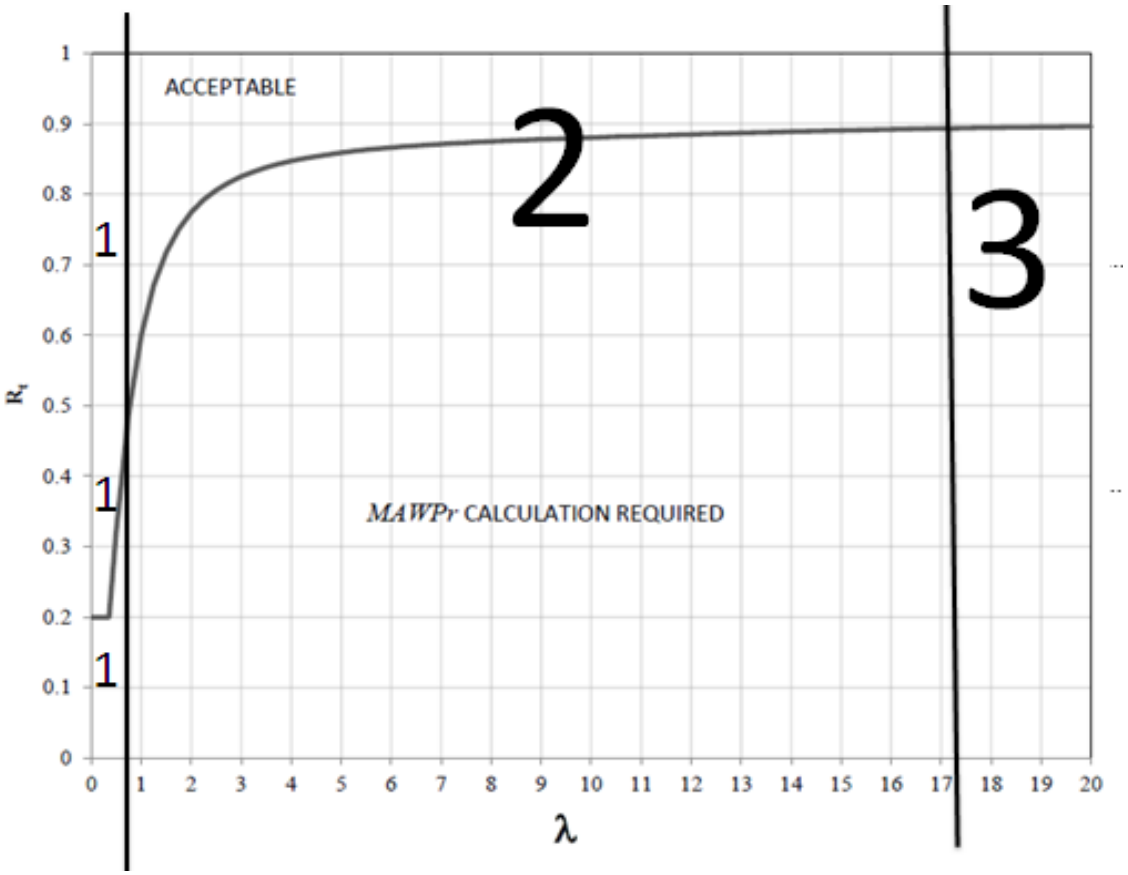
پیوست

موضوع: ارزیابی خوردگی های حفره ای بر اساس سطح ۱ و ۲ استاندارد API579-2016

۱: مروری بر فصل های ۴،۵و ۶ API 579

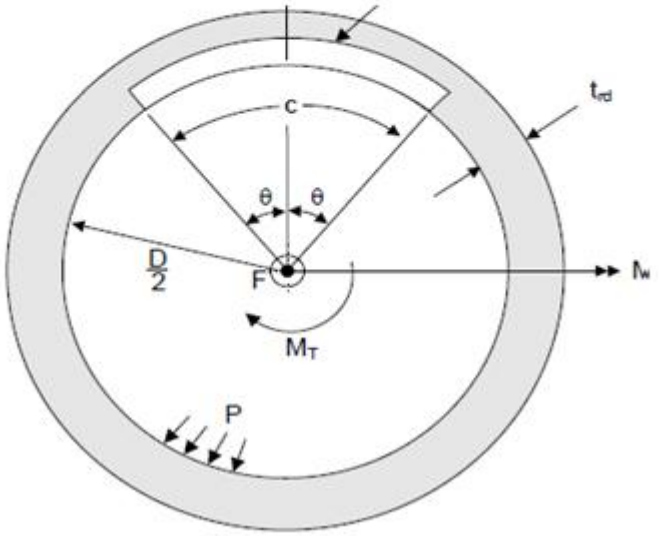
خوردگی حفره ای یا ***Pitting*** ، دارای انواع مختلفی است. تعریفی که مشخص کند که نوع خوردگی حفره ای است یا موضعی بستگی به نسبت ابعاد دهانه خوردگی به عمق آن دارد. معمولا هرچه این نسبت کمتر باشد به خوردگی حفره ای نزدیک تر هستیم . در **API 579** فصل **۵** در مورد فاکتور ابعادی خوردگی نموداری تعریف شده است که برداشت اینجانب برای مشخص کردن اینکه کاهش ضخامت عمومی ، موضعی و یا حفره ای است به تقسیم نمودار به سه ناحیه انجام شده است. تا چقدر به واقعیت نزدیک است باید در عمل آن را امتحان کرد.



شکل۱: نمودار مربوط به فاکتور های ابعادی خوردگی

در زمان انجام بازرسی فاکتور های R_t و λ و با توجه به ابعاد خوردگی مشاهده شده به صورت ذیل حساب می کنیم

$$R_t \rightarrow \frac{t_{mm}}{t_{rd}} \qquad \lambda_c = \frac{1.285c}{\sqrt{Dt_{rd}}}$$



شکل۲: تعریف فاکتور های ابعادی برای خوردگی

همانطور که در فرمول مشخص است λ بیانگر گستردگی طول ناحیه خورده شده به قطر و ضخامت است و R_t نیز بیانگر عمق ناحیه خورده شده به ضخامت می باشد. بنابراین بعد از مشخص شدن این دو فاکتور و استفاده از نمودار می توان مشخص کرد که در چه ناحیه ای قرار داریم و از کدام یک از فصل های ۴،۵ و ۶ استفاده شود.

فصل ۴-API579 ، کاهش ضخامت عمومی ، استفاده از آن برای خوردگی موضعی و حفره ای اقتصادی نیست ولی ایمنی بیشتر است

فصل ۵-API579 : کاهش ضخامت موضعی ، استفاده از آن برای کاهش ضخامت عمومی مجاز و ایمن نیست و استفاده از آن برای خوردگی حفره ای اقتصادی نیست.

فصل ۶:API579 : خوردگی حفره ای ، استفاده از آن برای خوردگی های عمومی و موضعی ایمن و مجاز نیست.

بعد از مشخص کردن فاکتور های ابعادی خوردگی R_t و λ بر اساس نمودار در یکی از نواحی ۱،۲ و ۳ قرار میگریم

ناحیه ۱: خوردگی حفره ای

ناحیه ۲: خوردگی موضعی

ناحیه ۳: خوردگی یکنواخت

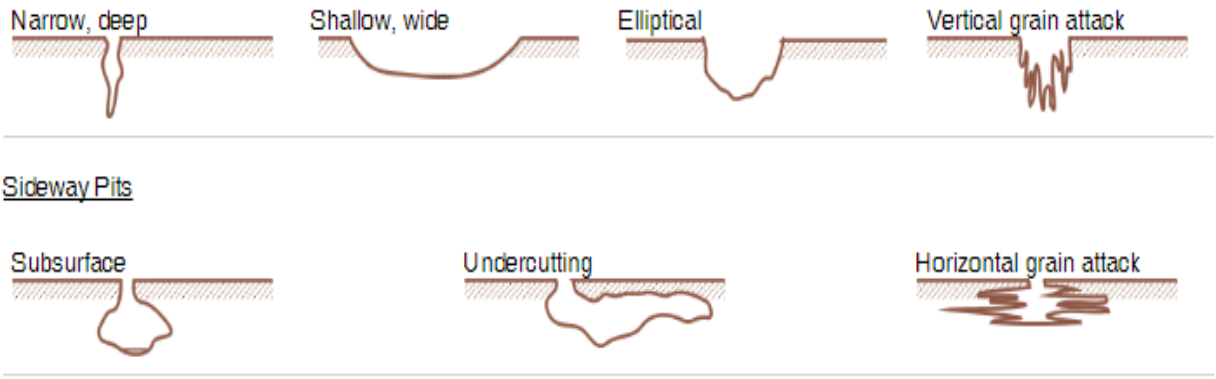
سایت https://www.nace.org/Pitting-Corrosion/ نیز تعاریف ذیل را از خوردگی حفره ای ارایه داده است.

Pitting corrosion is a localized form of corrosion by which cavities or "holes" are produced in the material. Pitting is considered to be more dangerous than uniform corrosion damage because it is more difficult to detect, predict and design against. Corrosion products often cover the pits.

Pitting: corrosion of a metal surface, confined to a point or small area, that takes the form of cavities.

Pitting factor: ratio of the depth of the deepest pit resulting from corrosion divided by the average penetration as calculated from weight loss.

بر اساس سایت مذکور و با توجه شکل خوردگی حفره ای انواع خوردگی حفره ای در اشکال ذیل نشان داده شده اند.



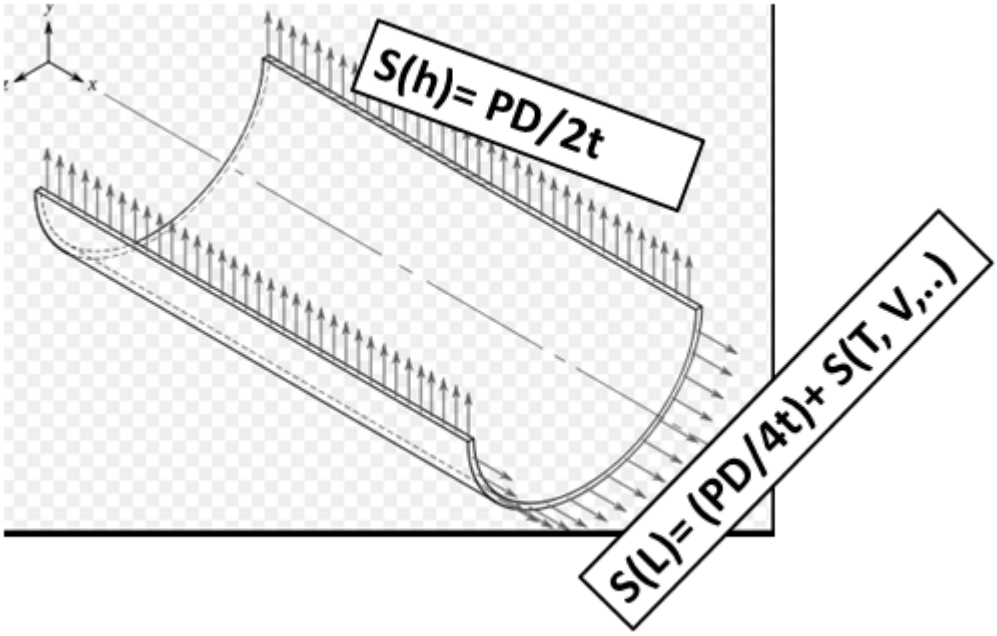
شکل ۳: انواع خوردگی حفره ای بر اساس سایت https://www.nace.org/Pitting-Corrosion/

۲ تقسیم بندی تجهیزات از نظر طراحی و ارزیابی حین سرویس

در انتخاب ضخامت در طراحی، و نهایتا استفاده از حداقل ضخامت مورد نیاز در ارزیابی های حین سرویس لوله ها ، ظروف تحت فشار و مخازن ذخیره به چهار دسته تقسیم بندی می شوند.

Type A

در این نوع تجهیزات تعیین کننده ضخامت برای ظروف تحت فشار و لوله ها صرفا فشار داخلی می باشد و سایر نیرو ها مانند نیرو های ناشی از لرزش ، تغییر درجه حرارت ، تغییر طول و.... S(V,T,..)در محاسبه ضخامت نقشی ندارند.



شکل۴: مبنای محاسبه ضخامت فقط بر اساس فشار داخلی

در واقع در این شرایط S(h)>S(L) می باشد. برای مخازن ذخیره مبنا در این شرایط تنش ناشی از ارتفاع در کورس های مختلف می باشد.

Type B-Class1

از نظر هندسه وشکل اغلب مانند Type A هستند. ولیکن در این تجهیزات و لوله ها نیرو های تکمیلی و فشار همزمان در انتخاب ضخامت زمان طراحی و ارزیابی های حین سرویس ایفای نقش می کنند. یعنی در واقع مجموع نیروی های طولی بعلاوه PD/4t از هوپ استرس (PD/2t) بیشتر می شود. خطوطی که تحت لرزش وجود دارند، تغییرات دما زیاد است ، برج ها با ارتفاع زیاد و فشار کم می توانند جز این نوع تجهیزات باشند.

Type B –Class2

اجزایی از ظروف تحت فشار ، لوله ها و مخازن که محاسبات فشار به صورت مستقیم در آنها نقشی ندارد و به به عنوان ناپیوستگی های اصلی (Major Discontinuity) مطرح ه‌ستند. مانند پد های تقویتی نازل ها، اتصالات مربوط به تیوب شیت و... ضخامت این اجزا وابسته به ضخامت و ابعاد بخش های تحت فشار و تحت نیرو هستند.

Type C

در این نوع قطعات محاسبات نیرو و فشار به صورت مستقیم و غیر مستقیم هیچ نقشی ندارند. نمونه بارز این قطعات می توان به کف مخازن ذخیره اشاره کرد. که در استاندارد طراحی و ساخت مانند API 650 با توجه به قطر مخزن حداقل ضخامتی برای آن تعریف شده است . و در API 653 نیز حداقل ضخامتی تعریف شده است که در بازرسی های حین بهره برداری می بایست رعایت شود.

۳- ارزیابی خوردگی حفره ای بر اساس API 579

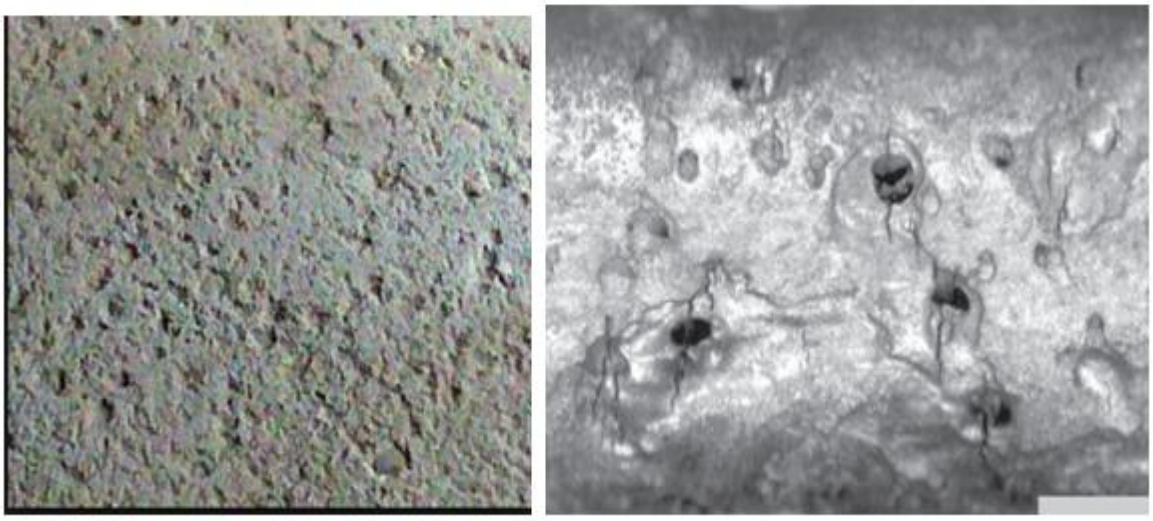
۳-۱ کلیات

در فصل ۶ از استاندارد API 579 ، دستورالعمل های کاملی برای ارزیابی خوردگی ارایه شده است. در این دستورالعمل ها ارزیابی خوردگی حفره ای متمرکز و پراکنده همراه یا بدون خوردگی موضعی عنوان شده است.

از دستورالعمل های این فصل می توان برای ارزیابی تاول های هیدروژنی که به صورت پراکنده روی سطح هستند استفاده کرد.

از دستورالعمل های قید شده در این بخش می توان برای خوردگی های حفره ای در چهار حالت ذیل استفاده نمود.

- خوردگی های حفره ای به صورت پرکنده در سطح وسیعی از تجهیز،
- ناحیه ای از سطح که به صورت موضعی دارای کاهش ضخامت و در بین حفره های پراکنده قرار گرفته است.
- خوردگی های حفره ای که به صورت موضعی و تجمعی در یک سطح وجود دارند.
- خوردگی های حفره ای که در ناحیه کاهش ضخامت موضعی قرار گرفته اند.



شکل ۵: نمونه هایی از خوردگی های موضعی ، یکنواخت و حفره ای

می توان با لحاظ کردن حداقل ضخامت مورد نیاز بر اساس استاندارد های طراحی و ساخت، حداکثر فشار کاری یا MAWP را محاسبه کرد.

۳-۲-قابلیت سطوح مختلف ارزیابی ۱،۲ و ۳ در بررسی خوردگی حفره ای

در استفاده از سطح ارزیابی ۱، ۲ و۳ برای خوردگی های حفره ای موارد ذیل مد نظر قرار گیرند.

الف- تجهیز یا لوله در محدوده شکست ترد نباشد.

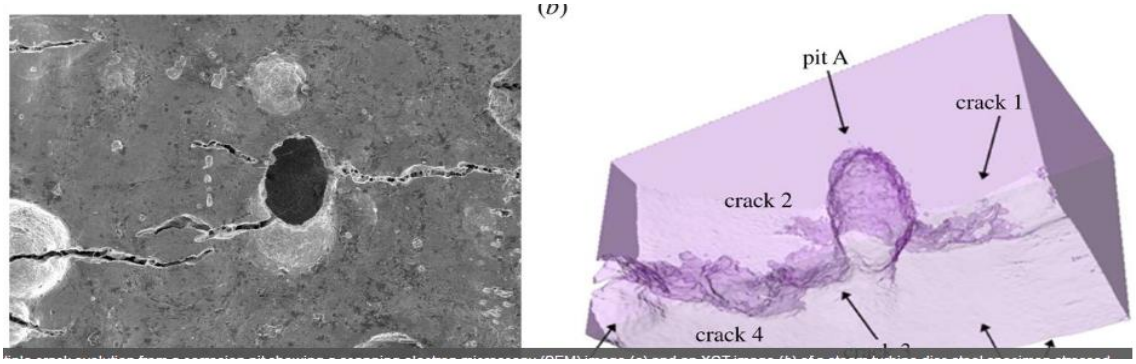
ارزیابی خوردگی حفره ای بر اساس API 579

ارزیابی شکست ترد می بایست بر اساس فصل ۳ استاندارد API 579 انجام شود و پس از اطمینان از اینکه قطعه داری خوردگی حفره ای در محدوده شکست ترد قرار ندارد نسبت به ارزیابی در سطح ۱ یا ۲ فصل ۶ ارزیابی شوند.مبنای سطح ۱ ارزیابی برای شکست ترد همان استاندارد های طراحی و ساخت می باشد به عنوان مثال برای لوله های فرایندی بر اساس ASME B31.3-Table A1 ، حداقل دمای کاری مشخص شده است البته برای برخی متریال مانند A333 Grad 6 دقیقا عدد حداقل دمای کاری مشخص شده است و برای برخی فلزات مانند A516 Grad 70 حداقل دمای کاری به ضخامت وابسته است. که با مشخص نمودن این موضوع که متریال به کدام یک از نمودارهای A ، B ، C و D تعلق دارند حداقل دمای کاری مشخص می شود. در سطح ۲ ارزیابی نیز از مقدار نسبت تنش که به بیان ساده نسبت هوپ استرس به تنش تسلیم می باشد استفاده و با توجه به این نسبت حداقل دمای کاری بهینه تر و اقتصادی تر می شود.

ب: ارزیابی در دو سطوح ۱ و ۲ ، برای تجهیزات و لوله های که سرویس آنها بر اساس استاندارد طراحی و ساخت Sever –Cyclic هستند نباید استفاده شود.

تعاریف متعددی در خصوص sever-Cyclic در استاندارد های مختلف از جمله ASME B31.3 ارایه شده است. به عنوان مثال تغییرات فشار بیش از ۲۰ درصد به مدت ۵۰۰ ساعت در سال یکی از تعاریف است و لی در مجموع وقتی تنش های طولی ناشی از حرکت های طولی بیش از ۸۰ درصد تنش تسلیم باشد تجهیز یا لوله در کاتاگوری Sever –Cyclic قرار میگیرد.

یکی از دلایل اینکه سطح ۱ و ۲ قابل استفاده برای این کاتاگوری نمی باشند این است که تحت این تنش های سیکلی حفره به عنوان محل تمرکز تنش عمل می کند و باعث شروع و شیوع ترک می شود.



شکل ۶: شروع و شیوع ترک از خوردگی های حفره ای

ج: ارزیابی سطح ۱ برای تجهیزات و لوله های Type A می تواند استفاده شود.

د: ارزیابی سطح ۱ برای تجهیزات و لوله های Type B می تواند استفاده شود.

ه: در ارزیابی سطح ۱ ، می بایست سرعت رشد خوردگی حفره ای متوقف شده باشد.(تناقض در API 579) وقتی سرعت رشد خوردگی حفره ای قابل پیش بینی نباشد می بایست از سطح ۲ استفاده کرد. همچنین وقتی خوردگی های حفره ای در محدوده ای که دارای کاهش ضخامت موضعی قرار دارد استفاده می شود.

ر: وقتی فلوچارت مربوط به خوردگی را نتوان در API 579 پیدا کرد می بایست از سطح ۲ ارزیابی استفاده شود.

ز: در زمانیکه استفاده از سطح ارزیابی ۱ و ۲ به هردلیلی از جمله وجود تنش های سیکلی (Sever Cyclic) میسر نباشد. از اریابی در سطح ۳ استفاده می شود. در زمانیکه توزیع تنش نامتقارن در یک سطح یکتواخت نباشد و همچنین خوردگی حفره ای در دو سمت قطعه وجود داشته باشد از سطح ۳ ارزیابی استفاده می شود.

ت: ارزیابی سطح ۲ و ۳ بازرسی باید به صورتی باشد که دوره های بازرسی آینده را مشخص کند هرچند انجام بازرسی بر اساس داده های فعلی انجام می شوند. تغییرات عمق و قطر حفره می بایست لحاظ شوند ممکن است با گذشت زمان خوردگی حفره ای تبدیل به کاهش ضخامت موضعی شود. ولی عموما این ارزیابی بسیار مشکل است چون FCA رشد در راستای عمق خوردگی حفره ای در نظر گرفته می شود.

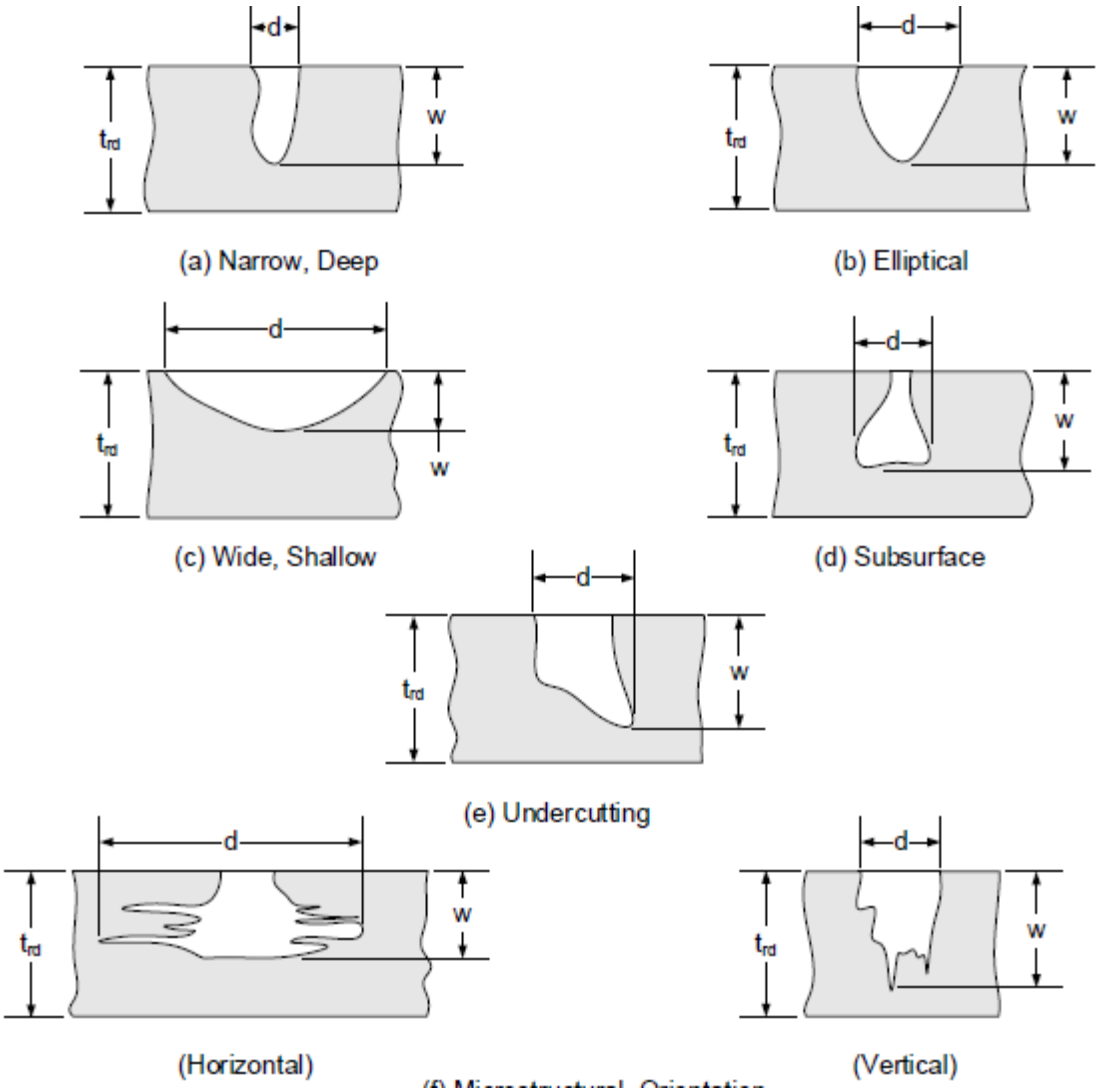
FCA=Feature Corrosion Allowance = (Corrosion Rate × Time)

۳ ۳ داده های مورد نیاز

- داده های اولیه طراحی مانند ضخامت، فشار، دما و نوع متریال ، داده های برداشت شده از زمان ساخت و نصب(هرچه داده های در دسترس بیشتر باشد انجام ارزیابی آسان تر است.)

- تایخچه بهره برداری ، تعمیر و نگهداری

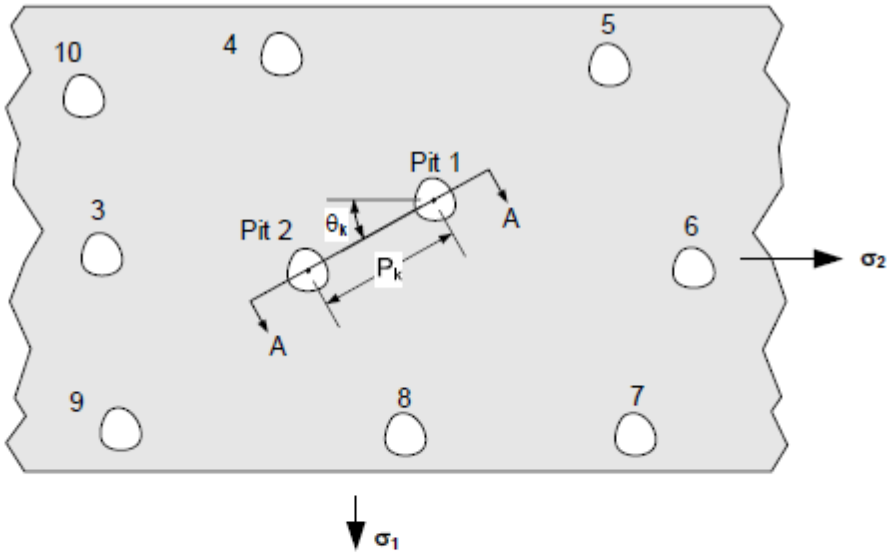
- داده هایی که حین انجام بازرسی مستقیم و یا با آزمون های غیر مخرب اندازه گیری می شوند. که مهمترین آنها عمق و وسعت خوردگی های حفره ای می باشد.



شکل۷: نحوه مشخص کردن ابعاد خوردگی حفره ای (مرجع API 579-Fig6.5)

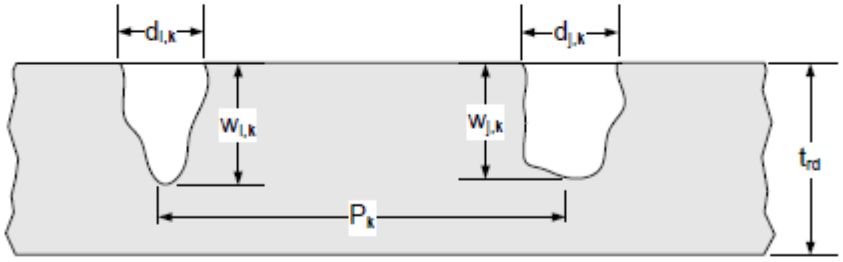
بعد از اندازه گیری های ابعادی ، الگوریتم خوردگی های حفره ای می بایست با یکی از الگوهایی که در اشکال 6.7 تا 6.13 استاندارد API 579 مطابقت داده شود. الگوی مقایسه ای مربوط به سطح ارزیابی ۱ می باشد.

- در ارزیابی سطح ۲ ، معیار مقایسه بر اساس Pitt- Couple هستند. فاصله دو pit با دقت بالا می بایست اندازه گیری شود. جهت قرار گیری حفره ها مشخص شود. آیا در راستای تنش طولی (هوپ استرس) هستند. و یا با آن زاویه مشخصی دارند.



Note: In the example above: $P_k = P_{12}$ and $\theta_k = \theta_{12}$ because the closest pit to pit 1 is pit 2 (i.e. pit 2 is the nearest neighbor to pit 1).

(a) Pit-couple in a Plate Subject to a Biaxial Membrane Stress Field with $\sigma_1 \geq \sigma_2$



$d_{avg,k} = 0.5(d_{i,k} + d_{j,k})$

(b) Section A-A

Figure 6.14 – Parameters for the Analysis of Pitting Corrosion

شکل۸: پارامتر های مورد نیاز جهت تحلیل خوردگی حفره ای

- دقت اندازه گیری pit ممکن است به صورت راندوم باشد. بستگی به استفاده کننده از این دستورالعمل دارد که تعداد pit های اندازه گیری شده چقدر باشند.

- ارزیابی ناحیه ای که دارای خوردگی حفره ای است و مشخص کردن جهت و فاصله دو Pit (Pit Couple) برای سطوح یکنواخت آسان تر است.

- دستورالعمل ذیل برای ارزیابی یک Pit نسبت به Pit های اطراف استفاده می شود.

گام اول:

حداقل ۱۰ عدد pit که کل خوردگی روی سطح را پوشش می دهند انتخاب شوند. pit هایی که انتخاب می شوندحتی المقدور می بایست نسبت به سایر pit ها بزرگتر و شاخص تر باشد.

گام دوم:

نزدیک ترین pit ها به هر Pit انتخاب شوند. مانند آنچه در شکل ۸ نشان داده شده است ابعاد و اندازه ها مشخص شوند. Pitشماره ۱ به Pit های ۲،۴،۵،۶، ۷و ۸ نزدیک است.

گام سوم :

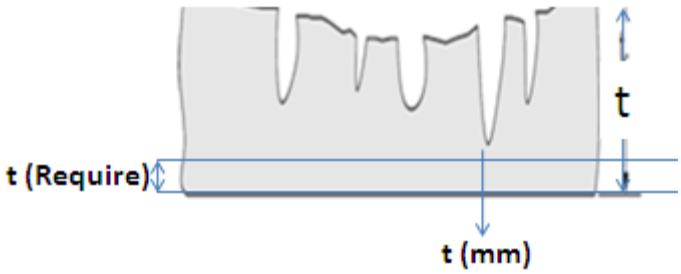
مانند آنچه در بند ۴ همین ارایه گفته خواهد شد. فاکتور استحکام باقیمانده (RSF)محاسبه می شود.

- در ارزیابی سطح ۲ ، اثر حفره در کاهش استحکام در دو جهت طولی و محیطی انجام می شود.
- پیشنهاد می شود که سرعت رشد Pit ، تخمین زده شود. انجام این کار ساده نیست. چون pit در همه جهات دارای رشد می باشد و امکان اینکه سرعت رشد در جهات مختلف یکسان نباشد وجود دارد.
- روش های اندازه گیری عمق Pit می تواند با آزمون های فراصوتی (مانند UT و PAUT) ، RT و یا در صورت امکان بازرسی مستقیم با Pitt Gage اندازه گیری شود.
- روش های پیشگیری و کلهش سرعت رشد Pitt می تواند شامل تمیزکاری دایم ، پیشگیری از تجمع رسوب ، استفاده از مواد بازدارنده ، اعمال پوشش و... باشند.

.

۴- روش های ارزیابی و معیار های پذیرش

اگر عمق ضخامت باقیمانده زیر ناحیه ای که دارای خوردگی از حداقل ضخامت مورد نیاز بیشتر باشد ارزیابی بر اساس API 579 نیاز نیست و مورد تایید می باشد. به نوعی وقتی t(mm)>t(Require) باشد لزومی به انجام ارزیابی نیست.



شکل ۹: مقایسه حداقل ضخامت باقیمانده با ضخامت مورد نیاز

مثال :

حداقل ضخامت مورد نیاز برای یک لوله فرایندی با قطر اسمی ۱۴ اینچ و فشار ۶۰۰ پوند بر اینچ مربع از جنس A106 Grad B در دمای ۵۰ درجه سانتیگراد را محاسبه کنید. فرض کنید از لوله ای به ضخامت ۸ میلیمتر استفاده شد ه است بیشترین عمق خوردگی حفره ای (در صورتیکه بنا باشد از API 579 استفاده نشود چقدر می تواند باشد.

فرض کنید سرعت خوردگی برابر با 0.1 میلیمتر بر سال و استفاده کننده بنا دارد که طی دوره بازرسی کلی بعدی لوله از زمانی که در سرویس بهره برداری قرار می گیرد ۵ سال باشد.

$t = PD/2SE = 600x14/2x20000x1 = 0.21In = 5.33mm$

با توجه به اینکه سازندگان تلورانس منفی ۱۲/۵ درصد را ممکن است بر اساس استاندارد های ساخت لوله لحاظ کنند. باید ضخامت محاسبه شده را برا ۰/۸۷۵ تقسیم کرد.

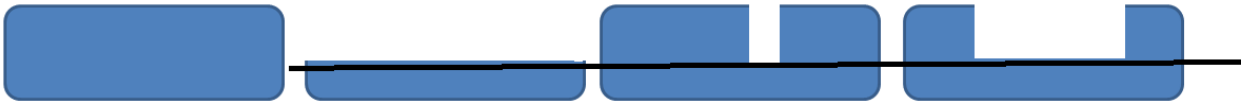
$t_1 = 5.33/0.875 = 6.1mm$

سرعت خوردگی برابر با 0.1 میلیمتر بر سال ، بنابراین برای مدت ۵ سال می بایست 0.5 میلیمتر به ضخامت مذکور اضافه شود.

$t_2 = t_1 + 0.5 = 6.6mm$

و ضخامت موجود در بازار ممکن است عینا معادل 6.6 میلیمتر یافت نشود و ضخامت نهایی معادل 8 میلیمتر خریداری و نصب گردد.

حال بعد از نصب لوله و در سرویس قرار گرفتن آن هر نوع خوردگی از جمله خوردگی حفره ای به عمق 2.67 مجاز می باشد.



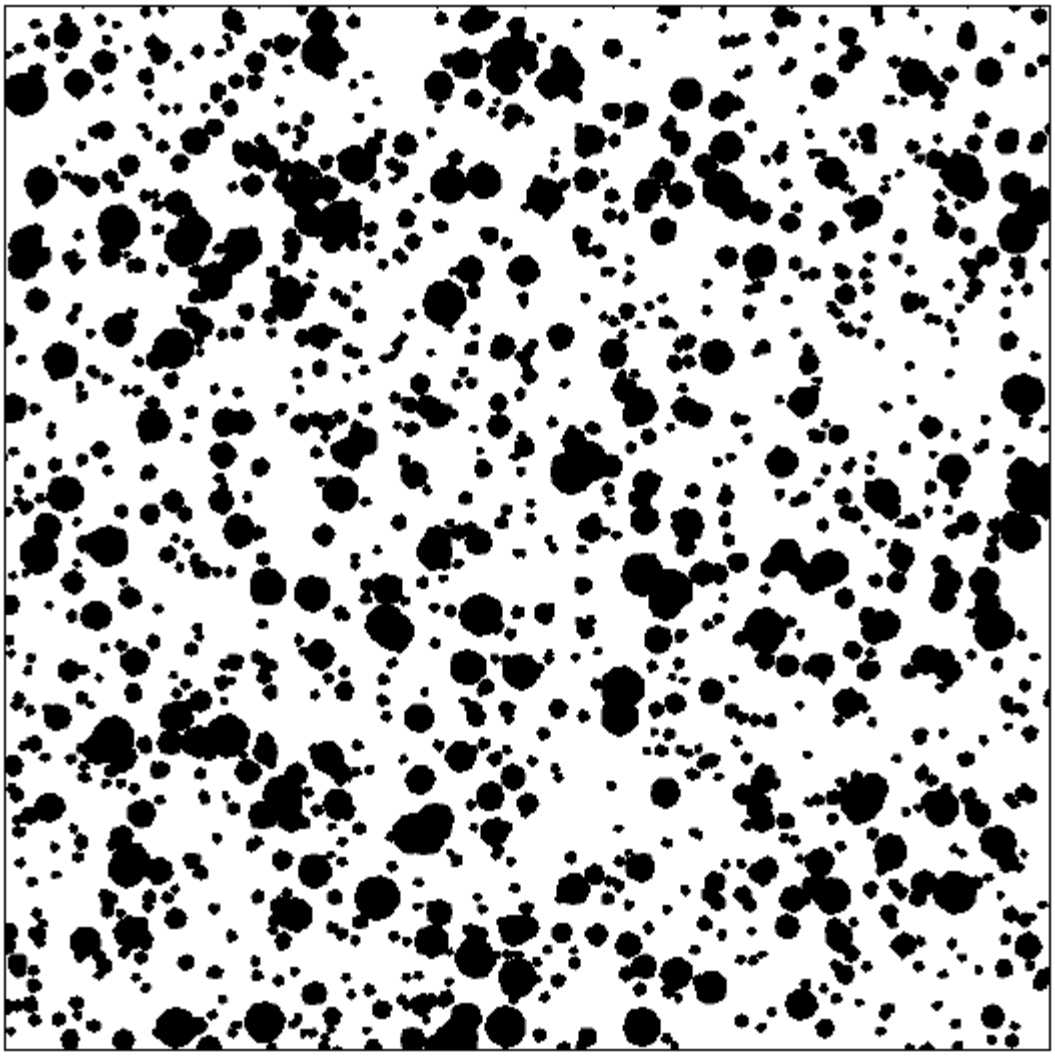
شکل ۱۰: مقایسه انواع کاهش ضخامت ها با حداقل ضخامت مورد نیاز

ارزیابی با استفاده از حداقل ضخامت مورد نیاز مقرون به صرفه و اقتصادی نمی باشد. و پیشنهاد می شود از استاندارد API579 برای انجام ارزیابی ها استفاده شود. همانطور که در شکل ۱ مشخص است خوردگی با ابعاد کم حتی تا ۸۰ درصد ضخامت هم گاها می تواند مورد تایید واقع شود.

۴-۱ ارزیابی خوردگی حفره ای بر اساس سطح ۱ فصل ۶ از استاندارد API 579

در ارزیابی سطح ۱، مبنا الگوریتم های هشتگانه ای است که شکل 6.6 تا 6.13 از استاندارد API 579 نشان داده شده است. نمونه یکی از الگوریتمها در شکل ۱۱ مشخص شده است.

مقدار فاکتور استحکام باقیمانده یا RSF را با توجه به داده های اندازه گیری شده محاسبه و با آنچه در الگوریتم مشابه قید شده است مقایسه می کنند. فاکتور استحکام باقیمانده مربوط به هر الگوریتم در جدولی زیر آن مشخص شده است.اگر RSF واقعی از RSF قید شده در جدول بزرگتر بود امکان ادامه سرویس بهره برداری با حضور Pit بلامانع است. در غیر این صورت می بایست ارزیابی در سطح ۲ را انجام داد و یا حداکثر فشار کاری را کاهش دهیم . یعنی به نوعی با حضور خوردگی غیر قابل تایید در سطح ۱ مقدار $MAWP_r$ را برای لوله یا ظرف تحت فشار و حداکثر ارتفاع کاری را برای مخازن ذخیره(MFH_r) حساب شود.



R_{wt}	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.91	0.89
0.6	0.82	0.78
0.4	0.73	0.67
0.2	0.64	0.56

شکل ۱۱: نمونه الگوریتم پراکندگی خوردگی در فصل ۶ از استاندارد API 579

مراحل انجام بازرسی و ارزیابی در سطح ۱ به شرح ذیل می باشد.

گام اول:

مشخصات اولیه مانند قطر(D) تجهیزیا لوله، سرعت خوردگی آتی (FCA) ، ضخامت واقعی در ناحیه ای که خوردگی حفره ای وجود ندارد (t_{rd}) ، کاهش ضخامت قبلی (Loss) ، و در نهایت ضخامت ناحیه فاقد pit در دوره بازرسی بعدی (t_c) مشخص شود.

گام دوم:

مقدار ضخامت در دوره بازرسی بعدی با توجه به سرعت خوردگی مشخص شود.

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA \qquad (6.1)$$

$$t_c = t_{rd} - FCA \qquad (6.2)$$

گام سوم:

ناحیه ای که دارای بیشترین تعداد pit است مشخص شود. از آن تصویر مناسب تهیه گردد. و با یکی از الگوریتم های هشتگانه مقایسه و تطابق داده شود.

گام چهارم

بیشترین عمق Pitt اندازه گیری شود. (W_{max}) و با استفاده از آن کمترین ضخامت باقیمانده t_{mm} در ناحیه خوردگی مشخص شود.(شکل ۸ و شکل ۹)

$$t_{mm} = t_{rd} - W_{max}$$

گام پنجم :

در صورتیکه pitt در یک سمت باشد و شرایط ذیل برقرار باشد به گام ششم می رویم.

1) Pitting and corrosion damage are acting on the same side and the pit depth is greater than the FCA :

$$t_{mm} \geq 2.5\ mm\ (0.10\ inches) \quad (for\ vessels\ \&\ tanks) \qquad (6.4)$$

$$t_{mm} \geq 1.3\ mm\ (0.05\ inches) \quad (for\ piping) \qquad (6.5)$$

$$R_{wt} = \frac{t_{mm}}{t_c} \qquad (6.6)$$

2) Pitting and corrosion damage are acting on opposite sides:

$$t_{mm} - FCA \geq 2.5\ mm\ (0.10\ inches) \quad (for\ vessels\ \&\ tanks) \qquad (6.7)$$

$$t_{mm} - FCA \geq 1.3\ mm\ (0.05\ inches) \quad (for\ piping) \qquad (6.8)$$

$$R_{wt} = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c} \qquad (6.9)$$

گام ششم :

اگر راربطه ذیل که در فصل ۴ در مورد خوردگی موضعی عنوان شد برقرار نباشد ارزیابی سطح ۱ موضعیت ندارد و می بایست ارزیابی سطح ۲ انجام شود.

$$d <= Q(Dt_c)^{1/2}$$

گام هفتم

مقدار *MAWP* بر اساس حداقل ضخامت باقیمانده حساب شود.

گام هشتم:

سطحی که دارای Pit می باشد. با الگوریتم های قید شده در API579 تطابق داده شود و یکی از الگوریتم ها با توجه به آنچه در عمل اندازه گیری شده است انتخاب گردد. مقدار RSF واقعی را از رابطه ذیل حساب کنید.

$$RSF= R_{wt}$$

گام نهم:

مقدار RSF واقعی را با RSF_a قید شده در الگوریتمAPI 579 مقایسه شود.

گام دهم:

اگر $RSF>RSF_a$ باشد، امکان ادامه سرویس بهره برداری با وجود خوردگی های حفره ای مورد تایید است واگر $RSF<RSF_a$ می باشد می بایست $MAWP_r$ را با روش ذیل حساب کرد.

$$MAWP_r = (RSF/RSF_a)\times MAWP$$

اگر انجام ارزیابی در سطح ۱ انجام و امکان ادامه سرویس بهره برداری وجود نداشته باشد می بایست یکی از موارد ذیل را دنبال کرد.

- تعمیر، کاهش فشار و یا جایگزینی تجهیز یا بخشی که دارای عیب است.

- کاهش FCA با یکی از روش های کم کردن دوره بازرسی بعدی ، اعمال روش های پیشگیرانه حفاظت فنی (اعمال رنگ، استفاده از مواد بازدارنده خوردگی ، آند گذاری و...)

- انجام ارزیابی در سطوح بالاتر (۲ و ۳) بر اساس استاندارد API 579،

مثال: در سطح داخلی یک ظرف تحت فشار که بر اساس ASME VIII-Div1 (قبل از سال ۱۹۸۵) ساخته شده ، خوردگی های حفره ای گسترده ای رویت شده است. مشخصات ظرف در جدول E1 قید شده است.

جدول E1 : مشخصات ظرف تحت فشار مورد ارزیابی

Vessel Data		
• Material	=	$SA-516\,Grade\,70\,Year\,1985$
• Design Conditions	=	$300\,psi\,@\,250^{\circ}F$
• Inside Diameter	=	$60\,in$
• Wall Thickness	=	$0.75\,in$
• Uniform Metal Loss	=	$0.05\,in$
• Future Corrosion Allowance	=	$0.07\,in$
• Allowable Stress	=	$17500\,psi$
• Weld Joint Efficiency	=	0.85
There are no supplemental loads on the section.		

خوردگی های مشاهده شده در شکل E1 قابل رویت هستند.

شکل E1 : خوردگی های مشاهده شده مربوط به مثال ۱

گام اول:

مشخصات اولیه مانند قطر(D) تجهیزیا لوله، سرعت خوردگی آتی (FCA) ، ضخامت واقعی در ناحیه ای که خوردگی حفره ای وجود ندارد (t_{rd}) ، کاهش ضخامت قبلی (Loss) ، و در نهایت ضخامت ناحیه فاقد pit در دوره بازرسی بعدی (t_c) مشخص شود.

$$D = 60\ in$$

$$FCA = 0.07\ in$$

$$t_{nom} = 0.75\ in$$

$$LOSS = 0.05\ in$$

گام دوم:

مقدار ضخامت در دوره بازرسی بعدی با توجه به سرعت خوردگی مشخص شود.

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA = 0.75 - 0.05 - 0.07 = 0.63\ in$$

گام سوم:

ناحیه ای که دارای بیشترین تعداد pit است مشخص شود. از آن تصویر مناسب تهیه گردد. و با یکی از الگوریتم های هشتگانه مقایسه و تطابق داده شود.(شکل E1)

گام چهارم

بیشترین عمق Pitt اندازه گیری شود. (W_{max}) و با استفاده از آن کمترین ضخامت باقیمانده t_{mm} در ناحیه خوردگی مشخص شود.

The maximum depth of pitting has been determined as $w_{\max} = 0.3\ in$

$t_{mm} = t_{rd} - W_{max} = 0.75-.05-.0.3=0.4in$

گام پنجم :

در صورتیکه pitt در یک سمت باشد و شرایط ذیل برقرار باشد به گام ششم می رویم.

t_{mm} = 0.4in(10.16mm) >2.5mm

R_{wt} = 0.4/0.63 =0.635>=0.2

با توجه به برقرار بودن شرایط به مرحله بعد می رویم

گام ششم :

اگر راربطه ذیل که در فصل ۴ در مورد خوردگی موضعی عنوان شد برقرار نباشد ارزیابی سطح ۱ موضعیت ندارد و می بایست ارزیابی سطح ۲ انجام شود.

$d <= Q(Dt_c)^{1/2}$

این گام در مثال های حل شده API 579 ، ویرایش های قبل از ۲۰۱۶ نبوده است. ولیکن همانطور که در متن قید شد می بایست بر اساس فصل ۴ استاندارد API 579 این مقدار را حساب کرد و بعد از برقرای این رابطه به گام بعد رفت.

گام هفتم

مقدار ***MAWP*** بر اساس حداقل ضخامت باقیمانده حساب شود.

$$R_i = \frac{60}{2} = 30\ in$$

$$R_c = R_i + LOSS + FCA = 30 + 0.05 + 0.07 = 30.12\ in$$

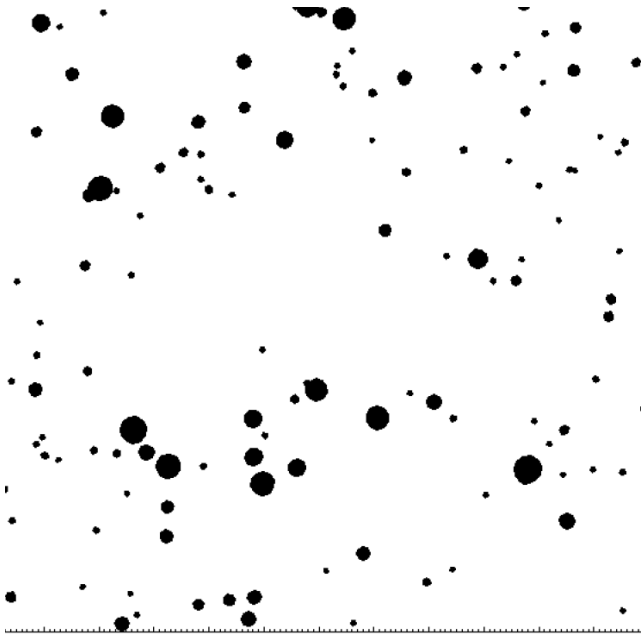
$$MAWP = \frac{S_a E t_c}{R_c + 0.6 \cdot t_c} = \frac{(17500)(0.85)(0.63)}{30.12 + (0.6)(0.63)} = 307\ psi$$

گام هشتم:

سطحی که دارای Pit می باشد. با الگوریتم های قید شده در API579 تطابق داده شود و یکی از الگوریتم ها با توجه به آنچه در عمل اندازه گیری شده است انتخاب گردد. مقدار RSF واقعی را از رابطه ذیل حساب کنید.

RSF= R_{wt}

بعد از تطابق تصویر خوردگی های حفره ای در یک سطح 150mm×150mm مشخص شد که خوردگی های حفره ای بازرسی شده مربوط به این مثال در رده گراید ۲ الگوریتم های قید شده در API579 هستند.



شکل E2 : الگوریتم خوردگی های حفره ای گراید ۲ بر اساس API 579

Calculations show interpolation in Figure 6.4.

Given $R_{wt} = 0.635$

From Figure when $R_{wt} = 0.8 \Rightarrow RSF = 0.9$

and when $R_{wt} = 0.6 \Rightarrow RSF = 0.9$

thus the difference in $RSF = |0.95 - 0.97| = 0.02$

and the difference in $R_{wt} = |0.6 - 0.8| = 0.2$

Solving for the RSF

$$RSF = (0.02)\left(\frac{0.635 - 0.6}{0.2}\right) + 0.95 = 0.9535$$

R_{wt} (See Equation 6.3)	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.97	0.96
0.6	0.95	0.91
0.4	0.92	0.87
0.2	0.89	0.83

گام نهم:

مقدار RSF به دست آمده بر اساس الگوریتم API 579 با **RSF_a** مقایسه شود. از آنجاییکه مقدار RSF_a پیشنهادی خود API 579 بر اساس 0.9 می باشد.

گام دهم:

اگر $RSF>RSF_a$ باشد، امکان ادامه سرویس بهره برداری با وجود خوردگی های حفره ای مورد تایید است واگر $RSF<RSF_a$ می باشد می بایست $MAWP_r$ را با روش ذیل حساب کرد.

$$MAWP_r = (RSF/RSF_a)\times MAWP$$

با توجه به اینکه 0.9<0.9535 بزرگتر است و حداقل فشار بهره برداری هم ۳۰۷ به دست آمده پس ادامه سرویس بهره برداری بلامانع است.

۴-۲ ارزیابی خوردگی حفره ای بر اساس سطح ۲ فصل ۶ از استاندارد API 579

در سطح ۲ ارزیابی معیار های پذیرش هم برای تنش های طولی و هم برای تنش های محیطی حساب می شوند. در این سطح ارزیابی تخمین بهتری از فاکتور استحکام باقیمانده RSF وجود دارد.

مراحل ذیل انجام ارزیابی خوردگی حفره ای در سطح ۲ است.

گام اول:

داده اولیه مورد نیاز مانند D ، FCA ، t_{rd} ، t_{nom} و LOSS حساب شود.

گام دوم:

مقدار t_c مانند سطح ۱ حساب شود.

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA \qquad (6.1)$$

$$t_c = t_{rd} - FCA \qquad (6.2)$$

گام سوم:

نسبت ضخامت حساب شود. و برای هردو Pit مجاور مقادیر k ، $d_{i,k}$ ، $d_{j,k}$ ، P_k و W_{ik} حساب شود. (Fig14)

$Ø_k$ = pit زاویه دو

P_k = Pit's Distance

W_{ik} = Depth for All Pitt

گام چهارم

ضخامت باقیمانده زیر هر pit اندازه گیری شود.

گام پنجم :

مقادیر ذیل مانند ارزیابی سطح ۱ حساب شود و در صورتیکه R_{wt} از 0.2 بزرگتر باشد به گام شش می رویم.

1) Pitting and corrosion damage are acting on the same side and the pit depth is greater than the FCA:

$$t_{mm} \geq 2.5\ mm\ (0.10\ inches) \qquad (for\ vessels\ \&\ tanks) \qquad (6.4)$$

$$t_{mm} \geq 1.3\ mm\ (0.05\ inches) \qquad (for\ piping) \qquad (6.5)$$

$$R_{wt} = \frac{t_{mm}}{t_c} \qquad (6.6)$$

2) Pitting and corrosion damage are acting on opposite sides:

$$t_{mm} - FCA \geq 2.5\ mm\ (0.10\ inches) \qquad (for\ vessels\ \&\ tanks) \qquad (6.7)$$

$$t_{mm} - FCA \geq 1.3\ mm\ (0.05\ inches) \qquad (for\ piping) \qquad (6.8)$$

$$R_{wt} = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c} \qquad (6.9)$$

گام ششم :

اگر راربطه ذیل که در فصل ۴ در مورد خوردگی موضعی عنوان شد برقرار نباشد ارزیابی سطح ۱ موضعیت ندارد و می بایست ارزیابی سطح ۲ انجام شود.

$d <= Q(Dt_c)^{1/2}$

گام هفتم :

مقدار R_{wt} را برای هر pit Couple حساب کنید . فاکتور k تعداد pitt Couple را نمایندگی می کند.

$R_{wt,\ Ave,K} = (R_{wt,\ i,K} + R_{wt,j,K})/2$

گام هشتم

مقادیر تنش های وارده به تجهیز در دو جهت طولی و محیطی حساب شود.

گام نهم :

MAWP در جهت محیطی و طولی حساب شود.

گام دهم :

مقدار RSF برای هر Pitt Couple حساب شود.(روابط 6.13 تا 6.20)

$$RSF_k = 1-\left(1-R_{wt,avg,k}\right)\cdot\left(1-E_{avg,k}\right) \quad (6.13)$$

$$E_{avg,k} = \min\left[\frac{\Phi_k}{\sqrt{\Psi_k}},\ 1.0\right] \quad (6.14)$$

$$\Phi_k = \mu_{avg,k}\cdot\max\left[\ \left|\rho_{1,k}\right|,\ \left|\rho_{2,k}\right|,\ \left|\rho_{1,k}-\rho_{2,k}\right|\ \right] \quad (6.15)$$

$$\Psi_k = \left(\begin{array}{l}\left(\cos^4[\theta_k]+\sin^2[2\theta_k]\right)\left(\rho_{1,k}\right)^2 - \dfrac{3\left(\sin^2[2\theta_k]\right)\rho_{1,k}\cdot\rho_{2,k}}{2} + \\ \left(\sin^4[\theta_k]+\sin^2[2\theta_k]\right)\left(\rho_{2,k}\right)^2\end{array}\right) \quad (6.16)$$

$$\rho_{1,k} = \frac{\sigma_1}{\mu_{avg,k}} \quad (6.17)$$

$$\rho_{2,k} = \frac{\sigma_2}{\mu_{avg,k}} \quad (6.18)$$

$$\mu_{avg,k} = \frac{P_k - d_{avg,k}}{P_k} \quad (6.19)$$

$$d_{avg,k} = \frac{d_{i,k}+d_{j,k}}{2} \quad (6.20)$$

گام یازدهم

متوسط فاکتور استحکام باقیمانده برای همه pitt Coupl ها حساب شود.

$$RSF_{PIT} = 1/n \Sigma RSF_K$$

گام دوازده

اگر $RSF_{PIT} >= RSF_a$ باشد . مجموعه Pit ها باعث عدم تایید لوله و تجهیز نخواهند شد. و اگر $RSF_{PIT} < RSF_a$

لازم است $MAWP_r$ حساب شود.

اگر حفره ها به صورت موضعی و متمرکز باشند می توان آنها را به صورت یک کاهش ضخامت موضعی (LTA) فرض کرد و ارزیابی را بر اساس فصل ۵ از استاندارد API 579 انجام داد. در این شرایط به جای t_c از t_{eq} استفاده می شود.

$$t_{eq} = t_c \times RSF_{pit}$$

اگر وضعیت خوردگی های حفره ای به گونه ای باشند که لازم باشد آنها را با عنوان کاهش ضخامت عمومی ارزیابی کنیم مراحل ذیل می بایست انجام شود.

گام اول

داده اولیه مورد نیاز مانند D ، FCA ، t_{rd} ، t_{nom} و LOSS حساب شود.

گام دوم:

مقدار t_c مانند سطح ۱ حساب شود.

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA \qquad (6.1)$$

$$t_c = t_{rd} - FCA \qquad (6.2)$$

گام سوم:

مقدار MAWP حساب شود.

گام چهارم:

پروفیل ضخامت بر LTA مشخص گردد.

گام پنجم:

مقدار فاکتور استحکام باقیمانده برای LTA مشخص گردد.(RSF_{LTA})

گام ششم :

ضخامت معادل برای انجام ارزیابی بر اساس فرمول ذیل مشخص گردد.

$t_{eq} = t_{rd} \times RSF_{LTA}$

گام هفتم :

معیار اندازه گیری عمق PIT ضخامت معادل t_{eq} است.

گام هشتم:

برای هر Pit Couple اندازه $W_{i,k}$ مشخص و سپس R_{wt} حساب گردد.

گام نهم:

بیشترین مقدار عمق pitt ، یعنی W_{max} و کمترین ضخامت t_{mm} اندازه گیری شود.

گام ۱۰:

مقدار R_{wt} را (نسبت ضخامت باقیمانده به ضخامت واقعی) حساب شود .د صورتیکه این نسبت از ۰/۲ بیشتر است می توان انجام ارزیابی را ادامه داد.

گام یازده:

مشخصات ابعادی (قطر pit) اندازه گیری شود و محدودیت های ابعادی بررسی گردد.

گام دوازده:

RSF_{PIT} مانند گام های ۷ تا ۱۲ حساب شود

گام ۱۳:

یک فاکتور استحکام نهایی از تلفیق فاکتور استحکام نهایی خوردگی حفره ای(RSF_{PIT}) و خوردگی موضعی (RSF_{LTA}) به دست می آید.

$$RSF_{Comb} = (RSF_{PIT}) \times (RSF_{LTA})$$

گام ۱۴:

اگر $RSF_{Com} >= RSF_a$ باشد تایید و امکان ادامه سرویس بهره برداری وجود دارد. واگر $RSF_{Com} < RSF_a$ باشد لازم است $MAWP_r$ مشخص شود.

$$MAWP_r = (RSF_{Comp}/RSF_a) \times MAWP$$

حالت دیگری هم از خوردگی های ترکیبی وجود دارد . اگر ناحیه دارای کاهش ضخامت موضعی در محدوده گسترده ای از pitt باشد در این شرایط نیز می بایست شرایط هم برای خوردگی حفره ای و هم خورده موضعی ارزیابی شود.

مرحله اول(گام اول ، دوم و سوم)

داده های مورد نیاز ، مقدار t_c و MAWP برای هر ناحیه مشخص شود.

گام چهارم :

برای خوردگی حفره ای داده های مربوط به Pitt Couple مانند عمق pit ، t_{rd} ، W_{ik} ، W_{jk} تعریف و مشخص شود.

گام پنجم:

بیشترین عمق pit با W_{max} تعریف و کمترین ضخامت باقیمانده یعنی t_{mm} مشخص گردد.

گام ششم:

مقدار R_{wt} را (نسبت ضخامت باقیمانده به ضخامت واقعی) حساب شود .د صورتیکه این نسبت از ۰/۲ بیشتر است می توان انجام ارزیابی را ادامه داد.

گام هفتم:

اگر راربطه ذیل که در فصل ۴ در مورد خوردگی موضعی عنوان شد برقرار نباشد ارزیابی سطح ۱ موضعیت ندارد و می بایست ارزیابی سطح ۲ انجام شود.

$d <= Q(Dt_c)^{1/2}$

گام هشتم:

فاکتور استحکام باقیمانده برای pit (RSF_{pit}) مشخص با استفاده از داده های pit Couple تعیین شود.

گام نهم:

برای ناحیه ای که دارای کاهش ضخامت موضعی (LTA) می باشد. پروفیل ضخامت مشخص گردد.

گام دهم:

برای ناحیه ای که دارای کاهش ضخامت موضعی می باشد مقدار RSF_{LTA} مشخص شود.

گام یازده

مقدار فاکتور استحکام باقیمانده ترکیبی برای Pit و LTA مشخص گرددRSF_{Comb}

گام دوازده :

اگر $RSF_{Com} >= RSF_a$ باشد تایید و امکان ادامه سرویس بهره برداری وجود دارد. واگر $RSF_{Com} < RSF_a$ باشد لازم است $MAWP_r$ مشخص شود.

$$MAWP_r = (RSF_{Comp}/RSF_a) \times MAWP$$

حالت بعد زمانی است که احتمال غالب شده تنش های طولی روی سطح مقطع دایره ای بیش از از تنش های طولی باشد. با توجه به شکل ۴ $S(L) > S(h)$ باشد.

در این شرایط مراحل ذیل برای ارزیابی Pit می بایست انجام شود.

گام اول

داده اولیه مورد نیاز مانند D ، FCA ، t_{rd} ، t_{nom} و LOSS حساب شود.

گام دوم:

مقدار t_c مانند سطح ۱ حساب شود.

$$t_c = t_{nom} - LOSS - FCA \qquad (6.1)$$

$$t_c = t_{rd} - FCA \qquad (6.2)$$

گام سوم:

متوسط فاکتور استحکام باقیمانده برای همه pitt Coupl ها حساب شود.

$$RSF_{PIT} = 1/n \, \Sigma RSF_K$$

گام چهارم:

ضخامت معادل مشخص شود.

$t_{eq} = t_c \times RSF_{pit}$

گام پنجم:

مقادل S(h)و S(L) محاسبه و مقایسه شوند.