فصل ۱: دامنه کاربرد، سازمان و هدف

۱- دامنه کاربرد(Scop)

این استاندارد شامل برخی از روش های تعمیراتی برای ظروف تحت فشار، لوله های فرایندی ، لوله های انتقال ، مخازن ذخیره و... می باشد که توسط کد و استاندارد های ASME منتشر شده است. آخرین ویرایش آن که هم اکنون در دسترس می باشد مربوط به سال ۲۰۱۵ میلادی می باشد. علی رغم اینکه این استاندارد به بسیاری از روش های تعمیراتی اشاره دارد ولیکن به تعدادی از روش های تعمیراتی هم اشاره نشده و یا برای آنها عبارت تحت تدوین یا آماده سازی قید شده است. استفاده از روش های تعمیراتی قید شده در این استاندارد برای زمان طراحی ، ساخت ، مونتاژ و نصب مجاز نمی باشد. همچنین استفاده از این روش ها زمانی مجاز است که ارزیابی کامل عیوب انجام شده باشد. و پیامد های ناشی از انجام تعمیر نیز لحاظ شده باشد.

این استاندارد صرفدستورالعمل های فنی جهت انجام تعمیرات را ارایه داده و موارد حقوقی ،آنالیز تنش و سایر چشم اندازهای مربوطه به عهده استفاده کننده از این سند می باشد.

۲- سازمان

این سند از ۵ فصل تشکیل شده است. در فصل ۱ دامنه کاربرد، سازمان و هدف از تدوین این استاندارد عنوان شده است. در جدول ۱ مربوط به فصل ۱ روش تعمیر و نوع عیب و تناسب روش های تعمیراتی با توجه به نوع عیوب مشخص شده است. با توجه به این موضوع لازم است یک حداقل آشنایی با انواع عیوبی که در این سند روش های تعمبراتی برای آنها ارایه شده است وجود داشته باشد.

درفصل ۲ به روش های تعمیراتی که با جوشکاری و لحیم کاری انجام می شوند اشاره و توضیح دارد و فصل ۳ انجام تعمیرات به روش های مکانیکی و بدون استفاده از جوشکاری تشریح شده است.

در فصل ۴ استفاده از پوشش های غیر فلزی مانند کامپوزیت را به عنوان روش های تعمیراتی مد نظر دارد. در واقع با استفاده از مواد غیر فلزی که استحکامی بیشتر از فلز دارند تعمیر انجام می شود. روش های مرسومی مانند استفاده از پرکننده های غیر فلزی مانند چسب دوکن و بلوزونا که جهت پیشگیری از ادامه خوردگی استفاده می شوند جز این روش های تعمبراتی محسوب نمی شوند. در واقع استحکام پر کننده هایی مانند دوکن به اندازه ای نیست که بتوان آن را به عنوان جبران استحکام باقیمانده در نظر گرفت.

و در نهایت فصل ۵ ، آزمون ها و تست های مورد نیاز جهت تایید روش های تعمیراتی عنوان شده است.

۳- هدف:

هدف از تهیه و تدوین ASME PCC2 ، ارائه دستورالعمل هاو توصیه های اجرایی برای روش های تعمیراتی می باشد. اظهار نظر در خصوص کارایی روش تعمیراتی ، انجام و یا عدم انجام آن نیاز به یک اجماع کامل مهندسی در سازمان های استفاده کننده دارد. در زمانی که انجام تعمیر با قوانین ، اسپک ها و اسناد یک سازمان در تضاد باشد. تصمیم گیری نهایی در خصوص استفاده یا عدم استفاده از این سند به نظر سازمان هایی مانند طراح ، واحد های مهندسی کارفرماو یا سایر مراجع ذیصلاح بستگی دارد.

در این استاندارد و یا سایر استاندارد های مشابه از عباراتی مانند ممکن است (May) ، باید(Shall) ، بایستی یا بهتر است (Should) استفاده می شود.

ممکن است (May) : در زمانیکه از این عبارت استفاده می شود مفهوم این است که انجام فعالیت توضیح داده شده مجاز است ولیکن اجبار نیست.

باید(Shall): وقتی در یک جمله استانداردی و یا در یک اسپک از عبارت باید استفاده می شود به مفهوم این است که انجام فعالیت اجبار است و یک امر ضروری محسوب می شود.

بایستی یا بهتر است (Should): این عبارت انجام یک فعالیت را اجبار نمی کند ولیکن پیشنهاد می کند که انجام آن شرایط را بهینه تر می نماید.

مانند آنچه که در زمان ساخت ، مونتاژو نصب انجام می شود انجام مستند سازی ، بازرسی فنی ، کنترل کیفیت و... برای فعالیت های تعمیراتی اجبار است. قبل از انجام تعمیر لازم است دستورالعمل مورد تایید کارفرما تهیه شود. و آزمون های کیفیت مورد نیاز در قالب های پیشنهادات فنی مجری ، درخواست کارفرما ، الزامات استاندارد های طراحی و ساخت انجام و مستند گردد.

۳- الف : عمده عیوب حین سرویس که ASME PCC2 روش های تعمیراتی برای آنها قید شده است.

قبل از توضیح جدول ۱ این استاندارد لازم است یک آشنایی مختصری در خصوص عیوبی که ASME PCC2 برای آنها روش تعمیراتی برای آنها ارایه داده است وجود داشته باشد. (در زمانیکه بند هایی با پسوند های الف ، ب و... مشخص شده است. توضیحاتی تکمیلی است که در ASME PCC2 به صورت کامل تشریح نشده و به سایر مراجع ارجاع داده شده است.) ارزیابی عیوب و امکان ادامه سرویس بهره برداری در استاندارد API579/ASME FFS-1 انجام شده است. در واقع از زمان شناسایی و نهایی نمودن ابعاد عیب و در نهایت تا مشخص شدن از نظر تایید و یا عدم تایید پیشنهاد می شود مراحل ذیل رعایت شود.

۱- مشخص کردن نقاط با خطر واماندگی بالا و پیش بینی نوع یا انواع عیوب محتمل

۲- انتخاب آزمون یا آزمون های مناسب جهت شناسایی و تعیین دقیق ابعاد عیب

۳- ارزیابی با روش های متداولی که در استاندارد هایی مانند API510، API570 به آن اشاره شده است

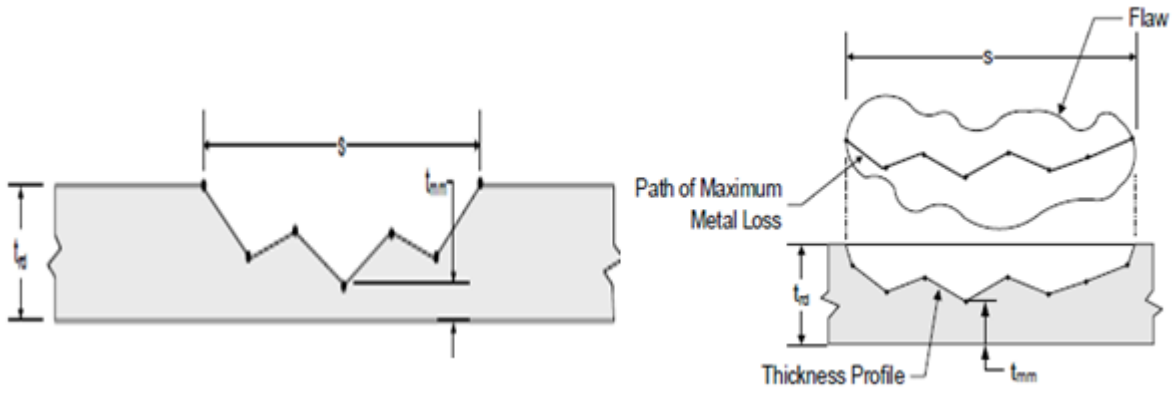
۴- اگر عیب در روش های محاسباتی قید شده در استاندارد های API 510 و API 570 با معیار ها ی مد نظر کارفرما تایید است. ادامه سرویس بهره برداری مجاز می باشد.

۵- در صورتیکه روش ارزیابی عیب و معیار های پذیرش در استاندارد های API510 ، API570 و... موجود نیست و یا عیب در استاندارد های مذکور مورد تایید قرار نگرفته است. می توان از استاندارد API 579 استفاده کرد.

۶-انجام تعمیر بر اساس PCC2 به صورت دایم یا موقت می تواند در هر کدام از مراحل ۴ و ۵ و با نظر کارفرما انجام شود.

۳-۱(الف) : کاهش ضخامت های عمومی (General Wall Thinning)

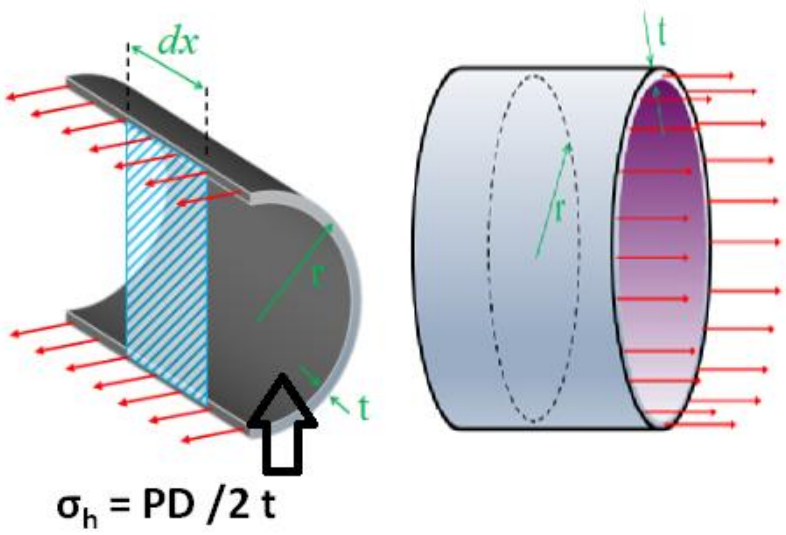
از عوامل مهم کاهش ضخامت های عمومی خوردگی و سایش می باشد. در این شرایط سطح زیادی از لوله ، ورق ، تیوب و.. ضخامت خود را از دست می دهد.شکل ۱-۱ نمونه هایی از کاهش ضخامت های عمومی را نشان می دهد.



شکل ۱-۱: نمونه هایی از نقشه های کلی کاهش ضخامت عمومی

آنچه در حالت کلی برای ارزیابی اولیه این عیوب انجام می شود. محاسبه ضخامت با توجه به فرمول های زمان طراحی و ساخت و استفاده از استاندارد های طراحی و ساخت مانند ASMEB31.3 برای لوله های فرایندی، ASME VIII برای ظروف تحت فشار، ASME B31.8 برای لوله های انتقال گاز و... می باشد. البته برای مخازن ذخیره ای که تحت استاندارد API 650 ساخته می شوند. استاندارد تعمیر و نگهداری API 653 روش های اقتصادی تری را جهت ارزیابی استحکام باقیمانده عنوان کرده که به مراتب از روابط محاسبه استحکام در API650 اقتصادی تر می باشد. به هر حال بعد از شناسایی و ارزیابی عیب در استاندارد های مذکور استفاده کننده از تجهیز با توجه به شرایطی که مد نظر دارد مجاز است که اعلام تعمیر نماید و یا برای ارزیابی به شرایط اقتصادی تری مانند API579 فکر کند.

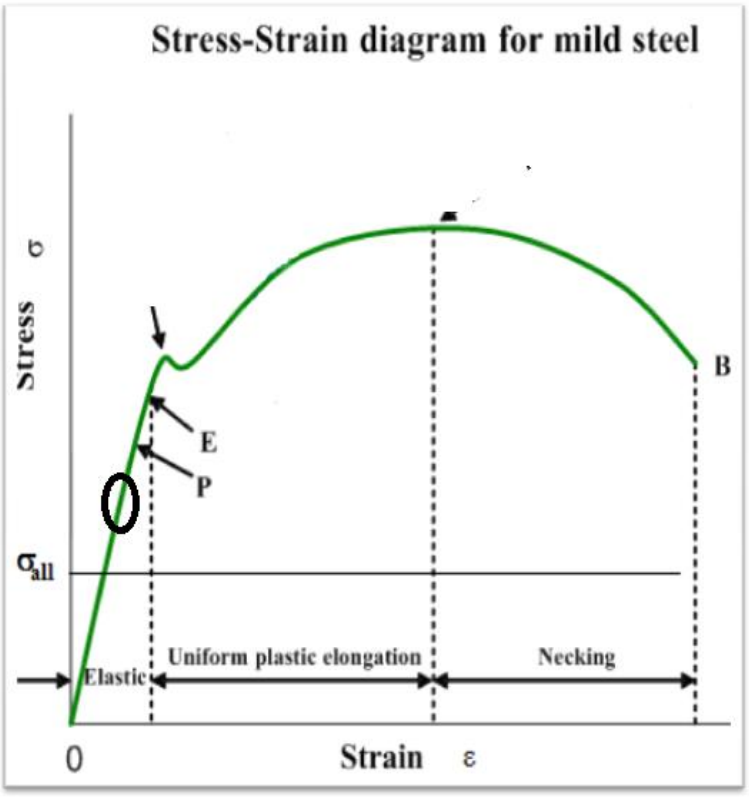
آنچه در محاسبات استفاده می شود دارای یک مبنای مشخص است. در واقع طراحان تنش های وارده بر جداره طولی و جداره محیطی یک شکل فلزی استوانه ای را حساب می کنند . تنش وارده بر جداره طولی یا Hoop Stress دو برابر تنش محیطی می باشد.



شکل ۱-۲ : تنش های وارده بر جداره طولی و محیطی ناشی از فشار داخلی

بنابراین مبنا را هوپ استرس قرار داده محاسبه ضخامت انجام می شود. در واقع مقدار هوپ استرس یا σ_h نباید به تنشی که باعث ایجاد واماندگی می شود برسد. هر چند قطعه در نقطه تنش استحکام نهایی شکست ، شروع به واماندگی می نماید و لیکن نظر مهندسین طراح این است که نه تنها قطعه از ناحیه الاستیک خارج نشودو به نوعی تنش تنسلیم یا Yield Strength را رد نکند. بلکه به تنشی که به مراتب از تنش تسلیم هم کمتر است نرسد. به این نقطه تنش مجاز یا Allowable Stress می گویند و مناسبترین مرجع برای دستابی به آن ASME II Part D Sub1 و ASME B31.3 Table A1 می باشد. البته برخی از اسپک های مربوط به طراحان تنش مجاز را کمینه دو سوم تنش تسلیم و یک سوم استحکام نهایی شکست در نظر می گیرند.

در استاندارد های ASME B31.3 ، ASME B31.1 و ASME VIII در فرمول های محاسبه ضخامت از تنش مجاز و در ASME B31.8 از تنش تسلیم استفاده می شود که البته با در نظر گرفتن ضرایب طراحی که با توجه به شرایط از ۰/۴ تا ۰/۸ می باشد شرایط را ایمن و مانند حالت استفاده از تنش مجاز می نمایند.



شکل ۱-۳: نمونه ای از نمودار تنش –کرنش

خلاصه فرمول های محاسبه ضخامت در جدول ذیل قید شده است. مبنای همه آنها برای بخش استوانه ای چه در ظروف تحت فشار و چه لوله های فرایندی یکسان است ولیکن استفاده از ضرایبی در مخرج آنها را از یکدیگر متمایز می سازد.

جدول ۱-۱: فرمول های محاسبه ضخامت

Part	Thickness, t , in.
Cylindrical shell	$\frac{Pr}{SE_1 - 0.6P}$
Spherical shell	$\frac{Pr}{2SE_1 - 0.2P}$
2:1 Semi -Elliptical head	$\frac{PD}{2SE - 0.2P}$
Torispherical head with 6% knuckle	$\frac{0.885PL}{SE - 0.1P}$
Conical Section (α = 30°)	$\frac{PD}{2\cos\alpha(SE - 0.6P)}$
Piping	$t = \frac{PD}{2(SEW + PY)}$

برای درک بهتر موضوع فوق الذکر به مثال ذیل توجه فرمایید.

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 سرعت خوردگی برابر با ۰/۱ 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 ۰/۱ میلیمتر بر سال ، بنابراین برای مدت ۵ سال می بایست ۰/۵ میلیمتر به ضخامت مذکور اضافه شود.

$t_2 = t_1 + 0.5 = 6.6mm$

و ضخامت موجود در بازار ممکن است عینا معادل ۶/۶ میلیمتر یافت نشود و ضخامت نهایی معادل ۷/۴ میلیمتر خریداری و نصب گردد.

حال بعد از نصب لوله و در سرویس قرار گرفتن آن خوردگی می تواند به اندازه ۲/۰۷ میلیمتر در لوله وجود داشته باشد و در لحظه باز هم تایید باشد.

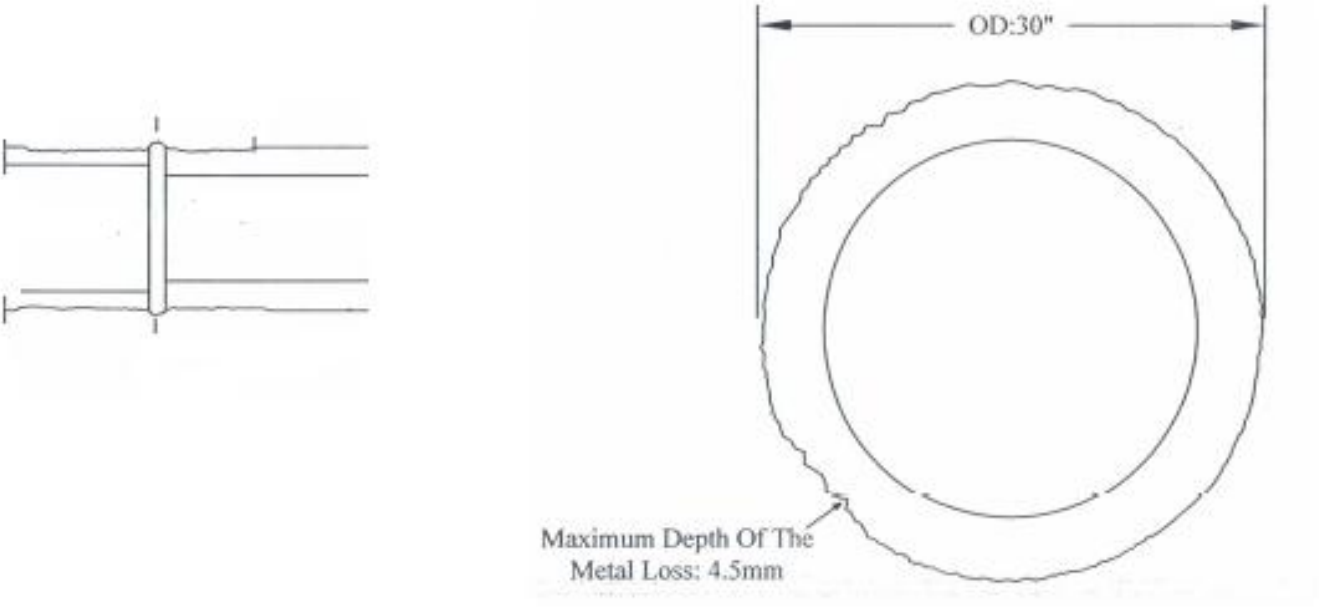
این محاسبات برای زمان طراحی است که در زمان بهره برداری هم استفاده می شود. زیرا وقتی خوردگی مشاهده می شود. بخشی از ضخامت که در اطراف ناحیه خورده شده است به استحکام باقیمانده کمک می کند.

این روش برای دو نوع کاهش ضخامت موضعی و حفره ای هم که در ادامه به آن پرداخته می شود استفاده می گردد.

شکل۱-۴ : مقایسه ناحیه دارای کاهش ضخامت

در استاندارد API 579 روش های اقتصادی تری را در نظر می گیرد. در شرایط مربوطه ابتدا ارزیابی در سطح ۱ انجام ودر صورت عدم تایید سطوح ۲ و ۳ ارزیابی نیز برای انجام ارزیابی استفاده می شوند. به عنوان مثال خط لوله انتقالی با قطر ۳۰ اینچ ، ضخامت ۱۸/۵ از جنس API 5L X65 و فشار داخلی ۱۱۸ بار بعد از پوشش برداری و ارزیابی مشخص شد در یک ناحیه دارای خوردگی یکنواخت با عمق های مختلف که در بیشترین نقطه

عمق خوردگی برابر با ۴/۵ میلیمتر رویت گردید. ارزیابی های لازم را در حالت های مختلف برای این خط لوله انجام دهید. استاندارد ساخت ASME B31.8 و فاکتور طراحی برابر با ۰/۶ می باشد.



شکل ۱-۵ : کاهش ضخامت عمومی روی سطح خارجی لوله

t= PD/2SEF =118x14.5x30/2x65000x1x0.6 =0.66In= 16.7mm

همانطور که مشخص است ضخامت لوله ۱۸/۵ میلیمتر و حداقل ضخامت مورد نیاز ۱۶/۷ میلیمتر است بنابراین اندازه کاهش ضخامت عمومی قابل قبول برابر با ۱/۸ میلیمتر است ولیکن در اینجا خوردگی ۴/۵ میلیمتری مشاهده شده است که قابل قبول نیست ولی با استفاده از سطح بازرسی ۲ در API 579 لوله تایید وحتی عمر باقیمانده آن نزدیک به دو سال می باشد.

جدول ۱-۲ : نمونه انجام ارزیابی بر اساس API 579

سرعت خوردگی (C_{rat})xعمر باقی مانده(RF)	حداقل ضخامت مورد نیاز بر اساس هوپ استرس-میلیمتر	ضخامت مورد نیاز بر اساس تنش طولی	عمر باقی مانده-سال	تاریخ بازرسی بعدی=RF/2	RESULT	
FCA	t_{min}^{c}	t_{min}^{L}	RF	Next Insp Date	TRUE	
1.46	15.04	7.52	3.9	1.9	P	118
					D	30
					RSF	0.9
					F	0.6
					S	65000
					C_{rat}	0.375
					t_{am}	16.5

Help: $t_{am\ -FCA>Max}[t_{min}^{c}, t_{min}^{L}]$ →16.5- 0.375RF>MAX[15.03,7.5]

→16.5-0.375RF>15.03 →0.375RF>1.5→4 →

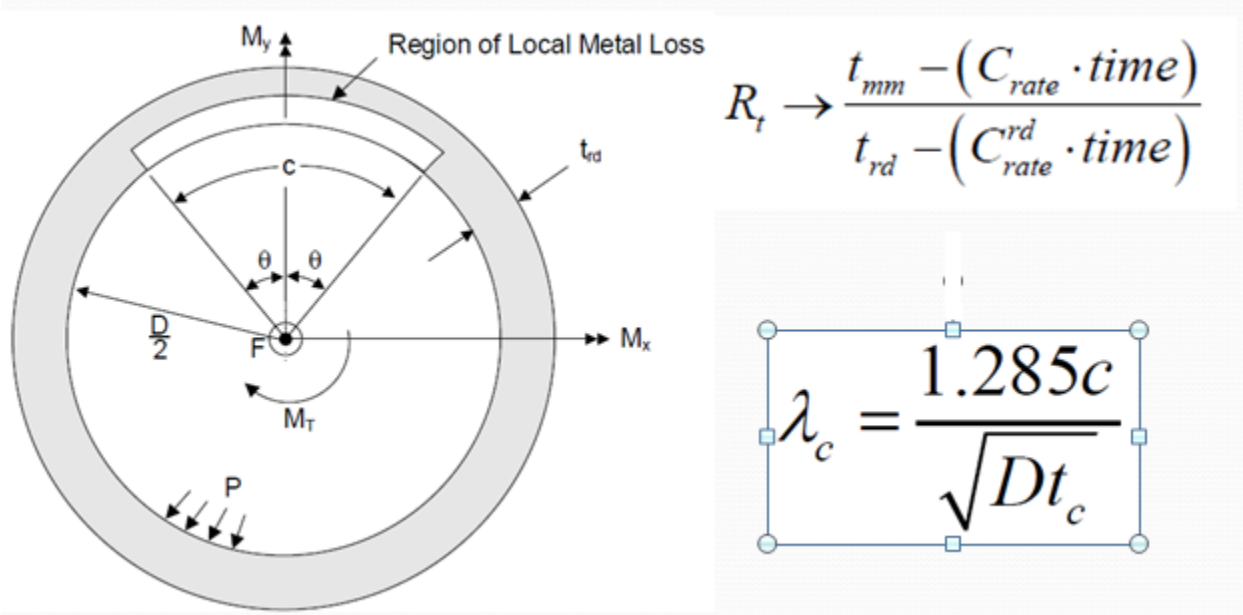
Next inspection date = 4/2 =2 year,s

۳-۲(الف) :کاهش ضخامت های موضعی (Local Wall Thinning)

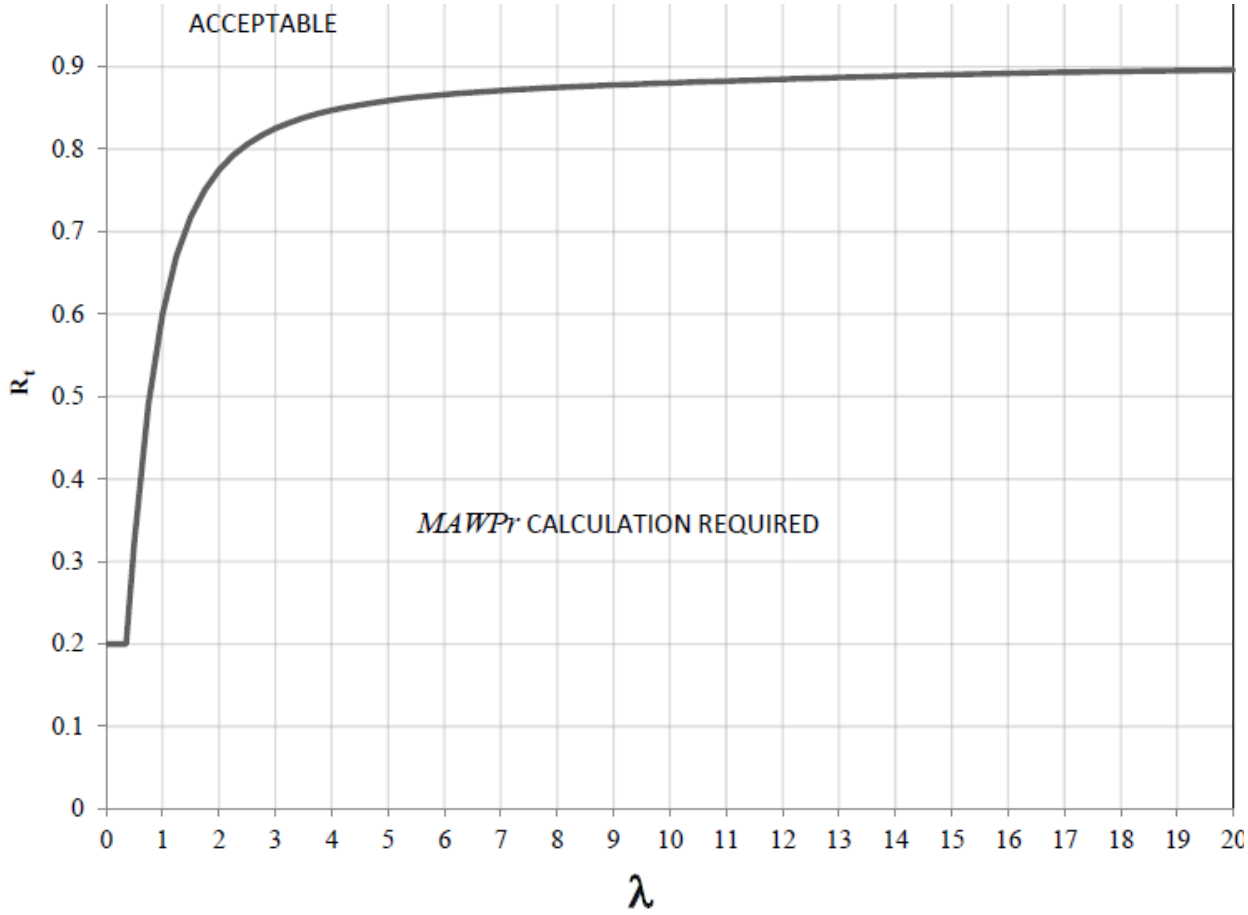
مانند آنچه در بخش قبل گفته شد . در نظر گرفتن حداقل ضخامت برای کاهش ضخامت های موضعی نیز اقتصادی نیست. کاهش ضخامت موضعی هم می تواند به صورت داخلی باشد و هم خارجی فصل ۵ از استاندارد API579 به ارزیابی در خصوص این عیوب می پردازد. موضوعی که در ارزیابی کلیه عیوب اهمیت دارد این است که تایید در چه زمانی ، برخی اوقات ارزیابی عینا در زمان انجام بازرسی تایید هستند ولیکن با توجه به سرعت خوردگی این تاییدیه برای آینده موضعیت ندارد . بنابراین می بایست بعد از تایید به روشی مناسب مانند اعمال پوشش از ادامه روند خوردگی جلوگیری کرد. و یا یک پارامتر خیلی مهم به نام خوردگی مجاز در زمانی مشخص یاFeature Corrosion Allowance(FCA) را در نظر گرفت .برای مشخص کردن FCA می بایست سرعت خوردگی را در زمان ضرب کنیم . زمان شامل عمر باقیمانده ای است که از تجهیز انتظار داریم.

$FCA = C_{Rat} \times time$

در API 579مبنای ارزیابی این عیب به این صورت است که بعد از محاسبه دو پارامتر R_t و λ_C مانند آنچه در شکل ۱-۶ نشان داده شده است. و مقایسه این دو پارامتر در نمودار قید شده در شکل ۷ وضعیت عیوب مشخص می گردد.



شکل ۱-۶: نحوه محاسبه پارامتر های مربوط به ارزیابی خوردگی موضعی

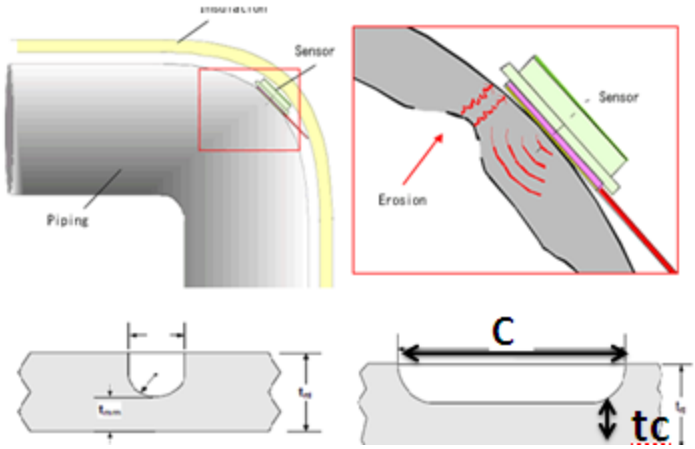


شکل ۱-۷: نمودار ارزیابی خوردگی موضعی بر اساس API579

مثال: در یک زانویی از جنس A860 WPHY52 با قطر اسمی ۲۴ اینچ وضخامت ۳۰ میلیمتر، که یک سیستم لوله کشی فرایندی خوردگی به عمق ۸ میلیمتر و طول ۲ اینچ رویت شده است. با فرض اینکه این زانویی به مدت ۱۰ سال در سرویس بوده ، حساب کنید

الف: امکان ادامه سرویس بهره برداری با استفاده از روابط قید شده در استاندارد های طراحی و ساخت محاسبه کنید.

ب: امکان ادامه سرویس بهره برداری را با استفاده از استاندارد API 579 برای ۹ سال آینده ارزیابی نمایید.



شکل ۱-۸ : نمونه ای از خوردگی موضعی داخلی برای یک زانویی

الف: با توجه به اینکه لوله فرایندی است. استاندارد API570 این محاسبات را به ASME B31.3 ارجاع داده است. در Table A1 از استاندارد ASME B31.3 مقدار تنش مجاز(AS=S) برای متریال A860WPHY42 قید نشده است. تنش تسلیم این متریال برابر با 42000Psi و استحکام نهایی شکست آن برابر با 60000psi می باشد. بنابراین:

S= min(2/3 Y.S , 1/3 UTS)= min(28000, 20000) = 20000psi

t= PD/2SEF =1653x24/2x20000=0.99In= 25.2mm

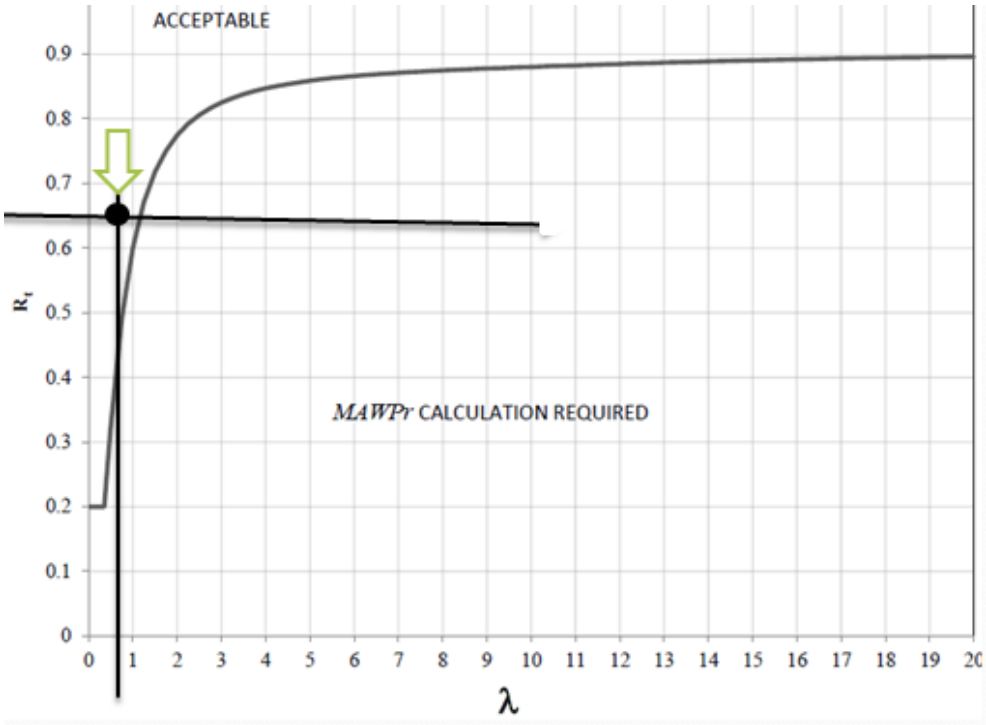
با توجه به خوردگی مجاز که ۴/۸=۲۵/۲-۳۰ می باشد خوردگی مشاهده شده ۸ میلیمتری مورد تایید نمی باشد.

ب: با توجه به اینکه ۸ میلیمتر خوردگی رخ داده است و خط نیز ۱۰ سال در سرویس بهره برداری بوده سرعت خوردگی ۰/۸ میلیمتر در سال می باشد.(C_{rat} =8/10=0.8mm/year) و ضخامت باقیمانده زیر ناحیه خورده شده برابر با ۲۲ میلیمتر می باشد.(t_c =22mm)

$R_t = (t_c - C_{Rat}xtim)/ (t_{rd} - C_{Rat}xtim) = (22-0.8\times9)/(30-0.8\times9)= 0.65$

$\lambda = (1.285C)/(Dt_c)^{1/2} = (1.28\times2)/(24\times1.18)^{1/2} = 0.48$

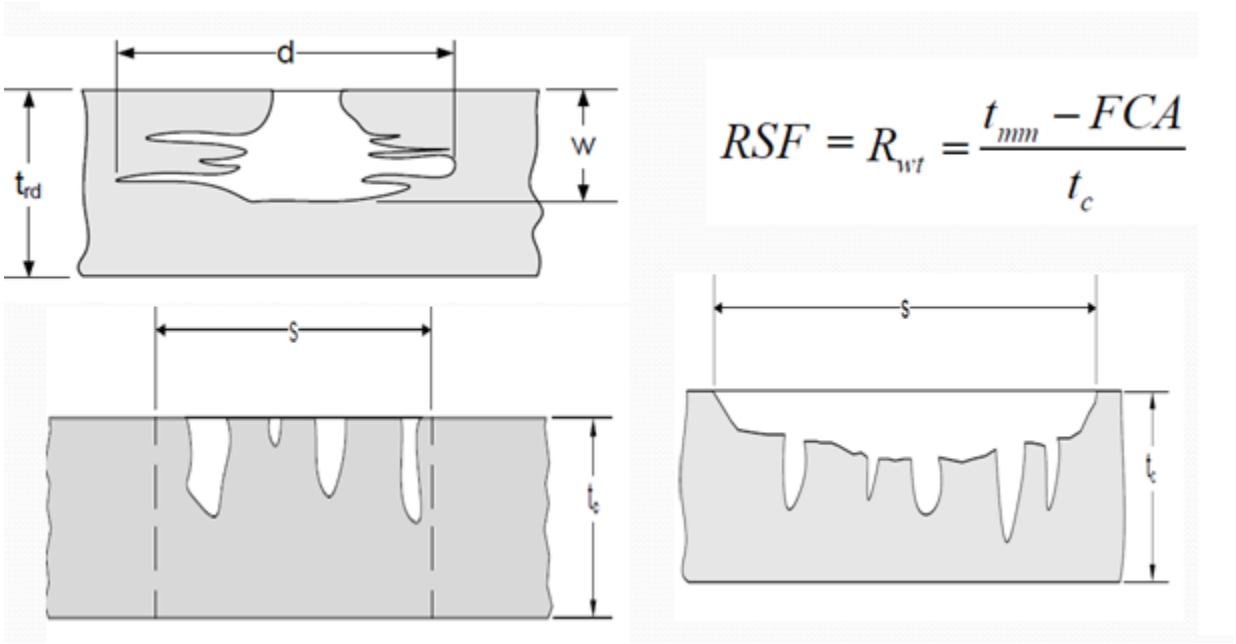
با استفاده از دو پارامتر مذکور وضعیت را در نمودار ذیل مشخص می کنیم . همانطور که در نمودار مشخص است برای ۹ سال آینده این خوردگی مورد تایید می باشد. ولی از آنجاییکه سرعت خوردگی قابل پیش بینی نیست. لازم است پایش به روش های مناسب غیر مخرب به صورت مداوم انجام گردد.



شکل ۱-۹: نمونه ای از ارزیابی خوردگی موضعی

۳-۳ (الف) :خوردگی حفره ای (Pitting)

برای خوردگی های حفره ای نیز الگوریتم هایی تعریف شده است که بعد از محاسبه فاکتور استحکام باقی مانده و مقایسه آن با الگوها و فاکتور های استحکام باقیمانده در فصل ۶ از استاندارد API579 تایید یا عدم تایید خوردگی حفره ای مشخص می شود.



$$RSF = R_{wt} = \frac{t_{mm} - FCA}{t_c}$$

شکل۱-۱۰: نمونه هایی از خوردگی حفره ای و نحوه محاسبه فاکتور استحکام باقیمانده

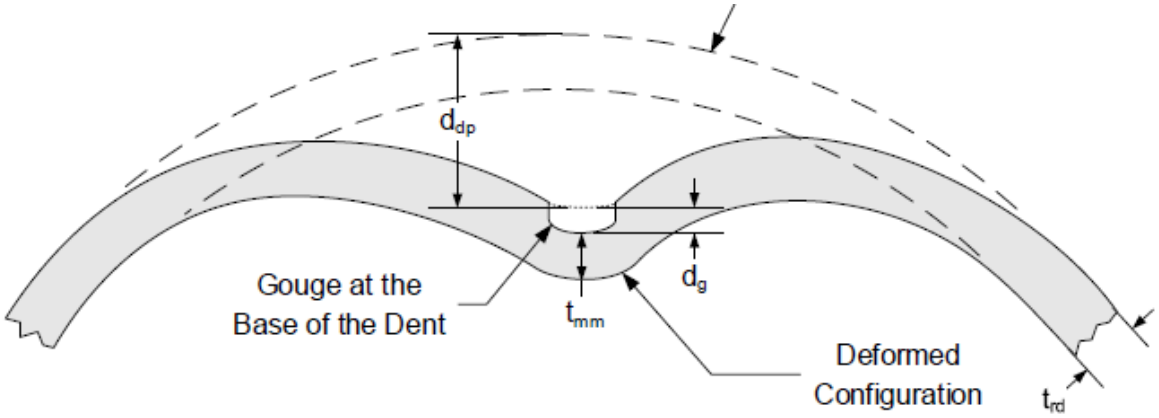
در مجموع استفاده از حداقل ضخامت به ویژه برای خوردگی های موضعی و حفره ای مقرون به صرفه نمی باشد. و منجر به برشکاری های اضافه و هزینه های زیادی خواهد شد. در استاندارد API510 عنوان شده است که اگر ضخامت باقیمانده زیر نواحی که دارای خوردگی موضعی و حفره ای هستند گاها نصف ضخامت مورد نیاز هم باشند باز هم تحت شرایط خاصی استحکام باقیمانده تحمل فشار داخلی را دارد.

به عنوان نمونه در این خوردگی ها ، خوردگی حفره ای به صورت کامل بررسی شده است.که در ضمیمه یک به صورت کامل ارایه شده است.

۳-۴ (الف) :کندگی (Gauge)

این نوع عیوب که اغلب ناشی از صدمات مکانیکی ، حرارتی و عمدتا مربوط به دخالت گروه ثالثی میباشد. می تواند همراه با فرورفتگی هم باشد. در فصل ۱۲ از استاندارد API 579 وضعیت و نحوه ارزیابی این عیوب مشخص شده است. در شکل ۱-۱۱ حداقل ضخامت باقیمانده زیر ناحیه کندگی با t_{mm} مشخص شده است. در جدول ۱ از استاندارد ASME PCC2 وضعیت فرورفتگی یا Dent از نظر انتخاب روش های تعمیراتی مشخص

نشده است.بنابراین د رزمان استفاده از نمودار قید شده در فصل ۱۲ از استاندارد API 579 صرفا از خط عمودی نمودار استفاده شود.

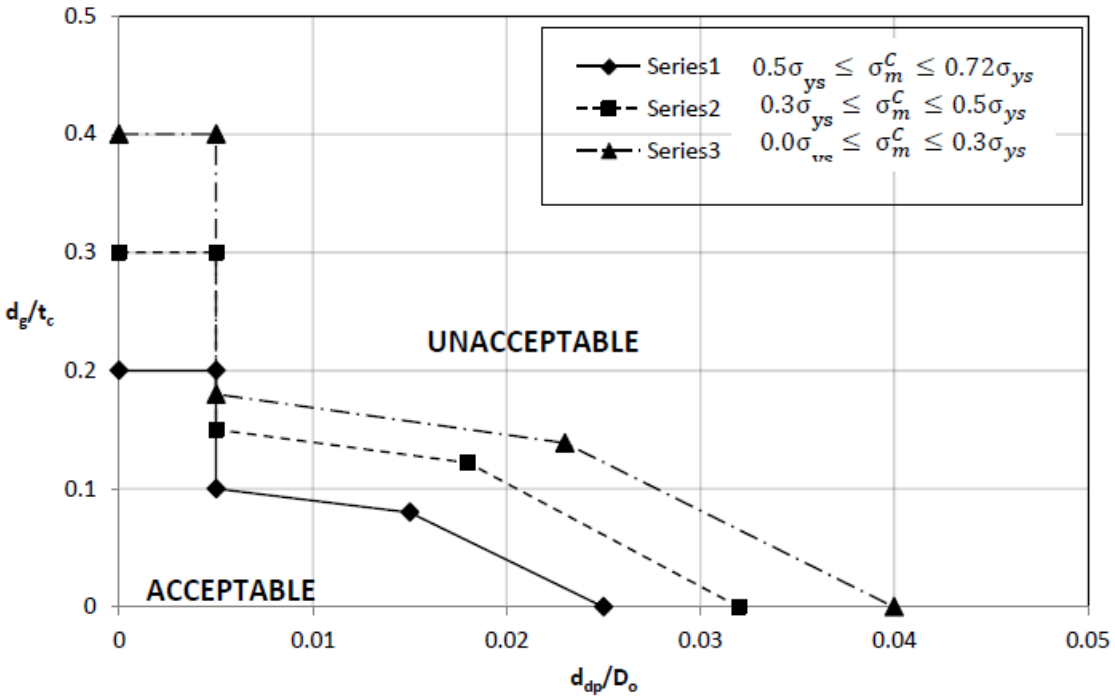


شکل۱-۱۱: حالت کلی کندگی (Gaug) همراه با فرورفتگی(Dent)

همانطور که در نمودار مشخص شده سه خط برای ارزیابی وجود دارد. حالت اول برای زمانی است که تنش های اعمالی که مبنای آن هوپ استرس می باشد. از ۵۰ درصد تنش تسلیم بیشتر و از ۷۲ درصد آن کمتر باشد. خط دوم تنش های بزرگتر از ۳۰ درصد تنش تسلیم و کوچکتر از ۵۰ درصد تنش تسلیم و در نهایت خط سوم مربوط به تنش های اعمالی کمتر از ۳۰ درصد تنش تسلیم می باشد.

نحوه محاسبه تنش مذکور که به Membrane Stress موسوم است در ضمیمه C از استاندارد API579 قید شده است . البته مبنای استاندارد API 579 نیز برای محاسبه این تنش همان فرمول های مربوط به زمان طراحی و ساخت می باشد. به عنوان مثال برای بدنه های استوانه ای یا Cylindrical Shell رابطه ای که جهت محاسبه تنش مذکور ارایه شده است به شرح ذیل می باشد .

$$t_{\min}^{C} = \frac{PR}{SE - 0.6P} \Rightarrow MAWP^{C} = \frac{SEt}{R + 0.6t} \Rightarrow \sigma_m^C = \frac{P}{E}\left(\frac{R}{t} + 0.6\right)$$



شکل ۱-۱۲: نموداری کلی برای ارزیابی کندگی و فرورفتگی

به عنوان مثال فرض کنید لوله ای به قطر اسمی ۱۲ اینچ ، ضخامت ۰/۴ اینچ و فشار داخلی ۶۰۰ پوند براینچ مربع دارای یک کندگی به عمق ۰/۱ اینچ می باشد. آیا این کندگی مورد تایید است. لوله از جنس A333 Grad 1 می باشد.

$\sigma_m{}^C$ = 600/1 (12.75/0.4 + 0.6) = 19410psi

تنش تسلیم لوله A/SA 333 Gad 1 بر اساس ASME II Part A و یا ASTM Part A برابر با 30000psi می باشد. بنابراین

$\sigma_m{}^C$/Y.S = 19410/30000 = 0.647

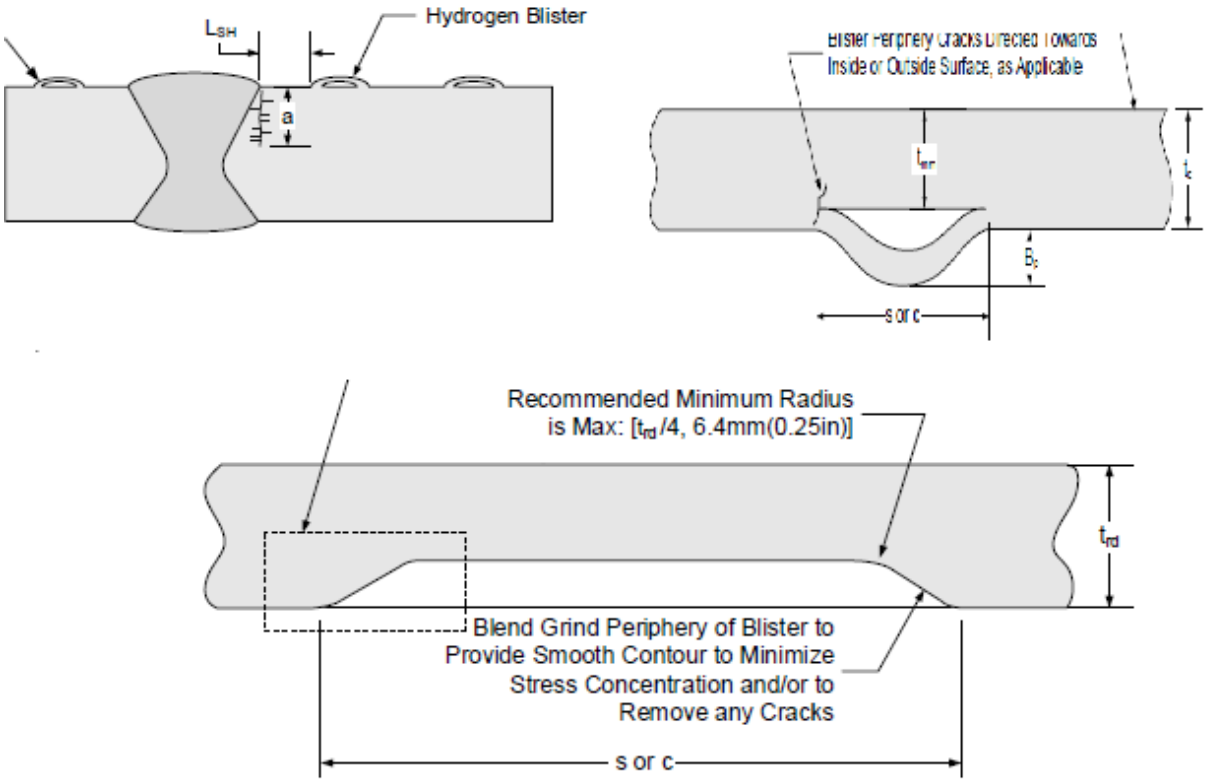
بنابراین می بایست از نمودار مربوط به سری ۱ استفاده کرد . در محور عمودی نمودار نسبت عمق کندگی به ضخامت مشخص شده است. این نسبت برای سری یک در بیشترین حالت می تواند برابر با ۰/۲ باشد.

$d_g/t_c = d_g/0.4 = 0.2 = d_g = 0.08in = 2.032mm$

بنابراین بیشترین کندگی مجاز می تواند۰/۰۸ اینچ یا ۲ میلیمتر باشد و کندگی با عمق ۰/۱ اینچ مجاز نمی باشد.

۳-۵ (الف) :تاول های هیدروژنی (Blistering)

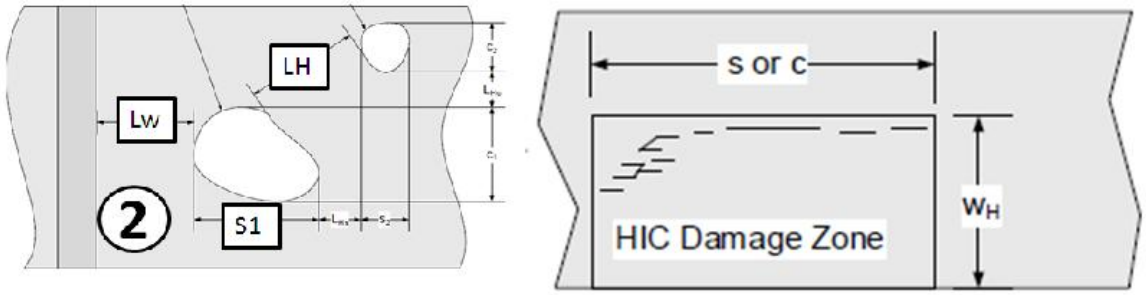
یکی از حالت هایی که تخریب هاب هیدروژنی خود را نشان می دهند به صورت تاول روی سطح می باشد. در حضور محیط هایی با قابلیت اولید H^+ مانند H2S خطر وقوع این عیب بسیار زیاد می باشد. تخریب های هیدروژنی خود را به دو صورت ترک های هیدروژنی که ناشی از نفوذ هیدروژن های تک اتمی به داخل قطعه و و تاول خود را نشان می می دهند.



شکل ۱-۱۳ : شکل کلی تاول های هیدروژنی

از واکنش دو هیدروژن H^+ هیدورژن تک اتمی تشکیل شده و نفوذ و به دام افتادن آن در عیوب موجود در قطعات باعث رشد آنها و در نهایت ترک های هیدروژنی می شوند. حال اگر عیوب قطعات نزدیک به سطح باشد. فشار ناشی از هیدروژن باعث باز شدن آنها و ایجاد تاول می گردد.

روند ارزیابی تاول در صورتیکه در انتها و سطح آن ترک وجود نداشته باشد و زیر آن نیز عاری از عیب HIC باشد می تواند شبیه ارزیابی کاهش ضخامت موضعی باشد. برای HIC نیز یکسری روابط مانند فاصله آن تا سرجوش ، طول ، فاصله تا سطح و.. می بایست برقرار باشد. البته HIC بعد از تایید می بایست تحت پایش باشد و وضعیت آن به صورت کامل کنترل گردد.



$$w_H \le \min\left[\frac{t_c}{3}, 13\ mm\ (0.5\ in)\right] \qquad s \le 0.60\sqrt{Dt_c}$$

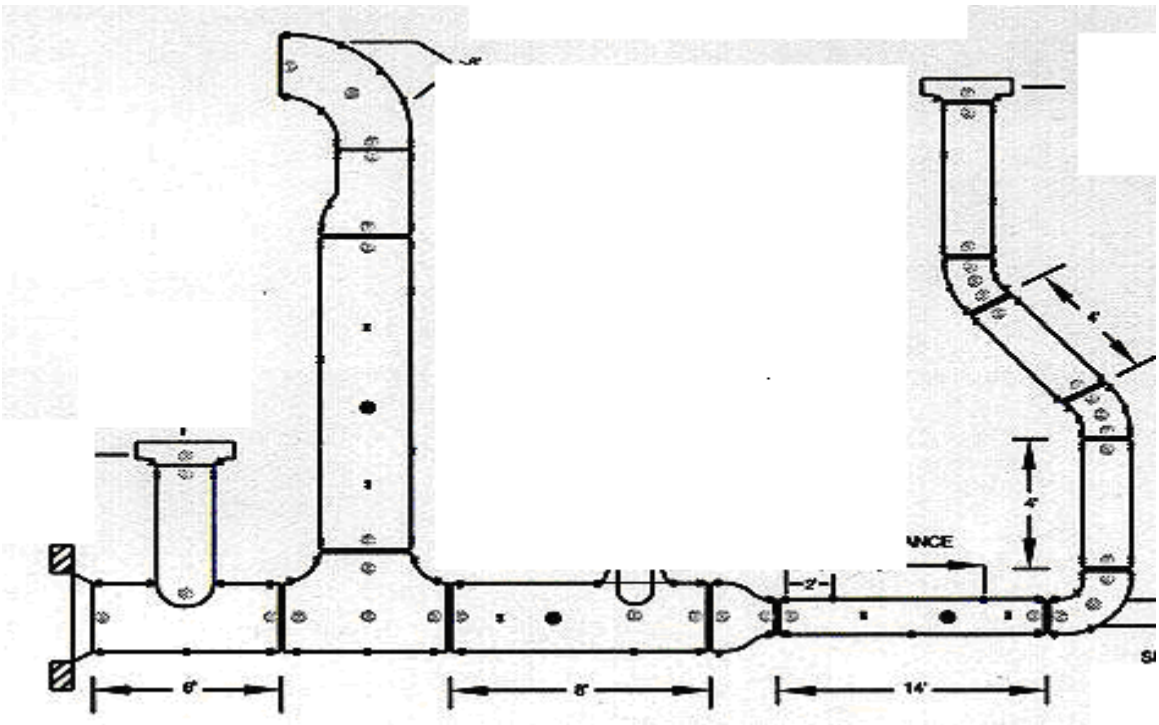
$$L_w > \max\left[2t_c,\ 25\,mm\ (1.0\,in)\right] \qquad c \le 0.6\sqrt{Dt_c}$$

شکل ۱-۱۴: نحوه ارزیابی تخریب های هیدروژنی

۳-۶(الف) :تورق(Lamination)

نوع تورقی که در فصل ۱۳ از استاندارد API 579 مد نظر است یک نوع عیب ساخت است که ممکن است مربوط به زمان ریخته گیری شمش اولیه تا آخرین مراحل شکل دادن فلز جهت ساخت لوله ، ورق و .. باشد. به عنوان مثال تخلخل های باقیمانده از زمان ریخته گری ممکن است در حین نورد شمش و تبدیل آن به ورق تبدیل به تورق یا Lamination شود. از آنجاییکه در تهیه کالا و اسپک ها و استاندارد های سخت برای بسیاری از ورق ها ، لوله ها و اتصالات انجام آزمونهای غیر مخرب از جمله UT به صورت کامل الزام نشده است. و انجام آن نیز از نظر اقتصادی و زمانی بسیار مشکل و هزینه بر است. پیشنهاد می شود کارفرمایان، مونتاژ کاران ، نصابان و .. کالا را با اطلاع از وضعیت ساخت و مونتاژ آن تهیه و تولید کنند .به طوریکه فاصله این عیوب از سرجوش ، طول عیب ، فاصله از ناپیوستگی هایی مانند نازل، فاصله تا سطح و ... به گونه ای باشد که در پایش های حین بهره برداری الزامات API 579 از نظر این ابعاد لحاظ گردد. از آنجاییکه این نوع بازرسی ها و نظارت

ها در قالب طرحی که ارتباط طراح ، کارفرما، سازنده ، نصاب و .. به صورت کامل وجود ندارد مسولیت بهره بردار در این شرایط بسیار سنگین تر می شود . به عنوان مثال در ASME II PART A A/SA234 به کارفرماها و خریداران توصیه کرده که لبه های ابن نوع اتصالات که می توانند زانویی، کاهنده ، سه راهی ، کپ و ... باشند را UT کنند. ولی آن را اجبار نکرده است. سازندگان اغلب نتیجه آزمون UT روی لبه ها را ارایه نمی دهند و چون در درخواست های خریداران هم اکثرا این موضوع نادیده گرفته می شود و همچنین در طر حهای حین مونتاژ و فیت آپ نیز این موضوع الزام نمی شود امکان وجود تورق یا Lamination خارج از محدوده پذیرش وجود دارد که گاها در پایش های حین بهره برداری باعث عدم تایید این گونه اتصالات می شود.



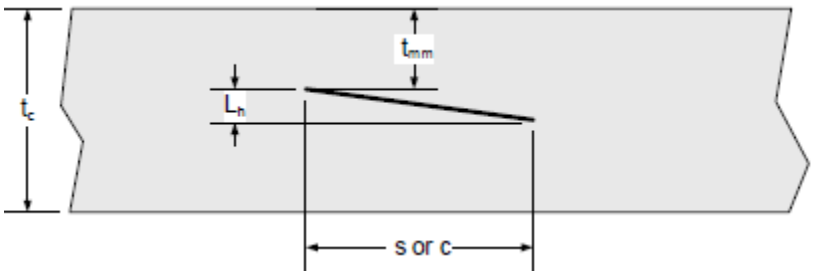
شکل ۱-۱۵: نمونه ای از اتصالات A/SA234 در سیستم های لوله کشی

مشخصات ابعادی برای ارزیابی یک تورق در شکل ۱-۱۶ قید شده است. بر اساس فصل ۱۳ از استاندارد API 579 تورق ها تحت شرایط ذیل مورد تایید هستند.البته این نوع ارزیابی مربوط به ارزیابی سطح ۱ از استاندارد API 579 می باشد. و در صورت عدم تایید می توان ارزیابی در سطوح بالاتر را انجام داد.

-سطحی که دارای تورق است دارای فرورفتگی و بادکردگی نباشد.

-شیب تورق از ۰۹/ کمتر باشد.

$L_h <= 0.09Max(S,C)$



شکل ۱-۱۶: ابعاد یک تورق

- فاصله تورق ها از دو برابر ضخامت (با احتساب خوردگی و کاهش ضخامت آتی) بیشتر نشود.

- فاصله تورق ها تا سرجوش از ۲۵ میلیمتر یا دو برابر ضخامت (با احتساب خوردگی و کاهش ضخامت آتی) کمتر باشد.(هرکدام که بیشتر بودند)

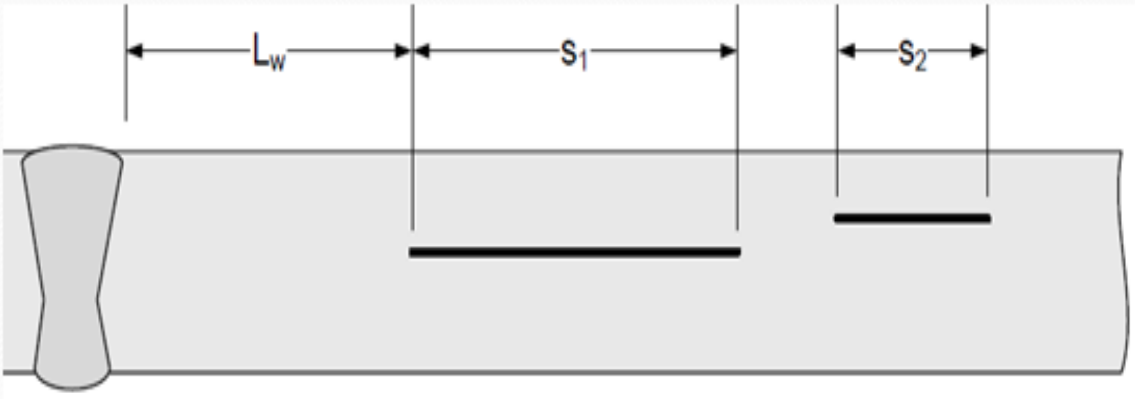
- فاصله تورق ها از سطح از ده درصد ضخامت (با احتساب خوردگی و کاهش ضخامت آتی) بیشتر نشود.

- فاصله تورق از ناپیوستگی هایی مانند نازل و کپ از $1.8(Dt_C)^{1/2}$ کمتر باشد.

- طول تورق از $0.6(Dt_C)^{1/2}$ بیشتر نباشد.

در مجموع روابط قید شده در شکل ۱-۱۷ برقرار باشد.

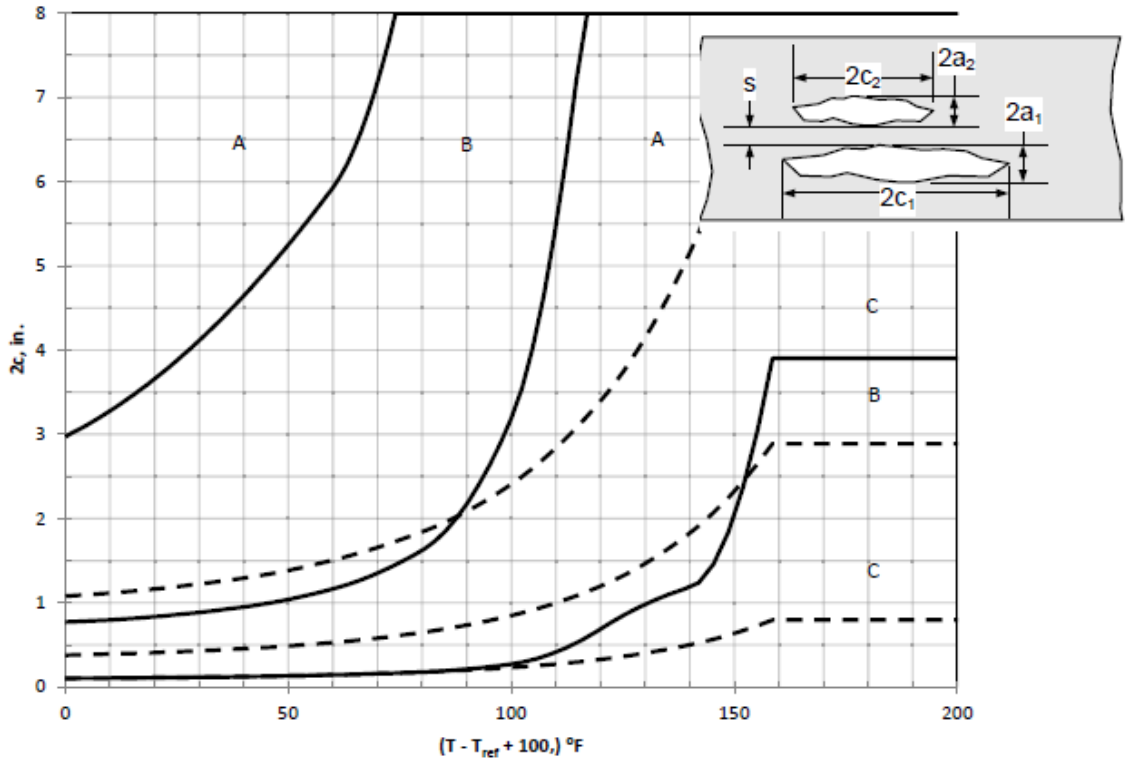
EQ13.1 Ls > 2tc	Eq. 13.6: $L_W \geq \max[2t_c, 25\ mm]$	Eq. 13.5: $t_{mm} \geq 0.1t_c$	Eq. 13.7: $L_{msd} \geq 1.8(Dt_c)^{1/2}$	Eq.13.8: $S<0.6(Dt_c)^{1/2}$	Eq.(13.9): $C<0.6(Dt_c)^{1/2}$



شکل ۱-۱۷: خلاصه روابط مربوط به ارزیابی تورق

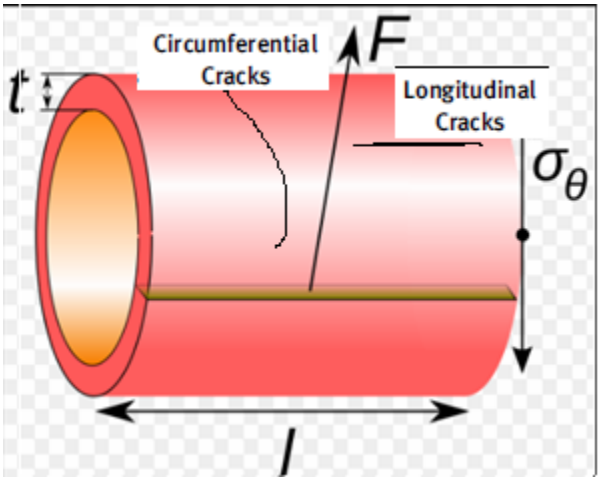
۳-۷(الف) :ترک (Crack)

آنچه در API 579 تعریف شده است عیوب شبه ترک می باشد و مبنای آن نتایج مربوط به آزمون های غیر مخرب از جمله UT می باشد. در واقع هر عیبی که علایم دریافت آن در آزمون UT مانند ترک باشد. به عنوان عیب شبه ترک یا Crack Like Flaw مطرح است.



شکل ۱-۱۸ : نحوه ارزیابی عیوب شبه ترک براساس سطح ارزیابی ۱ از API579

در جدول ۱ از استاندارد ASME PCC2 روش های تعمیراتی را برای دو نوع ترک محیطی و طولی عنوان کرده است. واماندگی های ناشی از ترک های طولی دارای پیامد های خطرناک تری هستند و ممکن از در اثر رشد سریع باعث ایجاد پارگی های شدیدی و وسیعی در لوله و تجهیز شوند. همچنین از آنجاییکه هوپ استرس بر راستای این نوع ترک ها عمود می باشد. خطر رشد آنها نیز بیشتر می باشد.



شکل۱-۱۹:حالت کلی وجود ترک های طولی و محیطی روی یک سطح

۴- ماتریس انتخاب روش های تعمیراتی برای عیوب

جدول ۱ از استاندارد ASME PCC2 وضعیت هر روش تعمیر برای هر عیب را مشخص کرده است. در این جدول ستون آخر از چپ روش تعمیراتی و سطر اول از بالا نوع عیب را عنوان کرده است. برای هر عیب و هر روش تعمیراتی یکی از عبارات Y؛ R، N،S و NA عنوان شده که به مفهوم تناسب نوع عیب و روش تعمیراتی می باشد.

جدول ۲-۲ : انتخاب روش تعمیراتی با توجه به نوع عیب براساس ASME PCC2-Table1

Table 1 Guide for the Selection of Repair Technique

Article Number and Title	General Wall Thinning	Local Wall Thinning	Pitting	Gouges	Blisters	Laminations	Circumferential Cracks	Longitudinal Cracks	Other
2.1 Butt-welded Insert Plates in Pressure Components	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Note (1)
2.2 External Weld Overlay to Repair Methods for Internal Thinning	N	Y	Y	Y	N	N	N	N	Note (2)
2.3 Seal-Welded Threaded Connections and Seal Weld Repairs	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Note (3)
2.4 Welded Leak Box Repair	N	Y	Y	N	N	N	R	R	Note (4)
2.6 Full Encirclement Steel Reinforcing Sleeves for Piping									
Type A sleeve	Y [Note (5)]	Y [Note (5)]	Y [Note (5)]	R	N	N	N	N	...
Type B sleeve	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	R	...
2.8 Alternatives to Traditional Welding Preheat	Y	Y	R	Y	R	Y	R	R	Note (6)
2.9 Alternatives to Postweld Heat Treatment	Y	Y	Y	Y	S	Y	Y	Y	Note (7)
2.10 In-Service Welding Onto Carbon Steel Pressure Components or Pipelines	N	N	N	N	N	N	N	N	Note (8)
2.11 Weld Buildup, Weld Overlay, and Clad Restoration	N	Y	S	S	S	N	N	N	...
2.12 Fillet Weld Patches	N	Y	Y	Y	S	N	R	R	...
2.13 Fillet Welded Patches With Reinforcing Plug Welds	N	Y	Y	Y	S	N	R	R	...
2.14 Threaded or Welded Plug Repairs	N	Y	Y	Y	N	N	Y	Y	...
3.1 Replacement of Pressure Components	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	...
3.2 Freeze Plugs	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Note (9)
3.3 Damaged Threads in Tapped Holes	N	N	N	N	N	N	N	N	Note (10)
3.4 Flaw Excavation and Weld Repair	NA	NA	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Note (11)
3.5 Flange Refinishing	N	N	Y	Y	S	N	Y	N	Note (12)
3.6 Mechanical Clamp Repair	N	Y	Y	R	N	N	R	R	Notes (2), (13)
3.7 Pipe Straightening or Alignment Bending	N	N	N	N	N	N	N	N	Note (14)
3.8 Damaged Anchors in Concrete	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Note (15)
3.11 Hot and Half Bolting Removal Procedures	N	N	N	N	N	N	N	N	...
3.12 Inspection and Repair of Shell and Tube Heat Exchangers	Y	Y	Y	R	Y	N	Y	Y	...
4.1 Nonmetallic Composite Repair Systems: High-Risk Applications	Y	Y	Y	R	Y	Y	R	R	...
4.2 Nonmetallic Composite Repair Systems: Low-Risk Applications	Y	Y	Y	R	Y	Y	Y	R	...
4.3 Nonmetallic Internal Lining for Pipe: Sprayed Form for Buried Pipe	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	...
5.1 Pressure and Tightness Testing of Piping and Equipment	N	N	N	N	N	N	N	N	Note (16)
5.3 Nondestructive Examination in Lieu of Pressure Testing for Repairs and Alterations	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Note (17)

Y = generally appropriate
S = may be acceptable, but is not generally used for this condition
R = may be used, but requires special cautions
N = not generally appropriate
NA = not applicable

NOTES:
(1) This method may apply to replacement of nozzles, flat spots, and dents.
(2) See Part 2, Article 2.1, Limitations.

عبارت Y یعنی روش تعمیراتی برای عیب مناسب می باشد. R یعنی اینکه روش تعمیراتی ممکن است استفاده شود ولیکن امکان تناسب آن برای این شرایط می بایست بررسی گردد. عبارت S نیز امکان استفاده از این روش وجود دارد ولیکن نیاز به تمهیدات ویژه ای دارد این تمهیدات می تواند مربوط به امکان استفاده از آزمون های مناسب NDT برای پایش های آتی ، تغییر شرایط سرویس و.... باشد. عبارت N عدم تناسب روش تعمیراتی برای عیب را بیان می کند ولیکن استفاده از آن را به صورت کامل منتفی نمی داند. و NA به این مفهوم است که روش تعمیراتی نباید استفاده شود.

Not(1)

این روش ممکن است برای تعویض نازل، فرورفتگی ، عیوب نقطه ای و موضعی مانند Hot Spot استفاده شود.

Not(2)

محدودیت های این روش در فصل 2.1 از استاندارد ASME PCC2 عنوان شده است.

Not(3)

این روش تعمیراتی برای آب بند کردن اتصالات رزوه ای با جوش استفاده می شود.

Not(4)

استفاده از باکس به عنوان یک روش تعمیراتی برای نشتی اتصالات مکانیکی مانند فلنجها، شیرالات و همچنین جوش و... قابل استفاده می باشد.

Not(5)

برای عیوب داخلی که رشد و منجر شدن آنها به واماندگی پیش بینی می شود نیز می توان از غلافی نوع B استفاده کرد.

Not(6)

به عنوان یک جایگزین برای تعمیر جوش با اعمال تبصره هایی می تواند استفاده شود.

Not(7)

ممکن است در زمان نصب هم استفاده شود.

Not(8)

عموما به عنوان یک جوش سطحی در فولاد های کربنی مد نظر می باشد

Not(9)

این روش برای ایزوله کردن بخش هایی از لوله استفاده می شود.

Not(10)

روش تعمیر اتصالات رزوه ای

Not(11)

برای تعمیر سطوح سخت شده استفاده می شود.

Not(12)

ترکهای محیطی

Not(13)

این روش برای تعمیر گسکت مناسب است.

Not(14)

رفع خمیدگی لوله ها

Not(15)

تعمیر انکر های تخریب شده در بتون

Not(16)

این روش به عنوان یک زوش تعمیراتی مطرح نیست ولی ممکن است در همه روش های تعمیراتی استفاده شود.

Not(17)

این روش به عنوان جایگزین هیدروتست استفاده می شود.

در ادامه توضیح روش های تعمیراتی ، توضیحات کامل تری در خصوص تناسب روش های تعمیراتی و عیوب ارایه می شود.