

موضوع : بازررسی تاسیسات در حال بهره برداری براساس استاندارد API STD 570-2016

استاندارد API 570 برای بازررسی ، تعمیر ، تغییرات لوله های فرایندی کاربرد دارد این استاندارد دارای ۹ فصل و ۴ ضمیمه می باشد.

فصل ۱: دامنه کاربرد (Scope)

فصل ۲: مراجعی که در تدوین استاندارد API 570 استفاده شده است (Reference)

فصل ۳: اصطلاحات و تعاریف (Term, Definition...)

فصل ۴: کارفرما – سازمان و بازررسی فنی

فصل ۵: بازررسی فنی و آزمون های مورد نیاز

فصل ۶: دوره های بین بازررسی های فنی و آزمون ها

فصل ۷: تحلیل داده های بازررسی فنی

فصل ۸: روش های انجام تعمیر

فصل ۹: بازررسی از لوله های مدفون

چهار ضمیمه موبوطه نیز در خصوص مشخصات بازررس فنی مورد تایید API 570 ، دو مثال در خصوص سرعت خوردنگی و عمر باقیمانده و چند مثال در خصوص روش های تعمیراتی عنوان کرده است.

فصل ۱: دامنه کاربرد (Scope)

این استاندارد برای بازررسی فنی حین سرویس بهره برداری ، انجام تعمیرات و تغییرات در سیستم های لوله کشی کاربرد دارد. به نوعی هر سیستم لوله کشی که استاندارد های طراحی و ساخت آنها ASME سری

B31 باشد در محدوده کاری API 570 در زمان بھرہ برداری قرار خواهد گرفت. ملموس ترین و پرکاربردترین سیستم های لوله کشی ، لوله های فرایندی هستند. که استاندارد طراحی و ساخت آنها ASME B31.3 می باشد.

مواردی مانند لوله های داخلی مخازن ، لوله داخلی ظروف تحت فشار، تیوب مبدل ها، تیوب کوره ها که در محدوده کاری ASME B31.3 نیستند جز محدوده های کاری API 570 نیز نمی باشد.

فصل ۲: مراجعی که در تدوین استاندارد API 570 استفاده شده است (Reference)

عمده مراجعی که در تدوین استاندارد API 570 از آنها استفاده شده است عبارتند از

: API510

این استاندارد از نظر کاربردی حتی تعداد فصل ها و عنوانین مانند API STD 570 است ولی کاربرد آن برای ظروف تحت فشار می باشد. به نوعی در تاسیسات آنچه طراحی و ساخت آن بر اساس ASME B31.3 است استاندارد بازرسی حین سرویس و تعمیر و نگهداری آن API STD 570 و ظروف تحت فشار که استاندارد طراحی و ساخت آن ASME VIII می باشد در زمان حین سرویس بازرسی و تعمیر بر اساس API STD 510 انجام می شود.

API RP 571

API 571 توصیه های اجرایی (Recommendation Practice) در خصوص مکانیزم های تخریب می باشد. بر اساس توصیه های اجرایی مذکور مکانیزم های تخریب در چهار حالت می توانند رخ دهد.

الف : مکانیزم های تخریب ناشی از تغییرات مکانیکی و متالوژیکی

ب: کاهش ضخامت های موضعی و یکنواخت

ج: خوردگی در دماهای بزرگتر از ۲۰۴ درجه سانتیگراد

د: ترک های محیطی

برای بررسی یک مکانیزم تخریب می باشد موادی مانند شناسایی و تعریف مکانیزم تخریب، واحد ها و تاسیسات متأثر از آن ، مورفولوژی و شکل تخریب ، فلزات مستعد به مکانیزم مورد نظر، روش های پیشگیری و نحوه بازرسی و پایش را می باشد در نظر گرفت.

ASME B31.3

استاندارد مذکور در خصوص طراحی ، ساخت و نصب لوله های فرایندی می باشد. در این استاندارد در خصوص انتخاب متریال ، محاسبات ضخامت، جوشکاری ، تنش زدایی و... بحث می کند. فرمول محاسبه ضخامت بر اساس استاندارد مذکور در زیر قید شده است.

فرمول محاسبه ضخامت بر اساس ASME B31.3

P= Design Pressure (psi Or Mpa)
D = Outside Diameter Of Pipe (in or mm)
S = Allowable Stress (Table A1 B31.3)
E= Joint Efficiency (Table 302.3.4 B31.3)
<i>W=weld joint strength reduction factor per para.302.3.5 (e)</i>
Y= coefficient from Table 304.1.1, valid for $t < D/6$ and for materials shown. The value of Y may be interpolated for intermediate temperatures
For $t > D/6$,
$t = \frac{PD}{2(SEW + PY)}$

API RP 574

در API 574 نیز روش های انجام بازرسی لوله های فرایندی بر اساس چک لیست مشخص عنوان شده است. وجه مشترک هایی با API 570 دارد. با این تفاوت که API 570 استاندارد است و API 574 توصیه

های اجرایی است. از جمله مواردی که در چک لیست قید شده در API 574 می باشد مورد بررسی قرار داد. نشتی، عدم هم راستایی، ساپورتها، لرزش، خوردگی خارجی، خوردگی موضعی در اثر افزایش دما، ضخامت سنجی و... می باشد.

یک مورد بسیار مهم که در توصیه های اجرایی API 574 به آن اشاره شده است حداقل ضخامت هشدار یا

نگهداری کمتر از آن انتخاب شود. حتی اگر در محاسبات هم ضخامتی کمتر از MAT به دست آمد.م معیار همان MAT می باشد.

$$\text{Pressure Design Thickness} \Rightarrow t = PD/2SE \Rightarrow \begin{array}{l} t > d/6 \\ P/SE > 0.385 \end{array} \Rightarrow \text{requires special consideration.}$$

Table 6—Minimum Thicknesses for Carbon and Low-alloy Steel Pipe

NPS	Default Minimum Structural Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)	Minimum Alert Thickness for Temperatures < 400 °F (205 °C) in. (mm)
1/2 to 1	0.07 (1.8)	0.08 (2.0)
1 1/2	0.07 (1.8)	0.09 (2.3)
2	0.07 (1.8)	0.10 (2.5)
3	0.08 (2.0)	0.11 (2.8)
4	0.09 (2.3)	0.12 (3.1)
6 to 18	0.11 (2.8)	0.13 (3.3)
20 to 24	0.12 (3.1)	0.14 (3.6)

$$\text{Thickness} = \text{Max}(\text{MAT}, \text{MRT})$$

جدول ۱: حداقل ضخامت هشدار برای لوله های با قطر های مختلف

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 سرعت خوردگی برابر با ۰.۱ میلیمتر بر سال و استفاده کننده بنا دارد که طی دوره بازرگانی کلی بعدی لوله از زمانی که در سرویس بهره برداری قرار می گیرد ۵ سال باشد.

$$t = PD/2SE = 600 \times 14 / 2 \times 20000 \times 1 = 0.21\text{ln} = 5.33\text{mm}$$

بر اساس API 574 ، حداقل ضخامت هشدار (MAT) برای یک لوله ۱۴ اینچ برابر با 2.8mm می باشد. با توجه به اینکه ضخامت محاسبه شده 5.33mm است بنابراین معیار همان 5.33mm می باشد.

با توجه به اینکه سازندگان تلورانس منفی 12.5 درصد را ممکن است بر اساس استاندارد های ساخت لوله لحاظ کنند. باید ضخامت محاسبه شده را برا 0.875 تقسیم کرد.

$$t_1 = 5.33 / 0.875 = 6.1\text{mm}$$

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

$$t_2 = t_1 + 0.5 = 6.6\text{mm}$$

تعدادی دیگری از مراجع دیگری (نه همه مراجع) که یک بازرس مورد تایید استاندارد API 570 می بایست از محتویات آنها مطلع باشد عبارتند از:

API Recommended Practice 576, : Inspection of Pressure-relieving Devices

API Standard 579-1/ASME FFS-1,: Fitness-For-Service

API Recommended Practice 580,: Risk-based Inspection

API Recommended Practice 583,: Corrosion Under Insulation

API Recommended Practice 584,: Integrity Operating Windows

API Standard 598, :Valve Inspection and Testing

ASME BPVC, Section IX,: Welding and Brazing Qualifications

فصل ۳: اصطلاحات و تعاریف (... (Term, Definition...)

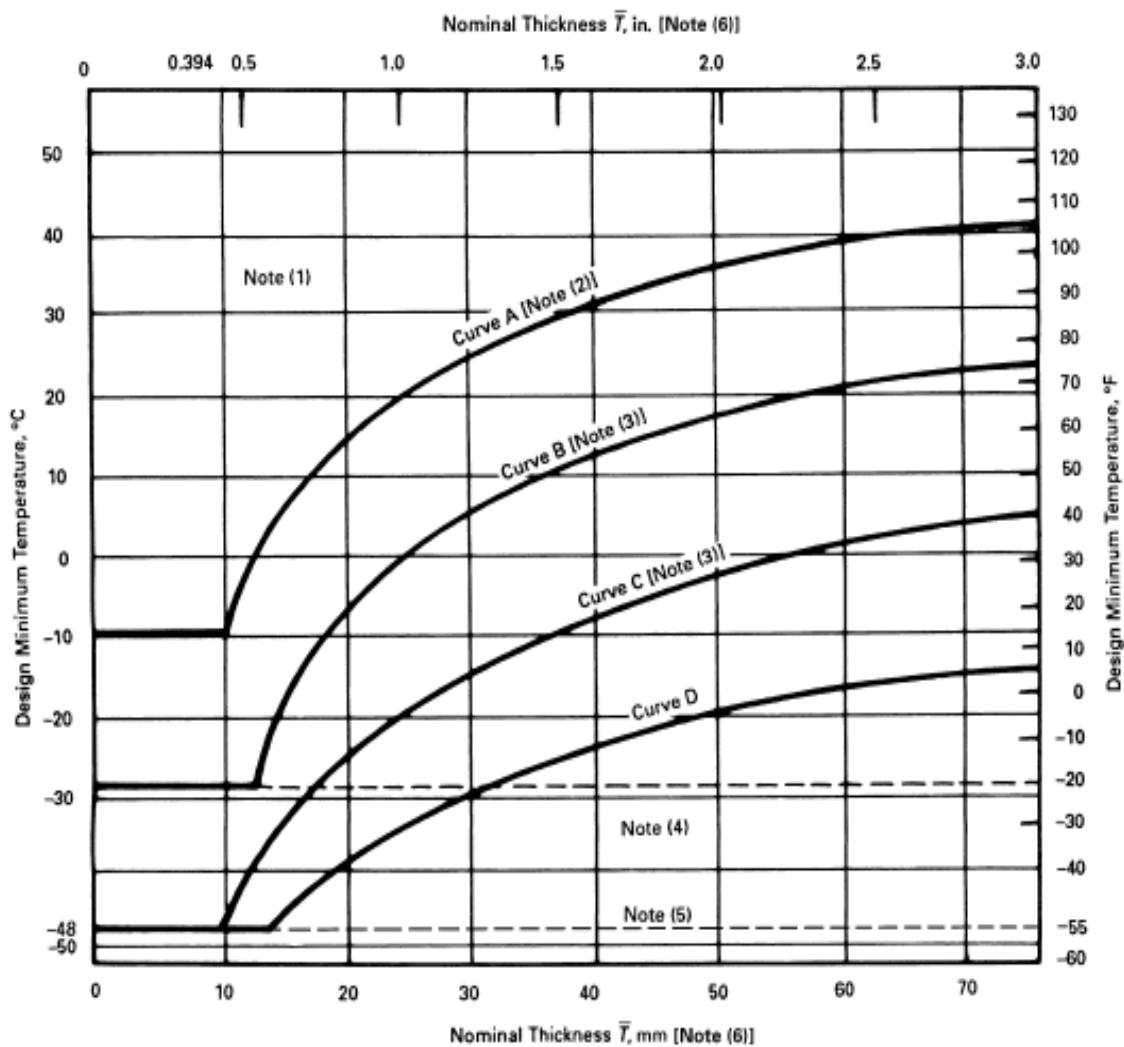
در فصل ۳ بیش از ۱۰۰ اصطلاح و واژه وجود دارد. یکی از مواردی خیلی مهمی که در درک یک کد و یا استاندارد وجود دارد واژگان شناسی آن استاندارد می باشد. چند اصطلاح و عبارت مهم که دارای کاربرد خیلی بیشتری هستند به شرح ذیل می باشد.

Minimum design metal temperature/minimum allowable temperature

MDMT/MAT

کمترین دمای طراحی برای فلز یا کمترین دمای مجاز : دمایی که در کمتر از آن خطر شکست ترد وجود دارد. با توجه به فلزات مختلف این دما ممکن است برای هر فلز یک عدد خاص باشد و یا اینکه به ضخامت وابسته باشد. برای مشخص کردن این موضوع می بایست به ASME B31.3-Table A1 مراجعه کرد. برای حداقل دمای کاری رو بروی هر متریال یک عدد قید شده است و یا عبارات A ، B ، C ، D

در زمانیکه حروف مذکور قید شده اند می بایست به نمودار ذیل که در فصل متریال ASME B31.3 می باشد مراجعه و با توجه به ضخامت حداقل دمای کاری را مشخص نمود.



شکل ۱: نمودار مشخص کردن حداقل دمای کاری (محور افقی ضخامت- محور عمودی دما)

on-stream inspection

جایگزین کردن آزمون های غیر مخرب مناسب به جای بازرگانی داخلی.. این کار تحت شرایطی میسر است و امکان استفاده از آن در همه حالت ها وجود ندارد.

CUI corrosion under insulation, including stress corrosion cracking under insulation

خوردگی عایق

MOC management of change

مدیریت تغییر: تیمی متشکل از کارشناس بازرگانی ، کارشناس فنی ، کارشناس فرایند، مهندس خورده‌گی ، مهندس طراح و... که انجام تغییرات احتمالی نسبت به حالت طراحی را بررسی می کنند. این تیم تحت سرپرستی فرد یا سازمانی است که به عنوان MOC موسوم می باشد.

فصل ۴: کارفرما – سازمان و بازرگانی فنی

کارفرما یا متصدی اصلی و صاحب تاسیسات می باشد با آگاهی اشراف کامل بر این استاندارد نسبت به مشخص کردن موارد ذیل دارای طرح و برنامه باشد.

مشخص نمودن وضعیت بخش یا اداره بازرگانی فنی

ارایه و کنترل برنامه بازرگانی فنی

تعمیر و نگهداری

مشخص نمودن دوره های بین بازرگانی های فنی

تغییر و تعمیر، کاهش و افزایش دما و فشار و سایر داده های فرایندی

یکی از مواردی که در سازمان کارفرما می باشد مشخص شود بازرس مورد تایید استاندارد API 570 می باشد.

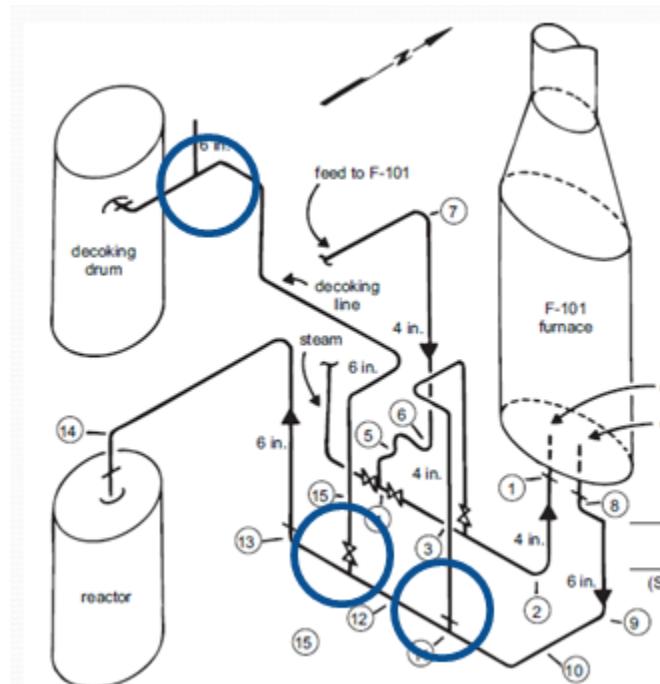
دستورالعمل های انجام بازرگانی فنی می باشد مشخص شود. در دستورالعمل ها نقاط مستعد به واماندگی تعریف شوند. (CML, TML). آزمون های غیر مخرب مناسب با نوع عیب مشخص شوند.

نسبت به استقرار برنامه های RBI ، IOW و FFS در سیستم های لوله کشی اقدام گردد.

فصل ۵: بازرسی فنی و آزمون های مورد نیاز

۱-۵ کلیات

برای مشخص کردن نوع بازرسی فنی و آزمون های مورد نیاز می باشد استناد مربوط به سیستم لوله کشی از جمله PMS ، P&ID و ایزو متریک بررسی و با توجه به نوع عیب احتمالی روش غیر مخرب مناسب برای ارزیابی عیوب پیشنهاد شود.



شکل ۲: نمونه ای از محل های انجام آزمون های غیر مخرب (محل های تغییر مسیر جریان)

۴ برنامه انجام بازرسی

برنامه اجرایی بازرسی با توجه به داده ها و متغیر های بازرسی و توسط بازرس و یا تیم بازرسی تهیه می شود. البته در این برنامه می بایست نظرات متخصصین خورده‌گی و یا سایر واحد ها و از جمله واحدهای بهره برداری و تعمیرات را نیز لحاظ کرد

در یک برنامه بازرسی می بایست موارد ذیل در نظر گرفته شود.

مشخص کردن نوع عیوب

نرخ رشد و پیشرفت عیوب

معیار های پذیرش عیوب برای هر تجهیز

روش های ارزیابی عیوب با آزمایش های غیر مخرب مناسب

فواصل زمانی بین دوره های بازرسی

۵ حداقل محتویات یک برنامه بازرسی فنی

طرح بازرسی فنی می بایست شامل وظایف بازرس و فهرست فعالیت های قابل انجام در بازرسی فنی باشد . به طور کلی در یک برنامه بازرسی فنی موارد زیر می بایست مشخص شود

نوع بازرسی مورد نیاز (داخلی ، خارجی) می بایست مشخص شود.

داده هایی که می بایست توسط بازرس جمع آوری شود می بایست مشخص شود . برای این منظور می توان چک لیست های بازرسی را مطابق با الزامات استاندارد تهیه نمود.

نوع آزمایش غیر مخرب مورد نیاز و محل های انجام آن می بایست مشخص شود.

حداقل الزامات مورد نیاز جهت تمیز کاری سطح در نظر گرفته شود.

آزمایش های مورد نظر مانند هیدروتست به صورت کامل و مستند اعلام شود.

نوع تعمیر قابل انجام ارزیابی و اعلام گردد.

علاوه بر مطالب فوق، موارد تکمیلی زیر نیز می بایست مد نظر قرار گیرند.

با توجه به تجربه و تاریخچه تجهیز نوع عیوب قابل پیش بینی مشخص گردد.

محل عیوب تعیین گردد.

الزامات و فعالیت های تکمیلی تشریح شوند.

۴ بازرگانی بر مبنای ریسک

با استفاده از بازرگانی بر مبنای ریسک می توان دوره های زمانی بین بازرگانی ها را تعریف کرد . در واقع بازرگانی بر مبنای ریسک بر اساس داده هایی احتمال وقوع تخریب و پیامدهای ناشی از آن تعریف می شود
برخی فاکتور های مرتبط با احتمال وقوع تخریب عبارتند از:

تناسب متریال استفاده شده برای تجهیز برای سرویس مورد نظر در زمان ساخت و نصب.

شرایط طراحی تجهیز

متناوب بودن استاندارد ها و کد های مورد استفاده در طراحی با شرایط بهره برداری

برنامه های مناسب جهت پایش خودگی

برنامه های تعمیر و نگهداری متناوب

برخی پیامدهای ناشی از تخریب نیز شامل موارد ذیل می شوند.

پیامدهای زیست محیطی

پیامدهای اقتصادی

پیامدهای ناشی از خطرات انسانی و ایمنی

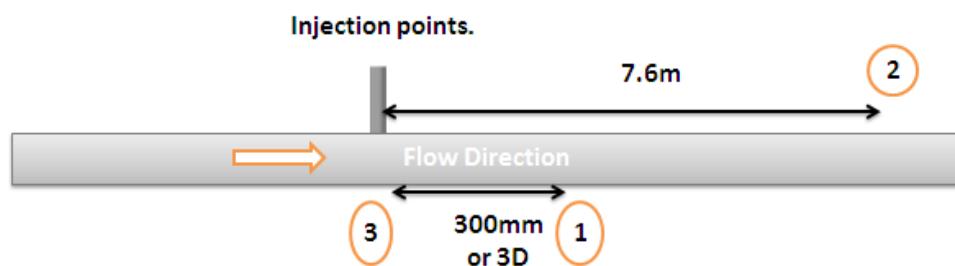
استراتژیک بودن تجهیز از نظر تولید

۵-۵ نقاط با خطر واماندگی با (High Risk)

نقاط با خطر واماندگی بالا با توجه به نوع واماندگی قابل پیش بینی به شرح ذیل می باشند

۵-۵-۱: انشعابات انجام تزریق (injection points and mixing points)

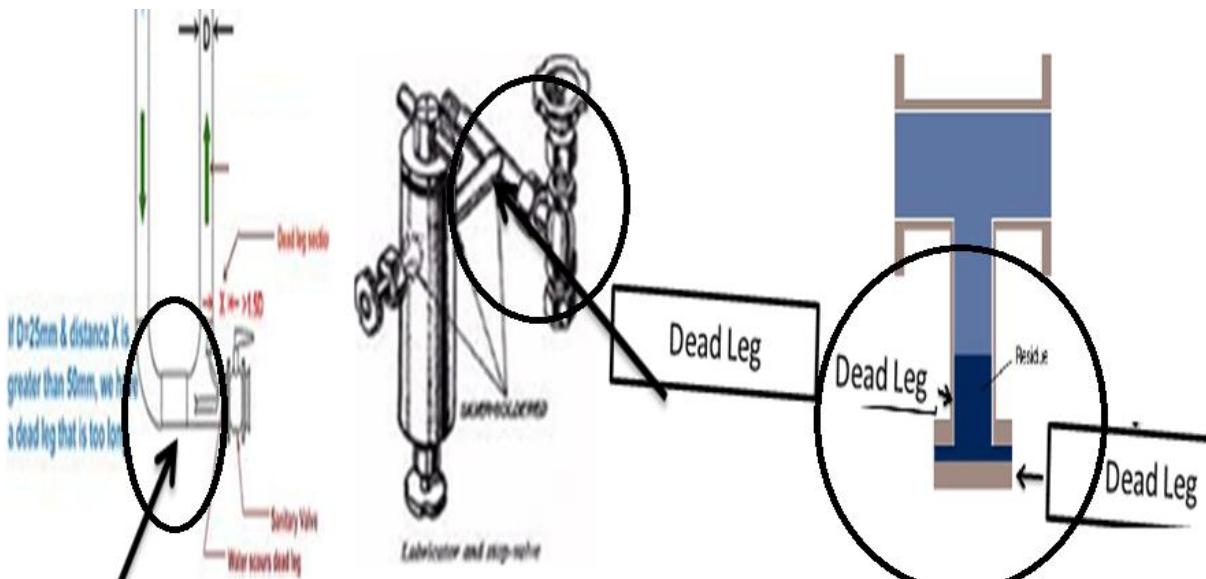
به دلیل تغییر شرایط حرکت سیال، نرخ کاهش ضخامت در محل انشعابات انجام تزریق بیشتر از حالت عادی است. وجود انشعابات باعث تغییر نوع حرکت سیال در نقاط ۱ و ۲ (شکل ۳) می شود و این موضوع احتمال کاهش ضخامت و وقوع خوردگی را افزایش می دهد.



شکل ۳: نقاط اطراف Injection Point که نیاز به پیش بیشتری دارند

۵-۵-۲ نقاط مرده (dead legs)

در محل هایی که امکان ساکن و راکد ماندن سیال وجود دارد، احتمال وقوع خوردگی نسبت به مکان هایی که سیال در حرکت است بیشتر می باشد



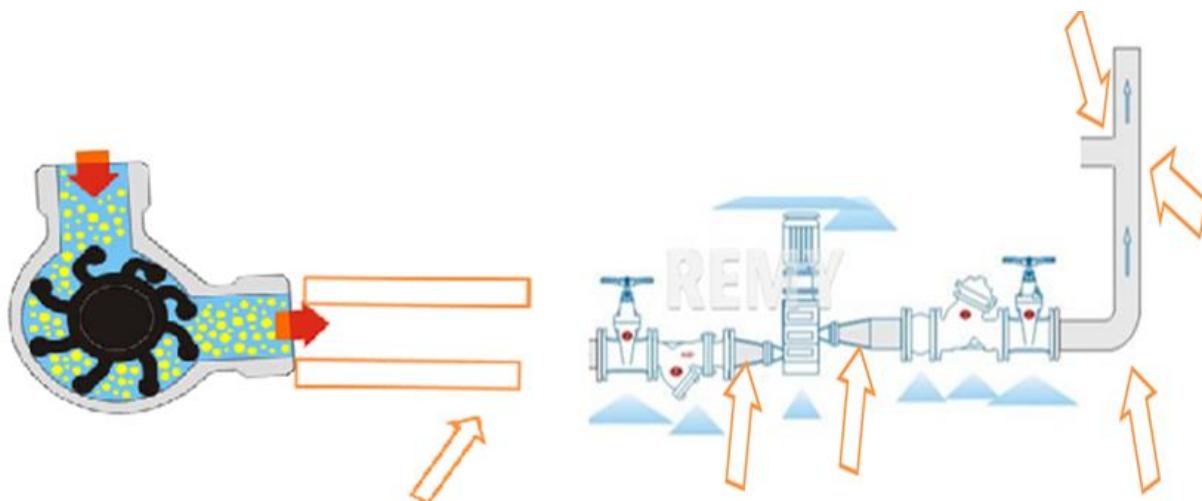
شکل ۴ : نمونه هایی از DEAD LEG

۳-۵-۵ خوردگی زیر عایق (CUI)

در محل های زیر عایق به دلیل نفوذ و راکد شدن فاز آب و افت pH آن احتمال وقوع خوردگی وجود دارد. عدم دسترسی جهت پایش این موقعیت ها نیز خطر واماندگی غیر قابل پیش بینی را افزایش می دهد . این نوع خوردگی ها می توانند از نوع خوردگی تحت تنفس نیز باشد که امکان وقوع آن در فولاد های ضد زنگ به مراتب بیشتر است.

۴-۵-۵ پایین دست یا Down Stream پمپ ها ، کنترل والو ها ، محل های تغییر مسیر جریان

در این نقاط نیز به دلیل تغییر رژیم حرکت سیال و توربلانت های احتمالی خطر کاهش ضخامت به صورت موضعی و یکنواخت وجود دارد.



شکل ۵: پایین دست پمپ ها و محل های تغییر مسیر جریان

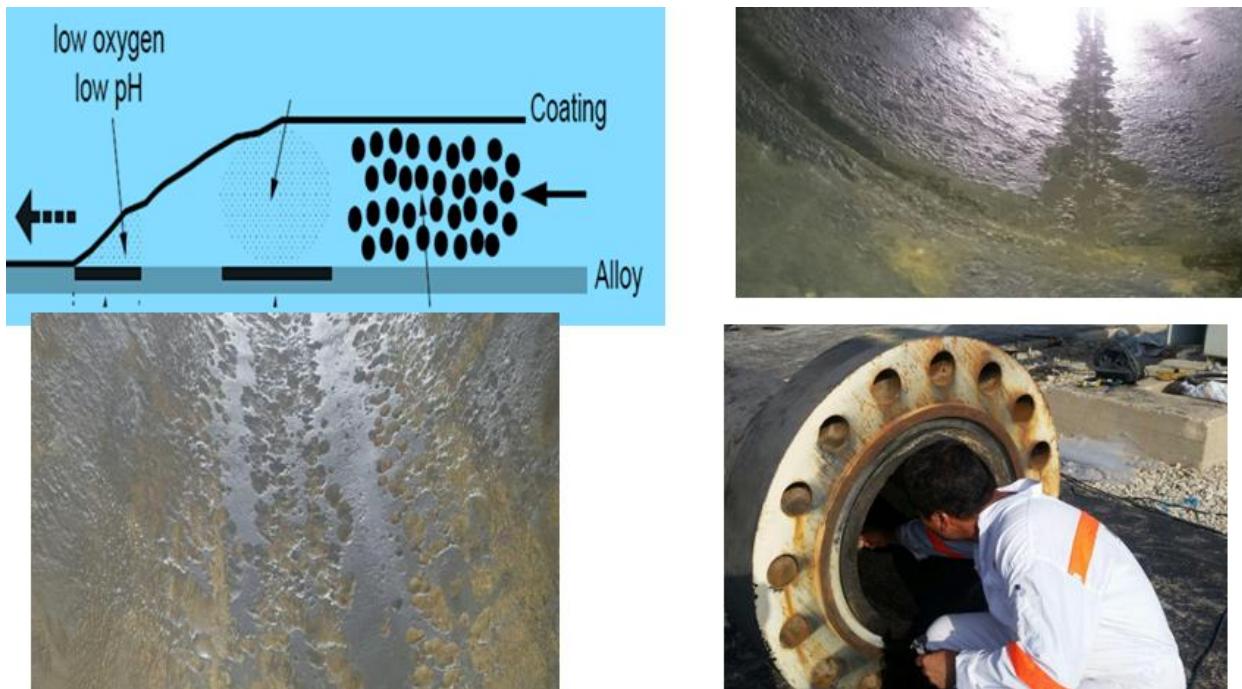
۶-۵-۶ ترک های محیطی (environmental cracking,

از جمله ترک های محیطی می توان به ترک هایی ناشی از خوردگی تحت تنش و ترک های ناشی از نفوذ هیدروژن اشاره کرد. پایش ترک های مذکور می تواند با آزمون های غیر مخرب مناسب مانند فراصوتی و ذرات مغناطیسی انجام شود.

۷-۵-۵ خوردگی زیر رسو ب و پوشش:

در لوله هایی که دارای پوشش داخلی هستند و یا اینکه فاز رسو ب تشکیل می شود، امکان رخداد خوردگی در نواحی که پوشش تخریب شده و سیال به زیر پوشش و یا رسو ب نفوذ می نماید وجود دارد.

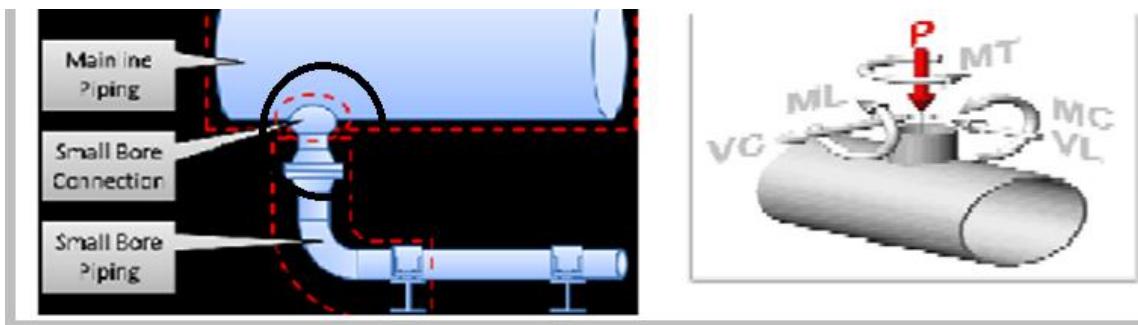
به دلیل تغییر PH زیر رسو ب و پوشش های داخلی معیوب، خوردگی موضعی در این نقاط بسیار محقق می باشد.



شکل ۶: نمونه هایی از خوردگی زیر رسوب و پوشش های داخلی معیوب

۸-۵-۵ ترک های ناشی از خستگی و لرزش:

در محل اتصال ساپورت های ثابت به لوله و انشعابات احتمال رخداد این نوع ترک ها وجود دارد.



شکل ۷: محل های مستعد به ترک های خستگی

۹-۵-۵: ترک های خزش:

خزش تغییر شکل ماده در دمای بالا تحت نیروی ثابت می باشد. بطور معمول دمایی که متریال در آن دچار خزش می شود بیش از ۰.۳ نقطه ذوب ماده می باشد . این پدیده در لوله هایی که دارای بیش از ۱.۲۵ درصد کرم هستند و دمای برداشی بیش از ۴۸۰ درجه سانتیگراد دارند مشهود تر می باشد.

۱۰-۵-۵ : محل های تماس (Contact Point)

محل دیگری که در API 570-2016 احتمال خوردگی خارجی را مطرح کرده است محل های تماس لوله با ساپورت و... می باشد



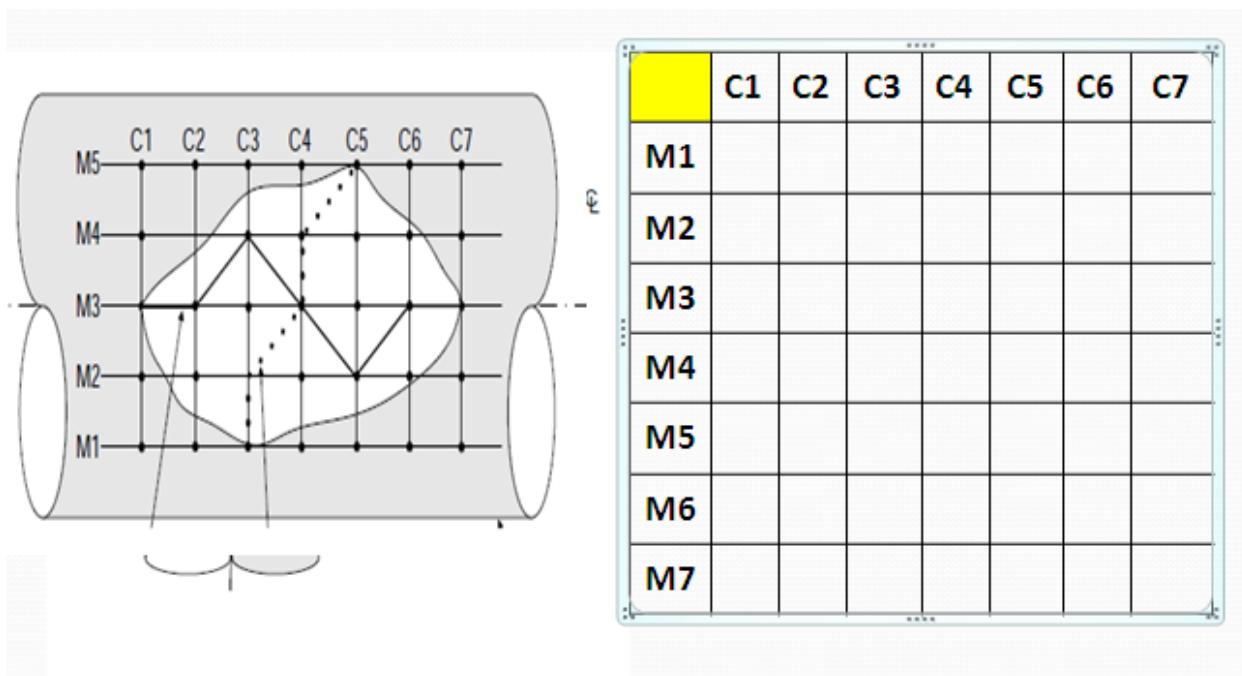
شکل ۸: نمونه هایی از خوردگی در محل های تماس

علاوه بر موارد مذکور تخریب های انجمادی، خطر شکست ترد و محل های حدفاصل لوله های زیرزمینی و روزمنی (AG/UG Interface) نیز می باشد مورد توجه قرار گیرند.

با توجه به نوع عیب احتمالی روش های بازرگانی و آزمون های غیر مخبری که می توانند انجام شود به شرح ذیل می باشد.

- a) internal visual inspection,
- b) on-stream inspection,
- c) thickness measurement inspection,
- d) various NDE examinations,
- e) external visual inspection,
- f) vibrating piping inspection,
- g) supplemental inspection

نحوه انجام ضخامت سنجی در نقاطی معین و بر اساس الگوریتم و فرم ذیل انجام شود. در هر دوره بازرگانی محل انجام ضخامت سنجی ثابت باشد و تغییر نکند.



شکل ۹: نحوه انجام ضخامت سنجی در نقاط TML

بازرسی دوره ای شیر آلات، اتصالات فلنجی و گسکت ها نیز می باشد مطابق با استانداردهای مربوطه انجام شود.

فصل ۶: دوره های بین بازرسی های فنی و آزمون ها

لوله های موجود در سایت های به چهار کلاس تقسیم بندی می شود.

کلاس ۱ (Class1)

سرویس هایی که نشت آنها منجر به پیامد های خطر ناک اورژانسی انسانی و زیست محیطی می شود در این دسته قرار دارند. از آن جمله می توان به موارد زیر اشاره کرد: سیستم های لوله کشی دمای پایین و مستعد به شکست ترد، سرویس های تحت فشاری که نشت آنها تولید مواد قابل می نماید، سولفید هیدروژن با درصد بیشتر از ۳ درصد وزنی در فاز گاز، کلرید هیدروژن آب دار، اسید کلریدریک و سیستم های لوله کشی مجلور با آب آشامیدنی و محل های تجمع انسانی

کلاس ۲ (Class2)

مجموع سرویس هایی را شامل می شود که ذاتا آتش زا هستند ولیکن نرخ تبخیر آنها پایین بوده و در محل های پر تجمع واقع نشده اند. سیالاتی که برای انسان مضر هستند ولی در فواصل دور از محل های تجمع نگهداری می شوند نیز در این کلاس قرار می گیرند. از آن جمله می توان به هیدرو کربن های سنگین، خطوط اسید و قلایا به سمت خارج از سایت اشاره کرد. در

کلاس ۳ (Class3)

این دسته بسیاری از سیستم های لوله کشی داخل سایت را شامل شده که از آن جمله می توان به موارد زیر اشاره کرد: خطوط هیدروکربن داخل سایت که نرخ تبخیر سیال نشت کرده از آنها پایین باشد، خطوط هیدروژن، گاز سوخت و گاز طبیعی، خطوط اسید و قلایا داخل سایت.

کلاس ۴ (Class4)

خطوط بخار، هوا، روغن، آب که خطرات زیست محیطی و ایمنی آنها کمتر می باشد در این کلاس قرار می گیرند..

بر اساس فصل ۶ از API 570 دوره های زمانی برای لوله ها با توجه به کلاس در جدول ذیل قید شده است.

Table 1—Recommended Maximum Inspection Intervals

Type of Circuit	Thickness Measurements	Visual External
Class 1	5 years	5 years
Class 2	10 years	5 years
Class 3	10 years	10 years
Class 4	Optional	Optional
Injection points ^a	3 years	By class
Soil to Air Interfaces ^b	—	By class

جدول ۲: دوره های بین بازررسی با توجه به کلاس خط

درصد انجام آزمون های غیر مخرب برای شناسایی خوردگی زیر عایق نیز در جدول ذیل قید شده است.

Table 2—Recommended Extent of CUI Inspection Following Visual Inspection for Susceptible Piping^a

Pipe Class	At Damaged Insulation Locations	At Non-damaged Locations
	Approximate Amount of Examination with NDE or Insulation Removal at Areas with Damaged Insulation	Approximate Amount of CUI Inspection with NDE or Insulation Removal at Areas without Damaged Insulation ^b
1	75 %	50 %
2	50 %	33 %
3	25 %	10 %
4	Optional	Optional

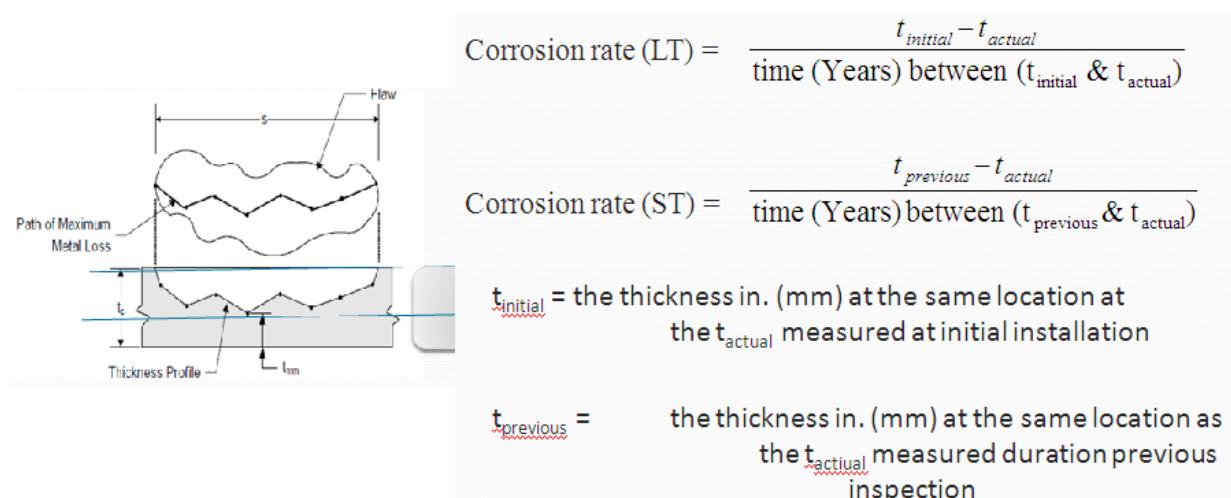
جدول ۳: درصد انجام بازررسی های جهت شناسایی خوردگی زیر عایق

فصل ۷: تحلیل داده های بازررسی فنی

۱-۷: نحوه محاسبه سرعت خوردگی و عمر باقیمانده

۱-۷-۱: نحوه محاسبه سرعت خوردگی

بر اساس فصل ۷ استاندارد API 570 داده های بازررسی شامل ضخامت اولیه در زمان شروع بهره برداری حداقل ضخامت مورد نیاز که بر اساس استاندارد های طراحی به دست می آید، ضخامتی که در زمان انجام بازررسی اندازه گیری می شود و همچنین ضخامت اندازه گیری در بازررسی قبلی جهت ارزیابی و تحلیل داده ها مورد نیاز است،



شکل ۱۰: نحوه محاسبه سرعت خوردگی بر اساس ضخامت سنجی

در صورتیکه دستگاهی به ضخامت اندازه گیری شده در بازررسی اولیه و بازررسی قبلی امکان پذیر نباشد ضخامت تجهیز را با دستگاه ضخامت سنجی در بازه زمانی ۳ الی ۶ ماهه اندازه گیری کرده و داده های اندازه گیری شده به عنوان t_{Actual} و $t_{Previous}$ در روابط استفاده می شوند.

۲-۱-۷: نحوه محاسبه عمر باقیمانده و دوره بازررسی بعدی

بعد از محاسبه نرخ خوردگی و عمر باقی مانده می بایست ضخامت قابل پیش بینی با توجه به بازررسی بعدی را محاسبه کرده و در صورتیکه از حداقل ضخامت مورد نیاز بیشتر باشد بازه زمانی تعریف شده برای بازررسی بعدی مورد تائید می باشد. با توجه به نرخ خوردگی، دوره زمانی تا بازررسی بعدی بر حسب سال ($I_{Interval}$) و ضخامت واقعی، ضخامت تجهیز در بازررسی بعدی از رابطه زیر به دست می آید.

روش های دیگر محاسبه سرعت خوردگی نیز استفاده از آزمون های خوردگی مانند غوطه وری می باشد. از لوله های فرابندی مشابه نیز برای محاسبه سرعت خوردگی می توان استفاده نمود.

بعد از محاسبه سرعت خوردگی دوره بازرسی بعدی و عمر باقیمانده قابل محاسبه است . عمر باقیمانده دو برابر دوره بازرسی بعدی می باشد. (به شرطی که دو برابر دوره بازرسی بعدی از ۱۰ سال بیشتر نشود). عمر باقیمانده و ضخامت در دوره بازرسی بعدی در تصویر ذیل قید شده است.

Remaining Life Calculations

Remaining Life (Years) =

$$\frac{t_{actual} - t_{required}}{\text{corrosion rate}}$$

Where

t_{actual} = the actual thickness, in. (mm) measured at the time of inspection for a given location or component.

$t_{required}$ = the actual thickness, in. (mm) at the same location or the component at the t_{actual} measurement, computed by the design formulas (e.g. pressure and structural) before corrosion allowance and manufacturer's tolerance are added.

$$t = t_{Actual} - 2(\text{Corrosion Rate} \times \text{Interval})$$

t (Thickness of next inspection)

شكل ۱: نحوه محاسبه سرعت خوردگی و ضخامت در دوره بازرسی بعدی

۳-۱-۷ دو مثال از API 570 در خصوص سرعت خوردگی و نحوه محاسبه عمر باقیمانده

متغیر های مربوط به یک سیستم لوله کشی، مشخصات لوله مورد استفاده و ضخامت های اندازه گیری شده در جدول ۱۰۰-۳ ارایه شده است. ۵ سال بعد از شروع بهره برداری ضخامت سنجی از لوله انجام شده و بازرسی از سرویس موجود نیز در ۵ سال آینده انجام خواهد شد. حداکثر فشار بهره برداری را محاسبه کنید

با توجه به جدول ۱۰۰-۳ فشار طراحی برابر با 500 psi ، دما 200°C in 16°C ، تنش مجاز 20000 psi ، ضریب جوش طولی برابر با ۱ و ضخامت اندازه گیری شده در اولین بازرسی و بازرسی فعلی برابر با $in\ 37/32^+$ و $in\ 32/32^-$ می باشد. زمان بین بازرسی اولیه و بازرسی فعلی نیز ۵ سال می باشد بنابراین نرخ خوردگی از رابطه زیر به دست می آید.

$$\text{Corrosion Rate (in/Year)} = \frac{(t_{\text{initial}} - t_{\text{actual}})}{5} = \frac{(0.37 - 0.32)}{5} = 0.01 \text{ in/year}$$

متغیر های مربوط به مثال

Data	Amount	Reference
Design Pressure/Temperature	500psi/2040C	Isometric and PMS
Pipe Description	NPS 16, Standard Weight, A106-B	Isometric and PMS
Outside Diameter of Pipe, D	16 in	ASME B36.10
Allowable Stress	20000 Psi	ASME B31.3 ,Table A1
Longitudinal Weld Efficiency, E	1.0	ASME B31.3 Table 302.3.4
Thickness Determined From Inspection(t_{actual})	0.32in	
Initial Thickness(First Record)	0.37in	

حل مثال:

با توجه به اینکه ۵ سال آینده مجددا " بازرسی انجام خواهد شد، ضخامت باقی مانده بعد از ۵ سال با توجه به نرخ خوردگی به $in/22 \times 0.01$ می رسد.

$$t_{next} = 0.32in - (2 \times 5 \times 0.01in) = 0.22in$$

بنابراین با توجه به ضخامت باقی مانده حداکثر فشار بهره برداری تا ۵ سال آینده برابر با 550 psi به دست می آید. در نظر گرفتن ضریب ۲ برای کاهش ضخامت در دوره ۵ ساله پیش رو به منظور در نظر گرفتن ای الزام استاندارد API 570 است که زمان انجام بازرسی بعدی نباید بیشتر از نصف عمر باقیمانده تجهیز می باشد.^۱

$$(MAWP=2SEt/D)=(2 \times 20000 \times 1 \times 0.22) / 16 = 550 \text{ psi}$$

با توجه به اینکه مقدار MWAP>500PPSI می باشد امکان تعریف دوره بازرسی به ۵ سال بعد وجود دارد.

یا امکان تعریف دوره بازرسی برای ۷ سال بعد برای مثال قبل وجود دارد؟

$$t_{next} = 0.32in - (7 \times 2 \times 0.01in) = 0.18in \Rightarrow MAWP = (2 \times 20000 \times 1 \times 0.18) / 16 = 450 \text{ psi}$$

با توجه به اینکه مقدار MWAP<500psi می باشد امکان تعریف دوره بازرسی به ۷ سال بعد وجود ندارد.

۳-۷ امکان سنجی ادامه سرویس بهره برداری بر اساس API 579

در زمانیکه ارزیابی های بر اساس محاسبات ضخامت به گونه ای می باشد که ضخامت باقیمانده استحکام لازم برای تحمل فشار را ندارد و یا اینکه عیوبی مانند دنت ، کندگی ، ترک ، تورق ، ترک های محیطی مانند HIC وجود دارد . API 570 امکان سنجی ادامه سرویس بهره برداری را به API 579 ارجاع داده است.

۱-۳-۷: کاهش ضخامت های عمومی یا General Wall Thining

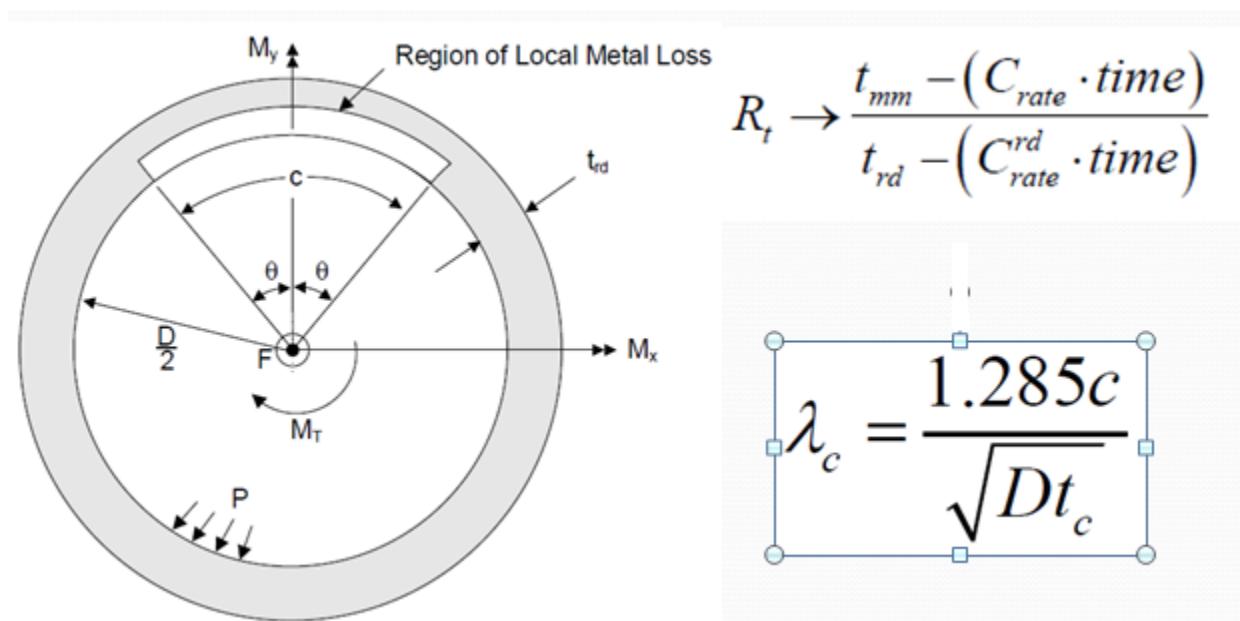
آچه در API 579 کمک می کند که اقتصادی تر شود. استفاده از ضخامت باقیمانده میانگین در ناحیه خورده شده به جای کمترین ضخامت باقیمانده است. در این شرایط مقایسه میانگین ضخامت های باقیمانده با ضخامتی که از فرمول $t=PD/2SE$ به دست می آید شرایط را اقتصادی تر می کند. در سطح ۲

^۱ -Corrosion Half-Life Concept

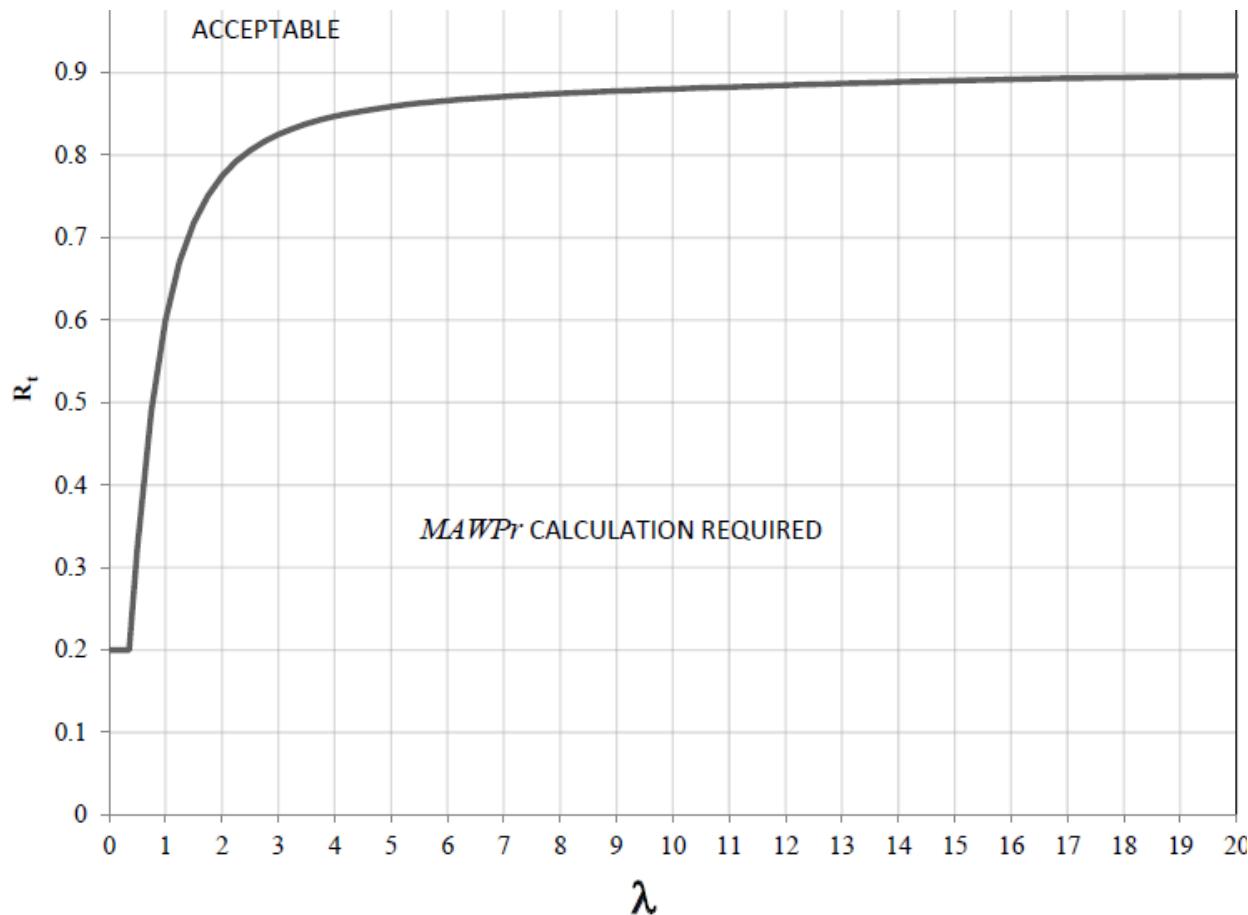
ارزیابی علاوه بر استفاده از ضخامت باقیمانده متوسط فاکتور استحکام باقیمانده یا RSF نیز در ضخامتی که از فرمول $t = PD/2SE$ به دست می‌آید ضرب می‌شود. و متوسط ضخامت باقیمانده با عددی کمتر از مقایسه می‌شود.

۲-۳-۷: کاهش ضخامت های موضعی (Local Wall Thinning)

مقایسه ضخامت های باقیمانده در کاهش ضخامت های موضعی با MRT به مراتب غیر اقتصادی تر از کاهش ضخامت های عمومی می‌باشد. در این شرایط دو فاکتور تعریف و با توجه به نمودار مشخص می‌شود که ضخامت موضعی رویت شده در محدوده پذیرش می‌باشد یا خیر.



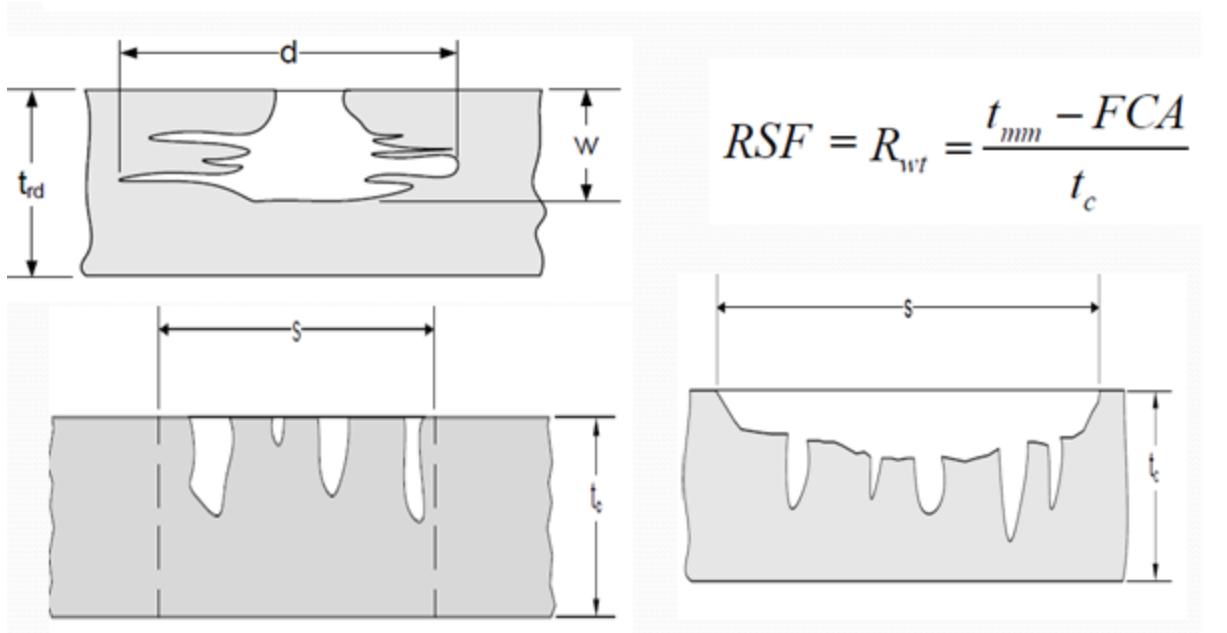
شکل ۱۲ : محاسبه فاکتور های مربوط به کاهش ضخامت های موضعی بر اساس API579



شکل ۱۳: نمودار ارزیابی کاهش ضخامت های موضعی

۳-۳-۷ خوردگی حفره ای:

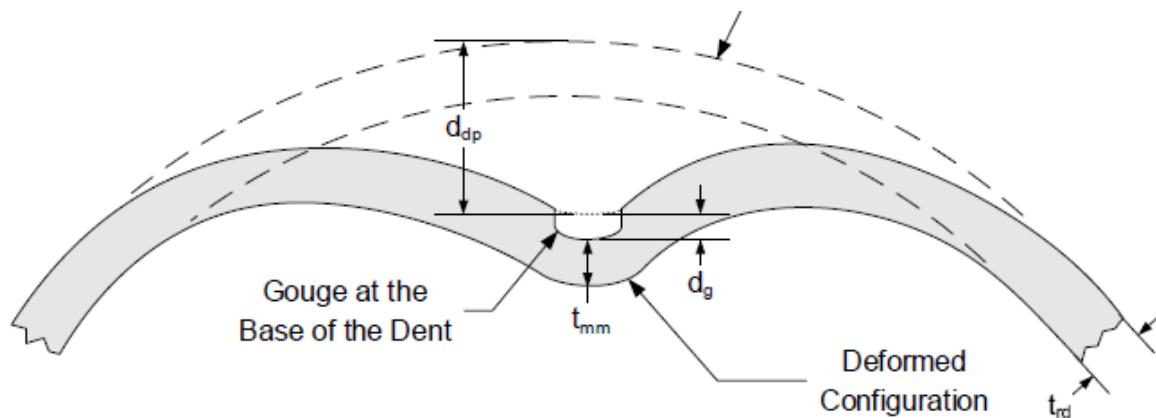
برای خوردگی های حفره ای نیز الگوریتم هایی تعریف شده است که بعد از محاسبه فاکتور استحکام باقی مانده و مقایسه آن با الگوها و فاکتور های استحکام باقیمانده در فصل ۶ از استاندارد API579 تایید یا عدم تایید خوردگی حفره ای مشخص می شود.



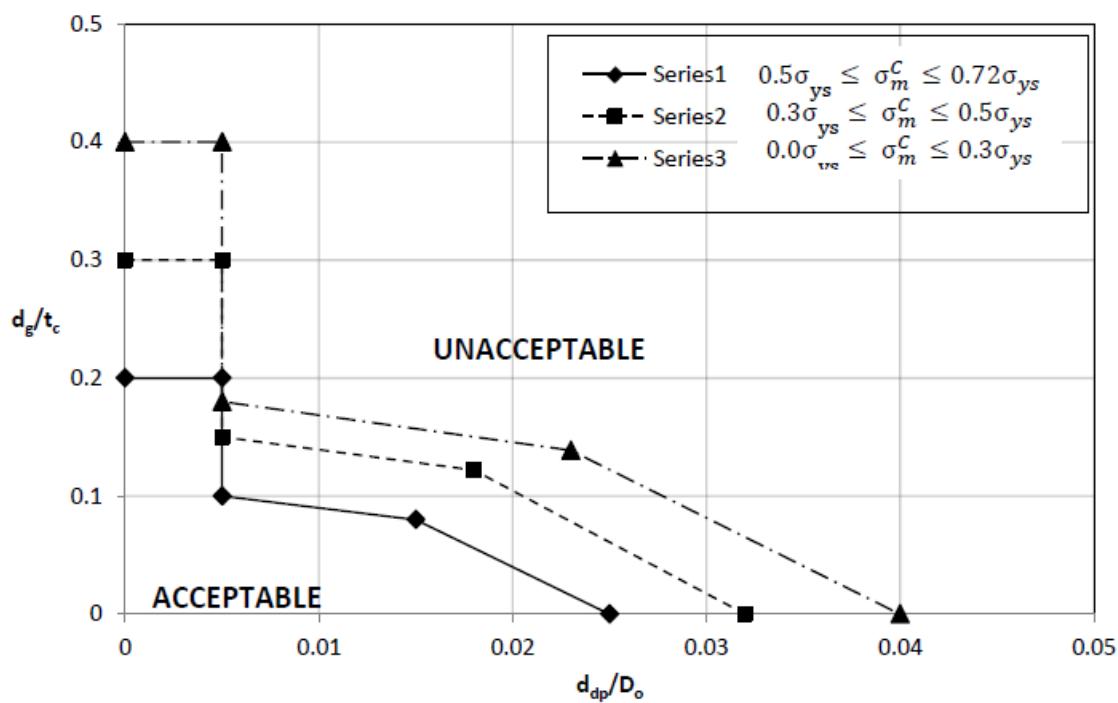
شکل ۱۴: نمونه هایی از خوردگی حفره ای و نحوه محاسبه فاکتور استحکام باقیمانده

در مجموع استفاده از حداقل ضخامت به ویژه برای خوردگی های موضعی و حفره ای مقرن 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 گاهها نصف ضخامت مورد نیاز هم باشند باز هم تحت شرایط خاصی استحکام باقیمانده تحمل فشار داخلی را دارد.

۴-۳-۷ کندگی و فورفتگی (dent&gauge)



شکل ۱۴: نمونه Dent and Gauge



شکل ۱۵ نمودار ارزیابی Dent and Gauge

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 30° درصد تنش تسلیم و کوچکتر از 50° درصد تنش تسلیم و در نهایت خط سوم مربوط به تنش های اعمالی کمتر از 30° 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.

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

به عنوان مثال فرض کنید لوله ای به قطر اسمی 12° اینچ ، ضخامت 0.4° اینچ و فشار داخلی 600 پوند براینج مربع دارای یک کندگی به عمق 1° اینچ می باشد. آنکه این کندگی مورد تایید است. لوله از جنس A333 Grad 1 می باشد.

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

تنش تسلیم لوله ۱ A/SA 333 Gad 1 بر اساس ASTM Part A و ASME II Part A برابر با 30000 psi 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 0.2 باشد.

$$d_g/t_c = d_g/0.4 = 0.2 = d_g = 0.08 \text{ in} = 2.032 \text{ mm}$$

بنابراین بیشترین کندگی مجاز می تواند 0.8° اینچ یا 2 میلیمتر باشد و کندگی با عمق 1° اینچ مجاز نمی باشد.

برای سایر عیوب مانند تورق، HIC و ترک نیز معادلاتی تعریف شده است که ارزیابی تا سطح ۱ و تا سطح ۲ به صورت دستی قابل انجام می باشد.

فصل ۸: روش های انجام تعمیر

۸-۱ : استفاده از باکس

استفاده از باکس به عنوان یک روش تعمیراتی هم جهت جبران استحکام از دست رفته و هم جهت آب بندی و پیشگیری از نشتی مد نظر می باشد



شکل ۱۶ : نمونه ای از باکس

باکس دارای تنوع شکل است می تواند به صورت استوانه ای ، مکعبی ، سه راهی زانویی و باشد. بسته به محل نصب باکس که ممکن است روی لوله ، زانویی و سه راهی باشد. شکل باکس هم تغییر می کند. فضای خالی بین باکس و سطح داخلی را می توان با پر کننده های غیر فلزی مناسب پر نمود و یا به صورت خالی باقی بماند.

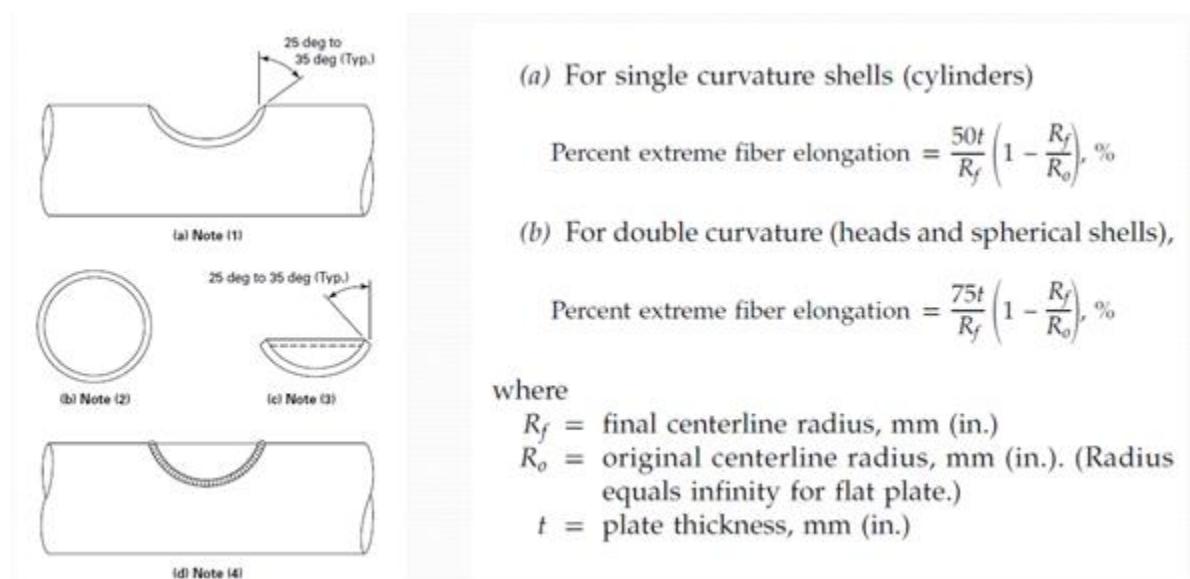
عموما یکی از محدودیت های که باکس ایجاد می کند این است که پایش عیوب مشکل و در بسیاری حالت ها عملا غیر ممکن می شود. بنابراین وقتی از باکس استفاده می شود می بایست وضعیت کاملا ارزیابی شود. و عمر باقیمانده و سرعت رشد عیوب کاملا بررسی شود.

استاندارد طراحی و ساخت آنها بر اساس ASME B31.3 می باشد. ضخامت آنها از فرمول PD/2SE محاسبه می شود. معمولا قطر باکس یک رده از قطر لوله و اتصالات موجود بیشتر است. با فرض اینکه قطر لوله و اتصالات موجود D_1 باشد و ضخامت مورد نیاز برابر با t_1 باشد. در صورتیکه برای باکس از لوله و اتصالی با قطر استفاده شود. ضخامت مورد نیاز بدون احتساب خوردگی مجاز (CA) از رابطه ذیل محاسبه می شود.

$$t_1 = PD_1/2SE$$

$$t_2 = PD_2/2SE \rightarrow t_2 / t_1 = D_2 / D_1$$

۲-۸: پیشکاری محل عیب و برداشتن کامل آن و نصب ورق جایگزین با اتصال لب به لب



شکل ۱۷: حالت کلی جایگزین کردن محل معیوب

در زمانیکه عملیات حرارتی بعد از جوشکاری یا PWHT انجام نمی شود از نظر ابعادی برای ورق جایگزین محدودیت ایجاد می شود. در این شرایط اگر ورق دایره ای به صورت دایره ای است شعاع و اگر به صورت مستطیلی است طول و عرض نباید از بیشینه ۱۲ میلیمتر کمتر باشد. (t ضخامت ورق است.)

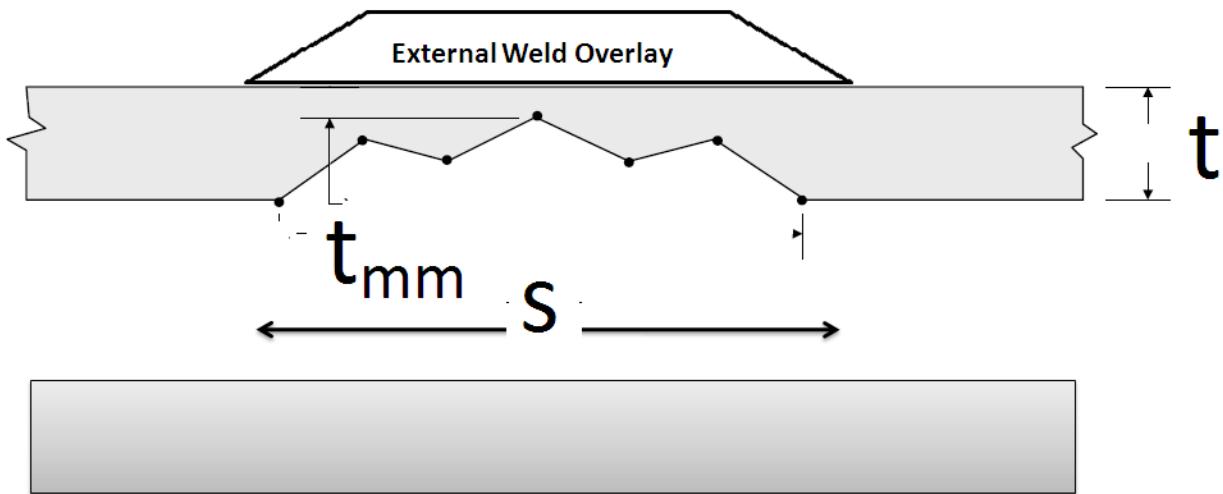
$$t = \text{Max} (12t , 380\text{mm})$$

در زمان انجام جوشکاری می بایست از تنش های حرارتی ناشی از تنش های حرارتی پیش گیری شود. این کار را می توان با انجام جوشکاری به صورت متقارن انجام داد و یا از ساپورت های موقت در نواحی که کار جوشکاری انجام می شود استفاده کرد

در زمانیکه درصد کار سرد در شکل دادن ورق های جایگزین از ۵ درصد بیشتر است انجام تنش زدایی ضروری است

۳-۸: انجام جوشکاری سطحی خارجی به منظور جبران استحکام از دست رفته داخلی

در زمانیکه یک لوله ، ظرف تحت فشار و مخزن دارای کاهش ضخامت داخلی ناشی خوردگی و سایش می باشد بخشی از استحکام خود جهت تحمل فشار داخلی را از دست داده است. می توان مانند آنچه در شکل زیرنشان داده شده است با اعمال جوشکاری خارجی استحکام از دست رفته را جبران کرد.



شکل ۱۸: حالت کلی جوشکاری سطحی خارجی جهت جبران استحکام از دست رفته ناشی از خوردگی داخلی

جوش سطحی حداقل به اندازه B از انتهایی ترین ناحیه خورده شده فاصله داشته باشد. مقدار B از رابطه ذیل محاسبه می شود که در آن R شعاع لوله یا تجهیز و t_{nom} ضخامت اسمی آن می باشد.

$$B = 0.75(Rt_{nom})^{1/2}$$

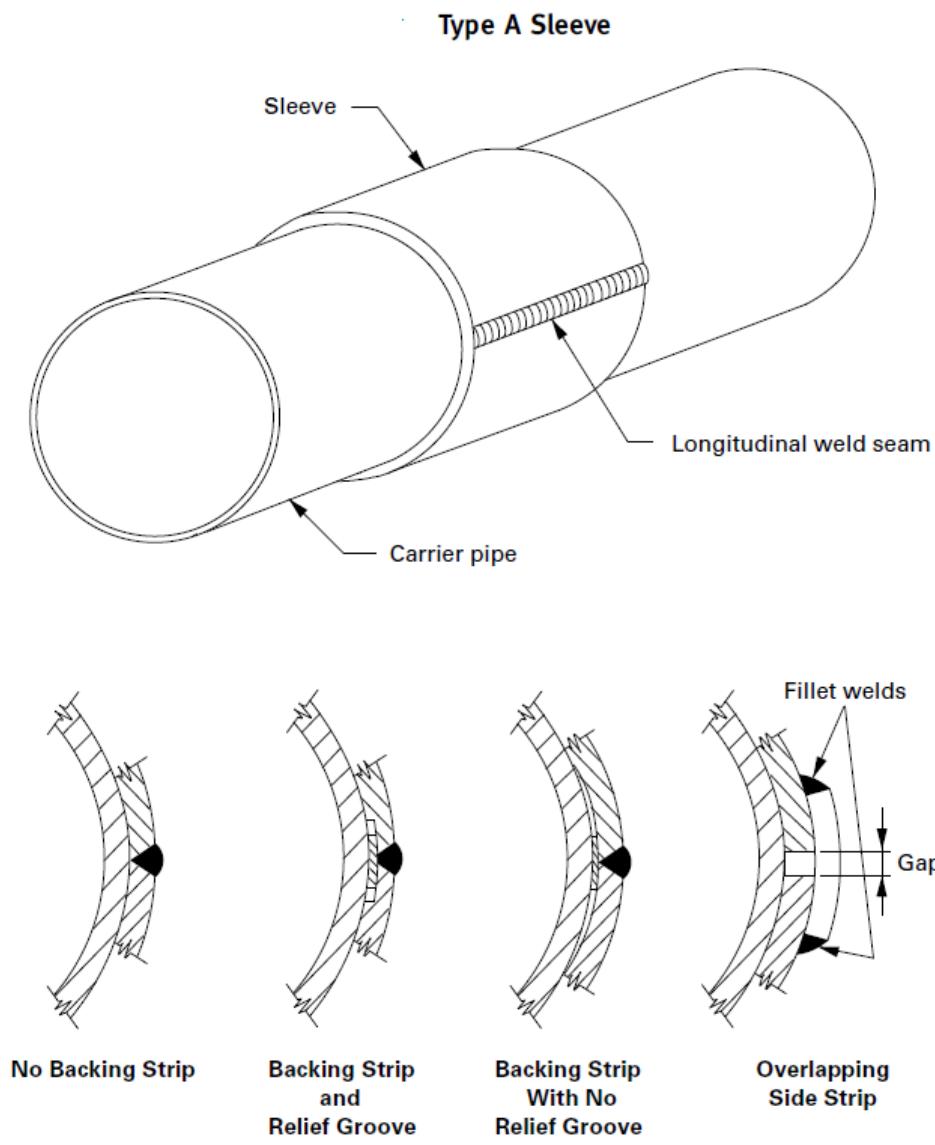
انتهایی ناحیه جوشکاری شده می بایست پردازش و Taper شود. و حداقل زاویه Taper برابر با 45 درجه باشد. همچنین شعاع گوشه های Taper شده نباید از ضخامت لایه جوش کمتر شود.

فاصله سطح جوشکاری شده نیز از سایر جوش ها نباید از $B = 0.75(Rt_{nom})^{1/2}$ کمتر باشد

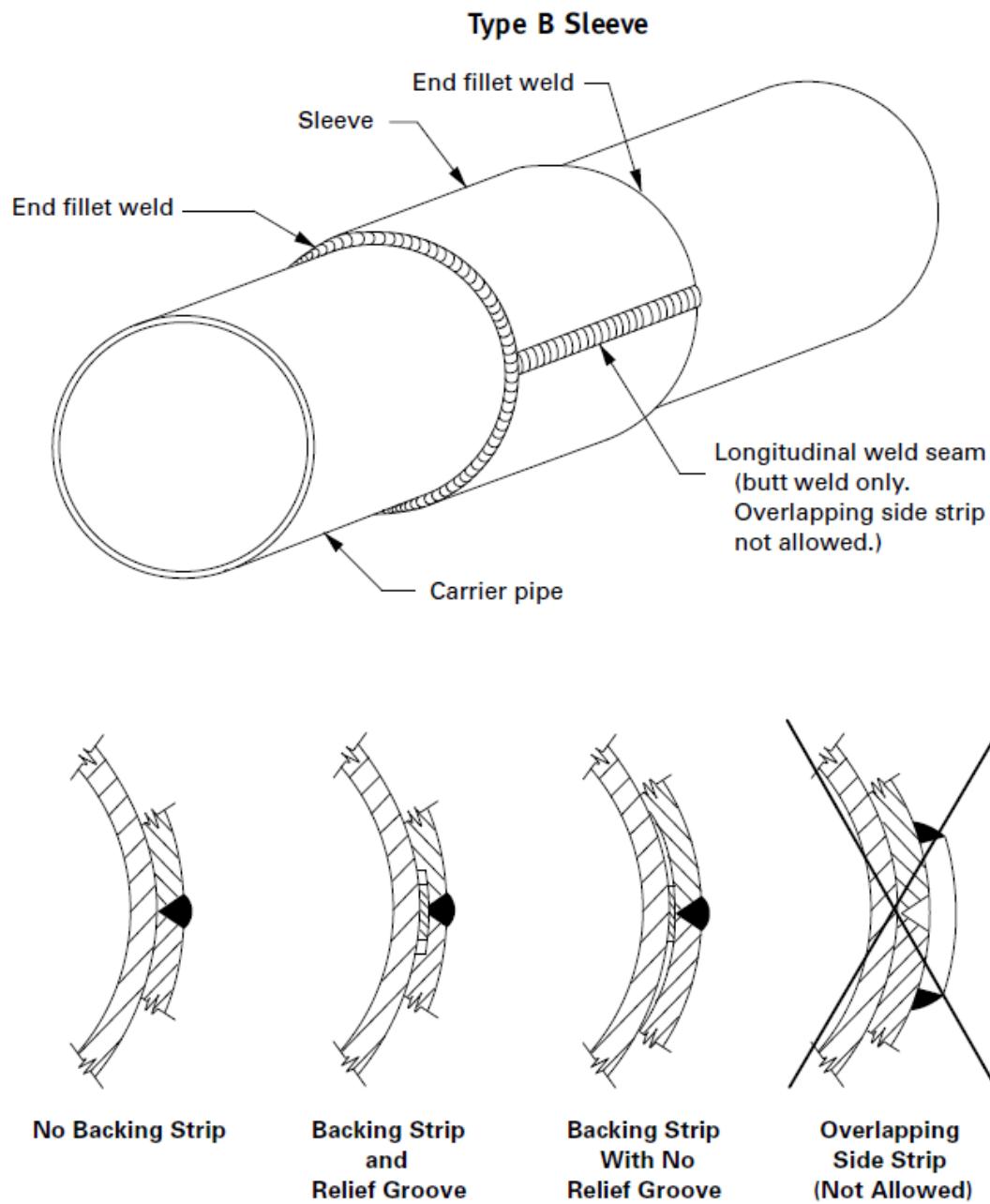
۴-۸: استفاده از غلافی (Sleeve) برای سیستم های لوله کشی

روش نصب غلافی هم برای عیوب داخلی و هم عیوب خارجی قابل استفاده می باشد. یک غلافی دارای یک یا دو سرجوش طولی و دو سرجوش محیطی گوشه ای (Fillet) می باشد. با توجه به اینکه سرجوش های محیطی جوش شوند یا خیر غلافی به نوع A یا B تقسیم بندی می شود.

در غلافی نوع A (Type A-Sleeve) سرجوش های محیطی بین لوله و غلافی جوشکاری نمی شود. غلافی نوع A صرفا به عنوان یک تقویتی جهت عیوب استفاده می شود و قابلیت استفاده برای آب بندی و پیشگیری از نشتی را ندارد. بنابراین غلافی نوع A صرفا برای عیوبی که رشد آنها متوقف شده و منجر به نشتی ۵ م نشده اند کاربرد دارد.



شکل ۱۹: غلافی نوع A

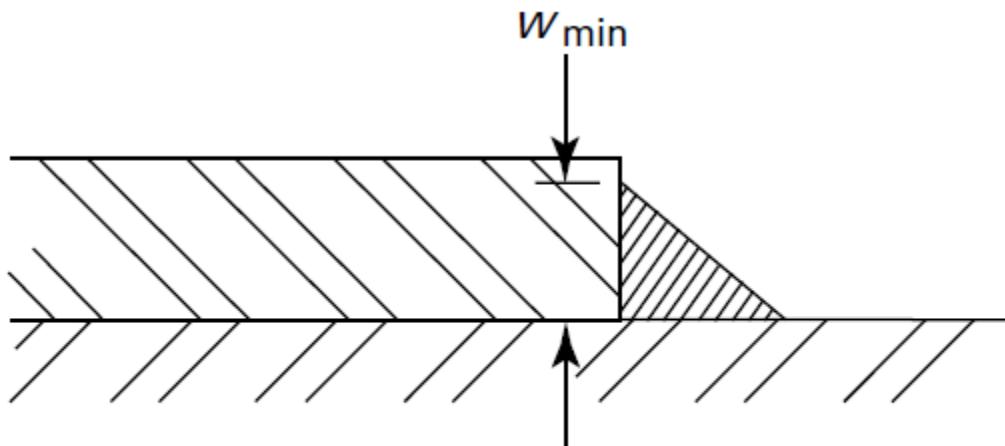


شكل ۲۰: غلافی نوع B

(Overlay Patch) روش های روکار ۵-۸

در این روش از یک وصله روکار یا (Overlay Patch) برای تقویت استحکام و یا پیشگیری از نشتی استفاده می شود. جوش ورق یا وصله به صورت گوشه ای یا Fillet روی بدنه تجهیز یا لوله بوده و گاهای درون وصله (Patch) سوراخهای دایره ای ایجاد می کنند و آن را با جوش پر می کنند. در این شرایط استحکام Patch جهت کاربرد مورد نظر خیلی بیشتر از Patch معمولی می شود.

نیروی قابل تحمل برای وصله بدون استفاده از پلاگ های تقویتی در شکل ذیل نشان داده شده است.



$$F_A = w_{\min} E S_a$$

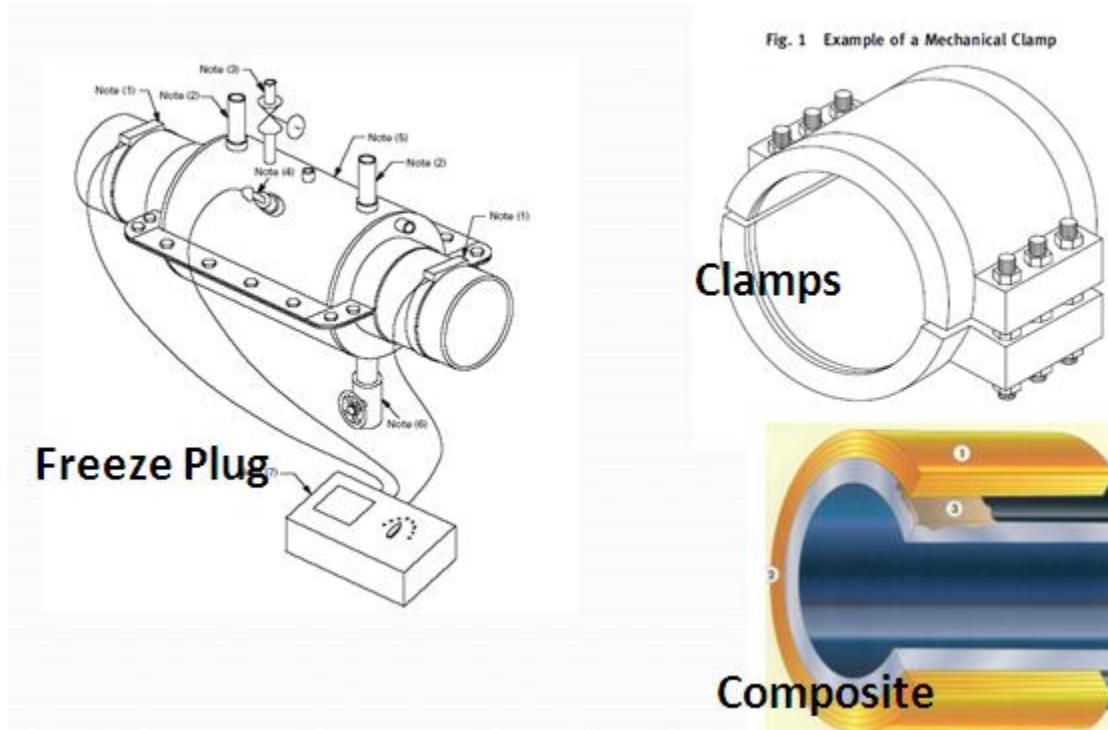
شکل ۲۰: نیروی مجاز برای یک وصله روکار بدون پلاگ

که در رابطه قید شده در شکل ، W_{\min} حداقل طول ساق جوش گوشه ای ، E ضریب کیفیت جوش (Joint Efficiency) و S_a ونس مجاز که از مشخصه های ورق است و می توان آن را از ASME B31.3-Table A1 (ASME II Part D- Table 1A) استخراج کرد. به عنوان مثال در صورتیکه برای یک وصله روکار از یک ورق 70 A516 Grad 30 با ضخامت میلیمتر استفاده شود. و ساق جوش گوشه ای وصله برابر با ضخامت ورق باشد حداکثر نیروی مجاز برای این وصله چند نیوتن بر میلیمتر می باشد.

$$F_A = 30 \times 0.55 \times 138 = 2277 \text{ N/mm}$$

در همه روش های جوشکاری می بایست WPS و PQR تهیه شود و از جوشکار نیز تست گرفته شود. به ویژه برای زمانیکه جوشکاری حین سروپس انجام می شود. الزامات استاندارد ASME PCC2 نیز در تهیه WPS و PQR و تست جوشکار لحاظ شود.

۶-۸: تعمیر به روش هایی غیر از روش جوشکاری

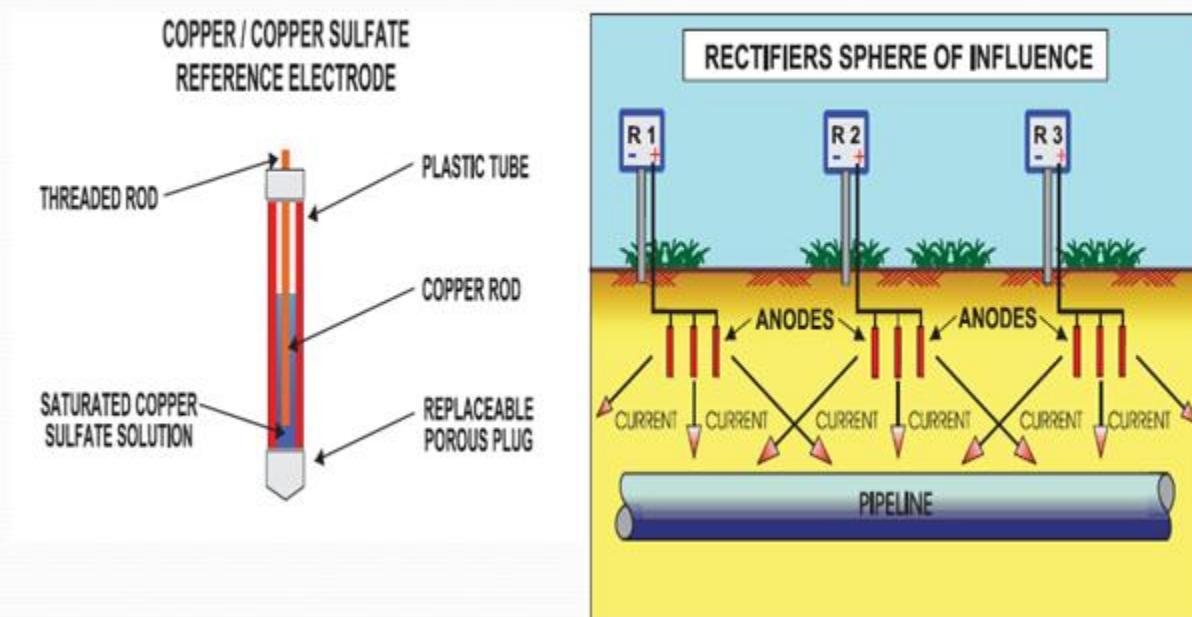


شکل ۲۱: نمونه هایی از روش های تعمیراتی غیر از روش های جوشکاری

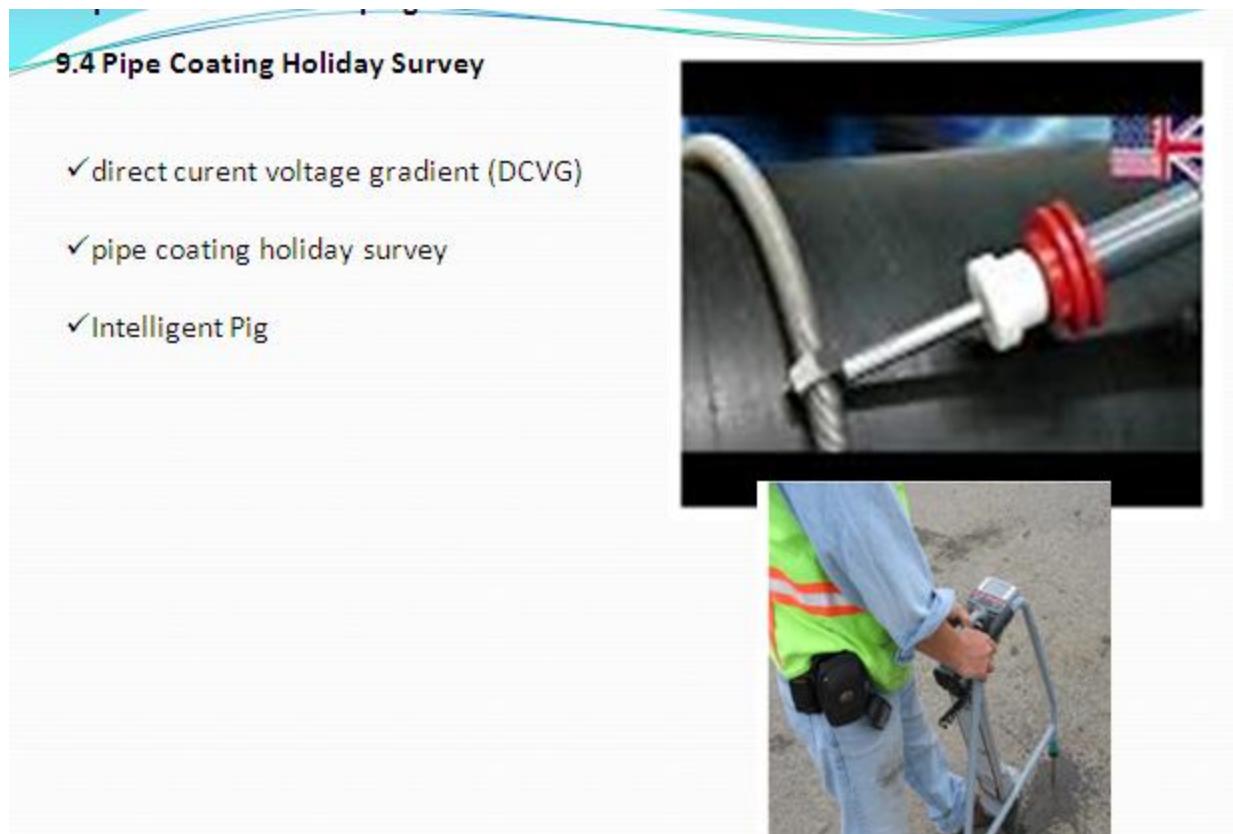
فصل ۹: بازرسی از لوله های مدفون

در بازرسی از لوله های مدفون یا زیر زمینی دو نوع خوردگی داخلی و خارجی می باشد بررسی شوند. بازرسی های دوره ای با قرایت پتانسیل ، بازرسی های مستقیم چشمی به صورت راندوم و ... برای وضعیت خارجی و بررسی نتایج آزمایشگاهی از سیال داخل و بررسی یون های موجود در آن و میزان مواد بازدارنده از روش های موثری در شناسایی و ارزیابی خوردگی ها داخلی هستند.

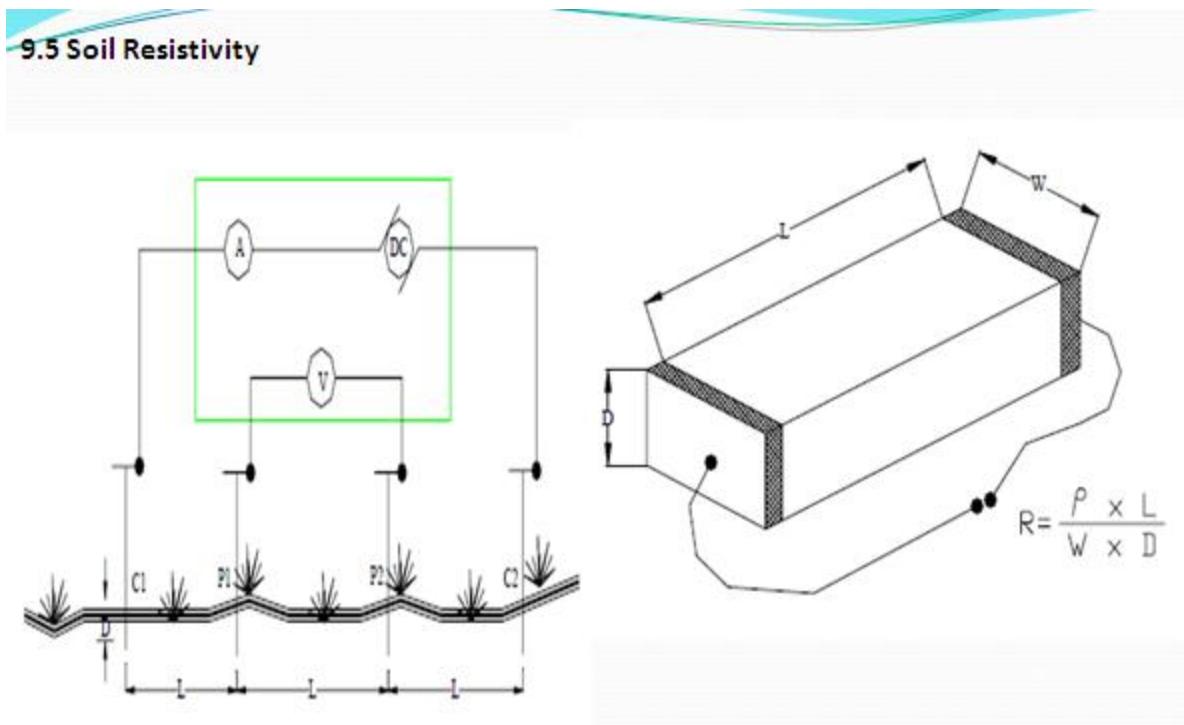
9.3 Close-interval Potential Survey



شکل ۲۲: پتانسیل گیری جهت پایش وضعیت حفاظت کاتدی



شکل ۲۳: آزمون های مورد نیاز جهت ارزیابی پوشش



شکل ۲۴ : مقاومت خاک یکی از معیار های تعریف دوره های ارزیابی

با توجه به مقاومت خاک دوره های بین آزمون ها در جدول ذیل قید شده است.

Table 4—Frequency of Inspection for Buried Piping Without Effective Cathodic Protection	
Soil Resistivity (ohm-cm)	Inspection Interval (years)
<2,000	5
2000 to 10,000	10
>10,000	15

✓ Pipe-to-soil Potential Survey

✓ Pipe Coating Holiday Survey

✓ Soil Corrosivity

✓ External and Internal Inspection Intervals

✓ Leak Testing Intervals

شکل ۲۳: عوامل تعیین کننده در دوره های ارزیابی خطوط لوله زیر زمینی

از روش های شناسایی عیوب هم می توان به استفاده از توپک های هوشمند و LRUT به عنوان روش های موثری نام برد.