

# بررسی علل تخریب لوله ۸ اینچ فولادی توزیع گاز شهری

محمد شایگانی اکمل\*، امیر پاشا و آذین احمدی

گروه پژوهش خوردگی فلزات، پژوهشکده حفاظت صنعتی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۲/۲۶ تاریخ پذیرش: ۹۶/۱۰/۲

## چکیده

استفاده از لوله‌های ساخته شده از جنس فولاد کربنی در صنایع نفت و گاز به‌خصوص برای انتقال و توزیع گاز تصفیه شده معمول می‌باشد. برای کنترل خوردگی سطح داخلی لوله‌های انتقال گاز مصرفی، رطوبت گاز در واحدهای نم‌زدا حذف می‌شود. به‌علاوه مقدار گاز خورنده  $CO_2$  به کمتر از ۲٪ محدود می‌شود. در این تحقیق علل تخریب یک خط لوله فولادی ۸ in توزیع گاز مورد بررسی قرار خواهد گرفت. خط لوله مورد نظر به‌مدت ۲ سال مدفون و بدون گاز بوده و بعد از آن برای ۶ سال در حال بهره‌برداری بوده است. برای تعیین مکانیزم تخریب احتمالی از بررسی‌های ظاهری، میکروسکوپی و همچنین آنالیزهای شیمیایی همچون EDS و XRD استفاده شد. به‌علاوه از مدل تعیین نرخ خوردگی ناشی از گاز دی‌اکسیدکربن NORSOK جهت تعیین نرخ خوردگی در شرایط بهره‌برداری استفاده شد. نتایج حاصل نشان داد خوردگی ناشی از گاز دی‌اکسیدکربن محتمل‌ترین دلیل بروز خوردگی داخلی خط لوله مورد اشاره و بروز نشستی است.

**کلمات کلیدی:** خوردگی  $CO_2$ ، فولاد کربنی، بررسی علل تخریب، گاز طبیعی، خط لوله

## مقدمه

این‌گونه روش‌ها شامل اعمال پوشش و حفاظت کاتدی برای کنترل خوردگی سطح بیرونی و حذف رطوبت و گازهای خورنده برای جلوگیری از خوردگی سطح داخلی لوله است [۳]. از مهم‌ترین دلایل خوردگی سطح داخلی عدم حذف مناسب رطوبت می‌باشد. از آنجایی‌که وجود مقدار کمی گاز  $CO_2$  در ترکیب گاز طبیعی مجاز می‌باشد، عدم حذف مناسب رطوبت همراه گاز می‌تواند باعث تشکیل آب در داخل لوله و نهایتاً منجر به خوردگی توسط  $CO_2$  شود [۴]. در واقع حضور گازهای خورنده همچون  $CO_2$  می‌تواند منجر به خوردگی داخلی و سوراخ شدگی خطوط لوله شود [۵].

از آنجایی‌که گاز طبیعی منبع انرژی مناسبی می‌باشد، استفاده از آن توسعه روزافزونی یافته است [۱]. با توجه به وسعت شبکه توزیع گاز، استفاده از فولاد ساده کربنی تنها راهکار اقتصادی برای ساخت شبکه‌های توزیع گاز است [۲]. بدیهی است با توجه به نرخ خوردگی نسبتاً بالای فولاد کربنی در محیط، باید روش‌هایی جهت جلوگیری از خوردگی خطوط لوله فولادی در نظر گرفت.

\*مسئول مکاتبات

shayeganim@ripi.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال (DOI: 10.22078/pr.2017.2791.2298)

پرداخت نهایی، نمونه‌ها توسط محلول نایتال مطابق با استاندارد ASTM E407<sup>۱</sup> اچ<sup>۲</sup> شدند [۹]. سپس سطح آن‌ها به وسیله میکروسکوپ نوری مورد بررسی قرار گرفت. ترکیب شیمیایی لوله تخریب شده با استفاده از روش اسپکترومتری نشری و براساس استاندارد ASTM E415-14 [۱۰] تعیین شد. برای کنترل حضور ترکیبات دارای عنصر گوگرد در رسوبات داخل لوله ۸ in از آزمایش استات سرب استفاده شد [۱۱]. در این روش از یک کاغذ آغشته به محلول ۱۰٪ استات سرب جهت آشکارسازی وجود گاز سولفید هیدروژن استفاده می‌شود. در صورت وجود ترکیبات گوگردی با اضافه کردن اسید کلریدریک به رسوبات نمونه، گاز سولفید هیدروژن متصاعد شده که در نتیجه کاغذ آغشته به استات سرب به قهوه‌ای تغییر رنگ داده و حضور ترکیبات گوگردی مشخص می‌شود. به منظور بررسی ماهیت رسوب‌هایی که بر روی سطوح داخلی لوله ارسالی تشکیل شده است، این سطوح در مناطق نزدیک به سوراخ‌های ایجاد شده به کمک میکروسکوپ الکترونی روبشی<sup>۳</sup> (SEM) مجهز به Field Emission Gun (FEG) و آشکارساز طیفسنجی تفکیک انرژی (EDS) مورد بررسی قرار گرفته و آنالیز شیمیایی عنصری رسوبات سطحی به دست آمد. علاوه بر این برای تعیین ترکیبات اصلی حاضر در رسوب تشکیل شده بر روی سطح داخلی لوله، از تکنیک پراش اشعه ایکس<sup>۴</sup> (XRD) استفاده گردید. بدین منظور مقداری از رسوب‌های تشکیل شده بر سطح داخلی تیوب جدا شده و با استفاده از دستگاه Philips X'Pert MPD مورد آزمایش قرار گرفت. پس از بررسی رسوبات سطح داخلی لوله به منظور بررسی شکل ظاهری سطح زیر رسوب، قطعاتی از نمونه‌ها جدا شده و مطابق استاندارد ASTM G1 [۱۲] و توسط محلول دارای بازدارنده خوردگی، اسیدشویی شدند و سپس مورفولوژی خوردگی سطوح زیرین مورد ارزیابی قرار گرفت.

مکانیزم تخریب دیگری که ممکن است باعث خوردگی داخلی خطوط لوله گاز طبیعی شود، خوردگی میکروبی است [۳]. از آنجایی که اکسیژن در داخل لوله‌های انتقال گاز وجود ندارد، در صورت ورود آلودگی میکروبی ممکن است خوردگی میکروبی ناشی از فعالیت باکتری‌های بی‌هوازی احیاءکننده سولفات رخ دهد [۶]. میکروارگانیسم‌ها به صورت مستقیم فلز را تخریب نمی‌کنند. بلکه محصولات ناشی از فعالیت آنها باعث تشدید برخی انواع خوردگی مانند خوردگی حفره‌ای، خوردگی شیاری و خوردگی زیر رسوبی می‌شوند [۸ و ۷]. در این تحقیق علت سوراخ‌شدگی یک لوله ۸ in توزیع گاز مورد بررسی قرار گرفت. برخی اطلاعات مرتبط با این خط لوله در جدول ۱ ارائه شده است. برای تعیین علت تخریب بررسی‌های مختلفی بر روی نمونه لوله انجام گرفت که در ادامه نحوه انجام بررسی‌ها و آزمایش‌ها ارائه می‌گردد.

جدول ۱ برخی اطلاعات مربوط به خط لوله ۸ in

جنس لوله	API 5L Gr B
قطر اسمی لوله	۸ in
نوع پوشش	Coal tar
تاریخ دفن	سال ۱۳۸۶
تاریخ بهره برداری	سال ۱۳۸۸
اطلاعات سیال	گاز طبیعی
وضعیت حفاظت کاتدی	متصل به سامانه حفاظت کاتدی
موقعیت نشتی	بین ساعت ۵ تا ۷ (کف لوله)

### روش تحقیق

برای بررسی ریزساختار آلیاژ تیوب ارسالی و کسب اطمینان از عدم وجود نقص‌های میکروساختاری به خصوص در محل سوراخ شده، نمونه‌هایی از لوله در مقطع عرضی در نزدیکی محل سوراخ‌شدگی تهیه گردید. پس از انجام مانع گرم<sup>۱</sup>، صیقل کاری و

1. Hot Mounting

2. Etch

3. Scanning Electron Microscope

4. X-ray Diffraction

## نتایج و بحث

## نتایج آزمون کوانتومتری

نتایج آنالیز شیمیایی لوله ۸ in در جدول ۲ ارائه شده است. همان گونه که از نتایج جدول ۲ ملاحظه می شود ترکیب شیمیایی آلیاژ لوله با استاندارد API 5L Gr.B مطابقت داشته است [۱۳].

## مشاهدات ظاهری

شکل ۱ سوراخ ایجاد شده در لوله ۸ in را نشان می دهد. همان طور که مشاهده می شود آثاری از خوردگی بر روی سطح خارجی آن وجود ندارد و این لوله دچار خوردگی داخلی شده است. شکل ۲- الف) سطح داخلی لوله ۸ in در اطراف سوراخ ایجاد شده نشان می دهد. همان طور که مشاهده می شود آثاری از خوردگی موضعی با عمق کم وجود دارد اما تنها یکی از حفره ها باعث سوراخ شدن لوله شده و مابقی آنها رشد قابل توجهی نداشته اند. در شکل ۲- ب) رسوب های تشکیل شده بر روی سطح داخلی لوله ۸ in نشان داده شده است. این رسوب ها یکنواخت نبوده و ضخامت چندانی ندارند. البته در برخی قسمت ها ضخامت آنها بیشتر می باشد. به علاوه اثری از رسوب های برجسته<sup>۱</sup> قابل توجه

بر روی سطح داخلی مخصوصاً در موقعیت پایینی لوله مشاهده نشد. وجود این گونه رسوب ها از نشانه های بروز خوردگی میکروبی به حساب می آید [۱۴ و ۱۶]. جهت بررسی وضعیت خوردگی در زیر رسوب ها، برخی از آنها تراشیده شد اما خوردگی آن چنانی در زیر آنها مشاهده نشد. لذا به نظر می رسد در زیر رسوب های جزئی سل های خوردگی فعال تشکیل نشده اند.

## بررسی نرخ خوردگی

با توجه به اطلاعات مربوط به خط لوله مورد نظر و ضخامت لوله و با این فرض که فرآیند خوردگی از ابتدای بهره برداری شروع شده است، می توان نرخ متوسط خوردگی موضعی لوله را از رابطه ۱ محاسبه نمود [۱۵]. نرخ های محاسبه شده در جدول ۳ ارائه شده است.

$Corrosion\ Rate\ (Long\ Term) =$

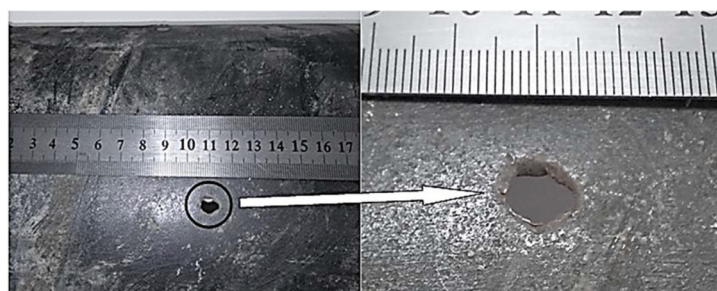
$$\frac{t_{initial} - t_{actual}}{\text{time (years) between } t_{initial} \text{ and } t_{actual}} \quad (1)$$

متغیرهای زیر در رابطه فوق استفاده می شوند:

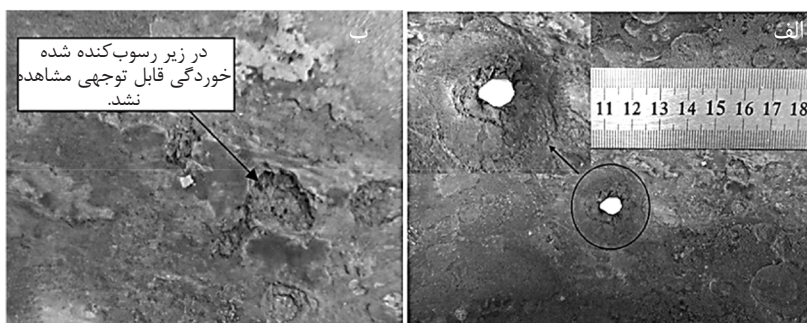
Corrosion rate (Long Term): نرخ خوردگی طولانی مدت یا متوسط (mm/year)

جدول ۲ نتایج کوانتومتری لوله ۸ in

Fe	V+Nb+Ti	V+Nb	S	P	Mn	C	عناصر نمونه ها
۹۹/۰۲	۰/۰۱۸	۰/۰۰۹	۰/۰۱۰	۰/۰۱۴	۰/۸۲	۰/۱۱	ترکیب درصد وزنی لوله ۸ in
باقی مانده	۰/۱۵ max.	۰/۰۶ max.	۰/۰۳۰ max.	۰/۰۳۰ max.	۱/۲۰ max.	۰/۲۶ max.	مقدار مجاز براساس استاندارد API 5L، تیوب جوش دار از نوع PSL1 گرید B



شکل ۱ سطح خارجی نمونه لوله ۸ in، جداره لوله به واسطه خوردگی از سطح داخلی سوراخ شده است



شکل ۲ سطح داخلی لوله ۸ in، الف) حفره ایجاد شده در آن و ب) در زیر رسوبها خوردگی قابل توجهی رخ نداده است

جدول ۳ نرخ خوردگی متوسط

۴۴۸۶	کد نمونه
۸	قطر اسمی (in)
۴/۴	ضخامت پوسته (mm)
۱۳۸۸ (از شروع بهره‌برداری)	زمان شروع خوردگی
۶	مدت تقریبی تماس با محیط (year)
۰/۷۳	نرخ خوردگی متوسط (mm/year)

در رابطه فوق متغیرهای زیر به کار می‌روند:

$C R_T$ : نرخ خوردگی در دمای مشخص (mm/year)

$K_T$ : ثابت مرتبط با دما

$f_{CO_2}$ : فوگاسیته گاز دی‌اکسید کربن بر حسب بار

$S$ : تنش برشی دیواره بر حسب pa

$f(pH)_t$ : فاکتور مرتبط با pH در دمای مشخص

اطلاعات زیر براساس اطلاعات دریافتی در مدل وارد گردید:

فشار کل برابر با ۲۵۰ psi است و حداکثر مجاز  $CO_2$  براساس استاندارد IGS-M-CH-033 برابر با ۰.۲٪ مولی علاوه بر این نرخ خوردگی برای غلظت  $CO_2$  برابر ۰.۱/۲٪ مولی نیز محاسبه گردید. این غلظت با توجه به نتایج آنالیز گاز که در سال ۱۳۸۹ انجام گرفته بود، انتخاب شد. از آنجایی که آنالیز گاز مصرفی به‌طور پیوسته انجام نگرفته است، مقدار حداکثر مجاز  $CO_2$  در گاز مصرفی نیز برای محاسبات در نظر گرفته شده است.

$t_{initial}$ : ضخامت اولیه یا ضخامت در هنگام نصب (mm)

$t_{actual}$ : ضخامت واقعی یا فعلی (mm)

time: مدت زمان وقوع خوردگی (year)

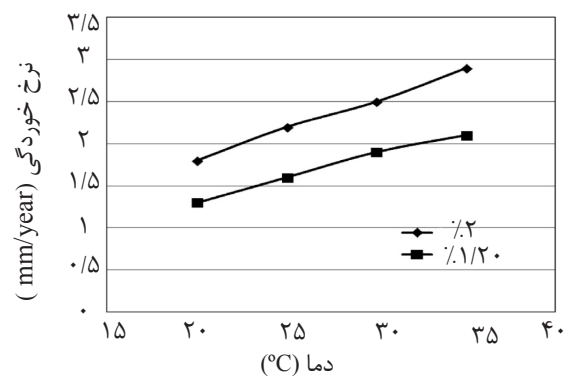
خاطر نشان می‌گردد از آنجایی که در محل سوراخ شدگی به‌علت خوردگی تمام ضخامت لوله را از بین رفته است، برای  $t_{actual}$  (ضخامت واقعی یا فعلی)، صفر در نظر گرفته شده است. ضخامت متوسط اندازه‌گیری شده (۴/۴ mm) نیز به‌عنوان ضخامت اولیه لحاظ شده است. با توجه به اینکه خوردگی داخلی باعث ایجاد حفره در لوله ۸ in شده است و یکی از دلایل بروز خوردگی لوله‌های انتقال گاز، خوردگی ناشی از گاز  $CO_2$  می‌باشد، نرخ خوردگی فولاد ساده کربنی در محیط دارای گاز دی‌اکسید کربن توسط مدل NORSEK M-506 [۱۶] تعیین گردید تا با نرخ خوردگی داخلی لوله ۸ in مقایسه شود. در این روش از رابطه ۲ برای محاسبه نرخ خوردگی استفاده می‌شود:

$$C R_T = K_T \times f_{CO_2}^{0.62} \times (S/19)^{0.146+0.0324 \log(f_{CO_2})} \times f(pH)_t \quad (2)$$

### بررسی سطوح و آنالیز EDS رسوبات

جهت بررسی رسوبات مربوط به لوله ۸ in، یک نمونه از مقطع لوله تهیه گردید. نتایج حاصل از بررسی محصولات خوردگی با استفاده از آنالایزر EDS میکروسکوپ الکترونی در جدول ۴ و تصویر نقاط بررسی شده در شکل‌های ۴ الی ۶ نشان داده شده است. شکل ۴ مقطع عرضی حفره ایجاد شده را در ۲ بزرگ‌نمایی مختلف نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود اثری از حفره‌هایی با دهانه کوچک و تخریب زیرسطحی که معمولاً در اثر خوردگی میکروبی رخ می‌دهند مشاهده نمی‌شود. آنالیز رسوب تشکیل شده در درون حفره در قسمت‌های مختلف و آنالیز فلز پایه جهت مقایسه مشخص گردید. مقدار عنصر کربن و اکسیژن در نتیجه مربوط به آنالیز سطح آلیاژ لوله (شکل ۴، نقطه C) بسیار بیشتر از مقدار واقعی این عناصر در ترکیب شیمیایی آلیاژ می‌باشد که این موضوع به محدودیت روش EDS و همچنین وجود آلودگی‌های کربنی در محفظه دستگاه میکروسکوپ الکترونی بر می‌گردد. با توجه به حضور قابل توجه عنصر کربن در آنالیز رسوب در قسمت‌های مختلف و عدم وجود اکسیژن در خط لوله انتقال گاز به نظر می‌رسد ترکیب اصلی رسوب، کربنات آهن ( $\text{FeCO}_3$ ) باشد. نکته دیگر اینکه مقدار کربن در ناحیه A یا لایه خارجی رسوب‌های تشکیل شده بر روی سطح داخلی لوله بیشتر از ناحیه B می‌باشد. به نظر می‌رسد با پیشرفت فرآیند خوردگی ذرات آلیاژ که در لایه‌های رسوب گرفتار بوده‌اند نیز با گاز دی‌اکسید کربن واکنش داده و به کربنات آهن تبدیل شده‌اند. نتایج حاصل از آنالیز شیمیایی مقطع رسوبات با استفاده از EDS نشان می‌دهد مقدار عنصر گوگرد در رسوبات نزدیک به سطح حداکثر ۳/۳۱٪ وزنی است در صورتی که در اثر فعالیت باکتری‌های SRB معمولاً ترکیبات دارای گوگرد بیشتر مانند FeS تشکیل می‌شود [۱۷ و ۱۴، ۸].

از آنجایی که خوردگی در قسمت انتهایی خط لوله<sup>۱</sup> که گاز در آن حرکت یا جریان ندارد، رخ داده است مقدار تنش برشی ۱ Pa که مقدار حداقل قابل استفاده در مدل می‌باشد برای محاسبات در نظر گرفته شد. بدیهی است با افزایش تنش برشی نرخ خوردگی نیز افزایش می‌یابد. سایر اطلاعات مورد نیاز جهت محاسبه نرخ خوردگی از استاندارد مربوطه به‌دست آمد [۱۶]. تغییرات نرخ خوردگی با تغییر دما در شکل ۳ نشان داده شده است.



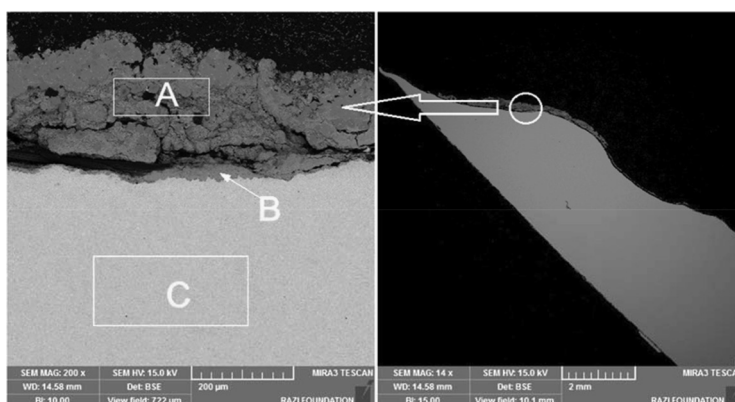
شکل ۳ نرخ خوردگی فولاد کربنی در محلول آبی حاوی گاز دی‌اکسید کربن جهت مقایسه با خوردگی داخلی لوله ۸ in فشار کل ۲۵۰ psi و غلظت  $\text{CO}_2$  برابر با ۱/۲ و ۲٪ مولی

همان‌طور که در شکل ۳ مشاهده می‌شود نرخ خوردگی ناشی از گاز  $\text{CO}_2$  در شرایط فوق و برای غلظت ۲٪ مولی گاز  $\text{CO}_2$  بین ۱/۸ تا ۲/۹ mm/year و برای غلظت ۱/۲٪ مولی بین ۱/۳ تا ۲/۱ mm/year متغیر است. البته نرخ خوردگی فوق با فرض وجود رطوبت در خط لوله و ثابت بودن غلظت گاز  $\text{CO}_2$  محاسبه شده است. بدیهی است در شرایط عملیاتی بهینه امکان تشکیل رطوبت در خط لوله پایین بوده و غلظت گاز  $\text{CO}_2$  نیز کمتر از حداکثر مجاز آن می‌باشد. به همین دلیل به نظر می‌رسد نرخ خوردگی لوله در شرایط عملیاتی کمتر از مقدار پیش‌بینی شده توسط مدل NORSOK می‌باشد. لذا نرخ خوردگی متوسط ۰/۷۳ mm/year که با توجه به اندازه‌گیری ضخامت لوله مشخص شده است و در نتیجه سوراخ شدن لوله گاز در طی مدت بهره‌برداری کاملاً منطقی به نظر می‌رسد.

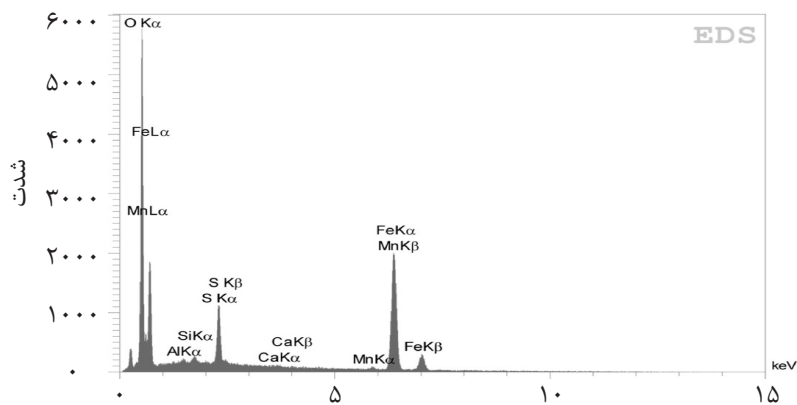


جدول ۴ آنالیز شیمیایی در نقاط مختلف لوله‌های ارسالی که در شکل‌های ۴ و ۵ نشان داده شده‌اند (درصد وزنی)

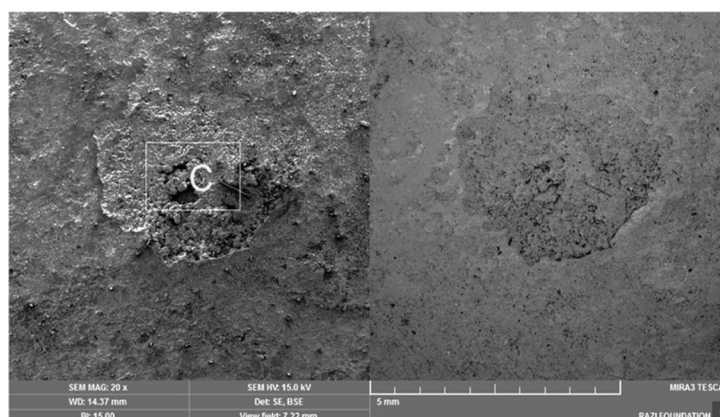
C	Al	O	Mg	S	Mn	Ca	Fe	Si	P	K	عنصر منطقه
۱۷/۶۳	۰/۲۵	۳۹/۸۹	-	۲/۵۱	۰/۲۴	۰/۳۳	۳۸/۷۷	۰/۳۸	-	-	شکل ۴ منطقه A
۱۰/۳۰	۰/۱۳	۴۱/۳۱	-	۳/۳۱	۰/۵۱	۰/۱۰	۴۴/۰۸	۰/۲۶	-	-	شکل ۴ منطقه B
۵/۸۹	۰/۱۸	۲/۲۱	-	۰/۱۹	۰/۵۷	۰/۰۶	۹۰/۶۱	۰/۲۹	-	-	شکل ۴ منطقه C
۱۳/۷۷	۰/۵۰	۴۳/۵۵	۰/۰۵	۰/۲۱	۰/۲۰	۰/۱۴	۴۱/۰۶	۰/۳۰	-	۰/۲۱	شکل ۶ منطقه C



شکل ۴ تصویر SEM از مقطع عرضی حفره ایجاد شده در لوله در ۸ in و محل‌های آنالیز عنصری



شکل ۵ طیف EDS مربوط به آنالیز ناحیه B شکل ۴



شکل ۶ تصویر SEM از رسوب‌های سطح داخلی لوله ۸ in

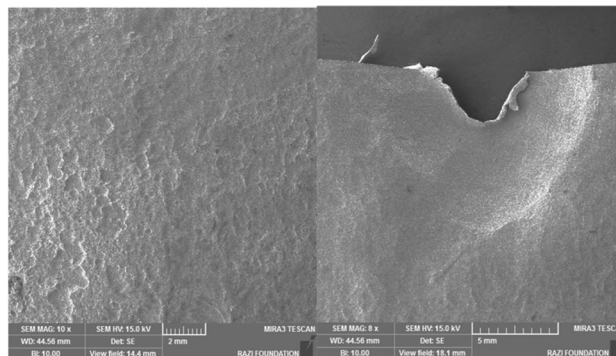
شکل و مورفولوژی سطح زیر رسوبها و بررسی شکل حفره‌های ناشی از خوردگی ابتدا باید رسوب روی سطح به وسیله اسیدشویی (استفاده از محلول اسیدشویی حاوی بازدارنده) زدوده شود. در شکل ۷ وضعیت سطح داخلی لوله پس از اسیدشویی نشان داده شده است. همان‌طور که مشخص است هیچ‌گونه حفره عمیق یا دارای لبه تیز و یا حفره‌ای که دارای دهانه کوچک و قسمت انتهایی بزرگ باشد در زیر رسوبها مشاهده نمی‌شود. سطح داخلی دچار خوردگی موضعی شده که پیشرفت آن در یک قسمت نهایتاً منجر به سوراخ شدن لوله شده است. با توجه به عدم مشاهده بقایای میکروارگانیزمها و عدم وجود سایر مشخصه‌های خوردگی میکروبی، احتمال وقوع خوردگی میکروبی ناچیز می‌باشد. لذا تنها مکانیزم تخریب محتمل برای خوردگی داخلی لوله بررسی شده، با توجه به سرویس کاری، خوردگی ناشی از وجود گاز  $\text{CO}_2$  می‌باشد. محاسبات تخمین نرخ خوردگی ناشی از گاز  $\text{CO}_2$  در شرایط عملیاتی خط لوله مورد نظر نیز نشان داد که در این شرایط امکان بروز خوردگی ناشی از گاز  $\text{CO}_2$  با نرخ مشابه آنچه رخ داده است بالا است.

#### آنالیز XRD

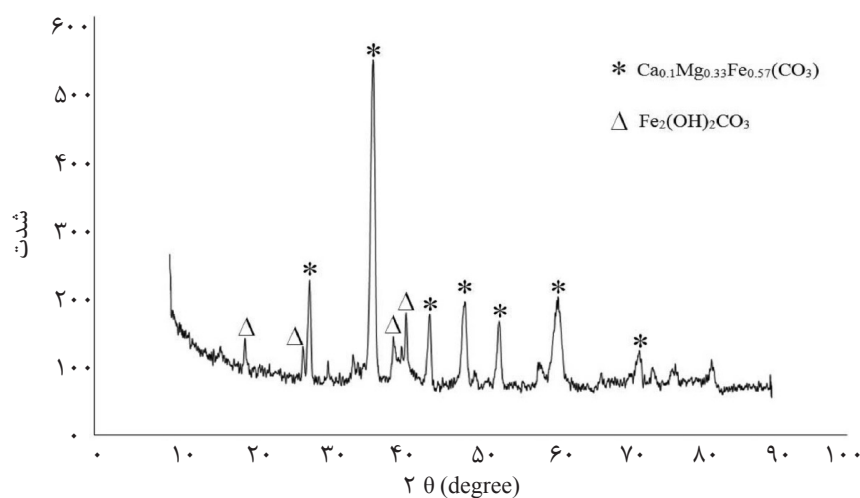
جهت تعیین ترکیب شیمیایی رسوبات درون لوله از روش XRD استفاده شد. نتایج حاصل در شکل ۸ نشان داده شده است.

با توجه به اینکه خط لوله ۸ in برای انتقال گاز طبیعی تصفیه شده به کار برده شده است، به نظر می‌رسد منشاء عنصر گوگرد موجود در رسوبات، ترکیبات مرکابتانی باشد که برای ایجاد بو به گاز اضافه می‌شوند [۱۸]. در شکل ۵ طیف حاصل از آنالیز EDS منطقه B شکل ۴ نشان داده شده است. نکته قابل توجه دیگر، عدم وجود فسفر قابل اندازه‌گیری در نتایج آنالیز عنصری است. از آنجایی که میکروارگانیزمها دارای ATP<sup>۱</sup> هستند، معمولاً در نتایج مربوط به آنالیز EDS محل حضور میکروارگانیزمها، پیک مربوط به فسفر مشاهده می‌شود [۶].

در شکل ۶ قسمتی از رسوب داخل سطح لوله برداشته شده تا بتوان رسوب زیرین را آنالیز نمود. نتایج حاصل نشان می‌دهد که رسوب زیرین بیشتر شامل عناصر آهن و اکسیژن است و مقدار عنصر گوگرد ناچیز می‌باشد. لذا با توجه به نتایج آنالیز رسوبات داخلی و همچنین شکل ظاهری یا مورفولوژی سطحی قسمت سوراخ شده به نظر می‌رسد خوردگی میکروبی ناشی از باکتری‌های SRB باعث ایجاد حفره در لوله نشده است. به عقیده برخی از محققین شکل و مورفولوژی حفره‌های ناشی از خوردگی میکروبی دارای مشخصه‌های خاصی مانند لبه‌های مشخص و یا رشد در زیر سطح است [۲۱-۱۷، ۱۹، ۱۴]. لذا برای بررسی



شکل ۷ تصاویر SEM از سطح داخلی لوله ۸ in پس از اسیدشویی



شکل ۸ نتیجه حاصل از آنالیز XRD رسوب سطح داخلی لوله ۸ in

۵ تا ۷) است.

۲- براساس نتایج حاصل از کوانتومتری، ترکیب شیمیایی لوله‌ها با استاندارد API 5L Gr.B مطابقت دارد.

۳- با توجه به اینکه در آنالیز شیمیایی رسوبات موجود بر روی سطح داخلی لوله ۸ in مقدار عنصر گوگرد قابل ملاحظه نبود و با توجه به شکل ظاهری قسمت خورده شده و عدم وجود حفره‌های کوچک و عمیق، احتمال تخریب به دلیل خوردگی میکروبی ناشی از فعالیت میکروارگانیسم‌های SRB بسیار ضعیف خواهد بود.

۴- نتایج آنالیز رسوبات با استفاده از تکنیک EDX نشان داد کربن حضور قابل توجهی در رسوبات تشکیل شده در اطراف نقاط خورده شده دارد.

۵- نتایج آنالیز رسوبات سطح داخلی با استفاده از روش XRD نشان داد کربنات آهن جزء اصلی تشکیل‌دهنده آن‌ها است.

۶- با توجه به سرویس کاری خط لوله ۸ in، حضور ترکیبات دارای کربنات آهن در رسوب سطح داخلی و نتایج تخمین نرخ خوردگی ناشی از گاز  $\text{CO}_2$ ، محتمل‌ترین علت تخریب لوله ۸ in، خوردگی ناشی از گاز دی‌اکسیدکربن به‌علت ورود رطوبت در برخی زمان‌ها و حضور گاز  $\text{CO}_2$  است.

با توجه به نتایج، ترکیبات دارای اجزاء آهن و کربنات مانند  $\text{Ca}_{0.1}\text{Mg}_{0.33}\text{Fe}_{0.57}(\text{CO}_3 \text{Fe}_2(\text{OH})_2\text{CO}_3)$  در رسوب داخل لوله حضور داشته‌اند. ترکیبات کلسیم و منیزیم احتمالاً در آب ورودی به خط لوله وجود داشته‌اند. در برخی تحقیقات بر روی خوردگی ناشی از گاز  $\text{CO}_2$ ، ترکیبات کربنات آهن مشابه بر روی نمونه‌های فولاد کربنی آزمایش شده تشکیل شده است [۲۲]. همچنین در تحقیقات دیگر، ترکیب  $\text{Fe}_2(\text{OH})_2\text{CO}_3$  به‌عنوان محصول خوردگی فولاد در محلول آبی حاوی گاز دی‌اکسیدکربن شناخته شده است [۲۳ و ۲۴]. لذا به نظر می‌رسد با توجه به حضور گاز  $\text{CO}_2$  و رطوبت در ترکیب گاز طبیعی به‌خصوص در زمان‌هایی که شرایط عملیاتی بهینه نبوده است، خوردگی ناشی از گاز  $\text{CO}_2$  رخ داده و ترکیبات مرتبط با کربنات آهن بر روی سطح داخلی تشکیل شده است. وجود این ترکیبات در سطح داخلی لوله یکی از علائم مهم بروز خوردگی ناشی از گاز دی‌اکسیدکربن است [۲۵].

### نتیجه‌گیری

با توجه به بررسی‌های انجام گرفته نتایج زیر حاصل گردید:

۱- تخریب لوله ۸ in به‌واسطه وقوع خوردگی از سطح داخلی و در قسمت پایینی لوله (بین ساعت



## مراجع

- [1]. Zou C. J., Zhao P. W., Wang M., Liu D. L., Wang H. D. and Zhang W., "Failure analysis and faults diagnosis of molecular sieve in natural gas dehydration," Eng. Fail Anal., Vol. 34, pp.115-120, 2013.
- [2]. Mokhatab S., Poe W. A. and Mak J. Y., "Handbook of natural gas transmission and processing," 3<sup>rd</sup> ed., Elsevier Science & Technology, 2015.
- [3]. Fontana M. G., "Corrosion engineering," 3<sup>rd</sup> ed., McGraw-Hill Book Company Inc., pp. 1-197, 1987.
- [4]. De Waard C., Lotz U. and Dugstad A., "Influence of liquid flow velocity on CO<sub>2</sub> corrosion: a semi-empirical model," Corrosion, Vol. 95, Orlando, No.128, 1995.
- [5]. Kermani M. B. and Morshed A., "Carbon dioxide corrosion in oil and gas production-a compendium," Corrosion, Vol. 59, pp. 659-683, 2003.
- [6]. Little B. J., Lee J. S., "Microbiologically influenced corrosion," John Wiley & Sons, Inc., 2007.
- [7]. Barton LL., "Sulfate-reducing bacteria," Kluwer Academic Publishers, 1995.
- [8]. Little B. J., Wagner P. and Mansfeld F. B., "Microbiologically influenced corrosion of metals and alloys," Int. Mater. Rev., Vol. 36, No. 20, pp. 253-272, 1991.
- [9]. ASTM E407, "Standard practice for microetching metals and alloys," ASTM International, 2007.
- [10]. ASTM E415, "Standard test method for atomic emission vacuum spectrometric analysis of carbon and low-alloy steel," ASTM International, 2008.
- [11]. Sherman R. E., "Analytical instrumentation: practical guides for measurement and control," Instrument Society of America, 1996.
- [12]. ASTM G1, "Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens," ASTM International, 2003.
- [13]. API 5L, "Specification for line pipe," American Petroleum Institute, 2013.
- [14]. Javaherdashti R., "Microbiologically influenced corrosion: an engineering insight," Springer, 2008.
- [15]. API 570, "Piping inspection code: in-service inspection, rating, repair, and alteration of piping system," 2009.
- [16]. Norsok M-506, "CO<sub>2</sub> corrosion rate calculation model," Norwegian Standard, 2005.
- [17]. Little B. J., Lee J. S. and Ray R. I., "Diagnosing microbiologically influenced corrosion: a state-of-the-art review," Corrosion, Vol. 62, No. 11, pp. 1006-1017, 2006.
- [18]. IGS-M-CH-38, "Odorant to be used for odorization of natural gas," Iranian Gas Standards, 2009.
- [19]. Kobrin, G., "Reflexions on microbiologically induced corrosion of stainless steels," Proceedings of International Conference on Biological Induced Corrosion, In: Dexter S.C. (Ed.), National Association of Corrosion Engineers, Houston, TX, pp. 33-46, 1986.
- [20]. Becker W.T., Shipley R.J., "Failure analysis and prevention," Metals Handbook, Vol. 11, 9<sup>th</sup> ed. ASM International, 2002.
- [21]. Durning E.D.D., "Corrosion atlas," Elsevier Science, 1997.
- [22]. Zhao G., Lv X., Li H. and Lu M., "Effect of temperature on CO<sub>2</sub> corrosion behaviour of P110 steel," J. Chin.

Soc. Corr. Pro., Vol. 25, No. 2, pp 93-96, 2005.

[23]. Pandarinathan V., Lepková K. and Bronswijk W., "Chukanovite ( $Fe_2(OH)_2CO_3$ ) identified as a corrosion product at sand-deposited carbon steel in  $CO_2$ -saturated brine," Corros. Sci., Vol. 85, pp 26-32, 2014.

[24]. Azoulay I., Rémazeilles C. and Refait Ph., "Corrosion of steel in carbonated media: The oxidation processes of chukanovite ( $Fe_2(OH)_2CO_3$ )," Corros. Sci., Vol. 85, pp 101-108, 2014.

[25]. Shi L., Wang C. and Zou C., "Corrosion failure analysis of L485 natural gas pipeline in  $CO_2$  environment," Eng. Fail Anal., Vol. 36, pp 372-378, 2014.



## Petroleum Research

Petroleum Research 2018(June-July), Vol. 28, No. 99. 22-24

DOI: 10.22078/pr.2017.2791.2298

# Failure Analysis of an 8-inch Urban Gas Distribution Steel Pipeline

Mohammad Shayegani Akmal \*, Amir Pasha and Azin Ahmadi

Metal Corrosion Research Group, Industrial Protection Research Department, Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran

shayeganim@ripi.ir

Received: May/16/2017

Accepted: December/23/2017

## Abstract

The use of carbon steel is conventional for the transmission and distribution of treated natural gas. In order to control the internal corrosion of the gas transfer pipelines, the moisture content is removed in dehydration unit. In addition, the amount of CO<sub>2</sub> gas is limited to less than 2%. In this study, the cause of the failure of an 8-inch gas distribution pipeline is investigated. The pipeline was not in service for two years and then it was in operation for 6 years before the failure. Microscopic examinations, as well as chemical analyzes such as EDS and XRD, were used to determine the possible mechanisms of damage. In addition, the NORSOK CO<sub>2</sub> corrosion model was used to determine the corrosion rate in operating conditions. The results showed that corrosion caused by carbon dioxide is the most likely cause of internal corrosion of the pipeline and the occurrence of the leakage.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> Corrosion, Failure Analysis, Carbon Steel, Natural Gas, Pipeline.

## Introduction

Considering the relatively high corrosion rate of carbon steel in the environment, mitigation methods should be considered to prevent corrosion of steel pipelines. Such methods include coating and cathodic protection to control external surface corrosion and removing moisture and corrosive gases to prevent internal corrosion [1]. The presence of corrosive gases, such as

CO<sub>2</sub>, can lead to internal corrosion and failure of the pipelines [2]. Another corrosion mechanism which may cause corrosion of the gas pipelines is microbial corrosion [1]. Microorganisms do not directly damage the metal. Instead, products derived from their activity exacerbate certain types of corrosion, such as pitting corrosion, crevice corrosion, and under deposit corrosion [3, 4]. In this study, the cause of the corrosion of an

8-inch gas distribution pipeline was investigated.

### Experimental Procedure

In order to investigate the microstructure of the pipe material and to ensure the absence of microstructural defects, especially in the perforated area, samples of the tube were made at a cross-section near the perforation site. The chemical composition of the pipe material was determined using Spark Atomic Emission Spectrometry according to ASTM E415-14 [5]. In order to determine the nature of the deposits formed on the inner surfaces of the pipe, these surfaces were evaluated in near-hole areas by using a scanning electron microscope (SEM) equipped with Field Emission Gun (FEG) and Energy Separation Spectroscopy (EDS). In addition, X-ray diffraction technique (XRD) was used to determine the main compounds present in the precipitate formed on the inner surface of the pipe.

### Discussion and Results

The results of the 8-inch tubular chemical analysis are presented in Table 1. As can be seen from the results, the chemical composition of the pipe material conforms to API 5L Gr.B [6].

Figure 1 shows the hole created in the 8-inch tube. As can be seen, there are no corrosion effects on the external surface, and internal corrosion has been occurred. Figure 2 (a) shows the inner surface of the 8 inch pipe around the hole created. As can be seen, there are signs of localized corrosion, but only at one location, the hole has been created. In Figure 2 (b), the deposits formed on the inner surface of the pipe are shown. No significant tubercles were observed on the inner surface, especially in the lower position of the tube. The presence of such tubercles is an indication of the occurrence of microbial corrosion [7, 8].

Table 1: Chemical composition of the pipe material and API 5L-PSL1 Gr.B requirement.

Elements	C	Mn	P	S	V+Nb	V+Nb+Ti	Fe
Pipe material	0.11	0.82	0.014	0.010	0.009	0.018	Bal.
API 5L-PSL1 Gr.B	0.26	1.2	0.030	0.030	0.06	0.15	Bal.
	max	max	max	max	max	max	



Figure 1: The external surface of the 8-inch pipe, the pipe was perforated due to internal corrosion.

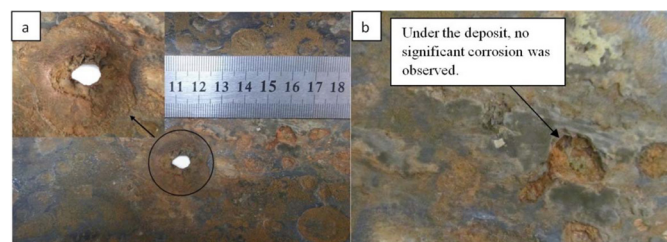


Figure 2: The internal surface of the 8-inch pipe (a) the hole formed and (b) no significant corrosion occurred under the deposit.

The results of the deposit analysis using the EDS analyzer are shown in Table 2, and the image of the points examined is shown in Figure 3.

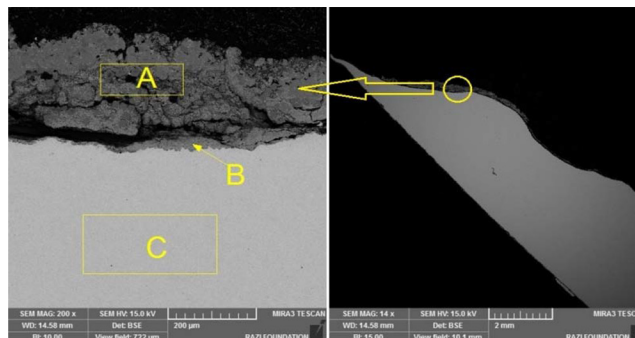
### Conclusion

The causes of failure in the tubes of a boiler were studied by various microscopic and analytical techniques. Based on the results of chemical analysis, the chemical composition of the pipe material conforms to API 5L Gr.B standard. The

failure of the 8-inch pipe was due to corrosion from the internal surface. Due to the fact that the chemical analysis of deposits on the inner surface of the pipe did not show significant amount of sulfur, and due to the absence of small and deep pits, the probability of failure due to microbial corrosion caused by SRB microorganisms is very weak. The presence of iron carbonate compounds in the deposit shows the most likely cause of the failure is CO<sub>2</sub> corrosion.

**Table 2: Chemical analysis at different points shown in Fig. 3.**

Element (Wt.%)	C	Al	O	S	Mn	Ca	Fe	Si
(Figure 3) A	17.63	0.25	39.89	2.51	0.24	0.33	38.77	0.38
(Figure 3) B	10.30	0.13	41.31	3.31	0.51	0.10	44.08	0.26
(Figure 3) C	5.89	0.18	2.21	0.19	0.57	0.06	90.61	0.29



**Figure 3: SEM image of the hole cross-section and EDS analysis locations.**

### References

[1]. Fontana M. G., "Corrosion Engineering," 3<sup>rd</sup> ed., McGraw-Hill Book Company Inc., pp. 1-197, 1987.

[2]. Kermani M. B. and Morshed A., "Carbon dioxide corrosion in oil and gas production-a compendium," Corrsion, Vol. 59, pp. 659–683, 2003.

[3]. Barton L. L., "Sulfate-reducing bacteria," Kluwer Academic Publishers, 1995.

[4]. Little B. J., Wagner P. and Mansfeld F. B., "Microbiologically influenced corrosion of metals and alloys," International Materials Reviews, Vol. 36, No. 20, pp. 253–272, 1991.

[5]. ASTM E407, "Standard practice for microetching metals and alloys," ASTM International, 2007.

[6]. API 5L, "Specification for line pipe," American Petroleum Institute, 2013.

[7]. Little B. J., Lee J. S., "Microbiologically influenced corrosion," John Wiley and Sons, Inc., 2007.

[8]. Javaherdashti R., "Microbiologically influenced corrosion: an engineering insight," Springer, 2008.

[9]. Little B. J., Lee J. S. and Ray R. I., "Diagnosing microbiologically influenced corrosion: a state-of-the-art review," Corrsion, Vol. 62, No. 11, pp. 1006-1017, 2006.