

# بررسی مکانیزم و علل تخریب محل نشتی خط لوله مدفون خروجی ایستگاه تقلیل فشار گاز

مجتبی سلطانیپور<sup>۱</sup>، ابراهیم محسنی هماگرانی<sup>۲</sup>، فرزاد عباسیان<sup>۱</sup>، میثم رسولی<sup>۱</sup>

۱. واحد بازرسی فنی، شرکت گاز استان اصفهان، اصفهان، ایران

۲. مدیرعامل، شرکت گاز استان اصفهان، اصفهان، ایران

آدرس پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبات: [mojtaba\\_sol@yahoo.com](mailto:mojtaba_sol@yahoo.com)

مقاله علمی-کاربردی

صفحه ۸ - ۱۷

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۴/۰۲/۱۷

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۱۱/۳۰

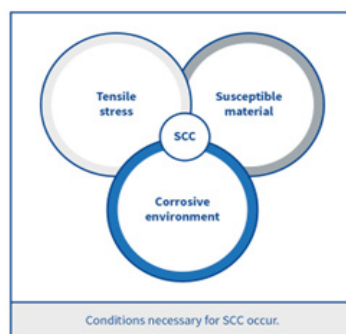
## چکیده

ایستگاه‌های تقلیل فشار، نقش کلیدی در توزیع گاز طبیعی به صنایع و مشترکان خانگی ایفا می‌کنند. بروز نشتی در خطوط لوله این ایستگاه‌ها علاوه بر ایجاد خطر انفجار، می‌تواند منجر به قطع گاز در مناطق پایین‌دست شود. با توجه به اهمیت موضوع در این پژوهش، نشتی مشاهده شده در خط لوله ۶ اینچ مدفون در خاک، در خروجی یکی از ایستگاه‌های تقلیل فشار متعلق به شرکت گاز استان اصفهان مورد بررسی قرار گرفته است. پس از جداسازی ناحیه معیوب و بررسی چشمی، آزمایش‌های متالوگرافی، آنالیز شیمیایی، سختی‌سنجی و کشش بر روی نمونه انجام شد. نتایج این آزمایش‌ها، همراه با بررسی سوابق لوله و مشخصات خاک اطراف، نشان داد که دو مکانیزم خوردگی شیاری و خوردگی توأم با تنش (Stress Corrosion Cracking - SCC) در فرآیند تخریب نقش داشته‌اند. در نهایت، مکانیزم خوردگی توأم با تنش منجر به ایجاد ترک و عامل اصلی نشتی در لوله شده است. وجود تنش کششی در لوله و حضور محیط خورنده، شرایط لازم برای وقوع SCC را فراهم کرده و با جوانه‌زنی و رشد ترک، نشتی به وقوع پیوسته است.

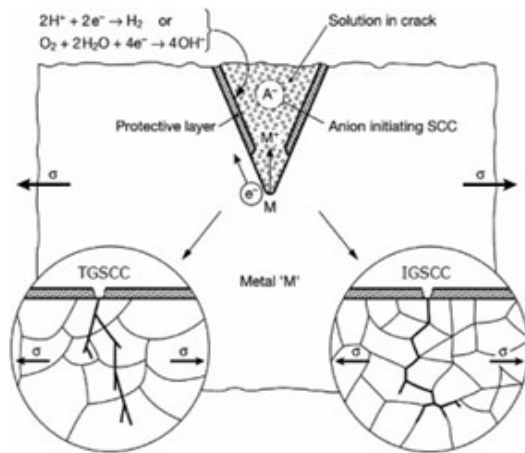
کلیدواژه‌ها: لوله، خوردگی شیاری، خوردگی توأم با تنش، نشتی، ترک

## ۱. مقدمه

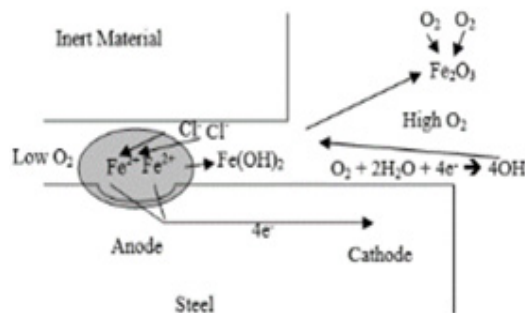
ترک خوردگی توأم با تنش (SCC) نوعی از ترک در فلز است که به دلیل اثر ترکیبی خوردگی و تنش کششی رخ می‌دهد [۱]. مطابق شکل این نوع خوردگی در اثر وجود توأم محیط خورنده، فلز مستعد به خوردگی و تنش کششی اتفاق می‌افتد.



شکل ۱: شماتیک شرایط لازم برای خوردگی [۲]



شکل ۲: شماتیک جوانه‌زنی و رشد خوردگی SCC [۵]



شکل ۳: شماتیک مکانیزم خوردگی شیاری [۸]

با توجه به خسارات خوردگی توأم با تنش، بررسی آن از اهمیت بالایی برخوردار است. برای نمونه در سال ۲۰۰۱، بخشی از خط لوله Trans-Alaska به دلیل SCC ترک خورد و باعث شکست و گسیختگی یک بخش ۳۴ فوتی از خط لوله شد که منجر به نشت بیش از ۲۸۵۰۰۰ گالن نفت خام گردید [۹]. همچنین در سال ۲۰۰۹، یک اتوکلوا کوارتز ۵۰ فوتی در کارخانه‌ای در Belvidere، ایلینویز به دلیل SCC به شدت پاره شد و این حادثه یک کشته و یک مجروح بر جای گذاشت [۱۰].

## ۲. روش تحقیق

شرایط عملیاتی و متریال لوله مورد تحقیق در (جدول ۱) آمده است. پس از برشکاری لوله و جداسازی نمونه ترک خورده مطابق (شکل ۴) اقدام به انجام آزمایشات مختلف به شرح ذیل بر روی نمونه لوله مورد نظر گردید تا بتوان مکانیزم تخریب محل نشستی را تعیین نمود.

ترک‌های SCC شبیه به ترک‌هایی که در شکست ترد ایجاد می‌شوند، می‌باشند. ترک‌های SCC به دو شکل بین‌دانه‌ای و مرزدانه‌ای رشد می‌کنند که ترک‌های بین‌دانه‌ای از داخل دانه‌ها و ترک‌های مرزدانه‌ای از مرز دانه‌ها عبور می‌کنند. نوع ترک ایجادشده به محیط خورنده و ساختار فلز بستگی دارد. از آنجا که مرز دانه‌ها جزو نواحی پراثری ریزساختار محسوب می‌شوند، معمولاً محل تجمع رسوبات بوده و در نتیجه ترک نیز تمایل دارد از این نواحی رشد کند. با این حال، مقدار pH محیط نیز در نوع و شکل ترک نقش مؤثری ایفا می‌کند [۳].

مکانیزم‌های متفاوتی برای خوردگی SCC وجود دارد اما مهم‌ترین آن‌ها مکانیزم حل شدن می‌باشد. این مکانیزم شامل جوانه‌زنی و رشد ترک می‌باشد که مرحله جوانه‌زنی توسط واکنش‌های حل شدن خوردگی اتفاق می‌افتد. این مکانیزم شامل مراحل زیر می‌باشد [۴]:

- ۱) حل شدن اولیه سطح فلز در اثر خوردگی و تشدید حل شدن در اثر تنش،
- ۲) تشکیل فیلم محصولات خوردگی در دیواره ترک و شکست آن در اثر تنش،
- ۳) نفوذ مجدد عوامل اکسید کننده به داخل ترک و خورده شدن نوک ترک،
- ۴) شکست فیلم غیرفعال و شکست مجدد آن در اثر تنش.

خوردگی موضعی شیاری نیز یکی از خوردگی‌های موضعی خطرناک می‌باشد که در خطوط لوله می‌تواند به دلیل پوشش نامناسب رخ دهد. این نوع خوردگی به دلیل نفوذ سیال خورنده یا رطوبت به روزنه‌ها و سطوحی مانند زیر واشرها، زیر رسوبات و شیاری‌های پیچ و مهره‌ها و ایجاد محیط مرده بوجود می‌آید [۶].

ابتدا واکنش اکسیداسیون و احیا مطابق (شکل ۳) به‌طور یکنواخت روی تمام سطح از جمله داخل شیاری اتفاق می‌افتد. با تخلیه یا تمام شدن اکسیژن شیاری و تشکیل پیل اختلاف دمشی اکسیژن داخل شیاری خورده شده و بیرون محافظت می‌گردد. با تجمع یون‌های فلزی در داخل شیاری و میل یون کلر جهت ترکیب با آن‌ها، یون‌های کلر به داخل شیاری مهاجرت کرده و در حضور آب می‌تواند باعث تشکیل HCl شود و با ایجاد یک فرایند اتوکاتالیتیک سرعت پیشرفت خوردگی افزایش می‌یابد [۷].

جدول ۱: شرایط عملیاتی و متریال خط لوله مورد تحقیق

نوع لوله	نوع پوشش	عمق دفن (متر)	سال نصب خط	فشار لوله PSI	سایز لوله اینچ
API 5L Grade B	نوار دستی	۱/۷	۱۳۷۰	۶۰	۶

### ۳. نتایج

#### ۳-۱. مشاهدات چشمی

پس از بررسی چشمی لوله معیوب مطابق (شکل ۵) موارد زیر مشهود می‌باشد:

(۱) وجود نشستی به دلیل وجود ترک‌های عرضی ایجاد شده روی بدنه لوله بوده است.

(۲) ضخامت اطراف محل ترک روی لوله به صورت میانگین ۴/۴ میلی‌متر اندازه‌گیری گردید.

(۳) خوردگی موضعی داخلی یا کاهش ضخامت محسوسی در لوله مورد بررسی مشاهده نگردید.

(۴) مطابق (شکل ۵) آثار خوردگی موضعی زیر پوشش به همراه تجمع محصولات خوردگی مشاهده گردید به نحوی که در محل قرار گرفتن لوله نوارها، شیارهایی روی سطح خارجی لوله به دلیل خوردگی ایجاد شده است. هم‌چنین در بسیاری از نواحی لوله، خوردگی باعث جدا شدن پوشش از سطح لوله گردیده است.



(ب)

(الف)

شکل ۵: تصاویر لوله خورده شده و محصولات خوردگی زیر پوشش

(۵) هم‌پوشانی نوارهای پوشش اجرا شده روی خط لوله در حدود ۲۵ درصد بوده است.

(۱) در ابتدا نمونه ترک به صورت چشمی مورد بررسی قرار گرفت و کلیه شواهد و مشاهدات بازرسی چشمی گزارش گردید.

(۲) آنالیز شیمیایی و تعیین ترکیب شیمیایی نمونه لوله مورد آزمایش مطابق استاندارد (ASTM E415(2021) Spark Atomic Emission Spectrometry [۱۱] به روش انجام پذیرفت.

(۳) آزمون کشش که پس از ساختن ۲ نمونه استاندارد از لوله مورد آزمایش مطابق استاندارد مرجع ISO 6892 [۱۲] انجام پذیرفت و نتایج به صورت میانگین گزارش گردید.

(۴) آزمون سختی سنجی به روش ویکرز بر روی سه جایگاه از نمونه مورد نظر مطابق استاندارد ملی ۱-۷۸۱۰ انجام گرفت و نتایج به صورت میانگین گزارش گردید.

(۵) آزمون متالوگرافی: پس از سنباده کاری و پولیش دو نمونه جدا شده از محل ترک و اطراف آن، با محلول نایتال ۲ درصد عملیات اچ کردن انجام شد و ریزساختار نمونه زیر میکروسکوپ نوری توسط نرم‌افزار آنالیز تصویری Clemex مورد بررسی قرار گرفت و با عکس‌های واقعی جمع‌آوری شده در تحقیق صورت گرفته توسط دولت فدرال آمریکا مقایسه و راستی آزمایی گردید [۱۳ و ۱۴].



شکل ۴: نمونه تمیزکاری شده از محصولات خوردگی جهت انجام آزمایشات و نمایش ترک اصلی منجر به نشستی

(۶) به منظور بررسی محیط خورنده، آنالیز خاک اطراف محل نشستی مطابق استاندارد ASTM C25 [۱۴] انجام گرفت.





شکل ۸: ناحیه تغییر فرم یافته انتهای محل برش



شکل ۶: هم پوشانی نوار پوشش اجرا شده

### ۲-۳. متالوگرافی

نتایج متالوگرافی از دو جایگاه نمونه ترک اصلی و ترک ثانویه که منجر به نشتی نشده است در (شکل های ۹، ۱۰ و ۱۱) قابل مشاهده می باشد. با توجه به ریزساختار نمونه و مقایسه با تصاویر ترک های SCC [۱۳ و ۱۴] موارد زیر مشهود می باشد:

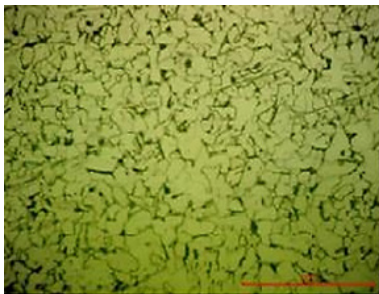
(۱) ساختار لوله شامل فریت و پرلیت می باشد و تغییر محسوسی در سایز یا شکل دانه بندی ریزساختار مشاهده نمی شود.

(۲) فاز ثانویه یا ناخالصی مشهودی در ساختار وجود ندارد.

(۳) ضخیم شدن مرز دانه به دلیل تجمع رسوبات روی مرز دانه ها در ساختار مشاهده نمی شود.

(۴) اطراف محل ترک محصولات خوردگی مشاهده می شود که در دهانه ترک تجمع یافته است.

(۵) در اطراف محل ترک، میکرو ترک های زیادی وجود دارد که هنوز به مرحله رشد نرسیده اند.



شکل ۹: اطراف محل ترک در بزرگنمایی ۵۰۰ و میکرو ترک های موجود در ساختار

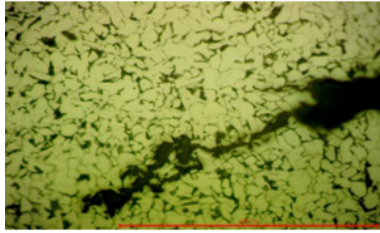
(۶) مطابق (شکل ۷) ترک های دیگری نیز در اطراف محل نشتی مشاهده گردید که هنوز منجر به نشتی نشده بود.

(۷) بررسی وضعیت ظاهری لوله بریده شده نشان می دهد که این قسمت از لوله خم غیر اصولی دارد و تحت تنش جوشکاری شده است. محل اصلی ترک ها نیز در مرکز خم لوله قابل مشاهده می باشد.



شکل ۷: ترک های مشاهده شده روی سطح لوله

(۸) مطابق (شکل ۸) در مقطع برش لوله (در لوله مورد بررسی) مشخص است که ناحیه انتهایی برش با تغییر فرم پلاستیک همراه بوده و این گواهی بر تحت تنش بودن لوله می باشد.

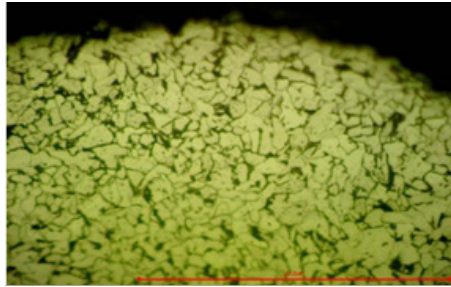


(ب)



(الف)

شکل ۱۰: نتایج متالوگرافی نمونه معیوب مربوط به ترک شماره یک منجر به نشستی: الف) بزرگنمایی ۲۰۰ برابر ب) بزرگنمایی ۵۰۰ برابر



شکل ۱۱: نتایج متالوگرافی نمونه معیوب (ترک شماره دو)

### ۳-۳. سختی سنجی

درصد وزنی بوده که در نمونه ارسالی ۰/۰۱۶ درصد وزنی گزارش شده است لیکن با توجه به ریزساختار و نتایج آزمون کشش تأثیر چندانی روی استحکام و ریزساختار لوله نداشته است.

سختی سنجی ویکرز اطراف محل ترک در سه نمونه و در سه نقطه برای هر نمونه انجام شده است که نتایج به صورت میانگین مطابق (جدول ۲) می باشد.

جدول ۳: نتایج آزمون آنالیز شیمیایی نمونه

ترکیب شیمیایی (wt%)						
Cr	Ni	S	P	Si	Mn	C
۰/۰۱۸	۰/۰۱۵	۰/۰۱۶	۰/۰۱۳	۰/۰۶۳	۰/۷۵۱	۰/۱۲۲

جدول ۲: نتایج سختی سنجی ویکرز نمونه

نمونه	نقطه ۱	نقطه ۲	نقطه ۳	میانگین (HV)
۱	۱۳۵/۸	۱۳۷/۳	۱۳۸/۳	۱۳۷/۱
۲	۱۳۲/۵	۱۴۰	۱۵۲/۲	۱۴۱/۵
۳	۱۳۹/۳	۱۳۳/۳	۱۴۱	۱۳۷/۸
	میانگین کل			۱۳۷/۸

### ۳-۵. استحکام کششی

نتایج آزمون کشش بر روی دو نمونه لوله مطابق (جدول ۴) می باشد.

جدول ۴: نتایج آزمون کشش نمونه

نمونه	استحکام تسلیم MPa	استحکام کششی MPa
جوش طولی	۳۷۸/۸	۴۵۰/۲
بدنه لوله	۳۴۲/۸	۴۴۱/۸

با توجه به استاندارد ساخت لوله API-5L [۱۷] نتایج آزمون کشش (استحکام تسلیم و کششی) نمونه مورد آزمایش مورد تأیید می باشد و استحکام کششی و تسلیم لوله مورد آزمایش در محدوده قابل قبول قرار دارد.

با توجه به نتایج سختی سنجی، سختی لوله در اطراف محل ترک با استاندارد IGS-M-PL-001 [۱۶] مطابقت داشته و مورد تأیید می باشد.

### ۳-۴. آنالیز شیمیایی

نتایج آنالیز شیمیایی و تعیین ترکیب شیمیایی نمونه لوله مورد آزمایش مطابق (جدول ۳) می باشد.

با توجه به درصد ترکیب شیمیایی و مطابقت با استاندارد ساخت لوله (API 5L)، کلیه عناصر در محدوده مجاز قرار دارند و تنها عنصر گوگرد مجاز در لوله API-5L Grade B مقدار ۰/۰۱۵

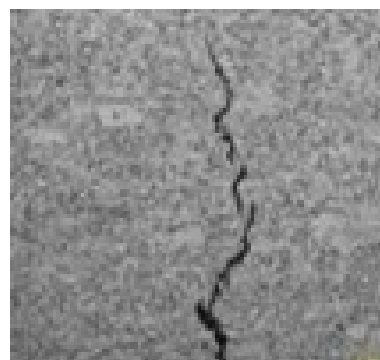
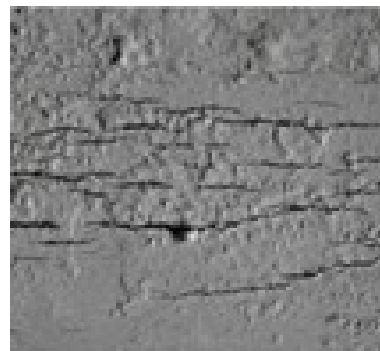
### ۳-۶. علل و مکانیزم تخریب

فرم پلاستیک ایجاد شده در لوله، تنش اعمالی از تنش تسلیم بیشتر بوده و از نظر تنشی شرایط برای وقوع خوردگی SCC فراهم بوده است. از آنجا که لوله Grade B مطابق استاندارد API 5L دارای استحکام تسلیم PSI ۳۵۵۰۰ می‌باشد و با توجه به تغییر فرم پلاستیک ایجاد شده در لوله، تنش پسماند کششی بیش از استحکام تسلیم (PSI ۳۵۵۰۰) بوده است [۱۷]. تنش‌های SCC از نوع کششی بوده و می‌توانند از نوع اعمالی، پسماند و حرارتی باشند. در نمونه حاضر به دلیل عدم فیت آپ مناسب و اعمال تنش بیش از حد به لوله زمان فیت آپ و جوشکاری، اعمال تنش کششی به لوله صورت گرفته است.

در (شکل ۱۲) چند نمونه ترک SCC جهت مطابقت با ترک‌های مشاهده شده در نمونه مورد آزمایش مشاهده می‌شود.

با توجه به مشاهدات انجام شده و نتایج آزمایشات، دو مکانیزم خوردگی برای لوله مورد نظر غالب می‌باشد: خوردگی توأم با تنش (SCC) و خوردگی شیاری که آثار خوردگی شیاری در محل قرار گرفتن پوشش روی لوله مشاهده گردید اما با توجه به جوانه‌زنی و رشد ترک و بروز نشستی از این ترک‌ها، علی‌رغم حضور خوردگی شیاری دلیل اصلی نشستی ایجاد شده در لوله، خوردگی توأم با تنش می‌باشد. در خصوص نمونه مورد آزمایش نیز به نظر می‌رسد ابتدا شروع ترک از نواحی مرز دانه بوده و با پیشرفت ترک در برخی مناطق، ترک از داخل دانه نیز عبور کرده است.

حد تنش مجاز برای مصونیت از نظر SCC بستگی به درجه حرارت، ترکیب شیمیایی فلز و ترکیب شیمیایی محیط دارد. به‌طور کلی حد تنش مجاز ۱۰ تا ۷۰ درصد تنش تسلیم می‌باشد که در لوله مورد نظر به دلیل تغییر



شکل ۱۲- ترک‌های SCC [۱۸]

SCC معمولاً در محیط‌های آبی واقع می‌شود و وجود اکسید کننده‌ها غالباً اثر زیادی بر تمایل به ترک خوردن نمونه دارد. محیط‌های مستعد به خوردگی SCC برای فولاد ساده کربنی در (جدول ۵) آمده است.

مطابق (شکل ۱۳) پس از جوانه‌زنی ترک در ابتدا سرعت حرکت ترک تقریباً ثابت است اما با پیشروی ترک سطح مقطع نمونه کاهش یافته و تمرکز تنش روی سایر سطح مقطع باقیمانده افزایش می‌یابد تا زمانی که شکست اتفاق افتد.



جدول ۵: شرایط مستعد جهت ایجاد خوردگی SCC در فلزات و آلیاژ [۱۹]

Aluminum alloys	NaCl-H <sub>2</sub> O, NaCl solutions, seawater, mercury
Copper alloys	Ammonia vapors and solutions, mercury
Gold alloys	FeCl <sub>3</sub> solutions, acetic acid-salt solutions
Inconel	Caustic soda solutions
Lead	Lead acetate solutions
Magnesium alloys	NaCl-K <sub>2</sub> Cr <sub>2</sub> O <sub>7</sub> solutions, rural and coastal atmospheres, distilled water
Nickel	Fused caustic soda
Carbon steels	NaOH solutions; NaOH-NaSiO <sub>3</sub> solutions; CaNO <sub>3</sub> , NH <sub>4</sub> NO <sub>3</sub> , and NaNO <sub>3</sub> solutions; mixed acids, (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> -HNO <sub>3</sub> ); HCN; H <sub>2</sub> S; seawater; NaPb alloy
Stainless steels	BaCl <sub>2</sub> , MgCl <sub>2</sub> solutions; NaCl-H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> solutions; seawater, H <sub>2</sub> S, NaOH-H <sub>2</sub> S solutions
Titanium	Red fuming nitric acid

#### ۴. نتیجه‌گیری (جدول ۶) آنالیز خاک اطراف محل نشستی را نشان می‌دهد.

با توجه به نتایج آزمایش‌ها، مشاهدات و بررسی‌های صورت گرفته علل تخریب لوله ترک خورده به شرح ذیل می‌باشد:

(۱) لوله تحت تنش و به‌صورت ناصحیح قبل از جوشکاری، فیت آپ شده و یک خم حدود ۱۰ میلی‌متری در لوله ایجاد کرده است که از محل ایجاد خم در حضور محیط خورنده، میکرو ترک‌ها فعال گردیده و با پیشروی مطابق مکانیزم‌های فوق‌الذکر منجر به نشستی شده است.

(۲) عدم پوشش کاری صحیح و رعایت نکردن دستورالعمل اعمال پوشش نوار سرد و نفوذ رطوبت به زیر پوشش و مهیا شدن شرایط خوردگی سطح خارجی لوله

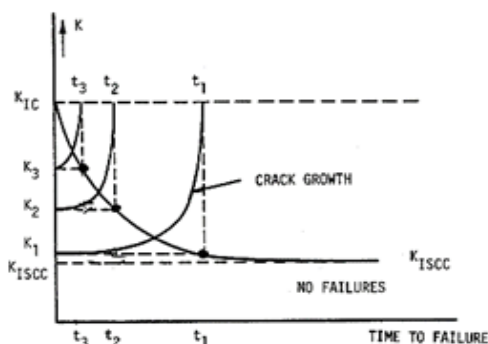
(۳) عدم تمیزکاری و آماده‌سازی سطح قبل از پوشش کاری باعث عدم پیوستگی پوشش و جلوگیری از چسبیدن نوار به روی لوله شده است.

با توجه به وجود محیط خورنده و تنش اعمالی ناشی از خم شدن در لوله، شرایط جهت ایجاد خوردگی SCC مهیا بوده و با جوانه‌زنی و رشد ترک، نشستی در لوله ایجاد شده که می‌توانست در آینده منجر به شکست و گسیختگی لوله شود. لذا با فیت آپ مناسب مطابق استاندارد ASME B31.8 [۲۰] و جلوگیری از تمرکز تنش در لوله و استفاده از پوشش‌های مقاوم به رطوبت مانند پلی‌اتیلن سه لایه می‌توان عامل تنش و خوردگی را حذف نمود و از خوردگی توأم با تنش جلوگیری کرد. از آنجا که فرایند

با توجه به وجود کانال آب در مجاورت محل نشستی مشاهده می‌گردد که رطوبت خاک نسبتاً بالا است و ضمن مشاهده محصولات خوردگی که معمولاً اکسید و هیدروکسیدهای آهن هستند و همچنین وجود کربنات و سولفات‌های کلسیم و سدیم در خاک و رسانایی الکتریکی بالای خاک، شرایط محیطی جهت وقوع SCC برای لوله دفنی مورد نظر وجود داشته است. حضور یون کلر نیز می‌تواند شرایط وقوع خوردگی SCC را مهیاتر نماید [۱۹].

جدول ۶: آنالیز خاک اطراف محل نشستی

pH	رطوبت (درصد)	یون کلر (درصد)	هدایت الکتریکی (ds/m)
۷/۹	۱۶/۱۱	۰/۰۵	۳/۷۳
یون سولفات محلول (درصد)	آهک (درصد)	بی کربنات (mg/lit)	
۰/۸۸	۱۹/۴۵	۶۱/۰۱	



شکل ۱۳: تمرکز تنش و رشد ترک تا مرحله گسیختگی

(2007), Crevice corrosion theory, mechanism and prevention methods, proceeding of the 3rd annual GRASP symposium, Wichita State University 27.

[8]. A. Salam, H. Makhlof, A. Botello, (2017), failure of the metallic structure due to microbiologically induced corrosion and the techniques for protection”, Handbook of Materials Failure Analysis.

[9]. Busenberg, J. George (2011), “The Policy Dynamics of the Trans-Alaska Pipeline System”, Review of Policy Research. 28 (5), 401–422.

[10]. NDK Crystal Case Study: Final Investigation Report (2013). US Chemical Safety and Hazard Investigation Board.

[11]. ASTM E415-21. (2021): Standard Test Method for Analysis of Carbon and Low-Alloy Steel by Spark Atomic Emission Spectrometry.

[12]. ISO 6892-1, (2019), Metallic materials Tensile testing, Part 1: Method of test at room temperature.

[13]. Jean A. Nehme, (2024), “Exploratory Testing of Stress Corrosion Cracking in Stainless Steels at Low Temperature, FHWA-HRT-24-132.

[14]. A. Turnbull. (2016). Stress Corrosion Cracking in Metals – Mechanism. in Reference Module in Materials Science and Materials Engineering.

[15]. ASTM G25(2024): Standard Test Methods for Chemical Analysis of Limestone, Quicklime, and Hydrated Lime.

[16]. IGS-M-PL-001-2(1), (2016): SMLS/HFW/SAWL and SAWH Carbon Steel Pipes, Grades B to X80, Sizes: 6 to 56 inch.

جوشکاری لوله و میزان حرارت ورودی (Heat Input) بر حساسیت فولاد به خوردگی توأم با تنش تأثیرگذار است لذا با انتخاب فرایند جوشکاری مناسب (کاهش حرارت ورودی)، انتخاب مواد مقاوم به خوردگی SCC و طراحی صحیح و استاندارد (عمق دفن، محل عبور لوله، آنالیز خاک، مقاومت خاک، حفاظت کاتدی و ...) نیز می‌توان از بروز خوردگی SCC تا حد امکان ممانعت به عمل آورد [۲۱].

#### مراجع:

[1]. M.G. Fontana, (1987), Corrosion Engineering, Third Edition, McGraw-Hill Book Co.

[2]. V. Kain, (2011), stress corrosion cracking (SCC) in stainless steel, wood publishing series in metals and surface engineering, 199-244.

[3]. J. Beavers and T.A. Bubenik, (2017), stress corrosion cracking, trend in oil and gas corrosion research and technologies, 295-314.

[4]. C.A. Loto, (2017), stress corrosion cracking: characteristic, mechanism and experimental study, the international journal of advanced manufacturing technology, 93(9), 3597-3582, 2017.

[5]. S. Nuthalapati, K.E. Kee, S.R. Pedapati and Kh. Jumbri, (2024), areview of chloride induced stress corrosion cracking characterization in austenitic stainless steel using acoustic emission technique, Nuclear Engineering and Technology, 56(2), 688-705.

[6]. Q. Hu, G. Zhang, Y. Qiu and X. Guo, (2011), the crevice corrosion behavior of stainless steel in soldium chloride solution”, Corrosion Science, 53(12), 4065-4072.

[7]. N. Rashidi, S.A. Soltani, R. Asmatulu,

- [17]. API Specification 5L, Line Pipe, Forty-Sixth Edition, April 2018.
- [18]. U. Ehrnstén, PL. Andresen, Z. Que. (2024). A review of stress corrosion cracking of austenitic stainless steels in PWR primary water. Journal of Nuclear Materials. 588.
- [19]. R. Roberge. (2020). Corrosion Basics Corrosion Basics: Stress Corrosion Cracking, Materials Performance.
- [20]. ASME B31.8 (2022): Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
- [21]. Y. Frank Cheng (2013), "Stress Corrosion Cracking of Pipelines", A John Wiley & Sons, Inc., Publication.



## Investigation of the Mechanism and Causes of the Destruction of the Leakage Damage of the Underground Pipeline Outlet of the Gas Pressure Reduction Station

Mojtaba Soltanpour<sup>1\*</sup>, Ebrahim Mohsseni Homagerani<sup>2</sup>, Farzad Abbasian<sup>1</sup>, Meysam Rasooly<sup>1</sup>

1. Technical Inspection Unit, Isfahan Province Gas Company, Isfahan, Iran

2. Managing Director, Isfahan Province Gas Company, Isfahan, Iran

### ARTICLE INFO

APPLIED RESEARCH ARTICLES

#### Article History:

Received: 18 February 2025

Revised: 15 April 2025

Accepted: 07 May 2025

#### Keywords:

Pipe

Stress Corrosion Cracking

Crevice Corrosion

Crack

Leakage

### ABSTRACT

Pressure reduction stations serve as gas distribution centers for industries and households. Leakage in these stations' pipelines poses explosion hazards and can disrupt gas supply to downstream areas. Highlighting the importance of this issue, this study examines observed leakage on a 6-inch underground pipeline at the outlet of a pressure reduction station connected to the Isfahan Gas Company. After cutting out the damaged section and conducting a visual inspection of the sample, we performed metallographic tests, chemical analysis, hardness testing, and tensile tests. The results of these tests, along with a review of the pipeline's history, indicated that two corrosion mechanisms—crevice corrosion and stress corrosion cracking (SCC)—contributed to the failure of the sample. Notably, the SCC mechanism led to the formation of cracks and subsequent leakage in the pipeline. The presence of tensile stress in the pipeline, combined with a corrosive environment, created the conditions necessary for SCC to occur, resulting in the initiation and growth of cracks that caused the leakage.

DOR: [20.1001.1.2502.1088.1404.02.17](https://doi.org/10.1001.1.2502.1088.1404.02.17)

#### How to cite this article

M. Soltanpour, E.M. Homagerani, F. Abbasian, M. Rasoolyi, Investigation of the Mechanism and Causes of the Destruction of the Leakage Damage of the Underground Pipeline Outlet of the Gas Pressure Reduction Station. *Iranian Journal of Gas Engineering*. 2025; 12(1): 8-17. ([https://www.ijge.irangi.org/article\\_725964.html](https://www.ijge.irangi.org/article_725964.html))

\* Corresponding Author.

E-mail address: [mojtaba\\_sol@yahoo.com](mailto:mojtaba_sol@yahoo.com), (M. Soltanpour).

Available online 22 Jun 2025

25885-5251/© 2014 The Authors. Published by Iranian Gas Institute.

This is an open access article under the CC BY license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0>)

