علوم و فناوری جوشکاری ایران، سال سوم، شماره 2، پاییز و زمستان 1396، صفحه 19-9

تحلیل شکست ناشی از جوشکاری حین کاردر خط لوله ی گاز فولاد X52

علی فرزادی[1*]، صادق صناعی[2،1]

1- دانشکده مهندسی معدن و متالورژی، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، خ حافظ، تهران، ایران.

2- شرکت انتقال گاز ایران، تهران، ایران.

(دریافت مقاله: 1395/10/20 ؛ دریافت نسخهٔ نهایی: 1396/01/21)

چکیده

برای مشخص کردن علل حادثه‌ای که پس از تعمیر نشتی خط لوله‌ی سراسری گاز طبیعی رخ داده بود، تحلیل شکست انجام شد. در این عملیات تعمیری بر طبق دستورالعمل انشعاب‌گیری گرم موجود تقویتی ناکامل (وصله) به لوله‌ی اصلی در حالی که گاز در خط لوله در جریان بود، جوشکاری شد. تحلیل شکست با جمع‌آوری اطلاعات از سابقه‌ی عملیات تعمیری شروع شد. سپس نمونه‌هایی برای بررسی‌های متالورژیکی ماکروسکوپی و میکروسکوپی تهیه شد. علاوه بر تحلیل‌های شکست‌نگاری سطوح شکست، از آنجایی که هیچ گونه اطلاعاتی از ماده‌ی بکاررفته در آن در دسترس نبود، ماده‌ی لوله نیز بررسی شد. تحلیل‌ها نشان دادند که ترک هیدروژنی، طراحی نادرست اتصال انشعاب، پوشش رنگ و شرایط عملیاتی خط لوله عوامل اصلی شکست بوده‌اند.

کلمات کلیدی: ترک پنجه، ترک هیدروژنی، تحلیل شکست متالورژیکی، تقویت اتصال انشعاب، اثر ژول-تامسون، جوشکاری «زنده»، شرایط عملیاتی.

Analysis of Failure Caused by In-service Welding in anX52 Gas Pipeline

A. Farzadi[1,*], S. Sanaei[1,2]

1-Department of Mining and Metallurgical Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran.

2- Quality Control Manager, Iranian Gas Transmission Company (NIGTC).

(Received 9 January 2016 ; Accepted 10 April 2017)

* نویسنده مسئول، پست الکترونیکی: farzadi@aut.ac.ir

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

Abstract

In the research presented in this paper, a failure analysis were carried out to identify causes of an incident, which had taken place after an operation to repair a leak in an interstate natural gas pipeline. In this operation, a partial encirclement reinforcement (patch) was welded to the carrier pipe according to an available hot taping procedure, while gas was flowing in the pipeline. The failure analysis commenced with preliminary steps of gathering of background data regarding the repair operation and then several samples were extracted for macroscopic and microscopic metallurgical examinations. In addition to fractographic analyses of fracture surfaces, pipe material was examined because the pipeline had been in service for prolonged period and there was not any official material information available. The analyses disclosed that hydrogen-assisted cracking, wrong design of branch connection, paint coating and pipeline operating conditions were major factors contributing to the failure.

Keywords: Toe crack, Hydrogen-assisted cracking, Metallurgical failure analysis, Branch connection reinforcement, Joule-Thomson effect, "Live" welding, Operating conditions.

1- مقدمه

گاز طبیعی توسط شبکه‌ای پیچیده از هزاران کیلومتر خطوط لوله از مناطق تولیدکننده تا مناطقی که در آن‌ها گاز مصرف می‌شود، منتقل می‌شود. شبکه‌ی خطوط لوله سراسری گاز طبیعی فرآوری‌شده را از تاسیسات فرآوری تا نواحی پرتقاضا مانند نواحی شهری بزرگ و پرجمعیت منتقل می‌کنند. شبکه‌ی خطوط لوله سرتاسر کشور گسترش می‌یابند. گاز طبیعی در خطوط لوله‌ی سراسری با فشاری بالا، از 200 تا 1200psi انتقال می‌یابد. برای اطمینان از عدم افت جریان گاز، ایستگاه‌های تقویت فشاری هر 65 تا 160km در امتداد مسیر خط لوله احداث می‌شود.

به منظور تضمین انتقال ایمن و کارآمد گاز طبیعی در خطوط لوله، شرکت‌های خط لوله به صورت منظم خط لوله را ارزیابی می‌کنند. یکی از این ارزیابی‌ها، بازرسی داخل خط[1] (ILI) است. این عمل با استفاده از ربات هوشمندی مشهور به وسیله‌ی بازرسی لوله[2] (PIG) انجام می‌شود. ایستگاه‌های تقویت فشار دارای پرتاب‌کننده و دریافت‌کننده‌ی PIG، نشان‌دهنده‌ی PIG[3] و شیرهایی هستند. از این اجزا برای ورود و خروج PIG و ردیابی موقعیت آن استفاده می‌شود [1].

شرکت‌های انتقال گاز در عمر کاری خط لوله معمولا با عیوب ناشی از خوردگی خارجی و داخلی، نشتی‌ها، فرورفتگی‌ها، بشکه‌ای شدن‌ها، آسیب‌های پوشش و امثال آن مواجه می‌شوند [2]. متداول‌ترین روش تعمیر نشتی‌های گاز در سراسر جهان تعویض بخش معیوب لوله از طریق برش و جایگزینی آن است. این مستلزم توقف جریان گاز و تحویل آن به مصرف‌کنندگان است که عموما امکان‌پذیر و عملی نیست. بنابراین نشتی‌های گاز باید در حالی که خط لوله در کار است، تعمیر شود.

در یکی از این موارد، پس از تلاش برای تعمیر نشتی حادثه‌ای اتفاق افتاده است. خوردگی خارجی دلیل نشتی گزارش شده بود. در این حادثه به بخشی از تجهیزات ایستگاه تقویت فشار آسیب جدی رسید. علت‌های احتمالی شکست ترک هیدروژنی، پارگی ورقه‌ای و وجود عیوب جوشی مانند عدم ذوب بود. برای یافتن علت‌های حادثه تحلیل شکست انجام شد.

از گریدهای لوله‌ی API 5L از قبیل X42، X52 و گریدهای استحکام بالاتر برای ساخت خطوط لوله گاز و نفت استفاده می‌شود. رفتگی دوغابی بر سطح خارجی لوله توسط ذرات ماسه [3]، ترک خوردگی تنشی [4]، مکانیسمی از رفتگی حین فرایند ماسه‌پاشی [5] و ترک هیدروژنی [6و 7] به عنوان علت‌های شکست در خطوط لوله گزارش شده‌اند. در این تحقیقات بر خلاف مطالعات زیر، علت شکست به عملیات جوشکاری ارتباطی ندارد. داتا و دوا[4] [8] مشاهده کردند که وجود آخال‌های گیرافتاده در منطقه‌ی ذوب به اشاعه‌ی ترک کمک می‌کنند. لین[5] و همکاران [9] یافتند که مقدار قابل ملاحظه‌ی آخال‌های جهت‌گیری کرده در امتداد بافت نورد

1- Inline inspection
2- Pipe inspection gauge
3- PIG signaler
4- Datta and Deva
5- Lin

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

مقاومت مکانیکی فلز را کاهش می‌دهد و سبب اشاعه‌ی ترک می‌شود. اتگوی[1] و همکارانش [10] نشان دادند که علت‌های اصلی شکست‌ها در تعمیرات پوسته‌ی محیطی کامل جوشکاری‌شده‌ی خط لوله‌ی24in گاز استحکام عرضی کم ماده‌ی استفاده‌شده برای ساخت پوسته‌ها، تردی هیدروژنی در منطقه‌ی متاثر از حرارت (HAZ) و عدم ذوب بود.کاهش سطح مقطع در جهت ضخامت ماده بسیار کم (کمتر از 5 درصد) بود.هدف از این تحقیق شناسایی علت اصلی حادثه است. برای دستیابی به این هدف، از آنجایی که سال‌ها از احداث خط لوله گذشته بود و نیز اطلاعاتی از ماده‌ی به کار رفته در آن موجود نبود، آزمایشاتی برای شناسایی ماده اصلی انجام شد. همچنین برای تعیین نوع شکست و عوامل دخیل در وقوع شکست، بر بقایای حادثه تحلیل شکست انجام شد.

2- مواد و روش‌ها

تحقیقات وسیعی برای به دست آوردن اطلاعات مربوط به داده‌های فنی اجزا از جمله نقشه‌ها، دستورالعمل‌های جوشکاری، شرایط عملیات و عیوب ثبت‌شده انجام شد. بازرسی چشمی، شکست‌نگاری و بررسی‌های ماکروسکوپی و میکروسکوپی نیز انجام شد. هیچ گونه اطلاعاتی درباره‌ی فولاد مورد استفاده در لوله‌ی اصلی در دسترس نبود. از این رو نمونه‌ای از قسمتی از لوله که در معرض دمای بالا و کرنش قرار نگرفته بود، تهیه شد. مشخصات مکانیکی و شیمیایی این نمونه که «ماده‌ی پایه» نامیده می‌شود، تعیین شد.

در این تحقیق ترکیب شیمیایی با استفاده از روش طیف‌سنج نشر نوری[2] (OES) تعیین شد. برای بدست آوردن سطحی صاف و آیینه‌ای ابتدا نمونه‌ها با سمباده پرداخت و سپس پولیش شدند. نمونه‌ها با استفاده از محلول نایتال 2 درصد اچ شدند و با التراسونیک در الکل خالص تمیز شدند تا عاری از هرگونه آلودگی شوند. از میکروسکوپ نوری و میکروسکوپ الکترونی روبشی مجهز به طیف‌سنج پراکندگی انرژی پرتو ایکس[3] (EDS) برای مطالعه ریزساختارنمونه‌ها استفاده شد.

برای مطالعه‌ی خواص کششی ماده، نمونه‌های کشش کوچک (Type A) مطابق استاندارد ASTM A370 تهیه شدند. نمونه‌های آزمون ضربه شارپی[4] بر اساس استاندارد ASTM E23 ساخته شدند. آزمون ضربه برای مطالعه چقرمگی نمونه پرتاب شده در دماهای 0 و $-20^{o}C$ و فلز پایه در دماهای 0، 20- و $-40^{o}C$ انجام شد. انرژی ضربه گزارش‌شده میانگین سه نمونه هستند. آزمایش سختی در مقیاس ماکرو با استفاده از روش ویکرز[5] و با نیروی 10kg انجام شد. استاندارد ASTM E92 برای انجام آزمایش‌ها بکار رفت. اعداد گزارش شده میانگین حداقل 3 اثر هستند.

3- شرح عملیات اجرایی

شکست در پی عملیات اجرایی که برای جلوگیری از نشتی گاز محل اتصال نشان‌دهنده‌ی PIG به لوله 40in موجود در مسیر خروجی ایستگاه تقویت فشار انجام شده بود، بوجود آمد. همانطور که در شکل 1 نشان داده شده است، ترکی سرتاسری در جوش محل اتصال ایجاد شده بود که 75 درصد از محیط آن را در بر می‌گرفت. نشان‌دهنده‌ی PIG برای اطمینان از وارد شدن PIG به داخل لوله در تجهیزات ILI تعبیه شده است. به دلیل عدم امکان توقف جریان گاز، عملیات تعمیر در حالی که گاز در لوله جریان داشت و به صورت «زنده» انجام شد.



شکل1- شیار ایجاد شده در جوش اتصال نشان دهنده ی PIG به لوله ی اصلی

1- Otegui
2- Optical emission spectroscopy
3- Energy dispersive X-ray spectroscopy
4- Charpy
5- Vickers

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

به منظور تعمیر نشتی، از یک تکه لوله‌ی X52[1] با قطر 16in، یک فلنج جوشی کلاس 600 و یک فلنج کور استفاده شد. همان گونه که در شکل 2 نشان داده شده است، از یک تقویت محیطی ناکامل[2](وصله[3]) با قطر داخلی کمی بیش‌تر از 16in و قطر خارجی 30in نیز استفاده شد. به منظور ایجاد محیطی ایمن برای کارکنان، گاز نشتی با استفاده از یک لوله‌ی فولادی 14in و یک لوله‌ی PVC به قطر 4in (100mm) و طول 3m به محلی دور از محل جوش منتقل شد (شکل 2).



شکل 2 - تجهیزات بکاررفته در عملیات تعمیر نشتی

عملیات تعمیر از ساعت 4 بامداد آغاز شد. در این زمان، دمای محیط 6^oC و دمای گاز ورودی به ایستگاه 9^oC بود. پیش از شروع عملیات فشار گاز خروجی از ایستگاه با بستن یک شیر چاقویی[4] که قبل از محل عملیات قرار داشت تا 150psi تقلیل یافت. قبلا یک سر تکه لوله به فلنج جوشی متصل شده بود. ترتیب عملیات جوشکاری «زنده» به شرح ذیل بود:

1) سر دیگر تکه لوله با استفاده از جوشکاری فلز پوشش‌دار[5] (SMAW)، جوشی شیاری و الکترود E6010 با دو پاس به لوله‌ی اصلی متصل شد. از الکترود کم هیدروژن E7018 برای رسوب پاس‌های بعدی استفاده شد.

2) وصله‌ی تقویتی با الکترود E7018 و جوش گلویی به تکه لوله متصل شد.

3) وصله‌ی تقویتی با الکترود E7018 و جوش گلویی به لوله‌ی اصلی متصل شد.

قبل از شروع عملیات،منطقه‌ی جوش تا 60^oC پیش‌گرم شد و الکترودهای کم‌هیدروژن 2 ساعت در دمایی بالای 250^oC خشک شدند. حین جوشکاری از شعله‌ی اکسی استیلن برای برداشتن قطرات آب روی سطح لوله و جلوگیری از سردشدن سریع منطقه‌ی جوش استفاده شد. قطرات آب در اثر چگالش[6] رطوبت موجود در محیط تشکیل شده بودند. پس از تکمیل جوشکاری لوله‌های فولادی و PVC برداشته شدند. فلنج‌های جوشی و کور با 8 عدد پیچ و مهره به هم متصل شدند. حین این عملیات فشار با باز کردن بخشی از شیر چاقویی تا 300psi افزایش یافت. از آنجایی که نشتی کوچکی در اتصال بین دو فلنج وجود داشت، عملیات خاتمه نیافت و انجام بقیه‌ی عملیات به فردا موکول شد. سپس شیر چاقویی به طور کامل باز شد. فردای آن روز، پیش از شروع عملیات انفجاری در حدود ساعت 12 رخ داد.

در اثر انفجار، کلیه متعلقاتی که به واسطه‌ی عملیات تعمیر به لوله‌ی اصلی متصل شده بود، شامل تکه لوله، وصله‌ی تقویتی و دو فلنج به همراه قسمتی از لوله اصلی جدا و به محلی دور پرتاب شد که در شکل 3 نشان داده شده است. ترک‌خوردن در لوله‌ی اصلی مجاور جوش گلوییاتصال وصله‌ی تقویتی و لوله‌ی اصلی و گسترش آن در محیط اطراف وصله‌ی تقویتی سبب شکست شد. به خاطر انرژی ذخیره‌شده‌ی بالا در گاز طبیعی

1-Nipple
2- Partial encirclement reinforcement
3-Patch

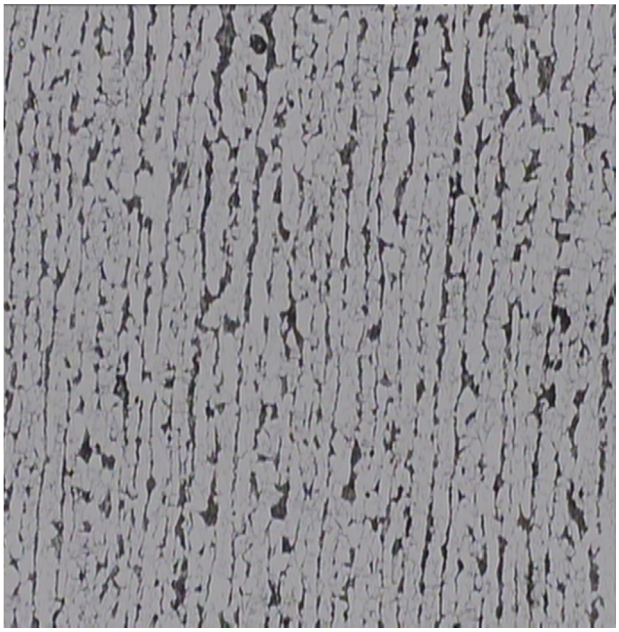
4- Plug Valve
5- Shielded metal arc welding
6- Condensation

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

تحت فشار، شکست‌ها تا فواصل زیاد اشاعه یافتند. قسمتی از لوله‌ی اصلی در معرض آتش قرار گرفت و قسمتی از آن پس از شکست دچار تغییرشکل شدید شد.



شکل 3- تکه پرتاب شده به محلی دور در اثر انفجار به همراه موقعیت قرارگیری نشان دهنده ی PIG و مناطق الف و ب



شکل 4- ریزساختار میکروسکوپ نوری فلز پایه (فولاد لوله) که شامل لایه های فریت و پریت است

4- نتایج و بحث

4-1- ماده پایه

به منظور به دست آوردن اطلاعاتی درباره‌ی خواص فلز پایه، نمونه‌ای از لوله‌ی اصلی جدا شد. ترکیب شیمیایی این فلز پایه در جدول 1 نشان داده شده است.کربن معادل محاسبه‌شده‌ی (CE_{IIW}= C + Mn/6 + (Cr + Mo + V)/5 + (Ni + Cu)/15) 0/4 حاکی از جوش‌پذیری خوب و مقاومت به ترک هیدروژنی در HAZ است. با توجه به ترکیب شیمیایی جدول 1، ماده‌ی لوله فولادی کربن-منگنزدار است که با سیلیسیم اکسیژن‌زدایی شده است و با آلومینیم و نایوبیم برای به دست آوردن ساختاری ریزدانه فرآوری شده است [11].

ریزساختار فلز پایه در شکل 4 نشان داده شده است. ریزساختار فریت-پرلیتی این فولاد به خوبی مشخص است. مناطق سفید رنگ فریت و مناطق تیره پرلیت هستند. ریزساختار در اثر نورد گرم لایه لایه شده است. به این پدیده لایه‌ای شدن فریت-پرلیت[1] گفته می‌شود که در شکل 4 به وضوح نمایان است.با این وجود دانه‌ها کشیدشده نیستند و تبلورمجددیافته هستند که بیانگر حالت نرماله‌شده‌ی فولاد است.

نتایج حاصل از آزمایش‌های کشش و ضربه‌ی فلز پایه در جدول2 آمده است. سختی فلز پایه 218 HV است. با توجه به ترکیب شیمیایی و آزمایش‌های مکانیکی می‌توان گرید فولاد لوله را API 5L X52 در نظر گرفت. سطح شکست نمونه‌ی ضربه‌ای که در 0^oC بررسی شده است، در شکل 5 قابل رویت است. نمای کلی سطح شکست (شکل 5الف) نمونه حاوی خطوطی عمودی است. در شکل 5ب شیارهای عمیق و مورفولوژی شکست ورقه‌ای مشاهده می‌شود. شکل 5ج الگوی رودخانه‌ای داخل شیارها و شکل 5د الگوی رودخانه‌ای و حفره‌های[2] روی سطح شکست بین شیارها را نشان می‌دهد. بنابراین سطح شکست میکروسکوپی این ماده در 0^oC ترکیبی از شکست ترد درون‌دانه‌ای (تورق) و شکست شبه‌تورقی را نشان می‌دهد. به خاطر میزان بالای آخال‌ها، این ماده انرژی ضربه و چقرمگی پایینی در مقایسه با موادی که امروزه در ساخت خطوط لوله استفاده می‌شوند، دارد.

4-2- تکه ی پرتاب‌شده‌ی لوله

ترک در پنجه‌ی جوش گلویی وصله‌ی تقویتی- لوله‌ی اصلی و در لوله‌ی اصلی ظاهر شد و خط ذوب را دنبال می‌کرد.

1- Ferrite-pearlite banding

2- Dimples

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

جدول 1- ترکیب شیمیایی ماده ی (فولاد) لوله

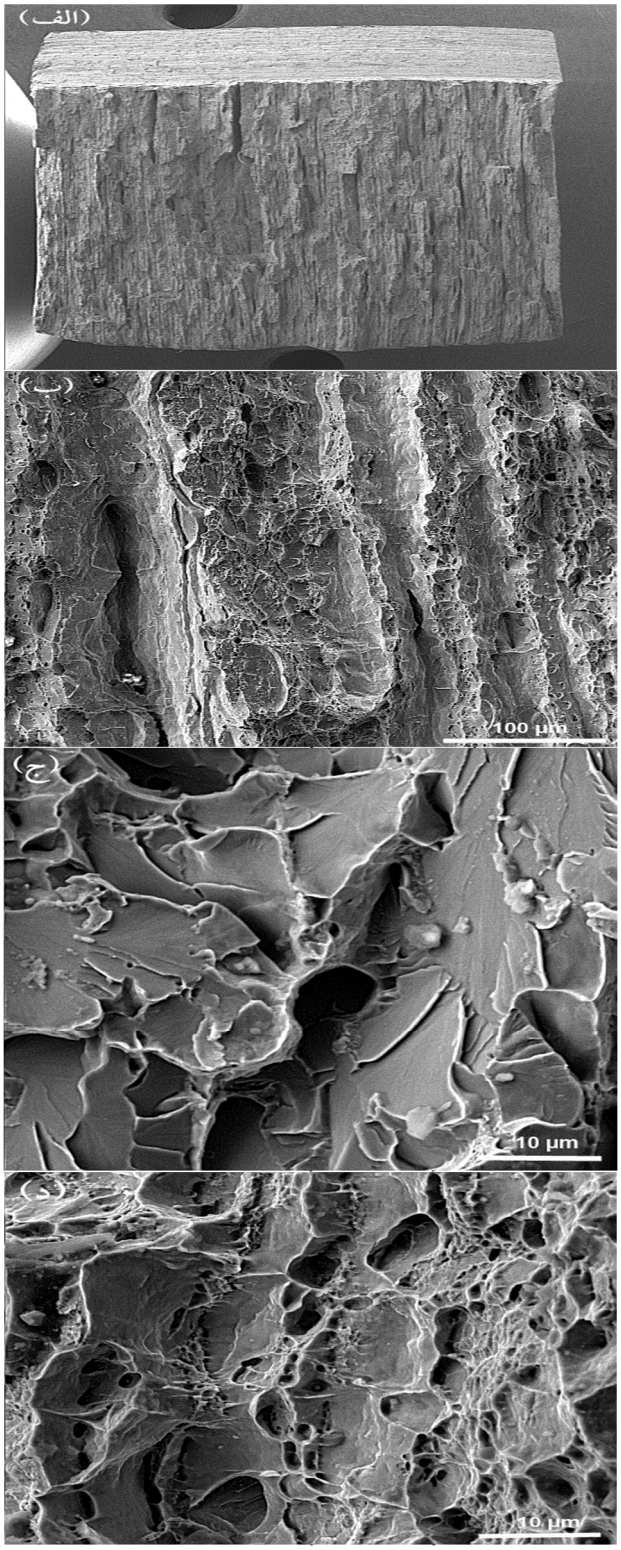
عنصر	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	Nb	Al
درصد وزنی	۰/۱۶	۰/۲۵	۱/۳۲	۰/۰۱۹	۰/۰۱۴	۰/۰۱	۰/۰۳	۰/۰۱	۰/۰۳	۰/۰۲۴	۰/۰۴۳

بر طبق بررسی‌های چشمی، سطح شکست تکه پرتاب‌شده‌ی لوله به دو منطقه‌ی الف و ب تقسیم می‌شود که در شکل 3 نشان داده شده است. همان گونه که در شکل 6الف نشان داده شده است، سطح شکست منطقه‌ی الف شکستی ترد و تورقی به همراه سطح شکستی چوبی شکل[1]را نشان می‌دهد.

شکل 6ب نشانه‌های تیرمانند و جناغی شکل[2] را نشان می‌دهد که بیانگر سطح شکست ترد در منطقه‌ی ب است. این نشانه‌ها پیوسته و نسبتا یکنواخت هستند اما احتمالا به خاطر لایه‌ای از اکسید سطحی واضح نیستند. این الگوی شکست بیانگر آن است که شکست ابتدا در وسط ضخامت لوله آغاز شده، سپس به طرف سطح لوله اشاعه یافته و نشانه‌های V شکل را بوجود آورده است. الگوی تیرمانند به منطقه‌ی الف اشاره می‌کند. بنابراین منطقه‌ی الف منشا شکست است و شکست در این منطقه آغاز شده، به منطقه‌ی ب به صورت ترد اشاعه یافته و HAZ را دنبال کرده است [12].

سطح شکست این نمونه با میکروسکوپ الکترونی روبشی نیز مورد مطالعه قرار گرفته که تصاویر آن در شکل 7 نشان داده شده است. هر دو تصویر شکستی ترد را نشان می‌دهند که در منطقه‌ی الف (شکل 7الف) همراه با ترک‌های میکرسکوپی و در منطقه‌ی ب (شکل 7ب) همراه با تورق است. نوع شکست ماده تابعی از دماست. شکست در 12^oC رخ داده است که بالاتر از دمای تبدیل تردی به نرمی ماده است زیرا در 0^oC انرژی ضربه ماده J 55 (جدول 2) بود و حفره‌ها نیز در سطح شکست مشاهده شد (شکل 6). از این رو ماده لوله حین شکست رفتاری نرم داشته است. با این حال مکانیسم تورق در سطح شکست مشاهده شد.

در شکل 8 ریزساختار میکروسکوپ نوری HAZ قرارگرفته در لوله‌ی اصلی نشان داده شده است. ریزساختارناحیه‌ی نزدیک به



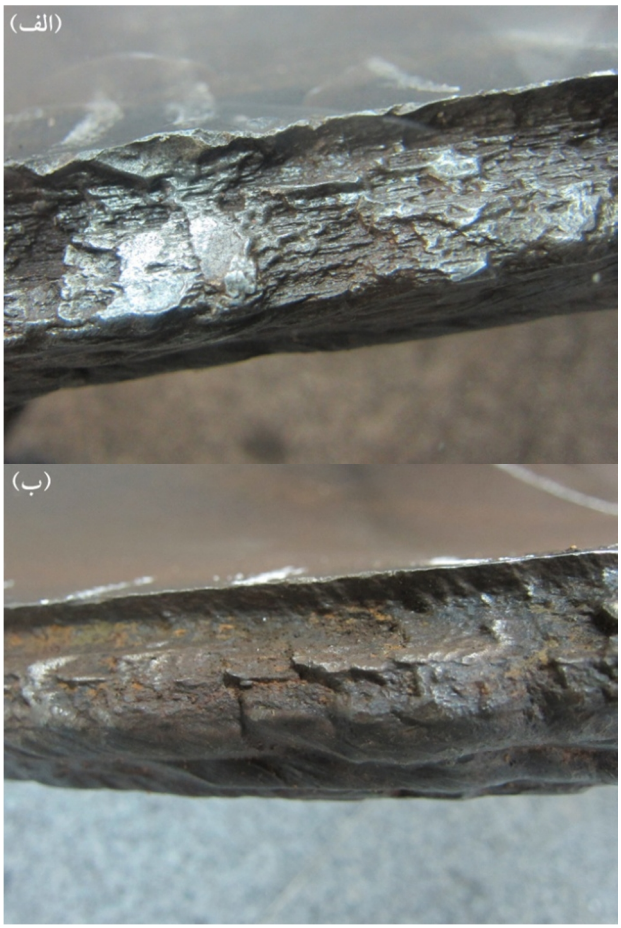
شکل 5- تصاویر میکروسکوپ الکترونی روبشی سطح شکست نمونه آزمون ضربه شکسته شده در 0^oC

1- Woody
2- Herringbone and chevron markings

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

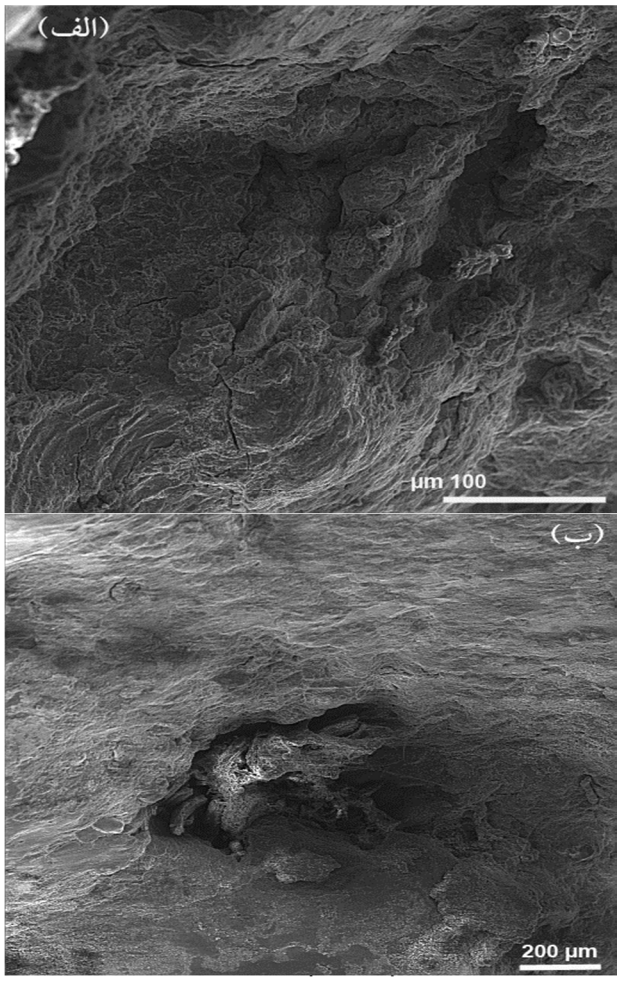
جدول2- نتایج آزمایش های مکانیکی فلز پایه

خواص کششی			انرژی ضربه‌یشارپی V شکل (J) در		
تنش تسلیم (MPa)	تنش کششی (MPa)	ازدیاد طول (٪)	۰°C	-۲۰°C	-۴۰°C
۴۴۳	۶۱۸	۲۳	۵۵	۳۸	۱۲



شکل 6- تصویر ماکروسکوپی سطح شکست منطقه ی الف ب) تکه لوله پرتاب شده.

مرز ذوب یا ناحیه‌یدشت‌دانه شامل بینیت بالایی و فریت چندضلعی است. این ناحیه در معرض دمای اوجی، به خوبی بالاتر از دمای بحرانی بالایی (Ac_3) قرار دارد. لذا دانه‌های آستنیت رشد می‌کنند. آهنگ سردشدن بالا و اندازه دانه بزرگ تمایل به تشکیل بینیت و مارتنزیت را افزایش می‌دهند.شکل 9 موقعیت ترک نسبت به گرده‌ی جوش و HAZ را در مقطع عرضی جوش گلویی نشان می‌دهد. شکست از پنجه‌ی جوش بین وصله و لوله‌ی اصلی شروع شده است. شکل 10الف تخلخل‌های کروی در فلز جوش نزدیک به خط ذوب را نشان می‌دهد. مقدار تخلخل‌ها در فلز جوش گرده‌های جوش بعدی که دور از سطح لوله‌ی اصلی قرار می‌گیرند، کم می‌شود. پوشش رنگ روی سطح لوله‌ی اصلی تجزیه شده است و گاز CO که عامل تخلخل گازی در جوش فولادها است، را ایجاد کرده است.تعدادی ترک ریز در شکل 10ب دیده می‌شود. این ترک‌ها در HAZ قرار دارند. آخال‌های غیرفلزی به عنوان محل‌های مناسبی برای گیرانداختن هیدروژن عمل می‌کنند و غلظت بالایی از هیدروژن در اطراف آن‌ها، حتی در غیاب تنش‌های خارجی می‌توان انتظار داشت [13]. به خاطر وجود هیدورژن و تمرکز تنش، ممکن است در این موقعیت ترک‌های ریزی تشکیل شود.



شکل 7- تصاویر سطح شکست تکه لوله پرتاب شده مناطق الف) الف و ب) ب.

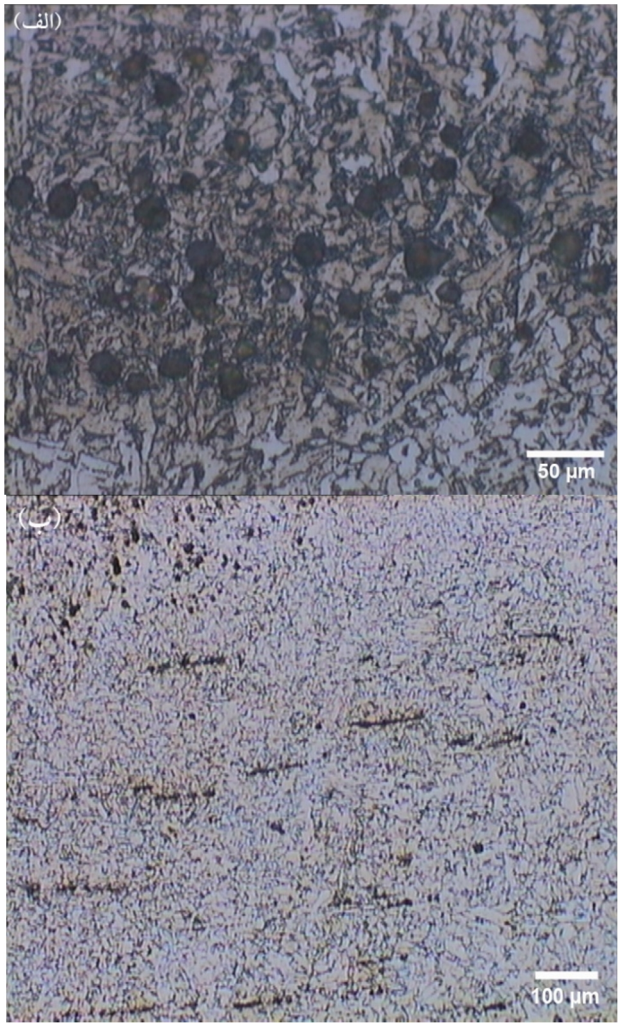
[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

4-3- علت شکست

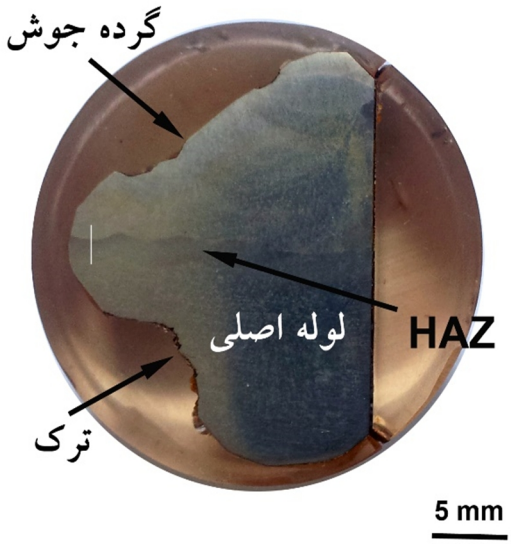
بر اساس مشاهدات به خصوص شروع شکست از منطقه‌ی الف که در آن جوش بر جهت تنش محیطی عمود است، محتمل‌ترین علت شکست ترک هیدروژنی در نظر گرفته شد. با این وجود ظاهر سطح شکست چوبی شکل دیده شده در شکل 7الف مشخصه‌ی پارگی ورقه‌ای است. در حقیقت شکست با ترک هیدروژنی آغاز شده است و ظاهر چوبی شکل روی مابقی سطح شکست نتیجه‌ی آخال‌هایی است که در فلز پایه وجود دارند.



شکل 8 - ریزساختار میکروسکوپ نوری منطقه‌ی متاثر از حرارت واقع در لوله‌ی اصلی



شکل 10 - تصویر میکروسکوپ نوری الف) تخلخل گازی در فلز جوش و ب) ترک های ریز در HAZ



شکل 9 - سطح مقطع عرضی جوش گلویی که گرده های جوش، منطقه ی متاثر از حرارت (HAZ) و ترک را نشان می دهد

برخلاف ترک هیدروژنی، تنش‌های مورد نیاز برای ایجاد پارگی ورقه‌ای دامنه بلند هستند. از این رو ترک معمولا به خارج از HAZ و به داخل فلز پایه نیز گسترش می‌یابد و ممکن نیست در فلز جوش رخ دهد. پارگی ورقه‌ای ممکن است در دمایی بالاتر از آنچه در مورد ترک هیدروژنی ممکن است (حدود ^{o}C 300) شروع شود. بر خلاف نیاز به شکل‌پذیری کم در فولادها برای وقوع ترک، پارگی ورقه‌ای با مکانیسم شکست نرم و نه ترد اتفاق می‌افتد. به علاوه پارگی ورقه‌ای به صورت مستقیم حین سردشدن بوجود می‌آید [14و 15].

ترک‌های هیدروژنی معمولا در نواحی تمرکز تنش از قبیل پنجه‌ی جوش یا ریشه‌ی جوش رخ می‌دهند [16و 17]. علت ترک هیدروژنی در سازه‌های جوشکاری‌شده ترکیب همزمان

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

هیدروژن، تنش‌های کششی بالا و ریزساختار حساس است. جزییات بیشتری در رابطه با عواملی که بر حساسیت به ترک هیدروژنی اثر می‌گذارند، در پاراگراف زیر آمده است.

کلیه‌ی فرایندهای جوشکاری ذوبی باعث ورود مقداری هیدروژن به جوش می‌شوند. هیدروژن ممکن است از رطوبت موجود در پوشش الکترود، رطوبت موجود در محیط اطراف یا بر سطح لوله (شبنم) آمده باشد. هیدروژن ممکن است از آلودگی‌های آلی یا گریس روی سطح لوله یا مواد مصرفی جوشکاری نیز تامین شده باشد.

تنش‌های کششی که بر جوش وارد می‌شوند، پسماند یا اعمالی هستند. در گذشته از تقویت‌های محیطی ناکامل (وصله‌ها یا نیم‌تخت[1]) برای تعمیر تشتی‌ها استفاده می‌شد. وصله معمولا تنها منطقه‌ای محدود از سطح لوله را پوشش می‌دهد در حالی که نیم‌تخت برای پوشاندن نیمی از محیط لوله ساخته می‌شود و ممکن است طول آن به حدود 3 m هم برسد [18]. وصله‌ها توسط جوش‌های گلویی که محدودیت‌های طراحی دارند، به لوله متصل می‌شوند. جوش‌های گلویی بازده اتصال پایین‌تری دارند. در اثر هندسه وصله تمرکز تنش رخ می‌دهد. علت آن است که وصله نسبت به مسیر تنش محیطی خارج از مرکز است و تنش‌های خمشی در جوش‌ها بوجود می‌آورد [1]. از این رو تعمیر با وصله و نیم‌تخت به عیوب ساخت بسیار حساس است و نباید از آن‌ها برای تعمیر نشتی‌ها در خطوط لوله‌ی فشار بالا استفاده کرد. نتایج آزمایش‌ها نشان می‌دهد استحکام ایستای چنین تعمیراتی برای خط لوله‌ای که تنش محیطی برابر با 72 درصد حداقل استحکام تسلیم مشخص‌شده[2] (SMYS)به آن اعمال می‌شود، ناچیز است و ضریب اطمینان پایینی دارد. همچنین به خاطر تمرکز تنش ذاتا بالای جوش‌های گلویی، ممکن است عمر خستگی نسبتا کوتاهی داشته باشند. نتایج آزمایش‌ها بر لوله‌های دارای عیوب غیرنشتی عملکرد تاحدی بهتر تعمیرات با تقویت نیم‌تخت را نشان می‌دهند. در تعمیر عیوب غیرنشتی، تقویت‌های ناکامل (وصله‌ها و نیم‌تخت‌ها) به اندازه‌ی تقویت‌های محیطی کامل در فراهم کردن تقویت سازه‌ای برای عیوب موثر هستند. با این حال اتصال جوش گلویی طولی به لوله نقطه‌ی ضعفی بالقوه محسوب می‌شود که با به کارگیری تقویت محیطی کامل حذف می‌شود. بنابراین استفاده از نیم‌تخت‌ها و وصله‌ها برای تعمیر خطوط لوله فشار بالا، نشتی‌ها یا غیرنشتی‌ها توصیه نمی‌شود [18].

علاوه بر تنش‌های اعمالی، تنش‌های پسماند نیز بر حساسیت بر ترک اثرگذارند. تنش‌های پسماند از مهار انقباض جوش و کرنش‌های تحمیلی توسط انقباض حرارتی و انقباض انجمادی جوش حین سردشدن ایجاد می‌شوند [16و 17]. ترتیب جوشکاری بخشی مهم از دستورالعمل جوشکاری است. ترتیبی که در آن جوش‌ها انجام می‌شوند، باید از دیدگاه جلوگیری از ایجاد مهار بالا تعیین شوند. مهار بالا بی‌گمان سبب ایجاد تنش-های پسماند در اتصالات می‌شود و در صورتی که شدید شوند، سبب ایجاد ترک می‌شوند [19]. در کل ریزساختارهای سخت HAZحساس‌ترین ریزساختارها به ترک هیدروژنی هستند. مقدار کربن معادل بالا و سردشدن سریع موجب تشکیل چنین ریزساختارهایی می‌شوند. آهنگ سردشدن جوش توسط گرمای ورودی جوشکاری و شرایط عملیاتی خط لوله تعیین می‌شود. شرایط عملیاتی که بر آهنگ سردشدن جوش موثرهستند عبارتند از نوع محصول، آهنگ جریان (دبی)، دمای محیط، سرعت محصول و ضخامت دیواره‌ی لوله [17].

در عملیات تعمیری صورت‌گرفته در این مورد به خصوص جوشکاری با الکترودهای کم‌هیدروژنی که قبل از استفاده پیش‌گرم و پخته شده بودند، انجام شد اما این عمل گاهی اوقات تحت شرایط جوشکاری میدانی کارآمد و موثر نیست. برای نمونه الکترودها می‌توانند دوباره رطوبت جذب کنند و پیش‌گرم تحت شرایط حین کار به سرعت از بین برود. چگالش روی سطح لوله‌ی اصلی اتفاق افتاده بود. علاوه بر مشکل تخلخل، پوشش رنگ منبعی از هیدروژن است. در بهترین شرایط پخت و نگهداری الکتردها، سطح رطوبت پسماند در پوشش الکترودها حدود 0/5 درصد وزنی بود زیرا الکترودها در دمای $250^{o}C$ پخته شده بودند [11]. در نتیجه هیدروژن ممکن

1- Sole
2- Specified minimum yield strength

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

است از پوشش رنگ و رطوبت روی سطح لوله‌ی اصلی و پوشش الکترودها به منطقه‌ی جوش وارد شده باشد. تقویت اتصال انشعاب[1] از نوع تقویت ناکامل (وصله) بود که با جوشی گلویی به لوله‌ی اصلی متصل شده بود. این طراحی اتصال انشعاب سبب تمرکز تنش شده بود. همچنین ترتیب جوشکاری به نحوی بود که مهار و تنش‌های پسماند بالایی در اتصال بین وصله‌ی تقویتی و لوله‌ی اصلی که شکست در آن رخ داد، ایجاد شده بود. همان طور که در بالا گفته شد، جوش متصل‌کننده‌ی یه وصله‌ی تقویتی به لوله‌ی اصلی در آخرین مرحله‌ی جوشکاری و پس از دو مرحله جوشکاری دیگر انجام شده بود. از این رو انقباض آزاد این جوش حین منجمدشدن و سردشدن توسط سازه مهار شده بود و درجه‌ی مهار و تنش‌های پسماند افزایش یافتند. به بیان دیگر جوش در سازه‌ای صلب روی سطح لوله‌ی اصلی رسوب داده شده بود. در منطقه‌ی الف جوش عمود بر تنش محیطی بود و لذا این منطقه منشا شکست شد. چنین تنش‌هایی حساسیت فولاد لوله به ترک هیدروژنی را در این منطقه افزایش داده‌اند [14و20].

علاوه بر این به خاطر اثر ژول-تامسون[2] ناشی از بستن شیر چاقویی که قبل از (در پایین‌دست) محل تعمیر قرار داشت، سرعت جریان گاز افزایش، و فشار و دمای گاز در محل تعمیر تحت دبی ثابت کاهش یافت. اثر ژول-تامسون تغییر در دمای یک گاز واقعی زمانی که مجبور به عبور از یک شیر می‌شود و هیچ تبادل حرارتی با محیط ندارد، را شرح می‌دهد. چگالش روی سطح لوله‌ی اصلی تایید می‌کند که گاز طبیعی از محیط اطراف سردتر بود. به این دلیل ضریب انتقال حرارت گاز طبیعی و لذا آهنگ سردشدن در منطقه‌ی جوش افزایش یافت. افزایش آهنگ سردشدن سبب افزایش احتمال ایجاد ریزساختارهای ترد و سختی مانند بینیت و مارتنزیت، افزایش تنش‌های پسماند و کاهش احتمال نفوذ هیدروژن به خارج از قطعه‌کارشد. بنابراین احتمال خطر شکست بیش‌تر شد.

5- نتیجه‌گیری

بر اساس بررسی‌های فیزیکی و آزمایشگاهی نمونه‌های جداشده از لوله‌ی شکسته‌شده مشخص شد،مکانیسمی که سبب ایجاد شکست در تجهیزات بازرسی ILI خط لوله‌ی سراسری گاز طبیعی پس از جوشکاری تعمیری «زنده» برای تعمیر نشتی شده بود، ترک هیدروژنی بود. این شکست بر اثر عوامل ذیل بوجود آمده بود:

1) تنش‌های پسماند بوجود آمده در جوش گلویی بین وصله‌ی تقویتی و لوله‌ی اصلی ناشی از طراحی اتصال انشعاب و ترتیب جوشکاری نامناسب. استفاده از تقویت محیطی ناکامل (وصله) و عدم رعایت ترتیب جوش‌ها سبب افزایش سطح تنش‌های پسماند حرارتی در جوش شد.

2) هیدروژن واردشده به منطقه‌ی جوش از پوشش رنگ و رطوبت روی سطح لوله. با وجود کربن معادل پایین فولاد پایه، باید در شرایط خاص از حضور هیدروژن در منطقه‌ی جوش جلوگیری کرد. جوشکاری تعمیری «زنده» یکی از این موارد است.

3) ریزساختار حساس ایجادشده در HAZ در اثر تغییر شرایط عملیاتی خط لوله و دستورالعمل جوشکاری تایید نشده یا آهنگ سردشدن بالا.در جوشکاری تعمیری «زنده» که سیال در لوله در جریان است می‌بایست شرایط عملیاتی متناسب با نوع عملیات تعمیری تغییر کند.

منابع

1- Escoe A K. Piping and pipeline assessment guide. 1st ed. Oxford: Elsevier; 2006.

2-Cosham A, Hopkins P. The pipeline defect assessment manual. In: IPC2002: proceeding of 4th International Pipeline Conference; 2002 Sep 29-Oct 3; Calgary, Canada. Alberta: ASME; 2002. p. 1565-81.

3-Majid Z A, Mohsin R. Multiple failure of API X42 natural gas pipeline. Engineering Failure Analysis 2013;31:421-429.

4-Saleem B, Ahmed F, Rafiq M A, Ajmal M, Ali L. Stress Corrosion Failure of an X52 Grade Gas Pipeline. Engineering Failure Analysis 2014;46:157-169.

5. Azevedo C R F, Sinatora A. Failure analysis of a gas pipeline. Engineering Failure Analysis 2004;11:387-400.

6-Azevedo C R F. Failure analysis of a crude oil pipeline. Engineering Failure Analysis 2007;14:978-994.

7- Shalaby H M, Raid W T, Alhazza A A, Behbehani M H. Failure analysis of supply pipeline. Engineering Failure Analysis 2006;13:789-796.

1- Branch connection reinforcement
2- Joule-Thomson effect

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]

8- Datta R, Deva A. An investigation into the failure of API 5L X-42 grade ERW linepipes. Practical Failure Analysis 2002;2(2):59-62.

9- Lin M B, Gao K, Wang C J, Volinsky A A. Failure analysis of the oil transport spiral welded pipe. Engineering Failure Analysis 2012;25:169-174.

10- Otegui JL, Rivas A, Manfredi C, Martins C. Weld failures in sleeve reinforcements of pipelines. Engineering Failure Analysis 2001;8:57-73.

11-American Society of Metal. ASM Handbook, Vol. 6. 9th ed. Ohio: ASM International; 1993.

12-American Society of Metal. ASM Handbook, Vol. 11- 9th ed. Ohio: ASM International; 1993.

13- Sojka J, Jerome M., Sozanska M., Vanova P., Rytrova L., Jonsta P. Role of microstructure and testing conditions in sulphide stress cracking of X52 and X60 API steels. Materials Science and Engineering A 2008;480:237–243.

14- Bailey N. Weldability of ferritic steels. 1st ed. Cambridge: Abington; 1994.

15- Betz E, Leung H K. Technical note: Hydrogen diffusion in welded joints and its relation to lamellar tearing. Welding Journal 1979;58(06):177s-178s.

16- Kou S. Welding Metallurgy. 2nd ed. New Jersey: John Wiley & Sons; 2005.

17- Bruce W A. A simple approach to hot tap and repair sleeve welding. Welding Journal 2005;84(11):40-45.

18-Jaske C E, Hart B O, Bruce W A (CC Technologies, Edison Welding Institute). Pipeline repair manual. Pipeline Research Council International. Report No.: L52047. Contract NO.: PR-186-0324.

19-Canadian Welding Bureau. Welding for Design engineers. Mississauga: Canadian Welding Bureau;2006.

20- American Petroleum Institute. API Standard 1104: Welding of pipelines and related facilities. 12th ed. Washington: API; 2007.

[Downloaded from iutjournals.iut.ac.ir on 2026-11-29]