

## Research Paper

# Analysis of Hydrogen-Induced Cracking and Lamination in a Pipeline Steel Based on Fitness-For-Service Assessment

Farzad Pahnaneh<sup>1</sup>, Shahabedin Zangeneh<sup>2</sup>, Farid Naeimi<sup>3</sup>.

1. Department of Metallurgy and Materials Engineering, Faculty of Engineering, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran.

2. Department of Materials and Textile Engineering, Faculty of Engineering, Razi University, Kermanshah, Iran.

3. Advanced Materials Research Center, Materials Engineering Department, Najafabad Branch, Islamic Azad University, Najafabad, Iran.

Received: 2022/08/23

Revised: 2023/01/30

Accepted: 2023/02/02

Use your device to scan and read the article online



DOI:

[10.30495/jnm.2023.30864.1972](https://doi.org/10.30495/jnm.2023.30864.1972)

### Keywords:

Hydrogen-induced cracking (HIC), Failure assessment diagram(FAD), Lamination, Fitness-for-Service (FFS)assessment,

### Abstract

**Introduction:** Fitness-for-service (FFS) assessment is one of the standard methods used in oil and gas structures. This method is for assessment the defects of pipes and equipments, which can be operated without repair or replacement if the existing defects are within the accepted range of this standard.

**Methods:** During inspection of an 7-km-long pipeline made of API X52 steel carrying hydrocarbons containing wet H<sub>2</sub>S, hydrogen-induced cracking (HIC) and Lamination was found at different locations along the pipeline length. Microstructural investigations by scanning electron microscopy (SEM) showed stepwise cracking (SWC) as the result of the presence of MnS inclusions. Fitness-for-service (FFS) assessment based on API579-1/ASME FFS-1 was performed to decide on the pipeline serviceability.

**Findings:** The finite element analysis (FEA) results showed that the HIC-damaged pipeline was acceptable per level-3 FFS requirements and the pipeline understudy was fit for service. The remaining life of the damaged pipeline should also be periodically monitored using failure assessment diagram (FAD).

**Citation:** Farzad Pahnaneh, Shahabedin Zangeneh, Farid Naeimi. Analysis of Hydrogen-Induced Cracking and Lamination in a Pipeline Steel Based on Fitness-For-Service Assessment, Quarterly Journal of New Materials. 2022; 13 (48): 14-32.

**Corresponding author:** Farzad Pahnaneh\*

**Address:** Department of Metallurgy and Materials Engineering, Faculty of Engineering, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran.

**Tell:** +989181383810

**Email:** [farzad.pahnaneh@gmail.com](mailto:farzad.pahnaneh@gmail.com)

## Extended Abstract

### Introduction

Pressurized components such as pressure vessels and piping systems in the oil and gas industries need reliability to ensure safety and continuity of operation. However, these components will degrade over service time and therefore their integrity decreases. Different standards such as API579-1/ASME FFS-1, BS7910, and R6 have been used to perform fitness-for service (FFS) assessment for the degraded components using advanced engineering techniques. The precise instructions provided in these standards can be used to make decisions on serviceability of these components to operate safely without any problems. Therefore, FFS assessment helps us to decide on returning the damaged components into service, re-rate, or to be completely retired. FFS assessment based on API 579-1/ASME FFS-1 evaluates different damage types on three different levels including general corrosion and local thin area (LTA), widespread or localized pitting, hydrogen-induced damage (including hydrogen-induced cracking (HIC) and blistering), shell distortions, weld misalignment, fire damage, crack-like flaws, dents, gouges, laminations, and creep and fatigue. FFS assessment in each level is a right balance of conservatism, required information, and moreover the skill of the one performing the assessment. In general, the output of level 1 in all different damage types is conservative as compared to level 3 leading to realistic results. The assessment in level 3 normally is based on detailed numerical and experimental analyses to provide the most detailed evaluation that produces results that are more precise and realistic than other levels.

HIC damage assessment procedure based on API579-1/ ASME FFS-1 should address the potential of failure due to loss of load bearing capability and also the potential of

failure due to fracture. These two failure potentials should be considered separately to determine the acceptability of the HIC-damaged components whether to return to service or replace. API579-1/ASME FFS-1 accepts the damaged component for continued operation pending the outcome of fracture assessment based on the failure assessment diagram (FAD). The FAD approach is widely used because it provides a convenient method to determine the acceptability of the damaged component.

### Findings and Discussion

SEM images along with EDS analyze of the prepared samples in the longitudinal direction of the pipe are shown in Fig. 1a–c in which SWC (indicated by dashed circle) is obvious. In addition, one of the SWC resulting from two cracks interacting is shown in Fig. 1b. EDS analysis was employed to characterize any inclusions assisting in cracking. As one can see in Fig. 1c, the inclusion is rich in Mn and S; therefore, this inclusion is manganese sulfide (MnS). Steels with S are susceptible to HIC damage because MnS inclusions during hot rolling form planar defects in which hydrogen easily traps to initiate HIC damage.

HIC-damaged Zone Away from Weld Line As it mentioned before, the damaged pipe is fit for continued operation pending the acceptance of fracture assessment. Therefore, two crack-like flaw assessments should be analyzed based on FAD approach, one for the longitudinal and the other for the circumferential direction. In this analysis, since the magnitude of circumferential stress is twofold of longitudinal one, therefore, only longitudinal crack-like flaw was considered herein. The length of the longitudinal crack-like flaw should be set to the length of longitudinal extent of HIC damage zone (as shown in Table 2). Moreover, the crack-like flaw depth in the through-thickness direction should be set to the maximum extent of HIC damage. The 3D finite element (FE) part containing an embedded crack in the longitudinal direction is shown in Fig. 5.

The shell-to-solid coupling technique was used herein to model longitudinal crack-like flaw with a refined mesh in a solid part coupled to the shell edge. This method is an effective way to obtain an accurate solution in a solid region containing a crack. The mesh design for the crack tip region is a focused mesh that has elements concentrated at the crack tips. Primary stress intensity factor  $K_I^P$  was determined by only primary load due to internal pressure. Figure 6 represents the von Mises stress distribution of the embedded crack in longitudinal direction during operating load of 2 MPa. It should be noted that when the embedded flaw is not located in the middle of the pipe thickness, the remaining ligaments are not the same for each side which in turn leads to different stress intensity factors for the crack tips. Therefore, higher stress intensity factor was considered for the assessment in this research. The primary stress intensities, which are corresponding to the primary load ( $K_I^P$ ) were calculated 1.1 and 3.7 MPa  $\sqrt{m}$  at  $\varphi=0$  and  $90^\circ$ , respectively.

## Conclusion

This current investigation assessed a HIC and Lamination damaged pipeline in level 3 API 579/ASME FFS-1. The results show that the damaged pipe was accepted to safely operate without any problems. The future damage extension should be monitored through failure assessment diagram when the HIC-damaged zone is away or located on weld line. The results show that welding residual stress has a significant effect on crack driving force calculations but when welding residual stress release considered in the assessment more realistic results will be acquired.

## Ethical Considerations compliance with ethical guidelines

The cooperation of the participants in the present study was voluntary and accompanied by their consent.

## Funding

No funding.

## Authors' contributions

## Conflicts of interest

The authors declared no conflict of interest.

## مقاله پژوهشی

## تجزیه و تحلیل ترک خوردگی ناشی از هیدروژن (HIC) و جدالایگی (Lamination) در خطوط لوله فولادی بر اساس ارزیابی FFS

فرزاد پهنانه<sup>۱</sup>، شهاب الدین زنگنه<sup>۲</sup>، فرید نعیمی<sup>۳</sup>

۱- گروه مهندسی متالورژی و مواد، دانشکده فنی مهندسی، واحد تهران جنوب، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

۲- استادیار، گروه مهندسی مواد و نساجی، دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه رازی، کرمانشاه، ایران

۳- استادیار، مرکز تحقیقات مواد پیشرفته، دانشکده مهندسی مواد، واحد نجف آباد، دانشگاه آزاد اسلامی، نجف آباد، ایران

## چکیده

**مقدمه:** ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس از روش های استاندارد مورد استفاده در سازه های نفت و گاز می باشد. این روش برای ارزیابی عیوب لوله و تجهیزاتی است که عیوب موجود در آنها در صورت قرار گرفتن در بازه مورد قبول این استاندارد، می توانند بدون تعمیر و یا تعویض، مورد بهره برداری قرار گیرد.

**روش:** در بازرسی یک خط لوله به طول ۷ کیلومتر از فولاد API X52 که حامل هیدروکربن های حاوی H<sub>2</sub>S مرطوب می باشد و ترک خوردگی ناشی از هیدروژن (HIC) و عیوب جدالایگی در مکان های مختلف در طول خط لوله مشاهده شده است. در مطالعه حاضر، از ارزیابی FFS مطابق API 579 / ASME FFS-1 (سطح ۳ با استفاده از تجزیه و تحلیل اجزاء محدود با نرم افزار آباکوس) برای بررسی وضعیت فولاد X52 حاوی عیب های جدالایگی و HIC استفاده شده است. ارزیابی FFS براساس تحلیل های FAD انجام شد.

**یافته ها:** ناخالصی ها در زمان ساخت ورق و گسترش آن در زمان تولید منجر به تشکیل جدالایگی و نفوذ هیدروژن در آن می گردد. بررسی های ریزساختاری با میکروسکوپ نوری و الکترونی روبشی (SEM) ترک خوردگی گام به گام (SWC) را به عنوان نتیجه حضور آخال های MnS نشان داد. همچنین ترک ها بیشتر در نزدیکی مرکز سطح مقطع نمونه ها آغاز شده و گسترش یافته اند. ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس (FFS) بر اساس استاندارد API 579-1/ASME FFS-1 برای تصمیم گیری در مورد قابلیت سرویس دهی خط لوله انجام شد.

**نتیجه گیری:** نتایج ارزیابی سطح ۳ بر اساس نمودار FAD نشان می دهد که لوله آسیب دیده بدون هیچ مشکلی می توان در شرایط عملیاتی ادامه سرویس بدهد. همچنین می توان نتیجه گرفت که این نقص در زمان ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس در منطقه امن و قابل قبول می باشد.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۶/۰۱

تاریخ داوری: ۱۴۰۱/۱۱/۱۰

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۱۱/۱۳

از دستگاه خود برای اسکن و خواندن مقاله به صورت آنلاین استفاده کنید



DOI:

10.30495/jnm.2023.31261.1980

## واژه های کلیدی:

ارزیابی قابلیت سرویس دهی (FFS)، ترک ناشی از نفوذ هیدروژن (HIC)، نمودار ارزیابی شکست (FAD)، جدالایگی (Lamination)

\* نویسنده مسئول: فرزاد پهنانه

نشانی: گروه مهندسی متالورژی و مواد، دانشکده فنی مهندسی، واحد تهران جنوب، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران.

تلفن: ۰۹۱۸۱۳۸۳۸۱۰

پست الکترونیکی: farzad.pahnaneh@gmail.com

## مقدمه

به منظور بررسی قابلیت اطمینان خطوط لوله دارای عیوب متداول در صنایع نفت و گاز از ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس (FFS) استفاده می شود. اجزای تحت فشار مانند مخازن و سیستم های لوله کشی در صنایع نفت و گاز به قابلیت اطمینان برای حفظ ایمنی و تداوم عملیات نیاز دارند [۱]. عمر تجهیزات در طول زمان سرویس دهی همچنین یکپارچگی آنها کاهش خواهد یافت. استانداردهای مختلفی مانند BS7910، API579-1/ASME FFS-1 و R6 برای ارزیابی قابلیت سرویس دهی و اجزای تخریب شده با استفاده از تکنیک های مهندسی پیشرفته ارائه شده است. دستورالعمل های دقیق ارائه شده در این استانداردها را می توان برای تصمیم گیری در مورد قابلیت سرویس دهی این قطعات به منظور کارکرد ایمن بدون هیچ مشکلی مورد استفاده قرار داد. بنابراین، ارزیابی FFS در مورد قابلیت سرویس دهی تجهیزات آسیب دیده و جلوگیری از تعویض بی مورد قطعات تصمیم گیری می کند.

ارزیابی FFS بر اساس استاندارد API 579-1/ASME FFS-1 انواع آسیب های مختلف از جمله خوردگی عمومی و موضعی (LTA) [۲]، خوردگی حفره ای گسترده یا موضعی [۳]، آسیب های ناشی از هیدروژن شامل HIC<sup>3</sup> و تاول های هیدروژنی، اعوجاج پوسته [۴]، ناهمترای جوش [۵]، آسیب های ناشی آتش سوزی [۶]، عیوب شبه ترک (ترک خوردگی محیطی و فرورفتگی) [۷]، جدالایی، خزش و خستگی [۸] را بررسی می کند. ارزیابی FFS به طور معمول در سه سطح مختلف انجام می شود. سطح ۱ محافظه کارانه تر در مقایسه با سطح ۳ است، که منجر به ارزیابی محافظه کارانه تری در مقایسه با سطح ۳ می شود. به عبارت دیگر، هر سطح از ارزیابی تعادلی بین مهارت اپراتور، درجه محافظه کاری و پیچیدگی تحلیل را فراهم می کند. به طور کلی، ارزیابی FFS تعیین می کند که تجهیزات آسیب دیده را در سرویس نگه دارد، برای یک عمر باقیمانده مشخص مجدداً درجه بندی کند یا به طور کامل از سرویس خارج کند و منجر به تعویض شود. هنگامی که یک قطعه آسیب دیده در سرویس وجود دارد، FFS می تواند عمر باقیمانده آن را طبق طراحی اولیه و بر اساس شرایط عملیاتی تعیین کند. از آنجایی که تجهیزات فرآیندی ثابت بالاترین دارایی و ارزش صنایع از جمله صنایع نفت و گاز می باشد، تعیین روش های جامع در جهت بازرسی و تصمیم گیری در تعمیرات یا استفاده از روش های تعیین ارزیابی قابلیت سرویس دهی برای ادامه سرویس منجر به استفاده بیشتر تجهیزات و اقدامات اصلاح جهت افزایش عمر تجهیزات می باشد.

## بررسی آسیب HIC

محیط ترش باعث افزایش نفوذ هیدروژن در ریزساختار فولادهای کربنی کم استحکام مورد استفاده در مخازن تحت فشار و سیستم های

خطوط لوله می شود به این صورت که اتم هیدروژن به داخل ناپیوستگی ها نفوذ می کند و تشکیل ملکول هیدروژن و انباشت هیدروژن که در نهایت باعث آسیب HIC می گردد [۹]. تشکیل ترک HIC یک پدیده پیچیده است که از انتشار هیدروژن به مکان های حساس که عمدتاً به ترکیب شیمیایی اجزای فولادی، چگالی تجمع هیدروژنی، سطح استحکام فولاد و شرایط محیطی بستگی دارد. برهمکنش ترک HIC منجر به ترک گام به گام (SWC) [۹] و باعث شکست ناگهانی اجزاء در حال سرویس می شود [۹]. تا به امروز، هیچ روش پذیرفته شده ای در جهت بهبود مقاومت خطوط لوله های فولادهای در برابر آسیب های HIC به کار گرفته نشده است. روش ارزیابی آسیب HIC بر اساس API579-1/ASME FFS-1 می بایست به احتمال شکست به دلیل دادن قابلیت تحمل بار و همچنین احتمال شکست ناگهانی توجه کند. این دو عامل شکست باید به طور جداگانه در نظر گرفته شوند تا قابل قبول بودن اجزای آسیب دیده HIC برای بازگشت به سرویس یا جایگزینی تعیین شود. استاندارد API579-1/ASME FFS-1 اجزاء آسیب دیده را برای ادامه سرویس تا زمانی که نتیجه ارزیابی شکست بر اساس نمودار ارزیابی شکست<sup>5</sup> (FAD) بررسی شود را می پذیرد. رویکرد FAD به طور گسترده مورد استفاده قرار می گیرد زیرا روشی مناسب برای تعیین میزان پذیرش جزء آسیب دیده ارائه می دهد. نقطه ارزیابی FAD تحت شرایط عملیاتی برای اندازه نقص فعلی به صورت (Kr, Lr<sup>P</sup>) با معادلات زیر تعریف می شود.

$$K_r = \frac{K_I^P + \phi K_I^{SR}}{K_{mat}} \quad (1) \text{ معادله}$$

$$K_r^P = \frac{\sigma^{ref}}{\sigma_{ys}} = \frac{P}{P_L} \quad (2) \text{ معادله}$$

که در آن  $K_I^P$  و  $K_I^{SR}$  به ترتیب فاکتور شدت تنش حالت اولیه و ثانویه می باشد.  $\phi$  ضریب تصحیح پلاستیسیته،  $K_{mat}$  چقرمگی شکست مواد،  $\sigma^{ref}$  نسبت تنش مرجع، و  $\sigma^{ys}$  تنش تسلیم ماده است.  $P$  و  $P_L$  به ترتیب فشار عملیاتی و حداقل بار در تجهیز حاوی ترک می باشد. در تجزیه و تحلیل عیوب شبه ترک، نتایج حاصل از تجزیه و تحلیل تنش برای محاسبه ضریب چقرمگی  $K_r$  و نسبت بار،  $L_r^P$  استفاده می شود. این دو مقدار مختصات را در FAD دو بعدی برای تعیین قابلیت پذیرش اجزای آسیب دیده نشان می دهند.

بررسی مقالات، مطالعات زیادی را در مورد ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس و پذیرش معیارهای آسیب دیده اجزای تحت فشار که از عیوب مختلف رنج می برند، را نشان می دهد.

زنگنه و همکاران [۲] در سال ۲۰۲۱ ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس و تخمین عمر باقیمانده یک لوله حاوی کاهش ضخامت موضعی مورد تحلیل قرار دادند. انجام ارزیابی بر اساس سطح ۳ بوده و نتایج موفقیت شکست نهایی در لوله خورده شده و همچنین سناریوی شکست هنگام رسیدن فشار اعمالی به فشار نهایی را نیز تخمین

1-Fitness-for-service

2-Local thin area

3-Hydrogen Induced Cracking

4-stepwise cracking

5-failure assessment diagram

هنگام بررسی عیوب مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته است.

## مواد و روش‌ها

### وضعیت سوابق خط لوله آسیب دیده

در طول بازرسی از یک خط لوله به قطر ۵۰۸ میلی متر (۲۰ اینچ) و به طول ۷ کیلومتر که بسیاری از مناطق دارای تاول و آسیب HIC در مکان های مختلف در طول خط لوله پیدا شد. برای اطمینان از اینکه لوله باید در سرویس باقی بماند یا نه، بلافاصله بررسی شکست و ارزیابی FFS انجام شد. ترکیب شیمیایی و داده های عملیات طراحی اصلی خط لوله مورد بررسی در جدول ۱ و ۲ آورده شده است.

### ارزیابی FAD

اگر نقطه ارزیابی زیر منحنی نمودار FAD قرار گیرد، قطعه برای ادامه کار مناسب است. روش FAD، عیوب را از طریق تحلیل بار محدود (limit load) و ارزیابی مکانیک شکست در یک تحلیل واحد ارزیابی می کند. این روش با تعریف خاصی از خط شکست می تواند به طور موثر توسط سه گزینه مختلف انجام شود. اولین گزینه که به عنوان نمودار FAD حد پایین شناخته می شود، یک شکل عمومی مستقل از خواص ماده و هندسه اجزاء می باشد. گزینه دوم، که به طور گسترده ای نمودار FAD ویژه ماده در صورتی بکار گرفته می شود که منحنی های تنش- کرنش در دسترس باشد. در نهایت، گزینه سوم FAD به هندسه مواد و اجزا بستگی دارد. به طور کلی منحنی FAD به دست آمده از گزینه سوم در مقایسه با گزینه اول دقیق تر و پیچیده تر است و همچنین دقت ارزیابی به میزان قابل توجهی بیشتر می باشد. در این پژوهش، ارزیابی FFS از خط لوله که دارای عیوب HIC و Lamination بوده و برای کاهش تعداد لوله های آسیب دیده که غیرضروری از سرویس خارج شده اند، ارائه شده است. این ارزیابی به احتمال شکست به دلیل از دست دادن قابلیت تحمل بار و احتمال شکست ناگهانی می پردازد. علاوه بر این، پایش پیشرفته بر اساس نمودار FAD برای اطمینان از ایمنی و تداوم عملیات انجام شد.

خط لوله آسیب دیده با تمام جزئیات تجزیه و تحلیل شد تا دلیل اصلی شکست مشخص گردد و سپس ارزیابی FFS بر اساس API579-1/ASME FFS-1 برای اطمینان از ایمنی خط لوله آسیب دیده و ادامه عملیات انجام شد. برای بررسی ریزساختار مناطق آسیب دیده از متالوگرافی استفاده شد. ابتدا نمونه های مختلفی از خط لوله آسیب دیده گرفته شد و سپس تمام نمونه های انتخابی با روش های متالوگرافی معمول صیقل و اچ شدند. همچنین از میکروسکوپ الکترونی روبشی (SEM) همراه با طیف سنجی پراکنده انرژی (EDS 550i) مدل AISI 2300C برای بررسی فازهای مختلف در ریزساختار لوله آسیب دیده استفاده شد. در نهایت، آزمایش کشش برای به دست آوردن خواص کششی فولاد آلیاژی خط لوله انجام شد.

بزند. نتایج به دست آمده نشان می دهد که لوله آسیب دیده با حداکثر کاهش ضخامت در حدود ۵/۹۲ mm از ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس در سطح ۳ با موفقیت عبور و می تواند تا برنامه زمانبندی بازرسی بعدی (حدود ۳ سال) بر اساس میزان خوردگی مجاز، به سرویس ادامه دهد.

بختیاری و همکاران [۶] از ارزیابی FFS برای بررسی وضعیت راکتور آسیب دیده در آتش سوزی در واحد پالایشگاه نفت استفاده کردند. در مطالعه انجام شده توسط آنها، ارزیابی FFS با مطالعات ریزساختاری و اندازه گیری سختی ترکیب شد تا اطلاعات لازم برای ارزیابی وضعیت راکتور آسیب دیده را فراهم آورد. طبق محاسبه، مقاومت مکانیکی راکتور آسیب دیده از طراحی اولیه فاصله گرفته بود.

مطالعات زنگنه و همکاران [۷] در سال ۲۰۲۰ نشان می دهد، ارزیابی FFS سطح ۳، بر اساس نمودار ارزیابی شکست (FAD) بر روی لوله ی از فولاد زنگ نزن ۳۰۴ حاوی ترک پس از جوشکاری، یازده ماه قبل از شکست نهایی انجام شد. بدین منظور تنش های پسماند ناشی از جوشکاری با استفاده از کد Dflux در نرم افزار اباکوس محاسبه شد. سپس تنش های مورد نظر بر ترک موجود در خط جوش اعمال و نتایج بدست آمده بر اساس نمودار FAD مورد تحلیل قرار گرفت. با توجه به نتایج ارزیابی FFS، صلاحیت لوله برای ادامه سرویس در زمان بازرسی تایید شده است.

آتیا<sup>۱</sup> و همکاران [۱۰] معیارهای مختلفی را بر اساس API579-1 / ASME FFS-1 برای پذیرش تجهیزات آسیب دیده به دلیل از بین رفتن فلز مورد مطالعه قرار دادند. مشخص شد که ادامه کار در فشار داخلی طراحی شده باعث طول عمر کمتری در مقایسه با کاهش درجه فشار برای کار طولانی مدت می شود. عمر باقیمانده اجزاء آسیب دیده از طریق معیارهای شکست سراسری و موضعی برآورد شد.

پنگ<sup>۲</sup> و همکاران [۱۱] اثر متقابل چندین کاهش ضخامت موضعی را مطالعه کردند و پارامترهای مختلفی از جمله آرایش های مختلف، شرایط بارگیری و عمق نسبی کاهش ضخامت را در ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس مطالعه کردند.

یاماگوچی<sup>۳</sup> [۱۲] فشار ترکیدن لوله آسیب دیده حاوی عیب HIC و کاهش ضخامت موضعی را با اشکال مختلف بررسی کرد تا فشار ترکیدگی توسط این روش ارزیابی را به طور دقیق تخمین بزند. مشخص شد که بدون در نظر گرفتن اندازه و شکل عیب کاهش ضخامت موضعی، فشار ترکیدگی محاسبه شده توسط آنالیز المان محدود کاملاً مطابق با نتایج آزمون است.

در این مطالعه، ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس برای یک خط لوله حاوی عیوب HIC و Lamination در سطح ۳ ارزیابی FFS انجام شد. تنش ها با استفاده از اجزاء محدود برای ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس تجهیزات و همچنین تعیین عمر باقیمانده لوله آسیب دیده

1-Attia

2-Peng

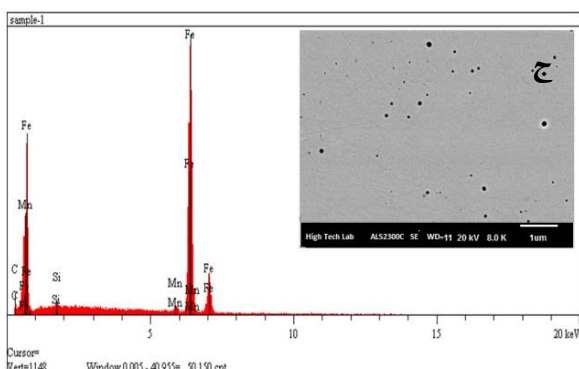
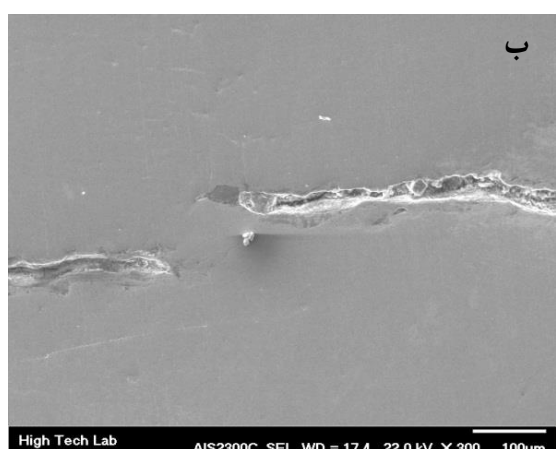
3-Yamaguchi

جدول ۱- ترکیب شیمیایی لوله X52

X52	Fe	C	Si	Mn	Cr	Mo	Ni	Al	Co
Burn 1	۹۸/۰	۰/۱۴۳	۰/۳۱۲	۱/۳۷	۰/۰۳۰۵	۰/۰۱۴۴	۰/۰۱۸۲	۰/۰۲۵۲	۰/۰۱۰۰
Burn 2	۹۸/۰	۰/۱۳۱	۰/۳۱۰	۱/۳۲	۰/۰۳۳۹	۰/۰۱۹۸	۰/۰۲۵۳	۰/۰۲۴۸	۰/۰۱۰۰
Average	۹۸/۰	۰/۱۳۷	۰/۳۱۱	۱/۳۴	۰/۰۳۲۲	۰/۰۱۷۱	۰/۰۲۱۷	۰/۰۲۵۰	۰/۰۱۰۰
X52	Cu	Nb	Ti	V	W	P	S		
Burn 1	۰/۰۲۸۶	۰/۰۱۷۵	۰/۰۰۵۰	۰/۰۰۵۰	۰/۰۵۰۰	۰/۰۲۵	۰/۰۳۰		
Burn2	۰/۰۳۲۴	۰/۰۲۰۴	۰/۰۰۵۰	۰/۰۰۵۰	۰/۰۵۰۰	۰/۰۲۳	۰/۰۲۶		
Average	۰/۰۳۰۵	۰/۰۱۸۹	۰/۰۰۵۰	۰/۰۰۵۰	۰/۰۵۰۰	۰/۰۲۴	۰/۰۲۸		

جدول ۲- داده های عملیات طراحی لوله آسیب دیده

نوع لوله	ضخامت (mm)	قطر خارجی (mm)	فشار عملیاتی (MPa)
API 5L X52	۱۵/۸	۵۰۸	۲



شکل ۱- الف ، ب تصویر میکروسکوپی ترک خوردگی پله ایی در لوله آسیب دیده ، ج آنالیز نقطه ای EDS از آخال های MnS

## نتایج و بحث

### بررسی ریز ساختاری نمونه ها

تصاویر SEM همراه با آنالیز EDS نمونه های آماده شده در جهت طولی لوله در شکل ۱ الف تا د نشان داده شده است که در آن SWC (با خط قرمز نشان داده شده) مشخص است. علاوه بر این، یکی از SWC های حاصل از تلاقی دو ترک در شکل ۱ ب نشان داده شده است. همچنین در تصاویر ریز ساختار حاصل از میکروسکوپ نوری با بزرگنمایی های (شکل ۲) مختلف نشان دهنده ترک گام به گام و پله ایی می باشد. از تجزیه و تحلیل EDS برای بررسی و مشخص نمودن هر نوع ناخالصی موجود در ترک مورد استفاده قرار گرفت. همانطور که در شکل ۱ د مشاهده می شود، این ترکیب غنی از منگنز و گوگرد است، بنابراین، این ترکیب سولفید منگنز (MnS) است. فولادهای با گوگرد بیشتر از ۰/۰۰۲ درصد مستعد به آسیب HIC هستند زیرا آخال های MnS در طول نورد گرم باعث ایجاد عیوب لایه ای و صفحه ایی (جدالایی- تورق) می شود که در آن هیدروژن به راحتی به دام می افتد و منجر آسیب HIC می شود [۱۳].

نتایج آزمایش [۱۴] و بولتن WRC-531 توصیه می‌کنند که اجزاء آسیب‌دیده HIC دارای استحکام باقی‌مانده قابل‌توجهی هستند. علی‌رغم برخی روش‌های معمول صنعت، مناطق اجزاء حاوی HIC از نظر استحکام کششی ۱۰۰٪ آسیب دیده‌اند. بنابراین، فرض عدم وجود استحکام باقیمانده بسیار محافظه کارانه است. چندین محقق [۱۲-۱۴] نقش هیدروژن را بر خواص کششی مطالعه کردند و دریافتند که هیدروژن باعث کاهش جزئی در تنش تسلیم می‌شود. همچنین WRC-531 نشان می‌دهد که تجهیزات با عیب HIC دارای استحکام باقیمانده تا ۹۵ درصد تجهیزات بدون عیب و سالم را دارد و این مورد به وسعت آسیب بستگی دارد. بنابراین، بر اساس محدودیت‌های آزمایش UT و این فرض که ترک‌خوردگی به صورت لایه‌هایی در ورق لوله وجود داشته باشد، استحکام تجهیز دارای عیب HIC به طور محافظه کارانه ۲۰ درصد اجزاء بدون عیب تنظیم شد که بسیار کمتر از نتایج به‌دست‌آمده در تست های کششی می‌باشد.

در این تحقیق، لوله دارای عیب HIC به عنوان مواد الاستیک-پلاستیک کامل با تنش تسلیم ۴۸۳ MPa که از نتایج نمونه کششی گرفته شده از لوله سالم به دست آمده، مدل‌سازی شد. بر خلاف خواص کششی، چندین محقق [۱۵، ۱۶، ۱۷، ۱۸] گزارش دادند که چقرمگی شکست توسط تردی هیدروژنی کاهش می‌یابد. چقرمگی شکست از طریق معادله ۳ که بر اساس استاندارد API579-1/ASME FFS-1 به عنوان یک روش نمایه سازی بر اساس دمای مرجع توصیه شده است، تعیین شد. این معادله زمانی می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد که ورود هیدروژن به تجهیزات آسیب دیده در حین کار منع نشده باشد و اطلاعات چقرمگی شکست در دسترس نباشد.

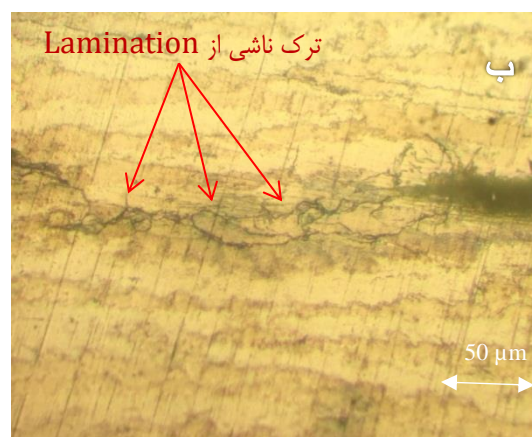
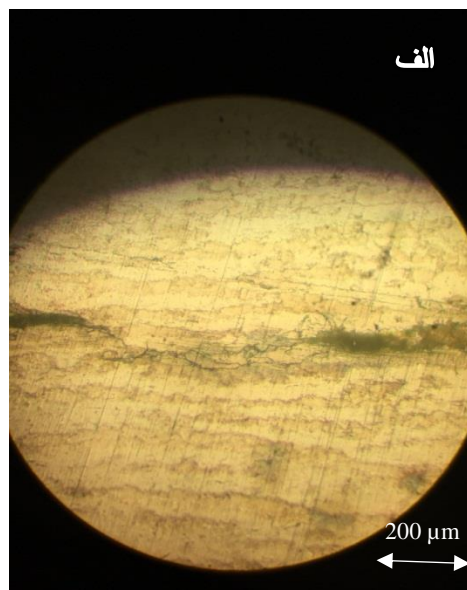
معادله ۳

$$K_{IR} = 29/5 + 1/344 \exp [0.026 (T - T_{ref} + 89)]$$

که در آن T و T<sub>ref</sub> به ترتیب دمای عملیاتی و دمای مرجع هستند. T<sub>ref</sub> بر اساس API579-1/ASME FFS-1 تعریف شده و مقدار آن برابر ۹- درجه سانتیگراد می‌باشد. بنابراین، K<sub>IR</sub> بر اساس ارزیابی حد پایینی محاسبه شد.

### قابلیت تحمل بار لوله آسیب دیده

برای تعیین قابلیت تحمل بار لوله آسیب دیده از ارزیابی سطح ۳ FFS استفاده می‌شود، همچنین باید آنالیز تنش برای پذیرش لوله آسیب دیده انجام شود. علاوه بر این، تجزیه و تحلیل المان محدود (FEA) برای تعیین فاکتور استحکام باقیمانده (RSF) لوله دارای آسیب HIC مورد استفاده قرار گرفت. برای انجام این تجزیه و تحلیل، FEA باید به طور دقیق منطقه آسیب دیده HIC را مدل کند. همانطور که در شکل ۳ نشان داده شده است، دامنه آسیب دیده به وضوح با طول محوری، عرض محیطی و WH یا عمق منطقه آسیب دیده HIC مشخص شده است.

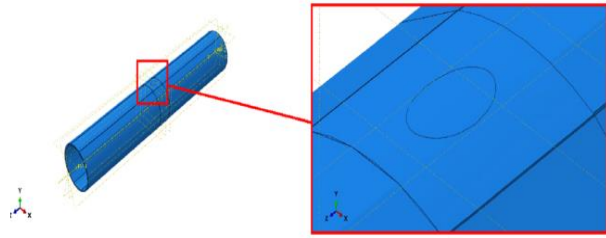
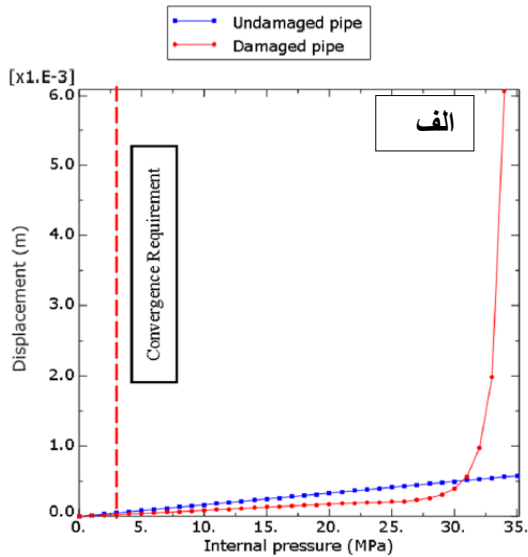


شکل ۲- تصویر میکروسکوپ نوری از ریزساختار و ترک ناشی از Lamination با بزرگنمایی مختلف

### ارزیابی FFS در سطح ۳

روش ارزیابی در این پژوهش به احتمال شکست به دلیل از دست دادن قابلیت تحمل بار و احتمال شکست ناگهانی در خط لوله آسیب HIC و Lamination پرداخته شده است. این دو حالت شکست باید به طور جداگانه در نظر گرفته شوند تا قابل پذیرش بودن خط لوله آسیب دیده HIC مشخص شود. برای مدل سازی آسیب HIC، ابعاد ناحیه آسیب دیده از طریق تست اولتراسونیک (UT) تعیین شد. به طور کلی، مدل سازی ناحیه آسیب دیده باید شامل تمام ابعادی باشد که در API579-1/ASME FFS-1 اشاره شده است. به طور خلاصه، مهمترین ابعاد، ابعادی هستند که امتداد آسیب شامل طول محوری، عرض محیطی و عمق HIC را به دقت نشان می‌دهند.



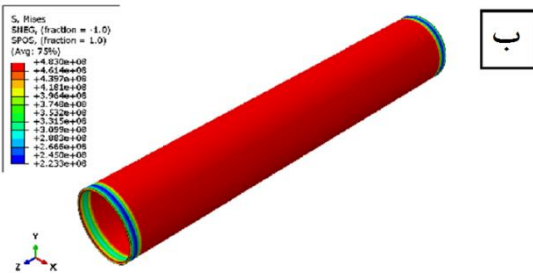


شکل ۳- مدل سازی لوله آسیب دیده با تمام شرایط مرزی مربوطه

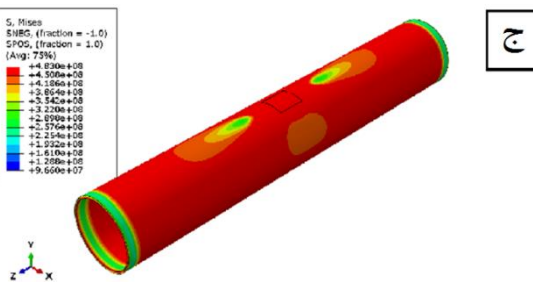
قابل پذیرش بودن لوله معیوب با معیارهای کلی بر اساس معادله ۴ انجام شد، که در آن پارامترهای  $P$  و  $D$  به ترتیب فشار و وزن در طول لوله آسیب دیده می باشد. در این حالت فشار داخلی به عنوان بار اصلی در نظر گرفته شد که منجر به شکست سراسری لوله آسیب دیده شد. اگر بارهای مشخص شده قبل از رسیدن به حد بحرانی باعث ناپایداری در یک نقطه شوند، لوله از سرویس خارج می شود. اگر همگرایی حاصل شود، لوله تحت بارهای اعمال شده برای این مورد بار پایدار است. در غیر این صورت، بارهای اعمال شده باید کاهش یافته و تجزیه و تحلیل تکرار شود. طبق استاندارد API 579 لوله باید  $1/35$  برابر فشار طراحی و وزن را تحمل کند. محاسبه بر اساس نمودار شکل ۴ الف انجام شد.

$$1/35 (P+D)$$

معادله ۴



ب



ج

شکل ۴- (الف) جابجایی در برابر فشار داخلی لوله های آسیب دیده/بدون عیب، (ب) بدون عیب (ج) لوله های آسیب دیده در نقاط ناپایداری

تعبیر حداکثر تنش معادل فون میسز (در ناحیه آسیب دیده) در برابر بار فشاری افزایشی در شکل ۵ الف نشان داده شده است. می توان مشاهده کرد که تنش فون میسز در مقابل بارگذاری افزایشی دو مرحله کاملاً متمایز را در راه حل الاستیک پلاستیک کامل نشان می دهد. مرحله اول از دو پاسخ خطی با شیب های مختلف تشکیل شده است، یکی قبل از تسلیم ناحیه آسیب (نشان داده شده در شکل ۵ ب) شروع می شود و دیگری تا تنش تسلیم نزدیک ماده سالم ادامه می یابد. مرحله دوم در نقطه تنش تسلیم  $483 \text{ Mpa}$  آغاز می شود که در آن پلاستیسیته از طریق کوتاه ترین خط ناحیه آسیب دیده با HIC پخش می شود در حالی که تنش فون میسز تقریباً ثابت می ماند. شکل ۵ ج - ه لوله دارای HIC را در مدت افزایش تدریجی فشار داخلی نشان می دهد. همانطور که مشاهده می شود، نقطه

شکل ۴ الف جابجایی در مقابل فشار داخلی لوله های معیوب و بدون عیب را در نقطه ای که حداکثر تنش معادل فون میسز وجود دارد را نشان می دهد. همانطور که مشاهده می شود، بار محدود ( $P_L$ ) لوله آسیب دیده که توسط آخرین مرحله زمانی قبل از واگرایی تعیین می شود بسیار فراتر از نیاز همگرایی (که با خط تیره نشان داده شده است) معیارهای سراسری است. بنابراین، این بدان معنی است که لوله آسیب دیده بر اساس معیارهای کلی مورد پذیرش می باشد. برای تعیین مقدار RSF در این ارزیابی،  $P_L$  لوله های سالم به طور جداگانه مشخص شد. مقادیر  $P_L$  در این دو منحنی برای به دست آوردن مقدار RSF بر اساس معادله ۵ تعیین شد. این مقدار برابر با  $0.97$  است که یعنی لوله آسیب دیده برای عملکرد ایمن در فشار بار طراحی در نتیجه بر اساس ارزیابی شکست مناسب است. شکل ۴ ب و ۴ ج نیز به ترتیب توزیع تنش فون میسز را در لوله های آسیب دیده و سالم در نقاط ناپایداری نشان می دهد.

$$RSF = \frac{L_{DC}}{L_{UC}}$$

معادله ۵

که در آن  $L_{DC}$  و  $L_{UC}$  به ترتیب بارهای فروپاشی حدی اجزای آسیب دیده و سالم هستند.

تسلیم در خط پایینی یا خط کوتاه (شکل ۵ ج) در ناحیه آسیب رخ می دهد و سپس در کل ضخامت لوله پخش می شود.

### تجزیه و تحلیل مکانیک شکست لوله آسیب دیده

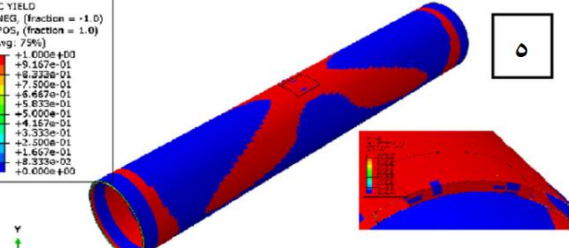
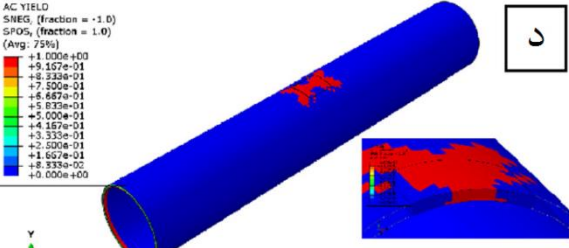
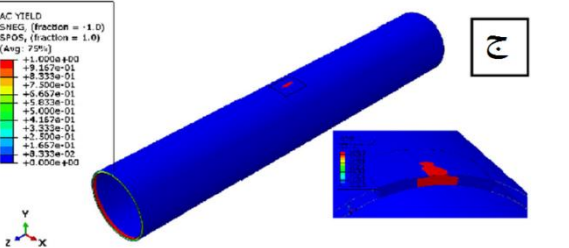
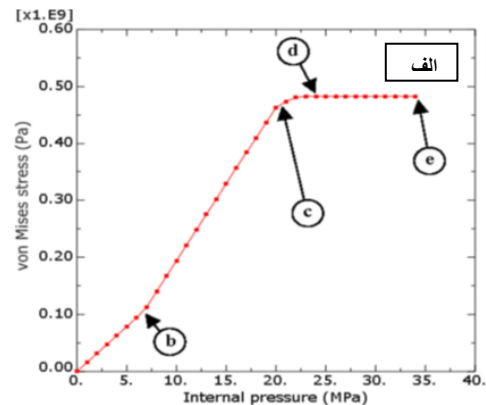
لوله دارای عیب HIC در شرایط عملیاتی پایدار و بدون هیچ مشکلی در بار طراحی و ارزیابی شکست، ایمن است. بخش اول مناطق آسیب دیده با HIC زمانی در نظر گرفته می شود که دور از خط جوش باشد و تنش های ثانویه صفر باشند یا فقط تنش اولیه را داشته باشد. بخش دوم برخی از مناطق آسیب دیده HIC را با همان ابعاد به طور تصادفی در خط جوش در نظر گرفته می شود. همانطور که قبلاً ذکر شد، منطقه آسیب دیده HIC دور از خط جوش در لوله آسیب دیده برای ادامه سرویس تا زمان پذیرش ارزیابی شکست مناسب است. بنابراین، ارزیابی عیوب شبه ترک بر اساس رویکرد FAD در جهت طولی و محیطی انجام شد. در این تحلیل، از آنجا که مقدار تنش محیطی دو برابر تنش طولی است، بنابراین عیب در راستای طولی در نظر گرفته شد. اندازه عیب باید در راستای طول بر روی ناحیه آسیب HIC تنظیم شود (همانطور که در جدول ۳ نشان داده شده است).

جدول ۳- جزئیات مدل منطقه عیب HIC

مشخصات HIC	HIC	داده ها
	۱۲	اندازه طول عیب S (cm)
	۶	اندازه عرض عیب C (cm)
	۸/۹	حداقل ضخامت بقیمانده تا سطح خارجی (mm)
	۶/۳	حداقل ضخامت بقیمانده تا سطح داخلی (mm)
	۵/۶	عمق عیب HIC (mm)

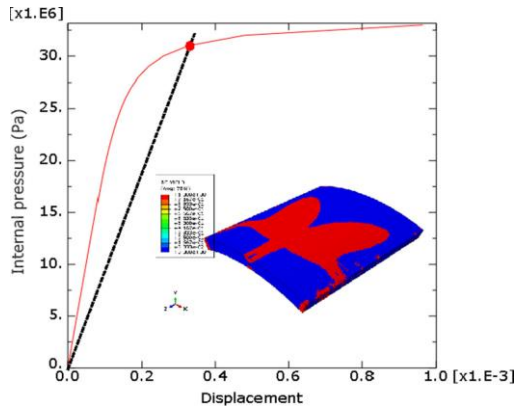
علاوه بر این، عمق عیب در جهت ضخامت باید تا حداکثر میزان آسیب HIC تنظیم شود. بخش المان محدود سه بعدی (FE) حاوی یک ترک تعبیه شده در جهت طولی در شکل ۶ نشان داده شده است. در این تکنیک بدنه ثابت در نظر گرفته شده و برای مدل سازی شکاف طولی عیب با مش بندی کوچک در یک قسمت ثابت از لبه ورق مورد استفاده قرار گرفت. این روش یکی از راه های دقیق و موثر برای به دست آوردن راه حل مناسب در ناحیه ثابت حاوی ترک است. طراحی مش برای ناحیه نوک ترک یک مش متمرکز است که دارای عناصر متمرکز در نوک ترک است.

ضریب شدت تنش اولیه  $K_I^P$  تنها با بار اولیه ناشی از فشار داخلی تعیین شد. شکل ۷ توزیع تنش فون میسرز ترک تعبیه شده را در جهت طولی در زمان بار کاری ۲ MPa نشان می دهد. لازم به ذکر است که وقتی عیب داخلی در وسط ضخامت لوله قرار نگیرد، ضخامت باقی مانده برای هر طرف یکسان نیستند که به نوبه خود منجر به عوامل شدت تنش متفاوت برای نوک ترک می شود. بنابراین، ضریب شدت تنش بالاتر برای ارزیابی در این تحقیق در نظر گرفته شد. شدت تنش اولیه، که مربوط به بار اولیه ( $K_I^P$ ) است، به ترتیب ۱/۱ و  $0\varphi$  در  $3/7 \text{ MPa}\sqrt{m}$  و  $90\varphi$  محاسبه شد.

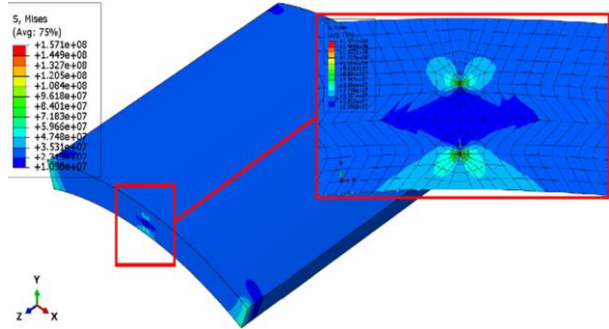


شکل ۵- (الف) تغییرات تنش معادل فون میسرز در مقابل بارگذاری افزایشی در منطقه آسیب HIC، (ب-۵) توزیع تسلیم در طول بارگذاری فشار افزایشی

شدت تنش مربوط به بارهای اولیه ( $L_r^P$ ) تحت فشار عملیاتی ۲ MPa بود که به مقدار  $3/7$  MPa تعیین شد. بنابراین،  $K_r$  بر اساس معادله ۱ مقدار  $0/059$  بدست آمد.  $L_r^P$  تعریف شده توسط معادله ۲ به عنوان نسبت فشار عملیاتی (P) به بار محدود سراسری ( $P_L$ ) مقدار  $0/0625$  محاسبه شد. بنابراین، نقطه ارزیابی FAD برای ترک داخلی اولیه در فشار عملیاتی ۲ مگا پاسکال به مقدار ( $0/0625$ ،  $0/059$ ) می باشد، همانطور که در شکل ۹ نشان داده شده است، می توان مشاهده نمود که نقص فعلی در زمان ارزیابی FFS پذیرفته شده است.

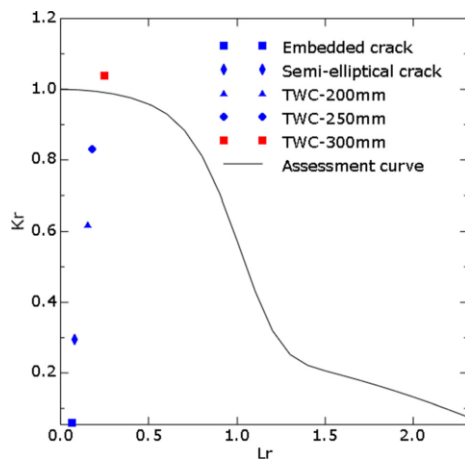


شکل ۶- مدل المان محدود (FE) ترک تعبیه شده داخلی در جهت طولی لوله



شکل ۷- توزیع تنش فون میسز در اطراف ترک داخلی در فشار عملیاتی

شکل ۸- روش شیب الاستیک (TES) دوتایی برای محاسبه حداقل بار محدود سراسری همراه با یک شکل توزیع



شکل ۹- نمودار ارزیابی شکست (FAD) نشان دهنده گسترش ترک تحت بار اولیه

یکی از سوالاتی که باید به آن پاسخ داده شود، حد بالای گسترش ناحیه آسیب دیده ناشی از HIC می باشد. در حال حاضر، هیچ روش پذیرفته شده ای برای پیش بینی نرخ رشد آسیب HIC فعال وجود ندارد. بنابراین، نظارت دوره ای تنها روش کنترل لوله آسیب دیده برای بازگشت ایمن به سرویس است. رویکرد FAD در اینجا برای نظارت بر گسترش ناحیه آسیب دیده با HIC استفاده شد زیرا روشی مناسب برای تعیین میزان پذیرش لوله آسیب دیده ارائه می کند. این رویکرد با افزایش اندازه HIC فعال تا زمانی که منطقه آسیب دیده HIC توسط منحنی FAD پذیرفته شود، مورد استفاده قرار می گیرد.

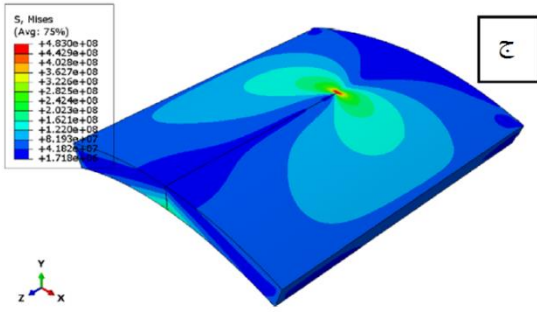
برای به دست آوردن نسبت بار ( $L_r^P$ )، تجزیه و تحلیل بار محدود سراسری مربوط به بازده کلی لوله حاوی عیوب شبه ترک انجام شد. به طور معمول، تجزیه و تحلیل FEM به صورت مستقیم بار محدود را به عنوان یک نتیجه خروجی محاسبه نمی کند، بنابراین پردازش بعدی ضروری است. روش شیب الاستیک دوتایی (TES) برای محاسبه بار محدود سراسری با استفاده از منحنی بار تغییر شکل به دست آمده از تجزیه و تحلیل FEM استفاده شد. منحنی تغییر بار تسلیم کلی لوله آسیب دیده را با نقطه ای که در آن تغییر شکل قابل توجهی با افزایش بار بسیار کوچک رخ می دهد، تعیین می کند. در این تحقیق، مقدار بار محدود به دست آمده از منحنی بار-تغییر شکل با بررسی تسلیم کلی مربوطه تأیید شد. شکل ۸ منحنی بار-تغییر شکل را به همراه روش TES نشان می دهد که برای به دست آوردن بار حدی سراسری با افزایش فشار داخلی تا زمانی که تسلیم کلی در صفحه ترک حاصل شود، استفاده می شود. نتایج نشان داد که وقتی فشار داخلی به حدود ۳۲ MPa رسید، پلاستیسیته در بخش صفحه ترک پخش می شود.

روش ۱ از استاندارد API 579/ASME FFS-1 برای تعریف منحنی FAD بر اساس معادله ۶ برای شکست ناشی از ترک لوله دارای HIC از طریق تعیین نقطه ارزیابی ( $K_r$ ،  $L_r^P$ ) مورد استفاده قرار گرفت. اگر نقطه روی نمودار FAD یا داخل آن باشد، لوله با عیب HIC، طبق روش ارزیابی سطح ۳ قابل قبول است.

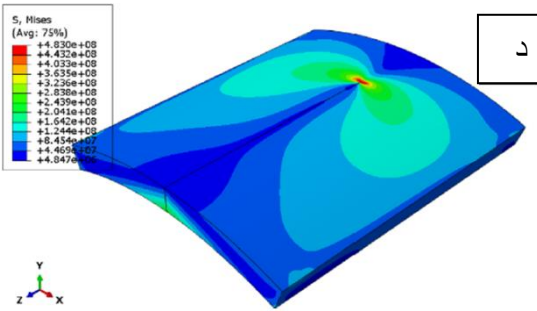
معادله ۶ [۱۹]

$$K_r = (1 - 0.14(L_r^P)^2)(0.3 + 0.7\exp[0.65(L_r^P)^6])$$

1 -twice-elastic-slope



ج

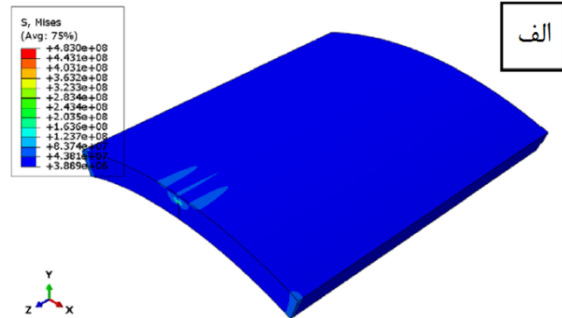


د

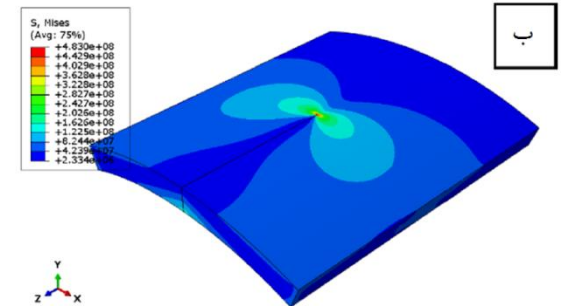
شکل ۱۰- توزیع تنش فون میسز (الف) ترک نیمه بیضوی با  $a = 11/25$  mm،  $c = 170$  mm، ترک از طریق دیواره با  $2c$  برابر با (ب)  $200$  میلی متر (ج)  $250$  میلی متر (د)  $300$  میلی متر

بنابراین، ابعاد آسیب HIC در طول زمان رشد می کند و از HIC داخلی به HIC سطحی تبدیل می شود و سپس در نهایت ناحیه HIC در تمام جهت ضخامت گسترش می یابد. طول عیب شبه ترک در راستای طولی همانند طول گسترش یافته در راستای طولی منطقه آسیب HIC و عمق عیب شبه ترک در جهت ضخامت نیز با حداکثر گسترش عیب HIC در جهت ضخامت تنظیم شد. بنابراین، ابعاد ترک به تدریج از حالت داخلی (شرایط فعلی) به ترک های دیواره (TWGs) افزایش یافت تا زمانی که نقطه  $(K_I, L_{Pr})$  خارج از منحنی FAD قرار گرفت. شکل ۱۰ نقش افزایش ابعاد مختلف ترک ها (یا گسترش ناحیه آسیب دیده با HIC) را در تخمین نقطه ارزیابی  $(K_I, L_{Pr})$  بر اساس منحنی FAD نشان می دهد.

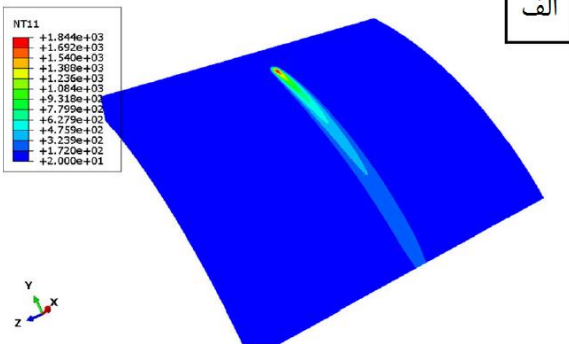
شکل ۱۰ الف-د توزیع تنش فون میسز را در ابعاد مختلف ترک نشان می دهد. هر یک از این ترک ها به طور جداگانه برای به دست آوردن تخمین نقطه ارزیابی  $(K_I, L_{Pr})$  در منحنی FAD در شکل ۱۰ مورد ارزیابی قرار گرفت. شکل ترک در طول گسترش از ترک های داخلی به ترک های نیمه بیضوی و سپس به TWC ها و به دنبال آن روش ارزیابی بر اساس استاندارد API 579-1/ASME FFS-1 تغییر می کند. افزایش ابعاد ترک بر اساس FAD نشان داد که TWC با  $2c$  برابر با  $250$  mm قابل قبول است به شرطی که در مدل سازی فشار ترک در نظر گرفته نشود.



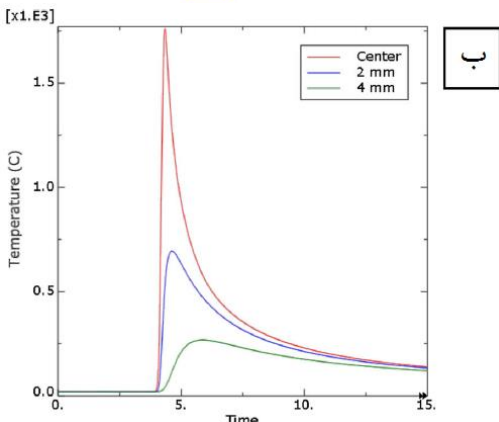
الف



ب



الف

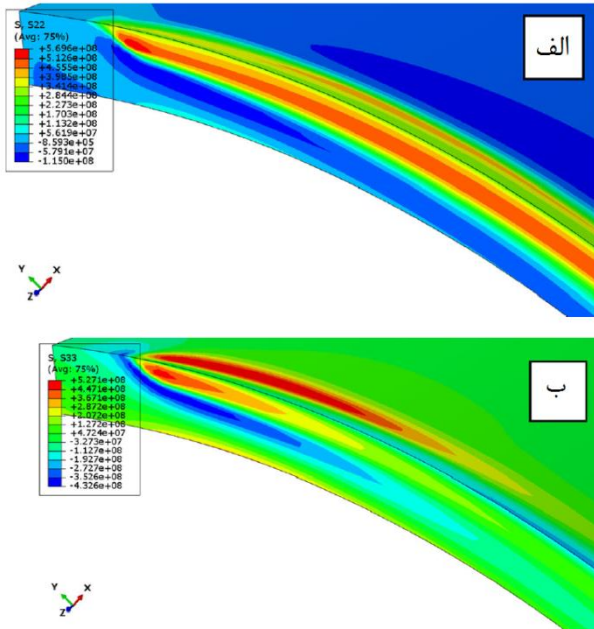


ب

شکل ۱۱- (الف) توزیع دمای گره (NT11) در طول فرآیند جوشکاری، (ب) توزیع دما در خط جوشکاری در نقاط مختلف فواصل از خط مرکزی جوشکاری

1-through-wall cracks

پسماند محیطی (S22) و طولی (S33) را نسبت به محور لوله در طول شبیه سازی جوش نشان می دهد. توزیع تنش پسماند جوشکاری عرضی ضخامت در منطقه متأثر از حرارت (HAZ) در شکل ۱۳ نشان داده شده است و با API 579/ASME FFS-1 و داده ها در منابع [۲۱،۲۰] مقایسه شده است.



شکل ۱۲ - (الف) تنش های محیطی (S22) (ب) تنش های پسماند جوشکاری طولی (S33) نسبت به محور لوله در طول فرآیند جوشکاری

مختصات مکانی برای توزیع تنش جوش از طریق ضخامت دیواره از سطح داخلی لوله اندازه گیری می شود. همانطور که مشاهده می شود، همبستگی مناسبی بین شبیه سازی انجام شده و سایر نتایج وجود دارد (شکل ۱۳). انحراف از این شبیه سازی و داده های موجود ممکن است به تفاوت در گرمای ورودی، ابعاد لوله و پارامترهای شار حرارتی در فرآیند جوشکاری نسبت داده شود. علاوه بر این، باید توجه داشت که نتایج شبیه سازی شده در این تحقیق پایین تر از محدوده تنش ارائه شده توسط API 579/ASME FFS-1 قرار می گیرد که به عنوان کران بالایی با تمام داده های تجربی مطابقت دارد. برای محاسبه ضریب شدت تنش ثانویه  $K_I^{SR}$  حاصل از WRS، تنش پسماند به دست آمده با تجزیه و تحلیل مکانیکی از مدل بدنه حاوی ترک داخلی بررسی شد. همانطور که در شکل ۱۴ الف و ب مشاهده می شود، ترک داخلی در مدل، توزیع WRS را تغییر داد (شکل ۱۴ ج، د).

مقادیر  $K_I^{SR}$  ۰/۴ و  $26/8 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$  در  $\varphi = 0$  و  $90$  به ترتیب می باشد. قابل ذکر است که ضریب شدت تنش  $K_I^{SR}$  مربوط به WRS در همان مکان در امتداد جبهه ترک که برای تعیین عامل شدت تنش اولیه  $K_I^P$  استفاده می شود، تعیین شد. مقایسه بین نتایج SIF نشان می دهد که نیروی اشاعه ترک به دلیل WRS به طور قابل توجهی بیشتر از فشار داخلی است.

منطقه آسیب دیده HIC واقع در خط جوش توزیع مناطق آسیب دیده HIC تصادفی بوده است. بنابراین، تنش پسماند جوشکاری (WRS) باید بخشی از داده های ورودی باشد تا محاسبات نیروی محرکه ترک را به درستی برای ناحیه آسیب دیده با HIC واقع در خط جوش انجام دهد. در این تحقیق، منطقه آسیب دیده با HIC در مرکز خط جوش در نظر گرفته شد، زیرا این فرض در حداکثر میدان تنش شبیه سازی شده، می تواند به صورت محافظه کارانه به بدترین حالت تعبیر شود.

با این حال، نادیده گرفتن WRS در نیروی محرکه ترک غیرقابل قبول است، مگر اینکه WRS فشاری باشد. بنابراین، ضریب شدت تنش مربوط به تنش های پسماند  $K_I^{SR}$  در اینجا با روش نقشه برداری تعیین شد [۷].

تعیین WRS از طریق FEA با دو تجزیه و تحلیل به دست آمد. تجزیه و تحلیل حرارتی توزیع دما در طول جوشکاری و سپس تجزیه و تحلیل مکانیکی توسط داده های آنالیز حرارتی انجام شد. کاربرد DFLUX در نرم افزار Abaqus برای شبیه سازی توزیع غیریکنواخت دما در طول فرآیند جوشکاری با استفاده از معادله گلداک (معادل ۷) استفاده شد.

این معادله به طور دقیق فرآیند جوشکاری را با شار حرارتی بیضوی دوگانه مدل می کند [۲، ۷]. از آنجایی که هیچ اطلاعات ثبت شده از روش جوشکاری در دسترس نبود، پارامترهای فرآیند جوشکاری بر اساس حالت ورودی حرارت کم مطابق با استاندارد API 579/ASME FFS-1 انتخاب شدند. باید توجه داشت که محافظه کار ترین توزیع حرارت توصیه شده توسط API 579/ASME FFS-1 روش حرارت ورودی کم است که می تواند در بخش های ضخیم حاوی جوش چند پاسی استفاده شود. تصویری از میدان دمای گره (NT11) در طول جوشکاری قوس الکتریکی در شکل ۱۱ الف نشان داده شده است. همانطور که از شکل ۱۱ الف مشاهده می شود، حداکثر دما حدود  $1850^\circ\text{C}$  است که در عمل با فرآیند جوشکاری مطابقت دارد. علاوه بر این، تاریخچه حرارتی و دمای پیک در فواصل مختلف از خط مرکزی جوش در شکل ۱۱ ب نشان داده شده است. حداکثر شار حرارتی در خط مرکزی جوش قرار دارد و به تدریج تا لبه های بیضی کاهش می یابد.

معادله ۷

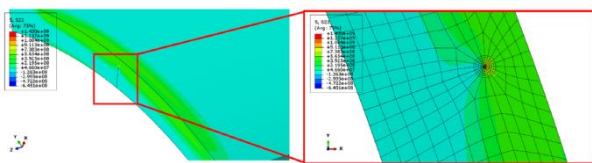
$$q(x,y,z,t) = \frac{6Q\sqrt{3}}{abc\pi\sqrt{\pi}} e^{-3(x-(R\sin\theta+x_0))^2/a^2} e^{-3(y-R\cos\theta+y_0)^2/b^2} e^{-3(z-z_0)^2/c^2}$$

در اینجا  $q$  مقدار گرمای ورودی را تعریف می کند،  $R$  قطر لوله یا فاصله منبع گرما تا مرکز لوله است،  $h$  زاویه شعاعی تغییر یافته از طریق فرآیند جوشکاری در جهت محیطی را تعریف می کند. پارامترهای  $a$ ،  $b$  و  $c$  به ترتیب محورهای نیم بیضی حوضچه جوش در جهت های  $x$ ،  $y$  و  $z$  هستند. شکل ۱۲ الف و ب توزیع تنش های

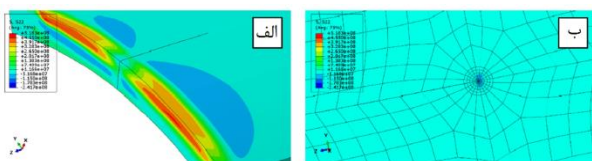
<sup>1</sup> -Welding residual stress

در زمان ارزیابی FFS قرار دارد، حتی اگر WRS در محاسبه در نظر گرفته شود. بنابراین، لوله در ارزیابی سطح ۳ FFS پذیرفته شده و می تواند به سرویس خود ادامه دهد.

شکل ۱۵ تصویر WRS را بر روی بدنه ترک خورده نیمه بیضوی (یا HIC شکسته سطحی) نشان می دهد که زمانی این عیب دور از خط جوش قرار داشته قابل قبول بوده است. همانطور که می توان مشاهده کرد، حداکثر میدان تنش مثبت در عمیق ترین نقطه جسم ترک خورده نیمه بیضوی ترسیم شد، که به نوبه خود  $K_I^{SR}$  برابر با  $44 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$  می باشد. این مقدار WRS را افزایش داد و یا به نیروی محرکه بالاتری به ترک اعلام کرده و همانطور که در نمودار FAD در شکل ۱۴ نشان داده شده است به نوبه خود منجر به خارج شدن آن از منطقه قابل قبول شده است. نتیجه این مورد بر اساس روش استاندارد ارزیابی عیوب ممکن است منطقه آسیب دیده HIC واقع در خط جوش را رد کند. روش فعلی توصیه شده توسط API 579/ASME FFS-1 با WRS به همان روشی که بار اولیه به نظر می رسد رفتار می کند که بیش از حد محافظه کارانه به نظر می رسد. برای کاهش مشکل فوق، WRS اولیه به مدل های مشابه با TWC های مختلف رسم شد و سپس نیروی محرکه ترک محاسبه گردید. این روش می تواند به طور واقع بینانه تغییر WRS را در هنگام گسترش ترک شبیه سازی کند. شکل ۱۶ الف و ب نقشه WRS را بر روی بدنه ترک با طول نصف ترک، C برابر با ۵۰ میلی متر نشان می دهد. همانطور که می توان مشاهده کرد، میدان تنش منفی ترسیم شده در عمیق ترین نقطه منجر به بسته شدن سطوح ترک شده و بنابراین  $K_I^{SR}$  نادیده گرفته شده است.

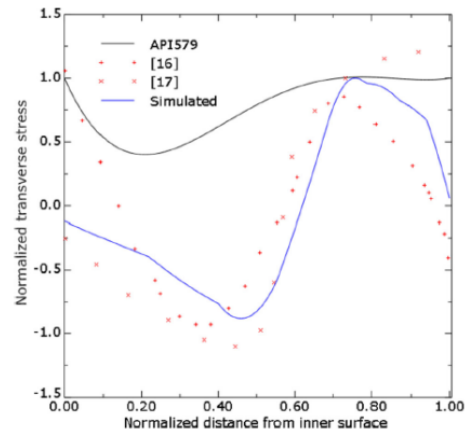


شکل ۱۵- روش نگاشت تنش پسماند جوشکاری (WRS) روی بدنه ترک خورده نیمه بیضوی.

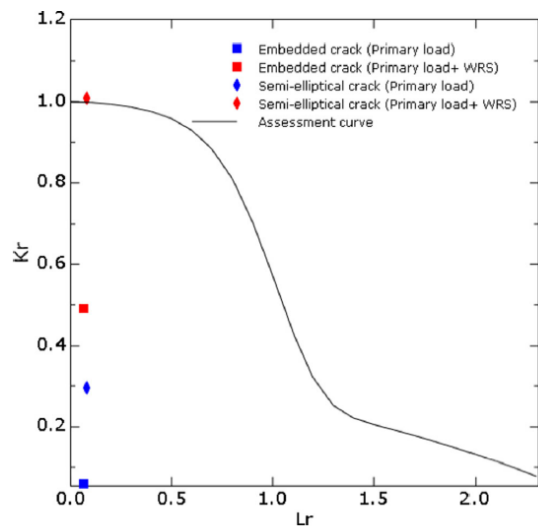
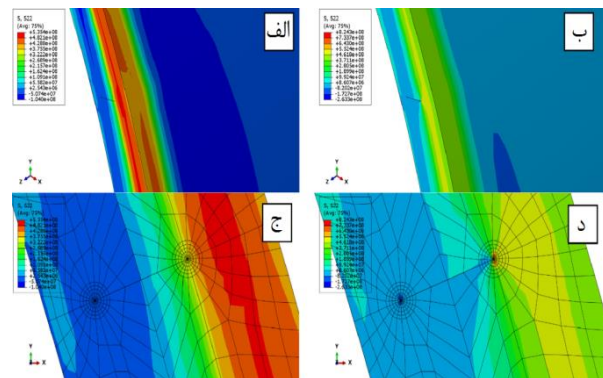


شکل ۱۶- روش نگاشت تنش پسماند جوشکاری (WRS) روی بدنه ترک خورده از طریق دیواره، C برابر با ۵۰ میلی متر

بنابراین شدت تنش بارهای اولیه ( $K_I^P$ ) تنها بخشی است که برای ارزیابی ناحیه آسیب دیده با HIC استفاده می شود. با توجه به نمودار FAD نشان داده شده در شکل ۸، TWC با این اندازه در منحنی FAD قابل قبول سقوط می کند که به این معنی است که پس از گسترش ترک، نیروی محرکه ترک ناشی از WRS کاهش می یابد. به طور کلی، نیروی محرکه ترک به دلیل WRS در طول گسترش ترک به دلیل تعادل دو طرفه WRS زیاد باقی نمی ماند،



شکل ۱۳- تنش عرضی نرمال شده ( $\sigma_T/\sigma_y$ ) بر حسب فاصله نرمال شده از سطح داخلی ( $x/t$ ) در مقایسه با API 579 و نتایج دیگر منابع [۱۶، ۱۷]



شکل ۱۴- روش تحلیل (الف) و (ج) بدون، و (ب) و (د) با در نظر گرفتن بدنه دارای ترک داخلی

ضریب برهمکنش پلاستیسیته ( $\Phi$ ) بر اساس دستورالعمل های API 579/ASME FFS-1 ۱/۰۱۴ در نظر گرفته شده است.

بنابراین  $K_{Ic}$  برابر  $0.49$  محاسبه شد. با این حال،  $L_r^P$  یا نسبت بار برابر با قبل است. همانطور که در شکل ۱۴ نشان داده شده است، نقطه ارزیابی FAD (0.49, 0.0625) هنوز در منطقه امن منحنی FAD

لوله باید به شدت کنترل شود تا از هرگونه فشار چرخه ای که در نهایت می تواند منجر به رشد ترک توسط مکانیزم خستگی می شود، جلوگیری گردد. علاوه بر توصیه فوق، آسیب HIC را می توان با کنترل شارژ هیدروژن با استفاده از تغییرات فرآیند و یا افزودن بازدارنده کاهش یا حذف کرد.

### نتیجه گیری

این پژوهش به بررسی یک خط لوله دارای آسیب HIC و Lamination بر اساس استاندارد API 579/ASME FFS 1 در سطح ۳ ارزیابی شد. نتایج نشان می دهد که لوله آسیب دیده بدون هیچ مشکلی می تواند در سرویس باقی بماند و به کار خود ادامه دهد. می توان نتیجه گرفت که این نقص در زمان ارزیابی صلاحیت ادامه سرویس در منطقه امن و قابل قبول می باشد. گسترش آسیب در آینده باید از طریق نمودار ارزیابی خرابی در منطقه آسیب دیده HIC که نزدیک یا روی خط جوش قرار دارد بررسی شود. نتایج نشان می دهد که تنش پسماند جوشکاری تأثیر قابل توجهی بر محاسبات نیروی محرکه ترک دارد، اما زمانی که آزادسازی تنش پسماند جوشکاری در ارزیابی در نظر گرفته شود، نتایج واقعی تری به دست می آید. رویکرد FAD در اینجا برای نظارت بر گسترش ناحیه آسیب دیده با HIC استفاده شد زیرا روشی مناسب برای تعیین میزان پذیرش لوله آسیب دیده ارائه می کند. این رویکرد با افزایش اندازه HIC فعال تا زمانی که منطقه آسیب دیده HIC توسط منحنی FAD پذیرفته شود، مورد استفاده قرار می گیرد. بنابراین، ابعاد آسیب HIC در طول زمان رشد می کند و از HIC داخلی به HIC سطحی تبدیل می شود و سپس در نهایت ناحیه HIC در تمام جهت ضخامت گسترش می یابد. بنابراین، ابعاد ترک به تدریج از حالت داخلی (شرایط فعلی) به ترک های دیواره (TWCS) افزایش می یابد تا زمانی که نقطه  $(K_r, L_r^P)$  خارج از منحنی FAD قرار گیرد و لوله باید از دسترس خارج شود.

### ملاحظات اخلاقی پیروی از اصول اخلاق پژوهش

همکاری مشارکت کنندگان در تحقیق حاضر با رضایت آنان بوده است.

### حامی مالی

هزینه تحقیق حاضر توسط نویسندگان مقاله تامین شده است.

### مشارکت نویسندگان

انجام آزمایش ها : فرزاد پهنانه

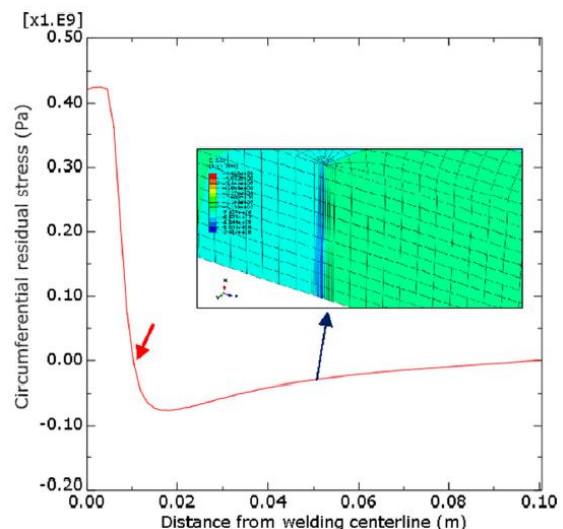
تحلیل داده ها و نتایج : فرزاد پهنانه، شهاب الدین زنگنه، فرید نعیمی نگارش نهایی: فرزاد پهنانه

### تعارض منافع

بنابر اظهار نویسندگان، مقاله حاضر فاقد هرگونه تعارض منافع بوده است.

به این معنی که نیروی محرکه ترک در ناحیه تنش مثبت زیاد است و با رشد بیشتر در ناحیه تنش منفی کم می شود. همانطور که در شکل b ۱۶ نشان داده شده است، هنگامی که یک ترک در WRS منفی عمیق تر می شود، تأثیر رشد ترک بر سهم تنش پسماند در نیروی محرکه ترک نادیده گرفته می شود، زیرا تنش منفی سطوح ترک را می بندد .

شکل ۱۷ شکل موجی از WRS محیطی را در امتداد جهت محوری در سطح بیرونی لوله نشان می دهد. برای هدف خودتصادفی، برگشت تنش از کششی به فشاری هنگام فاصله از خط مرکزی جوشکاری مشاهده می شود. تمام نوک های ترک در فاصله ۱۰ میلی متری از خط مرکزی جوش همانطور که با فلش قرمز در شکل نشان داده شده است در میدان تنش منفی قرار دارند. بنابراین، سطوح ترک بسته خواهد شد. به عنوان مثال، ریشه TWCS با C برابر با ۵۰ میلی متر (که با فلش سیاه در شکل نشان داده شده است)، تحت فشار میدان تنش منفی قرار می گیرد که منجر به بسته شدن ترک می شود. لازم به ذکر است که تمام ناحیه آسیب دیده HIC پذیرفته شده آغاز شده از مرکز خط جوش بر اساس منحنی FAD نشان داده شده در شکل ۸ پس از گسترش HIC پذیرفته می شود.



شکل ۱۷ - فاصله تنش پسماند محیطی از خط مرکزی

### جوشکاری

برای کاهش بیشتر خطر خرابی ناگهانی، تصمیم در مورد تعمیر لوله آسیب دیده باید بر اساس احتمال خرابی (POF) یا پیامدهای خرابی (COF) اتخاذ شود. به عنوان مثال، زمانی که خطر خرابی با در نظر گرفتن COF قابل توجه است (مثلاً زمانی که یک مورد FFS در نزدیکی تأسیسات با فناوری پیشرفته یا گذرگاه های جاده ای قرار دارد)، می توان با استفاده از بال های تقویت کننده تعمیر را در حین استفاده از خط لوله در نظر گرفت، مگر اینکه داده های فوق بتواند تعداد لوله های آسیب دیده HIC را که به طور غیر ضروری از سرویس حذف شده اند، کاهش دهد. لازم به ذکر است که فشار عملیاتی خط

1 -probability of failure

2 -Consequences of failure

3 -through-wall cracks

## References:

1. Lynch, S.P. 2013. Mechanisms and kinetics of environmentally assisted cracking. current status, issues, and suggestions for further work. *Metall. Mater. Trans. A.* 44(3), 1209–1229.
2. Zangeneh, Sh. 2021. Fitness-for-service assessment of local thin area in a line pipe, *J Failure Anal Preven*, 3, 1085–1095.
3. Soliman, A.A. et al. 2018. Pressure carrying capacities of thin walled pipes suffering from random colonies of pitting corrosion. *Int. J. Press. Vessels Pip.* 166, 48–60.
4. Shah, U. Prasad, P. 2019. Fitness for service assessment of carbon steel vessel with localized deformation during PWHT, in ASME 2019 pressure vessels & piping conference.
5. Jacquemin, T. et al. 2018. Contribution of finite element analyses to crack-like flaw assessments in a gas pipeline, *Int. J. Press. Vessels Pip.* 161, 41–49.
6. Bakhtiari, R. et al. 2017. Fitness for service assessment of a pressure vessel subjected to fire damage in a refinery unit. *Eng. Failure Anal*, 80(Supplement C), 444–452.
7. Zangeneh, S. Lashgari, H.R. Sharifi, H.R. 2020. Fitness-for-service assessment and failure analysis of AISI 304 demineralized-water (DM) pipeline weld crack, *Eng Failure Anal*, 107, 104210.
8. Han, Z. et al. 2016. Fitness-for-service of a column equipment containing dent defects based on API 579 Level 3 analysis and considering the dynamic loads. in ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference.
9. Bakhtiari, R. Zangeneh, S. 2018. Evaluation of hydrogen damage in a fire tube using microstructure/mechanical properties studies, *Eng. Fail. Anal*, 90, 231–244.
10. Attia, M.S., et al., 2016. Assessment of corrosion damage acceptance criteria in API579-ASME/1 code. *International Journal of Mechanics and Materials in Design*, 12(1): p. 141-151.
11. Peng, J., C. Zhou, and Q. Dai. 2013. Interaction and Assessment of Multiple Local Wall Thinning Defects. in ASME Pressure Vessels and Piping Conference.
12. Yamaguchi, A. 2013. Investigation of Burst Pressure in Pipes With Square Wall Thinning by Using FEA and API579 FFS-1. in ASME Pressure Vessels and Piping Conference.
13. Domizzi, G. Anteri, G. Ovejero-García, J. 2001. Influence of sulphur content and inclusion distribution on the hydrogen induced blister cracking in pressure vessel and pipeline steels, *Corrosion Sci.* 43(2), 325–339.
14. Boukourt, H. et al. 2018, Hydrogen embrittlement effect on the structural integrity of API 5L X52 steel pipeline, *Int. J. Hydrog. Energy*. 43(42), 19615–19624.
15. Park, C. Kang, N. Liu, S. 2017. Effect of grain size on the resistance to hydrogen embrittlement of API 2W Grade 60 steels using in situ slow-strain-rate testing, *Corros. Sci*, 128, 33–41.
16. Javidi, M. Ghassemi, A. Lalehparvar, M.M. 2017. Amine corrosion and amine cracking of API 5L X52 carbon steel in the



presence of hydrogen sulphide and carbon dioxide. Corros. Eng., Sci. Technol, 52(7), 510-519.

**17.** Soudani, M. et al. 2018. Efficiency of green inhibitors against hydrogen embrittlement on mechanical properties of pipe steel API 5L X52 in hydrochloric acid medium. J Bio- and Tribo-Corrosion. 4(3), 36.

**18.** Chatzidouros, E.V. et al. 2011. Hydrogen effect on fracture toughness of pipeline steel welds, with in situ hydrogen charging. Int. J. Hydrog. Energy. 36(19), 12626-12643.

**19.** API 579-1/ASME FFS-1. 2021 .FITNESS FOR-SERVICE. Page of 515, 9-22.

**20.** Sharples, J. Hadley, I. 2018. Treatment of residual stress in fracture assessment: background to the advice given in BS 7910:2013. Int.J. Press. Vessels Pip. 168, 323-334.

**21.** Bouchard, P.J. 2007. Validated residual stress profiles for fracture assessments of stainless steel pipe girth welds. Int. J. Press, Vessels Pip. 84(4), 195-222.

