

ارزیابی ریسک خط لوله انتقال گاز شیرین خشک با استفاده از متدولوژی جدید ارزیابی ریسک ناشی از خوردگی خطوط لوله انتقال گاز

امین فاتح^۱، محمد نظر نژاد بجستانی^{۲*}، جابر نشاطی^۳

^۱ کارشناس، بخش خوردگی و حفاظت از فلزات، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران
^۲ دکتری مهندسی مواد، گروه پژوهش خوردگی فلزات، پژوهشگاه حفاظت صنعتی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

^۳ دانشیار، پردیس و توسعه انرژی و محیط زیست، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

* نویسنده مسئول: nazarnezhadm@ripi.ir

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۵/۰۴ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۰۳/۰۵

چکیده

«ریسک» یک بیان ریاضی است که از ضرب احتمال وقوع یک واقعه در پیامد آن بدست می آید. برای سالهای متمادی، انواع روش های کیفی، وزن دهی و امتیازدهی جهت ارزیابی ریسک خطوط لوله در صنعت مورد استفاده بوده اند و خروجی این روش ها نیز به صورت کیفی بود؛ این در حالی است که در مناطقی که نیاز به نتایج مستدل احساس شود، از روش های امتیازدهی و شاخص گذاری استفاده نمی شود. به همین دلیل توسعه متدولوژی که نتایج حاصل از آن دقیق تر، کاربردی تر و قابل استنادتر باشد بسیار جالب توجه و جذاب است. در این تحقیق متدولوژی جدیدی جهت ارزیابی ریسک ناشی از خوردگی خطوط لوله انتقال گاز توسعه داده شد که در آن احتمال از کار افتادگی ناشی از تهدید خوردگی ناشی از خاک و خوردگی داخلی به صورت تابعی از مدت زمان باقی مانده تا از کار افتادگی ارائه می شود؛ همچنین پیامدهای ناشی از کار افتادگی نیز با توجه به ماهیت سیال و مساحت متاثر از نشتی به صورت هزینه مشخص می شود و در نهایت ریسک از کار افتادگی در قالب «میزان پیامد در واحد زمان» ارائه می گردد. به منظور بررسی قابلیت کاربرد این متدولوژی، قطعه ای به طول ۱۰ کیلومتر از یک خط لوله ۳۰ اینچی توسط متدولوژی حاضر مورد ارزیابی ریسک قرار گرفت. نتایج بدست آمده نشان داد که بیشترین ریسک این خط لوله مربوط به قسمت هایی است که در داخل غلاف گرفته اند و میزان ریسک آنها برابر با ۱۵۰۹۶,۴۴ دلار در سال است.

کلیدواژه: ریسک، خوردگی، خط لوله انتقال گاز، احتمال از کار افتادگی، پیامد از کار افتادگی

Risk Assessment of Dry Sweet Gas Pipeline via a New Methodology for Corrosion Risk Assessment of Transmission Pipelines

A. Fateh¹, M. Nazarnezhad Bajestani*², J. Neshati*³

¹ Expert, Department of Corrosion and Protection of Metals, Oil Industry Research Institute, Tehran, Iran

² PhD in Materials Engineering, Metal Corrosion Research Department, Industrial Protection Research Institute, Oil Industry Research Institute, Tehran, Iran

³ Associate Professor, Energy and Environment Campus and Development, Oil Industry Research Institute, Tehran, Iran

* Corresponding Author: nazarnezhadm@ripi.ir

Submission: 2020 , 07 , 25 Acceptance: 2021, 05 , 26

Abstract

"Risk" is a mathematical expression obtained by multiplying the probability of an event occurring by its consequences. For many years, a variety of qualitative, weighting, and scoring methods have been used in the pipeline risk assessment in the industry, but the output of these methods has been qualitative, while in areas Scoring and indexing methods are not used to make reasonable conclusions. That is why the development of a methodology whose results are more accurate, applicable and more cited is very interesting. In this study, a new methodology was developed to evaluate the corrosion risk of gas pipelines where the probability of failure due to soil side corrosion and internal corrosion threats is presented as a function of the time to failure. The consequences of a disability are also determined by the nature of the fluid and the environment affected by the leakage, and ultimately the risk of failure is presented in the form of "Outcome per unit of time". To evaluate the applicability of this methodology, a 10-km segment of a 30-inch pipeline was evaluated by the present methodology. The results showed that the highest risk of this pipeline was for the parts that were encased inside the casing and the risk was 15096.44 \$/ year.

Keywords: Risk, corrosion, gas pipeline, probability of failure, consequence of failure

۱- مقدمه

خطوط لوله انتقال گاز در حین سرویسدهی، در معرض انواع و شدت‌های مختلفی از مکانیزم‌های تخریب و از کار افتادگی، قرار می‌گیرند [۱]. تخریب خطوط لوله، تلفات و خسارات زیست‌محیطی شدیدی به همراه داشته و همچنین منجر به کاهش اطمینان صنعت خط لوله می‌گردد [۲]. به منظور پیشگیری از وقوع چنین حوادثی و یا به حداقل رساندن خسارات ناشی از آن‌ها، انجام ارزیابی و مدیریت ریسک در خطوط لوله انتقال گاز و شبکه گازرسانی، بسیار ضروری است. اگرچه از کار افتادگی و تخریب خطوط لوله به طور کامل اجتناب‌ناپذیر است، اما انجام یک مدیریت ریسک کارآمد و منطقی از طریق به کارگیری یک روش ارزیابی مناسب و دقیق می‌تواند تا حد قابل توجهی، ریسک تخریب و از کار افتادگی را کاهش دهد [۱]. فاکتورهای رایج از کار افتادگی خطوط لوله از جمله خوردگی، تخریب مکانیکی، دخالت شخص ثالث و نواقص طراحی می‌باشد. حضور یکی از این فاکتورها و یا ترکیبی از آن‌ها می‌تواند باعث گسیختگی خطوط لوله شده و ضررهای زیستی، مالی و انسانی عظیمی را به همراه داشته باشد [۳]. تخریب ناشی از خوردگی، شاید آشناترین مخاطره‌ای باشد که همیشه همراه با خطوط لوله است. مطابق با دیگر حالت‌های از کار افتادگی، ارزیابی احتمال از کار افتادگی ناشی از خوردگی مراحل منطقی را دنبال می‌کند؛ مراحلی که، تکرار یک روند تئوری است و ممکن است یک متخصص کنترل خوردگی به کار بگیرد عبارتند از: (۱) شناسایی نوع خوردگی محتمل (اتمفسری، داخلی، ناشی از محیط پیرامونی مدفون شده در آن)، (۲) شناسایی حساسیت لوله (ماده مورد استفاده در ساخت) و (۳) ارزیابی روش‌های مورد استفاده جهت به حداقل رساندن خوردگی [۴].

اساساً دو روش کلی برای ارزیابی ریسک خطوط لوله وجود دارد: روش اول به صورت معین و قطعی است که این مورد می‌تواند هم به صورت کیفی (مدل ماتریس) و یا به صورت نیمه کمی (مدل نمایه یا شاخص) باشد؛ روش دوم نیز احتمالاتی

است که بر ارزیابی کمی ریسک خوردگی استوار می‌باشد [۱]. در ارزیابی کیفی، نتایج ریسک به صورت مقادیر قابل اندازه‌گیری همچون مقدار مرگ و میر، جراحات و ضرر اقتصادی و در قالب یک ماتریس نشان داده می‌شود که یک محور آن بیانگر احتمال از کار افتادگی یک سیستم و محور دیگری بیانگر پیامد است [۳]، پس از درجه‌بندی سطح احتمالات و عواقب آن‌ها بر روی ماتریس سه ناحیه تحت عناوین «کم ریسک»، «ریسک متوسط» و «پُر ریسک» نمایش داده می‌شود [۲]؛ اما ارزیابی کیفی ریسک، محدودیت‌هایی به همراه دارد. پیامد ارزیابی کیفی ریسک، یک معیار نسبی بوده و در خارج از چارچوب ماتریس بی‌معنی است. از دیگر نواقص ارزیابی کیفی ریسک، حضور ذهنیت در روند تصمیم‌گیری است، به این معنا که نتیجه‌نهایی می‌تواند به شدت تحت تاثیر ذهنیت و نظر تصمیم‌گیرنده باشد [۳]. در عوض در ارزیابی کمی ریسک، به جای مقیاس‌های توصیفی مورد استفاده در تجزیه و تحلیل کیفی، از مقادیر عددی برای اندازه‌گیری احتمال و پیامد استفاده می‌شود [۳]. روش‌های ارزیابی کمی ریسک آگاهی بیشتری را در مورد تحلیل و بررسی ایمنی و طراحی مهندسان در اختیار می‌گذارد. روش‌های منطق فازی، شبکه عصبی، روش‌های تاگوچی، و روش‌های عصبی - فازی از جمله روش‌های ارزیابی کمی ریسک هستند. اگرچه روش‌های کمی ارزیابی ریسک مزایای بسیار دارند، اما خالی از عیب هم نیستند. همچنین پیچیدگی و نیاز به اطلاعات اولیه بسیار زیاد با جزئیات کافی جهت ارزیابی ریسک را می‌توان از جمله معایب ارزیابی کمی ریسک برشمرد.

مدیریت ریسک خطوط لوله شامل مراحل زیر است: [۴]

(۱) تعیین مدل ارزیابی ریسک: می‌تواند از روش‌های رایج مورد استفاده باشد، از بومی کردن روش‌های رایج مورد استفاده حاصل شده باشد و یا برحسب نیاز، روشی جدید ایجاد شده باشد.

۲) گردآوری و آماده کردن داده‌ها و اطلاعات: در این مرحله داده‌ها برای خواندن و مورد استفاده قرار گرفتن توسط مدل ارزیابی، آماده می‌شوند.

۳) تقسیم‌بندی: از آنجایی که به‌ندرت اتفاق می‌افتد که در طول خط لوله، ریسک ثابت باقی بماند، بهتر است که ابتدا خط لوله را به قسمت‌هایی با مشخصات ریسک یکسان تقسیم نمود و یا آن را به قسمت‌های قابل مدیریت تقسیم کرد.

۴) بدست آوردن مقدار ریسک: در نهایت پس از تقسیم‌بندی خط لوله، مقدار ریسک هر بخش از خط لوله صورت گرفته و هریک از آن‌ها یک مقدار ریسک منحصر به فرد مربوط به خود را خواهد داشت که منعکس کننده (بیانگر) شرایط جاری محیطی و فعالیت‌های عملیاتی و محافظتی است.

۵) کنترل ریسک: در این مرحله اقدام متناسب با نتایج ارزیابی ریسک تعیین می‌شود و نواحی با ریسک بالا مشخص می‌گردد تا جهت کاهش ریسک و مدیریت آن اقدامات لازم مبذول گردد.

با توجه به اینکه اندازه‌گیری و ارزیابی ریسک ناشی از خوردگی به‌عنوان یکی از مهمترین گام‌های فرآیند مدیریت خوردگی مطرح است، به‌منظور بهبود ایمنی و عملکرد تاسیسات مرتبط با صنایع نفت و گاز کشور و کاهش میزان خسارات ناشی از خوردگی در این صنایع، هدف کلی از انجام این تحقیق، تدوین متدولوژی کارآمد، متناسب و سازگار با شرایط اقلیمی موجود است تا جهت ارزیابی و مدیریت ریسک تخریبات ناشی از خوردگی در خطوط لوله انتقال گاز در کشور ایران مورد استفاده قرار بگیرد.

در این تحقیق متدولوژی جدیدی جهت ارزیابی ریسک ناشی از خوردگی خطوط لوله انتقال گاز توسعه داده شد که در آن احتمال از کار افتادگی ناشی از سه تهدید خوردگی زیرسطحی، اتمسفری و داخلی به‌صورت تابعی از مدت زمان باقی مانده تا از کار افتادگی ارائه می‌شود؛ همچنین پیامدهای ناشی از کار افتادگی هم با توجه به ماهیت سیال و محیط متاثر از نشتی به‌صورت هزینه مشخص می‌شود و در نهایت ریسک از کار

افتادگی در قالب «میزان پیامد در واحد زمان» ارائه می‌شود. در نهایت متدولوژی توسعه داده شده جهت ارزیابی ریسک ناشی از خوردگی یک قطعه ۱۰ کیلومتری از یک خط لوله انتقال گاز ۳۰ اینچی مورد استفاده قرار گرفت.

۲- مواد و روش تحقیق

برای سال‌های زیادی، جهت ارزیابی ریسک خطوط لوله غالباً از انواع روش‌های امتیازدهی استفاده می‌شد. البته روش‌های امتیازدهی هنوز هم در برخی حوزه‌ها، یک ابزار آزمایش و اولویت‌بندی مفید هستند؛ اما برای ارزیابی ریسک در مناطقی که نیاز به نتایج مستدل وجود دارد، عموماً از این روش و سایر مدل‌های امتیازدهی مشابه آن، بهره گرفته نمی‌شود. عموماً استفاده از روش وزن‌دهی یا میانگین‌گیری، ممکن است باعث مبهم ماندن یک یا تعداد بیشتری از مکانیزم‌های از کار افتادگی شود که اتفاقاً همان‌ها از احتمال وقوع بالاتری برخوردار هستند. معمولاً استفاده‌کنندگان از این نوع مدل‌های ارزیابی ریسک (قبل از میانگین‌گیری یا وزن‌دهی)، می‌بایست نتایج سطح پایین‌تری را نیز به اندازه کافی بررسی نمایند تا مطمئن شوند که این مکانیزم‌ها اتفاق نمی‌افتند. روش‌های جدید ارزیابی ریسک مجبور به اعمال الگوریتم‌هایی شده‌اند که نتایج حاصل از این الگوریتم‌ها را کاربردی‌تر و قابل استنادتر کرده است به گونه‌ای که با وجود آنکه از اطلاعات مورد استفاده از روش‌های قبلی ارزیابی ریسک استفاده می‌کند اما نتایج را سریع‌تر در اختیار می‌گذارد [۵].

روش مرسوم مولبائر^۱ یک ابزار قدرتمند برای ارزیابی ریسک خطوط لوله بسیار طویل می‌باشد؛ این روش بسیار جامع بوده و تقریباً تمامی پارامترهای که ممکن است در از کار افتادگی خط لوله اثرگذار باشند را در نظر می‌گیرد؛ بنابراین می‌تواند به‌عنوان مرجعی عالی و اثربخش در شناسایی ریسک فاکتورهای بالقوه در خطوط لوله مطرح باشد [۸-۶]؛ ولی در هر حال این روش هم محدودیت‌هایی به همراه دارد. برای مثال محاسبه پارامتر اثر نشت^۲ بسیار پیچیده بوده و نیاز به مفروضات قبلی دارد. محدودیت دیگر آن است که با وجود در نظر گرفتن تمامی

1 - Muhlbauer

2 - Leak Impact Factor

برابر از کار افتادگی^۳ این سه المان مبنای ارزیابی ریسک سه تایی را ایجاد می کنند، عموماً جهت ارزیابی احتمال از کار افتادگی^۴ (PoF) این سه المان به صورت زیر تعریف می شوند:

- در معرض بودن: جهت بیان شدت تهدیداتی که در عدم حضور روش های کنترل کننده خوردگی، هربخش از خط لوله را تهدید می کند، از این پارامتر استفاده می شود. این تهدیدات شامل انواع مختلف خوردگی و ترک بردای و خستگی هستند.

این پارامتر برای مکانیزم های از کارافتادگی مستقل از زمان با واحد واقعه در طول در زمان (مثلاً failure/mile.year) و برای مکانیزم های از کارافتادگی وابسته به زمان با واحد میلی اینچ در سال^۵ (mpy) مشخص می شود؛

- کاهش: هر اقدام یا واقعه ای که منجر به کاهش پتانسیل تجاوزکاری و صدمات وارده در مکانیزم های از کارافتادگی می شود. اعمال پوشش و سیستم حفاظت کاتدی، شیوه کاهشی است که به صورت رایج برای مقابله با خوردگی خارجی و پوشش مورد استفاده است. در بیشتر موارد در این مدل از درصد برای بیان میزان کاهش در ریسک استفاده می شود.

- مقاومت: این مولفه، (در کنار فرآیندهای کاهشی) دومین مولفه ای است که باعث تقلیل میزان تهدیدات و حملات مخرب می شود. مقاومت عبارت است از توانایی مقابله خط لوله، در برابر از کارافتادگی در حضور مکانیزم از کار افتادگی. برای مکانیزم های وابسته به زمان، این موضوع معیاری است از استحکام حاضر^۶ شامل: ضخامت دیواره، ضعف و نقص احتمالی در دیواره و استحکام ماده شامل چقرمگی.

شکل ۱ مدل ارزیابی ریسک جدید و دسته بندی مکانیزم های از کار افتادگی مستقل از زمان و وابسته به زمان را نشان می دهد.

پارامترهای موثر بر از کار افتادگی، در هر بخش ارزیاب بر اساس نظر شخصی به پارامترهای موثر امتیازدهی انجام می دهد و اثرنرخ واقعی خوردگی و اطلاعات مستدل حاصل از بازرسی ها در فرآیند امتیازدهی شاخص های موثر مغفول می ماند.

متدولوژی توسعه یافته در این تحقیق بر مبنای متدولوژی جدید آقای مولبائر در ارزیابی ریسک خطوط لوله است. در این مدل که نتایج ارزیابی ریسک به صورت «میزان پیامد در واحد طول در سال» بیان می شود، دیگر نیاز به وزن دهی نیست، اما همچون مدل های قبلی، در مواقعی که اطلاعات کافی و متقنی وجود نداشته باشد، از قضاوت های مهندسی و تجارب متخصصان بهره گرفته می شود. با این حال روش ارزیابی جدید، قابل اعتمادتر و قابل دفاع تر است زیرا به جای آنکه برخاسته از مفاهیم و عبارات نسبی باشد، برخاسته از عبارات قطعی است [۵]. این مدل، مکانیزم های از کار افتادگی را به دو دسته کلی مکانیزم های وابسته به زمان و مکانیزم های مستقل از زمان تقسیم می کند که هر یک از آن ها نیاز به روش های ارزیابی ریسک نسبتاً متفاوتی دارند. استاندارد ASME B31.8S تهدیدات وابسته به زمان را در قالب موارد زیر شناسایی کرده است: خوردگی خارجی، خوردگی داخلی، SCC و خستگی. تهدیدات مستقل از زمان هم شامل: صدمات ناشی از شخص ثالث، بهره برداری نادرست، آب و هوا و سایر نیروهای مخرب خارجی وارده به تجهیز همچون رویدادهای مربوط به حرکت زمین و از کارافتادگی تجهیزات [۹]. با فرض آن که بیشتر مقادیر نرخ از کارافتادگی پیش بینی شده بسیار کوچک هستند، می توان «احتمال از کارافتادگی (PoF)» را با «نرخ از کار افتادگی» جایگزین نمود. مکانیزم های وابسته به زمان در ابتدا، از لحاظ آن که چه میزان صدماتی را در طی زمان را می توانند به لوله وارد کنند، سنجیده می شوند [۵].

مبنای مدل جدید این است که هر مکانیزم شکستی در سه بخش سنجیده شود: در معرض بودن، اثرات کاهشی^۲ و مقاومت در

1 - Exposure

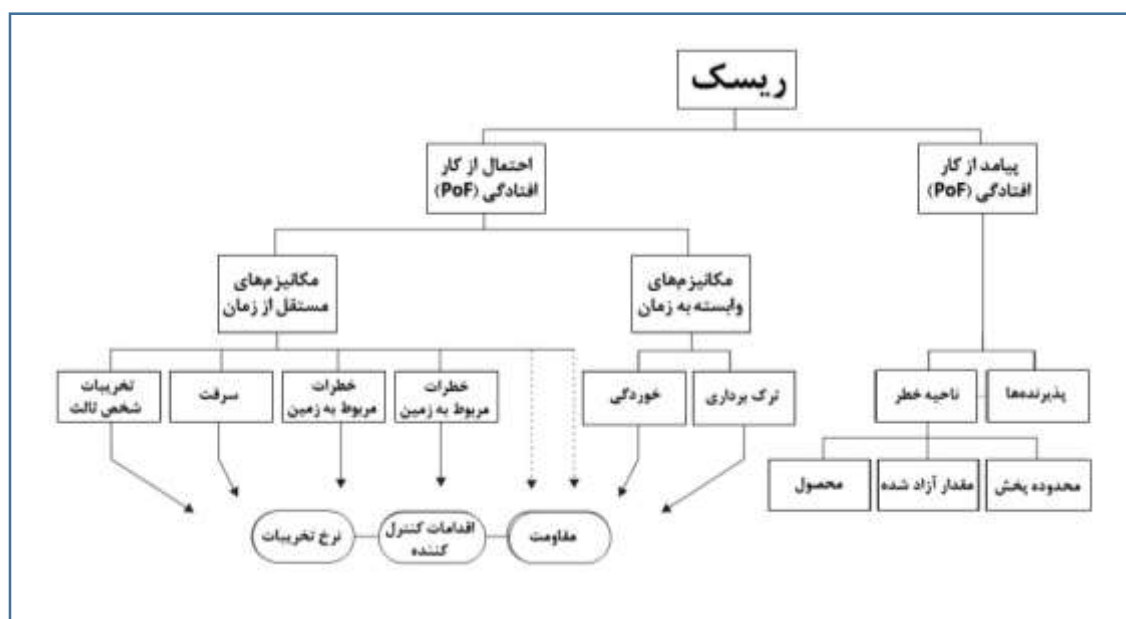
2 - Mitigation Effects

3 - Resistance to failure

4 - probability of failure

5 - Mils per inch

6 - Available Strength



شکل ۱ - مدل ارزیابی ریسک جدید

با معادل سازی پارامترها، معادله ۲ به صورت زیر درمی آید:

$$TTF = (\text{available pipe wall}) / [(\text{unmitigated corrosion rate}) \times (1 - \text{mitigation effectiveness})] \quad (۳)$$

جهت محاسبه PoF، در مکانیزمهای از کار افتادگی وابسته به زمان می توان از رابطه زیر استفاده کرد.

$$PoF_{\text{time-dep}} = 1/TTF \quad (۴)$$

بررسی های صورت گرفته نشان می دهد که احتمال از کارافتادگی در سال های ابتدایی شروع به کار تجهیز، تقریباً برابر با صفر است، اما در سالی که تخریب صورت می گیرد، احتمال از کارافتادگی به ۱۰۰ درصد نزدیک می شود. در حالی که رابطه فوق (معادله ۴) احتمال وقوع از کارافتادگی در هر سال را به مقدار ثابتی در نظر می گیرد. برای برطرف کردن این ضعف می توان از روابط نمایی برای محاسبه PoF استفاده کرد. یکی از این روابط به صورت زیر است [۱۰].

اندازه گیری این سه المان در معرض بودن، کاهش و مقاومت برای هر بخش از خط لوله منجر به حصول PoF برای آن بخش خاص می شود. احتمال از کار افتادگی کل، مطابق با رابطه زیر تابعی از احتمال از کار افتادگی ناشی از مکانیزمهای وابسته به زمان و مستقل از زمان است.

$$PoF = f(PoF_{\text{time-indep}} \cdot PoF_{\text{time-dep}}) \quad (۱)$$

با توجه به اینکه هدف از این تحقیق ارزیابی ریسک خوردگی بوده و از طرفی، خوردگی نیز یک مکانیزم وابسته به زمان است، در ادامه صرفاً به تشریح احتمال از کار افتادگی ناشی از مکانیزمهای وابسته به زمان پرداخته شده است. احتمال از کارافتادگی ناشی از مکانیزمهای تخریب وابسته به زمان ($PoF_{\text{time-dep}}$) تابعی از مدت زمان باقیمانده تا از کار افتادگی (TTF) است. TTF نیز مطابق با معادله ۲ بدست می آید.

$$TTF = (\text{resistance}) / [(\text{exposure}) \times (1 - \text{mitigation})] \quad (۲)$$

$$\text{PoF}_{\text{time-dep}} = 1 - \exp(-1/\text{TTF}) \quad (5)$$

در این معادله، $\text{PoF}_{\text{time-dep}}$ بیانگر احتمال از کار افتادگی در واحد طول در سال است. این معادله منحنی همواری را ایجاد می‌کند که هیچ‌گاه به $\text{PoF}=1.0$ (100%) نمی‌رسد. با این وجود این تعریف نیز واقعا منعکس‌کننده این واقعیت نیست که PoF در سال‌های اولیه بسیار کم بوده و در سال‌های آخر منتهی به دوره TTF به مقادیر بسیار بالایی می‌رسد. در نتیجه با این تفاسیر می‌توان نتیجه گرفت که تعیین رابطه‌ای که بتواند مقدار PoF را دقیقاً تخمین بزند، بسیار مشکل بوده و در حقیقت غیر ممکن است. بنابراین پیشنهاد می‌شود که برای محاسبه PoF از رابطه‌ای استفاده شود که نتایج آن قابل اطمینان باشد، انتظارات و الزامات بهره‌بردار را تامین کرده و بطور عمده موارد عدم قطعیت موجود حول متغیرهای کلیدی را نشان دهد. استفاده از رابطه‌ای که PoF را برحسب $1/\text{TTF}$ در اختیار قرار می‌دهد بسیار محافظه‌کارانه است. این ویژگی باعث می‌شود که بر سختی‌ها و مشکلات بالقوه مربوط به بیان نرخ‌های زوال در قالب عبارات احتمالاتی، غلبه شود [۱۰]. با داشتن نرخ خوردگی، تخمین کارآیی روش‌های کنترل‌کننده خوردگی و مقدار ضخامت باقی‌مانده خط لوله از طریق رابطه‌های مربوطه، مدت‌زمان باقی‌مانده تا از کارافتادگی (TTF) محاسبه می‌شود. در ادامه نیز می‌توان با مشخص شدن TTF و به کمک رابطه‌های مربوط، احتمال از کارافتادگی (PoF)، در قالب «از کارافتادگی در واحد طول در سال» مشخص می‌گردد [۵].

۳- نتایج و بحث

۳-۱- تقسیم‌بندی خط لوله ۳۰ اینچی

معمولاً تهدیدات بالقوه، مکانیزم‌های تخریب، مشخصه‌های ذاتی تجهیز و محیط و در نتیجه مقادیر ریسک در تمامی طول خطوط لوله ثابت نیست؛ بنابراین جهت ارزیابی ریسک خطوط لوله ابتدا می‌بایست با توجه به تغییرات شاخصی که در پارامترهای حیاتی موثر در از کار افتادگی اتفاق می‌افتد، خط لوله مورد بررسی را به قسمت‌های کوچک‌تری تقسیم نمود و ریسک هریک از

قسمت‌ها را به طور جداگانه محاسبه کرد. در این حالت هر یک از قسمت‌های کوچک‌تر نتایج مربوط به ارزیابی ریسک خود را دارد که نتیجه ریسک از یک بخش به بخش دیگر متفاوت خواهد بود. با توجه به الزامات موجود در استانداردها و نظر کارشناسان، پارامترهای تقسیم‌کننده زیر جهت تقسیم‌بندی خط لوله مورد مطالعه، و ارزیابی ریسک آن انتخاب شدند:

- تغییر نوع پوشش و وجود اتصالات،

- تأثیر جریان‌های القایی کابل‌های انتقال برق فشار قوی در ناحیه بالاسری خطوط لوله،

- تأثیر جریان‌های سرگردان خطوط لوله دیگری که از نزدیکی خط لوله مورد بررسی عبور می‌کنند،

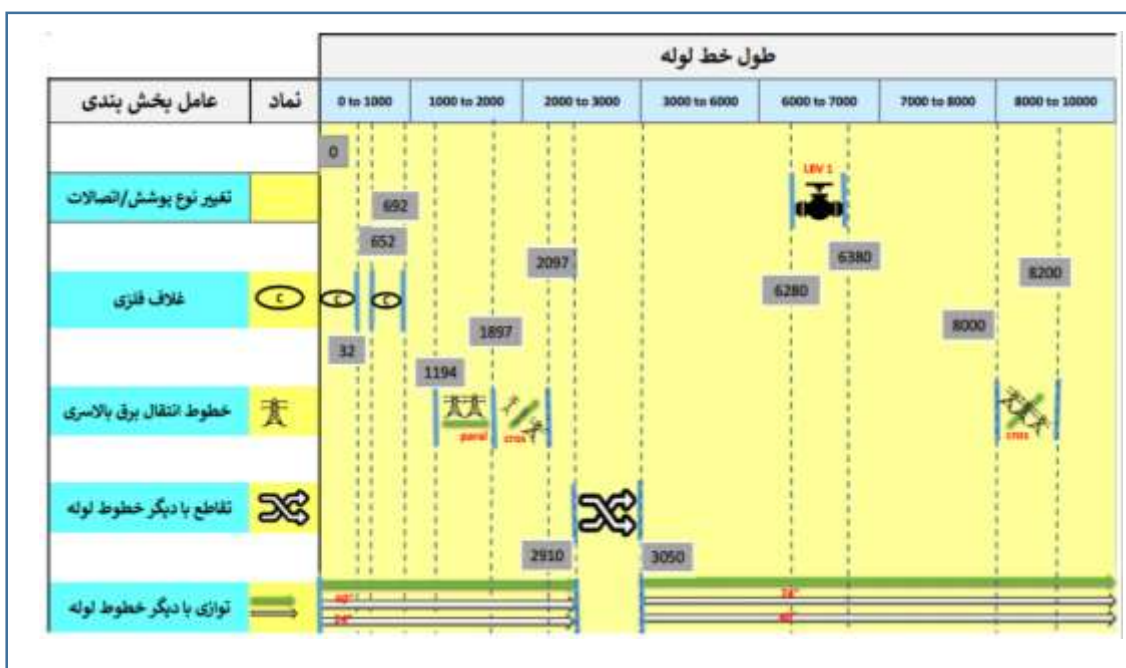
- عبور خط لوله از داخل غلاف (قرار گرفته در زیر جاده).

خط لوله مورد بررسی در این مقاله، بخشی از خط لوله انتقال گاز تبریز به ارمستان (از منطقه ۸ عملیات انتقال گاز) می‌باشد. قطر و ضخامت لوله به ترتیب برابر با ۳۰ و ۰/۳۷۵ اینچ بوده و در کنار جنس لوله (فولاد API 5L X52) از جمله مهم‌ترین پارامترهای تأثیرگذار در تقسیم‌بندی خطوط لوله است؛ اما از آنجایی که در ارزیابی ریسک محدوده مورد نظر، این پارامترها ثابت و بدون تغییر هستند، نمی‌توان آن‌ها را به عنوان پارامتری جهت تقسیم‌بندی خط لوله در نظر گرفت. با توجه به معیارهای تقسیم‌بندی فوق‌الذکر، این خط لوله به ۱۳ قسمت تقسیم شد. در جدول علت در نظر گرفتن هر بخش از لوله و طول آن با توجه به شماره بخش ارائه شده است.

شکل ۲ نیز تصویر شماتیک تقسیم‌بندی صورت گرفته در خط لوله مورد بررسی را نشان می‌دهد. در این شکل هر یک از معیارهای تقسیم‌بندی خط لوله با نمادی مشخص شده است و حداقل فاصله بین هر دو خط چین، نشان‌دهنده یک بخش از خط لوله است. ضمناً موقعیت دقیق آغاز هر بخش از خط لوله بر حسب متر از آغاز خط (از مبدا) در کادر خاکستری رنگ مشخص شده است.

جدول ۱ - موقعیت و علت تغییر هر بخش از خط لوله انتقال گاز و طول آن (حاصل از تقسیم بندی خط لوله)

طول بخش (متر)	علت تغییر بخش	محل تغییر بخش خط لوله از مبدا (متر)
	ابتدا خط لوله و ابتدای غلاف فلزی	
۳۲/۰	نقطه انتها غلاف فلزی	۳۲/۰
۶۲۰/۰	نقطه ابتدا غلاف فلزی	۶۵۲/۰
۴۰/۰	نقطه انتها غلاف فلزی	۶۹۲/۰
۵۰۲/۰	ابتدا محدوده اثر گذاری توازی با خط انتقال برق	۱۱۹۴/۰
۷۰۳/۰	انتها محدوده اثر گذاری توازی با خط انتقال برق و ابتدا محدوده اثر گذاری تقاطع با خط انتقال برق	۱۸۹۷/۰
۲۰۰/۵	انتها محدوده اثر گذاری تقاطع با خط انتقال برق	۲۰۹۷/۵
۸۱۲/۵	ابتدا تقاطع خط لوله ۴۰ اینچی گاز	۲۹۱۰/۰
۱۴۰/۰	انتهای تقاطع خط لوله ۲۴ اینچی گاز	۳۰۵۰/۰
۳/۲۵۵/۰	ابتدای ایستگاه LBV (تغییر نوع پوشش)	۶۳۰۵/۰
۵۰/۰	انتهای ایستگاه LBV (تغییر نوع پوشش)	۶۳۵۵/۰
۱/۶۴۵/۰	ابتدا محدوده اثر گذاری تقاطع با خط انتقال برق	۸۰۰۰/۰
۲۰۰/۰	انتها محدوده اثر گذاری تقاطع با خط انتقال برق	۸۲۰۰/۰
۱/۹۳۴/۰	انتهای (ناحیه مورد بررسی) خط لوله	۱۰۱۳۴/۰



شکل ۲ - شماتیک تقسیم بندی ۱۰ کیلومتر از خط لوله

۳-۲-۱- احتمال از کار افتادگی

۳-۲-۱- ارزیابی نرخ خوردگی کاهش نیافته

خط لوله مورد مطالعه در تمامی طول بررسی مدفون است؛ بنابراین در این حالت خوردگی متاثر از خاک، اصلی ترین مکانیزم خوردگی این خط محسوب می شود. پوشش اعمال شده بر نواحی مدفون این خط لوله از جنس پلی اتیلن سه لایه بوده و نواحی همچون LBV نیز در محل توسط نوارهای پلی اتیلن و ماستیک پوشش داده شده است. دمای گاز ورودی به این خط $50-55^{\circ}\text{C}$ و فشار ورودی نیز 1050 psig می باشد. از آنجایی که نرخ خوردگی کاهش نیافته فولاد (نرخ خوردگی که در آن اثر محافظتی روش های کنترل کننده خوردگی در نظر گرفته نمی شود) برای این خط لوله محاسبه نشده است می بایست با توجه به شرایط موجود نرخ خوردگی را تخمین زد. جهت تخمین نرخ خوردگی کاهش نیافته فولاد مدفون در زمین، مطابق با دستورالعمل ارائه شده در سند API 581 می بایست نوع و توزیع ذرات خاک، دمای اطراف تجهیز و محدوده مقاومت خاک مشخص باشد. ترکیب خاک در ناحیه مورد مطالعه، از نوع silty clay است که ترکیبی از خاک رس و لای (اندازه ذرات درشت تر از رس و ریزتر از شن) می باشد. میانگین دمای سالانه در محیط پیرامونی خط لوله 12°C (کمینه دما $2/5^{\circ}\text{C}$ در سردترین ماه سال و بیشینه دما $25/5^{\circ}\text{C}$ در گرم ترین فصل سال است) بوده و همچنین مقاومت - ویژه خاک در این ناحیه تحت مطالعه در محدوده ۲۰۰۰ الی ۱۰۰۰۰ اهم - سانتی متر می باشد. با توجه به موارد فوق نرخ خوردگی تخمینی برای خطوط لوله مدفون در ناحیه مورد مطالعه ۰/۱۵۸ میلی متر در سال، بدست می آید.

۳-۲-۲- کنترل خوردگی خطوط لوله (کاهش)

پوشش های مقاوم به خوردگی و حفاظت کاتدی به عنوان رایج ترین روش های کاهش دهنده نرخ خوردگی در خطوط لوله مدفون شناخته می شوند. در مدل (متدولوژی) جدید کارآیی هریک از این روش های کاهشی باید مشخص باشد. در صورتی که کارآیی این روش ها در محل اندازه گیری نشود و یا امکان

تخمین آن توسط کارشناسان مربوطه وجود نداشته باشد، می بایست اقدام به محاسبه کارآیی این روش ها نمود؛ این کار با بررسی و شناسایی پارامترهای تاثیرگذار بر روش های کنترل خوردگی و نحوه تاثیر آن ها، قضاوت های مهندسی و رابطه های موجود در استانداردها قابل انجام است. صحت عملکردی سیستم حفاظت کاتدی مطابق با ضوابط و معیارهای موجود در استانداردها، مشخص می شود. سند NACE RP0169 سه معیار را برای حفاظت کافی از طریق سیستم حفاظت کاتدی، برای خطوط لوله در نظر می گیرد: پتانسیل سازه نسبت به خاک برابر با ۰.۸۵- ولت نسبت به الکترود مرجع مس / سولفات مس، پلاریزه شدن سازه به اندازه ۱۰۰mV و پلاریزه شدن سازه نسبت به خاک به اندازه ۰.۸۵V- [۱۱]. مطابق با سند API 581 کارآیی کلی سیستم حفاظت کاتدی به روش مورد استفاده برای بازرسی سیستم حفاظت کاتدی، بازه زمانی بین هر بازرسی و تاثیرات جریان های مداخله کننده و سرگردان (AC و DC) برمی گردد [۱۱]. جریان های مستقیم و متناوب مداخله کننده بر روی کارآیی حفاظت کاتدی تاثیرگذارند. جریان های مستقیم مداخله کننده حاصل از سایر خطوط لوله تحت حفاظت کاتدی و در مجاورت خط لوله تحت بررسی و یا ناشی از خطوط ریلی قطار شهری هستند در حالی که جریان های مداخله کننده متناوب نیز حاصل از خطوط انتقال برق فشار قوی هستند که در مجاورت خط لوله تحت بررسی قرار دارند [۴]. کنترل صحت عملکرد سیستم حفاظت کاتدی برای این خط حداقل هر ۶ ماه یکبار و از طریق قرائت پتانسیل به روش خاموش - لحظه ای در ایستگاه های آزمون صورت می گیرد. خط لوله مورد بررسی (۳۰ اینچی) با دو خط لوله ۴۰ و ۲۴ اینچی انتقال گاز موازی است. از آنجایی که این خطوط نیز تحت حفاظت از طریق سیستم حفاظت کاتدی هستند، امکان اثرگذاری جریان های مداخله کننده DC ناشی از سیستم حفاظت این خطوط بر روی خط لوله مورد بررسی وجود دارد. همچنین در چند بخش از

خط لوله (محدوده موقعیت ۱۱۹۰-۲۰۰۰ متر و ۸۰۰۰-۸۲۰۰ متر) امکان اثرگذاری جریان‌های مداخله کننده AC ناشی از حضور خطوط انتقال برق فشار قوی بالاسری که در حالت موازی یا متقاطع با خط لوله قرار دارند، وجود دارد. کارآیی سیستم حفاظت کاتدی این خط در جدول ارائه شده است.

مطابق با سند API 581، جنس پوشش و کیفیت اعمال آن، عمر و بازرسی پوشش مشخصه‌های اصلی است که جهت ارزیابی کارآیی سیستم پوشش خط لوله به صورت مستقیم اثرگذار هستند. همانطور که قبلاً نیز بیان شد پوشش خط لوله در نواحی مدفون، از جنس پلی اتیلن سه لایه است و عمر آن ۲۰ سال است. اساساً برنامه مدون و منظمی جهت بازرسی از پوشش این خط لوله وجود ندارد؛ فقط در مواقع که افت ولتاژ و تخلیه جریان الکتریکی حفاظت کاتدی در خط لوله، بازرسی جهت بررسی یکپارچگی و سلامت پوشش صورت می‌پذیرد. بنابراین با توجه به شرایط موجود، کارآیی پوشش مطابق با مولفه‌های تعیین کننده کارآیی پوشش در سند API 581 (جنس پوشش و کیفیت اعمال آن، عمر و بازرسی پوشش)، در حدود ۶۴ درصد پیش‌بینی شد. همچنین مطابق با سند API 581، کارآیی پوشش ناحیه LBV برابر با ۳۵ درصد تخمین زده شد. علت کارآیی اندک پوشش ناحیه LBV، عدم کیفیت مناسب پوشش در محل اعمال شده و همچنین عدم وجود برنامه بازرسی برای آن بود. در دو قسمت از محدوده مورد بررسی از خط لوله، خط از داخل غلاف عبور کرده است (۳۲ متر ابتدایی و موقعیت ۶۵۲-۹۵۲ متر). در صورت وجود غلاف، اتمسفر خورنده داخل غلاف (فشار بین غلاف و لوله) و وجود اتصال الکتریکی یا عدم اتصال آن دو از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است و تعیین کننده نوع مکانیزم خوردگی داخل غلاف (حداصل بین لوله و غلاف) خواهد بود [۴]. بازرسی غلاف‌ها در این منطقه شامل بررسی اتصال الکتریکی بین غلاف و خط لوله است، در صورت برابر بودن اختلاف پتانسیل زمین-خط لوله و زمین-غلاف اتصال الکتریکی بین لوله و غلاف بوجود آمده که با حفاری صورت

گرفته و بازرسی مستقیم دلیل این موضوع مشخص می‌شود. هم-پتانسیل بودن لوله - زمین و غلاف - زمین یا ناشی از اتصال فیزیکی لوله و غلاف بوده و یا اینکه در اثر عملکرد ناصحیح در پیچه‌ای غلاف و محیط بین غلاف و لوله از مواد با رسانایی زیاد (آب، لجن و مواد با رسانایی بالا) پر شده است. هر دو این حالت‌ها عملکرد ناصحیح سیستم حفاظت کاتدی را به همراه خواهد داشت. زیرا همانطور که قبلاً نیز بدان اشاره شد، عملکرد صحیح سیستم حفاظت کاتدی برای محافظت از لوله‌ای که در داخل غلاف قرار گرفته است منوط به عدم اتصال الکتریکی بین غلاف و لوله است؛ در صورت وجود اتصال الکتریکی، قرائت پتانسیل لوله داخل غلاف با هیچ یک از معیارهای حفاظت کافی تطابق نخواهد داشت. صرفنظر از شرایط اتصال الکتریکی (و یا جدا بودن) لوله و غلاف، خطوط لوله قرار گرفته داخل غلاف در معرض خوردگی اتمسفری هستند. غلاف‌هایی که بدلائل شرایط محیطی توسط آب پر شده و سپس خشک شده‌اند، تداعی کننده شرایط اتمسفری پاششی هستند که بالاترین نرخ خوردگی را به فولاد تحمیل می‌کند [۱۲]. البته ممکن است در مواقعی جهت حفاظت از خوردگی لوله قرار گرفته در غلاف، از آندهای فداشونده استفاده شود [13]؛ در این صورت کارآیی سیستم حفاظت کاتدی برپایه آندهای فداشونده که جهت حفاظت از خوردگی لوله قرار گرفته در غلاف، توسط متخصصان مربوط مشخص می‌گردد. عدم توانایی مشاهده مستقیم و همچنین عدم توانایی استفاده از روش‌های پایش قابل اعتماد باعث می‌شود که بتوان به صورت محافظه کارانه چنین سناریوهایی را متصور شد و نرخ خوردگی بالایی که ریسک بالایی را به همراه خواهد داشت را در نظر گرفت.

نواحی داخلی خطوط لوله انتقال گاز شیرین، در صورت حضور همزمان کربن دی اکسید و آب در داخل خط لوله مستعد خوردگی هستند. بدین صورت که CO_2 در آب حل شده و اسید کربنیک تولید می‌کند. سپس اسید کربنیک باعث حل شدن (خوردگی) فولاد و تشکیل کربنات آهن و هیدروژن می‌شود. متغیرهای اصلی تأثیرگذار بر میزان خوردگی CO_2 عبارتند از:

می گردد. برای این منظور در صورتی که جهت محاسبه مقاومت، از ضخامت طراحی ($t_{nom.}$) و یا نتایج قدیمی مربوط به ضخامت سنجی ($t_{insp.}$) استفاده شود، می بایست کاهش ضخامت صورت گرفته در لوله از زمانی که نتایج ضخامت سنجی مربوط به آن است (بازرسی و یا طراحی) نیز در فرمول محاسبه مقاومت در نظر گرفته شود. این کار با ضرب نرخ خوردگی کاهش یافته ($C.R_{mit}$) در مدت زمان فوق الذکر ($\Delta T_{insp.-now}$) صورت می پذیرد.

$$\begin{aligned} \text{Resistance} &= (t_{insp.} \text{ یا } t_{nom.}) - MRT - [C.R_{mit} \\ &\times (\Delta T_{insp.-now} \text{ یا } \Delta T_{oprt.-now})] \end{aligned} \quad (7)$$

با وجود آنکه نزدیک به ۲۰ سال از آغاز بهره برداری این خط می گذرد، عملیات ضخامت سنجی توسط توپیک هوشمند در این خط صورت نگرفته است؛ بنابراین با توجه به عدم وجود اطلاعاتی در مورد ضخامت حال حاضر لوله، جهت محاسبه مقدار ضخامت باقی مانده خط لوله در این تحقیق، ناگزیر از اطلاعات مرحله طراحی استفاده شد. ضخامت طراحی لوله و کمینه ضخامت مورد نیاز (MRT) برای این خط به ترتیب ۱۷/۴۷ و ۹/۵۲۵ میلی متر می باشد. مقادیر نرخ خوردگی کاهش نیافته، کارآیی کل روش های کاهشی (حاصل از کارآیی پوشش و سیستم حفاظت کاتدی) و مقدار مقاومت برای بخش های مختلف خط لوله در جدول ارائه شده است.

۳-۳- پیامد از کار افتادگی خط لوله ۳۰ اینچی

وقوع حادثه در خطوط لوله، خسارات و صدمات جانی، مالی و زیست محیطی را در پی خواهد شد [۱۶]. ممکن است در اغلب مناطق، خطوط لوله دارای احتمال از کار افتادگی چندانی نباشند ولی در صورتی که حادثه ای در محلی با عواقب بالا رخ دهد خسارات جبران ناپذیری به همراه خواهد داشت. لذا ضروری است علاوه بر احتمال وقوع حادثه، عواقب آن نیز مورد بررسی قرار گیرد [۴]. در روش جدید آقای مولبائر معمولاً عواقب از کار افتادگی در قالب یکی از موارد زیر ارائه می شود: تعداد وقایع و اتفاقاتی که منجر به رها شدن مواد منتقله می شوند،

غلظت CO_2 ، فشار و دمای عملیاتی، استفاده از ممانعت کننده خوردگی، نرخ جریان و حضور مایعات هیدروکربنی و آلاینده های موجود در سیستم [۱۴]. در صورتی که امکان اندازه گیری نرخ خوردگی داخلی خط به صورت درجا وجود نداشته باشد، نرخ خوردگی داخلی خط لوله انتقال گاز طبیعی حاوی CO_2 مطابق با دستورالعمل ارائه شده در استاندارد NORSOK M-506 عمل می شود [۱]. استفاده از ممانعت کننده های خوردگی به عنوان شایع ترین روشی است که جهت جلوگیری یا کاهش تخریبات ناشی از خوردگی در خطوط لوله نفت و گاز مورد استفاده قرار می گیرند و اثربخشی و کارآیی آن ها نیز توسط روش های مختلفی قابل محاسبه می باشند [۱۵]؛ اما با توجه به آن که ماده منتقله این خط، گاز طبیعی کاملاً خشک بوده و فاقد هرگونه ماده هیدروکربنی مایع و یا آب می باشد؛ امکان خوردگی ناشی از CO_2 فراهم نیست [۱۴]، به همین دلیل استفاده از ممانعت کننده خوردگی برای داخل خط لوله و در پی آن محاسبه کارآیی ممانعت کننده خوردگی برای این خط بی معنا می باشد. در مجموع می توان بیان کرد که احتمال وقوع از کار افتادگی ناشی از خوردگی داخلی ناچیز و قابل چشم پوشی است.

۳-۲-۳ - ضخامت باقی مانده (مقاومت) خط لوله در معرض خوردگی زیرسطحی

جهت حصول نتایج محافظه کارانه تر جهت اندازه گیری ضخامت باقی مانده لوله تا از کار افتادگی (مقاومت)، مقدار حداقل ضخامت مورد نیاز (MRT) از ضخامت حال حاضر لوله کسر می شود.

$$\text{Available Pipe Wall (Resistance)} = \text{Actual thickness} - MR \quad (6)$$

در صورتی که جهت محاسبه مقاومت لوله، ضخامت حال حاضر لوله وجود نداشته باشد، آخرین اطلاعات مربوط به ضخامت خط لوله جهت محاسبه مقاومت مورد استفاده قرار می گیرد. در این راستا کاهش ضخامتی را که لوله در محیط خورنده در طی این بازه زمانی متحمل شده نیز از میزان مقاومت لوله کسر

$$C_f = C_{pop} + (C_{env} + C_v) + C_r + C_{lop} \quad (۸)$$

در صورت وقوع نشتی گاز و انفجار در خط لوله گاز، جمعیت موجود در مجاورت ناحیه از کار افتادگی دچار آسیب می شوند و از مخاطرات حادثه در امان نخواهند بود. لذا ضروری است در تحلیل عواقب انفجار، تراکم جمعیت و همچنین کاربری زمین - های مجاور خط لوله در نظر گرفته شود. مطمئناً پیامد ناشی از وقوع نشتی در یک منطقه مسکونی بیشتر از پیامدهای نشتی در منطقه خالی از سکنه خواهد بود. تراکم جمعیت با استفاده از هریک از مقیاس های تراکم جمعیتی که تاکنون منتشر شده مشخص می شود؛ مانند طبقه بندی موقعیتی DOT که تراکم جمعیتی را به چهار گروه ۱ الی ۴ تقسیم می کند که این اعداد به ترتیب برای مناطق روستایی تا شهری است. این طبقه بندی موقعیتی از طریق بررسی مساحتی به اندازه محدوده ای با فاصله ای در حدود ۶۶۰ فوت از هر طرف (خط مرکزی) خط لوله و به اندازه یک مایل در راستای آن تعیین می شود. این ناحیه مستطیلی به طول ۱ مایل و عرض ۱۳۲۰ فوت ایجاد می کند که خط لوله از مرکز آن عبور می کند و شمارش نفرات و واحدهای مسکونی در آن انجام می گیرد [۴].

گسیختگی که باعث از بین رفتن یکپارچگی خط لوله شود، حجم مواد نشت یافته، حوادث بوقوع پیوسته، تلفات، صدمات و هزینه ها و خسارات مالی [۱۰]. عواقب و پیامدهای از کار افتادگی در این تحقیق در قالب هزینه و خسارات مالی ارائه می شود.

پیامدهای از کار افتادگی خط لوله وابسته به دو فاکتور است: (۱) محصول داخل خط لوله و (۲) شرایط محیط اطراف. برهمکنش بین این دو فاکتور می تواند بسیار پیچیده و متغیر باشد. سرعت نشت سیال، شرایط آب و هوایی، نوع خاک، پراکندگی جمعیت و ... متغیرهایی هستند که در میزان پیامدها تاثیر دارند و اغلب غیرقابل پیش بینی هستند. برای حل این مساله معمولاً فرضیاتی در نظر گرفته می شود و حتی از مقادیر تخمینی برای ارزیابی استفاده می شود. در این تحقیق پیامدهای از کار افتادگی (C_f) مطابق با معادله ۸ محاسبه می شود. این معادله شامل خسارات جانی و جراحات وارده به جمعیت (C_{pop})، خسارات زیست محیطی شامل خسارات وارده به مناطق حساس محیط زیستی (C_{env}) و خسارات متاثر از حجم گاز پخش شده در محیط (C_v)، خسارات بازسازی و تعمیرات خط (C_r) و خسارات عدم تولید (C_{lop}) می شود.

جدول ۲ - دسته بندی تعداد خانه ها و تراکم جمعیتی معادل با آن طبق دسته بندی DOT

مبنا ۲		طبقه بندی موقعیتی DOT	مبنا ۱	
تعداد اشخاصی که در فاصله یک مایلی هستند	تعداد خانه های موجود در یک مایل		حداقل تعداد اشخاصی که در فاصله یک مایلی هستند	نوع جمعیت
۳۰ <	۱۰ <	۱	۵	بسیار دور افتاده
			۳۰	روستایی
۱۵۰-۳۰	۴۶-۱۰	۲	۱۵۰	نیمه روستایی
۱۵۰-۴۰۰	۴۶ > یا ساختمان های با تراکم بالا	۳	۴۰۰	مسکونی حومه (برون شهری)
			۴۰۰	صنعتی
۴۰۰ >	ساختمان های چند طبقه	۴	۶۰۰	وضعیت فوق العاده
			۶۰۰	ساختمانهای چند طبقه
			۱۰۰۰	تجاری
			۱۰۰۰	مسکونی شهری

$$r = 0.685 \cdot d \cdot \sqrt{p} = 0.685 \times 30 \times \sqrt{1050} \quad (10)$$

$$= 665.896 \text{ ft} = 202.96 \text{ m}$$

شعاع ناحیه پخش برای این خط برابر با ۲۰۳ متر می‌باشد. بنابراین پیامدهای وارده در اثر از کار افتادگی اعم از تعداد واقعی افراد حاضر و محیط زیست متاثر از تخریب باید در این ناحیه مشخص شوند. مطابق با جدول نوع سکونت در محلی که هر بخش از خط لوله در آن قرار دارد مشخص شده و همچنین تخمینی از تراکم نفرات در آن محدوده ارائه شده است. لازم به ذکر است همانطور که قبلاً نیز بیان شد اعداد مربوط به تراکم جمعیت موجود در جدول ؛ تخمینی از تراکم جمعیت در مساحتی است که شامل ۱ مایل از طول خط لوله و ۶۶۰ فوت از هر طرف خط لوله است به طوری که خط لوله در مرکز این مستطیل قرار بگیرد؛ لذا برای مشخص شدن تعداد واقعی نفرات موجود در ناحیه تاثیر از کار افتادگی (دایره‌ای به شعاع ۲۰۳ متر) می‌بایست نسبت مساحت ناحیه اثر به ناحیه‌ای که اعداد تخمینی جدول برای آن ارائه شده است (۱ مایل * ۱۳۲۰ فوت) را بدست آورد و سپس مقدار حاصله را در تراکم جمعیتی ضرب نمود. در نهایت جهت محاسبه تاثیر انفجار ناشی از، از کار افتادگی بر جمعیت ساکن در محدوده اثر، تعداد واقعی افراد حاضر در منطقه اثر، در میزان هزینه مربوط به مرگ یا جراحت هر شخص ضرب می‌شود.

۲ کیلومتر ابتدایی این خط از ناحیه صنعتی عبور می‌کند که با توجه به جدول در گروه DOT ۳ قرار می‌گیرد و حداکثر تراکم نفرات تخمینی در این منطقه ۴۰۰ نفر بر واحد سطح (سطحی مستطیلی شکل به مساحت ۱ مایل * ۱۳۲۰ فوت) است. با توجه به تعداد نفرات موجود در هر بخش با توجه به معیار DOT و در نظر گرفتن یک نسبت منطقی، تعداد نفرات موجود در ناحیه اثر (دایره‌ای به شعاع ۲۰۳ متر) برابر با ۸۰ نفر می‌شود که با در نظر گرفتن ۲۵۰۰۰ دلار بابت خسارت وارده ناشی از مرگ و جراحت برای هر شخص، مجموع خسارات وارده در اثر انفجار خط لوله، به جمعیت ساکن در این محیط صنعتی در حدود ۲ میلیون دلار می‌شود ($C_{pop} = 2 \text{ M\$}$)؛ همچنین حداقل ۲ تا ۱۰ خط لوله نیز از ناحیه روستایی عبور می‌کند که تراکم جمعیتی در این نوع اقلیم ۱۵۰ نفر بر واحد سطح (سطحی مستطیلی شکل به مساحت ۱ مایل * ۱۳۲۰ فوت) است، با در نظر

این جدول تراکم جمعیت را در مستطیلی به طول ۱ مایل و عرض ۱۳۲۰ فوت (با مساحت در حدود ۶۴۷۴۹۷ متر مربع) که خط لوله از مرکز آن عبور می‌کند در اختیار قرار می‌دهد. در هنگام محاسبه پیامد از کار افتادگی برای هر یکی از بخش‌های خط لوله، حداکثر تراکم جمعیت با توجه به نوع سکونت برای آن منطقه تخمین زده می‌شود. سپس تراکم جمعیت، در مساحت تحت اثر هر قسمت از خط لوله ضرب شده تا تعداد واقعی افراد موجود در آن منطقه بدست آید. در نهایت هزینه وارده به اشخاص، از ضرب تعداد واقعی افراد موجود در منطقه اثر، در هزینه مربوط به مرگ و میر و جراحت به ازای هر شخص محاسبه می‌شود.

منطقه جغرافیایی که پیش‌بینی می‌شود در اثر نشست سیال موجود در خط لوله، تحت تاثیر قرار گیرد، ناحیه تاثیر نامیده می‌شود. در اثر آسیب به خط لوله و نشست گاز، گاز در اطراف نشستی پراکنده شده و خطر انفجار یا آلودگی جوی را در پی خواهد داشت [۴، ۱۰]. با توجه به مکانیزم انتشار گاز در جو، شعاع منطقه تحت تاثیر نشست گاز متغیر بوده و تابع فشار گاز، قطر لوله و ... می‌باشد. لذا در صورت گسترده شدن محدوده انتشار گاز، عواقب و خسارات بیشتری مورد انتظار خواهد بود. مدل‌سازی دقیق نحوه نشست و پخش سیال کار بسیار پیچیده است. معمولاً از مدل‌های ساده شده برای ارزیابی این پدیده استفاده می‌شود. شعاع ناحیه تاثیر گاز طبیعی حاوی گاز متان، که فشار اولیه آن از ۱۴۵۰ psig (۱۰ MPa) تجاوز نمی‌کند و دمای آن حداقل ۳۲ درجه فارنهایت است با استفاده از فرمول زیر محاسبه می‌شود:

$$r = 0.685 \cdot d \cdot \sqrt{p} \quad (9)$$

که در آن r با واحد فوت، P فشار داخلی خط با واحد psi و d قطر لوله با واحد اینچ می‌باشد [۱۷]. با توجه به اینکه در محدوده مورد بررسی قطر لوله ثابت بوده و فشار گاز طبیعی نیز دچار افت فشار چندانی نمی‌شود می‌توان با جایگذاری مقادیر $d=30$ (قطر لوله به اینچ) و $p=1050$ (فشار گاز طبیعی به psig) در معادله فوق شعاع ناحیه پخش را با واحد فاصله محاسبه می‌شود.

از از کار افتادگی نیز در این تحقیق در نظر گرفته نشده است.
(C_{lop})

۳-۴- ارزیابی ریسک ناشی از خوردگی

جدول ۳ نتایج مربوط به احتمال از کار افتادگی، پیامد و ریسک در خط لوله مورد مطالعه را نشان می‌دهد. در صورتی که احتمال از کار افتادگی و پیامد ناشی از، از کار افتادگی خط لوله را بر اساس طول هر یک از بخش‌های خط لوله رسم شود، نمودارهای موجود در شکل ۳ حاصل می‌گردند. همان‌طور که مشخص است نمودار CoF دارای دو بخش متمایز می‌باشد. ۲۱۰۰ متر ابتدایی خط لوله (از مبدا) به دلیل قرار گرفتن در ناحیه صنعتی (کارخانه‌ها) و تراکم جمعیتی بیشتر، از پیامد جمعیتی (مرگ و جراحت) بالاتری نسبت به مابقی خط لوله که در ناحیه روستایی (با تراکم جمعیتی کمتر) برخوردار است. همان‌طور که قبلاً نیز بدان اشاره شد در این تحقیق پیامدهای زیست محیطی، و پیامدهای ناشی از عدم سرویس دهی خط لوله و تعمیرات در نظر گرفته نشده است.

گرفتن نسبت مساحتی این اقلیم و ناحیه اثر تعداد واقعی افراد موجود در ناحیه اثر ۳۰ نفر تخمین زده می‌شود که با فرض ۲۵۰۰۰ دلار بابت خسارت وارده ناشی از مرگ و جراحت برای هر شخص، مجموع خسارات وارده در اثر انفجار خط لوله در حفاصل کیلومتر ۲ تا ۱۰ خط لوله (از مبدا)، به جمعیت ساکن در این محیط روستایی در حدود ۷۵۰ هزار دلار می‌شود ($C_{pop} = 750000$ \$).

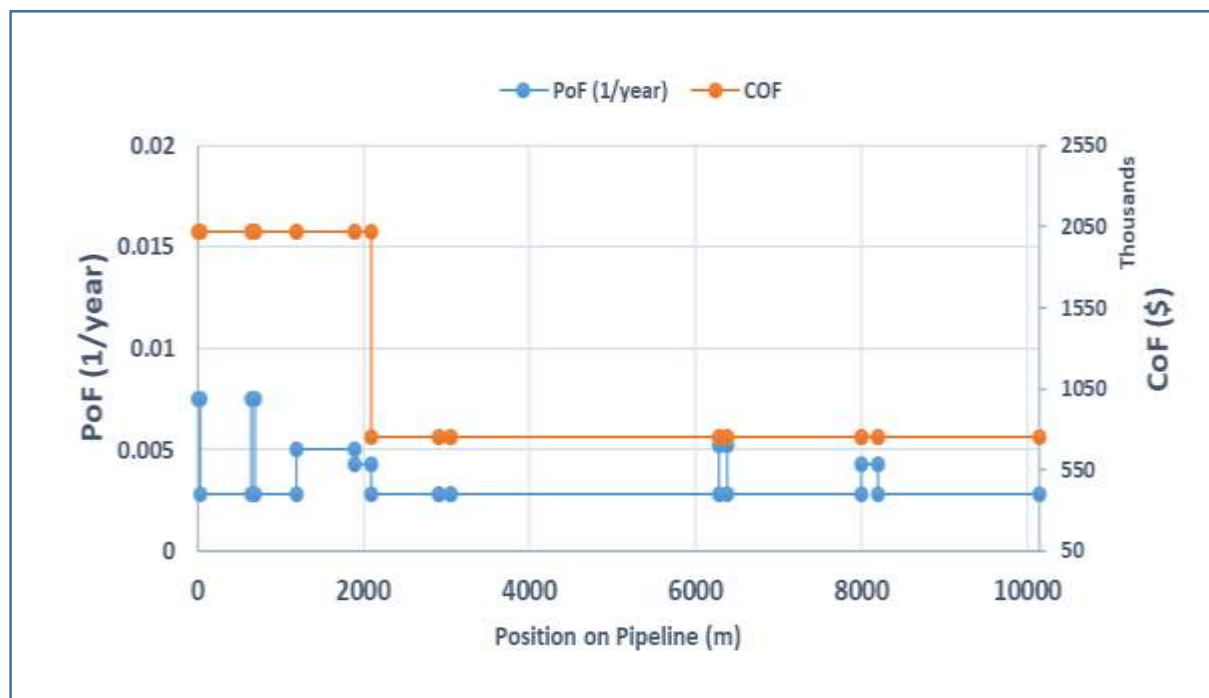
بررسی نقشه این منطقه نشان می‌دهد که در محدوده مورد مطالعه حساسیت زیست محیطی خاصی وجود ندارد، و همچنین به دلیل آنکه میزان خسارات وارده به هر متر مربع ناحیه محیط زیست و همچنین میزان جریمه‌هایی که سازمان‌های محیط زیستی به ازای هر متر مربع تخریب محیط زیست از شرکت‌های انتقال گاز دریافت می‌کنند مشخص نیست، پیامدهای مالی مربوط به محیط زیست در نظر گرفته نمی‌شود (صفر = C_{env}). همچنین پیامد مالی ناشی از تعمیر و بازسازی خط لوله در اثر از کار افتادگی (C_r) و پیامدهای مربوط به عدم تولید و عدم انتقال سیال ناشی

جدول ۳ - نتایج مربوط به احتمال از کار افتادگی، پیامد و ریسک ناشی از خوردگی بخش‌های مختلف خط لوله مورد بررسی

شماره بخش خط لوله	محل شروع و پایان هر بخش خط لوله از مبدا (متر)	نرخ خوردگی کاهشی نیافته (mm/yr)	کارآیی پوشش	کارآیی حفاظت کاتدی	کارآیی کل	مقاومت (mm)	احتمال از کار افتادگی (PoF=1/TTF)	پیامد از کار افتادگی (\$)	ریسک (\$/year)
۱	۳۲-۰	۰/۴	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۸۶	۷/۳۷	۰/۰۰۷۵	۲۰۱۹۱۷۳	۱۵۰۹۶/۴۴
۲	۶۵۲-۳۲	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۸۶	۷/۷۲	۰/۰۰۲۸	۲۰۱۹۱۷۳	۵۶۸۱/۷۵
۳	۶۹۲-۶۵۲	۰/۴	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۸۶	۷/۳۷	۰/۰۰۷۵	۲۰۱۹۱۷۳	۱۵۰۹۶/۴۴
۴	۱۱۹۴-۶۹۲	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۷۶	۷/۷۲	۰/۰۰۲۸	۲۰۱۹۱۷۳	۵۶۸۱/۷۶
۵	۱۸۹۷-۱۱۹۴	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۳۳	۰/۷۹	۷/۵۵	۰/۰۰۵	۲۰۱۹۱۷۳	۱۰۱۳۸/۲۷
۶	۲۰۹۷/۱۸۹۷-۵	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۴۳	۰/۸۶	۷/۶۱	۰/۰۰۴۳	۷۵۷۱۹۰	۳۲۳۶/۵
۷	۲۰۹۷-۲۹۱۰/۵	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۸۶	۷/۷۲	۰/۰۰۲۸	۷۵۷۱۹۰	۲۱۳۰/۶۶
۸	۳۰۵۰-۲۹۱۰	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۸۶	۷/۷۲	۰/۰۰۲۸	۷۵۷۱۹۰	۲۱۳۰/۶۶
۹	۳۰۵۰-۶۳۰۵	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۸۶	۷/۷۲	۰/۰۰۲۸	۷۵۷۱۹۰	۲۱۳۰/۶۶
۱۰	۶۳۵۵-۶۳۰۵	۰/۱۵۸	۰/۳۵	۰/۶۲	۰/۶۳	۷/۵۳	۰/۰۰۵۲	۷۵۷۱۹۰	۳۹۴۰/۷
۱۱	۸۰۰۰-۶۳۵۵	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۸۶	۷/۷۲	۰/۰۰۲۸	۷۵۷۱۹۰	۲۱۳۰/۶۶
۱۲	۸۲۰۰-۸۰۰۰	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۴۳	۰/۷۹	۷/۶	۰/۰۰۴۳	۷۵۷۱۹۰	۳۲۳۶/۵
۱۳	۱۰۱۳۴-۸۲۰۰	۰/۱۵۸	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۸۶	۷/۷۲	۰/۰۰۲۸	۷۵۷۱۹۰	۲۱۳۰/۶۶

خشک ماندن ناحیه داخلی غلاف) مورد بررسی قرار نگرفته است؛ به همین دلیل اطلاع دقیقی از شدت خوردگی اتمسفر داخلی غلاف (حد فاصل لوله و غلاف) وجود ندارد. همانطور که قبلاً نیز بدان اشاره شد عدم توانایی در مشاهده مستقیم و حتی عدم توانایی استفاده از روش‌های قابل اعتماد جهت بررسی غلاف‌ها باعث می‌شود که نرخ خوردگی و در نتیجه ریسک بالایی متصور شد [۴]؛ با این تفاسیر با فرض امکان وجود اتمسفر تر/ خشک (مشابه حالت پاششی) به دلیل عملکرد ناصحیح دریچه‌ها، می‌بایست به صورت محافظه کارانه‌ای بیشترین میزان نرخ خوردگی را برای این محیط در نظر گرفت. به همین دلیل در نواحی از خط لوله که از داخل غلاف عبور کرده نرخ خوردگی نسبت به سایر نواحی نرخ خوردگی بسیار بیشتر بوده و به دلیل آنکه اقدام کنترل کننده مناسبی همچون سیستم حفاظت کاتدی فدا شونده (که به طور کمی داخل غلاف‌ها قرار می‌گیرد) در این ناحیه در نظر گرفته نشده است، احتمال از کار افتادگی خطوط لوله در نواحی داخلی غلاف‌ها افزایش می‌یابد.

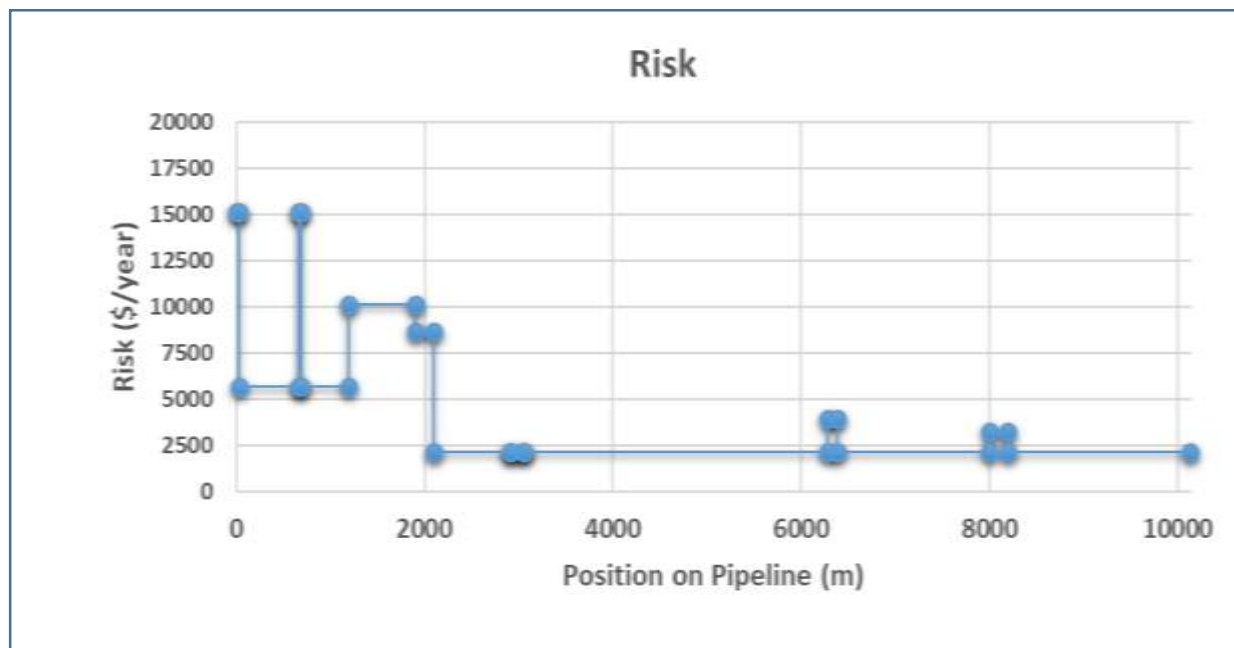
نمودار شکل نشان می‌دهد که بخش قابل توجهی از خط لوله (موقعیت‌های ۳۲ تا ۶۵۲، ۶۹۲-۱۱۹۴، ۲۰۹۷-۶۳۰۵، ۶۳۵۵-۸۰۰۰ و ۸۲۰۰-۱۰۱۳۴ متر از مبدا) از احتمال از کار افتادگی اندکی برخوردار است (0.0028 1/year) که می‌توان این نواحی از خط لوله را به عنوان نواحی بسیار ایمن معرفی کرد؛ به این دلیل که تمامی طول این ناحیه از خط لوله در خاک با نرخ خوردگی اندک بوده، سیستم‌های کنترل کننده خوردگی آن (پوشش و سیستم حفاظت کاتدی) از کارآیی مناسبی برخوردارند و همچنین ضخامت دیواره خط لوله نیز به اندازه کافی است. نواحی از خط لوله که از داخل غلاف عبور کرده‌اند (۰ تا ۳۲ متر ابتدایی خط لوله و موقعیت ۶۵۲ تا ۶۹۲ متر) دارای بیشترین احتمال از کار افتادگی هستند (0.0075 1/year). بازرسی غلاف‌ها در این ناحیه فقط شامل بررسی اتصال الکتریکی بین غلاف و خط لوله است. بررسی‌های پتانسیل غلاف در این ناحیه نشان می‌دهد که اتصال الکتریکی بین خط لوله و غلاف وجود ندارد. اما کیفیت انجام کار دریچه‌ها (برای



شکل ۳ - نمودار احتمال از کار افتادگی و پیامد ناشی از خوردگی خط لوله مورد بررسی

حد فاصل موقعیت ۶۳۰۵-۶۳۵۵ متر از خط لوله (از مبدا) که مربوط به شیر LBV است نیز نسبت به نواحی ایمن از احتمال از کار افتادگی بالاتری برخوردار است ($1/0.0052 \text{ year}$). این موضوع مستقیماً به کیفیت پوشش این تجهیز و اعمال نامناسب آن (اعمال در محل) برمی گردد. همچنین حد فاصل موقعیت ۱۱۹۴-۲۰۹۷ و ۸۰۰۰-۸۲۰۰ متر از مبدا نیز احتمال از کار افتادگی بالاتری از حد معمول دارند. این نواحی از خط لوله مدفون در خاک بوده است اما به دلیل اثرات احتمالی جریان‌های مداخله کننده AC ناشی از خطوط انتقال برق، امکان بروز خوردگی متاثر از جریان‌های سرگردان و همچنین عملکرد ناصحیح سیستم حفاظت کاتدی، از احتمال از کار افتادگی بالاتری برخوردارند ($1/0.005 \text{ year}$). شکل ۴ نمودار ریسک ناشی از خوردگی خط لوله مورد بررسی را نشان می‌دهد. همانطور که از این شکل مشخص است ۲ کیلومتر ابتدایی خط، میانگین ریسک بالاتری نسبت به مابقی نواحی دارد؛ زیرا ضمن

آنکه بخش‌های با PoF بالا از خط لوله (همچون ناحیه عبور کرده از داخل غلاف و نواحی متاثر از جریان‌های مداخله کننده AC) در این ناحیه قرار دارند، این ناحیه به دلیل قرار گرفتن در ناحیه صنعتی و تراکم جمعیتی بیشتر، از CoF مالی بیشتری نیز به همراه دارد؛ به همین دلیل حاصل ضرب نواحی پر احتمال و با پیامد بالا باعث می‌شود میانگین ریسک در ۲ کیلومتر ابتدایی خط بالاتر از سایر نواحی باشد. همچنین همانطور که مشخص است بخش‌هایی از خط لوله که از داخل غلاف عبور کرده‌اند به طور قابل توجه و مشخصی از ریسک بالایی در از کار افتادگی برخوردارند که این موضوع به دلیل احتمال از کار افتادگی بسیار بیشتر آن‌ها نسبت به سایر نواحی است. پس از بخش‌های عبوری از داخل غلاف، نواحی از خط لوله که در معرض جریان‌های مداخله کننده AC هستند، بیشترین ریسک از کار افتادگی را دارند که این نیز به احتمال از کار افتادگی بالای این نواحی برمی گردد.



شکل ۴ - نمودار ریسک ناشی از خوردگی خط لوله مورد بررسی

نتیجه گیری

در این تحقیق متدولوژی جدیدی جهت ارزیابی ریسک ناشی از خوردگی خطوط لوله انتقال گاز توسعه داده شد که در آن احتمال از کار افتادگی ناشی از سه تهدید خوردگی ناشی از خاک، اتمسفری و داخلی به صورت تابعی از مدت زمان باقی مانده تا از کار افتادگی ارائه می شود؛ همچنین پیامدهای ناشی از تخریب و از کار افتادگی نیز به صورت خسارات مالی مشخص می شود و در نهایت ریسک از کار افتادگی در قالب «میزان پیامد در واحد زمان» ارائه می شود. سپس محدوده ای ۱۰ کیلومتری از یک خط لوله انتقال گاز شیرین خشک (۳۰ اینچ) نیز توسط متدولوژی حاضر مورد ارزیابی ریسک قرار گرفت. با توجه به پارامترهای اثرگذار در احتمال و پیامد از کار افتادگی، محدوده مورد مطالعه از خط لوله، به ۱۳ قسمت مختلف تقسیم شد. نتایج ارزیابی ریسک نشان داد که ۲ کیلومتر ابتدایی خط لوله از میانگین ریسک بیشتری نسبت به سایر نواحی (موقعیت ۲ الی ۱۰ کیلومتر از مبدا) برخوردار است زیرا تراکم جمعیت در این ناحیه به دلیل صنعتی بودن بیشتر است؛ بنابراین در صورت وقوع از کار افتادگی یا انفجار پیامدهای جمعیتی بیشتری قابل انتظار است. همچنین نتایج ارزیابی ریسک این تحقیق، نواحی از خط لوله که از داخل غلاف عبور کرده اند را به عنوان پر ریسک ترین نواحی شناسایی می کند که این موضوع به احتمال از کار افتادگی بالای این نواحی برمی گردد (1/year/0.0075). حد فاصل موقعیت ۱۱۹۴-۲۰۹۷ به دلیل قرار گرفتن در نواحی با پیامد جمعیتی از کار افتادگی بالا و اثرات احتمالی جریانهای مداخله کننده AC ناشی از خطوط انتقال برق وامکان بروز خوردگی متاثر از جریانهای سرگردان (احتمال از کار افتادگی بالا= 1/year/0.005)، در گروه مناطق با ریسک بالا قرار می گیرد. در مجموع نتایج حاصل از متدولوژی توسعه داده شده در این تحقیق کاربردی تر و ملموس تر و قابل استنادتر است زیرا با حداقل اطلاعات ورودی (مورد نیاز) نتایج عددی خوبی را در اختیار قرار می دهد به گونه ای که نتایج آن قابلیت مقایسه با سایر شرایط را دارد و به خوبی منعکس کننده شرایط خط لوله بوده و مدت زمان حدودی باقی مانده تا از کار افتادگی و پیامدهای مالی به همراه آن است.

مراجع

- [1] K. Lawson, Pipeline corrosion risk analysis—an assessment of deterministic and probabilistic methods, *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 52 (2005) 3-10.
- [2] K.E. Perumal, Corrosion risk analysis, risk based inspection and a case study concerning a condensate pipeline, *Procedia Engineering*, 86 (2014) 597-605.
- [3] A. Dawotola, Risk based maintenance of petroleum pipelines, TU Delft, Delft University of Technology, 2012.
- [4] W.K. Muhlbauer, Pipeline risk management manual: ideas, techniques, and resources, Elsevier 2004.
- [5] Muhlbauer, Enhanced Pipeline Risk Assessment, (2006).
- [6] M. Motamedzadeh, I. Mohamadfam, Y. Hamidi, Health, safety and environment risk assessment in gas pipelines by indexing method: case of Kermanshah Sanandaj oil pipeline, *Iran Occupational Health*, 6 (2009) 58-66.
- [7] F. Henselwood, G. Phillips, A matrix-based risk assessment approach for addressing linear hazards such as pipelines, *Journal of loss prevention in the process industries*, 19 (2006) 433-441.
- [8] H.R. Jafari, S. Karimi, G.N. Bidhendi, M. Jabari, N.K. Ghahi, Applying indexing method to gas pipeline risk assessment by using GIS: a case study in Savadkooh, North of Iran, *Journal of Environmental Protection*, 2 (2011) 947.
- [9] ASME 831.8-2003. Gas Transmission and Distribution Piping Systems (2003).
- [10] W.K. Muhlbauer, Pipeline Risk Assessment, Expert Publishing LLC, Austin, TX 2015.
- [11] A. 581, Risk-based Inspection, American Petroleum Institute, THIRD EDITION (2016).
- [12] G. Masi, F. Matteucci, J. Tacq, A. Balbo, State of the Art Study on Materials and Solutions against Corrosion in Offshore Structures, NeSSIE Project Consortium, (2018).
- [13] ISO 15589-1. Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Cathodic protection of pipeline systems — Part 1: On-land pipelines, International Standard, (2015).
- [14] M.B. Kermani, L.M. Smith, CO₂ Corrosion Control in Oil and Gas Production Design Considerations, Book-Institute of Materials, 688 (1997).
- [15] M. Askari, M. Aliofkhazraei, S. Ghaffari, A. Hajizadeh, Film former corrosion inhibitors for oil and gas

- pipelines - A technical review, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 58 (2018) 92-114.
[16] N. Yahaya, N.M. Noor, M.M. Din, S.H.M. Nor, Prediction of CO₂ corrosion growth in submarine pipelines, Malaysian Journal of Civil Engineering, 21 (2009).
[17] ASME B31.8S-2018. Managing System Integrity of Gas Pipelines, (2018).