Research Paper

Implementation of integrity Management System for Gas Transmission Pipelines in South Zagros Region Based on ASME B31.8s

Maryam Barati[1*]

1. Department of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Technical and Vocational University, Tehran, Iran.

Received: 2023/03/06
Revised: 2023/05/04
Accepted: 2023/05/15

Use your device to scan and read the article online

DOI:
10.30495/jnm.2023.31661.1989

Keywords:

Pipeline integrity management system, failure, Risk Assessment, Integrity assessment, Gas transmission pipelines

Abstract

Introduction: Oil and gas pipelines are valuable physical assets that are always exposed to damage and failure by various factors. Like all equipment, pipelines are regularly inspected, monitored, and evaluated periodically. Therefore, their integrity, safety and reliability to continue the production and transfer of valuable products is one of the most important challenges for managers of an industrial unit. Considering the importance of creating a mechanized and intelligent integration management system (PIMS) in order to keep the health of employees and the people and environmental protection and increase of longevity, reliability of safe operation of pipelines base on relevant standards is essential.

Methods: This article introduces the principles and concepts of PIMS implementation in the gas pipeline transmission management process according to the ASME B31.8s standard to achieve effective management, and then examines the shortcomings of operational pipelines by collecting data and performance history.

Findings: In this study, by collecting a set of activities called pipeline integrity management system, for the pipelines of South Zagros regions called pipelines ID card and analyzing the data collected over a ten-years period, it was shown that the implementation of an integrated management system, will lead to improved monitoring, higher productivity, longer asset life, increased asset availability and ensuring compliance with regulatory guidelines in the operation of pipeline systems.

Citation: Maryam Barati , Implementation of integrity Management System for Gas Transmission Pipelines in South Zagros Region Based on ASME B31.8s, Quarterly Journal of New Materials. 2022; 13 (49): 1-14.

***Corresponding author:** Maryam Barati
Address: Department of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Technical and Vocational University, Tehran, Iran.
Tell: +989171392018
Email: m.maryambarati@gmail.com; mbarati@tvu.ac.ir

Extended Abstract

Introduction

One of the most important branches of management in the world in the oil and gas industry is asset integration management, which includes a set of regular and coordinated activities in the field of performance improvement, risk management, and asset life cycle cost reduction in order to achieve the organization's strategic goals. The pipeline integrity management system is a management program that includes planning and implementation of all design and engineering activities, research and development, operation, environmental safety and health, maintenance and repairs, technical inspection and optimal allocation of financial resources in a smart and Integrated within the framework of related standards. A pipeline integrity management program is essential for pipeline systems to increase their reliability and availability and to effectively manage and minimize long-term maintenance, repair and replacement costs. This article aims to implement the integrity management system and investigate the effects of PIMS implementation on gas transmission pipelines in the Zagros region and was implemented by preparing and collecting information on a gas pipeline sample according to the ASME B 31.8S standard.

Materials and Methods

The process steps of the integrity management system are briefly shown in Figure 1.

The first step in integrity management is to identify potential threats (Figure 2). In the identification section of potential threats, threats must be identified and classified in each part of the pipeline, and in the data collection section, the operator must collect, review and integrate data and related information in order to understand the conditions of pipelines, identify specific threats and Understanding public, environmental and operational consequences. The second step in the integrity management process is to collect, integrate, organize and review all relevant and available data for each type of threat and pipeline. This step is performed after the integrity assessment and control activities are performed and the operation and maintenance information related to the pipe system or section is collected. The next step in this process is the risk assessment, which should be done annually after significant changes in the system periodically to report new information and changes made to the pipeline system. The results of this assessment should be reflected in the integrity assessment activities and control measures. After that, integrity assessment should be done based on risk assessment using in-line inspection tools, pressure testing and direct assessment. Control measures include two parts: repair and prevention of pipelines. Maintenance activities should be carried out based on the results of integrity assessment in accordance with accepted standards and operating methods. Prevention activities are appropriate activities for time-independent threats that can prevent or reduce future pipeline failures.

Results and Discussion

In order to establish the pipeline integrity management system according to the ASME B31.8 S standard, the activities carried out in South Zagros Oil and Gas Company are:

- Designing the birth certificate and integrating pipeline data according to the ASME B31.8 S standard

- Compilation of pipeline risk assessment guidelines for major repairs in order to prioritize sections based on the final score of the risk-based assessment and implement the risk assessment guidelines by forming a working group consisting of production, processing, repair and inspection HSE units in order to rank and prioritize Classification of high risk stages to determine major repair stages

- In-line inspection of about 800 km of pipelines using smart cannon

- Direct assessment of external corrosion; Inspection of coating and external corrosion of

pipelines including analog DCVG, digital CIPS/DCVG, PCM/ACVG.

- Direct assessment of internal corrosion; internal corrosion monitoring based on coupon, probe, laboratory results

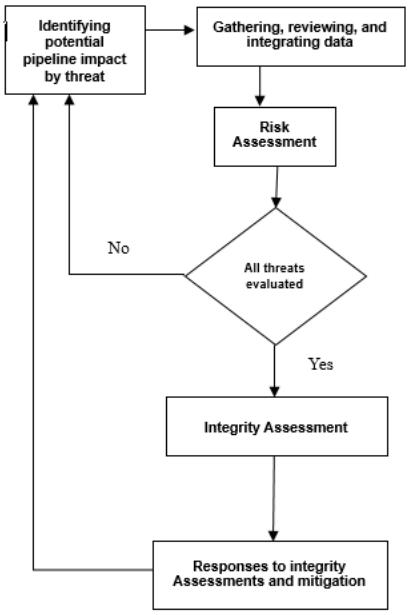


Figure 1. Integrity management program flow diagram (API 1160) [2].

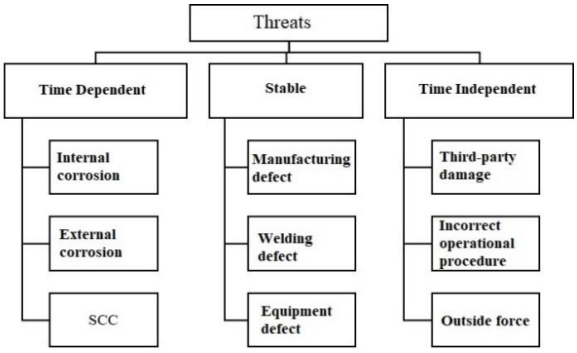


Figure 2. Classification of pipeline threats according to ASME B31.8S and API1160 standards

In order to check the effectiveness of the integrity management system, a period of pipeline repair process from 1380 to 1400 was evaluated for gas pipelines in the Zagros region (Figure 3) and in Table 1, the statistics of underground pipeline coverage evaluation with Digital DCVG/CIPS, PCM/ ACVG was reported from 1387 to 1397. The results show that before the implementation of a part of the integrity management program, regular behavior was not observed in the reports of the length of pipeline repairs (years before 1390), but after 1390, we faced a downward trend in the length of pipeline repairs, which is the reason Use of in-line inspection and risk-based assessment and direct assessment of external corrosion as part of integrity management system steps.

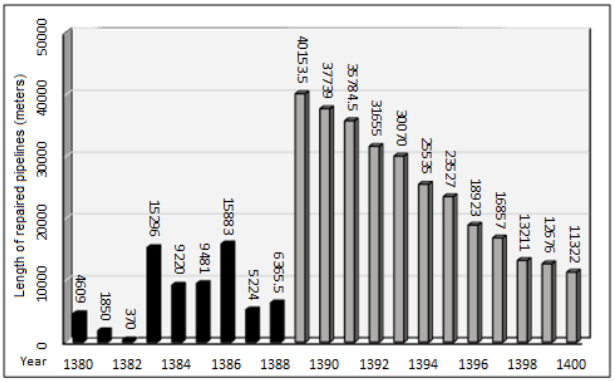


Figure 3. Changes in pipeline repairs from 1380 – 1400

Table 2 Evaluation of the coverage of underground pipelines with Digital DCVG/CIPS, PCM/ACVG techniques
From1387 to 1397 (km)

Row	Year	Estimated length of pipelines (km)
1	1387	80
2	1388	112
3	1389	138
4	1390	246
5	1391	149
6	1392	99
7	1393	86
8	1394	49
9	1395	36
10	1396	22
11	1397	19

Conclusion

The pipeline integrity management system is an innovative approach to create a set of activities required for the proper management of pipeline assets in order to minimize the risk of downtime, increase productivity and equipment life, safety and improve reliability,

and reduce costs. Be operational related to integrity, and ensure compliance with regulations. These are clear reasons why it is essential to develop and implement a pipeline integrity management system for oil and gas pipelines. The verification plan of integrity management systems was carried out in a ten-year period for gas pipelines in the Zagros region. The results showed that with the implementation of this system, we faced a downward trend in the length of pipeline repairs. The reason for this is the use of in-line inspection and risk-based assessment and direct assessment of external corrosion as part of the steps of the integrity management system.

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

Design experiments and perform: Maryam Barati
Results and Data analysis: Maryam Barati
Supervision and final writing: Maryam Barati

Conflicts of interest

The authors declared no conflict of interest.

مقاله پژوهشی

تاثیر پیاده سازی سیستم مدیریت یکپارچگی خطوط لوله انتقال گاز مناطق زاگرس جنوبی بر مبنای استاندارد ASME B31.8s

مریم براتی[1*]
۱. استادیار گروه مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه فنی و حرفه ای، تهران، ایران.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۱۱/۱۵
تاریخ داوری: ۱۴۰۲/۰۲/۱۴
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۰۲/۲۵

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

DOI:
10.30495/jnm.2023.31661.1989

چکیده

مقدمه: خطوط لوله انتقال نفت و گاز دارایی هایی فیزیکی با ارزشی هستند که همواره در معرض صدمه و شکست توسط عوامل مختلفی قرار دارند. همانند تمام تجهیزات ، خطوط لوله نیز همواره تحت بازرسی، پایش، ارزیابی دوره‌ای قرار می گیرند. لذا یکپارچگی، ایمنی و قابلیت اطمینان آنها جهت تداوم تولید و انتقال محصولات با ارزش از مهمترین چالش‌های مدیران یک واحد صنعتی می باشد.

روش: با توجه به اهمیت ایجاد یک سیستم مدیریت یکپارچگی (Pipeline integrity management systems) بصورت مکانیزه و هوشمند به منظور حفظ سلامتی کارکنان و عموم مردم و نیز حفظ محیط زیست، افزایش طول عمر و قابلیت اطمینان کارکرد ایمن خطوط لوله در چارچوب استانداردهای مرتبط ضروری می باشد. این مقاله به معرفی اصول ومفاهیم پیاده سازی PIMS در فرآیند مدیریت انتقال خطوط لوله گازمطابق استاندارد ASME B31.8s جهت دستیابی به مدیریت اثربخش پرداخته و به دنبال آن به بررسی واماندگی‌های خطوط لوله عملیاتی با جمع‌آوری داده ها و تاریخچه عملکرد می پردازد.

یافته‌ها: در این مطالعه با گردآوری مجموعه ای از فعالیت‌ها تحت عنوان سیستم مدیریت یکپارچگی خطوط لوله، برای خطوط لوله مناطق زاگرس جنوبی تحت عنوان شناسنامه خطوط لوله و تجزیه و تحلیل داده‌های جمع‌آوری‌شده طی یک دوره ده ساله نشان داده شد که پیاده سازی یک سیستم مدیریت یکپارچه منجر به بهبود نظارت، بهره‌وری بالاتر، عمر دارایی طولانی‌تر، افزایش در دسترس بودن دارایی و اطمینان از انطباق با دستورالعمل‌های نظارتی در عملکرد سیستم‌های خط لوله خواهد شد.

نتیجه‌گیری: در این مطالعه با گردآوری مجموعه‌ای از فعالیت‌ها تحت عنوان سیستم مدیریت یکپارچگی خطوط لوله، برای خطوط لوله مناطق زاگرس جنوبی تحت عنوان شناسنامه خطوط لوله و تجزیه و تحلیل داده‌های جمع‌آوری‌شده طی یک دوره ده ساله نشان داده شد که پیاده سازی یک سیستم مدیریت یکپارچه منجر به بهبود نظارت، بهره وری بالاتر، عمر دارایی طولانی‌تر، افزایش در دسترس بودن دارایی و اطمینان از انطباق با دستورالعمل‌های نظارتی در عملکرد سیستم‌های خط لوله خواهد شد.

واژه‌های کلیدی:

سیستم مدیریت یکپارچگی خطوط لوله، واماندگی ، ارزیابی ریسک، ارزیابی یکپارچگی، خطوط لوله انتقال گاز.

* **نویسنده مسئول:** مریم براتی
نشانی: استادیار گروه مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه فنی و حرفه ای، تهران، ایران.
تلفن: ۰۹۱۷۱۳۹۲۰۱۸
پست الکترونیکی: m.maryambarati@gmail.com; mbarati@tvu.ac.ir

مقدمه

خطوط لوله دارایی‌هایی با ارزشی هستند که جهت انتقال محصولات ارزشمند و پرخطر همچون نفت، گاز و دیگر مایعات هیدروکربوری مورد استفاده قرار می‌گیرند. سلامت خطوط لوله تضمین کننده ایجاد ارزش افزوده خواهد بود اما واماندگی[1] در خطوط لوله نه تنها باعث ایجاد خسارت‌های زیست محیطی، ایمنی و مالی و جانی به عموم مردم و اماکن عمومی خواهد شد بلکه موجب خسارت‌های پنهان به یک سازمان و کشور به لحاظ اقتصادی، سیاسی و اجتماعی نیز خواهد شد [۱]. لذا یکپارچگی، ایمنی و قابلیت اطمینان آن‌ها جهت تداوم تولید و انتقال محصولات با ارزش از مهمترین چالش‌های مدیران و گردانندگان یک واحد صنعتی می‌باشد. از اینرو ایجاد یک سیستم مدیریت یکپارچه بصورت مکانیزه و هوشمند، ضروری به نظر می‌رسد. یکی از شاخه‌های مهم مدیریتی در دنیا در صنایع نفت و گاز مدیریت یکپارچگی دارایی‌ها است که شامل مجموعه فعالیت‌های منظم و هماهنگ در زمینه بهبود عملکرد، مدیریت ریسک و کاهش هزینه‌های چرخه عمر دارایی‌ها در راستای تحقق اهداف استراتژیک سازمان می‌باشد. سیستم مدیریت یکپارچگی خطوط لوله، برنامه‌ای مدیریتی است که شامل برنامه ریزی و اجرای تمامی فعالیت‌های طراحی ومهندسی، تحقیق و توسعه، بهره‌برداری، ایمنی و بهداشت محیط زیست، نگهداری و تعمیرات، بازرسی فنی و تخصیص بهینه منابع مالی به صورت هوشمندانه و یکپارچه در چارچوب استانداردهای مرتبط می‌باشد [۲]. به عبارت دیگر مدیریت یکپارچه دارایی‌های فیزیکی، رویکردی نوین و پیشرفته به مباحث مختلف مرتبط با تجهیزات و دارایی‌های فیزیکی در کل چرخه عمر تجهیز از زمان طراحی تا مرحله اسقاط را شامل می‌شود. سیستم مدیریت یکپارچگی خط لوله به منظور پاسخگویی به نیازهای عملیاتی خاص سیستم هر خط لوله توسعه یافته‌اند. برای سیستم‌های خطوط لوله جدید، الزامات عملکردی برای مدیریت یکپارچگی باید در برنامه ریزی، طراحی، انتخاب مواد و ساخت سیستم گنجانده شود. با این حال، برای خطوط لوله که در حال حاضر در حال بهره‌برداری هستند، طرح مدیریت یکپارچگی پس از ارزیابی‌های پایه و یکپارچه‌سازی داده‌ها ترسیم می‌شود. برنامه مدیریت یکپارچگی اطلاعاتی را در اختیار کارور قرار می‌دهد تا به طور موثر منابع را برای پیشگیری مناسب، شناسایی و فعالیت‌های کاهشی تخصیص دهد که منجر به بهبود ایمنی و کاهش تعداد حوادث شود [۳]. برنامه مدیریت یکپارچگی خطوط لوله لازمه سیستم‌های خط لوله است تا قابلیت اطمینان و در دسترس بودن آن‌ها را افزایش دهد و هزینه‌های نگهداری، تعمیر و جایگزینی را در طولانی مدت به طور موثر مدیریت و به حداقل برساند. سیستم مدیریت یکپارچه منجر به بهبود نظارت و مدیریت خرابی‌ها و تعمیرات سیستم شده و کاهش قابل توجهی در نرخ خرابی، نشت و حجم مایع ریخته شده و متعاقباً تعداد کل تعمیرات دارد. همچنین باعث افزایش فعالیت‌های برنامه‌ریزی شده و اقداماتی که ایمنی را در طول سال تحت تاثیر قرار می‌دهد، خواهد شد.

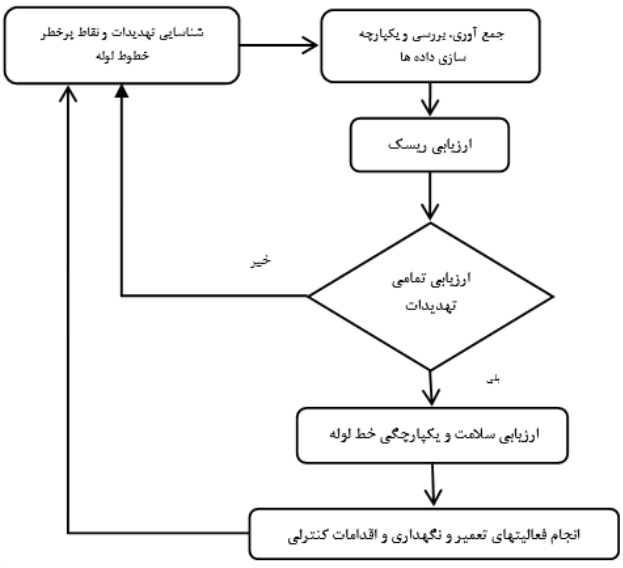
در توسعه سیستم‌های مدیریت یکپارچگی خط لوله، یکپارچه‌سازی اطلاعات از برخی منابع مرتبط با نتایج ارزیابی یکپارچگی در سیستم خط لوله ضروری است. عملگرها معمولاً از یک رویکرد مبتنی بر ریسک در اولویت‌بندی فعالیت‌های تعمیر و نگهداری استفاده می‌کند، و بنابراین نیاز به شناسایی مکان، ماهیت و خطرات نسبی که می‌تواند یکپارچگی هر بخش خط لوله را از قبل تهدید کند، خواهند داشت.

به نظر می رسد پیاده سازی سیستم مدیریت یکپارچگی بر روی خطوط لوله ترجیح داده می شود ، زیرا با اجرای این سیستم می توان انواع مشکلات عملیاتی را با شناسایی واماندگی های خطوط لوله را مدیریت کرد. مطالعات زیادی در زمینه چارچوب پیاده سازی سیستم مدیریت یکپارچگی صورت گرفته است [۴و ۵]. در صنعت نفت و گاز ایران، توسعه یک طرح برای تعمیر و نگهداری سیستم خطوط لوله و کاهش فاصله های زمانی تعمیرات یک الزام است.

بنابراین تحقیق حاضر با هدف بررسی اثر پیاده سازی سیستم مدیریت یکپارچگی خطوط لوله مطابق استاندارد ASME B 31.8S با بررسی یک مطالعه موردی بر روی خطوط لوله انتقال گاز مناطق زاگرس جنوبی صورت گرفت.

مواد و روش‌ها

مراحل فرآیند سیستم مدیریت یکپارچگی در شکل ۱ به اختصار نشان داده شده است.



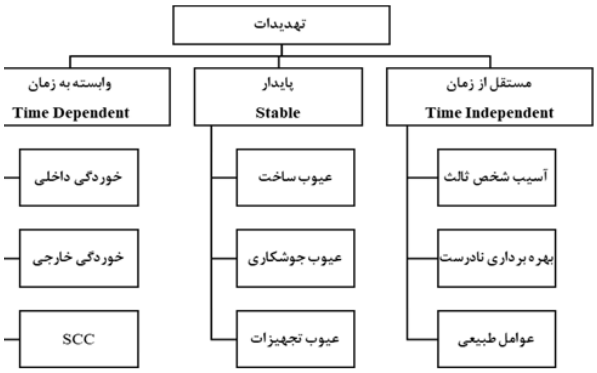
شکل۱- طراحی فلوچارت سیستم مدیریت یکپارچگی خطوط لوله بر اساس مدل استاندارد ASME B 31.8s

[1] -Failure

۲-۱. شناسایی تهدیدات خطوط لوله (وابسته به زمان، مستقل از زمان، پایدار)

اولین گام در مدیریت یکپارچگی شناسایی تهدیدات بالقوه است. استاندارد ASME B31.8S با توجه به نتایج تجزیه و تحلیل داده‌های مربوط به حوادث خطوط لوله توسط کمیته بین المللی تحقیقات خط لوله و نیز انجمن گاز آمریکا و موسسه تحقیقات گاز، تعداد ۲۲ تهدید را شناسایی و در ۹ گروه و ۳ دسته اصلی، تقسیم بندی کرده است (شکل۲) [۳]. در بخش شناسایی تهدیدات بالقوه بایستی در هر قسمت از خطلوله تهدیدات شناسایی و طبقه‌بندی شوند و در بخش جمع‌آوری داده‌ها، کارور به جمع‌آوری، بازبینی و ادغام داده‌ها و اطلاعات مرتبط به منظور درک شرایط خطوطلوله، شناسایی تهدیدات خاص و درک عواقب عمومی ، زیست محیطی و عملیاتی می‌پردازد.

آمارها نشان می‌دهد که واماندگی‌های رخ داده در خطوط لوله انتقال نفت و گاز ناشی از عوامل مختلفی می‌باشد و اکثر واماندگی‌ها به علت آسیب شخص ثالث و ساخت/ اجرا و جنس‌مواد است و خوردگی در رتبه بعدی قرار دارد [۶و ۷].



شکل۲- دسته بندی تهدیدات خطوطلوله مطابق استانداردهای ASME B31.8S

۲-۲. جمع‌آوری، بررسی، و یکپارچه‌سازی داده‌ها وتهیه شناسنامه خطوط لوله

گام دوم در فرآیند مدیریت یکپارچگی، جمع‌آوری، ادغام، سازماندهی و بررسی تمام داده‌های مرتبط و در دسترس برای هر نوع تهدید و خط لوله است. این مرحله پس از ارزیابی یکپارچگی و فعالیت‌های کنترلی انجام و اطلاعات مربوط به عملیات و تعمیر و نگهداری مربوط به سیستم لوله یا بخش جمع‌آوری می‌شود.

الف- خطوط لوله‌ی جدید

در خصوص خطوطی که در مرحله‌ی احداث بوده و یا تکمیل شده‌اند می‌بایست (بایستی در شرح کار پیمانکار اجرایی خط لوله با الزام درج گردد) کلیه اطلاعات مربوط به طراحی و مهندسی در یک بانک اطلاعاتی ذخیره شده و برای متولیان خط لوله و ادارات و مجموعه‌هایی که به هر نحو جهت بهره برداری، نگهداری و تعمیرات و یا بازرسی فنی با آنها سر و کار دارند در دسترس باشند. در حین بهره برداری نیز هر گونه اقدامی که جهت حفاظت از خط لوله (از قبیل رنگ و پوشش، حفاظت کاتدی و ...)، اقدامات بازرسی فنی (ضخامت سنجی، بازرسی دوره‌ایی، گزارش نشتی، خوردگی و تخریب، تست‌های غیر مخرب و ...) و همچنین عملیات تعمیر و نگهداری بر روی این خطوط انجام می‌شود با ذکر محل دقیق و قابل ردیابی، در سامانه‌ی بانک اطلاعاتی مربوطه ثبت و مرتباً اطلاعات مربوطه به روزرسانی گردد.

ب- خطوط لوله‌ی در حال بهره‌برداری

در خصوص خطوطی که در حال بهره‌برداری می‌باشند می‌بایست کلیه اطلاعات مربوط به طراحی و مهندسی، حفاظت از خط لوله (از قبیل رنگ و پوشش، حفاظت کاتدی و ...)، اقدامات بازرسی فنی (ضخامت‌سنجی، بازرسی دوره‌ایی، گزارش نشتی، خوردگی و تخریب، تست‌های غیر مخرب و ...) و همچنین سوابق عملیات تعمیر و نگهداری که بر روی این خطوط انجام شده است با ذکر محل دقیق و قابل ردیابی جمع آوری و در یک بانک اطلاعاتی ذخیره شده و برای متولیان خط لوله و ادارات و مجموعه هایی که به هر نحو جهت بهره برداری، نگهداری و تعمیرات و یا بازرسی فنی با آنها سر و کار دارند در دسترس باشند. در ادامه‌ی بهره برداری نیز اطلاعات جدید در این خصوص در سامانه‌ی بانک اطلاعاتی مربوطه ثبت و مرتباً به روزرسانی گردد.

۲-۳. ارزیابی ریسک

مرحله بعدی از این فرایند، ارزیابی ریسک است که بایستی سالانه پس از تغییرات مهم در سیستم به صورت دوره‌ای انجام شود تا اطلاعات جدید و تغییرات ایجاد شده در سیستم خط لوله را گزارش کند. نتایج این ارزیابی باید در فعالیت‌های ارزیابی یکپارچگی و اقدامات کنترلی منعکس شود است [۶-۸].

۲-٤. ارزیابی سلامت و یکپارچگی خطوط لوله

ارزیابی یکپارچگی باید بر اساس ارزیابی ریسک و با استفاده از ابزارهای بازرسی درون خط[1]، تست فشار[2] و ارزیابی مستقیم[3] انجام شود. روش ارزیابی یکپارچگی بر اساس نوع تهدیدات انتخاب می‌شود. برای رسیدگی به همه تهدیدات، ممکن است به بیش از یک روش ارزیابی یا بیش از یک ابزار نیاز باشد. بعد از هر ارزیابی یکپارچگی، بایستی تمام اطلاعات ارزیابی یکپارچگی گذشته اصلاح و به‌روزرسانی شود تا فواصل دوره‌های بازرسی مورد نیاز برای ارزیابی‌های یکپارچگی در آینده را اولویت‌بندی و برنامه‌ریزی کند [۶و ۹-۱۲].

۲-۵. انجام فعالیت‌های تعمیر و نگهداری و اقدامات کنترلی و پیشگیرانه

[1] -In line inspection
[2] -Pressure test
[3] -Direct assessment

اقدامات کنترلی بایستی فوری، برنامه‌ریزی شده و تحت نظارت باشند. اقدامات کنترلی طرح شامل دو بخش تعمیر و پیشگیری خطوط-لوله است. فعالیت‌های تعمیراتی بایستی بر اساس نتایج ارزیابی یکپارچگی مطابق با استانداردهای پذیرفته شده و روش‌های عملیاتی انجام شود. فعالیت‌های پیشگیری یک فعالیت مناسب برای تهدیدهای مستقل از زمان است که می‌تواند خرابی‌های آینده خط لوله را متوقف یا کم کند [۶و ۱۱و ۱۳].

نتایج

در راستای استقرار سیستم مدیریت یکپارچگی خطوط لوله با الگوی ارائه شده مطابق استاندارد ASME B31.8 S فعالیت های انجام شده در شرکت نفت و گاز زاگرس جنوبی عبارتند از :

- مرحله شناسایی، جمع‌آوری و یکپارچه‌سازی داده‌ها؛

-طراحی شناسنامه و یکپارچه‌سازی داده‌های خطلوله مطابق استانداردASME B31.8 S

- مرحله ارزیابی ریسک (رتبه بندی ریسک و اولویت بندی ریسک)؛

- تدوین دستورالعمل ارزیابی ریسک خطوط لوله جهت تعمیرات اساسی به منظور اولویت‌بندی مقاطع بر اساس امتیاز نهایی ارزیابی بر مبنای ریسک[1] و اجرایی کردن دستورالعمل ارزیابی ریسک با تشکیل کارگروهی متشکل از واحدهای (HSE، تولید، فراورش، تعمیرات، بازرسی) به منظور رتبه‌بندی و اولویت‌بندی مقاطع ریسک بالا جهت تعیین مقاطع تعمیرات اساسی

- مرحله ارزیابی سلامت و عملکرد خط لوله به کمک روش-های بازرسی و پایش

-بازرسی درون خطی؛ بازرسی حدود ۸۰۰ کیلومتر خطوط لوله با استفاده از توپک‌رانی هوشمند

-ارزیابی مستقیم خوردگی خارجی[2]؛ بازرسی پوشش و خوردگی خارجی خطوط لوله شامل آنالوگ DCVG[3]، دیجیتال CIPS[4]/ DCVG PCM[5]/ACVG[6]. ،

-ارزیابی مستقیم خوردگی داخلی[7] ؛پایش خوردگی داخلی بر اساس بررسی کوپن، پروب، نتایج آزمایشگاهی

به منظور آماده‌سازی شناسنامه خطوط لوله بعنوان اولین مرحله از مراحل سیستم مدیریت یکپارچگی اطلاعات مربوط به یک خط لوله گازی در جدول (۱)، جمع‌آوری شده است.

جدول ۱- طراحی شناسنامه و یکپارچه سازی داده های خط لوله مطابق استانداردASME B31.8 S

یکپارچه سازی داده های خط لوله					
منطقه عملیاتی:	آغار دالان				
داده های ساخت و طراحی[8]					
شماره نقشه P&R	تاریخ بهره برداری	مبدا	مقصد	نوع سیال	سایز لوله
D5L 14523	1375	ACF	U 4500	گاز	24"
استاندارد طراحی	جنس لوله	فشار طراحی(PSI)	دمای طراحی(°C)	فشار انجام آزمون ایستایی(PSI)	MOP
B 31.8	5L-X60	3360psi	3530	3620 psi	2900psi
وضعیت جوش: جوش داده شده[9]		جزئیات جوش و بازرسی			
		پاس ریشه[11]	پاس پرکننده و نهایی[10]		
		8010	8015		
ارتفاع[12]					
ارتفاع مبدا (متر)	ارتفاع مقصد (متر)	حداکثر ارتفاع (متر)	حداقل ارتفاع (متر)		
1120	820	1120	570		
داده های عملیاتی[13]					

[1]- Risk based assessment
[2] -External corrosion direct assessment
[3] -Direct current voltage gradient
[4] -Close interval potential survey
[5] -Pipeline current mapper
[6] -Alternative current voltage gradien
[7] -Internal corrosion direct assessment
[8] -Design & Construction Data
[9] -Welded
[10] -Filling & Cap
[11] -Root Pass
[12] -Elevation
[13] -Operational data

MAOP نرخ جریان[1]	میزان H_2S نرخ جریان
2900psi	170

سیستم حفاظت کاتدی[2]		
محل ترانس رکتیفایر	محل بستر آندی	محل های نصب آندهای فدا شونده (محل / جنس آند)
ACF-AM5-22-42-70-U4500	ACF-AM5-22-42-70-U4500	تمام مقاطع تعمیراتی – Mg

سیستم حفاظت داخلی			
نحوه تزریق مواد بازدارنده خوردگی	تزریق ناپیوسته درون چاهی + تزریق پیوسته خط جریانی		
نوع مواد بازدارنده مورد استفاده	PL 385		
میزان تزریق پیشنهادی	0.05 Lit/MMSCF		
نحوه پایش خوردگی داخلی	کوپن تیغه ای		
سوابق خوردگی سه دوره قبل (mpy)	Moderate (1 ~ 5)		
تاریخ برداشت کوپن یا قرائت پراب	0.111MPY 96.05	0.382MPY 97.06	1.05MPY 98.05

تاریخچه تعمیرات و واماندگی ها

تاریخ	موقعیت (کیلومتر)	شماره گزارش	نوع تعمیر	میزان تعویض پوشش (متر)
94	0+280-0+380	5824	دستورالعمل تعمیراتی خط لوله انتقالی"۲۴	104
94	0+580-0+640	5923	اخرین وضعیت مقاطع تعمیراتی "۲۴	57
96	0+640-0+680	6892	پایان تعمیرات و اعمال Belzona برروی Ball Valve(MOV) بسته دریافت توپک خط "۲۴ آغار به دالان	40
96	1+585-1+680	6945	پایان کار تعمیرات بر روی برل Pig Receiver به شماره SR-45.6201 خط "۲۴ در U-4500	100
94	1+680-1+750	5925	پایان کار ایمن سازی خط لوله "۲۴ اغار به واحد ۴۵۰۰	80
96	4+320-4+360	7141	نتیجه تست جوشکار مربوط به شرکت دژ اندیشان پیمانکار اجرایی خط لوله "۲۴	40
96	4+600-4+725	7198	پایان کار جوشکاری اسپول ۲۴" بعد از دریافت کننده توپک واحد ۴۵۰۰	120
96	4+900-5+130	7211	پایان کار ایمن سازی خط لوله۲۴" انتقالی اغار به دالان	230
94	8+640-8+900	5941	گزارش پایان کار ایمن سازی خط لوله انتقالی "۲۴ از ACF به Unit 4500 در مقاطع سمت دالان در راستای تعمیرات اساسی سال ۹۴	256
94	9+050-9+250	6116	دستورالعمل تعمیراتی سوندژهای انجام شده بر روی خط لوله انتقالی "۲۴	180
96	10+130-10+166	7212	پایان کار اصلاحات انجام شده روی خط لوله "۲۴ آغار به دالان در ایستگاه های کیلومتر ۳۴ و ۴۴	33
95	10+130-10+167	6409	دستورالعمل جوشکاری و برشکاری جهت انجام اصلاحیه اتصال خط "۸ به خط ورودی "۲۴ آغارمربوط به چاه W010N دالان	105
96	10+130-10+168	7476	پایان کار عملیات مگنت گذاری خط "۲۴ انتقالی آغار به دالان	60
95	10+245-10+280	6460	پایان کار ایمن سازی خط لوله انتقالی "۲۴منطقه آغار به U-4500 در راستای تعمیرات اساسی سال ۹۵	125
95	10+283-10+316	6466	پایان کار ایمن سازی خط لوله انتقالی"۲۴ منطقه آغار به U-4500 در راستای تعمیرات اساسی سال ۹۵	20
95	10+550-10+596	6499	پایان کار برشکاری و جوشکاری تعویض شیر آلات "½ Gate Valve مربوط به مسیر Vent زیر فشار سنج خط "۲۴ در مرکز ACF	46

[1] -Flow rate

[2] -Cathodic protection system

95	10+611-10+654	6683	پایان کار جوشکاری و برشکاری Flange مربوط به خط "۱۲ متصل به Pig Receiver خط "۲۴ در ایستگاه KM-34	143
95	10+670-10+690	6831	پایان کار تعمیرات آب بردگی های خطوط لوله ۳ اینچ جدید میعانات و ۲۴ اینچ انتقال گاز آغار به دالان در کیلومتر ۸۲+۰۹۰	120
94	10+735-10+751	6136	پایان کار ترمیم پوشش در محل سوندژهای انجام شده بر روی خط لوله "۲۴	302
94	21+630-21+650	6191	تعمیر پوشش درمحل سوندژهای انجام شده بر روی خط لوله "۲۴ آغار به دالان	20
94	54+280-54+370	6197	تعمیر پوشش درمحل سوندژ انجام شده بر روی خط لوله "۲۴ آغار به دالان کیلومتر ۶۳+۴۳۷ و کیلومتر ۶۷+۱۳۷	92
94	56+870-57+550	6212	تعمیر پوشش درمحل سوندژهای انجام شده بر روی خط لوله "۲۴ آغار به دالان	705

داده های بازرسی[1]				
بازرسی درون خط				
امکانات توپک رانی	**مشخصات فرستنده توپک**	OD=28in=711mm	قطر خارجی	
		62mm	ضخامت	
		ID=23.2in=589.28 mm	قطر داخلی	
		HEAD(A105)	جنس	
		232 bar=3364psi	فشار	
		90 ^{0}C	دما	
		ASME VIII-Div1	استاندارد ساخت	
	مشخصات گیرنده توپک	OD=28in=711mm	قطر خارجی	
		61mm	ضخامت	
		ID=23.2in=589.28 mm	قطر داخلی	
		A 516 GR.70	جنس	
		232 bar=3364psi	فشار	
		90 ^{0}C	دما	
		ASME VIII-Div1	استاندارد ساخت	
DCVG & CIP	**تاریخ انجام**	سال ۹۴		
	TO	ACF to TP:13+000 & TP:56+910 to U4500 (Total: 43335 m)		
	گزارش مربوطه	5109-5357-5370-5449		

جهت پیاده سازی سیستم مدیریت یکپارچگی و با در نظر گرفتن فعالیت‌های انجام شده موارد زیر به منظور تکمیل این الگو به ترتیب لازم می‌باشد:

- شناسایی مناطق پرخطر
- شناسایی تهدیدات خطوط لوله و مکانیزم‌های تخریب
- تکمیل شناسنامه خطوط لوله

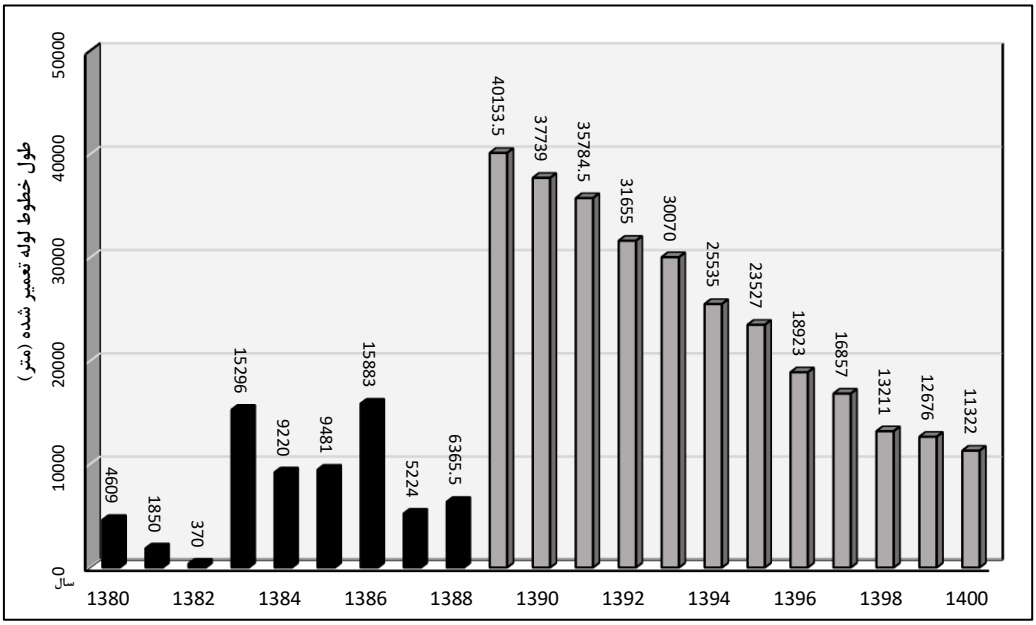
[1] -Inspection data

- انجام ارزیابی ریسک با دقت بالاتر با در نظر گرفتن تمامی فاکتورهای موثر بر تهدیدات خطوط لوله و مناطق پر خطر مطابق استاندارد مرجع، (از آنجایی که جمع آوری داده‌ها و مراحل ارزیابی ریسک به شدت بهم متصل می‌باشد.)
- بازرسی درون خطی تمامی خطوط لوله
- ارزیابی طول کل خط لوله بر اساس تکنیک ارزیابی پوشش
- تعیین اندازه عیوب، نرخ خوردگی واقعی، محاسبه عمر باقیمانده و تعیین اثربخشی بازرسی
- ارزیابی و اصلاح این برنامه به صورت دوره ای و مستمر

به منظور بررسی اثربخشی سیستم مدیریت یکپارچگی یک دوره روند تعمیرات خطوط لوله از سال ۱۳۸۰ تا ۱۴۰۰ برای خطوط لوله گاز مناطق زاگرس مورد ارزیابی قرارگرفت (شکل ۳) و در جدول ۲ آمار ارزیابی پوشش خطوط لوله زیرزمینی با تکنیک‌های Digital PCM/ACVG،DCVG/CIPS ازسال‌های ۱۳۸۷ تا ۱۳۹۷ گزارش شده است. نتایج نشان می‌دهد که تا قبل از پیاده سازی قسمتی از برنامه مدیریت یکپارچگی(سال های قبل از ۱۳۹۰) رفتار منظمی در گزارشات تعمیرات طول خطوط لوله مشاهده نمی‌شود اما بعد از سال ۱۳۹۰ با سیر نزولی طول تعمیرات خط لوله روبرو شدیم که علت آن استفاده از بازرسی درون خطی و ارزیابی بر مبنای ریسک و ارزیابی مستقیم خوردگی خارجی به عنوان بخشی از مراحل سیستم مدیریت یکپارچگی است.

جدول ۲- آمار ارزیابی پوشش خطوط لوله زیرزمینی باتکنیک‌های PCM/ACVG،Digital DCVG/CIPS ازسال‌های ۱۳۸۷ تا ۱۳۹۷ (کیلومتر)

ردیف	سال	طول خطوط لوله ارزیابی شده (کیلومتر)
1	۱۳۸۷	۸۰
2	۱۳۸۸	۱۱۲
3	۱۳۸۹	۱۳۸
4	۱۳۹۰	۲۴۶
5	۱۳۹۱	۱۴۹
6	۱۳۹۲	۹۹
7	۱۳۹۳	۸۶
8	۱۳۹۴	۴۹
9	۱۳۹۵	۳۶
۱۰	۱۳۹۶	۲۲
۱۱	۱۳۹۷	۱۹



شکل۳- روند تعمیرات خطوط لوله از سال ۱۳۸۰-۱۴۰۰

نتیجه گیری

سیستم مدیریت یکپارچگی خط لوله یک رویکرد نوآورانه برای ایجاد مجموعه ای از فعالیت های مورد نیاز برای مدیریت صحیح دارایی‌های خط لوله است تا با به حداقل رساندن خطر واماندگی باعث افزایش بهره وری و عمر تجهیز، ایمنی و بهبود قابلیت اطمینان و نیز کاهش هزینه-های عملیاتی مرتبط با یکپارچگی، و اطمینان از انطباق با مقررات شود. این‌ها دلایل واضحی هستند که چرا تولید و اجرای سیستم مدیریت یکپارچگی خط لوله برای خطوط لوله نفت و گاز ضروری است. در این مقاله به معرفی سیستم مدیریت یکپارچه خطوط لوله PIMS و معرفی ماژول‌ها و المان‌های آن مطابق استانداردهای مرتبط پرداخته شد. سپس ضمن بررسی گزارش عملکرد شرکت بهره برداری نفت و گاز زاگرس جنوبی و بیان طرح راستی آزمایی سیستم‌های مدیریت یکپارچگی در یک دوره ده ساله برای خطوط لوله گاز مناطق زاگرس اثر بخشی استقرار یک سیستم PIMS بیان شد. نتایج نشان داد که با پیاده سازی این سیستم با یک سیر نزولی طول تعمیرات خطوط لوله روبرو شدیم. که علت آن استفاده از بازرسی درون خطی و ارزیابی بر مبنای ریسک و ارزیابی مستقیم خوردگی خارجی به عنوان بخشی از مراحل سیستم مدیریت یکپارچگی است. بنظر می‌رسد با در نظر گرفتن الزام وزارتی مبنی بر حفظ صیانت از دارایی‌های فیزیکی شرکت، ایمنی، فنی و مالی پیاده‌سازی PIMS الزامی است. از طرفی در راستای تغییر رویکرد از مدیریت سنتی خطوط لوله به مدیریت مدرن، پذیرش تغییر رو به جلو اجتناب‌ناپذیر است.

ملاحظات اخلاقی پیروی از اصول اخلاق پژوهش

همکاری مشارکت‌کنندگان در تحقیق حاضر به صورت داوطلبانه و با رضایت آنان بوده است.

حامی مالی

هزینه تحقیق حاضر توسط نویسندگان مقاله تامین شده است.

مشارکت نویسندگان

انجام آزمایشها : مریم براتی
تحلیل داده‌ها و نتایج: مریم براتی
نگارش نهایی: مریم براتی

تعارض منافع

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

References

[1] Pittalwala, S.H and Wittas, D. J (2006) "System and Method for Pipeline Reliability Management" Patent No: US 7,043,373 B2.

[2] Mohitpour, M., Murray, M. A., & McManus, M. (2010). Pipeline integrity assurance: a practical approach. American Society of Mechanical Engineers. https://doi.org/10.1115/1.859568

[3] ASME B31.8s-(2016). Managing System Integrity of Gas Pipeline, The American Society of Mechanical Engineering.

[4] Xie, M., & Tian, Z. (2018). A review on pipeline integrity management utilizing in-line inspection data. Engineering Failure Analysis, 92,222-239 https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.05.010

[5] Gabbar, H. A., & Kishawy, H. A. (2011). Framework of pipeline integrity management. International Journal of Process Systems Engineering, 1(3-4), 215-236. https://doi.org/10.1504/IJPSE.2011.041560

[6] Mora, R. G., Hopkins, P., Cote, E. I., & Shie, T. (2016). Pipeline integrity management systems: A practical approach. New York: ASME Press.

[7]Manian, L., & Hodgdon, A. (2005). Pipeline integrity assessment and management. Materials performance, 44(2), 18-22.

[8]Muhlbauer, W. K. (1996). Pipeline risk management manual (Vol. 35). Houston, TX: Gulf Publishing Company.

[9]Fernandes, L. J., Barbosa-Póvoa, A. P., & Relvas, S. (2010). Risk management framework for the petroleum supply chain. In Computer Aided Chemical Engineering (Vol. 28,pp.157-162). https://doi.org/10.1016/S1570-7946(10)28027-6

[10] Van Os, M. T., van Mastrigt, P., & Francis, A. (2006). An external corrosion direct assessment module for a pipeline integrity management system. In International Pipeline Conference (Vol. 42622, pp. 249-258). https://doi.org/10.1115/IPC2006-10159

[11]Papavinasam, S., Revie, R. W., & Doiron, A. M. (2006, March). Integrity management of new pipelines: internal corrosion control. In CORROSION 2006. OnePetro.

[۱۲] ه، بازیار و جوادپور، س "ارزیابی یکپارچگی لوله های گاز تعمیرشده با لایه های کامپوزیتی به کمک هیدروتست و آنالیز المان محدود"، فصلنامه علمی -پژوهشی مواد نوین ,دوره ۳، شماره ۱، پاییز ۱۳۹۱، صفحه ۱۳-۲۲.

[13] Rankin, L. (2004). Pipeline integrity information integration. In CORROSION 2004. OnePetro.