Journal of Health and Safety at Work 2023; 12(4): 930-947

ORIGINAL RESEARCH PAPER

Human Error Assessment in City Gate Stations of Isfahan Natural Gas Company Using the System for Predictive Error Analysis and Reduction Framework

Rouhalah Fooladi[1], Ali Karimi[1,*], Adel Mazloumi[1], Mohsen Sharif Rohani[2], Rajabali Hokmabadi[3]

[1] Department of Occupational Health Engineering, School of health, Tehran University of medical sciences, Tehran, Iran
[2] Safety and fire manager, Department of HSE, Natural Gas Company, Esfahan, Iran
[3] Department of Occupational Health Engineering, Faculty of Health, Tehran University of Medical Sciences, Tehran, Iran. Faculty member of Health School, North Khorasan University of Medical Sciences, Bojnurd, Iran

Received: 2022-04-20 Accepted: 2022-07-23

ABSTRACT

Introduction: Human factor analysis has been identified as the most common cause of accidents in natural gas transportation and distribution facilities. The occurrence of accidents at these systems, especially gas reduction stations located in residential and industrial areas, has had catastrophic consequences. Therefore, this study aimed at analyzing critical tasks and human error assessment using the system for predictive error analysis and reduction (SPEAR) method and providing the appropriate framework for error management in the operation and maintenance of city gate stations.

Material and Methods: This descriptive cross-sectional study was conducted using the SPEAR framework and safety critical task analysis guideline to evaluate errors in gas pressure reduction stations. First, critical tasks were screened and evaluated, followed by performing task analysis by the hierarchical task analysis and detecting performance-influencing factors (PIF). Then, human errors were predicted and assessed based on the predictive human error analysis. Finally, error management was developed at three process, equipment, and training improvement levels.

Results: In general, out of 23 operations and 164 sub-tasks, 12 critical tasks were identified based on the results. Criticality level percentages were about 67% high risk, 25% moderate, and 8% low risk. In addition, 134 errors were identified which were mostly related to action (42.53%) and checking (39.55%) errors, respectively. Eventually, communication, retrieval, and selection errors were 8.96, 5.22, and 3.74%, respectively.

Conclusion: The results revealed that action and checking errors had the highest percentages. This method can be applied to appropriate the systems approach to error reduction using the PIF assessment output. The privilege affecting factors include preparing standard operation procedures, implementing a comprehensive training program, and controlling environmental hazards.

Keywords: *Human Error Assessment, Predictive Human Error Analysis, System for Predictive Error Analysis and Reduction, Safety Critical Task Analysis, City Gate Stations*

HOW TO CITE THIS ARTICLE

Fooladi R, Karimi A, Mazloumi A, Sharif Rohani M, Hokmabadi R. Human Error Assessment in City Gate Stations of Isfahan Natural Gas Company Using the System for Predictive Error Analysis and Reduction Framework, J Health Saf Work. 2023; 12(4): 930-947.

* Corresponding Author Email: *a_karimi@sina.tums.ac.ir*

Copyright © 2023 The Authors.
Published by Tehran University of Medical Sciences

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International license (https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/). Non-commercial uses of the work are permitted, provided the original work is properly cited.

1. INTRODUCTION

Based on the safety performance reports on International Oil and Gas Producers, human errors play a major role in accidents. The occurrence of accidents at natural gas distribution systems (NDS), especially gas pressure reduction stations located in residential and industrial areas, has had catastrophic consequences. Considering that the nature of tasks in the natural gas stations is accompanied by maintenance and inspection, the probability of errors and accidents is high in city gas stations. Accordingly, the probability of errors and accidents is high. Analyses related to the NDS accidents can approve this issue. Therefore, this study sought to analyze critical tasks and human error assessment using the system for predictive error analysis and reduction (SPEAR) method and provide an appropriate framework for error management in the operation and maintenance of city gate stations. To the best of our knowledge, this study is one of the few human error evaluation studies in natural gas pressure reduction stations in Iran.

2. MATERIAL AND METHODS

This study was performed using the SPEAR framework and safety critical task analysis (SCTA) guideline to investigate errors in gas pressure reduction stations. SPEAR has important features such as being applicable to natural gas distribution activities and having a systematic framework to integrate into safety risks assessment. Most studies on human failure have focused on the symptoms of human errors rather than underlying causes. This descriptive cross-sectional study was conducted in three stages. Critical tasks were screened and evaluated in the first step. Next, tasks were analyzed using the hierarchical task analysis, and performance-influencing factors (PIF) were detected as well. Subsequently, human errors were predicted and assessed, and finally, error management was developed at three levels of process, equipment, and training improvement.

3. RESULTS AND DISCUSSION

Overall, out of 23 operations and 164 sub-tasks, 12 critical tasks were identified, the details of which are presented in Table 1. The results of SCTA demonstrated that 67, 25, and 8% had a high, moderate, and low potential for accidents, respectively. Critical tasks included replacing filter elements, starting up the filtration process, injecting odorant into the tank, starting up the pressure reduction process, inspecting joints, valves, sensing line, examining the fuel supply system of the heater, and maintaining safety devices.

Subsequently, different PIFs were identified (Fig 1), including wrong assumption risk and poor system feedback (17.2%), harmful environmental conditions (15.6%), insufficient or unpractical instructions and procedures (12.5%), and lack of skill and awareness (10.9%) problems to diagnosing faults (9.4%). In addition, the other factors were workload and stress (7.8%), defective equipment process (7.8%), lack of communication and team working (6.3%), deficiency in display (4.7%),

Table 1: Safety Critical Task Analysis

Task	Hazards/failures	consequences	Task critical index	Criticality level
Replacing filter element and start-up filtration process	Gas leakage, impurities such as iron sulfide	Fire ball/Environmental pollution	25	High
Inject odorant (Mercaptan) into the tank	Mercaptan leak, tank burst	Explosion- exposure to Mercaptan	25	High
Start-up pressure reduction process	Lack of proper air evacuation	Explosion	20	High
Inspection of Joints, valves, sensing line and etc.	Sensing line dislocations, gas leaks	Explosion -injury	16	High
Inspection of the fuel supply system heater section	Gas lack	Explosion	16	High
Maintenance of safety device	Lack of performance in gas evacuation, lack of performance in gas shut-off	Fire- Explosion	12	Medium

Table 2: Human Error Analysis in CGS process

Task	Types of human error						Errors description
	action	checking	retrieval	Communication	Selection	Sum of errors	
Inspection of filtration process	4	11	1	1	0	17	Operator does not check the Control of gas pressure and temperature values, delay the check , Do not open the full inlet valve,open the wrong valve, do not checking leakage/report leakage and etc.
Inspection of pressure regulation section	4	4	0	2	0	10	Operator wrong checking devices control such as: the gas flow meter/ pressure and temperature gauge/ DP gage. Do not report Fault Data, do not Check the lock-up of the regulator , check for leakage through isolation valve
Inspection of heater section	4	6	0	3	0	13	Operator does not check the fuel system, control the flame system performance test, unsafe start up
Maintenance &Inspection of odorant section	10	7	1	2	2	22	Operator wrong handling odorant barrels, Incorrect connect of odorant loader, do not check the function of odorant loader and control box, do not adjust the regulator pressure
Checking leakage and sensing line function	4	4	1	1	0	10	Do not checking based on scheme, Ignore in Leak Investigation Hazardous Area Classification ,don't report and Informing the shift operator to the maintenance unit, wrong leakage process
Replace the element filter separator	10	7	1	1	1	20	Do not check condition of element and clean/change, error closing the inlet and outlet valve, do not use water in the filter, do not drain the gas pressure from the filter, incorrect closing filter door and safety lock
Replace the Dry Filter	7	4	1	1	1	14	Ignore Open the valve under the filter and drain the gas, incorrect close the element filter, incorrect closing safety lock
checking regulator function	4	3	1	0	1	9	Don't right Pressure adjustment, Do not inspect, Choose the wrong method in balancing the station pressure
Maintain and inspect the safety valves	5	4	0	0	0	9	Don't Check the set point of the relief valve, safety valve
Maintenance of the sensing line	5	3	1	1	0	10	improper sensing line installation , do not report fault Data, use inadequate support, The incorrect position of sensing line in the pipe
Sum of the errors	**57**	**53**	**7**	**12**	**5**	**134**	

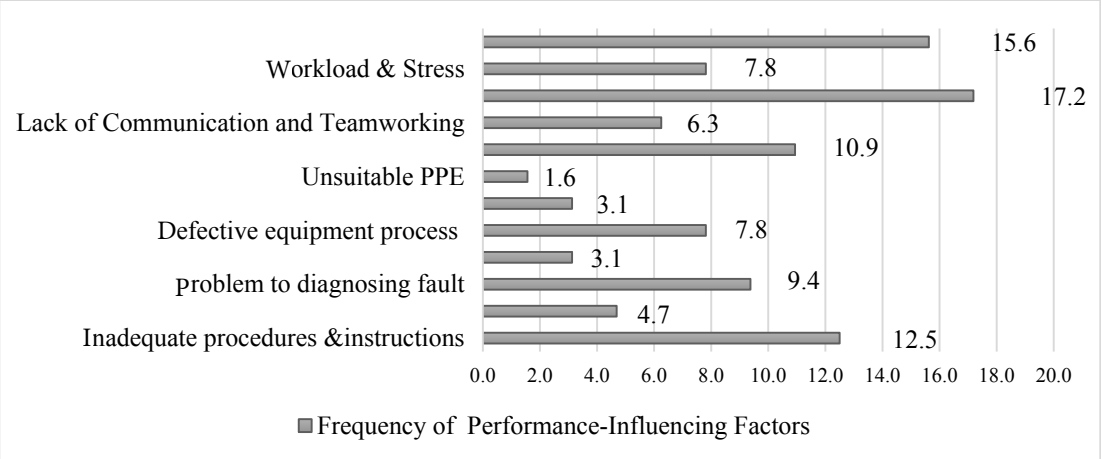


Fig. 1: Frequency of Performance-Influencing Factors

improper safety devices and defective equipment (3.1%), and final factor unsuitable personal protective equipment (1.6%). The performance will be optimal, and error likelihood will be minimized when error-inducing conditions relevant to a particular situation are optimal.

In comparison, according to the International Association of Oil and Gas Producers, safety performance indicators about high potential events (2011 & 2020) in natural gas distribution were assigned based on the number of reported causal factors. These indicators included inadequate hazard identification or risk assessment, poor work standards/procedures, lack of training, poor communication, improper use of tools, failure to warn of hazards, and inadequate use of safety systems.

In the next stage, 134 errors were identified (Table 2) which were mainly associated with action errors (42.53%) and checking errors (39.55%), respectively. Furthermore, communication, retrieval, and selection errors were the other errors with 8.96, 5.22, and 3.74%, respectively.

It is recommended that future studies implement this method in other important gas industry facilities. One of the most advantages of this method is that it integrates human errors into the quantitative risk assessment process. However, it has some limitations. It does not take into account cognitive aspects in evaluating errors. Further, the evaluations rely on analyzer skills, and it is better to do it as teamwork similar to the hazard and operability method

4. CONCLUSIONS

The results of this research revealed that the highest percentages belonged to action and checking errors. This technique can be employed for appropriating the systems approach to error reduction by the PIF assessment output. The privilege affecting factors include preparing standard operation procedures, implementing a comprehensive training program, and controlling environmental hazards. In addition, these errors can be reduced and managed to an acceptable extent by using the three-level methods of process, training, and equipment.

5. ACKNOWLEDGMENT

The authors fully appreciate the participants of this study, especially the risk management teamwork of the National Iranian Gas Company.

شناسایی و ارزیابی خطاهای انسانی گروه بهره‌برداری ایستگاه‌های تقلیل فشار شرکت گاز استان اصفهان به روش SPEAR

روح اله فولادی[۱]، علی کریمی[۱*]، عادل مظلومی[۱]، محسن شریف روحانی[۲]، رجبعلی حکم آبادی[۳،۱]

[۱] گروه مهندسی بهداشت حرفه‌ای، دانشکده بهداشت، دانشگاه علوم پزشکی تهران، تهران، ایران
[۲] ریاست ایمنی و آتش نشانی شرکت گاز استان اصفهان
[۳] گروه مهندسی بهداشت حرفه‌ای دانشکده بهداشت، دانشگاه علوم پزشکی خراسان شمالی، بجنورد، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۱/۰۱/۳۱، تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۵/۲۶

چکیده

مقدمه: بروز حوادث در تأسیسات انتقال و توزیع گاز طبیعی به‌ویژه ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز که در مجاورت مناطق مسکونی و صنعتی می‌باشند، پیامدی فاجعه‌بار در سال‌های اخیر داشته است. بر اساس گزارشات آنالیز حوادث فاکتورهای انسانی از علل ریشه‌ای حوادث در سیستم انتقال و توزیع گاز طبیعی تعیین شده است. ازاین‌رو، این مطالعه با هدف آنالیز وظایف بحرانی و ارزیابی خطاهای گروه بهره‌برداری ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز شهری شرکت گاز استان اصفهان انجام گردید.

روش کار: در این مطالعه توصیفی-مقطعی، ارزیابی سیستماتیک خطاها با استفاده از روش SPEAR و راهنمای SCTA در ایستگاه‌های تقلیل فشار انجام گرفت. در ابتدا، غربالگری و ارزیابی وظایف بحرانی انجام و در مرحله بعدی در قالب روش SPEAR، آنالیز سلسله‌مراتب وظایف بحرانی با روش HTA ترسیم و شرایط به وجود آورنده خطاها شناسایی گردید. در مرحله بعدی، خطاها بر مبنای روش PHEA ارزیابی و نهایتاً راهکارها و پیشنهادات مدیریت خطاها در سه سطح ارتقاء دستورالعملی، تجهیزاتی و آموزشی ارائه گردید.

یافته ها: نتایج حاصل از این مطالعه نشان داد که از مجموع ۲۳ وظیفه اصلی و ۱۶۴ زیر وظیفه شناسایی‌شده،۱۲ وظیفه بحرانی می‌باشند. حدود ۶۷ درصد دارای پتانسیل بالا برای وقوع حوادث، ۲۵ درصد اولویت متوسط و ۸ درصد اولویت پایین داشتند. همچنین ۱۳۴ خطا شناسایی شدند که بیشترین خطاها مربوط به خطاهای عملکردی (۴۲/۵۳ درصد) و خطاهای بازدیدی (۳۹/۵۵ درصد) بود. خطاهای تبادل اطلاعات، بازیابی و انتخاب به ترتیب ۸/۹۶، ۵/۲۲ و ۳/۷۴ درصد فراوانی را داشتند.

نتیجه گیری: بیشترین درصد فراوانی از نوع خطاهای عملکردی و بازدیدی بودند. بر اساس نتایج ارزیابی شرایط ایجادکننده خطا می‌توان از راهکارهای متناسب «با نوع خطاهای پیش‌بینی‌شده» از قبیل تهیه دستورالعمل‌های استاندارد، برنامه آموزشی مدون، کنترل عوامل زیان‌آور محیطی، ارتقاء تجهیزاتی و رفع نقص‌های فرایندی برای مدیریت هدفمند خطاها استفاده کرد.

کلمات کلیدی: *ارزیابی خطای انسانی، روش سیستماتیک پیش‌بینی و کاهش خطا SPEAR، ارزیابی وظایف بحرانی SCTA، ایستگاه تقلیل فشار*

* پست الکترونیکی نویسنده مسئول مکاتبه: *a_karimi@sina.tums.ac.ir*

مقدمه

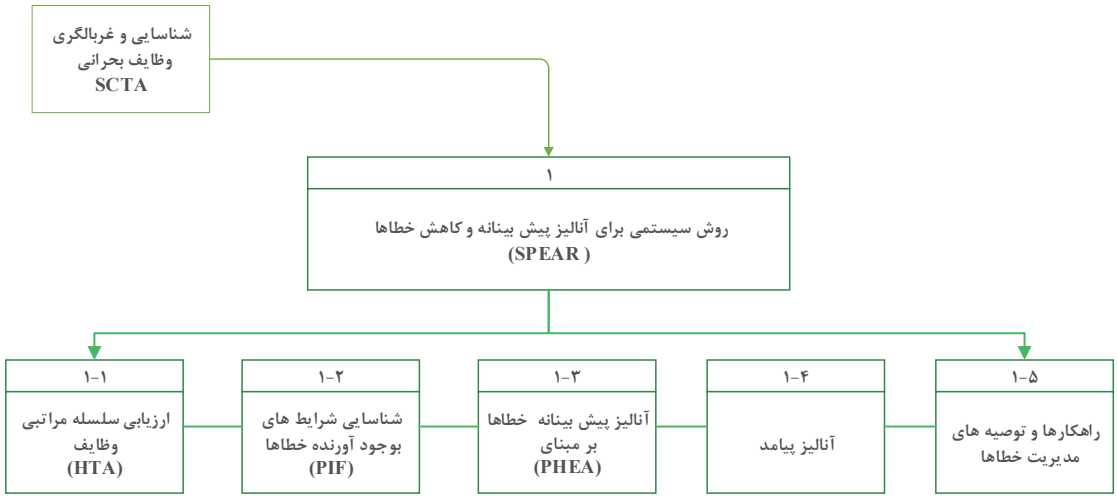
بر اساس آمار حوادث در دو دهه گذشته، میزان خطاهای انسانی در سیستم انتقال و توزیع گاز طبیعی افزایش قابل‌توجه ای داشته است (۱). حوادثی از قبیل حادثه انفجار خطوط لوله گاز طبیعی در سال ۲۰۱۷ در شهر سونجیون کشور چین (۲) و انفجار سایت توزیع گاز در نزدیکی شهر وین در کشور اتریش در ۱۲ دسامبر ۲۰۱۷ منجر به کشته و زخمی شدن تعداد زیادی از افراد و مردم عادی شده و قطعی گسترده گاز و ایجاد شرایط اضطراری را به دنبال داشت (۳). همچنین آتش‌سوزی و انفجار در Merrimack Valley ماساچوست ایالات‌متحده آمریکا در ۱۳ سپتامبر ۲۰۱۸ باعث قطعی گاز برای بیش از ده هزار مشترک شد. پیرو گزارش سازمان ایمنی NTSB[1]، ضعف سیستم مدیریتی، خطای انسانی در عملیات و ضعف طراحی از علل حادثه تعیین شدند (۴). همچنین پیرو گزارش آنالیز حوادث صنعت نفت و گاز ایران، خطای انسانی از علل اصلی و ریشه‌ای حوادث می‌باشد که می‌توان به حادثه خط لوله سرخس در سال ۱۳۸۹ (۵)، حادثه ایستگاه CGS سهند تبریز در سال ۱۳۹۵ و حادثه ایستگاه CGS کوریجان همدان در فروردین ۱۳۹۶ اشاره داشت (۶).

یکی از مهم‌ترین تأسیسات سیستم انتقال گاز طبیعی، ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز می‌باشند. اجرای فرایندهای مهمی مانند کاهش فشار گاز و افزودن ماده بودار کننده مرکاپتان در این ایستگاه انجام می‌شود. علیرغم ریسک بالای وقوع حوادث در این صنعت، مطالعات محدودی در خصوص ایمنی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز در کشور ایران انجام شده است. در سال ۲۰۱۴، مطالعه‌ای تحت عنوان تجزیه‌وتحلیل ریشه‌ای حوادث فرآیندی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز شهری با استفاده از تکنیک‌های تحلیل خطرات عملکردی و تحلیل پاپیونی توسط خسروی راد و همکاران انجام شد (۷). در سال ۲۰۱۶، مطالعه دیگری تحت عنوان تجزیه‌وتحلیل ریسک انفجار ایستگاه‌های تقلیل فشار شهری با استفاده از روش FMEA و روش FTA انجام گرفت. احتمال وقوع نشت گاز از سنسینگ لاین ها ۰/۵۲، عوامل انسانی ۰/۱۲ و خطاهای فرآیندی و مکانیکی به ترتیب ۰/۳۳ و ۰/۰۶ بودند (۸). در مطالعه‌ای مشابه در سال ۲۰۱۴ توسط چیارا ویانلو برای شبکه توزیع گاز طبیعی کشور ایتالیا که با روش ارزیابی ریسک کمی انجام شد، میزان وقوع خطاها جهت ارزیابی ریسک‌های فردی و جمعی سیستم توزیع گاز طبیعی شمال ایتالیا محاسبه شدند. همچنین راهکارهایی برای کاهش خطاها از قبیل ارتقاء تجهیزاتی مانند استفاده از شیرهای قطع اتوماتیک گاز[2] و استفاده از هشدارها و برچسب‌ها در روی تجهیزات و اطراف خطوط لوله جهت جلوگیری از خطاهای حین حفاری ارائه گردید (۹).

ازآنجایی‌که خطای انسانی یکی از دلایل اصلی در بروز حوادث در سیستم انتقال و توزیع گاز می‌باشد، لذا مدیریت فاکتورهای انسانی یک امر ضروری می‌باشد؛ بنابراین با توجه به پتانسیل بالای وقوع حوادث در این صنعت و پیامدهای ناشی از آن، ارتقاء قابلیت اطمینان یکپارچه انسانی و فرایندی در راستای ایمن‌سازی در این سیستم اهمیت ویژه‌ای دارد (۹-۱۱). در این پژوهش، رویکرد انتخاب روش ارزیابی متناسب با رویکرد ادغام آنالیز ریسک خطاهای انسانی در سیستم ارزیابی ریسک‌های ایمنی از قبیل ارزیابی کمی ریسک (QRA) تعیین گردید (۱۲,۱۳). در مجموع، دو فاکتور اساسی شامل تناسب روش با نوع فرآیند و قابلیت ادغام و یکپارچه‌سازی ارزیابی ریسک‌های ایمنی جهت انتخاب روش در نظر گرفته شد. با توجه به برخی ویژگی‌ها مانند قابلیت کاربرد[3]، اعتباربخشی[4]، عدم قطعیت[5] و قابلیت دسترسی[6] به بررسی متدهای رویه‌ای از قبیل THERP[7]،

1 National Transportation Safety Board

2 Automatic Block Valves
3 Applicability
4 Validity
5 Uncertainty
6 Availability
7 Technique for Human Error Rate Prediction (THERP)



شکل ۱. مراحل روش SPEAR

SHERPA[1]، THEA[2]، SPEAR[3] و SCTA[4] که محدود می‌باشند، پرداخته شد (۱۴-۱۸). نهایتاً، روش SPEAR، برای ایجاد یک ساختار منسجم ارزیابی خطای انسانی در صنایع نفت و گاز، برای ارزیابی خطاها در این مطالعه انتخاب گردید. یکی از تفاوت‌های اساسی این متد با متدهای مشابه، مانند روش SHERP، ارزیابی فاکتورهای مؤثر بر عملکرد و در نظر گرفتن فاکتورهای محیطی و سازمانی می‌باشد. همچنین یکی دیگر از نقاط قوت این متد، استفاده توأمان دو راهکار با دیدگاه کنشی و واکنشی برای حذف و مدیریت خطاها می‌باشد که شامل پیش‌بینی شرایط ایجادکننده خطاها و ارائه راهکار در سه سطح پس از تعیین نوع خطاها است. سایر ویژگی‌های این روش شامل شناسایی و ارزیابی خطای انسانی با یک رویکرد سازمان‌یافته و نظام‌مند، ارزیابی فاکتورهای مؤثر بر عملکرد برای هر وظیفه، ارتباط مطالعات ایمنی به فاکتورهای انسانی، متناسب با فرآیندهای شیمیایی در صنایع نفت و گاز، تعیین پیامدهای ناشی از انواع خطاها و ارائه پیشنهادات پیشگیرانه و سیستم اصلاحی و بازیابی خطاها می‌باشد (۱۹). روش SPEAR در سال ۲۰۱۴ توسط فابیو اوشیرو در یک مورد مطالعاتی جهت شناسایی و ارزیابی خطاها در حادثه کارخانه PVC فورموسا استفاده شد (۲۰).

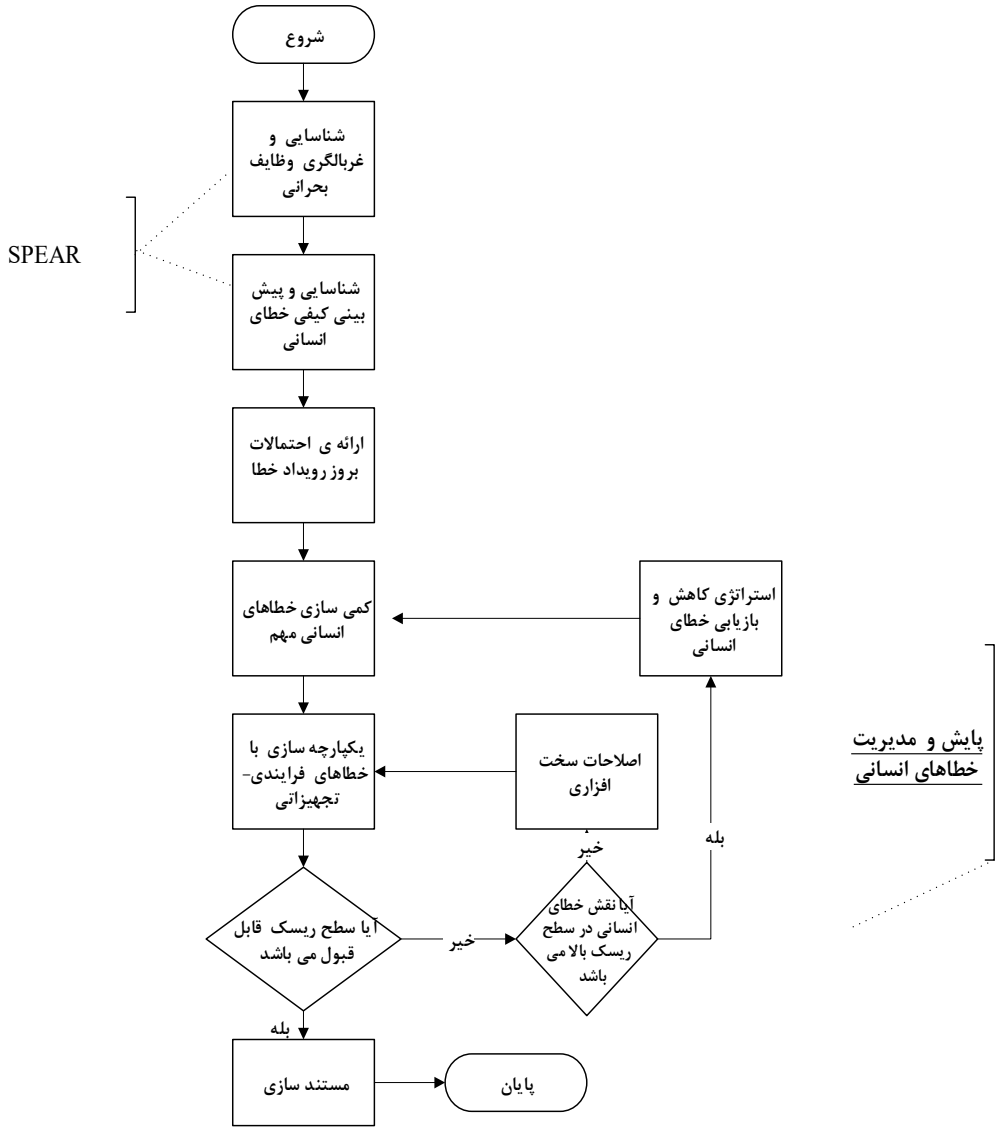
این پژوهش با هدف شناسایی و آنالیز وظایف بحرانی ایمنی، ارزیابی خطای انسانی و ارائه راهکارها برای کاهش خطا در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی در گروه بهره‌برداری شرکت گاز استان اصفهان انجام گرفت.

روش کار

در این مطالعه توصیفی-مقطعی، ارزیابی خطاهای انسانی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز شهری با روش SPEAR و راهنمای آنالیز وظایف بحرانی مطابق مراحل شکل ۱ انجام گرفت. در ابتدا غربالگری و ارزیابی وظایف بحرانی انجام و در مرحله بعدی در قالب روش SPEAR، آنالیز سلسله‌مراتب وظایف بحرانی با روش HTA[5] ترسیم و سپس فاکتورهای مؤثر بر عملکرد شناسایی گردید. در مرحله بعد، خطاها بر مبنای روش PHEA[6] ارزیابی و نهایتاً راهکارها و پیشنهادات مدیریت خطاها در سه سطح ارتقاء دستورالعملی، تجهیزاتی و آموزشی ارائه گردید. همچنین این روش، قابلیت یکپارچه‌سازی با ساختار ارزیابی قابلیت اطمینان را دارد که در فلوچارت ۲ نشان داده شده است.

1 Systematic Human Error Reduction and Prediction Approach
2 Technique for Human Error Assessment
3 System for Predictive Error Analysis and Reduction
4 Safety Critical Task Analysis

5 Hierarchical Task Analysis
6 Predictive Human Error Analysis



شکل ۲. فلوچارت ساختار روش سیستماتیک ارزیابی یکپارچه قابلیت اطمینان انسانی و سیستمی

جهت انجام پژوهش نیاز به جمع‌آوری و بررسی اطلاعاتی شامل شرح وظایف شغلی گروه بهره‌برداری و تعمیرات ایستگاه تقلیل فشار، گزارشات تحلیل حوادث و مطالعه آمار و علل حوادث، بررسی ارزیابی ریسک HAZOP، مدارک و مستندات بهره‌برداری از ایستگاه تقلیل فشار (اطلاعات شیفت بهره‌برداری و نگهداری، دیاگرام‌های فرایند پروسه، لوله‌کشی و ابزار دقیق و ...) به‌عنوان ورودی مطالعه بودند. این اطلاعات با بررسی گزارشات و مستندات، برگزاری جلسات منظم هفتگی و مصاحبه با اپراتورها جمع‌آوری شدند.

مرحله اول: شناسایی و غربالگری وظایف بحرانی و ارزیابی سلسله مراتبی: جهت شناسایی وظایف بحرانی به بررسی مستندات؛ حوادث ایستگاه‌های تقلیل فشار، گزارشات و مطالعات ایمنی HAZOP، FMEA و همچنین روش‌های اجرایی و فرآیندهای موجود در ایستگاه‌ها پرداخته شد. نهایتاً، وظایف بحرانی با همکاری

جدول ۱. طبقه‌بندی انواع خطاهای انسانی

نوع خطا	کد	توصیف خطا
خطاهای عملکردی (Action Errors)	A1	عمل خیلی زود یا دیر انجام می‌شود.
	A2	عمل بی‌موقع انجام می‌شود.
	A3	عمل موردنظر در جهت اشتباه انجام می‌شود.
	A4	عمل کمتر یا بیش‌از حد لازم انجام می‌شود.
	A5	عمل اشتباه انجام می‌شود.
	A6	عمل صحیح بر روی گزینه اشتباه انجام می‌شود.
	A7	عمل اشتباه بر روی گزینه صحیح انجام می‌شود.
	A8	انجام عمل موردنظر فراموش می‌شود.
	A9	عمل به‌طور ناقص انجام می‌شود.
	A10	عمل اشتباه بر روی گزینه اشتباه انجام می‌شود.
خطای بازدیدی یا بررسی (Checking Errors)	C1	فراموشی بررسی
	C2	بررسی به‌طور ناقص
	C3	بررسی صحیح بر روی گزینه اشتباه
	C4	بررسی اشتباه بر روی گزینه صحیح
	C5	بررسی در زمان نامناسب
	C6	بررسی اشتباه بر روی گزینه اشتباه
خطاهای بازیابی (Retrieval Errors)	R1	عدم دسترسی به اطلاعات
	R2	دستیابی به اطلاعات اشتباه
	R3	بازیابی اطلاعات به‌صورت ناقص
خطاهای ارتباطی (Communication Errors)	I1	تبادل اطلاعات صورت نمی‌گیرد
	I2	اطلاعات اشتباه تبادل می‌شود
	I3	تبادل اطلاعات به‌طور ناقص انجام می‌شود
خطاهای انتخاب (Selection Errors)	S1	حذف یا فراموشی انتخاب
	S2	انتخاب اشتباه

متخصصان صنعت گاز (کارگروه ارزیابی ریسک) شناسایی و جهت ارزیابی تعیین شدند. در ادامه وظایف با استفاده از روش سلسله مراتبی آنالیز شدند (۲۱). برای ارزیابی سطح ریسک وظایف از راهنمای ارزیابی وظایف بحرانی ایمنی (SCTA) استفاده شد. بر اساس شاخص بحرانیت وظیفه (TCI) ریسک انجام وظایف اولویت‌بندی شدند. برای محاسبه این شاخص از دو فاکتور میزان تعامل انسانی با فرآیند یا تجهیزات و فاکتور سطح پیامد ناشی از خطای انسانی استفاده گردید. برای هر فاکتور از یک رتبه‌بندی پنج تایی استفاده شد. اولویت یا سطح ریسک نیز بر اساس ماتریس مربوطه در سه سطح بالا، متوسط و کم تعریف شد (۱۲, ۱۶).

مرحله دوم: ارزیابی فاکتورهای مؤثر بر عملکرد:

در مرحله دوم برای شناسایی فاکتورهای ایجادکننده شرایط خطا هر وظیفه، یک چک‌لیست ارزیابی فاکتورهای مؤثر بر عملکرد با استفاده از مستندات آنالیز حوادث مرتبط، بررسی میدانی شرایط ایستگاه‌های تقلیل فشار شهری، مصاحبه با پرسنل گروه بهره‌برداری و با نظر کارگروه ارزیابی ریسک تدوین گردید. همچنین با بررسی روایی محتوایی آن توسط ۱۰ نفر از متخصصین واحد HSE

(نسبت روایی محتوایی CVR و شاخص روایی CVI به ترتیب ۱ و ۰/۹ به دست آمد) چک‌لیست عملیاتی گردید. جهت شناسایی فاکتورها از یک طبقه‌بندی در دو سطح شامل شرایط فیزیکی محیط کار و خصوصیات فعالیت با یک رتبه‌بندی ۱ تا ۹ بر اساس تعریف مربوط به امتیازات مناسب، متوسط و نامناسب استفاده شد (۱۷,۲۲).

مرحله سوم: آنالیز کیفی خطای انسانی: خطاها با استفاده از تکنیک آنالیز پیش بینانه خطا (PHEA) ارزیابی شدند. نوع خطاها بر اساس ۵ طبقه‌بندی، تعیین (جدول ۱) و خطاهای هر زیر وظیفه، توصیف و پیامد ناشی از آن تشریح شد (۱۹, ۱۷).

مرحله چهارم: راهکارهای کاهش خطا: در این مرحله بر اساس نتایج فاکتورهای ایجادکننده شرایط خطا یا فاکتورهای مؤثر بر عملکرد و همچنین مطابق با پیش‌بینی انواع خطاها، راهکارها در سه سطح دستورالعملی، تجهیزاتی و آموزشی ارائه شد.

یافته ها

درمجموع ۲۳ وظیفه اصلی (شکل ۳ و ۴) و ۱۶۴ زیر وظیفه برای گروه بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز شهری شناسایی گردید. در شکل ۵ یک نمونه آنالیز HTA برای زیر وظیفه تعویض المنت فیلتر نشان داده شده است.

از بین وظایف، ۱۲ وظیفه بحرانی شناسایی شد که حدود ۶۷ درصد دارای اولویت بالا، ۲۵ درصد اولویت متوسط و ۸ درصد با اولویت پایین بودند. وظایف تعویض المنت فیلتر و راه‌اندازی مجدد فیلتراسیون، تزریق مرکاپتان، راه‌اندازی بخش تقلیل فشار، بازرسی از فرایندها، سرویس و نگهداری سنسینگ لاین و بازرسی از سیستم شعله و سوخت‌رسانی هیتر بالاترین سطح ریسک را داشتند.

شرایط ایجادکننده خطاها شامل عدم درک ریسک و بازخورد ضعیف سیستم، شرایط نامناسب محیطی، نقص در دستورالعمل‌ها، عدم‌کفایت مهارت و نقص در تشخیص خطاها بالاترین سهم را به خود اختصاص دادند.

در مرحله بعدی خطاها با روش PHEA شناسایی و ارزیابی شدند. . از ۱۳۴ خطای پیش‌بینی‌شده، بیشترین تعداد خطاها مربوط به خطاهای عملکردی و بازدیدی به ترتیب تعداد ۵۷ و ۵۳ مورد بودند. تعداد خطاهای تبادل اطلاعات ۱۲ و بازیابی ۷ موردشناسایی شدند. خطای انتخاب با ۵ خطا کمترین فراوانی خطاها را داشت.

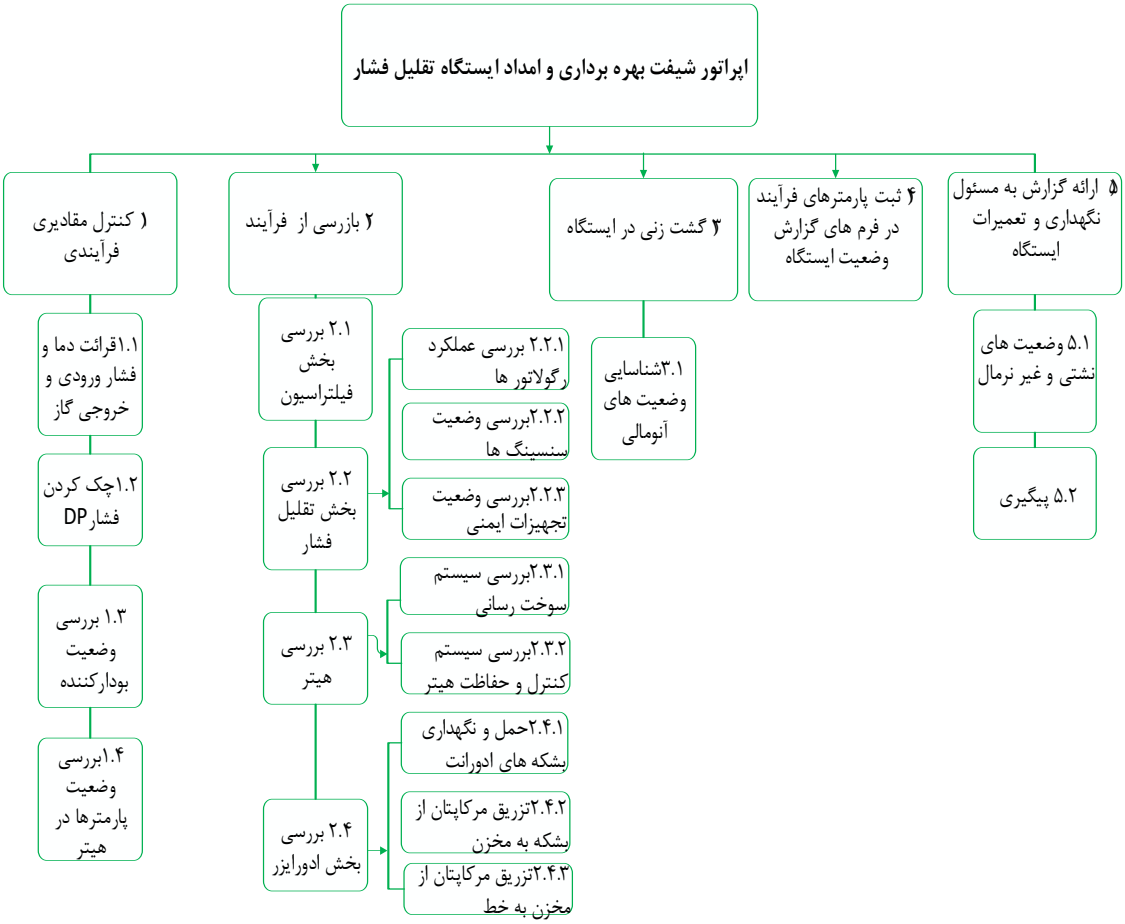
بیشینه فراوانی خطاهای عملکردی و بازدیدی مربوط به وظیفه تعمیر و نگهداری واحد فیلتراسیون به ترتیب ۳۶/۸ و ۴۱/۵ درصد بود. در رده‌های بعدی وظایف واحد تقلیل فشار ۲۲/۸ و ۲۰/۵۷ درصد، ادورایزر و تزریق مرکاپتان ۱۷/۵ و ۱۳/۲ درصد، سنسینگ لاین ۱۵/۸ و ۱۳/۲ درصد و هیتر۷ و ۱۱/۳۲ درصد شناسایی شدند. برای خطاهای تبادل اطلاعات یا ارتباطی بیشترین خطا مربوط به وظیفه بازرسی و نگهداری از هیتر حدود ۲۵ درصد بود. وظیفه بازرسی از تقلیل فشار و ادورایزر با درصد مساوی حدود ۱۶/۶۶ درصد محاسبه شد. بازرسی از فرایند فیلتراسیون، بررسی نشتی و وضعیت نصب سنسینگ، تعویض المنت فیلتر سپراتور و خشک ۸/۳۳ درصد ارزیابی گردید. درصد فراوانی خطاهای بازیابی برای وظایف بازرسی از فرآیند فیلتراسیون، بازرسی ادورایزر، بررسی نشتی، تعویض المنت فیلتر سپراتور، المنت فیلتر خشک و اطمینان از عملکرد رگولاتور هرکدام حدود ۱۴/۲۸ درصد بود. همچنین بیشترین خطای انتخاب برای وظیفه بازرسی ادورایزر و تزریق مرکاپتان ثبت گردید.

راهکارهای کاهش خطای وظایف بحرانی

پیرو نتایج ارزیابی خطاها، راهکارهای ذیل در سه سطح دستورالعملی، آموزشی و تجهیزاتی ارائه شدند.

بحث

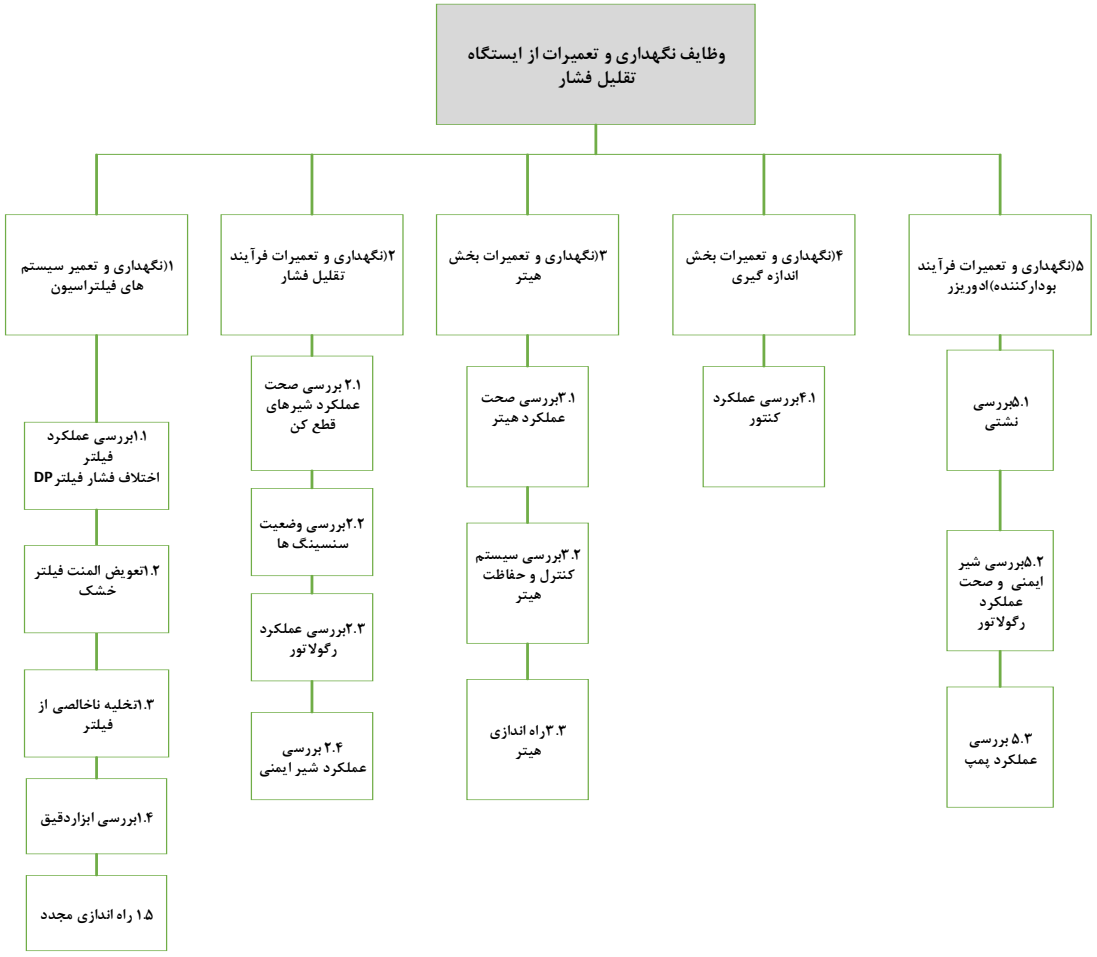
اهمیت ارزیابی نوع خطاها از دیدگاه تمرکز بر راهکارهای کاهش و مدیریت خطا اهمیت ویژه‌ای دارد. بر اساس یافته‌های این مطالعه، درمجموع بیشترین خطا مربوط به خطای عملکردی (۴۲/۵۳ درصد) بود. خطاهای بازدیدی با اختلاف کم از خطای مذکور (۳۹/۵۵ درصد)،



شکل ۳. وظایف اپراتور گروه بهره‌برداری ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز شهری به روش HTA

جدول ۲. نمونه ارزیابی بحرانیت وظیفه

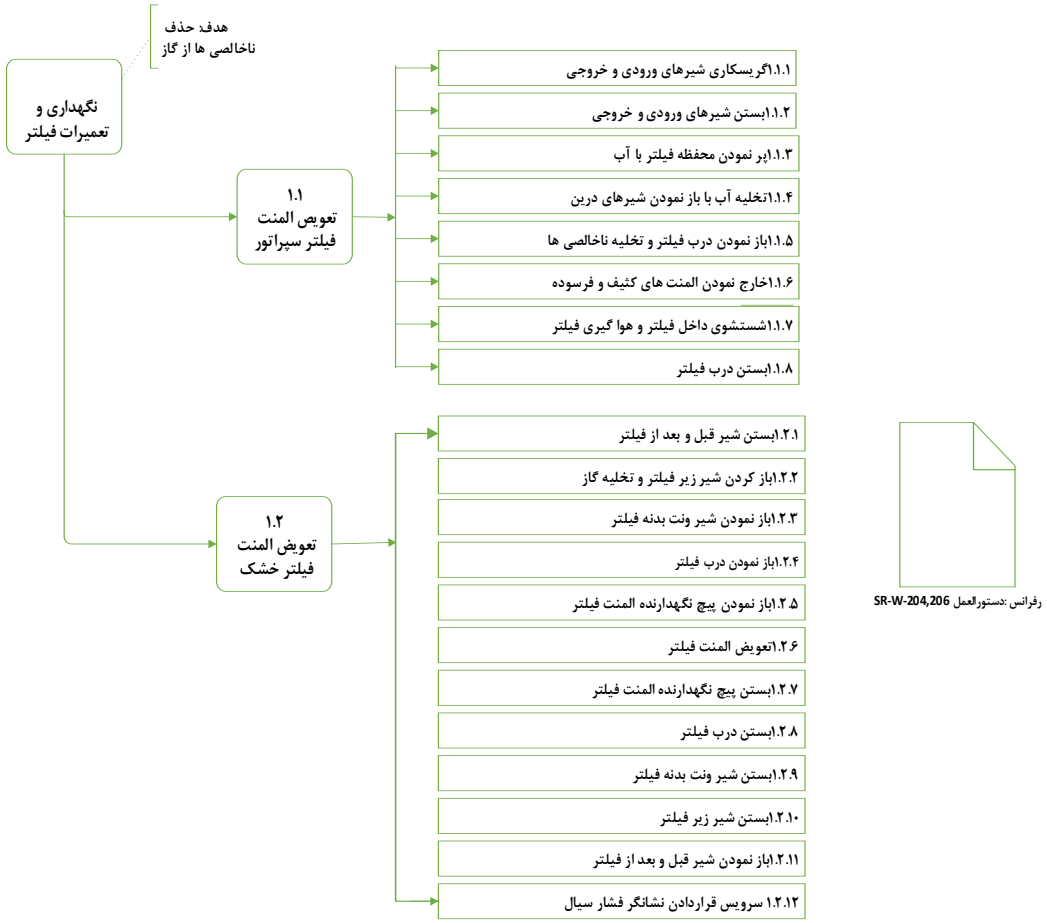
وظیفه	نوع خطر/ شکست	پیامد	عدد بحرانیت	سطح ریسک
تعویض المنت فیلتر و راه‌اندازی مجدد فیلتراسیون	نشتی گاز و وجود ناخالصی‌هایی مانند سولفید آهن	آتش‌سوزی آلودگی محیط زیستی	۲۵	بالا (غیرقابل‌قبول)
تزریق ادورانت (مرکاپتان) به مخزن	نشت مرکاپتان، ترکیدن مخزن در حین تزریق به دلیل عدم کنترل و افزایش فشار	جراحت و مواجهه با مرکاپتان	۲۵	بالا (غیرقابل‌قبول)
راه‌اندازی بخش تقلیل فشار	عدم تخلیه هوا و در نتیجه ترکیب هوا و گاز	انفجار	۲۰	بالا (غیرقابل‌قبول)
بازرسی روزانه از فرآیندها	در رفتگی سنسینگ لاین‌ها، نشت گاز، سروصدا، تنش گرمایی و سرمایی	آتش‌سوزی، جراحت، بیماری‌های شغلی	۱۶	بالا (غیرقابل‌قبول)
بازرسی از سیستم سوخت‌رسانی و کنترل شعله هیتر	اختلال در عملکرد سوخت‌رسانی، نشتی گاز	خاموش شدن هیتر، افزایش فشار سوخت‌رسانی، آتش‌سوزی	۱۶	بالا (غیرقابل‌قبول)
نگهداری و تعمیرات تجهیزات ایمنی	عدم عملکرد در تخلیه گاز، عدم عملکرد در قطع گاز	آتش‌سوزی و انفجار	۱۲	متوسط (نیاز به بررسی فوری)



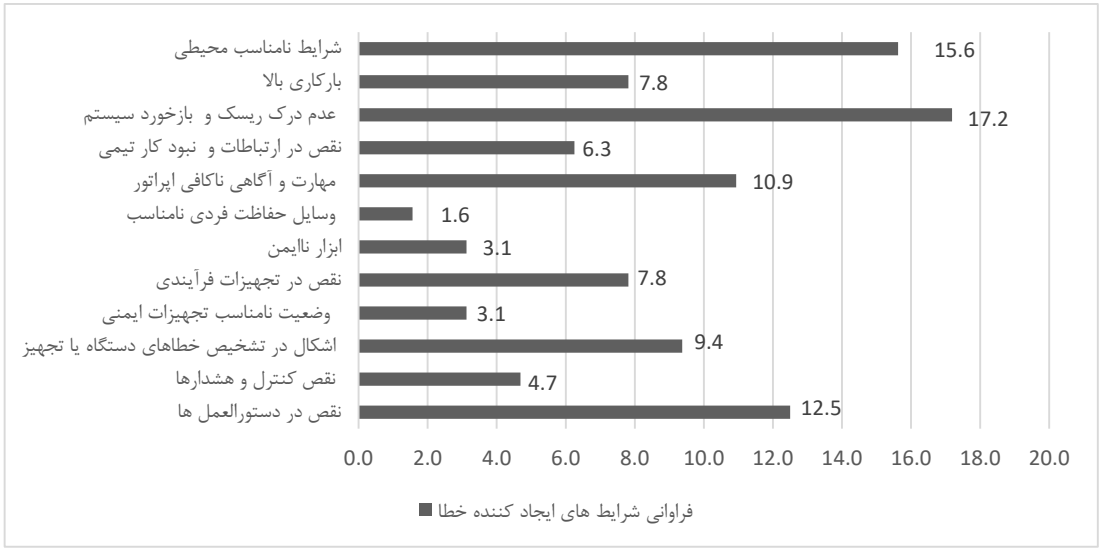
شکل ۴. وظایف اپراتور گروه تعمیر و نگهداری ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز شهری به روش HTA

رده دوم را به خود اختصاص دادند. کمترین خطاها مربوط به خطای بازیابی و خطای انتخاب ارزیابی شدند. بیشینه فراوانی خطاهای عملکردی و بازدیدی مربوط به وظیفه نگهداری و تعمیرات واحد فیلتراسیون به ترتیب ۳۶/۸ و ۴۱/۵ درصد و کمترین متعلق به فرایند راه‌اندازی هیتر ۷ و ۱۱/۳۲ درصد بودند. در مقایسه وظایف دو گروه موردبررسی نیز گروه تعمیرات و نگهداری، خطای عملکردی بیشتری نسبت به سایر خطاها داشتند. در مقابل، برای وظایف اپراتور بهره‌برداری نوع خطای بازدیدی بیشتر از نوع عملکردی بود. ازآنجایی‌که در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز، وظایف با ماهیت نظارتی توأم با تعمیراتی و امدادی هستند پس نوع خطاهای ارزیابی‌شده با نوع وظایف مطابقت دارند.

در مطالعه شیرالی و همکاران در سال ۱۳۹۹ در شرکت گاز استان کردستان (عملیات گازرسانی) که با روش SHERPA و HTE انجام شد؛ درمجموع ۱۰۹ خطا شناسایی شد که خطاهای عملکردی با بیشترین درصد وقوع خطا (۴۶ درصد) و پس‌ازآن خطاهای بازدیدی و بازیابی شناسایی شدند (۲۳). در پژوهش مرتبط دیگر که توسط پور ایمانی و همکاران در فعالیت تعویض غربال‌های مولکولی واحد نم‌زدایی پالایشگاه گازی مجتمع گاز پارس جنوبی با روش PHEA انجام شد، درمجموع ۳۳۷ خطا شناسایی شدند بررسی فراوانی خطاها نشان داد که خطای عملکردی با اختلاف بسیار



شکل ۵. نمونه آنالیز HTA زیر وظیفه تعویض المنت فیلتر



شکل ۶. نمودار درصد فراوانی شرایط ایجادکننده خطاها

زیاد بالاترین و خطای بازدیدی کمترین تعداد خطا را داشتند (۲۴). در مطالعه حلوانی و همکاران در شرکت پالایش گاز پارسیان با استفاده از روش SHERPA، حدود ۶۶/۵ درصد خطا مربوط به خطاهای عملکردی و کمترین خطا مربوط به خطاهای انتخاب گزارش شدند (۲۵). نتایج مطالعات مذکور با نتایج ارزیابی خطاهای این مطالعه همخوانی داشت. همچنین این نتایج با مطالعات مشابه در صنایع دیگر نیز مطابقت داشت. در مطالعه‌ای که در صنعت برق با استفاده از روش SHERPA در سال ۱۳۹۹ توسط مظلومی و همکارانش انجام شد خطاهای عملکردی و بازدیدی دارای بالاترین فراوانی بودند (۲۶).

حدود ۶۷ درصد از وظایف بحرانی شناسایی‌شده، سطح ریسک بالا برای وقوع حوادث را داشتند. وظایف عبارت بودند از تعویض المنت فیلتر و راه‌اندازی مجدد فیلتراسیون، تزریق مرکاپتان، راه‌اندازی بخش تقلیل فشار، سرویس و نگهداری سنسینگ لاین و بازرسی از سیستم شعله و سوخت‌رسانی هیتر. مطابق گزارش درس‌آموزی از حوادث وزارت نفت، دو حادثه مرگ‌بار برای وظیفه تعویض المنت فیلتر و بررسی سیستم شعله و سوخت‌رسانی هیتر گزارش شده است (۲۷). ازآنجایی‌که ماهیت وظایف در ایستگاه‌های تقلیل فشار، تعمیراتی و نظارتی می‌باشد. احتمال وقوع خطا و رخداد حوادث در آن‌ها بالا می‌باشد، پس با توجه به اهمیت این تأسیسات، ارتقاء قابلیت اطمینان یک امر ضروری برای پیشگیری از حوادث می‌باشد. بر اساس گزارش سازمان ایمنی مواد خطرناک و خطوط لوله (PHMSA) برای سیستم توزیع گاز طبیعی ایالت متحد آمریکا از آنالیز حوادث ۲۰ ساله از سال ۲۰۰۲ تا ۲۰۲۱ میلادی بیشترین خطا درزمینهٔ نگهداری و تعمیرات، بازرسی و تست ثبت شده است. دلایل حوادث را اعمال ناایمن (۴۴ درصد)، رویه‌ها و دستورالعمل‌های کاری نامناسب (۳۷ درصد) و خطای طراحی (۸ درصد) عنوان کردند. در این بانک اطلاعاتی، حوادث مربوط به سیستم توزیع گاز طبیعی در بازه مذکور درمجموع ۲۴۶۶ رویداد ثبت شده که به‌طور میانگین ۱۲۳ حادثه و حدود ۱۶۰ میلیون دلار در هر سال زیان مالی در پی داشته است. در طبقه‌بندی دلایل حوادث، خطاهای انسانی برای حوادث شدید، بیشترین میزان خسارت مالی را در بین سایر دلایل داشته و هزینه‌ای حدود یک میلیارد و یک‌صد و هفتاد و پنج میلیون دلار آمریکا برای آن برآورد شده است (۲۸).

پیرو نتایج ارزیابی شرایط به وجود آورنده خطاها؛ پنج فاکتور شامل عدم درک ریسک و بازخورد ضعیف سیستم (۱۷/۲ درصد)، شرایط نامناسب محیطی (۱۵/۶ درصد)، نقص در دستورالعمل‌ها (۱۲/۵ درصد)، عدم‌کفایت مهارت (۱۰/۹ درصد) و نقص در تشخیص خطاها (۹/۴ درصد) بالاترین سهم را برای ایجاد شرایط وقوع خطا به خود اختصاص دادند. سایر فاکتورها شامل نقص در تجهیزات فرایندی، بار کاری بالا، نقص در ارتباطات و ضعف کار تیمی، نقص کنترل و هشدارها، ابزار ناایمن، وضعیت نامناسب تجهیزات ایمنی و وسایل حفاظت فردی نامناسب بودند. در این راستا؛ بر اساس بانک اطلاعاتی انجمن بین‌المللی تولیدکنندگان نفت و گاز (IOGP) در خصوص علل وقوع حوادث در بازه زمانی ۲۰۱۱ تا ۲۰۲۰، شش علت رایج در وقوع حوادث مرگ‌بار و رویدادهای با پتانسیل بالا مشخص گردید که شامل عدم‌کفایت شناسایی خطرات و ارزیابی ریسک، نظارت نامناسب، نقص در رویه‌ها و دستورالعمل‌های کاری، تصمیم‌گیری نامناسب، خرابکاری یا دست‌کاری غیر عمد و عدم آموزش مناسب و صلاحیت بودند (۲۹).

این مطالعه از معدود مطالعات ارزیابی خطای انسانی در ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی می‌باشد. در این پژوهش، خطاها با استفاده از روش SPEAR که دارای یک ساختار سیستماتیک و متناسب با فرایند کاری سیستم توزیع و انتقال گاز می‌باشد ارزیابی شده‌اند. از محدودیت‌های این روش می‌توان به عدم در نظر گرفتن جنبه‌های شناختی در ارزیابی خطاها اشاره کرد. همچنین ارزیابی‌ها متکی بر میزان تسلط ارزیاب بوده و بهتر است جهت اجرا مانند روش HAZOP به‌صورت تیمی انجام گردد. در این مطالعه، محدودیت‌هایی از قبیل فقدان مستندات و عدم شفافیت وظایف در ایستگاه‌ها، عدم

جدول ۳. آنالیز خطاهای اپراتور شیفت بهره برداری و گروه تعمیر و نگهداری

آنالیز خطاها							
وظایف	عملکردی	بررسی	بازیابی	ارتباطی	انتخاب	مجموع	توصیف خطاهای غالب
بازرسی از فرآیند فیلتراسیون	۴	۱۱	۱	۱	۰	۱۷	کنترل مقادیر فشار و دمای گاز انجام نشود/ کنترل دیر انجام شود/ قرائت اشتباه گیج فشار و دما/ مقادیر ثبت نشوند/ مقادیراشتباه ثبت شوند. فشار فیلترها بررسی نشود.
بازرسی از فرآیند تقلیل فشار	۴	۴	۰	۲	۰	۱۰	میزان فشار گاز چک نشود/ دیر انجام شود. شیر ورودی کامل باز نشود، شیر به‌اشتباه بسته شود، نشتی چک نشود، نشتی گزارش نشود.
بازرسی از هیتر	۴	۶	۰	۳	۰	۱۳	بررسی عملکرد سیستم سوخت‌رسانی انجام نشود، تست عملکرد سیستم کنترل شعله انجام نشود، راه‌اندازی هیتر بدون اطمینان از وضعیت قطعی جریان گاز پس از خاموشی سیستم کنترل شعله
بازرسی ادورایزر یا تزریق‌کننده مرکاپتان	۱۰	۷	۱	۲	۲	۲۲	حمل ناایمن بشکه مرکاپتان، اتصال نادرست تزریق کننده مرکاپتان، چک نشدن صحت عملکرد تزریق کننده مرکاپتان، عدم تنظیم فشار رگولاتور، چک نکردن کنترل باکس
بررسی نشتی و وضعیت نصب سنسینگ	۴	۴	۱	۱	۰	۱۰	عدم بازدید به‌موقع، فراموشی در بررسی نشتی، عدم گزارش و اطلاع‌رسانی اپراتور شیفت به واحد نگهداری و تعمیرات، انجام ناقص نشتی یابی/ نشتی یابی اشتباه
تعویض المنت فیلتر سپراتور	۱۰	۷	۱	۱	۱	۲۰	خطا در بستن شیرهای ورودی و خروجی، عدم آب‌گیری فیلتر، عدم تخلیه فشار گاز از فیلتر، خطا در بستن درب فیلتر و قفل ایمنی درب
تعویض المنت فیلتر خشک	۷	۴	۱	۱	۱	۱۴	باز کردن شیر زیر فیلتر و تخلیه گاز؛ انجام نشود/ فراموش شود/ المنت درست بسته نشوند، درب فیلتر و قفل ایمنی درست بسته نشود.
اطمینان از عملکرد رگولاتور	۴	۳	۱	۰	۱	۹	تنظیم فشار؛ درست انجام نشود/ بازرسی انجام نشود/ انتخاب روش اشتباه در بالانس کردن فشار ایستگاه باز و بست خیلی سریع و عجولانه شیر خروجی و ورودی
سرویس نگهداری شیرهای ایمنی	۵	۴	۰	۰	۰	۹	تنظیم فشار عملکردی بر اساس ظرفیت انجام نشود/ اشتباه انجام شود/بررسی نشود، مجوز کار گرفته نشود.
سرویس نگهداری سنسینگ لاین	۵	۳	۱	۱	۰	۱۰	نشتی سنسینگ انجام نشود/ بررسی وضعیت و نصب انجام نشود/ از مهار نامناسب استفاده شود.
جمع خطا	۵۷	۵۳	۷	۱۲	۵	۱۳۴	

جدول ۴. نمونه راهکارهای کاهش یا بازیابی خطاهای وظایف بحرانی

وظایف	جدول راهکارهای کاهش یا بازیابی خطاهای وظایف بحرانی		
	دستورالعملی	آموزشی	تجهیزاتی
تعویض المنت فیلتر	تهیه دستورالعمل استاندارد چک کردن مجدد قبل از راه‌اندازی	آشنایی با مخاطرات فرآیندی عدم‌تغییر پروسه‌ها مانند دست‌کاری قفل ایمنی درب فیلتر رعایت اصول ایمنی در طبقه‌بندی نواحی خطرناک	کالیبراسیون تجهیزات فشار استفاده از یک لوله‌کشی مجزای آب در بخش فیلتراسیون نصب گازیاب
سرویس و نگهداری سنسینگ لاین	تهیه دستورالعمل نشتی‌یابی بازدید دوره‌ای	بازدید دوره‌ای بررسی نشتی و وضعیت نصب سنسینگ آشنایی با مخاطرات سنسینگ لاین	استفاده از مهار مناسب
تزریق مرکاپتان در بخش ادورایزر	بو سنجی در فاصله زمانی کم	آشنایی با مخاطرات مرکاپتان نگهداری و حمل ایمن مرکاپتان	استفاده از مخازن متناسب با فشار خط، نصب تجهیزات ثابت تزریق ادورانت
بازرسی از فرآیند	استفاده از برگه ثبت گزارشات چک‌لیست بازدید نصب پلاکارد توصیه‌های ایمنی فرایند استفاده از سیستم مجوز کار تعمیرات و نگهداری پیشگیرانه	آگاهی از شناسنامه نگهداری و تعمیرات تجهیزات	استفاده از سامانه پایش آنلاین نصب آشکارسازهای گازیاب برای شناسایی نشتی تسهیل ارتباطات تلفنی و بی‌سیمی بین اپراتور و مسئولین نصب حسگر فشار و دما

آموزش درزمینهٔ ارزیابی خطاها و قابلیت انسانی اشاره کرد؛ به‌طوری‌که زمان قابل‌توجهی برای آموزش صرف شد.

با توجه به نتایج این پژوهش و بازخورد آن در مدیریت خطاها در ایستگاه‌های تقلیل فشار پیشنهاد می‌گردد این روش در سایر تأسیسات مهم صنعت گاز مانند ایستگاه‌های تقویت فشار نیز پیاده‌سازی و اجرا گردد. همچنین با توجه به قابلیت و ویژگی‌های این روش در ارزیابی جامع ریسک‌های انسانی پیشنهاد می‌گردد در راستای ارزیابی یکپارچه خطاهای انسانی در کنار شکست‌های تجهیزاتی-سخت‌افزاری با روش‌های ارزیابی کمی ایمنی (QRA) ادغام گردد.

نتیجه گیری

در این پژوهش با استفاده از روش SPEAR در راستای پیشگیری از حوادث و مدیریت خطاهای انسانی ایستگاه‌های تقلیل فشار گاز طبیعی، وظایف بحرانی شناسایی و اولویت‌بندی شدند. وظایف با اولویت ریسک بالا که پیامدهای ناگوار از قبیل اشتعال و انفجار و نهایتاً قطع گاز مشترکین داشتند شامل تعویض المنت فیلتر، راه‌اندازی مجدد فیلتراسیون، تزریق مرکاپتان، راه‌اندازی بخش تقلیل فشار، سرویس و نگهداری سنسینگ لاین و بازرسی از سیستم شعله و سوخت‌رسانی هیتر بودند. تعیین نوع و فراوانی خطاها از دیگر نتایج مهم بودند که از بین آن‌ها نوع عملکردی و بازدیدی بالاترین فراوانی را داشتند. برای این نوع از خطاها، با پیش‌بینی فاکتورهای مؤثر بر عملکرد، راهکارهایی در سه سطح دستورالعملی، آموزشی و تجهیزاتی ارائه گردید. اهم راهکارها در پیشگیری از خطای انسانی در ایستگاه‌ها شامل بازنگری در دستورالعمل‌های فرآیندی و تعمیراتی، ایجاد شفافیت در نحوه اجرای و مسئولیت‌ها، اضافه کردن الزامات گام‌به‌گام ایمنی مطابق با بندهای اجرایی دستورالعمل‌های بهره‌برداری جهت تدوین دستورالعمل‌های استاندارد، اجرای صحیح دستورالعمل‌ها و جلوگیری از عدم‌تغییر

فرآیندهای ایمن (مانند دست‌کاری قفل ایمنی درب فیلتر برای راحتی باز و بست) و استفاده از برنامه مجوز کار با تقویت بازرسی دوره‌ای مستمر، آشنایی با استانداردهای فنی و ایمنی شرکت ملی گاز، آشنایی کامل با ابزار دقیق، آمادگی برای شرایط اضطراری و بحران، بازرسی و کالیبراسیون دوره‌ای و ایمنی شروع مجدد فرآیند در راستای بهبود برنامه آموزشی و ارتقاء آگاهی، نصب سیستم پایش آنلاین، نصب سیستم هشدار سطح مرکاپتان، نصب آشکارساز گازیاب، استفاده از مهار مناسب در سنسینگ لاین ها، استفاده از نشانگرهای دیجیتال به‌جای نشانگرهای آنالوگ، نصب کارت کالیبراسیون و تأمین قطعات برای تعمیرات با هدف ارتقاء تجهیزاتی و فرآیندی، پایش و کنترل صدا، ارتعاش، روشنایی، گرما و سرما جهت بهبود شرایط محیطی می‌باشد.

تشکر و قدردانی

این پژوهش با کد اخلاق IR.TUMS.SPH.REC.1397.060 در معاونت پژوهشی دانشگاه علوم پزشکی تهران به ثبت رسیده و با حمایت مالی و معنوی شرکت گاز استان اصفهان انجام شده است. بدین‌وسیله، نویسندگان مقاله از مدیریت محترم عامل، مدیریت پژوهش، واحد HSE و کارگروه تخصصی مدیریت ریسک آن شرکت که شرایط مساعد برای انجام پژوهش را فراهم نمودند، کمال تشکر و قدردانی را دارند.

REFERENCES

1. Wang H, Duncan I. Understanding the nature of risks associated with onshore natural gas gathering pipelines. J Loss Prev Process Ind. 2014;29:49-55.
2. Wei Z, Wu L, Chen C, editors. Human factors analysis of Kaohsiung 8′ 1 explosion accident based on HFACS-UP. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science; 2020: IOP Publishing.
3. https://www.reuters.com/article/austria-blast-germany-idUKL8N1OC52K [press release]. 2017.
4. NTS Board W, DC, USA, NTSB/PAR-12/01 PB2012-916501. Explosions, and Fires in Merrimack Valley, Massachusetts September 13, 2018. 2019.
5. www.isna.ir/news/8906-13113/ [Internet]. 1389.
6. National Iranian Gas Company.Accident root cause Analysis Reports, 2017.45.
7. Khosravirad F, Zarei E, Mohammadfam I, Shoja E. Analysis of root causes of major process accident in town border stations (TBS) using functional hazard analysis (FuHA) and bow tie methods. Journal of Occupational Hygiene Engineering. 2014;1(3):19-28.
8. Khosravirad F, Zarei E, Mohammadfam I, Shoja E, Daryani M. Explosion risk analysis on Town Border Stations of natural gas using Failure Mode & Effect Analysis and Fault Tree Analyses methods. Iran Occupational Health. 2016;12(6):16-27.
9. Vianello C, Maschio G. Quantitative risk assessment of the Italian gas distribution network. J Loss Prev Process Ind. 2014 Nov 1;32:5-17.
10. Kurasov OA, Burkov PV. Substantiation of methods of improving safety of pipeline gas transportation. InE3S Web of Conferences 2021 (Vol. 266, p. 01012).
11. Ahmed SK, Kabir G. An integrated approach for failure analysis of natural gas transmission pipeline. CivilEng. 2021 Feb 1;2(1):87-119.
12. Taylor JR. Human Error in Process Plant Design and Operations: A Practitioner's Guide. CRC Press; 2016 Jan 5.
13. Theophilus SC, Nwankwo CD, Acquah-Andoh E, Bassey E, Umoren U. Integrating human factors (HF) into a process safety management system (PSMS). Process safety progress. 2018 Mar;37(1):67-85.
14. Lees F. Lees' Loss prevention in the process industries: Hazard identification, assessment and control. Butterworth-Heinemann; 2012 Nov 5.
15. Bell J, Holroyd J. Review of human reliability assessment methods. Health & Safety Laboratory. 2009;78.
16. Smith E, Anne Koop DN, King US. Guidance on human factors critical task analysis. In Proceedings of the hazards XXII process safety and environmental protection 2011.
17. Center for Chemical Process Safety (CCPS). Guidelines for Preventing Human Error in Process Safety. 1994.

18. Kirwan B. Human error identification techniques for risk assessment of high risk systems-Part 1: review and evaluation of techniques. Appl Ergon. 1998 Jun 1;29(3):157-77.
19. Stanton NA, Salmon PM, Rafferty LA, Walker GH, Baber C, Jenkins DP. Human factors methods: a practical guide for engineering and design. CRC Press; 2017 Sep 18.
20. Engineers IoC. 24th Institution of Chemical Engineers Symposium on Hazards 2014: (HAZARDS XXIV): Edinburgh, United Kingdom, 7-9 May 2014: Institution of Chemical Engineers; 2014.
21. Annett J. Hierarchical task analysis. Handbook of cognitive task design. 2003;2:17-35.
22. Embreya D, Rajb M. A Systematic Approach to Addressing Human Factors issues for SIL Determination Studies.
23. Shirali GA, Golbaghi A, Nematpour L. Comparison of Two Human Error Evaluation Techniques (HET and SHERPA) in Gas Supply Operations using AHP. Journal of Health and safety at Work. 2021;10(4):376-90.
24. Pourimani HR, Abbasi M. Identification and Analysis of Human Errors in the Maintenance Activities of Molecular Sieve Replacement in the Dehydration Unit of Gas Refineries Using Predictive Human Error Analysis Method. Journal of Occupational Hygiene Engineering Volume. 2018;5(2):55-64.
25. Halvani G, Mehrparvar AH, Shamsi F, Rafieenia R, Khani Mouseloo B, Ebrahimi G. Risk assessment of human error among Mohr City, Parsian Gas refinery company control room operators using systematic human error reduction and prediction approach SHERPA in 2016. Occupational Medicine Quarterly Journal. 2017;9(3):32-44.
26. Mazloumi A, Hosseini MR. Identification and Assessment of Human Error in Electrical Installation Work of Electricity Distribution Company in Tehran Province Using SHERPA Technique. 2020.
27. Iran Ministry of Petroleum (MOP). Lessons learned from accidents of oil and gas industries "500 lessons from 50 accidents". 2019.
28. https://portal.phmsa.dot.gov/analytics [Internet]. 2022.
29. https://data.iogp.org/Safety/CausalFactors [Internet]. 2021.