



Semnan University

Journal of Modeling in Engineering

Journal homepage: <https://modelling.semnan.ac.ir/>

ISSN: 2783-2538



Research Article

Quantitative Risk assessment for 35 KM oil transfer pipeline leakage from Mansouri oil field to Ahwaz booster pump with QRA and Olga dynamic modeling

Mehrdad Masoumi ^a, Hossein Ghahremani ^{a,*} 

^a Department of Chemistry Engineering, Quchan Branch, Islamic Azad University, Quchan, Iran

PAPER INFO

Paper history:

Received: 05 November 2022

Revised: 30 June 2023

Accepted: 10 July 2023

Keywords:

Oil leakage,
OLGA software,
PHASt software,
Quantitative risk
assessment,
Mansouri oil field

ABSTRACT

The extensive and detailed network of oil and gas transmission lines in the National Oil Company passes through overpasses and underpasses in various places. The 33 km oil pipeline from Mansouri oil field to Booster Ahwaz, will bring many personal and environmental risks from residential areas. In order to assess the risk of constructing this pipeline, the amount of oil release in three different types of small, medium and large leaks was evaluated hydraulically and dynamically by OLGA software. Among the 6 analyzed scenarios, in the case of complete pipeline rupture about 220 tons of oil will be released in the environment within 5 minutes, which will cause many individual, and environmental risks. At the next step, the consequences of leaking this amount of oil were evaluated with PHAST software. Based on the results, the maximum safe space related to individual risk has been created in the vicinity of Masharhat village, where the individual risk area of the ALARP is 760 meters away and near the village of Abu Bakriyeh 730 meters from the center of the oil pipeline, and practically a part of the mentioned villages is in Within the ALARP zone, individual risk is placed. By installing line break valves in the middle and end of the pipeline, trying to reduce the corrosion rate of the pipeline, trying to reduce human errors in incorrect operation of the line will reduce the risk of using the pipeline, especially in places where the line is located near the mentioned villages.

DOI: <https://doi.org/10.22075/jme.2023.28775.2353>

© 2023 Published by Semnan University Press.

This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

* Corresponding author.

E-mail address: Ghahremani@iauu.ac.ir

How to cite this article:

Ghahremani, H., & Masoumi, M. (2023). Quantitative Risk assessment for 35 KM oil transfer pipeline leakage from Mansouri oil field to Ahwaz booster pump with QRA and Olga dynamic modeling. *Journal of Modeling in Engineering*, 21(75), 181-191. doi: 10.22075/jme.2023.28775.2353

ارزیابی کمی ریسک ناشی از نشت نفت خط لوله ۳۵ کیلومتری انتقال نفت میدان منصوری تا بوستر اهواز توسط مدل تحلیل کمی ریسک و نرم افزار دینامیکی OLGA

مهرداد معصومی^۱، حسین قهرمانی^{۱*}

اطلاعات مقاله	چکیده
دریافت مقاله: ۱۴۰۱/۰۸/۱۴	شبکه گسترده و مفصل خطوط انتقال نفت گاز و نفت در شرکت ملی نفت در محل های مختلف بصورت روگذر و زیرگذر عبور می نمایند. خط لوله ۳۳ کیلومتری انتقال نفت میدان منصوری به بوستر اهواز، با گذر از نواحی مسکونی ریسکهای فردی و زیست محیطی بسیاری را به همراه دارد. به منظور ارزیابی ریسک احداث این خط لوله، میزان رها شدن نفت در سه نوع مختلف نشتی کوچک، متوسط و بزرگ توسط نرم افزار OLGA مورد ارزیابی هیدرولیکی و دینامیکی قرار گرفت. از بین ۶ سناریوی بررسی شده در حالت شکستگی کامل خط لوله حدود ۲۲۰ تن نفت طی ۵ دقیقه در محیط زیست رها شده که مخاطرات فردی، جمعی و زیست محیطی فراوانی را به همراه خواهد داشت. در مرحله بعد پیامدهای نشت این میزان نفت به کمک نرم افزار PHAST مورد تحلیل قرار گرفت. بر اساس مدلسازی انجام شده بیشترین حریم ایمن مربوط به ریسک فردی در مجاورت روستای مشاراحت ایجاد شده است که محدوده ریسک فردی ناحیه مجاز آن به فاصله ۷۶۰ متر و در نزدیکی روستای ابوبکریه ۷۳۰ متر از مرکز خط لوله نفت می باشد و عملاً بخشی از روستاهای مذکور در داخل ناحیه ریسک مجاز فردی قرار می گیرد. با توجه به اینکه این خط لوله احداث گردیده است، با نصب شیرهای قطع جریان در میانه و انتهای خط لوله، در نظر گرفتن تمهیداتی جهت کاهش نرخ خوردگی خط لوله، کاهش خطاهای انسانی در بهره برداری نادرست از خط، ریسک استفاده از خط لوله را به ویژه در نقاطی که خط در مجاورت روستاهای مذکور قرار گرفته است، کاهش داد.
بازنگری مقاله: ۱۴۰۲/۰۴/۰۹	
پذیرش مقاله: ۱۴۰۲/۰۴/۱۹	
واژگان کلیدی: نشت خط لوله نفت، نرم افزار OLGA، نرم افزار PHAST، ارزیابی ریسک، میدان منصوری.	

DOI: <https://doi.org/10.22075/jme.2023.28775.2353>

© 2023 Published by Semnan University Press.

This is an open access article under the CC-BY 4.0 license. (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

۱- مقدمه
۱۶ اینچ در دستور کار قرار گرفته است. هدف از این مطالعه، ارزیابی ریسک این خط لوله ۳۳ کیلومتری بوده که نفت تولیدی میدان منصوری را به ایستگاه بوستر اهواز انتقال می دهد. خطوط لوله و مخازن مواد شیمیایی که در بسیاری از موارد در آنها مواد آلاینده ی محیط زیست، مواد آتشزا و حتی مواد سمی وجود دارد از اهمیت به سزایی در صنعت برخوردارند. بدیهی است که وجود نشتی از این خطوط،

میدان نفتی منصوری در فاصله ۵۰ کیلومتری از جنوب شرقی شهر اهواز در استان خوزستان واقع شده و تولید از آن از سال ۱۳۵۳ با دبی ۱۳ هزار بشکه در روز آغاز گردید. هم اکنون نفت خام ورودی این واحد حدود ۱۰۰ هزار بشکه است که در طرح توسعه این میدان انتقال ۷۵ هزار بشکه نفت اضافه تولیدی میدان از طریق احداث خط لوله جدید

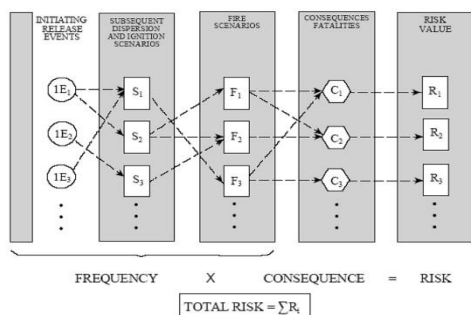
* پست الکترونیک نویسنده مسئول: ghahremani@iaau.ac.ir

۱. گروه مهندسی شیمی، دانشگاه آزاد قوچان، قوچان، ایران

استناد به این مقاله:

قهرمانی، حسین، & معصومی، مهرداد. (۱۴۰۲). ارزیابی کمی ریسک ناشی از نشت نفت خط لوله ۳۵ کیلومتری انتقال نفت میدان منصوری تا بوستر اهواز توسط مدل تحلیل کمی ریسک و نرم افزار دینامیکی OLGA. مدل سازی در مهندسی، ۲۱(۷۵)، ۱۸۱-۱۹۱. doi: 10.22075/jme.2023.28775.2353

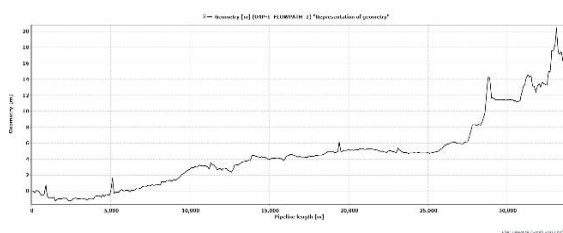
پروفیل مسیر آن (پستی و بلندی) آن به شرح شکل (۱) می باشد.



شکل ۱- مدل ارزیابی کمی ریسک [۲۰]

جدول ۱- مشخصات خط لوله ۱۶ انتقال نفت منصوری

۱۶	قطر اسمی (اینچ)	
۷/۱۴	ضخامت (میلیمتر)	
۳۳	طول (کیلومتر)	
از میدان نفتی منصوری به بوستر پمپاژ اهواز	مبدا و مقصد	
۲	فشار مقصد (بار)	
API 5L X52	کلاس خط	
کربن استیل	جنس خط لوله	
۰/۰۰۳	زبری خط لوله (اینچ)	
۷/۱۴	ضخامت (میلیمتر)	مشخصات کربن استیل
۵۰۰	ظرفیت حرارتی (J/kg.C)	
۴۵	ضریب رسانش (W/mC)	
۷۸۰۰	دانسیته (kg/m3)	
۱.۵	عمق دفن (متر)	مشخصات خاک
۷۵۰	ظرفیت حرارتی (J/kg.C)	
۰/۵۳	ضریب رسانش (W/mC)	
۱۶۳۵	دانسیته (kg/m3)	



شکل ۲- پروفایل مسیر خط لوله ۱۶ اینچ

به‌ویژه در مناطقی که از لحاظ زیست محیطی دارای حساسیت هستند می تواند خطرات زیادی برای موجوداتی که روی زمین زندگی می‌کنند فراهم آورد. به طور کلی نتایج وجود ناشی عبارتند از: آلودگی محیط زیست، ایجاد مسمومیت، مصدومیت و مرگ در انسان و دیگر موجودات زنده، انفجار، هدر رفتن مواد ارزشمند، هزینه‌های تمیز کردن محیط زیست، هزینه‌های تعمیر و تعویض خط لوله، اتلاف وقت و جرایم احتمالی قانونی، فرسودگی و خوردگی لوله ها و مخازن، عوامل محیطی مثل سرما، یخبندان، گرما و... همچنین خسارت های عمدی و سهوی و نیز عملیات خارج از محدوده ی طراحی که ممکن است به لوله ها و مخازن آسیب برساند [۱].

ارزیابی کمی ریسک از برآورد میزان رها شدن نفت در اثر ناشی خط لوله آغاز می‌شود. این مهم به کمک ماژول نرم‌افزار دینامیکی OLGA انجام می‌شود. ماژول ناشی در نرم‌افزار الگا ابزاری است که می‌توان به کمک آن می‌توان دبی جرمی از سیال که از خط لوله خارج شود را مدل نمود. اساس این مدل‌سازی و محاسبات، اختلاف فشار بین داخل و خارج خط لوله می‌باشد. جرمی که از خط لوله در اثر ناشی ایجاد شده خارج می‌شود، می‌تواند از مجموعه سیستم خارج شود و یا اینکه به بخشی دیگری از یک سیستم مدل شده تزریق شود.

مرحله بعد در ارزیابی کمی ریسک، محاسبه تکرارپذیری حادثه و سپس شدت پیامدهایی است که آن حادثه بر جای می‌گذارد. تکرارپذیری یک حادثه به معنای تعداد دفعاتی می‌باشد که آن حادثه در یک بازه زمانی مشخص اتفاق افتاده است و شدت پیامدهای یک حادثه به معنای تلفات ناشی از آن حادثه است. هیچ کدام از این دو پارامتر به تنهایی برای ارزیابی خطرات کافی نیستند. بسیاری از حوادث را می‌توان در نظر گرفت که پیامد شدیدی داشته باشند ولی در عمل احتمال روی دادن آنها ناچیز باشد و بالعکس برخی از حوادث ممکن است به کرات اتفاق بیفتند ولی پیامد قابل توجهی نداشته باشند. به همین دلیل تعیین معیاری که هر دو عامل را در نظر بگیرد در بررسی خطرات بسیار مفید می‌باشد. [۲]

۲- مشخصات خط لوله انتقال نفت منصوری

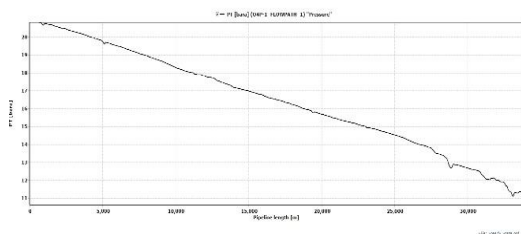
خط لوله ۱۶ اینچ انتقال نفت خام میدان منصوری به صورت زیر زمینی احداث شده است و مشخصات آن در جدول ۱ درج شده است. طول این خط لوله حدود ۳۳ کیلومتر که

که در ترکیب درصد مفروض در شبیه‌ساز بر اساس داده‌های آزمایشگاهی ۱۵ درصد برش آب نیز تعریف شده است.

تعریف این ترکیب درصد در نرم افزار PVTsim20 با معادله حالت مورد استفاده "SRK Peneloux" صورت پذیرفته است.

۲-۲- توزیع فشار خط لوله ۱۶ اینچ در شرایط پایا

به منظور بررسی هیدرولیکی شرایط خط لوله موجود با استفاده از نرم افزار الگا، حالت شیرهای قطع جریان کاملاً باز هستند و سیستم از لحظه $t=0$ با دبی حداکثری ۷۵۰۰۰ بشکه در روز شروع به استارت می‌شود. پروفایل توزیع فشار در طول خط لوله در شکل ۳- نشان داده شده است. با توجه به این شکل در صورتیکه فشار در انتهای خط (بوستر اهواز) ۱۰/۳۴ بار نسبی باشد، حداقل فشار مورد نیاز در بخش تخلیه پمپ حدود ۲۱ بار نسبی خواهد بود. به عبارتی افت فشار مسیر خط لوله ۱۶ اینچ ۳۳ کیلومتری به ازای تولید ۷۵ هزار بشکه در روز نفت حدود ۱۰ بار خواهد بود. در صورت بروز نشتی این نیرو محرکه فشار ذکر شده در شکل (۳) و محیط که عملاً فشار اتمسفریک است، باعث تخلیه و نشت سیال مخاطره آمیز به محیط بیرون می‌شود.



شکل ۳- پروفایل توزیع فشار خط لوله ۱۶ اینچ در شرایط پایا

۳- سناریوهای نشتی از خط لوله

در این بخش به بررسی و تحلیل پارامترهای مختلف خط لوله در حالت بروز نشتی در خط لوله پرداخته خواهد شد. نوع نشتی به محیط بیرون از خط لوله بوده و بر همین اساس میزان پارامتر فشار برگشتی برابر فشار محیط یعنی صفر بار نسبی در نظر گرفته شده است. نوع شار تخلیه مدل از نوع *olgavalve* انتخاب شده است. مهمترین سناریوهای بررسی شده در خصوص نشتی از خط لوله، نشتی از دو بخش از خط می‌باشد. نشتی از کیلومتر-۱ خط لوله که ابتدای خط و پس از شیر قطع جریان اول محسوب می‌شود و نقطه بعدی نشتی در نقطه ای خط لوله که پس از شیر قطع جریان دوم و در کیلومتر-۲۵ رخ دهد. ابعاد

همانطور که در شکل (۲) نشان داده شده است، اختلاف ارتفاع چندانی در طول مسیر وجود ندارد و خط در طول ۳۳ کیلومتر صرفاً ۲۰ متر افزایش ارتفاع خواهد داشت و از این حیث با توجه به توپوگرافی منطقه، خط در یک مسیر نسبتاً بدون پستی و بلندی احداث شده است. شبیه سازی برای حالت میانگین دمایی منطقه انجام شده است و دمایی محیط در این شرایط ۲۵ درجه سانتیگراد در نظر گرفته شده است.

سیال با دبی ۷۵ هزار بشکه در روز و با دمایی ۴۰ درجه سانتیگراد در ابتدای خط لوله به صورت تک فاز وارد می‌شود. یک عدد پمپ، یک عدد شیر قطع جریان در ابتدا و یک عدد شیر قطع جریان در انتهای خط لوله (کیلومتر-۳۳) و یک عدد شیر قطع جریان در کیلومتر-۱۵ قرار داده شده است. علت قرار دادن این شیرها این است که در صورت بروز نشتی در خط لوله یا شکسته شدن خط نرخ افت فشار خط به شدت افزایش یافته و عملاً این عامل باعث بسته شدن اولین شیر قطع جریان ماقبل نقطه نشتی خواهد شد تا از هدررفت سیال و همچنین آلودگی بیش از پیش محیط زیست پیشگیری شود.

در نهایت نیز سیال وارد گره انتهایی مدل می‌شود که همان بوستر اهواز می‌باشد. فشار مقصد با توجه به اطلاعات عملیاتی در مدل ۱۰/۳۴ بار نسبی قرار داده شده است.

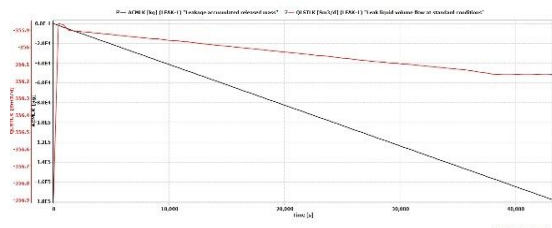
جدول ۲- ترکیب درصد سیال ورودی به خط لوله ۱۶ اینچ

Component	Dead Crude (Mole%)
H ₂ S	۰/۰۱۳۴
CO ₂	۰/۰۱۰۳
Methane	۰/۰۲۹۴
Ethane	۰/۹۷۹۳
Propane	۴/۳۰۰۵
i-Butane	۱/۰۹۵۸
n-Butane	۳/۸۹۷۲
i-Pentane	۱/۸۸۶۸
n-Pentane	۲/۱۸۸۴
C ₆	۴/۵۳۹۸
C ₇ ⁺	۸۱/۰۵۸۷
Total	۱۰۰

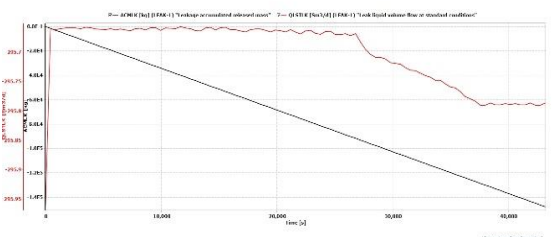
۲-۱- ترکیب درصد سیال ورودی به خط لوله

ترکیب درصد سیال ورودی به خط لوله بر اساس داده‌های دریافتی در جدول ۲ نشان داده شده است. شایان ذکر است

حتی اگر توسط ادوات پایش فشار ابتدای خط اندازه گیری شوند، جزو نوسانات طبیعی فشار خط بوده و لذا نمی توان نشستی به این قطر را بدون رویت تشخیص داد.



شکل ۶- دبی نفت نشست یافته "QLSTLK" (بشکه در روز) و دبی تجمعی نفت نشست یافته "ACMLK" (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشستی کوچک از کیلومتر ۱-



شکل ۷- دبی نفت نشست یافته "QLSTLK" (بشکه در روز) و دبی تجمعی نفت نشست یافته "ACMLK" (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشستی کوچک از کیلومتر ۲۵-

با توجه به توضیحات ارائه شده به دلیل افت فشار ناچیز در صورت بروز نشستی کوچک، امکان یافتن نشستی توسط ادوات ابتدای خط بسیار دشوار خواهد بود. لذا حداقل طول مدت زمان نشستی تا قبل از بسته شدن شیرهای انتقال جریان ۱۲ ساعت در نظر گرفته شده و سپس میزان هدر رفت نفت در هر یک از دو نشستی کوچک در اشکال (۶) و (۷) نشان داده شده است. بر همین اساس در حالتیکه نشستی کوچک در ابتدای خط لوله رخ دهد، دبی نفت نشست یافته حدود ۲۲۴۰ بشکه در روز خواهد بود و دبی تجمعی نفت نشست یافته در طی ۱۲ ساعت، حدود ۱۸۰ هزار کیلوگرم در ۱۲ ساعت بوده که معادل ۱۱۵۰ بشکه نفت خواهد بود. در شرایطی که نشستی کوچک در کیلومتر ۲۵ رخ دهد، دبی نفت نشست یافته حدود ۱۸۶۰ بشکه در روز خواهد بود و دبی تجمعی نفت نشست یافته در طی ۱۲ ساعت، حدود ۱۴۵ هزار کیلوگرم در ۱۲ ساعت بوده که معادل ۹۳۰ بشکه نفت خواهد بود. در واقع به دلیل اینکه فشار در انتهای خط لوله کمتر است، در صورت بروز نشستی ۱ سانتیمتری، دبی نشستی حدود ۲۰۰ بشکه در موقعیت انتهای مسیر کمتر از ابتدای مسیر است.

نشستی در نظر گرفته شده در این مطالعه عبارتند از: الف) بروز نشستی از حفره‌ای به قطر ۱۰ میلیمتر (نشستی کوچک)

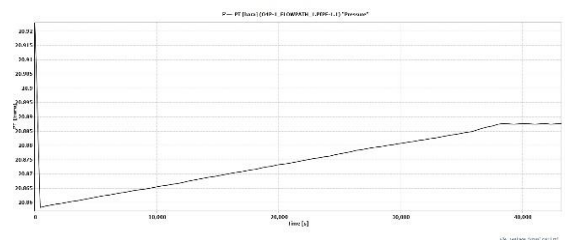
ب) بروز نشستی از حفره‌ای به قطر ۵۰ میلیمتر (نشستی متوسط)

ج) پارگی کامل خط لوله (نشستی بزرگ) [۳]

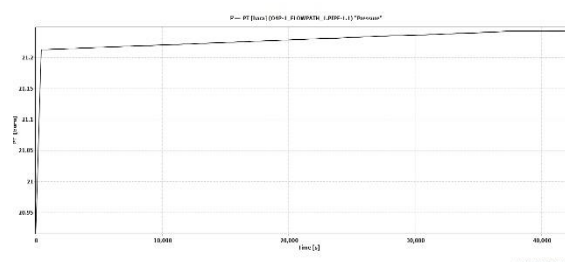
لذا در این مطالعه تعداد ۶ عدد مطالعه موردی (تعداد دو موقعیت و برای هر موقعیت ۳ نشستی با سایزهای مختلف) ساخته شده است.

۳-۱- نشستی کوچک

در سناریوی بروز نشستی کوچک حفره ای به قطر ۱۰ میلیمتر در دو نقطه از خط لوله ایجاد می شود. نقطه اول در ابتدای خط لوله در یک کیلومتری ابتدای خط لوله و نقطه دوم در کیلومتر ۲۵- خط لوله که نشستی به قطر ۱۰ میلیمتر ایجاد خواهد شد. با توجه به اینکه خط لوله معمولاً پایش می شود طول مدت زمان نشستی تا قبل از بسته شدن شیرهای انتقال جریان ۱۲ ساعت در نظر گرفته شده و سپس میزان هدر رفت نفت در هر یک از دو نشستی کوچک در بخشهای بعدی توضیح داده خواهد شد [۴].



شکل ۴- تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشستی کوچک در موقعیت کیلومتر ۱-

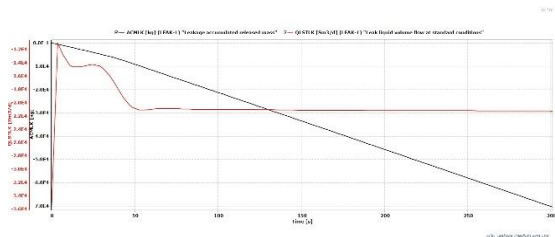


شکل ۵- تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشستی کوچک در موقعیت کیلومتر ۲۵-

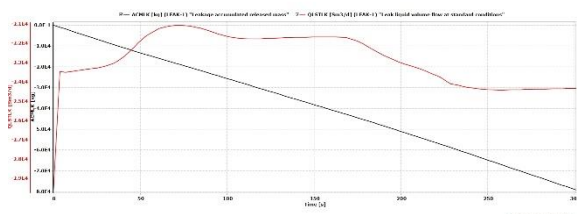
همانگونه که در اشکال (۴) و (۵) مشخص است در صورت بروز نشستی به قطر یک سانتیمتر در هر یک از دو بخش خط لوله، افت فشار ابتدای خط حدود ۰.۰۵ بار خواهد بود که طی حدود ۴۰۰ ثانیه رخ خواهد داد. این میزان افت فشار

۳-۲- نشتی با سایز متوسط

در سناریوی بروز نشتی متوسط حفره‌ای به قطر ۱۰ سانتیمتر در دو نقطه یکی کیلومتری ابتدای خط لوله و نقطه دوم در کیلومتر-۲۵ خط لوله از خط لوله ایجاد می‌شود. در اشکال (۸) و (۹) تغییرات فشار سر خط از لحظه بروز نشتی ابتدای خط نشان داده شده است.



شکل ۱۰- دبی نفت نشت یافته "QLSTLK" (بشکه در روز) و دبی تجمعی نفت نشت یافته "ACMLK" (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی متوسط از کیلومتر ۱-

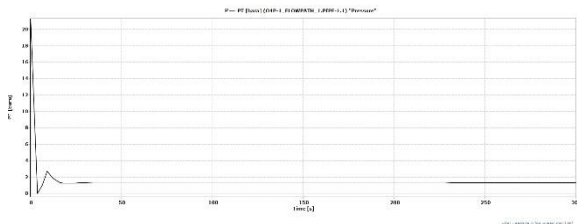


شکل ۱۱- دبی نفت نشت یافته "QLSTLK" (بشکه در روز) و دبی تجمعی نفت نشت یافته "ACMLK" (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی متوسط از کیلومتر ۲۵-

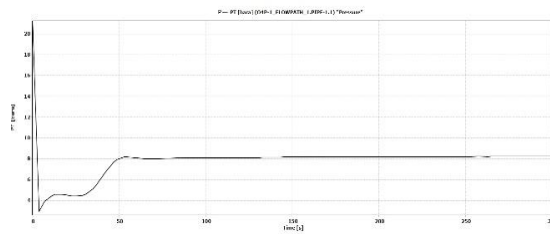
با توجه به اشکال (۱۰) و (۱۱) دبی نفت خروجی تجمعی در طی ۵ دقیقه از نشتی به قطر ۱۰ cm، در نشتی ابتدای خط لوله حدود ۷۰۰۰۰ کیلوگرم (معادل ۸۸ بشکه) و در نشتی کیلومتر-۲۵ حدود ۸۰۰۰۰ کیلوگرم (معادل ۱۰۰ بشکه) خواهد بود. شایان ذکر است که با توجه به افت ناگهانی فشار ابتدای خط در این حالت، فرض شده است نشتی متوسط فقط ۵ دقیقه رخ خواهد داد و پس از آن شیرهای قطع کننده، جریان خط لوله را خواهد بست.

۳-۳- شکسته شدن خط

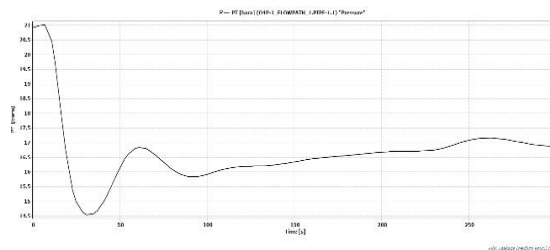
در سناریوی بروز نشتی با فرض شکسته شدن خط حفره‌ای معادل قطر داخلی خط لوله ایجاد می‌شود. به مانند حالات پیشین نشتی در دونقطه بررسی می‌شود. نقطه اول در ابتدای خط لوله در یک کیلومتری ابتدای خط لوله و نقطه دوم در کیلومتر-۲۵ خط لوله که نشتی معادل قطر خط ایجاد خواهد شد [۵].



شکل ۱۲- تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت شکسته شدن خط لوله در موقعیت کیلومتر-۱



شکل ۸- تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشتی به قطر ۱۰ cm در موقعیت کیلومتر-۱



شکل ۹- تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشتی به قطر ۱۰ cm در موقعیت کیلومتر-۲۵

با توجه به اشکال (۸) و (۹)، در صورتیکه نشتی با قطر ۱۰ cm در ابتدای خط لوله رخ دهد، نرخ افت فشار سر خط آن بسیار بیشتر از زمانی خواهد بود که نشتی در کیلومتر ۲۵- رخ دهد. فشار ابتدای خط که قبل از بروز نشتی ۲۱ بار می باشد، در صورت بروز نشتی متوسط، فشار ابتدای خط تا فشار ۸ بار کاهش یافته در حالیکه در نشتی متوسط کیلومتر-۲۵ این فشار تا مقدار ۱۷ بار کاهش می‌یابد. لیکن در هر دو حالت فشار خط در همان ۳۰ ثانیه نخست به حداقل مقدار خواهد رسید و عملاً به راحتی این نشت در زمان کوتاه قابل شناسایی است [۴].

با توجه به اینکه خط لوله معمولاً پایش می‌شود، طول مدت زمان نشتی تا قبل از بسته شدن شیرهای انتقال جریان ۵ دقیقه در نظر گرفته شده و فرض شده که پس از این مدت LBV های مربوطه بسته خواهند شد و سپس میزان هدر رفت نفت در هر یک از دو نشتی کوچک در اشکال (۱۰) و (۱۱) توضیح داده خواهد شد.

حدود ۱۰۱ هزار کیلوگرم است که این میزان نفت نشت یافته حدود ۷۵۰ بشکه نفت خواهد بود.

با توجه به شکل (۱۵) دبی نفت نشت یافته در طی ۵ دقیقه حدود ۲۲۰ هزار کیلوگرم است که این میزان نفت نشت یافته حدود ۱۶۰۰ بشکه نفت خواهد بود.

جدول ۲- خلاصه نتایج حاصل از آنالیز نشت نفت در سناریوهای

مختلف بروز نشتی

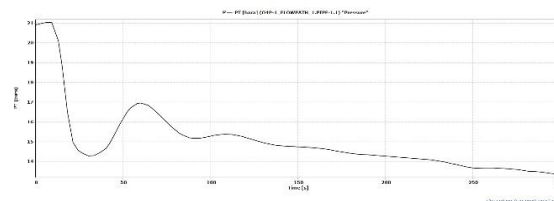
شماره سناریو	اندازه نشتی	موقعیت نشتی	فشار ابتدای خط bara	میزان تجمعی نشت نفت (kg)
۱	۱ cm	کیلومتر-۱	۲۰/۸۶	۱۸۰ هزار طی ۱۲ ساعت
۲	۱ cm	کیلومتر-۲۵	۲۰/۹۵	۱۴۵ هزار طی ۱۲ ساعت
۳	۱۰ cm	کیلومتر-۱	۸	۷۰ هزار طی ۵ دقیقه
۴	۱۰ cm	کیلومتر-۲۵	۱۶	۸۰ هزار طی ۵ دقیقه
۵	شکست خط	کیلومتر-۱	۱/۷	۱۰۲ هزار طی ۵ دقیقه
۶	Line Break	کیلومتر-۲۵	۱۳ بار پس از ۵ دقیقه ۸ بار پس از ۳۰ دقیقه	۲۲۰ هزار طی ۵ دقیقه

۴- ارزیابی ریسک نشت خط لوله نفت

هدف اصلی از این بخش ارزیابی کمی ریسک، تعیین محدوده ریسک فردی، جمعی و زیست محیطی پروژه احداث احداث ۳۵ کیلومتر خط لوله ۱۶ اینچ نفت از منصوری تا بوستر اهواز در محل عبور از مسیر و تقاطع با کانالها و آبراهها و ارائه پیشنهادهای لازم جهت کاهش ریسک به سطوح ریسک قابل قبول می‌باشد. عمده اهداف اصلی این بخش عبارتند از: [۷۶]

- ✓ محاسبه ریسک فردی، جمعی و زیست محیطی در مسیر خطوط لوله
- ✓ مقایسه ریسک‌های بدست آمده با معیارهای بین المللی جهت ارزیابی ریسک بدست آمده

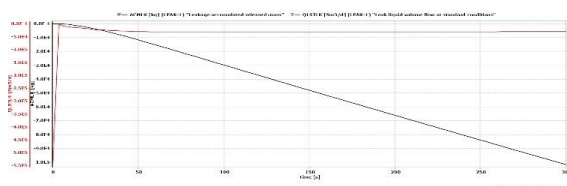
با توجه به شکل (۱۲) در سناریوی شکست خط لوله شدت نشتی به حدی است که در صورت بروز آن در ابتدای خط لوله و در کیلومتر-۱، فشار ابتدای خط در حدود ۱۰ ثانیه از ۲۱ بار به ۱/۷ بار تقلیل می‌یابد.



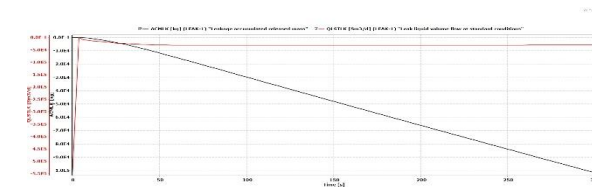
شکل ۱۳- تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت شکسته شدن خط لوله در موقعیت کیلومتر-۲۵

در شکل (۱۳) روند تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشتی در کیلومتر -۲۵ نشان داده شده است. بر اساس همین شکل پس از گذشت ۳۰ دقیقه از رخداد شکست خط لوله در کیلومتر -۲۵، فشار ابتدای خط تا میزان ۸ بار کاهش خواهد یافت.

با توجه به میزان بالای افت فشار که در مدت زمان اندکی هم رخ می‌دهد و همچنین نظر به پایش خط لوله طول مدت زمان نشتی تا قبل از بسته شدن شیرهای انتقال جریان ۵ دقیقه در نظر گرفته شده و فرض شده که پس از این مدت شیرهای قطع جریان مربوطه بسته خواهند شد و سپس میزان هدر رفت نفت در هر یک از دو نشتی بخشهای مختلف خط لوله در اشکال (۱۴) و (۱۵) نشان داده شده است.



شکل ۱۴- دبی نفت نشت یافته "QLSTLK" (بشکه در روز) و دبی تجمعی نفت نشت یافته "ACMLK" (کیلوگرم) در سناریوی شکست خط لوله در کیلومتر -۱



شکل ۱۵- دبی نفت نشت یافته QLSTLK (بشکه در روز) و دبی تجمعی نفت نشت یافته ACMLK (کیلوگرم) در سناریوی شکست خط لوله در کیلومتر -۲۵ با توجه به شکل (۱۴) دبی نفت نشت یافته در طی ۵ دقیقه

- نشستی متوسط ۱۰۰ میلیمتر و در سناریو نشستی کوچک ۱۰ میلیمتر در نظر گرفته شده است [۸].
- زمان شناسایی نشستی در خطوط انتقال نفت به صورت جدول ۳ می‌باشد:

جدول ۳- زمان قطع جریان برای سناریوهای مختلف

نوع خط لوله	اندازه نشستی	زمان بسته شدن شیر اتوماتیک قطع جریان
انتقال نفت و میعانات	کوچک	۱۲ ساعت
	متوسط	۵ دقیقه
	پارگی کامل	۵ دقیقه

سهام نشستی در نظر گرفته شده برای تخمین میزان تکرارپذیری، پس از بومی سازی داده‌ها برای خطوط لوله نفت به شکل زیر می‌باشند:

- ✓ نشستی کوچک ۰/۱۱، تکرار پذیری کل
- ✓ نشستی متوسط ۰/۶۲، تکرار پذیری کل
- ✓ پارگی کامل ۰/۲۷، تکرار پذیری کل

فرضیات زیر در بخش تکرارپذیری حوادث و ریسک فردی و جمعی در نظر گرفته می‌شود [۹ و ۱۰].

- جمعیت مناطق مسکونی (جمعیت مورد بررسی برای مناطق شهری با دانسیته ۰/۰۱ نفر در متر مربع، در مناطق روستایی ۰/۰۰۵ نفر به ازای متر مربع و در مناطق صنعتی ۰/۰۰۱ نفر در نظر گرفته شده است).
- مناطق محتمل برای جرقه با تأخیر، جادها و مناطق مسکونی می‌باشند.
- در مناطق روستایی جمعیت افراد درون ساختمان ۵۰٪ و در مناطق صنعتی ۳۳٪ در نظر گرفته شده است.

فرضیات وجود جرقه به صورت جدول- ۴ می‌باشد:

جدول ۴- منابع جرقه [۱۱]

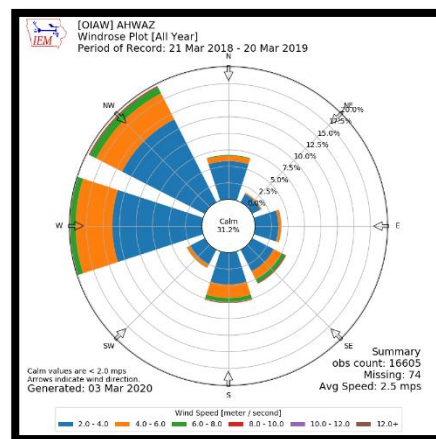
منبع جرقه	میزان تردد خودروها (تعداد در ساعت)	سرعت متوسط عبور خودروها (کیلومتر در ساعت)
جاده شنی	۵	۲۰
جاده روستایی	۳۶	۳۶
جاده اصلی	۶۰۰	۷۲
آزادراه	۸۰۰	۸۵

- ✓ پیشنهاد نصب شیر قطع جریان برای خطوط لوله مقاطعی که دارای ریسک بالا یا ALARP می‌باشند و محاسبه مجدد ریسک
- ✓ تهیه اطلاعات لازم جهت تهیه سناریوهای حوادث معتبر بعنوان ورودی مدرک طرح

واکنش اضطراری

۴-۱- شرایط آب و هوایی

با توجه به تأثیر شرایط آب و هوایی بر نتایج ارزیابی کمی ریسک ایمنی (ریسک انسانی) و همجوار بودن خطوط لوله با مناطق مسکونی از جمله دو روستا و محیط های صنعتی و کشاورزی، جهت مطالعات ارزیابی کمی ریسک ایمنی از شرایط آب و هوایی ایستگاه هواشناسی فرودگاه بین المللی اهواز، استفاده می‌شود. Error! Reference source not found. جدول ۳ اطلاعات گلباد منطقه برگرفته از شکل (۱۶) و همچنین جدول ۴-۲ شرایط آب و هوایی را براساس کلاس‌های پایداری جوی برای مقاطع مختلف نشان می‌دهد.



شکل ۱۶- نمودار گلباد سایت هواشناسی فرودگاه بین المللی اهواز

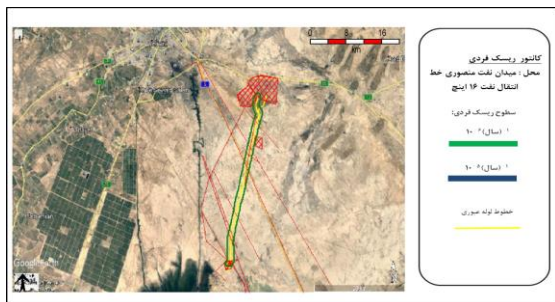
۴-۲- فرضیات جهت ارزیابی ریسک

- برای انجام مطالعات ارزیابی کمی ریسک ناشی از سناریوهای انتخابی، فرضیات اساسی زیر در نظر گرفته شده است.
- خطوط لوله مورد بررسی از مناطق صنعتی، کشاورزی و مناطق خارج شهر و بعضاً از کنار روستا عبور می‌کند.
 - سه نوع نشستی پارگی کامل (نشستی افقی)، نشستی با اندازه متوسط (نشستی افقی) و نشستی کوچک (نشستی افقی) در نظر گرفته شده است. اندازه نشستی در سناریو پارگی کامل معادل قطر خط لوله بوده و برای سناریوی

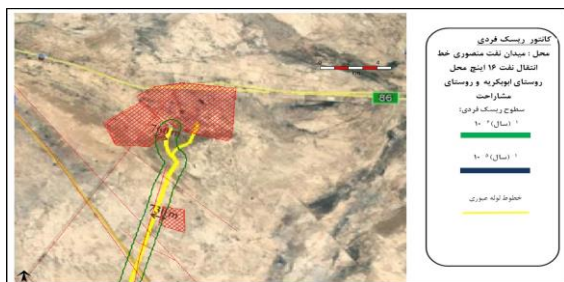
از نظر ریسک می‌باشد و حریم ایمن خط لوله برای مناطق مسکونی می‌باشد [۱۶ و ۱۷] فعالیت در داخل ناحیه با ریسک 10^{-5} خطرناک محسوب می‌گردد که در پروژه‌ی حاضر و محدوده‌ی خط لوله ۱۶ اینچ انتقال نفت چنین ناحیه‌ای ایجاد نشده است. ناحیه بین ترازهای 10^{-5} تا 10^{-6} ریسک قابل تحمل را داشته و چنانچه کاهش ریسک مقرون به صرفه نباشد، مورد پذیرش می‌باشد. در پروژه‌ی حاضر بیشترین حریم ایمن مربوط به ریسک فردی در مجاورت روستای مشاراحت ایجاد شده است که محدوده ریسک فردی ناحیه ALARP آن به فاصله ۷۶۰ متر و در نزدیکی روستای ابوبکریه 730 متر از مرکز خط لوله نفت می‌باشد و طبق شکل ۱۸ بخشی از روستاهای مذکور در داخل ناحیه ALARP ریسک فردی قرار می‌گیرد.

جدول ۶- ناحیه‌های تعریف شده ریسک فردی [۱۴ و ۱۵]

ریسک فردی	سطح ریسک	توصیف
بیشتر از 10^{-4} بر سال	زیاد	غیر قابل قبول تلقی می‌شود و صرف‌نظر از هزینه باید کاهش داده شود.
10^{-4} - 10^{-6} بر سال	ALARP	ریسک قابل تحمل بوده و چنانچه کاهش ریسک، مقرون به صرفه نباشد، مورد پذیرش می‌باشد.
کمتر از 10^{-6} بر سال	کم	بدون هیچ‌گونه کاهش ریسک بیشتر، قابل قبول تلقی می‌شود.



شکل ۱۷- نمای کلی از محدوده ریسک فردی خط لوله نفت ۱۶ اینچ - میدان نفتی منصور



شکل ۱۸- نمایی از محدوده ریسک فردی خط لوله گاز ۱۶ اینچ نفت- میدان نفتی منصور - محل روستای ابوبکریه و روستای مشاراحت

۳-۴- نتایج آنالیز ریسک

در این بخش، نتایج آنالیز ریسک برای خطوط لوله به تفکیک آورده شده است. وجود سناریوهای مختلف در هر مقطع، مواد متفاوت در خط لوله، قطر خط، دانسیته، فشار، دما و پخش جمعیت مخصوص به هر مقطع در نتایج خروجی تأثیرات خود را گذاشته‌اند.

با توجه به فرضیات بیان شده در بخش قبل، سناریوهای متفاوتی برای بررسی خطوط لوله در نظر گرفته شده است که کل محدوده‌ی حوادث محتمل را پوشش می‌دهد. [۱۳] جهت انجام تحلیل ریسک و محاسبات کانتورهای ریسک فردی از نرم افزار PHAST استفاده شده است. ناحیه‌های ریسک فردی در نظر گرفته شده در پروژه حاضر، در جدول ۶ به تفصیل آمده است.

جدول ۵- فرضیات جمعیتی و فرضیات وجود جرقه و تکرار پذیری در طول مسیر خطوط لوله نفت ۱۶ اینچ

فرضیات جمعیتی		
موقعیت	کشاورزی- روستایی	
تعداد افراد درون ساختمان	۰/۵۰	
دانسیته جمعیتی (نفر بر متر مربع)	۰/۰۰۵	
موقعیت	صنعتی	
تعداد افراد درون ساختمان	۰/۳۳	
دانسیته جمعیتی (نفر بر متر مربع)	۰/۰۰۰۱	
فرضیات جرقه		
منبع جرقه	میزان تردد خودرو (تعداد در ساعت)	
جاده شنی	۲۰	
جاده روستایی	۳۶	
جاده اصلی	۷۲	
راه آهن	۸۰	
آزادراه	۸۵	
تکرارپذیری حوادث (به ازای ۱۰۰۰ کیلومتر خط لوله در سال)		
خط لوله نفت	میزان دبی نفت رها شده	سهم خرابی منجر به حوادث
کوچک متوسط پارگی کامل	۱۸۰ هزار کیلوگرم طی ۱۲ ساعت	۰/۰۴۲۳۳۵۲
	۸۰ هزار کیلوگرم طی ۵ دقیقه	۰/۲۴۶۲۴۰
	۲۲۰ هزار کیلوگرم طی ۵ دقیقه	۰/۱۰۷۴۸
مجموع		۰/۴

نمودار ریسک فردی نشان دهنده ترازهای مختلف ریسک می‌باشد که به یک فرد وارد می‌شود. ناحیه بین ترازهای 10^{-5} (منحنی داخلی) تا 10^{-6} (منحنی خارجی) ناحیه ALARP بوده و نواحی خارج از تراز 10^{-6} ناحیه قابل قبول

ردیف	شاخص	راهکار پیشنهادی
		برنامه‌های ایمنی برای بهره برداران
		مستند سازی های تعمیراتی
		تست سلامتی بهره برداران
۴	طراحی	تست صحت سنجی یکپارچگی
		کاهش خستگی توسط تعویض خط لوله

۵- بحث و ارایه پیشنهادات

با انجام ارزیابی کمی ریسک مشخص گردید پروژه احداث ۳۵ کیلومتر خط لوله ۱۶ اینچ نفت از منصوری تا بوستر اهواز از جهت ریسک انسانی می‌تواند خطراتی را به همراه داشته باشد. حتی با وجود فرارگیری شیر قطع جریان در مسیر ابتدا و کیلومتر-۲۵ خطوط لوله طبق نتایج موجود بخش ۴-۳ مشاهده گردید تغییری در وضعیت برآورد ریسک ایجاد نشد. لذا از دیدگاه انجام مطالعات ارزیابی کمی ریسک، پیشنهاد می‌گردد یک عدد شیر قطع جریان ابتدا، یک عدد شیر قطع جریان محدوده‌ی ۱۷ الی ۲۱ کیلومتری و یک عدد شیر قطع جریان انتهای مسیر هر کدام از خطوط لوله در نظر گرفته شود. لازم است در جهت کاهش تکرارپذیری حوادث و در پی آن کاهش میزان ریسک، پیشنهادات ارایه شده در جدول ۷ اجرایی گردد. این پیشنهادات در قالب ۴ شاخص عنوان گردیده‌اند که با اجرای آن‌ها می‌توان از بروز حوادث پیش‌گیری یا بعضاً تبعات آن را به میزان قابل توجهی کاهش داد که به مرور زمان می‌تواند موجب کاهش میزان ریسک گردد.

جدول ۷- راهکارهای پیشنهادی جهت کاهش تکرارپذیری

ردیف	شاخص	راهکار پیشنهادی
۱	خرابی های ناشی از شخص ثالث [۱۸]	شرایط حریم خط لوله - علائم و نشانگرها برای لوله‌های زیرگذر
		حفاظت از تجهیزات روی زمین (علائم هشدار دهنده، نرده محافظ، گودال، حصار و ...)
		سیستم مرکز اتفاقات
		عمق پوشش (برای لوله‌های داخل آب)
		تعداد دفعات گشت زنی
		آموزش - انتشار نشریات سالانه مفید در زمینه مسائل پیمانکاری و تجهیزات جانبی
		آموزش (تماس‌های مستقیم با ساکنین مجاور خط لوله)
۲	خوردگی [۱۹]	آموزش (ملاقات سالانه با پیمانکاران/ حفاران محلی)
		اقدامات عملیاتی
		بهبود شرایط پوشش
		مانیتورینگ داخلی
		بهبود بازرسی
		پوشش داخلی
		تزریق ماده بازدارنده خوردگی
۳	بهره‌برداری نادرست	پیگ رانی هوشمند
		ایجاد دستورالعمل های تعمیراتی
		آموزشهای مربوط به بهره برداری شامل مستندسازی، آزمون و ..
		ایجاد دستورالعمل های بهره برداری
		بازرسی ها در فاز بهره برداری
		انجام مطالعات شناسایی خطرات
		برنامه ریزی برای تعمیرات
کیفیت پوشش (در پایان مرحله اجرا)		

مراجع:

- [۱] کاردان بزرگی، محسن. "مدلسازی و تشخیص نشتی در خطوط لوله انتقال گاز". پایان نامه کارشناسی ارشد. دانشگاه فردوسی مشهد. ۱۳۳۲
- [۲] صحافی پور، محمدحسن. شهاب شیبانی، حسن رحیمی، عباب عیوضی، امیر شاهرخ، ایرج دارابی و داریوش دارابی. "نشت یابی خطوط لوله زیرزمینی انتقال مواد نفتی با استفاده از ردیاب رادیو اکتیو ^{225}Br ". ۸۲ امین کنفرانس تخصصی پایش وضعیت و عیب یابی ماشین آلات. دانشگاه صنعتی شریف. اسفند ۱۳۹۳
- [۳] کریمی، صحرا. "بررسی تشخیص نشتی در خطوط انتقال گاز با استفاده از روش تخمین". پایان نامه کارشناسی ارشد. دانشگاه خواجه نصیر الدین طوسی. سال ۱۳۹۰
- [۴] بابا قربانی، بهناز. "پایش نرم افزاری و شناسایی میزان نشتی در خطوط انتقال گاز". پایان نامه کارشناسی ارشد. دانشگاه خواجه نصیر الدین طوسی. سال ۱۳۹۶

[5] LingyaMeng, Experimental study on leak detection and location for gas pipelinebased on acoustic method, Journal of Loss Prevention in the Process Industries 25 (2011) 90e102 specialized sensors that can detect trace concentrations of specific hydrocarbon compounds Ph.D., P.Eng.,Senior Engineering Specialist INTECSEA Canada, WorleyParsons /12th March 2015, Perth, Australia

- [6] Prashanth Reddy. H. "Leak detection in gas pipeline networks using an efficient state estimator". Part II, Computers and Chemical Engineering 35 (2011): 662–670
- [7] The United State's Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, "Hearing on the ExxonMobil Silvertip Pipeline Failure in Yellow- stone County, Montana" . 2011.
- [8] Nigeria.S. "Oil Spill Data," 2011 http://www.shell.com.ng/home/content/nga/environment_society/respecting_the_environment/oil_spills/
- [9] U.S. Department of Transportation Standards, "United State's Environmental Impact Statement (EIS. TransCanada's Keystone XL Project," 2010. http://www.keystonepipelinexl.state.gov/clientsite/keystonexl.nsf/19_KXL_Sec_3.13_Risk_Assessment_OpenFileResource
- [10] Benjamin. T. B. "Gravity Currents and Related Phenomena," Journal of Fluid Mechanics 31. no. 2 (1968): 209-246. doi:10.1017/S0022112068000133
- [11] Fanneløp. T. K. "Flow Processes and Leak Rates Associated with Broken Underwater Pipelines," Norwegian Maritime Research 5. no. 1 (1977): 6-13.
- [12] Kranenburg. C. "Exchange Flow of Oil and Sea Water in a Ruptured Submarine Pipelines," Applied Ocean Research 6. no. 1(1984): 23-30.
- [13] Agbakwuru. J. A. "Potential Leak Detection Technologies: Assessment and Perspective in the Nigerian Delta Region," Journal of Environmental Protection 2. no. 8 (2011): 1055-1061.
- [14] Jonas. I. "Montana Leak May Alter Exxon Safety Reviews". 2011. <http://www.reuters.com/article/2011/07/04/us-exxon-review-idUSTRE7634WS20110704> .
- [15] Rye. H. and P. J. Brandvik. "Verification of Subsurface Oil Spill Models". 1996. http://www.iosc.org/papers_posters/02334.pdf
- [16] Reed. M. O Johansen. B Høverstad. B Hetland. S Buffington and M. H. Emilsen "Numerical Model for Estimation of Pipeline Oil Spill Volumes," Environmental Modelling & Software 21. no. 2 (2006): 178-189.
- [17] Johansen. O. "Development and Verification of Deep Water Blowout Models," Marine Pollution Bulletin 47. no. 9-12 (2003): 360-368. doi:10.1016/S0025-326X(03)00202-9.
- [18] Aloqaily. Arafat. "Cross-Country Pipeline Risk Assessments and Mitigation Strategies". Gulf Professional Publishing. (2018): 1-12.
- [19] Razin Farhan Hussain. Ali Mokhtari. Ali Ghalambor and Mohsen Amini Salehi. "IoT for Smart Operations in the Oil and Gas Industry". Gulf Professional Publishing. (2023): 57-104, ISBN 9780323911511.
- [20] Naga Venkata Saidileep Korlapati. Faisal Khan. Quddus Noor. Saadat Mirza and Sreeram Vaddiraju. "Review and analysis of pipeline leak detection methods". Journal of Pipeline Science and Engineering 2. no 4 (2022): 100074. ISSN 2667-1433.