



Journal of Applied Research of Chemical-Polymer Engineering

journal homepage: www.arcpe.modares.ac.ir

Research Paper

Hydrodynamic Analysis of Multiphase Flow and Transitional Leak Simulation at Various Scales in the Oil Transmission Pipeline of Karoun Oil and Gas Production Company

Mehrdad Masoumi¹, Hossein Ghahremani^{1,*}

¹ Department of Chemical Engineering, Quchan Branch, Islamic Azad University, Quchan, Iran

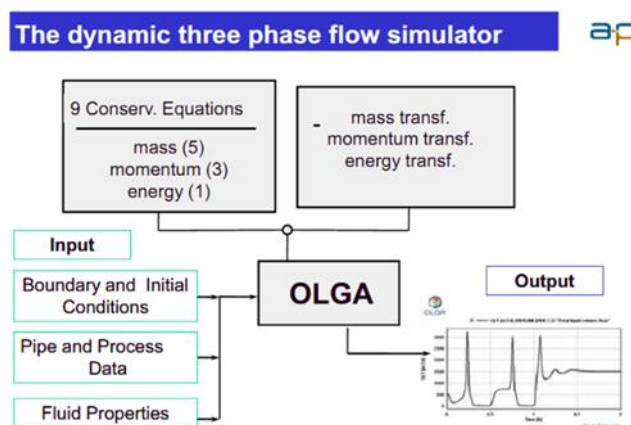
ARTICLE INFO

Received 2025-05-18
Accepted 2025-12-30
Available online 2026-02-16
ISSN: 2588-5316
Online ISSN: 2588-5324

Keywords:

OLGA software
Leakage
Pipeline pressure drop rate
Tuning
RTTM model

GRAPHICAL ABSTRACT



ABSTRACT

Research subject: Oil and gas transmission pipelines are considered critical energy transportation arteries and are exposed to various threats. Natural phenomena, such as earthquakes and floods, as well as human-related factors, including unsafe excavation activities and operational failures, are among the main causes of leakage and performance disruptions in transmission lines. The 16-inch Mansouri oil field pipeline, with a length of 33 km, transports 75,000 barrels of crude oil per day from the field's gathering center to the Ahvaz booster pump station. In this study, the pressure drop along the pipeline and the volume of fluid released into the environment due to leaks of different sizes were calculated using transient flow simulation.

Research approach: Transient multiphase flow simulations were performed using the OLGA simulator. Operational and field data were used to construct the initial model. The initial hydraulics of the pipeline model were calibrated by adjusting parameters such as internal pipe roughness, fluid viscosity, and gas-oil ratio (GOR) to minimize deviation from actual operating conditions. The calibrated model was then used to predict pressure drops and leakage flow rates. The modeling results can support the design of leak detection and warning systems, particularly real-time transient model-based systems.

Main results: The results indicate that, for leak diameters of 1 cm, 10 cm, and a full-bore rupture, the pressure drop rate at the pipeline inlet is approximately 0.0001 bar/s, 0.06–0.28 bar/s, and 0.25–5 bar/s, respectively. These pressure drop rates are critical for determining the automatic shutdown time in real-time transient model (RTTM) systems.

* Corresponding author: hoseinghahremani211@gmail.com



مقاله تحقیقاتی

تحلیل هیدرودینامیکی جریان چندفازی و شبیه‌سازی حالت گذارِ نشتی با ابعاد مختلف در خط لوله انتقال نفت شرکت بهره‌برداری نفت و گاز کارون

مهرداد معصومی^۱، حسین قهرمانی^{۱*}

^۱ گروه مهندسی شیمی، واحد قوچان، دانشگاه آزاد اسلامی، قوچان، ایران

چکیده

موضوع تحقیق: خطوط لوله انتقال نفت و گاز جزء شریان‌های حیاتی انتقال انرژی به شمار می‌روند که در معرض تهدیدات متعددی قرار دارند. پدیده‌های طبیعی نظیر زمین‌لرزه و سیلاب و نیز خطاهای انسانی مانند حفاری‌های ناایمن و مشکلات عملیاتی، از مهم‌ترین عوامل بروز نشتی و اختلال در عملکرد این خطوط انتقال هستند. از یک رشته خط لوله ۱۶ اینچ به طول ۳۳ کیلومتر برای انتقال ۷۵ هزار بشکه در روز نفت خام از مرکز جمع‌آوری میدان منصوری به ایستگاه پمپاژ بوستر اهواز استفاده می‌شود. در این مطالعه افت فشار خط لوله و میزان سیال رهاشده در محیط‌زیست در اثر رخداد نشتی با ابعاد مختلف از طریق شبیه‌سازی حالت گذار سیال محاسبه شده است.

روش تحقیق: شبیه‌سازی حالت گذار جریان چندفازی به کمک شبیه‌ساز OLGA انجام می‌شود. برای ساخت مدل اولیه، از داده‌های عملیاتی و تجربی تولید استفاده شده است به نحوی که در مدل هیدرولیکی اولیه ساخته‌شده برای خط لوله، با اصلاح عامل‌هایی نظیر زبری سطح داخلی لوله، گرانروی سیال و نسبت گاز به نفت (GOR)، مدل ساخته‌شده اعتبارسنجی شده تا کمترین انحراف را از شرایط عملیاتی داشته باشد. سپس از این مدل اعتبار سنجی شده برای پیش‌بینی میزان افت فشار و دبی نشت سیال بهره گرفته شده است. از نتایج مدل‌سازی انجام‌شده در این مطالعه می‌توان در طراحی سامانه‌های تشخیص و هشداردهنده نشت از قبیل مدل‌های حالت گذار مبتنی بر واقعیت (Real-Time Transient Models: RTTM)، استفاده کرد.

نتایج اصلی: بر اساس نتایج حاصل از این مطالعه، در صورت رخداد نشتی با قطرهای ۱ سانتی‌متر، ۱۰ سانتی‌متر و شکستگی کامل خط لوله، نرخ افت فشار ابتدای خط ۰/۰۰۱ bar/sec، ۰/۲۸-۰/۰۶ bar/sec و ۵-۰/۲۵ bar/sec خواهد بود که این مقادیر در مدل‌های RTTM نقش اساسی در زمان بسته‌شدن خودکار خط را خواهند داشت.

اطلاعات مقاله

دریافت: ۱۴۰۴/۰۲/۲۸

پذیرش: ۱۴۰۴/۱۰/۰۹

دسترس آنلاین: ۱۴۰۴/۱۱/۲۷

ISSN: 2588-5316

Online ISSN: 2588-5324

کلیدواژه‌ها

نرم‌افزار آُلگا

نشتی

نرخ افت فشار خط لوله

اعتبار سنجی مدل

RTTM مدل

* نویسنده مسئول: hoseinghahremani211@gmail.com

کپی‌رایت © ۲۰۲۵، این مقاله به صورت دسترسی آزاد منتشر شده و تحت مجوز بین‌المللی Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 قرار دارد. بر اساس این مجوز، شما می‌توانید این مطلب را در هر قالب و رسانه‌ای کپی، بازنشر و بازآفرینی کنید و یا آن را ویرایش و بازسازی نمایید، به شرط آنکه نام نویسنده را ذکر کرده و از آن برای مقاصد غیرتجاری استفاده کنید.

۱ مقدمه

خط لوله ۱۶ اینچ شرکت بهره‌برداری نفت و گاز کارون، نفت خروجی از مرکز بهره‌برداری منصوری را به تلمبه خانه بوستر اهواز طی مسیر ۳۳ کیلومتری انتقال می‌دهد. این خط لوله در طرح توسعه میدان احداث شد که به موجب آن، انتقال ۷۵ هزار بشکه نفت خام اضافه تولید شده میسر شد. خوردگی در خطوط لوله نفتی مشکل اساسی در بهره‌برداری و نگهداری است و می‌تواند باعث نشت، کاهش عمر مفید لوله و حتی حوادث جدی شود. به‌طور کلی خوردگی‌های خط لوله نفتی متأثر از دو عامل بیرونی و درونی هستند. خوردگی‌های داخلی ناشی از ترکیبات موجود در سیال عبوری داخل خط لوله است [۱-۳] که مهم‌ترین آن‌ها عبارت‌اند از:

- وجود آب آزاد همراه نفت یا گاز که عامل ایجاد محیط الکترولیتی مناسب برای خوردگی هستند.
- گازهای خورنده مانند CO_2 و H_2S که باعث تشکیل اسیدهای خورنده می‌شوند.
- کلریدها و نمک‌ها که موجب تسریع پدیده خوردگی حفره‌ای (Pitting) می‌شوند.
- رسوبات و ته‌نشینی‌ها که باعث ایجاد نواحی موضعی بی‌جریان و خوردگی حفره‌ای می‌شوند.
- باکتری‌های سولفات‌کاه که منجر به خوردگی میکروبی می‌شوند.
- خوردگی‌های خارجی از محیط بیرونی لوله ناشی می‌شود:
- رطوبت خاک یا آب‌های زیرزمینی که باعث ایجاد محیط الکترولیتی می‌شود.
- مقاومت پایین خاک که هدایت الکتریکی را افزایش و متعاقباً میزان خوردگی را نیز افزایش می‌دهد.
- شرایط محیطی خورنده اسیدی، قلیایی یا وجود یون‌های کلریدی که عامل اصلی خوردگی خارجی خواهند بود.
- خرابی یا ضعف پوشش خط لوله که موجب تماس مستقیم فلز با محیط خواهد شد.
- عملکرد ضعیف سامانه حفاظت کاتدی که باعث فعال شدن خوردگی می‌شود.

در صورت بروز خوردگی در خطوط لوله نفت تبعات بسیاری در ابعاد ایمنی انسان‌ها، زیست‌محیطی، اقتصادی، اعتباری و اجتماعی ایجاد خواهد شد که تلاش بسیاری در صنعت نفت شده است تا ریسک نشت سیالات مخاطره‌آمیز را تا حد امکان کاهش داد. یکی از روش‌های کاهش ریسک، شناسایی سریع منبع نشتی است. مدل‌های (Real-Time Transient Model) RTTM یا «مدل‌های گذار بلادرنگ» یکی از پیشرفته‌ترین روش‌های تشخیص نشتی خطوط لوله هستند که با استفاده از شبیه‌سازی هیدرولیکی، رفتار واقعی جریان را با مدل پیش‌بینی‌شده مقایسه می‌کنند [۱ و ۴].

در واقع، مدل ریاضی-فیزیکی است که معادلات پیوستگی، مومنوم و انرژی جریان سیال را در زمان واقعی حل کرده و داده‌های آنی فشار، دما و دبی را با نتایج شبیه‌سازی مقایسه می‌کند. اختلاف بین داده‌های واقعی و داده‌های شبیه‌سازی‌شده می‌تواند نشانه نشتی باشد. یکی از مرسوم‌ترین مدل‌های نشت‌یاب مبتنی بر RTTM، مدل افت فشار است. در

این نوع مدل‌سازی، تغییرات غیرعادی فشار در طول خطوط لوله بررسی شده و نرخ افت فشارهایی که بیانگر احتمال رخداد نشتی باشند، از مدل‌های هیدرولیکی حالت گذار استخراج می‌شوند [۵].

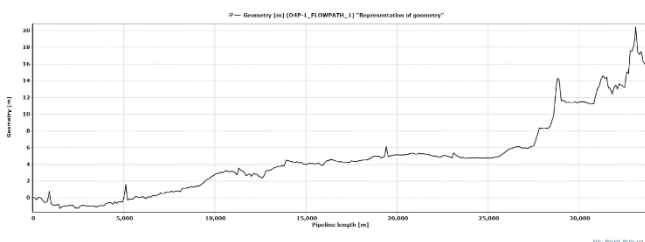
در این مطالعه موردی، نرخ افت فشار در سه حالت نشتی کوچک، متوسط و بزرگ به کمک نرم‌افزار OLGA محاسبه خواهد شد. بدیهی است پیش از شروع هرگونه تحلیل حالت گذار ابتدا می‌بایست مدل ساخته‌شده بر اساس داده‌های واقعی اعتبارسنجی (Tune) شود. این مهم با داده‌های دریافت‌شده عملیاتی در حالت پایا انجام شده و پس از آن خروجی‌های موردنیاز مدل‌های RTTM از مدل اعتبارسنجی شده استخراج خواهند شد.

۲ بخش نظری

۲-۱ مشخصات خط لوله ۱۶ اینچ انتقال نفت منصوری

خط لوله ۱۶ اینچ انتقال نفت میدان منصوری به‌صورت مدفون در زیرسطح زمین احداث شده است. ویژگی‌ها و مشخصات فنی این خط لوله به شرح زیر ارائه شده‌اند. طول این خط لوله حدود ۳۳ کیلومتر بوده و تغییرات توپوگرافی مسیر شامل فراز و فرودهای زمین در پروفیل طولی مسیر، مطابق با شکل ۱ نمایش داده شده است.

- قطر اسمی و طول خط لوله: ۱۶ اینچ، ۳۳ کیلومتر
 - ضخامت و زبری خط لوله: ۷/۱۴ میلی‌متر، ۰/۰۰۳ اینچ
 - جنس خط لوله: کربن استیل با دانسیته (kg/m^3) ۷۸۰۰
 - مشخصات حرارتی خط لوله: ظرفیت حرارتی $(\text{kJ/(kg.}^\circ\text{C)})$ ۰/۵
 - ضریب رسانش $(\text{W/(m.}^\circ\text{C)})$ ۴۵
 - مشخصات حرارتی خاک: ظرفیت حرارتی $(\text{kJ/(kg.}^\circ\text{C)})$ ۰/۷۵
 - ضریب رسانش $(\text{W/(m.}^\circ\text{C)})$ ۰/۵
 - عمق دفن و دانسیته خاک: ۱/۵ متر با چگالی (kg/m^3) ۱۶۳۵
- در شکل ۱ مسیر دوبعدی پروفیل خط لوله نشان داده شده است.



شکل ۱ پروفیل خط لوله ۱۶ اینچ انتقال نفت منصوری به بوستر اهواز
Figure 1 Plan profile of the 16-inch Mansouri-Ahvaz Booster crude oil transmission pipeline

همان‌طور که پیش‌تر نیز توضیح داده شد، سیال با دبی ۷۵ هزار بشکه در روز و دمای محیط، به‌صورت مایع وارد خط لوله می‌شود. به‌منظور کنترل دبی نشتی در صورت رخداد آن، سه عدد شیر قطع جریان (Line Break Valve (LBV)) در طول مسیر خط لوله تعبیه شده است؛ یکی در ابتدای خط لوله، دیگری در میانه راه و شیر سوم در انتهای خط لوله نصب شده‌اند. در این مدل، مصرف‌کننده (End-User) که در واقع فشار خط لوله را تحمیل می‌کند، فشار در ورودی تلمبه‌خانه اهواز است که در مقدار ۱۵۰ psig تثبیت شده است.

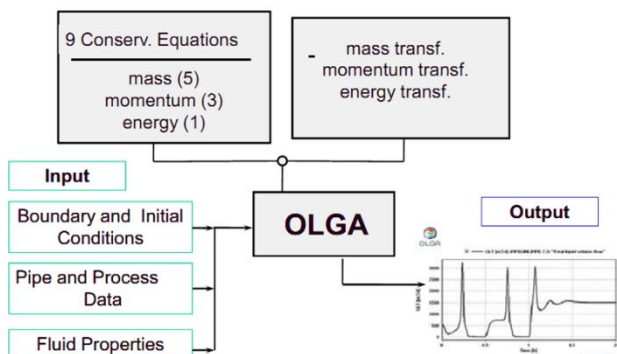
شرایطی است که در آن تفاوت بین فاز مایع و بخار از بین می‌رود. به عبارت دیگر، در صورتی که فشار سیال بالاتر از ۳۸ بار باشد، کاهش دما منجر به تشکیل فاز مایع نخواهد شد و سیال در حالت فوق بحرانی باقی می‌ماند.

همچنین، دمای کریکندن ترم (Cricondentherm) سیال بر اساس منحنی فازی، برابر با ۳۲۰ درجه سانتی‌گراد است. این دما نشان‌دهنده بیشینه دمایی است که در آن میعان سیال می‌تواند رخ دهد، به گونه‌ای که در دماهای بالاتر از این مقدار، تغییر فشار (افزایش یا کاهش) قادر به ایجاد فاز مایع نیست. فشار کریکندن بار (Cricondenbar) برای این سیال ۳۸ بار است که در واقع این فشار بیشینه فشاری است که در آن با تغییر دما امکان تغییر فاز سیال وجود خواهد داشت. در شکل ۲ خط کار خط لوله به صورت خط آبی‌رنگ نشان داده شده است.

۳-۲ تحلیل هیدرولیکی خط لوله ۱۶ اینچ منصوری در حالت پایا

تحلیل هیدرولیکی خط لوله انتقال نفت منصوری در هر دو حالت پایا و گذار توسط نرم‌افزار OLGA نسخه ۲۰۲۲ انجام شده است. به طور خلاصه ساختار و نحوه عملکرد نرم‌افزار OLGA در شکل ۳ نشان داده شده است. باتوجه به شکل، مدل‌سازی در این نرم‌افزار بر مبنای حل هم‌زمان ۹ معادله است که ۵ معادله از آن معادلات بقای جرم برای سه فاز گاز، نفت و آب خواهد بود. سه معادله برای بقای مومنوم و یک معادله بر مبنای قانون بقای انرژی مسائل هیدرولیکی را حل خواهد کرد. این نرم‌افزار علاوه بر حل هم‌زمان عددی معادلات بقا، پدیده‌های انتقال بین فازهای شامل ۵ معادله انتقال جرم برای فازهای نفت، گاز، آب، بخار آب و بخار میعانات گازی، ۳ معادله انتقال مومنوم (تبادل نیرو بین فازها و لایه مرزی) و یک انتقال انرژی (انتقال حرارت بین فازها و محیط) را برای هر Node تحلیل می‌کند. اطلاعات ورودی به نرم‌افزار نیز همان‌گونه که در بخش‌های ۲ و ۳ توضیح داده شد، شرایط اولیه و مرزی (فشار انتهایی خط، دمای محیط و دبی جریان ورودی)، اطلاعات لوله و فرایند (طول، قطر، زبری لوله و پروفیل مسیر) و خواص سیال (چگالی، گرانی و خواص PVT که توسط نرم‌افزار PVTsim تولید شده است) خواهد بود [۶].

The dynamic three phase flow simulator



شکل ۳ فرایند حل معادلات در شبیه‌ساز آگ

Figure 3 Equation-solving process in the OLGA simulator

۲-۲ بررسی خواص ترمودینامیکی سیال

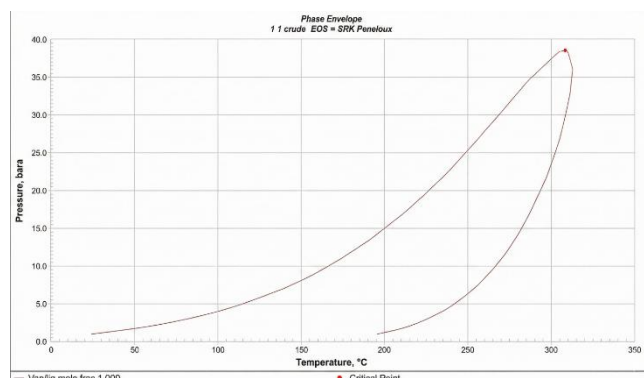
ترکیب درصد سیال نفت خام به همراه آب آزاد موجود در آن مطابق با آزمون‌های آزمایشگاهی در جدول ۱ نشان داده شده است.

باتوجه به اینکه نرم‌افزار OLGA موتور محاسباتی ترمودینامیکی ندارد، به طور معمول محاسبات این بخش توسط نرم‌افزارهای Multiflash و یا PVTsim انجام می‌شود. به طوری که این نرم‌افزارها خروجی مناسب که قابلیت خواندن توسط نرم‌افزار OLGA را داشته باشد، تولید می‌کنند. در این مطالعه ترکیب درصد سیال مورد مطالعه در نرم‌افزار PVTsim نسخه ۲۰ مدل شده است. منحنی فازی (Phase Envelope) ترسیم شده توسط این نرم‌افزار در شکل ۲ نشان داده شده است. باتوجه به منحنی فازی ترسیم شده، فاز سیال در طول خط لوله، به دلیل قرارگیری خط کار (خط آبی رنگ) در سمت چپ منحنی فازی هیدروکربنی (منحنی بنفش)، به صورت تک‌فاز مایع است. این وضعیت بیانگر آن است که سیال در تمامی طول مسیر از نظر ترمودینامیکی به شکل فاز مایع نفتی همراه با مقداری آب آزاد حضور دارد.

جدول ۱ ترکیب درصد سیال ورودی به خط لوله ۱۶ اینچ

Table 1 Composition of the fluid inlet to the 16-inch pipeline

Component	Mole Percent
H ₂ O	15.038
H ₂ S	0.011
N ₂	0.000
CO ₂	0.009
C ₁	0.025
C ₂	0.832
C ₃	3.654
i- C ₄	0.931
n- C ₄	3.311
i- C ₅	1.603
n- C ₅	1.860
C ₆	3.857
C ₇ ⁺	68.869
Total	100



شکل ۲ منحنی فازی ترکیب درصد سیال میدان نفتی منصوری

Figure 2 Phase envelope of the fluid composition from the Mansouri oil field

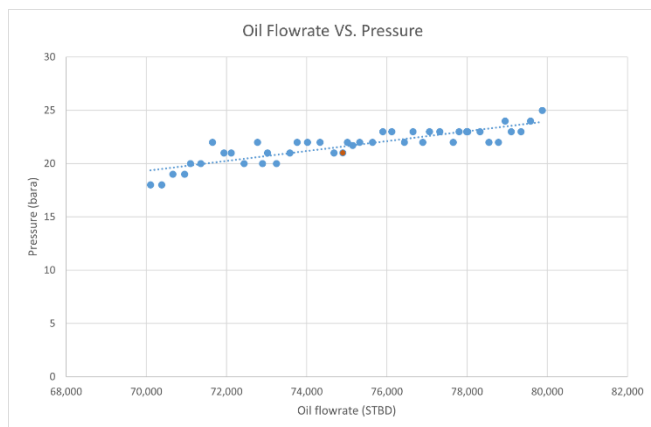
بر اساس منحنی فازی ترسیم شده، نقطه بحرانی (Critical Point) سیال در فشار ۳۸ بار و دمای ۳۱۰ درجه سانتی‌گراد قرار دارد. این نقطه محل تقاطع منحنی‌های حباب (Bubble Point) و شبنم (Dew Point) است و بیانگر

با توجه به اینکه در جدول میزان خطای شبیه‌سازی نسبت به میانگین داده‌های تولید کمتر از ۱۰ درصد است، می‌توان نتیجه گرفت که اعتبارسنجی مدل به‌درستی انجام شده است. از آنجا که تنها داده‌های عملیاتی اخذ شده از منطقه داده‌های فشاری سر خط است، بنابراین امکان بررسی عامل‌های بیشتر برای اعتبارسنجی مدل وجود ندارد. همچنین در شکل ۵ توزیع پراکندگی داده‌های عملیاتی به وضوح نشان داده شده است. نقطه قرمز رنگ داده حاصل از شبیه‌سازی است که در این شکل نیز تطبیق‌پذیری مدل با واقعیت مشهود است.

جدول ۳ مقایسه داده‌های عملیاتی فشار سر خط و نتایج شبیه‌سازی

Table 3 Comparison of operational pipeline inlet pressure data and simulation results

Average Oil Flow Rate (Barrels per day)	Inlet Line Pressure based on Simulation (bar)	Inlet line Pressure based on Average Operational Data (bar)	Error (%)
75,140	20.9	21.6	3.1



شکل ۵ پراکندگی داده‌های عملیاتی

Figure 5 Scatter plot of operational data

۲-۵ پروفایل توزیع سرعت در طول خطوط لوله

در شکل ۶ پروفایل توزیع سرعت در طول خط نشان داده شده است. همان‌گونه که در شکل نشان داده شده است، سرعت سیال ۱/۱۵ متر بر ثانیه است.

بر اساس معیارهای طراحی خطوط لوله، حداقل و حداکثر سرعت مجاز جریان مایع داخل لوله باید در بازه ۱ تا ۳ متر بر ثانیه قرار گیرد. در این مطالعه، سرعت جریان سیال در خط لوله از حداقل سرعت مجاز فراتر است. در خصوص حداکثر سرعت مجاز مطابق شکل شماره ۷، این مقدار بر اساس آستانه سرعت سایشی (Erosion Velocity Ratio - EVR) تعیین می‌شود. نسبت سرعت سیال به سرعت سایش که با عامل EVR نمایش داده می‌شود، در طول خط لوله مورد بررسی برابر با ۰/۲۵۵ است که کمتر از مقدار بحرانی و حداکثر مجاز (EVR=1) است؛ بنابراین، می‌توان نتیجه گرفت که طراحی خط لوله در نقطه‌ای بهینه قرار داشته و از نظر سرعت جریان سیال، شرایط عملکردی مناسبی را داراست.

۲-۴ اعتبارسنجی مدل از طریق تحلیل داده‌های عملیاتی فشار سر خط به‌ازای دبی‌های مختلف

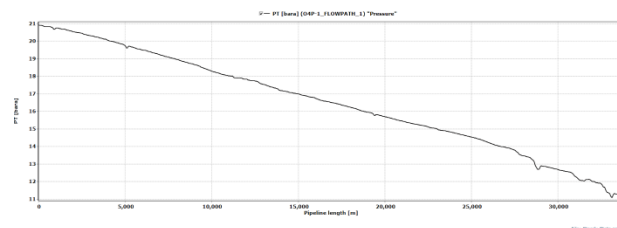
به‌منظور استفاده از تحلیل‌های مدل در شرایط دینامیکی از قبیل شرایط رخداد نشتی لازم است مدل تطبیق‌پذیری مناسبی با شرایط عملیاتی واقعی داشته باشد یا اصطلاحاً مدل بر اساس شرایط واقعی اعتبارسنجی شود. داده‌های عملیاتی فشار سر خط به‌ازای دبی‌های مختلف نفت عبوری از خط در جدول ۲ آورده شده است. این داده‌ها از طریق لاگ‌شیت‌های عملیاتی ثبت‌شده در طی سال ۱۴۰۳ جمع‌آوری شده‌اند.

جدول ۲ داده‌های عملیاتی فشار سر خط به‌ازای دبی‌های مختلف

Table 2 Operational inlet pressure data for different flow rates

Pressure (bar)	Flow Rate (Barrels per day)	Pressure (bar)	Flow Rate (Barrels per day)	Pressure (bar)	Flow Rate (Barrels per day)
18	70,105	21	73,58	23	77,059
18	70,38	22	73,759	23	77,321
19	70,665	22	74,016	23	77,653
19	70,954	22	74,325	23	77,988
20	71,099	21	74,678	23	77,985
20	71,359	21	74,905	23	78,015
22	71,65	22	75,013	23	78,325
21	71,945	22	75,321	22	78,544
21	72,115	22	75,642	22	78,785
20	72,44	23	75,897	24	78,951
22	72,772	23	76,125	23	79,011
20	72,897	22	76,442	23	79,348
21	73,202	22	76,656	23	79,586
20	73,245	22	76,894	22	79,874

مطابق مدل OLGA ساخته‌شده پروفایل توزیع فشار در طول خط لوله در شکل ۴ ارائه شده است. بر اساس این نمودار، در صورتی که فشار انتهایی خط لوله ۱۰ بار نسبی باشد، حداقل فشار لازم در خروجی پمپ (Discharge) تقریباً ۲۱ بار نسبی خواهد بود. به بیان دیگر، افت فشار کلی در شرایط تولید ۷۵ هزار بشکه نفت خام در روز، حدود ۱۰ بار است. باتوجه به استانداردهای طراحی میزان مجاز افت فشار مابین ۰/۲ تا ۱ بار به‌ازای هر کیلومتر خط لوله بایستی باشد. به این معنا که میزان افت فشار این خط در محدوده ۷ تا ۳۵ بار موردقبول است. باتوجه به افت فشار ۱۰ باری خط می‌توان نتیجه گرفت که میزان افت فشار خط در محدوده مجاز واقع شده است.



شکل ۴ فشار در طول خط لوله ۱۶ اینچ در حالت پایا و تولید ۷۵ هزار بشکه در روز تولید نفت

Figure 4 Pressure profile in the 16-inch pipeline at steady-state conditions for an oil production rate of 75000 barrels per day

۲-۶ تحلیل هیدرولیکی خط لوله ۱۶ اینچ منصوری در شرایط

دینامیکی بروز نشتی

برای بررسی و استخراج داده‌های موردنیاز مدل RTTM (مدل نشتی‌یاب بلادرنگ) لازم است نرخ افت فشار در هر یک از انواع نشتی‌ها توسط مدل اعتبارسنجی شده محاسبه شود. به‌منظور ارزیابی هیدرولیکی در سناریوی نشتی، تمامی شیرهای ایمنی نوع LBV در وضعیت کاملاً باز در نظر گرفته شده‌اند و سامانه از زمان صفر با دبی حداکثری برابر معادل ۷۵،۰۰۰ بشکه در روز (BPD) راه‌اندازی می‌شود.

در صورت وقوع نشتی در خط لوله، اختلاف فشار بین سیال داخلی (مطابق شکل ۴) و فشار اتمسفریک محیط می‌تواند به‌عنوان نیروی محرکه‌ای عمل کند که موجب تخلیه سریع و نشتی سیال به محیط بیرون شود. باتوجه به ماهیت بالقوه خطرناک این سیال، چنین شرایطی می‌تواند منجر به پیامدهای زیست محیطی و ایمنی قابل توجهی شود.

۲-۷ سناریوهای نشتی از خط لوله

در این بخش به بررسی و تحلیل عامل‌های مختلف خط لوله در حالت بروز نشتی در آن پرداخته خواهد شد. نوع نشتی به محیط بیرون از خط لوله بوده و بر همین اساس میزان عامل Backpressure برابر فشار محیط یعنی 0 barg در نظر گرفته شده است. نوع شار تخلیه مدل از نوع Olgavalve انتخاب شده است. مهم‌ترین سناریوهای بررسی‌شده در خصوص نشتی از خط لوله، نشتی از دو بخش از خط است. نشتی از یک کیلومتر-۱ خط لوله که ابتدای خط و پس از LBV اول محسوب می‌شود و نقطه بعدی نشتی در نقطه‌ای از خط لوله که پس از LBV دوم و در کیلومتر-۲۵ رخ دهد. ابعاد نشتی در نظر گرفته شده در این مطالعه عبارت‌اند از:

الف) بروز نشتی از حفره‌ای به قطر ۱ سانتی‌متر (نشتی کوچک)

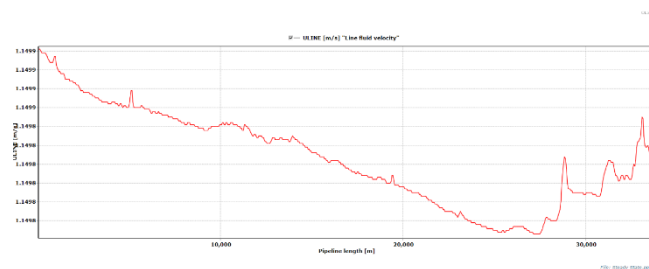
ب) بروز نشتی از حفره‌ای به قطر ۱۰ سانتی‌متر (نشتی متوسط)

ج) پارگی کامل خط لوله (نشتی بزرگ) [۴]

با توجه به اینکه برای هر سناریوی نشتی تعداد دو موقعیت و برای هر موقعیت ۳ نشتی با اندازه‌های مختلف بررسی شده است؛ بنابراین در این مطالعه تعداد ۶ عدد مطالعه موردی ساخته شده است.

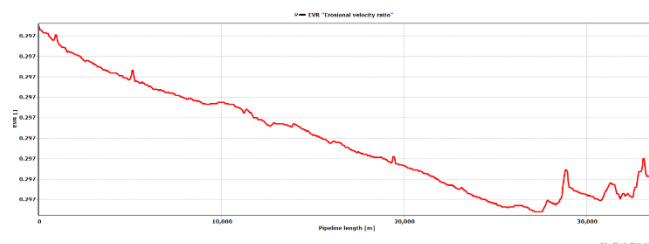
۲-۷-۱ نشتی کوچک

در سناریوی بروز نشتی کوچک حفره‌ای به قطر ۱ سانتی‌متر در دو نقطه از خط لوله ایجاد می‌شود. نقطه اول در ابتدای خط لوله در یک کیلومتری ابتدای خط لوله و نقطه دوم در کیلومتر-۲۵ خط لوله که نشتی به قطر ۱ سانتی‌متر ایجاد خواهد شد. در هر یک از سناریوهای نشتی فرض شده است که حفره خط در لحظه $t=0$ رخ دهد. بر همین اساس نرخ افت فشار ابتدا در کیلومتر-۱ و سپس در کیلومتر-۲۵ مورد ارزیابی قرار می‌گیرند. نرخ افت فشار داده مهمی در مدل‌های RTTM می‌شوند. در مرحله بعد به‌منظور ملموس‌بودن میزان نشتی، دبی نشتی (بشکه در روز) و همچنین حجم تجمع یافته ناشی از نشتی (کیلوگرم)، در ابعاد مختلف آورده شده است. [۴] در این نوع متغیرها که تغییرات بر حسب زمان بررسی می‌شوند، متغیرهای ترند نامیده می‌شوند. نوع دیگر متغیرها در نرم افزار الگا متغیرهای پروفایل هستند که در آنها متغیر در یک زمان خاص و در طول مسیر بررسی می‌شوند.



شکل ۶ پروفایل توزیع سرعت در طول خط

Figure 6 Velocity distribution profile along the pipeline

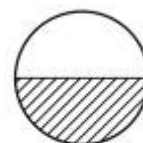


شکل ۷ میزان EVR در طول خط لوله ۱۶ اینچ میدان منصوری در حالت پایا

Figure 7 EVR distribution along the 16-inch Mansouri field pipeline under steady-state conditions

در شکل ۸ توزیع فازی سیال در قالب عامل Hold up در طول خط لوله نشان داده شده است. عامل Hold up همان‌طور که در شکل ۸ نشان داده شده است، بخشی از سطح مقطع لوله است که توسط مایع پوشانده شده است.

Hold-up H_L



$$\frac{A_L}{A} = H_L = \text{liquid hold-up}$$

where

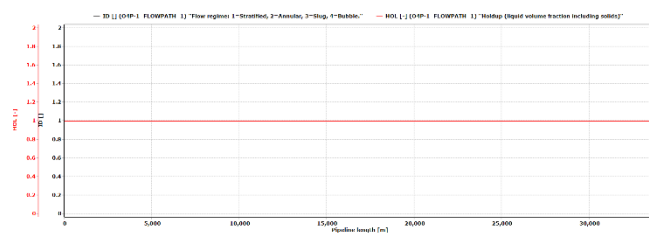
A = total cross-sectional area

A_L = liquid cross-sectional area

شکل ۸ تعریف متغیر Hold up در خطوط لوله

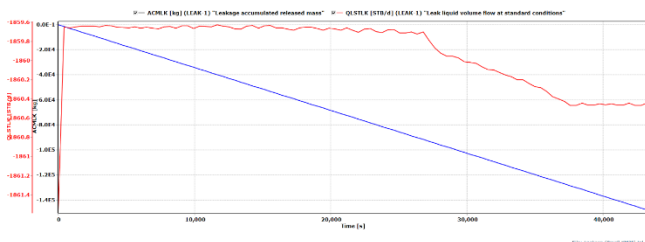
Figure 8 Hold up definition at pipelines

با توجه به شکل ۹ زمانی که میزان عامل Hold up، مقدار عدد ۱ است به آن معناست که تمامی سطح مقطع لوله از مایع پوشانده شده است و سیال به‌طور کامل تک‌فاز است. این موضوع در خط کار دیاگرام فازی ترسیم شده نیز قابل استنباط است.



شکل ۹ میزان Hold up خط لوله ۱۶ اینچ میدان منصوری در حالت پایا

Figure 9 Hold up factor along the 16-inch Mansouri field pipeline under steady-state conditions



شکل ۱۳ دبی نفت نشت یافته منحنی قرمز رنگ (بشکه در روز) و جرم تجمعی نفت نشت یافته منحنی آبی رنگ (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی کوچک از کیلومتر ۲۵-

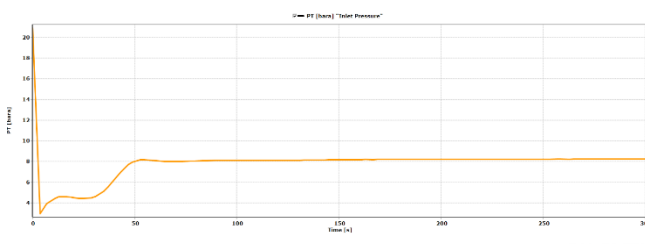
Figure 13 Leaked oil flow rate (red curve, bbl/day) and cumulative leaked oil mass (black curve, kg) in the scenario of a small leak occurring at kilometer -25

۲-۷-۲ نشتی کوچک

همان‌گونه که پیش‌تر توضیح داده شد، مقصود از نشتی متوسط، بروز نشتی از سوراخی به قطر حدود ۱۰ سانتی‌متر است. در این بخش نیز مانند حالت رخداد نشتی کوچک، دو نقطه از خط لوله (کیلومتر-۱ و کیلومتر-۲۵) به‌عنوان نقاط مطالعه موردی که امکان رخداد نشتی در آن‌ها وجود دارد بررسی شده‌اند. باتوجه به نیازمندی نشت‌یاب RTTM نوسانات فشار در ابتدای خط لوله در حالت رخداد نشتی متوسط، در اشکال ۱۴ و ۱۵ بررسی و نشان داده شده‌اند.

باتوجه به اشکال ۱۴ و ۱۵، در حالت بروز نشتی متوسط، در مدت‌زمان نسبتاً کوتاهی، کم‌تر از نیم دقیقه، فشار ابتدای خط به میزان چشمگیری تقلیل می‌یابد. در صورتی که نشتی متوسط (نشت با قطر ۱۰ سانتی‌متر) در کیلومتر-۱ رخ دهد، در طی ۸ ثانیه ابتدایی فشار از ۲۱ بار به ۳ بار کاهش یافته، سپس شرایط خط کمی پایدار شده و فشار ابتدای خط از ثانیه ۴۵ به بعد در مقدار ۸ بار تثبیت می‌شود.

در صورتی که نشتی اندازه متوسط در کیلومتر-۲۵ رخ دهد، فشار ابتدای خط لوله طی ۳۵ ثانیه از ۲۱ بار به ۱۵ بار کاهش یافته، سپس از ثانیه ۶۵ به بعد در مقدار ۱۷ بار تثبیت می‌شود. هر چه میزان نشتی به ادوات پایش ابتدای خط لوله نزدیک‌تر باشد، شناسایی آن در زمان کوتاه‌تری اتفاق می‌افتد. به همین دلیل نرخ افت فشار ابتدای خط لوله در حالت بروز نشتی متوسط در کیلومتر-۱ بیشتر از حالت دوم است. باتوجه به توضیحات ذکر شده در هر دو حالت رخداد نشت در کیلومتر-۱ یا کیلومتر-۲۵، فشار ابتدای خط در همان ۳۰ ثانیه نخست به حداقل مقدار خواهد رسید و عملاً به‌راحتی این نشت در زمان کوتاه قابل‌شناسایی است.



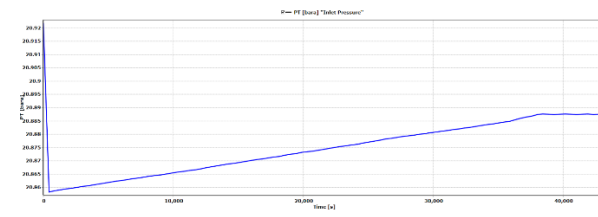
شکل ۱۴ روند تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشتی به قطر ۱۰ cm در موقعیت کیلومتر-۱

Figure 14 Trend of inlet pressure in the case of a 10-cm leak occurring at position kilometer -1

با توجه به اشکال ۱۰ و ۱۱، رخداد نشتی با قطر یک سانتی‌متر در کیلومتر-۱ یا کیلومتر-۲۵ باعث می‌شود تا فشار ابتدای خط طی ۴۰۰ ثانیه حدود ۰/۵ بار کاهش یابد. این میزان افت فشاری در صورت رخداد، در محدوده نوسانات طبیعی فشار خط لوله قرار داشته و بنابراین تشخیص وقوع نشتی‌های با قطر کوچک‌تر از یک سانتی‌متر در عمل با پایش مستقیم فشار امکان‌پذیر نیست.

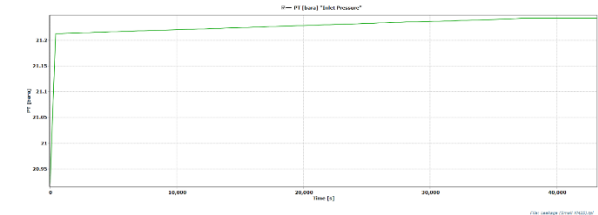
باتوجه به موارد توضیح داده شده، نظر به عدم امکان شناسایی نشتی‌های کوچک‌تر از یک سانتی‌متر از طریق سامانه‌های RTTM مبتنی بر تغییرات فشار ابتدای خط، بنابراین نشت سیال به‌ناچار رخ خواهد داد. میزان نفت نشت‌یافته به بیرون از خط لوله در صورت رخداد نشتی یک‌سانتری مطابق اشکال ۱۲ و ۱۳ در طی بازه زمانی ۱۲ ساعت، حدود ۱۴۰ هزار کیلوگرم نفت خواهد بود.

همچنین باتوجه به مدل‌سازی صورت‌گرفته، در صورتی که نشت سیال در ابتدای خط لوله باشد، به‌دلیل اینکه فشار سیال در این نقطه بیشتر از فشار سیال در کیلومتر ۲۵- است، در صورت رخداد نشتی یک‌سانتری، میزان نشت نفت حدود ۲۰۰ بشکه بیشتر از رخداد نشت نفت از کیلومتر ۲۵- خواهد بود.



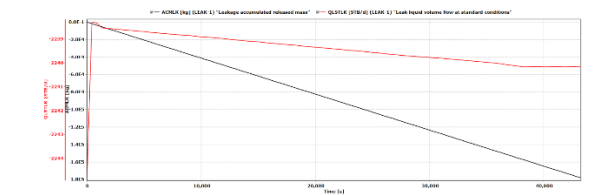
شکل ۱۰ روند افت فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشتی ۱۰ میلی‌متر در موقعیت کیلومتر-۱

Figure 10 Pressure-drop trend at the pipeline inlet in the case of a 10-mm leak occurring at position kilometer -1



شکل ۱۱ روند افت فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشتی ۱۰ میلی‌متر در موقعیت کیلومتر-۲۵

Figure 11 Pressure-drop trend at the pipeline inlet in the case of a 10-mm leak occurring at position kilometer -25



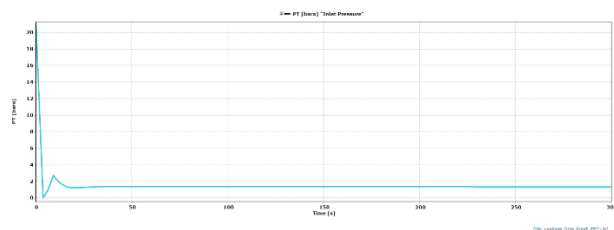
شکل ۱۲ دبی نفت نشت یافته منحنی قرمز رنگ (بشکه در روز) و میزان جرم تجمعی نفت نشت یافته منحنی مشکی رنگ (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی کوچک از کیلومتر ۱-

Figure 12 Leaked oil flow rate (red curve, bbl/day) and cumulative leaked oil mass (black curve, kg) in the scenario of a small leak occurring at kilometer -1

۲-۷-۳ شکسته شدن خط

باتوجه به توضیحات بخش-۶، نشتی نوع سوم یا نشتی بزرگ شامل شکستگی کامل خط لوله خواهد بود. در این حالت اندازه نشتی مدل معادل اندازه خط، ۱۶ اینچ لحاظ شده است. در این بخش نیز به مانند دو سناریوی پیشین، موقعیت‌های کیلومتر-۱ و کیلومتر-۲۵ به عنوان نقاط مطالعه موردی که امکان رخداد نشتی در آن‌ها وجود دارد بررسی شده‌اند. نرخ افت فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز شکستگی کامل خط لوله به عنوان نقطه تنظیم سامانه‌های نشتیاب RTTM، در اشکال ۱۸ و ۱۹ بررسی و نشان داده شده‌اند.

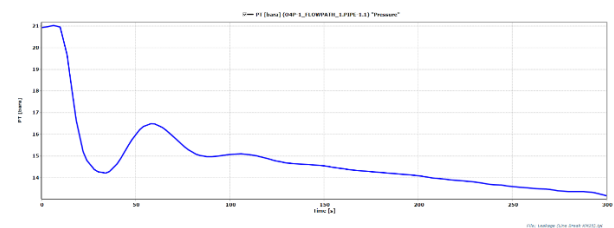
بر اساس شکل ۱۸ در صورت شکستگی کامل خط لوله Line rupture در کیلومتر-۱، فشار ابتدای خط طی همان چند ثانیه ابتدای رخداد نشتی به میزان چشمگیری کاهش خواهد یافت. این بدان معناست که فشار خط لوله طی ۴ ثانیه در این سناریو به فشار ۰/۱ بار مطلق تقلیل می‌یابد. میزان افت فشار به حدی است که در صورت مجهز بودن خط به سامانه‌های نشتیاب، شیرهای قطع و وصل جریان عمل کرده و مانع از نشت‌ریزی مداوم در محل شکستگی خط می‌شوند.



شکل ۱۸ روند تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت شکسته شدن خط لوله در موقعیت کیلومتر-۱

Figure 18 Trend of inlet pressure in the case of pipeline rupture at position kilometer -1

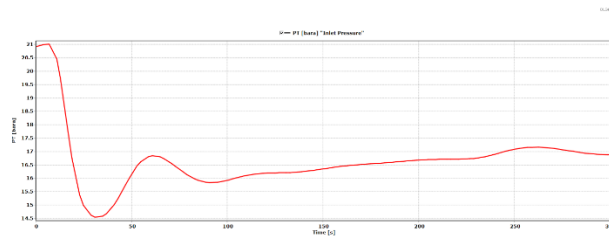
در شکل ۱۹ تغییرات فشار ابتدای خط لوله در سناریوی رخداد نشتی بزرگ از کیلومتر-۲۵ خط لوله نشان داده شده است. با توجه داده‌های نشان داده شده در شکل مذکور، طی مدت تنها ۳۰ ثانیه فشار ابتدای خط لوله از ۲۱ بار تقلیل می‌یابد.



شکل ۱۹ تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت شکسته شدن خط لوله در موقعیت کیلومتر-۲۵

Figure 19 Trend of inlet pressure in the case of pipeline rupture at position kilometer -25

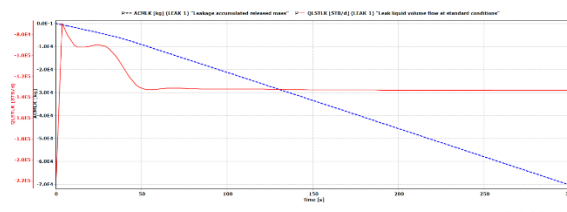
در صورت کارایی سامانه نشتیاب RTTM، می‌توان انتظار داشت که کمتر از یک دقیقه جریان در دو طرف نقطه نشتی توسط LBV‌های دو طرف قطع شوند؛ بنابراین میزان جرم نفت نشت‌یافته طی یک دقیقه باتوجه به اشکال ۲۰ و ۲۱ در صورت وقوع نشت از کیلومتر-۱ و کیلومتر-۲۵ به ترتیب ۱۵ و ۶۷ هزار کیلوگرم نفت خواهد بود.



شکل ۱۵ تغییرات فشار ابتدای خط لوله در صورت بروز نشتی به قطر ۱۰ cm در موقعیت کیلومتر-۲۵

Figure 15 Trend of inlet pressure in the case of a 10-cm leak occurring at position kilometer -25

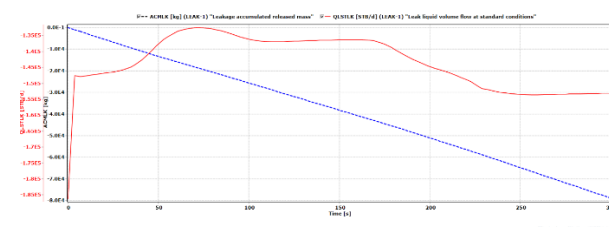
در صورت قراردادن سامانه RTTM، عملاً می‌توان نشتی را در مدت زمان نسبتاً کوتاهی (حدود یک دقیقه) شناسایی کرد. پس از شناسایی نشتی، عملاً شیرهای LBV بسته شده و از نشت‌ریزی بیشتر ممانعت به عمل خواهد آمد. باتوجه به شکل ۱۶ در سناریوی نشتی کیلومتر-۱، طی یک دقیقه قبل از شناسایی نشتی ۱۰ سانتی‌متری، مقدار بسیار زیادی نفت، حدود ۱۲ هزار کیلوگرم، از خط لوله ۱۶ اینچ به بیرون نشت خواهد یافت. باتوجه به شکل ۱۷ در سناریوی نشتی کیلومتر-۲۵، طی یک دقیقه قبل از شناسایی نشتی ۱۰ سانتی‌متری، جرم حدود ۱۶ هزار کیلوگرم نفت، از خط لوله ۱۶ اینچ به بیرون نشت خواهد یافت.



شکل ۱۶ دبی نفت نشت‌یافته منحنی قرمز رنگ (بشکه در روز) و جرم تجمعی نفت نشت‌یافته منحنی آبی رنگ (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی متوسط از کیلومتر -۱

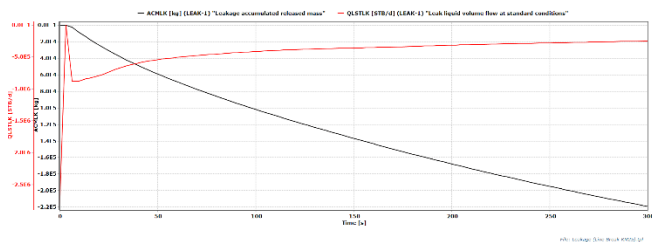
Figure 16 Leaked oil flow rate (red curve, bbl/day) and cumulative leaked oil mass (blue curve, kg) in the scenario of a medium leak occurring at kilometer -1

حجم بالای نفت نشت‌یافته به بیرون طی تنها یک دقیقه در صورت بروز نشتی ۱۰ سانتی‌متری و تبعات بالای اقتصادی و مهم‌تر از آن زیست‌محیطی، اهمیت سامانه‌های RTTM را بیش از پیش آشکار می‌سازد که می‌بایست در مدت زمان کوتاهی به نحو مطلوب، جریان را در اولین LBV‌های قبل و بعد محل نشتی مسدود کنند.



شکل ۱۷ دبی نفت نشت‌یافته منحنی قرمز رنگ (بشکه در روز) و جرم تجمعی نفت نشت‌یافته منحنی آبی رنگ (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی متوسط از کیلومتر -۲۵

Figure 17 Leaked oil flow rate (red curve, bbl/day) and cumulative leaked oil mass (blue curve, kg) in the scenario of a medium leak occurring at kilometer -25



شکل ۲۳ دبی نفت نشت یافته منحنی قرمز رنگ (بشکه در روز) و جرم تجمعی نفت نشت یافته منحنی مشکی رنگ (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی بزرگ از کیلومتر -۲۵ در حالت بسته شدن LBV ها

Figure 23 Leaked oil flow rate (red curve, bbl/day) and cumulative leaked oil mass (black curve, kg) in the scenario of a large leak occurring at kilometer -25 in case of LBV closure

۴ نتیجه گیری

بر اساس نتایج حاصل از شبیه سازی پایا، افت فشار ۳۳ کیلومتر خط لوله ۱۶ اینچ جهت انتقال نفت به میزان ۷۵۰۰۰ بشکه در روز از میدان منصوری به بوستر اهواز، حدود ۱۰ بار خواهد بود که میزان این افت فشار تطابق مناسبی با داده های به دست آمده از شرایط واقعی عملیاتی دارد. پس از اعتبار سنجی مدل با داده های عملیاتی مدل سازی نشتی در سه حالت نشتی با ابعاد مختلف بررسی شد. نتایج مربوط به نرخ افت فشار هر یک از سناریوهای نشتی به عنوان نقطه تنظیم سامانه نشت یاب RTTM به طور خلاصه در زیر ذکر شده است.

الف) نشتی با اندازه کوچک ۱ cm

- نشت از کیلومتر -۱ و ۲۵: میزان افت فشار ۰/۰۵ بار طی ۴۰۰ ثانیه. (به دلیل نرخ بسیار پایین افت فشار امکان تشخیص نشتی های کوچک با این اندازه امکان پذیر نیست.)

ب) نشتی با اندازه متوسط ۱۰ cm

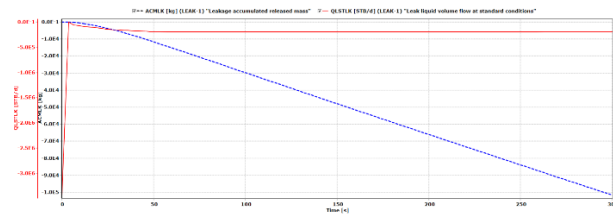
- نشت از کیلومتر -۱: میزان افت فشار ۱۳ بار طی ۴۵ ثانیه. نرخ افت فشار ۱۷ بار بر دقیقه.
- نشت از کیلومتر -۲۵: میزان افت فشار ۴ بار طی ۶۵ ثانیه. نرخ افت فشار ۳/۷ بار بر دقیقه.

ج) نشتی با اندازه بزرگ ۱۶ اینچ

- نشت از کیلومتر -۱: میزان افت فشار ۱۳ بار طی ۴۵ ثانیه. نرخ افت فشار ۳۱۵ بار بر دقیقه.
- نشت از کیلومتر -۲۵: میزان افت فشار ۷ بار طی ۳۰ ثانیه. نرخ افت فشار ۱۴ بار بر دقیقه.

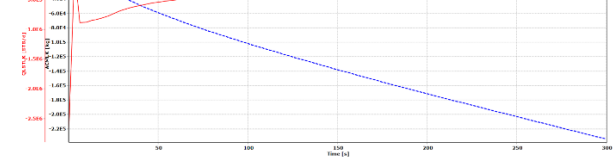
مقادیر مذکور می توانند به عنوان نقاط تنظیم و یا Set Point سامانه RTTM لحاظ شوند که بر اساس مطالعات دینامیکی نشتی به کمک نرم افزار OLGA محاسبه شده اند.

باتوجه به حجم نفت نشت یافته در هر سناریوی مورد بررسی و با لحاظ کردن موقعیت جغرافیایی و تراکم جمعیتی مناطق مجاور مسیر خط لوله، می توان در مطالعات آتی، ریسک های زیست محیطی، اقتصادی و انسانی ناشی از نشت نفت را به طور جامع ارزیابی کرد. در صورت شناسایی ریسک هایی با شدت فراتر از سطوح قابل قبول، می بایست راهکارها و اقدامات اصلاحی مؤثر جهت کاهش این ریسک ها پیشنهاد و اجرا شود [۷].



شکل ۲۰ دبی نفت نشت یافته منحنی قرمز رنگ (بشکه در روز) و جرم تجمعی نفت نشت یافته منحنی آبی رنگ (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی بزرگ از کیلومتر -۱

Figure 20 Leaked oil flow rate (red curve, bbl/day) and cumulative leaked oil mass (blue curve, kg) in the scenario of a large leak occurring at kilometer -1

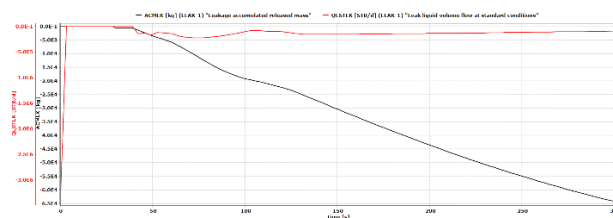


شکل ۲۱ دبی نفت نشت یافته منحنی قرمز رنگ (بشکه در روز) و جرم تجمعی نفت نشت یافته منحنی آبی رنگ (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی بزرگ از کیلومتر -۲۵

Figure 21 Leaked oil flow rate (red curve, bbl/day) and cumulative leaked oil mass (blue curve, kg) in the scenario of a large leak occurring at kilometer -25

در صورتی که در سناریوی Line rupture شیرهای LBV قبل و بعد محل نشتی طی ۱۶ ثانیه بسته شوند (مدت زمان بسته شدن ۱ ثانیه به ازای هر اینچ خط لوله در نظر گرفته شده است) در آن صورت میزان سیال نشت یافته و دبی نشتی در هر یک از نشتی های محل کیلومتر -۱ و ۲۵ مشابه اشکال ۲۲ و ۲۳ خواهند شد.

باتوجه به شکل ۲۲ در صورت بسته شدن LBV های دو طرف نشتی حادث شده در کیلومتر -۱، میزان سیال نشت یافته طی مدت زمان یک دقیقه حدود ۵ هزار کیلوگرم سیال خواهد بود که در مقایسه با شکل ۲۰ که شیرهای LBV بسته نمی شوند نشت نفت به میزان ۷۰ درصد تقلیل یافته است. در شکل ۲۳ در مقایسه با شکل ۲۱ چنین کاهشی در یک دقیقه ابتدایی مشاهده نمی شود. علت این موضوع آن است که در سناریوی نشتی در کیلومتر -۲۵ شیر LBV حدود ۱۰ کیلومتر با محل نشتی فاصله داشته و اثر آن در طول یک دقیقه ملموس نخواهد بود. در حالی که در سناریوی نشتی در کیلومتر -۱، شیر LBV، ۵۰۰ متر با محل نشتی فاصله دارد و اثر بسته شدن آن بلافاصله مشهود خواهد بود.



شکل ۲۲ دبی نفت نشت یافته منحنی قرمز رنگ (بشکه در روز) و جرم تجمعی نفت نشت یافته منحنی مشکی رنگ (کیلوگرم) در سناریوی بروز نشتی بزرگ از کیلومتر -۱ در حالت بسته شدن LBV ها

Figure 22 Leaked oil flow rate (red curve, bbl/day) and cumulative leaked oil mass (black curve, kg) in the scenario of a large leak occurring at kilometer -1 in case of LBV closure

مراجع

1. O'Connor, P., & Estefen, S.F. Environmental impacts of pipeline ruptures. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 33, 38-45, 2015.
2. Muhlbauer WK. Pipeline risk management manual: ideas, techniques, and resources. *Gulf Professional Publishing*, 2004.
3. Hernández-Báez, Á.; Torres, E.S.; Amaya-Gómez, R.; Pradilla, D. Oil Onshore Pipeline Quantitative Risk Assessment under Fire and Explosion Scenarios. *Processes*, 11, 557, 2023.
4. Rahman, M. M., Khan, F., & Veitch, B. Leakage detection, location and quantification techniques for pipelines: A review. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 48, 189-204, 2017.
5. Gorji, M., Bagherzadeh, A., & Mohammadi, A. H. Leak detection and quantification in oil pipelines using transient pressure analysis. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 63, 104032, 2020.
6. Reddy, H. Prashanth, et al. Leak detection in gas pipeline networks using an efficient state estimator. Part-I: Theory and simulations. *Computers & chemical engineering* 35.4: 651-661, 2011.
7. Reddy, H. Prashanth, et al. Leak detection in gas pipeline networks using an efficient state estimator. Part II. Experimental and field evaluation. *Computers & chemical engineering* 35.4: 662-670, 2011.