Tarbiat Modares University

Journal of
Applied Research in Chemical-Polymer Engineering

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

Research Paper

Multi-level Leakage Modeling in Horizontal and Inclined Pipelines Using Real-Time Sensor Data Analysis

Iman Khonsha *, Bahareh Kamyabmoghadas

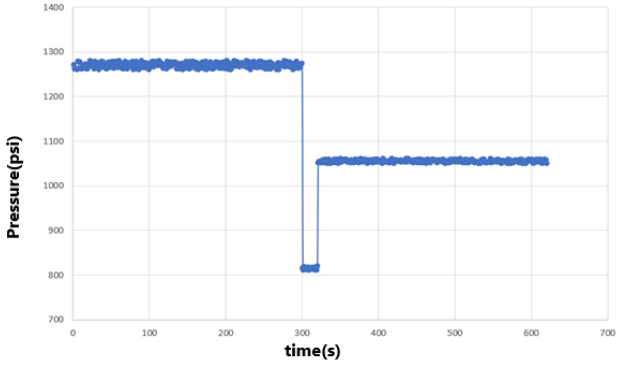
Department of Chemical Engineering, Shi.C., Islamic Azad University, Shiraz, Iran

ARTICLE INFO

Received 2025-08-05
Revised 2025-12-03
Accepted 2025-12-07
Available online 2026-02-16
ISSN: 2588-5316
Online ISSN: 2588-5324

Keywords:
Modeling
Leak
Oil
Inclined and Horizontal Pipeline
Real-Time Sensor

GRAPHICAL ABSTRACT



ABSTRACT

Research subject: Multi-level leakage modeling in horizontal and inclined pipelines using real-time sensor data analysis

Research approach: The environmental severity of oil pipeline leakage depends on the leak volume, which is directly related to the time required for leak detection and containment. The use of real-time sensors installed at multiple locations along the pipeline facilitates effective leak detection through continuous data collection. Leak detection simulation for repair planning is a critical factor in pipeline design, implementation, and evaluation. This study proposes a framework for generating pipeline datasets using PipeSim software and Python's random function. A horizontal–inclined pipeline configuration was initially analyzed, and pressure profiles under leak and non-leak conditions were evaluated. Subsequently, leak analysis was conducted on an inclined pipeline with a slope angle of 20 degrees. Because leakage alters the pressure profile, pressure variations were used as inputs to a machine learning algorithm, and the pressure distribution along the pipeline was simulated accordingly.

Main results: Before leakage, the local pressure drop at the leak point was 1270 psi in the horizontal–inclined pipeline and 792 psi in the inclined pipeline. After leakage, the minimum pressure dropped to 800 psi in the horizontal–inclined pipeline and 500 psi in the inclined pipeline. These results indicate a greater pressure drop reduction at the leak point in the horizontal–inclined pipeline (470 psi) compared to the inclined pipeline. This behavior is attributed to the higher flow velocity induced by gravity in the inclined pipeline, which mitigates severe pressure drops at the leak location. Consequently, leak severity decreases under conditions of high flow velocity and lower pressure reduction.

* Corresponding author: Iman.khonsha@iau.ac.ir – ORCID: 0000-0002-1752-0104

Copyright@ 2025, The Authors. This open-access article is published under the terms of the Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License which permits Share (copy and redistribute the material in any medium or format) and Adapt (remix, transform, and build upon the material) under the Attribution-NonCommercial terms.

نشریه پژوهش‌های کاربردی مهندسی شیمی–پلیمر

آدرس صفحه: www.arcpe.modares.ac.ir

مقاله تحقیقاتی

مدل‌سازی نشت چندسطحی در خطوط لوله افقی و شیب‌دار با بهره‌گیری از تجزیه‌وتحلیل داده‌های حسگرهای زمان‌واقعی

ایمان خنشا [۱,*]، بهاره کامیاب مقدس [۱]

[۱] گروه مهندسی شیمی، واحد شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران

چکیده

موضوع تحقیق: مدل‌سازی نشت چندسطحی در خطوط لوله افقی و شیب‌دار با بهره‌گیری از تجزیه‌وتحلیل داده‌های حسگرهای زمان‌واقعی

روش تحقیق: شدت زیست‌محیطی نشت خط لوله نفت به حجم نشت بستگی دارد که مستقیماً با زمان مورد نیاز برای تشخیص و مهار نشت مرتبط است .استفاده از حسگرهای بلادرنگ نصب شده در چندین مکان در امتداد خط لوله، تشخیص مؤثر نشت را از طریق جمع‌آوری مداوم داده‌ها تسهیل می‌کند .شبیه‌سازی تشخیص نشت برای برنامه‌ریزی تعمیر، یک عامل حیاتی در طراحی، پیاده‌سازی و ارزیابی خط لوله است .این مطالعه چارچوبی را برای تولید مجموعه داده‌های خط لوله با استفاده از نرم‌افزار PipeSim و تابع تصادفی پایتون پیشنهاد می‌دهد .در ابتدا پیکربندی خط لوله افقی-شیب‌دار مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت و پروفیل‌های فشار تحت شرایط نشتی و بدون نشتی ارزیابی شدند .متعاقباً، تجزیه و تحلیل نشت روی یک خط لوله شیب‌دار با زاویه شیب ۲۰ درجه انجام شد .از آنجا که نشتی، پروفیل فشار را تغییر می‌دهد، تغییرات فشار به عنوان ورودی به یک الگوریتم یادگیری ماشین استفاده شد و توزیع فشار در امتداد خط لوله بر این اساس شبیه‌سازی شد.

نتایج اصلی: قبل از نشتی، افت فشار موضعی در نقطه نشتی ۱۲۷۰ psi در خط لوله افقی-شیب‌دار و ۷۹۲ psi در خط لوله شیب‌دار بود .پس از نشتی، حداقل فشار در خط لوله افقی-شیب‌دار به ۸۰۰ psi و در خط لوله شیب‌دار به ۵۰۰psi کاهش یافت .این نتایج نشان‌دهنده کاهش بیشتر افت فشار در نقطه نشتی در خط لوله افقی-شیب‌دار (۴۷۰ psi) در مقایسه با خط لوله شیب‌دار است .این رفتار به سرعت جریان بالاتر ناشی از جاذبه در خط لوله شیب‌دار نسبت داده می‌شود که افت فشارهای شدید در محل نشتی را کاهش می‌دهد .در نتیجه، شدت نشتی در شرایط سرعت جریان بالا و کاهش فشار کمتر کاهش می‌یابد.

کلیدواژه‌ها

مدل‌سازی

نشتی

نفت

خط لوله مایل و افقی

حسگر زمان‌واقعی

اطلاعات مقاله

دریافت: ۱۴۰۴/۰۵/۱۴

بازنگری: ۱۴۰۴/۰۹/۱۲

پذیرش: ۱۴۰۴/۰۹/۱۶

دسترس آنلاین: ۱۴۰۴/۱۱/۲۷

ISSN: 2588-5316

Online ISSN: 2588-5324

* نویسنده مسئول: Iman.khonsha@iau.ac.ir – ORCID: 0000-0002-1752-0104

کپی‌رایت © ۲۰۲۵، نویسندگان . 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

خطوط لوله ایمن‌ترین و مقرون‌به‌صرفه‌ترین وسیله انتقال گاز طبیعی و نفت خام در سراسر جهان هستند، اما به‌دلیل عوامل مختلفی مانند خوردگی و تداخل شخص ثالث در برابر نشت آسیب‌پذیر هستند [۱]. تأثیر نشتی در خطوط لوله با افزایش اندازه نشتی افزایش می‌یابد، بنابراین نشت باید به‌سرعت تشخیص داده شود و محل نشتی و مقدار نفت خام آزادشده باید کنترل شود؛ بنابراین، سامانه‌های تشخیص نشت باید برای نظارت بر عملیات خط لوله و اقدامات پیشگیرانه برای به‌حداقل‌رساندن تأثیر نشت وجود داشته باشند. به‌عنوان‌مثال، برآورد تلفات تصادفی به‌ازای هر تن مایل فرآورده‌های نفتی حمل‌شده به‌ترتیب برای کامیون‌ها، کشتی‌ها و راه‌آهن ۴/۸۷ درصد و ۲/۷ درصد بیشتر از خطوط لوله است [۲]. بااین‌حال، ازآنجایی‌که حمل‌ونقل مواد خطرناک با استفاده از خطوط لوله به طول چندین مایل در سراسر جهان در طول دهه‌ها متداول‌تر شده است، احتمال وقوع حوادث جدی ناشی از شکست خط لوله افزایش یافته است [۳]. خرابی‌ها می‌توانند عمدی (مانند خرابکاری) یا غیرعمدی (مانند خرابی تجهیزات/مواد یا خوردگی) [۴،۵] باشند و می‌توانند منجر به خرابی خط لوله شوند، به‌ویژه اگر نشت‌ها به‌موقع شناسایی نشوند و در نتیجه آسیب‌های جبران‌ناپذیری از جمله خسارات اقتصادی و آلودگی شدید محیطی به وجود بیاید [۶،۷]. میانگین ضررهای اقتصادی ناشی از نشت خط لوله بسیار زیاد است [۸]. علل اصلی آسیب خط لوله، از جمله خوردگی، سهل‌انگاری انسان، نقص در هنگام نصب و ساخت، عیوب در فرایند ساخت و عوامل خارجی است [۹و۱۰]. روش‌های تشخیص نشت فعلی عبارت‌اند از: انتشار صوتی [۱۱و۱۲]، حسگرهای فیبر نوری [۱۳و۱۴]، رادار نفوذی زمین [۱۵و۱۶]، امواج فشار منفی [۱۷و۱۸]، و تجزیه‌وتحلیل نقطه فشار [۱۹ تا ۲۱] مدل‌سازی دینامیکی [۲۲و۲۳]، نمونه‌برداری بخار، گرمانگاری فروسرخ، پردازش علائم دیجیتال و متعادل‌سازی حجم جرم [۲۴و۲۵]. سامانه‌های تشخیص نشت خط لوله را می‌توان به‌طورکلی به‌عنوان سامانه‌های تشخیص نشت مبتنی بر سخت‌افزار یا مبتنی بر نرم‌افزار طبقه‌بندی کرد [۲۶]. طبقه‌بندی‌های مختلفی از روش‌های موجود وجود دارد که می‌توان آن‌ها را به‌طورکلی به روش‌های خارجی، داخلی/ الگوریتمی و نوری/مبتنی بر روبش تقسیم کرد [۲۷ و۲۸]. روش‌های تشخیص نشت داخلی/الگوریتمی بر اساس مدل‌ها و اصول الگوریتمی عمل می‌کنند که پارامترهای جریان را در زمان‌واقعی نظارت می‌کنند، درحالی‌که روش‌های تشخیص نشت خارجی بر اساس اصل غیرالگوریتمی تشخیص فیزیکی نشت نفت خام با استفاده از حسگرهای خارجی اختصاصی، عمل می‌کنند.[۲۹و۳۰]. روش‌های تشخیص ابزاری دقیق‌ترین سامانه‌های تشخیص نشت و محلی‌سازی را ارائه می‌کنند، اما استفاده از آن‌ها به‌دلیل هزینه بسیار بالای حسگرها و احتمال خرابکاری عمدی محدود شده است. از سوی دیگر، سامانه تشخیص نشت مبتنی بر نرم‌افزار به مجموعه‌داده‌های نشت و یادگیری ماشینی برای به‌دست‌آوردن سامانه تشخیص نشت قوی با عملکرد عالی متکی است، اما این رویکرد به دردسترس‌بودن مجموعه‌داده‌های نشت خط لوله برای آموزش الگوریتم‌های یادگیری ماشین متکی است. روش‌های مبتنی بر نرم‌افزار ثابت کرده‌اند که عملکرد عالی با دقت بالا ارائه می‌دهند. پیشرفت در فناوری محاسبات ابری از محبوبیت روزافزون این رویکرد حمایت کرده است [۳۱ و ۳۲]. شرایط نشتی مجازی در مدل خط لوله ایجاد می‌شود و اطلاعات مختلفی مانند تغییرات جریان، فشار و دما با استفاده از شبیه‌سازی‌های رایانه‌ای تحلیل می‌شوند. قابلیت‌های بلادرنگ این سامانه به‌دلیل ماهیت زمان‌بر شبکه‌های خط لوله محدود شده است. علاوه بر این، تفاوت بین داده‌های خط لوله واقعی و شبیه‌سازی‌شده منجر به برخی خطاها در نتایج واقعی می‌شود[۳۳]. این خطاها را می‌توان با استفاده از الگوریتم‌های یادگیری ماشینی کاهش داد که می‌توانند الگوهای جریان خط لوله خاصی را با استفاده از داده‌های مصنوعی یاد بگیرند و نشت‌ها را بدون نیاز به برنامه‌ریزی صریح پیش‌بینی کنند. الگوریتم‌های یادگیری ماشینی توانایی تشخیص سریع نشت خطوط لوله را در حین استفاده از داده‌های واقعی خط لوله دارند [۳۴]. هدف از این تحقیق توسعه‌ی سامانه تشخیص نشت کم‌هزینه برای تشخیص نشتی‌های کم‌فشار/حجم پایین خط لوله است که در دورتر از حسگرهای ورودی قرار دارند. در این تحقیق مدل خط لوله افقی و سپس مدل خط لوله مایل و مشخصات فشار خط لوله در دو حالت را ایجاد می‌کنیم و در ادامه مجموعه‌داده‌های خط لوله سری زمانی را با استفاده از پایپ‌سیم و پایتون برای سناریوهای نشت/بدون نشت ایجاد می‌کنیم. همچنین معماری تشخیص نشت را برای تشخیص نشت‌های خط لوله فشار پایین ایجاد کرده و سپس الگوریتم تشخیص نشت را با استفاده از معماری نشت‌یابی توسعه‌یافته توسعه می‌دهیم.

یکی از چالش‌های اصلی در تشخیص نشتی خطوط لوله، شرایطی است که نشتی در بخش‌های دور از حسگرهای فشار و در محدوده‌های کم‌فشار رخ می‌دهد. در این حالت، تغییرات فشار ناشی از نشتی بسیار کوچک بوده و به‌راحتی در نویز طبیعی داده‌های حسگر پنهان می‌شود. ویژگی فنی این سامانه آن است که اختلاف فشار بین ورودی و خروجی خط لوله محدود است و حسگرهای نصب‌شده در فواصل دور، افت فشار ناشی از نشتی را با تأخیر و شدت کمتر ثبت می‌کنند. اهمیت این مسئله در آن است که بسیاری از خطوط انتقال نفت و گاز در مناطق طولانی و دورافتاده قرار دارند و نصب حسگر در تمام نقاط امکان‌پذیر نیست؛ بنابراین توسعه مدلی که بتواند نشتی‌های کم‌فشار و دور از حسگر را تشخیص دهد، برای کاهش خطرات زیست‌محیطی و اقتصادی ضروری است. در این پژوهش اصطلاح «نشت چندسطحی» به شرایطی اطلاق می‌شود که شدت و موقعیت نشتی در چند سطح مختلف مورد بررسی قرار گیرد. سطوح مختلف شامل: (۱) تفاوت هندسه خط لوله (افقی در مقابل مایل)، (۲) تفاوت شدت نشتی (افت فشار زیاد در مقابل افت فشار کم)، و (۳) تفاوت موقعیت مکانی نشتی (نقطه اتصال، بخش افقی، بخش شیب‌دار) است؛ بنابراین منظور از نشت چندسطحی، بررسی هم‌زمان چند بعد از پدیده نشتی است تا بتوان رفتار سامانه را در شرایط متنوع شبیه‌سازی و تحلیل کرد. هدف اصلی این پژوهش توسعه چارچوب مدل‌سازی برای تشخیص و تحلیل شدت نشتی در خطوط لوله نفتی است. در این مطالعه سه محور دنبال می‌شود: (۱) تشخیص وقوع نشتی با استفاده از داده‌های فشار ثبت‌شده توسط حسگرهای زمان‌واقعی، (۲) تخمین شدت نشتی از طریق تحلیل تغییرات پروفیل فشار در طول خط لوله، و (۳) مقایسه رفتار هیدرولیکی و افت فشار در دو هندسه متفاوت شامل خط لوله افقی و خط لوله مایل با زاویه ۲۰ درجه.

۲ بخش نظری

۲-۱ مدل‌سازی خط لوله

پارامترهای عملیاتی خط لوله مانند جریان، فشار و دما در زمان‌واقعی توسط سامانه‌های کنترل نظارت و جمع‌آوری داده ثبت می‌شوند و تغییرات مشخصه در این پارامترها برای شناسایی و تعیین کمیت نشت‌ها در خط لوله استفاده می‌شود. اختلافات قابل‌توجه بین مقادیر اندازه‌گیری شده و محاسبه‌شده زمانی که از آستانه خاص فراتر می‌روند به‌عنوان نشتی علامت‌گذاری می‌شوند. مدل جریان گذرا خط لوله مبنایی را برای مدل‌سازی و شبیه‌سازی خط لوله فراهم می‌کند. معادلات اصلی حاکم بر مدل شامل معادلات پیوستگی، بقای مومنتوم، بقای انرژی است[۳۵].

معادله پیوستگی بیان‌شده در معادله ۱ بر اساس اصل بقای جرم است. این امر مستلزم آن است که اختلاف بین جرم جریان به داخل و خارج از هر بخش از خط لوله برابر با نرخ تغییر جرم در داخل بخش باشد.

$$\frac{d(\rho)}{dt} + \rho\frac{\delta(V)}{\delta s} = 0 \quad (۱)$$

معادله بقای مومنتوم در رابطه ۲ نشان داده شده است.

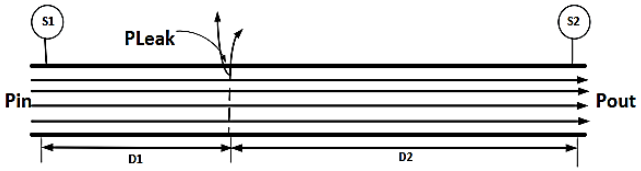
$$\frac{d(V)}{dt} + \frac{1}{\rho}\left(\frac{\delta P}{\delta s}\right) + fs = 0 \quad (۲)$$

معادله بقای انرژی در معادله ۳ نشان داده شده است.

$$\frac{dh}{dt} - \frac{1}{\rho}\left(\frac{dp}{dt}\right) - I_L = 0 \quad (۳)$$

در معادلات فوق ρ بیانگر چگالی، t بیانگر زمان، V بیانگر سرعت جریان و s بیانگر مختصات محل خط لوله، P یا p بیانگر فشار، fs بیانگر اصطکاک خط لوله، h بیانگر نرخ گرما، I_L بیانگر تابع تلفات خاص L است.

در این تحقیق نشتی با افزودن لوله انشعاب با قطر معین به خط لوله اصلی شبیه‌سازی می‌شود. این لوله انشعاب در هر نقطه از خط لوله اصلی قابل‌نصب است و میزان نشتی متغیر است. نرخ نشتی متغیر امکان تجزیه‌وتحلیل انواع مختلف نشت در خط لوله اصلی را فراهم می‌کند. طرحواره‌ی مدل لوله در شکل (۱) نشان داده شده است. در این شکل، D1 فاصله بین نقطه نشتی و حسگر فشار بالادست و D2 فاصله بین نقطه نشتی و حسگر فشار پایین‌دست است؛ درحالی‌که S1 و S2 به‌ترتیب حسگرهای ورودی و خروجی هستند. جریان سیال با جهت فلش‌هایی که از P_{in} به P_{out} هستند نشان داده می‌شود.



شکل ۱ خط لوله با نشتی در فاصله D1 از بخش ورودی [۳۶]

Figure 1 Pipeline with a leak at a distance of D1 from the inlet section

نشتی خط لوله را می‌توان با افت ناگهانی فشار در نقطه نشتی مشخص کرد که پس از آن فشار به مقداری کمتر از مقدار اولیه قبل از نشت افزایش می‌یابد. نقطه نشتی توسط نقطه بالادست که قسمت خط لوله بین ورودی و نقطه نشتی است محدود می‌شود؛ درحالی‌که قسمت پایین‌دست، خط لوله بین نقطه نشتی و خروجی خط لوله است. این مدل خط لوله می‌تواند داده‌های کافی برای شرایط مختلف نشت تولید کند و از داده‌ها برای آموزش مدل تشخیص نشت استفاده می‌شود.

برای سیال تراکم‌پذیر با اعمال قانون بقای جرم خواهیم داشت:

نرخ جریان جرمی به سامانه برابر نرخ جریان جرمی خارج از سامانه است که این موضوع به رابطه ۴ بیان می‌شود.

$$\rho_{in}A_{in}V_{in} = \rho_{out}A_{out}V_{out} \quad (۴)$$

که در این رابطه A برابر سطح مقطع لوله،V برابر سرعت سیال و ρ برابر چگالی سیال است.

معادله شماره ۴ (اصل بقای جرم در حالت پایدار) به‌عنوان مبنای اولیه معرفی شده است تا مفهوم کلی جریان جرمی در سامانه روشن شود. بااین‌حال، در این پژوهش شرایط ناپایدار در نظر گرفته شده است و بنابراین معادلات پیوستگی، مومنتوم و انرژی به‌صورت وابسته به زمان حل شده‌اند. در شرایط ناپایدار، نرخ تغییر جرم در داخل بخش لوله نیز لحاظ می‌شود و معادله پیوستگی به شکل وابسته به زمان (dρ/dt) مورداستفاده قرار گرفته است؛ بنابراین معادله ۴ صرفاً برای معرفی اصل کلی بقای جرم آورده شده و تحلیل اصلی بر اساس مدل گذرا انجام شده است.

فشار در ورودی و خروجی خط لوله با استفاده از معادله ۵ نشان داده شده است.

$$Pin = Pout + Pleak + Ploss \quad (۵)$$

در معادله ۵، افت فشار کل (ΔP) در طول خط لوله به سه بخش تقسیم می‌شود:

افت فشار ناشی از نشتی (P_{leak})، افت فشار ناشی از اصطکاک جریان سیال با دیواره لوله ($P_{friction}$)، افت فشار ناشی از تجمع موم در دیواره لوله (P_{wax}). در این پژوهش، برای ساده‌سازی مدل و تمرکز بر اثر نشتی، مقدار P_{wax} برابر صفر در نظر گرفته شد؛ زیرا فرض بر این است که خط لوله جدید بوده و رسوب موم در آن شکل نگرفته است. همچنین افت فشار اصطکاکی ($P_{friction}$) در محاسبات پایپ‌سیم لحاظ شده و در نتایج فشار خروجی منعکس شده است.

فشار در انتهای بالادست p یا P است و در انتهای پایین‌دست فشار به اندازه Δp کاهش یافته است. این مقدار برابر p-Δp می‌شود. نیروی محرکه ناشی از فشار برابر حاصل‌ضرب فشار در سطح مقطع لوله را می‌توان به‌صورت رابطه (۶) بیان کرد.

$$pA - (p - \Delta p)A = \Delta pA = \Delta p\frac{\pi d^2}{4} \quad (۶)$$

ماهیت جریان سیال در خط لوله با عدد بی‌بُعد رینولدز مطابق رابطه (۷) نشان داده می‌شود[۳۶ تا ۳۸]:

$$R_e = \frac{\rho VD}{\mu} \quad (۷)$$

که μ برابر گرانروی سیال است.

نوع جریان بر اساس مقدار Re است. اگر Re<2000 جریان را آرام و اگر Re>4000 باشد، جریان را آشفته و اگر 4000 >Re> 2000 باشد، جریان را انتقالی می‌نامند. این پارامتر در مدل‌سازی خط لوله نفت مورداستفاده قرار

خواهد گرفت.

در حالت بدون نشتی و همراه با نشتی در خط لوله به‌ترتیب روابط ۸ و ۹ می‌توان یک چندجمله‌ای تنظیم کرد که در ادامه بتوان از این چندجمله‌ای برای به‌دست‌آوردن فشار(بر حسب psi) در طول خط لوله(برحسب کیلومتر) استفاده کرد. در این روابط x فاصله از ابتدای خط لوله افقی و y فشار است.

$$y = 4 \times 10^{-20}x^5 - 4 \times 10^{-15}x^4 + 1 \times 10^{-10}x^3 - 1 \times 10^{-6}x^2 - 0.0043x + 1516.6 \quad (۸)$$

$$y = -2 \times 10^{-24}x^6 - 3 \times 10^{-19}x^5 - 2 \times 10^{-14}x^4 + 5 \times 10^{-10}x^3 - 6 \times 10^{-6}x^2 + 0.0167x + 1497 \quad (۹)$$

۲-۲ هندسه و شرایط مرزی

بررسی داده‌های خط لوله نشان می‌دهد که از بین تمام پارامترها، فشار بهترین نمایش‌دهنده وضعیت جریان خط لوله است؛ بنابراین، داده‌های فشار خط لوله نه‌تنها برای تشخیص شرایط عملیاتی خط لوله، بلکه برای تشخیص نشتی جریان خط لوله نیز قابل‌استفاده است. در این تحقیق در خط لوله دو حالت لوله افقی و لوله مایل تغییرات افت فشار ناشی از نشتی بررسی شده که در زیر هندسه و شرایط مرزی برای هر دو حالت بیان شده است.

۲-۲-۱ خط لوله افقی-مایل

- تعیین مشخصات ورودی خط لوله: فشار ورودی ۱۵۰۰ psi در نظر گرفته می‌شود که در جدول ۱ بیان شده است. همچنین دمای محیط ۹۰ درجه فارنهایت است. این منبع، مقدار ۵۰۰۰ بشکه در روز جریان را به‌صورت پایدار به خط لوله تزریق می‌کند. سیال ورودی به خط لوله نفت زنده بوده که آب همراه نفت نیز ۲۰ درصد است.

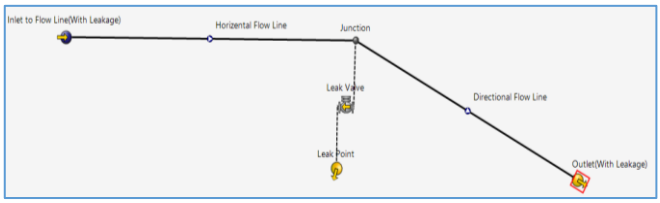
- تعیین مشخصات خروجی خط لوله: فشار در خروجی خط لوله، فشار واحد بهره‌برداری فرض شده که مقدار آن را ۳۰۰ psi در نظر می‌گیریم که در جدول ۱ بیان شده است. همچنین ازآنجایی‌که در طول مسیر خط لوله ممکن است نشتی وجود داشته باشد، نرخ جریان باتوجه‌به میزان نشتی تغییر خواهد کرد؛ بنابراین نرخ جریان در خروجی مشخص نمی‌شود.

- تعیین مشخصات خط لوله بدون نشتی: در این مطالعه یک خط لوله به طول ۵۰ کیلومتر در نظر گرفته شده است. این خط لوله از دو بخش تشکیل شده است: بخش اول خط لوله افقی به طول ۳۰ کیلومتر است. بخش دوم یک خط لوله تقریباً مایل بوده که ابتدا و انتهای آن حدود ۱ کیلومتر اختلاف ارتفاع دارند. در این حالت بر اساس محاسبات مثلثات، زاویه خط لوله مایل شده با افق تقریباً برابر ۳ درجه است؛ بنابراین با این تغییرات جزئی در زاویه لوله با افق، کل لوله را افقی در نظر می‌گیریم.

- تعیین مشخصات خط لوله دارای نشتی: در این مطالعه خط لوله به طول ۵۰ کیلومتر در نظر گرفته شده است. این خط لوله از سه بخش تشکیل شده است: بخش اول خط لوله افقی به طول ۳۰ کیلومتر است. بخش دوم محل نشتی خط لوله در فاصله ۳۰ کیلومتری از ورودی است که در جدول ۲ بیان شده است. بخش سوم یک خط لوله با همان زاویه به طول ۲۰ کیلومتر است. هندسه کل لوله و محل نشتی در شکل (۳) نشان داده شده است.

مدل هندسی خط لوله در نرم‌افزار پایپ‌سیم با طول کل ۵۰ کیلومتر تعریف شد. قطر داخلی لوله برابر ۱۶ اینچ و زبری مطلق سطح داخلی لوله برابر ۰/۰۰۰۶ متر در نظر گرفته شد. شرایط مرزی شامل فشار ورودی ۱۵۰۰ psi و فشار خروجی ۳۰۰ psi بوده و دمای محیط ۹۰ درجه فارنهایت لحاظ شد. مشخصات سیال نفتی نیز به‌طور کامل وارد نرم‌افزار شد. نفت زنده با چگالی ۰/۸۲ g/cm³ و گرانروی ۲/۵ cP در شرایط استاندارد مدل‌سازی شد. نسبت گاز به نفت برابر ۶۵۰ scf/bbl در نظر گرفته شد که نشان‌دهنده حضور گاز در نقطه اتصال خط لوله افقی و شیب‌دار شبیه‌سازی می‌شود که در جدول ۲ بیان شده است. بخش سوم خط لوله مایل بوده که ابتدا و انتهای آن حدود ۱ کیلومتر اختلاف ارتفاع دارند. هندسه خط لوله و محل نشتی در شکل (۲) نشان داده شده است.

- تعیین شیر نشتی: برای شبیه‌سازی نشت در خط لوله از شیر بررسی (Check Valve) استفاده می‌شود. این نوع شیر، در مسیر جریان قرار می‌گیرد و می‌تواند اجازه عبور جریان در جهت خاص را بدهد یا اینکه مانعی بر سر جریان نباشد و بخشی از جریان را از خود عبور دهد؛ بنابراین این شیر جریان را یک‌طرفه نمی‌کند، بلکه قسمتی از جریان (جریان نشتی) را از خود عبور می‌دهد.



شکل ۲ طرحواره هندسه سامانه در خط لوله افقی

Figure 2 Schematic of the system geometry in a horizontal pipeline

۲-۲-۲ خط لوله مایل(شیب دار)

در این بخش یک خط لوله مایل در نظر گرفته و نتایج در حالت نشتی و بدون نشتی در این خط لوله را بررسی می‌کنیم. روابط دوفازی و شرایط مرزی ورودی و خروجی استفاده‌شده در این بخش همانند خط لوله افقی بوده و تغییر نمی‌کنند که در جدول ۲ بیان شده است. زاویه خط لوله در نظر گرفته شده با افق برابر ۲۰ درجه است.

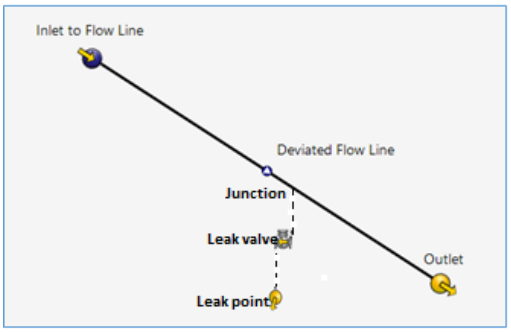
- تعیین مشخصات خط لوله بدون نشتی: در این مطالعه خط لوله مایل با زاویه ۲۰ درجه با افق به طول ۵۰ کیلومتر در نظر گرفته شده است.

- تعیین مشخصات خط لوله دارای نشتی: در این مطالعه خط لوله مایل با زاویه ۲۰ درجه با افق به طول ۵۰ کیلومتر در نظر گرفته شده است. این خط لوله از سه بخش تشکیل شده است: بخش اول خط لوله با زاویه ۲۰ درجه از افق به طول ۳۰ کیلومتر است. بخش دوم محل نشتی خط لوله در فاصله ۳۰ کیلومتری از ورودی است که در جدول ۲ بیان شده است. بخش سوم یک خط لوله با همان زاویه به طول ۲۰ کیلومتر است. هندسه کل لوله و محل نشتی در شکل (۳) نشان داده شده است.

محلول در نفت خام است. درصد آب همراه نفت نیز ۲۰ درصد لحاظ شد. این پارامترها به پایپ‌سیم وارد شدند تا شرایط واقعی‌تر جریان در خط لوله شبیه‌سازی شود.

در این پژوهش برای تولید داده‌های شبیه‌سازی از نرم‌افزار پایپ‌سیم استفاده شد. پایپ‌سیم با درنظرگرفتن مشخصات هندسی خط لوله (طول، قطر، زبری) و خواص سیال (چگالی، گرانروی، نسبت گاز به نفت) پروفیل فشار و جریان را در شرایط مختلف محاسبه می‌کند. به‌منظور ایجاد مجموعه‌داده‌های متنوع برای آموزش الگوریتم‌های یادگیری ماشین، از تابع رندوم در محیط پایتون استفاده شد. این تابع داده‌های شبیه‌سازی‌شده را با نوسانات کوچک (±۱۰ psi) حول مقدار واقعی نویزدار می‌کند تا شرایط واقعی حسگرهای فشار در میدان شبیه‌سازی شود و همچنین سناریوهای مختلف نشت/عدم نشت تولید شود.

مدل یادگیری ماشین مورداستفاده، الگوریتم طبقه‌بندی مبتنی بر درخت تصمیم بود که با داده‌های فشار آموزش داده شد تا بتواند وضعیت خط لوله را در دو حالت «دارای نشتی» و «بدون نشتی» تشخیص دهد. این مدل به‌دلیل قابلیت تفسیرپذیری و عملکرد مناسب در داده‌های نویزدار انتخاب شد.



شکل ۳ طرحواره هندسه سامانه خط لوله مایل

Figure 3 Schematic geometry of the inclined pipeline system

جدول ۱ مشخصات حسگر فشار بدون نشتی برای لوله افقی و مایل

Table 1 Leak-free pressure sensor specifications for horizontal and inclined pipes

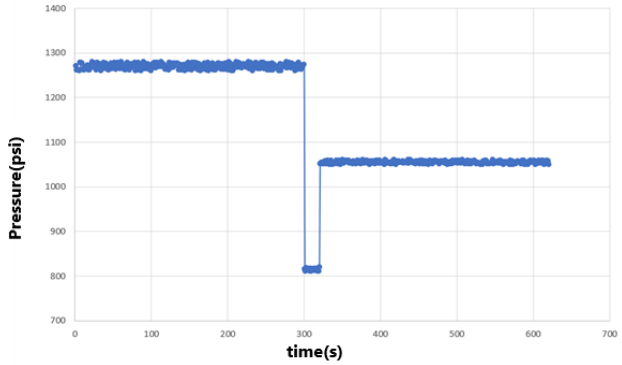
Sensor parameters	Amount
Sensor position	At a distance of 30 kilometers from the source of the current
Inlet pressure	1500psi
Outlet pressure	300 psi
Pressure fluctuation amount	10 psi
Pressure range at sensor location	Within 5 psi less and more than the average value

۳ بحث و نتایج

برای محاسبه فشار در طول خط لوله از روابط تجربی ارائه شده در نرم‌افزار پایپ‌سیم استفاده می‌شود. نتایج مربوط به حالت بدون نشتی و حالت نشتی در خط لوله افقی و مایل بررسی شده و در نهایت تحلیل حساسیت بر روی سامانه اجرا خواهد شد.

۳-۱ لوله افقی-مایل

برای مشخص‌کردن داده‌های حسگر فشار در صورت عدم نشتی در سامانه، مقدار فشار در محل شبیه‌سازی را در نظر گرفته و با نوسان ۱۰ psi کمتر و بیشتر، داده‌های حسگر را تولید می‌کنیم. برای این کار از تابع رندوم و کدنویسی در محیط پایتون استفاده شده است. در اینجا ۳۰۰ داده تولیدشده (هر ثانیه یک داده فشاری توسط حسگر ذخیره می‌شود) و ملاحظه می‌شود که داده‌ها حول مقدار ۱۲۷۰ به میزان ۱۰ psi در حال نوسان هستند. برای مشخص‌کردن داده‌های حسگر فشار در صورت وجود نشتی در سامانه، مقدار فشار در محل شبیه‌سازی را در نظر گرفته و با نوسان ۱۰ psi کمتر و بیشتر، داده‌های حسگر را تولید می‌کنیم. برای این کار از تابع رندوم و کدنویسی در محیط پایتون استفاده شده است. در اینجا ۶۲۰ داده تولیدشده (هر ثانیه یک داده فشاری توسط حسگر ذخیره می‌شود) که طرحواره آن‌ها در شکل (۴) رسم شده‌اند. ملاحظه می‌شود که در نقطه نشتی، افت فشار قابل‌توجهی در سامانه وجود دارد. پس از آن نیز افت فشار قسمت شیب‌دار خط لوله رسم شده است که به‌دلیل کمتر بودن فشار در نقطه نشتی از قسمت شیب‌دار، جریان معکوسی به سمت نقطه نشتی وجود دارد.

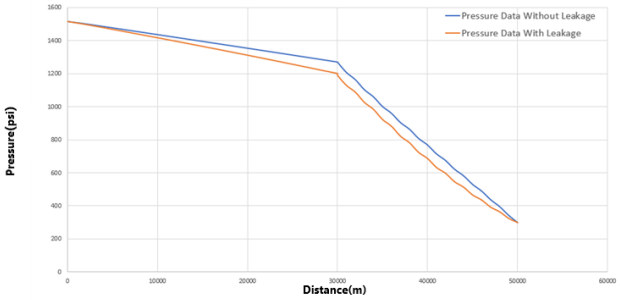


شکل ۴ فشار بر حسب زمان در محل نصب حسگر(حالت دارای نشتی) در خط لوله افقی

Figure 4 Pressure over time at the sensor installation location (leaky condition) in a horizontal pipeline

در شکل (۵) توزیع فشار در دو حالت بدون نشتی و دارای نشتی برای هندسه موردنظر رسم شده است. ملاحظه می‌شود که در حالتی که نشتی در خط لوله وجود داشته باشد فشار کمتر بوده و به‌راحتی قابل‌تشخیص است. در ابتدای خط لوله (ورودی جریان) افت فشاری دیده نمی‌شود، زیرا فرض بر این است که ورودی، جریانی با فشار psi ۱۵۰۰ را به‌صورت پیوسته و پایدار برای خط لوله تأمین می‌کند. در قسمت افقی خط لوله، هر چه از ورودی جریان دور می‌شویم، افت فشار نیز بیشتر می‌شود؛ چراکه به نقطه نشتی نزدیک‌تر می‌شویم. این

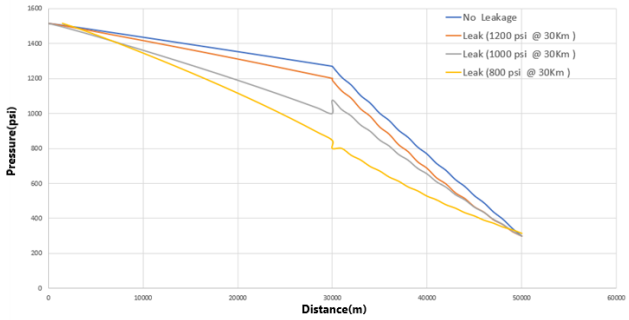
افزایش افت فشار تنها ناشی از نزدیک‌شدن به نقطه نشتی نیست، بلکه تحت‌تأثیر عوامل دیگری مانند اصطکاک جریان سیال با دیواره لوله، شیب هندسی خط لوله و نرخ جریان نیز قرار دارد. به‌ویژه در بخش‌های شیب‌دار لوله، تغییر سرعت فازهای سیال و اثرات گرانشی می‌توانند افت فشار را تشدید کنند؛ بنابراین افت فشار یک تابع چندعاملی است و تحلیل آن نیازمند درنظرگرفتن هم‌زمان موقعیت نشتی، شرایط هیدرولیکی و هندسه خط لوله است. بیشترین افت فشار در نقطه نشتی رخ می‌دهد. در قسمت شیب‌دار لوله افقی شیب دار دو نکته قابل‌توجه وجود دارد. نکته اول افت فشار بیشتر خط لوله نسبت به حالت افقی است؛ زیرا در این حالت تفاوت سرعت بین فازها بیشتر شده و فاز سنگین‌تر به‌اصطلاح عقب می‌ماند. نکته دوم کاهش افت فشار با دورشدن از نشتی خط لوله است.



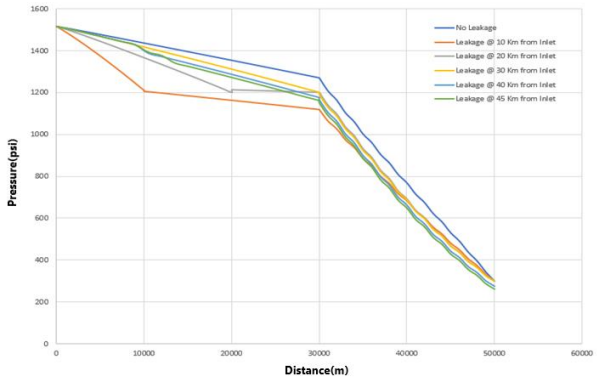
شکل ۵ توزیع فشار در دو حالت بدون نشتی و دارای نشتی در خط لوله افقی
Figure 5 Pressure distribution in two cases: no leakage and leakage in a horizontal pipeline

در این قسمت شبیه‌سازی برای مقادیر مختلف فشار در نقطه نشتی انجام می‌شود. در ابتدا نتایج بدون نشت خط لوله نشان داده می‌شود و سپس فشار در نقطه نشتی از ۱۲۰۰ تا ۸۰۰ psi کاهش پیدا می‌کند تا اثر آن را بر روی پروفیل فشار ملاحظه کنیم. این نتایج در شکل (۶) نشان داده شده است. ملاحظه می‌شود که با کاهش فشار در نقطه نشتی، جریان بیشتری از این نقطه به خارج از لوله راه پیدا می‌کند؛ بنابراین ممکن است لوله در این ناحیه دچار شکستگی شود. از طرفی برای لوله صرفا شیب داربا درنظرگرفتن فشار انتهای خط لوله به میزان ۳۰۰psi، به دلیل کاهش فشار در طول خط لوله، جریان معکوس از قسمت شیب‌دار خط به سمت نقطه نشتی راه پیدا می‌کند؛ بنابراین لازم است که قبل از اینکه سطح نشتی افزایش پیدا کرده و سطح مقطع بیشتری از خط لوله دچار نشتی شود، این نشتی مهار شود. در واقع می‌توان گفت حسگر فشار به ما اطلاع می‌دهد که در نقطه‌ای از خط لوله تعادل فشاری به‌هم‌ریخته و هرچه زودتر باید مورد بررسی قرار گیرد.

در ادامه تحلیل حساسیت را بر روی مکان نشت انجام داده و نقطه‌ی نشت را در فاصله‌های ۱۰، ۲۰، ۳۰، ۴۰ و ۴۵ کیلومتری از ورودی جریان قرار می‌دهیم. منحنی مربوط به حالت‌های مذکور در مقایسه با حالتی که نشتی در خط لوله وجود نداشته باشد در شکل (۷) نشان داده شده است. مطابق شکل نشتی در فاصله ۱۰ کیلومتر از ورودی لوله، بیشترین افت فشار را ایجاد می‌کند و با افزایش فاصله نشتی از ورودی لوله مقدار افت فشار کاهش می‌یابد. در واقع نزدیک‌ترین نشت به ورودی جریان بیشترین تغییر فشار را هم در ورودی و هم در طول خط لوله تا نقطه میانی ایجاد می‌کند. همچنین نشتی‌های نزدیک به خروجی دارای تغییرات فشار بسیار ناچیز در ورودی هستند، زیرا حسگرهای واقع در ورودی ممکن است نتوانند تغییرات فشار ناشی از نشتی را که خیلی نزدیک به خروجی رخ می‌دهند، تشخیص دهند. به‌علاوه تشخیص نشتی نزدیک به خروجی توسط حسگرهای ورودی سخت‌تر است. در شرایط خروجی با فشار پایین، دامنه تغییرات ناشی از نشتی در طول خط لوله کاهش می‌یابد و بخشی از افت فشار در مسیر جریان مستهلک می‌شود. به همین دلیل، اثر نشتی در نزدیکی خروجی کمتر قابل‌مشاهده است و تشخیص آن نیازمند تحلیل دقیق داده‌های حسگر و مدل‌سازی عددی است.



شکل ۶ تحلیل حساسیت فشار در نقطه نشتی در خط لوله افقی
Figure 6 Pressure sensitivity analysis at the leak point in a horizontal pipeline

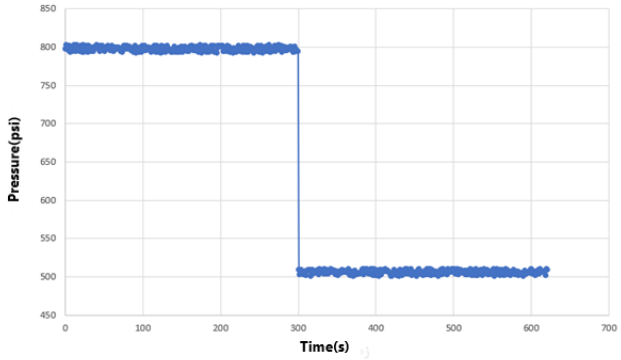


شکل۷ پروفیل فشار برای موقعیت‌های مختلف نشتی در خط لوله افقی
Figure 7 Pressure profile for different leak positions in horizontal pipeline

۳-۲ لوله مایل

برای مشخص‌کردن داده‌های حسگر فشار بدون نشتی، مقدار فشار در محل شبیه‌سازی را در نظر گرفته و با نوسان ۱۰ psi کمتر و بیشتر، داده‌های حسگر را تولید می‌کنیم. برای این کار از تابع رندوم و کدنویسی در محیط پایتون استفاده شده است. در اینجا ۳۰۰ داده تولید شده (هر ثانیه یک داده فشاری توسط حسگر ذخیره می‌شود). ملاحظه می‌شود که داده‌ها حول مقدار ۷۹۲ به میزان ۱۰ psi در حال نوسان هستند. برای مشخص‌کردن داده‌های حسگر فشار در صورت وجود نشتی در سامانه، مقدار فشار در محل شبیه‌سازی را در نظر گرفته و با نوسان ۱۰ psi کمتر و بیشتر، داده‌های حسگر را تولید می‌کنیم. برای این کار از تابع رندوم و کدنویسی در محیط پایتون استفاده شده است. در اینجا ۶۲۰ داده تولید شده است (هر ثانیه یک

داده فشاری توسط حسگر ذخیره می‌شود). نمودار این داده‌ها در شکل(۸) رسم شده است. ملاحظه می‌شود که در نقطه نشتی، افت فشار قابل‌توجهی در سامانه وجود دارد.

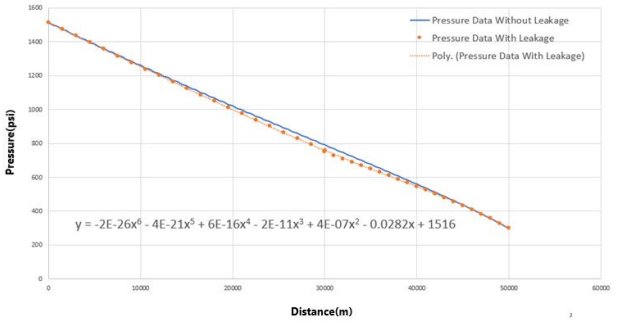


شکل ۸ فشار بر حسب زمان در محل نصب حسگر (دارای نشتی) خط لوله شیب‌دار

Figure 8 Pressure over time at the sensor installation location (with leakage) on an inclined pipeline

در شکل (۹) توزیع فشار در دو حالت بدون نشتی و دارای نشتی در طول خط لوله مایل رسم شده است. ملاحظه می‌شود که در حالتی که نشتی در خط لوله وجود داشته باشد فشار کمتر بوده و به‌راحتی قابل‌تشخیص است. در ابتدای خط لوله (ورودی جریان) افت فشاری دیده نمی‌شود، زیرا فرض بر این است که ورودی، جریانی با فشار ۱۵۰۰ psi را به‌صورت پیوسته و پایدار برای خط لوله تأمین می‌کند. در طول خط لوله، هر چه از ورودی جریان دور می‌شویم، افت فشار نیز بیشتر می‌شود؛ چرا که به نقطه نشتی نزدیک‌تر می‌شویم. بیشترین افت فشار در نقطه نشتی رخ می‌دهد.

در لوله صرفا شیب‌دار دو نکته قابل‌توجه وجود دارد. نکته اول افت فشار بیشتر خط لوله نسبت به حالت لوله افقی شیب دار است؛ زیرا در این حالت تفاوت سرعت بین فازها بیشتر شده و فاز سنگین‌تر به‌اصطلاح عقب می‌ماند. نکته دوم کاهش افت فشار با دورشدن از نشتی خط لوله است.



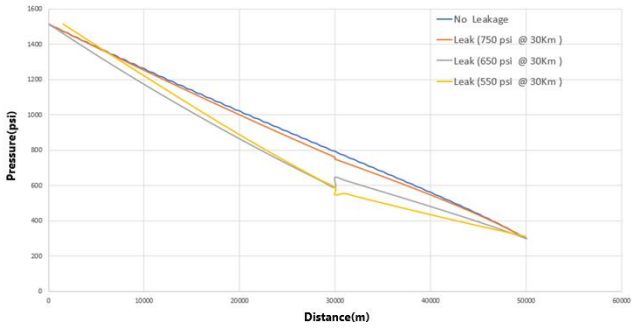
شکل ۹ توزیع فشار در دو حالت بدون نشتی و دارای نشتی در طول خط لوله مایل

Figure 9 Pressure distribution in two cases without leakage and with leakage along the inclined pipeline

همانند حالت خط لوله افقی می‌توان یک چندجمله‌ای درجه شش را بر روی داده‌های فشاری تنظیم کرد که در ادامه بتوان از این چندجمله‌ای برای به‌دست‌آوردن فشار در طول خط لوله استفاده کرد. در این رابطه x فاصله از ابتدای خط لوله افقی(بر حسب کیلومتر) و y نیز فشار(بر حسب psi) است.

$$y = -2 \times 10^{-26}x^6 - 4 \times 10^{-21}x^5 + 6 \times 10^{-16}x^4 - 2 \times 10^{-11}x^3 + 4 \times 10^{-7}x^2 - 0.028x + 1516 \quad (10)$$

در این قسمت شبیه‌سازی، نشت افزایشی برای مقادیر مختلف فشار در نقطه نشتی انجام می‌شود. در ابتدا نتایج بدون نشت خط لوله نشان داده می‌شود و سپس فشار در نقطه نشتی از ۷۵۰ تا ۵۵۰ psi کاهش پیدا می‌کند تا اثر آن را بر روی پروفیل فشار ملاحظه کنیم. این نتایج در شکل (۱۰) نشان داده شده است. ملاحظه می‌شود که با کاهش فشار در نقطه نشتی، جریان بیشتری از این نقطه به خارج از لوله راه پیدا می‌کند؛ بنابراین ممکن است لوله در این ناحیه دچار شکستگی شود. از طرفی در لوله صرفا شیب‌دار با درنظرگرفتن فشار انتهای خط لوله به میزان ۳۰۰ psi، به‌دلیل کاهش فشار در طول خط لوله، جریان معکوس از قسمت شیب‌دار خط به سمت نقطه نشتی راه پیدا می‌کند.



شکل ۱۰ تحلیل حساسیت فشار در نقطه نشتی (خط لوله شیب‌دار)

Figure 10 Pressure sensitivity analysis at the leak point (inclined pipeline)

توجه شود که نمودارهای فشار در برخی بخش‌ها به‌صورت تقریباً خطی مشاهده می‌شوند. دلیل این موضوع استفاده از فرضیات ساده‌کننده در مرحله اول مدل‌سازی است. در این مدل، جریان تک‌فازی نفت خام در نظر گرفته شد و اثرات پیچیده‌ای؛ مانند تغییرات دما، تراکم‌پذیری سیال، و اندرکنش چندفازی (نفت-گاز-آب) در معادلات اولیه لحاظ نشد. همچنین برای کاهش پیچیدگی محاسبات، تغییرات اصطکاک در طول مسیر به‌صورت میانگین ثابت در نظر گرفته شد. این فرضیات باعث می‌شوند پروفیل فشار در طول خط لوله به شکل خطی یا شبه‌خطی ظاهر شود. بااین‌حال، در مدل پایپ‌سیم افت فشار واقعی ناشی از اصطکاک و تغییرات جریان لحاظ شده است و در صورت درنظرگرفتن شرایط چندفازی و تغییرات دما، نمودارها رفتار غیرخطی بیشتری نشان خواهند داد.

در جدول (۲) مشاهده می‌شود قبل از نشتی، افت فشار موضعی در محل حسگر در لوله افقی ۱۲۷۰ psi و در لوله مایل ۷۹۲ psi است. این کاهش شدید افت فشار در لوله مایل ناشی از اثر نیروی جاذبه و در نتیجه افزایش سرعت جریان است؛ زیرا طبق رابطه برنولی افزایش سرعت در طول لوله به کاهش فشار منجر می‌شود. همچنین بعد از نشتی، حداقل افت فشار در محل حسگر در لوله افقی به ۸۰۰ psi و در لوله مایل به ۵۰۰ psi می‌رسد که این موضوع نشان می‌دهد کاهش افت فشار در نقطه نشتی در لوله افقی بیشتر از لوله مایل است و افت فشاری برابر ۴۷۰ psi دارد؛ زیرا در لوله مایل سرعت بالای جریان به‌دلیل جاذبه مانع افت فشار شدید نشتی در نقطه

مذکور می‌شود و می‌توان گفت که نشتی در سرعت بالا و فشار کم کاهش می‌یابد.

جدول ۲ مشخصات حسگر فشار برای لوله افقی و مایل قبل و بعد از نشتی
Table 2 Pressure sensor specifications for horizontal and inclined pipe before and after leakage

Pressure sensor	Amount(psi)
Horizontal pipe before leakage	1270
Inclined pipe before leakage	792
Horizontal pipe after leakage	800
Inclined pipe after leak	500

اصطلاح «نشت کم‌فشار» به حالتی اشاره دارد که اختلاف فشار ناشی از نشتی نسبت به فشار کاری خط لوله کوچک باشد؛ درحالی‌که «نشت حجم پایین» به حالتی اطلاق می‌شود که نرخ جریان نشتی اندک است. این دو مفهوم یکسان نیستند و در تحلیل نشتی باید به‌طور مستقل در نظر گرفته شوند، زیرا نشتی با حجم پایین ممکن است در فشار بالا رخ دهد و بالعکس.

۴ نتیجه‌گیری

در این پژوهش چارچوب مدل‌سازی برای شبیه‌سازی نشتی در خطوط لوله با استفاده از نرم‌افزار پایپ‌سیم ارائه شد. در این روش، ابتدا پروفیل فشار در حالت بدون نشتی و دارای نشتی محاسبه شد و سپس داده‌های خروجی با استفاده از برازش چندجمله‌ای در محیط پایتون تحلیل شدند. نتایج عددی نشان داد که در لوله افقی فشار حسگر قبل از نشتی برابر با ۱۲۷۰ psi و پس از نشتی برابر با ۸۰۰ psi است، درحالی‌که در لوله مایل فشار حسگر قبل از نشتی ۷۹۲ psi و پس از نشتی ۵۰۰ psi گزارش شد. این اختلاف فشار بیانگر تأثیر مستقیم نشتی بر افت فشار در طول خط لوله است. همچنین مقایسه نمودارهای افت فشار نشان داد که وجود نشتی باعث ایجاد اختلاف تدریجی بین منحنی‌های فشار می‌شود که با افزایش فاصله از ورودی آشکارتر است. این نتایج عددی تأیید می‌کنند که مدل پیشنهادی توانایی شناسایی نشتی از طریق تحلیل تغییرات فشار را دارد. از نتایج حاصل از نشت‌های شبیه‌سازی‌شده می‌توان موارد زیر را استنباط کرد که نزدیک‌ترین نشت به ورودی جریان، بیشترین تغییر فشار را هم در ورودی و هم در طول خط لوله تا نقطه میانی ایجاد می‌کند. نشتی‌های نزدیک به خروجی دارای تغییرات فشار بسیار ناچیز در ورودی هستند، زیرا حسگرهای واقع در ورودی ممکن است نتوانند تغییرات فشار ناشی از نشتی را که خیلی نزدیک به خروجی رخ می‌دهند، تشخیص دهند. تشخیص نشتی نزدیک به خروجی توسط حسگرهای ورودی سخت‌تر است. با توجه به مقدار کم فشار در خروجی، تغییرات فشار نشتی قبل از رسیدن تغییرات به فشار ورودی جذب می‌شود. در مقایسه لوله افقی با مایل می‌توان گفت تغییرات افت فشار در طول لوله مایل نسبت به افقی بیشتر است؛ زیرا در لوله شیب‌دار، تفاوت سرعت بین فازها بیشتر شده و فاز سنگین‌تر به‌اصطلاح عقب می‌ماند. قبل از نشتی، افت فشار موضعی در نقطه نشتی در لوله افقی ۱۲۷۰ psi و در لوله مایل ۷۹۲ psi است. این کاهش شدید افت فشار در لوله مایل ناشی از اثر نیروی جاذبه و در نتیجه افزایش سرعت جریان است؛ زیرا طبق رابطه برنولی افزایش سرعت در طول لوله به کاهش فشار منجر می‌شود. همچنین بعد از نشتی، حداقل افت فشار در لوله افقی به ۸۰۰ psi و در لوله مایل به ۵۰۰ psi می‌رسد که این موضوع نشان می‌دهد کاهش افت فشار در نقطه نشتی در لوله افقی بیشتر از لوله مایل است و افت فشاری برابر ۴۷۰ psi دارد؛ زیرا در لوله مایل سرعت بالای جریان به‌دلیل جاذبه مانع افت فشار شدید نشتی در نقطه مذکور می‌شود و می‌توان گفت که نشتی در سرعت بالا و فشار کم کاهش می‌یابد. در این پژوهش تمرکز بر ارائه چارچوب مدل‌سازی و تحلیل رفتار فشار بوده و بررسی کمی تغییرات پارامترهایی مانند قطر نشتی، نرخ جریان، شیب و نویز حسگر به‌عنوان مسیر آینده پژوهش در نظر گرفته شده است.

مراجع

1. Lukonge A.B., Cao X., Leak detection system for long-distance onshore and off-shore gas pipeline using acoustic emission technology, *A review. Trans. Indian Inst. Met*, 73(7), 1715–1727, 2020.
2. Cramer R., Shaw D., Tulalian R., Angelo P., Van Stuijvenberg M., Detecting and correcting pipeline leaks before they become a big problem, *Marine Technology Society Journal*, 49, 31–46, 2015.
3. Jia Z., Wang Z., Sun W., Li Z., Pipeline leakage localization based on distributed FBG hoop strain measurements and support vector machine, *Optik*, 176, 1–13, 2015.
4. Ajao L.A., Adedokun E.A., Nwishieyi C.P., Adegboye M.A., Agajo J., Kolo J.G., An Anti-Theft Oil Pipeline Vandalism Detection: Embedded System Development, *International Journal of Engineering Science and Application*, 2, 55–64, 2018.
5. White B., Kreuz T., Simons S., Midstream. In Compression Machinery for Oil and Gas, Klaus B., Rainer K., Eds. *Gulf Professional Publishing, an imprint of Elsevier*, Online, 387–400, 2019. doi: 10.1016/B978-0-12-814683-5.09991-0.
6. Arifin B., Li Z., Shah S.L., Meyer G.A., Colin A., A novel data-driven leak detection and localization algorithm using the Kantorovich distance. *Computers & Chemical Engineering*, 108, 300–313, 2018.
7. Mokhatab S., Poe W.A., Mak J.Y., *Raw Gas Transmission*, In Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, 2nd ed. Waltham, MA 02451, *USA*, pp. 103–176, 2012.
8. Liu J., Yao J., Gallaher M., Coburn J., Fernandez R., Study on Methane Emission Reduction Potential in China's Oil and Natural Gas Industry, *Technical Report*, 2008.
9. Lena V.G., Pipelines Explained: How safe are American’s 2.5 million miles of pipelines, Available online: https://www.propublica.org/article/pipelines-explained-how-safe-are-americas-2.5-million-miles-of-pipelines, Nov. 15, 2012, 2019.
10. Tajalli S.A.M., Moattari M., Naghavi S.V., Salehizadeh M.R., A novel hybrid internal pipeline leak detection and location system based on modified real-time transient modelling,

Modelling, 5(3), 1135–1157, 2024.

11. Meng L., Yuxing L., Wuchang W., Juntao F., Experimental study on leak detection and location for gas pipeline based on acoustic method, *Journal of Loss*, 2021.
12. Mahmutoglu Y., Turk K.A., A passive acoustic based system to locate leak hole in underwater natural gas pipelines, *Digital Signal Processing*, 76, 59–65, 2018.
13. Lim K., Wong L., Chiu W.K., Kodikara J., Distributed fibre optic sensors for monitoring pressure and stiffness changes in out-of-round pipes, *Structural Control and Health Monitoring*, 23, 303–314, 2016.
14. Png W.H., Lin H.S., Pua C.H., Rahman F.A., Pipeline monitoring and leak detection using Loop integrated Mach Zehnder Interferometer optical fibre sensor, *Optical Fibre Technology*, 46, 221–225, 2018.
15. Ni S., Huang Y., Lo K., Lin D., Buried pipe detection by ground penetrating radar using the discrete wavelet transform, *Computers and Geotechnics*, 37, 440–448, 2010.
16. Hoarau Q., Ginolhac G., Atto A.M., Nicolas J., Robust adaptive detection of buried pipes using GPR, *Signal Processing*, 132, 293–305, 2017.
17. Li H., Xiao D., Zhao X., Morphological filtering assisted field-pipeline small leakage detection, In Systems, Man and Cybernetics, *IEEE International Conference on System, Man and Cybernetics*, San Antonio, TX, USA, 11–14 Oct. 2009, 3769–3774, 2009. doi: 10.1109/ICSMC.2009.5346676
18. Chen Q., Shen G., Jiang J., Diao X., Wang Z., Ni L., Effect of rubber washers on leak location for assembled pressurized liquid pipeline based on negative pressure wave method, *Process Safety and Environmental Protection*, 119, 181–190, 2018.
19. Idachaba F., Tomomewo O., Surface pipeline leak detection using real-time sensor data analysis, *Journal of Pipeline Science and Engineering*, 3(2), 100108, 2023.
20. Liu J., Ding Y., Zhang Z., Tao Y., Fu C., Wang J., ResNetTCA-assisted synergetic laser-electronic sensor array for multiple gas detection for underground pipeline leakage, *IEEE Sensors Journal*, 2025.
21. He G., Liang Y., Li Y., Wu M., Sun L., Xie C., Li F., A method for simulating the entire leaking process and calculating the liquid leakage volume of a damaged pressurized pipeline, *Journal of Hazardous Materials*, 332, 19–32, 2017.
22. Yang Z., Fan S., Xiong T., Simulation and Numerical Calculation on Pipeline Leakage Process, *2nd International Symposium on Information Engineering and Electronic Commerce (IEEC)*, Ternopil, Ukraine, 23–25 July 2010, IEEE, 1–5, 2010. doi:10.1109/IEEC.2010.5533189.
23. Li X., Chen G., Zhang R., Zhu H., Fu J., Simulation and assessment of underwater gas release and dispersion from subsea gas pipelines leak, *Process Safety and Environmental Protection*, 119, 46–57, 2018.
24. Wan J., Yu Y., Wu Y., Feng R., Yu N., Hierarchical leak detection and localization method in natural gas pipeline monitoring sensor networks. *Sensors*, 12, 189–214, 2012.
25. Yin S., Weng Y., Song Z., Cheng B., Gu H., Wang H., Yao J., Mass transfer characteristics of pipeline leak-before-break in a nuclear power station, *Applied Thermal Engineering*, 142, 194–202, 2018.
26. Idachaba F.E., Okuns G., Wokoma B., Awobamise E.B., Remote Pipeline Pressure Monitoring Using Low Power Wireless Transmission, *SPE National International Conference and Exhibition Nigeria (NAICE)*, 2014.
27. Geiger G., State-of-the-art in leak detection and localization, *Oil Gas Eur. Mag.*, 32(4), 193–198, 2006.
28. Xu J., Nie Z., Shan F., Li J., Luo Y., Yuan Q., et al., Leak detection methods overview and summary, *In: ICPTT 2012: Better Pipeline Infrastructure for a Better Life – Proceedings of the International Conference on Pipelines and Trenchless Technology*, 2012.
29. API R., Computational Pipeline Monitoring for Liquids. *American Petroleum Institute*, p. 36, 2007.
30. Baptista R.M., Moura C.H.W., Leak detection systems for multiphase flow – Moving forward, *In: IPC Proceedings of the 4th International Pipeline Conference*, Calgary, Canada, 2002.
31. Adegboye M.A., Fung W.K., Karnik A., Recent advances in pipeline monitoring and oil leakage detection technologies: principles and approaches, *Journal of Sensors*, 19(11), 2548, 2019.
32. Pahlavanzadeh F., Khaloozadeh H., Forouzanfar M., Oil pipeline multiple leakage detection and localization based on sensor fusion, *Engineering Failure Analysis*, 167, 109038, 2025.
33. He G., Liang Y., Li Y., Wu M., Sun L., Xie C., Li F., A method for simulating the entire leaking process and calculating the liquid leakage volume of a damaged pressurized pipeline, *J. Hazard Mater*., 332, 19–32, 2017.
34. Ian G., Yoshua B., Aaron C., Deep Learning, *MIT Press*, 2016.
35. Chaczykowski M., Transient flow in natural gas pipeline – The effect of pipeline thermal model, *Applied Mathematical Modelling*, 34(4), 1051–1067, 2010.
36. Idachaba F.E., *Multiple Surface Pipeline Leak Detection Using Real-Time Sensor Data Analysis*, Thesis, University of North Dakota, December 2022.
37. Shao S., Zhou F., Wang Y., Wu J., An Integrated Multi-Sensor Information System for Real-Time Reservoir Monitoring and Management, *Sensors*, 25(18), 5730, 2025.
38. ustenyov N., Egerer M., Hultmark M., Smits A.J., Bailey S.C., Similarity of length scales in high-Reynolds-number wall-bounded flows, *Journal of Fluid Mechanics*, 965, A17, 2023.