

طراحی سیستم تشخیص نشتی خطوط لوله با استفاده از شبکه عصبی بر روی بستر اسکادای شرکت ملی نفت ایران

امید زاده باقری^۱، محمدرضا صالحی زاده^{۲*}، سید وحید نقوی^۲ و مزدا معطری^۱

۱- گروه مهندسی برق، دانشکده فنی مهندسی، واحد مرودشت، دانشگاه آزاد اسلامی، مرودشت، ایران

۲- گروه طراحی ابزار دقیق، پژوهشکده مهندسی، پردیس توسعه صنایع پایین دستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۵/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۸/۱۰

چکیده

وقوع نشتی در خطوط انتقال نفت و گاز ممکن است باعث مشکلات جدی از قبیل انفجارها، آلودگی محیط زیست و از بین رفتن انرژی و منابع مالی گردد. به منظور جلوگیری از بروز این اتفاقات یا کاهش تلفات آنها، تشخیص زود هنگام نشتی در خطوط لوله از اهمیت بالایی برخوردار است. برای این منظور می‌توان از یک بخش تشخیص نشتی که بر روی زیرساخت یک سیستم اسکادا قرار گرفته است استفاده نمود. در این مقاله، ابتدا با استفاده از نرم‌افزار الگای نشتی‌هایی با اندازه‌های مختلف و در فواصل متفاوت بر روی یک خط لوله انتقال نفت شبیه‌سازی گردید. پس از آن، خروجی داده‌های شبیه‌ساز الگای که شامل فشار و جریان نقاط مختلف خط لوله هستند به کمک ابزار Power Query و Dax Studio جهت تحلیل آماده‌سازی شدند. در ادامه، داده‌ها وارد نرم‌افزار متلب گردید و شبکه عصبی مصنوعی به منظور شناسایی اندازه و محل نشتی طراحی و آموزش داده شد. در نهایت، این بخش به‌عنوان همتای دیجیتالی از آن خط لوله بر روی سیستم اسکادا قرار خواهد گرفت و با استفاده از استانداردهای متداول صنعتی به‌صورت برخط داده‌های لازم را جهت پایش وضعیت خط لوله دریافت می‌نماید و در صورت وقوع نشتی هشدارهای لازم و اطلاعات مربوطه را صادر می‌نماید.

کلمات کلیدی: نشتی خطوط لوله، اسکادا، الگای، همتای دیجیتال، شبکه عصبی مصنوعی.

مقدمه

که این روش اقتصادی‌ترین روش برای انتقال نرخ وسیعی از سیال است. در حالی که لوله در طول هزاران کیلومتر گسترده می‌شوند، از نزدیکی مناطق حساسی مانند مناطق شهری نیز عبور می‌کنند. همچنین، سیال منتقل شده ممکن است قابلیت اشتعال داشته و یا سمی باشد. بنابراین پدیده وقوع نشتی بسیار حائز اهمیت خواهد بود.

شبکه‌های خطوط انتقال، سازه‌های بسیار پیچیده‌ای هستند که توسط المان‌هایی مانند کمپرسور، قطعات لوله، شیر و ... برای انتقال سیال بین محل تولید تا محل توزیع به‌کار می‌روند

نشستی از ابزارهایی مانند صدا، بو و یا دیدن استفاده می‌شود. این روش به‌شدت به‌میزان حساسیت فرد یا حیوان وابسته است و در سطح محدودی قابل اجرا است [۲]. روش سخت‌افزاری با به‌کارگیری ابزار و سنسورهای مختلف و با شناسایی سیگنال‌های غیرطبیعی که در اثر نشستی ایجاد شده‌اند، به تشخیص و شناسایی نشستی می‌پردازد. این روش انواع مختلفی دارد که سنسورهای دمایی، آکوستیکی، وسایل تشخیص گاز و سنسورهای فشار از این جمله است [۳].

یکی از روش‌هایی که به‌تازگی مورد توجه قرار گرفته است، استفاده از روش‌های نرم‌افزاری است که بدون نیاز به ابزارهای شناسایی سخت‌افزاری به تشخیص نشستی و محل آن می‌پردازد. در این روش با تکیه بر فاکتورهای ترمودینامیکی مانند فشار، جریان و دمای سیال و همچنین، معادلات دینامیکی حاکم بر خط لوله، مدلی از خط به‌دست می‌آید و نهایتاً با تحلیل داده‌های اندازه‌گیری شده، محل نشستی و اندازه آن تعیین می‌شود. از جمله عیوب روش‌های FDI^۴ سخت‌افزاری هزینه بالا و نیروی انسانی زیاد است، بنابراین روش‌های شبیه‌سازی عددی جایگزین مناسبی هستند [۴]. روش‌های مبتنی بر نرم‌افزار که از حسگرهای معمولی سامانه سرپرستی و گردآوری داده بهره می‌گیرند، خود به روش‌های مبتنی بر مدل و مبتنی بر داده دسته‌بندی می‌شوند. از جمله روش‌های نرم‌افزاری عبارتند از مدل‌سازی بلادرنگ حالت گذر (RTTM)^۵، روش موازنه جرم، روش موج فشار منفی (NPW)^۶ و روش‌های آماری [۵]. در روش نرم‌افزاری به‌طور غیرمستقیم و از طریق اختلاف بین داده‌های اندازه‌گیری شده و تخمینی که از حالت شبکه به‌دست می‌آید، نشستی مشخص می‌گردد.

وقوع نشستی خطرانی را برای زندگی انسان، اقتصاد و طبیعت به‌دنبال خواهد داشت. بسیاری از خطوط لوله عمر طولانی دارند و در برخی از آنها مواد خورنده جریان دارد و همچنین شرایط نامطلوب آب و هوایی نیز موجب آسیب دیدگی لوله‌ها می‌گردد. علاوه بر آن، برخی خراب‌کاری‌های عمدی مانند تروریسم و عملیات خراب‌کارانه می‌تواند باعث انتشار سیال به محیط پیرامون شود. پس از بروز یک نشستی و یا ترکیدگی در یک لوله از شبکه انتقال نفت برخی از پارامترهای شبکه دست‌خوش تغییراتی می‌شود که از تغییرات این پارامترها می‌توان برای شناسایی و تعیین محل پارگی لوله و نشستی سیال بهره برد. این پارامترها شامل مواردی چون تغییرات ناگهانی فشار خط لوله، تغییرات ناگهانی جریان (دبی)، تغییرات دمای محیط و خاک اطراف لوله، تغییرات میزان رطوبت محیط اطراف لوله، بو و در نهایت، ایجاد صداهای ناشی از بروز نشستی سیال است. هر شیوه‌ای که مورد استفاده قرار گیرد، مستلزم استفاده از اقسام گوناگون فناوری شناسایی و تعیین محل نشستی هستند. تجهیزات مورد استفاده جهت تعیین محل نشستی باید محل نشستی را تا حد ممکن به‌طور دقیق و حتی‌الامکان کمترین زمان و خطا مشخص کنند تا از هزینه‌های زیستی و خطرات بالقوه نشستی به حداقل برسد [۱].

در حال حاضر، طیف گسترده‌ای از روش‌های شناسایی و تشخیص نشستی وجود دارد که هر کدام از آنها معایب و مزایایی دارند و انتخاب یک روش از میان آنها باید به‌طور هوشمندانه صورت گیرد. در یک دید کلی، روش‌های مختلفی که در تشخیص نشستی و محل آن استفاده شده است را می‌توان به سه دسته زیر تقسیم نمود:

الف) روش‌های زیستی یا بیولوژیکی^۱

ب) روش‌های سخت‌افزاری^۲

ج) روش‌های نرم‌افزاری^۳

روش‌های زیستی بر پایه میزان مهارت کارگران آموزش دیده و یا حیوانات است و در تشخیص

1. Phenomenological
2. Hardware Based Methods
3. Software Based Methods
4. Fault Detection and Isolation
5. Real Time Transient Modeling
6. Negative Pressure Wave

ایستگاه مبدأ و در نظر گرفتن برداشت‌های موجود در طول خط لوله می‌توان میزان نشستی موجود در خط را تعیین نمود. در صورت وقوع نشستی در هر یک از نقاط خط لوله میزان افت دبی اندازه‌گیری شده بین هر دو دبی‌سنج نشان‌دهنده میزان نشستی خواهد بود. همان‌طور که در شکل ۱ نمایش داده شده است میزان افت دبی پس از وقوع نشستی متناسب با اندازه نشستی خواهد بود.

تعیین محل نشستی

با توجه به وجود افت‌های ناشی از اصطکاک و ... در خطوط لوله و تأثیر آن بر افت فشار سیال عبوری از خط لوله و همچنین، تغییرات موجود در مسیر عبور خط لوله از قبیل تغییر ارتفاع، تغییر شرایط آب و هوایی و ... بایستی از معادلات سیالاتی استفاده نمود که تمامی تغییرات مذکور توسط آن قابل محاسبه و بررسی باشد. مناسب‌ترین روش، استفاده از معادله برنولی جهت بررسی شرایط سیال عبوری از خطوط لوله خواهد بود.

$$\frac{P_1}{\rho_1} + \frac{1}{2}V_1^2 + gh_1 = \frac{P_2}{\rho_2} + \frac{1}{2}V_2^2 + gh_2 \quad (2)$$

در بخش بعدی به پیش‌زمینه‌های نظری مقاله شامل تحلیل پدیده نشستی، شبکه‌های عصبی مصنوعی و نحوه استفاده از سامانه‌های اسکادا به منظور تغذیه داده‌های آنلاین به مدل پرداخته می‌شود. سپس، روش کار و نحوه پیاده‌سازی سیستم تشریح می‌گردد و در پایان نتایج مقاله نگارش خواهد شد.

پیش‌زمینه‌های نظری

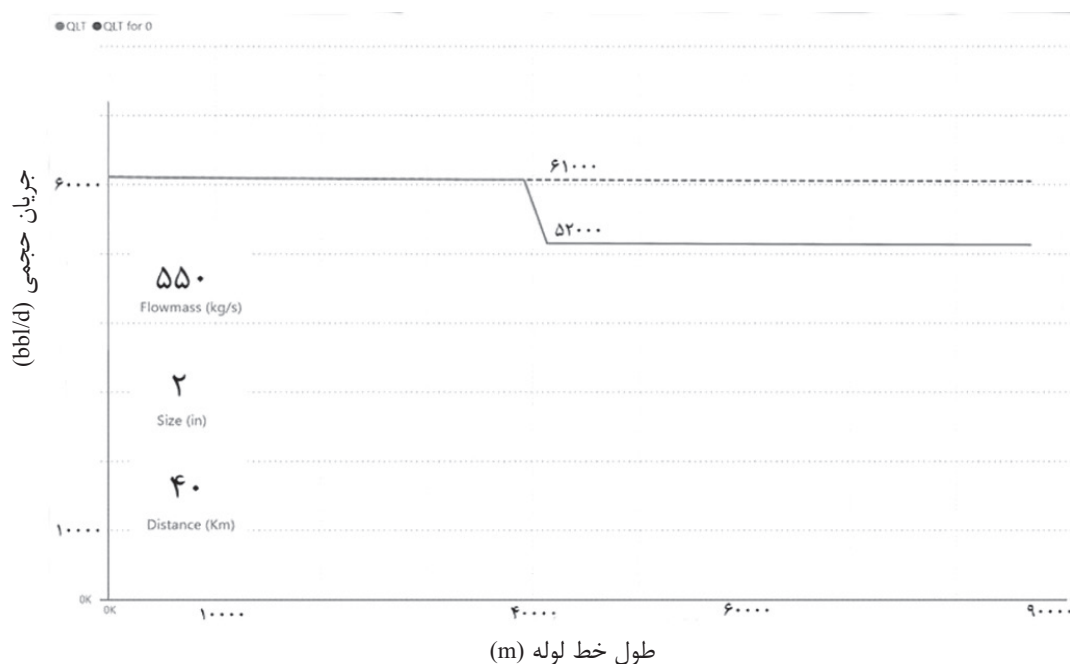
تحلیل پدیده نشستی خطوط

تعیین میزان نشستی

با توجه به اینکه شبکه خطوط لوله یک شبکه بسته بوده و نقاط برداشت از خط لوله در شبکه مشخص می‌باشد؛ لذا می‌توان از قانون پیوستگی جهت تعیین میزان نشستی احتمالی در خطوط لوله استفاده نمود [۶].

$$\frac{dm_1}{dt} = \frac{dm_2}{dt} \quad (1)$$

که در آن $\frac{dm}{dt}$ تغییرات جرم نسبت به زمان و یا همان دبی جرمی است. در این روش با مبنا قرار دادن میزان دبی جرمی سیال ورودی به خط از



شکل ۱ نمودار تغییرات دبی پس از وقوع نشستی

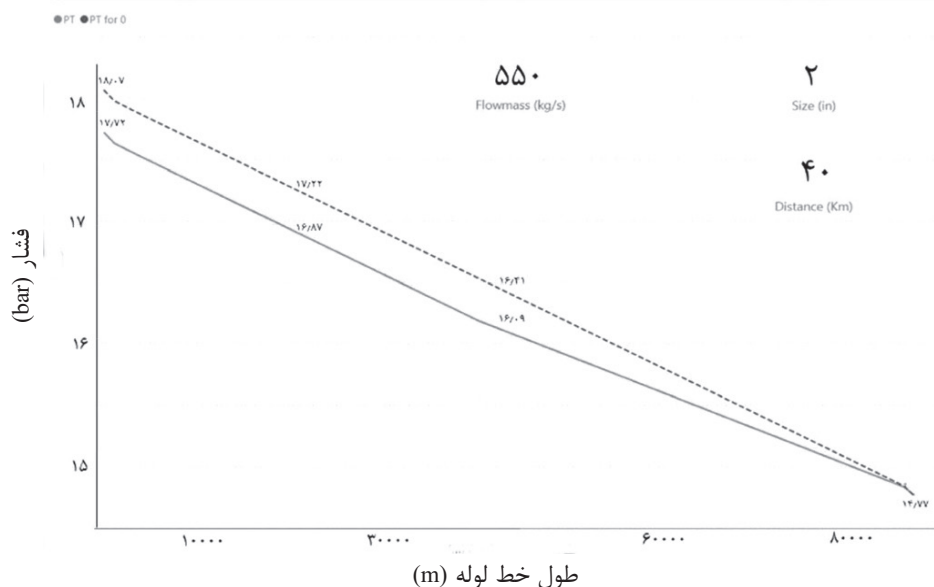
روش‌های مبتنی بر مدل و استفاده از روابط ریاضی حاکم بر محیط فیزیکی، از روش‌های داده محور استفاده نموده‌ایم. لازم به ذکر است شیب هر یک از خطوط در شکل ۲ برابر با مشتق فشار نسبت به طول لوله است و این مشتق به نوعی برابر تابعی از سرعت سیال عبوری از خط لوله به حساب می‌آید.

$$\frac{dP}{dX} = f(v) \quad (3)$$

که v سرعت سیال و $\frac{dP}{dX}$ مشتق فشار نسبت به مکان است. حال با توجه به تغییر شیب در پروفایل فشار خط لوله پس از وقوع نشستی، یک پروفایل سرعت جدید در طول خط لوله ایجاد می‌گردد و در نتیجه ترم‌های مختلف معادله برنولی تغییر می‌نمایند. از این‌رو، توازن بین دو سوی معادله برنولی بر هم خواهد خورد و این عدم تساوی منجر به اعلام نشستی خواهد گردید. میزان نشستی همان‌طور که در بخش پیش مطرح گردید با استفاده از معادله پیوستگی محاسبه می‌گردد. جهت تعیین محل وقوع نشستی نیز از تفاضل شیب خطوط پروفایل فشار، قبل و بعد از نقطه وقوع نشستی انتگرال‌گیری می‌نماییم.

$$\int_{BF} \frac{dP}{dX} - \int_{AF} \frac{dP}{dX} = f(v_{BF}) - f(v_{AF}) \quad (4)$$

که P فشار سیال، ρ چگالی سیال، V سرعت سیال، g شتاب گرانش زمین و h ارتفاع است. در این معادله فشار اندازه‌گیری شده توسط فشارسنج‌های موجود در طول خط لوله در محاسبات مورد استفاده قرار خواهد گرفت. همچنین، سرعت سیال توسط اندازه‌گیری دبی حجمی در نقاط مختلف تعیین خواهد شد و تغییرات فشار ناشی از تغییرات ارتفاع نیز در ترم ارتفاع موجود در معادله ارزیابی می‌گردد. در صورت عدم وجود نشستی در طول خط لوله پروفایل فشار سیال در طول خط لوله و در حالت ایده‌آل به صورت یک خط راست با شیب منفی خواهد بود. در صورت وقوع نشستی در هر نقطه از خط، یکنواختی نمودار در محل وقوع نشستی از بین خواهد رفت و در پروفایل فشار شکستگی ایجاد خواهد نمود. نمودار شماره ۲ تأثیر وقوع نشستی در خط لوله را بر پروفایل فشار نشان می‌دهد. در این مقاله اشاره به معادله برنولی صرفاً به منظور تبیین روابط ریاضی حاکم بر سیستم بوده است و با توجه به مشکلات عملیاتی کار با این معادلات پایه در شرایطی مانند حضور سیال گازی و یا تغییرات زیاد فشار در طول خط، در روش اجرا از آن استفاده نشده است. در واقع به‌جای استفاده از



شکل ۲ نمودار تغییرات فشار پس از وقوع نشستی

در یک سیستم ثبت اطلاعات یا سیستم مدیریت پایگاه داده ذخیره می‌شوند که معمولاً قابلیت ترسیم نمودار و تحلیل اطلاعات را نیز دارا می‌باشد. سیستم‌های اسکادا برای پایش یا کنترل فرآیندهای شیمیایی، حمل و نقل، سیستم‌های آبرسانی شهری، کنترل تولید و توزیع انرژی الکتریکی و در خطوط نفت و گاز و سایر فرآیندهای گسترده و توزیع یافته استفاده می‌شود. کنترل ممکن است به صورت اتوماتیک و یا توسط دستورات اپراتور باشد. تله‌متری معمولاً همراه سیستم‌های اسکادا است [۱۱]. این تکنیک در انتقال و دریافت اطلاعات یا داده‌ها توسط یک واسط استفاده می‌شود. اطلاعات می‌تواند مقادیر اندازه‌گیری شده ولتاژ، سرعت، یا جریان و فشار نقاط مختلف یک خط لوله باشد. این داده‌ها توسط یک واسط مثل کابل، تلفن یا رادیو به محل دیگری منتقل می‌شوند. این داده‌ها ممکن است از مکان‌های گوناگون آمده باشند. منظور از اکتساب داده، روش مورد استفاده برای دسترسی و کنترل اطلاعات و داده‌ها از تجهیزات تحت پایش است [۱۲]. داده‌های به‌دست آمده سپس به یک سیستم تله‌متری که آماده انتقال داده به مکان‌های مختلف است، فرستاده می‌شود. این اطلاعات می‌توانند آنالوگ یا دیجیتال باشند که توسط سنسورهایی مثل دبی‌سنج، فشارسنج، آمپرمتر یا غیره جمع‌آوری شده‌اند. همچنین می‌توانند داده‌هایی برای کنترل تجهیزاتی از قبیل محرک‌ها، رله‌ها، سوپاپ‌ها، موتورها و غیره باشند. سیستم‌های اسکادا به‌طور وسیع در صنایع به‌خصوص نفت و گاز، پتروشیمی [۱۳]، صنایع هواپیمایی، سیستم‌های آبیاری [۱۴] و ... کاربردهای فراوانی دارند. در تمامی روش‌های شناسایی نشستی مبتنی بر نرم‌افزار ناگزیر به استفاده از زیرساخت‌های انتقال داده مانند اسکادا هستیم که در بسیاری از تحقیقات پیشین بررسی شده است [۱۵].

در معادله بالا AF علامت اختصاری محدوده بعد از نشستی و BF علامت اختصاری نشان‌دهنده محدوده پیش از نشستی است. مقدار فشار و سرعت سیال در کلیه نقاط با استفاده از دستگاه‌های اندازه‌گیری قابل محاسبه است.

شبکه عصبی مصنوعی

یافتن مدل ریاضی براساس قوانین فیزیکی برای استفاده در مسأله تشخیص نشستی خط لوله دشوار است. لذا، از سیستم‌های آشکارسازی و جداسازی عیوب (FDI) مبتنی بر داده برای پرهیز از مدل‌سازی مستقیم استفاده می‌شود [۷]. در میان انواع مختلف سیستم‌های FDI مبتنی بر مدل، ANN قادر است اثرات نویز را کاهش دهد و تحلیلی سریع را برای تعداد زیادی داده فراهم آورد [۸]. ANN‌ها با یادگیری از طریق مثال، سعی در تقلید از عملکرد مغز انسان را دارند. این شبکه‌ها تا آنجا آموزش داده می‌شوند که برای مثال‌های آموزش داده شده خطایی کم داشته باشند. با استفاده از ANN بدون نیاز به مدل‌سازی مستقیم مسأله می‌توان روابط اصلی میان داده‌ها را استخراج کرد. از جمله قابلیت‌های شبکه‌های عصبی امکان برآزش نمودارها و داده‌ها است که در این مقاله از این ویژگی استفاده شده است.

اسکادا^۱

اسکادا (کنترل سرپرستی و اکتساب داده) به سامانه‌های کنترل و اندازه‌گیری در مقیاس بزرگ اطلاق می‌شود [۹]. معمولاً منظور از اسکادا یک سامانه مرکزی است که نظارت و واپایی یک سایت یا سیستم گسترده مانند یک خط لوله را در فواصل زیاد (در حد چندین کیلومتر) بر عهده دارد. به عبارتی اسکادا تلفیق تله‌متری و گردآوری داده است که شامل جمع‌آوری اطلاعات و انتقال آن به یک سایت مرکزی، تجزیه و تحلیل و کنترل لازم، و سپس نمایش داده بر روی تعدادی از صفحات نمایشی اپراتوری است [۱۰]. در یک سیستم اسکادا اتاق کنترل می‌تواند بر پایه داده‌های به‌دست‌آمده دستورهای لازم را صادر کند. همچنین، این داده‌ها

1. SCADA

متغیرهای مختلف نشتی اعمال و مشخصه های فشار و دبی نقاط مختلف خط لوله استخراج می گردد. این سناریوها شامل بررسی نشتی با اندازه های (۰/۱، ۰/۲، ... ، ۲ in) و در فواصل (۵، ۱۰، ۲۰، ... ، ۸۰ km) از مبدأ است. برای بررسی این موارد، ۲۰ حالت مختلف برای اندازه و ۹ حالت هم برای فاصله وجود خواهد داشت که در مجموع ۱۸۰ سناریوی نشتی تعریف خواهد شد. جهت آماده سازی اطلاعات به منظور تحلیل های بعدی از نرم افزار Power Bi و بخش Power Query استفاده نمودیم. شکل ۴ شماتیکی از صفحه داشبورد طراحی شده به منظور نمایش اطلاعات نشتی را نشان می دهد که در آن پروفایل فشار و دبی سیال را در شرایط نشتی ۱/۵ in در فاصله ۴۰ km از مبدأ مشخص شده است.

مدل سازی سیستم تشخیص نشتی

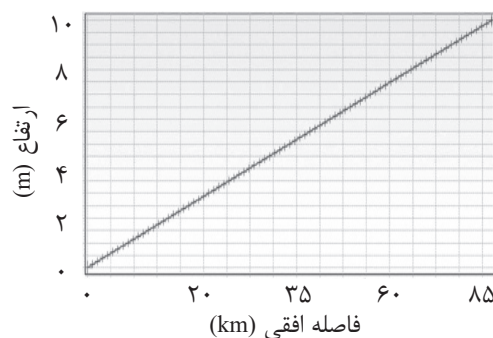
سیستم های نشتی یاب خطوط معمولاً برحسب سرعت تشخیص، سادگی در پیاده سازی، مقرون به صرفه بودن، توانایی در جداسازی دقیق عیوب و تعیین میزان وخامت شرایط مقایسه می گردند. در تمامی مراحل انجام این تحقیق تلاش بر برآورده نمودن این شرایط با پیش فرض قابلیت پیاده سازی عملی سیستم داشته ایم. در عمل اندازه گیری شدت جریان سیالات با دقت قابل قبول مستلزم صرف هزینه های بالای پیاده سازی می باشد. همچنین، انجام امور نگهداری و تعمیرات به همراه کالیبراسیون و حفاظت فیزیکی به دلیل نصب در نقاط دور از دسترس مشکلات عملیاتی فراوانی را ایجاد خواهد نمود.

با توجه به رویکرد عمل گرایانه در این تحقیق ساختار و معماری سیستم تشخیص نشتی به گونه ای طراحی خواهد شد که کاملاً منطبق با زیرساخت های موجود اسکادا و مانیتورینگ باشد. اتصالات نرم افزاری لازم از طریق استانداردهای رایج مانند OPC انجام خواهد پذیرفت [۱۶]. واحد نشتی یاب بر روی زیرساخت اسکادای شرکت ملی نفت ایران نصب خواهد گردید و پس از مدل کردن خطوط لوله هدف، همتهای دیجیتالی از آن خطوط در سیستم مدل می گردد و پاسخ این واحد به ازای داده های آنالاین دریافتی از فرآیند بررسی خواهد گردید [۱۷].

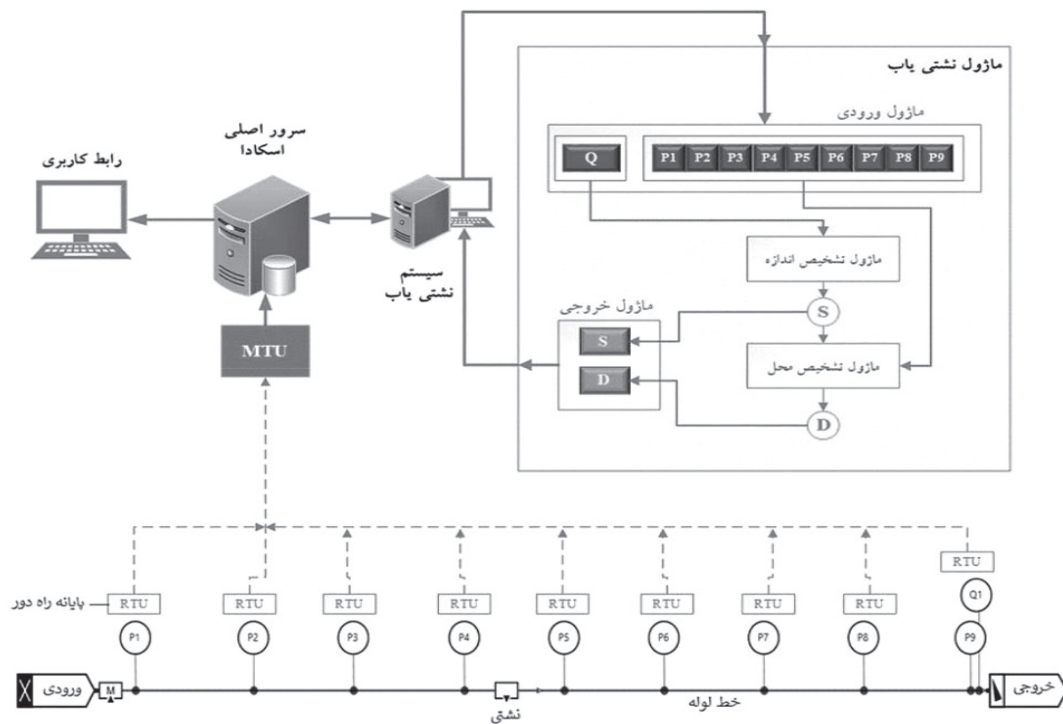
روش کار

خط لوله مورد مطالعه

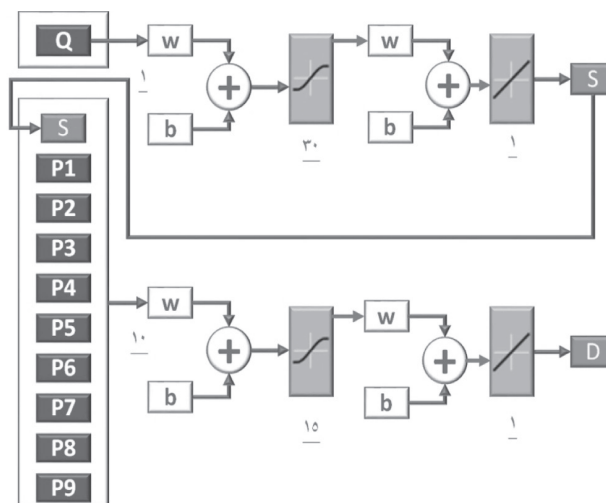
خط لوله مورد مطالعه بخشی از کوریدور نفت صادراتی می باشد که دو تلمبه خانه اصلی را به هم متصل می نماید. طول خط ۸۷ km بوده و قطر آن ۴۲ in است. دبی ورودی به خط لوله ۵۵۰ kg/s با فشار ورودی ۱۸ bar است. پروفایل خط لوله در شکل ۳ نشان داده شده است. با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات مربوط به نشتی واقعی، نرم افزار الگا به منظور شبیه سازی خط لوله در شرایط نشتی مورد استفاده قرار می گیرد. به این ترتیب مشخصه های مکانیکی مانند قطر، ضخامت، طول، مواد سازنده و پروفایل خط لوله و همچنین، پارامترهای دینامیکی شامل فشار و دبی عملیاتی خط در حالت بدون نشتی در نرم افزار الگا ثبت می شود. پس از آن،



شکل ۳ نمودار پروفایل خط لوله مورد مطالعه



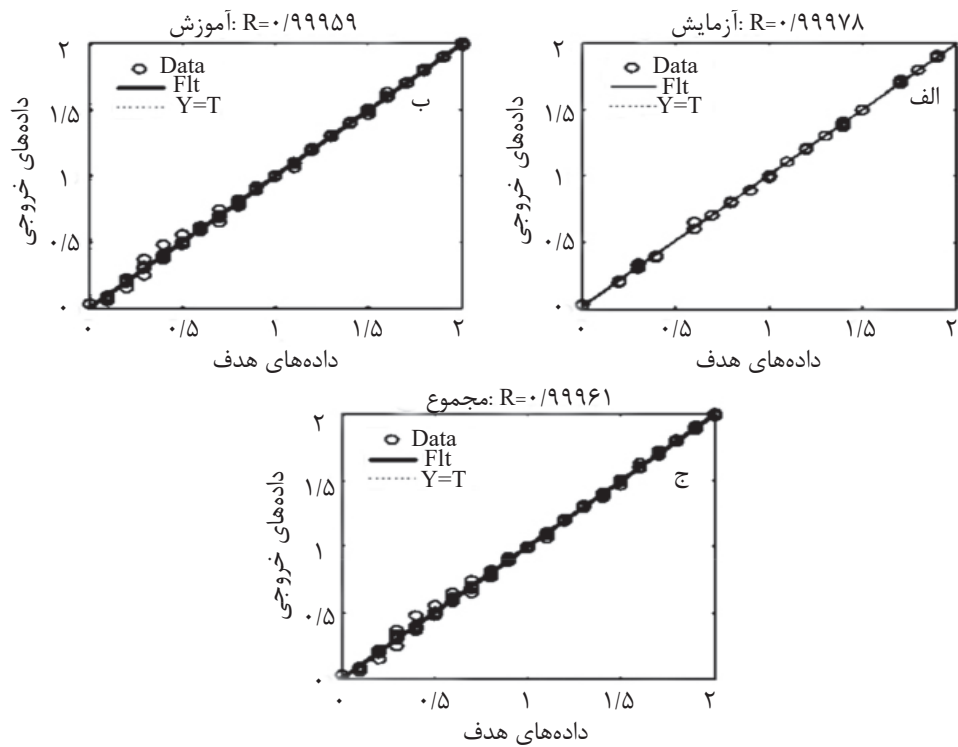
شکل ۵ شماتیک شبکه اسکادا به همراه سیستم نشتی یاب خطوط لوله



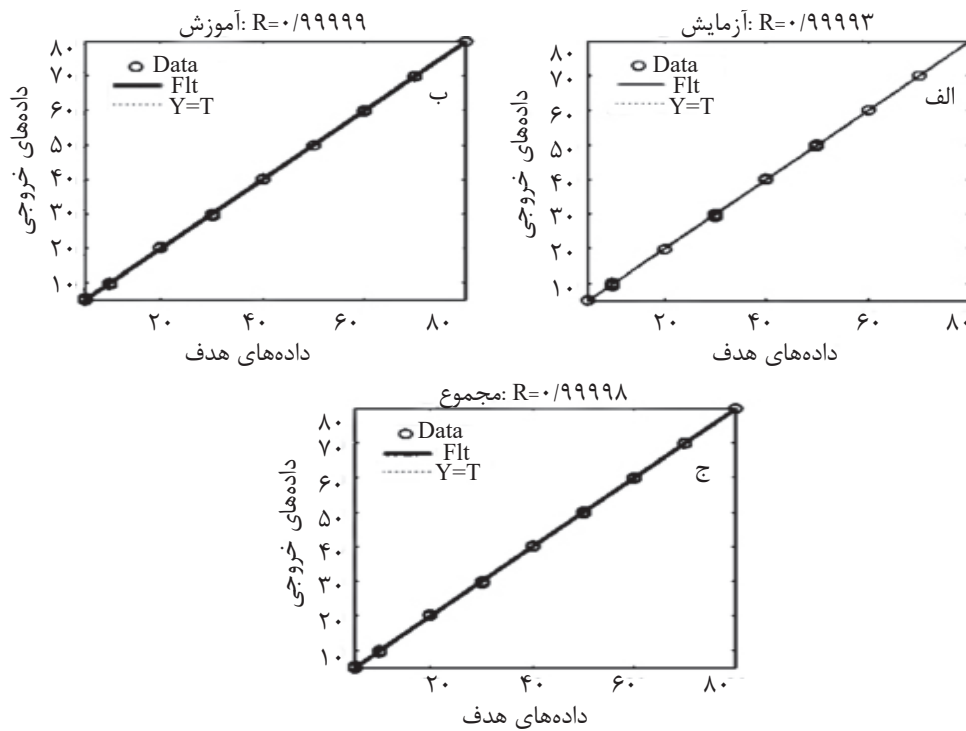
شکل ۶ شماتیک مدل شبکه عصبی طراحی شده برای تشخیص اندازه و محل نشتی

ناچیز در نتایج دارند ولی هزینه پیاده‌سازی آنها بالاست. مدل‌ها با تعداد مختلف ورودی‌های فشاری و دمایی آزمایش و مقایسه می‌شوند و با قبول درصد ناچیزی خطا به تعداد پارامترهای ورودی بهینه براساس مشاهدات تجربی می‌رسیم. برای شبکه زیرین، شکل ۷ و ۸ نتایج بخش تشخیص اندازه نشتی و محل آن را نشان می‌دهند.

در این تحقیق جهت انتخاب درست متغیرهای ورودی شبکه عصبی پیشنهادی از نرم‌افزار Eureka استفاده می‌شود. در این شیوه مدل سازی ابتدا داده‌ها را وارد نرم‌افزار کرده و سپس ورودی‌ها و خروجی‌ها مشخص می‌گردند. از آنجایی که رویکرد اصلی این پژوهش انجام حداکثری ساده‌سازی‌ها است، بعد از مشاهده نتایج و معادلات خروجی نرم‌افزار Eureka تصمیم بر حذف پارامترهایی می‌نماییم که تأثیرات



شکل ۷ نتایج بخش تشخیص اندازه نشتی شبکه عصبی، (الف) داده‌های آزمایش، (ب) داده‌های آموزش، (ج) مجموع داده‌ها



شکل ۸ نتایج بخش تشخیص محل نشتی شبکه عصبی، (الف) داده‌های آزمایش، (ب) داده‌های آموزش، (ج) مجموع داده‌ها

عمل‌گرایانه نسبت به نتایج این مقاله در این بخش تلاش می‌نماییم سیستم تشخیص نشتی را با حداقل سخت‌افزار مورد نیاز طراحی نماییم. بدین منظور مشابه بخش قبل ابتدا اندازه نشتی به دست می‌آید و سپس محل وقوع آن. با این تفاوت که برای به دست آوردن محل نشتی، علاوه بر اندازه، از مقادیر اندازه‌گیری شده فشار تنها دو نقطه P1 و P9 که در کیلومترهای ۲۱۷۵ و ۸۵۹۱۲/۵ واقع شده‌اند استفاده می‌نماییم. شماتیک شبکه عصبی آن مطابق شکل ۹ است. سایر مراحل طراحی و تنظیمات مربوطه مشابه بخش قبل انجام می‌پذیرد. جدول ۲ میزان قدر مطلق خطا را به‌ازای نشتی‌هایی با اندازه‌های مختلف در فواصل مربوطه نشان می‌دهد. میانگین خطای اندازه‌گیری در سناریوهای مختلف در این سیستم ۲۶۵ m است.

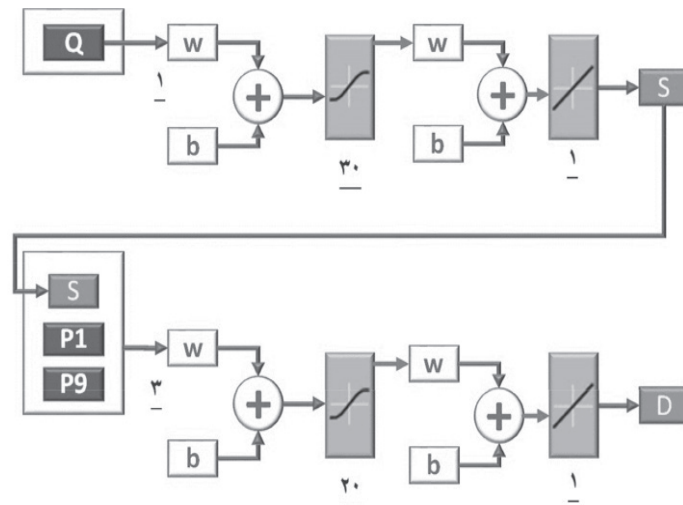
در ادامه با داشتن اندازه نشتی که خروجی شبکه قبل بود و همچنین فشار ۹ نقطه در کیلومترهای ۲۱۷۵، ۱۵۲۲۵، ۲۵۱۲۰/۱، ۳۵۸۸/۵، ۴۵۶۷۵، ۵۵۴۶۲/۵، ۶۵۲۵۰، ۷۵۰۳/۵، ۸۵۹۱۲/۵ شبکه عصبی دوم به‌منظور تشخیص محل نشتی با پارامترهای مشخص شده در بخش پایین شکل ۶ طراحی می‌گردد. جدول ۱ میزان قدر مطلق خطا را به‌ازای نشتی‌های با اندازه‌های مختلف در فواصل مربوطه نشان می‌دهد. میانگین خطای اندازه‌گیری در سناریوهای مختلف در این سیستم ۳۶ m است و در ۲ نقطه در اندازه نشتی ۰/۲ in خطای بیشتر از ۱ km به دست آمد.

سیستم تشخیص نشتی با دو نقطه فشاری

در عمل هیچ‌کدام از خطوط لوله فعلی شرکت ملی نفت ایران این تعداد از سیستم‌های اندازه‌گیری فشار با فواصل لازم را ندارند. با توجه به نگاه

جدول ۱ میزان قدر مطلق خطای سیستم در تشخیص محل نشتی به km

فاصله نشتی از مبدأ (Km)										اندازه نشتی (in)
۸۵	۸۰	۷۰	۶۰	۵۰	۴۰	۳۰	۲۰	۱۰	۵	
۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۰/۰۰۱	۰/۰۰۱	۰/۰۰۰	۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۰/۰۰۲	۰/۰۰۴	۰/۰۰۲	۰/۱
۰/۰۰۰	۰/۰۰۰	۱/۶۲۸	۰/۰۰۰	۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۱/۹۳۷	۰/۰۰۱	۰/۰۰۲	۰/۰۰۱	۰/۲
۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۰/۰۰۱	۰/۰۰۰	۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۰/۳۹۸	۰/۰۰۱	۰/۳
۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۰/۳۳۷	۰/۰۰۱	۰/۰۰۵	۰/۰۰۷	۰/۰۰۴	۰/۰۰۰	۰/۰۰۷	۰/۰۰۸	۰/۴
۰/۰۰۰	۰/۰۰۲	۰/۰۰۱	۰/۰۰۲	۰/۰۱۰	۰/۰۱۳	۰/۱۴۵	۰/۰۱۸	۰/۴۶۴	۰/۰۱۷	۰/۵
۰/۲۴۴	۰/۰۱۰	۰/۰۰۱	۰/۰۰۱	۰/۰۱۲	۰/۰۱۹	۰/۰۸۲	۰/۰۳۲	۰/۰۱۱	۰/۰۲۵	۰/۶
۰/۰۰۳	۰/۰۱۹	۰/۰۴۹	۰/۰۰۸	۰/۰۰۱	۰/۰۱۰	۰/۰۰۲	۰/۰۲۲	۰/۰۲۳	۰/۰۱۳	۰/۷
۰/۰۰۷	۰/۰۱۱	۰/۰۰۴	۰/۰۱۱	۰/۰۰۷	۰/۰۰۴	۰/۰۰۱	۰/۰۰۱	۰/۰۲۱	۰/۰۱۶	۰/۸
۰/۰۱۵	۰/۰۱۲	۰/۰۱۴	۰/۰۱۲	۰/۰۱۶	۰/۰۱۱	۰/۰۱۳	۰/۰۲۰	۰/۰۰۲	۰/۰۲۴	۰/۹
۰/۰۱۲	۰/۰۱۷	۰/۰۱۳	۰/۰۱۶	۰/۰۰۵	۰/۰۲۰	۰/۰۰۵	۰/۰۰۴	۰/۰۳۰	۰/۰۳۴	۱
۰/۰۱۲	۰/۰۰۱	۰/۰۰۹	۰/۰۱۷	۰/۰۰۳	۰/۰۰۷	۰/۰۰۷	۰/۰۰۳	۰/۰۱۰	۰/۰۰۵	۱/۱
۰/۰۰۵	۰/۰۰۳	۰/۰۱۷	۰/۰۰۷	۰/۰۰۸	۰/۰۰۵	۰/۰۱۲	۰/۰۰۷	۰/۰۰۹	۰/۰۰۷	۱/۲
۰/۰۰۳	۰/۰۱۸	۰/۰۰۶	۰/۰۰۳	۰/۰۱۲	۰/۰۰۶	۰/۰۱۱	۰/۰۰۷	۰/۰۳۳	۱/۰۰۷	۱/۳
۰/۰۰۴	۰/۰۰۷	۰/۰۰۹	۰/۰۰۳	۰/۰۰۵	۰/۰۰۵	۰/۰۰۳	۰/۰۰۸	۰/۰۰۴	۰/۰۰۱	۱/۴
۰/۰۰۲	۰/۰۰۷	۰/۰۰۷	۰/۰۲۰	۰/۰۰۵	۰/۰۰۰	۰/۰۱۰	۰/۰۰۲	۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۱/۵
۰/۲۱۸	۰/۰۰۵	۰/۰۰۳	۰/۰۰۱	۰/۰۰۲	۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۰/۰۰۶	۰/۰۰۲	۰/۰۰۲	۱/۶
۰/۰۶۴	۰/۰۰۸	۰/۰۰۷	۰/۰۰۴	۰/۰۰۲	۰/۰۴۴	۰/۰۰۵	۰/۰۰۵	۰/۰۰۱	۰/۰۰۳	۱/۷
۰/۰۰۱	۰/۰۱۷	۰/۰۱۰	۰/۰۰۱	۰/۰۰۳	۰/۰۹۲	۰/۰۰۵	۰/۰۰۰	۰/۰۰۸	۰/۰۰۳	۱/۸
۰/۰۰۰	۰/۰۰۱	۰/۰۰۴	۰/۰۰۷	۰/۰۰۱	۰/۱۵۴	۰/۰۰۲	۰/۰۰۵	۰/۰۰۲	۰/۰۰۳	۱/۹
۰/۰۰۱	۰/۰۰۲	۰/۰۰۷	۰/۰۰۵	۰/۰۰۲	۰/۱۹۶	۰/۰۰۱	۰/۰۰۲	۰/۰۰۲	۰/۰۰۳	۲



شکل ۹ شماتیک مدل شبکه عصبی طراحی شده برای تشخیص اندازه و محل نشتی با دو نقطه فشاری

جدول ۲ میزان قدر مطلق خطای سیستم با دو نقطه فشاری در تشخیص محل نشتی به km

فاصله نشتی از مبدأ (Km)										اندازه نشتی (in)
۸۵	۸۰	۷۰	۶۰	۵۰	۴۰	۳۰	۲۰	۱۰	۵	
۰/۳۹۴	۰/۹۹۴	۰/۷۹۴	۰/۴۳۴	۰/۴۰۶	۰/۹۳۲	۰/۱۰	۰/۸۷۱	۰/۴۱۹	۰/۰۶۵	۰/۱
۰/۴۰۴	۰/۸۷۳	۰/۶۵۸	۰/۰۲۷	۰/۷۰۱	۰/۵۲۹	۰/۴۷۷	۰/۶۴۱	۰/۵۶۲	۰/۱۰۰	۰/۲
۰/۰۸۷	۰/۹۳۷	۰/۶۹۴	۰/۱۱۱	۰/۷۴۵	۰/۵۸۹	۰/۳۵۴	۰/۷۷۱	۰/۴۴۲	۰/۰۶۰	۰/۳
۰/۳۵۱	۰/۳۵۷	۰/۹۴۶	۰/۲۰۱	۰/۶۹۲	۰/۵۵۰	۰/۴۶۲	۰/۶۰۳	۰/۶۹۴	۰/۱۰۰	۰/۴
۰/۰۹۳	۰/۵۳۹	۰/۷۶۹	۰/۱۱۰	۰/۷۰۱	۰/۶۰۱	۰/۴۵۵	۰/۷۱۰	۰/۵۲۱	۰/۱۲۲	۰/۵
۰/۰۰۴	۰/۳۶۱	۰/۹۹۸	۰/۲۲۸	۰/۵۶۶	۰/۶۵۶	۰/۴۹۴	۰/۵۹۵	۰/۴۳۳	۰/۱۳۷	۰/۶
۰/۰۴۵	۰/۰۴۱	۰/۹۲۰	۰/۱۲۹	۰/۵۱۵	۰/۶۵۵	۰/۶۵۷	۰/۵۱۳	۰/۴۱۸	۰/۱۹۵	۰/۷
۰/۱۱۴	۰/۱۳۷	۰/۶۲۸	۰/۰۱۴	۰/۴۸۱	۰/۶۲۱	۰/۶۷۶	۰/۳۹۷	۰/۳۹۵	۰/۳۲۸	۰/۸
۰/۰۱۹	۰/۱۱۳	۰/۲۹۰	۰/۰۶۲	۰/۴۰۶	۰/۵۸۷	۰/۶۹۰	۰/۴۶۲	۰/۴۱۴	۰/۲۶۱	۰/۹
۰/۰۳۴	۰/۱۱۲	۰/۱۶۳	۰/۰۵۶	۰/۲۸۶	۰/۵۲۵	۰/۵۰۶	۰/۴۹۱	۰/۴۵۵	۰/۱۷۲	۱
۰/۰۴۰	۰/۰۶۹	۰/۰۱۲	۰/۰۰۳	۰/۲۰۴	۰/۴۲۲	۰/۳۸۲	۰/۳۳۰	۰/۳۷۲	۰/۲۰۱	۱/۱
۰/۰۳۰	۰/۰۳۴	۰/۰۲۷	۰/۰۵۷	۰/۰۱۵۶	۰/۲۲۵	۰/۲۲۲	۰/۲۴۷	۰/۳۵۱	۰/۱۷۱	۱/۲
۰/۰۲۴	۰/۰۷۶	۰/۰۱۲	۰/۱۱۲	۰/۱۱۷	۰/۰۵۲	۰/۰۵۰	۰/۰۷۸	۰/۱۹۰	۰/۱۳۶	۱/۳
۰/۰۵۰	۰/۰۷۳	۰/۰۷۳	۰/۱۳۳	۰/۱۲۳	۰/۰۴۸	۰/۰۵۰	۰/۰۱۸	۰/۰۴۸	۰/۰۳۹	۱/۴
۰/۰۴۷	۰/۰۶۷	۰/۰۷۹	۰/۱۲۴	۰/۰۷۱	۰/۱۱۴	۰/۱۶۰	۰/۱۰۰	۰/۰۶۶	۰/۰۸۵	۱/۵
۰/۰۳۲	۰/۰۳۳	۰/۱۱۲	۰/۱۲۲	۰/۰۲۰	۰/۰۹۶	۰/۱۰۴	۰/۱۲۴	۰/۱۰۸	۰/۱۷۷	۱/۶
۰/۰۱۹	۰/۰۰۶	۰/۰۹۰	۰/۱۱۴	۰/۰۲۸	۰/۰۷۹	۰/۰۶۸	۰/۰۹۲	۰/۰۹۶	۰/۱۳۶	۱/۷
۰/۰۱۷	۰/۰۲۷	۰/۰۵۵	۰/۰۸۶	۰/۰۷۱	۰/۰۳۷	۰/۰۱۴	۰/۰۰۸	۰/۰۴۴	۰/۰۴۵	۱/۸
۰/۰۰۲	۰/۰۲۱	۰/۰۰۸	۰/۰۳۲	۰/۰۲۰	۰/۰۲۶	۰/۱۴۴	۰/۰۶۸	۰/۰۳۶	۰/۱۶۷	۱/۹
۰/۰۲۵	۰/۰۲۵	۰/۰۵۷	۰/۱۳۱	۰/۰۳۷	۰/۰۹۹	۰/۳۷۶	۰/۱۳۶	۰/۰۹۷	۰/۰۶۸	۲

نتیجه‌گیری

به مشکلات فنی و هزینه‌ای نصب عملی تجهیزات اندازه‌گیری جریان، برای شبیه‌سازی سیستم از اطلاعات جریانی تنها یک نقطه و فشاری ۹ نقطه در طول ۸۷ km، با نشتی‌ها و اندازه‌های مختلف استفاده شد. این طراحی با رویکرد کاملاً عمل‌گرایانه قابلیت اجرا با صرف هزینه و زمان اندک را خواهد داشت. همچنین، کاملاً سازگار با استانداردهای ارتباطی موجود بر روی بستر فعلی اسکادای شرکت ملی نفت ایران خواهد بود. با توجه به محدودیت‌های سخت‌افزاری نصب تجهیزات بر روی خطوط لوله، در مرحله بعد تمامی مراحل مدل‌سازی با استفاده از یک نقطه جریانی و دو نقطه فشاری تکرار شد و نتایج مربوط به محل نشتی با اختلاف بیشتری نسبت به حالت قبل به دست آمد. با وجود خطای بیشتر محاسبات در حالت دوم با توجه به چالش‌های اجرا و نگهداری کمتر به تناسب نیازهای عملیاتی و مدیریتی در برخی موارد می‌تواند گزینه مناسب‌تری باشد.

خطوط انتقال حامل‌های انرژی، از شریان‌های حیاتی کشور محسوب می‌شود. لذا، هرگونه آسیب دیدگی آن بر اثر تصادف، خوردگی و یا با گذشت زمان، که منجر به نشتی در طول خط شود باعث مخاطرات ایمنی و حوادث آتش‌سوزی و اتلاف فرآورده‌های سوختی و گاز می‌شود. بنابراین، ارائه روشی برای تشخیص نشتی از خطوط لوله، اهمیت زیادی دارد. در گذشته و گاهی هنوز هم روش‌های چشمی و رادیوگرافی به این منظور به کار می‌رفته است. در این تحقیق، روش مبتنی بر شبیه‌سازی با استفاده از نرم‌افزار الگا و الگوریتم تشخیص نشتی بر مبنای شبکه‌های عصبی مصنوعی جهت تشخیص نشتی بر روی خط انتقال ۴۲ in نفت صادراتی بین دو تلمبه‌خانه اصلی به‌طور کامل معرفی و ارزیابی شد. این روش، در واقع یک روش شبیه‌سازی است که در آن، از معادلات حاکم بر مدل خط لوله استفاده نمی‌شود و به جای آن از رفتار سیال درون لوله هیدرودینامیکی در حالت پایدار بهره می‌برد. با توجه

مراجع

- [1]. Boaz L, Kaijage S, Sinde R (2014) An overview of pipeline leak detection and location systems, in Proceedings of the 2nd Pan African International Conference on Science, Computing and Telecommunications (PACT), 133–137.
- [۲]. رضایی ع (۱۳۹۵) "مروری بر فن‌آوری‌های مورد استفاده در تشخیص نشت خطوط انتقال گاز، in دومین کنفرانس ملی علوم و مهندسی کامپیوتر و فن‌آوری اطلاعات.
- [3]. El-Shiekh T M (2010) Leak detection methods in transmission pipelines, *Energy Sources, Part A Recover. Utilization, and Environmental Effects*, 32, 8: 715–726.
- [4]. Azimi A, Khaliji F, Shabani M (2013) Simultaneous estimation of flow rate and location of leakage in natural gas pipeline using Levenberg-Marquardt method, *Modares Mechanical Engineering*, 13, 4: 13–24.
- [5]. Bai Y, Bai Q (2014) Subsea pipeline integrity and risk management. Gulf Professional Publishing.
- [6]. Adegboye M A, Fung W K, Karnik A (2019) Recent advances in pipeline monitoring and oil leakage detection technologies: principles and approaches, *Sensors*, 19, 11: 2548.
- [7]. Afebu K O, Abbas A J, Nasr G G, Kadir A (2015) Integrated leak detection in gas pipelines using OLGA simulator and artificial neural networks, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers.
- [8]. Ma I, Ferraz N, Garcia A C B, via F, Bernardini C (2008) Artificial neural networks ensemble used for pipeline leak detection systems, in *International Pipeline Conference*, 48579: 739–747.
- [9]. Boyer S A (2009) SCADA: supervisory control and data acquisition. International Society of Automation.
- [10]. Dagle J (2010) Introduction of Human machine Interface (HMI), .
- [11]. Saad A Y (2002) Securing supervisory control and data acquisition systems, *Cyber security risk assessment for SCADA and DCS networks*, 81, 7: 55–56.
- [12]. Boyer S A (2004) SCADA - Supervisory And Data Acquisition.
- [13]. Morsi I, El-Din L M (2014) SCADA system for oil refinery control, *Journal of Measurment*, 47, 1: 5–13, .
- [14]. M. Ayala and M. Rijo, Control Engineering Practice SCADA system with predictive controller applied to irrigation canals, *Control Engineering Practice*, 21, 870–886: 2013.
- [15]. Carrera R, Verde C, Cayetano R (2015) A SCADA Expansion for Leak Detection in a Pipeline, *Sensors*, 2300, 2320: 2340.
- [16]. OPC. [Online]. Available: <https://opcfoundation.org/>.
- [۱۷]. زاده باقری ا، م. صالحی‌زاده ر، صالحی م (۱۳۹۷) طراحی و پیاده‌سازی سیستم هوشمند کنترل سرپرستی و اکتساب داده (اسکادا) به‌منظور کنترل، مانیتور و تحلیل رفتار پارامترهای مهم فرآیندی تاسیسات شرکت ملی نفت ایران، نشریه کنترل صنعتی.



Design of Pipeline leak Detection System using Neural Network on Scada Platform of National Iranian Oil Company

Omid Zadehbagheri¹, Mohammad Reza Salehizadeh^{1*}, Seyed Vahid Naghavi² and Mazda Moattari¹

1. Department of Electrical Engineering, Marvdasht Branch, Islamic Azad University, Marvdasht, Iran

2. Instrumentation Design Department, Engineering Division, Faculty of Research and Development in Downstream Petroleum Industry, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

salehizadeh@miau.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4249.2923

Received: August/05/2020

Accepted: October/31/2020

Introduction

Transmission lines network are very complex structures used to transfer fluid between the production site and the distribution point by elements such as compressors, pipe parts, valves, etc. It is the most economical way to transfer a large amount of fluid. As the pipe expands, it also passes close to sensitive areas such as urban areas. Also, the transferred fluid may be flammable or toxic. Therefore, the leakage will be very important.

After a leak or explosion in a pipe from the oil transmission network, some parameters of the network change, which can be used to identify and determine the location of the rupture and leakage of pipes. These parameters include pipeline pressure changes, flow changes, ambient and soil temperature changes around the pipe, changes in the humidity of the environment around the pipe, odor, and ultimately noise caused by fluid leakage [1].

There is currently a wide range of leak detection methods that have disadvantages and advantages, and choosing a method from among them should be done intelligently. In a general view, the various methods used to detect leaks and their location can be divided into the following three categories:

- A) Phenomenological methods
- B) Hardware methods
- C) Software methods

Biological methods are based on the skills of trained workers or animals, and sound, smell, or sight are used. This method is highly dependent on human or animal

sensitivity and is applicable in a limited number of cases.

The hardware method detects leaks by using various tools and sensors via detecting abnormal signals created by leaks. These include various types of temperature sensors, acoustic sensors, gas detection devices and pressure sensors [2].

In the software method, using thermodynamic specifications such as pressure, flow and fluid temperature, as well as the dynamic equations of the pipeline, a model of the line is obtained and finally, by analyzing the measured data, the leak location and its size are determined. Hardware methods have high costs and human resources, so numerical simulation methods are a good alternative [3].

Software-based methods that use Scada sensors, are categorized by model-based and data-based methods. Software methods include Real Time Transient Modeling (RTTM), Mass balancing, Negative Pressure Wave (NPW) and statistical methods [4].

Experimental and Methodology

Pipeline

The pipeline under study is a part of the Export Oil Corridor, which connects the two main pump houses. The line is 87 km long and 42 inches in diameter. The inlet flow to the pipeline is 550 kg/s and the inlet pressure is 18 bar. The profile of the pipeline is shown in Figure 1.

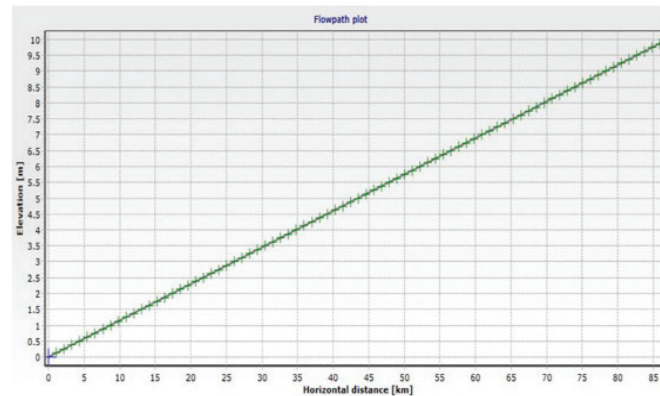


Fig. 1 Profile of the studied pipeline.

Because real leakage data was not available, Olga software was used to simulate leakage of pipeline. Mechanical characteristics such as diameter, thickness, length, material of construction and profile of the pipeline and dynamic parameters such as pressure and operating flow in leak-free mode were given to the Olga simulator. Then, different leakage scenarios were applied and the pressure and flow characteristics of different points of the pipeline were obtained. These scenarios include a leak with sizes [0.1, 0.2, ..., 2] inches and [5, 10, 20, ..., 80] km from the beginning of the pipeline. To examine these cases, there will be 20 different modes for size and 9 modes for distance, which will ultimately define 180 leakage scenarios.

Leak Detection System Modeling

Line leak detection systems are usually compared in terms of speed of detection, ease of implementation, affordability, ability to separate faults, and determination of deterioration conditions. In this paper, we have tried to meet these results with the

practical implementation of the system.

In order to detect leakage, we used a flowmeter at the end and 9 pressure transmitter at certain distances from the pipeline. Relative values are used instead of absolute pressure and flow.

At each point of measurement will be placed a remote transfer unit (RTU) that receives information from local equipment and transmits it to the Master Terminal Unit (MTU).

Neural Network Leak Detection System

The relative outlet of the pipeline is used to detect the size of the leak. In Figure 2, Q represents the outlet flow of the pipeline, S indicates the leak size, and D refers to the leak location.

First, the upper part of the neural network shown in Figure 3 is executed and then the results are used to perform the lower part.

Figure 4 shows the results of the leak size detection section.

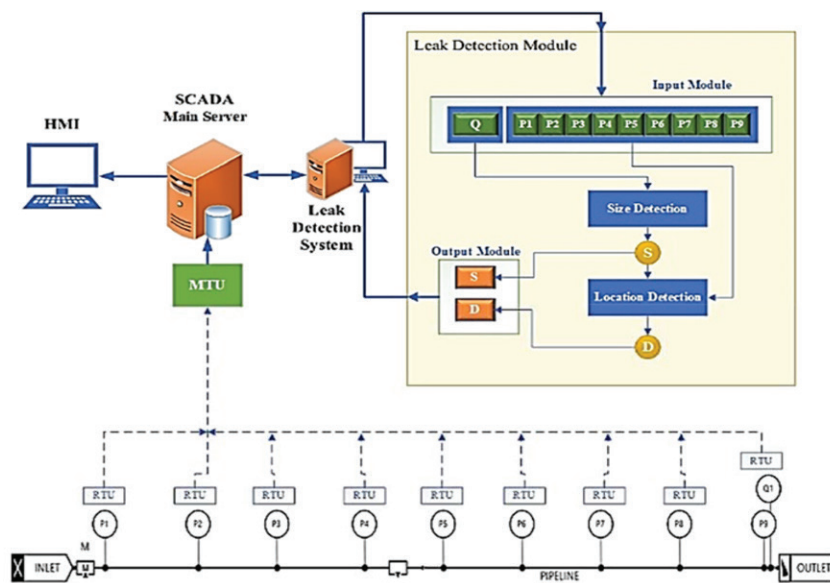


Fig. 2 SCADA network with leak detection system.

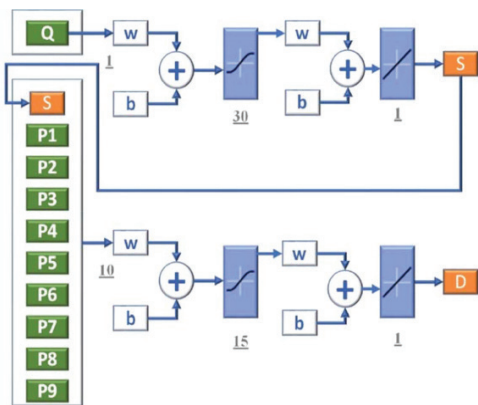


Fig. 3 Neural network model to detect the size and location of leaks.

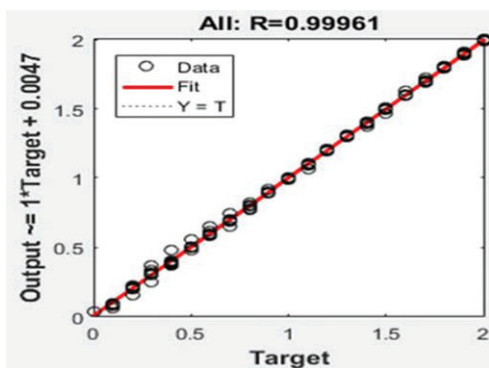


Fig. 4 The result of the neural network leak size detection section.

Then using the leakage size that was the output of the previous network and the pressure of 9 points in kilometers (2175, 15225, 25012.5, 3588.5, 45675, 55462.5, 65250, 7503.5, 85912.5), the second neural network is designed to detect the location of the leak. Figure 5 shows the results of the leak location detection section.

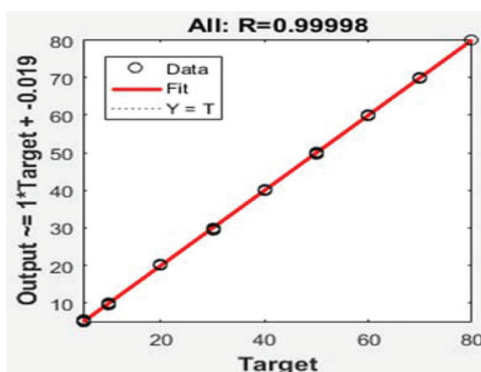


Fig. 5 The result of the neural network leak location detection section.

Conclusion

In this paper, the simulation - based method was fully introduced and evaluated using the Olga software and the leakage detection algorithm based on artificial neural networks in MATLAB to detect size and

location of leakage.

This method is a simulation method that utilizes the fluid behavior within the hydrodynamic pipeline in steady state instead of the equations in the pipeline model. due to technical problems and the cost of practical installation and operation of flow measurement equipment, only one flow point and 9 pressure points were used. This design with a completely pragmatic approach will be able to run at low cost and time. It will also be fully compatible with the communication protocols available on the current Scada platform of the National Iranian Oil Company [5].

References

1. Boaz L, Kaijage S, Sinde R (2014) An overview of pipeline leak detection and location systems, in Proceedings of the 2nd Pan African International Conference on Science, Computing and Telecommunications (PACT 2014), 133–137.
2. El-Shiekh T M (2010) Leak detection methods in transmission pipelines, Energy Sources, Part A Recover. Utilization, and Environmental Effects, 32, 8, 715–726.
3. Azimi A, Khaliji F, Shabani M (2013) Simultaneous estimation of flow rate and location of leakage in natural gas pipeline using Levenberg-Marquardt method, Modares Mechanical Engineering, 13, 4, 13–24.
4. Bai Y, Bai Q (2014) Subsea pipeline integrity and risk management. Gulf Professional Publishing.
5. OPC. [Online]. Available: <https://opcfoundation.org/>.