۲- رویداد دوم؛ انفجار و آتش‌سوزی خط لوله ۲۰ اینچ گاز

رویداد با پارگی و رهایش شدید گاز از بدنه خط انتقال گاز ۲۰ اینچ، آغاز شد. خروج پرفشار گاز طبیعی از محل پارگی، موجب پرتاب خاک اطراف محل شکست و انتشار سریع حجم زیادی از گاز در محیط آزاد شد. در ادامه ابر بخار قابل‌اشتعال[۱] ایجاد شده و تحت تأثیر باد به سمت جاده مجاور حرکت کرد و پس از رسیدن به یک منبع اشتعال، انفجار ابر بخار[۲] رخ داد.

پس از انفجار، شعله به محل پارگی بازگشت و به‌دلیل تداوم خروج گاز از خط لوله، حریق به‌صورت آتش فورانی[۳] ادامه یافت و تابش حرارتی[۴] شدید این حریق، پنج دستگاه خودروی عبوری را درگیر آتش‌سوزی کرد. با قطع جریان گاز از ایستگاه‌های تقویت فشار، ایزوله‌کردن مسیر تغذیه پایین‌دست و تخلیه فشار خط، آتش‌سوزی در ساعت ۱۱:۱۰ مهار شد. این رویداد متاسفانه به جان‌باختن پنج نفر و مجروح‌شدن چهار نفر دیگر انجامید.

گردآوری اطلاعات و تدوین رویداد دوم
محمد صالحی‌پور | زهرا نوروزی

۲-۱- سناریوی کامل رویداد

حوالی ساعت ۹:۳۰ صبح، در کیلومتر ۶ یک خط لوله انتقال گاز ۲۰ اینچ دچار پارگی شد. گاز طبیعی درون خط لوله، به‌دلیل فشار بالای عملیاتی، با سرعت و انرژی زیادی از محل شکست خارج شد. شدت رهایش به اندازه‌ای بود که خاک اطراف محل پارگی به اطراف پرتاب شد و در مدت کوتاهی، حجم زیادی از گاز وارد محیط آزاد گردید.

گاز طبیعی عمدتاً از متان تشکیل شده است و در شرایط عادی از هوا سبک‌تر است؛ با این حال، در یک رهایش پرفشار، گاز ابتدا به‌صورت جتی پرانرژی از محل شکست خارج می‌شود و سپس، در اثر اختلاط با هوای محیط، ابری از گاز و هوا تشکیل می‌دهد. در این مرحله، رفتار ابر بخار به عواملی مانند فشار خط، ابعاد پارگی، سرعت و جهت باد، دمای محیط، پایداری جو و وجود موانع در اطراف محل رهایش وابسته است.

در این رویداد، ابر بخار قابل‌اشتعال تحت تأثیر جهت وزش باد به سمت جاده مجاور حرکت کرد و به‌تدریج محدوده وسیع‌تری را دربر گرفت. خطر زمانی شکل گرفت که بخشی از گاز پس از اختلاط با هوا، در محدوده اشتعال‌پذیری[۵] قرار

[1] Flammable Vapor Cloud
[2] Vapor Cloud Explosion - VCE
[3] Jet Fire
[4] Thermal Radiation
[۵] برای اطلاعات بیشتر در رابطه با این مفهوم، به بخش پدیده‌های فیزیکی و شیمیایی رویداد اول مراجعه کنید.

گرفت. برای متان، این محدوده تقریباً بین ۵ تا ۱۵ درصد حجمی در هوا است. در این بازه، حضور یک منبع اشتعال می‌تواند برای آغاز احتراق کافی باشد.

ابر بخار در مسیر حرکت خود به یک منبع اشتعال در اطراف محل حادثه رسید. خودروهای عبوری و تجهیزات یا کابل‌های برق فشارقوی، از جمله منابع بالقوه‌ای هستند که می‌توانند در چنین محیطی انرژی لازم برای اشتعال مخلوط گاز و هوا را فراهم کنند. پس از اشتعال، احتراق در ابر بخار گسترش یافت و موج انفجار در اطراف محل حادثه شکل گرفت.

پس از وقوع انفجار، جبهه شعله به محل پارگی خط لوله بازگشت. از آنجا که گاز همچنان با فشار از خط خارج می‌شد، آتش خاموش نشد و به‌صورت آتش فورانی ادامه یافت. آتش فورانی، شعله‌ای پرسرعت و با تابش حرارتی شدید است که تا زمان قطع جریان سوخت یا کاهش مؤثر فشار خط لوله، می‌تواند پایدار بماند.

شدت حرارت ناشی از این حریق موجب آتش‌گرفتن پنج دستگاه خودروی عبوری شد و شرایط اضطراری گسترده‌ای در منطقه به وجود آورد. پس از اطلاع‌رسانی افراد حاضر در محل، نیروهای عملیاتی و آتش‌نشانی به منطقه اعزام شدند. جاده مجاور مسدود شد و هم‌زمان، جریان گاز از ایستگاه‌های تقویت فشار قطع، مسیر تغذیه واحد پایین‌دست ایزوله و خط لوله تخلیه فشار شد. پس از کنترل شرایط و اجرای اقدامات اضطراری، آتش‌سوزی در ساعت ۱۱:۱۰ مهار گردید.

این رویداد نشان می‌دهد که مخاطره تنها در محل پارگی خط لوله قرار ندارد. گاز طبیعیِ پرفشار، پس از رهایش، می‌تواند به ابر بخار قابل‌اشتعال تبدیل شود و پیامدهای آن تا فاصله قابل‌توجهی از محل شکست گسترش یابد. نزدیکی جاده و حضور خودروهای عبوری نیز موجب شد افراد و دارایی‌هایی که مستقیماً بخشی از عملیات خط لوله نبودند، در معرض پیامدهای حادثه قرار گیرند.

در این رویداد، گاز طبیعیِ پرفشار مخاطره اصلی بود، اما زمانی به حادثه‌ای با پیامدهای سنگین تبدیل شد که چند شرط هم‌زمان برقرار شد: پارگی خط لوله و رهایش وسیع گاز، تشکیل مخلوط قابل‌اشتعال گاز و هوا، حرکت ابر به سمت ناحیه مجاور و فراهم‌شدن یک منبع اشتعال. شکل (۲-۱) می‌تواند سناریوی کامل رویداد و توالی مراحل آن را از پارگی خط لوله تا انفجار ابر گاز و تداوم آتش فورانی نشان دهد.



شکل (۲- ۱) سناریوی کامل و توالی مراحل وقوع رویداد دوم

۲-۲- تجهیزات و سیستم‌های مرتبط

پارگی خط لوله انتقال گاز موجب رهایش پرفشار گاز طبیعی، تشکیل ابر گاز قابل‌اشتعال و در ادامه، اشتعال آن شد. پس از وقوع انفجار، تداوم خروج گاز از محل پارگی، آتش را به یک آتش فورانی پایدار تبدیل کرد. در چنین سناریویی، مهم‌ترین اقدام برای محدودکردن پیامدها، کاهش سریع مدت و مقدار رهایش گاز از طریق ایزوله‌کردن بخش آسیب‌دیده خط لوله است.

دو تجهیز یا سامانه می‌توانند در این زمینه نقش مهمی داشته باشند: شیر قطع خودکار شکست خط[1] و شیر قطع اضطراری[2]. این تجهیزات جایگزین یکدیگر نیستند؛ بلکه بسته به طراحی شبکه، موقعیت خط لوله، مجاورت با جاده یا مناطق مسکونی و فلسفه ایمنی پروژه، می‌توانند به‌صورت مکمل برای کاهش موجودی قابل‌رهایش و قطع جریان گاز به کار روند.

- ❖ شیر قطع خودکار شکست خط

شیر قطع خودکار شکست خط، تجهیزی است که که در فواصل مشخص در طول مسیر خط لوله نصب می‌شود

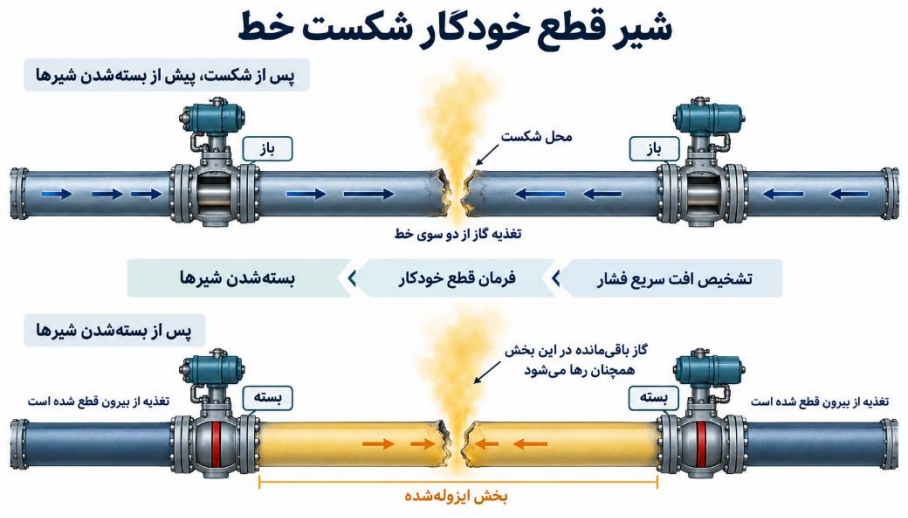
[1] Line Break Valve - LBV
[2] Emergency Shutdown Valve - ESDV

و برای ایزوله‌کردن خودکار بخش مشخصی از خط لوله در صورت وقوع پارگی یا رهایش شدید طراحی می‌شود. هدف اصلی آن، محدودکردن حجم گازی است که پس از شکست خط می‌تواند به محیط آزاد راه یابد و مبنای عملکرد آن بر تغییرات ناگهانی شرایط هیدرولیکی خط است. پارگی یک خط لوله پرفشار معمولاً با افت سریع فشار، تغییر غیرعادی نرخ افت فشار و افزایش جریان به سمت محل شکست همراه است. بسته به فناوری و فلسفه طراحی، شیر قطع خودکار می‌تواند این تغییرات را به‌صورت محلی تشخیص دهد و بدون نیاز به مداخله مستقیم اپراتور یا سامانه‌های کنترل‌گر منطقی[1] قابل برنامه ریزی، مسیر جریان را به‌صورت خودکار مسدود کند. در برخی طراحی‌ها، این تجهیز مستقل عمل می‌کند و در برخی دیگر با سامانه‌های کنترل، تله‌متری[2] یا سامانه کنترل نظارتی و گردآوری داده‌ها[3] یکپارچه می‌شود؛ بنابراین، نحوه عملکرد آن باید بر اساس طراحی واقعی سامانه تعیین شود.

اگر شیرهای ایزوله‌کننده خودکار در دو سوی بخش آسیب‌دیده و با فاصله مناسب نصب و به‌درستی عمل کنند، رهایش گاز پس از بسته‌شدن آن‌ها به گاز محبوس در بخش ایزوله‌شده خط محدود می‌شود. این موضوع می‌تواند مدت رهایش، اندازه ابر گاز قابل‌اشتعال، احتمال درگیرشدن نواحی مجاور و زمان تغذیه آتش فورانی را کاهش دهد.

با این حال، شیر قطع خودکار شکست خط از وقوع پارگی جلوگیری نمی‌کند، بلکه نقش آن، محدودسازی پیامدهای پارگی پس از وقوع است. اثربخشی آن به جانمایی مناسب، زمان بسته‌شدن، قابلیت اطمینان مکانیزم عملکرد، آزمون‌های دوره‌ای، وضعیت شیرهای جانبی و حجم گاز محبوس میان شیرهای ایزوله‌کننده وابسته است. شکل (۲-۲) جانمایی مفهومی شیرهای قطع خودکار در دو سوی بخش آسیب‌دیده خط لوله و محدوده گاز محبوس پس از ایزوله‌سازی را نشان می‌دهد.

[1] Programmable Logic Controller - PLC
[2] Telemetry
[3] Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA



شکل (۲- ۲) کارکرد و جانمایی شیرهای قطع خودکار در دو سوی بخش آسیب‌دیده خط لوله

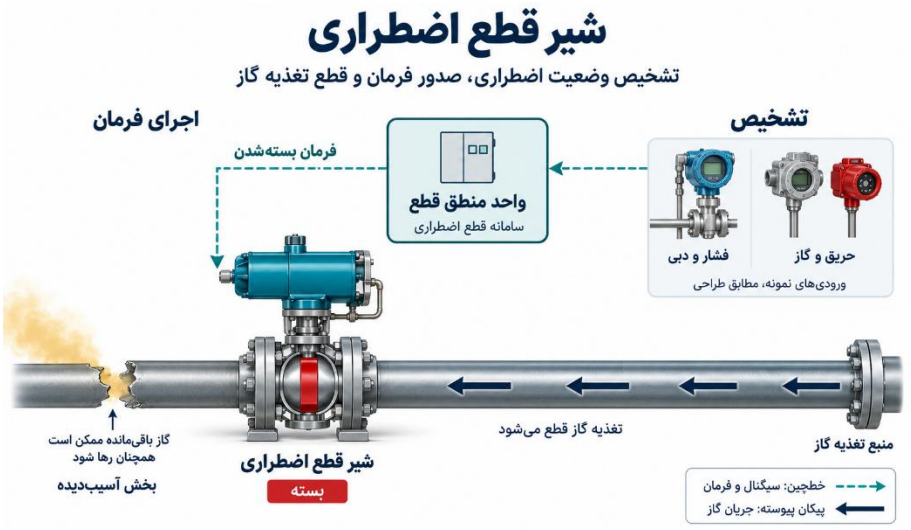
❖ شیر قطع اضطراری

شیر قطع اضطراری تجهیزی است که برای قطع سریع جریان گاز در شرایط غیرعادی یا اضطراری به کار می‌رود. این شیرها معمولاً در ایستگاه‌های تقویت فشار، ایستگاه‌های تقلیل فشار، تأسیسات دریافت و ارسال گاز، انشعابات اصلی و سایر نقاط کلیدی شبکه نصب می‌شوند.

برخلاف LBV، عملکرد ESDV وابسته به PLC است و بخشی از یک سامانه قطع اضطراری[1] محسوب می‌شود. در این سامانه، متغیرهایی مانند فشار، دبی، نرخ افت فشار یا وضعیت آشکارسازهای حریق و گاز به‌طور پیوسته پایش می‌شوند. در صورت تشخیص وضعیت غیرعادی، سامانه کنترل یا سیستم‌های ایمنی ابزار دقیق[2] (در صورت تعریف‌شدن شیر قطع اضطراری به‌عنوان یک عملکرد ایمنی ابزار دقیق) فرمان بسته‌شدن شیر را صادر می‌کند. در این رویداد، ESDVهای مستقر در ایستگاه‌ها یا نقاط تغذیه خط می‌توانستند با قطع جریان ورودی به بخش آسیب‌دیده، از تداوم تغذیه محل پارگی جلوگیری کنند. نقش این تجهیزات به‌ویژه زمانی اهمیت می‌یابد که پارگی در فاصله‌ای از ایستگاه رخ داده باشد و برای ایزوله‌کردن کامل خط، لازم باشد چند مسیر تغذیه یا بخش عملیاتی هم‌زمان از مدار خارج شوند.

سرعت و قابلیت اطمینان عملکرد ESDV به تشخیص به‌موقع رویداد، منطق قطع، صحت عملکرد تجهیزات اندازه‌گیری، قابلیت دسترس‌بودن انرژی محرک شیر، وضعیت ارتباطات و آزمون‌های دوره‌ای وابسته است. بنابراین، وجود شیر به‌تنهایی کافی نیست؛ شیر و سامانه مرتبط با آن باید در زمان نیاز، قادر به تشخیص وضعیت اضطراری و اجرای فرمان ایزوله‌سازی باشند. شکل (۲-۳) می‌تواند ارتباط مفهومی میان تجهیزات اندازه‌گیری فشار و دبی، منطق قطع اضطراری و ESDVهای نصب‌شده در مسیر تغذیه خط لوله را نمایش دهد.

[1] Emergency Shutdown System (ESD)
[2] Safety Instrumented Systems - SIS



شکل (۲- ۳) ارتباط میان تجهیزات اندازه‌گیری فشار و دبی، منطق قطع اضطراری و ESDV نصب‌شده در مسیر تغذیه خط لوله

این رویداد نشان می‌دهد که در خطوط انتقال گاز، سرعت ایزوله‌کردن بخش آسیب‌دیده تقریباً به اندازه پیشگیری از پارگی اهمیت دارد. هرچه زمان لازم برای قطع جریان گاز کوتاه‌تر باشد، حجم گاز رهایش‌یافته، گستره ابر گاز قابل‌اشتعال، مدت تغذیه آتش فورانی و احتمال درگیرشدن افراد و دارایی‌های مجاور نیز کاهش می‌یابد.

۲-۳- پدیده‌های فیزیکی و شیمیایی

در این رویداد، پارگی خط لوله و رهایش پرفشار گاز طبیعی، تشکیل ابر گاز قابل‌اشتعال، اختلاط آن با هوا و رسیدن ابر به یک منبع اشتعال، مراحل اصلی شکل‌گیری حادثه بودند. برای درک اینکه چگونه یک شکست خط لوله می‌تواند در مدت کوتاهی به انفجار و آتش فورانی منجر شود، باید رفتار گاز در هنگام رهایش پرفشار، نحوه پراکنش آن در جو و سازوکار اشتعال ابر گازی بررسی شود.

- جریان خفه[1]

گاز در خطوط انتقال معمولاً تحت فشار بالایی جریان دارد. هنگام پارگی خط، اختلاف فشار میان داخل لوله و هوای محیط، گاز را با سرعت زیاد از محل شکست خارج می‌کند. اگر این اختلاف فشار از حد بحرانی[2] فراتر رود، سرعت گاز در مقطع خروج به سرعت صوت می‌رسد. این وضعیت، جریان خفه نام دارد.

در جریان خفه، کاهش بیشتر فشار محیط، سرعت گاز را در محل خروج بیش از سرعت صوت افزایش نمی‌دهد. در این شرایط، نرخ جرمی رهایش عمدتاً تابع فشار و دمای بالادست، ترکیب و خواص ترمودینامیکی گاز، اندازه و شکل محل پارگی و ضریب تخلیه است؛ نه فشار پایین‌دست. به همین دلیل، در لحظات نخست پارگی یک خط

[1] Choked Flow
[2] Critical Pressure Ratio

لوله پرفشار، مقدار زیادی گاز می‌تواند با سرعت و انرژی جنبشی بالا به محیط رها شود. صدای شدید، آشفتگی جریان[1] و پرتاب خاک اطراف محل شکست، می‌تواند از نشانه‌های چنین رهایش پرانرژی باشد. با افت تدریجی فشار خط، جریان از حالت اولیه خارج می‌شود و دبی رهایش کاهش می‌یابد؛ مگر آنکه بخش آسیب‌دیده سریعاً از دو سوی خط ایزوله شود.

- پایداری جو[2]، انتشار ابر بخار و تشکیل مخلوط قابل‌اشتعال

پس از رهایش گاز، نحوه انتشار ابر گاز تنها به سرعت و جهت باد وابسته نیست؛ پایداری جو نیز نقش تعیین‌کننده‌ای دارد. در رهایش پرفشار از خط لوله، گاز ابتدا به‌صورت یک جت پرانرژی از محل پارگی خارج می‌شود. در این مرحله، تکانه[3] جت و آشفتگی شدید ناشی از آن، اختلاط گاز با هوای محیط را آغاز می‌کند. با دورشدن از محل رهایش و کاهش سرعت جت، باد و ویژگی‌های جو نقش غالب‌تری در انتقال و رقیق‌شدن ابر گاز پیدا می‌کنند.

پایداری جو بیانگر میزان تمایل جو به ایجاد یا مهار حرکت عمودی توده‌های هواست. این ویژگی عمدتاً به اختلاف دمای هوا در ارتفاع‌های مختلف، تابش خورشید، پوشش ابری و سرعت باد وابسته است. در جو ناپایدار، هوای نزدیک زمین نسبتاً گرم‌تر است و تمایل دارد به سمت بالا حرکت کند؛ در نتیجه، اختلاط عمودی و تلاطم جوی[4] افزایش می‌یابد. چنین شرایطی معمولاً باعث می‌شود ابر گاز سریع‌تر با حجم بیشتری از هوا مخلوط و رقیق شود و فاصله‌ای که در آن غلظت گاز در محدوده اشتعال‌پذیری باقی می‌ماند، کاهش یابد.

در مقابل، در جو پایدار، به‌ویژه در شب‌های صاف یا شرایط وارونگی[5]، حرکت عمودی هوا سرکوب می‌شود. در این حالت، تلاطم جوی کاهش می‌یابد و حرکت عمودی ابر محدودتر می‌شود. اگر سرعت باد نیز پایین تا متوسط باشد، ابر گاز می‌تواند در امتداد باد کشیده شود و برای مدت یا فاصله بیشتری، بخش‌هایی از آن در محدوده قابل‌اشتعال باقی بماند.

- انفجار ابر بخار

زمانی که ابر گاز قابل‌اشتعال به یک منبع اشتعال رسید، احتراق آغاز شد. خودروهای عبوری، تجهیزات برق، جرقه‌های الکتریکی یا سطوح داغ می‌توانند، بسته به شرایط واقعی محل، منابع بالقوه اشتعال باشند. با این حال، تعیین منبع اشتعال قطعی نیازمند بررسی صحنه حادثه و شواهد فنی است.

[1] Turbulence
[2] Atmospheric Stability
[3] Momentum
[4] Atmospheric Turbulence
[5] Inversion

اگر شعله در یک ابر گاز قابل‌اشتعال در فضای باز و بدون ایجاد فشار قابل‌توجه انتشار یابد، پیامد اصلی معمولاً حریق ناگهانی[1] است. اما اگر سرعت شعله به‌دلیل آشفتگی، وجود موانع، تراکم تجهیزات یا محدودشدن نسبی مسیر انتشار افزایش یابد، احتراق می‌تواند با ایجاد موج فشار همراه شود. این وضعیت به‌عنوان انفجار ابر بخار شناخته می‌شود.

بنابراین، گزارش گسترش موج انفجار در این رویداد با وقوع VCE سازگار است؛ اما برای تأیید دقیق سازوکار انفجار، باید وجود موانع، میزان تراکم محیط، شواهد آسیب ناشی از فشار، محل اشتعال و مشخصات ابر گاز بررسی شود. تمایز میان Flash Fire و VCE مهم است؛ زیرا هر دو از اشتعال یک ابر گاز شکل می‌گیرند، اما VCE با تولید فشار اضافی[2] و توان بالقوه برای آسیب گسترده‌تر همراه است.

- آتش فورانی

پس از اشتعال ابر گاز، شعله می‌تواند به محل پارگی بازگردد. اگر گاز همچنان از خط لوله خارج شود، حریق به‌صورت آتش فورانی ادامه می‌یابد. در این حالت، شعله به‌طور پیوسته از گاز خروجی تغذیه می‌شود و تابش حرارتی شدیدی در امتداد جت ایجاد می‌کند.

آتش فورانی تا زمانی ادامه خواهد داشت که جریان گاز قطع، خط ایزوله یا فشار آن به‌طور مؤثر کاهش یابد. ازاین‌رو، در چنین رویدادی، عملیات اطفا بدون کنترل منبع سوخت معمولاً نمی‌تواند به خاموش‌شدن پایدار حریق منجر شود. ایزوله‌سازی خط و تخلیه فشار، در واقع اقدام اصلی برای حذف سوخت و پایان‌دادن به آتش فورانی هستند.

۲-۴-تحلیل پاپیونی[3]

در این تحلیل، «پارگی خط لوله و رهایش کنترل‌نشده گاز طبیعی» به‌عنوان رویداد مرکزی انتخاب شده است. این رویداد، نقطه اتصال میان تهدیدها و ضعف‌هایی است که پیش از شکست خط وجود داشته‌اند و پیامدهایی که پس از از دست رفتن محصورسازی[4] گاز گسترش یافته‌اند.

پیش از رویداد مرکزی، خوردگی داخلی یا خارجی خط لوله می‌تواند به کاهش تدریجی ضخامت دیواره، ایجاد عیب موضعی و در نهایت، کاهش مقاومت مکانیکی خط منجر شود. در صورتی که این شرایط با فشار عملیاتی، نقص پوشش، حفاظت کاتدی[5] ناموثر، کنترل‌نشدن شرایط خورنده سیال یا ضعف در پایش یکپارچگی خط لوله همراه شود، احتمال

[1] Flash Fire
[2] Overpressure
[3] پیش از مطالعه این بخش، برای آشنایی بیشتر با روش تحلیل پاپیونی، به بخش ابتدایی کتابچه مراجعه کنید.
[4] Loss of Containment
[5] Cathodic Protection

پارگی افزایش می‌یابد. برای کنترل این تهدیدها، موانعی مانند پوشش خط لوله[1]، حفاظت کاتدی، بازدارنده‌های خوردگی[2] در صورت کاربرد، پایش خوردگی، بازرسی و مدیریت یکپارچگی دارایی‌ها[3] خط لوله باید وجود داشته و مؤثر باشند.

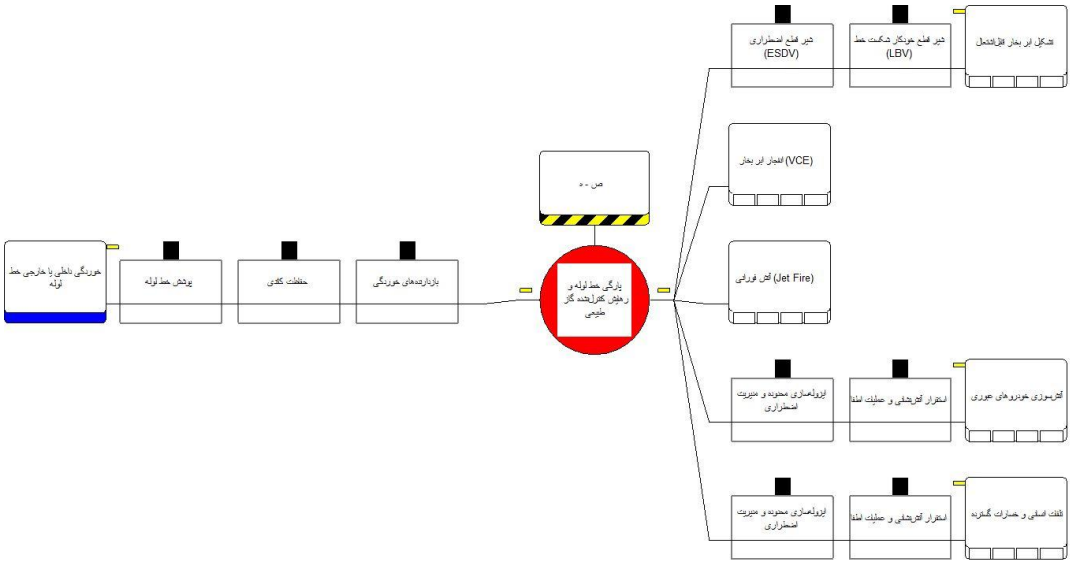
پوشش خط لوله نخستین مانع در برابر تماس مستقیم فولاد با خاک، رطوبت، اکسیژن و املاح خورنده است. آسیب‌دیدن پوشش می‌تواند زمینه ایجاد خوردگی خارجی موضعی را فراهم کند. حفاظت کاتدی نیز به‌عنوان مانعی مکمل، با کنترل پتانسیل الکتروشیمیایی فولاد در نقاط دارای نقص پوشش، نرخ خوردگی خارجی را محدود می‌کند. در خطوطی که شرایط سیال داخلی مستعد خوردگی است، استفاده و پایش اثربخشی بازدارنده‌های خوردگی می‌تواند در کاهش نرخ خوردگی داخلی نقش داشته باشد. اثربخشی همه این موانع، به بازرسی، پایش، آزمون، نگهداری و اقدام به‌موقع برای رفع ناهنجاری‌های شناسایی‌شده وابسته است.

در سمت پیامدهای تحلیل، شیرهای قطع خودکار شکست خط، شیرهای قطع اضطراری، سامانه‌های تشخیص و فرمان قطع، مسدودسازی سریع جاده، ایجاد محدوده امن، اطلاع‌رسانی و طرح واکنش اضطراری[4]، از موانع کاهنده پیامد به‌شمار می‌آیند. شیرهای قطع خودکار، در صورت جانمایی مناسب و عملکرد قابل‌اعتماد، می‌توانند بخش آسیب‌دیده را در کوتاه‌ترین زمان ممکن ایزوله و حجم گاز رهایش‌یافته را محدود کنند. شیرهای قطع اضطراری نیز با قطع جریان گاز از ایستگاه‌ها و مسیرهای تغذیه متصل، مدت رهایش و زمان تغذیه آتش فورانی را کاهش می‌دهند.

همچنین، بستن جاده و کنترل ورود افراد به محدوده خطر، می‌تواند از قرارگرفتن خودروها و افراد بیشتر در مسیر ابر گاز یا تابش حرارتی جلوگیری کند. در مرحله پاسخ اضطراری، عملیات آتش‌نشانی و خنک‌کاری باید هم‌زمان با ایزوله‌سازی و کاهش فشار خط انجام شود؛ زیرا خاموش‌کردن آتش فورانی پیش از حذف یا قطع منبع سوخت، می‌تواند به تشکیل مجدد ابر گاز و ایجاد خطر اشتعال ثانویه منجر شود.

شکل (۲-۵)، شماتیک نمودار پاپیونی این رویداد را نشان می‌دهد و ارتباط میان تهدیدها، موانع پیشگیرانه، رویداد مرکزی، پیامدها و موانع کاهنده را به‌صورت یکپارچه نمایش می‌دهد.

[1] Pipeline Coating
[2] Corrosion Inhibitor
[3] Asset Integrity Management - AIM
[4] Emergency Response Plan - ERP



شکل (۲- ۴) نمودار پاپیونی ترسیم شده با استفاده از نرم‌افزار Bow Tie Pro برای رویداد دوم

۲-۵- لایه‌های حفاظت در برابر وقوع و گسترش حادثه

۲-۵-۱- لایه‌های حفاظتی پیشگیرانه

❖ پوشش خط لوله

نخستین سد دفاعی در خطوط مدفون است و با جلوگیری از تماس فولاد با رطوبت، اکسیژن و املاح خاک، احتمال خوردگی را کاهش می‌دهد. آسیب پوشش می‌تواند به خوردگی موضعی و کاهش ضخامت دیواره منجر شود.

❖ حفاظت کاتدی

مکمل پوشش است و با کنترل پتانسیل الکتروشیمیایی فولاد، خوردگی را متوقف یا محدود می‌کند؛ به‌ویژه در نقاط دارای نقص پوشش.

❖ بازدارنده‌های خوردگی

با ایجاد لایه محافظ روی سطح داخلی لوله، نرخ خوردگی را کاهش می‌دهند و در حضور آب، CO_2 و H_2S اهمیت ویژه دارند.

۲-۵-۲- لایه‌های حفاظتی کاهنده پیامد

❖ شیر قطع خودکار شکست خط

با تشخیص افت شدید فشار، مستقل از PLC یا اپراتور بسته می‌شود و حجم گاز آزادشده را به گاز محبوس میان دو شیر محدود می‌کند.

❖ شیر قطع اضطراری

با فرمان PLC، جریان گاز از ایستگاه‌ها و تأسیسات متصل را قطع می‌کند و زمان نشت، حجم گاز آزادشده و تغذیه آتش را کاهش می‌دهد.

- ایزوله‌سازی محدوده و مدیریت اضطراری

مسدودسازی جاده، ایجاد محدوده امن، کنترل ورود افراد و هماهنگی عملیات، از گسترش خسارات و افزایش مصدومان جلوگیری می‌کند.

- استقرار آتش‌نشانی و عملیات اطفا

پس از قطع جریان و ایمن‌سازی محل، اطفا و خنک‌کاری برای کنترل آتش و جلوگیری از گسترش آن انجام می‌شود.

۲-۶- ارتباط رویداد با عناصر مدیریت ایمنی فرآیند

جدول (۲- ۱) مهم‌ترین ضعف‌های مدیریتی و سازمانی با توجه به عناصر مدیریت ایمنی فرایند مبتنی بر ریسک در رویداد دوم

شماره و عنوان المان		توضیحات مربوط به حادثه
۱۰	یکپارچگی دارایی و قابلیت اطمینان[1]	هدف این المان، اطمینان از سلامت تجهیزات در تمام طول چرخه عمر آن‌ها و جلوگیری از شکست‌های ناخواسته است. در خطوط انتقال مدفون، یکی از مهم‌ترین ابزارهای پایش وضعیت خط، پیگ‌رانی هوشمند[2] است. پیگ‌های هوشمند با استفاده از فناوری‌هایی مانند نشت شار مغناطیسی[3] و آزمون فراصوت[4]، بدون نیاز به حفاری، عیوبی مانند کاهش ضخامت ناشی از خوردگی، حفره‌های خوردگی، ترک‌ها و سایر ناپیوستگی‌های داخلی را شناسایی می‌کنند. داده‌های حاصل از این بازرسی‌ها، یکی از ورودی‌های مهم در بازرسی مبتنی بر ریسک[5] محسوب می‌شود. در رویکرد RBI، با ترکیب اطلاعات مربوط به وضعیت واقعی تجهیز، احتمال خرابی و پیامدهای ناشی از آن، سطح ریسک تعیین شده و برنامه‌های بازرسی، تعمیرات و اقدامات کاهش ریسک اولویت‌بندی می‌شوند.

[1] Asset Integrity and Reliability
[2] Intelligent Pigging
[3] Magnetic Flux Leakage - MFL
[4] Ultrasonic Testing - UT
[5] Risk-Based Inspection - RBI

شماره و عنوان المان		توضیحات مربوط به حادثه
		چارچوب اجرای RBI در استانداردهای API 580 و API 581 ارائه شده است. همچنین الزامات مرتبط با اجرای برنامه‌های پیگرانی هوشمند و ارزیابی نتایج آن در استانداردهای API 1163 و ASME B31.8S بیان شده است.
۷	شناسایی مخاطرات و تحلیل ریسک	یکی از ارکان اصلی مدیریت ایمنی فرآیند، شناسایی سیستماتیک مخاطرات و ارزیابی ریسک‌های مرتبط با تجهیزات و عملیات است. در این سناریو، مخاطراتی مانند شکست خط لوله، آزادسازی گاز پرفشار، تشکیل ابر بخار قابل اشتعال، وجود منابع اشتعال، نزدیکی خط لوله به مسیرهای تردد و قرارگیری افراد در محدوده پیامد باید پیش از وقوع رویداد شناسایی و ارزیابی می‌شدند. نتایج مطالعات شناسایی خطر و تحلیل ریسک، مبنایی برای تعریف اقدامات پیشگیرانه، تعیین لایه‌های حفاظتی و کاهش احتمال وقوع حوادث بزرگ فراهم می‌کند.
۱۶	مدیریت شرایط اضطراری[1]	حتی با وجود اقدامات پیشگیرانه، امکان وقوع رویدادهای فرآیندی به‌طور کامل حذف نمی‌شود؛ بنابراین آمادگی سازمان برای واکنش مؤثر، نقش مهمی در کاهش پیامدهای حادثه دارد. در سناریوی شکست خط لوله گاز، اقداماتی مانند تشخیص سریع نشت، ایزوله کردن بخش آسیب‌دیده، تخلیه افراد، مدیریت ترافیک و هماهنگی تیم‌های عملیاتی و آتش‌نشانی، از عوامل تعیین‌کننده در محدود کردن خسارات هستند. برنامه‌های اضطراری باید به‌صورت دوره‌ای بازبینی، آموزش و از طریق مانورها ارزیابی شوند تا آمادگی سازمان در شرایط واقعی حفظ شود.
۲۰	بازبینی مدیریت و بهبود مستمر[2]	مدیریت ایمنی فرآیند زمانی اثربخش است که نتایج حاصل از بازرسی‌ها، ارزیابی‌های ریسک، حوادث و شبه‌حوادث به اقدامات اجرایی تبدیل شوند. سازمان باید اطمینان حاصل کند که بازرسی های انجام شده و ریسک‌های شناسایی‌شده صرفاً در گزارش‌ها باقی نمانده و اقدامات اصلاحی با تعیین مسئولیت، تأمین منابع و پیگیری اثربخشی اجرا می‌شوند. و همچنین از داده‌های عملیاتی، تجربیات گذشته و

[1] Emergency Management
[2] Management Review and Continuous Improvement

شماره و عنوان المان		توضیحات مربوط به حادثه
		نشانه‌های هشداردهنده برای ارتقای سیستم‌های مدیریتی و جلوگیری از تکرار حوادث استفاده کند.

۲-۷- مراجع و منابع تخصصی ایمنی فرایند

جدول (۲- ۲) مهم‌ترین منابع مورد استفاده در تحلیل رویداد دوم

استاندارد / کتاب	کاربرد در حادثه
ASME B31.8 [1]	در این رویداد، برای بررسی الزامات طراحی و جانمایی شیرهای قطع خودکار شکست خط (LBV) و الزامات ایمنی خطوط انتقال گاز به این استاندارد استناد شد.
IPS-E-PI-140 [2]	در تحلیل تجهیزات ایمنی، الزامات نصب LBV در خطوط انتقال واقع در مناطق حساس و مجاور مراکز جمعیتی بر اساس این استاندارد بررسی شد.
IEC 61511 [3]	در بررسی عملکرد شیر قطع اضطراری، نقش سیستم‌های ایمنی ابزار دقیق، تجهیزات اندازه‌گیری و PLC بر اساس این استاندارد تشریح شد.
ISO 21809 [4]	در تحلیل لایه‌های حفاظتی، برای بررسی نقش پوشش خارجی خطوط لوله در پیشگیری از خوردگی به این استاندارد استناد شد.
NACE SP0169 [5]	در این رویداد، الزامات حفاظت کاتدی و همچنین ارتباط آن با عملکرد پوشش خارجی خطوط لوله بر اساس این استاندارد بررسی شد.
ISO 15589-1 [6]	در کنار NACE SP0169، برای تشریح اصول طراحی و بهره‌برداری از سیستم‌های حفاظت کاتدی مورد استفاده قرار گرفت.
NACE SP0775 [7]	در بررسی بازدارنده‌های خوردگی ، به این استاندارد برای انتخاب، ارزیابی عملکرد و کاربرد بازدارنده‌های خوردگی در خطوط انتقال استناد شد.
NACE SP0106 [8]	در کنار NACE SP0775، برای پایش عملکرد و مدیریت برنامه‌های تزریق بازدارنده‌های خوردگی مورد استفاده قرار گرفت.
API 1163 [9]	در تحلیل مدیریتی، الزامات پیگ‌رانی هوشمند، ارزیابی نتایج بازرسی و مدیریت یکپارچگی خطوط لوله بر اساس این دو استاندارد بررسی شد.
ASME B31.8S [10]	
API 580 [11]	در معرفی بازرسی مبتنی بر ریسک، نحوه اولویت‌بندی بازرسی‌ها، تعمیرات و اقدامات کاهش ریسک بر اساس این دو استاندارد تشریح شد.
API 581 [12]	

۲-۸- سنجش تحلیل مهندسی رویداد

پس از بررسی و واکاوی سناریوی حادثه، پدیده‌های فیزیکی مؤثر، تجهیزات ایمنی و لایه‌های حفاظتی، اکنون نوبت به سنجش تحلیل مهندسی است. پرسش‌های این بخش برای ارزیابی توانایی شما در پیوند دادن شواهد فنی، شناسایی نقاط شکست در زنجیره حادثه و انتخاب تصمیم‌های مؤثر در کنترل خطر طراحی شده‌اند؛ نه صرفاً یادآوری مفاهیم مطرح‌شده. (پاسخ‌نامه و توضیح مختصر پاسخ‌های صحیح، در انتهای کتابچه ارائه شده است.)

۱- فرض کنید پیگ‌رانی هوشمند کاهش ضخامت قابل‌توجه دیواره خط لوله را در یک ناحیه شناسایی کرده است، اما هنوز تصمیمی برای تعمیر یا کاهش فشار بهره‌برداری گرفته نشده است. در این شرایط، کدام لایه حفاظتی همچنان می‌تواند پیامدهای حادثه را کاهش دهد، هرچند دیگر قادر به جلوگیری از پارگی نباشد؟

الف) حفاظت کاتدی(Cathodic Protection)

ب) پوشش خط لوله (Pipeline Coating)

ج) شیر قطع خودکار شکست خط(LBV)

د) بازدارنده‌های خوردگی(Corrosion Inhibitor)

۲- در این رویداد، فرض کنید LBV در مدت چند ثانیه پس از پارگی خط لوله عمل کرده و خط را ایزوله می‌کند. محتمل‌ترین اثر این اقدام کدام است؟

الف) احتمال تشکیل ابر بخار قابل اشتعال کاهش یافته و در نتیجه شدت VCE نیز کمتر می‌شود..

ب) احتمال وقوع VCE کاهش می‌یابد، اما در صورت تشکیل ابر بخار، شدت انفجار مستقل از عمل LBV خواهد بود.

ج) احتمال وقوع Jet Fire کاهش می‌یابد، اما بر احتمال تشکیل ابر بخار تأثیر محسوسی ندارد.

د) احتمال وقوع VCE و Jet Fire کاهش می‌یابد، اما اثر LBV محدود کردن مدت نشت و جرم کل گاز آزادشده است.

۳- در یک برنامه RBI، نتایج پیگ‌رانی هوشمند تنها یکی از ورودی‌های تصمیم‌گیری هستند. کدام عامل می‌تواند باعث شود دو ناحیه با میزان خوردگی یکسان، اولویت متفاوتی برای تعمیر داشته باشند؟

الف) جنس پیگ مورد استفاده در بازرسی.

ب) احتمال خرابی و پیامدهای متفاوت ناشی از شکست هر ناحیه.

ج) تعداد دفعات انجام حفاظت کاتدی.

د) زمان انجام آخرین مانور شرایط اضطراری.

۴- پس از پارگی خط لوله، گاز با دبی بسیار زیاد خارج شده و ابر بخار قابل اشتعال تشکیل می‌شود. اگر شرایط جوی از حالت پایدار به ناپایدار تغییر می‌کرد، محتمل‌ترین پیامد کدام بود؟

الف) احتمال تشکیل ابر بخار کاهش یافته و در نتیجه احتمال وقوع VCE نیز کمتر می‌شد

ب) احتمال وقوع Jet Fire افزایش می‌یافت، زیرا اختلاط بیشتر هوا باعث احتراق سریع‌تر گاز می‌شود.

ج) سرعت خروج گاز از محل پارگی کاهش می‌یافت و جرم گاز آزادشده کمتر می‌شد.

د) احتمال پارگی ثانویه خط لوله به دلیل تغییر شرایط جوی افزایش می‌یافت.

۵- فرض کنید پیگ‌رانی هوشمند کاهش قابل توجه ضخامت دیواره را در یک مقطع از خط لوله شناسایی کرده است، اما هیچ تعمیر یا کاهش فشار بهره‌برداری انجام نمی‌شود و چند ماه بعد همان نقطه دچار پارگی می‌شود. در این شرایط، کدام تحلیل مدیریتی دقیق‌تر است؟

الف) ضعف اصلی در «مدیریت شرایط اضطراری» است، زیرا برنامه واکنش اضطراری باید پیش از پارگی اجرا می‌شد.

ب) ضعف اصلی در «بازبینی مدیریت و بهبود مستمر» است. اطلاعات فنی به تصمیم و اقدام اصلاحی تبدیل نشده.

ج) ضعف در «یکپارچگی دارایی و قابلیت اطمینان» است، زیرا بازرسی نتوانسته تمام عیوب را شناسایی کند.

د) ضعف در «شناسایی مخاطرات و تجزیه‌وتحلیل ریسک» بوده است، زیرا انجام HIRA دیگر ضرورتی نداشته است.

References:

[1]	American Society of Mechanical Engineers. 2025. *Gas Transmission and Distribution Piping Systems* (ASME B31.8-2025).
[2]	Iranian Ministry of Petroleum. 2009. *Engineering Standard for Onshore Transportation Pipelines* (IPS-E-PI-140).
[3]	International Electrotechnical Commission. 2017. *CONSOLIDATED VERSION* (IEC 61511-1: 2017, 2nd edition).
[4]	International Organization for Standardization. 2018. *Petroleum and natural gas industries - External coatings for buried or submerged pipelines used in pipeline transportation systems* (ISO 21809-1: 2018, 2nd edition).
[5]	Association for Materials Protection and Performance. 2024. *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems* (NACE SP0169-2024).
[6]	British Standards Institution. 2017. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Cathodic protection of pipeline systems - Part 1: On-land pipelines* (BS EN ISO 15589-1:2017).
[7]	Association for Materials Protection and Performance. 2023. *Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Hydrocarbon Operations* (NACE SP0775-2023).
[8]	NACE International. 2018. *Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems* (NACE SP0106-2018).
[9]	American Petroleum Institute. 2021. *In-line Inspection Systems Qualification* (API Standard 1163, 3rd edition).
[10]	Association for Materials Protection and Performance. 2025. *Managing System Integrity of Gas Pipelines* (ASME B31.8S-2025).
[11]	American Petroleum Institute. 2023. *Elements of a Risk-Based Inspection Program* (API Recommended Practice 580, 4th edition).
[12]	American Petroleum Institute. 2025. *Risk-Based Inspection Methodology* (API Recommended Practice 581, 4th edition).