



# حفاظت از تاسیسات نفت و گاز

**انتخاب و کاربرد روشهای حفاظتی  
در بررسی حادثه آتش سوزی واحد  
فشار قوی گاز گچساران**

غلام عوادی  
مؤدب طالب زاده سروستانی

مقدمه

ایستگاه تقویت فشار قوی گاز گچساران در فاصله ۲۸ کیلومتری غرب گچساران قرار گرفته است. این واحد در سال ۱۳۵۶ طراحی و نصب و در سال ۱۳۶۸ راه اندازی شده است. با توجه به اهمیت جمع آوری گازهای همراه نفت و فشار افزایشی آنها (جهت تزریق و افزایش فشار مخازن نفت) چهار ایستگاه تقویت فشار ضعیف گاز در گچساران احداث شد. این ایستگاهها که ایستگاههای تقویت فشار ضعیف گاز شماره ۱ تا ۴ گچساران نامیده می شوند در کنار واحدهای بهره برداری واقع شده و گازهای مراحل مختلف جدا شده از نفت در واحدهای بهره برداری را فشار افزایشی می نمایند.

در طراحی این ایستگاهها افزایش فشار گاز مرحله الف از حدود یک بار به هشت بار و افزایش فشار گاز مرحله ب از حدود چهار بار به ۵۵ بار پیش بینی شده است. گازهای فشار افزایشی شده در ایستگاههای فشار ضعیف به یک لخته گیر در واحد مشترک وارد شده و پس از آب گیری، گاز آن وارد واحد فشار قوی می شود. در واحد فشار قوی چهار ردیف موازی E, D, B, A و برای افزایش فشار گاز پیش بینی شده است. در هر ردیف گاز ورودی به SC-101 وارد شده و در این قسمت پس از کمپرسور وارد کولرهای هوایی شده و پس از کاستن از دمای آن گاز وارد SC-102 می شود تا مایعات آن جدا گردد. گاز سپس وارد کمپرسور مرحله دوم می شود و پس از فشار افزایشی وارد کولر این مرحله می گردد تا کاهش دما یابد. در پایان، گاز خروجی از کولر وارد یک K.O. VESSEL شده تا مایعات احتمالی باقیمانده جدا گردد. در طراحی این واحد افزایش فشار گاز تا ۱۷۲ بار پیش بینی شده است.

## حادثه:

نفتی و سلج در گاز و رسوب آنها روی پروبهای مربوطه باعث عدم کاردهی آنها می شود و پس از مدت کوتاهی از سرویس خارج شدند. در ادامه از پروبهای مقاومتری و روش وزنی (کوپنهای سنجش خوردگی) نیز استفاده شده که در همه موارد میزان خوردگی عمومی ایستگاه در حد معمولی گزارش شده است.

## تئوری:

خط لوله هشت اینچ مورد نظر که دچار ترکیدگی شده به صورت افقی بوده، از یک طرف به وسیله یک کلاهدک مسدود و از طرف دیگر به SC-101 متصل است. بر روی این خط لوله شیرهای ایمنی قرار دارند که در مواقع مورد نیاز با باز شدن این شیرها خط لوله به خط لوله تخلیه ایستگاه متصل شده و گاز را به مشعل می دهد. با توجه به اینکه فواصل زمانی عمل نمودن شیرهای ایمنی ممکن است طولانی باشد احتمال تجمع سلج و رسوبات در خط لوله بسیار زیاد است.

یکی از فرمهای خوردگی که اندازه گیری و پی بردن به آن بسیار مشکل ولی سرعت پیشروی و احتمال بروز حوادث و خسارات ناشی از آن بسیار زیاد است، خوردگی حفره ای است. این نوع خوردگی در تاسیسات نفت و گاز عموماً در



در ساعت ۱۳:۳۵ صدای انفجار عظیمی در واحد فشار قوی گچساران شنیده شده که در پی آن بخشی از تاسیسات و ساختمان ایستگاه در زیر آتش قرار می گیرد که با تلاش فراوان در ساعت ۱۴:۰۵ آتش کاملاً مهار می گردد. پس از بازرسی از واحد، علت آتش سوزی ترکیدن خط لوله ۸ خط تخلیه شیرهای فشار مازاد SC-101 ردیف D و انتشار گاز در محل و در پی آن آتش سوزی تشخیص داده شد.

## اطلاعات فنی:

۱) تا تاریخ حادثه ردیف های B, A و D به ترتیب ۱۳۲۲۰، ۶۲۷۱۲ و ۶۱۹۴۵ ساعت کارگر داشته اند.

۲) خوراک ورودی کارخانه دارای  $H_2S$ ،  $CO_2$  و آب است.

۳) روش پیشگیری از خوردگی ایستگاه به وسیله تزریق مواد بازدارنده خوردگی است که این مواد فقط در گاز ورودی ایستگاه تزریق می شوند و در ورودی کولرها نیز تزریق پیش بینی شده اما عملاً انجام نمی شود.

۴) روش پایش خوردگی در ابتدا استفاده از پروبهای LPR بوده که به دلیل عدم سازگاری با شرایط ایستگاه که وجود مواد



روند خوردگی تا کاهش ضخامت به حد عدم تحمل فشار ادامه یافته و به ترکیدن آن منجر شده است. به نظر می رسد در بسیاری از طراحیها، وجود سیستمهای تزریق مواد بازدارنده از خوردگی را به عنوان راهکار مطلوب و کافی برای جلوگیری از خوردگی و خطرات ناشی از آن تلقی نموده و اینگونه فرض می گردد که با تزریق مواد بازدارنده در نقاطی از تاسیسات از وقوع کلیه خوردگی های محتمل جلوگیری به عمل می آید در حالی که به دلیل پیچیدگی پدیده خوردگی و فرمها و شکل های گوناگون خوردگی و نیز نحوه عملکرد مواد بازدارنده، تزریق این مواد گرچه یک شرط لازم است ولی کافی نیست. لذا سایر عوامل از جمله مسیر جریان، نحوه انتقال و عملکرد مواد بازدارنده، به وجود آمدن نقاط کور و محل هایی که به دلیل رکود سیال، بازدارنده به آن محلها نمی رسد و یا اینکه به دلیل تشکیل سلج و رسوب، مواد بازدارنده روی سطح فلز نمی نشیند از اهمیت ویژه ای برخوردار بوده و بایستی مدنظر قرار گیرند. با توجه به اینکه امکان رسیدن مواد بازدارنده به این نقطه وجود نداشته و حتی به فرض رسیدن ماده به آنها با توجه به شرایط مسدود بودن نقطه و تجمع رسوبات، کارایی لازم را نخواهد داشت، بنابراین بایستی نقطه کور حذف گردد. در ادامه با انجام اصلاحیه و اتصال یک خط لوله دو اینچی برگشتی از این نقطه به گاز ورودی SC-101 از رکود مایعات و رسوبات در این نقطه جلوگیری به عمل آمد. همچنین از نقاط مشابه بازرسی به عمل آمد و ضمن ضخامت سنجی وضعیت آنها بررسی گردید که در یک نقطه با کاهش شدید ضخامت برخورد شد که منجر به تعویض آن گردید.

### پیشنهاد

۱) با توجه به اینکه با تزریق مواد بازدارنده امکان پیشگیری از خوردگی در این نقاط وجود ندارد بنابراین بایستی در طراحی از ایجاد نقاط کور (DEAD POINT) جلوگیری شود و نقاط کور موجود با انجام اصلاحیه های لازم از حالت رکود بیرون آیند.

۲) با عنایت به اینکه پایش میزان خوردگی به روش های عادی مانند کاربرد کوپن های وزنی و پروبها در این نقاط امکان پذیر نیست، بهترین روش ضخامت سنجی است که بایستی در دوره های مشخص زمانی از این نقاط ضخامت سنجی شده و تغییرات ضخامت تحت کنترل و مطالعه قرار گیرد.

۳) تعمیرات اساسی به موقع انجام گرفته و محل هایی که سیال در آنها راکد است ضمن بازرسی با دستگاههای ضخامت سنج، در صورت امکان باز شده و درون آنها مورد بازرسی قرار گیرد تا در صورت تجمع سلج و رسوب در آنها با آب تحت فشار (WATER JET) شستشو شوند.

۴) در محل هایی از کارخانه که امکان تجمع سلج و رسوب و وقوع پدیده های مختلف خوردگی وجود دارد، قطعات قابل بازکردن به عنوان (CORROSION SPOOL) تعبیه گردند تا در زمان تعمیرات اساسی باز شده و مورد بازرسی عینی قرار گیرند.

زیر سلج و رسوبات به وجود آمده و معمولا در کف مخازن و در موقعیت ساعت شش در کف لوله اتفاق می افتد.

کلید مکانیزم حفره ای شدن زیر رسوب رسانی رسوبات اکسید- هیدروکسید و سولفید روی بسیاری از فلزات است. مثلا سولفید و اکسید نیکل، آهن و مس به عنوان هادی های الکتریکی شناخته شده اند. پس سطح رویه آنها می تواند به عنوان کاتد برای احیاء اکسیژن محلول و دیگر اکسید کننده های محلول در نظر گرفته شود. پیل حاصله به وسیله DIFFERENTIAL AERATION شکل می گیرد.

الکترولیت پیل در صورت وجود سولفید و کلرید ممکن است از هیدرولیز آنها اسیدی شود. رسوب روی حفره، سولفید، اکسید یا هیدروکسید نامحلول فلز است، که رسانی الکتریکی است و هرچه رسوب ضخیم تر می شود احیاء اکسیژن محلول بیشتر می شود. حفره ای شدن زیر رسوب ممکن است حالت خوردگی شیاری زیر یک رسوب متخلخل رسانی الکتریکی باشد. خوردگی زیر رسوبها موضعی است اما لازم نیست حفره ها باریک و عمیق باشند، همانگونه که برای فولادهای زنگ نزن در محلول های نمکی هستند. جزئیات مکانیزم برای آلیاژهای مختلف در شرایط متفاوت نامشخص است اما یک رسوب رسانی در آب خنثی که دارای هوا باشد در همه مشترک است. وجود سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن در خوراک ورودی کارخانه توجه را به سمت کاهش وزن در اثر خوردگی (LOSS CORROSION WEIGHT) جلب می نماید. سولفید هیدروژن با حل شدن در آب تولید اسید ضعیفی می کند که خورنده است. زیرا به عنوان منبعی جهت به وجود آوردن یون هیدروژن عمل می نماید. در غیاب یونهای بافر (BUFFER) آب در تعادل با سولفید هیدروژن با فشار یک اتمسفر دارای PH حدود چهار است. در فشارهای بالاتر PH کمتر از سه نیز دیده خواهد شد.

کاهش وزن ناشی از خوردگی به طور ساده، کاهش ضخامت فلز در اثر یک واکنش الکتروشیمیایی با محیط است. دو نوع اصلی کاهش وزن ناشی از خوردگی، خوردگی یکنواخت (UNIFORM CORROSION) و خوردگی موضعی (LOCALIZED CORROSION) هستند. خوردگی موضعی با حفره دار شدن (PITTING) یا خوردگی شیاری (CREVICE) تشخیص داده می شود. افزایش  $H_2S$ ،  $CO_2$  و کلرید و دما باعث افزایش نرخ خوردگی در این حالت خواهد شد. رشد و فعالیت باکتریها خصوصا باکتریهای احیاء کننده سولفات در زیر سلج و رسوبات در محیطهای حاوی آب نیز دلیل دیگری از به وجود آمدن خوردگی حفره ای است.

### نتیجه گیری

با توجه به مبانی تئوری و ملاحظه نمونه و نتایج آزمایشگاهی به این نتیجه می رسیم که خوردگی حادث شده در اثر وجود سولفید هیدروژن و آب همراه گاز و ایجاد محیط مناسب است. با توجه به اینکه لوله مورد نظر یک نقطه کور (DEAD POINT) بوده و در مسیر جریان قرار نداشته است