

الزامات پایداری جریان با تمرکز بر ممانعت از تشکیل هیدرات در خطوط لوله دریایی انتقال گاز غنی

نیاز نیسانی سامانی^{*}، مدیریت نظارت بر تولید نفت و گاز

چکیده

یکی از مواردی که در صنعت نفت و گاز همواره مورد توجه مدیریت تولید و مهندسان فرآوری و انتقال می‌باشد، حفظ تولید پایدار است و از مهمترین الزامات تولید پایدار، جلوگیری از تشکیل انواع رسوبات واکس، آسفالتین، یخ‌زدگی و تشکیل هیدرات به‌منظور جلوگیری از ایجاد مشکلات مربوط به زنجیره تولید خصوصاً خطوط لوله انتقال می‌باشد که هریک در دامنه وسیعی قابل بررسی خواهد بود [۱]. لذا چنانچه شرایط تشکیل هریک از موارد مذکور در فرایند تولید و انتقال، محتمل باشد، لازم است راهکارهای لازم در راستای عدم تشکیل آنها اتخاذ گردد که در این خصوص، رویکردهای مختلفی وجود دارد. با توجه به گستردگی موضوع هریک از مواردی که تهدیدی بر پایداری جریان می‌باشد، لازم است جداگانه مورد بررسی قرار گرفته و متعاقباً راهکارهای مربوطه اتخاذ گردد. لذا این گزارش با تمرکز بر راه‌های جلوگیری از تشکیل هیدرات در خطوط لوله انتقال گاز غنی تولیدی از یک میدان گازمیعانی مشترک دریایی تهیه گردیده و مختصری به مسائل پیرامون حفاظت فنی خط لوله از خوردگی نیز می‌پردازد.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۸/۰۴/۱۲

تاریخ ارسال به داور: ۹۸/۰۴/۱۹

تاریخ پذیرش داور: ۹۸/۰۵/۱۴

واژگان کلیدی:

پایداری جریان، هیدرات، گاز میعانی، میدان مشترک.

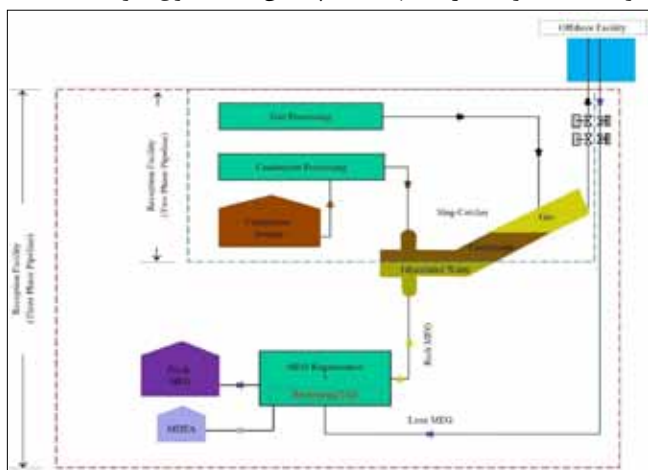
مقدمه

همان‌طور که بیان گردید این پژوهش در خصوص مقابله با تشکیل هیدرات در خطوط لوله دریایی یک از میداین گازی مشترک حوزه خلیج فارس است که به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین میداین گازی دنیا و مشترک میان ایران و قطر با مساحت ۳۷۰۰ کیلومترمربع در ۱۰۵ کیلومتری جنوب‌غربی بندر عسلویه در آب‌های خلیج فارس قرار دارد. بندر عسلویه و تمبک به‌ترتیب در ۲۷۰ و ۲۲۰ کیلومتری جنوب‌شرقی بوشهر به‌عنوان منطقه ساحلی برای ایجاد تأسیسات فرآوری و پالایشگاهی در خشکی این میدان انتخاب شده‌اند. در حال حاضر این میدان یکی از مهم‌ترین منابع تولید گاز کشورمان می‌باشد، به‌طوری‌که پتانسیل تولید گاز و میعانات از این میدان مبنای تصمیمات مهمی در تأمین گاز مصرفی، سوخت نیروگاه‌ها، توزیع انرژی، صادرات و تزریق گاز در میداین نفتی جنوب کشور قرار گرفته است.

همان‌طور که بیان گردید این پژوهش در خصوص مقابله با تشکیل هیدرات در خطوط لوله دریایی یک از میداین گازی مشترک حوزه خلیج فارس است که به‌عنوان یکی از بزرگ‌ترین میداین گازی دنیا و مشترک میان ایران و قطر با مساحت ۳۷۰۰ کیلومترمربع در ۱۰۵ کیلومتری جنوب‌غربی بندر عسلویه در آب‌های خلیج فارس قرار دارد. بندر عسلویه و تمبک به‌ترتیب در ۲۷۰ و ۲۲۰ کیلومتری جنوب‌شرقی بوشهر به‌عنوان منطقه ساحلی برای ایجاد تأسیسات فرآوری و پالایشگاهی در خشکی این میدان انتخاب شده‌اند. در حال حاضر این میدان یکی از مهم‌ترین منابع تولید گاز کشورمان می‌باشد، به‌طوری‌که پتانسیل تولید گاز و میعانات از این میدان مبنای تصمیمات مهمی در تأمین گاز مصرفی، سوخت نیروگاه‌ها، توزیع انرژی، صادرات و تزریق گاز در میداین نفتی جنوب کشور قرار گرفته است.

با توجه به وسعت نواحی تولیدی، میدان مذکور به ۲۹ بلوک (فاز) استاندارد تقسیم گردید که هریک به‌منظور تولید ۱۰۰۰ م.ف.م.ر. گاز غنی توسعه یافته است. گاز غنی و ترش تولیدی از چاه‌های گازی دارای حجم قابل توجهی آب آزاد^۱ و همچنین آب همراه^۲ می‌باشد که بخشی از آن در تفکیک‌گرهای سرچاهی جدا می‌گردد و از شدت تشکیل هیدرات و خوردگی در خطوط لوله انتقال نیز جلوگیری می‌نماید. توسعه میدان پارس جنوبی از شهریورماه ۱۳۸۲ آغاز و تاکنون ادامه دارد [۲]. سپس، در واحدهای فرآوری نم زدایی، شیرین سازی، تثبیت میعانات و... جهت مصارف مربوطه آماده سازی

با توجه به وسعت نواحی تولیدی، میدان مذکور به ۲۹ بلوک (فاز) استاندارد تقسیم گردید که هریک به‌منظور تولید ۱۰۰۰ م.ف.م.ر. گاز غنی توسعه یافته است. گاز غنی و ترش تولیدی از چاه‌های گازی دارای حجم قابل توجهی آب آزاد^۱ و همچنین آب همراه^۲ می‌باشد که بخشی از آن در تفکیک‌گرهای سرچاهی جدا می‌گردد و از شدت تشکیل هیدرات و خوردگی در خطوط لوله انتقال نیز جلوگیری می‌نماید. توسعه میدان پارس جنوبی از شهریورماه ۱۳۸۲ آغاز و تاکنون ادامه دارد [۲]. سپس، در واحدهای فرآوری نم زدایی، شیرین سازی، تثبیت میعانات و... جهت مصارف مربوطه آماده سازی

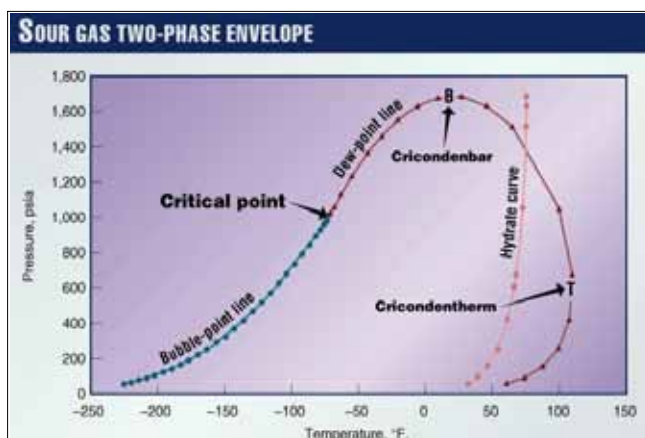


شماتیک انتقال گاز غنی میدان گازی به خشکی

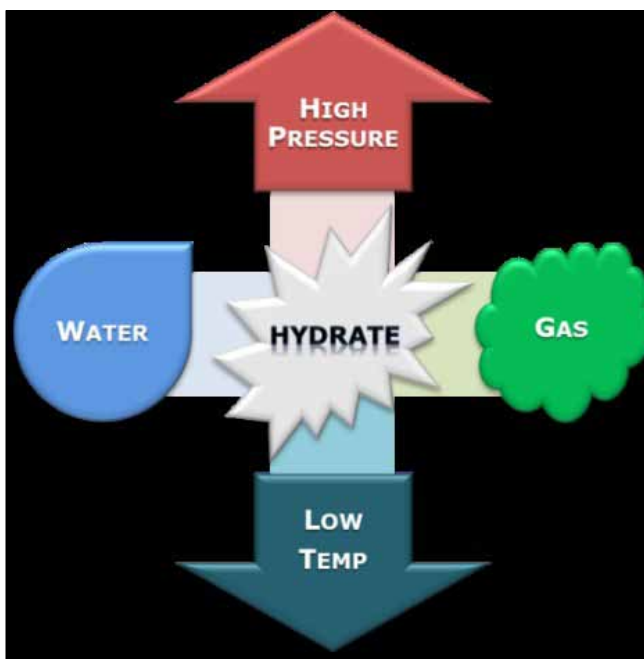
* نویسنده‌ی عهددار مکاتبات (Neisani_niaz@yahoo.com)

در نظر گرفته شود. برخی از این تمهیدات از جمله تعبیه نازل‌های تزریق، انشعابات مربوط به انتقال مواد بازدارنده و تعداد پمپ‌های تزریق لازم است در نظر گرفته شود. چنانچه مواد بازدارنده خوردگی قابل احیا باشد، می‌باید ظرفیت واحدهای احیا نیز متناسب با شرایط مختلف دوره‌های تولید در نظر گرفته شود. به‌طور مثال تولید و فرآوری گاز همراه مخازن نفتی در دوران ابتدایی تولید و چندین سال پس از تولید و برداشت از مخزن متفاوت خواهد بود؛ از جمله تغییرات هیدروژن سولفور، میزان آب همراه گاز و لذا ضروری است شرایط تشکیل هیدرات در موارد مختلف در نظر گرفته شود [۱، ۵].

■ راهکارهای جلوگیری از تشکیل هیدرات چیست؟



شکل ۲ | محدوده تشکیل هیدرات نسبت به موقعیت نمودار فاز



شکل ۳ | عوامل موثر در تشکیل بلورهای هیدرات

با توجه به ماهیت گازهای میعانی و در صورتی که سکوه‌های تولیدی فاقد فرایند نم‌زدایی آب باشند، در طول مسیر انتقال متعاقب افت فشار و دما شرایط تشکیل هیدرات محتمل می‌گردد [۱].

قبل از هر چیز لازم است شرایط و محدوده‌های احتمالی هر پدیده‌ای اعم از تشکیل رسوبات واکس، آسفالتین و هیدرات شناسایی و موقعیت آنها نسبت به نمودار فازی سیال معین گردد [۷]. در شکل-۲ تعیین وضعیت هیدرات در شرایط ترمودینامیکی مربوط به خط لوله هر فاز نشان داده شده است.

پس از شناسایی شرایط و جهت اجتناب از ریسک توقف یا کاهش تولید ناشی از عدم اطمینان از پایداری جریان ضروری است راهکارهای لازم در هر مورد اتخاذ گردد. از مهم‌ترین مسائلی که در این گروه از خط لوله مورد توجه می‌باشد، اخذ راهکارهای مناسب جهت جلوگیری از تشکیل هیدرات است که با تزریق ماده شیمیایی به نام مونواتیلن‌گلیکول و یا ماده جایگزین آن با نام تجاری LDHI محقق می‌گردد. در این خصوص موارد متعددی اهمیت می‌یابد که در این گزارش در قالب چندین سوال مطرح و با پاسخ‌های مربوطه پردازش می‌گردد.

اطلاعات تکمیلی

مکانیسم تشکیل هیدرات چگونه است؟

چنانچه می‌دانیم مولکول‌های آب همراه گاز در دمای پایین و فشار عملیاتی قادر است ایجاد شبکه‌های کریستالی نموده و چنانچه برخی مولکول‌های کوچک گاز از جمله متان و اتان مهمان بلورهای میزبان آب شوند، شبکه کریستالی قوی‌ای شکل گرفته و به‌سرعت رشد می‌نماید. گاهی رشد سریع این شبکه باعث انسداد مسیر و یا مشکلات جبران‌ناپذیری می‌گردد. برخی پژوهش‌ها اشاره به آن دارد که پروپان نیز در تشکیل هیدرات نقش دارد و بوتان به‌عنوان عضو خنثی در این پدیده منظور می‌گردد، بدین معنی که گاهی با به‌دام افتادن در کریستال‌های آب، شبکه قوی هیدرات را حاصل می‌کند و گاهی به‌علت حجم و اندازه‌هایی که دارد، باعث ناپایداری هیدرات می‌شود. در اکثر تحقیقات مشاهده می‌گردد که گاز هیدروژن سولفور نیز در تسریع شکل‌گیری هیدرات نقش موثری دارد [۶]. لذا همواره در مراحل اولیه طراحی تولید و فرایند تثبیت نقطه شبنم گازی که در دماهای بسیار پایین محقق می‌گردد، لازم است با ملحوظ نمودن کلیه موارد، احتمال تشکیل هیدرات به‌دقت مورد بررسی همه‌جانبه قرار گیرد. چنانچه در هر مرحله، تشکیل هیدرات محتمل بود، لازم است تمهیداتی جهت تزریق مواد بازدارنده و ممانعت‌کننده هیدرات

به مواد بازدارنده قبلی (متانول و مونواتیلن گلیکول) بسیار متفاوتند زیرا شرایط ترمودینامیکی تشکیل هیدرات را تغییر نمی‌دهند، در عوض در فرایند تشکیل هیدرات مداخله می‌کنند. از آنجایی که نسبت به سایر بازدارنده‌های ترمودینامیکی در دوز پایین عمل می‌کنند، به نام low dose age hydrate inhibitor یا همان LDHI مشهورند و با دو نوع عملکرد سینتیکی (KHI=Kinetic Hydrate Inhibitor) و ضد کلوخگی (AA=Anti-Agglomerate) با مکانیسم تشکیل هیدرات مقابله می‌کنند [۴،۵].

مزایا و معایب LDHI نسبت به گلیکول چیست؟

تزریق گلیکول در خط لوله انتقال باعث ممانعت از تشکیل هیدرات می‌شود. گلیکول با غلظت ۷۰-۶۰ درصد در بالادست تزریق شده و در پایین‌دست با غلظت ۴۵-۴۰ درصد از فرایند پالایشی تفکیک شده و در واحدهای احیا مجدداً تغلیظ و به سیستم تزریق می‌گردد. ولی LDHI ها به صورت Once through و به‌طور پیوسته تزریق می‌شوند و امکان احیا ندارند. لذا موارد زیر در رابطه با هر یک مطرح می‌شود [۱،۲]:

■ با توجه به اینکه گلیکول در یک سیکل بسته، احیا و تزریق می‌شود، لذا دستخوش تغییر کیفیت (اگرچه در محدوده قابل قبول) می‌شود به طوری که تنظیم غلظت و حذف عوامل مزاحم از منابع آب سازند، مهاجرت فازها و مداخله سایر مواد شیمیایی در کاهش راندمان عملکرد واحد احیای گلیکول بسیار تأثیرگذار است. همچنین عمل تغلیظ و احیا بر اساس فرایندهای گرمایشی و تفکیک و جداسازی صورت می‌گیرد. لذا هرزروی بخشی از گلیکول را به همراه داشته که با تزریق میزان جبران پذیر (make up) میزان گلیکول در گردش مورد نیاز تأمین می‌گردد. علاوه بر آن، انرژی‌های مصرفی واحدهای

پس از اینکه ناحیه ریسک و احتمال تشکیل هیدرات در خط لوله مشخص گردید، راهکارهای زیر در خصوص جلوگیری از تشکیل هیدرات به کار می‌رود:

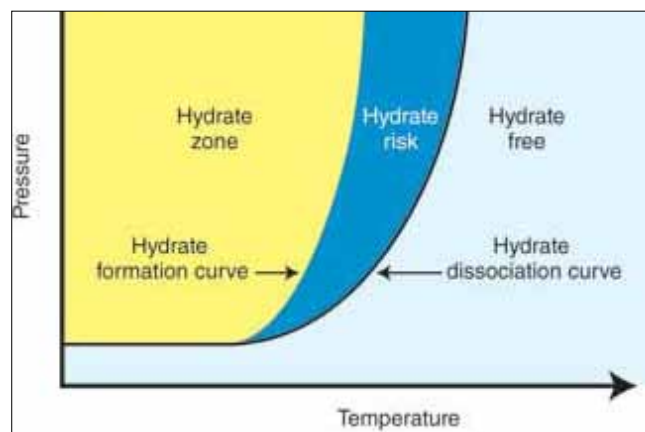
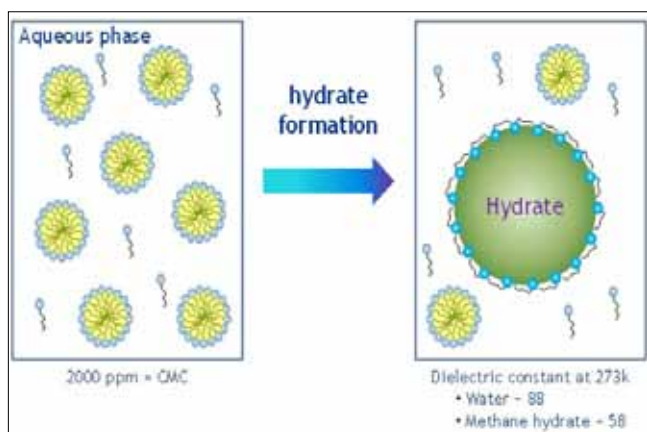
- افزایش دما با استفاده از ترموکوپل‌های حرارتی و یا سیم‌پیچی با جریان گرمایشی [۶،۷]
- تزریق مواد شیمیایی ممانعت‌کننده هیدرات با مکانیسم عملکرد ترمودینامیکی [۴،۵]
- تزریق مواد شیمیایی ممانعت‌کننده سینتیکی با عملکرد سینتیکی [۲]
- در خطوط لوله مذکور، کدام یک از روش‌های مذکور در این شرایط کاربرد دارد؟

در این شرایط مونواتیلن گلیکول با غلظت ۷۰ درصد در ابتدای خط لوله تزریق می‌گردد. چنانچه شرایط تزریق آن محیا نباشد، ماده جایگزین دیگری با نام LDHI تزریق می‌گردد [۱،۲].

LDHI به چه معنی است؟ تفاوت عملکرد آنها با مکانیسم عملکرد گلیکول‌ها در چیست؟

پس از اینکه محققان به پدیده هیدرات پی بردند دنبال راهکاری بودند که بتواند از تشکیل آن و مخاطرات مربوطه جلوگیری به عمل آورد. بدین معنی که شرایط ترمودینامیکی تشکیل هیدرات را در فرایند گازی شناسایی می‌نمودند و سپس با استفاده از انواع گلیکول (گاهی متانول)، شرایط ترمودینامیکی تشکیل هیدرات را به تعویق می‌انداختند. به عبارتی مکان هندسی یا همان نمودار تشکیل هیدرات را روی نمودار فشار-دما جابه‌جا می‌کردند [۸]. از این‌رو به گلیکول‌ها بازدارنده‌های ترمودینامیکی (thermodynamic hydrate) گویند.

اخیراً گروه جدیدی از مواد شیمیایی بازدارنده غیر ترمودینامیکی برای مقابله با هیدرات در خطوط لوله انتقال گاز طراحی شده‌اند که نسبت



مطلوبی نداشته باشد، مشکلات ایجاد رسوب و عدم اطمینان از پایداری جریان مخاطره‌انگیز خواهد بود، به طوری که لازم است به اولویت دوم که تزریق ماده شیمیایی و گلیکول است، تغییر مسیر دهیم. چنانچه تزریق گلیکول میسر نباشد، از ماده جایگزین آن یعنی LDHI جهت ممانعت از تشکیل هیدرات استفاده می‌گردد و ضروری است از تزریق ماده بازدارنده خوردگی نیز به منظور محافظت فنی خط لوله استفاده گردد [۱,۲,۴,۵,۷].

روش پایش عملکرد و راندمان عملکرد مواد شیمیایی تزریق شده در خط لوله چگونه است؟

بدیهی است میزان تزریق مواد شیمیایی در خط لوله باید به طور مناسبی تنظیم شده باشد، به طوری که میزان پایین آن عدم نیل به هدف تزریق را در بردارد و نرخ بالای تزریق، مشکلاتی نظیر تشکیل رسوب را به همراه خواهد داشت. در این راستا، یکی از شاخص‌های پایش گلیکول، نرخ گلیکول در گردش و غلظت آن است و در خصوص ماده LDHI، میزان باقی‌مانده ماده‌ی تزریق شده ارزیابی و اندازه‌گیری می‌شود. ولی در اینجا موضوع به این سادگی نیست، زیرا در حالت تزریق LDHI، تزریق ماده ضد خوردگی نیز داریم که در تست‌های اندازه‌گیری باقی‌مانده ماده شیمیایی LDHI، تداخل ایجاد می‌نماید. لذا با همکاری شرکت تأمین‌کننده ماده مذکور، دستورالعمل متفاوتی در دست تهیه است که حتی‌الامکان بتوان منابع ایجاد خطا را حذف نمود [۱].

با توجه به اینکه در برخی موارد مواد شیمیایی دیگری در بالادست تزریق می‌شود، چگونه از اندازه‌گیری باقی‌مانده مواد ممانعت‌کننده از هیدرات مطمئن خواهید بود؟

این موضوع که در سوال قبلی هم بدان اشاره شد از مهم‌ترین مواردی است که در پایش تزریق مواد شیمیایی در این خطوط لوله مطرح می‌باشد. در خطوط لوله مذکور اطمینان از عملکرد مواد شیمیایی تزریق شده جهت محافظت خطوط لوله مذکور به منظور مدیریت خوردگی، ممانعت از تشکیل هیدرات و رسوب، عدم سازگاری آنها با هم و عدم تشکیل رسوب ناشی از واکنش‌های ناخواسته مطرح می‌باشد که هر یک معیارهای پایش و سنجش مربوط به خود را دارند. اولین نشانه عدم کارایی مواد شیمیایی ممانعت‌کننده از هیدرات، تغییرات غیرنرمال فشار در خط لوله می‌باشد. ولی ضروری است میزان باقی‌مانده آن که در خط لوله به مصرف نرسیده در بازه‌های زمانی مناسب اندازه‌گیری شود. از طرفی، جهت محافظت از خطوط لوله

تزریق و احیای این ماده شیمیایی نیز مطرح است [۱,۴,۸].
 ■ ماده شیمیایی LDHI، امکان احیا و تزریق در سیستم را ندارد و لذا تأمین حجم لازم سالیانه آن هزینه‌های قابل‌توجهی را برای سیستم به همراه دارد. همچنین، تنظیم نرخ تزریق آن بسیار اهمیت دارد به طوری که تجمع میزان باقی‌مانده آن در فاز آب می‌تواند باعث تشکیل رسوبات گردد. همچنین دفع پساب آن، مخاطرات زیست‌محیطی را به دنبال خواهد داشت.

■ با توجه به اینکه حفاظت فنی خوردگی خط لوله مذکور غالباً با تزریق مواد ضد خوردگی انجام می‌گردد، لذا تداخل ماده مذکور با گلیکول و LDHI مطرح می‌باشد که در هر یک موارد متعددی مطرح بوده و خارج از حوصله این مقاله می‌باشد [۱,۵,۸].

مبنای تصمیم‌گیری در انتخاب گلیکول یا LDHI به منظور ممانعت از تشکیل هیدرات چیست؟

در خطوط لوله مذکور علاوه بر نگرانی از تشکیل هیدرات، مشکل خوردگی داخلی خطوط لوله انتقال نیز وجود دارد و جهت مقابله با هر یک، راهکارهای متفاوتی اتخاذ می‌گردد که عمدتاً مبتنی بر استفاده از مواد شیمیایی خواهد بود. لذا حالت‌های مختلفی در رابطه با حفظ پایداری جریان در این خط مطرح می‌باشد که به دو نوع کلی "تثبیت PH" و "تزریق ماده بازدارنده خوردگی" طبقه‌بندی می‌شود [۱]. در هر مورد، تداخل مواد شیمیایی و چگونگی سازگاری آنها نسبت به هم اهمیت می‌یابد. چه بسا تست‌های آزمایشگاهی از عدم بروز این مشکلات اطمینان کافی را بدهد، ولی با توجه به هیدرولیک و ژئومتری خطوط لوله و سایر عوامل میدانی بعضاً مشکلات ناخواسته که عمدتاً در قالب تشکیل رسوب نمایان می‌شود، به چشم می‌خورد. لذا شرایطی که تعدد مواد شیمیایی کمتری داشته باشد، مطلوب‌تر خواهد بود که مود تثبیت PH بوده و از طریق تزریق گلیکول محقق می‌شود. در این حالت گلیکول نسبت به حالتی که این ماده فقط به منظور کنترل تشکیل هیدرات به کار می‌رود، با نرخ بیشتری تزریق می‌گردد. ولی با خنثی‌سازی محیط، نیاز به تزریق ماده ضد خوردگی از بین می‌رود و لذا شرایط اطمینان از پایداری جریان بهتر محقق می‌گردد.

البته یکی از مهم‌ترین الزامات برقراری این حالت آن است که از عملکرد و راندمان مناسب واحدهای احیای گلیکول و ریکلایمر در پایین‌دست به منظور تأمین کیفیت مطلوب گلیکول در گردش اطمینان کافی حاصل گردد. علی‌رغم کلیه مزیت‌هایی که این حالت دارد، چنانچه بخشی از سیکل تزریق و احیای گلیکول شرایط

وجود دارد. لذا ضروری است برای اندازه‌گیری هریک، دستورالعمل اندازه‌گیری مناسب و جداگانه‌ای منظور گردد و متناظر با هر مجهول، یک معادله مبتنی بردستورالعمل تست آن ماده شیمیایی ایجاد شود که خوشبختانه تاکنون به نتایج خوبی در این زمینه دست یافته‌ایم.

نتیجه‌گیری

علت بررسی موضوع بدان جهت است که خطوط لوله مورد اشاره در این مقاله از شرایط اختصاصی و منحصر به فردی به شرح زیر برخوردار هستند:

- طولانی‌ترین خطوط لوله انتقال در بخش بالادستی می‌باشند.
- از طولانی‌ترین خطوط لوله زیر دریایی در بخش بالادستی به‌شمار می‌روند.
- خطوط لوله مذکور حامل گاز میعان معکوس می‌باشد که از پیچیدگی‌های رفتار فازی خاصی برخوردار است.
- حفظ پایداری جریان در میادین مشترک از اولویت‌های سیاست‌گذاری شرکت ملی نفت است.
- با توجه به اینکه شرایط سیال تولیدی در هر دوره از عمر مخزن متفاوت است، لذا لازم است وضعیت پایداری جریان در هر دوره بررسی و نیازمندی‌های تأمین الزامات مربوطه به‌روزرسانی گردد.
- در حال حاضر تنها جایی که ماده شیمیایی LDHI جهت جلوگیری از هیدرات‌تزیق می‌شود، میدان مورد اشاره است و تاکنون جایگزین مناسبی در شرایط عدم‌تزیق گلیکول بوده است. البته در مطالعات صورت گرفته مشاهده می‌گردد که استفاده از این ماده در میادین مرزی و دریایی دربخش بالادست به‌شدت رایج است. ■

مذکور، ماده حفاظت از خوردگی نیز تزریق می‌شود که بخشی از آنها در طول ۱۰۰-۱۲۰ کیلومتری خط لوله به مصرف می‌رسد و میزان باقی‌مانده در اولین جداکننده فازی پالایشگاه‌ها قابل اندازه‌گیری می‌باشد. کلیه دستگاه‌های مورد استفاده در شرکت ملی نفت ایران جهت اندازه‌گیری این مقادیر، از نوع اسپکتروفتومتری و بر اساس طیف‌سنجی است و تداخل اجزای مواد شیمیایی متعدد تزریق شده در این حالت، به اثبات رسیده است، به‌طوری‌که نتایج بررسی‌ها نشان می‌دهد، میزان باقی‌مانده سایر مواد شیمیایی تزریق شده با مقادیر Corrosion Inhibitor Residual هم‌افزایی داشته است. در مواردی که تزریق ماده LDHI صورت می‌گیرد، مقادیر Residual ها بسیار بیشتر از مواردی است که تزریق MEG داریم، درحالی‌که متد اندازه‌گیری است. روش جاری بر اساس نمونه‌گیری از فاز آبی پایین‌دست، مبتنی بر متد استخراج مایع - مایع ۲ و با استفاده از معرف متمیل اورانژ می‌باشد. دقت اندازه‌گیری باقی‌مانده مواد ضدخوردگی در طول موج ماکزیمم، بیشترین میزان جذب را دارد. ولی طی بررسی‌های به‌عمل آمده و با ایجاد اصلاحاتی در روش جاری اندازه‌گیری، میزان باقی‌مانده هریک از مواد شیمیایی در پایین دست به‌صورت جداگانه میسر خواهد بود [۱،۹]. بدیهی است آن‌دسته از مواد شیمیایی که activated ingradiance مشابه دارند، در تست‌های اندازه‌گیری Residual نیز به‌صورت غیراستوکیومتری برهم موثر باشند، تاجایی‌که شدت جذب یکی از مواد می‌تواند بیشتر از شدت جذب سایر مواد شیمیایی باشد. در اینجا عامل آمینی مشترک بین Cl^+ و LDHI در اندازه‌گیری مقادیر باقی‌مانده تداخل ایجاد می‌نماید، در حالی‌که منواتیلن گلیکول در residual اندازه‌گیری شده مداخله ندارد، زیرا در ساختار آن عامل OH

پانویس‌ها

1. free water
2. connet water

3. liqliq extraction
4. corrosion inhibitor

منابع

While Lowering Total Costs,
[6] John Carroll, PhD, PEng, Gas Liquids Engineering Ltd,2003, 2749 - 39 Avenue NE ,Calgary, Alberta, CANADA
[7] Jon Steinar Gudmundsson, IPT, COLD FLOW IN LONG-DISTANCE SUBSEA PIPELINES March 2013, Petroleum Engineering, Submission date
[8] William D. Young, Jeff M. Cohen, and Philip F. Wolf, ENHANCED HYDRATE INHIBITORS: POWERFUL SYNERGISM WITH GLYCOL ETHERS, International Specialty Products, 1361 Alps Rd., Wayne, NJ 07470

[۱] مدارک شرکت ملی نفت ایران-۱۳۹۴
[۲] ایرانشاهی، داوود - طریقتی - گزمه-ارزیابی بهینه‌سازی واحد احیای گلیکول یکی از فازهای میدان گازی پارس جنوبی- ۱۳۹۷- ش ۱۵۹
[۳] کشاورز مصطفی، مرجی، طریقتی، حفاظت فنی خط لوله انتقال جریان سه فازی گاز ترش میعان معکوس، ماهنامه علمی ترویجی اکتشاف و تولید- ۱۳۹۶- ش ۱۵۱
[4] Global Oilfield Solutions Low dosage hydrate inhibitors for the Oilfield Industry: Luvicap, 2002, BASF
[5] Multi chem., holiberton service, Low Dosage Hydrate Inhibitors (LDHI) Safely Maintain Well, 2013, Flowline, and Pipeline Integrity