

مروری بر فرآیندهای مختلف برای جلوگیری از رسوب گوگرد در خطوط لوله گاز طبیعی و مقایسه آنها

فرهاد سلیمی^۱، جواد سلیمی^۲

۱- استادیار گروه مهندسی شیمی، دانشکده علوم پایه، واحد کرمانشاه، دانشگاه آزاد اسلامی، کرمانشاه، ایران، کد پستی ۶۷۱۸۹۹۷۵۵۱

۲- فوق لیسانس مهندسی شیمی، باشگاه پژوهشگران جوان و نخبگان، واحد کرمانشاه، دانشگاه آزاد اسلامی، کرمانشاه، ایران

نویسنده مسئول ایمیل: f.salimi@iauksh.ac.ir

تاریخ دریافت: ۱۳۹۷/۰۹/۰۱

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۱۱/۱۲

چکیده

حضور عنصر گوگرد (S_8) در جریان گاز طبیعی باعث ایجاد بسیاری از مشکلات در نقاط توزیع و تجهیزات اندازه‌گیری شده است. فرآیندهای جداسازی زیادی وجود دارد که شامل فرآیند جذب، جذب سطحی، غشایی و فرآیندهای تبدیل هستند. در این مقاله مروری بر روی روش‌های اصلی موجود برای حذف ترکیبات سولفور از جریان‌های گاز و همچنین تجزیه و تحلیل امکان استفاده از آنها در خطوط لوله صورت گرفته است. نتایج نشان می‌دهند که با توجه به پیچیدگی فرآیندها و هزینه‌های اجرایی و نگهداری، فرآیند جذب سطحی برای استفاده در خطوط لوله از مؤثرترین و کاربردی‌ترین روش‌ها هستند.

کلمات کلیدی: گاز طبیعی، فرآیندهای سولفور زدایی، جذب سطحی، سولفور.

۱- مقدمه

از آلاینده‌هایی مانند نیتروژن، دی‌اکسید کربن، آب، ترکیبات گوگردی مانند هیدروژن سولفید (H_2S)، مرکاپتان‌ها (RSH)، کربنیل سولفید (COS)، کربن دی سولفید (CS_2) و عنصر گوگرد (S_8) داشته باشد [۱].

در تولید و انتقال گاز طبیعی، ممکن است مشکلاتی به وجود بیاید که در این میان شکل‌گیری و رسوب عنصر گوگرد یکی از مهم‌ترین آلودگی‌هایی است که به‌طور گسترده مشاهده می‌شود. سانتوس^۲ و همکارانش اظهار داشتند که شکل‌گیری و رسوب عنصر گوگرد در خطوط لوله می‌تواند باعث مشکلاتی گوناگونی شود که انتقال ایمن گاز از تولید در چاه‌ها تا فراورش گاز طبیعی را تحت تأثیر قرار دهد [۲]. بر اساس تحقیقات زو^۳ و همکارانش در سال ۲۰۱۳، انسداد لوله توسط رسوب گوگرد می‌تواند به‌صورت کاملاً جدی بر عملیات اثر بگذارند، که این

گاز طبیعی یک سوخت فسیلی است که به‌طور چشمگیری قسمت مهمی از انرژی جهانی را به خود اختصاص می‌دهد؛ که دلیل استفاده از این منبع انرژی ویژگی‌های فنی و اقتصادی آن است. گاز طبیعی ارزان‌تر از دیگر سوخت‌های فسیلی است و هزینه‌های مربوط به نگهداری را کاهش می‌دهد. همچنین از لحاظ زیست‌محیطی، استفاده از گاز طبیعی به‌عنوان انرژی فواید زیادی مثل کاهش سولفور دی‌اکسید، نیتروژن اکسید، ذرات ریز و کربن دی‌اکسید دارد.

گاز طبیعی شامل ترکیبی از هیدروکربن‌های سبک است که در شرایط فشار و دمای معمولی در حالت گازی است. بر اساس تحقیقات لوپز^۱، گاز طبیعی عمدتاً از متان، اتان، پروپان و نسبت‌های کمتری از دیگر هیدروکربن‌های سنگین تشکیل شده است. ممکن است که گاز طبیعی قسمت کمی

1- Lopez

2- Santos

3- Zhou



منجر به تولید کم یا حتی خاموش شدن ناگهانی می‌شود[۳].

پاک^۱ و همکاران به این نتیجه رسیدند که حضور بخار گوگرد در جریان گاز منجر به شکل‌گیری رسوب عنصر گوگرد می‌شود که از طریق چگالش در وسایل اندازه‌گیری در طول فرآیند افت فشار صورت می‌گیرد. پاک در سال ۲۰۱۲ اثبات کرد که رسوب عنصر گوگرد بر روی ابزار اندازه‌گیری می‌تواند باعث ایجاد خطا در خواندن حجم گاز منتقل شده تا ۲٪ و در برخی موارد حتی بیش از ۲٪ شود[۴]. منزس^۲ و همکارانش نشان دادند که خطای ۲٪ در اندازه‌گیری حجم منتقل شده می‌تواند باعث افت بسیار شدید درآمد کارخانه شود هنگامی که حجم زیادی از گاز طبیعی انتقال داده می‌شود، و کارخانه ممکن است توسط سازمان تنظیم مقررات جریمه شود[۵]. تیلور^۳ و همکارانش گزارش کردند که رسوب عنصر جامد گوگرد می‌تواند تجمع یابد و باعث انقباض جریان شود، که در نتیجه باعث کاهش ظرفیت جداسازی تجهیزات می‌شود. آن‌ها می‌توانند به تجهیزات اتصال آسب برسانند که این باعث کاهش کنترل فرآیند و هزینه‌های اضافی نگهداری می‌شود[۶]. مطالعات زیادی باهدف بررسی مکانیزم‌های شکل‌گیری و رسوب عنصر گوگرد در خطوط لوله گاز طبیعی انجام شده است. بر اساس پاک(۲۰۰۵) [۷] و سزاک^۴ (۲۰۰۸) [۸]، مکانیزم هسته‌زایی محتمل‌ترین مکانیزم برای رسوب گوگرد در خطوط گاز طبیعی است. فرآیند شکل‌گیری و رسوب گوگرد اساساً سه مرحله هسته‌زایی را شامل می‌شود، یعنی تشکیل ذرات، انعقاد و یا چگالش و رسوب.

سانتوس^۵ و همکاران گزارش کردند که تشکیل پودر زرد (عنصر گوگرد) می‌تواند با تغییر شرایط عملیاتی مانند کاهش فشار و دما، همچنین ترکیب گاز و اضافه‌کننده‌های استفاده شده در طول انتقال در خط لوله تحت تأثیر قرار بگیرد. آن‌ها دیاگرام فازی را برای ترکیبات مختلف از گاز طبیعی با استفاده از هائیسس انجام دادند و نشان دادند که تعادل فازی با معادله حالت پنگ رابینسون به بهترین نحو نشان داده می‌شود. همچنین نتایج نشان داد که هسته‌زایی و چگالش محتمل‌ترین مکانیزم‌هایی هستند که منجر به تشکیل و رسوب عنصر گوگرد می‌گردد[۲]. سرین و همکارانش فرآیند انبساط

گاز طبیعی توسط یک فلش را برای مطالعه فرآیند چگالش گوگرد مطالعه کردند. نویسندگان این پدیده را مدل کردند و یک روش آزمایشی را ایجاد کرده‌اند که جرم رسوب گوگرد را بر اساس سرعت جریان گاز مشخص می‌کند. بنابراین نتایج به‌دست‌آمده توسط مدل‌سازی و مقادیر آزمایشی برای رسوب گوگرد، فرضیه چگالش را تأیید کرد[۹]. سزاک(۲۰۰۸) اظهار داشت که چگالش به علت کاهش دما در نقاط افت فشار اتفاق می‌افتد در جایی که دمای نهایی زیر دمای نقطه سه‌گانه گوگرد (۳۶۸/۵ کلوین) است. بنابراین گوگرد موجود در جریان گاز به‌طور مستقیم از فاز گاز به فاز جامد تبدیل می‌شود و در پایین‌دست تجهیزات کاهش فشار رسوب می‌دهد[۸]. انحلال‌پذیری گوگرد در جریان گازی به‌طور مستقیم تحت تأثیر دما، فشار و ترکیب گاز قرار دارد. سان^۶ تأثیر فشار و دما را بر روی انحلال‌پذیری گوگرد با ترکیب‌های متفاوتی از گازها ارزیابی کرد و نتیجه گرفت که دما نسبت به فشار تأثیر بیشتری بر روی انحلال‌پذیری دارد[۱۰]. سزاک پی برد که در فرآیند گازی تحت شرایط انتقال، انحلال‌پذیری گوگرد در گاز خیلی کم است، کمتر از 0.005 mg/m^3 این تحقیق تصدیق می‌کند که رسوب گوگرد حتی زمانی که غلظت آن در جریان گاز بسیار کم است اتفاق می‌افتد[۸]. سانتوس^۷ و همکارانش تأثیر مقدار گوگرد موجود در فاز بخار در جریان گاز را با استفاده از دیاگرام تعادلی گاز مورد مطالعه قرار دادند. چهار شبیه‌سازی با استفاده از برنامه هائیسس و معادله پنگ رابینسون صورت گرفت. شبیه‌سازی با اضافه‌مقادیر مختلف گوگرد در جریان گاز طبیعی انجام شد. نتایج نشان داد که حتی حضور گوگرد در غلظت کم، دیاگرام‌های تعادلی را تغییر می‌دهد و هنگامی که غلظت گوگرد در جریان گاز زیاد می‌شود، دمای بالاتری برای تأمین تعادل مورد نیاز است[۱۱].

در برزیل برای رساندن گاز طبیعی به مشتری، لازم است که مواد آلوده‌کننده موجود در آن به حد معینی که آژانس ملی نفت، گاز و سوخت‌های زیستی (ANP) تعیین می‌کند برسد. بر اساس گزارش‌های سانتانا^۸ و ماچدو^۹ (۲۰۱۴) بیشترین میزان ترکیبات سولفوری که توسط ANP برای انتقال گاز طبیعی به مشترکین تعیین شده است mg/m^3 ۷۰ است که در کشورهای دیگر این حداکثر مقدار در قوانین آن‌ها درج می‌شود در ایالات متحده آمریکا حجم

6- San
7- Santos
8- Santana
9- Machado

1- Pack
2- Menses
3- Taylor
4- Cezac
5- Santos

H₂S معمولاً حدود 4 ppm است [۱۲]. در بعضی کشورهای اروپایی این مقدار حدود ۱ ppm است. حداکثر مقدار حجم گوگرد که شامل کربنیک سولفیدها، و دی سولفیدها و غیره می‌شود در محدوده بین ۲۰ تا ۱۰ ppm است. [۱]

شیرین سازی گاز به‌طور کلی به دو مرحله تقسیم می‌شود. ۱- جداسازی با غلظت آلوده‌کننده‌های بیش از ۱۰ درصد و یا حتی بیشتر در خوراک ۲- پالایش و خالص‌سازی با غلظت آلوده‌کننده‌های کمتر از ۳ درصد در خوراک.

این مطالعات نشان می‌دهد که مکانیزم تشکیل عنصر گوگرد و مشکلات ناشی از آن به‌خوبی شناسایی شده است؛ بنابراین بدیهی است که مطالعاتی باهدف راهکارهایی جهت حذف و یا کاهش این ترکیب در گاز طبیعی نیاز است. در این زمینه نیز تحقیقات بسیاری انجام شده است که بیشتر آن‌ها در فرآیندهای انتقال گاز مورد استفاده قرار گرفته‌اند؛ بنابراین هدف از این مطالعه مروری بر فرآیندهای گوگردزدایی از جریان‌های گازی و آنالیز کردن امکان استفاده آن‌ها در خطوط لوله باهدف جلوگیری از شکل‌گیری و رسوب S₈ در خطوط انتقال، تجهیزات کنترل و دستگاه‌های اندازه‌گیری است.

۲- مواد و روش‌ها

روش‌های استفاده شده برای جمع‌آوری اطلاعات بیشتر بر اساس پورتال‌های مهم پژوهشی و بانک‌های اطلاعاتی ثبت اختراع در روش گوگردزدایی جریان گاز بود. پورتال پژوهشی مورد استفاده شامل periodic caps, science direct, scopus و google scholar برای مقالات علمی و موسسه ملی برای مالکیت صنعتی (INPI) و سازمان جهانی مالکیت فکری (WIPO) برای جستجو ثبت اختراع استفاده شد. واژه‌های کلیدی مورد استفاده در جستجو به شرح زیر بود: گوگردزدایی، روش حذف گوگرد، جذب، جذب سطحی، گاز طبیعی، جذب غشایی و فرآیند تبدیل ترکیب گوگردی.

سیلوا^۱ اظهار داشت که مهم‌ترین فرآیندها برای حذف H₂S از جریان گاز توسط نیلسون ارائه شده است و می‌تواند در چهار گروه جذب، جذب سطحی، غشاء و تبدیل دسته‌بندی شود [۱۳]. سزاربلسکی^۲ فرآیندهای هیدروژنی حذف سولفید را در سه گروه اصلی شیمیایی، فیزیکی و بیولوژیکی دسته‌بندی کرد [۱۴].

۳- مرور منابع

فرآیندهای مهمی که در واحد سولفور زدایی بکار گرفته می‌شود بیشتر برای جداسازی H₂S و بهبود عنصر گوگرد در جریان‌های گازی است. بر اساس تاگلیابو^۳ [۱۵] تکنولوژی

بر اساس تحقیقات سانتانا (۲۰۱۴) روش‌های جداسازی H₂S به دو گروه تقسیم می‌شود روش‌های فیزیکی و شیمیایی، مثل خشک کردن توسط جذب شیمیایی (اکسیدهای آهنی، کربن فعال) یا جذب شیمیایی اکسیدان‌ها و محلول‌های قلیایی و روش‌های بیولوژیکی مثل بیوفیلتراسیون توسط میکرو ارگانیسم‌ها [۱۲]

بر اساس اظهارات سیلوا بیشتر از ۳۰ فرآیند برای جداسازی H₂S از جریان‌های گازی در حال حاضر موجود می‌باشد. اگرچه انتخاب فرآیند به غلظت آلاینده در جریان خوراک مرتبط است، باید عواملی مثل شرایط عملیاتی دما و فشار را، گزینش‌پذیری مورد نیاز برای حذف گاز H₂S، قوانین محیطی و خصوصیات فروش به حساب آورده شود [۱۳]. رحیمی و همکارانش نشان دادند که پارامترهای فرآیندی مانند شرایط اجزای سازنده یا دما و فشار در ورودی و خروجی جریان گاز، بر نوع انتخاب روش جداسازی سولفور تأثیر می‌گذارد. اگرچه فناوری‌های زیادی برای حذف H₂S موجود است اما پیدا کردن یک راه ارزان و با بازدهی بالا در فرآیند جداسازی بسیار مشکل می‌باشد [۱۶].

۴- فرآیند جذب در مایعات

جذب H₂S توسط مایع شامل فرآیندی است که در آن اجزا موجود در فاز گاز به فاز مایع منتقل می‌شوند. جذب ترکیبات اسیدی در جریان‌های گازی توسط حلال‌های مختلفی بررسی شده است. استفاده از فرآیندهای ترکیب محلول‌ها (مخلوط‌های آب و آمین) مثل، OPTISOL, UCARSOL, SOLFINOL، FLEXSORB توسط بالارد^۴ پیشنهاد شده است [۱۷]. چن^۵ و همکارانش امکان حذف H₂S از جریان‌های گازی را از طریق آزمایش‌های انجام شده در مقیاس آزمایشگاهی با استفاده از محلول آبی NaOH و NaOCl در یک تصفیه‌کننده گاز بررسی کرد. نتایج نشان داد که بازده حذف H₂S برای جریان گازی با جریان 190 lb ft²/hr و نسبت مایع به گاز ۵/۰۶، برابر ۹۹/۲٪ است. [۱۸] لویز (۲۰۰۳) و سیلوا (۲۰۰۹) از

4- Ballard
5- Chen

1- Silva
2- Szarblewski
3- Tagliabue



میکرو امولسیون تشکیل شده از دودسیل آمین به عنوان ماده جاذب برای حذف H_2S از جریان گاز طبیعی در یک برج پر شده با حلقه‌های راشینگ استفاده کردند. نتایج نشان داد که میکرو امولسیون ظرفیت جذب قابل توجهی در مقایسه با دیگر روش‌های حذف H_2S دارد [۱، ۱۹]. مات^۱ و همکارانش مطالعات آزمایشگاهی را برای گوگردزدایی جریان گاز با استفاده از ترکیبی از محلول‌های آبی سولفات آهن ($FeSO_4$)، سولفات روی ($ZnSO_4$) و سولفات مس ($CuSO_4$) انجام دادند. نتایج آزمایش‌ها نشان داد که روش پیشنهاد شده می‌تواند به‌طور مؤثری باعث حذف H_2S شود [۲۰].

مطالعات آزمایشگاهی برای اندازه‌گیری و مدل کردن انتقال جرم و سینتیک واکنش حذف H_2S از جریان گاز طبیعی از طریق ستون جذب پر شده توسط سیلیکا انجام شد. محلول‌های آبی سدیم هیدروکسید، مس سولفات، آهن کلراید، روی کلراید، پتاسیم کرومات و منگنز سولفات استفاده شد. نتایج نشان داد که نرخ حذف برای سدیم هیدروکسید بیشتر است، گرچه استفاده از مس سولفات و آهن کلراید نیز بازدهی مناسبی دارد [۱۳].

لو^۲ [۲۱] (۲۰۰۶) مطالعات آزمایشگاهی را بر روی فرآیند حذف H_2S از جریان‌های گازی با استفاده از ترکیبی از متیل اتانول دی‌امین (MDEA) و ترشری بوتیل آمین دی‌اتوکسی اتانول (TBEB) و حفظ شرایط فشار اتمسفری و جریان ثابت سیال را بررسی کردند. نتایج این مطالعات نشان داد که میزان حذف H_2S در این ترکیب از میزان حذف با استفاده از محلول MDEA بیشتر و علاوه بر این بازسازی این ترکیب نیز از محلول MDEA آسان‌تر بود [۲۱]. گودینی و مولا (۲۰۰۸) با استفاده از مطالعات نظری و تجربی، به بررسی جذب هم‌زمان H_2S و CO_2 پرداختند. آن‌ها این مطالعات را با استفاده از یک برج پر شده با محلولی از مونواتانول آمین (MEA) انجام دادند. یک مدل ریاضیاتی نظری با استفاده از تئوری دولایه‌ای در مدل‌سازی انتقال جرم، به‌منظور بررسی عملکرد جذب H_2S و CO_2 توسط محلول MEA استفاده شد. نتایج نشان داد که میزان جذب زمانی که نسبت مایع گاز به‌طور مناسب تنظیم شود می‌تواند به ۲۰ درصد هم برسد. داده‌های آزمایشگاهی و محاسبه شده مقایسه شدند و این مدل قادر به پیش‌بینی تأثیر پارامترهای مختلف بر روی جذب بود [۲۲].

فلر^۳ و همکاران (۲۰۰۹) آزمایش‌هایی را به‌منظور تعیین میزان کاهش H_2S در جریان‌های گاز زیستی انجام دادند. آن‌ها در این آزمایش‌ها از یک فرآیند جذب با واکنش شیمیایی که در آن از محلول آهن و اتیلن دی‌آمین تترا استیک اسید (Fe/EDTA) استفاده کردند. آزمایش‌ها در دمای $25^\circ C$ اجرا شدند، درحالی‌که نرخ جریان محلول بین ۲۲-۲۵۰ mL/min در تغییر است و نرخ جریان گاز برابر با ۲۶۵ mL/min است. نتایج نشان داد که نسبت بهینه L/G برای حذف کلی سولفید هیدروژن می‌بایست برابر یا بیشتر از ۰/۴۶ باشد [۲۳]. کوتو^۴ (۲۰۱۴) فرآیند جذب از طریق آمین را برای حذف CO_2 و H_2S و سایر ترکیب‌های گوگردی را در یک کارخانه (LPG) شبیه‌سازی کرده است. نتایج به‌دست‌آمده از جریان گاز شیرین نشان می‌دهد که کل H_2S و CO_2 موجود در جریان خوراک حذف شد، که این امر نشان می‌دهد این فرآیند بسیار کارآمد و مؤثر است [۲۴]. ژنگ^۵ و همکاران محلول جدیدی با نام XDS را تهیه کردند که از آن برای حذف H_2S ، ترکیبات آلی گوگرددار و ترکیب‌های اسیدی از جریان‌های گاز طبیعی بدون نیاز به فراوری استفاده شد. نتایج نشان داد که این محلول جدید گزینش پذیری خوبی برای ترکیبات آلی گوگرددار در مقایسه با محلول MDEA دارد که به‌طور سنتی در صنعت مورد استفاده قرار می‌گیرد. نرخ حذف ترکیبات آلی گوگرددار از طریق این محلول جدید به ۹۳/۷٪ رسید، درحالی‌که این مقدار برای MDEA تقریباً ۳۰ درصد بود [۲۵].

۵- فرآیندهای جذب در جامدهای متخلخل

گوگردزدایی جریان‌های گازی از طریق جذب فرآیندی است که در آن مولکول‌های گوگرد، از طریق نیروهای فیزیکی یا شیمیایی موجود بر روی سطح یک جامد متخلخل، بر روی آن نگه داشته می‌شوند. حذف ترکیب‌های گوگرد از جریان‌های گازی نیازمند ساخت یک ستون پرکننده یا سینی مشبک پوشیده شده با مواد جاذب است. مواد جاذب موادی هستند که دارای مساحت سطحی بزرگی به ازای هر واحد وزن هستند، زیرا میزان جذب به دما، فشار و مساحت سطحی این مواد بستگی دارد. زمانی که بستر جاذب با گازهای اسیدی اشباع می‌شود باید به‌منظور حفظ بازدهی سیستم جایگزین یا احیاء شوند.

از اکسید آهن و روی در حذف ترکیبات گوگردی از جریان‌های

3- Flare
4- Koto
5- Zhang

1- Maat
2- Lu

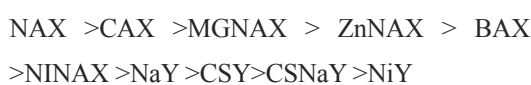
گازی استفاده شده است. لویز (۲۰۰۳) فرآیند گوگردزدایی را با القاح اکسید آهن بر روی یک جامد متخلخل انجام داد. او ستون‌های جذب را با این مواد پر کرد و از آن به‌منظور حذف گزینشی سولفید هیدروژن (H_2S) و مرکاپتان (RSH) موجود در گاز طبیعی استفاده کرد [۱]. سخاوت جو و همکاران (۲۰۱۴) عملکرد نانو ذرات اکسید روی و آهن با دو اندازه مختلف را به‌عنوان جاذب ترکیب‌های گوگرد در گاز طبیعی (H_2S و COS) مرکاپتان متیل و مرکاپتان اتیل، دی متیل سولفید و کربن دی سولفید) را از طریق فرآیند اکسایش ارزیابی کردند. گاز استاندارد دارای ترکیب‌های گوگرد از یک ستون شیشه‌ای پر شده با مواد جاذب عبور می‌کرد (در دمای $20^\circ C$ و فشار 15 PSia) و به یک کروماتوگرافی متصل بود. نتایج نشان داد که کاهش در اندازه ذرات اکسید آهن (از $0.14 \mu m$ تا $20 nm$) منجر به افزایش نرخ حذف گوگرد از $37/9\%$ درصد تا $63/1\%$ درصد برای تمام ترکیبات گاز شد [۲۶].

سیلوریا (۲۰۰۶) با استفاده از رزین‌های تبادل یون MN-202 و A-847 و A-850 آزمایش‌هایی برای حذف H_2S از گاز طبیعی را انجام دادند. نتایج این تحقیق نشان داد که در شرایط آزمایشگاهی مشابه عملکرد A-847 در مقایسه با سولفاترید، از لحاظ زمان ماند و ظرفیت جذب مشابه بود [۲۷].

مطالعاتی درباره کاربرد ژئولیت‌ها و ترکیب‌های سلیسی در حذف سولفید از جریان‌های گازی انجام شده است. ملو^۲ و همکاران (۲۰۰۶) مطالعاتی درباره کاربرد ژئولیت 13X و زینوکس ۳۸۰ به‌عنوان جاذب‌های H_2S از گاز طبیعی در یک ستون جذب در دمای $25^\circ C$ انجام دادند. نتایج این آزمایش‌ها آشکار کرد که از هر دو ماده می‌توان به‌عنوان جاذب H_2S در گاز طبیعی استفاده کرد، درحالی‌که ژئولیت 13X نسبت به زینوکس ۳۸۰ در دمای $25^\circ C$ ظرفیت جذب بهتری را نشان داد [۲۸]. کو^۳ و همکاران (۲۰۰۷) حذف ترکیب‌های گوگرد از قبیل تترا هیدرو تیوفن (THT) و ترت-بوتیل مرکاپتان (TBM) از جریان‌های گازی با استفاده از نیترات نقره القاح شده بر روی بتازئولیت (BEA)، سیلیکا-MCM-41 و SBA-15 به‌عنوان جاذب را مطالعه کردند. نتایج نشان داد که اگرچه ژئولیت BEA در مقایسه با MCM-41 و SBA-15 دارای حفره‌هایی با حجم کمتر و مساحت سطحی کوچک‌تری است، اما ظرفیت جذب آن از آن‌ها بزرگ‌تر

- 1- Sulfatreat
- 2- Melo
- 3- Ko

بود [۲۹]. رژیکوف و همکاران (۲۰۱۱) جذب متیل مرکاپتان و سولفید کربونیل موجود در گاز طبیعی را با استفاده از ژئولیت تبادل فلزی (NAX, CSNAX, CAX, MgNAX, BAX) و هیدروکسیدهای ($Zn, Ni, Na, Y, Ni, Y, CSY$) دو لایه^۴ (LDH) تشکیل شده از $NO_3-M^{II}/ALLDH$ ($M^{II}=Mg, Zn$ or Ni) در فشار اتمسفری و دمای دمایی $25^\circ C$ را مطالعه کردند. نتایج حاصله نشان داد که پیوندهای هر دو ترکیب‌های گوگرد در ژئولیت نسبت به (LDH) بزرگ‌تر بودند. به‌علاوه نتیجه‌گیری شد که ظرفیت‌های جذب CH_2H ژئولیت‌ها با کاهش مقدار فلز به ترتیب زیر تغییر می‌کند [۳۰].



رات ناسامی و همکاران (۲۰۱۲) تحقیقاتی را بر روی یک جاذب مبتنی بر تبادل فلز ژئولیت ($Ca-X$ و $Na-X$) و اکسیدهای فلزی ترکیبی ($Cu-Mn, Fe-Mn$) القاح شده بر روی الومینا را برای حذف ترکیبات گوگردی (سولفید، دی متیل سولفید، سولفید کربونیل، مرکاپتان اتیل و ترشری مرکاپتان بوتیل) از گاز طبیعی انجام دادند. این محققین نتیجه‌گیری کردند که $Ca-X$ و سپس اکسیدهای $Fe-Mn$ القاح شده بر روی الومینا دارای ظرفیت گوگردزدایی چشمگیری هستند کوی^۵ و همکاران (۲۰۰۹) کاربرد کربن فعال تجاری اصلاح شده با اکسایش و اشباع شده با مواد مختلف را به‌عنوان جاذب‌هایی برای حذف سولفید هیدروژن، مرکاپتان متیل، اتیل مرکاپتان، دی متیل سولفید، دی متیل دی سولفید، تترا هیدرو تیوفن و اتیل دی سولفید از گاز طبیعی را بررسی کردند. نتایج نشان داد که کربن فعال شده با Cu و Zn قابلیت حذف H_2S بیشتری داشت، درحالی‌که کربن اشباع شده با Fe برای حذف دی متیل سولفید (مشکل‌ترین ترکیب گوگردار برای حذف) اثر بخشی بیشتری داشت و کربن اکسید شده با HNO_3 برای حذف تترا هیدرو تیوفن از سایرین عملکرد بهتری داشت [۳۱، ۳۲]. بولینگویز^۶ و همکارانش (۲۰۰۹) مطالعاتی درباره حذف تترا هیدرو تیوفن از جریان‌های گاز طبیعی در سلول‌های سوختی را با استفاده از سه نوع کربن فعال به‌عنوان جاذب انجام دادند، که دوتا به‌صورت گرانول (GAC) و یکی به‌صورت ماده الیافی (ACFC) بودند. به‌علاوه از معادله لانگمویر استفاده شد، و پارامترهای به‌دست‌آمده از این مدل ثابت کرد که ACFC

- 4- double layered hydroxides
- 5- Cui
- 6- Boulinguiez





دارای بیشترین ظرفیت جذب سطحی برای حذف تترای هیدرو تیوفن از گاز طبیعی است [۳۳].

۶- فرآیندهای نفوذ در غشاهای:

فرآیندهای جداسازی از طریق غشاهای مبتنی بر نفوذ گاز هستند. غشاهای به کاررفته از لایه‌های نازک پلیمری تشکیل شده که امکان عبور برخی از مواد خاص را می‌دهند و مانع عبور سایر مواد می‌شوند. سطح غشا از هزاران موئینی تشکیل می‌شود که از طریق آن‌ها گاز نفوذ می‌کند. CO_2 و H_2S با سرعت بسیار بیشتری از غشا نسبت به هیدروکربن‌ها نفوذ می‌کنند، این امر ناشی از تفاوت‌هایی در انحلال‌پذیری و قابلیت نفوذ این گازها از طریق غشاء است. استفاده از غشای فیبری میان‌تهی به‌عنوان یک تکنولوژی در حذف ترکیبات گوگردی از جریان گازها استفاده شده است. جفرسون^۱ و همکارانش (۲۰۰۵) استفاده از یک جذب گازی که شامل غشای فیبری میان‌تهی از پلی‌پروپیلن و یک محلول رقیق NaOH بود را برای حذف H_2S از یک گاز مصنوعی ($\text{O}_2 + \text{N}_2$) بررسی کردند. آزمایش‌ها نشان دادند که این فناوری می‌تواند به‌طور مؤثر H_2S را با ۹۶٪ اثربخشی از جریان گازی حذف کند و این در PH برابر ۱۳، نسبت گاز- مایع برابر با ۵۰ و غلظت محتوای برابر با ۲۰۰۰ ppm انجام شد [۳۴]. هدایت و همکاران (۱۱۰۲) به بررسی جذب هم‌زمان H_2S و CO_2 با استفاده از یک غشای میان‌تهی دارای مدول‌های تماس PVDF (ونیل دین فلورید) و پولیسولفانو (PSF) با محلول MDEA و ترکیبات MDEA/DEA، و MDEA/MEA به‌عنوان جاذب‌های مایع پرداختند. نتایج نشان داد زمانی که هدف سیستم دست یافتن به‌گزینش بالای H_2S است، استفاده از یک محلول با غلظت ضعیف MDEA ترجیح داده می‌شود. اگرچه زمانی که بازدهی بالای حذف نیاز است، استفاده از یک محلول با ترکیب MDEA و DEA بهتر است [۳۵].

چنار^۲ و همکارانش (۲۰۱۱) کاربرد دو غشای میان‌تهی پلی ایمید (PI) و اکسید پلی‌فینیلین (PPO) را که در بازار موجود هستند برای جداسازی ترکیب‌های $\text{H}_2\text{S}/\text{CH}_4$ با نسبت‌های متفاوت از H_2S بررسی کردند. نتایج این آزمایش‌ها نشان داد که فاکتورهای جداسازی برای $\text{H}_2\text{S}/\text{CH}_4$ برای غشاهای PI و PPO به ترتیب برابر ۶ و ۴ بودند. آن‌ها همچنین دریافتند که علی‌رغم این حقیقت که افزایش دما نفوذپذیری عناصر را افزایش داد، اما فاکتور جداسازی همچنان یکسان باقی

ماند [۳۶]. مهدویان و همکاران (۲۰۱۲) به‌صورت تئوری به مطالعه کاربرد حلال متانول برای جذب فیزیکی H_2S و CO_2 از یک ترکیب حاوی $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}/\text{CH}_4$ در غشای فیبری میان‌تهی یک جاذب گاز- مایع پرداختند. نرخ جذب سطحی نسبی H_2S با استفاده از متانول به‌عنوان جاذب در مقایسه با آب به‌عنوان جاذب بین ۲/۹ و ۳/۷۵ بود. این امر نشان می‌دهد که حلال متانول می‌تواند با موفقیت در جذب این قبیل ترکیبات استفاده شود [۳۷].

لی^۳ و همکارانش (۲۰۰۶) یک غشای مایع جدید از ونیل آیدین فلوراید (PVDF) تهیه کردند که از آن برای حذف H_2S و CO_2 از گاز طبیعی استفاده کردند. نتایج این تحقیقات نشان داد که این غشای جدید تحت شرایط عملیاتی شدید و سخت‌ثبات و پایداری خوبی از خود نشان می‌دهد و برای CO_2 و H_2S ضرایب نفوذپذیری بالایی دارد و برای سیستم‌های $\text{H}_2\text{S}/\text{CH}_4$ و CO_2/CH_4 دارای قابلیت‌گزینه‌پذیری بالایی می‌باشد [۳۸]. پارک^۴ و همکاران (۲۰۰۲) روش جدیدی برای حذف گازهای اسیدی از گاز طبیعی خام ارائه کردند. در این روش مایعات یونی در دمای اتاق (RTIL) و پلیمرها و همین‌طور غشاهای مایع یونی جدید (SILM) استفاده شد. از PVDF و BMImBF₄ به‌عنوان مواد پلیمر به ترتیب برای غشا و RTIL استفاده شد. نتایج نشان داد که ضریب نفوذپذیری گاز با افزایش محتوا RTIL در غشا افزایش یافت مخصوصاً برای گازهای اسیدی. بعلاوه با افزایش دما ضریب نفوذپذیری گاز نیز افزایش می‌یابد درحالی‌که گزینه‌پذیری به خاطر افزایش تحرک غشا کاهش می‌یابد [۳۹].

تائو^۵ و همکاران (۲۰۰۷) مروری بر مقالات در رابطه با گوگردزدایی از جریان‌های گازی از طریق فرآیندهای غشایی داشتند. مؤلفین نتیجه‌گیری کردند که این فرآیند در ترکیب با راکتور غشای کاتالیستی و پرتوافکنی میکرو موج می‌تواند منجر به گوگردزدایی گازهای طبیعی در مقیاس بزرگ و بازدهی بالا شود [۴۰]. رانگ ونگ^۶ و همکاران (۲۰۰۲) جذب هم‌زمان H_2S و CO_2 از گاز زیستی را با استفاده از یک کنتاکتور^۷ غشای موئینه بررسی کردند. جاذب‌های به کار رفته آب و محلول MEA بودند و گاز زیستی مصنوعی ترکیبی

3- Lee
4- Pack
5- Tao
6- Rongwong
7- Contactor

1- Jefferson
2- Chenar

از H_2S با غلظت ۲۵۰-۱۰۰۰-۲۰-۴۰ درصد از CH_4 و CO_2 بود. نتایج آزمایشگاهی نشان دادند که حذف H_2S از جریان CH_4 با استفاده از محلول MEA در مقایسه با آب مؤثرتر بود [۴۱]. کاستا (۲۰۱۴) کاربرد یک غشای بیوسیلیکونی برای حذف هیدروژن سولفید از گاز زیستی را بررسی کرد. این غشای زیستی بازدهی حذف بالایی برای H_2S داشت و به بازدهی کلی حذف ۵۵-۷۰٪ رسید و بعد از سه ساعت آزمایش، غلظت H_2S نهایی در گاز زیستی به ۱/۸-۵/۸ mg/L رسید [۴۲].

۷- فرآیندهای تبدیل

فرآیند claus معروفترین و پرکاربردترین فرآیند در صنعت در طول صدسال گذشته بوده است. گوگرد عنصری در فرآیند claus از طریق اکسایش جزئی H_2S در یک مرحله بر روی بستر کاتالیزوری پیش گرم شده به دست می‌آید. بعد از ۱۹۴۰ تغییرات مهمی در فرآیند Claus روی داد که امکان بازیابی گوگرد را فراهم ساخت. در فرآیند claus اصلاح شده، بازیابی گوگرد در دو مرحله روی می‌دهد. اول مرحله حرارتی و دوم مرحله کاتالیستی. در مرحله حرارتی مقدار کافی هوا به منظور اکسید کردن یک سوم H_2S به SO_2 اضافه می‌شود. در مرحله دوم H_2S باقی مانده با SO_2 واکنش داده و بخار گوگرد عنصری را شکل می‌دهند که یک ماده غیرتهاجمی از نظر محیط زیستی می‌باشد.

بال^۱ و همکارانش (۲۰۰۷) پتانسیل اکسایش باکتریایی سولفید هیدروژن را به عنوان روشی برای تصفیه جریان‌های گاز اسیدی ارزیابی کردند. آن‌ها از کاشت مداوم chlorobium limicola استفاده کردند که امکان دستیابی به اکسایش بالا سولفیدهای گازی و قابل حل را فراهم کرد، به طوری که اثر بخشی اکسایش برای سولفیدهای گاز از ۹۵٪ پیشی گرفت [۴۳]. ما و همکارانش (۲۰۰۸) تبدیل مستقیم H_2S به H_2 و S با استفاده از واکنش فوتو کاتالیستی تحت اشعه مرئی با اتانول آمین به عنوان حلال را بررسی کردند. تحت شرایط دمای اتاق، فوتوکاتالیست Pt/CDS در تولید هیدروژن با استفاده از اتانول آمین بسیار فعال بود. این نتایج امکان تبدیل مستقیم H_2S و H_2 S از طریق فوتوکاتالیزوری را ثابت کرد [۴۴].

به نقل از جندل^۲ و همکارانش (۲۰۰۹) کاربرد محلول‌های

1- Ball
2- Gendel

رداکس که عمدتاً از Fe(III)/Fe(II) تشکیل می‌شود، به عنوان جاذب‌های شیمیایی سولفید هیدروژن، تبدیل به تکنیکی مؤثر و کارآمد شده است. در این سیستم، یک محلول اکسیدکننده آهن (Fe(III)) به کار گرفته می‌شود که قادر به اکسایش سریع H_2S به گوگرد عنصری است. بعد از این مرحله گوگرد ممکن است از طریق جاذبه یا صاف کردن حذف شود [۴۵].

عابدینی و همکاران (۲۰۱۰) با استفاده از نرم افزار MATLAB فرآیند بازیابی گوگرد در یک بستر کاتالیستی را شبیه سازی کردند. شرایط عملیاتی این فرآیند و همین طور خواص فیزیکی و شیمیایی در شبیه سازی لحاظ شد. مدل به دست آمده تعیین آسان غلظت گوگرد در هر بستر را فراهم می‌سازد [۴۶]. مهدی پور و همکارانش (۲۰۱۴) روش‌های مختلف حرارت دهی مجدد راکتور هیدرولیز claus را در یک واحد بازیابی گوگرد (SRU) با استفاده از بخار داغ با حرارت $260^{\circ}C$ و فشار ۴/۵ bar بررسی کردند. نتایج این تحقیق نشان داد که کاربرد گاز داغ بهتر از سایر روش‌ها است خصوصاً زمانی که COS و CS_2 مسئله اصلی در روش SRU هستند [۴۷].

سهاو^۳ و همکارانش (۲۰۱۱) مطالعات آزمایشگاهی درباره کاربرد گل سرخ (Rm)، یکی از محصولات جانبی صنعت آلومینیوم، در حذف H_2S از جریان‌های گازی را انجام دادند. در شرایط اتاق سولفید هیدروژن به اشکال FeS ، FeS_2 ، سولفات کلسیم، گوگرد، سدیم بی سولفات، و سایر مواد معدنی حذف شد. نتایج نشان داد که RM، محصولی که فاقد ارزش تجاری است، می‌تواند جایگزینی برای حذف H_2S باشد [۴۸].

۸- ارزیابی روش‌های گوگردزدایی

حمل و نقل گاز طبیعی به دو صورت مایع و گازی انجام می‌شود. رایج ترین شکل حمل و نقل از طریق خط لوله‌های پرفشار می‌باشد. این خط لوله‌ها از اتصال لوله‌های متوالی به یکدیگر ساخته شده‌اند و می‌تواند صدها کیلومتر کشیده شوند و مبدأ و مقصد گاز طبیعی را به هم متصل کنند. به منظور تنظیم فشار گاز ارسالی به مصرف کننده، نقاط افت فشار در طول خط لوله نصب می‌شوند. رسوبات عنصر گوگرد فوراً بعد از استفاده از تجهیزات کاهش دهنده فشار و همین طور در مکان‌ها و یا تجهیزاتی که کاهش در فشار و متعاقباً کاهش در دما وجود دارد مشاهده می‌شود، مانند دریچه‌های کنترل فشار و نازل‌ها؛ بنابراین ارزیابی روش‌های گوگردزدایی جریان‌های گازی

3- Sahu



مطالعه شده با در نظر گرفتن معقولیت کاربرد آن‌ها در خطوط لوله به‌عنوان راه‌حلی برای جلوگیری از رسوب گوگرد عنصری اجرا شدند [۴۹].

هنگام انتخاب روش برای کنترل رسوبات S8 فاکتورهای متعددی باید لحاظ شود، فاکتورهایی از قبیل مکان استفاده، پیچیدگی فرآیند، امکان‌پذیری فنی-اقتصادی نصب و ظرفیت حذف گوگرد. از آنجایی که اکثر موارد مورد مطالعه باهدف کاربرد آن‌ها در پالایشگاه‌ها یا NGPU ها طراحی و ساخته شده‌اند، بسیاری از این روش‌ها ممکن است از لحاظ کاربرد آن‌ها در کشیدن خط لوله دارای پیچیدگی شوند. در جدول ۱

جدول ۱ مقایسه روش‌های حذف سولفور جریان گاز [۴۹]

فرآیند	مزایا	معایب
جذب	<ul style="list-style-type: none"> ظرفیت حذف بالا در مورد گازهای آلوده امکان احیا محلول (حلال) هزینه نگهداری کم تا متوسط سیستم عملیاتی ساده عملیاتی بودن در دمای اتاق 	<ul style="list-style-type: none"> هزینه‌های بالای نصب و انرژی (برای پمپاژ) مصرف انرژی بالا برای احیا حلال نیاز به نسبت‌های بالای مایع-گاز (L/G) برای افزایش کارایی حذف بیشتر فرایندها برای حذف H₂S توسعه یافته‌اند
جذب سطحی	<ul style="list-style-type: none"> از نظر مکانیکی ساده و فضای کمی اشغال می‌کند کارایی بالا برای غلظت آلودگی پایین هزینه سرمایه‌گذاری متوسط ظرفیت حذف برای گونه‌های مختلف سولفور قابل استفاده در شرایط محیطی 	<ul style="list-style-type: none"> هزینه‌های عملیاتی بسیار بالا با جایگزینی و احیا جاذب کاهش کارایی حذف بعد از احیا بعضی از جاذب‌ها را نمی‌توان احیا کرد پایین بودن ظرفیت جذب به ازای واحد سطح جاذب نیاز به دماهای بالا برای احیا جاذب جامد
عشاء	<ul style="list-style-type: none"> سادگی، تطبیق‌پذیری و سرمایه‌عملیاتی پایین فضای مورد نیاز کم و انعطاف‌پذیر بودن فرآیند نیاز به انرژی کم پایداری در فشارهای بالا اثرات زیست‌محیطی کمتر 	<ul style="list-style-type: none"> هزینه ساخت و تهیه عشاء بالا است عشاها به‌سادگی توسط سوسپانسیون همراه گاز آلوده می‌شوند بعضی حلال‌ها عشاها را تخریب می‌کنند خالص‌سازی (خلوص) در حد متوسط افزایش دادن مقاومت انتقال جرم
تبدیل	<ul style="list-style-type: none"> رایج‌ترین تکنولوژی برای بازیافت گوگرد کارایی حذف بالا مصرف انرژی پایین اثر زیست‌محیطی کم 	<ul style="list-style-type: none"> این فرآیند تنها برای سایت‌های با حذف روزانه بالا امکان‌پذیر است فرایندهای قدیمی نیاز به دماهای بالا دارند. هزینه‌های بالای نصب نیاز به روش‌های اضافی برای حذف سولفور

سرعت جریان گاز در خط لوله بسیار زیاد است که گاهی اوقات به میلیون‌ها مترمکعب در روز می‌رسد؛ بنابراین دست یافتن به نسبت‌های L/G بالاتر نیازمند مقادیر بسیار زیادی از محلول‌های جذب است. مسئله دیگر این است که فرآیندهای اشتقاقی^۱ آمین می‌تواند منجر به ظهور رسوبات غیرقابل حل شود که این امر باعث انسداد لوله‌ها و تولید مایعاتی می‌شود که برای محیط‌زیست ضرر دارند، این امر فرآیند اجرایی، هزینه‌های ساخت، ذخیره‌سازی و بازتولید محلول‌های جذب در حجم زیاد و حذف این رسوبات را بسیار پیچیده می‌سازد. همین‌طور این موارد باعث می‌شود که این فرآیند از لحاظ اقتصادی غیرقابل اجرا باشد. به‌علاوه فرآیند حذف ترکیبات گوگرد از جریان‌های گازی از طریق جذب سطحی هنگامی که غلظت ماده آلوده‌کننده در جریان خوراک زیاد است عملکرد بهتری دارد [۵۰].

عنصر گوگرد در جریان گازی که در سطح بسیار پایینی منتقل می‌شود حل می‌شود، بنابراین کاربرد فرآیندهای جذب سطحی در این مورد امکان‌پذیر نیست. اگرچه برای سناریویی که در آن جریان‌های گازی دارای غلظت‌های بالایی از ترکیبات گوگرد در جریان تغذیه هستند و یا درجایی که خط لوله‌های گاز دارای نرخ حمل‌ونقل پایینی هستند، کاربرد محلول‌های جذب معقول است.

بر طبق راهنمای ارائه شده از سوی تینسون^۲ و اسخاف^۳ (۱۹۷۷) آشکار است [۵۰] که در رابطه با عنصر گوگرد در خط لوله‌های گاز جایی که غلظت S_8 بسیار پایین است، فرآیندهای اکسایش مستقیم، صافی‌های مولکولی و راکتورهای BATCH مناسب‌ترین روش‌ها هستند. بنابراین با توجه به جدول ۱ و راهنمای مطرح شده از سوی تینسون و اسخاف آشکار می‌گردد که فرآیندهای جذب سطحی می‌تواند مسئله عنصر گوگرد در خطوط لوله را کاهش دهد و یا کاملاً این مشکل را حل کند. این روش‌ها زمانی که غلظت ترکیبات گوگرد در جریان تغذیه پایین است، بازدهی خوبی دارند. (این سناریوی ارائه شده برای S_8 در خط لوله حمل‌گاز طبیعی). به‌علاوه، کاربرد فرآیند جذب سطحی در خط لوله‌ها ویژگی‌های جالبی را نشان می‌دهند از قبیل اجرای آسان، تداوم عملیات اجرایی، هزینه‌های متوسط، توانایی حذف انواع ترکیبات گوگردار و امکان اجرا در دمای اتاق. اگرچه این فرآیندها نقاط ضعفی نیز دارند از قبیل

- 1- derivative
- 2- Tennyson
- 3- Schaaf

هزینه بالای بازتولید و یا جایگزینی مواد جذب، از این مسائل می‌توان چشم‌پوشی کرد. انتخاب ماده‌ای با ظرفیت جذب بالای ترکیبات گوگردار بر روی سطح خود، امکان استفاده بلندمدت از آن تا زمان غیر فعال‌سازی و توانایی بازتولید مجددان ماده، فرآیند جذب سطحی را به فرآیندی اقتصادی تبدیل می‌کند. در این سناریو، مواد جذبی از قبیل ژئولیت‌ها، اکسید آهن، اکسید روی، و کربن فعال را می‌توان به‌منظور کاربرد در شرایط کاری خط لوله‌ها مورد مطالعه قرار داد.

روش‌های حذف ترکیبات اسیدی از جریان‌های گازی از طریق غشا دارای ویژگی‌های جالب از قبیل سادگی، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و اجرایی پایین، فضای کم برای اجرا و تأثیرات محیط‌زیستی کم هستند. با وجود این کاربرد آن‌ها در خط لوله‌ها مناسب نیست زیرا در اغلب موارد کاربرد آن‌ها در خط لوله نیازمند استفاده از محلول‌های جذب به‌منظور حذف اجزای اسیدی از جریان گازی از طریق غشاهای الیافی میان‌تهی یا از طریق خود غشا، زمانی که گاز مایع است، می‌باشد؛ بنابراین این فرآیند می‌تواند به ترکیبی از روش‌های محلول‌های جذب و غشا تبدیل شود. همان‌طور که پیش‌تر مورد بحث قرار گرفت، کاربرد نرخ جریان‌های بالا از محلول‌های آبی و همین‌طور این واقعیت که محلول‌های جذب زمانی که غلظت ترکیبات گوگردار در جریان خوراک زیاد است، بیشترین بازدهی را دارند، می‌تواند مخرب بودن کاربرد فرآیند ترکیبی در خط لوله‌ها را نشان دهد. به‌علاوه وجود ترکیبات گوگرد حل‌شده در جریان گازی می‌تواند غشا را آلوده کند، یا حلال ممکن است غشا را تجزیه کند. این موضوع باعث نیاز به جایگزینی مکرر غشاء می‌شود که هزینه بالایی دارد.

روش‌های تبدیل سایر ترکیبات گوگرد به گوگرد عنصری نیز برای سناریوی خط لوله مناسب نیستند. راه‌حل مسئله S_8 شامل حذف عنصر گوگرد است که از قبل در جریان گازی وجود دارد.

در این مورد، استفاده از روش‌های سنتی مانند کلاس نه‌تنها منجر به تشکیل بیشتر عنصر گوگرد در خط لوله می‌شود، بلکه نیازمند یک روش اضافی برای حذف است؛ بنابراین این روش شامل دمای بالا می‌شود که هزینه گرم کردن جریان گاز در خط لوله را افزایش می‌دهد. بعد از تبدیل ترکیبات گوگردی به عنصر گوگرد، این ضروری است که یک روش اضافی برای احیای و گوگرد تولید شده بکار بگیریم. این می‌تواند شامل یک

causados pela deposição de enxofre elementar em dutos de gás natural. city:

- [6] taylor ma, kimtantis cl. systems and methods for removing elemental sulfur from a hydrocarbon fluid. secondary systems and methods for removing elemental sulfur from a hydrocarbon fluid, 2014,
- [7] pack dj. elemental sulphur formation in natural gas transmission pipelines. doctor of philosophy thesis the university of western, australia, 2005, pp
- [8] cézac p, serin j-p, reneume j-m, et al. elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks. the journal of supercritical fluids, vol.44,2008, pp 115-122
- [9] serin j, cézac p, broto f, et al. modelling of sulphur deposition in natural gas. comput-aided chem eng, vol.20,2005, pp 799-804
- [10] sun c-y, chen g-j. experimental and modeling studies on sulfur solubility in sour gas. fluid phase equilibria, vol.214,2003, pp 187-195
- [11] santos j, lobato a, moraes c, et al. influence of natural gas composition on the formation and deposition of elemental sulfur in pipelines. brazilian journal of petroleum and gas, vol.9,2015, pp
- [12] machado lc, de santana ts. estudo de processos físicos-químicos para o sequestro de sulfeto de hidrogênio (h₂s) de uma corrente de gás natural. caderno de graduação-ciências exatas e tecnológicas-unit, vol.2,2014, pp 105-115
- [13] silva filho lfd. avaliação e modelagem da absorção de h₂s do gás natural em coluna de leito estagnado. 2013, pp
- [14] da silva szarblewski m, de souza schneider rdc, machado el. métodos para a remoção de sulfeto de hidrogênio de efluentes gasosos aplicáveis a reatores anaeróbios. revista jovens pesquisadores, 2012,
- [15] tagliabue m, farrusseng d, valencia s, et

al. único achado de goiás em áreas de alta pressão de gás natural. goiás: goiás, 2007, pp 1-10

واحد احیاء گوگرد در مناطق کاهش فشار شود که می‌تواند فرآیند را از لحاظ فنی و اقتصادی به علت هزینه بالا غیرممکن سازد؛ بنابراین این فرآیند فقط در صورتی می‌تواند مناسب باشد که تولید روزانه گوگرد به اندازه کافی زیاد باشد که به بازار عرضه شود.

۹- نتیجه‌گیری

در این مطالعه مروری بر روش‌های سولفور زدایی از جریان گاز به‌عنوان راه‌حلی برای حذف رسوب عنصر سولفور در نقاط کاهش فشار و تجهیزات اندازه‌گیری در خط لوله‌ها انجام شد. نتایج نشان داد که روش‌های جذب سطحی بیشتر برای حذف عنصر گوگرد مناسب هستند، همچنین آن‌ها توانایی حذف گونه‌های مختلف گوگرد مثل S₈ حتی در غلظت‌های پایین در جریان خوراک را دارند. جاذب‌های سطحی مثل زئولیت، اکسیدهای آهن، روی و کربن فعال پتانسیل حل این مشکل را دارند و می‌بایست مطالعات بهتری تحت شرایط عملیاتی مرتبط با خط لوله‌ها انجام شود. روش‌های دیگری نیز پیشنهاد شده (جذب، غشاء و تبدیل ترکیبات گوگرد به عنصر گوگرد) مناسب نیستند هنگامی که شرایط فنی و اقتصادی برای کاربرد آن‌ها در خط لوله‌ها بررسی شود.

مراجع

- [1] lopes fwb. dessulfurização do gás natural utilizando sistemas microemulsionados. place published: universidade federal do rio grande do norte,2003: pages
- [2] santos l, santos j, lobato a, et al. study of the operating conditions on the deposition of natural gas in pipelines. j pet environ biotechnol, vol.4,2013, pp 181
- [3] zhou f, hongchuan l, jianyi l, et al. the elemental sulfur deposition and its corrosion in high sulfur gas fields. natural gas industry, vol.33,2013, pp 102-109
- [4] pack d, chesnoy a, bosio j. gas flow measurement & the impact of contaminants in the gas stream. city:
- [5] menezes a, santos j, moraes c, et al. avaliação dos impactos técnicos e econômicos





- sci eng, vol. ,2014, pp
- [25] zhang j-h, shen b-x, liu j-c, et al. an absorption model for solvent xds on removing organosulfurs from high sour natural gas. energy sources, part a: recovery, utilization, and environmental effects, vol.32,2010, pp 1625-1633
- [26] sekhavattjou m, moradi r, hosseini al-hashemi a, et al. a new method for sulfur components removal from sour gas through application of zinc and iron oxides nanoparticles. international journal of environmental research, vol.8,2014, pp 273-278
- [27] silveira vrd. estudo do desempenho de resinas poliméricas para remoção de h₂s do gás natural. 2007, pp
- [28] melo dmda, de souza j, melo madf, et al. evaluation of the zinox and zeolite materials as adsorbents to remove h₂s from natural gas. colloids and surfaces a: physicochemical and engineering aspects, vol.272,2006, pp 32-36
- [29] ko ch, song h-i, park j-h, et al. selective removal of sulfur compounds in city-gas by adsorbents. korean journal of chemical engineering, vol.24,2007, pp 1124-1127
- [30] ryzhikov a, hulea v, tichit d, et al. methyl mercaptan and carbonyl sulfide traces removal through adsorption and catalysis on zeolites and layered double hydroxides. applied catalysis a: general, vol.397,2011, pp 218-224
- [31] ratnasamy c, wagner jp, spivey s, et al. removal of sulfur compounds from natural gas for fuel cell applications using a sequential bed system. catalysis today, vol.198,2012, pp 233-238
- [32] cui h, turn sq, reese ma. removal of sulfur compounds from utility pipelined synthetic natural gas using modified activated carbons. catalysis today, vol.139,2009, pp 274-279
- [33] boulinguez b, le cloirec p. adsorption/desorption of tetrahydrothiophene from natural gas onto granular and fiber-cloth activated al. natural gas treating by selective adsorption: material science and chemical engineering interplay. chemical engineering journal, vol.155,2009, pp 553-566
- [16] rahimi a, safavian a, honarvar b. using non-amine methods for natural gas sweetening process investigating and comprising different natural gas sweetening methods according to process conditions. visi j akad, vol.7,2015, pp 102-105
- [17] ballard d. cut energy/chemical/corrosion costs in amine units. 1986,
- [18] chen l, huang j, yang cl. absorption of h₂s in naocl caustic aqueous solution. environmental progress, vol.20,2001, pp 175-181
- [19] silva filho lfd. avaliação da remoção de sulfeto de hidrogênio do gás natural em uma coluna de absorção. 2009, pp
- [20] ter maat h, hogendoorn j, versteeg g. the removal of hydrogen sulfide from gas streams using an aqueous metal sulfate absorbent: part i. the absorption of hydrogen sulfide in metal sulfate solutions. separation and purification technology, vol.43,2005, pp 183-197
- [21] lu j-g, zheng y-f, he d-l. selective absorption of h₂s from gas mixtures into aqueous solutions of blended amines of methyldiethanolamine and 2-tertiarybutylamino-2-ethoxyethanol in a packed column. separation and purification technology, vol.52,2006, pp 209-217
- [22] godini hr, mowla d. selectivity study of h₂s and co₂ absorption from gaseous mixtures by mea in packed beds. chemical engineering research and design, vol.86,2008, pp 401-409
- [23] frare lm, gimenes ml, pereira nc. processo para remoção de ácido sulfídrico de biogás. engenharia sanitária e ambiental, vol.14,2009, pp 167-172
- [24] koto j. absorption acid gas removal in liquefied natural gas process. j ocean mech aerosp

- [42] da costa aaa. use of a silicone bio-membrane for h₂s removal from biogas. place published: ghent university, 2014: pages
- [43] ball as, nedwell db, perkins rg. oxidation of hydrogen sulphide in sour gas by chlorobium limicola. enzyme and microbial technology, vol.41, 2007, pp 702-705
- [44] ma g, yan h, shi j, et al. direct splitting of h₂ s into h₂ and s on cds-based photocatalyst under visible light irradiation. journal of catalysis, vol.260, 2008, pp 134-140
- [45] gendel y, levi no, lahav o. h₂s (g) removal using a modified, low-ph liquid redox sulfur recovery (lrsr) process with electrochemical regeneration of the fe catalyst couple. environmental science & technology, vol.43, 2009, pp 8315-8319
- [46] abedini r, salooki mk, ghasemian s. modeling and simulation of condensed sulfur in catalytic beds of claus process: rapid estimation. chemical engineering research bulletin, vol.14, 2010, pp 110-114
- [47] mahdipoor hr, ganji h, minabi a, et al. different options for reheating of the claus hydrolyzing reactor. petroleum & coal, vol.56, 2014, pp 200-205
- [48] sahu rc, patel r, ray bc. removal of hydrogen sulfide using red mud at ambient conditions. fuel processing technology, vol.92, 2011, pp 1587-1592
- [49] dos santos jpl, lobato akdel, moraes c, et al. comparison of different processes for preventing deposition of elemental sulfur in natural gas pipelines: a review. journal of natural gas science and engineering, vol.32, 2016, pp 364-372
- [50] tennyson r, schaaf r. guidelines can help choose proper process for gas-treating plants. oil gas j, vol.75, 1977, pp 78
- carbon for fuel cell applications. energy & fuels, vol.23, 2009, pp 912-919
- [34] jefferson b, nazareno c, georgaki s, et al. membrane gas absorbers for h₂s removal—design, operation and technology integration into existing odour treatment strategies. environmental technology, vol.26, 2005, pp 793-804
- [35] hedayat m, soltanieh m, mousavi sa. simultaneous separation of h₂ s and co₂ from natural gas by hollow fiber membrane contactor using mixture of alkanolamines. journal of membrane science, vol.377, 2011, pp 191-197
- [36] chenar mp, savoji h, soltanieh m, et al. removal of hydrogen sulfide from methane using commercial polyphenylene oxide and cardo-type polyimide hollow fiber membranes. korean journal of chemical engineering, vol.28, 2011, pp 902-913
- [37] mahdavian m, atashi h, zivdar m, et al. simulation of co₂ and h₂ s removal using methanol in hollow fiber membrane gas absorber (hfmg). 2011, pp
- [38] lee s-h, kim b-s, lee e-w, et al. the removal of acid gases from crude natural gas by using novel supported liquid membranes. desalination, vol.200, 2006, pp 21-22
- [39] park y-i, kim b-s, byun y-h, et al. preparation of supported ionic liquid membranes (silms) for the removal of acidic gases from crude natural gas. desalination, vol.236, 2009, pp 342-348
- [40] tao c-y, liu z-h, du j, et al. progress in catalytic membrane reactors for removing sulfur from natural gas. journal of chongqing university, vol.6, 2007, pp 88-92
- [41] rongwong w, boributh s, assabumrungrat s, et al. simultaneous absorption of co₂ and h₂ s from biogas by capillary membrane contactor. journal of membrane science, vol.392, 2012, pp 38-47



A review of different for preventing deposition of elemental sulfur in natural gas pipelines and Comparison them

Farhad Salimi^{1*}, Javad Salimi²

1- Department of Chemical Engineering, Faculty of Basic Sciences, Kermanshah Branch, Islamic Azad University, Kermanshah, Iran

2- Young Research and Elite Club, Kermanshah Branch, Islamic Azad University, Kermanshah, Iran

Corresponding Author, Email: f.salimi@iauksh.ac.ir

Abstract

The presence of S₈ in natural gas streams has caused many problems at the delivery points and measuring equipment. There are many treatment including absorption, adsorption, membranes and conversion processes. In this work, a literature review was carried out on the main methods available for removal of sulfur compounds from gas streams as well as an analysis of the feasibility of it's application in pipelines. The results showed that, due to the complexity of the processes and to the costs involved in implementation and maintenance, the mechanisms of control by adsorption are the most attractive for use in pipelines.

Keywords: Natural gas, Desulfurization processes, Elemental sulfur, Adsorption.

