

شرکت ملی گاز ایران - آموزش و تجهیز نیروی انسانی - آموزش فنی و تخصصی



آشنایی با اصول فرآورش گاز با آمین  
آمزش فنی و تخصصی شرکت ملی گاز ایران  
آذر ماه ۱۳۸۸

نام کتاب: آشنایی با اصول فرآورش گاز با آمین  
مؤلف: امیر سعید موسوی حجازی  
تایپ و صفحه آرایی: امیر سعید موسوی حجازی  
نوبت چاپ: اول  
تیراژ: ۲۰۰ نسخه  
ویرایش: آزاده سعادت عاکفی - یحیی فیضی - جواد نایینی  
ناشر: انتشارات داخلی شرکت ملی گاز ایران  
سال نشر: آذر ماه یک هزار و سیصد و هشتاد و هشت  
آدرس: تهران - میدان هفت تیر - خیابان مفتح جنوبی - خیابن شیرودی - پلاک ده - ساختمان  
آموزش شرکت ملی گاز ایران - طبقه دوم - آموزش فنی و تخصصی  
تلفن: ۰۲۴-۸۱۳۱۵۷۲۰-۲۱ نمابر ۰۲۱-۸۱۳۱۵۷۴۴-۲۱

## مقدمه آموزش فنی و تخصصی:

اهداف اصلی هر سازمان را می توان در دو عنوان بیان کرد؛ جلب رضایت ارباب رجوع یا به عبارت دیگر مشتری مداری و سود آوری سازمان. سازمان ها برای رسیدن به اهداف خود اقدام به وضع قوانین و قراردادهای خاصی جهت طی این فرآیند می نمایند. قراردادهای وضع شده تحت استانداردهای مشخص از منابع هر سازمان که شامل منابع انسانی و منابع اطلاعاتی و منابع مادی می باشند استفاده کرده تا به اهداف تعیین شده دست یابند. جدای از سه محور اصلی یعنی منابع، فرآیند و اهداف سازمان، آنچه این چرخه را از لحاظ درستی عملکرد تضمین می نماید بازبینی و نظارت مستمر مؤثر واحدهای سنجش عملکرد سازمان با قراردادهای وضع شده می باشد هرگونه عدم تطابق عملکرد یک یا چندین واحد مختلف از سازمان با استانداردهای تعیین شده برای آن سازمان یک مساله و مشکل به حساب می آید که در چرخه ذکر شده اثر نامطلوبی خواهد داشت. منابع هر سازمان اساس فعالیت و راهکارها محسوب می شود. داده ها و اطلاعات هر سازمان نسبت به دو منبع دیگر (منابع انسانی و منابع مالی) از جایگاه ویژه ای برخوردار است. از آنجا که موفقیت کارکنان ریشه در اطلاعات و آگاهی افراد سازمان از قوانین و استانداردهای وضع شده و داده ای مختلف مرتبط با نوع فعالیت آنها داشته و نقش جهت دهی به کارکنان را بر عهده دارد. منابع انسانی با آموزشهایی که راستای ارتقای سطح دانش فردی و گروهی می بینند به نوعی فرآیند رسیدن به اهداف مورد نظر از طریق راهکار سازمان را تعیین می کنند. آموزشهای هدفمند خود نیز بر اساس منابع اطلاعاتی استوارند که در اثر تجربیات گذشته و مراحل آزموده شده قبلی بدست آمده اند. مبنی بر این دیدگاه میزان اثر بخشی فعالیت های سازمان در جهت رسیدن به اهداف والای خود رابطه مستقیم با منابع سازمان داشته و پرورش کارکنان و آگاهی بخشی به آنها نیز با میزان سودمند بودن منابع اطلاعاتی رابطه مستقیم دارد. منابع اطلاعاتی سازمانها را مستندات و کتب و جزوات آموزشی تایید شده توسط واحدهای مرتبط با سطح سنجی منابع آموزشی تشکیل

می دهد. از این رو آموزش و تجهیز نیروی انسانی شرکت ملی گاز ایران در راستای اهداف خود و استانداردار نمودن دوره های آموزشی ویکسان نمودن منابع تدریس اقدام به تهیه کتاب های آموزشی مرتبط با هر دوره آموزشی نموده است که منطبق با سرفصل آن دوره می باشد. کتابی که در پیش رو دارید توسط مهندس امیر سعید موسوی حجازی تهیه شده و منبع اصلی تدریس دوره آموزشی آشنایی با اصول فرآورش گاز با آمین با کد آموزشی ۱۸۱۰۴ می باشد که ضمن تشکر از ایشان لازم است کلیه ادارات آموزش شرکت های تابعه جهت تدریس آن دوره از این منبع استفاده نمایند امید است همکاران با ارائه نظرات و پیشنهادات از طریق آدرس الکترونیکی [training.nigc@gmail.com](mailto:training.nigc@gmail.com) ما را در این امر مهم همچون گذشته یاری نمایند.

آموزش فنی و تخصصی شرکت ملی گاز ایران

تابستان ۱۳۸۹

## پیش گفتار:

تاریخ نشان می دهد که چینیان در سه هزار سال پیش از گاز، برای تبخیر آب نمک استفاده می کردند. اما استفاده علمی از گاز در صنعت و اقتصاد، در اواخر قرن ۱۸ میلادی آغاز شده است. امروزه با پیشرفت روز افزون صنایع، دیگر به گاز طبیعی، تنها به عنوان یک سوخت تمیز نگریسته نشده، و جایگاه ارزنده تری یافته و به عنوان یکی از منابع مهم جهانی به شمار می آید که با پیشرفت صنایع شیمیایی و پتروشیمی جایگاه ارزنده تری نیز یافته است.

اما گاز طبیعی قبل از اینکه مورد استفاده قرار گیرد، باید فرآورش شود تا شرایط مطلوب مورد نیاز را، مثل حذف گازهای اسیدی موجود، نقطه شبنم مناسب، جلوگیری از هیدرات گاز در خطوط انتقال و توزیع، نظرات خاص مشتریان، ارزش حرارتی مناسب و... را تامین نماید تا ضمن رعایت مسائل زیست محیطی از مسمومیت کاتالیزورهای صنایع پتروشیمی و خوردگی خطوط نیز جلوگیری به عمل آید.

عملیات شیرین سازی گاز ترش در پالایشگاه های گاز در واحدی به نام واحد تصفیه گاز و به روشهای مختلفی انجام پذیرفته که جذب به کمک حلال شیمیایی، از رایج ترین این فرآیندها می باشد.

موضوع تدوین کتاب حاضر با عنوان آشنایی با اصول فرآورش گاز با آمین جهت کارآموزان و کارکنان شرکت ملی گاز ایران از آنرو اهمیت پیدا می نماید که بیش از ۷۰ درصد از میداین گازی کشف شده در ایران دارای ذخایر گاز ترش بوده و علیرغم اهمیت واحدهای تصفیه گاز در چرخه تولید گاز، متاسفانه تا کنون کتابی که بتواند بطور تخصصی و جامع به این مهم بپردازد، تدوین و تالیف نشده است. لذا بر آن شدیم تا با استعانت از خداوند متعال و با توجه به مطالب مذکور، کتاب آشنایی با اصول فرآورش گاز با آمین که مشتمل بر دوازده فصل می باشد را به رشته تحریر در آوریم.

در این نوشته پس از مروری بر نحوه شکل گیری گاز طبیعی و ضرورت جداسازی ناخالصی ها از گاز، به بررسی شیوه های مختلف فرآورش گازهای طبیعی پرداخته شده است. پس از آن، فرآیند جذب توسط حلال شیمیایی به طور کامل مورد بحث قرار گرفته و ضمن بررسی نقش و نحوه عملکرد آمین ها در عملیات شیرین سازی، مشکلات و ملزومات این عملیات به همراه وظایف هر یک از دستگاه ها در فرآیند، به طور کامل تشریح گردیده است.

لازم به ذکر است که جهت آشنایی با یک پالایشگاه گاز ترش، به توضیح مختصری درباره واحدهای مختلفی که در یک پالایشگاه گاز ترش وجود دارند، نیز پرداخته شده و سپس واحد تصفیه گاز آن، مورد بررسی قرار گرفته است.

در این جا بر خود لازم می دانم، از زحمات همسر بزرگووارم، سرکار خانم مهندس عاکفی، که همیشه با کمکهای فراوانش، اندیشه های نو، مفید و کارساز، زمینه مناسبی را برایم به وجود آورده و در تهیه این اثر نیز مرا یاری نموده و از هیچ کمکی دریغ ننموده، صمیمانه قدردانی کرده، و زحمات بی شمارش را ارج نهم.

همچنین از تمامی همکاران و دوستان عزیزم، در پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد (خانگیران)، به ویژه جناب آقایان مهندس فیضی، ریاست محترم پالایش، مهندس نائینی، ریاست محترم عملیات و مهندس غلامی نژاد که مرا در نگارش این اثر یاری رساندند، تشکر می کنم.

در ضمن از زحمات همکاران فرهیخته در آموزش فنی و تخصصی شرکت ملی گاز ایران بویژه آقایان مهندس خلیل قنادی، مهندس فرید بن سعید و مهندس جواد دانشیار که نظرات ارزنده ای ابراز نمودند، تشکر و قدردانی نمایم.

امید است مطالب جمع آوری شده، برای دانشجویان، مهندسان جوان و کلیه همکاران شاغل در صنعت گاز، مورد استفاده قرار گیرد، اما بدون تردید، این کتاب دارای نواقص و کاستیهای فراوانی است که در این مجال از تمامی همکاران محترم، متخصص و سایر دوستان علاقمند به موضوع، استدعا دارم نظرات اصلاحی خود را به آدرس الکترونیکی [hejazei@yahoo.com](mailto:hejazei@yahoo.com) و یا [saeed.mousavi@nigc-khangiran.ir](mailto:saeed.mousavi@nigc-khangiran.ir) ارسال نمایند. و با انتقادات خود ما را در کاهش نواقص و اشکالات این نگارش در نسخه های بعد یاری رسانند.

با تشکر

امیر سعید موسوی حجازی

کارشناس ارشد مهندسی شیمی

پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد ( خانگیران )-تابستان ۱۳۸۹

عنوان دوره: آشنایی با اصول فرآورش گاز با آمین	کد دوره: ۱۸۱۰۴	مدت: ۲۴ ساعت
شرایط شرکت کنندگان: کلیه تکنسین های بهره برداری از واحدهای پالایش، آب و بخار		
نوع پودمان: تخصصی	سطح: کاردانی - کارشناسی	پیش نیاز: مبانی پالایش
امکانات اجرایی: پاور پوینت <input checked="" type="checkbox"/> کلاس <input checked="" type="checkbox"/> کارگاه <input type="checkbox"/> آزمایشگاه <input type="checkbox"/> فیلم/CD <input checked="" type="checkbox"/> جزوه <input checked="" type="checkbox"/>		
اهداف آموزشی: آشنایی کامل با سیستم شیرین سازی گاز ترش با آمین		
جزء پودمان	محتوا	زمان
سیستم فرآورش گاز با آمین	مقدمه/کیفیت استاندارد گاز شیرین/روشهای مختلف در سیستم تصفیه گاز/بهینه سازی در واحدهای تصفیه گاز/عوامل عملیاتی متغیر در سیستم فرآورشی گاز/واحد تصفیه گاز با جریان دو گانه آمین	۳ساعت
آلکانول آمین ها	بررسی ساختار آمینها/معرفی آمینهای رایج/معیار انتخاب نوع حلال/اثر جذب گازهای اسیدی در ویسکوزیته، وزن مخصوص، PH و خواص فیزیکی آمین ها	۴ساعت
سیستم احیا آمین	مشخصات آمین آلوده/علل تخریب در سیستم آمین/روش های تمیز کردن آمین/مواد ضد خوردگی/خوردگی در ریبویلرها/درجه حرارت آمین ورودی به برج احیا/چند توصیه عملیاتی مهم	۳ساعت
علل کاهش ظرفیت واحد	بررسی علل و شناسایی مکانیسم کاهش ظرفیت واحدهای شیرین سازی به کمک آمین/	۳ساعت
Reclamation انواع آمین و گلایکول	روش تقطیر در فشار اتمسفریک/ توصیه های عملیاتی در بهره برداری از ریکلیمر/روش تقطیر در خلاء برای مخلوط محلول های آمین و گلایکول/	۴ساعت
فیلترهای ذغال فعال	احیاء ذغال فعال کار کرده/جداسازی مواد آلی سنگین/ جداسازی هیدروکربورهای موجود در آمین/نکات عملیاتی قابل توجه در بهره برداری از فیلترهای ذغالی	۳ساعت
بررسی مشکلات عمده فرآورشی	خوردگی در سیستم تصفیه با آمین/واکنشهای غیر قابل احیا/ناخالصی ها به صورت جامد/بررسی پدیده کف در سیستم تصفیه با آمین	۳ساعت
اصطلاحات		۱ساعت

فهرست مطالب	
صفحه	موضوع
۲	فصل یک - گاز طبیعی
۲	گاز طبیعی
۳	منابع گاز طبیعی از نظر ترکیبات/ گاز باکتریایی/ گاز حرارتی/ گاز غیرآلی
۵	سازنده های اصلی
۶	تشکیل مخازن گاز طبیعی
۷	مخازن نامتداول
۷	عوامل مشاهده شده در اثر پیر شدن مخزن
۷	توزیع جغرافیایی
۹	پرسشهای فصل اول
۱۰	فصل دوم - ضرورت جداسازی ناخالصی ها از گاز
۱۱	ضرورت جداسازی ناخالصی ها از گاز
۱۲	دی اکسید کربن
۱۳	سولفید هیدروژن
۱۴	سولفید کربونیل/ مرکاپتانها
۱۵	دی سولفید کربن/ دی سولفید دی آلکیل/ ترکیبات گوگردی حلقوی در برش نفتا/ نیتروژن
۱۶	جیوه/ گوگرد عنصری/ هلیوم
۱۷	واکنش فیزیولوژیکی بدن انسان در برابر گاز $H_2S$
۱۹	تأثیر غلظت $H_2S$ در هوا
۲۲	پرسشهای فصل دوم
۲۳	فصل سوم - بررسی شیوه های مختلف فرآورش گازهای طبیعی
۲۴	فرآورش گازهای طبیعی، بررسی متدها و شیوه های مختلف
۲۴	فرآیندهای جداسازی
۲۵	جذب توسط حلال
۲۵	تخلیص توسط جذب سطحی
۲۶	تراوایی گاز
۲۷	جداسازی میعانات
۲۹	آبزدایی
۳۲	جداسازی گازهای اسیدی



۳۳	پرسشهای فصل سوم
۳۴	<b>فصل چهارم - آمین ها در شیرین سازی گاز ترش</b>
۳۵	سیستم فرآورشی تصفیه گاز با آمین
۳۵	بررسی ساختار مولکولی آمین ها
۳۸	سیستم فرآورشی مونو اتانول آمین
۴۱	سیستم تصفیه گاز با دی اتانول آمین
۴۲	فرآیند دی گلابیکول آمین
۴۳	فرآیند دی ایزو پروپانول آمین
۴۴	فرآیند متیل دی اتانول آمین
۴۶	بررسی مزایا و معایب تبدیل سیستم MEA ، DEA و سولفینول و برتری استفاده آنها به جای یکدیگر
۵۰	بررسی قدرت تصفیه، هزینه های سرمایه گذاری و هزینه های بهره برداری در سیستم های تصفیه گاز با MEA، DEA و Sulfinol
۵۴	مقایسه بین سیستم های تصفیه گاز با MDEA و DEA
۵۷	اثر جذب گازهای اسیدی در خواص فیزیکی آمین ها
۵۸	اثر گازهای اسیدی در مقدار ویسکوزیته (گرانروی) آمین
۵۹	اثر گازهای اسیدی در وزن مخصوص و PH محلول آمین ها
۶۰	پرسشهای فصل چهارم
۶۲	<b>فصل پنجم - وظایف دستگاهها در پالایشگاه گاز</b>
۶۳	وظایف دستگاهها در پالایشگاه گاز / تفکیک گرای گاز ترش ورودی
۶۴	برج جذب (تماس)
۶۵	دستگاه تفکیک گرای گاز شیرین / مخزن انبساط آمین
۶۶	خنک کننده آمین
۶۷	برج احیاء آمین / ریویولر برج احیاء
۶۸	کندانسور، جداکننده و پمپ سیستم رفلاکس / فیلتراسیون آمین / ریکلیم
۷۰	پرسشهای فصل پنجم
۷۱	<b>فصل ششم - مروری بر انواع برجهای جذب واحدهای تصفیه گاز ترش</b>
۷۲	برجهای جذب سینی دار
۷۳	انواع سینی / سینی کلاهکی / سینی های مشبک / سینی های دریچه ای / سینی دودکشی / سینی های لیند / Cartridge Tray / Cage Valve / Dyna Valves

۷۹	مشخصات مکانیکی برج/ قطر برج/ فاصله سینی ها/ ناودان، مجاری ریزش مایع/ بند/ جداره برج/ بازده برجهای سینی دار
۸۲	برجهای آکنده/ طغیان/ اندازه برج پر شده:
۸۳	انتخاب نوع برج
۸۵	پرسشهای فصل ششم
۸۶	<b>فصل هفتم - معرفی واحدهای یک پالایشگاه گاز ترش</b>
۸۷	واحد آب ترش و تثبیت مایعات نفتی
۸۹	واحد تقطیر میعانات
۹۱	واحد بازیافت گوگرد
۹۳	واحد آب و بخار
۹۴	واحد نیروگاه
۹۶	پرسشهای فصل هفتم
۹۷	<b>فصل هشتم - شرحی از فرآیند شیرین سازی در پالایشگاه گاز خانگیران</b>
۹۸	شمایی کلی از واحد تصفیه گاز در پالایشگاه شهید هاشمی نژاد
۱۰۱	مسیر گاز به صورت کلی در واحد تصفیه گاز/ مسیر گاز ۹۰٪/ مسیر گاز ۱۰٪، گاز احیاء
۱۰۹	مسیر کلی آمین در گردش در واحد تصفیه گاز
۱۱۲	مسیر بخار در واحد تصفیه گاز
۱۱۳	مسیر آب، Power Gas، Start Up و Fule Gas در واحد تصفیه گاز
۱۱۵	پرسشهای فصل هشتم
۱۱۶	<b>فصل نهم - آلاینده های آمین</b>
۱۱۷	آلاینده های آمین
۱۱۸	عوامل آلوده کننده آمین
۱۱۸	نمکهای مقاوم به حرارت
۱۱۹	اندازه گیری نمک های مقاوم به حرارت
۱۲۰	محصولات فساد
۱۲۰	محصولات ناشی از فساد دی اتانول آمین
۱۲۱	محصولات ناشی از فساد متیل دی اتانول آمین
۱۲۲	مواد شیمیایی تزریقی/ هیدروکربونها/ ذرات ریز و معلق/ منابع آلوده کننده آمین
۱۲۳	آلودگیهای آب جبرانی، جریان گاز، مشتق شده

۱۲۵	اثرات آلودگیهای آمین
۱۲۶	روشهای جداسازی آلودگیهای آمین
۱۲۶	فیلتراسیون
۱۲۷	خنثی سازی
۱۲۷	الکترودیالیز و تعویض یون
۱۲۷	بررسی ریکلیم آمین
۱۲۸	روش تقطیر در فشار اتمسفر یک
۱۳۲	ریکلایم حرارتی DEA و MDEA
۱۳۴	روش و تجهیزات ریکلایم حرارتی آمین
۱۳۹	ریکلایم آمین با استفاده از بستر تعویض یونی
۱۴۱	متد شرکت MPR و Eco-Tec
۱۴۶	پرسشهای فصل نهم
۱۴۷	<b>فصل دهم=عوامل فساد، تخریب آمین و تأثیر آن بر آمین</b>
۱۴۸	تأثیر محصولات فساد آمین در فرآیندهای شیرین سازی
۱۴۸	کاهش ظرفیت تصفیه و شناسایی مکانیزم آن
۱۴۹	اسیدهای موجود در DEA
۱۵۱	واکنش های غیر قابل احیاء
۱۵۲	پرسشهای فصل دهم
۱۵۳	<b>فصل یازدهم-فیلتراسیون آمین</b>
۱۵۴	فیلتراسیون آمین
۱۵۶	نقش و اهمیت فیلتراسیون در واحدهای آمین
۱۵۷	انواع فیلترها
۱۶۲	فیلترهای ذغال فعال
۱۶۵	احیاء ذغال فعال کارکرده
۱۶۷	جداسازی مواد آلی سنگین و یا مواد محلول امولسیون شده در آمین
۱۶۷	جداسازی هیدروکربن های موجود در آمین
۱۶۷	نکات عملیاتی قابل توجه در بهره برداری از فیلترهای ذغالی
۱۶۹	پرسشهای فصل یازدهم
۱۷۱	<b>فصل دوازدهم-مشکلات عمده فرآورش واحدهای پالایش به کمک آمین</b>
۱۷۲	خوردگی در سیستمهای تصفیه با آمین

۱۷۵	واکنشهای غیر قابل احیاء
۱۷۶	کربونیل سولفاید
۱۷۷	ناخالصیها به صورت ذرات جامد
۱۷۷	ایجاد کف در سیستمهای پالایش
۱۸۱	خوردگی در ریویولرها
۱۸۳	پرسشهای فصل دوازدهم
۱۸۴	اصطلاحات
۱۸۸	منابع

## فصل اول

### گاز طبیعی

- ✓ گاز باکتریایی
- ✓ گاز حرارتی
- ✓ گاز غیر آلی
- ✓ سازنده های اصلی
- ✓ سازنده های فرعی
- ✓ سازنده های جزئی
- ✓ تشکیل مخازن گاز طبیعی
- ✓ مخازن نامتداول
- ✓ عوامل مشاهده شده در اثر پیر شدن مخزن
- ✓ توزیع جغرافیایی

## ۱-۱- گاز طبیعی:

در یک معنی وسیع و کلی، به هر ماده ای که در شرایط دما و فشار عادی به شکل گاز باشد، گاز طبیعی گویند. این مواد به ندرت در پوسته زمین یافت می شوند و هیدروکربورهای اشباع، با کمتر از پنج اتم کربن ( $\text{CO}_2$ ،  $\text{H}_2\text{S}$ ،  $\text{H}_2$ ،  $\text{He}$  و  $\text{Ar}$ ) می باشند. این مواد، اکثرا نیز در حالت فوق بحرانی و به صورت محلول در آب و یا در نفت مشاهده می گردند.

حلالیت گازهای طبیعی زیر زمینی در آب، در شرایط عادی قابل توجه است. این حلالیت، با افزایش فشار، زیاد شده و در ۶۰ درجه سانتی گراد به یک حداقل می رسد، اما در مجموع با افزایش عمق، حلالیت افزایش می یابد. شوری آب نیز موجب کاهش حلالیت می گردد.

سهم هیدروکربورهای گازی به غیر از متان، بسیار متغیر است. ولی این تغییرات هرگز از ۴۰٪ بیشتر نشده و لذا  $\text{Ar}$  و  $\text{He}$  همیشه کمترین سازنده هیند. در بعضی از مخازن به ندرت آمونیاک، جیوه، آرسنیک، هلیوم و اورانیوم نیز در گاز طبیعی مشاهده شده و گاهی نیز به مقدار بسیار جزئی شامل کریپتون، نئون، گزنون و رادون بوده اند.

در واقع، همانطور که می دانیم، مخازن گازی را ساختارهای تاقدیسی<sup>۱</sup>، که سهم فراوان هیدروکربورهای گازی را دارند، تشکیل می دهند. این مخازن را تنها در حوضچه های رسوبی، می توان یافت نمود. از آن جایی که فاز گاز احتمالا در حالت فوق بحرانی است، دارای چگالی ۰/۲-۰/۱ بوده و در شرایط محیط بیشتر شبیه مایع است. دانسیته گاز کمتر از آب است و در ساختار تاقدیسی، فاز گاز در قسمت فوقانی فاز آب، که منافذ سنگ مخزن را پر کرده، قرار می گیرد. این امر به علت اختلاف ارتفاع و اختلاف دانسیته فاز گاز با فاز آب، ایجاد نیروی شناوری به بالای ساختار را ایجاد می نماید. در گاز میعانی، مخزن اکثرا محتوی مقدار زیادی هیدروکربون مایع حلال در فاز گاز می باشد. در این حالت، دانسیته فاز گاز حدود ۰/۴ است.

<sup>۱</sup> Anticlinal Structure

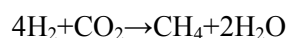
## ۱-۲- منابع گاز طبیعی از نظر ترکیبات:

این منابع به دو دسته هیدروکربونها و سازنده های غیر هیدروکربونی تقسیم می گردند. گروه اول، شامل گازباکتریایی، گاز حرارتی و گاز غیرآلی است. گروه دوم نیز شامل سازنده های جزئی، سازنده های فرعی و سازنده های اصلی می گردد.

### ۱-۲-۱- گاز باکتریایی:

این گاز حاصل فعالیت باکتری روی اجزای آلی که در رسوبات جمع شده اند، است. به طور مثال، می توان به گازهای بیوشیمیایی اشاره نمود. این باکتری ها متان ساز<sup>۲</sup> نام دارند و عمل آنها در مدت ته نشینی رسوبات و در اوایل مدفون شدن، صورت می گیرد. مثال بارز این نوع گاز، تشکیل گازهای مرداب<sup>۳</sup> یا گازهای قبرستانی<sup>۴</sup> است، که باعث حریق خود به خود می شوند.

این باکتری ها در شرایط سخت محیطی رشد می نمایند. آب موجود در رسوبات باید فاقد اکسیژن آزاد، سولفات ها و نیترات های محلول باشد. منبع کربن معمولا در یکی از آنیون های  $\text{CO}_2^-$  و یا  $\text{CH}_3\text{COO}^-$  می باشد. متان در اثر واکنش کلی زیر تشکیل می شود.



هیدروژن توسط باکتری های موجود تولید می شود. دما باید بین ۶۵ تا ۸۵ درجه سلسیوس حفظ شود که معادل عمق بین ۲۰۰۰ تا ۲۵۰۰ متر در شرایط متوسط می باشد. رسوبات نیز باید به اندازه کافی متخلخل باشند. از آن جایی که ۲۰ درصد مخازن کشف شده از این نوع گاز می باشند، لذا این گاز از اهمیت بالایی برخوردار است.

<sup>۲</sup>.Methanogenic Bacteria

<sup>۳</sup>.Marsh Gas

<sup>۴</sup>.Cemetery

### ۱-۲-۲- گاز حرارتی:

باقی مانده موجودات که در فصل مشترک آب و رسوبات انباشته شده اند، توسط ارگانیزم های زنده تجزیه می شوند. این تخریب در یک محیط هوازی و در حضور اکسیژن آزاد محلول در آب، سریع و کامل بوده و کربن موجود در باقی مانده های آلی را به طور کامل به دی اکسید کربن تبدیل و به اتمسفر باز می گرداند. ولی در یک محیط بی هوازی، تخریب آرام و ناقص است و باقی مانده ها به صورت ساختار پیچیده ماکرومولکولی و پسمانده های مقاوم در برابر تخریب زیستی، در رسوبات انباشته می شوند. کل توده در حلالهای آلی نامحلول بوده و کروژن<sup>۵</sup> را تشکیل می دهد. این تجمع فقط در رسوب های دانه ریز، به خصوص در رسوب های رسی صورت می گیرد

در طول تحول حوضچه های رسوبی، رسوبات به صورت تدریجی مدفون شده و دما و فشار آنها بالا می رود. این دما در زیر ۲۰۰ درجه سانتی گراد باقی می ماند و در زمان بسیار طولانی، کروژن احتمالا تخریب حرارتی می گردد. این تخریب، سبب تولید هیدروکربون می شود. این عامل منجر به تولید دی اکسید کربن، آب، هیدروژن، سولفید هیدروژن و آمونیاک نیز می گردد. علاوه بر آن، یک باقی مانده خیلی غنی از کربن، مشابه کک حاصل از کراکینگ پالایشگاه نفت نیز در این وضعیت تولید می گردد.

دما بین صفر تا ده درجه سلسیوس در میلیون ها سال افزایش یافته که علت اصلی آن دفن تدریجی رسوب است. هیدروکربونهای گازی یا به طور مستقیم از کراکینگ حرارتی اولیه کروژن باقی مانده تولید شده و یا از کراکینگ حرارتی ثانویه نفت تشکیل می شوند.

از آن جایی که رسوب های دانه ریز محتوی کروژن هستند، به عنوان سنگ های منبع هیدروکربن شناخته می شوند. اغلب فرآیند تبدیل کروژن به نفت و به دنبال آن گاز حرارتی، فرآیند بلوغ<sup>۶</sup> و گاهی نیز دگرذیسی<sup>۷</sup> نامیده می شود که منحصر در لایه های رسوبی رخ می دهد. بلوغ، فرآیند پخت آرام در غیاب اکسیژن است که در دوران های بسیار طولانی صورت گرفته است.

<sup>۵</sup>.Kerogen

<sup>۶</sup>.Maturation

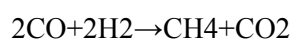
<sup>۷</sup>.Metamorphism



گاز باکتریایی از نظر ایزوتوپی، از گاز حرارتی سبک تر است. همچنین گازی خشک است که تقریباً به جز متان حاوی هیچ هیدروکربون دیگری نیست. اما گاز حرارتی ممکن است محتوی بخش زیادی از سایر هیدروکربورن های گازی باشد.

### ۱-۲-۳- گاز غیر آلی:

گاهی گازهای آتشفشانی و مخازن هیدروترمال حاوی متان می باشند و سیالاتی که همراه با مواد معدنی دگر دیس می باشند، اغلب شامل هیدروکربون های سبک، خصوصاً متان هستند. این هیدروکربون ها ممکن است حاصل سنتز غیر آلی مستقیم ترکیبات ساده ای مثل دی اکسید کربن، آب، هیدروژن و منوکسید کربن باشند که توسط واکنش Fisher-Tropsch حاصل شده اند:



### ۱-۳- سازنده های اصلی:

دی اکسید کربن در اثر تخریب باکتریایی (هوازی) ضایعات آلی در طول رسوب گذاری، و یا در اثر تخریب حرارتی کروژن در طول دفن تشکیل می شود.

این ماده از واکنش بین هیدروکربن ها و باقی مانده های ذغالی از تخریب کروژن با آب، در اعماق زیاد حاصل می شود. در ضمن مقداری از این ماده نیز در اعماق زیاد طی احیای سولفات ها، توسط هیدروکربن تولید می گردد که قسمتی از مکانیسم تولید هیدروژن سولفید را نیز تشکیل می دهد. بنابراین در اعماق زیاد، مکانیسم های صرفاً غیر آلی نظیر تجزیه حرارتی کربنات ها و در دمای بالاتر از ۲۰۰ درجه سانتی گراد ممکن است اتفاق افتد. همچنین دی اکسید کربن با منشاء آتش فشانی نیز می تواند یافت شود.

هیدروژن سولفید هم مانند دی اکسید کربن و متان می تواند توسط مکانیزم بیوشیمیایی در رسوب های جدید تشکیل شده باشد. باکتری های مسئول در این فرآیند، یون  $\text{SO}_4^{2-}$  موجود در سولفات های

محلول در آب را احیاء می کنند. هیدروژن سولفید در اثر تخریب حرارتی کروژن غنی از گوگرد در اعماق زمین نیز ممکن است تشکیل شود. متان، دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن در اوایل رسوب گذاری توسط فرآیند های بیوشیمیایی تشکیل می گردند.

هیدروژن هم به احتمال زیاد، از کراکینگ حرارتی کروژن و نفت در اعماق خیلی زیاد حاصل می گردد. نیتروژن نیز در رسوب های جدید از به دام افتادن هوا حاصل می شود. اکسیژن موجود در هوا توسط باکتری ها مصرف می شوند و گازهای بی اثر نیتروژن، آرگون، کریپتون، نئون و گزنون باقی می مانند.

#### ۱-۴- تشکیل مخازن گاز طبیعی:

اشغال منافذ بین دانه ای، یا ترک های سنگی مخزن توسط گاز، مخزن گاز را تشکیل می دهد که به دو صورت متداول و نامتداول می باشند. نوع متداول از تجمع زیاد گاز تشکیل شده و به راحتی استخراج می گردد. نوع دیگر دارای استخراج مشکل و پر هزینه است که علت آن، شرایط خاص ذخیره در مخزن است.

برحسب شرایط، ممکن است کل گاز، یا قسمتی از آن در آب یا نفت حل شده باشد. اما اگر فاز گاز به صورت تک هم موجود باشد، به علت دانسیته کمتر نسبت به آب یا نفت، تمایل حرکت به بالا را به علت نیروی شناوری دارا است. این حرکت، توسط یک سد نفوذ ناپذیر رسی یا نمکی متوقف می گردد. به غیر از نمک، اکثر موانع قادر به توقف حرکت رو به بالای گاز نمی باشند. این موضوع باعث ایجاد نشت می شود.

دفن هیدروکربون در سطح رس غنی از کروژن به مرحله نارس، دوم و سوم تقسیم می شود. در اولی دما و زمان تکامل برای تشکیل هیدروکربور کافی نیست. در مرحله دوم، دما و زمان برای شروع تشکیل نفت مناسب می باشد. در سومین مرحله دما و زمان برای تشکیل گاز در اعماق، به میزان کافی می رسد که باعث ایجاد تله تاقدیسی می گردد.

### ۱-۵- مخازن نامتداول:

این مخازن در سنگ هایی با تراوایی بالا قرار داشته که استخراج آنها نیز آسان می باشد. مخازن مذکور به وسیله هیچ آرایش ویژه ای متمایز نشده و شامل انواع زیر می باشند:

❖ مخازن شن سنگ های سخت یا شن سنگ های نسبتاً غیر تراوا

❖ شیل ها (رسهای ترک دار)

❖ گاز معدن زغال

❖ گاز آبدۀ عمیق

❖ مخازن هیدرات متان، گاز باکتریایی از مخازن

### ۱-۶- عوامل مشاهده شده در اثر پیر شدن مخزن:

❖ پراکندگی هیدروکربورها در سراسر کلاهک مخزن

❖ کاهش تخلخل متمایل به بیرون راندن هیدروکربور

❖ تخریب گاز<sup>۸</sup>

### ۱-۷- توزیع جغرافیایی:

اکتشافات گاز به تدریج در تمام قاره ها گسترش و توسعه یافته است. به طور معمول، بیش از ۸۰ کشور در این جریان قرار دارند. میزان مخازن گاز در سال ۱۹۹۰، در ۷۳ کشوری که دارای این ذخایر بودند به مقدار بیش از  $20 \times 10^6$  تن بود.

---

<sup>8</sup>.Distraction

آمریکای شمالی در سال ۱۹۵۰ دارای بیش از نیمی از مخازن جهان بود. این میزان در سال ۱۹۶۰ به نیمی از مخازن جهان رسید.

ذخایر موجود در خاورمیانه قابل توجه بوده و حجمی نزدیک به  $45 \times 10^{12}$  متر مکعب را دارا می باشند. تا اوایل سال ۱۹۷۰ بیشتر اکتشاف خاورمیانه حاصل جست و جویی بود که بیشتر به منظور دست یابی به نفت و نه گاز انجام می گردید. دوره سکون ذخایر اثبات شده با کشفیات فراوان گاز ایران و بسیاری از کشورهای خلیج، خصوصا در منطقه خاف پایان یافت.

آسیا و اقیانوسیه نیز از مناطق گازی بسیار امید بخش شناخته شده اند. استرالیا، اندونزی، مالزی، پاکستان، هند، بنگلادش و تایلند از ضعیف ترین کشورها در ذخایر مخازن گازی اند. در خاور میانه بیشترین گاز در ایران، در مخازن عصر Permian و در عربستان سعودی و قطر در مخازن عصر ژوراسیک Cretaceous و سوم یافت شده اند.

## پرسشهای فصل اول

- ۱- گاز طبیعی را تعریف کنید؟
- ۲- کمترین سازنده های گاز طبیعی کدام موادند؟
- ۳- منابع گاز طبیعی از نظر ترکیبات را نام ببرید؟
- ۴- گاز باکتریایی چگونه به وجود می آید؟
- ۵- گاز حرارتی چیست؟
- ۶- فرق بین گاز باکتریایی و گاز حرارتی را توضیح دهید؟
- ۷- گاز غیرآلی چیست؟ واکنش آن را بنویسید؟
- ۸- سازنده های اصلی گاز را به همراه نحوه تشکیل آنها نام ببرید؟
- ۹- مخازن گاز چگونه به وجود آمده و بر چند نوع اند؟ توضیح مختصری نیز در مورد آنها بنویسید؟
- ۱۰- دفن هیدروکربور در سطح رسی غنی از کروژن به چند مرحله تقسیم می گردد؟ توضیح دهید؟

## فصل دوم

### ضرورت جداسازی ناخالصی ها از گاز

- ✓ دی اکسید کربن
- ✓ سولفید هیدروژن
- ✓ سولفید کربنیل
- ✓ مرکاپتانها
- ✓ دی سولفید کربن
- ✓ دی سولفید آلکیل
- ✓ ترکیبات گوگرد حلقوی
- ✓ نیتروژن
- ✓ جیوه
- ✓ گوگرد عنصری
- ✓ هلیوم
- ✓ واکنش فیزیولوژیکی بدن انسان در برابر گاز  $H_2S$
- ✓ تاثیر غلظت  $H_2S$  در هوا

## ۲-۱- ضرورت جداسازی ناخالصی ها از گاز:

جداسازی ناخالصیهای درون گازها و مایعات از نقطه نظر ایمنی، کنترل خوردگی، تنظیم ترکیب استاندارد محصولات گاز و مایع، پرهیز از تشکیل هیدرات در دماهای پایین، کاهش هزینه های تقویت فشار گاز، جلوگیری از مسمومیت کاتالیزورهای کارخانجات دریافت کننده محصولات گاز یا مایع و بالآخره رعایت حد مجاز انتشار مواد آلاینده محیط زیست، الزامی می باشد.

علاوه بر ترکیبات هیدروکربونی سنگین و بخار آب، گاز طبیعی در اغلب موارد حاوی ترکیبات مضر نظیر  $H_2S$ ،  $CO_2$  و ترکیبات گوگردی بوده و جداسازی آنها تا حد مطلوب ضروری می باشد. گازهای اسیدی ترکیبات بسیار خورنده و سمی بوده و به تجهیزات و محیط زیست صدمات جدی وارد می سازند. از ترکیبات  $H_2S$  و  $CO_2$  با آب ترکیباتی نظیر اسید سولفوریک و اسیدکربونیک تولید می گردد. از این رو، به آنها گازهای اسیدی<sup>۹</sup> اطلاق می شود.

گاز طبیعی حاوی  $H_2S$  و دیگر ترکیبات گوگردی را گاز ترش<sup>۱۰</sup> گویند و در صورت کمتر بودن میزان ترکیبات فوق در گاز طبیعی از حد مجاز، به آن گاز شیرین<sup>۱۱</sup> گفته می شود. حضور  $H_2S$  و  $CO_2$  در گاز طبیعی موجب بروز خوردگی و کاهش ارزش حرارتی گاز ( و در نتیجه نزول قیمت آن ) شده و اثرات مخربی بر محیط زیست می گذارد.

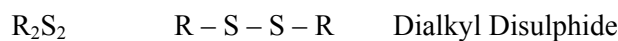
ترکیبات گوگردی آلاینده گازها و مایعات هیدروکربونی عبارتند از :

$H_2S$	$H - S - H$	Hydrogen Sulphide
$COS$	$O = C = S$	Carbonyl Sulphide
$RSH$	$R - S - H$	Mercaptan Sulphur
$R_2S$	$R - S - R$	Dialkyl Sulphide

<sup>۹</sup> Acid Gases

<sup>۱۰</sup> Sour Gas

<sup>۱۱</sup> Sweet Gas



Ring Sulphur



در ادامه به بررسی و توضیح برخی از آلاینده های موجود در گاز طبیعی می پردازیم.

## ۲-۱-۱- دی اکسید کربن:

یکی از راههای تشخیص لزوم شیرین سازی گازهای ترش، محاسبه فشار جزئی<sup>۱۲</sup> گازهای اسیدی می باشد که از طریق رابطه زیر به دست می آید :

$$P.P = \text{جزء مولی گاز اسیدی} \times \text{فشار سیستم}$$

در صورت افزایش فشار جزئی گاز CO<sub>2</sub> در مخلوط گاز هیدروکربونی به بیش از ۳۰ Psia، خوردگی CO<sub>2</sub> (در حضور آب) اتفاق می افتد. دما، فشار و غلظت آب از عوامل تشدید خوردگی CO<sub>2</sub> می باشند. افزایش فشار سیستم موجب افزایش حلالیت CO<sub>2</sub> و افزایش دما باعث کاهش حلالیت آن می گردد. لذا در صورت عدم استخراج CO<sub>2</sub> (به اندازه کافی) از درون گاز طبیعی، استفاده از مواد ضدخوردگی با انتخاب جنس ویژه جهت تجهیزات و خطوط لوله انتقال گاز ضروری خواهد بود. در صورتی که فشار جزئی CO<sub>2</sub> پایین تر از ۱۵ psia باشد، خوردگی CO<sub>2</sub> رخ نمی دهد.

علاوه بر موارد فوق، مشکلات عملیاتی ناشی از حضور CO<sub>2</sub> از طریق خطوط لوله در مسافتهای طولانی و همچنین جداسازی و تزریق CO<sub>2</sub> به میادین نفتی (بازیافت مجدد نفت خام) جهت جلوگیری از تأثیر گلخانه ای گاز CO<sub>2</sub> در اتمسفر زمین از جمله موارد قابل توجه می باشند.

<sup>12</sup> . Partial Pressure



انجماد CO<sub>2</sub> در فرآیند مایع سازی گاز طبیعی<sup>۱۳</sup> موجب انسداد خطوط لوله، مبدل‌های حرارتی و غیره می‌گردد. شیرین سازی گاز طبیعی در اثر افزایش فشار جزئی H<sub>2</sub>S به بیش از ۰/۰۵psia الزامی خواهد بود.

## ۲-۱-۲- سولفید هیدروژن:

منحنی های فشار سیستم در برابر جزء مولی H<sub>2</sub>S، که توسط انجمن ملی مهندسان خوردگی<sup>۱۴</sup> منتشر می‌گردد، وجود ترک تنشی سولفید<sup>۱۵</sup> را در سیستمهای تک فاز (گاز) و دو فازی (گاز/مایع) نشان می‌دهد. برای حل این مشکل، محدوده خوردگی H<sub>2</sub>S و استفاده از متالوژی خاص (جهت حفاظت در برابر خوردگی) توسط این انجمن پیشنهاد می‌شود. حضور میزان غیر مجاز H<sub>2</sub>S در گاز طبیعی، باعث خوردگی تجهیزات و خطوط لوله انتقال گاز و همچنین تجهیزات مصرف کنندگان گاز طبیعی (در صنایع و منازل) می‌گردد.

از طرف دیگر، اثرات به شدت خطرناک و کشنده گاز H<sub>2</sub>S، استخراج آن را از درون گاز طبیعی الزامی می‌سازد. مدت زمان حد مجاز H<sub>2</sub>S در هوا و تبعات آن بر روی انسان، در جدولهای ۱-۱ و ۲-۱ نشان داده شده است. البته لازم به ذکر است که در برخی از فرآیندهای شکست مولکولی<sup>۱۶</sup> در دمای بالا، از گاز H<sub>2</sub>S جهت غیر فعال کردن<sup>۱۷</sup> لوله های کوره (به عنوان مثال در واحد Olefin) می‌توان استفاده نمود.

<sup>13</sup> . LNG Plants

<sup>14</sup> . NACE

<sup>15</sup> . Sulphide Stress Cracking

<sup>16</sup> . Cracking

<sup>17</sup> . Pacify

### ۲-۱-۳- سولفید کربونیل<sup>۱۸</sup>:

سولفید کربونیل در کنار برشهایی با نقطه جوش پایین ظاهر می گردد. این ماده در اثر ترکیب گازهای  $H_2S$  و  $CO_2$  و همچنین تجزیه ترکیبات گوگردی در عملیات شکست مولکولی در فرآیندهای کاتالیستی و گرمایشی<sup>۱۹</sup> به وجود می آید. حضور سولفید کربونیل در هیدروکربونهای سبک معمولاً مشکلی بوجود نمی آورد مگر آنکه، ترکیب هیدروکربن حاوی سولفید کربونیل به عنوان خوراک واحدهای شیمیایی مورد استفاده قرار گیرد. به عنوان مثال، سولفید کربونیل باعث مسمومیت کاتالیزور فرآیند تولید آمونیاک می گردد. همچنین در صورت عدم تفکیک مایعات گازی<sup>۲۰</sup> به برشهای مختلف، بخش اعظم سولفید کربونیل ( بیش از ۹۰٪ آن ) در محصول پروپان ظاهر گردیده و در صورت هیدرولیز این ماده ( تحت شرایط خاص ) ترکیباتی نظیر  $CO_2$  و  $H_2S$  تولید شده که باعث شکست آزمایش خوردگی نوار مسی<sup>۲۱</sup> می گردد. به عبارت دیگر، محصول پروپان تحت چنین شرایطی خاصیت خوردگی پیدا می کند. در فرآیند مایع سازی گاز طبیعی، سولفید کربونیل همچون  $CO_2$  ممکن است به صورت منجمد درآمده و مشکلات مشابهی را بوجود آورد. همچنین این ماده میزان کل ترکیبات گوگردی درون گاز و مایعات هیدروکربونی (که باید دارای حد مجازی باشند) را افزایش می دهد.

### ۲-۱-۴- مرکاپتانها<sup>۲۲</sup>:

وجود این مواد به خودی خود، باعث شکست آزمایش Copper Strip نمی گردند. لیکن، بدون اینکه رنگ نوار مسی را تغییر دهند، باعث خوردگی آن می شوند. مرکاپتانها از طریق فرآیند تقطیر قابل جداسدن نبوده و معمولاً با استفاده از حلالهای شیمیایی مثل سود سوزآور، از درون ترکیبات هیدروکربونی استخراج می گردند.

<sup>18</sup> . COS

<sup>19</sup> . thermal & Catalytic

<sup>20</sup> . NGL

<sup>21</sup> . Copper Start Corrosion Test

<sup>22</sup> . R – SH

### ۲-۱-۵- دی سولفید کربن<sup>۲۳</sup>:

این ماده به عنوان مسموم کننده کاتالیست مراکس شناخته می شود.

### ۲-۱-۶- دی سولفید دی آلکیل<sup>۲۴</sup>:

دی سولفید دی آلکیل، در برابر حرارت پایدار نبوده و در محدوده دمای °C ۱۷۵-۱۵۰ به H<sub>2</sub>S و یک ترکیب آلفینی تجزیه می شود.

### ۲-۱-۷- ترکیبات گوگردی حلقوی در برش نفتا<sup>۲۵</sup>:

از آن جایی که این ترکیبات باعث شکست Doctor Test می شوند، لذا باید به وسیله محلول اسید سولفوریک غلیظ در دستگاه Electro Static Precipitator از درون نفتا جدا گردند.

### ۲-۱-۸- نیتروژن:

حضور نیتروژن در گاز طبیعی باعث کاهش ارزش حرارتی آن گردیده و از نقطه نظر اقتصادی، هزینه های سرمایه گذاری و عملیاتی انتقال گاز طبیعی را افزایش می دهد. به هر حال ارزیابی اقتصادی استخراج یا عدم استخراج نیتروژن از درون گاز طبیعی باید مد نظر قرار گیرد.

---

23 . CS<sub>2</sub>

24 . R<sub>2</sub>S<sub>2</sub>

25 . C<sub>5</sub><sup>+</sup>

## ۲-۱-۸- جیوه<sup>۲۶</sup>:

وجود جیوه در فرآیند مایع سازی گاز طبیعی باعث خوردگی فلز آلومینیوم مبدل‌های حرارتی می‌گردد. درجه ( غلظت ) اشباع جیوه در فاز گاز در حدود ۲۰-۱۰ ppb می‌باشد که حتی در چنین غلظتی نیز جیوه باعث خوردگی آلومینیوم می‌شود.

## ۲-۱-۱۰- گوگرد عنصری<sup>۲۷</sup>:

گوگرد عنصری در اثر ترکیب سولفید هیدروژن با اکسیژن تولید می‌گردد. حضور گوگرد در مشتقات نفتی ضمن خوردگی آهن، آزمایش Copper Strip Corrosion Test را با شکست مواجه می‌سازد. همچنین، در اثر رسوب گوگرد مشکلات عملیاتی نیز به وجود می‌آیند.

## ۲-۱-۱۱- هلیوم:

هلیوم فقط در غلظت‌های پایین در گاز طبیعی وجود دارد. با وجود این گازهای طبیعی که دارای مقدار زیاد نیتروژن ماب باشند معمولاً دارای مقادیر فراوانی هلیوم نیز هستند. هلیومی که امروزه در دنیا مصرف می‌شود از گاز طبیعی به دست می‌آید. این ماده در یک فرآیند تبرید از گاز جدا می‌شود.

---

<sup>26</sup> . Hg

<sup>27</sup> . S

جدول ۱-۱ - واکنش فیزیولوژیکی بدن انسان در برابر گاز H<sub>2</sub>S

H <sub>2</sub> S %VOL.(PPM)	۰ تا ۲ دقیقه	۲ تا ۱۵ دقیقه	۱۵ تا ۳۰ دقیقه	۳۰ دقیقه تا ۱ ساعت	۱ تا ۴ ساعت	۴ تا ۸ ساعت	۸ تا ۴۸ ساعت
۰/۰۰۵ (۵۰) ۰/۰۱ (۱۰۰)				ورم ملتحمه خفیف، سوزش اندام تنفسی			
۰/۰۱ (۱۰۰) ۰/۰۱۵ (۱۵۰)		سرفه، سوزش چشمها، از دست دادن حس بویایی	اختلال تنفسی، درد چشم، خواب آلودگی	سوزش گلو	ترشح و ریزش آب بینی، درد (زیاد) چشمها، سرفه	تشدید علائم بیماری *	خونریزی و مرگ *
۰/۰۱۵ (۱۵۰) ۰/۰۲ (۲۰۰)		از دست دادن حس بویایی	سوزش چشمها و گلو	سوزش چشمها و گلو	سختی تنفس، تیرگی و تاری دید، سرخ چهره	سوزش شدید اندام تنفسی و چشمها	خونریزی و مرگ *
۰/۰۲۵ (۲۵۰) ۰/۰۳۵ (۳۵۰)	سوزش چشمها، از	سوزش چشم	ریزش (دردناک)	سرخ چهره، ریزش آب	خونریزی و مرگ *		

	دست دادن حس بویایی		اشک، کوفتگی بدن	بینی، درد چشمها، سختی تنفس			
۰/۰۳۵ (۳۵۰) ۰/۰۴۵ (۴۵۰)		سوزش چشمها، از دست دادن حس بویایی	به سختی سرفه کردن، سوزش چشم	سوزش فزاینده اندام تنفسی و چشمها، سر درد خفیف، کوفتگی، سرخی چهره	سرگیجه، کوفتگی، سوزش فزاینده، مرگ *		
۰/۰۵ (۵۰۰) ۰/۰۶ (۶۰۰)	سرفه، از پا افتادن، بی هوشی	اختلال تنفسی، سوزش چشمها، از پا افتادن	سوزش شدید چشمها، تپش قلب، احتمال وقوع مرگ *	درد شدید سر و چشمها، سرگیجه، رعشه شدید، ضعف شدید و مرگ			
۰/۰۶ (۶۰۰) ۰/۰۸ (۸۰۰)	از پا افتادن بی هوشی، مرگ *	از پا افتادن بی هوشی، مرگ *					

\* این اطلاعات از طریق انجام آزمایش بر روی سگها، که حساسیتهای مشابه انسان از خود نشان می دهند،

گرد آوری شده است.

جدول ۱-۲ - تأثیر غلظت H<sub>2</sub>S در هوا

% VOL	ppm (vol)	GRAIN/100SCF*	Mg/m <sup>3</sup> *	اثرات بیولوژیکی
۰/۰۰۰۱۳	۰/۱۳	۰/۰۰۸	۰/۱۸	بوی نامطبوع عموماً در غلظت ppm ۰/۱۳ قابل استشمام بوده و در غلظت ppm ۴/۶ به طور کامل قابل تشخیص است. به محض فزونی غلظت، حس بویایی از کار افتاده و تشخیص گاز از طریق استشمام غیر ممکن می گردد.
۰/۰۰۲	۲۰	۱/۲۶	۲۸/۸۳	در استانداردهای فدرال OSHA سقف غلظت مجاز شناخته شده است.
۰/۰۰۵	۵۰	۳/۱۵	۷۲/۰۷	حد ماکزیمم قابل قبول بالاتر از سقف غلظت مجاز OSHA، یکبار برای مدت ۱۰ دقیقه در هر هشت ساعت نوبت کاری، در صورتیکه در این مدت گاز دیگری منتشر نگردد.
۰/۰۱	۱۰۰	۶/۳	۱۴۴/۱۴	سرفه، سوزش چشمها، از دست دادن حس بویایی پس از ۳ تا ۱۵ دقیقه رخ می دهد و در پی آن سوزش گلو پس از یک ساعت اتفاق می افتد. طولانی شدن زمان تماس با گاز تدریجاً منجر به افزایش وخامت نارساییهای فوق می گردد.
۰/۰۲	۲۰۰	۱۲/۵۹	۲۸۸/۰۶	حس بویایی به طور کامل از کار افتاده، گلو و چشمها به شدت می سوزند.

۰/۰۵	۵۰۰	۳۱/۴۹	۷۲۰/۴۹	سرگیجه و از دست دادن حس تعادل و قدرت تشخیص، مشکل تنفسی در عرض چند دقیقه نمایان می گردد. افراد مصدوم شدیداً به تنفس مصنوعی نیازمندند.
۰/۰۷	۷۰۰	۴۴/۰۸	۱۰۰۸/۵۵	بیهوشی سریع، تنفس قطع شده و در صورت عدم رسیدگی سریع، مرگ حتمی به وقوع می پیوندد.
۰/۱ <sup>+</sup>	۱۰۰۰ <sup>+</sup>	۶۲/۹۸	۱۴۴۰/۹۸	بیهوشی قطعی در صورت عدم نجات سریع بیمار، صدمه دائمی مغز و سپس مرگ حتمی به وقوع می پیوندد.

$$\text{* بر اساس ۱ درصد } H_2S = \left( \frac{629.77 \text{ gr}}{100 \text{ scf}} \right) \text{ در } ۱۴/۷ \text{ psia و } ۵۹^\circ F$$

## ۲-۲- کیفیت استاندارد گاز شیرین :

کیفیت استاندارد برای گازهای تصفیه شده معمولاً جداسازی ترکیبات گوگرد و گاز کربنیک را تا

مقادیر به شرح زیر طلب می نماید :

❖ هیدروژن سولفور: مطابق استانداردهای صنعت گاز باید حداکثر برابر با ربع گرین در هر صد فوت مکعب گاز باشد (واحد گرین<sup>۲۸</sup> بیشتر در صنعت داروسازی کاربرد دارد و هر پوند، معادل ۷۰۰۰ گرین می باشد). این مقدار حدود  $۴ \times ۱۰^{-۶}$  مول  $H_2S$  داراست که حدوداً معادل با ۴ppm حجمی می باشد. مقدار وزنی  $H_2S$  در گاز بستگی به چگالی گاز دارد. برای گاز طبیعی ترش با چگالی  $۰/۶۵$ <sup>۲۹</sup> مقدار  $H_2S$  در گازهای شیرین استاندارد برابر با ۷ppm وزنی می باشد. در سیستم متریک در گاز با یک چهارم گرین  $H_2S$  حدود ۶ میلی گرم  $H_2S$  در هر

<sup>۲۸</sup> . Grain

<sup>۲۹</sup> . Air=1



متر مکعب گاز وجود دارد. در فشار ۱۰۰۰ psig ( ۶۹ بار ) فشار جزئی  $H_2S$  در گاز با یک

چهارم گرین  $H_2S$  برابر با ۰/۲ mmHg می باشد.

❖ مرکاپتان : کمتر از ربع گرین در یکصد فوت مکعب گاز.

❖ کل مشتقات گوگردی : کمتر از پنج گرین در یکصد فوت مکعب گاز.

❖ گاز کربنیک : تا مقدار کمتر از ۰/۲ مولی ( حجمی ) در گاز طبیعی و کمتر از ۵۰۰ ppm تا

۱۰۰۰ ppm برای تغذیه به کارخانجات پتروشیمی.

پرسشهای فصل دوم

- ۱- چه مواردی شیرین سازی گازهای ترش را الزامی می نماید؟ (۴ عامل)
- ۲- آلاینده های عمده گاز طبیعی چیست؟
- ۳- گاز ترش چه نوع گازی است؟
- ۴- وجود دی اکسید کربن در گاز طبیعی چه اشکالاتی را بوجود می آورد؟
- ۵- چرا باید سولفید هیدروژن را از گاز طبیعی جدا نمود؟
- ۶- جداسازی مرکاپتانها از گاز طبیعی چگونه میسر است؟
- ۷- وجود نیتروژن در گاز طبیعی چه اشکالی داشته و در جداسازی این ماده چه عاملی باید در نظر گرفته شود؟
- ۸- معایب وجود جیوه و گوگرد عنصری در گاز طبیعی چیست؟

## فصل سوم

### بررسی شیوه های مختلف فرآورش گازهای طبیعی

- ✓ فرآیندهای جداسازی
- ✓ جذب توسط حلال
- ✓ تخلیص توسط جذب سطحی
- ✓ تراوایی گاز
- ✓ جداسازی میعانات
- ✓ آبدایی
- ✓ آبدایی توسط تراوایی گاز
- ✓ بازیافت مایعات هیدروکربوری
- ✓ جداسازی گازهای اسیدی

### ۳-۱- فرآورش گازهای طبیعی، بررسی متدها و شیوه های مختلف :

در این بخش به اختصار به مراحل گوناگون فرآورش گاز طبیعی می پردازیم. روشهای معمولی که مورد استفاده قرار می گیرند عبارتند از : جداسازی میعانات، تفکیک و تخلیص، آبدایی، بازیافت مایعات هیدروکربوری، جداسازی گازهای اسیدی، فرآوری تکمیل گاز طبیعی، حذف  $\text{He}$ ،  $\text{N}_2$  و جیوه. در کل، هدف از فرآورش گاز تنظیم خواص تجاری، حمل و انتقال آن بر طبق خواست خریدار می باشد. این امر، از طریق حذف ترکیبات مزاحم که هر یک خود به نوعی در فرآیند ایجاد اختلال می نمایند، امکان پذیر می گردد. ترکیباتی که باید معمولاً از گاز طبیعی حذف شوند به طور خلاصه در ادامه نام برده شده اند.

$\text{H}_2\text{S}$  : سمی و خورنده

$\text{CO}_2$  : خورنده، فاقد ارزش گرمایی، تولید کریستال

$\text{Hg}$  : به صورت آلیاژ با پایه  $\text{Al}$ ، سمی و خورنده

$\text{H}_2\text{O}$  : تشکیل هیدرات و خوردگی

هیدروکربورهای سنگین : ایجاد مایع در سیستم انتقال

$\text{N}_2$  : فاقد ارزش حرارتی

البته باید یادآور شد که بحث اقتصادی، تعیین کننده ترین نقش را ایفاء می نماید.

### ۳-۲- فرآیندهای جداسازی :

عمده این فرآیندها بر اساس تخلیص گاز با کنترل میزان آب، گاز اسیدی و هیدروکربور سنگین انجام می پذیرد. رایج ترین روشهای مذکور عبارتند از: جذب حجمی توسط حلال، جذب سطحی، تفکیک در اثر سرماسازی و تراوایی گاز. در ادامه برخی از روشها به اختصار توضیح داده می شوند.

### ۳-۲-۱- جذب توسط حلال :

این فرآیند از رایجترین نوع در فرآورش گازها به شمار می آید. در این فرآیند، تماس ناهمسوی گاز در برج جذب با یک حلال که دارای قدرت جذب انتخابی است، انجام می پذیرد. بازیابی حلال نیز در برج دیگری با فشار پایین تر انجام شده و مجدد حلال به بخش جذب باز می گردد. اگر حلال وارد شده از بالای برج خالص باشد سرعت گردش حلال، تعداد سینی ها یا ارتفاع پرکن را می توان طوری تنظیم کرد که گاز خروجی خالص باشد. در فصل های بعدی این سیستم به طور کامل تری مورد تجزیه و تحلیل قرار می گردد.

### ۳-۲-۲- تخلیص توسط جذب سطحی :

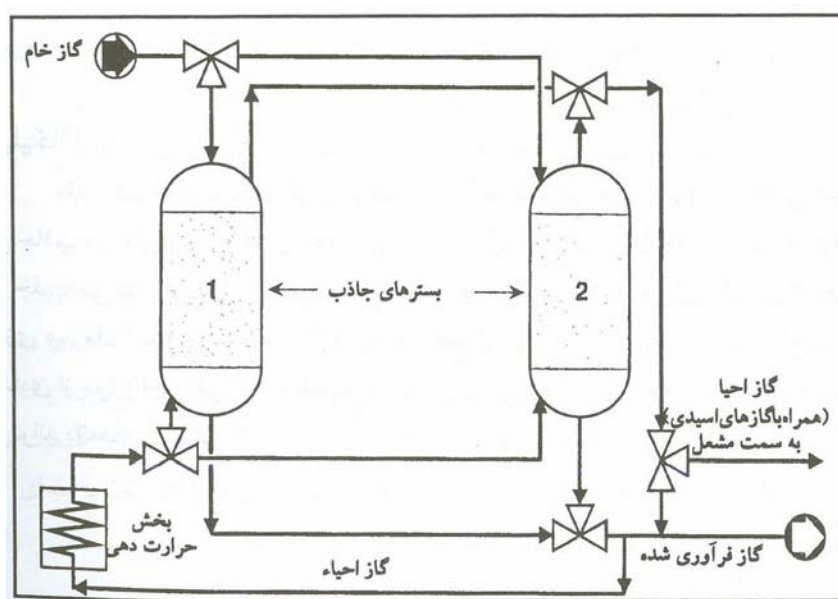
در این روش از یک فاز جامد که دارای سطح وسیعی برای جذب سازنده ها است، استفاده می شود. این جامد دارای ساختار متخلخل میکرونی، قدرت جذب انتخابی و سطح ویژه خیلی وسیع است. به عنوان مثال می توان به آلومینای فعال، سیلیکاژل، کرین فعال و زئولیت ها اشاره کرد. برای رسیدن به درجه خلوص بالای گازی که فرآوری شده معمولاً از این روش استفاده می شود. اما برای عملیات پیوسته به دلیل سایدگی بالایی که ایجاد می نماید، نامناسب اند. این جاذب ها در بستر ثابت با دوره عملکرد تناوبی به کار می روند که یک بستر عمل جذب و دیگری عمل دفع را انجام می دهد. شماتیکی از این فرآیند در شکل ۳-۱ نشان داده شده است. عمل دفع به یکی از روشهای زیر صورت می پذیرد:

۱. کاهش فشار حتی تا حد خلاء

۲. عبور گاز خنثی از بستر

۳. روبیدن بستر به وسیله عوامل جایگزین شونده

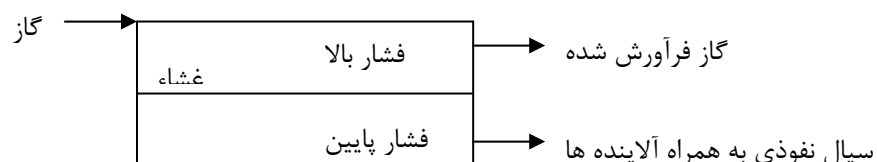
۴. گرمایش بستر



شکل ۱-۳: آب گیری از گاز توسط جذب سطحی

### ۳-۲-۳- تراوایی گاز :

در این شیوه از غشاهای استفاده می گردد. برای جداسازی مؤثر در این روش، غشاء باید نسبت به آلاینده ای که می خواهیم جدا شود بسیار تراوا باشد. این آلاینده در اثر اختلاف فشار از غشاء عبور می کند و باید نسبت به متان ناتراوا باشد.



این عمل از طریق انحلال و نفوذ در یک تیغه نازک پلیمری غیر متخلخل صورت می گیرد. این پلیمر باید دارای بیشترین تراوایی ممکن نسبت به سازنده مورد جداسازی بوده و دارای انتخابگری

مطلوبی باشد. غشاءهای تراوای گاز معمولاً از پلیمر شیشه ای ساخته شده و به صورت مشتقاتی از استات سلولز، پلی اتر سولفون ها، پلی آمیدها و پلی ایمیدها می باشند. فرآیند جداسازی غشایی به سطح وسیع غشاء نیاز دارد و به صورت چندین هزار متر مربع بیان می گردد.

### ۳-۲-۴- جداسازی میعانات :

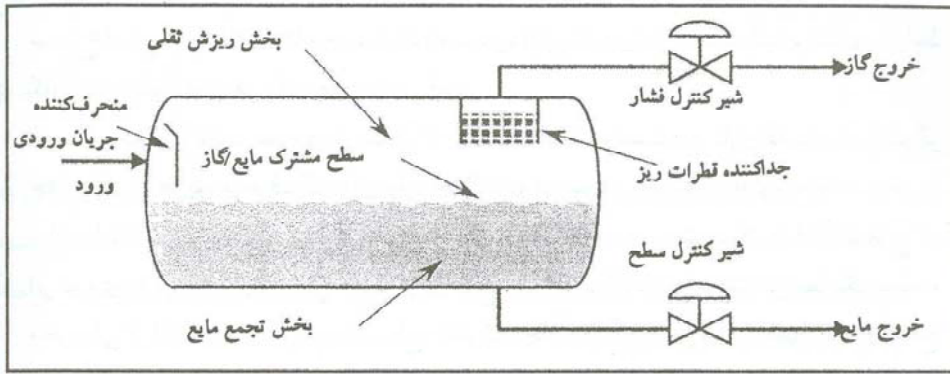
جریان فاز مایع در فشاری نزدیک به سر چاه از گاز جدا می شود. یک جداکننده گاز - مایع شامل قسمت های زیر است : ۱. بخش جداسازی اولیه گاز- مایع که یک منحرف کننده<sup>۳۰</sup> در ورودی آن بوده و حرکت گریز از مرکز به سیال اعمال و آثار نیروی جاذبه را تقویت می کند. ۲. بخش ته نشینی که با فرآهم آوردن زمان اقامت کافی برای جداسازی قطرات فاز مایع است. ۳. رطوبت گیر در محل خروج گاز تا قطرات مایع کوچکتر همراه گاز را جدا نماید. ۴. تجهیزات کنترلی فشار و دما به سطح جداسازی اولیه. در این نوع از جدا کننده ها، به علت برخورد ذرات با هم، نیروی گریز از مرکز و ته نشینی در اثر جاذبه صورت گرفته و فاز مایع از فاز گاز جدا می گردد. حرکت گریز از مرکز توسط تیغه<sup>۳۱</sup> جذب و قطرات کوچکتر توسط رطوبت گیر<sup>۳۲</sup> انجام می شود.

در نوع عمودی امکان نوسان بیشتر سطح مایع امکان پذیر گردیده، تبخیر مجدد مایع بدون فاز گاز محدود شده و مساحت کمتری از زمین نیز اشغال می شود ولی هزینه آن بیشتر بوده، حجیم است و دارای Gor کم تا متوسط است. اما مدل افقی دارای Gor بالا و امکان تشکیل کف را داراست. جداکننده افقی دو لوله ای نسبت به کل فاز مایع دارای ظرفیت جداسازی بالاتری بوده و قسمت پایین آن بخش جمع آوری مایع و بالای آن بخش جداسازی می باشد. شکل های ۳-۲ تا ۳-۵ چندین نوع مختلف از این جدا کننده ها را نشان می دهد.

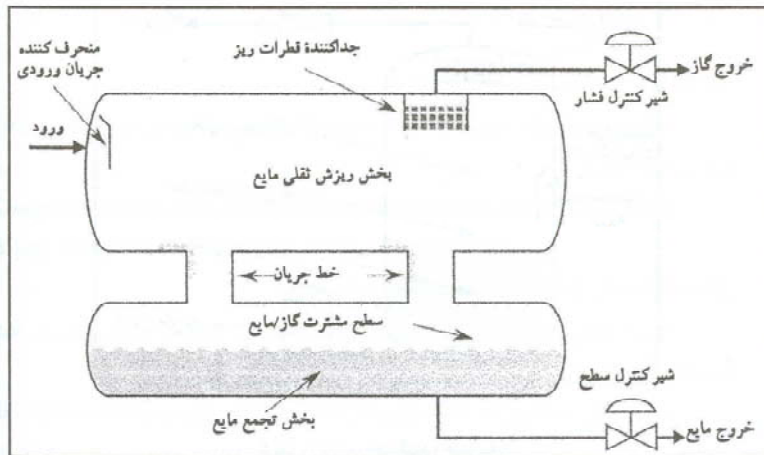
<sup>30</sup> . Diverter

<sup>31</sup> . Baffle

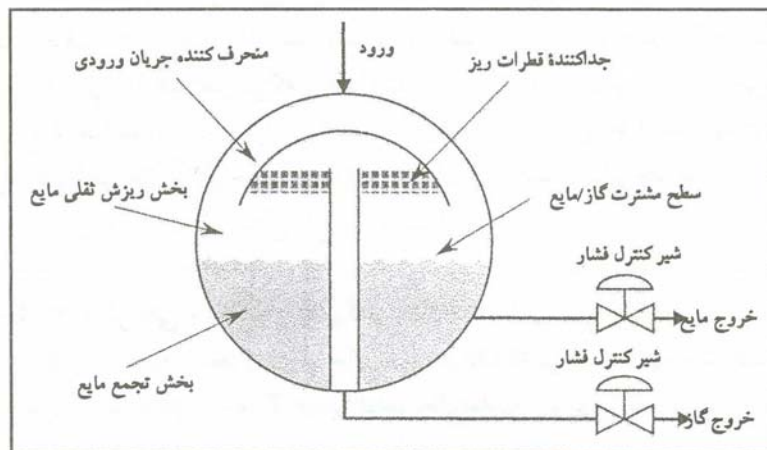
<sup>32</sup> . Mist Extractor



شکل ۳-۲: جدا کننده افقی

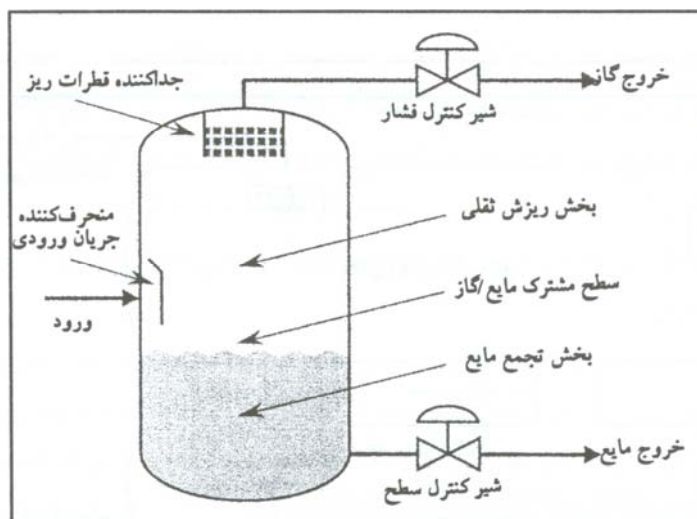


شکل ۳-۳: جدا کننده افقی دو لوله ای



شکل ۳-۴: جدا کننده کروی





شکل ۳-۵: جدا کننده عمودی

### ۳-۲-۵- آزدایی :

وجود آب در جریان گاز باعث ایجاد مشکلات زیادی می گردد. آب موجود بسته به محدوده دما - فشاری موجود در تأسیسات انتقال و توزیع، به صورت مایع در آمده و هیدرات، ترکیب جامد یا در صورت حضور سازنده اسیدی، خوردگی شدید ایجاد می نماید. به منظور جلوگیری از این امر، گاز را آزدایی می کنند. روشهای مختلف آزدایی از گاز به اختصار عبارتند از : جذب، جذب سطحی، تراوایی گاز و سرما سازی.

در روش آزدایی به وسیله جذب، گاز طبیعی در اثر شستشو با یک جریان غیر همسو از حلالی که گرایش زیادی به آب دارد، خشک می شود. نمایی از این فرآیند در شکل ۳-۶ نشان داده شده است. حلال مصرفی می تواند گلیکول باشد و توسط تقطیر بازیافت شود. حلال مناسب برای این روش باید دارای ویژگی های زیر باشد:

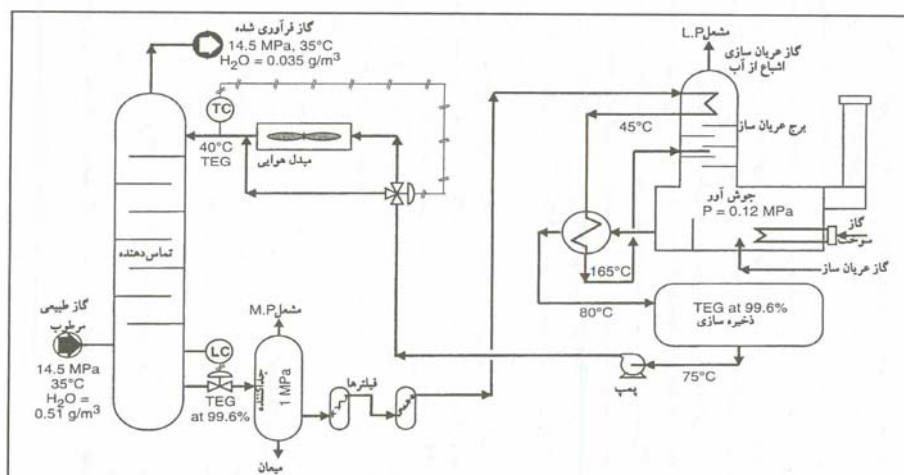
آبدوست، ارزان، غیر خورنده، عدم گرایش به هیدروکربور و گاز اسیدی، پایداری حرارتی، بازیافت آسان، گرانیوی کم، فشار بخار پایین در دمای تماس، حلالیت کم در هیدروکربورها و تمایل کم برای کف و معلق شدن. از گلیکول های تجاری می توان موارد زیر را نام برد :

T<sub>4</sub>EG : Tetraethylene Glycol : C<sub>8</sub>H<sub>18</sub>O<sub>5</sub>

TEG : Triethylene Glycol : C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>O<sub>4</sub>

DEG : Diethylene Glycol : C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>O<sub>3</sub>

EG : Ethylene Glycol : C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>O<sub>2</sub>



شکل ۳-۶: واحد آزدایی با استفاده از تری اتیلن گلیکول

در روش آزدایی توسط جذب سطحی، از بستر ثابت در فرآیند دوره ای کمک گرفته می شود. این بستر به صورت انتخابی آب را جذب نموده و گاز داغ بستر را احیاء می نماید. قبل از عمل جذب مجدد، عمل جذب بستر توسط گاز خنک احیاء می شود. در این سیستم به چهار بستر نیاز است. دو بستر همزمان جذب انجام می دهند، یک بستر خنک می شود و بستر دیگر در حال بازیابی است. محدودیت این سیستم انتخاب نوع سیلیکاژل است که باید موارد مذکور را در مورد آنها رعایت کرد :

۱. ظرفیت جذب بالا در حالت تعادل

۲. جذب بازگشت پذیر به منظور امکان بازیافت مجدد جاذب و سرعت زیاد در واکنش جذب

۳. افت فشار کم

۴. مقاومت سایشی

۵. خنثی بودن شیمیایی

۶. تغییر حجم کم با دما و اشباع شدن، به عنوان مثال: آلومینای فعال شده، سیلیکاژل، زئولیت ها و ...

### ۳-۲-۶-آبزدایی توسط تراوایی گاز :

این فرآوردی اقتصادی تر و فشرده تر بوده که در تولید مناطق دریایی بسیار اهمیت دارد. دقت در نوع پلیمر بسیار حائز اهمیت می باشد.

### ۳-۲-۷-بازیافت مایعات هیدروکربوری :

❖ برش مایع گاز طبیعی

❖ تفکیک جزء به جزء به وسیله سرماسازی

❖ تفکیک جزء به جزء با استفاده از تقطیر در دمای پایین

❖ جذب توسط نفت

❖ جداسازی به وسیله جذب سطحی

در حالت کلی باید، تا حد امکان هیدروکربورهای غیر متان را از سیستم حذف نمود تا از تشکیل فاز مایع در حین انتقال گاز ممانعت به عمل آید. این عمل معمولاً به وسیله کاهش دما و تشکیل یک فاز انجام می پذیرد و با استفاده از فرآیند جذب یا جذب سطحی انجام می پذیرد. برخی از برش ها عبارتند از :

❖ بنزین طبیعی یا مایع شده که سبک است

❖ برش LPG شامل پروپان بوتان

باید یادآور شد که، کاهش دما تا  $160^{\circ}\text{C}$  - میعان متان را فراهم می سازد.

### ۳-۲-۸- جداسازی گازهای اسیدی :

همانطور که در قبل نیز بیان گردید، سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن از اصلی ترین گازهای اسیدی بوده که باید از گاز طبیعی جدا شوند. علت این جداسازی عبارت است از :

۱. نیازهای ایمنی به علت سمیت بالای  $\text{H}_2\text{S}$

۲. نیازهای انتقال به علت جلوگیری از خوردگی و تشکیل کریستال

۳. مشخصات مربوط به شبکه توزیع و مصرف گازهای تجاری.

به طور کلی جداسازی گازهای اسیدی یکی از عملیات مهم صنعتی است که بر اساس جذب سطحی و انتخابگری حلال مناسب نسبت به گازهای اسیدی بر اساس تمایل فیزیکی یا شیمیایی است. رسیدن به خلوص بالا و دقیق، از دیگر مزایای جذب سطحی است.

پرسشهای فصل سوم

- ۱- روشهای عمده فرآورش گاز طبیعی را نام ببرید؟
- ۲- هدف عمده از فرآورش گازهای طبیعی چیست؟
- ۳- جذب توسط حلال در فرآورش گاز طبیعی را توضیح دهید؟
- ۴- تخلیص توسط جذب سطحی در چه مواردی به کار می رود؟ معایب این روش چیست؟
- ۵- روش جداسازی میعانات از گاز طبیعی به چه شکل است؟
- ۶- فرق جدا کننده های افقی و عمودی چیست؟
- ۷- روشهای عمده آب زدایی از گاز طبیعی چیست؟
- ۸- ویژگی های حلال مناسب برای آب زدایی را نام ببرید؟
- ۹- برای انتخاب سلیکاژل جهت آب زدایی گاز چه مواردی را باید مد نظر قرار داد؟

## فصل چهارم

## آمین ها در شیرین سازی گاز ترش

- ✓ سیستم فرآورشی تصفیه گاز با آمین
- ✓ بررسی ساختار مولکولی آمین ها
- ✓ سیستم فرآورشی با MEA
- ✓ سیستم تصفیه گاز با DEA
- ✓ سیستم تصفیه گاز با DGA
- ✓ سیستم تصفیه گاز با DIPA
- ✓ سیستم تصفیه گاز با MDEA
- ✓ بررسی مزایا و معایب تبدیل سیستم MEA، DEA و سولفینول به همدیگر
- ✓ اثر جذب گازهای اسیدی در خواص فیزیکی آمین
- ✓ اثر جذب گازهای اسیدی بر ویسکوزیته آمین
- ✓ اثر جذب گازهای اسیدی در وزن مخصوص آمین
- ✓ اثر جذب گازهای اسیدی بر PH آمین
- ✓ جدول خواص فیزیکی آمین

#### ۱-۴- سیستم فرآورشی تصفیه گاز با آمین :

تصفیه گاز در حقیقت جدا کردن موادی نظیر هیدروژن سولفور و گاز کربنیک از گاز طبیعی و یا گاز مایع می باشد. بیش از ۷۰٪ تأسیسات فرآورش گازها دارای تأسیسات شیرین سازی گاز می باشند. همانطور که در فصل های گذشته هم گفته شد، معمولاً گازهای طبیعی ترش هم دارای هیدروژن سولفور و هم محتوی گاز کربنیک می باشند. کربونیل سولفاید، کربن دی سولفاید<sup>۳۳</sup> مرکاپتان ها و سایر مشتقات گوگرد نیز ممکن است در گاز طبیعی موجود باشند. تصفیه گاز از هیدروژن سولفور و سایر ترکیبات گوگردی باید مشخصات استاندارد گازهای شیرین برای فروش در بازار را برآورده نماید. جدا نمودن گاز کربنیک از گازهای طبیعی معمولاً به خاطر افزایش ارزش حرارتی و پایین آوردن حجم گاز در سیستم انتقال و برآورده نمودن پاره ای از نیازهای ویژه برای کارخانجات پتروشیمی انجام می پذیرد.

#### ۲-۴- بررسی ساختار مولکولی آمین ها :

آلکانول آمین ها مواد آلی نیتروژن دار می باشند که از ترکیب مواد آلی مخصوص با آمونیاک<sup>۳۴</sup> به دست می آیند. در واکنش اصلی، یکی از هیدروژن های آمونیاک با رادیکال ماده شیمیایی آلی تعویض می گردد. کلمه آمین در حقیقت به طور عام به چنین ترکیباتی اطلاق می شود. در صنعت شیمی، تعداد زیادی از انواع آمین ها مورد استفاده واقع می شوند.

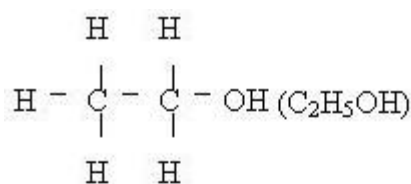
آلکانول آمین ها به طور عام برای تصفیه گازها و مایعات نفتی ترش به کار گرفته می شوند. همانطوری که از نام این مواد معلوم می شود می توان آنها را ترکیبی از الکل و آمونیاک به حساب آورد.

<sup>۳۳</sup> . CS<sub>2</sub>

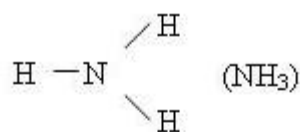
<sup>۳۴</sup> . NH<sub>3</sub>

فرق بین آمین های مختلف در این است که مشخص نماییم، چه تعدادی از هیدروژن های آمونیاک

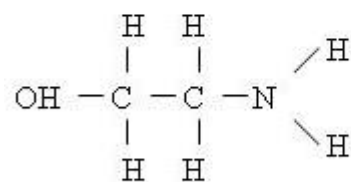
با رادیکال الکل متانول<sup>۳۵</sup> ( یعنی اتانول منهای یک هیدروژن ) جانشین شده اند.



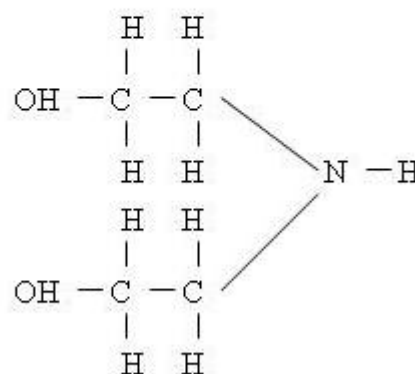
اتانول



آمونیاک



مونو اتانول آمین (MEA)



دی اتانول آمین (DEA)

در سال ۱۹۳۰ برای اولین بار ایده استفاده از آمین ها برای تصفیه گازهای اسیدی  $\text{CO}_2$  و  $\text{H}_2\text{S}$  از گازها و مایعات نفتی ترش مطرح و مورد استفاده قرار گرفت. قبل از آن استفاده از آمونیاک برای شیرین سازی گازها پیشنهاد گردیده بود که عیب عمده آمونیاک میل ترکیبی زیاد آن با گاز کربنیک موجود در گاز و تولید ماده جامد کربنات آمونیوم بود.

همانطوری که گفته شد هر مولکول از آمین ها حداقل یک گروه هیدروکسی<sup>۳۶</sup> و یک گروه آمینو<sup>۳۷</sup> را دربر دارند. به طور عام چنین استنباط می شود که گروه هیدروکسی با بالا بردن وزن مولکولی موجب

<sup>۳۵</sup> .  $\text{C}_2\text{H}_4\text{OH}$



کاهش فشار بخار و باعث افزایش حلالیت آمین در آب گردیده و گروه آمینو، قدرت بازی کافی در محلول آمین ها در آب و به منظور جذب گازهای اسیدی توسط آنها را به وجود می آورد.

جذب گازهای CO<sub>2</sub> و H<sub>2</sub>S توسط آمین ها معمولاً واکنش شیمیایی آمین با آنها قلمداد می شود که در مقابل عمل جذب فیزیکی مستقیم مطرح می گردد. به طور تئوری افزایش غلظت محلول آمین، مقدار جذب گازهای اسیدی توسط محلول آمین را بالا می برد. ازدیاد غلظت محلول آمین باید به دقت مورد بررسی قرار گیرد، چرا که در صورت افزایش غلظت باید سیستم احیاء آمین در دمای بالاتری مورد بهره برداری قرار گرفته و این امر باعث تخریب مولکول های آمین و نهایتاً موجب هرز رفت زیاد آمین و بالا رفتن مقدار خوردگی در سیستم پالایش گاز می گردد.

فشار بخار آمین ها را می توان از روی فرمول زیر به دست آورد :

$$\text{Log } P = A - \frac{B}{T + C}$$

که در آن :

P ، فشار بخار آمین بر حسب میلی متر ستون جیوه

T، درجه حرارت آمین بر حسب درجه سانتی گراد

A, B & C، ثابت های معادله می باشند که از جدول زیر برداشت می شوند:

نوع آمین	A	B	C
MEA	۸/۰۲۴۰۱	۱۹۲۱/۶	۲۰۳/۳
DEA	۸/۱۲۳۰۳	۲۳۱۵/۴۶	۱۷۳/۳

<sup>36</sup> . OH

<sup>37</sup> . NH<sub>2</sub> , NH

به طوری که ملاحظه می شود فشار بخار مونو اتانول آمین<sup>۳۸</sup> عموماً از دی اتانول آمین<sup>۳۹</sup> بالاتر می باشد. مثلاً در درجه حرارت ۱۰۰ °F (۳۷/۸ °C) فشار بخار MEA برابر ۰/۳ mmHg و فشار بخار DEA برابر ۰/۰۳ mmHg می باشد. از آنجایی که فشار بخار MEA از DEA بیشتر است، لذا هرز رفت بخار MEA به صورت همراه با گازهای اسیدی جدا شده در سیستم احیاء و یا به صورت هرز رفت از برج جذب و به همراه گازهای تصفیه شده، بیشتر می باشد. در ادامه به بررسی جامع تری از ساختار، مزایا، معایب و واکنشهای آمینهای مختلف می پردازیم.

#### ۴-۲-۱- سیستم فرآورشی مونو اتانول آمین:

در این سیستم از محلول مونو اتانول آمین، برای تصفیه گاز ترش استفاده می شود. MEA مایعی بدون رنگ و شفاف بوده که دارای نقطه جوش (۳۳۹ °F) ۱۷۰ °C در فشار ۷۶۰ mmHg می باشد. محلول بازی ضعیف و آلی MEA برای جداسازی ترکیبات اسیدی نظیر H<sub>2</sub>S و CO<sub>2</sub> که معمولاً به گازهای اسیدی شهرت دارند، از گاز طبیعی به کار گرفته می شوند. غلظت MEA مورد استفاده، معمولاً از مقدار ۱۵٪ تا ۳۵٪ وزنی تغییر می یابد. محلول آمین در درجه حرارت پایین و فشار بالا در برج جذب با گازهای اسیدی ترکیب یافته و در درجه حرارت بالا و فشار پایین در برج احیاء، آن ها را از دست داده و احیاء می شود.

مونو اتانول آمین دارای وزن مولکولی پایین بوده و از سایر آمین های نظیر دی اتانول آمین فعال تر می باشد. فعال بودن این ماده سبب می شود که در سیستم های فرآورشی با MEA، جذب H<sub>2</sub>S تا حد کمتر از ۴ ppm تعیین شده در کیفیت استاندارد گاز شیرین، انجام یابد. همچنین MEA در مجاورت گاز کربنیک<sup>۴۰</sup>، کربونیل سولفاید<sup>۴۱</sup> و کربن دی سولفاید<sup>۴۲</sup> با آن ها ترکیب یافته و قدرت شیمیایی خود را

38 . MEA

39 . DEA

40 . CO<sub>2</sub>

41 . COS

42 . CS<sub>2</sub>

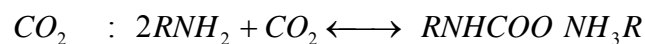
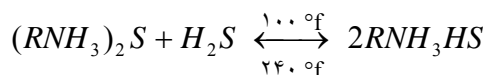
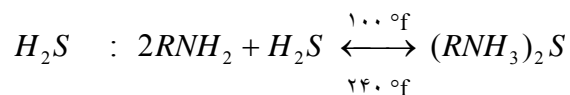
به تدریج از دست می دهد. اما فعال بودن MEA سبب شده که احیاء آن در درجه حرارت بالا و فشار پایین با مشکلاتی مواجه گردد.

برای کاهش مقدار  $\text{CO}_2$  و  $\text{H}_2\text{S}$  در سیستم احیاء آمین، تا حد متناسب، مقدار بخار بیشتری در مقایسه با سیستم احیاء مشابه در DEA مورد مصرف قرار می گیرد. این ماده حدود ۳۰ برابر از DEA فرارتر است. با فرض غلظت یکسان برای آمین های MEA و DEA در سیستم های تصفیه گاز، مونو اتانول آمین در مقایسه با دی اتانول آمین باعث ایجاد خوردگی بیشتری در دستگاه های تصفیه گاز می گردد.

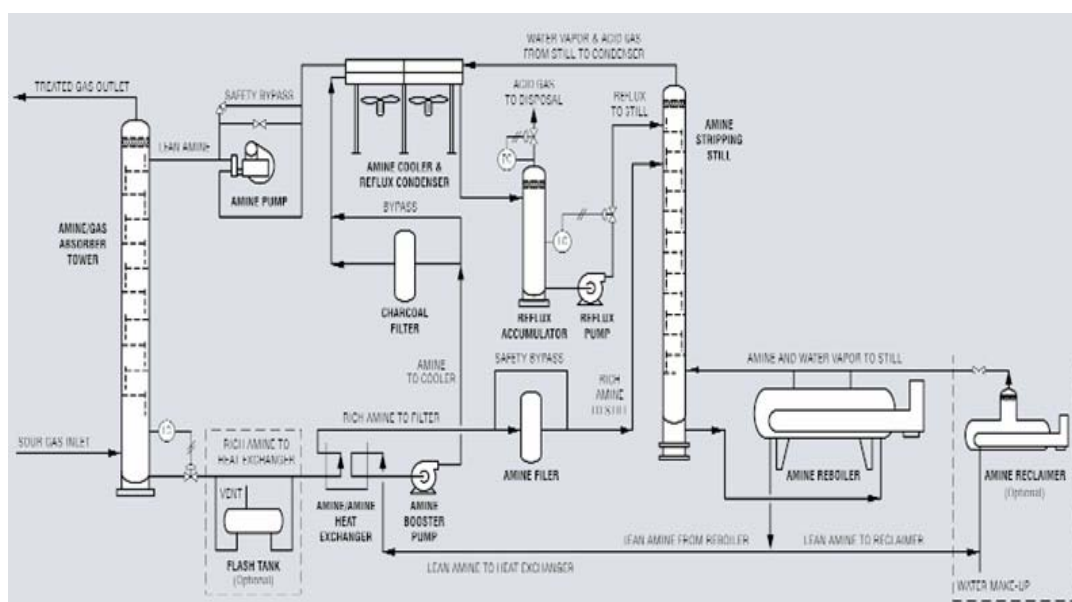
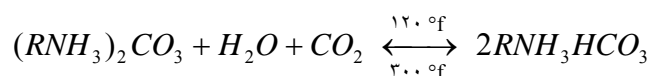
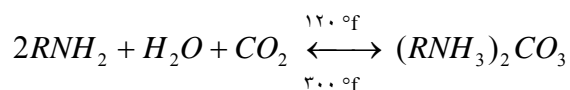
معمولاً در سیستم های تصفیه گاز، استفاده از محلول مونو اتانول آمین با غلظت ۱۵٪ وزنی توصیه می شود. استفاده از محلول MEA با ۱۵٪ غلظت وزنی و حتی پایین تر، ضمن کاهش مقدار خوردگی در تیوب بانندل های ریبولیر، برج احیاء، مبدل های آمین به آمین، بیشترین قابلیت تغییر در پارامترهای عملیاتی را نیز دارا می باشد.

حداکثر مقدار غلظت توصیه شده برای MEA در حدود ۱۵٪ تا ۱۸٪ وزنی و برای DEA در غلظت های وزنی ۲۰٪ تا ۳۰٪ می باشد. باید یاد آور شد، بهره برداری از محلول MEA با غلظت بیشتر از ۱۸٪ به طور جدی منع شده است. استفاده از غلظت های بالاتر آمین در طراحی واحدهای پالایش گاز جدید، به منظور کاهش حجم سرمایه گذاری، صرفه جویی در مصرف آب و برق و بخار، بالا بردن ظرفیت جذب گازهای اسیدی ممکن است مد نظر قرار گرفته باشد.

شمایی از این فرآیند در شکل ۴-۱ نشان داده شده است. واکنشهای این ماده با گازهای اسیدی به شرح زیر بیان می گردد:



و یا:

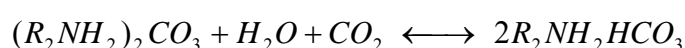
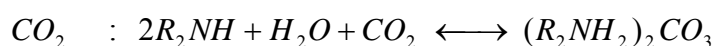
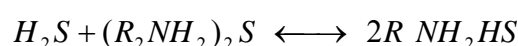


شکل ۴-۱: فرآیند MEA

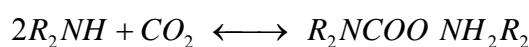
#### ۴-۲-۲- سیستم تصفیه گاز با دی اتانول آمین :

این سیستم، یک فرآیند فرآورشی با قابلیت احیاء می باشد که با استفاده از دی اتانول آمین، برای جداسازی هیدروژن سولفور و گاز کربنیک از گاز طبیعی ترش، مورد بهره برداری قرار می گیرد. DEA دارای نقطه جوش 516 °C (°F) ۲۶۸ در فشار ۷۶۰ mmHg می باشد. مایع DEA خالص قبل از رسیدن به نقطه جوش، تجزیه شده و بدین جهت ریکلیم نمودن آن در تأسیسات فرآورشی، امکانات ویژه ای را طلب می نماید.

محلول دی اتانول آمین معمولاً در غلظت های وزنی ۲۰٪ تا ۳۵٪ مورد استفاده قرار می گیرد. مشابه با مونو اتانول آمین، در سیستم تصفیه گاز با DEA، نیز گازهای اسیدی در فشار بالا و درجه حرارت پایین در برج تماس توسط حلال جذب، و در فشار پایین و درجه حرارت بالا در سیستم احیاء آمین، آزاد می شوند. سیستم فرآورشی مذکور، معمولاً در گازهای طبیعی که دارای ترکیبات کربونیل سولفاید و کربن دی سولفاید می باشند، مورد استفاده قرار می گیرد.



و یا:



در ضمن باید یاد آور شد که در ترکیب با CO<sub>2</sub>، واکنش ها بر طبق فرمول های فوق الذکر، در حضور آب انجام می پذیرد. لذا عریان سازی CO<sub>2</sub> از ترکیب حاصل با آمین ها، به مراتب مشکل تر از

احیاء آن از گاز  $H_2S$  می باشد. همچنین باید یادآور شد که خاصیت جذب آمین ها با وزن مولکولی آنها، نسبت معکوس دارد. اگر MEA با وزن مولکولی ۶۱ دارای ظرفیت جذب ۱۰۰ باشد، DEA با وزن مولکولی ۱۰۵ دارای ظرفیت جذب ۵۷ خواهد بود.

#### ۴-۲-۳- فرآیند دی گلایکول آمین<sup>۴۳</sup>:

دی گلایکول آمین که از آمین های نوع اول به شمار می آید، حلالی قوی برای جداسازی گازهای اسیدی می باشد. از این حلال در فرآیند Fluor Econamine نیز استفاده می شود. محدوده غلظتهای مورد استفاده در فرآیندهای شیرین سازی DGA بین ۵۰ تا ۷۰ درصد وزنی می باشد که بیشترین کاربرد این حلال، در فشارهای پایین است.

در این حلال محدوده بار گازهای اسیدی آمین غنی، از ۰/۲۵ تا ۰/۴۵ در نوسان است (بر مبنای

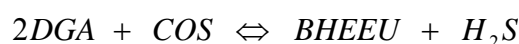
از مشخصات مهم این حلال، فشار بخار پایین و غلظت بالای محلول  $\left(\frac{\text{mole acide gas}}{\text{mole DGA}}\right)$ ).

می باشد. لذا، در مقایسه با محلول MEA، از نظر هرزرفت حلال، به واسطه فشار بخار کمتر و میزان حلال در گردش بالاتر (به لحاظ غلظت)، از جایگاه اقتصادی برتری برخوردار می باشد.

حلال DGA همچون MEA با سولفید کربنیل (COS) ترکیب شده و نمکی مقاوم در برابر حرارت

تولید می کند.

واکنش تجزیه DGA به فرار زیر می باشد:



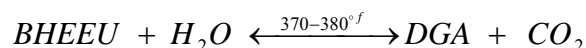
<sup>۴۴</sup>BHEEU محصول واکنش فوق می باشد که البته بخش قابل توجهی از DGA را می توان در دستگاه

ریکلیم<sup>۴۵</sup> باز یافت کرد:

<sup>۴۳</sup> . DGA

<sup>۴۴</sup> . N – Bis (Hydroxyethoxy Ethyl) UREA

<sup>۴۵</sup> . Reclaimer



در حدود ۹۰ درصد از BHEEU قابل تبدیل به DGA می باشد. نظر به تمایل ترکیب DGA با COS، از فرآیند DGA جهت جداسازی COS از درون پروپان مایع می توان استفاده نمود. به هر حال، جداسازی حدود ۱۰۰ درصد COS از طریق هیدرولیز، واکنشهای برگشت پذیر و برگشت ناپذیر با آمینهای نوع اول میسر است.

#### ۴-۲-۴- فرآیند دی ایزو پروپانول آمین<sup>۴۶</sup>:

شرکت Sheel از حلال دی ایزو پروپانول آمین، ( آمین نوع دوم ) با نام DIPA برای شیرین سازی گازهای ترش استفاده می نماید. از ویژگیهای این فرآیند، آن است که در جداسازی H<sub>2</sub>S در فشارهای پایین از کارایی بسیار بالایی برخوردار است. در سیستمهای فشار بالا استخراج انتخابی فرآیند DIPA تقلیل یافته و قدرت این حلال، جهت جذب بیشتر CO<sub>2</sub>، افزایش می یابد.

از خصوصیات دیگر این فرآیند آن است که سولفید کربونیل درون گاز ترش را به راحتی جدا کرده و در هنگام احیاء نمودن محلول DIPA، به آسانی از درون آن خارج می شود. پدیده خوردگی در فرآیند DIPA به طور کلی وجود ندارد و مصرف انرژی پایین است.

از این حلال می توان جهت جداسازی H<sub>2</sub>S یا هر دو ترکیب H<sub>2</sub>S و CO<sub>2</sub> استفاده نمود. لیکن، باید توجه داشت که حلال DIPA در حضور CO<sub>2</sub> به شدت تجزیه می شود. علیرغم کارکرد پیوسته دستگاه ریکلیم، جهت بازیافت حلال، سرعت تجزیه DIPA توسط CO<sub>2</sub> آنقدر زیاد است که ممکن است میزان ماده Oxazolidone به سطح ۵ تا ۱۰ درصد برسد. محدوده غلظت ( درصد وزنی ) DIPA بین ۲۰ تا ۴۰ بوده و محدوده بار گازهای اسیدی آمین غنی از ۰/۵ تا ۰/۸۵ در نوسان است ( بر مبنای

$$\left( \frac{\text{mole acide gas}}{\text{mole DIPA}} \right)$$

<sup>46</sup> . DIPA

#### ۴-۲-۵- فرآیند متیل دی اتانول آمین<sup>۴۷</sup> :

این حلال، از آمینهای نوع سوم بوده که امتیاز اصلی آن، نسبت به آمینهای دیگر در جذب انتخابی H<sub>2</sub>S در حضور CO<sub>2</sub> می باشد. در صورت بالا بودن نسبت CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S، از حلال MDEA جهت افزایش کیفیت و راندمان خوراک واحد های باز یافت گوگرد (به روش Claus) می توان استفاده نمود. در این حلال، محدوده غلظت محلول، ۴۰ - ۵۰ درصد وزنی، و بار گازهای اسیدی آمین غنی

$$0.2 - 0.4 \left( \frac{\text{mole acide gas}}{\text{mole MDEA}} \right) \text{ می باشد.}$$

استفاده از حد ماکزیمم غلظت و بار گازهای اسیدی آمین غنی، در سیستمهای جداسازی انتخابی H<sub>2</sub>S در حضور CO<sub>2</sub>، موجب کاهش قابل ملاحظه حجم سرمایه گذاری و هزینه های عملیاتی ( به واسطه کاهش دبی آمین در گردش ) می گردد. به دلیل پایین بودن گرمای مورد نیاز احیاء سازی حلال MDEA، انرژی مصرفی عملیات احیاء سازی محلول در گردش، بسیار پایین است. به گونه ای که در صورت تعویض حلال DEA به MDEA، انرژی مصرفی سیستم را می توان تا میزان ۷۵٪ کاهش داد. یکی دیگر از کاربرد های این حلال در استخراج گاز H<sub>2</sub>S از درون مخلوط گازها با درصد بالای CO<sub>2</sub>، در پروژه های تزریق گاز به میادین نفتی، جهت ازدیاد برداشت نفت خام<sup>۴۸</sup> می باشد.

استفاده از این حلال برای گازهای ترشی که میزان CO<sub>2</sub> درون آنها کمتر یا برابر حد مجاز CO<sub>2</sub> در گاز شیرین ( استاندارد) است، توصیه می گردد. از حلال MDEA جهت تصفیه گاز سوخت<sup>۴۹</sup> نیز استفاده می شود. حلالیت ترکیبات هیدروکربونی در حلال MDEA بالاتر از حلالهای MEA، DEA و DGA می باشد. همچنین قیمت این حلال از حلالهای فوق الذکر بیشتر است.

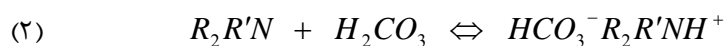
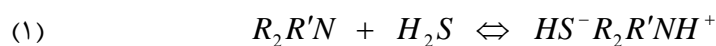
واکنش MDEA با H<sub>2</sub>S، که سرعت آن نیز نامحدود می باشد، به قرار زیر است :

<sup>47</sup> . MDEA

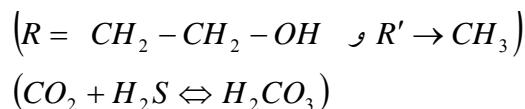
<sup>48</sup> . Enhanced Oil Recovery ( E.O.R )

<sup>49</sup> . Fuel Gas Scrubbing





سرعت واکنش (۲) بینهایت کند بوده ولی سرعت واکنش (۱) به مراتب زیادتر از واکنش (۲) می باشد.



مدت زمان تماس فازهای مایع و گاز در داخل برج، برای جذب تمامی  $H_2S$  و میزان محدودی از  $CO_2$ ، اهمیت ویژه ای دارد. نظر به تجربیات عملیاتی موجود، کف نکردن حلال و پایین بودن هرزرفت آن در مقایسه با آمین های نوع اول و دوم ( به واسطه عدم تجزیه حلال) از ویژگی های این حلال می باشد.

هزینه های عملیاتی و سرمایه گذاری حلال MDEA در مقایسه با حلالهای DEA و SNPA<sup>50</sup> به

قرار زیر است :

$$MDEA < DEA < SNPA - DEA \quad \text{هزینه عملیات:}$$

$$MDEA < DEA < SNPA - DEA \quad \text{هزینه سرمایه گذاری:}$$

هزینه سرمایه گذاری پایین MDEA ناشی از به کارگیری سینی های کمتری در برج تماس، پایین بودن میزان آمین در گردش، کوچکتر بودن اندازه تجهیزات و غیره، می باشد که خود به علت جذب انتخابی  $H_2S$  توسط MDEA است. غلظت حلال در حدود ۲۵ تا ۳۰ ( درصد وزنی ) و بار آمین

$$\text{غنی} \left( \frac{\text{mole acide gas}}{\text{mole DEA} - \text{molSNPA}} \right) \text{ می باشد. } 1/1 - 0/8$$

<sup>50</sup> . Societe Nationale DES Petroles D'Auitaine

#### ۳-۴- بررسی مزایا و معایب تبدیل سیستم MEA، DEA و سولفینول و برتری استفاده آنها

به جای یکدیگر :

همانطور که در قبل نیز بیان گردید، جداسازی H<sub>2</sub>S از گازهای طبیعی ترش، به منظور فروش آن برای مصارف خانگی و صنعتی دارای اهمیت عملیاتی خاص می باشد. علاوه بر این (شیرین سازی گازهای ترش)، صنعت بازیافت و تولید گوگرد نیز به دلایل زیست محیطی و اقتصادی از اهمیت ویژه ای برخوردار می باشد.

در ابتدا (به عنوان مثال در آلبرتای کانادا) جداسازی H<sub>2</sub>S تنها اقدامی برای آماده سازی گاز شیرین به منظور فروش بود. با فرض اینکه کار شیرین سازی به طور اصولی و مناسب به انجام برسد، بازدهی سیستم از نظر مصرف سرویسهای آب و برق و بخار، مصرف مواد شیمیایی و سایر عوامل نیز باید مورد ارزیابی قرار گرفته و حتی در بعضی موارد، میزان گوگرد تولیدی نیز می تواند در بررسی و ارزیابی عملیات تصفیه گاز، فاکتور مهمی به شمار آید.

با افزایش اهمیت بازیافت گوگرد به عنوان فاکتور اقتصادی مهم در پالایشگاههای گاز، بیشتر تأکید بر استفاده از حلالهای شیمیایی با مشخصاتی ویژه ای می باشد که کار جداسازی H<sub>2</sub>S به طور کلان و تهیه گازهای اسیدی مناسب برای تغذیه به واحدهای گوگرد سازی را تضمین نماید. این امر باعث گردید در پالایشگاههای گاز آلبرتا در کانادا در سالهای عملیاتی مختلف حلالهای شیمیایی در واحدهای پالایش از نوعی به نوع دیگر تغییر نماید.

تا سه سال اول بهره برداری از واحدهای پالایش (آلبرتا)، عمدتاً از محلول شیمیایی MEA در سیستم های تصفیه گاز استفاده می شد. حذف محلول شیمیایی MEA و استفاده گسترده تر از DEA از سال چهارم بهره برداری آغاز گردید. در مواردی با استفاده از حلال شیمیایی Sulfinol و به علت بازدهی بهتر سیستم، استفاده از MEA از سال هفتم بهره برداری کلاً کنار گذاشته شد.

تولید گوگرد در واحدهای پالایش گاز در حال کار با MEA از مقدار ۱۳۵۰۰۰۰ تن در سال اول، تا مقدار ۴۳۵۰۰۰ تن در سال هشتم بهره برداری کاهش یافت. در همان فاصله زمانی، بازیافت گوگرد در

واحدهای تصفیه با DEA از ۶۲۰۰۰ به مقدار ۱۷۱۰۰۰۰ تن افزایش یافت. مقدار گوگرد تولید شده در واحدهای فرآورش گاز با استفاده از سولفینول تا سال هشتم بهره برداری به مقدار ۱۴۰۰۰۰۰ تن بالغ گردید. در سال ششم بهره برداری تولید گوگرد در تأسیسات آلبرتا به دو برابر افزایش یافت. از بررسی های فوق چنین استنباط می شود که برای بازیافت حداکثر مقدار گوگرد از واحدهای تصفیه گاز استفاده از حلالهای شیمیایی DEA و Sulfinol بهترین انتخاب می باشند.

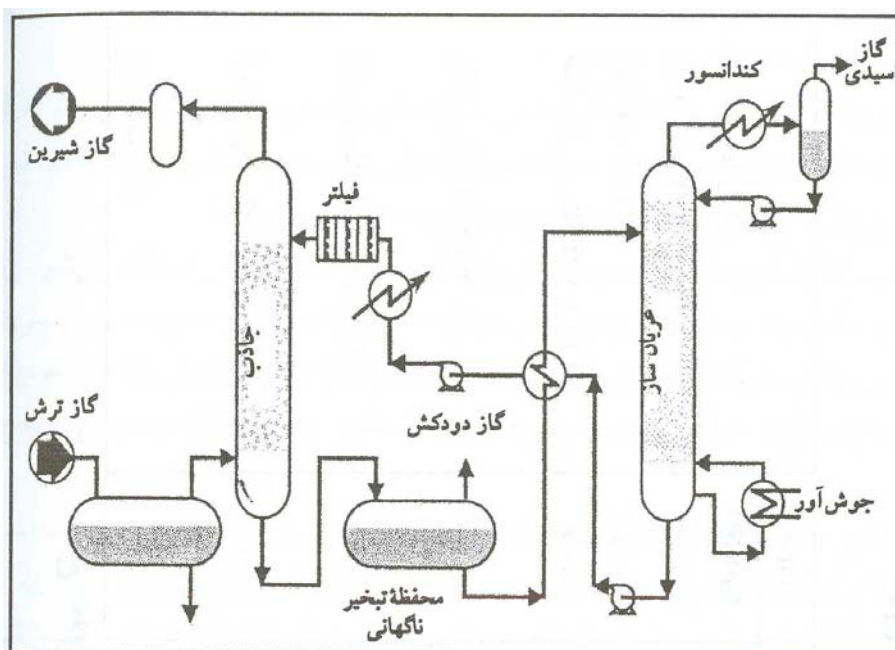
با بررسی دیگرام های فرآورشی در سیستم های فرآورش گاز با MEA، DEA و Sulfinol ملاحظه می شود که تأسیسات به کار گرفته شده در واحدهای تصفیه گاز با این سه حلال شیمیایی و سایر آلکانول آمین ها، کم و بیش مشابه هم می باشند. بهره برداری از واحدهای پالایش با استفاده از MEA با غلظت ۱۵٪ تا ۲۰٪ و با مقدار بارگذاری یک مول گازهای اسیدی بر سه مول محلول آمین برای تعیین مقدار آمین در گردش، در سالهای اولیه عملیاتی تصفیه گاز شروع گردید.

همانطوری که گفته شد، بیشتر واحدهای پالایش گاز در سالهای اولیه در آلبرتا از MEA برای کار شیرین سازی گازها استفاده می کردند. دستگاههای مکانیکی به کار گرفته شده در واحدهای پالایش گاز با MEA، DEA و سولفینول اصولاً مشابه هم می باشند. حلال تمیز در برج جذب با تعداد حدود ۲۰ سینی با گاز ترش تماس برقرار می کند که نوع سینی ها در برج تماس معمولاً از نوع دریچه ای<sup>۵۱</sup> می باشد. جریان گاز و حلال شیمیایی در مخالف جهت هم بوده و گاز شیرین از بالای برج به دست می آید. معمولاً فشار گاز در واحدهای پالایش گاز در محدوده (۸۰۰-۱۰۰۰ psi) ۶۹-۵۵ بار می باشد. حلال شیمیایی غنی شده (کثیف) به منظور از دست دادن هیدروکربورهای جذب شده در فشار (psig) ۵۰ تا ۱۵۰ (۱۰/۳-۳/۴ بار، به مخزن انبساط فلاش شده و در فشار حدود (psi) ۱۰ تا ۲۵) ۱/۷-۰/۷ بار وارد برج احیاء می گردد. این برج در حدود ۲۵ عدد سینی از نوع دریچه ای دارد. گرمای مورد نیاز برای احیاء حلال شیمیایی از طریق مبدلهای حرارتی حلال گرم به حلال سرد و در ریبویلرهایی که توسط بخار اشباع تغذیه می گردد، تأمین می شود.

<sup>51</sup> . Valve Tray

در سیستم رفلاکس برج احیاء، بخارهای خروجی از برج احیاء خنک شده و مایع تقطیر شده جدا می گردد. مایع تقطیر شده عموماً به صورت آب بوده و به عنوان جریان رفلاکس به قسمت فوقانی برج احیاء برگردانده می شود. گازهای اسیدی که در کندانسور سیستم احیاء تقطیر نمی شوند، به عنوان گازهای اسیدی به واحدهای بازیافت گوگرد هدایت شده و یا در صورت نداشتن  $H_2S$  و یا دارا بودن مقدار کم  $H_2S$  به هوا تخلیه و یا سوزانده می شوند.

جریان کنار گذر از حلال شیمیایی برای جدا کردن مواد ناخالص و مخصوصاً سولفور آهن فیلتر می شود. در سیستم فرآوری با MEA جریان کمی از MEA وارد دستگاه ریکلیمر گشته و ضمن تجزیه و جداسازی MEA از املاح با نقطه جوش بالا و سایر محصولات جانبی ناشی از خراب شدن آمین، املاح زائد تغلیظ شده را از سیستم آمین در گردش تخلیه می نماید. استفاده از دستگاه های ریکلیمر ممکن است در سیستم های تصفیه با DEA و Sulfinol نیز ضروری به نظر برسد. در این صورت و به علت اینکه درجه حرارت تجزیه آنها از نقطه جوش مربوطه پایین تر می باشد، برای جلوگیری از ازدیاد بیش از حد درجه حرارت، باید از دستگاه ریکلیمر با بستر نمک مذاب استفاده شود. شمایی از فرآوری گازهای ترش با آمین در شکل ۴-۲ نشان داده شده است.



شکل ۴-۲: شیرین سازی گازهای ترش به وسیله آمین

همانطوریکه قبلاً اشاره شد، هر سه سیستم فرآورشی تصفیه گاز با MEA، DEA و Sulfinol در تأسیسات آلبرتا مورد استفاده قرار گرفته اند. در تبدیل واحدهای تصفیه گاز با MEA، تنها تغییرات عملیاتی جزئی به این صورت داده شده است که به جای چرخاندن سه مول MEA در سیستم، دو مول محلول شیمیایی جدید برای جذب یک مول از گازهای اسیدی، در سیستم به گردش در می آید. تخریب MEA توسط COS و CS<sub>2</sub> از نقاط ضعف محلول MEA بوده، از اینرو هرز رفت شیمیایی محلول MEA و خوردگی سیستم آمین توسط محصولات ناشی از تخریب MEA، از عوامل مهم تبدیل MEA به DEA در واحدهای پالایش گاز بوده است. تنها یک واحد تصفیه گاز با MEA در آلبرتا در حال کار نگاه داشته شد و حلال شیمیایی بقیه واحدها، با DEA و Sulfinol تعویض شدند. در تنها واحد در حال کار با MEA نیز با اضافه نمودن کاستیک سودا به سیستم آمین در گردش، مقدار تخریب MEA تحت کنترل قرار گرفته و امکان بهره برداری اقتصادی از واحد فراهم گردید.

سیستم فرآورشی با MEA، معمولاً برای تصفیه گازهایی به کار گرفته می شود که دارای مقادیر زیادی  $\text{CO}_2$  و  $\text{COS}$  می باشد. همچنین وزن مولکولی زیاد DEA در مقایسه با MEA ایجاب می نماید که حجم زیادی DEA (با غلظت ۱۵٪ تا ۳۰٪) به منظور بارگذاری کم گازهای اسیدی در آمین، در سیستم به گردش در بیاید.

حلال Sulfinol مخلوطی از Sulfolane Tetrahydrothiophene Dioxide، DIPA و آب است. ماده DIPA به عنوان باز و بدون حساسیت به فشار برج تماس، با گازهای اسیدی ترکیب شده و ماده Sulfolane مقدار حلالیت فیزیکی سولفینول را متناسب با فشار کارکرد افزایش می دهد. لازم به ذکر است که مقدار نسبی DIPA و Sulfolane در محلول Sufinol بسته به شرایط بهره برداری، در واحدهای پالایش گاز تغییر داده می شود. در هر صورت معمولاً در واحدهای پالایش گاز، محلول Sufinol شامل مخلوطی از ۴۰٪ از ماده DIPA، ۴۰٪ از ماده Sulfolane و ۲۰٪ آب مورد استفاده واقع می شود.

۴-۴- بررسی قدرت تصفیه، هزینه های سرمایه گذاری و هزینه های بهره برداری در سیستم

#### های تصفیه گاز با MEA، DEA و Sulfinol:

اولین مشخصه لازم برای هر محلول شیمیایی به کار گرفته شده به منظور تصفیه گاز، کارایی آن در تولید گاز شیرین با مشخصات فنی مورد نیاز و به دست دادن گازهای اسیدی مناسب قابل تبدیل به گوگرد می باشد. همانطور که در گذشته نیز بیان گردید، مواد ناخالص موجود در گازهای طبیعی عمدتاً شامل  $\text{CS}_2$ ،  $\text{CO}_2$ ،  $\text{RSH}$ ،  $\text{H}_2\text{S}$  می باشند.

وجود مقدار (۱٪) درصد گاز کربن دی اکساید در گازهای طبیعی در اکثر مشخصات استاندارد گاز طبیعی مجاز شمرده می شود و معمولاً تمام محلولهای مورد مصرف در پالایش گاز که قادر به جداسازی ترکیبات گوگرد دار باشند، توانایی کاهش مقدار کربن دی اکساید را تا این مقدار دارند.

معمولاً مقدار هیدروژن سولفور در گاز تصفیه شده عامل تعیین کننده بوده و مقدار آن نباید از ۰/۲۵ تا ۱ گرین در یکصد فوت مکعب استاندارد گاز بیشتر باشد. مقدار ۱ گرین معمولاً توسط محلول های شیمیایی MEA، DEA و سولفینول در تأسیسات پالایش گاز قابل دسترسی است. برای به دست آوردن گاز با مشخصات ۰/۲۵ کربن در یکصد فوت مکعب استاندارد گاز باید دقت کافی در راندمان سیستم احیاء سازی MEA ( و همچنین DEA ) در نظر گرفته شود تا گاز هیدروژن سولفور کاملاً از محلول احیاء شود. این موضوع خصوصاً در مواردی که نسبت (  $H_2S / CO_2$  ) خیلی بالا است، اهمیت ویژه ای خواهد داشت.

با فرض اینکه دبی آمین در گردش برای جداسازی مقدار هیدروژن سولفور کافی باشد، باز هم می توان ادعا نمود که درجه خلوص گاز تصفیه شده از هیدروژن سولفور را راندمان کار عریان سازی در سیستم احیاء تأمین می نماید نه افزایش دبی آمین در گردش و یا کارایی در برج تماس.

حدود کارایی سیستم فرآوری با DEA و یا MEA در تصفیه  $H_2S$ ، معمولاً بوسیله سیستم های فرآوری تکمیلی که در پایین دست آنها مورد بهره برداری قرار می گیرد، نامشخص نگه داشته می شود . مقدار خیلی جزئی از  $H_2S$  توسط سیستم نم زدایی با گلیکول، سیستم تبرید برای خشک کردن گازها از آب و هیدروکربور، سیستم نم زدایی و جذب هیدروکربورها با مواد جامد جاذب الرطوبه که بعد از سیستم های فرآوری شیرین سازی گاز در سرویس قرار دارند، جذب می شوند. اگر پدیده جذب  $H_2S$  اضافی، در سیستم های فرآوری که بعد از سیستم اصلی تصفیه گاز قرار دارند، نادیده گرفته شوند، ممکن است در مشخصات گاز شیرین شده بدون کمک سیستم فرآوری تکمیلی و یا به عبارت دیگر، در چگونگی بازیافت ترکیبات گوگردی که توسط سیستم های فرآوری تکمیلی جذب شده اند، مشکلاتی حاصل گردد.

کارایی سیستم تصفیه با محلول های شیمیایی در جذب COS، RSH و  $SC_2$ ، کمتر از کاردهی آنها در جذب  $H_2S$  می باشد. مشکل اولیه در این زمینه، آنالیز کمی و کیفی ترکیبات مضر یاد شده در جریان گازهای ورودی و خروجی به واحدهای تصفیه گاز می باشند.

سولفینول در جذب ترکیبات گوگردی تا مقدار ناچیز، کارایی زیادی دارد. ماده کربن دی سولفاید به طور کمی (ولی به بهای تخریب شیمیایی مولکول سولفینول) توسط محلول سولفینول تجزیه می شود. همچنین بازیافت COS و مرکاپتانها، تا حد کمتر از یک گرین در یکصد فوت مکعب گاز از گازهای ترش، حاوی حداکثر 230 grain / 100 scf از COS و 7 grain / 100 scf از RSH امکان پذیر است. محلول MEA در جذب H<sub>2</sub>S و سایر ترکیبات گوگردی نسبتاً کارایی دارد. با این ضعف عملیاتی که ترکیب MEA با COS و CO<sub>2</sub> غیر قابل احیاء شدن می باشد. یک نمونه آزمایش نشان داده است که MEA توانسته تمامی COS موجود در گاز را جذب نماید. اما در این وضعیت عملیاتی، 12 تا 17/7 درصد از COS جذب شده، مولکول های MEA را فاسد نموده است. مقدار تخریب 10 تا 20 درصد MEA، توسط COS در پاره ای از پالایشگاه های تصفیه گاز تجربه گردیده است. همچنین به طور مشابه، جداسازی COS توسط MEA با درصد تخریب خیلی کم در پالایشگاه های گاز ترش نیز دیده شده است.

محلول DEA قادر به جداسازی COS و CS<sub>2</sub> بوده و مقدار خیلی جزئی از مواد یاد شده باعث فساد قابل توجه مولکول DEA نمی شوند، اما تجربیات اخیر نشان می دهد که، در مقادیر زیاد CS<sub>2</sub>، فاسد شدن زیاد DEA در سیستم های تصفیه گاز صورت می گیرد.

هر دو محلول شیمیایی MEA و DEA ترکیبات مرکاپتان را جدا می سازند. این جداسازی کمی نمی باشد. محلول DEA در این زمینه، از MEA ضعیف تر عمل می نماید. این امر، مبین قدرت بازی کم DEA می باشد. در گازهای با مقدار مرکاپتان زیاد، جداسازی مرکاپتان توسط MEA و یا DEA برای رسیدن مقدار آن تا حد 0/2 گرین در هر 100 پوند مکعب استاندارد (Grain Sulphur / 100 scf) (As RSH 0/2)، در یک مرحله از کار تصفیه، امکان پذیر نمی باشد. در موارد عملیاتی دیگر، مشخصات گازهای خروجی از واحدهای پالایش گاز، بعد از تبرید گازهای خروجی از سیستم فرآورش با آمین، توسط سیال مبرد جذب کننده به منظور بازیافت LPG، با مشخصات استاندارد گازهای شیرین تطبیق نموده است.



در صورت در دسترس نبودن فرضیات آنالیتیکی مناسب، به تجربه ثابت شده است که جداسازی مقدار جزئی مرکاپتان و سایر مواد ناخالص، معادل بازیافت بوتان (بیشتر از ۹۰٪) در سیستم های تبرید موجود در سیستم های پایین دست سیستم های فرآورشی اصلی گاز با DEA می باشد.

به علاوه به منظور به دست آوردن گازهای اسیدی با درجه خلوص زیاد، محلول شیمیایی مورد استفاده در سیستم های تصفیه گاز باید قادر باشد که ضمن احیاء شدن، گازهای اسیدی مناسب را برای خوراک واحدهای گوگرد سازی تأمین نماید. با فرض اینکه گازهای اسیدی خروجی از برج احیاء به منظور جداسازی مؤثر میعانات، تا حد ممکن خنک شده و از دستگاه تفکیک گرای مؤثری عبور داده می شوند، مشکل کثیف شدن کاتالیست های واحد بازیافت گوگرد توسط محلول های جذب گازهای اسیدی وجود نخواهد داشت.

با استفاده از محلول های شیمیایی جذب کننده گازهای اسیدی مختلف، کیفیت آلودگی گازهای اسیدی نیز متفاوت خواهد بود. همچنین کیفیت آلودگی گازهای اسیدی با هیدروکربورها نیز با هم فرق خواهد کرد. در سیستم های تصفیه گاز با MEA و یا DEA، هیدروکربورهای همراه گازهای اسیدی از نوع سبک بوده و معمولاً از ۰/۲۵ درصد تجاوز نمی نماید. در طراحی واحدهای بازیافت گوگرد امکان تغذیه ۲ درصد از هیدروکربورها به همراه گازهای اسیدی نیز مد نظر قرار می گیرد.

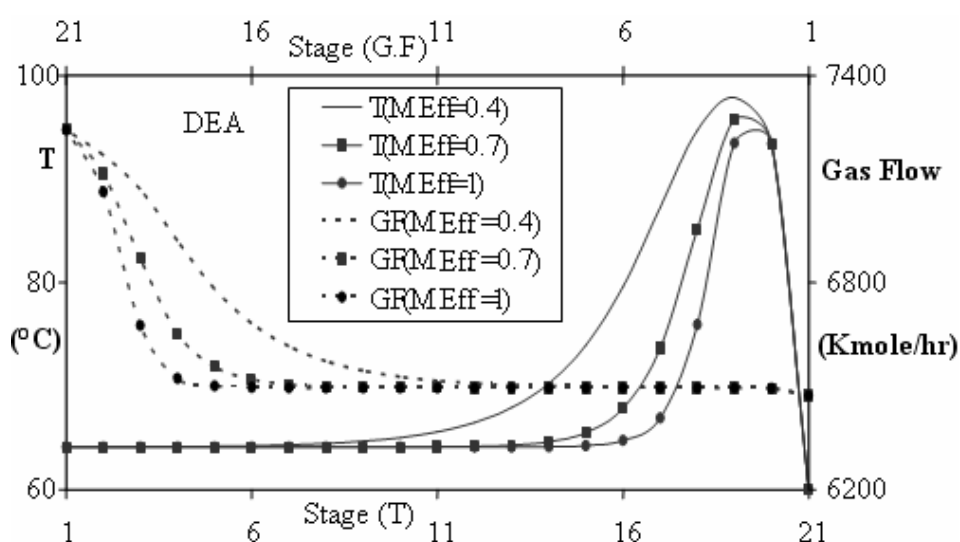
هیدروکربورهای موجود در گازهای اسیدی باعث افت راندمان واحد گوگرد سازی، موجب افزایش واکنش های جانبی در سیستم بازیافت گوگرد، کدر شدن رنگ گوگرد و نهایتاً باعث تولید ماده مضر COS در واحد و مصرف زیاد هوا در سیستم می گردد.

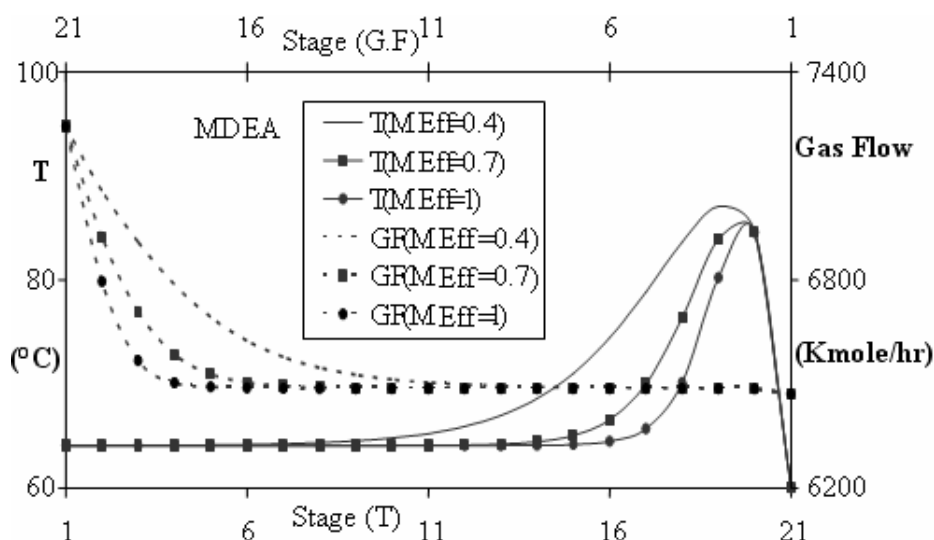
در انتخاب هر سیستم تصفیه گاز، مهمترین فاکتور برای برآورد هزینه های سرمایه گذاری و هزینه های جاری عملیاتی، دبی محلول شیمیایی مورد نیاز برای گردش دادن در سیستم فرآورشی می باشد. دبی محلول شیمیایی با مقدار انرژی مورد نیاز برای احیاء، قدرت مورد نیاز برای پمپها، تعیین اندازه مبدل های حرارتی و ابعاد سیستم ها در سرویسهای آب و برق و بخار ارتباط نزدیک دارد. لازم به یاد

آوری است که اندازه و تعداد دستگاهها و تأسیسات اصلی مورد نیاز در هر سه سیستم فرآورش گازی با MEA، DEA و سولفینول مشابه هم می باشد.

#### ۴-۵- مقایسه بین سیستم های تصفیه گاز با MDEA و DEA :

در مورد سرعت جذب، آمین نوع اول از آمین نوع دوم سرعت جذب بیشتری داشته و به همین ترتیب سرعت جذب آمین نوع دوم نیز به مراتب بیشتر از نوع سوم می باشد. و به طور عکس، ظرفیت جذب آمین نوع سوم بالاتر از بقیه است. به عبارت دیگر، MDEA ظرفیت جذب بالاتری نسبت به DEA دارد. شکل ۴-۳، نمودارهای توزیع دما و دبی گاز در طول برج جذب برای دو نوع حلال MDEA و DEA که توسط نرم افزار Aspen به دست آمده است، را نشان می دهد.





شکل ۳-۴: نمودارهای توزیع دما و دبی گاز در طول برج جذب برای دو نوع حلال MDEA و DEA

توسط نرم افزار Aspen

همانطور که از شکل مشخص است، در سیستمی که از MDEA استفاده می گردد، حداکثر دما در ۸۶ درجه سانتی گراد می باشد، اما در سیستمی که DEA مورد استفاده قرار می گیرد، حداکثر دما در حدود ۹۷ درجه سانتی گراد می باشد. این امر به خوبی دلیل استفاده از آب و میزان آن را به همراه این نوع آمین ها توجیه می کند. آب به دلیل ظرفیت حرارتی که دارا است دما را کنترل نموده و چون همانطور که گفته شد سرعت جذب آمین نوع سوم از نوع دوم کمتر است، پس دارای سرعت واکنش کمتری نیز می باشد و لذا از آب کمتری نیز برای آن استفاده می شود.

خواص فیزیکی الکتانول آمینها

	MDEA	DIPA	DGA	TEA	DEA	MEA	نام تجاری
۲	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_4 - \text{N} - \text{C}_2\text{H}_5 \\   \\ \text{OH} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5 - \text{N} - \text{N} - \text{C}_2\text{H}_5 \\   \quad   \\ \text{H} \quad \text{OH} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5\text{O} - \text{N} - \text{H} \\   \\ \text{H} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \quad \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \\ \diagdown \quad / \\ \text{N} \\ / \quad \backslash \\ \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \quad \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \\ \diagdown \quad / \\ \text{N} \\ / \quad \backslash \\ \text{H} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{H} \\ \diagdown \quad / \\ \text{N} \\ / \quad \backslash \\ \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \end{array}$	نام شیمیایی
۳	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_4 - \text{N} - \text{C}_2\text{H}_5 \\   \\ \text{OH} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5 - \text{N} - \text{N} - \text{C}_2\text{H}_5 \\   \quad   \\ \text{H} \quad \text{OH} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5\text{O} - \text{N} - \text{H} \\   \\ \text{H} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \quad \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \\ \diagdown \quad / \\ \text{N} \\ / \quad \backslash \\ \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \quad \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \\ \diagdown \quad / \\ \text{N} \\ / \quad \backslash \\ \text{H} \end{array}$	$\begin{array}{c} \text{H} \quad \text{H} \\ \diagdown \quad / \\ \text{N} \\ / \quad \backslash \\ \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} \end{array}$	فرمول کمپوند
۴	۱۱۹/۱۷	۱۳۳/۱۹	۱۰۵/۱۴	۱۹/۱۴۸	۱۰۵/۱۴	۶۱/۰۸	وزن مولکولی
۵	۲۳۷	۲۳۹	۲۲۱	۳۴۰	۲۶۹	۱۷۰/۵	نقطه جوش در 760mmhg
۶	-۷۱	۴۲	-۱۷/۵	۲۲/۴	۲۸	۱۰	نقطه انجماد
۷	۱۲۳/۹	۱۲۳/۹	۱۲۲/۷	۱۸۵	۱۳۷/۸	۹۳/۳	نقطه اشباع
۸	۵۴۲/۳	۵۴۴/۸	۵۳۷/۱۱	۴۵۵	۴۷۴/۷	۸۴۸	فشار بخاری
۹	۳۲۲	۳۹۹	۴۰۲/۶	۵۱۴/۳	۴۲۲/۱	۳۵۰	دمای بخاری
۱۰	۱/۰۴۲۴	30°C, ۹۹۹.	۱/۰۵۸	۱/۱۲۴	۱/۰۹۵	۱/۰۱۸	دانسیته در 20 °C
۱۱	۱/۰۴۱۳۳	-	۱/۰۵۴۹	۱/۱۲۲۸۰۷	۱/۰۸۹۲۵۵	۱/۰۱۶۱۵۸	گرایی
۱۲	۱/۰۴۱۸	۰/۹۸۹	۱/۰۵۷۲	۱/۱۲۵۸	۱/۰۹۱۹	۱/۰۱۷۹	وزن مخصوص
۱۳	-	۰/۶۹	۰/۵۷۱	۰/۷	۰/۴	۰/۴۰۸	گرمای ویژه
۱۴	-	-	۰/۱۲۱	-	۰/۱۷۷	۰/۱۳	ضریب هدایت حرارتی در 68°F
۱۵	۷۴۰ mmhg در ۲۳°F	۷۴۰ mmhg در ۱۸.۵	۷۴۰ mmhg در ۲۱.۹/۱۴	۷۴۰ mmhg در ۲۳.۰	۷۳۰ mmhg در ۲۸.۸	760mmhg در 7۵.۵	bhu/b
۱۶	-	-	-۶۷۴	-۴۰۰	-	-	گرمای تبخیر bhu/b
۱۷	۰%۰.۰%۵۰	۰%۲۰.۰%۴۰	۰%۵۰.۰%۷۰	-۶۳۰	-	۰%۱۵.۰%۲۵	گرمای جنب هر یونید H <sub>2</sub> S bhu
۱۹	20°C در ۱۰.۱	86°F در ۸۷.۰	60°F در ۴۰	68°F در ۱۰.۱۳	68°F در ۳۵.۰	68°F در ۲۴.۱	گر انرژی (بر دمای داده شده) cp
۲۰	-	113°F در ۱۹.۸	-	محلول ۹۵%	محلول ۹.۰%	-	ظرفیت جنب نسبی
۲۱	۰/۰.۴۱	۰/۰.۱	۰/۱.۴	۰/۰.۴۳	۰/۰.۵۸	۱/۰.۵	فشار بخار در 100°F mmhg
۲۱	۵۱	۴۶	۵۸	۴۱	۵۸	۱۰۰	ظرفیت جنب نسبی %

#### ۴-۶- اثر جذب گازهای اسیدی در خواص فیزیکی آمین ها :

در سیستم های فرآورشی گازهای ترش با آمین، وجود جزئی از هر نوع گاز اسیدی، می تواند اثرات زیادی در وضعیت تعادل بارگذاری و یا در مقدار تعادل در فشار جزئی برای سایر انواع گازهای اسیدی ایجاد نماید. روشن است که جذب گازهای  $H_2S$  در آمین، اثر منفی در مقدار جذب  $CO_2$  در آن دارد. همچنین وجود  $CO_2$  در محلول آمین، در مقدار جذب  $H_2S$  در آمین، اثر کاهنده ای را به وجود می آورد. محلول آمین که با یک نوع از گازهای اسیدی وارد واکنش شده است، مقدار فشار جزئی بر سایر انواع گازهای اسیدی را نیز اعمال خواهد نمود. به عنوان مثال اگر قسمتی از آمین با  $CO_2$  وارد واکنش شده باشد، به طور واضح، مقداری مشخصی از فشار جزئی  $H_2S$  نیز بر محلول آمین وجود خواهد داشت. وجود گازهای اسیدی  $H_2S$  و  $CO_2$  در آمین تمیز و احیاء شده ورودی به برج جذب، در محاسبات مربوط به سیستم های فرآورشی گازهای ترش با آمین، از اهمیت ویژه ای برخوردار می باشد. تعیین مقدار گازهای اسیدی موجود در آمین تمیز که در سیستم احیاء آمین از آن جدا نشده اند، در تعیین وضعیت عملیاتی قسمت بالای برج جذب تأثیر فراوان دارد.

در سیستم های احیاء آمین، مقدار باقی مانده گازهای اسیدی در محلول آمین احیاء شده را معمولاً از روی مقدار بخار تغذیه شده به ریبویلرهای برج احیاء، بررسی و برآورد می نماید. همچنین مقدار گازهای اسیدی خروجی در آمین تمیز از سیستم احیاء، به نسبت عددی گازهای اسیدی  $H_2S/CO_2$  نیز بستگی مستقیم دارد.

مقدار بهینه جذب گازهای اسیدی توسط محلول های MEA و DEA نباید از ۰/۳۵ مول گازهای اسیدی بر یک مول آمین تجاوز نماید. معمولاً حداکثر مقدار جذب گازهای اسیدی توسط محلول های آمین را، در سیستم های پالایش گاز و بدون به کار گیری تأسیسات از جنس فولاد ضد زنگ، در حدود حداکثر ۰/۴ مول از گازهای اسیدی بر یک مول آمین می دانند.

برای انجام محاسبات تعیین دبی آمین در گردش، باید توجه داشت که آمین تمیز احیاء شده نیز دارای ۰/۰۸ تا ۰/۱۲ مول گازهای اسیدی در هر مول آمین باشد. دلیل این امر آن است که، محصولات

کمپلکس حاصل از ترکیب گاز کربنیک با آمین، نیاز به درجه حرارت احیاء بالاتری دارد. لذا مقدار خالص گازهای اسیدی جذب شده توسط محلول MEA در حدود ۰/۲۵ مول گازهای اسیدی در هر مول آمین می باشد. برخی از طراحان و مسئولین بهره برداری، ممکن است از اثرات CO<sub>2</sub> پس مانده در محلول آمین احیاء شده غفلت نمایند و در نتیجه محلول آمین در حدود ۰/۱ مول از گازهای اسیدی را اضافه بر حد نرمال در یک مول خود جذب نموده و در نهایت مقدار پس ماند گازهای اسیدی به همان نسبت در محلول آمین تمیز بیشتر خواهد شد. لازم به ذکر است که محلول DEA را، در درجه حرارت ۲۴۰ °f (۱۱۶ °C) می توان از تمام گازهای اسیدی از نوع CO<sub>2</sub> و H<sub>2</sub>S عریان سازی و احیاء نمود.

خاصیت فیزیکی آمین بسته به مقدار گازهای اسیدی جذب شده توسط آن و درجه حرارت بهره برداری تغییر می یابد. به عنوان نمونه تغییرات در خواص فیزیکی محلول ۱۵٪ از MEA در درجه حرارت های بین ۵۰ °f (۱۰ °C) تا ۱۵۰ °f (۶۶ °C) و در مقدار بارگذاری گازهای اسیدی به شرح زیر مورد بررسی قرار گرفته اند :

۱. 0.2 mols CO<sub>2</sub> / mols MEA
۲. 0.4 mols CO<sub>2</sub> / mols MEA
۳. 0.6 mols CO<sub>2</sub> / mols MEA
۴. 0.4 mols H<sub>2</sub>S / mols MEA
۵. ( 0.2 mols CO<sub>2</sub> + 0.2 mols H<sub>2</sub>S ) / mols MEA

#### ۴-۶-۱- اثر گازهای اسیدی در مقدار ویسکوزیته ( گرانروی ) آمین :

مقدار ویسکوزیته محلول آمین با اضافه کردن H<sub>2</sub>S کم و با افزایش CO<sub>2</sub> زیاد می شود. اثرات متقابل H<sub>2</sub>S و CO<sub>2</sub> باعث می شود که، تغییرات مقدار گرانروی در محلول آمین به علت جذب گازهای اسیدی به حداقل مقدار خود برسد. مقایسه ای بین اثرات غلظت آمین در غلظت های ۱۵٪ و ۳۰٪ در مقدار گرانروی آمین، قبل و پس از بارگذاری آن تا حد ۰/۴ مول گاز CO<sub>2</sub> در هر مول محلول، نشان می دهد که دو پارامتر دما و غلظت آمین بزرگترین عوامل مؤثر در مقدار گرانروی آمین ها می باشند.

#### ۴-۶-۲- اثر گازهای اسیدی در وزن مخصوص محلول آمین ها :

گاز  $\text{CO}_2$  جذب شده، وزن مخصوص آمین را دو برابر بیشتر از  $\text{H}_2\text{S}$  هم حجم خود افزایش می دهد. افزایش وزن مخصوص آمین غنی شده در اثر جذب گازهای اسیدی جالب نبوده، ولی باید در محاسبه فشار مورد نیاز برای ارسال آمین کثیف به بالای برج احیاء مد نظر قرار گیرد. باید متذکر گردید که مقدار جذب گازهای اسیدی بیشتر از غلظت آمین در مقدار گرانیوی آن تأثیر می گذارد.

#### ۴-۶-۳- اثر جذب گازهای اسیدی در PH محلول آمین :

هرچند که مقدار PH آمین پارامتر عملیاتی مهمی از نظر طراحی و بهره برداری از سیستم پالایش گاز نمی باشد، ولی بررسی بر روی اثرات گازهای اسیدی بر مقدار PH، می تواند کار عملیاتی جالب توجه ای باشد. اثر گازهای اسیدی در مقدار PH، به مراتب بیشتر از اثر غلظت محلول آمین در اندازه PH است. مقدار این پارامتر، شاید یکی از پارامترهای مؤثر در مقدار خوردگی، در تأسیسات پالایش گاز باشد. موقعیت های ویژه نظیر مبدل های حرارتی و تجهیزات بالای برج احیاء آمین، با مقدار گازهای اسیدی زیاد و درجه حرارت بالا می باشند و از این جهت بررسی مقدار PH می تواند از عوامل مؤثر در کنترل پدیده خوردگی باشد.

## پرسشهای فصل چهارم

- ۱- آمین ها را تعریف کنید؟
- ۲- فرق آمین ها را از نظر ساختار مولکولی بیان دارید؟
- ۳- استفاده از آمین به جای آمونیاک در تصفیه مایعات نفتی و گازهای ترش چیست؟
- ۴- MEA را برای حذف چه موادی از گاز طبیعی می توان استفاده نمود؟
- ۵- چه عواملی در گاز طبیعی باعث می شوند تا قدرت شیمیایی MEA کاهش یابد؟
- ۶- مزایا و معایب فعل بودن MEA در چیست؟
- ۷- میزان خوردگی و فعالیت MEA و DEA را در غلظت یکسان با هم مقایسه کنید؟
- ۸- در حضور ترکیبات کربونیل سولفاید و کربن دی سولفاید از چه حلالی می توان استفاده نمود؟
- ۹- وجود آب برای کدام یک از ترکیبات دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن در حضور DEA ضروری است؟
- ۱۰- مشخصات مهم حلال DGA چیست؟
- ۱۱- حلالهای DGA و MEA را با هم مقایسه کنید؟
- ۱۲- جهت جداسازی COS از پروپان مایع از چه حلالی می توان استفاده نمود؟
- ۱۳- اثر فشار در جذب گازهای اسیدی توسط DIPA را توضیح دهید؟
- ۱۴- آیا COS و CO<sub>2</sub> را می توان توسط DIPA جذب نمود؟
- ۱۵- مزایا و ویژگی های MDEA چیست؟
- ۱۶- مصرف انرژی MDEA نسبت به DEA به چه صورت است؟ چرا؟
- ۱۷- ویژگی MDEA نسبت به آمین نوع اول و دوم چیست؟
- ۱۸- علل مهم جایگزینی DEA به جای MEA چه بوده است؟



- ۱۹- هیدروکربورهای موجود در گازهای اسیدی برای واحدای بازیافت گوگرد چه اشکالاتی ایجاد می نمایند؟ در طراحی یک واحد تصفیه گاز امکان تغذیه چند درصد از هیدروکربورها به همراه گازهای اسیدی برای این واحدها مد نظر قرار می گیرد؟
- ۲۰- مهمترین فاکتور برای برآورد هزینه های سرمایه گذاری و هزینه های جاری عملیاتی در سیستم فرآورش گاز چیست؟
- ۲۱- آمینهای نوع اول، دوم و سوم را از نظر سرعت و ظرفیت جذب با هم مقایسه کنید؟
- ۲۲- چرا باید از محلول آبی آمینها استفاده کرده و نمی توان آمین خالص را به تنهایی مورد استفاده قرار داد؟
- ۲۳- نقش بار گذاری گازهای اسیدی در آمین تمیز چیست؟
- ۲۴- حرارت مورد نیاز برای احیا کدامیک از گازهای اسیدی سولفید هیدروژن و یا دی اکسید کربن بیشتر است و به چه علت؟
- ۲۵- نقش گازهای اسیدی در گرانیوی آمین ها چیست؟
- ۲۶- پارامترهای مهم در مقدار گرانیوی آمین ها را بیان نمایید؟
- ۲۷- نقش بررسی PH در محلول آمین چیست؟

## فصل پنجم

### وظایف دستگاهها در پالایشگاه گاز

- ✓ تفکیک گرای گاز ترش ورودی
- ✓ برج جذب
- ✓ دستگاه تفکیک گرای گاز شیرین
- ✓ مخزن انبساط آمین
- ✓ خنک کننده آمین
- ✓ برج احیاء آمین
- ✓ ریویولر برج احیاء
- ✓ کندانسور سیستم رفلاکس
- ✓ جداکننده و پمپ سیستم رفلاکس
- ✓ فیلترها
- ✓ بهره برداری از ریکلیمر

## وظایف دستگاهها در پالاشگاه گاز :

هر دستگاهی که در تأسیسات پالایش گاز نصب شده است دارای وظایف فرآورش به خصوص است که در ذیل به خلاصه آنها اشاره می شود :

### ۵-۱- تفکیک گرای گاز ترش ورودی<sup>۵۲</sup> :

جدا کننده گاز ترش ورودی، از ورود هیدروکربورهای مایع و آب نمک توسط گازها به برج تماس با آمین جلوگیری می کند. معمولاً صفحات توری در قسمت فوقانی جداکننده نصب می شود. ورود هیدروکربورهای مایع به برج تماس، باعث افزایش پدیده کف کنندگی، کاهش ظرفیت تصفیه و نهایتاً افزایش هرز رفت آمین می گردد. دستگاه تفکیک گرای گاز ورودی باید به طور مرتب مورد بازرسی قرار گیرد تا از بروز اشکالات عملیاتی در آن اجتناب شود. باید سعی گردد تا از یخ زدن لوله خروجی مایعات در هوای سرد، ممانعت به عمل آید. اگر حجم مایعات ورودی به واحد تفکیک گرا بیشتر از حد طراحی باشد، موجب ایجاد پدیده Carry Over شده و مایعات را به داخل سیستم آمین در گردش ارسال می دارد. لذا گازهای استحصال از چاههای گازی، باید از واحدهای تفکیک گرای سرچاهی عبور داده شوند تا میعانات گازی و مواد بازدارنده خوردگی از آنها جدا شوند. از باز کردن تمام چاهها به طور همزمان باید خودداری گردد. این کار باعث ارسال حجم زیاد مایعات به صورت Slug به سیستم های پالایش گاز خواهد گردید. مشکلات عملیاتی ناشی از Carry Over در دستگاههای تفکیک گرای ورودی به شرح زیر طبقه بندی می شوند :

۱- ذرات جامد که توسط گاز ترش وارد سیستم تصفیه گاز می گردند، باعث افزایش مقدار خوردگی و یا جمع شدن در نواحی مردابی در سیستم گردیده که موجب گرفتگی برجها و کثیف شدن مبدل های حرارتی می گردند.

۲- آب آزاد، باعث رقیق شدن آمین شده و ممکن است آنقدر قدرت آمین را پایین بیاورد که نتواند گازهای ترش ورودی را به طور مؤثر تصفیه نماید.

<sup>52</sup> . IGS:Inlet Gas Separator

۳- آب نمک دار ضمن رقیق نمودن محلول آمین، باعث ایجاد رسوب نمکی در ریویولرها شده و ضمن کاهش تبادل حرارتی، باعث ایجاد خوردگی در سیستم می شود. یونهای کلراید در فولادهای ضد زنگ، ایجاد ترک های ناشی از تنش S.C.C. را می نمایند.

۴- هیدروکربورهای ورودی به سیستم تصفیه، باعث افزایش هرز رفت آمین در اثر ایجاد کف و تبخیر آنها در ریویولرها می گردند. همچنین هیدروکربورها تجزیه شده و باعث ته نشینی کثافات ضخیم و سخت در تیوبهای ریویولرها می شود.

#### ۵-۲- برج جذب (تماس)<sup>۵۳</sup>:

برج تماس با آمین، از مخزن قائم استوانه ای فشار بالا تشکیل یافته که در حدود ۲۵ الی ۳۰ عدد سینی در خود جای داده است. گاز ترش از قسمت پایین برج وارد شده و به طرف بالا حرکت می کند. آمین نیز از قسمت فوقانی برج پس از ورود، در مسیر سینی ها به طرف پایین جریان پیدا کرده و با گاز تماس برقرار می کند. آمین غنی شده از گازهای اسیدی (آمین کثیف)، از قسمت پایین برج و توسط شیر کنترلی که سیگنال خود را از کنترلر سطح در زیر سینی های برج دریافت می دارد، به خارج برج جریان پیدا می کند. لازم به ذکر است که فشار در شیرهای مذکور کاهش می یابد. برج تماس ممکن است دارای سینی های مشبک، دریچه ای و یا فنجانای بوده و یا توسط انباشته<sup>۵۴</sup> پر شده باشد.

جمع شدن کثافات زیاد در سینی های برج تماس و یا انباشته ها، می تواند باعث ایجاد هرز رفت زیاد آمین و تصفیه ناقص گازهای ترش شود. لذا سینی ها و انباشته همیشه باید تمیز نگهداری شوند. درجه حرارت گازهای ورودی برای تصفیه بهتر آمین و کاهش هرز رفت باید در  $37/8^{\circ}\text{C}$  ( $100^{\circ}\text{F}$ ) و یا کمتر از آن نگهداری شود. برای جلوگیری از تقطیر هیدروکربورها و ایجاد پدیده کف ناشی از تقطیر آنها در برج تماس، باید درجه حرارت آمین حدود  $5^{\circ}\text{C}$  ( $10^{\circ}\text{F}$ ) بالاتر از درجه حرارت گاز ورودی به برج

<sup>53</sup> .Amine Contactor

<sup>54</sup> . Packing

نگهداری شود. حداقل درجه حرارت تماس در برج باید در حدود  $50-60^{\circ}\text{F}$  نگهداری شود تا از ایجاد کف و تصفیه ناقص گازهای ترش جلوگیری به عمل آید.

در زمان راه اندازی واحد، ابتدا باید فشار برج تماس را تا فشار بهره برداری بالا برده و سپس جریان آمین در گردش را برقرار نمود. جریان آمین در تمام سینی ها برقرار و لول<sup>55</sup> گیری می شود. دبی گازهای ورودی به برج جذب، باید به طور آهسته افزایش داده شود تا به ظرفیت بهره برداری برسد. این تمهیدات از هرز رفت آمین توسط گازهای خروجی از برج، جلوگیری به عمل می آورد. در زمان از سرویس خارج نمودن واحد، باید جریان گاز به طور آهسته کاهش یافته و منابع تولید گرما قطع شوند. برای جلوگیری از تجزیه آمین در اثر حرارت، باید پمپهای آمین در گردش، همچنان در حال کار نگهداری شوند تا درجه حرارت ریپولرها به  $66^{\circ}\text{C}$  ( $150^{\circ}\text{F}$ ) کاهش یابد. برای جلوگیری از هرز رفت آمین، باید فشار واحد به طور آرام پایین آورده شود.

#### ۵-۳- دستگاه تفکیک گرای گاز شیرین<sup>56</sup>:

جدا کننده گاز شیرین شده، معمولاً برای جداسازی آمین به همراه گاز شیرین خروجی از بالای برج تماس و برگشت دادن آن به مخزن انبساط، به کار گرفته می شود. این جداکننده دارای توری های مخصوص در قسمت فوقانی خود می باشد تا از هرز رفت آمین، به همراه گاز شیرین شده به سایر سیستم های نم زدایی و فرآوری جلوگیری به عمل آید.

#### ۵-۴- مخزن انبساط آمین<sup>57</sup>:

چون برج تماس در فشار بالا مورد بهره برداری قرار می گیرد، مخزن انبساط آمین به منظور کاهش فشار آمین و جداسازی هیدروکربورهای حل شده مانند اتان، متان و پروپان از آمین کثیف به کار

<sup>55</sup> . Level

<sup>56</sup> . TGS: Treated Gas Separator

<sup>57</sup> . Flash Drum

گرفته می شود. با نصب برجک تماس، حاوی ۴-۶ سینی در قسمت فوقانی مخزن انبساط، و با برقراری جریان کوچکی از آمین در این برجک، گازهای جدا شده در مخزن انبساط را شیرین نموده و به منظور گاز سوختی در پالایشگاه گاز مورد استفاده قرار می دهند.

شیر کنترل نصب شده بر لوله آمین کثیف و خروجی از برج جذب، باید از نقطه نظر سائیدگی قطعات داخلی مرتباً تحت بازرسی قرار گیرد. با استفاده از شیر دستی کنار گذر می توان واحد را در حال بهره برداری نگه داشته و شیر کنترل را از مدار خارج نمود. همچنین با انتخاب لوله و شیر کنترل بزرگتر می توان از خوردگی داخلی آنها جلوگیری به عمل آورد. استفاده از قطعات از جنس فولاد ضد زنگ و طراحی از نوع low Aerodynamic Noise Trim-Design در شیرهای انبساط مورد مصرف، توصیه شده است. موقعیت نصب شیر کنترل درست در ورودی آمین کثیف به مخزن انبساط باید قرار داشته باشد. در هر صورت عمر دستگاههای در مسیر آمین کثیف، بخصوص لوله ها و مبدل های حرارتی، بستگی به انتخاب محل نصب مخزن انبساط به منظور کاهش فشار آمین کثیف دارد. در حقیقت مقدار خوردگی در مبدل های حرارتی با آزاد شدن گازهای اسیدی در آنها افزایش می یابد. از آنجا که با افزایش درجه حرارت و کاهش فشار گازهای اسیدی از آمین کثیف جدا می شود، توصیه شده است که فشار در طول مبدل حرارتی ثابت و سقف درجه حرارت در حد  $82-88^{\circ}\text{C}$  ( $180-190^{\circ}\text{F}$ ) نگهداری شود.

#### ۵-۵- خنک کننده آمین :

برای خنک کردن آمین تمیز، قبل ورود به برجهای جذب، معمولاً از مبدل های حرارتی که با آب و یا هوا خنک می شوند استفاده می گردد.

### ۵-۶- برج احیاء آمین<sup>۵۸</sup> :

برج احیاء آمین، در حقیقت برج جریان سازی است که حدود ۲۴ عدد سینی داشته و آمین پیش گرم شده، از نازل نصب شده در قسمت فوقانی آن وارد برج می شود. بخارات تولید شده از محلول آمین در دستگاههای ریپویلر، حرارت مورد نیاز برای جدا شدن گازهای اسیدی از آمین کثیف را تأمین نموده و در جهت عکس جریان آمین، باعث جدا شدن گازهای اسیدی در سینی های برج احیاء در فشار پایین می شود.

سینی های بالایی برج احیاء که در قسمت بالاتر از سینی آمین کثیف ورودی به برج قرار دارند، به سینی های رفلاکس موسوم بوده و از هرز رفت آمین و همراهی آن با گازهای اسیدی خروجی از بالای برج احیاء، ممانعت به عمل می آورند.

برج احیاء معمولاً به سینی های مشبک مجهز بوده و در پاره ای موارد از انباشته مختلف نیز استفاده می شود. معمولاً حجم زیادی از آمین در بخشهای تحتانی برج نگهداری می شود تا ضمن فراهم شدن تمهیدات عملیاتی برای تغییر احتمالی سطح آمین در پایین برج از کاهش جریان در لوله مکش پمپهای آمین (در صورت موجود بودن) نیز جلوگیری شود.

### ۵-۷- ریپویلر برج احیاء :

دستگاه ریپویلر، برای تولید بخارات مورد نیاز برای جداسازی گازهای اسیدی از آمین کثیف، که در مسیر سینی ها در داخل برج احیاء به طرف پایین جریان دارد، مورد استفاده واقع می شود. حرارت بخار اشباع، با فشار حدود (۴-۳/۴۵) مورد استفاده قرار می گیرد.

<sup>58</sup>.Amine Regenerator

#### ۵-۸- کندانسور سیستم رفلاکس :

کندانسور سیستم رفلاکس برای خنک کردن گازهای اسیدی خروجی از بالای برج احیاء، از درجه حرارت  $116^{\circ}\text{C}$  ( $240^{\circ}\text{F}$ ) تا دمای  $37/8 - 49^{\circ}\text{C}$  ( $100-120^{\circ}\text{F}$ ) به کار گرفته شده و بخار آب همراه گازهای اسیدی را تقطیر نموده و به سیستم بر می گرداند.

#### ۵-۹- جداکننده و پمپ سیستم رفلاکس :

جدا کننده سیستم رفلاکس، آب تقطیر شده از بخارات همراه گازهای اسیدی را جدا کرده و به عنوان مخزن ورودی، برای پمپهای سیستم رفلاکس نیز عمل می نماید.

#### ۵-۱۰- فیلتراسیون آمین :

معمولاً آمین تمیز و یا کثیف را، توسط فیلترهای نصب شده در لوله کنار گذر، با ظرفیت جریان دهی ۳٪ الی ۱۰٪ حجم کل آمین در گردش و به منظور جداسازی ذرات بزرگتر از قطر حدود ۲ میکرون، تمیز می نمایند. در برخی از واحدهای تصفیه گاز، فیلترهای ذغالی با ظرفیت جریان دهی حدود ۲٪ حجم کل آمین در گردش، برای جداسازی هیدروکربورها و سایر مواد ایجاد کننده کف از سیستم آمین، مورد بهره برداری قرار می گیرند. فیلترهای ذغالی معمولاً توسط بخار و یا کندانسیت بخار آب احیاء می شوند.

#### ۵-۱۱- ریکلیمر :

دستگاه ریکلیمر در واحدهای تصفیه گاز با MEA، برای جداسازی ناخالصیهای با نقطه جوش بالا و نمکهای که ترکیبات شیمیایی آنها با آمین در سیستم احیاء غیر قابل بازگشت باشند، در سیستم آمین در گردش مورد استفاده قرار می گیرند بدین وسیله از بروز پدیده کف، خوردگی، کاهش در کیفیت تصفیه و هرز رفت آمین جلوگیری به عمل می آید. به سبب پایین بودن تبخیر دی اتانول آمین و به



علت اینکه DEA قبل از رسیدن به نقطه جوش، ترکیب شیمیایی خود را از دست می دهد در سیستم های تصفیه گاز با DEA از ریکلیمر استفاده نمی شود.

معمولاً جریان کنار گذر از سیستم اصلی آمین در گردش و با دبی حدود ۱٪ تا ۲٪ در دستگاه ریکلیمر تغذیه می شود. در واحدهای پالایش گاز که مشکل بروز پدیده کف<sup>۵۹</sup> در آنها وجود دارد، می توان با بهره برداری صحیح از ریکلیمر مواد کف زا را از آمین جدا کرده و ظرفیت تصفیه را بالا برد.

---

<sup>59</sup> . Foaming

پرسشهای فصل پنجم

- ۱- ورود هیدروکربورها به برج جذب چه مشکلاتی را ایجاد می نماید؟
- ۲- چه نکاتی را باید در مورد تفکیک گرای گاز ترش ورودی در نظر گرفت؟
- ۳- Carry Over در جدا کننده گاز ورودی چه اشکالاتی را به وجود می آورد؟
- ۴- کثیفی ها در برج تماس چه اشکالاتی ایجاد می نمایند؟
- ۵- در هنگام از سرویس خارج نمودن واحد و در سرویس قرار دادن آن، چه نکاتی را در مورد برجهای جذب باید رعایت نمود؟ چرا؟
- ۶- نصب برجک در بالای مخزن تبخیر ناگهانی به چه منظوری انجام می شود؟
- ۷- نقش سینی های رفلاکس در برج احیا چیست؟ این سینی ها در کجا قرار دارند؟
- ۸- علت نگهداری حجم زیادی از آمین، در انتهای برج احیا چیست؟
- ۹- فرق ریکلیم و فیلتراسیون چیست؟
- ۱۰- میزان جریان عبوری از ریکلیم و فیلتراسیون به چه مقدار می باشد؟

## فصل ششم

### مروری بر انواع برجهای جذب واحدهای تصفیه گاز ترش

- ✓ برجهای جذب سینی دار
- ✓ انواع سینی
- ✓ مشخصات مکانیکی برج
- ✓ قطر برج
- ✓ فاصله سینی ها
- ✓ ناودان، مجرای ریزش مایع
- ✓ بند
- ✓ جداره برج
- ✓ بازده برجهای سینی دار
- ✓ برجهای آکنده
- ✓ طغیان
- ✓ اندازه برج پر شده
- ✓ انتخاب نوع برج

در فصلهای گذشته، علاوه بر بررسی انواع حلالهای شیمیایی که در برجهای جذب پالایشگاه ها می توانند به کار روند و ضمن تشریح مزایا و معایب آنها، به بررسی و نحوه عملکرد هر دستگاه موجود در یک واحد تصفیه گاز نیز پرداختیم. یکی از این تجهیزات، برجهای جذب می باشد. این برجهای جهت شیرین سازی گاز ترش به کار می روند که در ادامه به بررسی کاملتر آنها می پردازیم. در جذب گاز، بخار محلول از مخلوط خود با مایعی که حل شونده گاز نسبتاً در آن محلول است، جذب می شود. مایع جذب شده را یا دور ریخته و یا به علت مسائل اقتصادی، پس از بازیابی مورد مصرف قرار می گیرد. برای انجام این عملیات، از ستونهای جذب استفاده می گردد. این ستونها به دو نوع کلی سینی دار و پر شده تقسیم می شوند.

#### ۶-۱- برجهای جذب سینی دار:

مزیت اصلی ستونهای سینی دار به جای برج پر شده، حل مشکل توزیع مایع در ستونهای با قطر بالا است. قطر این برجهای از ۱ ft (۰/۳ m) تا بیش از ۳۰ ft (۹ m)، و تعداد سینی ها از چند عدد تا حدود صد عدد می باشد. فاصله بین سینی ها نیز از ۶ in یا کمتر، تا چند فوت تغییر می نماید. این ستونها ممکن است در فشار بالا یا پایین کار کنند و دمای گاز یا مایع در آنها تا حد  $900^{\circ}C$  نیز مانند پالایش بخارهای سدیم و پتاسیم می تواند بالا رود. طراحی این ستونها بسیار بر روابط تجربی و تجدید نظرهای مهندسی استوار است.

در برجهای تماس که استوانه های عمودی شکل اند، مایع و گاز به صورت مرحله ای در سینی ها<sup>۶۰</sup> با یکدیگر تماس می یابند به طوریکه مایع از بالای برج وارد و در اثر نیروی وزن خود به طرف پایین جریان می یابد. مایع در این مسیر از طریق یک یا چند مجرا، به سینی پایین منتقل می گردد. گاز نیز از پایین و از درون روزنه های موجود در صفحات (سینی ها) به صورت حباب درون مایع پراکنده و

<sup>60</sup>.Tray

سرکف<sup>۶۱</sup> ایجاد می نماید و سپس از آن جدا و به سمت صفحه بعدی حرکت می کند. تعداد این سینی ها به سختی جداسازی مورد نظر بستگی داشته و با برقراری موازنه مواد، وضعیت تعادلی هر مرحله به دست می آید. در این برجها، داشتن تلاطم برای ایجاد ضریب انتقال جرم بالاتر و افزایش زمان تماس فاز ها، با افزایش عمق مایع روی سینی و افزایش سرعت گاز میسر است. البته یادآور می شویم که خارج از محدوده بودن این افزایش، باعث بروز مشکلاتی در نحوه عملکرد برج نیز می گردد.

#### ۶-۱-۱- انواع سینی:

سینی ها دارای انواع گوناگونی اند که به عنوان مثال به انواع کلاهکی، غربالی، دریچه ای، دودکشی، لیند و ... می توان اشاره نمود. روشهای مختلفی در هدایت جریان مایع بر روی سینی وجود دارد، به این صورت که یک یا چند محل ریزش مایع در روی سینی می تواند در نظر گرفته شود. در ادامه به بررسی چند سینی معمول پرداخته می شود:

#### ❖ سینی کلاهکی<sup>۶۲</sup>

در این نوع سینی بخار از مجرای دودکشمانندی وارد کلاهک بالای مجرا گردیده و از طریق شکافهایی که در اطراف کلاهک موجود است وارد فاز مایع می گردد. بازده این سینی ها بالا است. اما شیب زیادتر از حد مایع روی سینی، ایجاد اشکالاتی می نماید به این ترتیب که، بخار از کلاهکهایی که در نزدیک بند خروجی قرار گرفته عبور می نماید در حالیکه، عمق زیاد مایع در طرف دیگر سینی فشار زیادی بر روی شکافها وارد کرده و مانع ورود بخار می گردد. علاوه بر این، فشار زیاد مایع در این قسمتها از سینی، باعث می شود که مایع از بالای مجرای بالا برنده بخار به پایین ریخته و در روی سینی زیرین بریزد. این عامل بازده سینی را کم می کند. چون در این حالت بخشی از مایع،

<sup>61</sup> . froth

<sup>62</sup> . bubble cap

بدون آنکه با گاز تماس یابد وارد سینی بعدی شده است. این نوع سینی بیش از ۱۵۰ سال است که استفاده می شود. در سالهای ۱۹۲۰ تا ۱۹۵۰ تقریباً تمام برجها از این نوع سینی داشته اند و محدوده رضایت بخشی از turndown را در بر می گیرند. اما به علت هزینه ساخت دو برابر آنها نسبت به دیگر سینی ها در طراحی های جدید منسوخ شده اند. شکل ۱-۶ نمونه ای از این سینی را نشان می دهد



شکل ۱-۶: سینی کلاهکی

#### ❖ سینی های مشبک<sup>۶۳</sup>

این سینی ها به سینی های غربالی معروفند و مانند یک غربال یا آبکش می باشند که از صفحات فلزی با سوراخهای کوچک گرد تشکیل شده اند. حرکت سریع بخار از روزنه های موجود، باعث عدم ریزش مایع به سینی پایینی می گردد. این عبور از درون مایع، باعث حبابی شدن مایع و ایجاد لایه متلاطم در روی مایع سینی گردیده و ضمن تشکیل کف، انتقال مواد بین دو فاز را افزایش می دهد. این سینی، کارآیی بالا و هزینه نصب و نگهداری پایین را دارا است و به طور گسترده ای در صنایع به کار می رود. به طور مثال به استفاده آن در برجهای تقطیر دی پروپانایزر و دی بوتانایزر واحدهای اولوفین پتروشیمی می توان اشاره نمود. اندازه منافذ این سینی ها معمولاً ۵ تا ۱۲ mm و

<sup>63</sup>. sieve, perforate

به شکل مثلثی می باشد. معمولاً این سینی در سیستمهای با دبی ملایم مایع، به کار می رود. شکل ۲-۶ این سینی را نشان می دهد.



شکل ۲-۶ سینی مشبک

#### ❖ سینی های دریچه ای<sup>۶۴</sup>

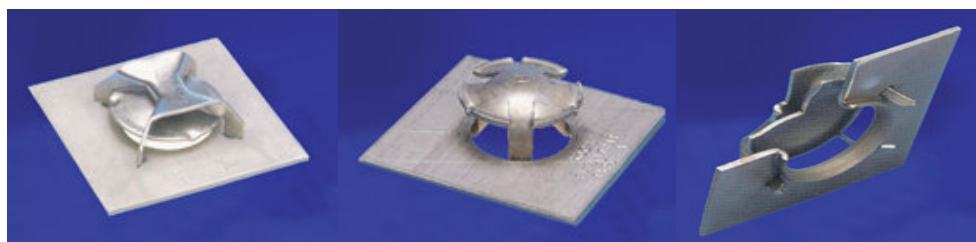
این سینی نوع تکامل یافته سینی غربالی می باشد به طوریکه اندازه سوراخها بزرگتر ( ۴۰ mm - ۳۵ ) بوده و روی سوراخ در پوشی قرار گرفته است که با تغییر سرعت بخار بالا و پایین می رود. به علت وزن درپوش با کاهش سرعت گاز، درپوش پایین و از انتقال مایع به سینی بعد جلوگیری می نماید. تقریباً به علت بازده بالا و درصد جداسازی زیاد در طول فرآیند، متداولترین نوع سینی در صنایع شیمیایی می باشند. این درپوشها ( دریچه ها ) بسته به استفاده آنها شکلهای متفاوتی دارند.

شرکت Koch سینی هایی به نام سینی های انعطاف پذیر با نام Flexitray تولید می نماید که در گروه این سینی ها قرار می گیرند. کلاهکها در این نوع، دو مدل T و A دارند. نوع T قابلیت حرکت کلاهکها بر اساس چهار پایه، و نوع A مدل ساده تری است که کلاهکهای دایره ای با پایه های نگاه دارنده مرکب را دارا است. سینی های انعطاف پذیری که در مدل های A, T, AF, و TF ساخته شده اند دارای مزایای: ظرفیت بالا برای اندازه مشخص از برج، پخش یکنواخت گاز در روی

<sup>64</sup> . valve

سینی، بازدهی بالا، ماندگی کمتر مایع در گاز، آشکار بودن همه سطوح و متعلقات برای بازدید، نیاز کمتر به نظافت و تمیز کاری و افت فشار کم به دلیل کوچکی ناودان بوده و از سال ۱۹۵۲ با وزنهای متفاوتی در حال تولیدند. کلاهکها با وزنهای متفاوت به صورت یک در میان در ردیفهای موازی با بند قرار گرفته و در شدت جریان کم گاز، کلاهک سبکتر برای ۲۰ تا ۳۰ درصد ظرفیت سینی باز شده و کلاهک سنگین تر برای ۵۰ تا ۷۰ درصد ظرفیت سینی باز خواهند شد. در ظرفیت کامل، تمام کلاهکها باز می شوند.

در جریان کم مایع، سطح مایع بر روی سینی مناسب و هنگامی که گرادیان هیدرولیکی نداریم، یا به عبارتی دیگر، در کمتر بودن سطح مایع در ناودانی، خیلی پایین تر از سطح مایع روی سینی، توزیع گاز در روی سینی یکنواخت خواهد بود و ماندگی در گاز، در نزدیکی بند کم می شود. از نظر بازده این سینی ها تقریباً بازده برابر سینی های مشبک با منافذ ۶ mm را دارا هستند. شکل ۳-۶ چند مدل از این نوع را نشان می دهد.



شکل ۳-۶ سینی های دریچه ای

#### ❖ سینی دودکشی

این سینی، در مواقعی استفاده می شود که می خواهیم از برج، جریان جانبی خارج کنیم. این سینی برخلاف سینی های دیگر از تماس فازهای مایع و بخار جلوگیری می نماید. هدف این سینی گرفتن جریانی از برج با ترکیب درصد خاص است.



❖ سینی های لیند<sup>۶۵</sup>

در این نوع سینی یک نوع صفحه سوراخ دار، با تغییراتی در نوع شبکه ها به منظور ایجاد اثراتی در جریان مایع ایجاد گردیده است به طوریکه، در سینی های بزرگ حتی با قطر بیش از ۱۰ متر کاهش گرادیان مایع را باعث می گردد و با تغییر جهت جریان، سطوح غیر فعال را از بین برده و در سرتاسر سینی جریان قالبی مناسبی را ایجاد می کند. گاهی نصب یک سطح شیب دار در قسمت ورودی به صفحه می تواند سبب افزایش تولید حباب شود و علاوه بر آن از شدت ریزش مایع از منافذ می کاهد و کف یکنواختی در سراسر سینی ایجاد می نماید.

## ❖ Dyna Valves

این نوع ویژه، استاندارد Rhine Ruhr بوده که از سال ۱۹۹۴ تولید می گردد و قابلیت تجهیز شدن اکثر Valve Tray ها را نیز دارا می باشد. این نوع سینی دارای ترکیب به هم پیوسته منحصر به فردی بوده که باعث بهبودی کارایی و کاهش اتلاف تعداد Valve ها می گردد و جایگذاری ساده ای را نیز دارا می باشند. شکل ۴-۶ یک نمونه از این مدل را نشان می دهد.



شکل ۴-۶: سینی Dyna Valves

<sup>65</sup> . Linde

### ❖ Cage Valve

برای سیستمهای ناپایا، انتخاب مناسبی به شمار آمده اما در دبی های پایین، ساییدگی را زیاد می نماید. شکل ۵-۶ این مدل را مشخص می سازد.



شکل ۵-۶: سینی Cage Valve

### ❖ Cartridge Tray

برای برجهای با قطر کم، به ویژه زیر ۹۰ mm مناسب بوده و قادر است، اهداف ویژه مکانیکی مشتریان را تامین نماید. نکته قابل توجه این نوع مکانیزم، آب بندی پیرامون کف سینی است.

#### ۶-۲- مشخصات مکانیکی برج:

در این قسمت به طور کلی به مشخصات مکانیکی برج مانند قطر ، فضای بین دو سینی، مجاری ریزش مایع، بند و ۰۰۰ و عوامل تاثیر گذار بر آنها اشاره می نماییم.

#### ۶-۲-۱- قطر برج

قطر برج، بر اساس شدت جریان مایع و بخار تعیین می گردد. با وجود اینکه شدت جریانهای مایع و بخار در طول برج تغییر می کند اما تغییر اندازه برج، یعنی برجی با چند قطر مختلف مقرون به صرفه نیست مگر در حالتیکه، برج از آلیاژهای گران ساخته شده و یا تغییر شدت دو فاز در طول برج زیاد باشد.

از اینرو بالاترین مقادیر جریان هر فاز، برای محاسبه قطر برج در ستون، در نظر گرفته می شود. برای کاهش قطر برج، فواصل بین سینی ها را می توان افزایش داد. این عمل باعث اقتصادی شدن ساخت برج می گردد. بنابراین منحنی تغییرات هزینه ساخت یک برج که بستگی به ارتفاع و قطر برج دارد، از یک بهینه که به ازاء آن هزینه حداقل می گردد، عبور می نماید.

#### ۶-۲-۲- فاصله سینی ها<sup>۶۶</sup>:

فواصل سینی ها از یکدیگر، بر اساس شرایط مربوط به هزینه ساخت، نگهداری و عملکرد برج تعیین می شود. گاهی به علت محدودیت در ارتفاع برج نیاز می شود که فواصل سینی ها از هم ۱۵ cm اختیار شود. اما فاصله ۲۰ cm به جز در حالتیکه قطر برج خیلی کم است، متداولتر است تا شستشو و نظافت سینی ها عملی تر باشد. عموماً در برجهای با قطر کمتر از ۱/۲ m، فاصله سینی ها ۴۵ تا ۵۰ cm اختیار می شود اما در برجهای با قطر بالاتر، فاصله بیشتری در نظر گرفته می شود.

#### ۶-۲-۳- ناودان، مجاری ریزش مایع<sup>۶۷</sup>:

ناودان عبارت است از مجرای انتقال مایع از هر سینی، به سینی پایین تر که اشکال گوناگونی را می تواند دارا باشند. مثلاً می توان از لوله های استوانه ای که دو سینی را به هم متصل می نمایند استفاده کرد. اما در اکثر موارد، از یک صفحه عمودی متصل به انتهای سینی، که تا سینی پایین امتداد می یابد (بدین گونه قطاعی از برج جدا می شود) استفاده می گردد. در داخل ناودان به علت ریزش مایع، کف ایجاد می شود که باید از انتقال آن به سینی پایین ممانعت به عمل آید. به عبارتی دیگر، تنها مایع شفاف<sup>۶۸</sup> باید وارد سینی پایین گردد و این کار تنها با زمان اقامت کافی در ناودان میسر می باشد که خود به طور مستقیم، با فاصله بین دو سینی در ارتباط است. انتهای ناودان باید تا حدی به سینی

<sup>۶۶</sup> . Tray Spacing

<sup>۶۷</sup> . Down Spouts

<sup>۶۸</sup> . Clear Liquid

پایین نزدیک گردد که سطح مایع روی سینی آن را در بر گیرد. برای این منظور انتهای ناودان ۲/۵ تا ۳ cm از لبه بند خارجی، پایینتر قرار می گیرد. این عمل سبب می شود تا بخار از طریق ناودان به سینی بالا جریان پیدا نکند. هر ناودان ده تا پانزده درصد سطح مقطع ستون را تشکیل می دهد.

#### ۶-۲-۴- بند<sup>۶۹</sup>:

همانطور که گفته شد برای تماس مناسب گاز-مایع، باید مقداری مایع روی سینی تجمع یابد. لذا در انتهای سینی، از مانعی موسوم به بند استفاده می شود. این بند می تواند از امتداد صفحه ای که ناودان را تشکیل می دهد به سمت بالا حاصل گردد و یا به صورت یک قطعه جداگانه روی سینی نصب شود. این بندها عموماً به شکل مستطیل با لبه صاف یا با لبه دندانه ای اند. استفاده از نوع مدور، که از امتداد ناودان استوانه ای به سمت بالا ایجاد می گردد، توصیه نمی شود.

این بندها چون در قسمت انتهایی سینی قرار دارند، بند خارجی نامیده می شوند. گاهی از بند داخلی نیز برای حصول اطمینان از ورود مایع شفاف روی سینی استفاده می شود. فاصله بین سوراخهای سینی تا بند باید ۷ تا ۱۰ cm باشد، تا در هدایت مایع روی سینی اشکال ایجاد نشود. علاوه بر آن، این امر سبب می شود در این فاصله ای که مایع می پیماید، حبابهای گاز از آن جدا شوند.

#### ۶-۲-۵- جداره برج:

برای ساخت برج با توجه به مشخصات فرآیند و میزان خوردگی موادی که به برج وارد می شوند، می توان از مواد مختلف استفاده کرد. با وجود آنکه استفاده از شیشه، فلزات همراه با آستر شیشه ای، کربن نفوذ ناپذیر و مواد پلاستیکی و چوب امکانپذیر است، اما در بیشتر موارد از فلزات استفاده می شود. گاهی نیز از آجرهای ضدخوردگی در داخل جداره فلزی، به عنوان پوشش محافظ کمک گرفته می شود.

<sup>69</sup> . weir

در بعضی موارد، جداره از قطعات استوانه ای مجزایی ساخته می شود که به وسیله لوله به هم وصل می شوند. در روی جداره، لبه هایی برای نصب سینی ها منظور می گردد.

#### ۶-۲-۶- بازده برجهای سینی دار:

بازده جذب در این برجها، معمولاً بین ۶۰ تا ۸۰٪ می باشد و بازده بیشتر برای مواد حل شده با وزن مولکولی کم، یا گرانروی و کشش سطحی کم مایع انتظار می رود. در سینی های بزرگ، گرادیان غلظتهای مایع روی سینی، منجر به بازده های صد در صد یا بیشتر می گردد. در هر حال، بازده سینی تابعی از سرعت انتقال جرم بین مایع و بخار است. از عوامل مهم در بازده یک سینی می توان به پارامترهای مهم: خواص فیزیکی سیستم (مثل ویسکوزیته، تنش سطحی، فراریت نسبی و نفوذ پذیری)، هیدرولیک سینی (مثل ارتفاع مایع، اندازه منافذ، درصد فضای باز سینی و طول مسیر جریان مایع) و درجه جداسازی جریانهای مایع و بخار که سینی را ترک می کنند، اشاره نمود.

عمدتاً بازده نرمال برج، بین ۶۰ تا ۸۵ درصد بوده که مقادیر کمتر از این محدوده، معمولاً در برجهای تحت خلأ و یا سیستمهایی که آلودگی بالایی دارند، روی می دهد. برعکس، سیستمهای دارای فشار متوسط، اغلب بازده بالاتری را نشان می دهند. در سیستمهای با قطر خیلی بزرگ (۱۲ ft) افت بازده روی می دهد. برای جلوگیری از این امر، باید jet مخصوص، یا تیغه برای اطمینان از الگوی جریان مناسب در نظر گرفته شود. در بین مقالات و کارهایی که تا کنون انجام شده، متأسفانه یک رابطه صحیح و مناسبی برای بازده سینی، توسط محققان به صورت واضح ارائه نگردیده است. توانایی تخمین بازده از سال ۱۹۸۵ به صورت چشم گیری نبوده و درجه عدم اطمینان آن، به اطلاعات تجربی، برون یابی آنها و فرضهایی بر می گردد که در متد انجام کار مورد استفاده قرار گرفته اند.

### ۳-۶- برجهای آکنده:

یکی دیگر از دستگاههای متداول در جذب گاز، برجهای پرشده است. در این نوع برج، یک یا چند توزیع کننده مایع برخلاف برجهای سینی دار موجود است که یکی حتماً در بالای ستون قرار می گیرد. این برجهای از توده های جامدی به نام آکنه پر می شوند. آکنه ها معمولاً چین دار می باشند تا مقاومت آنها زیاد باشد ولی به علت جلوگیری از طغیان، سطح روبازی را دارا می باشند. به طور کلی آکنه ها سطح تماس زیادی بین مایع و گاز فراهم کرده و تماس نزدیک بین فازها را تقویت می کنند. این آکنه ها به سه دسته اصلی تقسیم می شوند: یک نوع نامنظم که به طور تصادفی در برج ریخته می شوند، نوع دیگر، باید با دست روی هم چیده شود و دسته بعدی، آکنه های منظم و مرتب می باشند. در نوع اول حداکثر ابعاد ۶ تا ۷۵ mm ( ۱/۴ تا ۳ in ) می باشد که ابعاد کوچکتر تا ۲۵ mm معمولاً در آزمایشگاه یا ستون نیمه صنعتی به کار می روند. ابعاد نوع دوم برابر ۵۰ تا ۲۰۰ mm ( ۲ تا ۸ in ) است.

### ۳-۶-۱- طغیان:

شرایط طغیان در ستون پر شده به صورت نامنظم، بستگی به روش پر کردن و نشست پرکن ها دارد. حدود منحنی انباشتگی، معمولاً توسط سازندگان پرکن در اختیار قرار می گیرد. اکثر این ستون ها برای فشار گاز بین ۲۰۰ تا ۴۰۰ پاسکال، به ازاء هر متر از عمق پرکن طراحی می شوند. از جریانهای همسوی گاز-مایع در این ستونها، برای انجام واکنش شیمیایی کاتالیزوری بین سیالات استفاده می شود. ولی اگر واکنش شیمیایی در کار نباشد، به ندرت از این روش استفاده می شود.

### ۳-۶-۲- اندازه برج پر شده:

قطر یک برج پر شده، به مقدار گاز-مایعی که بازیابی می شود، خاصیت آنها و نسبت جریان، به جریان دیگر وابسته است. ارتفاع برج و در نتیجه حجم کل آکنه ها، بستگی به مقدار تغییر غلظت های مورد استفاده و سرعت انتقال جرم در واحد حجم آکنده دارد. بنابراین، محاسبات ارتفاع برج بر موازنه

مواد، آنتالپی، مقدار نیروی محرک و ضریب انتقال جرم استوار خواهد بود. در مخلوطها وقتی که کمتر از ده درصد گاز انحلال پذیر دارند، از اثر تغییر در شدت جریان کل می توان صرف نظر کرد و طراحی را بر مبنای شدت جریان میانگین انجام داد. شدت جریان مایع در این برجها معمولاً بین ۱/۱ تا ۱/۵ برابر حداقل در نظر گرفته می شود. ارتفاع برج معمولاً مبتنی بر تعداد سینی های تئوری<sup>۷۰</sup> است. اندازه ۱/۵ یا ۲ in در آکنه های متداول، تقریباً همان ظرفیت یک سینی غربالی را دارد و ارتفاع آکنه معادل با یک HETP سینی نظری، معمولاً در دامنه ۱ تا ۲ ft ( ۰/۳ تا ۰/۶ m ) است.

#### ۴-۶- انتخاب نوع برج:

برجهای سینی دار یا پر شده نسبت به هم دارای مزایا و معایبی بوده که هنگام انتخاب نوع برج، باید چند فاکتور را مد نظر قرار داد که به شرح زیر می باشند:

۱. افت فشار گاز: برج پر شده افت فشار کمتری را دارا است و این مطلب در تقطیر در خلأ، بسیار مهم است.

۲. موجودی مایع: برج پر شده موجودی مایع کمتری دارد و برای مواقعی که تجزیه مایع در دمای بالا اتفاق می افتد و یا نیاز به جداسازی سریع در تقطیر ناپیوسته، اهمیت دارد.

۳. نسبت گاز در مایع: اگر نسبت مایع به گاز کم باشد، استفاده از برج سینی دار توصیه می گردد، اما اگر نسبت مذکور زیاد باشد برج پر شده کارایی بالاتری خواهد داشت.

۴. خنک شدن مایع: نصب کوپل خنک کننده برای برج سینی دار، راحت تر بوده و مایع از روی سینی ها، آسانتر از بستر پر شده خارج می شود.

۵. جریان جانبی: برای گرفتن جریان جانبی، برج سینی دار توصیه می شود.

۶. سیستم کف کننده: چون برج پر شده در فرآیند حبابهای گاز کمتری درون مایع ایجاد می کند، بنابراین مناسبتر می باشد.

<sup>70</sup>.HETP

۷. خوردگی: معمولاً در شرایط خوردگی شدید، برج پر شده با تحمیل هزینه های کمتری رو به رو است.
۸. حضور ذرات جامد: هیچکدام از دو نوع پر شده و سینی دار، توصیه نشده و حتماً باید این ذرات را از جریان ورودی جدا نمود.
۹. تمیز کردن: تمیز کردن دوره ای برج سینی دار، آسانتر است.
۱۰. نوسان شدید دما: در این حالت، آکنه سرامیکی یا گرافیکی آسیب دیده و استفاده از آکنه فلزی یا برج سینی دار توصیه می شود.
۱۱. بار تحمیلی به کف برج: برجهای پر شده با آکنه های پلاستیکی از برجهای سینی دار سبکتر بوده و برجهای سینی دار، از انواع پر شده سرامیکی و فلزی سبکتر است. به هر حال، بار تحمیلی به کف برج در هنگام طراحی، برای شرایط اضطراری که برج کاملاً ارمایع پر می شود باید لحاظ شود.
۱۲. قیمت: با در نظر گرفتن شرایط مشابه، قیمت مهمترین فاکتوری است که مد نظر قرار می گیرد.



پرسشهای فصل ششم

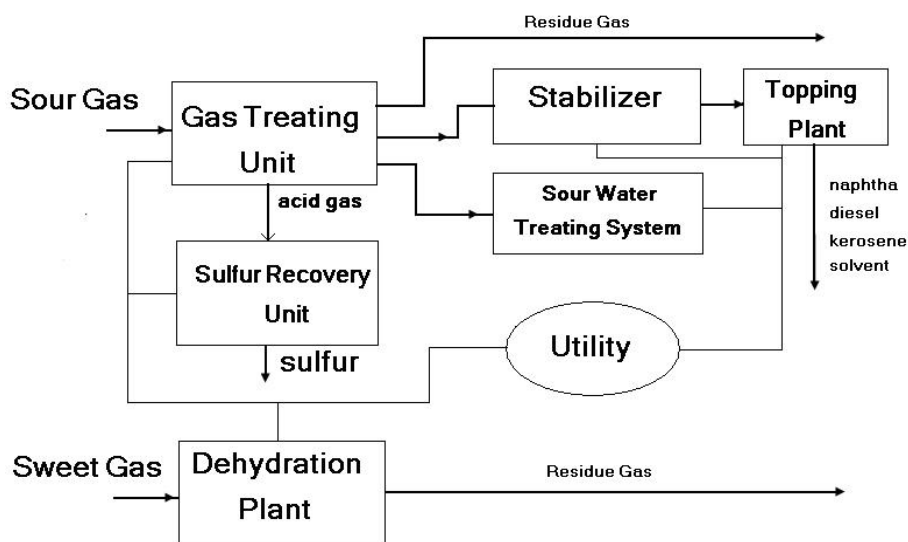
- ۱- مزایا و معایب سینی های کلاهیکی چیست؟
- ۲- ضمن تشریح عملکرد سینی های غربالی، مزایای آن را نیز بیان کنید؟
- ۳- سینی های غربالی و دریچه ای را با هم مقایسه کنید؟
- ۴- مزایای سینی های انعطاف پذیر (دریچه ای) چیست؟
- ۵- کاربرد سینی های دودکشی چیست؟
- ۶- ویژگی سینی های لیند را بیان کنید؟
- ۷- چه نکاتی در مورد قطر برج مد نظر قرار می گیرد؟
- ۸- نکات مهمی را که در مورد ناودان باید رعایت نمود بیان دارید؟
- ۹- لزوم استفاده از بند در روی سینی چیست؟
- ۱۰- بازده برج به چه عواملی بستگی دارد؟
- ۱۱- برجهای آکنده به چه صورتند؟
- ۱۲- در ستونهای آکنده در چه مواردی از جریان همسوی گاز و مایع استفاده می گردد؟

## فصل هفتم

### معرفی واحدهای یک پالایشگاه گاز ترش

- ✓ واحد آب ترش و تثبیت مایعات نفت
- ✓ واحد تقطیر میعانات
- ✓ واحد بازیافت گوگرد
- ✓ واحد آب و بخار
- ✓ واحد نیروگاه

در این فصل به طور اختصار به بررسی واحدهای موجود در یک پالایشگاه گاز ترش (خانگیران) می پردازیم. سپس واحد تصفیه گاز به طور کامل در فصل بعد مورد بررسی قرار می گیرد. شکل ۷-۱، ارتباط بین واحدهای موجود در یک پالایشگاه گاز ترش را نشان می دهد.

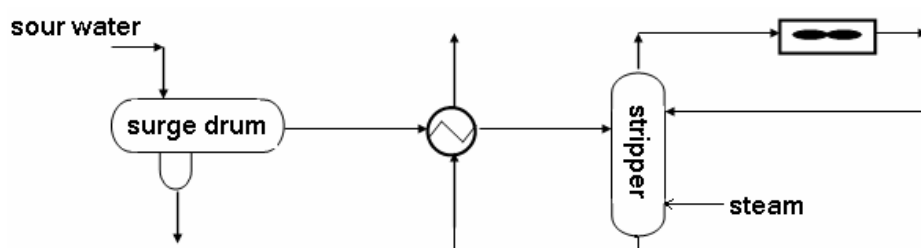


شکل ۷-۱: ارتباط بین واحدهای مختلف در یک پالایشگاه گاز ترش

### ۷-۱- واحد آب ترش و تثبیت مایعات نفتی:

مایعات گازی عبارتند از مواد سبک و سنگین هیدروکربوری که همراه گاز از چاه خارج شده و میزان آنها به شرایط چاه و نحوه برداشت از آن، ارتباط دارد. این مایعات گازی قابلیت تبدیل به مواد سبک تقطیر و میان تقطیر را دارا بوده و در صورت پالایش مناسب ارزش افزوده مناسبی را به دست می آورند. این مواد نسبت به نفت خام، دارای درصد بالایی از مواد سبک و میان تقطیر می باشند، در حالی که مواد سنگین کمتری نسبت به نفت خام دارند و لذا به راحتی با سیستم فرآورش تقطیر، تبدیل به فرآورده های با ارزشی مانند حلال ، بنزین خام یا نفتا، نفت سفید و گازوییل می شوند. در راستای

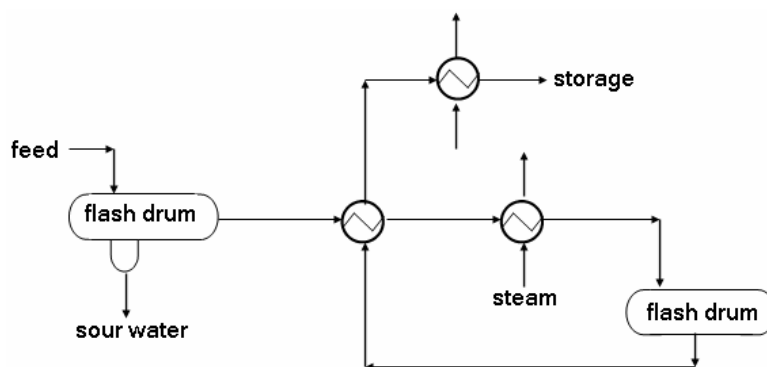
رسیدن به این هدف طراحی و ساخت واحد تقطیر مایعات نفتی از سال ۱۳۷۳ در پالایشگاه گاز خانگیران آغاز گردید که در حال حاضر، ظرفیت این واحد ها برابر ۱۸۳ متر مکعب در روز می باشد. این واحد، به منظور تثبیت مایعات هیدروکربوری همراه گاز چاهها طراحی و ضمن جداسازی هیدروکربورهای سبک و هیدروژن سولفور از سایر هیدروکربورهای مایع، سوخت مناسب دیگهای بخار فشار قوی را نیز می تواند تأمین نماید. آب ترش ابتدا وارد یک نوسان گیر شده و سپس وارد مبدل می گردد که گازهای آزاد شده در نوسان گیر به سمت مشعل پالایشگاه می روند و مایع پس از خروج از لوله های مبدل، از بالا وارد برج دفع که از نوع پر شده است می گردد. بخار فشار پایین نیز از انتهای برج وارد می شود. آب ترش پس از احیاء از پایین برج خارج و مجدد وارد پوسته همان مبدل می گردد، که باعث پیش گرم کردن خوراک شده و بعد توسط پمپ به سمت حوضچه ارسال می گردد. اما گازهای خروجی از بالای برج دفع، پس از سرد شدن در فن هوایی وارد جمع کننده گردیده و به عنوان جریان مایع برگشتی به برج عریان ساز به کار می روند. شکل ۷-۲، این فرآیند را نشان می دهد.



شکل ۷-۲: واحد آب ترش

در واحد تثبیت، هیدروکربور ابتدا وارد یک ظرف تبخیر ناگهانی می گردد و پس از جدا سازی اولیه گازهای اسیدی به پوسته مبدلی وارد می شود که جریان خروجی از دومین ظرف تبخیر ناگهانی در لوله های آن جریان دارد. مایعات پس از خروج از پوسته، وارد مبدلی که با بخار فشار بالا کار می کند می شوند و در خروج به دومین ظرف تبخیر ناگهانی وارد می گردند. در بالای این ظرف برجکی از نوع پر شده وجود دارد و در انتها، محصول پس از عبور از مبدلی که بعد از اولین ظرف تبخیر ناگهانی بود به

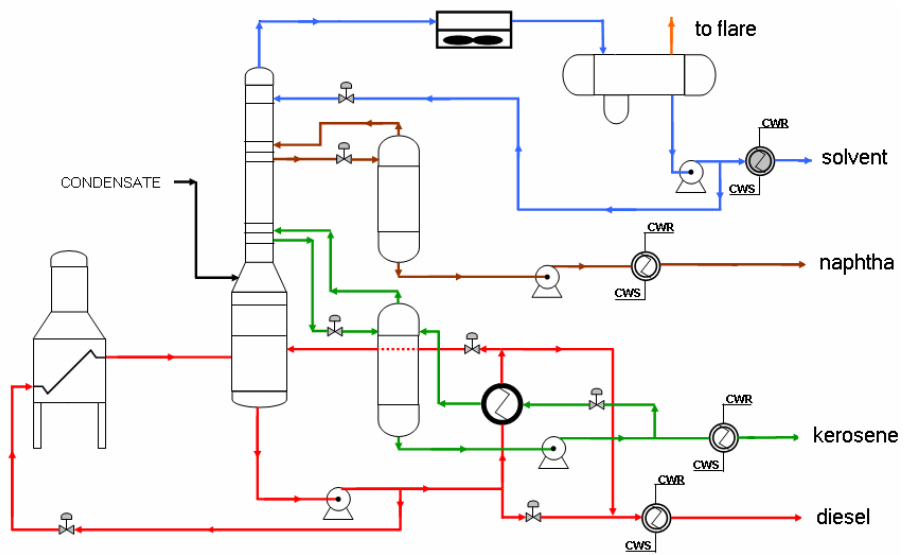
کولر آبی وارد شده و پس از سرد شدن به مخازن پمپ می گردد. شماتیک از واحد تثبیت در شکل ۷-۳ نشان داده شده است.



شکل ۷-۳: واحد تثبیت

### ۷-۲- واحد تقطیر میعانات:

مایعاتی که از واحد تثبیت به عنوان محصول خارج می شوند، در مخازن ذخیره شده و توسط پمپ به این واحد انتقال می یابند. خوراک این واحد ابتدا وارد سینی ششم برج تقطیری می گردد که دارای ۳۱ سینی می باشد. این برج در دمای ۱۰۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی گراد با فشار  $0.7 \text{ kg/cm}^2$  کار می کند. این واحد چهار نوع محصول، حلال صنعتی، نفتا، نفت سفید و گازوئیل راتولید می نماید. حلال صنعتی، از بالای برج وارد دو فن هوایی گردیده و پس از مایع شدن به ظرف حلال ارسال می گردد، که قبل از ورود به فن، جهت خنثی سازی  $\text{H}_2\text{S}$  به آن کاستیک تزریق می گردد. اما گازوئیل از پایین برج، پس از عبور از کوره توسط پمپ، و رسیدن به دمای ۳۲۰ از زیر سینی اول وارد برج می گردد. نفتا حدود پنجاه درصد محصول تولیدی این واحد به شمار آمده که از سینی ۲۴ استحصال می گردد. نفت سفید از سینی ده وارد برج دفع می شود تا خالص تر گردد. این برج از نوع پر شده می باشد. شکل ۷-۴ شماتیک و نمایی از این واحد را نشان می دهد.

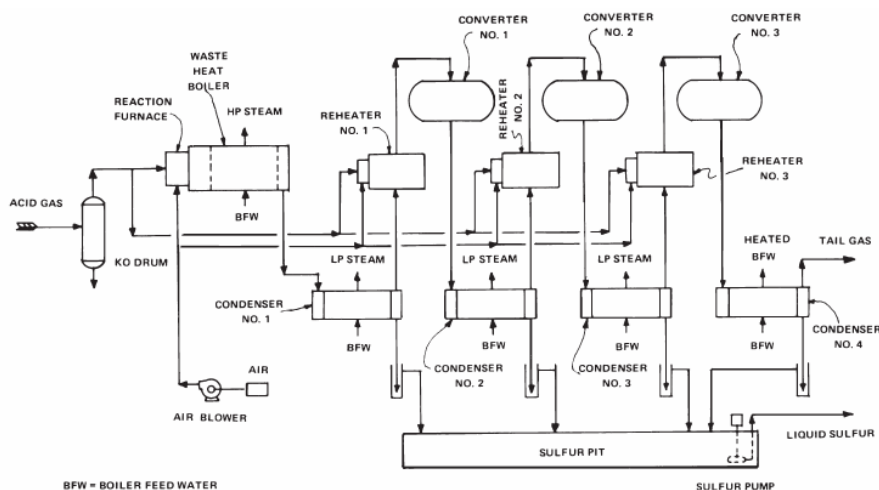


شکل ۷-۴: واحد تقطیر

### ۷-۳- واحد بازیافت گوگرد:

در سال ۱۸۸۳ میلادی فرآیند کلاوس توسط یک دانشمند انگلیسی جهت بازیافت گوگرد ابداع گردید. سپس در سال ۱۹۳۸ میلادی، مرحله گرمایی همراه با شعله، به فرآیند اولیه کلاوس افزوده و تحول عظیمی را در این پروسه سبب گردید تا جایی که فرآیند تولید گوگرد از گاز های اسیدی، طبق این روش مهمترین در جهان به شمار می آید. این فرآیند شامل دو مرحله گرمایی کاتالیستی است. شکل ۷-۵ شماتیک و نمایی از این فرآیند را نشان می دهد.





شکل ۷-۵: واحد بازیافت گوگرد

در پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد، گاز اسیدی پس از خروج از واحد تصفیه گاز مایعات احتمالی آن جدا شده و سپس وارد کوره واکنش می گردد. در این کوره پس از اختلاط با هوای کنترل شده احتراق صورت می گیرد و ۵۴ درصد هیدروژن سولفور در گاز اسیدی به بخار گوگرد تبدیل می گردد. گازهای حاصل را جهت جذب حرارت تولیدی و مایع شدن بخارات گوگرد وارد دیگ بخار می نمایند که در ورودی به دو قسمت تقسیم می شود. یکی از مسیرها از ۱۹۴۰ تیوب دو اینچ گذشته و به دمای ۲۲۰ درجه سلسیوس می رسد و مسیردوم توسط خط ۲۴ اینچ از وسط عبور نموده و دمای آن تا ۶۰۰ درجه سانتی گراد بالا می رود. این دو مسیر در ورودی و خروجی اولین کوالیسر مخلوط و دمای ورودی به اولین بستر کاتالیستی را کنترل می نماید. در این بستر گازهای هیدروژن سولفور و دی اکسید گوگرد در حضور کاتالیست تولید بخار گوگرد می نمایند.

اکنون گاز وارد سرد کننده مرحله اول می شود و گوگرد مایع شده به مخزن زیر زمینی انتقال و گاز حاصل وارد کوالیسر دوم می شود تا قطرات احتمالی گوگرد از آن حذف شود. بخش کاتالیستی مذکور دو



مرحله دیگر تکرار می گردد اما این بار، دما توسط دو عدد کوره کمکی کنترل و در نهایت گاز پسماند که حاوی مقداری گوگرد نیز می باشد، در زباله سوز سوزانده و در ارتفاع بالا به اتمسفر تخلیه می گردد.

#### ۷-۴- واحد آب و بخار:

این واحد، به عنوان بخشی از سرویسهای وابسته وظیفه تامین بخار فشار قوی<sup>۷۱</sup>، بخار فشار ضعیف<sup>۷۲</sup>، آب مقطر، آب آتش نشانی، آب سرویس، آب آشامیدنی، آب تغذیه برجهای خنک کننده و گاز سوخت مصرفی پالایشگاه را بر عهده دارد. بخشهای عمده این واحد، تلمبه خانه، مجموعه آب مقطر سازی و دیگهای بخار فشار بالا می باشند. بخش تلمبه خانه شامل مخازن آب، پمپهای آتش نشانی، پمپهای آب مقطر، پمپهای آب صنعتی، پمپهای آب سرویس و آب خام، مجموعه آب خنک کننده مدار بسته، مجموعه آب آشامیدنی و سختی گیر ژئولیت می باشد. در بخش آب مقطر سازی ابتدا سختی گیری آب و سپس کربنات و اکسیژن زدایی انجام و بعد از انجام مراحل مذکور، وارد مرحله تبخیر و تبدیل به کندانس می گردد. در بخش تولید بخار فشار بالا، ابتدا از آب مقطر اکسیژن زدایی شده و مواد شیمیایی به آن تزریق و توسط پمپهای تغذیه به دیگهای تولید بخار فشار بالا پمپاژ می گردد و پس از تولید در شبکه مصرف توزیع می گردد. این واحد در شکل ۷-۶ نشان داده شده است.

<sup>71</sup>.HPS:High pressure steam

<sup>72</sup>.LPS



شکل ۷-۶: واحد آب و بخار

#### ۵-۷- واحد نیروگاه:

این واحد، وظیفه تامین نیروی برق مورد نیاز پالایشگاه، شرکت بهره برداری نفت و گاز شرق، شرکت ملی حفاری، آبرسانی و منازل مسکونی را بر عهده دارد. واحد نیروگاه از پنج دستگاه توربو ژنراتور که سه دستگاه آن گازی و دو دستگاه آن بخاری است تشکیل شده است. اتاق کنترل نیروگاه به عنوان مهمترین قسمت این واحد وظیفه کنترل توربینهای در سرویس، تغییرات بار، ولتاژ، جریان، فرکانس و ضریب قدرت مولد ها و شبکه را بر عهده دارد. دو دستگاه دیزل اضطراری نیز برای مواقع نیاز پیش بینی شده است. عمل توزیع و انتقال برق در ولتاژهای ۶۳ kv برای آب رسانی، ۶ kv برای انتقال به پستهای فرعی، ۳ kv برای الکتروموتورهای ۳۰۰۰ ولتی و ۳۸۰ kv جهت مصارف کلی هر پست فرعی انجام می گیرد. لازم به یاد آوری است که، کلیه ترانس های پالایشگاه بدون مخزن ذخیره روغن، فاقد سیستم تنفس مرتبط با هوای آزاد و gas proof بوده که با هدف جلوگیری از انفجار توسط گازهای احتمالی نشر

یافته در فضا، تعبیه شده اند. به منظور بازیافت حرارت خروجی توربین های گازی و تولید بخار فشار ضعیف از سه واحد heat recovery استفاده شده، که توسط دمپرهای تعبیه شده در کانال خروجی توربین در سرویس قرار می گیرند. واحد کمپرسورهای هوا، جهت تامین هوای ابزار دقیق نیز زیر مجموعه واحد نیروگاه می باشد.

پرسشهای فصل هفتم

- ۱- ارتباط بین واحدهای مختلف موجود در یک پالایشگاه گاز ترش را نشان دهید؟
- ۲- مایعات گازی را تعریف نمایید؟ از آنها چه استفاده ای می توان نمود؟
- ۳- نمودار جریانی یک واحد آب ترش را به اختصار رسم نمایید؟
- ۴- با رسم نمودار جریانی واحد تثبیت مایعات، توضیح دهید که چه عملیاتی در این واحد انجام می پذیرد؟
- ۵- شرحی از عملیات در واحد تقطیر مایعات نوشته و یک بلوک دیاگرام نیز از آن رسم نمایید؟
- ۶- فرآیند کلاوس را در بازیافت گوگرد با رسم بلوک دیاگرام توضیح دهید؟
- ۷- بخشهای مختلف واحد آب و بخار را نام ببرید؟

## فصل هشتم

شرحی از فرآیند شیرین سازی در واحدهای تصفیه گاز پالایشگاه گاز خانگیران

## ۸-۱- شمایی کلی از واحد تصفیه گاز در پالایشگاه شهید هاشمی نژاد :

امروزه واحدهای تصفیه گاز<sup>۷۳</sup>، جهت شیرین سازی یا همان فرآوری گازهای ترش طراحی و مورد بهره برداری قرار می گیرند. علاوه بر تأمین هدف مذکور، یکی دیگر از اهداف مهم این واحدها، کنترل نقطه شبنم گاز ارسالی به خطوط لوله انتقال جهت ارسال به مراکز توزیع است.



عدم دقت در کنترل نقطه شبنم، باعث خوردگی، تشکیل هیدرات و دیگر مشکلات در خطوط انتقال و توزیع می گردد. علاوه بر این، مشکلات عدیده ای را برای مشترکین مصرف، مثل یخ زدگی رگلاتورها در فصل سرد به علت وجود قطرات آب در جریان های پایین دستی خطوط لوله، ایجاد می نماید. در حال حاضر، فرآورش گازها توسط آلکانول آمین ها بسیار مورد توجه قرار گرفته و DEA، MEA و MDEA از رایجترین فرایندها هستند. بسته به شرایط، از طراحی های مختلف استفاده می گردد.

<sup>73</sup> . GTU:Gas Treatment Unit

همانطور که در قبل نیز بیان گردید، به دلیل آن که MEA، مشکلات خاص خود را دارد، به طور گسترده ای از دو نوع دیگر آمین، استفاده می گردد.

جدا از مسائل زیست محیطی، مسأله اصلی که مد نظر طراحی قرار می گیرد، بحث اقتصادی پروژه است و این امر باعث می گردد تا این نیاز احساس شود که، آمین مورد بازیابی و احیاء جهت استفاده مجدد قرار گیرد و به جرأت می توان گفت بیشترین هزینه و مشکل واحدهای تصفیه گاز مربوط به قسمت بازیابی آمین آن می گردد که باعث توسعه واحد نیز می شوند.

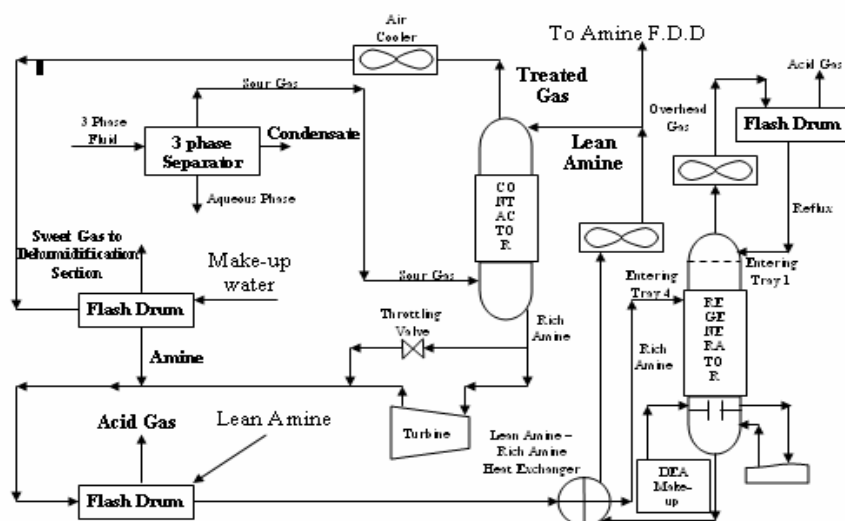
آمین ها صدمه زیادی به محیط زیست وارد نموده و ضمن بالا بودن هزینه های خرید، ورود آنها به واحدهای بازیافت گوگرد، بسیار مشکل آفرین خواهد بود. لذا سعی می شود تا بالاترین حد امکان، آمین را بازیافت و به سیستم فرآورش باز گرداند.

در پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد نیز برای شیرین سازی گاز ترش در G.T.U از DEA استفاده می گردید. سپس به تدریج حلال مورد استفاده در هر پنج واحد تصفیه گاز به MDEA تغییر داده شد. این سیستم فرآورش دارای سه مسیر کلی گاز، آمین و بخار و مسیرهای دیگری مثل گاز سوخت، گاز Start Up و ... است. در ابتدا مسیرهای اصلی و مهم به صورت بسیار کلی بحث شده و سپس جزئیات در قالب دستگاهها به طور مجزا تشریح خواهد گردید.

گاز پالایش شده در این مجتمع، از طریق دو خط لوله ۳۶ اینچ به مشهد و از آنجا ضمن ادامه مسیر به سمت شهرهای شمالی دیگر، بخشهای غربی و جنوبی استان پهناور خراسان را در می نوردد و گاز مورد نیاز هزاران نفر مشترک خانگی و تجاری و صنعتی را تامین می نماید. نیروگاه شهید سلیمی نکا در ساحل دریای خزر بزرگترین مصرف کننده صنعتی می باشد که روزانه بالغ بر ۸ میلیون متر مکعب گاز را مصرف می نماید و قادر است ۲۵۰۰ مگاوات برق را برای شبکه سراسری تامین نماید.

پس از راه اندازی واحدهای مختلف پالایشگاه در سال ۱۳۶۲ تلاش های فراوانی در جهت افزایش ظرفیت واحد های تصفیه گاز با توجه به گسترش شبکه های گازرسانی در سطح شهرها، به عمل آمد و با توجه به قطع رابطه طراح آمریکایی این پروژه بیش از ده ها تغییر اساسی در سیستم های واحد های

تصفیه گاز صورت گرفته است . به طوری که نتیجه فعالیت ها و تحقیقات فوق موجب افزایش تولید و رسیدن به حداکثر تولید ظرفیت اسمی پالایشگاه گردید و در حال حاضر این پالایشگاه، توانایی جذب و تصفیه تمامی گازهای ترش و شیرین قابل برداشت از مخازن منطقه را داشته و تقریباً ۲۰٪ نیاز کشور به گاز طبیعی را تأمین می کند .







شکل ۸-۱: شماتیک واحد تصفیه گاز

#### ۸-۲- مسیر گاز به صورت کلی در واحد تصفیه گاز:

گاز ترش از مرکز جمع آوری<sup>۷۴</sup> در ابتدای واحد تصفیه گاز، وارد تفکیک گرای گاز ترش ورودی (شکل ۸-۱) می گردد که دارای دمای  $56^{\circ}\text{C}$  و فشار  $76 \text{ kg/cm}^2$  می باشد. در این دستگاه مایعات همراه آن که هیدروکربور و آب ترش است، جدا می شود و به واحدهای تثبیت مایعات و آب ترش ارسال می گردد. سپس گاز وارد فیلتر ترش<sup>۷۵</sup> (شکل ۸-۲) می شود. این فیلتر دارای فیلترهای نمادی و تیغه ها است که مایعات دیگر همراه گاز را جدا نموده و پس از آن گاز به برج های تماس<sup>۷۶</sup> (شکل ۸-۳)، که برج های جذب سینی دار می باشند، وارد می گردد. گاز از پایین وارد برج تماس شده

<sup>74</sup> . C.M.F

<sup>75</sup> . Inlet Gas Filter

<sup>76</sup> . Contactor

و با آمین تمیز که از بالا وارد می گردد، در روی سینی ها تماس می یابد. آمین پس از جذب گازهای اسیدی از پایین برج جذب، خارج می شود.



شکل ۸-۱: IGS



شکل ۸-۲: فیلتر ترش (سمت راست)، فیلتر شیرین (سمت چپ)



شکل ۸-۳: برج جذب

گاز پس از خروج از برج تماس، وارد کولر آبی<sup>۷۷</sup> (۱۶۰۳، شکل ۸-۴) می شود. در این مبدل، آب به صورت جریان ناهمسو وارد Tube می گردد و باعث خنک سازی گاز می شود. در نهایت در خروج از آن، توسط Spray Water دمای آب تزریق شده، گاز را به دمایی برابر  $38^{\circ}\text{C}$  می رساند تا آن را برای شرایط جذب سطحی در برج های خشک کننده آماده نماید.

---

<sup>77</sup> . Treated Gas Cooler



شکل ۸-۴: کولر آبی

گاز پس از تزریق آب توسط Spray Water، که به صورت خلاف جهت جریان در خروج کولر تزریق می‌گردد، وارد T.G.S<sup>78</sup> (شکل ۸-۵) شده و پس از عبور از مش، از آن خارج می‌گردد. مقداری از مایعات همراه گاز، شامل آمین و هیدروکربور در این مرحله جدا می‌شوند و سپس گاز وارد فیلتر شیرین<sup>79</sup> می‌گردد. در این فیلتر، مایعات احتمالی دیگر آن، شامل آمین و آب جدا شده و سپس در خروج، گاز به دو جریان ۹۰٪ و ۱۰٪ تقسیم می‌گردد. در ادامه به تشریح کلی این دو مسیر می‌پردازیم:

<sup>78</sup> . Treated Gas Separator

<sup>79</sup> . Treated Gas Filter Separator



شکل ۸-۵: T.G.S

## ❖ مسیر گاز ۹۰٪:

این گاز، پس از خروج از فیلتر شیرین، توسط FV121C کنترل و وارد دو برج خشک کننده ای که در حال سرویس هستند می گردد. البته لازم به ذکر است که، گاز ۱۰٪ نیز بعد از این شیر کنترل، به خط اصلی وارد شده و در مجموع ۱۰۰٪ گاز به صورت دو تا ۵۰٪ وارد برجهای خشک کننده<sup>۸۰</sup> که در حالت سرویس قرار دارند، می گردد تا آب و هیدروکربور آن جذب و جهت ارسال به خط آماده گردد. شکل ۸-۶، چهار برج خشک کننده را نشان می دهد. همیشه دو بستر در سرویس، یکی در حالت احیا (گرم شدن<sup>۸۱</sup> توسط گاز خروجی از کوره) و دیگری در حال خنک شدن<sup>۸۲</sup> (توسط گاز ده درصد) است.

---

<sup>80</sup> . Dew Point Adsorber

<sup>81</sup> . Heating

<sup>82</sup> . Cooling



شکل ۸-۶: برج‌های خشک‌کننده

گاز پس از خروج از برج خشک‌کننده، وارد فیلتر نهایی<sup>۸۳</sup> (شکل ۸-۷) می‌گردد. این فیلتر نمدی است و ذرات جامد احتمالی همراه را، جدا می‌سازد. سپس گاز در خروج به دو قسمت تقسیم می‌شود، یکی جهت تأمین گاز سوخت و دیگری توسط شیر کنترل به خط ارسال می‌گردد.

---

<sup>83</sup> . Residue Gas Filter



شکل ۸-۷: فیلتر نهایی

❖ مسیر گاز ۱۰٪، گاز احیاء :

این گاز پس از عبور از شیر کنترل جریان FV121A، وارد برج خشک کننده ای می گردد که در حالت خنک شدن قرار دارد. در این حالت برج برای در سرویس آمدن، آماده می گردد. سپس گاز وارد صافی<sup>۸۴</sup> (۱۷۰۳) می شود تا ذرات جامد احتمالی همراه آن، که ممکن است شامل موبیل سوربید نیز باشد حذف گردد. سپس گاز وارد کوره گاز احیاء<sup>۸۵</sup> (شکل ۸-۸) می شود و در نهایت پس از رسیدن به دمای ۲۸۰-۳۰۰ درجه سلسیوس به برج خشک کننده ای که در حالت گرمایش قرار دارد، وارد می شود و بستر را احیاء می نماید.

<sup>84</sup> . Heating Gas Strainer

<sup>85</sup> . Regeneration Gas Heater



شکل ۸-۸: کوره گاز احیا

گاز پس از عبور از برج گرمایش، وارد صافی<sup>۸۶</sup> (۱۷۰۴) می شود. این صافی، دقیقاً مشابه با صافی ۱۷۰۳ می باشد و گاز بعد از خروج از آن، وارد دو فن هوایی<sup>۸۷</sup> می شود. در این جا، دمای آن تا حدودی کاهش یافته و سپس وارد کولر آبی<sup>۸۸</sup> (۱۶۰۴) می شود. در این کولر، آب به صورت ناهمسو وارد Tube شده و دمای آن بیشتر پایین می آید و به حدود  $38^{\circ}\text{C}$  می رسد. در نهایت گاز وارد یک جداکننده به نام R.G.S<sup>۸۹</sup> می شود تا مایعات آن شامل هیدروکربور و آب ترش جدا گردد و در خروج وارد کمپرسور<sup>۹۰</sup> (شکل ۸-۹) می شود.

<sup>86</sup> . Cooling Gas Strainer

<sup>87</sup> . Regeneration Gas Cooler

<sup>88</sup> . Regeneration Gas After Cooler

<sup>89</sup> . Regeneration Gas Separator

<sup>90</sup> . Regeneration Gas Compressor





شکل ۸-۹: کمپرسور گاز احیا

افت فشار ایجاد شده برای گاز احیا در این مسیر، (حدود  $2-4 \text{ kg/cm}^2$ ) توسط کمپرسور تأمین شده و بعد از FV121C و قبل از ورود به برجهای در حالت سرویس خشک کننده، با گاز ۹۰٪ یکی می شود.

### ۸-۳- مسیر کلی آمین در گردش در واحد تصفیه گاز:

آمین در بخش پرفشار - کم دما، عمل جذب و در بخش کم فشار - دما بالا، عمل دفع گازهای اسیدی را انجام می دهد. در واقع در بخش دوم، آمین با دفع گازهای اسیدی جذب شده، احیاء می گردد.

آمین از بالای سینی اول وارد برج تماس شده، به سمت پایین جریان می یابد و ضمن واکنش گاز با آن در روی هر سینی، گازهای اسیدی را جذب می نماید. محلول آمین تمیز در حدود  $58^\circ\text{C}$  با فشار

حدود  $75-76 \text{ kg/cm}^2$  وارد و با دمایی تقریباً برابر  $80^\circ \text{C}$  خارج می‌گردد. آمین غنی شده از گازهای اسیدی، پس از خروج از انتهای برج جذب، به دو مسیر تقسیم می‌گردد.

مسیر اول پس از عبور از شیر کنترل سطح<sup>۹۱</sup> و کاهش فشار توسط این شیر کنترل‌ها، به سمت مخزن تبخیر ناگهانی که دارای فشار حدوداً  $5-6 \text{ kg/cm}^2$  می‌باشد، وارد می‌گردد. اما مسیر دوم پس از عبور از توربین هیدرولیک و گردانیدن آن جهت به چرخش در آوردن پمپ آمین در گردش، به همان خط اصلی خروجی از شیر کنترل‌ها متصل و به سمت ظرف تبخیر ناگهانی ارسال می‌گردد. لازم به ذکر است که در حدود ۸۵ درصد جریان، صرف چرخاندن توربین هیدرولیک می‌گردد.

در ظرف تبخیر ناگهانی مقادیری متان، هیدروکربور و گازهای اسیدی از آمین جدا می‌گردد و سپس محلول آمین غنی شده از گازهای اسیدی وارد Tube مبدل‌های<sup>۹۲</sup> آمین می‌شود. در اینجا، مقداری از گرمای آمین تمیز که در پوسته به صورت ناهمسو با آن جریان دارد، جذب این آمین می‌شود. این کار، جهت پیش گرم نمودن خوراک برج‌های احیا و سرد نمودن آمین تمیز ورودی به برج جذب انجام می‌گردد. این عمل، نقش مهمی در کاهش بار حرارتی جوش آور برج احیا و فنهای هوایی خنک‌کننده آمین تمیز داشته، که خود باعث بهینه‌سازی انرژی می‌گردد.

آمین کثیف پس از خروج از مبدل آمین، وارد سینی چهارم برج احیاء<sup>۹۳</sup> می‌شود و با بخارات آب که به صورت ناهمسو با آن جریان دارد، در روی سینی‌های برج تماس پیدا نموده و گازهای اسیدی از آن جدا می‌شوند.

آمین تقریباً پس از گذشتن از سینی ۲۴ برج احیاء تمیز شده و بر روی سینی دودکش دار می‌ریزد. سپس از بالای آن وارد انتهای مبدلهایی<sup>۹۴</sup> می‌شود که بخار LP در U-Tube آنها جریان داشته و آمین در پوسته به تدریج بالا آمده و آب آن بخار گردیده و سپس این بخارات از بالای جوش آور و از طریق

<sup>۹۱</sup> . LV 103B , LV121B

<sup>۹۲</sup> . Rich/ Lean Exchanger

<sup>۹۳</sup> . Regenerator

<sup>۹۴</sup> . Regenerator Reboiler

Vapor Line وارد زیر سینی دودش دار گردیده و به سمت بالا جریان می یابد. اما آمین از پشت بافل در جوش آور، از آخرین سطح تیوب مبدل سرریز شده و وارد مخزن ذخیره برج احیاء می شود. گازهای اسیدی آزاد شده از برج احیاء، با دمای حدود  $103^{\circ}\text{C}$  و فشار  $0.56\text{kg/cm}^2$  از بالای برج خارج می شوند و وارد ۱۶ فن هوایی می گردند. گاز اسیدی در این فن ها<sup>۹۵</sup> خنک شده و به صورت مایع و گاز وارد ظرف جریان برگشتی<sup>۹۶</sup> می شود که گاز آزاد شده پس از عبور از مش به سمت مشعل یا S.R.U ارسال و مایعات آن توسط پمپهای رفلاکس وارد سینی اول برج احیاء می شود. این مایع به عنوان مایع برگشتی در برج به کار می رود. لازم به ذکر است که سه سینی بالا در برج احیا به سینی های رفلاکس موسومند و کار آنها جلوگیری از هرز رفت آمین می باشد. مایع جمع شده در مخزن جریان برگشتی گاهی به صورت د و فاز درآمده که لایه بالایی آن هیدروکربور بوده و توسط مسیر اسکیم باید به سمت واحد تثبیت مایعات نفتی ارسال گردد.

آمین تمیز خروجی از انتهای برج احیاء، وارد پمپهای تقویتی آمین در گردش<sup>۹۷</sup> می شود و در خروج حدود  $60\text{ m}^3/\text{hr}$  آن به سمت فیلتراسیون آمین ارسال گردیده و بقیه آن، به سمت فن های هوایی، جهت خنک شدن وارد می شود.

آمین خروجی از فن های آمین<sup>۹۸</sup> پس از خنک شدن وارد پمپهای آمین در گردش می گردد. یکی از این پمپها توسط توربین هیدرولیک، و بقیه توسط بخار H.P به حرکت در می آیند. در این پمپ ها که پنج مرحله ای هستند<sup>۹۹</sup> آمین تقویت فشار شده و سپس به بالای سینی اول برج تماس می ریزد. اما آمینی که وارد فیلتراسیون می شود، ابتدا وارد فیلتر Peco، سپس وارد فیلتر کربن فعال و در نهایت وارد فیلتر المنتی می شود و در خروج وارد مخزن ذخیره آمین برج احیاء می شود. سیستم احیا در شکل ۸-۱۰ نشان داده شده است.

<sup>95</sup> . Regenerator Over Head Condo

<sup>96</sup> . Regenerator Reflux Drum

<sup>97</sup> . Booster Pump

<sup>98</sup> . Solution Cooler

<sup>99</sup> . Circulation Pump



شکل ۸-۱۰: سیستم احیاء آمین

#### ۸-۴- مسیر بخار در واحد تصفیه گاز:

واحدهای تصفیه گاز دارای دو مسیر بخار فشار قوی<sup>۱۰۰</sup> و بخار فشار ضعیف<sup>۱۰۱</sup> هستند. بخار H.P از طریق دو خط اصلی که در سر راه هر کدام یک شیر اصلی و یک شیر برای Warm Line قرار داده شده، وارد واحد شده و یک خط اصلی را تشکیل می دهند. سپس بخار به سمت توربین های Steam آمده و پس از چرخاندن آن تقریباً از نظر فشاری L.P.S شده اما هنوز دمای آن مناسب نیست و لذا وارد ایستگاه TV301 شده و در آنجا آب به آن Spray شده و دمای آن را مناسب نموده و به خط L.P.S می پیوندد. یک مسیر نیز برای ایستگاه PV310 وجود دارد که در مواقع لزوم (واحد آب و بخار) به خط L.P.S از این مسیر کمک می شود.

<sup>100</sup> . H.P.S

<sup>101</sup> . L.P.S

خط بخار L.P توسط یک شیر دروازه ای Y شکل، وارد واحد تصفیه گاز شده و به دو مسیر تقسیم می گردد. در هر مسیر، "Valve 24" از نوع دروازه ای وجود دارد که پس از عبور از شیر مذکور، بخار وارد شیر کنترل های جوش آورهای برج احیا می گردد. به عبارتی دیگر پس از خروج از هر "Main 24 Valve" مجدد به دو مسیر تقسیم می شود ( هر واحد دو برج احیاء داشته که هر برج خود دو جوش آور داراست)

بخار L.P پس از عبور از U\_Tube و گرم کردن آمین در جوش آور ها، به صورت مایع در آمده و وارد ظرف تبخیر ناگهانی بخار<sup>۱۰۲</sup> می شود. سپس این آب توسط پمپهای کاندنس برگشتی، به واحد آب و بخار باز می گردد. مسیری دیگر از L.P.S به سمت PV 313 در S.R.U ارسال می گردد.

#### ۸-۵- مسیر آب در واحد تصفیه گاز:

آب مدار بسته در مبدل پمپها و کمپرسورهای موجود در واحدها مورد استفاده دارد. آب مدار باز در پوسته مبدل های ۱۶۰۳ و ۱۶۰۴ مورد استفاده قرار می گیرد. همانطور که در قبل توضیح داده شد، این کولرهای آبی، به ترتیب گاز ۱۰۰٪ و گاز ۱۰٪ را خنک می سازند.

#### ۸-۶- مسیر Start Up در واحد تصفیه گاز:

این مسیر جهت فشار گیری، Purge و در سرویس قرار دادن واحد مورد استفاده قرار می گیرد و به بالای فیلتر نهایی و ورودی IGS وارد می شود. فشاری حدود  $60 \text{ kg/cm}^2$  داشته و هنگامی که واحد در سرویس قرار دارد، مسیر آن قطع می باشد.

<sup>102</sup> . Condensate Flash Drum

#### ۷-۸- مسیر Fule Gas در واحد تصفیه گاز:

این گاز جهت سوخت مورد نیاز واحد وارد گردیده و برای مشعل و پایلوت کوره گاز احیاء، به کار می رود. مسیری دیگر از آن نیز با فشاری حدوداً برابر با  $4/5 \text{ kg/cm}^2$  برای S.R.U ارسال می گردد.

#### ۸-۸- مسیر Power Gas در واحد تصفیه گاز:

از طریق مسیر ۸" وارد واحد تصفیه گاز شده و پس از تقلیل فشار توسط دو P.C.V به فشاری معادل  $7 \text{ kg/cm}^2$  می رسد. این گاز جهت باز و بسته شدن شیر برجهای خشک کننده به کار می رود. یک مسیر دیگر از این خط به سمت برجهای احیاء و ظرف تبخیر ناگهانی آمین وارد گردیده تا در مواقع سرویس قرار دادن واحد، جهت تامین فشار استفاده گردد.

پرسشهای فصل هشتم

- ۱- شمایی از یک واحد تصفیه گاز (به صورت نمودار جریانی و یا بلوک دیاگرام) که برای شیرین سازی از آمین استفاده می نماید، رسم نمایید؟
- ۲- نحوه شیرین سازی توسط محلول آبی آمین را در یک واحد تصفیه گاز شرح دهید؟
- ۳- مسیر گاز احیاء، گاز ده درصد، را ضمن رسم بلوک دیاگرام توضیح دهید؟

## فصل نهم

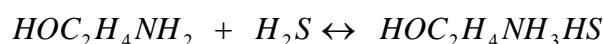
### آلاینده های آمین

- ✓ عوامل آلوده کننده آمین
- ✓ نمکهای مقاوم به حرارت
- ✓ اندازه گیری نمکهای مقاوم به حرارت
- ✓ محصولات فساد ناشی از فساد DEA و MDEA
- ✓ مواد شیمیایی تزریقی
- ✓ هیدروکربونها
- ✓ ذرات ریز و معلق
- ✓ منابع آلوده کننده آمین
- ✓ اثرات آلودگی آمین
- ✓ روشهای جداسازی آلودگی آمین
- ✓ ریکلایم حرارتی MEA ، DEA و MDEA
- ✓ روش تقطیر اتمسفریک
- ✓ ریکلایم بستر تعویض یونی



## ۹-۱- آلاینده های آمین :

سابقه استفاده از آمینها در پروسه حذف گازهای اسیدی از جریانهای گازی، به حدود یک قرن گذشته بر می گردد. در واقع، بیش از ۸۰ سال است که از آمینها برای حذف CO<sub>2</sub> و H<sub>2</sub>S از گاز طبیعی، و شیرین سازی گاز ترش استفاده می شود. همانطور که گفته شد، اساس کار آمینها بر پایه واکنش بین یک باز ضعیف ( آلکانول آمین ) و اسید ضعیف (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) که منجر به تولید نمک آمین - اسید می گردد. این ماده در آب محلول است.



واکنش مذکور و تولید نمک ضعیف آمین - سولفید در دماهای بالا، برگشت پذیر است. از این خاصیت، جهت احیاء آمین در برجهای احیاء و به کارگیری مجدد آن، در برجهای تماس استفاده می شود.

مشخصات و ترکیب درصد گاز، از جمله میزان H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, COS و مرکاپتانها در انتخاب حلال مناسب تاثیر بسزایی دارند. علاوه بر آن، عوامل دیگری نظیر حلالیت هیدروکربونها، فساد آمین (خصوصاً اگر در گاز ورودی اکسیژن وجود داشته باشد) و راحتی ریکلایم کردن برای جداسازی محصولات فساد آمین، نیز می تواند در انتخاب آمین موثر باشد.

معمولاً حلالهای مورد استفاده در صنعت شیرین سازی گاز عبارتند از : a-MDEA, MDEA,

ME, DIPA, DEA DGA, MEA و Sulfinol-M,D.

هر کدام از حلالهای فوق، مشخصات منحصر به فردی در تصفیه گاز و همچنین فسادپذیری، در حین عملیات تصفیه گازهای اسیدی دارا می باشند. با گذشت زمان، شرایط فرآیندی باعث فساد آمین می شود به طوری که هر نوع آمین یک سری محصولات فساد منحصر به فرد خود تولید می کند.

## ۹-۲- عوامل آلوده کننده آمین :

مواد آلوده کننده آمین، به پنج دسته تقسیم می شوند :

- ❖ نمکهای مقاوم به حرارت<sup>۱۰۳</sup>
- ❖ محصولات فساد<sup>۱۰۴</sup>
- ❖ مواد شیمیایی تزریق شده سرچاهی یا حین عملیات<sup>۱۰۵</sup>
- ❖ هیدروکربونها<sup>۱۰۶</sup>
- ❖ ذرات معلق و ریز<sup>۱۰۷</sup>

به طور معمول، همه این آلوده کننده ها در تمامی سیستمهای آمین به طور همزمان وجود دارند. اما بسته به شرایط، مقدار آنها و میزان تاثیر آنها بر روی سیستم تغییر می کند. به طور کلی، این مواد معمولاً برای آمین مناسب نمی باشد. به طور کلی به هر چیزی، غیر از آمین فعال و آب، آلودگی یا پسماند اطلاق می شود. این آلودگیها، با استفاده از فرمول ذیر در نمونه ها مشخص می شود :

$$\% \text{ Wt Residue} = 100 - \text{Wt} \% \text{ Free Amine} - \text{Wt} \% \text{ Water}$$

## ۹-۲-۱- نمکهای مقاوم به حرارت:

مهمترین و نگران کننده ترین مواد آلوده کننده آمین، نمکهای مقاوم به حرارت می باشند. در اصل آنیونهای اسیدهای قوی نظیر فرمات، استات، تیو سولفات، تیو سیانات و کلراید می توانند مولکولهای آمین را به صورت نمک به دام انداخته، به طوریکه به وسیله حرارت قابل احیاء و آزادسازی نباشند. از این رو، این مواد، نمکهای مقاوم به حرارت نامیده می شوند.

نمکهای مقاوم به حرارت نه تنها باعث کاهش قدرت جذب گازهای اسیدی در آمین می شوند، بلکه باعث ایجاد خوردگی و یا تشدید آن نیز می شوند. گاهی اوقات در صنعت از این مواد به عنوان آلوده

<sup>103</sup> .HSS: Heat Stable Salts

<sup>104</sup> . Degradation

<sup>105</sup> . Injection Chemicals

<sup>106</sup> . Hydrocarbons

<sup>107</sup> . Particulates

کننده های آمین نیز نام برده می شود در حالیکه نمکهای مقاوم به حرارت، تنها بخشی از مواد آلوده کننده آمین می باشند.

#### ۹-۲-۱-۱- اندازه گیری نمک های مقاوم به حرارت:

نمکهای مقاوم به حرارت می تواند معانی متفاوتی داشته باشد. گاهی اوقات به آنیونهای نمکهای مقاوم به حرارت، گاهی به آنیونهای متصل به کاتیون آمین یعنی آمین مقاوم به حرارت و گاهی نیز به آنیون نمکهای مقاوم به حرارت که به کاتیون سدیم متصل می باشند، اطلاق می شود. نمکهای مقاوم به حرارت می توانند به سه راه مختلف گزارش شوند. دانستن اختلاف این سه روش در هنگام مقایسه میزان آلودگی ها در آمین بسیار مهم است.

❖ آنیونهای HSS اندازه گیری شده به عنوان درصد کلی محلول، که به صورت زیر بیان می شوند.

#### HSS Anions – Weight Percent Of Solution

❖ آنیونهای HSS که به آمین متصل شده اند، در اصل تعداد کاتیونهای آمین که با آنیونهای مقاوم به حرارت واکنش داده و به تله افتاده اند را HSAS می نامند.

#### HSS – As Weight Percent Amine

❖ HSS – As Percent Amine Capacity (As Percent Total Amine)

به عنوان مثال دیگری می توان آلودگیهای نمونه MDEA را به سه روش مختلف بیان نمود :

Amine Stenght Wt % = 30.5

HSS Anions Wt %=5.33

HSS Expressed As Wt % As MDEA= 13.13

HSS As Percent Amine Capacity= 43.05

MDEA MW = 119

HSS Anions MW = 48.2

بنابراین هنگام مقایسه آنالیزها توسط آزمایشگاههای مختلف به مبنایها باید توجه نمود.

### ۹-۲-۲- محصولات فساد:

محصولات فساد، به محصولاتی گفته می شود که، از واکنش بین مولکولهای آمین، شکسته شدن و یا تغییر شیمیایی آن پدید می آید. اما به طور عمده، این مواد از شکسته شدن مولکول بازی آمین بوجود می آیند و اغلب غیر قابل بازگشت می باشند. به عنوان مثال مشتقات اتیلن دی آمین (THEED در DEA و HEEU در MEA) که با حضور  $O_2$ ،  $CO_2$  و COS، در سیستم تصفیه گاز با آلکانول آمینها به وجود می آیند. بعضی از محصولات فساد در نتیجه واکنش برگشت پذیر، یا تعادل شیمیایی با مولکول آمین ایجاد می گردند. فرمالدئیدها، در آمینهای نوع اول، دوم و BHEEU در DGA، مثالهایی از این نوع فساد می باشند. وجود نمکهای مقاوم در همه حلالها معمول است ولی محصولات فساد، به نوع محلول بستگی دارد.

در اندازه گیری میزان محصولات فساد آمین دو مشکل اساسی وجود دارد. از یک طرف، محصولات فساد قدرت قلیایی دارند و تحت تیتراسیون نرمال، به عنوان آمین شناخته می شوند. بنابراین می توانند باعث اشتباه در اندازه گیری قدرت جذب شوند، در حالیکه این مواد قدرت جذب گازهای اسیدی را ندارند. از طرف دیگر، محصولات فساد آمین نظیر Bicine در آزمایشگاه به سختی اندازه گیری می شوند و هزینه اندازه گیری آنها نیز زیاد است. از این رو کمتر اندازه گیری می شوند. در این بخش محصولات فساد DEA و MDEA به اختصار بیان می شود.

### ۹-۲-۲-۱- محصولات ناشی از فساد دی اتانول آمین:

❖ فرمالدئیدها ( آمینهای n - فرمیل ) محصولات فساد هستند که معمولاً در آمینهای نوع اول و دوم یافت می شوند. تحت شرایط خاصی، آمینهای نوع اول و دوم با اسید فرمیک موجود در محلول، تشکیل اسیدهای n - فرمیل می دهند.

داده های موجود در محلولهای فرآیندی حاوی فرمات، نشان می دهد که واکنش تعادلی زیر بین نمک مقاوم به حرارت فرمات و n - فرمیل دی اتانول آمین برقرار است :



- با توجه به واکنش تعادلی فوق، می توان DEA-F را مجدداً به DEA و اسید فرمیک تبدیل نمود.
- ❖ تریس هیدروکسی اتیلن دی آمین<sup>۱۰۸</sup>، محصول فساد آمین DEA است که در اثر واکنش با CO<sub>2</sub> ایجاد می شود. در خصوص مکانیسم واکنش و طبیعت خورنده THEED منابع زیادی موجود است. در این منابع، بیشتر روی واکنش DEA با CO<sub>2</sub> بحث شده است در حالیکه، این ماده (THEED) در سیستمهای ترکیبی H<sub>2</sub>S و CO<sub>2</sub> نیز دیده می شود.
  - ❖ معمولاً وجود THEED در سیستمهای تصفیه H<sub>2</sub>S، CO<sub>2</sub> با DEA، باعث ایجاد پلیمرهای آمین می شود. این پلیمرها از واکنشهای زنجیره ای THEED با مولکولهای DEA تشکیل شده و تولید زنجیر مولکولهای اتیلن دی آمین می کنند.
  - ❖ حضور ترکیبات شیمیایی نظیر اکسیژن می تواند مولکول DEA را به مولکولهای آمین کوچکتر تبدیل کند. MEA یکی از آمینهایی است که می تواند در اثر فساد DEA بوجود آید. با توجه به ارتباط خوردگی تنشی ناشی از آمین<sup>۱۰۹</sup> در حضور MEA، لازم است حضور MEA در سیستمهای حاوی DEA اندازه گیری شود. مولکول MEA بوجود آمده نیز، می تواند با توجه به واکنشهای گفته شده، به محصولات دیگری تبدیل شود.
  - ❖ در اثر حضور DEA و مواد واسطه ناپایدار، بیس - (هیدروکسی) گلايسين<sup>۱۱۰</sup> بوجود می آید. این ماده باعث خوردگی در سیستم می شود.

#### ۹-۲-۲- محصولات ناشی از فساد متیل دی اتانول آمین:

در سیستمهایی که از MDEA استفاده می شود، حضور محصولات از قبیل MMEA، DEA، Bicine و ... قطعی است. با توجه به تولید این محصولات، تمامی مطالب ذکر شده در خصوص

<sup>108</sup> . THEED

<sup>109</sup> . ASCC

<sup>110</sup> . Bicine

محصولات فساد در قسمت قبل، در این قسمت نیز صادق می باشد. این محصولات در سیستم تجمع پیدا کرده و خود باعث محصولات فساد می شوند. حضور آمینهای نوع اول و دوم نیز می تواند روی انتخابگری محلول واحد تصفیه گاز تأثیر گذار باشد.

#### ۹-۲-۳- مواد شیمیایی تزریقی:

بازدارنده های خوردگی که در عملیات بالادستی خطوط انتقال گاز به پالایشگاه، به گاز اضافه می شوند و همچنین مواد تزریقی به آمین واحدهای تصفیه گاز، نظیر آنتی فوم های شیمیایی، می توانند در جریان آمین گردشی تغلیظ شده و باعث آلودگی آمین شوند. اگرچه افزودن این مواد برای کنترل عملیات واحدها مورد نیاز می باشد، اما تزریق آنها در طول زمان، باعث آلودگی جدی آمین و بروز مشکلاتی نظیر گرفتگی و تغییر خواص فیزیکی محلول آمین، خصوصاً ویسکوزیته و ضریب انتقال جرم خواهند شد.

#### ۹-۲-۴- هیدروکربونها:

هیدروکربونهای سنگین موجود در جریان گاز، می توانند در برج جذب میعان شده و وارد فاز آمین شوند. علاوه بر این، روغنهای روان کننده که در تجهیزات سرچاهی استفاده می شوند نیز، منبع دیگری برای آلودگی آمین می باشند. این مواد در مرحله ابتدایی باعث ایجاد کف و در مراحل بعدی و پس از تغلیظ، می تواند خواص فیزیکی محلول آمین را تغییر دهند.

#### ۹-۲-۵- ذرات ریز و معلق:

ذرات غیر محلول از قبیل: سولفیدهای آهن، فلزات ناشی از خوردگی تجهیزات، کربن فعال و ذرات جدا شده از فیلترهای آمین، می توانند باعث آلودگی آمین، گرفتگی تجهیزات و فوم زایی بیشتر محلول آمین شوند.

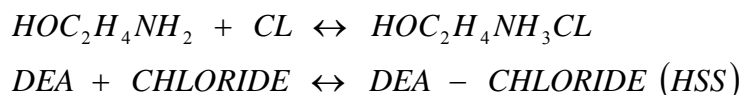
### ۹-۳- منابع آلوده کننده آمین :

آلوده کننده هایی که در سیستم آمین شناسایی شده اند که در قسمت قبل نیز بیان گردید، از سه منبع مختلف می توانند وارد آمین شوند :

- ❖ آب جبرانی<sup>۱۱۱</sup>
- ❖ جریان گاز
- ❖ مشتقات ناشی از واکنش آمین با منابع آلوده کننده قبلی (دو مورد فوق)

### ۹-۳-۱- آلودگیهای آب جبرانی :

برای تامین آب جبرانی، بایستی از آب مقطر یا آب خالص یون زدایی شده استفاده شود. در غیر این صورت، آلودگیهای زیادی نظیر سدیم، پتاسیم، کلسیم، کلراید، سولفات و بی کربنات می توانند وارد فاز آمین شوند. این آنیونهای قوی، با کاتیونهای آمین وارد واکنش شده و نمکهای مقاوم به حرارت را به وجود می آورند. به عنوان مثال، واکنش DEA با کلراید می تواند باعث تولید نمک مقاوم به حرارت شود.



### ۹-۳-۲- آلودگیهای جریان گاز :

مهمترین مواد آلوده کننده همراه جریان گاز عبارتند از: اکسیژن، کربونیل سولفید، دی اکسید کربن و هیدروکربونها. وجود اکسیژن در محلول آمین، می تواند باعث ایجاد آلودگیهای زیادی در سیستم شود.

---

<sup>۱۱۱</sup> . Make Up Water

به عنوان مثال، اکسیژن با هیدروژن سولفید واکنش داده و تولید تیوسولفات و نمکهای سولفات می نماید. این مواد به حرارت مقاومند. همچنین اکسیژن با آمین ترکیب شده و اسیدهای فرمیک، گلایکولیک و اگزالیک را تشکیل می دهد.

### ۹-۳-۳- آلودگیهای مشتق شده<sup>۱۱۲</sup> :

دی اکسید کربن موجود در جریان گاز ترش، می تواند موجب ایجاد آلودگی شود. آلودگیهای بوجود آمده از واکنش CO<sub>2</sub> با محلول آمین، باعث فساد آمین می شود. شیمی فساد آمین بسیار پیچیده تر از شیمی تشکیل نمک است. علت این امر، واکنشهای پشت سرهم و ترکیبات میانی در فساد آمین است. به طور کلی، ترکیبات فساد، در جدول ۹-۱ نشان داده شده است:

جدول ۹-۱: محصولات فساد آمین

Amine + O <sub>2</sub>	Carboxylic Acids Imidazolidone	Heat Stable Salt
MEA + CO <sub>2</sub> + COS	Oxazolidone	OZD
	Hydroxyethyl	HEI
	Imidazolidone	HEED
	Hydroxyethyl ethylenedi amine	
	Diethylanlurea	
DGA + CO <sub>2</sub>	Bis Hydroxyethyl Ethoxy Urea	BHEEU
	Bis Hydroxyethyl Ethoxy Thiourea	BHEETU
DEA + CO <sub>2</sub> + COS	Hydroxyethyl Oxazolidone	HEOD
	Bis Hydroxy Ethyl Piperzine	BHEP
	Tris Hydroxyl Ethyle Ethylene Di	HEED
	Amine	MEA
	Monoethanol Amine	EHI
	Hydroxyle Ethyl Imidazolidone	BHEED
Bis Hydroxyethyl Ethylene Di		

<sup>112</sup> . Derived Contaminates



	Amine	
MDEA	Ethylene Glycol	EG
	Hydroxymethyl Piperzine	EHI
	Diethanolamine	DEA
	Tris Ethanol Amine	TEA
	Bis Hydroxy Ethyl Piperzine	BHEP

#### ۹-۴- اثرات آلودگیهای آمین :

در فرآیندی که از آمین نو و یا ریکلیم شده استفاده می شود، آلودگیها و مشکلات عملیاتی بسیار کم است. هرچه میزان آلودگیها در سیستم زیاد باشد، فوم زدایی، خوردگی و گرفتگی تجهیزات زیاد می شود. این امر باعث مصرف انرژی بیشتر و کاهش عمر تجهیزات می شود و این موضوع، وقتی تکمیل می شود که، مشخصات محصول با استاندارد مطابقت نداشته باشد.

فوم زدایی، اولین علامت آلودگی سیستم است و با مقدار بسیار کم هیدروکربونهای سنگین، مواد معلق، ذرات ریز و مواد شیمیایی تزریقی، می تواند بوجود آید. فوم زدایی، باعث اتلاف آمین و نیاز به تأمین آب جبرانی بیشتر می شود که هزینه بری سیستم را در پی دارد. وقتی ذرات موجود در سیستم گردش آمین تغلیظ شود، باعث گرفتگی<sup>۱۱۳</sup> می گردد و تماس بین گاز و آمین کاهش می یابد. در این حالت، محلول Off Spec می شود. فیلتراسیون مناسب می تواند، ذرات جامد معلق را، قبل از تغلیظ شدن در سیستم، جدا نماید.

اگر خوردگی در سیستم کنترل و اندازه گیری نگردد، بیشترین هزینه را بر سیستم اعمال خواهد نمود. به ندرت، تنها یک عامل، در مشکلات عملیاتی واحدهای آمین و در نتیجه خوردگی مؤثر و مقصر است. نمکهای مقاوم به حرارت و محصولات فساد، عاملهای اصلی خوردگی هستند که باعث می شوند،

<sup>113</sup> . Fouling

قدرت بازی آمین کاهش یابد و ظرفیت تصفیه گاز مورد هجوم قرار گیرد. این آلودگیها یا بایستی خنثی شوند و یا از محیط جدا و به حد معمول برسند.

#### ۹-۵- روشهای جداسازی آلودگیهای آمین :

روشهای مختلفی برای جداسازی آلودگیهای آمین وجود دارد. با توجه به نوع آلودگی، می توان یک یا ترکیبی از روشهای زیر را برای جداسازی مواد آلوده کننده از محلول آمین، مورد استفاده قرار داد.

- ❖ دور ریختن آمین کار کرده و شارژ آمین نو
- ❖ فیلتراسیون ذرات معلق
- ❖ خنثی سازی نمکهای مقاوم به حرارت
- ❖ الکترودیالیز
- ❖ استفاده از بستر تعویض یون
- ❖ ریکلایم حرارتی آمین

#### ۹-۵-۱- فیلتراسیون:

تا سالهای اخیر، با استفاده از دورریزی آمین کار کرده و شارژ مجدد محلول آمین نو، میزان آلودگیهای آمین کنترل می شد، اما با افزایش قیمت آمین نو و با توجه به اهمیت مسائل زیست محیطی، این روش دیگر توجیه اقتصادی نداشته و باید روشهای تصفیه آمین، برای حذف آلودگیها مورد استفاده قرار گیرد. برای این منظور، جهت حذف ناخالصیهای نامحلول، هیدروکربونها و مواد شیمیایی تزریق شده به سیستم، روش فیلتراسیون از جمله فیلتر کربن فعال استفاده می شود.

### ۹-۵-۲- خنثی سازی:

هیدروکسید سدیم می تواند باعث شکستن باندهای آنیونی نمک های مقاوم به حرارت شود. این خنثی سازی، فقط نمکهای آمین مقاوم در مقابل حرارت را به نمکهای سدیم مقاوم در برابر حرارت تغییر می دهد، اما توانایی حذف آلودگیهای دیگر را ندارد. عمل خنثی سازی باعث می شود بتوان مدت زمان بیشتری محلول آمین را مورد استفاده قرار داد.

### ۹-۵-۳- الکترودیالیز و تعویض یون:

با روش الکترودیالیز و تعویض یون، می توان آلودگیهای یونی محلول آمین نظیر نمکهای مقاوم به حرارت را جداسازی نمود. اما این روش توانایی جداسازی مواد خنثی حاصل از فساد آمین، ذرات معلق، هیدروکربونها و مواد شیمیایی تزریق شده به سیستم را ندارد.

### ۹-۵-۴- بررسی ریکلیم آمین :

ریکلیم کردن با روش تقطیر تحت خلأ، تنها پروسه ای است که می تواند تمامی آلودگیهای آمین ( که نقطه جوشی متفاوت با نقطه جوش آمین در دما و فشار یکسان دارند ) را جداسازی نماید. محصولات این روش، آب مقطر و آمین تمیز می باشد. ریکلیم کردن آمین ها ( گلایکول ) از طریق دو روش تقطیر و فرآورش با ذغال انجام می پذیرد. ریکلیم کردن با روش تقطیر خود به مواردی به صورت زیر، تقسیم بندی می شود :

- ❖ تقطیر در فشار اتمسفر یک : این روش تقطیر در محلول مونو اتانول آمین با موفقیت مورد استفاده قرار گرفته است. آمین های سنگین تر و همچنین گلایکول ها در نقطه جوش خود در فشار اتمسفر یک پایدار نبوده و این روش در ریکلیم کردن آنها قابل استفاده نمی باشد.
- ❖ تقطیر در خلأ : روش تقطیر در خلأ برای ایجاد دمای تبخیر پایین تر در سیستم های فرآورشی با MEA نیز قابل بهره برداری بوده و ندرتاً مورد استفاده قرار می گیرد.

❖ بستر نمک مذاب : به جای تقطیر DEA در خلاء، می توان از روش ریکلیم آن در بستر نمک مذاب استفاده نمود. نمک مذاب می تواند برای ریکلیم نمودن آمین ها و گلایکول ها مورد استفاده قرار گیرد.

#### ۹-۵-۴-۱- روش تقطیر در فشار اتمسفر یک :

همانطور که گفته شد، این روش تنها در سیستم های فرآورشی MEA قابل بهره برداری می باشد. دستگاه ریکلیم در حقیقت به صورت کتری جوشان است که با شعله آتش و با بخار گرم شده و ظرفیت آنها در حدود یک یا دو درصد جریان اصلی محلول آمین در گردش می باشد. جریان تغذیه به صورت پیوسته و از طریق لوله کنار گذر، یا به طریق نیمه پیوسته و یا ناپیوسته<sup>۱۱۴</sup> در سیستم ریکلیم، مورد تقطیر قرار می گیرد.

توصیه می شود که برای گرم کردن ریکلیم از انرژی بخار آب اشباع استفاده شود تا از تخریب مولکولهای محلول در اثر انتقال حرارت بیش از حد، جلوگیری به عمل آید. مقدار انتقال حرارت نباید از  $5000 \text{ Btu / ft}^2$  در ساعت، تجاوز نماید. لوله تغذیه کننده محلول به ریکلیم، ممکن است به پایین واحد ریویلر و یا برج احیاء ( در قسمت مایع ) اتصال داده شده و یا از لوله خروجی محلول از برج احیاء و قبل از وارد شدن آن به مبدل حرارتی انشعاب داده شود. لوله آب مقطر دستگاه ریکلیم می تواند به هر لوله حامل آب مقطر اتصال یابد. بخارات تولید شده محلول در ریکلیم ممکن است به دو طریق برداشت شوند: برگشت بخارات تولید شده به بخش فوقانی واحدهای ریویلر و یا تغذیه بخارات ریکلیم به بخش بخار در قسمت تحتانی برج احیاء می باشد. امتیاز این روش اتصال، در این است که انرژی جذب شده توسط ریکلیم به طور مستقیم به سیستم احیاء برگشت نموده و بار حرارتی اضافی در واحد پالایش به حساب نمی آید.

<sup>114</sup> . Batch

متأسفانه استفاده از آرایش یاد شده در نصب دستگاه ریکلیمر، ایجاب می نماید که ریکلیمر در فشار برج احیاء آمین یعنی ( ۸ - ۱۷ psig )  $0.55-1.17 \text{ bar}$  و در درجه حرارت (  $240-260 \text{ }^\circ\text{F}$  )  $126-126 \text{ }^\circ\text{C}$  - ۱۱۶ مورد بهره برداری قرار گیرد. تعادل مایع - بخار با افزایش درجه حرارت ازدیاد پیدا خواهد کرد. همچنین با افزایش فشار بهره برداری در دستگاه ریکلیمر، برای بازیافت بخارات MEA با غلظت مشخصی در محلول MEA، درجه حرارت گاز آن باید افزایش داده شود. یعنی فشار گاز در ریکلیمر، برای به دست آوردن بخارات با درصد معینی از MEA و بدون تخریب مولکول های آمین، به علت دمای بالا، باید تحت کنترل قرار داشته باشد.

برای به دست آوردن بخارات MEA با ۱۵٪ آمین و در دمای کار ریکلیمر حداکثر برابر با (  $260 \text{ }^\circ\text{C}$  )  $260 \text{ }^\circ\text{C}$  ( به منظور جلوگیری از تخریب مولکول های MEA در اثر حرارت بیش از حد )، فشار ریکلیمر نباید از (  $10 \text{ psig}$  )  $0.68 \text{ bar}$  بیشتر باشد. به عنوان مثال، در فشار گاز دستگاه ریکلیمر برابر با (  $20 \text{ psig}$  )  $1.38 \text{ bar}$  و برای به دست آوردن بخارات MEA محتوی ۱۵٪ آمین، درجه حرارت ریکلیمر باید در مقدار (  $295 \text{ }^\circ\text{F}$  )  $145 \text{ }^\circ\text{C}$  نگهداری شود که البته این دمای زیاد، باعث تخریب مولکولهای MEA خواهد گردید.

در سیستم هایی که بهره برداری از ریکلیمر در فشار (  $8-10 \text{ psig}$  )  $0.55-0.68 \text{ bar}$  امکان پذیر نباشد، روش ثانویه انتقال محصولات بخار بالای دستگاه ریکلیمر، به کار گرفته می شود. در این روش بخارات به دست آمده از ریکلیمر تقطیر شده، و به جریان آمین تمیز خروجی از ریبولر تغذیه می شود. این روش اجازه می دهد که در سیستم فرآورشی MEA و حتی برای به دست آوردن محلول ۲۵-۲۰ درصد آمین، ریکلیمر در فشار اتمسفر یک و در محدوده درجه حرارت های ایمن (  $240-260 \text{ }^\circ\text{F}$  )  $126-126 \text{ }^\circ\text{C}$  مورد بهره برداری قرار گیرد.

لوله تغذیه کننده بخار اشباع به ریکلیمر، می تواند به هر لوله حامل بخار اشباع و با فشار حدود (  $100 \text{ psig}$  )  $6.9 \text{ bar}$  بار اتصال داده شود. دستگاه ریکلیمر، لوله های بخار آمین به سیستم احیاء و لوله های تغذیه محلول آمین از سیستم احیاء باید عایق کاری شوند. لوله گذاری ها و عایق کاری باید طوری

انجام پذیرد که امکان باز کردن درب ریکلیمر برای تمیز کاری و امکان بیرون آوردن تیوب بانندل ریکلیمر وجود داشته باشد. همچنین ضروری است که قسمتهای داخلی کتری ریکلیمر، برای برداشت کثافات ته نشین شده و پاک نمودن تیوبها و جا به جا نمودن مواد باقی مانده از عمل تبخیر، قابل دسترسی باشند.

به منظور بهره برداری از ریکلیمر، آن را باید با محلول پر نمود. لذا باید سیستم کنترل سطح برای نگه داشت سطح محلول در آن، به طوریکه تیوب بانندل آن در محلول غوطه ور باشد، تعبیه شود. همچنین بخار اشباع تغذیه شده به ریکلیمر باید از طریق شیر کنترل مخصوص درجه حرارت محلول MEA عبور داده شده و تحت کنترل قرار گیرد.

در ابتدای راه اندازی، محصولات بخار بالای ریکلیمر عمدتاً بخار آب بوده و مقدار کمی MEA در بخارات آب وجود دارد. بعد از آنکه تبخیر آب در ریکلیمر ادامه یافت، غلظت محلول MEA در بخش پایین ریکلیمر زیاد شده و در نتیجه، مقدار آمین خروجی در فاز بخار مرتباً افزایش پیدا می کند، تا اینکه دستگاه ریکلیمر به حالت تعادل خود برسد.

در حالت تعادل، درصد آمین خروجی توسط بخارات، معادل غلظت محلول MEA تغذیه شده به دستگاه ریکلیمر می گردد. در این وضعیت، غلظت محلول آمین داخل ریکلیمر به مراتب بالاتر می باشد. بنابراین در فشار اتمسفر یک، برای به دست آوردن بخارات با مقدار MEA حدود ۱۵٪، از محلول آمین تغذیه شده با غلظت ۱۵٪ تنها در صورتی امکان پذیر است که، غلظت آمین داخل ریکلیمر به مقدار ۷۵٪ برسد. همچنین، در ریکلیمر با فشار کارکرد ( ۱۰ psig ) ۰/۶۹ بار، موقعی می توان بخارات آمین محتوی ۱۵٪ آمین را بازیافت نمود که، غلظت آمین داخل ریکلیمر حدود ۷۲٪ باشد.

با ادامه کار دستگاه ریکلیمر، تمرکز املاح آمین و یا سایر ناخالصی ها، در قسمت پایین آن فزونی پیدا کرده و در نتیجه، درجه حرارت گاز ریکلیمر نیز افزایش می یابد. با رسیدن مقدار درجه حرارت ریکلیمر به ( ۲۳۵ °f ) ۱۱۳ °C باید فشار بخار تغذیه به آن را، تا حد ( ۴۰ psig ) ۲/۷۵ bar افزایش

داد. در درجه حرارت گاز (  $245^{\circ}\text{F}$  )  $118^{\circ}\text{C}$  فشار بخار تا مقدار (  $50\text{ psig}$  )  $3/45\text{ bar}$  و در دمای گاز (  $255^{\circ}\text{F}$  )  $124^{\circ}\text{C}$  فشار بخار تا مقدار (  $60\text{ psig}$  )  $4/14\text{ bar}$  بالا برده می شود. با افزایش تمرکز نمک ها، سایر ناخالصی ها و ازدیاد درجه حرارت تا (  $290^{\circ}\text{F}$  -  $280^{\circ}\text{C}$  )  $130$  فشار بخار اشباع تغذیه شونده تا مقدار (  $100\text{ psig}$  )  $6/9\text{ bar}$  افزایش داده می شود. در این وضعیت، شیر تغذیه آمین به ریکلیم را بسته و شیر آب مقطر ورودی به آن، برای نگهداشت سطح مایع، باز می شود. ادامه بهره برداری از ریکلیم در این حالت، به صورت Batch Operation تا جایی ادامه می یابد که آمین موجود در املاح باقی مانده در ریکلیم بازیافت شوند. در این بخش از کار، باید از ریکلیم به طور مرتب نمونه هایی از بخارات آمین خروجی برداشت نمود تا برای تعیین مقدار MEA مورد آزمایش قرار گیرد. موقعی که مقدار آمین خروجی در بخارات ریکلیم به پایین تر از یک درصد رسید، عمل تقطیر در ریکلیم متوقف می گردد. سپس از محلول تغلیظ شده باقیمانده در ریکلیم نمونه برداری شده و برای بررسی این موضوع که آیا می توان ( از جنبه های اقتصادی ) با ادامه عمل تقطیر مقدار آمین بیشتری بازیافت نمود و یا نه، مورد آنالیز قرار می گیرد.

آمین باقی مانده در دستگاه ریکلیم به صورت نمک های مقاوم در برابر حرارت، نظیر تیوسولفات آمین و تیوسیانات آمین می باشند. با افزودن کربنات سدیم (سودا اش) و یا هیدروکسید سدیم (کاستیک سودا) به املاح غلیظ باقی مانده در ریکلیم می توان آمین را آزاد و بازیافت نمود. در این حالت، املاح غیر فرار سدیم در دستگاه ریکلیم باقی مانده و آمین آزاد به دست می آید.

همانطوری که گفته شد، تنها محلول MEA در فشار کار سیستم احیاء آمین، قابل ریکلیم کردن است. از آن جا که MEA از فعال ترین نوع آمین ها است، در نتیجه مولکول آن، بیشتر از بقیه آمین ها تخریب می گردد. در سیستم های فرآروشی با MEA دستگاه ریکلیم، مشابه اندام کلیه و تصفیه گر در بدن انسان، می تواند از مهمترین بخشهای پالایش باشد. محلول MEA در برابر مواد اکسید کننده نظیر  $\text{O}_2$  و  $\text{SO}_2$  و  $\text{COS}$  وارد واکنش شیمیایی شده و املاح مقاوم در برابر حرارت تولید می کند. این املاح دارای خاصیت خوردگی بوده و باید از سیستم آمین در گردش، توسط دستگاه ریکلیم خارج شوند.

ریکلیم در حقیقت، شامل یک دستگاه کتری بزرگ، با یک کویل گرمایش بخار که در داخل آن قرار دارد، می باشد. آمین تبخیر شده در ریکلیم نیز به سیستم احیاء آمین برگشت داده شده و محصولات حاصل از تخریب آمین در ریکلیم باقی می ماند. هنگامی که سودا اش به ریکلیم اضافه شود، آمین باند شده در املاح، آزاد شده و بازیافت می شود. مشخصه حرارتی ریکلیم، حتی الامکان در حداکثر مقدار خود باید نگهداری شود. در هر صورت، محلول آمین را نباید بیش از حد داغ کرد حداکثر درجه حرارت مجاز برای بهره برداری از دستگاه ریکلیم (۳۰۰ °f) (۱۴۹ °C) می باشد.

#### ۹-۵-۴-۲- ریکلیم حرارتی DEA و MDEA :

با توجه به مطالبی که بیان شد، در آمینهای نوع دوم و سوم، بویژه DEA و MDEA تشکیل نمکهای مقاوم به حرارت و محصولات فساد، باعث کاهش ظرفیت و قدرت جذب آمین و در نهایت، افزایش میزان خوردگی در سیستم می شوند. بنابراین حذف این آلودگیها اجتناب ناپذیر خواهد بود. در حضور ترکیبات خاص شیمیایی یا میانی، امکان فساد MDEA و شکستن آن به آمینهای ساده تر از جمله DEA وجود دارد، بنابراین اندازه گیری میزان DEA در محلول MDEA ضروری بوده و میزان آن با فساد آمین ارتباط مستقیم دارد. از طرفی تشکیل DEA، چون بصورت مستقیم با مولکول CO<sub>2</sub> وارد واکنش می شود، می تواند انتخابگری محلول را مورد تایید قرار دهد. بسترهای تعویض یون و الکترودیالیز قادر به بازیابی ترکیبات غیر یونی نمی باشند. بنابراین در این روش، امکان جداسازی انواع آمینها از یکدیگر وجود ندارد.

مونو متیل اتانول<sup>۱۱۵</sup> یک آمین نوع دوم است که از فساد MDEA بوجود می آید. بنابراین اندازه گیری آن در سیستم گردش آمین ضروری می باشد. این ماده همانند DEA می تواند عملکرد MDEA را تحت تأثیر قرار دهد. این آمین و فقط با تقطیر تحت خلأ، از سایر آمینها قابل جداسازی می باشد.

<sup>115</sup> . MMEA



بیس (هیدروکسی اتیل) گلايسين، محصول فساد DEA بوده و ماده ای ناپایدار است. این ماده در اصطلاح یونی، چون بسته به PH محلول، گاهی رفتار آنیونی و گاهی رفتار کاتیونی از خود نشان می دهد، دو قطبی<sup>۱۱۶</sup> می باشد. بنابراین سیستم تعویض یونی نمی تواند به طور مؤثری باعث جداسازی آن شود. جدول ۹-۲ درصد بازیافت مواد آلوده کننده MDEA را با تقطیر تحت خلأ نشان می دهد. محلول مورد استفاده در این آزمایشات قبل از تقطیر به علت تجمع HSS و Bicine در سیستم، خوردگی زیادی را نشان می داده است. با توجه به نتایج ریکلایم در خلأ، می توان این روش را تا حد زیادی مورد اعتماد دانست.

جدول ۹-۲: نتایج ریکلایم حرارتی MDEA

	Before Reclaim	After Reclaim	Removal %
Amine Strength (wt %)	۳۵	۳۵	
Stong Acid Anions (Wt %)	۲/۱۴	۰/۱۷	۹۱/۸۶
Bicine (Wt %)	۰/۵۵	۰/۱	۸۱/۸۱
MDEA Fragments DEA (Wt%)	۱/۷۶	۱/۰۲	۴۱/۸۷
C <sub>2</sub> + Acids (Wt%)	۰/۱۷	۰/۰۳	۸۴/۸۳
Bicine (Wt%)	۰/۵۵	۰/۱	۸۱/۴
Total Fragments	۲/۴۸	۱/۱۵	۵۳/۶۳
Total Residue	۸/۰۱	۱/۱۲	۸۶

<sup>116</sup> . Dipolar

### ۹-۵-۴-۳- روش و تجهیزات ریکلایم حرارتی آمین :

با استفاده از واحد ریکلایم تحت خلأ، می توان محلولهای شیمیایی را تغلیظ نموده یا به طور کامل تصفیه نمود. مزایای این روش، وقتی به طور کامل به دست می آید که، دمای فساد حرارتی محلول، کمتر از دمای شرایط خلأ (حداقل ۱۶ inHg) باشد. در ادامه، به بررسی این سیستم، پرداخته می شود. تجهیزات عمده این روش مطابق نمودار جریان نشان داده شده در شکل ۹-۱ عبارتند از: تانک ذخیره خوراک و محلول تصفیه شده، تبخیر کننده ناگهانی<sup>۱۱۷</sup>، کوره کندانسور، کولر حلال و سیستم آب خنک کننده.

محلول آمین کار کرده<sup>۱۱۸</sup>، با دمایی حدود  $15^{\circ}\text{C}$  در تانک خوراک<sup>۱۱۹</sup> ذخیره شده و میزان سطح مایع موجود در آن، توسط گیج اندازه گیری سطح<sup>۱۲۰</sup> مشخص می شود. در این تانک امکان نمونه گیری از خوراک نیز وجود دارد. در طول عملیات نرمال، با توجه به خلأ موجود در سیستم (۱۶-۲۸ inHg)، خوراک به تیوبهای مبدل حرارتی<sup>۱۲۱</sup> به صورت غیر هم جهت با بخارات وارد شده در قسمت پوسته که از تبخیر کننده ناگهانی<sup>۱۲۲</sup> بوجود آمده است، وارد شده و تبادل گرمایی می نماید. محلول خوراک عبوری از تیوبها، تا دمای  $53^{\circ}\text{C}$  گرم شده و مقداری از آن تبخیر می شود. این جریان پس از این مرحله، وارد مخلوط کننده<sup>۱۲۳</sup> می شود. بخارات خروجی از تبخیر کننده ناگهانی، وارد مبدل<sup>۱۲۴</sup> شده و تا دمای  $^{\circ}\text{C}$  ۵۶ سرد و بخشی از آن کندانس می شود.

خوراک پیش گرم شده وارد مخلوط کننده<sup>۱۲۵</sup> شده و با مایع برگشتی از کوره<sup>۱۲۶</sup> مخلوط می گردد. به مایع پسماند برگشتی از کوره، در صورت نیاز می توان کاستیک و یا آنتی فوم اضافه نمود. این مایع

<sup>117</sup> . Still

<sup>118</sup> . Wasted

<sup>119</sup> . T\_100

<sup>120</sup> . Level Gauge

<sup>121</sup> . E\_100

<sup>122</sup> . S\_100

<sup>123</sup> . Mixer

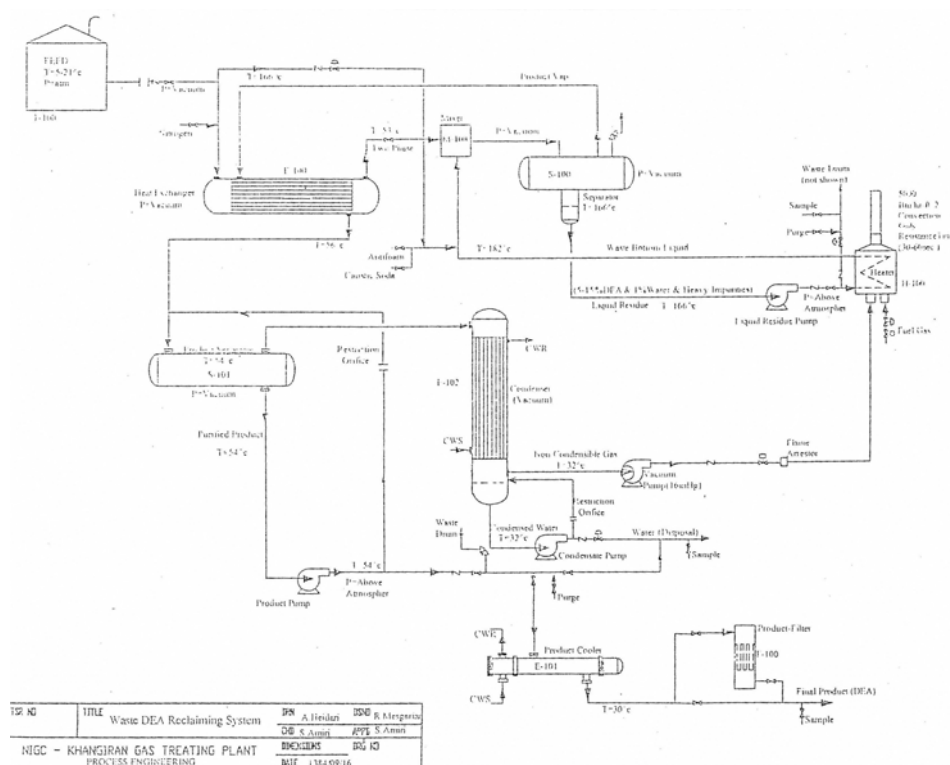
<sup>124</sup> . E\_100

<sup>125</sup> . M\_100

حدود ۵-۱۵ در صد وزنی آمین و کمتر از ۱% آب دارد. باقیمانده این جریان ناخالصیهای سنگین است. این مخلوط در کوره تا  $183^{\circ}\text{C}$  گرم می شود. مایع پسماند خروجی از کوره، پس از گرم شدن وارد مخلوط کننده شده، تا از گرمای آن برای تبخیر کامل محلول آمین ورودی به مخلوط کننده استفاده شود.

عمل مخلوط شدن، باید در زمان بسیار کوتاه و یا با اختلاط شدید همراه باشد. بدین منظور مخلوط کننده، طوری طراحی می شود که مایع پسماند به صورت مماسی وارد آن شده و پره ها یا تیغه هایی در لوله اصلی نیز وجود دارد تا اختلاط بیشتر را فراهم نماید. اضافه نمودن کاستیک سودا به منظور آزاد سازی آمین به دام افتاده به فرم HSAS است. علاوه بر این، محلول کاستیک PH را تا ۸ افزایش داده و خوردگی را کاهش می دهد. در صورت نیاز، آنتی فوم نیز برای حذف فوم در تبخیر کننده ناگهانی می تواند استفاده شود.

میزان گرما و در نتیجه دمای خروجی از مخلوط کننده بوسیله تغییر میزان خوراک ورودی به آن، قابل تنظیم می باشد. کنترل دمای خروجی از این مخلوط کننده و زمان اختلاط، مهمترین متغیر عملیاتی این فرآیند می باشد، بطوریکه زمان اقامت در مخلوط کننده باید کمتر از یک ثانیه باشد. مخلوط تولید شده در این مرحله پس از عبور از تبخیر کننده ناگهانی به دو فاز تبدیل می شود. مایع پسماند به کوره بازگشته و پس از گرم شدن مجدداً به مخلوط کننده وارد می شود. بخارات تولیدی در تبخیر کننده برای کندانس جزئی، وارد مبدل حرارتی شده و با خوراک سرد ورودی، تبادل گرمایی می نماید.



شکل ۹-۱: نمودار جریانی ریکلایم حرارتی آمین

تبخیر کننده ناگهانی به گونه ای طراحی شده که با ورود جریان از مخلوط کننده، به علت نیروی گریز از مرکز حاصل از کاهش سرعت و همچنین زمان اقامت مناسب در این مخزن، شرایط مناسبی برای جداسازی مایع \_ بخار فراهم آید.

در طراحی کوره باید موارد خاصی مورد بررسی و دقت قرار گیرد. این کوره یک پاس بوده و دمای مایع پسماند ورودی را از  $166^{\circ}\text{C}$  به  $183^{\circ}\text{C}$  می رساند. در خروجی کوره فقط یک درصد مایع، تبخیر شده که این عمل باعث می شود دیواره داخلی تیوبهای کوره، همواره با مایع پوشیده باشند. برای گرم

نمودن مایع تیوبها، از گازهای داغ حاصل از احتراق گاز طبیعی یا سوختن گازهای پسماند خروجی از پایین کندانسور<sup>۱۲۷</sup> و ورودی به پمپ خلأ می توان استفاده نمود. چنانچه از گازهای پسماند استفاده شود، باید پس از عبور Flame Arrester این گازها در مشعل مخصوص سوزانده شوند.

برای جلوگیری از فساد حرارتی آمین، باید تدابیر خاصی در طراحی کوره اندیشیده شود. همانگونه که خلأ در تبخیر کننده ناگهانی این امکان را به وجود می آورد تا محلول آمین را در دمای کمتر از دمای فساد حرارتی تبخیر نماییم، مایع پسماند نیز چون مقدار زیادی آمین دارد، باید در دمای کمتر از  $205^{\circ}\text{C}$  گرم شود. در این حالت محدود کننده دما در کوره، دمای توده مایع نیست، بلکه دمای فیلم نازک چسبیده به دیواره لوله های کوره، باید از دمای مذکو بیشتر نشود. زیرا همیشه دمای توده مایع، از دمای فیلم نازک چسبیده به دیواره مایع کمتر است. شرایط خاص مورد نیاز در کوره با در نظر گرفتن موارد ذیل بدست می آید :

❖ حداقل سرعت مایع در تیوبها باید  $6\text{ ft/s}$  باشد. این مقدار معمولاً به  $7-10\text{ ft/s}$  می رسد. در

این حالت، زمان اقامت مایع در نقاط بحرانی از نظر حرارت، به اندازه کافی کم خواهد بود.

❖ عبور مایع در داخل تیوبهای کوره در یک پاس صورت پذیرد تا مشکلات عبور توزیع یکسان

مایع، در پاسهای مختلف حذف شده و در همه پاسها، جریان مثبت برقرار باشد.

❖ عبور مایع از داخل تیوبها به صورت هم جهت با گازهای حاصل از احتراق انجام شود. این عمل،

باعث کاهش ریسک افزایش دمای بیش از حد شده و دمای فیلم مایع کمی بیشتر از دمای

توده مایع، خواهد بود.

با در نظر گرفتن این موارد، فساد حرارتی آمین در مایع پسماند اتفاق نخواهد افتاد و خوردگی این

مایع نیز به حداقل خواهد رسید. در این صورت می توان از کربن استیل، به عنوان جنس تیوبهای کوره

استفاده نمود و دیگر نیاز به استفاده از فولاد زنگ نزن با قیمت زیاد، نمی باشد. مقدار جریان پسماند

<sup>127</sup> . E\_102

ورودی به کوره و سرعت مایع مذکور در تیوبهای کوره تضمین می نماید تا میزان بخارات کمتر از  $Wt$  ۱ % و زمان اقامت مایع در کوره ۶۰-۳۰ ثانیه باشد.

حرارت مستقیم از مشعل کوره به مایع پسماند، نباید وجود داشته باشد و مایع عبوری از تیوبها، فقط توسط جریان همرفتی باید گرم شوند. بنابراین، میزان انتقال حرارت حدود  $5000 \text{ Btu/h/ft}$  بوده و هیچگونه تماس مستقیم بین کوره و تیوبها وجود ندارد.

بخارات خروجی از تبخیر کننده، پس از عبور از مبدل حرارتی و کندانس جزئی محصول (آمین)، وارد جداکننده<sup>۱۲۸</sup> می شود. مایع تولیدی، پس از جدا شدن از بخار، که عمدتاً بخار آب می باشد، توسط پمپ برای فرآورش بیشتر به کولر محصول<sup>۱۲۹</sup> فرستاده می شود. بخار آب خروجی از جداکننده، به قسمت بالای کندانسور فرستاده می شود. محصول نهایی با دمای  $55^{\circ}\text{C}$  وارد کولر شده و تا دمای مناسب برای حمل و نقل، خنک می شود. محصول نهایی در صورت نیاز می تواند به فیلتر<sup>۱۳۰</sup> جهت حذف ناخالصیها فرستاده شده و یا مستقیماً، سمت مخزن محصول ارسال شود. در این قسمت نمونه گیری از محصول تولیدی برای آنالیز بیشتر انجام می شود.

بخارات گرم و غیر قابل کندانس خروجی از جداکننده با دمای حدود  $55^{\circ}\text{C}$  وارد کندانسور شده و تا دمای  $32^{\circ}\text{C}$  خنک می شود. در این کندانسور از آب خنک کننده جهت کاهش دمای فاز بخار، استفاده می شود. گازهای غیر قابل کندانس، از آب کندانس شده در قسمت پایین کندانسور جدا و به ورودی پمپ خلأ وارد می شود. پمپ خلأ یکی از قسمتهای مهم این سیستم می باشد. گازهای غیر قابل کندانس در پمپ خلأ، از خلأ (حدود  $28 \text{ inHg}$ ) تا کمی فشار مثبت بالای اتمسفر، فشرده می شود. در این سیستم، تجهیزات شامل کندانسور، جداکننده، مبدل حرارتی، مخزن تبخیر کننده ناگهانی و مخلوط کننده در شرایط خلأ کار می نمایند.

<sup>128</sup> .S\_101

<sup>129</sup> .E\_100

<sup>130</sup> .F\_100

### ۹-۵-۴- ریکلایم آمین با استفاده از بستر تعویض یونی :

آزمایش آنالیز محلولهای مصرفی در پالایشگاه خانگیران، توسط شرکت کانادایی Amine Experts در پاییز سال ۱۳۸۴ نشان می دهد که، عامل اصلی ایجاد فوم در واحدهای تصفیه گاز، حضور آروماتیک ها در گاز ورودی است. مشکلات فوم زایی بوسیله فساد DEA در حضور CO<sub>2</sub> و همچنین تجمع HSAS در محلولهای DEA و MDEA افزایش می یابد. خلاصه نتایج آنالیزها در جدول ۹-۳ آمده است :

جدول ۹-۳: خلاصه نتایج آنالیز آمین پالایشگاه خانگیران

Sample	MDEA after 18 Month	MDEA after 3 Month	DEA after 6 Month	DEA after 12 Month
THEED	<۰/۰۱	<۰/۰۱	۴/۵	۷
HSAS Neutralized	۲/۷	۲/۱	۲/۱	۴/۳
Formate	۲۱۰۰	۵۵۰	۳۲۵	۷۰۰
Glycolate	۷۵۰	۲۱۰	۸۰	۱۵۰
Sulfate	۱۳۰	۳۰	۳۰	۳۵
Oxalate	۱۳۰	۳۵	۸۵	۹۰
Acetate	۴۳۰	۱۳۰	۵۶۰	۱۲۰۰
Butyrate	۳۱۰	۷۰	۷۰	۷۰

همانطور که نتایج آنالیز آمین نشان می دهد، پس از حدود یک سال از کارکرد محلول EDA میزان HSAS خنثی شده در محلول DEA حدود ۵۹٪ بیشتر از محلول MDEA می است که یک سال و نیم در فرآیند شیرین سازی گاز ترش به کار گرفته شده است. در مورد محصولات حاصل از فساد آمین نیز

نشان می دهد که میزان تولید THEED ( اصلی ترین محصول فساد آمینهای نوع دوم و سوم ) در DEA بسیار بیشتر از محلول MDEA می باشد. به طور کلی نتایج آزمایشات نشان می دهد که، استفاده از آمین نوع سوم در پالایشگاه خانگیران به میزان زیادی محصولات فساد و نمکهای مقاوم به حرارت را کاهش داده است. در نتیجه انتظار می رود، این امر به کاهش میزان خوردگی در واحدهایی که از MDEA استفاده می کنند، منجر شود.

همانگونه که ذکر شد، میزان فساد محصولات در MDEA بسیار کمتر از محلول DEA است. اما نمکهای مقاوم به حرارت در محلول MDEA نیز مانند محلول DEA تشکیل می شود. بنابراین جداسازی این نمکها از محلول آمین ضروری است.

همانگونه که ذکر گردید، جداسازی نمکهای مقاوم به حرارت با استفاده از بستر تعویض یون، امکان پذیر بوده و استفاده از این روش به دلایل زیر، بر ریکلایم حرارتی آمین برتری دارد :

- ❖ آسان بودن عملیات نسبت به ریکلایم تحت خلأ.
- ❖ کمتر بودن خوردگی و نشتی نسبت به ریکلایم تحت خلأ.
- ❖ کاهش هزینه سرمایه گذاری.

با توجه به تعویض محلول آمین از DEA به MDEA در پالایشگاه، استفاده از بستر تعویض یون جهت حذف نمکهای مقاوم به حرارت در محلول MDEA، از دور ریختن آمین کارکرده می توان جلوگیری نمود. علاوه بر این به میزان قابل توجهی خوردگی، مصرف آنتی فوم، هزینه تعمیرات و همچنین تعویض فیلترهای مسیر آمین نیز کاهش داده می شود.

تحقیقات در زمینه دسترسی به یک پکیج تعویض یون، از سالها پیش در دنیا آغاز و شرکتهایی نظیر Eco-Tec و MPR Services, Inc قادر به ارائه بسترهای تعویض یون جهت حذف نمکهای مقاوم به حرارت می باشند.

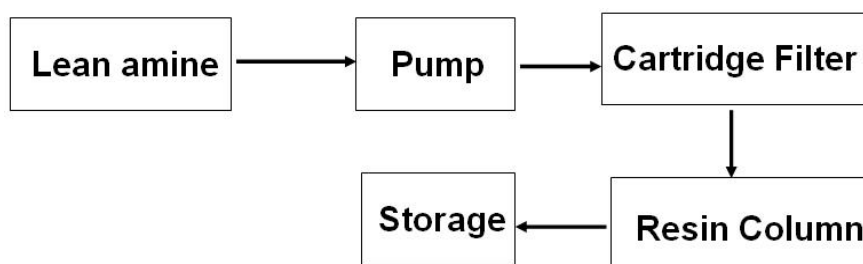
رزین های تعویض آنیونی که معمولاً در این پکیج ها استفاده می شوند به وسیله مشخصه  $pka$  بین ۷ تا ۱۴ شناخته می شوند. بیشتر رزین های تعویض کاتیونی مورد استفاده شامل پلی استایرن و



اپوکسی آمینو می باشند. رزینهای تعویض کاتیونی مورد استفاده نیز به وسیله مشخصه  $pka$  بین ۱ تا ۷ شناخته می شوند. بیشتر رزینهای تعویض کاتیونی مورد استفاده شامل گروههای کربوکسیلیک اسید و مشتقات فنولیک اسید هستند.

#### ۹-۵-۴-۱- متد شرکت Eco-Tec:

شرکت مذکور پکیج تعویض یون را جهت حذف نمکهای مقاوم به حرارت در مدل‌های مختلف تولید می کند. دستگاه مذکور در مسیر بخشی از مسیر آمین تمیز، بعد از کولر و فیلتر قرار گرفته و معمولاً مدت زمان هر سیکل نیز حدود ۲۰ دقیقه طول می کشد. در این دستگاه، آمین پس از عبور از کارتریج مناسب وارد بستر تعویض یون شده و نمکهای مقاوم به حرارت در این بستر حذف می شوند. جریان محلول آمین تمیز مجدداً به جریان آمین در گردش باز می گردد. پس از اشباع شدن بستر با نمکهای مقاوم به حرارت، سیستم ابتدا با آب، یون زدایی شده و سپس عملیات احیاء با محلول رقیق کاستیک، به صورت جریان غیر همسو آغاز می گردد. بعد از کامل شدن سیکل احیاء، شستشوی بستر با آب مناسب صورت پذیرفته تا محلول باقی مانده کاستیک از سیستم خارج گردد. پساب تولید شده در دو مرحله احیاء و آب کشی، غیر سمی است. بلوک دیاگرام ساده ای از این عملیات در شکل ۹-۲ نشان داده شده است.

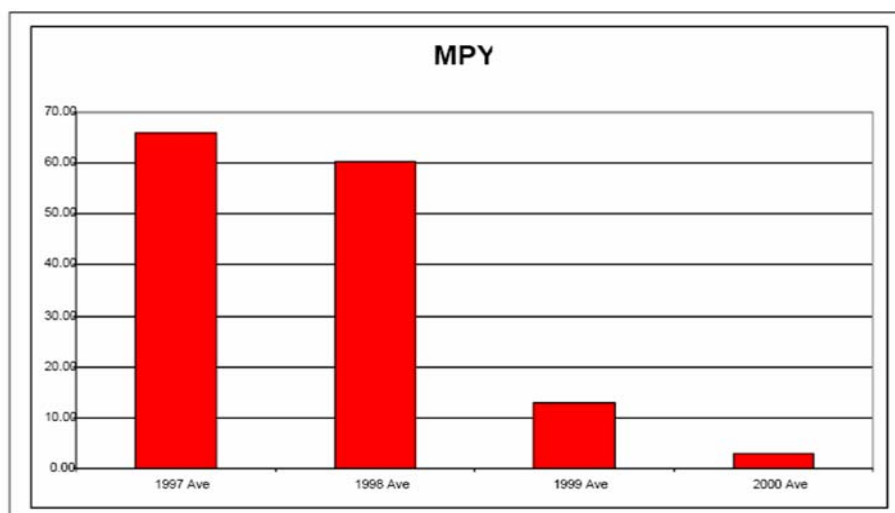


شکل ۹-۲: ریکلایم آمین توسط بستر تعویض یونی

در این دستگاه، با توجه به میزان نمکهای مقاوم به حرارت در آمین، مدت زمان سیکل سرویس و احیاء قابل تنظیم می باشد. شرکت Eco-Tec هفت پکیج استاندارد شده با ظرفیتهای متغیر تولید می نماید. نمونه ای از این دستگاه در شکل ۳-۹ نشان داده شده است. انتخاب نوع مناسب، به میزان نمکهای مقاوم به حرارت ارتباط دارد. با استفاده از این دستگاه، مطابق شکل های ۴-۹ و ۵-۹ میزان خوردگی از ۷۰ به ۱۰ mpy پس از جداسازی نمکهای مقاوم به حرارت کاهش پیدا می کند.

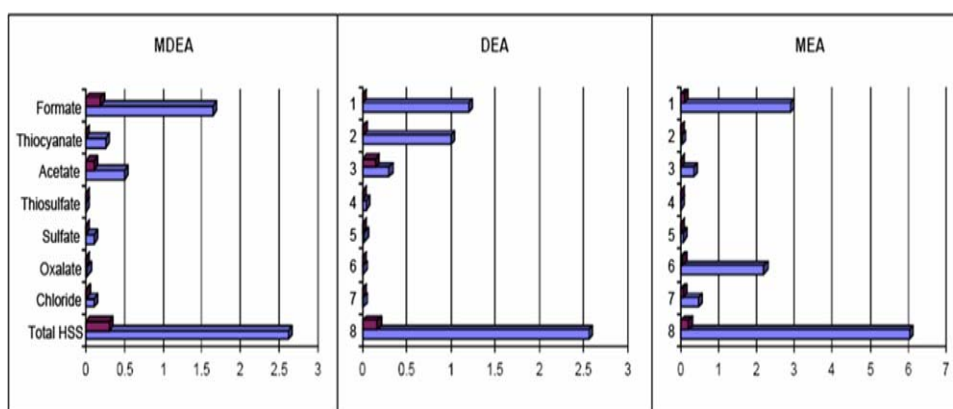


شکل ۳-۹: نمونه ای از دستگاه Eco-Tec



Yearly average corrosion probe readings, mills per year; 1997-2000

نمودار ۹-۴: کاهش میزان خوردگی پس از به کار گیری بستر تعویض یونی



Anion removal by AmiPur, Eco-Tec laboratory data

شکل ۹-۵: نقش بستر تعویض یونی در حذف نمکهای پایدار حرارتی برای سه نوع آمین

اگر در طی عملیات به محلول آمین کاستیک اضافه شود، ابتدا نیاز به تجهیزات ویژه ای جهت حذف نمکهای سدیم از محیط می باشد، ولی با گذشت زمان و تمیز شدن محلول آمین، نیاز به افزایش محلول

کاستیک نمی باشد. چنانچه میزان محصولات فساد آمین با اکسیژن زیاد باشد<sup>۱۳۱</sup>، تجهیزات ویژه ای جهت جداسازی این مواد مورد نیاز بوده و حجم تجهیزات افزایش می یابد.

#### ۹-۵-۴-۲- متد شرکت MPR :

سیستم ارائه شده توسط این شرکت، یک پکیج کامل، شامل سیستم جداسازی مواد جامد معلق<sup>۱۳۲</sup> جهت حذف مواد حاصل از خوردگی گازهای اسیدی روی فلزات، مخصوصاً سولفید آهن<sup>۱۳۳</sup> که تا ۱۹ بار قابل احیاء است، می باشد. همچنین، سیستم جداسازی هیدروکربورها<sup>۱۳۴</sup>، از جمله مواد پارافینی BTEX، نفت، گاز و ... که این سیستم نیز تا ۱۰ بار قابلیت احیاء شدن را دارا است. سیستم اصلی و تکمیل کننده پکیج مذکور، جهت حذف نمکهای مقاوم به حرارت<sup>۱۳۵</sup>، توانایی جداسازی همزمان نمکهای مقاوم به حرارت و همچنین محصولات فساد مانند آمینو اسیدها<sup>۱۳۶</sup> و آگزازولیدونها را دارا می باشد.

نتایج آنالیز محلولهای آمین نشان می دهد که، محصولات فساد در محلول DEA گاهی به ۱۰٪ می رسد، در حالیکه این مقدار در محلول MDEA حداکثر ۲٪ است. بنابراین با تعویض محلول آمین از DEA در پالایشگاه خانگیران، میزان تولید محصولات ناشی از فساد آمین به میزان قابل توجهی کاهش یافته است. از طرفی میزان هیدروکربورها و مواد جامد محلول نیز در محدوده قابل قبولی قرار دارد. این موضوع نشان می دهد، فیلتراسیون آمین به صورت مؤثری در حذف مواد جامد محلول نقش دارد. بنابراین تنها مشکل MDEA کار کرده، تجمع نمکهای مقاوم به حرارت است. ازدیاد این نمکها در سیستم گردش آمین باعث فوم زایی، خوردگی، هدررفت آمین، کاهش پریود تعویض سیستم فیلتراسیون آمین و در نهایت منجر به کاهش ظرفیت تصفیه آمین و تولید گاز خواهد شد. بنابراین چنانچه بتوان

<sup>131</sup> . Bicine

<sup>132</sup> . SSX

<sup>133</sup> . FeS

<sup>134</sup> . HCX

<sup>135</sup> . HSSX

<sup>136</sup> . Bicine

نمکهای مقاوم به حرارت را از سیستم گردش آمین جدا نمود، آمین به کار گرفته شده در فرآیند شیرین سازی گاز ترش، کیفیت مطلوب خود را در طی سالها، به میزان قابل قبولی حفظ خواهد نمود. همانطور که گفته شد، جهت جداسازی نمکهای مقاوم به حرارت، دو روش ریکلایم حرارتی تحت خلأ و استفاده از بستر تعویض یون وجود دارد. استفاده از روش حرارتی نیاز به سرمایه گذاری اولیه بالا داشته و عملیات آن به سادگی روش دوم نیست. با توجه به موارد ذکر شده، جهت جلوگیری از تعویض کوتاه مدت آمین در واحدهای تصفیه گاز استفاده از پکیج تعویض یون جهت حذف نمکهای مقاوم به حرارت، یک ضرورت به شمار می آید.

## پرسشهای فصل نهم

- ۱- اساس کار آمینها را توضیح دهید؟
- ۲- چه عواملی در انتخاب حلال مناسب تاثیر گذار است؟
- ۳- عوامل آلوده کننده آمین را نام ببرید؟ منابع این آلودگی چیست؟
- ۴- نمکهای مقاوم به حرارت چیست؟ این نمکها چه اشکالاتی در سیستم به وجود می آورند؟
- ۵- محصولات فساد آمین چیست؟
- ۶- مشکلات عمده در اندازه گیری میزان محصولات فساد آمین را بیان نمایید؟
- ۷- نقش مواد شیمیایی تزریقی، هیدروکربورها و ذرات ریز و معلق در آلودگی آمین را توضیح دهید؟
- ۸- جریان گاز و آب جبرانی به چه صورت باعث آلودگی محلول آمین می گردند؟
- ۹- اثرات آلودگی آمین را بیان نمایید؟
- ۱۰- علت اصلی خوردگی در واحدهای تصفیه گاز چیست؟
- ۱۱- روشهای جداسازی آلودگی های محلول آمین را بیان نمایید؟
- ۱۲- توسط الکترودیالیز و تعویض یون چه نوع آلودگی هایی را می توان جدا نمود؟
- ۱۳- هیدروکسید سدیم قابلیت حذف کدام آلودگی را دارد؟
- ۱۴- چرا توصیه می شود که برای گرم نمودن ریکلیمر از انرژی بخار آب استفاده شود؟
- ۱۵- آمین باقی مانده در دستگاه ریکلیمر چیست؟ چگونه می توان آنرا آزاد نمود؟
- ۱۶- آیا برای MDEA نیز می توان از ریکلیمر استفاده نمود؟
- ۱۷- مزایای استفاده از بستر تعویض یون در حذف نمکهای مقاوم حرارتی نسبت به ریکلایم حرارتی آمین چیست؟

## فصل دهم

### عوامل فساد، تخریب آمین و تأثیر آن بر آمین

- ✓ کاهش ظرفیت تصفیه گاز و شناسایی مکانیزم آن
- ✓ اسیدهای موجود در DEA
- ✓ واکنشهای غیر قابل احیاء

### ۱۰-۱- تأثیر محصولات فساد آمین در فرآیندهای شیرین سازی :

ظرفیت تصفیه برخی از واحدهای پالایش گاز که از DEA برای جذب گازهای اسیدی استفاده می کنند، به مرور زمان کاهش پیدا می کند. واحدهای پالایش یاد شده در زمان هایی که DEA در گردش، در آنها کلاً تعویض شده و آمین تازه در سیستم فرآورش تغذیه شده باشد، در حداکثر ظرفیت فرآورشی، گازهای ترش را تصفیه می نمایند.

ظرفیت جذب گازهای اسیدی به کمک DEA در تصفیه گازهای ترشی که دارای اسیدهای آلی، سیانید هیدروژن و کربن دی اکساید هستند، با ادامه کار بهره برداری از واحد پالایش گاز، کاهش می یابد. بخشی از این کاهش ظرفیت تصفیه در اثر تجمع نمکهای اسیدهای آلی، نظیر اسید استیک و اسید فرمیک و یا نمک های اسیدهای غیر آلی کمپلکس، نظیر هیدرو فرو سیانیک هستند که نوعی نمک های مقاوم در برابر حرارت به حساب می آیند.

تبدیل DEA به " پلی کاربامیدهای خطی "، نیز باعث کاهش بیشتر ظرفیت تصفیه در برجهای جذب می شود. آنالیز DEA تمیز ورودی به برج جذب، معمولاً کار ظریف و پیچیده ای به حساب می آید. آمین تمیز ممکن است شامل ناخالصیهایی نظیر گاز کربنیک، هیدروژن سولفور، مرکاپتانها، هیدروکربورها، گوگرد از نوع آلی، اسیدهای آلی، پاره ای اسیدهای غیر آلی کمپلکس در فرم نمکهای مقاوم در برابر حرارت و حتی محصولات تبدیل DEA به سایر ناخالصیها باشد.

### ۱۰-۲- کاهش ظرفیت تصفیه و شناسایی مکانیزم آن :

شناسایی کاهش ظرفیت تصفیه در سیستم های پالایش گاز، در حقیقت با مشاهده این امر که ظرفیت آمین در جذب گازهای اسیدی پایین آمده است، مشخص می شود. در روش آزمایشگاهی، با روش ساده تیتره نمودن آمین با اسید، مشاهده می شود که ضمن کاهش خاصیت بازی، مقدار آمین خالص موجود در محلول نیز کاهش پیدا کرده است.



با استفاده از سایر روشهای آزمایشگاهی نظیر روش Koeldahl برای تعیین مقدار نیتروژن محلول، مشاهده می شود که نیتروژن آلی موجود به صورت DEA (که به روش تقطیر در خلاء به دست می آید) از مقدار نیتروژن برآورد شده از طریق تیتره نمودن، بیشتر است. مشاهدات یاد شده نشان می دهند که DEA موجود در سیستم به طور فیزیکی (مثلاً با نشست پیدا کردن، تبخیر و یا کری آور) هرز رفت نداشته، بلکه به نمک های مقاوم در برابر حرارت و مشتقات بازی که کمتر از DEA فرار بوده و در سیستم احیاء آمین قابل بازیافت نمی باشند، تبدیل شده است.

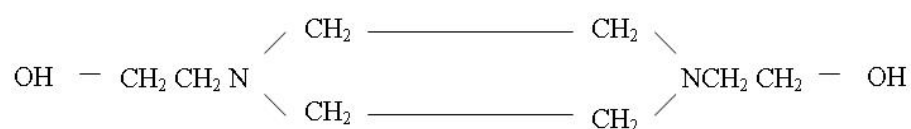
### ۳-۱۰- اسیدهای موجود در DEA :

نمونه های محلول آمین مصرف شده، در آزمایشگاههای معتبر مورد آزمایش قرار گرفته و تأیید شده است که نمکهای مقاوم در برابر حرارت، از ریشه اسیدهای آلی، نظیر اسید فرمیک و اسید استیک در آنها وجود دارد. وجود اسیدهای غیر آلی که قبلاً گزارش نشده بود در نتایج آزمایشات اخیر نیز به اثبات رسیده است.

یک نمونه فیلتر شده از آمین برج جذب ( آمین تمیز )، توسط رفلکس کردن در فشار پایین از اسیدهای فرار عاری شده و همچنین غلظت مولی اسیدهای باقی مانده به وسیله عمل تیتراسیون معلوم گردید. بعد از اضافه نمودن یک مول سود سوز آور در مقابل یک مول اسیدهای باقی مانده در محلول به وسیله عمل تقطیر در فشار پایین، مخلوط از آب نیز عاری گردید. به مرور زمان که محلول به حالت بی آبی نزدیکتر می شد، نمک های جامد شروع به ته نشینی می نمود تا اینکه تمامی مقدار آب در سیستم تبخیر گردید.

جدا شدن فروسیانید سدیم از محلول DEA تمیز، غیر منتظره بود. به طور روشن معلوم گردید که اضافه کردن باز غیر آلی ( سود سوز آور ) ماده DEA را از ترکیب با نمک اسید هیدرو فروسیانید آزاد نموده و نهایتاً فروسیانید سدیم تولید شده است.

این واکنش جا به جایی در حقیقت، از روش کلی جا به جایی یک باز قوی به جای باز ضعیف تر در نمک موجود یک اسیدی قوی با باز ضعیف تبعیت نموده و مبین تولید اسید هیدرو فروسیانید است. واضح است که هیدروژن سیانید توسط گازهای ترش وارد سیستم پالایش شده و با دی اتانول آمین موجود در برج جذب ( به عنوان نمک محلول ) ترکیب گردیده که این موضوع عیناً در مورد گاز کربنیک، هیدروژن سولفور و سایر ترکیبات اسیدی نیز صادق است. در یک بررسی، نتیجه واکنش  $\text{CO}_2$  با DEA در درجه حرارت بالا و فشار متوسط تبدیل به موادی آزته با نقطه جوش بالا گردید. این ماده آزته مشابه مواد آزته جامد به دست آمده از آمین تمیز، از یک واحد پالایش بود که به پایپ رازین<sup>۱۳۷</sup> موسوم است.



در واحدهای پالایش گازی که DEA هر دو ناخالصی  $\text{CO}_2$  و  $\text{H}_2\text{S}$  را از گاز ترش تصفیه می نماید، در خیلی موارد عملیاتی، نتیجه واکنشهای شیمیایی با DEA، باعث کاهش قدرت آمین و ازدیاد هرز رفت آن می شود. در سیستم های فرآورش با فشار و دمای بالا  $\text{CO}_2$  با DEA ترکیب شده و تولید Piperazine می نماید. این ماده تولید شده، قادر به جذب هر دو ماده  $\text{CO}_2$  و  $\text{H}_2\text{S}$  می باشد، که در نتیجه موجب کاهش بخشی از ظرفیت جذب DEA گردیده و مقدار بیشتری DEA در اثر واکنش های شیمیایی ترکیب اصلی خود را از دست می دهد.

<sup>137</sup> . Piperazine: N , N – di – ( 2 hdroxyethyl )

#### ۱۰-۴- واکنش های غیر قابل احیاء :

در مواردی که اکسیژن و  $H_2S$  هر دو در جریان گاز ترش تغذیه وجود داشته باشند، باعث تمرکز ترکیبات تیوسولفات در سیستم آمین در گردش خواهند شد. وضعیت مشابه، در زمانی به وجود می آید که وجود سیانید و  $H_2S$  به مقدار کافی در گازهای ترش ورودی، موجب جمع شدن ترکیبات آمین تیوسیانید در محلول تصفیه گاز می گردد.

این ترکیبات مضر، مقاوم در برابر گرما بوده و با روش های عادی قابل احیاء نمی باشند. با تمرکز مدام نمک های مقاوم در برابر گرما در محلول آمین، از قدرت جذب گازهای اسیدی آن به مقدار قابل ملاحظه ای کاسته می شود. در مواقعی که این وضعیت عملیاتی پیش آید، با اضافه نمودن سودا اش به سیستم آمین در گردش، قدرت آن بازیافت می شود.

سودا اش با تیوسولفات آمین و با تیوسیانید آمین ترکیب شده و تولید نمک های سدیم مربوطه و کربنات آمین می نماید. کربنات آمین، در سیستم احیاء تجزیه شده و محلول آمین بر طبق روش های عادی احیاء می شود. نمک های سدیم نیز توسط دستگاه ریکلیمر به راحتی قابل جدا شدن می باشند. در سیستم فرآوری با MEA، می توان از دستگاه ریکلیمر و یا سیستم تقطیر اتمسفریک استفاده نمود. ولی در سیستم پالایش با DEA دستگاه ریکلیمر با استفاده از بستر نمک های مذاب به کار گرفته می شود.

پرسشهای فصل دهم

- ۱- چه عواملی باعث می شود که ظرفیت واحدهای پالایشی که از DEA برای جذب گازهای اسیدی استفاده می کنند کاهش می یابد؟
- ۲- چگونه می توان تشخیص داد که DEA به نمکهای مقاوم حرارتی تبدیل شده است؟
- ۳- علت تولید piperazin در سیستم DEA چیست؟
- ۴- در چه مواقعی از سودااش در سیستم DEA استفاده می شود؟ این ماده چه کاری انجام می دهد؟

## فصل یازدهم

### فیلتراسیون آمین

- ✓ نقش و اهمیت فیلتراسیون در واحدهای آمین
- ✓ تعریف فیلتراسیون و انواع رایج آن
- ✓ فیلترهای perlite و ذغال فعال
- ✓ احیاء ذغال فعال کارکرده
- ✓ جداسازی مواد آلی سنگین، مواد محلول امولسیون شده و هیدروکربن های موجود در آمین
- ✓ نکات عملیاتی قابل توجه در بهره برداری از فیلترهای ذغالی

## ۱۱-۱- فیلتراسیون آمین :

محصولات غیر محلول، ناشی از خوردگی معمولاً در سیستم آمین در گردش اغلب پالایشگاهها یافت شده و باعث کثیفی مبدل‌های حرارتی، سینی و یا پکینگ برجهای جذب و احیاء می شوند. حضور ذرات جامد در محلول آمین به تشدید پدیده ساییدگی - خوردگی کمک می نماید. زدودن سطح خارجی تأسیسات توسط ذرات جامد، سطح تازه فلز را در معرض خوردگی بیشتر قرار می دهد. در محلهای با سرعت جریان زیاد و یا در مسیرهای با تغییر جهت جریان، پدیده خوردگی - ساییدگی صدمات زیادتری را اعمال می نماید.

معمولاً ذرات جامد غیر محلول در آمین، شامل ترکیبات اکسید آهن، سولفور آهن، ماسه، پوسته های جوشکاری و نورد می باشد. پاره ای از ذرات جامد، توسط گاز ترش از تأسیسات تولید گاز، و پاره ای دیگر محصولات، ناشی از خوردگی در تأسیسات داخل واحدهای پالایش گاز می باشند.

جداسازی ناخالصی ها در محلول آمین، در حقیقت مهمترین عامل در نگهداری محلول آمین و کاهش مقدار خوردگی به شمار می آید. هزینه استفاده از دستگاهها و سیستم های جداسازی و جلوگیری از تولید مواد ناخالص از آمین، به مراتب کمتر از هزینه های ناشی از خوردگی، تعمیرات دستگاهها، مصرف مواد شیمیایی و کاهش احتمالی ظرفیت تولید در واحدهای پالایش گاز می باشد.

لذا فیلتراسیون مناسب محلول آمین از اهمیت زیادی برخوردار می باشد. جداسازی پاره ای مواد جامد خصوصاً سولفور آهن در دستگاههای تفکیک گرا و مخازن نوسان گیر ها مشکل می باشد. سولفور آهن، ممکن است به همراه گازهای ترش وارد سیستم پالایش گاز شده و کلاً توسط محلول آمین جذب گردد.

توصیه هایی برای جداسازی ذرات ریز با فیلتر یک میکرونی به عمل آمده است. برای رسیدن به این منظور هزینه نصب فیلتر در مسیر اصلی سیستم آمین در گردش خیلی زیاد خواهد بود. در نتیجه ترکیبی از فیلترهای مختلف مورد استفاده قرار می گیرد. با نصب فیلتر در مسیر خروجی آمین کثیف از برج جذب، می توان ذرات با ابعاد ۲۵-۱۰ میکرون را جدا نمود. معمولاً جداسازی سولفور آهن در محل

جریان یک فازه آمین گرم و کثیف نتیجه بهتری به دست داده است. زیرا که اندازه و فرم ذرات سولفور آهن در موقعیت مورد اشاره برای انجام کار فیلتراسیون مناسب تر می باشد.

معمولاً ۱۰٪ جریان آمین کثیف و گرم فیلتر شده، و تنها در واحدهای پالایش با ظرفیت پایین فیلتراسیون، تمامی جریان آمین، ممکن است فیلتر شود. اما باید یادآور شد، فیلتراسیون آمین گرم و کثیف از نقطه نظر ایمنی دارای مشکلاتی می باشد. در موقع تمیز کاری فیلتر که در پیچه آن باز می شود، ممکن است مقادیری آمین گرم و کثیف در آن وجود داشته باشد و با وجود بخار  $H_2S$  کار انتقال آن نیز ممکن است خطرناک باشد. به همین علت، طراحان پیشنهاد می نمایند که فیلتر در مسیر آمین گرم و تمیز نصب شود. در هر صورت، در صورت آماده بودن نیروی بهره برداری و تعمیراتی کار آزموده در واحد پالایش، نصب فیلتر در مسیر آمین گرم و کثیف برای جداسازی ذرات سولفور آهن مؤثرتر می باشد.

معمولاً با نصب دستگاه اندازه گیر اختلاف فشار و یا سوئیچ انتقال سیگنال، هنگامی که اختلاف فشار در بین لوله های ورودی و خروجی فیلتر، به حدود ۲ بار برسد، در مواردی المنت فیلترها را تعویض می نمایند. در مواردی که به علت اشتباهات عملیاتی، ممکن است المنت فیلترها نصب نشده و یا المنت ها پاره شده باشند، افت فشاری توسط دستگاه اندازه گیر نشان داده نمی شود. این وضعیت ممکن است در اثر نصب معکوس دستگاه اندازه گیر اختلاف فشار نیز پیش آید.

در کار فیلتراسیون سعی می شود که ذرات موجود در آمین، تا حداکثر یکصد جزء در میلیون وزنی، پایین آورده شود. به منظور پی بردن به چگونگی استفاده مطلوب از المنت فیلترها، می توان المنت کثیف شده را در امتداد شعاع و تا مرکز المنت برش داد. اگر المنت در طول تمامی شعاع کثیف شده باشد، می توان یقین نمود، از آن به طور اصولی بهره برداری شده است. اگر قسمتهای داخلی فیلتر هنوز تمیز می باشد، المنت از نوع غیر صحیح انتخاب شده و یا از آن به طور مناسب بهره برداری نشده است. پاره ای ناخالصیها نظیر پارافین در محلول آمین ها رویه بیرونی المنت فیلتر را سریعاً پوشانیده و آلوده ساخته و باعث عدم کارایی فیلتر در جداسازی ذرات معلق جامد می شوند.

در برخی موارد، به کار گیری فیلتر دو مرحله ای نیز پیشنهاد شده است. فیلتر مرحله دوم معمولاً از نوع فیلتر کربن فعال، انتخاب می شود که برای جداسازی محصولات ناشی از فساد آمین و پاره ای ذرات ریز به کار گرفته می شود. معمولاً جریان آمین حدود ۲۰٪ جریان کل، و سطح فیلتراسیون برابر با یک فوت مربع برای هر ۳-۴ گالن در دقیقه دبی فیلتراسیون می باشد. با نصب چنین دستگاههای فیلتراسیون، امکان تمیز کاری سریع آمین در مواقع بروز مشکلات عملیاتی در سیستم آمین در گردش، وجود خواهد داشت.

### ۱۱-۲- نقش و اهمیت فیلتراسیون در واحدهای آمین :

اتلاف آمین، در اثر عوامل فیزیکی و شیمیایی زیادی است که، در سیستم بوجود آمده و یا تجمع می کنند. به عنوان مثال، می توان به تجزیه حرارتی، تجزیه شیمیایی، پلیمره شدن و اتلافهای فیزیکی از قبیل: نشتی، حمل ذرات آمین با گازو یا تبخیر اشاره نمود.

از جمله موادی که برای محلول آمین آلودگی به حساب می آیند، ذرات جامد، سولفور آهن، مواد نفتی گل حفاری، مواد بازدارنده خوردگی و آب نمک را می توان نام برد. این مواد، بیشتر همراه گاز وارد سیستم می شوند. چنانچه مواد نام برده شده، در جداکننده و فیلترهای گاز ورودی واحد گرفته نشوند، وارد سیستم آمین در گردش شده و مزاحمتهای زیادی را ایجاد نموده که باعث اتلاف بیشتر آمین، به صورت فیزیکی و شیمیایی می شوند. به عنوان مثال، ارزش جلوگیری از اتلاف بیشتر آمین را می توان با این نمونه نشان داد که، اگر فقط ۱/۰ پوند MEA به ازای هر میلیون فوت مکعب گاز تصفیه شده، کمتر هدر رود، در واحدهای با ظرفیت ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در روز، در یک سال ۷۵۰۰ دلار صرفه جویی خواهد شد.



### ۱۱-۳- انواع فیلترها :

فیلتراسیون، توسط انجمن مهندسين شيمي آمريکا<sup>۱۳۸</sup>، به اين صورت تعريف شده است: جداسازی مکانیکی مواد جامد از یک سیال، با عبور آن از یک واسطه خلل و فرج دار. ولی اکثر طراحی فیلترها، بر اساس جریان غیر مداوم بوده و تناوب جریان مایع در فیلتر قطع شده و پس از باز کردن پوسته فیلتر و تمیز کردن فیلتر از ذرات جامد، مجدداً فیلتر در سرویس قرار می گیرد. تقسیم بندی فیلترها را می توان به صورت زیر نشان داد:

1. Bed Filters.
2. Cartridge Filters.
3. Tube Filters.
4. Leaf Filters.
5. Plate Filters.
6. Horizontal Plate Filters.

انتخاب نوع فیلتر، بستگی به ماده ای که بایستی فیلتر شود و همچنین به شرایط عملیاتی واحد دارد. اگر مایعی که بایستی فیلتر شود، محتوی کمتر از ۰/۱٪ ذرات جامد ریز باشد، معمولاً روی سطح فیلتر، کیک<sup>۱۳۹</sup> قابل رؤیت مشاهده نمی شود. این نوع فیلترها را اصطلاحاً Clarifying Filter می نامند. اگر مایعی که باید فیلتر شود، غلظت مواد جامد آن بیش از ۱٪ و اندازه ذرات جامد آن بیشتر از ۱۰۰ میکرون باشد، روی Filter Media معمولاً کیک قابل رؤیت دیده می شود. در این صورت فیلتر را Cake Filter می نامند.

با توجه به تعاریف اخیر سه نوع فیلتر ذکر شده اول جزء Cake Filter محسوب می شوند. برای محلولهای آمین که دارای ذرات ریز هستند، فیلترهای فشاری از نوع Clarifying مناسب بوده که به ترتیب در مورد هر یک بحث می شود.

<sup>138</sup> . AICHE

<sup>139</sup> . Cake

**۱۱-۳-۱: Bed Filters**

در این فیلترها، بستری از مواد جامد قرار گرفته که معمولاً از ذرات شن یا ذغال می باشند. این فیلترها، به طور وسیعی برای صاف کردن نهایی آب آشامیدنی، فاضلاب و محلولهای نمک به کار برده می شوند.

مدت زمانی که فیلتر پس از تمیز شدن می تواند در سرویس باشد، بستگی به تعداد مواد معلق موجود در خوراک ورودی آن دارد. فیلتراسیون ادامه پیدا می کند تا اختلاف فشار بستر، به حد معینی برسد و یا اینکه مقداری از مواد جامد ورودی در قسمت خروجی کم کم پدیدار شوند. در این حالت فیلتر از طریق جریان معکوس با آب تمیز، شستشو می شود. معمولاً همراه آب تمیز جهت شستشوی معکوس<sup>۱۴۰</sup>، از هوا هم استفاده می شود تا ذرات معلق روی فیلتر راحت تر کنده شوند. بستر فیلتر، معمولاً از لایه هایی با اندازه های مختلفی از شن یا ذغال تشکیل می شود. بر حسب نوع طراحی فیلتر، خوراک ورودی به فیلتر، از بالا به پایین و یا از قسمت وسط به بستر فیلتر وارد می شود.

**۱۱-۳-۲: Cartridge Filter**

این فیلترها به صورتهای مختلف نظیر عمودی، افقی، یکتایی<sup>۱۴۱</sup> و یا چند تایی<sup>۱۴۲</sup> به کار برده می شوند. المنت فیلتر، شکلهای مختلفی می تواند داشته باشد. رایج ترین شکل به کار گرفته شده این نوع از فیلترها به صورت استوانه ای می باشد. جنس المنت ها، از موادی نظیر الیاف فشرده، کاغذهای تاخورده آغشته به مواد رزینی، فلزات مشبک و مواد سرامیکی ساخته می شود.

این المنت ها در طیف وسیعی برای جدا کردن فلزات معلق تا حدود یک میکرون کارایی دارند. فیلترهای مذکور، برای ظرفیتهای بالاتر، به صورت موازی به کار برده می شوند تا ظرفیت مورد نظر تامین شود. فیلترهای کارتریج در سرویس عملیاتی به تدریج مواد جامد را روی سطح المنت ها جذب

<sup>140</sup> . Back Wash

<sup>141</sup> . Single Cartridge

<sup>142</sup> . Multiple Cartridge

نموده و زمانیکه افت فشار آنها به حد معینی می رسد، از سرویس خارج شده و المنت ها تعویض می شوند. اکثر فیلترهای کارتریج از جنس الیاف، کاغذ از نوع یکبار مصرف بوده ولی اگر این المنت ها از جنس فلز یا سرامیک باشد با ایجاد سیستمهای شستشوی شیمیایی یا سوختن مواد زائد آلی مجدداً قابل استفاده خواهند بود.

مزیت اصلی فیلترهای کارتریج، قابلیت انعطاف پذیری آنها است که، با تغییرات مقدار جریان و کیفیت خوراک می توان المنت مناسب شرایط جدید در سیستم فیلتر مزبور قرار داده و به کارایی مورد نظر رسید. از ضعف های این فیلتر این است که مقدار جذب مواد جامد آنها بسیار محدود است و معمولاً خوراک آنها بایستی حدود کمتر از ۰/۰۱٪، مواد معلق داشته باشد.

### ۱۱-۳-۳: Tube Filters

این فیلترها از نظر ظاهر، تا حدودی شبیه فیلترهای کارتریج می باشند. المنت های فیلترهای لوله ای تقریباً دائمی بوده و معمولاً آنها را جهت تمیز کردن از مخزن فیلتر خارج نمی کنند. فیلترهای نام برده شده، اکثراً به صورت عمودی نصب شده و در داخل بدنه فیلتر، به صورت متقارن و در امتداد محور طولی، تعدادی المنت فیلتر به شکل استوانه ای قرار دارند. این المنت ها معمولاً از جنس تور سیمی<sup>۱۴۳</sup>، شبکه های ریز فلزی و یا به صورت سنگهای متخلخل می باشند. در این فیلتر، معمولاً روی سطح المنت، لایه ای از پارچه قرار گرفته و از موادی به نام کمکی فیلتر<sup>۱۴۴</sup> استفاده می شود که به شرح آن می پردازیم.

<sup>143</sup> . Wire Screen

<sup>144</sup> . Filter Aid

### ۱۱-۳-۳-۱- Filter Aids

این مورد، اغلب زمانی به کار گرفته می شود که مسائلی در رابطه با کمبود مقدار مایع صاف شده، سریع پر شدن منافذ و یا صاف بودن مایع صاف شده از فیلتر وجود داشته باشد. با استفاده از ماده کمکی فیلتر، جدا شدن کیک روی المنت، آسانتر از قبل انجام می شود. استفاده از کمکی فیلتر به دو صورت انجام می شود :

- ❖ به صورت لایه اولیه<sup>۱۴۵</sup>: در این روش، یک لایه اولیه Filter Aid، با آب مایع صاف شده فیلتر، به ضخامت ۱/۱۶ اینچ، روی سطح المنت فیلتر ایجاد می شود. برای رسیدن به این ضخامت، تقریباً ۰/۱ پاند کمکی فیلتر، برای هر فوت مربع از سطح فیلتر<sup>۱۴۶</sup> لازم است. تحت این شرایط Filter Aid به یک واسطه فیلتری بسیار موثر، برای کمترین کیفیت مایع صاف شده تبدیل گردیده و سطح خلل و فرج دار المنت فلزی<sup>۱۴۷</sup> به یک ساختمان نگهدارنده تبدیل می شود.
- ❖ ماده Filter Aid می تواند به مایعی که می بایست صاف شود، به مقدار جزئی (معمولاً حدود دو برابر مقدار مواد جامد موجود در مایع) اضافه شود. این امر در اصطلاح Body Feed نامیده می شود. بسیاری از مایعات، که ذرات بسیار ریز و لزج دارند، باعث می شوند که به سرعت خلل و فرج سطح المنت اصلی فیلتر و یا لایه Precoat، (روش ۱) را پر کنند. اگر این Filter Aid، به این مایعات اضافه شود، باعث می شود که دائماً یک لایه با استخوان بندی محکم و خلل و فرج فراوان، روی سطح المنت های فیلتر ایجاد شود. در این حالت، ذرات ریز و لزج در مسیر استخوان بندی، قبل از رسیدن به المنت اصلی فیلتر گرفته می شوند. در این روش، با وجودی که کل مواد جامدی که جذب می شوند، زیادتر می گردد، ولی چون خلل و فرج در کیک ایجاد شده بسیار زیادتر شده است، مقدار جریان بیشتری نیز می توان از فیلتر عبور داد.

<sup>145</sup> . Precoating

<sup>146</sup> . Filter Area

<sup>147</sup> . Filter Media

کمکی فیلتر به صورت مواد جامد دانه ای یا رشته ای شکل<sup>۱۴۸</sup> بوده و قادرند به سرعت یک لایه Filter Cake بسیار نفوذپذیر ایجاد کنند. این ذرات جامد بسیار ریز Filter Aid می توانند، مواد معلق را در مسیر عبور از این کیک، در روی خود نگه دارند. Filter Aid باید دارای مشخصات زیر باشد:

- ❖ دانسیته کم داشته باشند که در نتیجه ته نشین شدن آنها حداقل باشد.
- ❖ خوب توزیع شوند و یکنواخت روی سطح (Filter Media) پخش گردند.
- ❖ دارای خلل و فرج زیاد باشند تا لایه کیک که روی Filter Media ایجاد می کنند از حداقل مقاومت برخوردار باشد.
- ❖ در مقابل مایع صاف شونده بی اثر باشند.

تمامی مشخصاتی که بیان گردید، در دو کمکی فیلتر که از نظر تجاری کاملاً شناخته شده هستند به چشم می خورد:

#### 1\_ Diatomaceous Silica Diatomaceous Earth or Diatomite

که به صورت  $SiO_2$  خالص است.

#### 2\_ Perlite (Volcanic Ash)

که ساختمان شیمیایی آن به صورت Aluminium Silica Alkali می باشند.

در شرایطی که امکان استفاده از مواد سیلیسی نباشد، می توان به عنوان Filter Aid از الیاف سلولزی، نظیر پودر خمیر چوب، که از قابلیت تراکم بیشتری نیز برخوردار هستند، استفاده نمود. از ذرات کربن هم می توان، در شرایطی که عنوان Filter Aid استفاده نمود. همچنین، از مخلوط ذرات کربن و Diatomaceous به عنوان Filter Aid، و از خاصیت جذب سطحی کربن<sup>۱۴۹</sup>، نیز می توان استفاده نمود.

کمکی فیلتر Diatomaceous Silica، دارای Dry Bulk Density برابر با  $320-128 \text{ kg/m}^3$  بوده و شامل ذراتی می باشد که اکثراً کوچکتر از ۵۰ میکرون هستند و کیکی، با خلل و فرج فراوان ایجاد می

<sup>148</sup> . Fibrous

<sup>149</sup> . Adsorption

کند. در این نوع، تخلخل<sup>۱۵۰</sup> برابر  $0.9$  (Volume of Voids/Total)، (بر اساس Filter Cake Volume) می باشد. این نسبت، بیش از سه برابر خلل و فرج Filter Cake در حالت عادی بدون Filter Aid در سطح Filter Media می باشد.

#### ۱۱-۳-۴- مشخصات فیزیکی Perlite :

این کمکی فیلتر، Dry Bulk Density برابر با،  $48-96 \text{ kg/m}^3$  را دارا می باشد. بیشتر ذرات، اندازه ای در حدود  $50-150$  میکرون دارند.

در طراحی افزایش ظرفیت واحد هیدروژن شماره ۱ پالایشگاه تهران، که ظرفیت تولیدی واحد از ۳۰ به ۳۲ میلیون فوت مکعب در روز افزایش یافت، یکی از تغییرات داده شده، افزایش یک فیلتر از نوع Tube Filter (فیلتر استوانه ای) به صورت موازی، علاوه بر فیلتر قدیمی Cartridge با ۴ المنت به صورت Side Stream و ۱۲٪ گردش آمین، که دارای ۸۲ المنت فلزی توری شکل با پارچه فیلتر، و استفاده از Filter Aid بوده که تا یک میکرون، ذرات معلق را از آمین دریافتی جذب می کند.

#### ۱۱-۳-۵- فیلترهای ذغال فعال :

استفاده از فیلترهای ذغال فعال، برای جداسازی ناخالصی هایی که در آمین (یا گلایکول) تولید کف<sup>۱۵۱</sup> و یا ایجاد امولسیون پایدار می نمایند، مؤثر می باشد. در بهره برداری از فیلتر ذغال فعال موارد عملیاتی به صورت زیر باید مد نظر قرار گیرد :

❖ جداسازی ناخالصی ها، ممکن است با عبور دادن تمامی جریان آمین (یا گلایکول) از بستر ذغال فعال و سپس فیلتراسیون آن، انجام شده و یا اینکه، با گذراندن جریان کنارگذر از برج یا بستر ذغال فعال، تحقق پذیرد.

<sup>150</sup> . Porosity

<sup>151</sup> . Foaming

❖ هرچه ابعاد دانه بندی ذغال کوچکتر باشد، کار جداسازی کامل تر خواهد بود. در بهره برداری از برج ذغال فعال، باید از ذغال دانه بندی شده استفاده شود. بدیهی است که، افت فشار در حالتی که ذغال فعال در داخل فیلتر، پودر شده باشد، خیلی زیاد خواهد بود.

❖ مدت زمان ایستایی لازم، برای تماس محلول با ذغال فعال، عامل مهم تعیین کننده بر مقدار جریان محلول و همچنین، فاصله زمانهای بهره برداری از فیلترهای در سرویس ناپیوسته، می باشد.

تصفیه آمین (یا گلایکول)، از نظر هزینه و کارآیی در تمیز کاری، قابل مقایسه با سیستمهای تقطیر در خلأ می باشد. تنها مزیت عمده استفاده از ذغال فعال سادگی در کار بهره برداری از آن است. در تأسیسات بهره برداری از گلایکول، باید فیلتر ذغال فعال، در مسیر جریان گلایکول کثیف، و قبل از دستگاه ریویولر نصب شود. زیرا در این موقعیت نیاز کمتری به رقیق سازی گلایکول وجود دارد. در گلایکول از نوع DEG به حدود ۳۵٪ رقیق سازی برای رسیدن به جریان مناسب و کافی، نیاز است. در فیلتراسیون جریان آمین، نظر بر این است که فیلتر ذغالی، در مسیر آمین تمیز و بعد از خروج از ریویولر نصب شود. از نصب فیلتر ذغالی باید در مسیر آمین کثیف خودداری شود زیرا، گازهای موجود در آمین کثیف ممکن است توسط ذغال فعال جذب شده و با ایجاد پاکت های گازی، کار دستگاه ذغال فعال مختل شود.

استفاده از ذغال فعال دانه بندی شده، نیاز به شبکه نگهدارنده دارد. این شبکه، در ارتفاع ۱۰ تا ۱۵ سانتی متری از کف فیلتر ذغالی نصب شده و بستر ذغال فعال را نگهداری نماید. شبکه مذکور، توسط نبشی فلنجی شکل دایره ای، که بر دیواره فیلتر نصب شده است، نگهداری می شود. همچنین فضای خالی به ارتفاع ۱۵ تا ۲۴ سانتی متر، در قسمت فوقانی بستر ذغال فعال، به منظور ایجاد تعادل در فشار محلول ورودی به آن، و توزیع یکنواخت باید در نظر گرفته شود. این تمهیدات از جا به جا شدن ذغال فعال در لایه فوقانی بستر و کانالیزه شدن جریان مایع نیز، ممانعت به عمل می آورند.

اگر جریان بر اثر نیروی ثقل برقرار می شود، بهتر است در قسمت پایین مخزن ذرات خیلی ریز ذغال فعال را جمع آوری نمود. این ذرات ریز اگر از فیلتر ذغال بیرون روند، باعث ایجاد کف در سیستم می شوند. راه حل دیگر، استفاده از فیلتر خاک دیاتومه با اعمال پوششی از مخلوط خاک ذغال فعال و خاک دیاتومه می باشد.

کربن فعال، معمولاً در طبیعت دارای خاصیت اسیدی می باشد. بنابراین هنگامی که آن را در سرویس فیلتراسیون گلايکول خنثی مورد استفاده قرار می دهند، باید رویه داخلی مخزن فیلتر، از پوشش ضد اسیدی پوشانیده شود. در محلول های بازی نظیر آمین، مشکل عملیاتی خاصی ایجاد نمی گردد.

به منظور آغاز بهره برداری از فیلتر ذغال فعال در سرویس گلايکول تمیز، باید قبل از پر کردن ذغال فعال در فیلتر، ذغال آنرا کاملاً با گلايکول خالص، مرطوب و آغشته نمود. از مرطوب نمودن ذغال فعال با آب، به هر صورتی جداً پرهیز شود زیرا :

❖ به علت خاصیت هایروسکوپیک گلايکول، جریان گلايکول در مسیرهای فرعی در داخل مخزن ذغال فعال، کانالیزه خواهد شد.

❖ گرمای حاصل از واکنش جذب، با ایجاد حرارت، باعث انبساط بستر ذغال فعال، و نهایتاً موجب تبخیر آب می شود. وضعیت مشابه در سایر مواد هایروسکوپیک نیز ممکن است به وجود آید.

به علت ویسکوزیته زیاد محلول گلايکول تمیز، ممکن است برای ایجاد جریان مناسب در مسیر فیلتر ذغال فعال، نیاز به رقیق سازی باشد. رقیق کردن گلايکول در چنین مواردی که باعث تقلیل حلالیت و تسهیل در جداسازی هیدروکربورها در آن نیز می شود، توصیه شده است. بدیهی است که آب مازاد، در سیستم احیاء از آن جدا می گردد.



در محلولهای کثیف، که ممکن است دارای گازهای محلول در خود باشند، ابتدا باید با جوشاندن، گازها را از آن جدا نمود. در غیر این صورت، با آزاد شدن گازها، ممکن است جریان محلول کانالیزه گردد.

در واحدهای فرآورشی بزرگ، لازم است که دو فیلتر ذغالی، به صورت سری با هم، نصب شوند. این واحدها، طوری باید طراحی شوند که به راحتی با یکدیگر قابل تعویض باشند. در این صورت، این امکان به وجود خواهد آمد که فیلتر شماره ۱، از ذغال خالی شده و بعد از تمیز کاری با ذغال تازه پر شود. این کار باعث می شود، همیشه یک دستگاه فیلتر با ذغال فعال تازه، در پایین دست جریان محلول، مورد بهره برداری قرار گیرد.

ظرفیت جذب ذغال فعال، بسته به ابعاد دانه بندی و شرکت سازنده آن فرق می کند. در هر صورت، به عنوان یک روش محاسبه سرانگشتی، هر ۱۰۰ کیلوگرم ذغال فعال بعد از جذب، از ناخالصیها به میزان حدود ۱۰ کیلوگرم اشیاع می گردد.

#### ۱۱-۳-۵-۱- احیاء ذغال فعال کارکرده :

برای تخمین پایان عمر یک بستر ذغال فعال، روش ساده ای وجود ندارد. در سرویس هایی که بستر ذغال فعال با هیدروکربورها کثیف می شود، با بازرسی عینی جریان خروجی از بستر ذغال، می توان فهمید که زمان احیاء، چه هنگامی است. بسترهای ذغالی که توسط هیدروکربورها، غیر فعال و اشیاع شده باشند را می توان با بخار اشیاع، با درجه حرارت  $177-204^{\circ}\text{C}$  ( $350-400^{\circ}\text{F}$ ) احیاء نمود. زمان احیاء معمولاً حدود یک تا دو ساعت طول می کشد.

بستر ذغال فعال ممکن است با ناخالصیهایی با ابعاد ریز، نظیر سولفور آهن و یا کربن مسدود و یا خفه شده باشد. این نوع ناخالصیها، با نصب فیلتر مناسب در ورودی بستر ذغال و یا توسط شستشوی معکوس گاه به گاه، از بستر ذغال جدا می شوند.

اگر سطح بستر ذغال با نمکهای مقاوم در برابر حرارت پوشانیده شود، برآورد مدت زمان اشباع بستر، به مراتب کار مشکل تری است. نسبت افزایش چنین موادی می تواند زمان آلوده شدن کامل بستر را پیش بینی نموده و یا با نصب بستر ذغالی بزرگ، هر نوع آلودگی احتمالی سطحی را تعدیل نمود. متأسفانه، راه حل مناسبی برای احیاء ذغال فعالی که سطح آن با نمکهای مقاوم پوشانیده شده باشد، وجود ندارد. به علت دمای جوش بالای چنین موادی، استفاده از بخار بی تأثیر، و کمک گرفتن از مواد حلال، پرهزینه است. در نتیجه ترجیح داده می شود در چنین مواردی، به جای احیاء ذغال، آن را تعویض نمودروش احیاء عمدتاً در مواردی که غلظت نمکهای مقاوم در محلول پایین باشد، مطرح بوده و در غلظت های زیاد، تعویض بستر ذغال فعال اقتصادی تر است.

در سیستم های تک جریان، تعویض قسمتی از ذغال فعال به جای تعویض ذغال آلوده شده، عملی تر می باشد. در این روش، با استفاده از جریان معکوس (جریان از قسمت پایین برج ذغال فعال وارد می شود) حدود ۱۰٪ از ذغال قسمتهای پایین را بیرون ریخته و ذغال فعال تازه در سطح فوقانی فیلتر پر می کنند. این حالت به ما اطمینان می دهد که ذغال فعال تازه تر همیشه با محلول تمیزتری در تماس می باشد. تمام سیستمهای احیاء مورد اشاره، مشکل عملیاتی خاصی را به دنبال ندارد. در برخی از واحدها، فیلترها در مدت هر شش تا هشت ماه احیاء می شوند و گاهی، بسترهای ذغالی تا مدت یک سال و بدون نیاز به احیاء، مورد بهره برداری قرار می گیرند.

همانطور که گفته شد، فیلترهای ذغال فعال، عمدتاً برای جذب و جداسازی دو گروه مواد موجود در

آمین، به شرح زیر پیش بینی می گردند:

❖ جداسازی مواد آلی سنگین و یا سایر مواد امولسیون شده در آمین

❖ جداسازی هیدروکربونهای موجود در آمین

بدیهی است که جداسازی مداوم دو گروه مواد یاد شده از آمین، کمک عملیاتی عمده ای در کاهش مقدار تشکیل کف، در واحدهای پالایش به شمار می آید. این امر موجب افزایش ظرفیت تصفیه خواهد گردید.

### ۱۱-۳-۵-۲- جداسازی مواد آلی سنگین و یا مواد محلول امولسیون شده در آمین :

جداسازی مواد آلی سنگین، مواد محلول<sup>۱۵۲</sup> و یا امولسیون پذیر<sup>۱۵۳</sup> در آمین، توسط بسترهای کربن فعال، در واحدهای پالایش گاز، بدین طریق انجام می گیرد که ۵٪ تا ۱۵٪ آمین، در بستر کربن های فعال، به طور مداوم تصفیه می گردد. عمق این بسترها، حدود ۸ الی ۱۲ فوت و مساحت آنها حدود یک فوت مربع برای هر ۲ الی ۴ گالن در دقیقه جریان آمین، می باشد. عمر متوسط بسترها، حدود ۴ الی ۶ ماه می باشد. اگر گازهای ورودی به سیستم، تمیز و عاری از ترکیبات مضر باشند، ذغال فعال تازه، ۲ سال نیز می تواند کاردهی داشته باشد. نقطه ضعف بسترهای کربن فعال در پالایشگاههای با گاز ترش ورودی و با درصد مولی گازهای اسیدی بالا در خوراک، مطرح می باشد که باعث ایجاد آرام، مستمر و تمرکز نکتهای مقاوم در آمین می شود.

### ۱۱-۳-۵-۳- جداسازی هیدروکربن های موجود در آمین :

تقطیر هیدروکربن ها در آمین، از عوامل بسیار مهم ایجاد کف و کاهش ظرفیت پالایش گاز می باشد. در عملیات پالایش گاز، ضمن در نظر گرفتن تمهیدات عملیاتی لازم در جلوگیری از تقطیر هیدروکربن ها در برجهای جذب، جداسازی هیدروکربن ها در مخزن انبساط و در برج احیاء تکمیل می گردد. در مواردی برای جذب و جداسازی هیدروکربن های سنگین، از بسترهای کربن فعال نیز در صنایع تصفیه گاز استفاده می گردد.

### ۱۱-۳-۵-۴- نکات عملیاتی قابل توجه در بهره برداری از فیلترهای ذغالی :

موارد تجربی زیر، می توانند در بهره برداری از فیلترهای ذغالی مد نظر قرار گیرند:

<sup>152</sup>. Dissolved

<sup>153</sup>. Emulsified

- ❖ فیلتر ذغالی که خوب طراحی و مورد بهره برداری قرار گیرد، می تواند مشکلات عملیاتی زیادی را از سر راه بردارد. ولی واحد تصفیه ذغالی که بد طراحی شده و یا به طور غیر اصولی مورد بهره برداری قرار گیرد، می تواند معضلات زیادی به همراه داشته باشد. مخزن پر شده از ذغال فعال، باید امکانات مناسبی برای پخش آمین بر سطح ذغال فعال داشته باشد تا از کانالیزه شدن آمین، در مسیرهای انحرافی جلوگیری به عمل آید.
- ❖ باید امکانات شستشوی معکوس با آب مقطر در فیلترهای ذغالی وجود داشته باشد تا ذرات معلق شستشو داده شوند. دبی این جریان، در حدود ۱۰ الی ۱۵ گالن در دقیقه برای هر فوت مربع سطح مقطع فیلتر ذغالی توصیه می شود.
- ❖ شبکه و یا توری با اندازه مناسب در پایین مخزن ذغالی به منظور جلوگیری از گرفتگی و یا هدر رفتن ذغال لازم می باشد. اگر ذرات ذغال به هر نحوی از فیلتر بیرون آمده و وارد سیستم آمین شود، می تواند از عوامل ایجاد کف در سیستم تصفیه گاز باشد.
- ❖ ذغال فعال موقعی نیاز به تعویض خواهد داشت که رنگ آمین شروع به تار شدن کرده و با افت فشار در فیلتر ذغالی، به حدود ( ۱۰ ) ۱/۴ - ( ۲۰ psi ) ۰/۷ بار، برسد.
- ❖ ابعاد و مشخصات فیلتر ذغالی در حد امکان باید دارای، نسبت طول به قطر<sup>۱۵۴</sup> برابر و یا بیشتر از پنج به یک باشد. از فیلترهای با قطر کم تا مقدار ده به یک، نیز استفاده می شود. در این وضعیت تماس بین آمین و کربن فعال تا حداکثر مقدار ممکن، خواهد رسید.

## پرسشهای فصل یازدهم

- ۱- عدم جداسازی ناخالصی ها در محلول آمین، چه مسائلی را ایجاد می کند؟
- ۲- چه موادی در محلول آمین وجود دارد که می توان آنها را با فیلتراسیون حذف یا کم نمود؟
- ۳- چرا در عمل فیلتراسیون از ترکیب فیلترهای مختلف استفاده می شود؟
- ۴- اندازه گیری اختلاف فشار فیلترها در سیستم فیلتراسیون به چه نحوی انجام می پذیرد؟ در چه هنگامی فیلترها را باید تعویض نمود؟ آیا روش اختلاف فشار در تعویض فیلترها به تنهایی روش قابل اعتمادی است؟ چرا؟
- ۵- چگونه می توان یقین پیدا نمود که از فیلترها در سیستم فیلتراسیون به طور صحیحی بهره برداری شده است؟
- ۶- وجود ناخالصی ها مثل پارافین در محلول آمین چه اثری بر فیلتراسیون دارد؟
- ۷- چه موادی برای محلول آمین آلودگی به حساب می آیند و به چه صورت به سیستم آمین وارد می شوند؟
- ۸- فیلتراسون را تعریف نموده و تقسیم بندی آنها را نیز نام ببرید؟
- ۹- Bed Filters را توضیح دهید؟
- ۱۰- شستشوی معکوس چگونه و در چه مواقعی مورد استفاده قرار می گیرد؟
- ۱۱- انواع فیلترهای Cartridge را نام برده و ضمن بیان مزیت این نوع فیلتر، جنس آنها را نیز بیان نمایید؟
- ۱۲- فیلترهای لوله ای به چه صورتی نصب شده و چه جنسی دارند؟
- ۱۳- موارد کاربرد فیلترهای کمکی و مزایای آنها را بیان نمایید؟
- ۱۴- مشخصات فیلترهای کمکی چیست؟

۱۵- فیلترهای ذغال فعال در چه مواردی کاربرد دارند؟ مزیت آنها نسبت به تقطیر در خلاء چیست؟

۱۶- چه تفاوتی در محل نصب فیلتر ذغالی (از نظر نوع جریان عبوری) بین آمین و گلاپکول وجود دارد؟ با ذکر دلیل توضیح دهید؟

۱۷- چه فاصله ای در بالای بستر ذغال فعال باید خالی باشد؟ چرا؟

۱۸- هنگامی که جریان به درون فیلتر ذغال فعال بر اثر نیروی ثقل مایع می باشد چه تمهیداتی باید اندیشیده شود؟ چرا؟

۱۹- چرا قبل از استفاده فیلتراسیون ذغال فعال در سیستم گلاپکول باید حتما آنرا با گلاپکول خالص، مرطوب و آغشته نمود؟ چرا این کار را با آب نباید انجام داد؟

۲۰- احیا ذغال فعال کارکرده در چه صورت و به چه شکلی امکان پذیر است؟

۲۱- ناخالصی های با ابعاد ریز مثل سولفور آهن و یا کربن را چگونه می توان از بستر ذغال فعال جدا نمود؟

۲۲- در چه صورت امکان احیاء ذغال فعال وجود نداشته و باید آنرا تعویض نمود؟ چرا؟

## فصل دوازدهم

### مشکلات عمده فرآورش واحدهای پالایش به کمک آمین

- ✓ خوردگی در سیستم تصفیه
- ✓ واکنشهای غیر قابل احیاء
- ✓ COS
- ✓ ناخالصیهای جامد
- ✓ بررسی پدیده کف
- ✓ خوردگی در ریویلرها

## ۱۲-۱- خوردگی در سیستمهای تصفیه با آمین:

از زمانی که سیستمهای تصفیه گاز با آمین ابداع و در سرویس قرار گرفته اند، شاید مشکل خوردگی، مهمترین مسأله در این سیستمهای فرآورشی بوده است. خوردگی معمولاً در سیستم احیاء آمین، شامل ریپولرها، برج احیاء، کندانسور و در سایر قسمت‌های سیستم، مثل مبدلهای حرارتی و پمپها به وجود می آید. مشکل خوردگی در تمام واحدهای تصفیه گاز مورد بررسی دقیق قرار گرفته و با انجام تغییرات فرآورشی در سیستم و مصرف مواد بازدارنده، مقدار آن به حداقل رسانده می شود.

سیستمهای تصفیه گاز با آمین به علت طراحی های خاص و روشهای بهره برداری، مستعد آن هستند که در معرض انواع مختلف خوردگی قرار گیرند. به عنوان مثال، تغییرات در فشار طراحی از  $1000 \text{ psi}$  (۶۹ بار، تا حدود  $15 \text{ psi}$ ) (۱ بار می تواند تغییر یابد. درجه حرارت نیز از مقدار پایین  $80^\circ \text{F}$  ( $27^\circ \text{C}$ ) در برج جذب، تا مقدار بالای  $260^\circ \text{F}$  ( $127^\circ \text{C}$ ) در برج احیاء می تواند در سیستم مورد بهره برداری قرار گیرد. مصالح و آلیاژهایی از انواع مختلف نیز در سیستم آمین در گردش وجود دارند. تمامی این فاکتورها می توانند به پدیده خوردگی کمک نمایند.

هر دو ماده  $\text{H}_2\text{S}$  و  $\text{CO}_2$  می توانند عامل خوردگی باشند. هیدروژن سولفور خود ماده اسیدی است که در حضور بخار آب با فلزات فعال ترکیب شده و تولید سولفیدهای غیر محلول می نماید. گاز کربنیک در مجاورت آب به عنوان اسید کربنیک ایجاد خوردگی می کند. گاز کربنیک می تواند با فلزات فعال ترکیب شده و تولید بی کربنات محلول بنماید. در سیستم احیاء آمین با متصاعد شدن گاز کربنیک، کربنات غیر محلول فلزات، ته نشین می شود. به عنوان یک قاعده، خصوصاً در مورد آهن، واکنش اخیر، کربنات آهن قلیایی تولید می نماید. در موارد خاص، ممکن است اکسید آهن نیز تولید شود.

خوردگی بر اثر  $\text{CO}_2$  و  $\text{H}_2\text{S}$  در پوسته فیلترها و در انتهای گرم تیوبهای مبدلهای حرارتی نیز دیده می شوند. برای کاهش مقدار خوردگی هیدروژن سولفور و گاز کربنیک، باید این گازهای اسیدی تا زمان احیاء آمین در حالت غیر خورنده، نگهداری شوند. تغلیظ بیشتر آمین با گازهای اسیدی یاد شده (این پدیده در اثر کاهش مقدار آمین در گردش ممکن است پیش بیاید)، احتمال ایجاد خوردگی در



اثر کاهش فشار و یا افزایش درجه حرارت در سیستم را افزایش می دهد. مقدار گازهای اسیدی محلول در آمین، در  $3/78$  لیتر محلول آمین، نباید از مقدار  $0/33$  مول بیشتر شده و در صورت امکان نیز، باید از این مقدار پایین تر نگهداری شود.

نشست نمکهای حاصل از خوردگی در رویه تأسیسات فرآورشی، معمولاً خود یک نوع پوشش حفاظتی برای جلوگیری از خوردگی بیشتر ایجاد می کنند. در هر صورت پوشش حفاظتی حاصل از سولفاید آهن، ماده بسیار مؤثری برای ممانعت از بروز خوردگی نمی باشد. ناپیوستگی در پوشش، می تواند به نوعی دیگر از خوردگی یعنی ترک یا سل متمرکز خوردگی تبدیل شود. این نوع خوردگی در مواقعی اتفاق می افتد که محلول موجود در ترکها بین یک فلز و یک غیر فلز، از بقیه محلول موجود در سیستم غلیظ تر گردیده و با ایجاد سل الکتریکی و شروع جریان در جوار آن، مقدار خوردگی را شتاب دهد. خوردگی از نوع گفته شده معمولاً در قسمتی از تیوبهای ریویلر که به طور غیر صحیح در تیوب شیت منبسط شد باشند، مشاهده می شود.

خوردگی از نوع ترک دار مشابه با خوردگی از نوع گالوانیکی می باشد. خوردگی گالوانیکی، از تماس دو فلز غیر هم جنس، که دارای پتانسیل الکتریکی متفاوتی هستند، حاصل می شود. ایزوله نمودن یک فلز از فلز نوع دیگر، چنانکه امکان پذیر باشد، خیلی مفید خواهد بود. چون فلزی که آند واقع می شود تحت اثر خوردگی قرار می گیرد و لذا سطح آن باید، حداکثر مقدار ممکن را دارا باشد.

خوردگی ناشی از تنش<sup>155</sup> در حقیقت ایجاد ترک در فلز، در اثر ترکیب نیروی تنش و پدیده خوردگی است. تنش ممکن است به دو صورت پسماند<sup>156</sup> و یا اعمال شده<sup>157</sup> در فلز وجود داشته باشد. در هر صورت، در سیستمهای آمین، خوردگی ناشی از تنش نوع S.C.C. معمولاً در اثر تنشهای پسماند به وجود می آید. تنشهای پسماند در اثر انجام کارهای جوشکاری، سرد و گرم کردن غیر همگن فلز در هنگام ساخت و یا تعمیرات دستگاهها بوجود می آید. این تنش معمولاً در امتداد درز جوشها متمرکز

<sup>155</sup> . Stress Corrosion Cracking

<sup>156</sup> . Residual

<sup>157</sup> . Applied

می شود. تنش زدایی تأسیسات و دستگاهها بعد از اتمام کار ساخت، در جلوگیری از این نوع خوردگی، مؤثر بوده است.

ساییدگی<sup>158</sup> در سیستمهای آمین نیز ممکن است مشکل خوردگی را افزایش دهد. در حقیقت، خوردگی فیزیکی فلزات در اثر خاصیت سایندگی ذرات معلق و یا مایعات با سرعت زیاد در مسیرهای باریک و یا در مجراهایی که جهت جریان عوض می گردد، به عنوان ساییدگی شناخته می شوند. مقدار ساییدگی به نسبت توان دوم با سرعت سیال متناسب می باشد. لذا باید توجه داشت که کم کردن سرعت مایع و یا گاز، کمک بزرگی به کاهش این مسأله خواهد کرد. فیلتراسیون مؤثر محلول آمین از ذرات جامد و حذف مسیرهای با تغییر زاویه زیاد، از خوردگی در اثر ساییدگی جلوگیری می نماید.

خوردگی در اثر اسیدهای آلی و محصولات فساد در محلول آمین، عموماً از اهمیت کمتری برخوردار است. نمکهای آمینه حاصل از اسیدهای آلی، به طور ویژه خاصیت خوردگی ندارند. به هر حال نقاطی از واحد تصفیه گاز، مانند پوسته مبدلهای حرارتی و سایر تأسیسات که دما از حد مجاز بالاتر باشد، در اثر تجزیه این نمکها و آزاد شدن اسیدهای آلی مقدار خوردگی قابل توجه خواهد بود. این نوع خوردگی، معمولاً در محدوده مشخصی بوجود آمده و مقدار درجه حرارت بالا در این محدوده، معمولاً سرنخی برای شناخت عوامل خوردگی به دست می دهد. به طور اصولی بررسی و آنالیز آمین می تواند وجود نمکها و اسیدهای آلی را که در شرایط عادی بهره برداری پایدار می باشند، مشخص نماید.

استفاده از دستگاه ریکلیم با جریان جانبی و فیلتراسیون مناسب آمین، مشکلات خوردگی در سیستم آمین را به حداقل خواهد رساند. همچنین، یک واحد تبدیل یونی نصب شده در مسیر جریان جانبی نیز می تواند، ناخالصیها را کاهش دهد. باید نهایت کوشش به عمل آید تا از ورود اکسیژن به سیستم تصفیه گاز جلوگیری به عمل آید. چون اکسیژن با ترکیبات آلدئیدی در سیستم فرآورش و همچنین با اجزاء گاز ترش طبیعی ترکیب شده و تولید اسیدهای خورنده می نماید. برای جلوگیری از

---

<sup>158</sup> . Erosion

ورود اکسیژن به سیستم پالایشی، باید حجم خالی فوقانی مخازن ذخیره آمین توسط گاز حائل نیتروژن و یا سایر گازهای خنثی در هر حال و در هر زمانی پر شود.

به عنوان قاعده، تمام دستگاهها و تأسیسات نصب شده در یک پالایشگاه گاز که از آمین استفاده می کند، می تواند از کربن استیل ساخته شوند. در موقعیتهایی که کنترل مقدار خوردگی در سیستم مشکل باشد، استفاده از آلیاژهای ضد زنگ، اقتصادی تر به نظر می رسد. طراحی خوب واحد پالایش و بهره برداری آگاهانه از سیستم فرآورش ( آزمایش متناوب محلول آمین، بهره برداری از سیستم احیاء در حداقل درجه حرارت و فشار مناسب ) عملیات بی دردسری را به ارمغان خواهد آورد.

## ۱۲-۲- واکنشهای غیر قابل احیاء :

در مواردی که اکسیژن و  $H_2S$  هر دو در جریان گاز تغذیه وجود داشته باشند باعث تمرکز ترکیبات تیوسولفات در سیستم آمین در گردش خواهند شد. وضعیت مشابه در زمانی به وجود می آید که وجود سیانید و  $H_2S$  به مقدار کافی در گازهای ورودی موجب جمع شدن ترکیبات آمین تیوسیانید در محلول تصفیه کننده می گردد. این ترکیبات مضر، مقاوم در برابر گرما بوده و با روشهای عادی قابل احیاء نمی باشند.

با تمرکز مداوم نمکهای مقاوم در برابر گرما در محلول آمین، از قدرت جذب گازهای اسیدی آن به مقدار قابل ملاحظه ای کاسته می شود. در مواقعی که این وضعیت عملیاتی پیش آید با اضافه نمودن سودا اش به سیستم آمین در گردش، قدرت آن بازیافت می شود. سودا اش با تیوسولفات آمین و یا با تیوسیانید آمین ترکیب شده و تولید نمکهای سدیم مربوطه و کربنات آمین می نماید. کربنات آمین در سیستم احیاء تجزیه شده و محلول آمین بر طبق روشهای عادی احیاء می شود. نمکهای سدیم نیز توسط دستگاه ریکلیم به راحتی قابل جدا شدن می باشند. در سیستم فرآورش با MEA می توان از دستگاه ریکلیم و یا سیستم تقطیر اتمسفر استفاده نمود. ولی در سیستم پالایش با DEA بستر نمکهای مذاب به کار گرفته می شود.

## ۱۲-۳ - کربونیل سولفاید :

فرآورش گازهای ترش محتوی COS، برای انجام تصفیه و جذب گازهای اسیدی تمهیدات زیادتری را طلب می نماید. علاوه بر جداسازی CO<sub>2</sub> و H<sub>2</sub>S، باید سایر ترکیبات گوگرد دار نیز برای تأمین مشخصات استاندارد گاز، تصفیه شده و از آن تفکیک شوند. به علاوه در پالایشگاهی که مقدار COS به مقدار قابل ملاحظه ای زیاد می باشد، محلول شیمیایی تصفیه گر باید بدون داشتن هرز رفت زیاد، قابل احیاء شدن باشد. محصولات واکنش با COS بستگی به آمین مورد استفاده در سیستم پالایش ممکن است فرق داشته باشد. با محلول مونو اتانول آمین محصول عمده واکنش آمین با COS ماده HEI<sup>159</sup> می باشد. این محلول با روش معمولی قابل احیاء شدن نمی باشد. در سیستم فرآورشی با DEA محصول قابل احیاء، Diethanolamine Ethiocarbonate تولید می شود.

برای تصفیه گازهای ترش دارای COS بررسی جنبه های اقتصادی مشخص می نماید که از چه نوع آمین در واحد پالایش گاز استفاده شود. اگر مقدار این ماده در حد خیلی کم ( پایینتر از ۱۵۰ ppm-۵۰) باشد، ظرفیت جذب بالا و امکان استفاده از ریکلیم، انتخاب MEA برای سیستم فرآورشی را توجیه می نماید. هرچند که تولید برخی املاح غیر قابل احیاء از واکنش با COS اجتناب ناپذیر باشد، نشان داده شده است که هرز رفت MEA در سیستمهای فرآورشی گاز دارای COS در حقیقت، ناشی از ترکیب مستقیم MEA با COS می باشد. این مقدار هرز رفت باید پایین تر از حد ۲۰-۱۰ درصد واکنش بین MEA و COS نگهداری شود.

در مقادیر بالای وجود COS، باید استفاده از DEA مد نظر قرار گیرد. سیستم تصفیه گاز با DEA، بدون داشتن هرز رفت آمین و بدون کاهش خاصیت بازی آن، گازهای شیرین عاری از COS تولید می نماید. در هر صورت، به علت افزایش حجم تأسیسات و دستگاهها، باید موضوع انتخاب از جنبه های اقتصادی نیز دقیقاً مورد بررسی قرار گیرد.

<sup>159</sup> . N – ( Hydroxyethyl ) – Imidazolidinome

#### ۱۲-۴- ناخالصیها به صورت ذرات جامد :

ذرات جامد در سیستم فرآورشی، معمولاً توسط گازهای ترش استخراجی از چاهها به برج جذب حمل می شوند. در میان این نوع ناخالصیها، سولفور آهن یکی از مشکل آفرین ترین ناخالصیهای مشترک می باشد. سولفور آهن، محصول خوردگی لوله ها و تأسیسات است که، در بعضی موارد از چاه گاز سرچشمه می گیرد. سولفور آهن، توسط جریان گاز و به صورت ذرات خیلی ریز، از چاههای تولید گاز ارسال می شود. اگر ذرات سولفور آهن قبلاً توسط میعانات گازی خیس نشود، در دستگاههای تفکیک گرا در مسیر گاز ورودی به واحدهای پالایش نیز ته نشین نشده و به همراه گاز وارد برج جذب سیستم فرآورشی خواهد شد.

ذرات ناخالص جامد از هر نوعی، با مسدود نمودن سینی های فنجانکی و یا انباشته ها در برجهای جذب و احیاء، باعث افت راندمان آنها می شوند. بعلاوه این ذرات، باعث ساییدگی در پره های پمپها و قطعات داخلی شیرها نیز می شوند. چند راه برخورد با مشکلات ناشی از ذرات جامد ناخالص وجود دارد. نصب دستگاه تفکیک گرا در مسیر جریان گاز ورودی، ذرات جامد درشت نظیر پوسته های جوشکاری را جدا نموده ولی در جداسازی ذرات خیلی ریز سولفور آهن، چندان مناسب نمی باشد. نصب فیلتر گاز مناسب در مسیر جریان گاز و بین دستگاه تفکیک گرا و برج جذب، در جداسازی ذرات خیلی ریز از جریان گاز مؤثر می باشد. نصب فیلتر در جداسازی ذرات ریز از جریان آمین، اثر بخش می باشد. اگر چنین راه حلهایی باز هم قادر به حل مشکل نباشند، باید واحد پالایش در فاصله زمانهای مشخص از سرویس خارج شده و دستگاهها و تأسیسات کثیف شده آن با روشهای مناسب تمیزکاری و شستشو داده شوند.

#### ۱۲-۵- ایجاد کف در سیستمهای پالایش :

ایجاد کف و انجام عمل تبخیر، باعث هرز رفت زیاد آمین می گردد. پدیده کف به چندین علت می تواند تولید شود : ممکن است در اثر ترکیب آمین با اسیدهای آلی، مخصوصاً اسیدهای با وزن

مولکولی زیاد، یا در اثر وجود آلودگیهای هیدروکربوری سولفور آهن و یا سایر کثافات در سیستم، کف تولید شود. ایجاد کف زیاد، ظرفیت واحد پالایش را به مقدار زیادی کاهش می دهد. برای جلوگیری از این پدیده، حتی الامکان باید منابع تولید کف را شناسایی و در مورد حذف آنها، اقدام نمود. پاره ای مواد شیمیایی ضد کف<sup>۱۶۰</sup> نیز توسط شرکتهای معتبر شیمیایی تولید و به بازار عرضه شده اند.

چنانکه ایجاد کف در اثر وجود آلودگیهای هیدروکربوری باشد، می توان با نگه داشتن درجه حرارت برج جذب در دمای بالاتر از تقطیر هیدروکربورها، این مشکل را تعدیل نمود. توصیه عملیاتی این است که واحد طوری مورد بهره برداری قرار گیرد که درجه حرارت گاز خروجی از آن حدود ( ۱۵-۱۰ °F ) °C ۸-۵ بالاتر از دمای گاز ورودی باشد. از آن جای که آمینها تا درجه حرارت ( ۴۰۰ °F ) °C ۲۰۴ قدرت پایداری مناسبی دارند، تخریب آمین در اثر حرارت در درجه حرارتهای بهره برداری در واحدهای پالایش گاز، به عنوان مشکل عملیاتی عمده مطرح نمی باشد.

همانطور که گفته شد، پدیده کف باعث کاهش ظرفیت تصفیه، ازدیاد هرز رفت آمین، مانع احیاء کامل آمین و نهایتاً موجب کاهش راندمان فرآورشی تصفیه گاز می گردد. در صورت ایجاد لایه کف پایدار در برج تماس، مقداری آمین به صورت carry over، همراه گازهای شیرین خروجی از برج، خارج می شوند. پدیده کف باعث تضعیف کیفیت تماس بین آمین و گازهای ترش در برج تماس شده، خاصیت جذب گازهای اسیدی را در آمین کاهش می دهد. با نصب دستگاه ثبت اختلاف فشار در بین دو انتهای برج، می توان حالات ایجاد کف را در زمانهای افزایش اختلاف فشار تشخیص داد. در هر صورت، عوامل ایجاد کف در سیستمهای تصفیه گاز با آمین را می توان به شرح زیر تقسیم بندی نمود :

- ❖ ذرات ریز معلق جامد در آمین.
- ❖ وجود اسیدهای آلی در جریان گاز ترش ورودی.
- ❖ تزریق مواد بازدارنده خوردگی در چاههای گاز.
- ❖ هیدروکربورهای محلول در آمین.

<sup>160</sup> . Antifoam

❖ محصولات ناشی از فساد آمین نظیر تیوسولفاتها و اسیدهای فرار.

❖ گریس های با پایه صابونی مورد استفاده در شیرهای پالایشگاه.

❖ تغذیه آب به سیستم فرآوری با ناخالصیهای شیمیایی زیاد و غیر آلی.

جریانات نا آرام محلول آمین و سرعت زیاد گاز نیز، باعث ایجاد کف در سیستم می شوند. شستشوی دستگاهها با صابون و یا پودرهای تمیز کننده نیز می توانند از عوامل ایجاد کف در سیستم باشند. بهترین راه جلوگیری از پدیده کف، محافظت و نگهداری آمین از آلودگی ها است. عمده ترین دستور عملیاتی، فیلتراسیون کافی و ریکلیم نمودن آمین ( توسط تقطیر و یا استفاده از بستر ذغال ) در واحد پالایش گاز می باشد. استفاده از مواد ضد کف، در حقیقت به عنوان مسکن، راه حلی موقت برای از بین بردن مشکل کف به حساب می آید تا در فرصتهای بعدی، بتوان عامل اصلی ایجاد کف در سیستم را شناسایی و از بین برد.

عامل موفقیت برای یک ماده ضد کف، بستگی به این دارد که چه مقدار از آن و در چه مواقعی مورد استفاده قرار گیرد. برخی از مواد ضد کف چنانچه بعد از ایجاد کف، تزریق شوند اثرات مثبتی به بار می آورند، در صورتیکه ممکن است تزریق آن قبل از ایجاد پدیده کف، عاملی برای تثبیت کف به حساب آید که نهایتاً مشکل را حادتر خواهد نمود. برخی دیگر از مواد ضد کف، در مدت چندین ساعت خاصیت خود را در اثر درجه حرارت و یا فشار بالا از دست داده و یا ممکن است در اثر ترکیب شیمیایی با آمین و یا گرمایش، کاردهی مؤثری در سیستم نداشته باشند.

لذا توصیه شده است که تزریق مواد ضد کف، به طور پیوسته و قطره ای انجام پذیرد تا نتایج بهتری حاصل گردد. استفاده از پمپهای مخصوص تزریق مواد شیمیایی، کمک خواهد کرد که مقدار حجم تزریق در هر زمان مشخص بوده و ماده ضد کف، بهتر در محلول آمین پخش گردد.

مواد ضد کف محلول در آب، چنانکه قبلاً با آب مقطر رقیق شده و سپس به سیستم تزریق شوند، نتیجه بهتری دارند. مواد ضد کف با درجه حلالیت کمتر، ترجیحاً باید در لوله ورودی پمپهای آمین تزریق شوند تا پخش آمین در محلول آمین بهتر انجام شود. چنانکه پدیده ایجاد کف مشکل حادی

نباشد، می توان مواد ضد کف را در حجم های حدود ۱۰۰ گرمی، در هر ۴ تا ۶ ساعت یکبار به سیستم تزریق نمود. تزریق نمودن ماده ضد کف به مراتب بهتر از اضافه نمودن ماده ضد کف زیاده از حد می باشد. اضافه نمودن زیاده از حد ماده ضد کف باعث افزایش سریع پدیده کف زدگی خواهد شد.

#### ۱۲-۵-۱- به حداقل رساندن dp در برجهای جذب :

- ❖ دقت نوبتکار اطاق کنترل بروی نمودار ثبت کننده dp، بررسی علت افزایش و اقدام به موقع در رفع آن.
- ❖ خود داری از افزایش بی رویه مصرف آنتی فوم در موارد غیر ضروری و کاهش مصرف پس از رفع اشکال وضعیت کف کنندگی
- ❖ سر ریز نمودن<sup>۱۶۱</sup> مناسب و به موقع کربن فیلتر و خروج مواد صابونی از آن، که معمولاً آنتی فوم تجمع یافته در سیستم است.
- ❖ بررسی و زیر نظر داشتن مرتب اختلاف فشار فیلترهای سیستم فیلتراسیون آمین و تعویض به موقع و سریع آنها.
- ❖ مناسب بودن دمای خوراک ورودی گاز جهت جداسازی هیدروکربورهای موجود.
- ❖ شستشوی مناسب با حداکثر دما پس از تعمیرات اساسی و استفاده از گریس های با حداقل پایه صابونی برای روانکاری شیرهای مسیر جریان.
- ❖ دقت در عدم وجود ناخالصی غیر آلی آب تغذیه.
- ❖ تخلیه مرتب مسیر گاز از مایعات، خصوصاً در فصل سرما.
- ❖ امکان افزایش دبی فیلتراسیون.
- ❖ رعایت نوبتکار محوطه در ساخت دقیق و رعایت غلظت آنتی فوم ساخته شده.
- ❖ رعایت محدوده دمایی مخزن ذخیره و تزریق آنتی فوم

<sup>161</sup> . Over Flow



- ❖ وجود گاز بی اثر عنوان جدا کننده بین هوا و آمین در مخازن ذخیره آمین.
- ❖ بستن درب بشکه های آنتی فوم پس از هر بار مصرف.
- ❖ رعایت دقیق میزان گردش آمین در سیستم.
- ❖ شستشوی معکوس دقیق فیلتر کربن پس از تعویض و پر آب گذاشتن آن تا ۲۴ ساعت برای خروج مناسب اکسیژن از خلل و فرج فیلتر و عدم ورود آن به سیستم.
- ❖ نشت بندی لوله های رابط بین پمپ، شیر و مسیر تزریق آنتی فوم برای عدم مکش هوا به سیستم.
- ❖ هواگیری پی در پی و مناسب پمپ های آنتی فوم.
- ❖ شستشوی معکوس کربن فیلتر در زمان نیمه عمر، جهت از بین بردن خفگی فیلتر کربن.
- ❖ رعایت تاریخ انقضاء آنتی فوم.
- ❖ انتخاب آنتی فوم سازگار با نوع آمین مصرفی.
- ❖ وجود سبد مشبک دسته دار برای Skim از سطح مخزن آنتی فوم.
- ❖ شستشوی مناسب مخازن آنتی فوم جهت زدودن لخته های موجود در جداره ظرف.
- ❖ نصب وسیله سنجش دبی در مسیر تزریق ضد کف.
- ❖ نصب پمپ کمکی جهت تزریق آنتی فوم به صورت آماده.
- ❖ برنامه زمان بندی برای تمیز کردن صافی پمپ های آنتی فوم در ابتدای هر شیفت بدون توجه به نحوه پمپاژ

#### ۱۲-۶- خوردگی در ریویلرها :

آمین گرم و کثیف فولاد کربن استیل را به شدت از بین می برد. برای کاهش مقدار خوردگی در تیوب باندل های ریویلر، باید مطمئن بود که آمین کثیف حاوی گازهای اسیدی از برج احیاء به ریویلرها وارد نشود.

اگر مقدار و کیفیت رفلاکس در حد متناسب تأمین شود، می توان مطمئن بود که محلول آمین، قبل از ورود به ریبویلر، از آخرین سینی خروجی در قسمت پایین برج احیاء کاملاً از گازهای اسیدی عاری شده است. دبی مناسب رفلاکس در سیستم احیاء ( بر حسب کیلوگرم در ساعت ) برابر با ۳۰-۱۰ درصد دبی وزنی بخار تغذیه شده به ریبویلرها خواهد بود.

برای اطمینان از راندمان عریان سازی در آمین، باید دو نمونه از آمین تمیز و آمین ورودی به ریبویلرها تهیه و مورد آزمایش قرار گیرند. هر دو نمونه آمین باید دارای مقدار هیدروژن سولفور یکسان باشند. به یاد داشته باشید که  $H_2S$  باید در سینی های برج احیاء از آمین کثیف جدا شود نه در داخل ریبویلرها، این موضوع ارزش تکرار مجدد را دارد که : همیشه مقدار جریان رفلاکس را در حد مناسبی نگهداری کنید تا از خوردگی تیوب باندل های ریبویلرها جلوگیری شود.

باید مطمئن شد که که ارتفاع کندانسیت حاصل شده از بخار آب اشباع در کانال تیوب باندل ریبویلرها، از ارتفاع تیوب تحتانی تیوب باندل ریبویلر نیز پایین تر باشد.

همیشه بررسی و اطمینان حاصل شود که قبل از تغذیه بخار به ریبویلرها، با تزریق کاندنسیت مناسب، به حالت اشباع درآمده باشد و به اصطلاح، از حالت سوپر هیت به وضعیت اشباع تبدیل شده باشد. جلوگیری از غرق شدن تیوبها در کاندنسیت بخار و تغذیه بخار اشباع به ریبویلرها، باعث پایین آمدن درجه حرارت تیوبهای ریبویلر شده و نهایتاً، مقدار خوردگی و تولید ذرات ناشی از آن کاهش می یابد.

می توان تعدادی از تیوبهای تیوب باندل ریبویلرها را در جهت قائم و یا در امتداد اقطار از آن خارج ساخت. این موضوع از جریانات مغشوش، ناشی از جوشیدگی در داخل پوسته ریبویلر جلوگیری می نماید. چنانکه مقدار کلراید در آمین پایین باشد، استفاده از تیوبهای از جنس فولاد ضد زنگ و از نوع TP 304 مقدار خوردگی را کاهش خواهد داد.

## پرسشهای فصل دوازدهم

- ۱- خوردگی در واحد تصفیه گاز بیشتر در چه نقاطی مشهود است؟ چه فاکتورهایی به این پدیده کمک می کند؟
- ۲- ناپیوستگی در پوشش فلز منجر به چه نوع خوردگی می تواند گردد؟ خوردگی گالوانیکی چیست؟
- ۳- ساییدگی چیست و در چه نقاطی رخ می دهد؟ راه جلوگیری از آن چیست؟
- ۴- چرا و چگونه باید از ورود اکسیژن به سیستم تصفیه گاز ممانعت به عمل آورد؟
- ۵- در سیستم تصفیه گازی که خوراک آن محتوی COS است چه مواردی وجود دارد؟
- ۶- مهمترین ناخالصی به صورت جامد در سیستم فرآورش گازها چیست؟ این ماده از کجا وارد سیستم شده و راه جلوگیری از ورود آن چیست؟
- ۷- وجود ذرات جامد در سیستم تصفیه گاز چه مشکلاتی را به وجود می آورد؟
- ۸- علل ایجاد کف و اشکالاتی که در سیستم به علت آن رخ می دهد چیست؟
- ۹- نحوه تزریق مواد ضد کف به سیستم به چه صورت است؟
- ۱۰- در چه صورت می توان خوردگی در ریپولرها را کاهش داد؟

## اصطلاحات

Amine Contactor	برج جذب توسط آمین (تماس)
Amine Regenerator	برج احیاء آمین
Anticlinical Structure	ساختارهای تاقدیسی
Acid Gases	گازهای اسیدی
AICHE	انجمن مهندسين شیمی آمریکا
ASCC	خوردگی تنشی ناشی از آمین
Back Wash	شستشوی معکوس
Baffle	تیغه
Batch	ناپیوسته
Bicine	بیس - (هیدروکسی) گلايسين
Bubble Cap	سینی کلاهکی
Cemetery	گازهای قبرستانی
C.M.F	مرکز جمع آوری گاز استخراج شده از چاه ها
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> OH	الکل متانول
C <sup>5+</sup>	ترکیبات گوگردی حلقوی در برش نفتا
Clear Liquid	مایع شفاف (سطح صاف مایع روی سینی)
CO <sub>2</sub>	گاز کربنیک
Contactor	برج تماس (جذب)
Cooling	خنک شدن (بستری که قبلا در حالت احیا بوده)
Copper Start Corrosion Test	آزمایش خوردگی نوار مسی
COS	سولفید کربونیل (کربونیل سولفاید)
Cracking	شکست مولکولی
CS <sub>2</sub>	دی سولفید کربن (کربن دی سولفاید)
DEA	دی اتانول آمین
Degradation	محصولات فساد
Derived Contaminates	آلودگیهای مشتق شده
Dew Point Adsorber	برجهای خشک کننده
DGA	دی گلايکول آمین
DIPA	دی ایزو پروپانول آمین

Distraction	تخریب گاز
Diverter	منحرف کننده
Dipolar	دو قطبی
Down Spouts	ناودان، مجاری ریزش مایع
Errosion	ساییدگی
FeS	سولفید آهن
Flash Drum	مخزن انبساط آمین (مخزن تبخیر ناگهانی)
Foaming	کف
Fouling	گرفتگی
froth	سرکف
Fuel Gas Scrubbing	تصفیه گاز سوخت
Grain	از واحدهای اندازه گیری وزن
GTU:Gas Treatment Unit	واحد تصفیه گاز
Heating	گرم شدن (بستری که در حالت احیا قرار دارد)
Heating Gas Strainer	صافی گاز که در خروجی بستر در حالت گرمایش قرار دارد
HETP	تعداد سینی های تئوری
Hg	جیوه
HPS:High pressure steam	بخار فشار قوی
HSS: Heat Stable Salts	نمکهای مقاوم به حرارت
Hydrocarbons	هیدروکربونها
IGS:Inlet Gas Separator	تفکیک گرای گاز ترش ورودی
Injection Chemicals	مواد شیمیایی تزریق شده سرچاهی یا حین عملیات
Inlet Gas Filter	فیلتر گاز ترش ورودی به واحد
Level	مقدار سطح مایع
Linde	سینی های لیند
LNG Plants	واحدهای مایع سازی گاز طبیعی
LPS:Low pressure steam	بخار فشار ضعیف
Make Up Water	آب جبرانی
Marsh Gas	گاز مرداب
MDEA	متیل دی اتانول آمین
MEA	مونو اتانول آمین

Metamorphism	دگرذیسی
Methanogenic Bacteria	باکتری متان ساز
Mist Extractor	رطوبت گیر
MMEA	مونو متیل اتانول
NACE	انجمن ملی مهندسان خوردگی
NGL	مایعات گازی
NH <sub>2</sub> , NH	گروه آمینو
NH <sub>3</sub>	آمونیاک
OH	گروه هیدروکسی
Pacify	غیر فعال کردن
Packing	انباشته
Partial Pressure	فشار جزئی
Particulates	ذرات معلق و ریز
Piperazine: N , N – di – ( 2 hndroxyethyl)	پایپ رازین
R – SH	مرکاپتانها
R <sub>2</sub> S <sub>2</sub>	دی سولفید دی آلکیل
Regeneration Gas Cooler	فن هوایی که در مسیر گاز احیا قرار دارد
Regeneration Gas Heater	کوره گاز احیا
Regenerator	برج احیاء (دفع)
Regenerator Reflux Drum	ظرف جریان برگشتی
Residue Gas Filter	فیلتری که در خروجی واحد قرار دارد
Rich/ Lean Exchanger	مبدلهای حرارتی که آمین غنی و تازه در آن جریان دارد
s	گوگرد عنصری
sieve, perforate	سینی مشبک
Sour Gas	گاز ترش
Stress Corrosion Cracking	خوردگی ناشی از تنش
Sulphide Stress Cracking	ترک تنشی سولفید
Sweet Gas	گاز شیرین
Tray	سینی
Tray Spacing	فاصله بین دو سینی در برجهای سینی دار
Treated Gas Filter Separator	فیلتر شیری (فیلتری که در مسیر گاز شیرین قرار دارد)
TGS:Treated Gas Seperator	دستگاه تفکیک گرای گاز شیرین شده

THEED	تریس هیدروکسی اتیل اتیلن دی آمین
thermal & Catalytic	کاتالیستی و گرمایشی
Valve Tray	سینی دریچه ای
weir	بند

## « منابع »

1. Sungyoul Park, Jonsupleel, Byoungmoo Min and Heemoon Eum, **Absorption Rates of CO<sub>2</sub> into Aqueous Mixtures of MDEA and HMDA.**
2. Technical Bulletin ,**Amine Applications and Properties Data.**
3. Robert, B.David, S.Mccaffrey, Jr.and james, f. **Advanced Gas Treating to Enhance Producing and Refining Projects Using FLEXSORB SE Solvents,** Exxon Mobil Research and Engineering Company.
4. Gelein de Koeijer.Even Solbraa,**HighPressure Gas Sweetening with Amins for Reducing CO<sub>2</sub> Emissions .** Statoil ASA, Research and Technology.
5. Stewart, E.j. and Lanning, R.A,Reduce Amine Plant Solvent Losses, **Hydro Carbon Processing.**
6. **Amin Gas Sweetening Systems,** NATCOGROUP
7. Gas Processors Suppliers Association . , (1998), **Engineering Data Book,** Tulsa.
8. Robert E , Treybal . , (1990), **Mass Transfer Operations ,** New York .
9. Rhine Ruhr , **Distillation Trays .**  
Chopy, P. , Hicks L . , (1984), **Handbook Of Chemical Engineering Calculations** , New York .  
Aspentech Driving Process Profitability., (2002), **Hysys Data Bank,** Hyprotech Company.
10. . Koch Engineering Company. , (1960), **Koch Flexitray Design Manual.**
11. Ernest E, Ludwig. , (1979) , **Applid Process Design For Chemical & Petrochemical Plants ,**Tokyo
12. Daria jouravaleva;Peter Davy;Crown Central Petroleum Corp, **Impact of continuous removal of heat stable salt on amine plant operation.** Eco-Tec Inc.



۱. الف - جفرت ، ک . ب - ابوالحمد ، گ . . ۱۳۸۲ گاز طبیعی تولید ، انتقال ، فراوری ،  
موسسه انتشارات و چاپ دانشگاه تهران
۲. علیمی ، م . . ۱۳۷۷ شیرین سازی گازهای ترش ، شرکت ملی گاز ایران
۷. فرزانه مقدم ، م . . ۱۳۸۵ معرفی واحد نیروگاه ، شرکت پالایش گاز شهید هاشمی نژاد
۸. خرم رزین ، الف . . ۱۳۷۰ فراورش گازهای ترش با آلکانول آمین ها ، شرکت ملی گاز ایران
۹. الف - ثقه الاسلامی ، ن . . ب - خاکسار طرقي ، م . . ۱۳۸۶ استفاده از نرم افزار **Hysys**  
در شبیه سازی واحد شیرین سازی گاز پالایشگاه اراک با حلالهای مختلف ، ماهنامه  
تخصصی فرایند ، شماره ۷
۱۰. الف - شاهسوند ، الف . . ب - فدایی ، س . . ۱۳۸۵ بررسی اثرات سناریوهای مختلف  
سردسازی بر عملکرد واحدهای شیرین سازی پالایشگاه شهید هاشمی نژاد توسط نرم  
افزارهای **Hysys , Aspen** ، یازدهمین کنگره ملی مهندسی شیمی ایران
۱۱. الف - مک کیب ، و . ب - امینی ، ع . . ۱۳۷۹ عملیات واحد در مهندسی شیمی ، نشر  
کتاب دانشگاهی
۱۲. شرکت ملی صنایع پتروشیمی ، نرم افزار آموزش اصول تقطیر و تفکیک ، شرکت  
دانشگران صنعت پژوه
۱۳. مهندس حسین صدیقی. " نقش و اهمیت فیلتراسیون در واحدهای آمین ". شهریور ۱۳۶۸
۱۴. سیروس امیری - رضا مسگریان " بررسی عوامل آلوده کننده آمین "