

شیرین سازی گاز طبیعی

نویسنده: محمد رضایی زاده
مهندس محمدجعفر بیسرامی



گاز طبیعی مخلوطی از هیدروکربن های مختلف به همراه آب، ناخالص های غیر آلی و ترکیبات اسیدی می باشد. ترکیب گاز در مخازن مختلف به ویژه میان ترکیب گاز همراه نفت و گاز غیر همراه دارای تفاوت های زیادی با یکدیگر می باشد. گاز همراه غالباً حاوی برش های سنگین بیشتری نسبت به گاز غیر همراه می باشد. ترکیب گاز طبیعی را می توانیم به دو دسته هیدروکربنی و غیرهیدروکربنی تقسیم کنیم. مهم ترین ترکیبات هیدروکربنی گاز طبیعی به ترتیب: متان، اتان، پروپان، بوتان و میعانات گازی می باشد. ترکیب غیرهیدروکربوری گاز طبیعی که به نام ناخالصی های گاز طبیعی (Impurities) نیز شناخته می شوند عبارتند از: آب، هلیوم، نیتروژن، آرگون، ترکیبات گوگردی نظیر سولفید هیدروژن (H₂S)، سولفید کربنیل (COS)، دی سولفید کربن (CS₂)، کربانها، همچنین در برخی موارد رادون و عناصری نظیر جیوه و آرسنیک نیز به همراه گاز طبیعی دیده می شوند. با توجه به کانی مخزن مقدار بسیار جزیی آمونیاک، سلنیم، ادریوم، کریبتون و نئون نیز ممکن است در برخی از نقاط جهان دیده شود. این ناخالصی ها علاوه بر کاهش ارزش حرارتی و ایجاد مشکل در پالایش و فرایند های پایین دست گاز، می تواند آلاینده محیط زیست و همچنین عامل خوردگی نیز باشند. به عنوان مثال گاز سولفید هیدروژن اگرچه گازی قابل سوختن است اما باعث کاهش ارزش حرارتی گاز طبیعی می شود. این گاز از یک سو باعث آلاینده گی جو شده و از سوی دیگر می تواند باعث خوردگی شدید در تجهیزات فلزی شود. میزان این عناصر بستگی کامل به جنس کانی های مخزن و عوامل دیگر دارد و از یک چاه تا چاه دیگر تفاوت های مشخصی دارند. اگرچه تصفیه همه ناخالصی ها و کاهش میزان آنها به مقدار تعیین شده استاندارد اهمیت دارد، اما برای جلوگیری از خوردگی تجهیزات پالایشگاه، غالباً تصفیه گاز های اسیدی به ویژه سولفید هیدروژن اهمیت بیشتری دارد. در برخی از مخازن گاز طبیعی مقدار سولفید هیدروژن کمتر از ۵/۷ میلیگرم در متر مکعب (تقریباً معادل ۴ ppm حجمی) می باشد و به آن منبع گاز شیرین گفته می شود، گاز طبیعی مخزن سراجی قم نمونه ای از گاز شیرین می باشد اما غالباً منابع گاز طبیعی، H₂S آنها به میزانی است که به آن گاز ترش (Sour gas) می گویم. همچنین بیشتر منابع گاز طبیعی علاوه بر سولفید هیدروژن حاوی مقادیر قابل توجهی دی اکسید کربن می باشد. به این نوع گاز طبیعی، گاز اسیدی (Acid gas) گفته می شود. میزان اسیدی بودن یا ترش بودن گاز طبیعی بستگی به جنس سنگ مخزن دارد و با توجه به موقعیت جغرافیایی این مقدار تغییر می کند. این میزان حتی در چاه های مختلف یک میدان بزرگ نیز متفاوت می باشد. همچنین در طول دوره بهره برداری نیز درصد این گاز دچار تغییرات محسوسی می شود. در منابع گازی اروپا و آمریکا غالباً میزان H₂S بالا می باشد به عنوان مثال گاز میدان Laeq فرانسه ۱۵/۳٪ سولفید هیدروژن دارد، در جنوب تگزاس آمریکا برخی چاه های ۹۸٪ وزنی H₂S می باشد. برخی از منابع گازی حاوی مقدار بسیار زیادی دی اکسید کربن و ترکیبات دیگر غیرهیدروکربنی می باشد که عملاً از این چاه ها برای تولید گاز طبیعی بهره برداری نمی شود. ممکن است از این چاه ها برای تولید گوگرد یا مواد دیگر بهره برداری شود. منابع گازی ایران غالباً دارای شرایط بسیار بهتری نسبت به منابع اشاره شده می باشد،

میدان گازی	سولفید هیدروژن (درصد)
۱ خارک	۱۲/۲٪
۲ رامین	۰٪
۳ نرگسی	۶-۷/۵٪
۴ بی بی حکیمه	۰/۹
۵ خانگیرون	۳/۸۳٪
۶ کنگان	۶۸۱ppm
۷ سرخون	۰/۲٪
۸ نار	۵۹/۶ppm
۹ پارس جنوبی	۰/۴۸
۱۰ بندرامام	۲/۴٪
۱۱ برقان کویت	۰/۱٪
۱۲ کرکوک عراق	۳/۵٪
۱۳ آلبرتا (کانادا)	۸۷٪
۱۴ تگزاس جنوبی	۹۸٪
۱۵ Laqa فرانسه	۱۵٪

جدول ۱: مقدار H₂S برخی از مخازن گاز

جدول ۲: میزان سولفید هیدروژن در برخی از منابع گازی را نشان می دهد. معیار اصلی در تشخیص شیرین بودن گاز طبیعی مشخصات خواسته شده از سوی مشتری شرکت های توزیع به نمایندگی از مصرف کننده می باشد. از نظر شرکت ملی گاز ایران، گاز شیرین باید دارای مشخصات زیر باشد:

$$4 / Amg / Sm^3$$

دی اکسید کربن ۲٪ مولی

$$15 mg / Sm^3$$

مرکانها ۱۵mg/Sm³

نقطه شبنم هیدروکربن ۴۵kg/cm² at ۵°C ± ۱۰

نقطه شبنم متحده اگر مقدار H₂S در ۱۰۰ فوت مکعب

استاندارد گاز طبیعی کمتر از یک چهارم گرین (Grian) باشد به آن گاز شیرین می گویند. با توجه به اینکه هر

۷۰۰۰ گرین برابر با یک پوند جرمی می باشد، بنابراین

گاز شیرین حداکثر شامل ۶x۱۰^{-۴} جزء مولی H₂S می باشد. در صورتی که چگالی گاز ۶۵٪ باشد، این

غلظت برابر تقریباً ۷ppm وزنی خواهد بود. به این گاز

«گاز یک چهارم گرین» می گویند.

ترکیب گاز طبیعی، مهم ترین عامل تأثیر گذار در

طراحی یک پالایشگاه می باشد. بعد از جداسازی

ذرات جامد و مایعات همراه گازی، مهم ترین وظیفه

پالایشگاه تصفیه (Treatment) گاز طبیعی از عامل های

اسیدساز H₂S و CO₂ می باشد. تصفیه گاز به مفهوم شیرین سازی گاز و حذف گاز اسیدی می باشد. دلایل لزوم جداسازی سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن کاملاً روشن است، این دلایل را می توانیم به شکل زیر دسته بندی نماییم:

الف «هدف از جداسازی گاز H₂S :

- ۱- برای ایمنی محتوای H₂S جریان گاز طبیعی باید از آن جدا شود، زیرا سولفید هیدروژن بسیار سمی است.
- ۲- رسیدن به مشخصات تعیین شده برای گاز قابل فروش (Sales Gas)، مقدار H₂S باید کمتر از ۴ ppm حجمی یا یک چهارم گرین در سیستم آمریکایی باشد.
- ۳- وجود سولفید هیدروژن در گاز طبیعی به همراه آب در شرایط خاصی منجر به تشکیل هیدرات می گردد که می تواند باعث انسداد یا کاهش جریان و دیگر مشکلات عملیاتی گردد.
- ۴- سولفید هیدروژن بسیار خوردنده (Corrosive) است.

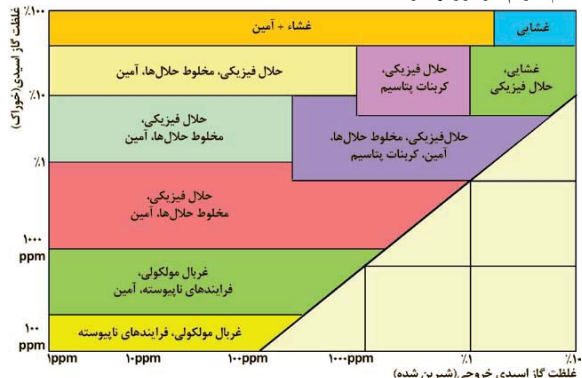
ب- «هدف از جداسازی گاز CO₂ :

- ۱- هدف اصلی از جداسازی گاز CO₂ رساندن محدوده ارزش ناخالص گرمایی GHV (Gross Heating Value) گاز قابل فروش به محدوده مجاز آن است.
- ۲- برای عملکرد درست واحدهای پایین دستی واحد شیرین سازی نظیر فرایند فوق سردسازی یا تریپد (Cryogenic) لازم است مقدار CO₂ موجود در گاز به مقدار استاندارد کاهش یابد زیرا CO₂ در دمای حدود ۷۰°C جامد می شود.
- ۳- CO₂ در شرایط خاص می تواند به اسیدهای خوردنده تبدیل شود.

۸.۱ فرایندهای شیرین سازی

به دلایل اشاره شده لازم است این ترکیبات از گاز طبیعی جدا شوند. روش های مختلفی برای جداسازی این گازها از لحاظ شیمیایی گاز وجود دارد، برخی از این روش ها دارای توجیه فنی یا اقتصادی نمی باشند یا در مقیاس صنعتی توجیه ندارند. به همین دلیل فرایندهای مناسب توسط شرکت های فعال در این حوزه انتخاب شده، توسعه داده و کاربردی شده اند. هر کدام از این فرایندها برای گاز طبیعی با ترکیب و حجم خاصی می توانند توجیه فنی و اقتصادی متفاوتی داشته باشند. به صورت معمول در مرحله مطالعات اولیه طراحی پالایشگاه فرایند مناسب انتخاب می شود. با توجه به اینکه مالکیت این فرایندها متعلق به شرکت توسعه دهنده می باشد، برای استفاده بایستی طراحی توسط آن شرکت ها انجام شود یا حق استفاده (Licence) از آنها خریداری شود. فرایند شیرین سازی شامل جداسازی H₂S و CO₂ می باشد. با توجه به ناخالصی موجود و فلسفه طراحی ممکن است فرایند برای جداسازی CO₂، جداسازی H₂S یا هر دو این گازها یا به صورت انتخابی H₂S در دربر گیرد، در حالت کلی انواع فرایند عبارتند از:

- ۱- فرایندی که فقط برای جداسازی CO₂ از گاز طراحی می شود.
- ۲- فرایندی که فقط برای جداسازی H₂S از گاز طراحی می شود.
- ۳- فرایندی که برای جداسازی همزمان CO₂ و H₂S از گاز طراحی می شود.
- ۴- فرایندی که به شکلی انتخابی (Selective) ناخالصی H₂S و CO₂ از گاز جدا می کنند، در حالی که هر دو ناخالصی CO₂ و H₂S در گاز وجود دارند.



شکل ۱: مقایسه محدوده عملکرد انواع روش های شیرین سازی

با تعیین تکلیف اینکه بایستی H₂S و/ یا CO₂ از جریان فرایند جدا شوند، بایستی روش جداسازی مشخص شود. برای جداسازی این گازها روش های متفاوت فیزیکی و/ یا شیمیایی وجود دارند. روش های مطرح در صنعت گاز شامل موارد ذیل می باشند. پس از لیست ارائه شده در ادامه این روش ها را معرفی می کنیم.

۸.۲ فرایندهای جذب شیمیایی

جهت شیرین سازی گازی طبیعی می توان از برخی حلال های شیمیایی استفاده نمود، این ترکیبات غالباً آلکالو آمین (Alkalamine) و محلول در آب (Aqueous solution) می باشند. ترکیبات اصلی آلکالو آمین مورد استفاده در شیرین سازی گازی طبیعی در جدول ۳ دیده می شوند. به عنوان یک جایگزین، می توان از نمک قلیایی نظیر کربنات پتاسیم داغ (Hot Pot) نیز استفاده نمود. اطلاعات بیشتر در مورد آمین ها را می توانید در بخش فرهنگ اصطلاحات مشاهده نمایید. فناوری این واحد را شرکت های نظیر UOP, TOTAL, FNL, ELF, EXXON, DOW, BASF... ارائه می کنند. این واحدها از نظر عملکرد دارای تفاوت های جزئی با یکدیگر می باشند، به همین دلیل در طی بررسی فرایند یک نمونه از این طرح ها را ارائه می کنیم و در انتها به صورت مختصر فرایندهای پرکاربرد را معرفی می کنیم.

فرایند

مبنای فرایندهای جذب شیمیایی تماس بین گاز فرایند با گاز خوراک (Feed gas) و یک محلول آبی (Aqueous solution) حاوی یکی از حلال های اشاره شده است. گاز اسیدی موجود در گاز خوراک، اسید ضعیفی است که با آلکالو آمین یا نمک قلیایی واکنش می دهد و بی سولفید (Bisulfide)، (در نتیجه واکنش با H₂S) و بی کربنات (Bicarbonate) (در نتیجه واکنش با CO₂) تشکیل می شود. واکنش شیمیایی و یا همان جذب شیمیایی در یک برج جداکننده (Fractionation Column) که به آن برج جذب (Absorber) و برج تماس دهنده

مزایا	معایب
۱ حساسیت کمی نسبت به فشار جزئی گاز اسیدی دارند.	واکنش شیمیایی گرمای این نوع فرایندها باعث می شود که مقدار انرژی بالایی به منظور جداسازی گازهای اسیدی از محلول در برج احیا مصرف شود.
۲ فشار عملیاتی تاثیر اندکی بر خلوص گاز فرآوری شده دارد.	در صورت وجود هیدروکربن های مایع و ذرات جامد معلق در خوراک، احتمال تشکیل کف زیاد است.
۳ در صورت وجود هیدروکربن های سنگین در خوراک، مقادیر بسیار کمی از این هیدروکربن ها جذب محلول می شوند.	در صورت اکسید شدن محلول ناشی از تماس با هوا یا فوق داغ شدن محلول در برج احیا، مشکلات شدیدی از نظر خوردگی در فرایند به وجود می آید.
۴ بسیاری از حلال های این نوع فرایندها به راحتی در بازارهای معمول مواد شیمیایی قابل تهیه هستند و نیازی به خرید آنها از یک Licensor نیست.	برای رقیق سازی حلال به آب خالص نیاز است.
۵ داده های تعادلی گاز اسیدی احلال در بسیاری از منابع علمی یافت می شوند. این داده ها برای طراحی تجهیزات ضروری هستند.	گاز فرآوری شده حاوی مقادیر زیادی آب است.
۶ حلال های یگار رفته در این نوع فرایندها از قیمت بالایی برخوردار نیستند.	در هنگام ذخیره سازی حلال باید انرژی زیادی صرف گرم نگهداشتن آن مصرف شود.

جدول ۲: مزایا و معایب روش شیمیایی

(گاز و حلال) (Contactor) نیز گفته می شود، انجام می گیرد که این برج مجهز به سینی (Tray) یا پرکن (Packing) می باشد. گاز از زیر پایین ترین سینی یا بخش پایین پرکن وارد این برج می شود. محلول آبی نیز بر روی بالاترین سینی یا بخش بالایی پرکن وارد می شود. در طی عملیات جذب، گرمای واکنش بین حلال و گاز اسیدی آزاد می شود. به عبارت دیگر واکنش جذب، یک واکنش گرمازا (Exothermic) است. گاز فرآوری شده در دمایی بالاتر از دمای گاز خوراک برج را ترک می کند. ضمناً مقدار آب موجود در گاز خروجی از برج بیشتر از مقدار آب گاز خوراک است. بنابراین جداسازی آب از گاز نیز ضرورت می یابد، بنابراین همیشه یک واحد جداسازی آب (Gas Dehydration Unit) در پایین دست واحد شیرین سازی باید نصب گردد. سپس در یک بخش احیاء (Regeneration Section)، نمک آلکالو آمین دوباره به محلول قلیایی تبدیل می شود و این سیکل دوباره تکرار می گردد. در این فرایند معمولاً غلظت آلکالو آمین های اصلی در آب در محدوده های زیر قرار می گیرد.

%MEA	۱۵ تا ۲۰ Weight
%DEA	۲۵ تا ۳۵ Weight
%MDEA	۳۰ تا ۵۰ Weight

شرح فرایند واحد آمین

بدون در نظر گرفتن نوع محلول آبی آمین جهت شیرین سازی، نمودار جریان فرایندی در تمام واحدهای آمین تقریباً یکسان است. بسته به نوع آمینی که انتخاب می گردد، اصلاحات خاصی انجام می شود تا بتوان فرایند را برای منظور خاصی بهینه سازی (Optimization) نمود. نمودار جریان فرایندی یک واحد شیرین سازی توسط آمین را در شکل های ۳ تا ۶ مشاهده می نمایم.

۱- جداکننده ورودی

گاز خوراک آگاز ترش که حاوی H₂S و/ یا CO₂ می باشد، باید همیشه هنگام ورود به واحد از یک جداکننده ورودی (Inlet Separator) که Feed Gas Knock-out Drum نیز نامیده می شود عبور داده شود تا مایعات و ذرات جامد معلق در آن جدا شود. در صورت ورود این مواد به واحد امکان تشکیل کف (Foaming) در برج جذب (Absorber) افزایش یافته، مقادیر زیادی آمین در (Flash Drum) از دست می رود و امکان تشکیل کک (Coking) نیز در ریویلر افزایش می یابد. معمولاً این تجهیز یک ظرف عمودی (Vertical Drum) دارای (Demister Pad) می باشد، تا از حمل مایعات توسط گاز (Carry-oven) جلوگیری کند. تعیین ابعاد این ظرف جداسازی بر اساس مقدار آبی است که در زمان مرطوب یا اشباع از آب بودن گاز خوراک، مایع می شود. در بعضی موارد به جای این ظرف از یک جداکننده خاص (Cartridge Filter-Separator) استفاده می شود که بیشتر وظیفه جدا ساختن ذرات جامد را برعهده دارد.

۲- برج جذب یا تماس

تجهیز اصلی این واحد برج جذب می باشد و وظیفه آن، جداسازی گازهای اسیدی از خوراک است. گاز خروجی از ظرف جداکننده اولیه از بالای برج جذب یا تماس (Contactor) وارد می شود و به سمت بالا حرکت می کند. در طول برج گاز به صورت نامحسوس (Counter-Current) در تماس بسیار نزدیک با محلول آمین قرار می گیرد. محلول آمینی که از

بالا وارد برج می شود، حاوی مقدار ناچیزی از گازهای اسیدی است و در این فرایند به نام آمین رقیق (Lean Amine) شناخته می شود. در برج، واکنش شیمیایی بین آمین و گاز اسیدی صورت گرفته، گاز اسیدی جذب محلول آمین می شود. این واکنش گرمازا (Exothermic) است و باعث می شود که دمای گاز خروجی از بالای برج نسبت به گاز خوراک افزایش یابد. گاز فرآوری شده در این برج که به نام های Lean Gas و گاز شیرین (Sweet Gas) شناخته می شود، از بالای برج خارج می شوند و محلول آمینی که گاز اسیدی را جذب نموده است، که در این فرایند به نام آمین غلیظ (Rich Amine) شناخته می شود، از پایین برج خارج می شود. از مشخصات مهم این برج می توان به موارد زیر اشاره نمود:

«این برج می تواند یک برج سینی دار (Tray Column) یا حدود ۲۰ سینی یا ۱۵ تا ۲۵ سینی یا یک برج از نوع (Packed Column) با ۲ تا ۳ پستر (Packing Bed) باشد. «مقدار اختلاف فشار پایین و بالای برج از اهمیت زیادی برخوردار است و باید از تجهیزات مناسبی برای اندازه گیری اختلاف فشار پایین و بالای برج استفاده نمود. اختلاف فشار زیاد باعث تشکیل کف و کاهش اختلاف فشار باعث ایجاد رسوب (Fouling) بر روی سینی ها و با سترها می شود. «برج معمولاً دارای سه دستگاه Level Glass Gauge است تا ارتفاع مایع پایین برج به صورت دقیق اندازه گیری شود و بتوان کف و لایه روغن (Oil Layer) را در آن مشاهده نمود.

«برای جلوگیری از مینام هیدروکربن های سنگین، دمای Lean Amine ورودی از بالای برج باید دست کم ۵°C از دمای گاز خوراک بیشتر باشد. هرچقدر این اختلاف دمایی بیشتر از ۵°C باشد، محلول آمین مقدار کمتری از گازهای اسیدی را جدا می کند و مقدار آب بیشتری همراه گاز شیرین خارج می شود، زیرا دمای گاز شیرین خروجی از بالای برج افزایش می یابد.

برج جذب در فشار عملیاتی برابر فشار گاز خوراک کار می کند. برای اینکه این برج بتواند عملاً کار جذب را انجام دهد، فشار آن دست کم باید ۴/۵ bara باشد. از دیدگاه فرایندی حد بالایی برای فشار در این برج وجود ندارد. تنها محدودیت موجود در این مورد ضخامت ورقه هایی است که برج از آن ساخته شده است. اغلب مشکلات زیادی از جهت ساخت برج با ضخامت ورق بیش از ۱۵۰ mm وجود دارد. دمای گاز خوراک باید از نقطه انجماد محلول آمین بیشتر باشد. در بالای برج می توان از ۲ تا ۴ سینی اضافه استفاده نمود تا در این منطقه در آب جهت شستشوی گاز شیرین استفاده شود. آب تزریق شده، آمینی را که

ردیف	نام ترکیب	نوع آمین
۱	مونو اتانول آمین	اول
۲	دی گلیکول آمین	اول
۳	دی اتانول آمین	دوم
۴	دی ایزوپروپانول آمین	دوم
۵	هیندرد آمین	دوم
۶	متیل دی اتانول آمین	سوم
۷	تری اتانول آمین	سوم
۸	کربنات پتاسیم داغ (Hot Pot)	-

جدول ۳: برخی از حلال های مورد استفاده در فرایند شیمیایی شیرین سازی

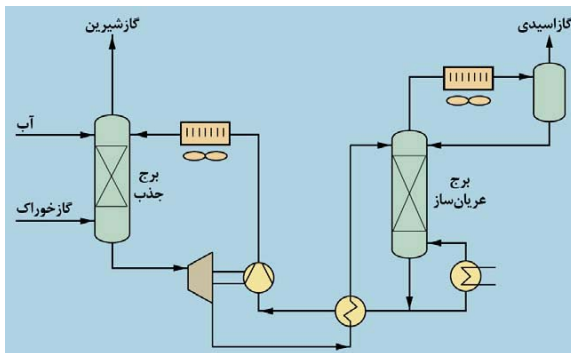
ممکن است گاز به همراه خود برده باشد از گاز جدا می کند. نصب جداکننده روپوت (Mist Eliminator) در بالای برج نیز می تواند از همراه بری آمین (Amine Carry-over) توسط گاز شیرین جلوگیری کند. در صورتیکه گاز شیرین آمین را با خود همراه برده می توان در مسیر این گاز از یک جداکننده مایعات (Scrubber) یا (Treated Gas KO Drum) استفاده نمود. در صورتیکه در واحد پایین دست برای آزدایی (Dehydration) از روش غربال مولکولی برای جداسازی و جذب آب استفاده می شود، نصب این Scrubber اجباری خواهد بود.

۳- ظرف جداسازی مایعات از گاز شیرین

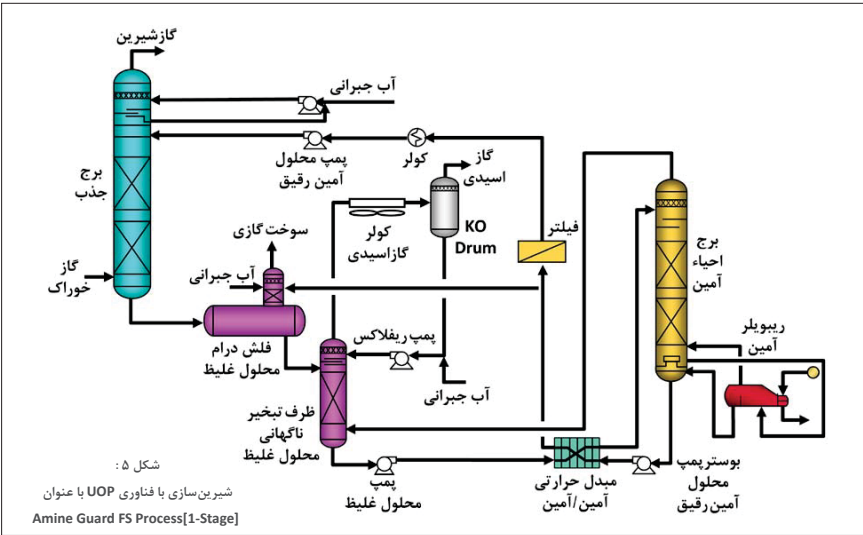
ظرف جداسازی مایعات از گاز شیرین به نام Treated Gas KO Drum شناخته می شود. هدف استفاده از این ظرف جداسازی قطرات ریز احتمالی آمین موجود در این گاز است. این ظرف اغلب یک ظرف عمودی (Vertical Drum) مجهز به Demister Pad است. به عنوان جایگزین برای جداسازی بیشتر می توان از Cartridge Filter-Separator نیز استفاده نمود.

۴- ظرف تبخیر ناگهانی آمین

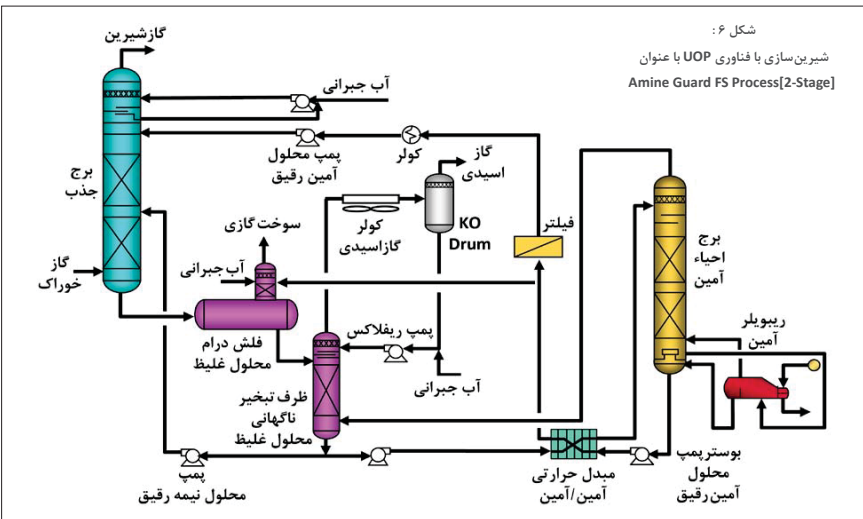
هدف از استفاده از این ظرف جداسازی گازهای محلول و هیدروکربن های مایع جریان پایین برج جذب است. جهت جداسازی این ترکیبات بهترین و ساده ترین روش کاهش فشار مایع پایین برج است، این کار می تواند به روش های مختلفی نظیر استفاده از شیر فشارشکن یا توربین انجام شود. محلول غنی از آمین خروجی از پایین برج با فشار کم، به طرف تبخیر ناگهانی آمین (Amine Flash Drum) وارد می شود. از این ظرف معمولاً در مواقعی استفاده می شود که فشار برج جذب بیش از ۳۰ barg باشد. فشار عملیاتی این ظرف معمولاً در محدوده ۱۵-۷ barg است. در این ظرف که پس از یک



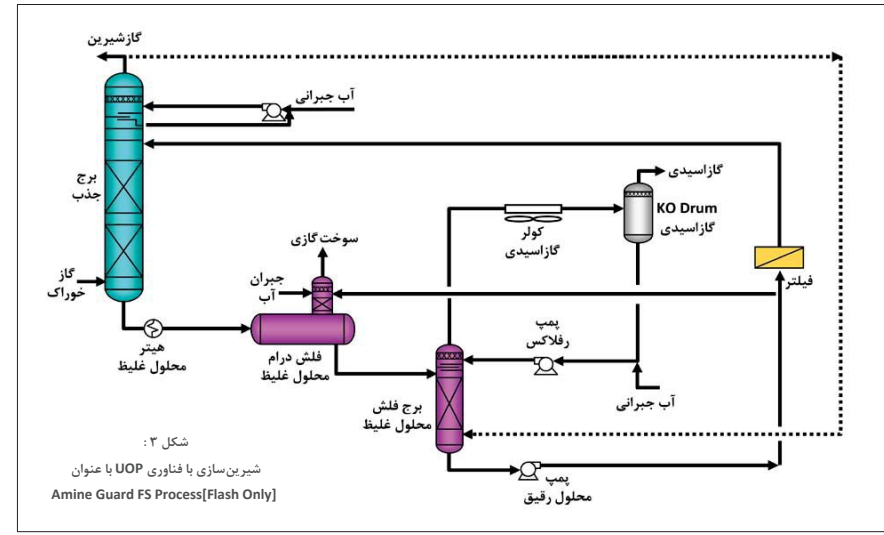
شکل ۲: فرایند شیرین سازی با آمین به روش aAmin شرکت Basf AG



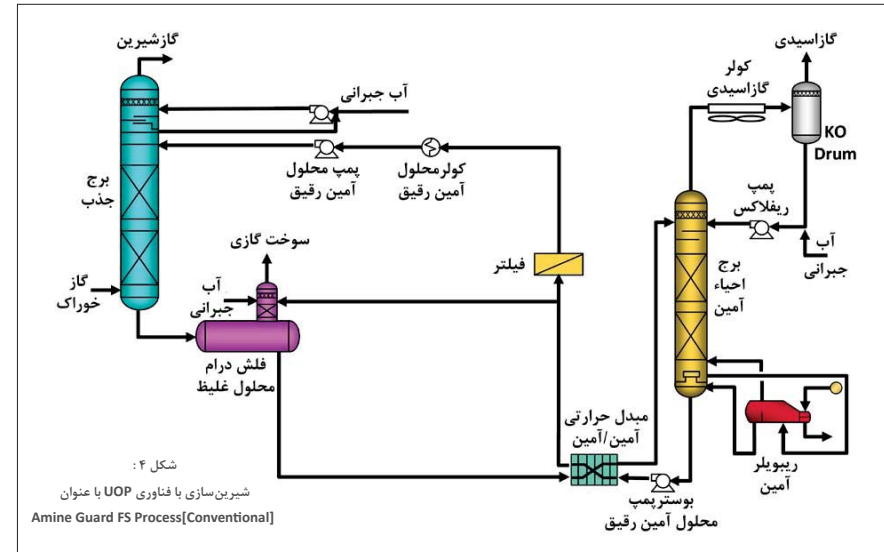
۲- مبدل حرارتی آمین- آمین
صرفه جویی می‌شود. این مبدل معمولاً از نوع مبدل حرارتی پوسته و لوله هدف استفاده از این مبدل که به نام Lean/Rich Amine Heat Exchanger نیز شناخته می‌شود، پیش گرم‌سازی (Pre heating) محلول ورودی به برج احیاء (Regenerator Column) می‌باشد. با تبادل حرارت بین آمین خروجی از پایین برج احیاء، که دمای بالایی دارد و آمین غلیظ خروجی از پایین ظرف تفکیک ناگهانی، در مقدار کلی انرژی که به سیستم داده می‌شود،



مبدل حرارتی آمین- آمین



دستگاه کاهش فشار (معمولاً یک شیر فشار شکن) قرار می‌گیرد، به علت کاهش فشار محلول، بخشی از گازهای اسیدی از محلول جدا می‌شوند. گاز اسیدی خروجی از بالای این ظرف یا به سیستم گاز سوخت (Fuel Gas) فرستاده می‌شود یا به سیستم دفع گاز اسیدی (Acid Gas Disposal System) ارسال می‌گردد. این ظرف معمولاً یک ظرف جداکننده سه فازی افقی (Horizontal Three-Phase Separator) است که در آن باید



مبدل حرارتی آمین- آمین

خوردگی Erosion/Corrosion افزایش می‌یابد و احتمال ایجاد لرزش در مبدل و لوله‌های پایین دست آن به سمت برج احیا افزایش می‌یابد. برای جلوگیری از این پدیده سرعت سیال درون مبدل باید کمتر از 1m/s باشد. در صورت استفاده از چند مبدل، این مبدل‌ها با سستی به صورت موازی بر روی یکدیگر قرار گیرند به شکلی که آمین غلیظ از نازل پایین‌ترین مبدل وارد شود، تا در صورت آزاد شدن گاز به علت افزایش دما، به راحتی با جریان رو به بالای محلول آب خارج شود. دمای آمین رقیق ورودی باید بین ۱۳۰-۱۱۰ °C و دمای آمین غلیظ خروجی باید بین ۹۰-۱۱۰ °C باشد. به عنوان جایگزین برای مبدل‌های پوسته و لوله ای می‌توان از مبدل‌های صفحه‌ای (Plate and Frame Heat Exchanger) استفاده کرد. این مبدل‌ها سطح انتقال حرارت بالایی دارند، بنابراین انتقال حرارت بیشتری می‌تواند در دستگاه کوچکتری صورت گیرد. در این مبدل‌ها احتمال رسوب (Fouling) بیشتر است.

۴- عبور آمین

پس از عبور آمین غلیظ از مبدل‌های آمین- آمین و کاهش فشار سیال در یک شیر فشارشکن تا حدود ۱/۲ ybar، وارد برج احیا می‌شود. این برج می‌تواند از نوع سینی دار یا پرشده بوده و مجهز به یک کندانسور که توسط هوا یا آب خنک می‌شود و یک ریویولر در پایین برج می‌باشد. برج احیا به نام برج غریبان‌ساز (Stripper) نیز شناخته می‌شود. هدف استفاده از این برج، احیای آمین غلیظ با جداسازی گازهای اسیدی از آن می‌باشد. در واحدهای شیرین‌سازی توسط آمین، این برج معمولاً دارای ۱۸ یا ۲۴ سینی یا دو تا سه بستر پر شده می‌باشد. خوراک این برج که آمین غلیظ است، معمولاً به سینی ۲، ۳ یا ۴ وارد می‌شود. همچنان که این محلول از میان سینی‌ها در جریان است، در معرض تماس با بخاری قرار می‌گیرد، که در ریویولر پایین برج تولید شده است. در روی هر سینی، بخار از پایین به بالا حرکت می‌کند، در حالیکه محلول از روی سینی در حال حرکت است. بدینوسیله گازهای اسیدی از محلول جدا می‌شوند و به سمت بالا حرکت می‌کنند. این برج باید دارای تجهیزات ابرزدقیق مناسب جهت اندازه‌گیری اختلاف فشار پایین و بالای برج باشد. افزایش سریع این افت فشار نشان‌دهنده پدیده تشکیل کف (Foaming) است و افزایش آهسته افت فشار نشان‌دهنده رسوب گرفتن یا انسداد (Plugging) در سینی‌ها یا بستر می‌باشد. جهت جلوگیری از آنکه آمین همراه با گازهای اسیدی و بخار آب از بالای برج خارج شود، می‌توان در بالای برج از یک جداکننده ذرات مایع نظیر Demister Pad نیز استفاده نمود.

۵- کندانسور

محصول بالایی برج احیا مخلوطی از بخار آب و گاز اسیدی است. این جریان به کندانسور فرستاده می‌شود تا در آن بخار آب تا حد ممکن به آب مایع تبدیل شود. جهت خنک کردن این جریان از عامل خنک‌کننده (Cooling Medium) قابل دسترس نظیر آب سِا هوا می‌توان استفاده نمود. در صورت استفاده از آب جهت خنک‌سازی، از مبدل‌های پوسته و لوله استفاده می‌شود و در صورت استفاده از هوا به عنوان عامل خنک‌سازی، از خنک‌کننده‌های هوایی (Air Cooler) استفاده می‌شود.

۶- ظرف و پمپ جریان برگشتی

پس از عبور مخلوط بالای برج از کندانسور، جهت جمع‌آوری آب‌های میعان شده از ظرفی به نام ظرف جریان برگشتی استفاده می‌شود تا این آب به بالای برج بازگردانده شود. به این عملیات Reflux گفته می‌شود. گازهای خروجی از بالای این ظرف به سیستم دفع گازهای اسیدی (Acid Gas Disposal System) هدایت می‌گردد. آب جمع شده در پایین این ظرف توسط پمپ‌های Reflux به بالای برج بازگردانده می‌شود. ساختار ظرف جریان برگشتی می‌تواند یک ظرف عمودی یا افقی باشد که به Demister Pad مجهز شده است. دمای مخلوط خروجی از کندانسور تا حد ممکن پایین نگهداشته می‌شود تا کمترین میزان آب به واحدهای پایین دستی، مانند واحد بازیابی گرگردد (Sulfur Recovery Unit) منتقل شود. در بعضی شرایط نیاز است تجهیزات در داخل این ظرف تعبیه گردد تا بتواند هیدروکربن‌های احتمالی که بر روی آب تشکیل می‌شوند، را جدا کند.

۷- ریویولر

هدف استفاده از ریویولر در این فرایند، گرم کردن محلول آمین غلیظ است، در اثر این گرم کردن، واکنش معکوس شیمیایی انجام شده و گازهای اسیدی از محلول آمین غلیظ جدا می‌شوند. همچنین با استفاده از این انرژی، بخار تولید می‌شود و گازهای اسیدی محلول به همراه بخار از محلول جدا شده و همراه با بخار به سمت بالای برج حرکت می‌کنند. ریویولر استفاده شده در این واحد معمولاً از نوع Kettle Type Reboiler می‌باشد، مشخصات فنی طراحی این ریویولر به صورت زیر می‌باشد:

« دمای محلول احیا شده در پایین برج تابع فشار عملیاتی برج و قدرت آمین صرفی می‌باشد.

« مقدار انرژی که توسط این ریویولر به برج داده می‌شود توسط کنترل شدت جریان ماده گرم‌کننده که معمولاً بخار یا روغن داغ است، انجام می‌شود.

« جهت جلوگیری از تخریب آمین (Amine Degradation) دمای سطح لوله‌های ریویولر (Tube Skin Temperature) باید از ۱۴۵°C کمتر باشد.

« برای جلوگیری از ایجاد لجن (Sludge) در کف ریویولر، باید فضای کافی جهت ایجاد جریان طبیعی در پایین دسته لوله‌ها (Tube Bundles) و تخلیه رسوبات لجنی فراهم شود.

« جهت جلوگیری از خشک شدن و داغ شدن موضعی (Local Drying and Overheating) لوله‌های بالایی، سطح مایع دست کم باید -۱۵۰ تا ۲۰۰ mm بالاتر از بالاترین لوله قرار گیرد.

« برای جلوگیری از خروج مایعات همراه بخار (So-lution Entrainment) فضای کافی برای بخار در بالای سطح مایع باید وجود داشته باشد.

این ریویولر را می‌توان از نوع کوره با حرارت مستقیم (Direct Fired Heater) نیز ساخت. در چنین حالتی، توجه خاصی باید در طراحی و عملیات کوره برای جلوگیری از داغ شدن موضعی (Local Overheating) محلول اعمال گردد. داغ شدن موضعی باعث ایجاد محصولات جانبی خوردگی و تخریب اضافی آمین می‌شود. محلول احیا شده در ریویولر که در نقطه حباب (Bubble Point) در فشار عملیاتی برج احیا قرار دارد، معمولاً در دمایی در محدوده ۱۳۰-۱۱۰ °C قرار دارد و دوباره به مبدل آمین/ آمین برگردانده می‌شود.

۸- پمپ‌های گردشی آمین

جریان آمین رقیق خروجی از پایین برج احیا از مبدل‌های آمین/ آمین گذر می‌کند و خنک می‌شود. جهت ارسال آمین رقیق خنک به برج جذب پمپ‌های گردشی آمین (Amine Circulation Pumps) استفاده می‌شود. آرایش این پمپ‌ها می‌تواند به صورت دو پمپ که هر یک دارای ظرفیت ۱۰۰٪ طراحی را دارند یا سه پمپ که هر یک توان جابجایی ۵۰٪ ظرفیت حرارتی را دارند باشد.

مشکل عملیاتی مهم در مورد این پمپ‌ها این است که در واحدهای بسیار بزرگ، انتخاب پمپی که بتواند فشار پایین جریان آمین ورودی را به فشار بالای برج جذب برساند، از نظر فنی امکان‌پذیر نیست زیرا اغلب چنین پمپ‌هایی به NPSH بالایی نیاز دارند. در این موارد ابتدا توسط پمپ‌های تقویت‌کننده (Booster Pumps) فشار لازم در ورودی پمپ‌های اصلی

گردشی آمین برای تأمین NPSH لازم برای پمپ‌های اصلی آمین ایجاد می‌گردد. محرک (Drive) پمپ‌های گردشی آمین می‌تواند موتور الکتریکی یا توربین‌های گاز یا بخار باشند. در ضمن فشار محلول آمین غلیظ خروجی از برج جذب باید کاهش یافته و فشار Amine Flash Drum می‌رسد. این کاهش فشار را می‌توان وسیله یک توربین هیدرولیکی بوجود آورد و از توان ایجاد شده برای پمپ‌های گردشی آمین استفاده نمود اما غالباً این کاهش فشار با استفاده از یک شیر فشارشکن انجام می‌شود.

۹- فیلترها

برای جلوگیری از ایجاد سایبش و تشکیل کف در واحد باید ناخالصی‌های جامد نظیر سولفید آهن، اکسید آهن، دانه‌های ریزش و ذرات جدا شده از خطوط لوله و تجهیزات از محلول آمین جدا شوند. بنابراین فیلتراسیون محلول ضروری می‌باشد. استفاده از فیلتر مکانیکی، فیلتر کربن فعال و Polishing فیلترهای زیر مناسب می‌باشد:

« فیلتر مکانیکی: فیلتر اصلی یا فیلتر مکانیکی (Mechanical Filter) معمولاً در مسیر محلول آمین رقیق ورودی به برج جذب، پس از مبدل‌های آمین/ آمین قرار می‌گیرد. مقدار جامدات موجود در آمین رقیق باید از ۱۰۰ ppm وزنی کمتر باشد. نوع این فیلترها معمولاً از (Leat-Type Precoat) است که چشمه‌توری (Mesh) فیلتراسیون آن باید حداکثر ۱۰۰ μm باشد. معمولاً در واحدهای بزرگ فقط ۱۰ تا ۲۰ درصد از محلول در گردش فیلتر می‌شود. حداکثر افت فشار این فیلترها ۱ bar است.

« فیلتر کربن فعال: برای جداسازی ترکیباتی نظیر هیدروکربن‌ها، ترکیبات محلول در آب و مواد ناشناخته دیگر که می‌توانند کف تولید کنند، می‌توان از فیلتر کربن فعال (Activated Carbon Filter) در پایین دست فیلتر اصلی استفاده نمود. برای جداسازی کف در این فیلتر سرعت مایع در حال عبور از میان بستر کربن فعال باید کمتر از ۱ cm/s باشد، ارتفاع بستر این فیلتر از ۱/۵ متر بیشتر است. قطر ذرات کربن درون بستر باید بین ۱/۸ تا ۱/۴ اینچ باشد و دانسیته آن حدود ۳۰۰ kg/m^۳ باشد. حداکثر افت فشار این بستر ۱ bar است. طول عمر موثر کربن فعال استفاده شده حداقل یک سال است.

« فیلتر Polishing: محلول خروجی از فیلتر کربن فعال معمولاً حاوی مقادیر کمی کربن است که توسط Polishing Filter از آن جدا می‌گردد.

۱۰- تانک واسط آمین

از یک تانک ذخیره آمین یا تانک واسط آمین (Amine Surge Tank) که می‌توان آن را تانک نوسان‌گیر نیز نامید، جهت نگهداری کل آمین در گردش در وضعیت‌های اضطراری یا در زمان تعمیرات در واحد استفاده می‌شود. این تانک معمولاً یک تانک ذخیره اتمسفری از نوع Fixed Roof یا Cone Roof است که برای جلوگیری از تخریب (Degradation) آمین توسط اکسیژن هوا تحت فشار نیتروژن یا گاز شیرین (Blanketing with Nitrogen or Treated Gas) قرار می‌گیرد. در صورت تماس آمین با اکسیژن، آمین به سرعت دچار تخریب می‌شود. از آنجا که در طی فرایند همیشه مقداری از آب و آمین از سیستم خارج می‌شوند، از این تانک می‌توان جهت جایگزینی آمین استفاده نمود. بدین منظور باید تجهیزاتنی جهت اضافه نمودن آمین تازه (Make-up Amine) و آب عاری از مواد معدنی (Demineralized Water) به تانک فراهم گردد. غلظت آمین در نقاط مختلفی از این تانک باید اندازه‌گیری شود تا از غلظت مناسب و یکواختی محلول اطمینان حاصل نمود.

۸- مواد شیمیایی

در ابتدای این میحث به انواع ترکیبات آمین اشاره کردیم. در این قسمت به بررسی بیشتر این مواد می‌پردازیم:

الف- مونو اتانول آمین

مونواتانول آمین (Mono Ethanol Amine) MEA یک آمین اولیه (Primary Amine) و قدیمی‌ترین حلال مورد استفاده در واحدهای شیرین‌سازی گاز است. « غلظت مورد استفاده: MEA به صورت محلول آبی (Aqueous Solution) با غلظت بین ۱۰ تا ۲۰ درصد وزنی MEA استفاده می‌شود. غلظتی از MEA که بیشتر استفاده می‌شود ۱۵٪ وزنی است. این محلول دردمای ۴- متجمد می‌شود. غلظت مولی این محلول در جدول ۴ نشان داده شده است.

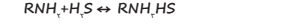
« کاربرد: از MEA برای جداسازی نسبتاً کامل CO_۲ زمانی که خوراک گاز عاری از H_۲S است، جداسازی نسبتاً کامل H_۲S زمانی که خوراک گاز عاری از CO_۲ است و جداسازی هر دو این گازها زمانی که هر دو این گازها همزمان در خوراک وجود دارند، استفاده می‌شود.

محلول آبی	درصد مولی	درصد وزنی
MEA	۴۹/۵	۱۵
H _۲ O	۹۵/۵	۸۵
Total	۱۰۰	۱۰۰

جدول ۴: غلظت مولی محلول MEA

بنابر این استفاده از این آمین در فرایندی که فقط نیاز به جداسازی H_۲S است] جداسازی انتخابی سولفید هیدروژن]، در حالی که هر دو گاز H_۲S و CO_۲ در خوراک موجود هستند، مناسب نیست. محلول MEA براحتی می‌تواند غلظت H_۲S در گاز شیرین را به پایین‌تر از ۴ ppm مولی برساند. این آمین با ترکیبات گوگردی موجود در گاز نظیر سولفید کربنیل و دی‌سولفید کربن واکنش می‌دهد. بنابراین در فرایندی که از این آمین استفاده می‌شود جهت تمیز نمودن محلول از ترکیبات حاصل از این واکنش‌ها، باید دستگاه خاصی به نام Amine Reclaimer نصب گردد. در صورت وجود مرکابتان‌ها در خوراک، MEA تنها می‌تواند بخشی از این لوده‌کننده‌ها را جدا کند که بیشتر مرکابتان‌های سبکی مانند متیل مرکابتان (Methyl-Mercaptan) هستند.

« واکنش‌های شیمیایی: سرعت واکنش این آمین با H_۲S از سرعت واکنش آن با CO_۲ بیشتر است. واکنش آن با H_۲S باعث تشکیل بی‌سولفید اتانول آمین می‌شود.



واکنش این آمین با CO_۲ که جذب شیمیایی CO_۲ نیز نامیده می‌شود، نسبت به واکنش آن با H_۲S پیچیده‌تر است. از ترکیب CO_۲ با آمین، نمک کاربامات (Carbamate Salt) تولید می‌شود که به سختی احیا می‌شود و باعث تشدید خوردگی (Corrosion Promotion) سیستم نیز می‌شود.



در محلول آبی اسیدی حاصل از CO_۲ + H_۲O + MEA واکنش داده، نمک بی‌کاربامات Bicarbamate Salt تولید می‌شود که احیا آن نسبت به نمک کاربامات آسانتر است.



H _۲ SCO _۲ در گاز خوراک	۱	۰/۱	واحد
H _۲ S در محلول رقیق	۰/۳	۰/۰۶	۰/۰۲ mole/mole pure MEA
CO _۲ در محلول رقیق	۰/۵	۰/۱۲۹	۰/۱۲۴ mole/mole pure MEA

جدول ۵: مقدار گاز اسیدی موجود در محلول احیا شده MEA

در معادلات بالا: $R = C_1H_5OH$ و این معادلات برگشت پذیر (Reversible) می باشند. واکنش هایی که از سمت چپ به سمت راست انجام می شوند، در مرحله جذب در برج جذب صورت می گیرند، این واکنش ها به دلیل گرمازا بودن دردمای پایین و فشار بالا بهتر انجام می شوند. واکنش هایی که از سمت راست به چپ انجام می شوند، در مرحله احیاء صورت می گیرند این واکنش ها به دلیل گرماگیر بودن دردمای بالا و فشار پایین بهتر انجام می شوند.

« مقدار گاز اسیدی جذب شده توسط آمین: مقدار گاز اسیدی ناخالص (Gross Acid Gas) که می تواند توسط محلول جذب شود، که همان غلظت گاز اسیدی در محلول غلیظ خروجی از پایین برج جذب است، در حدود ۰/۳ mole به ازای هر مول MEA خالص است. در صورتیکه جذب گاز اسیدی توسط محلول آمین از این مقدار بیشتر باشد، مقدار خوردگی سیستم شدیداً افزایش می یابد. محلول احیاء شده ای که به برج جذب بازگردانده می شود، هنوز مقداری از گاز اسیدی را به همراه دارد، بدین معنا که در برج احیاء، گاز اسیدی به طور کامل از آمین غلیظ جدا نمی شود. در جدول ۵ می توان مقدار گاز اسیدی باقیمانده در آمین رقیق را در نسبت های متفاوت H_2S/CO_2 خوراک گازی مشاهده نمود.

بنابراین مقدار خالص جذب گاز اسیدی توسط محلول رقیق آمین که به آن (Net Acid Gas Pick up) گفته می شود، حدوداً ۰/۲ mole به ازای هر مول از MEA خالص است. این مقدار معادل حدوداً ۱۰ kg MEA به ازای ۱ Sm³ از گاز اسیدی است که باید جدا شود.

« بوج احیاء: در صورتیکه محلول MEA در معرض دماهای بالایی قرار گیرد، مقدار تخریب یا تجزیه آن به سرعت افزایش می یابد. برای آنکه دمای محلول ته برج در نقطه حباب آن که در محدوده 107-122°C است باقی بماند، فشار ته برج معمولاً بین ۱/۲-۱ Ybara قرار می گیرد. نسبت بازگردانی (Reflux Ratio) بالای برج، که نسبت مولی آب بازگردانی شده توسط پمپ ریفلاکس به مول گاز اسیدی خروجی از ظرف ریفلاکس، در محدوده ۲/۵ تا ۳ تغییر می کند.

« تخریب آمین

برخی از ناخالصی های می توانند باعث تخریب محلول MEA شوند. محصولات این واکنش ها می توانند باعث خوردگی تجهیزات شوند. اکسیژن یکی از این ناخالصی ها می باشد، همانند سایر اتانول آمین ها، MEA در تماس با اکسیژن اکسیده می شود و در نتیجه باعث تخریب آن می شود. از محصولات واکنش اکسیداسیون می توان از Thiocarbamates نام برد. با استفاده از گرما در برج احیاء نمی توان این نوع محصولات را به آمین تبدیل کرد. دی اکسید کربن نیز باعث تشکیل کاربامات می شود. این ترکیب دارای خاصیت بازی قویتر نسبت به MEA می باشد و باعث خوردگی تجهیزات می شود. همچنین باعث مشکل تر شدن احیاء آمین نیز می شود. سولفید کربنیل نیز که در خوراک اولیه یا در اثر واکنش H_2S و CO_2 با MEA ایجاد می شود، در ادامه می تواند به نمک های مقاوم در برابر حرارت تبدیل شود و بر روی احیاء آمین تاثیر می گذارند. دی سولفید کربن نیز در واکنش با MEA نمک مقاوم به حرارت تولید می کند و دارای تاثیر مشابه با سولفید کربنیل می باشد.

« پاکسازی یا خالص سازی آمین

برای پاکسازی آمین از Reclaimer استفاده می شود. این دستگاه نقش مهمی در کاهش خوردگی، کاهش تولید کف و رسوب گذاری در سیستم ایفا می کند. Reclaimer آمین مفید را توسط جداسازی ناخالصی های با نقطه جوش بالا و غیر فرار (Non Volatile Impurities) بازمیابی می کند؛ این ترکیبات اغلب نمک های مقاوم در برابر حرارت، اسیدهای فرار، جامدات و ترکیبات حاوی آهن هستند. معمولاً محلول آمین با استفاده از یک فرایند تقطیر نیمه پیوسته (Semi-Continuous Batch Distillation) در ظرفی که حرارت داده می شود پاکسازی می شود. این ظرف ظرفیت مایعی حدود ۱۰۰ برابر شدت جریان خوراک بر حسب m^3/min را دارا می باشد.

جریان جانبی (Side Stream) حدود ۳ تا ۳ درصد از محلول در گردش آمین را به Reclaimer می فرستد. این جریان جانبی از محصول پایینی برج احیاء گرفته می شود. سپس تا زمانی که سطح مایع موجود در Reclaimer کاملاً کوله های گرم کننده را بپوشاند، این جریان برقرار می شود. سپس ورودی به Reclaimer بسته شده و دمای آن به دمای عملیاتی رسانده می شود. فاز بخار تشکیل شده در این ظرف به برج احیاء فرستاده می شود. همچنانکه تقطیر درون ظرف ادامه دارد، غلظت MEA در فاز مایع افزایش می یابد. در ادامه جهت حفظ سطح مایع درون ظرف، خوراک تازه به آن اضافه می شود. غلظت MEA درون مایع افزایش می یابد تا زمانی که درصد ترکیبات موجود در بخار (Vapor Composition) با درصد ترکیبات مایع در حال گردش (Circulation Solution) برابر می شود. برای برج احیایی در فشار عملیاتی (۰/۰/Barg)، نقطه شبنم (Dew Point) یک محلول آمین با غلظت ۱۵ درصد وزنی برابر ۱۳۱°C است. در این حالت غلظت فاز بخار MEA ۱۵ درصد وزنی است که در حال تعادل با یک فاز مایع MEA با غلظت ۶۴ درصد وزنی قرار دارد.

زمانی که محلول به این وضعیت تعادلی رسید، مقدار جریان از قبل تعیین شده ای از خوراک وارد Reclaim-er می شود. در صورتی که محلول آلوده نباشد، دما همچنان ثابت باقی می ماند. اگر محلول آلوده باشد، نقطه جوش محلول افزایش می یابد و غلظت آلاینده ها (Contaminants) در فاز مایع باقیمانده افزایش می یابد. وقتی دمای Reclaimer به ۱۶۰-۱۵۰°C رسید؛ دماهای بالاتر باعث افزایش تخریب MEA می شود؛ از ورود خوراک به ظرف جلوگیری می شود. سبک پاکسازی هنگامی پایان می یابد که تمام آمین از مایع جدا شود. مواد باقیمانده در کف ظرف که لجنی ضخیم (Thick Sludge) تشکیل داده اند، توسط آب شستشو داده شده و از ظرف خارج می گردد و سبک بعدی شروع می گردد. پیش از پر کردن Reclaimer در سبک بعدی، جهت خنثی سازی (Neutralization) با شستشو با آب خارج نشده اند، از سودسوزآور (Caustic Soda) به غلظت ۰/۳ وزنی استفاده می شود. در صورت استفاده از غلظت های بالاتر سودسوزآور، نقطه جوش مایع افزایش می یابد.

« تشکیل کف در آمین

تشکیل کف در آمین تاثیر منفی بر ظرفیت فرآوری واحد دارد، زیرا باعث می شود که تماس مورد نظر بین بخار و مایع از دست برود، محلول به مقدار زیادی در برج ها تجمع یابد و توزیع یکنواخت مورد نظر محلول درون برج کاهش یابد یا از بین برود. دلایل تشکیل کف در محلول MEA عبارتند از وجود:

- جامدات معلق Suspended Solids

- هیدروکربن های مایع

- اسیدهای آلی که با MEA موادی صابونی ایجاد می کنند
- ترکیبات موثر بر کشش سطحی نظیر بازدارنده های خوردگی و روغن روانکاری تجهیزات دوار
- تخریب MEA و تجزیه محصولات فرعی
- مواد باقی مانده در حین عملیات پیش راه اندازی

« کاهش یا هدر رفتن آمین

کاهش یا هدر رفتن MEA می تواند ناشی از تبخیر (Vaporization)، واکنش های شیمیایی (Chemical Losses) و نشست از تجهیزات (Mechanical Losses) باشد. با توجه به مطالعات انجام شده، مقدار هدر رفت MEA در شرایطی که گاز خوراک عاری از CO_2 باشد برابر ۱%، به ازای ۱ m^3Sm^3/d از گاز خوراک ضرب در درصد مولی گاز اسیدی است. در صورت حضور CO_2 در گاز خوراک، هدر رفت آمین (Amine Losses) افزایش می یابد. 

اصلاح داور

واحد ۱۰۱ شیرین سازی گاز طبیعی

وظیفه واحد ۱۰۱، شیرین سازی گاز ترش می باشد. در کنار فرایند اصلی، در این واحد آمین مصرف شده نیز برای استفاده مجدد احیا می شود. واحد ۱۰۱ شامل سه بخش جداسازی، جذب و احیا می باشد. گازی که عمل شیرین سازی به روی آن انجام شده وارد بخش نم زدایی می شود، در این پالایشگاه وظیفه نم زدایی برعهده واحد

Item	unit	Design case	Design case	Sensitivity case	Sensitivity case
		Summer	Winter	Summer	Winter
Nominal Flowrate	MMSCFD	۴۸۷	۴۸۵	۴۸۷	۴۸۵
	kmol/h	۲۴۶۲	۲۴۱۰	۲۴۲۱	۲۴۱۲
Design Flowrate	MMSCFD	۵۳۵	۵۳۵	۵۳۵	۵۳۵
	kmol/h	۲۶۶۸	۲۶۶۸	۲۶۶۸	۲۶۶۸
H ₂ O	% mole	۰/۴۴	۰/۱۸	۰/۵۹	۰/۳۶
N _۲	% mole	۳/۴۶۹	۳/۱۸۰	۳/۶۰۵	۳/۱۶۱۶
CO _۲	% mole	۱/۸۲۷	۱/۸۲۳	۲/۰۱۴	۲/۰۲۰
H _۲ S	% mole	۰/۶۹۰	۰/۶۹۲	۰/۲۹۹	۰/۲۸۰
Methane	% mole	۸۴/۹۶۹	۸۵/۲۱۹	۸۴/۸۴۴	۸۵/۰۸۶
Ethane	% mole	۵/۴۲۱	۵/۴۴۶	۵/۲۹۲	۵/۴۰۸
Propane	% mole	۲/۰۰۵	۱/۹۸۸	۱/۹۹۶	۱/۹۷۹
iC _۴	% mole	۰/۳۷۰	۰/۳۴۵	۰/۳۳۲	۰/۳۲۳
nC _۴	% mole	۰/۵۶۸	۰/۵۱۷	۰/۵۷۸	۰/۵۳۱
iC _۵	% mole	۰/۱۷۴	۰/۱۴۴	۰/۱۹۲	۰/۱۶۰
nC _۵	% mole	۰/۱۵۶	۰/۱۲۵	۰/۱۶۸	۰/۱۳۵
C _۶ cut	% mole	۰/۱۳۶	۰/۹۵	۰/۱۶۰	۰/۱۰۹
C _۷ cut	% mole	۰/۰۷۹	۰/۰۴۹	۰/۰۸۲	۰/۰۵۱
C _۸ cut	% mole	۰/۰۴۲	۰/۰۲۴	۰/۰۲۹	۰/۰۲۲
C _۹ cut	% mole	۰/۰۱۳	۰/۰۰۶	۰/۰۱۲	۰/۰۰۶
C _{۱۰+}	ppm mole	۵۱	۳۱	۵۲	۲۵
COS	ppm mole	۴	۴	۳	۳
M-Mercaptan	ppm mole	۲۴	۲۱	۲۶	۲۶
E-Mercaptan	ppm mole	۱۴۲	۱۱۸	۱۶۷	۱۶۷
PRiThiol	ppm mole	۴۲	۳۰	۴۳	۴۳
BUiThiol	ppm mole	۶	۴	۷	۷
HXiThiol	ppm mole	۲	۱	۲	۲
Total mol %		۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
Molecular Weight		۱۹/۲۲	۱۹/۰۸	۱۹/۲۷	۱۹/۱۲
Pressure		۶۷	۶۷	۶۷	۶۷
Temperature		۲۴/۴	۲۴/۴	۲۴/۴	۲۴/۴

جدول ۶: مشخصات خوراک ورودی به واحد ۱۰۱

۱۰۴ می باشد. محصول فرعی این واحد گاز ترش می باشد که جهت انجام عملیات و فرآوری به واحد بازیافت گوگرد در واحد ۱۰۸ ارسال می شود. هر فاز پالایشگاه دارای ۲ ردیف شیرین سازی می باشد. نمای کلی این فرایند را در تصویر ۱ مشاهده می کنید.

« مشخصات فرایندی

در طی عملیات شیرین سازی مقدار H_۲S به حد اکثر ۳ ppm حجمی و مقدار CO_۲ به حد اکثر ۰/۸ درصد مولی کاهش یابد. حذف CO_۲ باید به اندازه ای باشد که غلظت H_۲S در گاز اسیدی ورودی به واحد بازیافت گوگرد به اندازه کافی بالا باشد. امکان حذف مرکاپتان در این واحد وجود ندارد. مرکاپتان ها در واحد ۱۰۵ از گاز صادراتی جدا می شود. گاز اسیدی حاصل از احیا آمین در واحد بازیافت گوگرد از نوع کلاوس فرآوری می شود. مشخصات این گاز خروجی واحد ۱۰۱ باید دارای فشار حداقل ۱ bara در پایین دست شیرین سازی بوده و دما نیز حداکثر ۶۰°C باشد. همچنین گاز آزاد شده در Flash drum آمین غنی باید دارای فشار: حداقل ۶ bara و مقدار H_۲S نیز حداکثر ۵۰۰ ppm حجمی باشد.

« فرایند اصلی واحد ۱۰۱

در طی عملیات شیرین سازی مقدار H_۲S به حد اکثر ۳ ppm حجمی و مقدار CO_۲ به حد اکثر ۰/۸ درصد مولی کاهش یابد. حذف CO_۲ باید به اندازه ای باشد که غلظت H_۲S در گاز اسیدی ورودی به واحد بازیافت گوگرد به اندازه کافی بالا باشد. امکان حذف مرکاپتان در این واحد وجود ندارد. مرکاپتان ها در واحد ۱۰۵ از گاز صادراتی جدا می شود. گاز اسیدی حاصل از احیا آمین در واحد بازیافت گوگرد از نوع کلاوس فرآوری می شود. مشخصات این گاز در خروجی واحد ۱۰۱ باید دارای فشار حداقل ۱ bara در پایین دست شیرین سازی بوده و دما نیز حداکثر ۶۰°C باشد. همچنین گاز آزاد شده در Flash drum آمین غنی باید دارای فشار: حداقل ۶ bara و مقدار H_۲S نیز حداکثر ۵۰۰ ppm حجمی باشد.

بخش جداسازی

در این بخش گاز ترش دریافت شده از جدکننده های واحد ۱۰۰ با فشار ۶۷/۱ bara و دمای

۲۴/۳°C وارد جداکننده سه فاز ۱-۱-۱ D- می شود تا توده مایعات و لجن‌هایی که به همراه گاز از واحد ۱۰۰ منتقل شده‌اند جدا شوند. بعد از این محفظه فیلتر ۱-۱-۱ F- قرار دارد که شامل پیش فیلتر ذرات جامد و فیلتر Coalescer می‌باشد. گاز ترش در این فیلتر ابتدا وارد پیش فیلتر ذرات جامد شده تا ذرات جامد همراه گاز جدا شوند؛ این ذرات جامد شامل ذراتی می‌باشند که طی عملیات حفاری وارد فاز گاز شده به اضافه ذرات جامد ناشی از خوردگی در مسیر می‌باشند. سپس گاز ترش برای جدا شدن مایعات وارد بخش Coalescer می‌شود. وظیفه این فیلتر جلوگیری از ورود ذرات و مایعات اشاره شده می‌باشد. وجود این مواد باعث تولید کف بروی سینی‌های برج جذب و در نتیجه بروز اشکال در فرایند جذب می‌شود.

بخش جذب

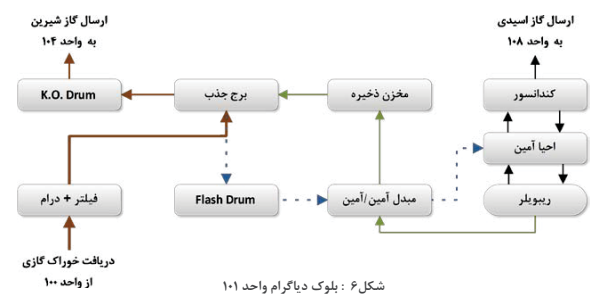
پس از حذف توده‌های مایع و ذرات جامد احتمالی، گاز ترش وارد برج جذب ۱-۱-۱ C می‌شود، در این برج که از نوع سینی دار می‌باشد، گاز ترش با محلول آبی MDEA تماس داده می‌شود، این عمل که در فشار بالا انجام می‌گیرد سبب جذب گاز H₂S و مقداری از CO₂ به محلول آمین و رسیدن آن به مقدار مجاز می‌گردد. این برج دارای چند نقطه متفاوت برای ورود خوراک می‌باشد، ولی امکان ورود همزمان از پیش از یک ورودی ممکن نیست. وجود چند نقطه برای ورود آمین به برج به منظور جذب حداکثری H₂S در برج و جلوگیری از جذب زیاد CO₂ در برج می‌باشد، زیرا H₂S بطور مستقیم با آمین واکنش می‌دهد ولی CO₂ ابتدا با آب و سپس محصول حاصل با آمین واکنش می‌دهد. این کار زمان بیشتری نیاز دارد، بنابراین با تغییر محل‌های ورود آمین به برج می‌توان مدت زمان برخورد آمین با گاز را جهت ایجاد بیشترین جذب H₂S توسط آمین انتخاب کرد.

جهت محدود ساختن خروج آمین همراه با گاز خروجی، سیستم شستشو با آب در بالای برج در نظر گرفته شده است که شامل سه سینی و یک سینی از نوع Chimney می‌باشد، آب به وسیله پمپ P-103 در این بخش گردش می‌کند تا فترات محلول آمین احتمالی همراه با گاز شیرین شده را در خود حل و از فاز گاز جدا نماید. جهت جریان آب از دست رفته در این حلقه از پمپ P-111 استفاده می‌شود. گاز شیرین شده پس از خروج از برج جذب وارد ظرف جداکننده می‌شود. در این ظرف (Drum) مایعاتی که امکان دارد به همراه گاز شیرین شده از برج خارج شده باشند، جدا می‌شوند و به ظرف تبخیر ناگهانی آمین غنی از H₂S فرستاده می‌شود، گاز شیرین (محصول) هم جهت نم‌زدایی به واحد ۱۰۴ فرستاده می‌شود.

فلش درام آمین غنی از سولفید هیدروژن

با افزایش سطح آمین غنی آمینی که H₂S و CO₂ موجود در گاز ترش را جذب کرده در پایین برج جذب، آمین غنی به ۱-۱-۳ D فرستاده می‌شود. فشار عملیاتی در این درام ۸ bara است و بسیاری از هیدروکربن‌هایی که در آمین غنی هستند در فاز بخار در این درام جدا می‌شوند و به برج جذب سوخت‌گازی فرستاده می‌شوند. برج جذب سوخت‌گازی مستقیماً روی این درام قرار گرفته است.

این درام شامل یک کانه‌دهنده فشار آمین، تیفه‌های عمودی ضد موج و حذف‌کننده گرداب است. همچنین بخش



مزایایی جهت کف‌زدایی هیدروکربن‌ها و جداسازی آنها در مواقع ضروری در نظر گرفته شده است. آمین غنی بوسیله کنترل ارتفاع سطح، به مبدل آمین/ آمین E-101 ارسال می‌شود.

« برج جذب گاز سوخت

جهت رسیدن به مشخصات شبکه گاز سوخت، برج جذب گاز سوخت ۱-۱-۳ C- روی فلش درام آمین غنی یعنی ۱-۱-۳ D- قرار گرفته است و به صورت نامنظم از برکننده بر شده است، هیدروکربن‌هایی که همراه آمین غنی هستند، پس از جداسازی در فلش درام به این برج فرستاده می‌شود. بدلیل اینکه این هیدروکربن‌ها دارای مقدار بسیار زیادی H₂S هستند با H₂S تا ۵۰۰ ppm آن به مقدار مجاز در گاز سوخت یعنی ۵۰۰ ppm تا H₂S در فلش شده شیرین که شامل هیدروکربن‌های سبک، H₂S با مشخصات اشاره شده و مقداری CO₂ می‌باشد، به شبکه گاز سوخت فرستاده می‌شود.

« مبدل حرارتی آمین / آمین

جریان آمین سنگین خروجی از فلش درام ۱-۱-۳ D- پیش از ورود به برج احیا، توسط Lean Amine خروجی از برج احیا در مبدل E-101 پیش گرم می‌شود تا حرارت اولیه جهت شکستن پیوندهای آمین بین H₂S اعمال شود.

بخش احیا حرارتی

H₂S و CO₂ موجود در آمین غنی، در برج احیا ۱-۱-۲ C- توسط تماس این جریان با بخار تولیدشده در ریویلر ۱-۱-۲ E-، به صورت دوجریان ناهمسو (Counter Current) جدا می‌شوند. احیا حرارتی برای شکست پیوندهای بین مولکولی آمین با H₂S و CO₂ ضروری است. این برج شامل تجهیزات زیر می‌باشد:

- ۱- دو سینی برگشتی در بالای برج جهت کاهش مقدار آمین در سیستم فلامس برج احیا
- ۲- بیست و سه سینی جهت جریان‌سازی (Stripping)
- ۳- یک سینی از نوع شومینه‌ای کاملاً آب‌بندی شده جهت تغذیه ریویلر

برج احیا تحت فشار ثابت ۱/۳۵ bara در بالای برج و ۱/۶ bara در پایین برج کار می‌کند. بخار جریان‌ساز استفاده شده در ریویلر ۱-۱-۲ E- از نوع کم فشار و ریویلر از نوع Kettle می‌باشد. بار حرارتی آن را نیز

می‌توان از طریق تنظیم جریان بخار ورودی به ریویلر کنترل کرد. گاز خروجی از بالای برج احیا که مرطوب، ترش و داغ می‌باشد ابتدا در کولر هوایی A-101 خشک می‌شود و بطور همزمان، آب آن به مایع تبدیل می‌شود. گاز ترش محلول در آب بوسیله پمپ P-102 از درام برگشت دهنده ۱-۱-۴ D- تحت کنترل سطح روی سینی رفلکس در بالای برج احیا می‌ریزد.

آب جبرانی (Water Make up) از طریق حلقه شستشو توسط پمپ P-111 به سیستم وارد می‌شود. همچنین این آب می‌تواند در درام رفلکس هم اضافه شود و از طریق تزریق مستقیم بخار به برج جریان شود. مقدار این آب با توجه به میزان مورد نیاز برای جریان هدر رفتن آب در برج محاسبه می‌شود. فشار برج بوسیله شیرکنترل فشار (PCV) در خروجی گاز ترش، تنظیم می‌شود. گاز ترش تولیدی که با فشار ۲ bara در ورودی - خروجی واحد قرار می‌گیرد، به واحد بازیافت گوگرد فرستاده می‌شود. این فشار جهت واحد کلاوس مناسب و کافی است.

به منظور تسهیل برگشت بخار میعان شده در ریویلر به سیستم بازیافت آن در پالایشگاه، محفظه نوسان‌گیر ۱-۱-۵ D- در نظر گرفته شده است. پمپ‌های P-104 هم وظیفه برگرداندن بخار میعان شده را از این درام به شبکه آن در واحد ۱۱۱ به عهده دارند.

« خشک‌کننده گاز اسیدی

برای کاهش مصرف آب دریا از کولر هوایی A-101 برای خشک کردن مخلوط آب و گاز اسیدی که از بالای برج احیا خارج می‌شود، استفاده می‌شود. به دلیل آنکه دمای هوا به ندرت از ۴۳°C بالاتر می‌رود و دمای گاز اسیدی نیز در ورودی - خروجی واحد بر روی مقدار ۵۵°C تنظیم شده است، این خشک‌سازی امکان‌پذیر می‌باشد.

«خشک‌کردن و ذخیره‌سازی آمین سبک احیا شده» در پایین برج احیا، آمین با دمای ۱۳۱/۵°C از آن خارج می‌شود که بوسیله مبدل آمین/ آمین و پس از آن در مبدل E-101 با آب دریا خشک می‌شود و سپس به تانک ذخیره آمین احیا شده ۱-۱-۱۰ T فرستاده می‌شود. MDEA نیز همانند سایر آمین‌ها به اکسیژن حساس می‌باشد و در مجاورت آن محصولات اسیدی تولید می‌نماید. به همین منظور و جهت جلوگیری از تماس

مستقیم با هوا، پوشش نیتروژن (N, blanketing) برای تانک ۱-۱-۱ T- در نظر گرفته شده است. خشک‌کننده آمین سبک از نوع صفحه‌ای است و جنس آن از تیتانیوم است که در برابر خوردگی توسط آب دریا مقاوم می‌باشد. ارتفاع سطح آمین در پایین برج احیا بوسیله یک شیر که در خروجی خشک‌کننده قرار گرفته است کنترل می‌شود.

« سیستم پمپ‌ها آمین رقیق

آمین از تانک ۱-۱-۱ T- به وسیله پمپ‌های فشار بالای A/B P-101-102 پمپ می‌شود. یک مسیر کنارگذر برای برج جذب (بین خروجی پمپ P-101 A/B و درام ۱-۱-۳ D-) در نظر گرفته شده است که جهت شروع به کار پمپ به طریقه ایمن و نیز به عنوان حداقل جریان راه‌اندازی (Minimum flow) استفاده می‌شود.

« تجهیزات فیلتراسیون آمین رقیق (U-101-U-102)

جهت جداسازی جامدات، هیدروکربن‌های محلول و سایر ناخالصی‌ها که می‌تواند سبب ایجاد مشکلات ایجاد کف و خوردگی شود، باید یک سیستم فیلتراسیون مداوم موجود باشد. ظرفیت تقریبی این مجموعه برابر ۱۰٪ کل نرخ جریان محلول آمین است. این سیستم در یک حلقه بسته و در اطراف T-101 قرار دارد و آمین سبک را فرآوری می‌کند. در مواقعی که انتظار می‌رود مقدار ذرات جامد در گاز خوراک بیشتر باشد، لازم است که مقدار بیشتری از آمین وارد این مجموعه شود.

محلول آمین، نخست از میان فیلتر ۱-۱-۲ F- که از نوع Precoat است می‌گذرد، [در این فیلتر، ذرات جامدی نظیر سولفید آهن جدا می‌شوند. این فیلتر جهت جداسازی تمام ذرات بالای یک میکرون طراحی شده است. این فرایند نیازی به شستشو با آب ندارد]. سپس در حدود ۵٪ نرخ جریان آمین از میان F-103 که حاوی بستر جامدی از کربن فعال است عبور می‌کند. فلسفه وجودی این فیلتر، جداسازی ناخالصی‌های آلی محلول، خصوصاً هیدروکربن‌ها به وسیله جذب توسط گرانول‌های کربن فعال می‌باشد.

آخرین فیلتر ۱-۱-۴ F- می‌باشد که در خروجی هر دو فیلتر واقع شده است و وظیفه آن جداسازی کربن‌های فعال و مواد precoat است که احتمالاً وارد جریان آمین شده‌اند. سطح جداسازی این فیلتر، مواد تا قطر ۵ میکرون می‌باشد.

« مجموعه تزریق ماده ضدکف

جهت تزریق مواد شیمیایی ضدکف به سیستم چرخه آمین در ورودی پمپ‌های آمین، U-101 قرار گرفته شده است. ماده ضدکف، ترکیبی از سیلیکون غلیظ شده در آب است. این ماده با آب رقیق می‌شود و پیش از تزریق در حلقه آمین، در درام مخصوص آن ذخیره می‌شود. عملیات تزریق مواد ضد کف بوسیله دو پمپ در حالت‌های زیر صورت می‌گیرد:

- ۱- پمپ P-107 A/B جهت تزریق پیوسته در زمان عملیات عادی
- ۲- پمپ P-108 جهت تزریق سریع و زیاد، فقط در زمان ایجاد کف‌های شدید

منابع :

۱- مدارک طراحی پالایشگاه گاز فازهای ۱۵، ۱۶ عسلویه

- 2: Sweetening Technologies - a Look at the whole picture, Marco Berge, Ignacio Tierno
- 3: Design and Operations of Natural Gas Sweetening Facilities, Course prepared for: National Iranian Gas Company Workshop for the 2nd Iranian Gas Forum
- 4: Gas Conditioning and Processing Volume 4, Maddox & Morgan, 4th edition.
- 5: Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, 12th edition.
- 6: Oilfield Processing of Petroleum, Volume 1: Natural Gas, Thomas & Manning.
- 7: www.uop.com, 8: www.axens.net, 9: www.linde-engineering.com
- 10: Natural Gas Processing Principles and Technologies, Dr A.H Younger, P. ENG, University of 11: Calgary, 2004

موضوع	نوع فرایند	آمین ها Amines	غشاهها Membranes	کربنات پتاسیم داغ Hot Potassium Carbonate	حلال‌های فیزیکی Physical Solvents	حلال‌های ترکیبی Mixed Solvents	جذب سطحی فیزیکی Physical Adsorption	حلال‌های غیرقابل احیاء Non Regenerative Solvents
مقدار گاز اسیدی در خوراک		حداکثر تا ۷۰٪ حجمی	حداکثر تا ۹۰٪ حجمی	از ۵٪ حجمی تا ۵۰٪ حجمی	فشار جزئی دی‌اکسیدکربن باید بیش از ۲/۵bara باشد	فشار جزئی دی‌اکسیدکربن باید بیش از ۷/۶bara باشد	از ۰/۰۱٪ حجمی تا ۲٪ حجمی	کمتر از ۰/۱ درصد حجمی
مقدار گاز اسیدی در محصول به طور نمونه		از دو درصد حجمی به پایین تا جداسازی تقریباً کامل	یک درصد حجمی	در فرایند تک مرحله ای غلظت به پایین تر از ۱/۵٪ حجمی نمی‌رسد. در فرایند دو مرحله ای غلظت به پایین تر از ۰/۵٪ حجمی نمی‌رسد.	یک درصد حجمی	غلظت به کمتر از ۰/۵ درصد حجمی می‌رسد	۵۰ppm V	از ۵ تا ۳۰۰ppm V
شدت جریان گاز به طور نمونه (MMSCMD)		از مقادیر پایین تا ۱۰	از بسیار کم تا بیش از ۱۰	از مقادیر پایین تا ۷	از ۱۱ تا ۲	از مقادیر کم تا بیش از ۱۰	از مقادیر کم تا ۳	کم
فشار		برج جذب: ۵-۱۲۰bara برج احیا: ۱/۵bara	۲۷-۱۰۰bara	برج جذب: ۶۹bara برج احیا: ۱/۵bara	برج جذب: ۶۹bara	برج جذب: ۶۹bara برج احیا: ۲bara یا کمتر	جذب سطحی فیزیکی: ۱۴-۶۹bara	به مقدار مورد نیاز
شرایط عملیاتی به طور نمونه	دما	جذب در دمای ۳۰-۶۰°C	کمتر از ۶۰°C	۱۱-۱۲۰°C	از ۱۸°C- تا دمای محیط	در برج جذب، از دمای محیط تا ۶۰°C	جذب: ۳۰-۶۰°C احیاء: ۳۵۰°C	دمای محیط
مقدار هدررفت هیدروکربن‌ها به طور نمونه		کمتر از ۱٪	یک مرحله ای: ۸-۱۵٪ دو مرحله ای: ۲٪	بسیار کم	هیدروکربن‌های سنگین و آروماتیک‌ها جذب می‌شوند	هیدروکربن‌های سنگین و آروماتیک‌ها جذب می‌شوند	هیچ	هیچ
حداقل شدت جریان خوراک گاز فرایند		۲۳۰	۲۲۰	۲۳۰	تقریباً ۲۳۰	تقریباً ۲۳۰	کم ^۴	محدودیتی وجود ندارد
تجهیزات اصلی ^۲		برج جذب، سیستم احیاء، ظرف تبخیر ناگهانی، مبدل حرارتی آمین رقیق و غلیظ، خنک کننده آمین رقیق، پمپ‌های گردش آمین	پیش فراوری ورودی، مجموعه غشاه، کمپرسورهای بازگردانی و خنک کننده‌ها برای سیستم‌های دومرحله‌ای	برج جذب یا تماس، ظرف تبخیر ناگهانی و بازگردانی CO ₂ ، پمپ‌های حلال رقیق و غلیظ، پمپ خنک کننده محلول رقیق برای فرایند دو مرحله‌ای	برج جذب یا تماس، ظرف تبخیر ناگهانی و بازگردانی CO ₂ ، پمپ‌های حلال رقیق و غلیظ، پمپ خنک کننده محلول رقیق برای فرایند دو مرحله‌ای	برج جذب یا تماس، سیستم احیاء، ظرف تبخیر ناگهانی، مبدل حرارتی، خنک کننده حلال رقیق، پمپ‌های گردش، پاکسازی	ظروف غربال‌های مولکولی، دستگاه گرم کننده گاز احیاء	برج تمیزسازی مایع
الزامات مربوط به جنس مواد بکاررفته برای ساخت تجهیزات		فولاد زنگ نزن برای بخش‌های از قطعات تجهیزات Lean/Rich Heat Exchanger, Reboiler Tubes, Regeneration System Overhead	فولاد کربنی CS یا زنگ نزن SS در پیش فراوری در صورتیکه مقدار گاز اسیدی بالا باشد. مجموعه غشاه، فولاد کربنی	فولاد زنگ نزن برای بعضی قطعات مشخص	فولاد کربنی	فولاد زنگ نزن برای بخش‌هایی نظیر مبدل‌های حرارتی حلال رقیق و غلیظ	فولاد کربنی	فولاد کربنی
مقدار سطح مورد نیاز برای چیدمان تجهیزات		زیاد	کم	زیاد	زیاد	زیاد	متوسط	کم
سرویسهای مورد نیاز فرایند		عامل گرمایش، توان الکتریکی، مواد شیمیایی خاص	کلیه الزامات مربوط به پیش فراوری نظیر سردسازی	عامل گرمایش، توان الکتریکی، مواد شیمیایی خاص نظیر ضدکف	توان الکتریکی، مواد شیمیایی خاص نظیر ضدکف، تبرید، عامل گرمایش یا گاز عریان‌ساز	عامل گرمایش، توان الکتریکی، مواد شیمیایی خاص	عامل گرمایش	-
مقدار آسانی انجام عملیات		بسیار پیچیده	پیچیدگی کم	پیچیدگی بسیار زیاد	پیچیدگی زیاد	پیچیدگی زیاد	نسبتاً پیچیده	پیچیدگی کم
مواد مضر برای فرایند		اکسیژن، هیدروکربن‌های سنگین به صورت مایع، ذرات جامد، اسیدهای آبی	هیدروکربن‌های مایع، BTEX، گلایکول‌ها، آمین‌ها، آب در حالت مایع	ذرات جامد، هیدروکربن‌های سنگین که در فرایند به صورت مایع وجود دارند	ذرات جامد، هیدروکربن‌های سنگین که در فرایند به صورت مایع وجود دارند	ذرات جامد، هیدروکربن‌های سنگین که در فرایند به صورت مایع وجود دارند، اکسیژن	هیدروکربن‌های سنگین که در فرایند به صورت مایع وجود دارند، آمین‌ها، آب در حال مایع	هیدروکربن‌های سنگین که در فرایند به صورت مایع وجود دارند
سرمایه‌گذاری		زیاد	متوسط	زیاد	متوسط	زیاد	متوسط	کم
هزینه		متوسط	یک مرحله‌ای: کم دو مرحله‌ای: متوسط	کم	کم	متوسط	کم	زیاد
ملاحظات		گاز خروجی اشباع از آب است	گاز عاری از آب است	گاز خروجی اشباع از آب است، امکان تشکیل رسوب در محلول وجود دارد	گاز خشک است	حلال سولفینول (Sulfinol) نسبتاً گران قیمت است. گاز خروجی تقریباً از آب اشباع است	گاز عاری از آب است	گاز خروجی اشباع از آب است. پساب سود سوزآور خطرناک است.

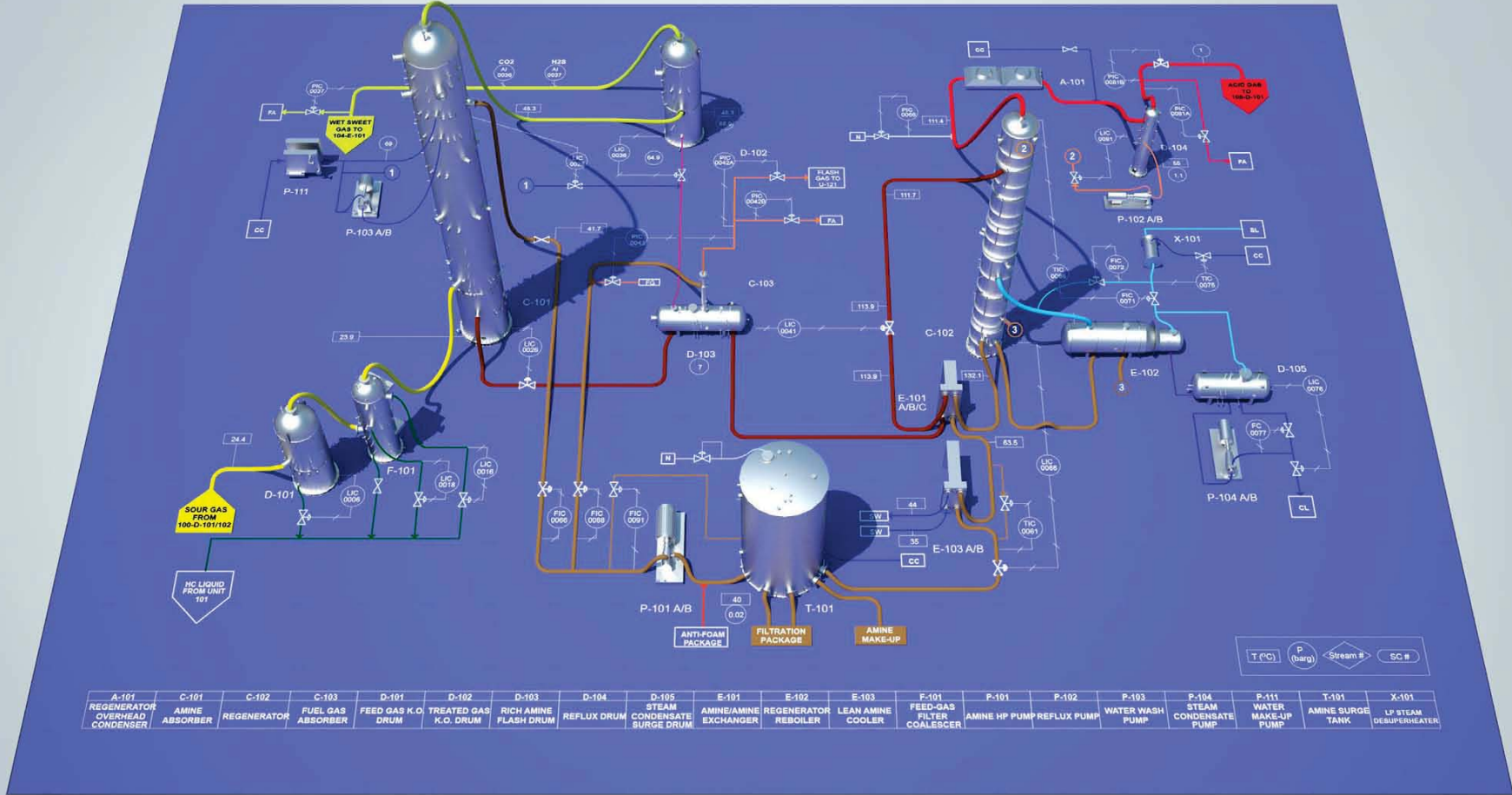
۴- سیکل جذب و خنک‌سازی باید طولانی شود.

۵- CS: Carbon Steel. SS: Stainless Steel

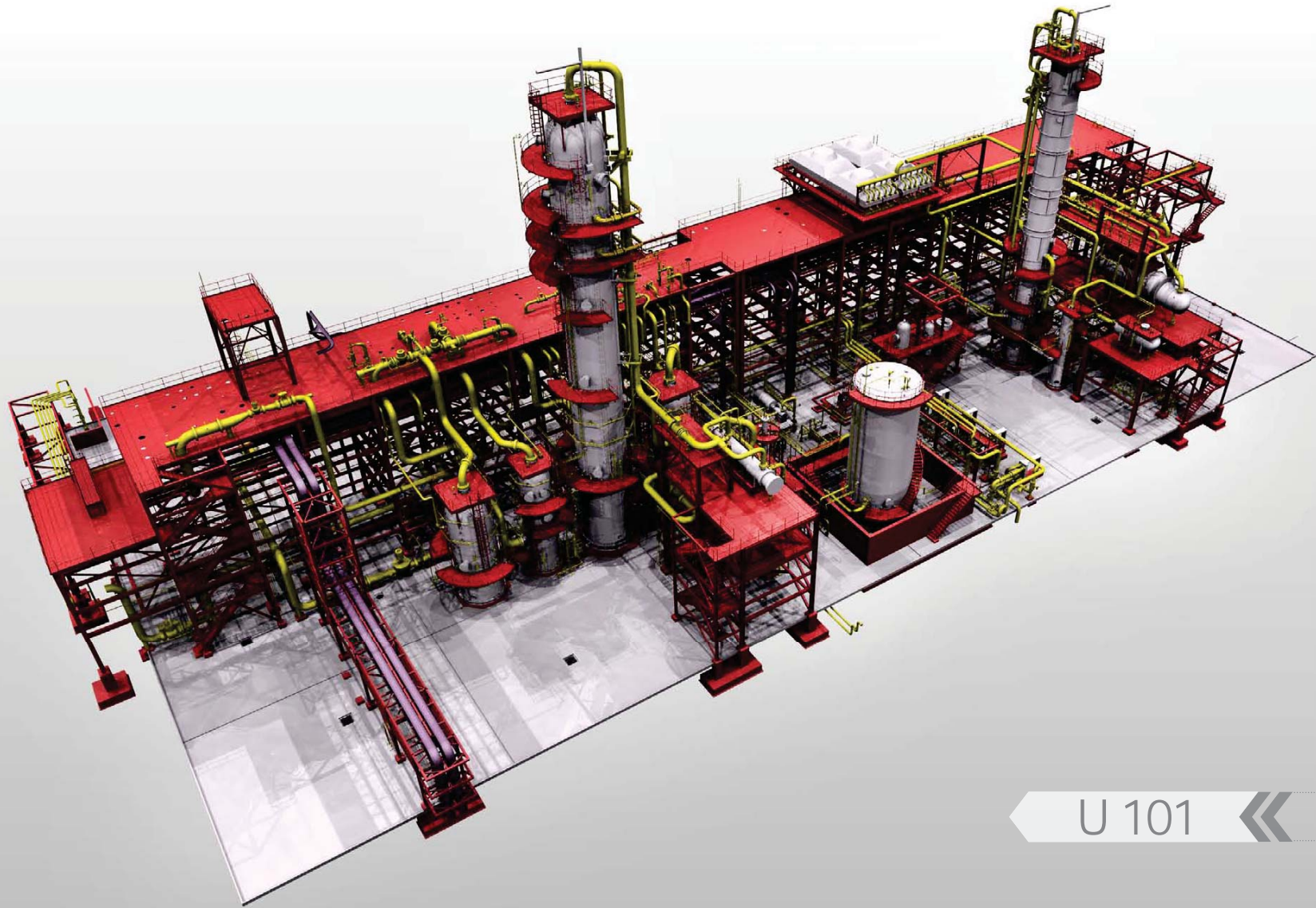
۱- سیستم احیاء شامل: برج احیاء، کندانسور، Accumulator، پمپ ریفلاکس و ریویولر می‌باشد.

۲- پیش فراوری ورودی به غلظت گاز بستگی دارد. یک سیستم پیش فراوری به طور نمونه می‌تواند شامل: فیلتر، گرمکن، فیلترغبار و بستر جاذب‌های سطحی می‌باشد.

۳- فیلترها و غربان‌سازهای گاز در ورودی و خروجی لحاظ نشده‌اند.



U 101



U 101