شناخت و ساخت پالایشگاه ملی

چیدمان پالایشگاه گاز

قسمت دوم

Jacobs **Lurgi** Shell Prosernat UOP

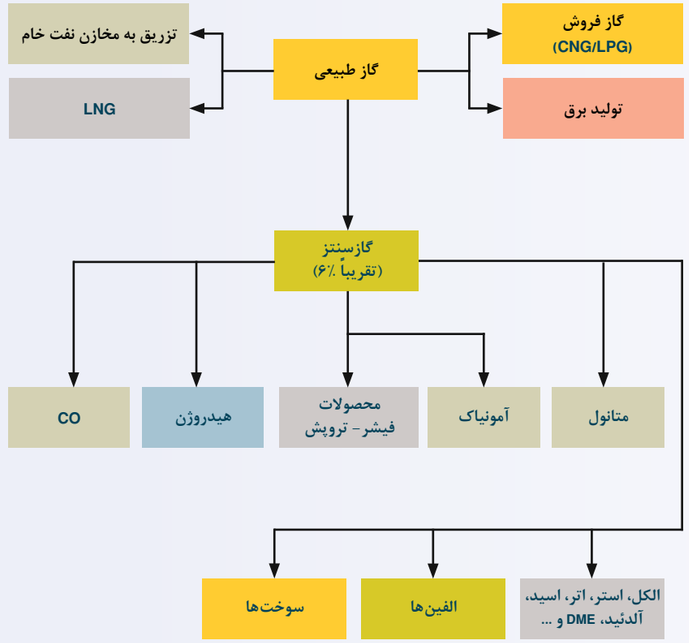
مطالعه، تحقیق و تنظیم:
معاونت فناوری و مهندسی شرکت سپانیر[1]

اویل ایندستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

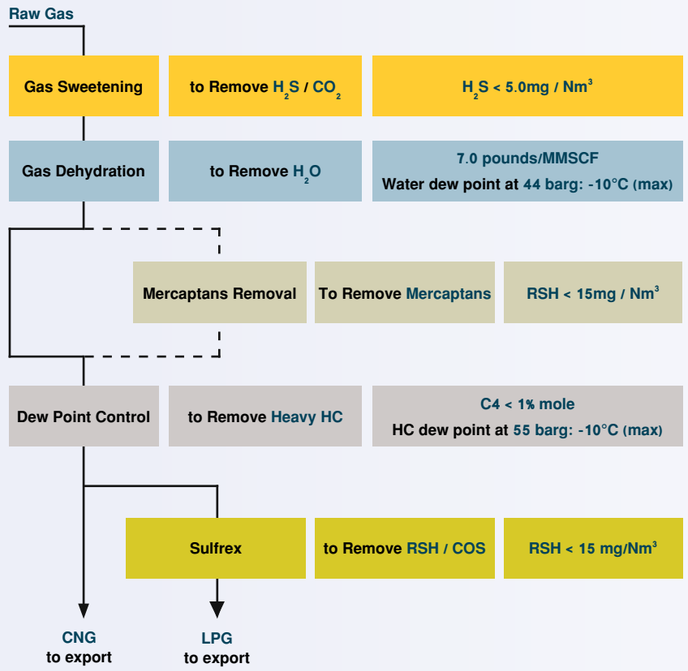
کارخانه‌ها، پالایشگاه‌ها و مجتمع‌های پتروشیمی، از مجموعه‌ای از فرایندها به منظور پالایش یا تولید یک فرآورده استفاده می‌نمایند. انجام این فرایندها غالباً دارای یک ترتیب سنتی می‌باشد. این ترتیب بر اساس سطح دانش و تجربه در زمان طراحی واحدهای اولیه بوده است. به تدریج و با افزایش سطح تجربه و دانش فنی، ضمن ارتقاء سطح کارایی و بازده واحدهای فرایندی، چیدمان این واحدها نیز در صورت امکان و تا حد مورد نیاز تغییر نمود. مجموعه بهینه‌سازی‌های فرایندی به شکل تغییر در چیدمان یا افزایش کارایی و بازده واحد به همراه ارتقاء سایر پارامترهای دیگر مرتبط با افزایش بهره‌وری واحدهای تولید، امروزه تحت عنوان OEE شناخته می‌شود. وجود یک شاخص کلی به نام OEE که خود از مجموعه شاخص‌های کوچکتر تحت عنوان KPI تشکیل شده است، به سرمایه‌گذاران کمک می‌کند تا با مقایسه پالایشگاه‌های ساخته شده، شرکت‌های مهندسی و طراح را جهت طراحی و ساخت یک پالایشگاه نیز بشناسند. از طرف دیگر با پیشرفت فناوری و دانش فنی ساخت پالایشگاه و افزایش تعداد شرکت‌های صاحب دانش در زمینه طراحی فرایندهای پالایش گازطبیعی و در نهایت تشدید رقابت میان شرکت‌های بزرگ پیمانکاری در این حوزه، ساخت پالایشگاه گاز نیز وارد رقابتی سازنده میان شرکت‌های اشاره شده گردیده است. امروزه پارامترهایی نظیر ساخت پالایشگاه با هزینه کمتر، تولید محصول با کیفیت بالاتر، با هزینه تولید کمتر، ایجاد آلایندگی کمتر و همچنین پیش‌بینی امکان برچیدن پالایشگاه پس از دوره بهره‌برداری به معیارهای اصلی در طراحی و ساخت پالایشگاه تبدیل شده‌اند. در این سال‌ها فناوری ساخت تجهیزات فرایندی و کمکی و همچنین دانش‌فنی طراحی واحدهای فرایند و نرم‌افزارهای شبیه‌سازی و طراحی، در اوج پیشرفت خود قرار گرفته‌اند. از طرف دیگر دسترسی به توانمندی‌های اشاره شده نیز چندان مشکل نمی‌باشد. به همین دلیل شرکت‌های صاحب دانش در این حوزه برای ایجاد مزیت و برتری به افزایش کیفیت، افزایش سودمندی کلی بیشتر و کاهش آلایندگی پالایشگاه در کنار کاهش یا حداقل ثابت نگه داشتن هزینه‌ها روی آورده‌اند. در مطلب دنباله‌دار چیدمان پالایشگاه گاز نویسندگان قصد دارند با بررسی فرایندها و چیدمان‌های معرفی شده از سوی شرکت‌های مختلف و مقایسه کلی آنها به همراه معرفی تجربه شرکت‌ها در ساخت پالایشگاه، یک نقشه راه برای انتخاب فرایندها جهت ساخت یا نوسازی پالایشگاه‌های گاز ترسیم نمایند. در این رابطه باید توجه کرد که دسترسی به نتایج عملکرد و بازده کلی واحدهای فرایندی و پالایشگاه‌ها امکان‌پذیر نمی‌باشد و در این راه باید به اطلاعات موجود در گزارشات سالیانه شرکت‌ها و پالایشگاه‌ها اکتفا نمود. در این شماره و تحت عنوان بخش دوم، ضمن اشاره‌ای کوتاه به فرایند پایه در پالایش گاز، چند چیدمان از شرکت‌های مطرح معرفی می‌شوند.

۱ زنجیره پایین‌دستی گازطبیعی

گازطبیعی از مخزن تا توزیع برای مصرف یا تبدیل به یک محصول، مسیر طولانی را طی می کند. شکل۱ نشان می‌دهد که بعد از پالایش تقریباً ۹۴٪ از گازطبیعی به صورت CNG/LPG و LNG به فروش می‌رسد یا برای تولید برق مصرف شده یا برای افزایش تولید نفت‌خام به مخازن نفت تزریق می گردد. ۶٪ باقی مانده در واحدهای تکمیلی پالایشگاه، یا در مجتمع های پتروشیمی به محصولات با ارزش یا سوخت تبدیل می‌شود. در گذشته با استفاده از کراکینگ برخی برش‌های نفت‌خام، محصولات پتروشیمی تولید می‌شدند. اما با ابداع و اقتصادی‌تر شدن روش‌های تولید همین محصولات از گازطبیعی به تدریج گازطبیعی جایگزین نفت‌خام در تولید محصولات پتروشیمی و سوخت‌هایی نظیر الکل و LNG شده است. به هرحال به نظر می‌رسد که گازطبیعی هم در بخش سوخت و هم در بخش تبدیل به مواد پتروشیمی به خوبی می تواند با نفت‌خام رقابت نماید. نکته مهم این است که منابع گازی غیرمتعارف و بیوگاز نیز از پتانسیل کافی برای وارد شدن به این رقابت برخوردار می‌باشند. منابع غیرمتعارف گازطبیعی و بیوگاز برای قابل استفاده شدن نیازمند شیرین‌سازی و آب‌زدایی می‌باشند. بنابراین موضوعات مورد بحث در این سلسله مطالب قابل گسترش به حوزه بیوگاز و منابع غیرمتعارف نیز می‌باشند. شکل۲ مسیر شیرین‌سازی، آب‌زدایی و تنظیم نقطه شبنم هیدروکربنی در یک پالایشگاه گازطبیعی را نشان می‌دهد. فرایندهای اشاره شده، تعدادی از واحدهای اصلی پالایشگاه می‌باشند که وظیفه تصفیه گازهای اسیدی، آب و همچنین جداسازی هیدروکربن‌های سنگین را برعهده دارند. علاوه بر واحدهای اشاره شده، واحد بازیابی گوگرد نیز رابطه نزدیکی با واحد شیرین‌سازی دارد. در مجموع واحدهای شیرین‌سازی، آب‌زدایی، بازیابی گوگرد و همچنین جداسازی جیوه ارتباط نزدیکی با یکدیگر دارند. این موضوع عاملی برای مجتمع‌سازی این فرایندها شده و شرکت‌هایی که ارائه کننده طراحی این واحدها از گذشته بوده‌اند، مجموعه فرایندهای اشاره شده را به صورت یک بسته طراحی فرایندی ارائه نموده‌اند. Lurgi, Shell, UOP, Prosernat به صورت یک بسته فرایندی کامل و برخی از شرکت‌های دیگر نظیر Jacobs بخش‌هایی از این بسته‌فرایندی را ارائه کرده‌اند. در مقاله جاری بسته فرایندی پیشنهادی شرکت Lurgi بررسی شده و در شماره‌های آتی به بررسی بسته‌های ارائه شده از سوی شرکت‌های دیگر و همچنین تا حدی مقایسه این بسته‌ها پرداخته خواهد شد.



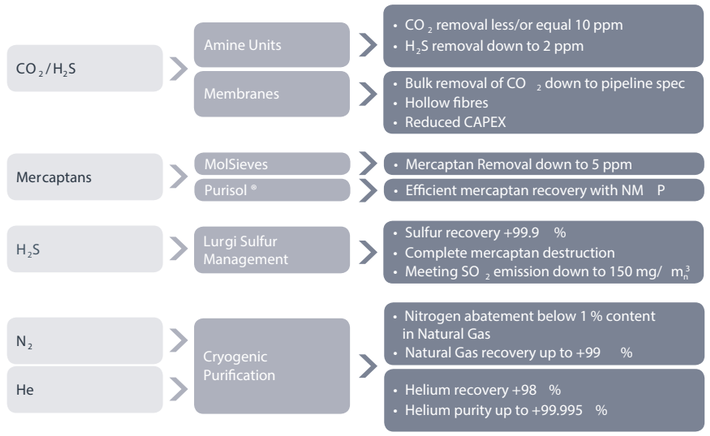
شکل ۱ : زنجیره پایین‌دستی گازطبیعی



شکل ۲ : تصفیه گازطبیعی و تولید CNG و LPG

۱ شرکت Lurgi-Air Liquid

این شرکت آلمانی در سال ۱۸۹۷ میلادی تاسیس گردید و در حال حاضر زیرمجموعه شرکت فرانسوی Air Liquid می‌باشد. این شرکت دارای ۶ دفتر مهندسی با بیش از ۱۳۰۰ نفر مهندس باتجربه در سراسرجهان می‌باشد. فعالیت‌های این شرکت شامل مطالعات مهندسی، طراحی مقدماتی و تفصیلی، ساخت تجهیزات اصلی فرایندی، مدیریت پروژه، طراحی واحدهای شیرین‌سازی، بازیابی گوگرد، ساخت واحدهای تولید DME, MTP و متانول، تولید سوخت‌های زیستی، هیدروژن و ساخت واحدهای CTC, CTL, SNG و ساخت واحد تولید نیتروژن مایع و همچنین بازیابی نیتروژن و هلیم از گازطبیعی بخش‌های اصلی فعالیت‌های این شرکت را تشکیل می دهند. مجموعه فناوری‌های فرایندی این شرکت را می توانید در جدول‌های ۱ و ۲ مشاهده نمایید. این شرکت دارای مجموعه قابل اطمینانی از فناوری‌های فرایندی در حوزه پالایش گازطبیعی می‌باشد. بیشتر این فرایندها دارای عملکرد کاملاً رقابتی با شرکت‌های مطرح دیگر هستند و دارای مرجع‌های (References) متعددی در پالایشگاه‌های مختلف هستند. این شرکت برای ایجاد هماهنگی و مجتمع سازی فرایندهای پالایشگاه و در نتیجه آن، افزایش کیفیت و بازده، کاهش مصرف انرژی و توجیه بهتر فنی و اقتصادی و نهایتاً بدست آوردن سهم بیشتری از بازار صنعت گاز در سراسر جهان، یک راهکار جامع به نام OmniSulf® ارائه نموده است.(شکل۳)



جدول ۱ : فناوری‌های تحت لیسانس Lurgi GmbH-Air Liquid

در حوزه گازطبیعی فرایندهای مورد توجه این شرکت نظیر موارد زیر، بیشتر مربوط به حذف گازهای اسیدی AGR[Acid Gas Removal] و بازیابی گوگرد SRU[Sulfur Recovery Unit] می‌شوند:

» حذف گازهای اسیدی:

BASF OASE(aMDEA®), Purisol, Rectisol

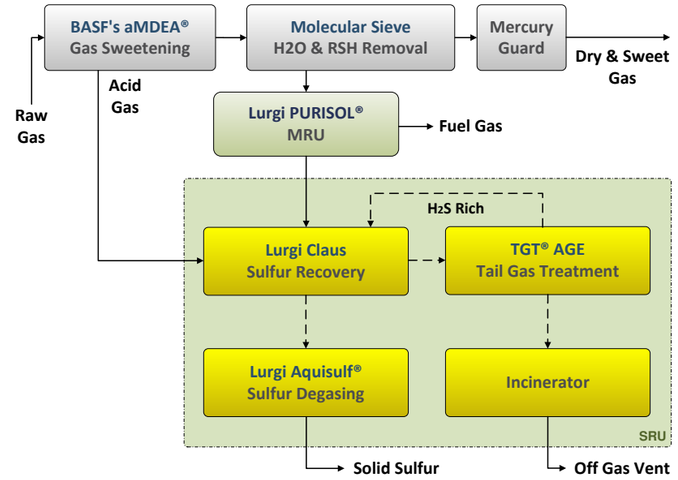
» فرایند بازیابی گوگرد:

Aquisulf®, LTGT®, OxyClaus®, Sulfreen®

در فرایندهای شیرین‌سازی Lurgi از آمین فرموله شده توسط شرکت BASF به نام OASE(aMDEA) استفاده می‌شود. همچنین این شرکت در بخش آب‌زدایی از غربال مولکولی Zeochem استفاده کرده است. فرایند شیرین‌سازی این شرکت، ترکیبات CO_2 و H_2S را تا حد مطلوب جدا کرده و همزمان بخشی از مرکاپتان‌ها و COS نیز در این فرایند جدا می‌شوند. با توجه به ویژگی‌های این فرایند نظیر جذب بسیار کم هیدروکربن‌ها، احیای حلال با صرف انرژی پایین، که در آن تخریب حلال صورت نمی گیرد و خوردگی پایین آن، فرایند "aMDEA" در عمل به عنوان معیاری برای مقایسه انواع فناوری‌های موجود شیرین‌سازی به کار می‌رود. به علت ویژگی‌های خوب این فرایند در صنعت تلاش می‌شود که حلال‌ها و فرایندهای مشابهی با کارآمدی بیشتر به کار گرفته شوند.

	نام فرایند	روش	کاربرد
۱	Aquisulf	–	کاهش میزان H_2S و H_2Sx به کمتر از ۱۰ppm در گوگرد مایع
۲	LTGT[Lurgi tail gas treatment] process	DEG or TEG	تصفیه گازهای باقی‌مانده فرایند کلاوس با بازده +۹۹/۹ درصد
۳	OmniSulf	حلال فیزیکی+ آمین+ آب	حذف انواع ترکیبات گوگرددار و دی‌اکسیدکربن
۴	OxyClaus	فرایند claus با جایگزینی اکسیژن به جای هوا	افزایش ظرفیت واحد کلاوس تا ۲۰۰ درصد
۵	Purisol	NMP[N-methyl-pyrrolidone]	جداسازی کلی H_2S کاهش CO_2 و حذف انتخابی مرکاپتان
۶	Rectisol	حلال آلی نظیر متانول	جداسازی H_2S, CO_2, COS و HCN, NH_3, BTX و مرکاپتان‌ها
۷	Sulfreen	کاتالیست	تصفیه گازهای باقی‌مانده فرایند کلاوس با بازده +۹۹/۹
۸	Hydrogen (Steam reforming)		تولید هیدروژن از گازطبیعی، گاز همراه نفت‌خام، گاز پالایشگاه، نفتا، LPG و ترکیبی از آنها
۹	Lurgi FBDB [Lurgi Fixed Bed Dry Bottom]		تولید گازسنتز در مقیاس بزرگ از ذغال‌سنگ، علاوه بر گاز سنتز این فرایند مناسب CTL[Coal to Liquid] و احیای مستقیم آهن(DRI) می‌باشد.
۱۰	MEDAL membrane (hydrogen)		بازیابی و خالص‌سازی هیدروژن از جریان گاز پالایشگاه، پتروشیمی و واحدهای تولیدآمونیاک
۱۱	MEDAL membrane, simplified biogas system		جداسازی انتخابی H_2S, O_2, CO_2 و VOCs از بیوگاز
۱۲	MegaSyn		تولید گازسنتز در مقیاس بزرگ از گازطبیعی یا سایر منابع گازی هیدروکربنی، برای تولید متانول، آمونیاک و سایر فرایندهای تولید مبتنی بر سنتز
۱۳	Multipurpose gasification		تولید گازسنتز از محدوده وسیعی از منابع هیدروکربنی شامل گازطبیعی تا ترکیبات بسیار سنگین نفتی

جدول ۲ : فرایندهای تحت لیسانس شرکت Lurgi-Air Liquid



شکل ۳ : چیدمان راه‌کارجامع شرکت Lurgi

پس از فرآورش گاز ترش و تولید گازشیرین، این گاز در یک چیلر به منظور جداسازی کلی آب خنک می‌شود. گاز شیرین در ادامه به یک واحد آب‌زدایی و جداسازی مرکاپتان فرستاده می‌شود. در این واحد رطوبت و مرکاپتان‌ها توسط فناوری غربال‌های مولکولی جدا می‌شوند. در صورت نیاز به جداسازی مقادیر بسیار کم جیوه، این گاز به یک واحد جداسازی جیوه نیز فرستاده می‌شود. جداسازی جیوه توسط کربن فعال یا آلومینای فعال انجام می‌شود. احیای جاذب‌های غربال مولکولی در یک فرایند سیکل گرمایی TSA[Temperature Swing Adsorption] توسط گاز شیرین گرم شده تا دمای مناسب، انجام می گردد.

گازهای خروجی مرحله احیای غربال‌های مولکولی، ممکن است حاوی مقداری مرکاپتان باشند، به همین دلیل به یک واحد بازیابی مرکاپتان فرستاده می‌شوند که در آن از فناوری Purisol® استفاده شده است. این فناوری از نوع فناوری فیزیکی شیرین‌سازی گاز است و در آن از محلول NMP[N–Methyl–Pyrrolidon] برای جداسازی گزینشی ترکیبات گوگرد دار، مخصوصاً مرکاپتان‌ها استفاده می‌شود. غیر از جداسازی گزینشی مرکاپتان‌ها، از دیگر ویژگی‌های خوب NMP می‌توان از نقطه جوش بالا و فشار بخار بسیار پایین آن، پایداری شیمیایی و حرارتی و گرانروی پایین که باعث انتقال جرم و حرارت مناسب می‌شوند، نام برد. مرکاپتان‌های جریان گاز خروجی، در مرحله احیا با گردش محلول NMP جذب می‌شوند و گاز خروجی از این واحد می‌تواند در سیستم سوخت گازی پالایشگاه یا هر جای مناسب دیگری استفاده شود. جریان حاوی مرکاپتان برای بازیابی گوگرد آن به SRU فرستاده می‌شود.

بخش بازیابی گوگرد لورگی، مطابق اطلاعات ارائه شده این شرکت یکی از بهترین واحدهای بازیابی گوگرد در سطح جهان می‌باشد. در جدول ۳ وضعیت بازیابی گوگرد و هزینه ساخت واحد نسبت به یک واحد استاندارد

	نام فرایند	درصد بازیابی	SO_2 Stack mg/m^3	ضریب هزینه
۱	Claus, 2CS[2 Catalyticv Stages]	٪۹۶–٪۹۷	< ۱۷۰۰۰	٪۱۰۰
۲	Claus, 3CS[3 catalytic Stages]	٪۹۷–٪۹۸	~۸۰۰۰	٪۱۱۰
۳	Claus, 2CS+Sulfreen®	٪۹۹–٪۹۹/۲	–	٪۱۳۵
۴	Claus, 3CS+Sulfreen®	٪۹۹/۲–٪۹۹/۵	۳۱۰۰ – ۵۰۰۰	٪۱۴۵
۵	Claus 2CS+HydroSulfreen®	٪۹۹/۵–٪۹۹/۷	۱۷۰۰ – ۲۸۰۰	٪۱۵۵
۶	Claus 2CS+LTGT® [Exist Regeneration unit]	٪۹۹/۸–٪۹۹/۹+	–	٪۱۶۵
۷	Claus 2cs+LTGT® incl. Regeneration	٪۹۹/۸–٪۹۹/۹+	۴۳۰ – ۱۰۰۰	٪۱۸۵
۸	Emission-freeClaus	٪۱۰۰	۰	٪۱۶۵

جدول ۳ : درصد بازیابی و ضریب هزینه (نسبت به واحد کلاوس با دوطبقه راکتور کاتالیستی= ٪۱۰۰)

کلاوس با دو راکتور کاتالیستی را مشاهده می‌نمایید. همانگونه که در جدول اشاره شده ملاحظه می‌نمایید، فناوری Emission free میزان بازیابی را به ٪۱۰۰ ارتقا داده و در نتیجه میزان گاز رها شده یا فلر شده در این واحد صفر می‌باشد. برای دستیابی به این هدف، جدای از طراحی مبتنی بر تجربه و دانش‌فنی بالا و دقیق، لورگی مشعل ویژه و پیشرفته خود را طراحی کرده است و کیفیت و کارایی مشعل در بخش حرارتی SRU از اهمیت بالایی برخوردار می‌باشد. برای جداسازی سولفیدهیدروژن در بخش TGTU از یک واحد دقیق جداسازی بر پایه آمین فرموله شده OASE استفاده می‌شود و در نهایت برای کاهش میزان H_2S در گوگرد مایع از یک کاتالیست مناسب استفاده می گردد. واحد SRU لورگی از یک واحد کلاوس اصلاح شده، یک واحد فرآورش گازهای باقیمانده به نام LTGTU و یک فرایند گاززدایی پیشرفته گوگرد به نام Aquisulf® تشکیل شده است. کارآیی همه واحدهای اشاره شده، بارها امتحان گردیده و در صنعت نفت و گاز به خوبی شناخته‌شده می‌باشند. در واحد کلاوس اصلاح شده این شرکت از یک مشعل چندمنظوره به نام Lurgi Multi – Purpose Burner System استفاده می‌شود. این مشعل را می‌توانید در شکل۹ مشاهده نمایید. در واقع در راهکار OmniSulf® واحد فرآورش گازهای باقیمانده LTGTU شامل یک مرحله تغلیظ گاز اسیدی AGE[Acid Gas Enrichment] است، که در آن از حلال MDEA معمولی برای فرآورش گازهای اسیدی دریافتی از AGR استفاده می‌شود. این کار باعث می شود که بازده بازیابی کلی گوگرد به بیش از ٪۹۹ برسد. بدین ترتیب مقدار گوگرد در گاز باقیمانده واحد LTGT بسیار کم خواهد بود. این موضوع از لحاظ زیست‌محیطی و کاهش گوگرد در خروجی این واحد از اهمیت زیادی برخوردار است. علاوه بر موارد اشاره شده با استفاده از راهکار OmniSulf® می توان به اهداف زیر نیز دست یافت.

» ترکیب ایده‌آلی از فناوری‌های خاص که توسط Lurgi, BASF, ZEOCHEM ارائه می‌شوند و هر کدام از آنها، شرکت‌های معتبری در این حوزه می‌باشند.

» با اینکه تاکنون این راهکار به صورت یک مجموعه مورد استفاده قرار نگرفته است، اما عملکرد هریک از فرایندهای این فناوری به خوبی ثابت شده است و در مدت طولانی در واحدهای عملیاتی مورد استفاده قرار گرفته‌اند. بنابراین با OmniSulf® می‌توان از ترکیب هماهنگ تمام واحدها و قابلیت آن برای تولید محصول مطلوب اطمینان حاصل نمود. علاوه بر این کارفرما در برابر پروژه‌ای قرار می‌گیرد که مسئولیت بخش عمده‌ای از آن[لیسانس فرایندها،

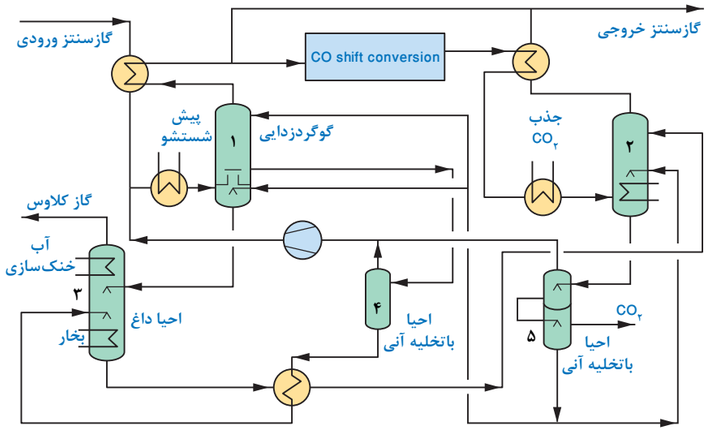
ضمانت تولید محصول با کیفیت و مشخصات مطلوب و بهینه‌بودن مصرف انرژی] به عهده یک شرکت است. مجموع این عوامل باعث می شود که هم در هزینه‌های سرمایه‌گزاری و هم در هزینه‌های عملیاتی صرفه‌جویی به عمل آید و کل پالایشگاه از انعطاف پذیری عملیاتی خوبی برخوردار شود.

» فرایند Rectisol®

شرکت لورگی برای جداسازی گازهای اسیدی از جریان گازسنتز، این فرایند را با حلال فیزیکی دمای پایین با حلال متانول توسعه داده است. این فرایند مناسب جداکردن H_2S, COS و جداکردن توده‌ای CO_2 می‌باشد. در این فرایند مقادر ناچیز HCN, NH_3, BTX، مرکاپتان‌ها و کربونیل‌ها نیز جدا می‌شوند. این فرایند قادر است گازذغال‌سنگ یا گازهای فرایندهای نفت را نیز با حداکثر ۰/۱ppm گاز H_2S و CO_2 در محدوده ppm تصفیه کند.

شرح فرایند: PFD این فرایند را در شکل ۴ مشاهده می‌نمایید. ابتدا گازخام سرد شده و ترکیبات زاید اندک نظیر HCN و NH_3 در برج پیش‌شستشو به وسیله متانول سرد، حذف می گردد. در قسمت بالای برج پیش‌شستشو به وسیله حلال، گاز گوگردزایی شده و بخشی از آن به صورت مستقیم به خروجی می‌رود و بخش دیگری بعد از شیفت CO و حذف CO_2 در برج۲(شکل۴) به خروجی می‌رود. برای احیا حلال، حلال خروجی از پایین برج پیش شستشو وارد برج احیا حرارتی شده و ترکیبات گوگرددار آن از بالای برج به واحد بازیابی گوگرد ارسال می گردد. از طرف دیگر، حلال احیا شده از پایین برج احیا حرارتی خارج و به برج جذب۲(شکل۴) ارسال می‌شود. در قسمت بالایی برج جذب ۲، CO_2 حذف می‌شود. حلال غنی از پایین برج جذب خارج شده و به واحد احیا با تخلیه‌آنی (Flash-regeneration) ارسال می گردد و در آنجا با متانول شستشو و فلش می‌شود(برج۵–شکل۴). گاز خروجی از این قسمت توسط کمپرسور به اول خط تزریق می‌گردد [لازم به توضیح است که احیا در این فرایند به وسیله عریان‌سازی(Stripping) با نیتروژن، یا فلش در خلاء انجام می گردد]، CO_2 جدا شده می‌تواند به عنوان یک محصول استفاده شده یا در هوای آزاد تخلیه گردد.

این فرایند تحت لیسانس و مالکیت شرکت‌های Lurgi Gmbh[Air-Liquid] و Black & Veatch corp. می‌باشد. تا پایان سال ۲۰۱۲ بیش از ۱۰۰ واحد با این فناوری در سراسر جهان به بهره‌برداری رسیده یا در حال ساخت بوده است.



شکل ۴ : فرایند Rectisol®

» فرایند Purisol®

فرایند Purisol، فرایند جذب فیزیکی با حلال NMP[N-Metyl-2 Pyrrolidone] می‌باشد. این فرایند قادر است گازطبیعی، سوخت گازی و گازسنتز را تصفیه کند. این فناوری مناسب فرایندهای زیر می‌باشد:

۱– کاهش مقدار زیاد CO_2 به سطح کم

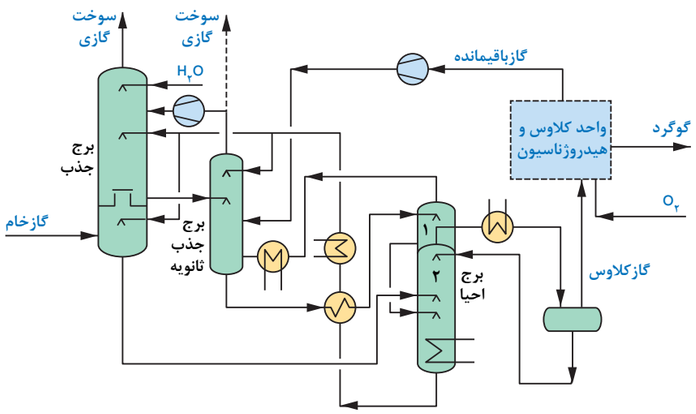
۲– جداسازی توده‌ای گازهای اسیدی به‌وسیله احیا ساده Flash

۳– جداسازی انتخابی H_2S (این فرایند برای تصفیه در واحدهای IGCC که بر پایه اکسیداسیون جزئی ذغال‌سنگ یا نفت عمل می کنند، کاملاً مناسب است).

۴– جداسازی انتخابی مرکاپتان‌ها از جریان گاز (به عنوان مثال مناسب تصفیه جریان گاز یک واحد غربال مولکولی ویژه جداسازی مرکاپتان‌ها می‌باشد).

این فرایند ارزان قیمت، پایدار و غیرخورنده بوده و حلال آن به صورت گسترده در دسترس می‌باشد.

شرح فرایند: PFD این فرایند را در شکل۵ مشاهده می‌نمایید. HCN و ترکیبات آلی گوگرد دار در برج جذب، پیش‌شستشو و حذف می‌شود. سولفیدهیدروژن در برج جذب جدا می‌شود. دمای حلال رقیق در طول فرایند احیا به آرامی به زیر دمای محیط می‌رسد. مقدار ناچیز NMP با آب در بالای برج جذب مورد شستشو قرار می گیرد. حلال غنی شده در برج جذب در برج جذب ثانویه در فشار متوسط فلش می‌شود. در این قسمت مقدارناچیز باقی‌مانده ازسولفیدهیدروژن در Flash gas به وسیله مقدار کمی از NMP رقیق جذب می‌شود. گاز گوگرد زدایی شده از برج جذب ثانویه فشرده شده و برای تولید سوخت گازی به بالای برج جذب برگشت داده می‌شود.



شکل ۵ : فرایند Purisol®

حلال فلش شده از برج جذب ثانویه با حلال داغ رقیق، گرم شده و دوباره در قسمت ۱(شکل۵) برج احیا فلش می‌شود. گاز فلش‌شده داغ، سرد شده و دوباره به جذب‌کننده‌ی ثانویه ارسال می‌گردد. حلال خروجی از قسمت ۱ برج احیا، در نهایت در قسمت۲ همین برج احیا داغ می‌گردد. سرانجام گازهای اسیدی سرد شده که حاوی سولفیدهیدروژن بسیار غنی می‌باشند، به یک واحد OxyClaus ارسال می‌شوند.

Tail gas هیدروژناسیون می‌شود و آب تشکیل شده با خنک‌سازی ناگهانی(Quenching) جدا شده و به برج جذب ثانویه ارسال می‌شود. این سیکل بسته، گاز زاید(Off-gas) تولید نمی‌کند و در مجموع باعث افزایش بازده درواحد IGCC می‌گردد.

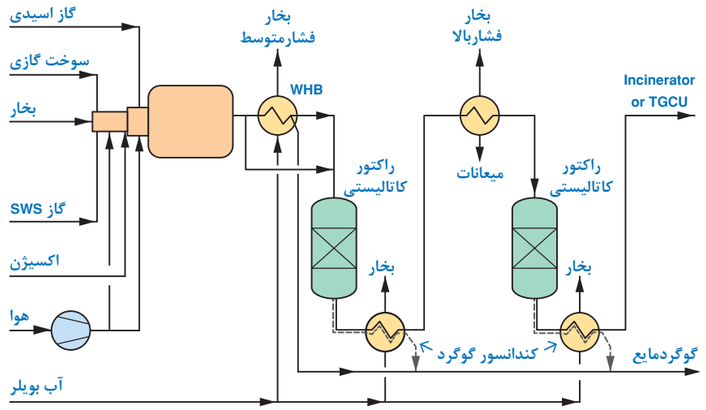
این فرایند تحت لیسانس Lurgi GmbH[Air Liquid] می‌باشد و تا پایان سال ۲۰۱۲ میلادی ۷ واحد با این فناوری در سراسر جهان به بهره‌برداری رسیده یا در حال طراحی و ساخت بوده است.

» فرایند OxyClaus®

هدف اصلی از طراحی فرایند OxyClaus® افزایش ظرفیت واحد کلاوس موجود به میزان ۲۰۰٪ یا تاسیس واحد اقتصادی‌تر نسبت به کلاوس استاندارد می‌باشد.

PFD این فرایند را شکل۶ مشاهده می‌نمایید. همانند سایر فرایندهای کلاوس، این فرایند نیز از بخش حرارتی و کاتالیستی تشکیل شده است. بخش حرارتی، شامل یک راکتورحرارتی(Thermal Reactor Burner) و بخش کاتالیستی شامل دو راکتور کاتالیستی به همراه دو کندانسور گوگرد می‌باشد.

شرح فرایند: در ابتدا گازاسیدی در راکتورحرارتی مخصوص به خوبی با مصرف ۸۰ تا ۹۰٪ اکسیژن، می‌سوزد. این کوره غالباً توسط ارائه کننده لیسانس یا تحت نظارت آن و توسط یک سازنده معتبر ساخته می‌شود. H_2S در مرکز شعله در حضور اکسیژن بشدت می‌سوزد، درحالی که هوا اطراف این شعله را احاطه کرده است. در این مرحله مقدار قابل ملاحظه‌ای گوگرد و هیدروژن، از شکست(Cracking) سولفید هیدروژن تولید می‌شود تا تعادل ترمودینامیکی برقرار شود. در همین مرحله مقداری منواکسیدکربن از احیا دی‌اکسیدکربن تولید می‌شود. دیواره این کوره برای مقاومت در مقابل دمای زیاد و حفظ گرما در داخل کوره از آجرهای نسوز و عایق ساخته می‌شود. دمای سیال در WHB کاهش می‌یابد و بخش دیگری از گازاسیدی در دو طبقه راکتورکاتالیستی و کندانسور متصل به آن به گوگرد تبدیل می‌شود. آمونیاک موجود در SWS نیز می‌تواند در یک کوره مخصوص به خوبی بسوزد. راکتور حرارتی یک تجهیز مهم در این فرایند

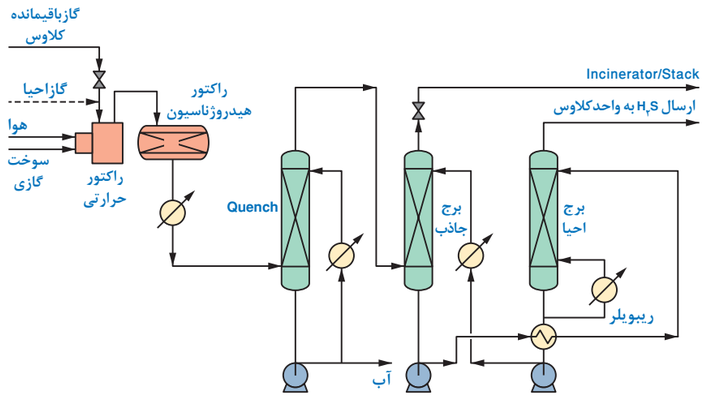


شکل ۶ : فرایند OxyClaus®

است که کیفیت عملکرد آن تاثیر زیادی در بازده و عملکرد واحد دارد، اما سایر تجهیزات تفاوتی با تجهیزات معمول این فرایند ندارند و نیازی به تغییرات و اختصاصی‌سازی وجود ندارد. این واحد نسبت به واحدهایی که فقط از هوا استفاده می‌نمایند، برای دستیابی به بازده ۹۹/۹٪ در یک پروژه ۲۰۰tpd به میزان ۱/۶ تا ۲/۵ میلیون دلار صرفه‌جویی در پی دارد. با فرض قیمت ۳۵ دلار به ازای هر تن اکسیژن[خط لوله] هزینه اکسیژن ظرف مدت ۸ سال مستهلک خواهد شد. این فرایند در سال ۱۹۹۶ میلادی توسط Stevens, D. K., L. H. Stern and W. Nehb در کنفرانس Conditioning Gas در اوکلاهما معرفی شد. فناوری این فرایند تحت لیسانس و مالکیت شرکت‌های Lurgi GmbH[Air Liquid] و Black & Veatch corp. می‌باشد و تا پایان سال ۲۰۱۲ میلادی بیش از ۴۰ واحد با این فناوری در سراسر جهان ساخته شده و به بهره‌برداری رسیده یا در حال طراحی و ساخت بوده است.

» فرایند LTGT®

فناوری ارائه شده توسط Lurgi که به نام LTGT[Lurgi Tail Gas Treatment Process] شناخته می‌شود، شامل فرایند شستشو(Wet-Scrubbing) می‌باشد که در این فرایند گازهای باقیمانده واحدکلاوس به شکلی فرآوری می‌شود که بازیابی کلی گوگرد در محدوده بین ۹۹/۸٪ تا +۹۹/۹٪ قرار می‌گیرد. واحد بهینه فرآوری گازهای باقیمانده کلاوس گونه‌های گوگردی را به H_2S تبدیل می‌کند و آن‌را در یک فرایند شستشو جدا می‌کند. این فرایند یک سیستم تصفیه با آمین است که حلال آن MDEA فرموله شده نظیر OASE شرکت BASF می‌باشد. در این فرایند در صورت امکان از Structured Packing و مبدل‌های حرارتی صفحه‌ای(Plate Heat Exchanger) استفاده می‌شود. این فرایند امکان استفاده از برج‌هایی با قطر کوچکتر نسبت به واحدهای آمین معمول را مهیا می‌سازد، به همین دلیل زمین(Foot print) کمی را اشغال می‌کند، این فناوری دارای عملکرد اثبات شده است و توانایی جداسازی انتخابی بالایی را دارا می‌باشد. استفاده از تجهیزات کوچکتر باعث کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری می‌شود.

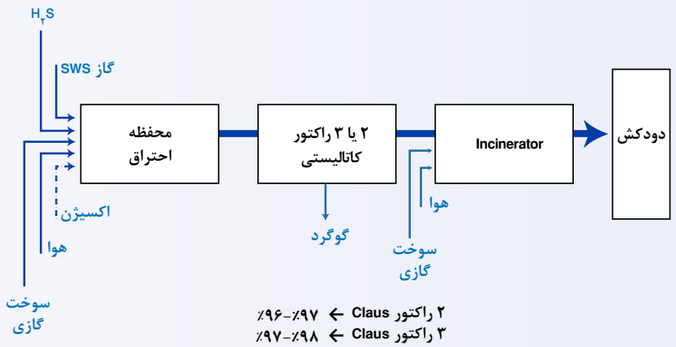


شکل ۷ : فرایند LTGT®

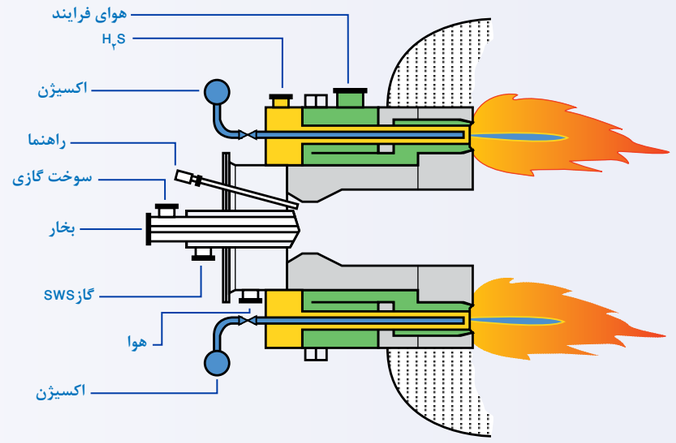
شرح فرایند: PFD این فرایند را در شکل۷ مشاهده می‌نمایید. با استفاده از این فناوری ترکیبات گوناگون گوگردی که در گازهای باقیمانده کلاوس موجود هستند، در راکتور هیدروژناسیون به H_2S تبدیل می‌شوند. آب فرایندی حاصل از واکنش کلاوس توسط یک خنک کننده با تماس مستقیم در برج Quench جدا می‌شود، H_2S به طور کامل توسط حلال MDEA در برج جذب از فرایند جدا می‌شود. محلول آمین در برج احیا که توسط بخار آب گرم می شود احیا می‌شود و جریان گاز حاوی H_2S به واحد کلاوس بازگردانده می‌شود. به علت انجام هیدروژناسیون در فرآورش گاز باقیمانده، گازهای اسیدی H_2S و CO_2 تولید می‌شوند و به برج جذب فرستاده می‌شوند. آمین‌های نوع سوم نظیر MDEA، که در LTGT استفاده می‌شوند، به علت ساختار ویژه‌ای که دارند می‌توانند به طور انتخابی H_2S را جذب کنند، ولی CO_2 را جذب نمی‌کنند. آمین‌های نوع اول مانند MEA و نوع دوم نظیر DEA می‌توانند H_2S را جذب کنند و همزمان بخش اعظم CO_2 را نیز جذب می‌کنند. در محلول‌های آمین نوع سوم، CO_2 فقط می‌تواند توسط یک واکنش غیرمستقیم اسیدی/ بازی که بی کربنات‌ها را تولید می‌کند، جذب گردد. سرعت این واکنش بسیار کم است. مقدار سرمایه گذاری برای این فرایند حدود ۹۵-۸۵ درصد هزینه واحد کلاوس است. با استفاده از یک برج احیای مشترک با واحد آمین بالادستی، سرمایه‌گذاری این فرایند حدود ۲۰٪ کاهش خواهد یافت. مالکیت و لیسانس این فناوری متعلق به شرکت Lurgi GmbH-Air Liquid می‌باشد و تا سال ۲۰۱۲ میلادی ۱۲ واحد با این فناوری در حال بهره‌برداری یا در حال طراحی و ساخت بوده است.

» فرایند Sulfreen®

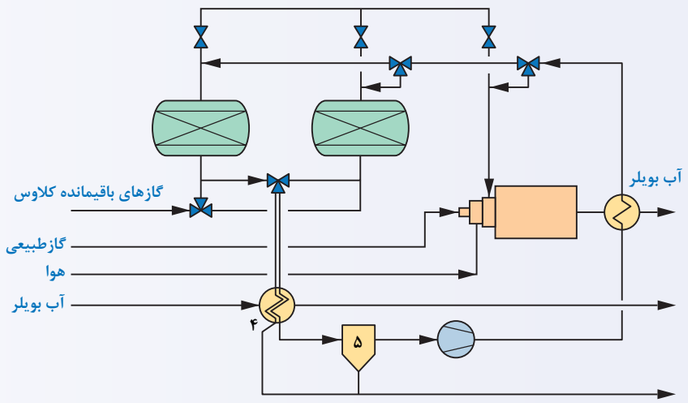
این فناوری توسط شرکت Lurgi به منظور جداسازی گازهای گوگرددار باقیمانده از واحد کلاوس یا جریان‌های گازی با مقدار کم H_2S طراحی شده است. بازیافت نهایی در این فناوری ۹۹/۹-۹۹ درصد می‌باشد. این فناوری نیز از فرایند شناخته‌شده کلاوس بهره می‌گیرد. اما در این فناوری ابتدا جریان گازی وارد بخش کاتالیستی یعنی یکی از دو راکتور پرشده از کاتالیست آلومینا می‌شود. PFD این فرایند را در شکل۱۰ مشاهده می‌نمایید. گاز با دمای بین ۱۴۰°C-۱۲۰ از واحد کلاوس وارد یکی از راکتورهای اشاره شده، می‌شود و در این راکتورها بیشتر H_2S و SO_2 به گوگرد تبدیل می‌شود و جذب کاتالیست می‌گردد. کاتالیست غنی شده از گوگرد به وسیله بخشی از گاز باقی‌مانده واحد کلاوس احیا می‌شود. Tail gas در مبدل حرارتی گرم شده و کاتالیست راکتورها را احیا می‌کند.



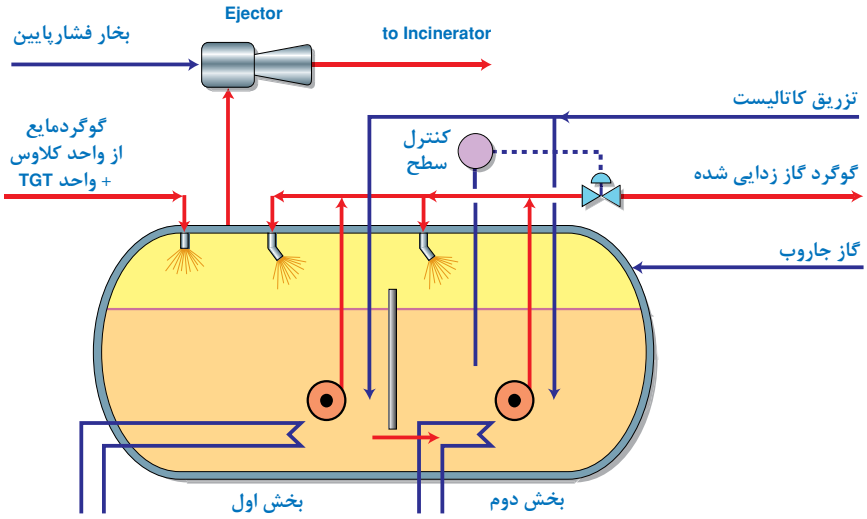
شکل ۸ : بلوک دیاگرام فرایند بازیابی گوگرد



شکل ۹ : مشعل ساخت Lurgi ویژه بخش حرارتی واحد بازیابی گوگرد



شکل ۱۰ : فرایند Sulfreen®

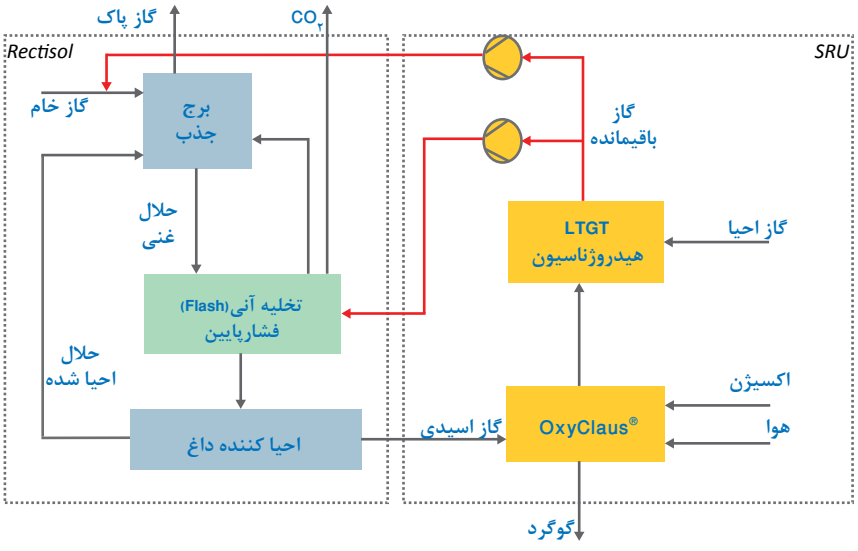


شکل ۱۱ : فرایند Aquisulf®

گوگرد جداشده و معلق در جریان گازی در کندانسورهای ۴ و ۵ (شکل۱۰) به گوگرد مایع تبدیل می‌شود. درصورتی که غلظت COS و CS_2 بیشتر از حد معمول باشد، باید از نمونه اصلاح شده این فرایند با نام HydroSulfreen استفاده نمود. در این نمونه ترکیبات اشاره شده در بالادست Sulfreen در راکتورهای Hydrolysis, Oxidition پیش تصفیه می‌شوند. همچنین برای دست یافتن به بازده ۹۹/۹٪ می‌توان از DOXOSULFREEN که یک مرحله اکسیداسیون مستقیم در پایین دست راکتور Sulfreen دارد استفاده نمود. در مجموع هزینه این واحد در نمونه پایه آن در حدود ۴۵-۳۰ درصد هزینه یک واحد کلوس و حدود ۸۵-۵۰ درصد هزینه یک واحد کلوس، در نسخه پیشرفته آن می‌باشد. مالکیت این فناوری متعلق به شرکت Lurgi GmbH-Air Liquid می‌باشد. تا سال ۲۰۱۲ میلادی بالغ بر ۸۰ واحد از این فناوری در سراسر جهان طراحی و ساخته‌شده یا در حال ساخت بوده است. این واحدها دارای ظرفیتی در محدوده ۲۲۰۰tpd-۵ می‌باشند.

» فرایند Aquisulf®

این فرایند مناسب جداسازی H_2S اضافی حل شده در گوگرد مایع خروجی واحد SRU می‌باشد. این فرایند گاز زدایی از گوگرد مایع می‌تواند میزان سولفیدهیدروژن را به کمتر از ۱۰ppm کاهش دهد. در این فرایند از کاتالیستی با نام Aquisulf استفاده می‌شود. مخزن این فرایند از دو قسمت مجزا مشابه شکل ۱۳ ساخته شده که این دوقسمت از طریق کانال پایین دیواره جداکننده به یکدیگر ارتباط دارند. در قسمت اول، یک پمپ برای ایجاد تلاطم و چرخش و یک سیستم پاشش نصب می‌شود. در قسمت دوم نیز یک پمپ برای ایجاد چرخش سیال، یک سیستم پاشش و همچنین یک پمپ برای انتقال سیال نصب می‌گردد. گوگرد مایع در این فرایند به صورت پیوسته



شکل ۱۲ : فرایند Lurgi Emission Free Claus

به قسمت اول وارد شده[بر روی سطح مایع موجود پاشیده می‌شود] ، همچنین برای جداسازی بیشتر H_2S، گوگرد مایع توسط یک پمپ به صورت پیوسته مکش شده و مجدداً بر روی سطح آن پاشیده(Spray) می‌شود. برای کمک به جداشدن گاز از مایع، کاتالیست توسط یک پمپ به قسمت مکش پمپ‌های چرخش سیال در هر دو قسمت مخزن تزریق می‌گردد تا برای تاثیر سریع‌تر بلافاصله مکش شده و پس از مخلوط شدن با گوگرد مایع بر روی سطح مایع پاشیده شود. بخش عمده گازهای حل شده در طی فرایند پاشش از سیال اصلی جدا می‌شود و به صورت تدریجی از پایین دیواره جداکننده به قسمت دوم منتقل می‌شود. در ادامه فرایند، سیال منتقل شده به قسمت دوم مخزن، توسط یک پمپ چرخشی دیگر برای گاز زدایی بیشتر، گوگرد مایع را مکش کرده و بر روی سطح این مایع می‌پاشد. محصول گاز زدایی شده که مقدار سولفیدهیدروژن در آن به مقدار کمتر از ۱۰ppmv کاهش یافته، به مخزن گوگرد مایع منتقل شود. دمای مناسب برای انجام این فرایند توسط مبدل حرارتی و کولرهوایی که در داخل آن بخار با فشار پایین جریان دارد، تامین و تنظیم می‌شود. در انتهای فرایند، جریان هوای حاوی گازهای گوگرددار در بالای مخزن توسط جریان هوا/گازبی‌اثر یا Tail gas جاروب شده و از طریق یک Steam Ejector به سمت زباله‌سوز(Incinerator) هدایت می‌شود. هزینه ساخت این واحد تقریباً ۲۰٪ هزینه ساخت یک واحد کلاوس می‌باشد. مالکیت و لیسانس این فناوری در حال حاضر متعلق به شرکت Lurgi GmbH[Air Liquid] می‌باشد و تا سال ۲۰۱۲ میلادی بالغ بر ۸۰ واحد در سطح جهان در حال طراحی و ساخت یا بهره‌برداری بوده است.

ادامه دارد...

منابع

1: www.airliquide.com
2 :www.worleyparsons.com
3: Handbook of Natural Gas Transmission & Processing; Saeid Mokhatab, William A. Poe; Gulf Professional Publishing
4: Gas Processes Handbook, Gulf Publishing Company
5: Fundamentals of Natural Gas Processing; Arthur J. Kidnay, William R. Parrish; Taylor and Francis Group
6: www.linde-engineering.com

مطالعه، تحقیق و تنظیم:
معاونت فناوری و مهندسی شرکت سپانیر[1]
محمدرضا نجفی‌زاده، محمدجعفر بیرامی، امیراکبری