اویل ایندا استری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

چیدمان پالایشگاه گاز

قسمت سوم

Jacobs Lurgi **Shell** Prosernat UOP

مطالعه، تحقیق و تنظیم:
مدیریت تحقیق و توسعه شرکت پتروتدبیرپارس[1]

کارخانه‌ها، پالایشـــگاه‌ها و مجتمع‌های پتروشیمی، از مجموعه‌ای از فرایندها به منظور پالایش یا تولید یک فرآورده اســـتفاده می‌نمایند. انجام این فرایندها غالباً دارای یک ترتیب سنتی می‌باشـــد. این ترتیب بر اساس ســـطح دانش و تجربه در زمان طراحی واحدهای اولیه ایجاد شده است. به تدریج و با افزایش سطح تجربه و دانش‌فنی، ضمن ارتقاء سطح کارایی و بازده واحدهای فرایندی، چیدمان این واحدها نیز در صورت امکان و تا حد مورد نیاز تغییر نمود. مجموعه بهینه‌ســـازی‌های فرایندی به شـــکل تغییر در چیدمان یا افزایش کارایی و بازده واحد به همراه ارتقاء سایر پارامترهای دیگر مرتبط با افزایش بهره‌وری واحدهای تولید، برای ارتقاء شـــاخص OEE انجام می شود. وجود یک شـــاخص کلی به نام OEE[Overall Equipment Effectiveness] که خود مجموعه‌ای از شـــاخص‌های کوچکتر تحت عنوان KPI تشکیل شده اســـت، به سرمایه‌گذاران کمک می‌کند تا برای ساخت یک پالایشگاه بتوانند توانمندی شرکت‌های مدیریت مهندسی ارائه دهنده خدمات مدیریت پروژه و مهندســـی را برای ارزیابی و انتخاب یک مشاور مهندسی برای طراحی و راهبری ساخت یک پالایشگاه بشناسند.

از طرف دیگر با پیشـــرفت فناوری و دانش فنی ساخت پالایشگاه و همچنین با متنوع شدن شـــرکت‌های صاحب دانش در زمینه طراحی فرایندهای پالایش‌گازطبیعی و در نهایت با تشـــدید رقابت میان شـــرکت‌های بزرگ پیمانکاری در این حوزه، ســـاخت پالایشـــگاه گاز نیز وارد رقابتی سازنده میان شـــرکت‌های بزرگ صاحب دانش‌فنی و فناوری ساخت پالایشـــگاه گردیده است. امروزه پارامترهایی نظیر ساخت پالایشگاه با هزینه کمتر، تولید محصول با کیفیت بالاتر و با هزینه تولید کمتر، ایجاد آلایندگی کمتر و همچنین پیش‌بینی امکان برچیدن پالایشـــگاه پس از دوره بهره‌برداری به معیارهای اصلی در طراحی و ساخت پالایشگاه تبدیل شده‌اند.

شرکت Shell

این شرکت انگلیسی- هلندی در سال ۱۹۰۷ میلادی از ادغام دو شـــرکت Royal dutch Petroleum و Shell تشکیل شد. این شرکت در طول بیش از یک قرن فعالیت خود به یکی از بزرگترین شرکت‌های حوزه نفت و گاز تبدیل شـــده است. شـــرکت Shell در حال حاضر علاوه بر فعالیت به عنوان پیمانکار ســـاخت تاسیســـات نفت، گاز، در زمینه بهره‌برداری نیز فعال می‌باشـــد. این شرکت ۵۰ سال است که در حوزه تحقیق و توسعه در زمینه فناوری پالایش و فرآوری نفت و گاز سرمایه‌گذاری نموده و دانش‌فنی عمیق خود در این زمینه را در بیش از ۱۲۰۰ واحد نفت و گازی مرتبط با خود تجربه نموده است.

شـــل مجموعه بزرگی از فناوری‌های پالایـــش نفت خام، گازطبیعی، تولید LNG و LPG را گرد هم آورده است. این مجموعه تحت عنوان Shell Global Solutions ارائه شـــده است. جالب است بدانید که در کنار درآمد ۴۵۱ میلیارد دلاری این شـــرکت در سال ۲۰۱۳ میلادی، هزینه تحقیق و توسعه این شرکت در سال‌های خیر بالغ بر ۱/۳ میلیارد دلار بوده اســـت. برای اطلاع بیشـــتر پیرامون این شرکت می توانید به شماره گذشته نشریه مراجعه نمایید. بعضی از فناوری‌های شل در نوع خود منحصربه‌فرد بوده و بعضی دیگر مشـــابه دارند، به هرحال سابقه و موفقیت فناوری‌ها و راه‌حل‌های این شرکت باعث شده تا فناوری‌های ارائه شده آن از اعتبار ویژه‌ای در این حوزه برخوردار باشند.

۱ فناوری‌های گازطبیعی

شرکت شـل در سطح بسیار گسترده‌ای در حوزه انرژی، نفت، گاز و صنایـع مرتبط با آن حضور دارد. شـل در کنار یک شرکت مهندسـی، یک پیمانکاری عمومی و یک بهره‌بردار بزرگ نیز به حساب می‌آید. شل در بخش تحقیق و توسعه کاملاً فعال می‌باشد و به واسطه همین موضوع، شل در سال ۱۹۹۰ سناریو انرژی تا ۲۰۵۰ میلادی را ارائه نمود. به هرحال حوزه فعالیت شل بسیار گسترده بوده و بررسی همه ابعاد این شرکت از حوصله این بحث خارج می‌باشـد. به همین دلیل در این مبحـث فقط به فناوری‌های شـل در حوزه گاز و راه‌حـل جامـع این شـرکت و در مـورد فناوری‌های مرتبط با گاز نظیر LNG یا GTL فقط به عناوینی در این بخش اشـاره خواهد شـد. در حوزه گازطبیعی شـل فناوری‌های فرایندی تحت لیسـانس زیر را ارائه نموده و از آنها در راه حل یکپارچه نیز استفاده نموده است:

1- Acid Gas Removal
- ADIP & ADIP-X
- SULFINOL & SULFINOL-X
- HCN/COS hydrolysis process

2- Sulfur Recovery
- Claus unit
- SCOT
- Sulphur Degassing
- THIOPAQ O&G
- SULFEROX

3- CANSOLV
- SO_2 Scrubbing System
- CO_2 Capture System
- Integrated SO_2 & CO_2 System

4- Associated technologies
- Catalysts
- HiFi Trays
- Molecular Sieves

سایر بخش‌هایی که شل در آنها فعال می‌باشد عبارتند از:

1- Shell Bitumen

2- Shell Chemicals

3- Oils and Lubricants

4- Shell Aviation

5- Shell Liquified Petroleum Gas

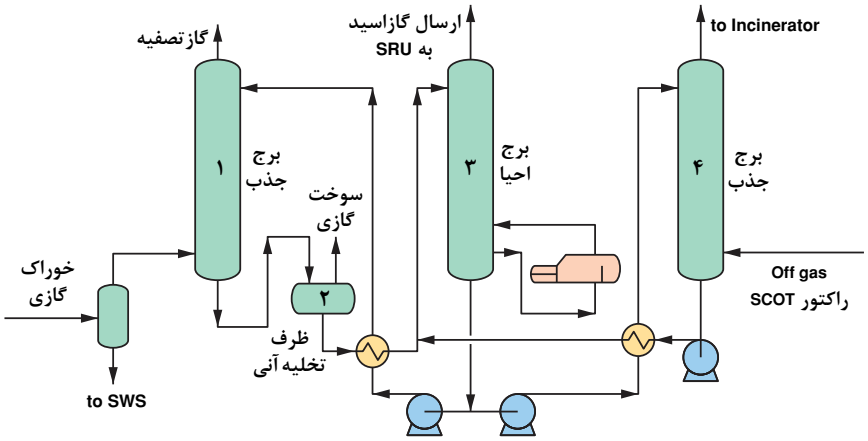
6- Shell Marine Products

7- Shell Sulphur Solutions

8- Petrol and diesel Fuels

9- Deep water & Offshore Drilling

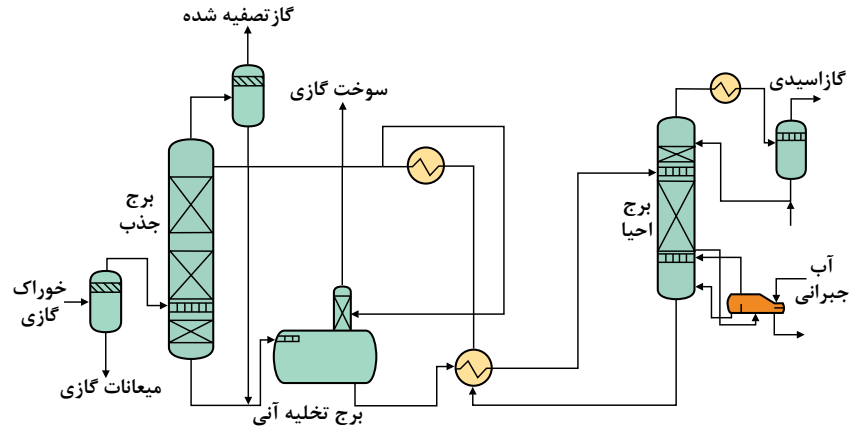
10- Deep water & Offshore Production



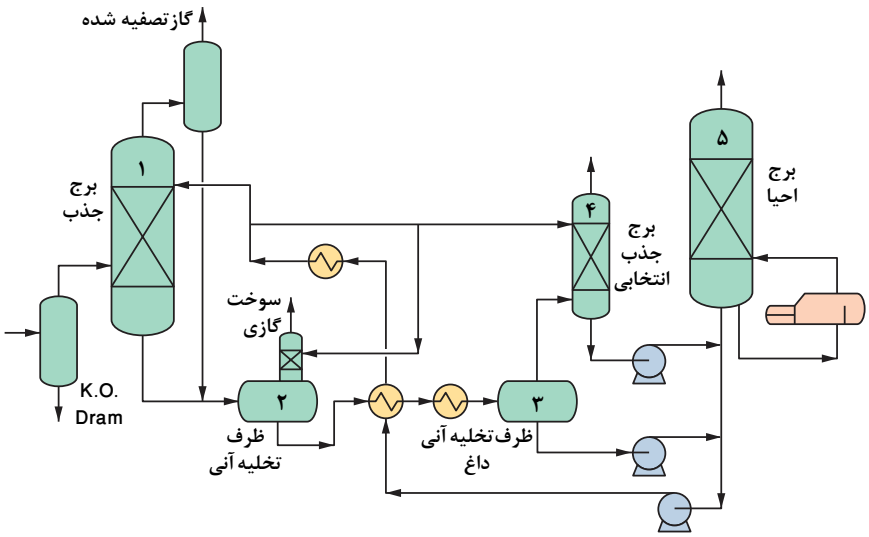
شکل ۱: فرایند پایه ADIP®

۱» فرایند ADIP / ADIP®-X

فرایند ADIP یک فرایند جذب شـیمیایی اسـت که در ابتدا با اسـتفاده از محلول آبـی دی ایزوپروپانول آمین [DIPA[DiIsoPropanolAmine معرفی شد. DIPA یک آمین نوع دوم است که شرکت شل از آن در فناوری‌های تحت لیسـانس خود استفاده می‌نماید. فناوری ADIP® با استفاده از این حلال در سال ۱۹۵۹ معرفی گردید. حلال نسل سوم MDEA می‌تواند به جای DIPA در فناوری ADIP به کار گرفته شود. شل برای افزایش شتاب واکنش در سال ۲۰۰۰ فناوری ADIP®-X را معرفی نمود. در این فناوری از MDEA به عنوان جاذب اصلی و از پیرازین (Piperazine) به عنوان شتاب‌دهنده واکنش استفاده نموده است. هم اکنون بیش از ۵۰۰ واحد با استفاده از این فناوری در حال بهره‌برداری می‌باشند. DIPA به عنوان یک آمین انتخابی برای H_2S طبقه بندی می‌شود، بدین معنی که در حالیکه همزمان H_2S و CO_2 در گاز خوراک وجود دارد، فقط H_2S را از گاز اسیدی جدا می‌کند. در مقایسه با سایر آمین‌ها، سرعت جذب CO_2 توسط DEA حدود ۲/۱ برابر و سرعت جذب CO_2 توسط MEA حدود ۵/۶ برابر سرعت جذب آن توسط DIPA است. DIPA نیز مانند DEA توسط CO_2، COS و CS_2 تخریب نمی‌شود. بنابراین نیازی به عملیات Reclaiming برای محلول آمین نیست. DIPA می‌تواند به صورت محلول آبی با غلظت بین ۳۰ تا ۴۰ درصد وزنی استفاده شود و MDEA بیشتر به صورت محلول آبی با غلظت بین ۳۵ تا ۵۰ درصد وزنی استفاده می‌شود. تعیین غلظت حلال کاملاً سفارشی بوده و به نیازهای مشتری و مشخصات گاز تحت فرایند بستگی دارد. مقدار جذب گاز اسیدی توسط محلول DIPA به غلظت CO_2 و H_2S در خوراک و مقدار مورد نظر سـولفیدهیدروژن در گاز فروش بسـتگی دارد. فناوری ADIP مناسـب جداسـازی توده‌ای و عمیق H_2S و COS، از جریان گازطبیعی، گاز پالایشگاه نفت و گاز سنتز می‌باشد، در حالیکه جداسـازی ترکیبات آلی گوگرد دار مدنظر نباشـد. در این فرایند CO_2 نیز حذف یا Slipped می‌شـود. این فراینـد به صورت بهینه می‌تواند به صورت ADIP-Claus-SCOT اسـتفاده شـود. از طـرف دیگر فناوری ADIP-X مناسـب جداسـازی توده‌ای (Bulk) و عمیق گازهای H_2S, CO_2 و COS می‌باشد. ADIP برای جداسازی H_2S ترجیح داشته و ADIP-X برای جداسازی CO_2 ترجیح بیشتری دارد.



شکل ۲: فرایند ADIP®-X اختصاصی یک پالایشگاه در عمان

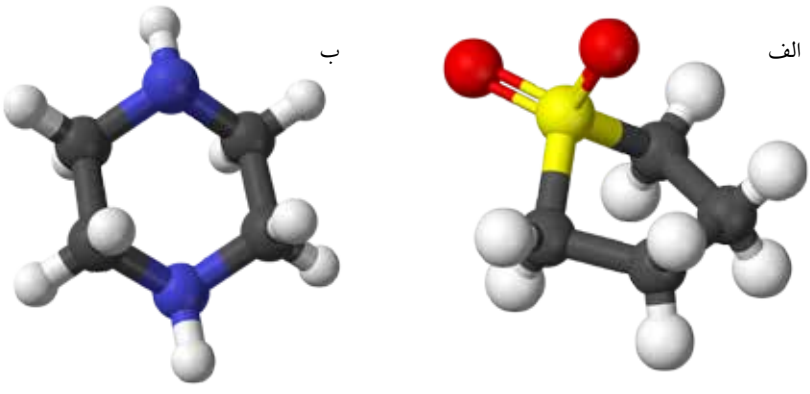


شکل ۳: فرایند سولفینول

فرایند: در این فرایند(شکل۲) همانند فرایندهای آمین، گاز خوراک وارد بخش پایینی برج جذب می‌شود و حلال در جهت عکس جریان گاز از بالای برج به پایین حرکت می کند و هر دو در تماس با یکدیگر قرار می گیرند. گاز فرآوری شده از بالای برج خارج شده، حلال غنی از گازهای اسیدی از پایین برج خارج می‌شود و در فشار متوسط به طور ناگهانی در ظرف شماره ۲ تبخیر می گردد. محلول احیا شده بعد از تنظیم دما به بالای برج جذب ارسال می گردد. گاز خارج شده از Flash Drum را می توان به سیستم گاز سوخت Fuel Gas پالایشگاه ارسال نمود. در این فناوری Off gas راکتور SCOT به برج جذب شماره ۴ وارد می‌شود و مشابه برج جذب شماره ۱ عمل می کند. گاز غیرقابل مصرف به زباله‌سوز(Incinerator) و گاز اسیدی برج احیا به SRU ارسال می گردد.

۲» سولفینول Sulfinol®

فرایند سولفینول یک فرایند جذب شیمیایی- فیزیکی می‌باشد. در این فرایند مزایای فرایندهای جذب شیمیایی[قابلیت جذب بالای آلکالوآمین‌ها] و مزایای فرایندهای جذب فیزیکی[مقدارکم انرژی مورد نیاز برای احیا] تجمیع شده است. این فرایند کاملاً به فرایند کلاسیک آلکالوآمین‌ها شباهت دارد زیرا از یک بخش جذب و یک بخش احیا تشکیل شده که در بخش احیا از عملیات تغییر دمای متناوب(Thermal Swing) استفاده می‌شود. سولفینول نمونه مناسبی از این نوع فرایند می‌باشدکه توسط شرکت Shell توسعه داده شده و از سال ۱۹۶۴ میلادی با معرفی Sulfinol®-D به صورت گسترده[تا سال ۲۰۱۲ بالغ بر ۲۲۰ واحد] به کار گرفته شده است. در این فرایند از مخلوط آبی دی ایزو پروپانول آمین(DIPA) و Sulfolane یا Tetrahydrothiophene Dioxide به عنوان حلال استفاده می‌شود. در سال ۱۹۸۰ میلادی Sulfinol®-M معرفی شد. در این فناوری از مخلوط آبی متیل دی‌اتانول آمین(MDEA) و Sulfolane به عنوان حلال استفاده می‌شود.



شکل ۴: الف) Sulfolane ب) Piperazine

در سال ۲۰۰۴ میلادی با معرفی Sulfinol®-X مشخصات این فناوری به صورت محسوسی بهبود یافت و فرایند آن ساده‌تر گردید. در این فرایند از مخلوط آبی متیل دی‌اتانول آمین(MDEA) ، Sulfolane و پیرازین به عنوان حلال استفاده می‌شود. در این حلال MDEA نقش جاذب شیمیایی، Sulfolane نقش جاذب فیزیکی و Piperazine نقش شتاب‌دهنده فرایند را برعهده دارد. سولفینول تنها فرایند جذب فیزیکی - شیمیایی است که کاربرد بسیار گسترده‌ای دارد. در مجموع مزایای Sulfinol®-M/-X نسبت به Sulfinol®-D عبارتند از:

۱- ساده‌تر شدن فرایند تصفیه گاز، این موضع را در شکل ۳ مشاهده می‌نمایید.

۲- کاهش تشکیل فوم، رسوب، کاهش خوردگی و کاهش افت کیفیت حلال

۳- عدم تشکیل Oxazolidinone در نتیجه عدم نیاز به Reclaimer

در فرایند Sulfinol-M/-X ترکیب حلال بیشتر از ۵۰٪ وزنی آمین(۴۳٪ وزنی MDEA، ۷٪ وزنی پیرازین(Piperazine))، ۲۵٪ وزنی Sulfolane و ۲۵٪ درصد وزنی آب تشکیل می‌شود. در در فرایند Sulfinol-D ترکیب حلال معمولاً از ۴۵٪ وزنی DIPA، ۴۰٪ وزنی Sulfolane و ۱۵٪ درصد وزنی آب تشکیل می‌شود. البته با توجه به مشخصات گازخوراک این ترکیب می تواند نسبت متفاوتی نسبت به آنچه ملاحظه نمودید داشته باشد.

فرایند: در این فرایند همانند فرایندهای آمین، گاز خوراک وارد بخش پایینی برج جذب می‌شود و در جهت عکس حلال که از بالای برج به پایین حرکت می کند در تماس با یکدیگر قرار می گیرند. گاز فرآوری شده از بالای برج خارج شده و حلال غنی از گازهای اسیدی از پایین برج خارج می‌شود و در فشار متوسط به طور ناگهانی تبخیر می گردد. محلول باقیمانده از تبخیر ناگهانی در Flash Drum جمع آوری می گردد. گاز خارج شده از Flash Drum را می توان به سیستم گاز سوخت Fuel Gas پالایشگاه ارسال نمود.

همچنین محلول غنی از گازهای اسیدی که از پایین Flash Drum خارج می‌شود، توسط مبدل جرارتی Lean Solution / Rich Solution پیش گرم شده و فشار آن به فشار عملیاتی برج احیا می‌رسد.

محصول بالایی برج احیا که مخلوطی از گازهای اسیدی و بخار است، توسط آب یا هوا خنک شده، در ظرف Reflux جمع آوری می‌شود. آب میعان شده در ظرف Reflux دوباره به عنوان جریان بازگشتی یا ریفلاکس توسط پمپ به بالای برج برگردانده می‌شود. گازهای خروجی از واحد سولفینول به یک

SRU ارسال می گردد. وجود هیدروکربن در این گاز برای واحد بازیابی مشکل ایجاد می کند.

حلال سولفینول در دمای ۲°C- منجمد می شود، بنابراین در موقع نگهداری و یا ذخیره‌سازی این ماده به این موضوع باید دقت نمود. در صورت وجود COS در گاز خوراک، تخریب محلول توسط این ماده بسیار جزیی است. با این حال در صورتی که از فرایندهایی با پایه DIPA جهت جداسازی کلی Bulk Removal دی‌اکسیدکربن استفاده شود، ممکن است نیاز به استفاده از یک Reclaimer در چنین واحدهایی باشد. زیرا CO_2 می تواند باعث کاهش عملکرد حلال DIPA شود.

همانند فرایندهای آمینی، احتمال تشکیل کف در فرایند سولفینول وجود دارد. دلایل احتمالی برای تشکیل کف در برج جذب واحد سولفینول به شرح زیر می‌باشند.

۱» وجود ذرات جامد در حلال؛ مقدار فیلتراسیون استاندارد واحد سولفینول ده میکرون است.

۲» وجود عوامل تخریب کننده حلال؛ منابع اصلی تخریب حلال بالا بودن دمای لوله‌های ریبویلر وجود اکسیژن یا اسیدها در گاز خوراک هستند. غلظت نمک‌های مقاوم در برابر حرارت باید از ۳٪ کمتر باشد. در صورت افزایش غلظت از این مقدار احتمال تشکیل کف وجود دارد.

۳» میعان هیدروکربن‌ها در برج جذب؛ در صورتیکه دمای گاز خوراک ورودی به برج جذب پایین باشد، احتمال میعان هیدروکربن در برج جذب و در نتیجه تشکیل کف زیاد می‌شود.

۴» وجود هیدروکربن‌های سنگین مایع در گاز خوراک؛ وجود هیدروکربن‌های سنگین از عوامل تشکیل کف در برج جذب واحد سولفینول است. محلول سولفینول بخشی از این ترکیبات نظیر آروماتیک‌ها را جذب می کند.

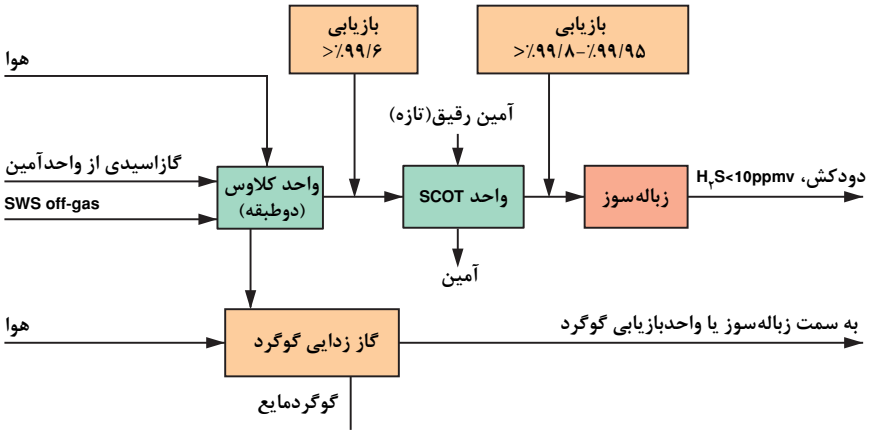
۵» وجود هیدروکربن‌های سبک مایع باعث تشکیل کف در برج احیا می‌شود.

۶» گریس‌های بکاررفته برای روانکاری شیرها؛ این عامل تشکیل کف می تواند به علت عدم اجرای صحیح دستورالعمل‌های پاکسازی واحد باشد.

۷» روان‌سازهای بکاررفته در پمپ‌ها؛ در صورتیکه نوع Seal مناسب برای پمپ‌ها انتخاب نشود، امکان نفوذ روان‌سازها(Lubricants) در فرایند و تشکیل کف وجود دارد.

۸» بازدارنده‌های خوردگی؛ چه منبع این ترکیبات خطوط لوله بالادست واحد باشند و یا اینکه در آب جبرانی وجود داشته باشد، می تواند باعث تشکیل کف شود. هر چند که این موضوع بطور قطعی ثابت نشده است.

۹» استفاده زیاد از ترکیبات ضد کف؛ خود این مواد



شکل ۵: فرایند بازیابی گوگرد شل

ضد کف نیز می توانند عامل تشکیل کف فرایند باشند. فرمولاسیون ترکیبات ضد کف شامل ترکیبات امولسیون کننده (Emulsifiers) است و طوری طراحی شده‌اند که به سرعت به عنوان یک عامل فعال در محلول پخش می گردند. در صورت ازدیاد این ترکیبات از حد خاصی، خودشان باعث ایجاد کف می گردند.

به دلیل خروجی مناسب این واحد برای واحدهای LNG از این فرایند در صنایع LNG به دفعات استفاده شده است. در مجتمع های تولید LNG که توسط شرکت SHELL طراحی شده باشد، از این فرایند جهت شیرین سازی گاز استفاده شده است. به تعدادی از این مجتمع ها در اینجا اشاره می شود.

» در LNG Trains پالایشگاه BRUNEI از فرایند SULFINOL استفاده شده است.

» در LNG Trains پالایشگاه BINTULU در مالزی از فرایند SULFINOL استفاده شده است.

» در LNG Trains پالایشگاه QATARGAS از فرایند SULFINOL-D استفاده شده است.

۳» فرایند SRU®

این فرایند توسط شرکت شل برای بازیابی گوگرد از گازاسیدی واحدهایی تصفیه گازطبیعی، واحدهای پالایش نفت‌خام یا واحدهای تولید گاز از ذغال‌سنگ و همچنین واحدهای داخل پالایشگاه نظیر واحد SWS و Offgas طراحی و ارائه شده است. فرایند SRU شرکت شل یک مجموعه کامل بازیافت گوگرد، گاززدایی، واحد تصفیه گازهای باقی مانده و زباله‌سوز می‌باشد. همه فرایندهای اشاره شده فرایندهای پایه در حوزه گاز طبیعی می‌باشند و می توان برای طراحی و ساخت واحد مبتنی بر آنها به آسانی به مدارک مهندسی دست یافت. اما بازده و کارایی فرایندهای پایه به ساخت واحدهای غیراقتصادی و بدون توجیه منتهی می‌شود.

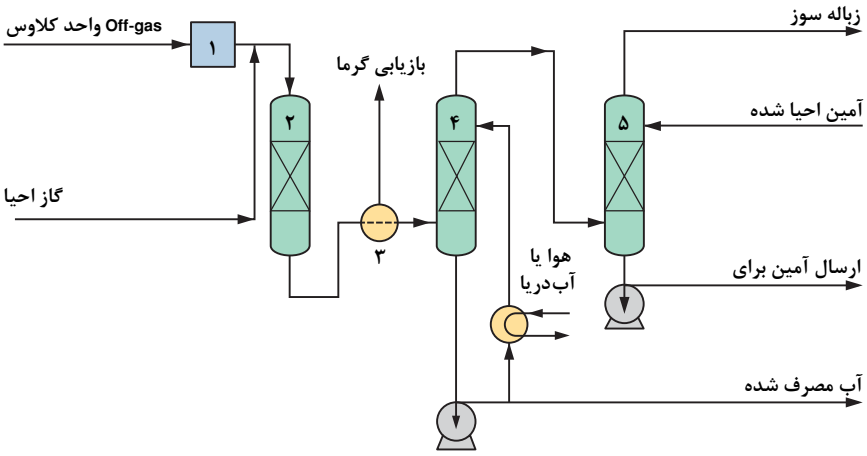
بازیافت در دومرحله(Stage)کلاوس استاندارد صورت می گیرد در این واحد NH_3 همراه گاز SWS در کوره به

شکل ۶: یک واحد بازیابی گوگرد متعلق به شرکت شل

خوبی سوزانده می‌شود تا NH_3 به صورت کامل مصرف شود. با انتخاب شدت مناسب شعله و پیش‌گرمایش گاز ورودی این هدف محقق می‌شود. واحد کلاوس به گونه‌ای طراحی می‌شود که منجر به تشکیل SO_3 نشود. واحدهای کلاوس حتی با وجود NH_3 غالباً ۳ تا ۴ سال بدون نیاز به تعمیرات اساسی می‌توانند کار نمایند. جریان گاز اسیدی برای بازیافت بیشتر گوگرد و دستیابی به بازده بیش از ۹۹/۸٪ وارد بخش TGC[Tail Gas Clealup] می‌شود. این واحد می‌تواند واحد SCOT باشد. گوگرد بازیافت شده به بخش گاززدایی و Offgas به زباله‌سوز ارسال می‌شوند. همچنین گوگرد بازیافت شده در بخش SRU نیز برای جداسازی گازهای حاوی گوگرد وارد واحد Degassing تحت لیسانس شل می‌شود. Offgas این بخش نیز به زباله‌سوز(Incinerator) ارسال می‌شود. زباله‌سوز باید به گونه‌ای طراحی شود که حداکثر مقدار H_2S در خروجی کمتر از ۱۰ppmv باشد. به خاطر داشته باشید که H_2S و سایر ترکیبات حاوی گوگرد اکسید شده و SO_2 تولید می‌نمایند. بنابراین این موضوع باید در طراحی زباله‌سوز مدنظر قرارگیرد. در برابر زباله‌سوزهای حرارتی که در آنها امکان تولید SO_2 وجود دارد، زباله‌سوزهای کاتالیستی با استفاده از یک کاتالیست مناسب می‌توانند بر این مشکل فایق آیند. این نوع زباله‌سوز مصرف سوخت بسیار کمتری نیز خواهد داشت. مجموعه فناوری‌های مربوط به بازیابی به عنوان بخشی از فناوری‌های شرکت شل می‌باشند که به صورت یک چیدمان فرندی(Line-up) ارائه شده است. واحد طراحی شده با این فناوری می‌تواند تا ظرفیت ۴۰۰۰tpsd در کنار پالایشگاه‌های نفت یا گاز نصب و استفاده شود.

۴» فرایند SCOT®

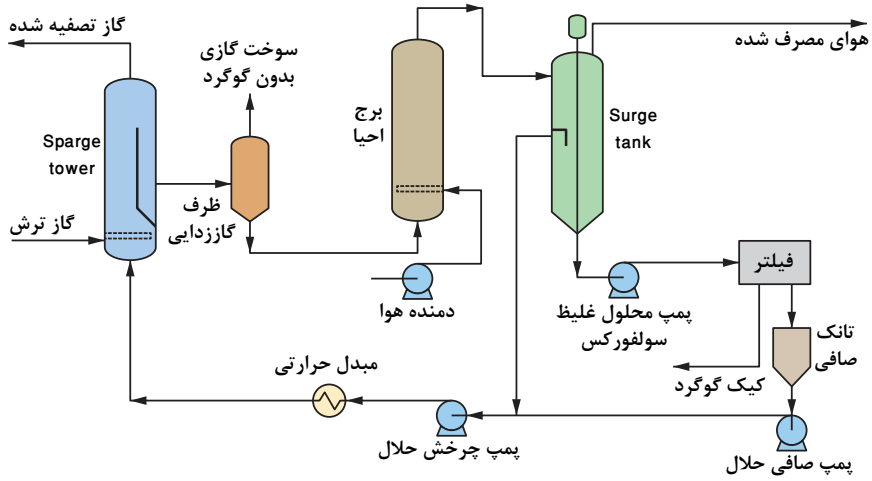
این فرایند، مکمل واحد بازیابی گوگرد می‌باشد. به صورت معمول Off-gas یا همان گاز باقی‌مانده از واحد کلاوس[خروجی از واحد بازیابی گوگرد] دارای حدود ۰/۵درصد ترکیبات گوگردی می‌باشد. در عمل افزایش بازده واحدهای کلاوس برای کاهش میزان ترکیبات Off-gas به نزدیک صفر ممکن نمی‌باشد. به همین دلیل شرکت‌های مختلف برای این منظور راه‌حل‌هایی را ارائه نموده‌اند. یکی از این راه‌حل‌ها، مبتنی بر شستشوی گازباقی‌مانده توسط آمین در یک برج جذب که بادقت بالایی برای جذب مقادیر ناچیز H_2S طراحی شده، می‌باشد. بخش تصفیه گازهای باقیمانده واحد کلاوس شل که با نام SCOT شناخته می‌شود نیز بر مبنای همین ایده عمل می‌کند. SCOT[Shell Claus Offgas Treating]، فرایند مناسبی برای جداسازی باقی‌مانده سولفیدهیدروژن از



شکل ۷: فرایند SCOT

جریان گاز باقی‌مانده و افزایش بازیابی به محدوده ٪۹۹/۹۵-۹۹/۸ می‌باشد. این فرایند دارای افت فشار پایین است و نسبت به تغییراتی نظیر نسبت H_2S/SO_2 یا ورود ناگهانی هیدروکربن و آمونیاک زیاد از بالادست حساس می‌باشد. این فرایند دارای سه نسخه SCOT, Super SCOT, LS-SCOT می‌باشد، که به ترتیب دارای بازده +۹۹/۹۵, ۹۹/۹۵+, ۹۹/۹٪ می‌باشند. به صورت دقیق‌تر می‌توان گفت، گازهای خروجی Offgas از واحد SCOT حاوی گوگرد تا کمتر از ۱۲۰ppmv است، گازهای خروجی از یک واحد Super SCOT حاوی حداکثر ۵۰ppmv از گوگرد است، و گازهای خروجی از Low Sulfur SCOT حاوی کمتر از ۱۰ppm گوگرد است.

فرایند: همانطور که در شکل ۷ مشخص است، گاز باقیمانده واحد کلاوس که خوراک واحد SCOT است، با استفاده از مشعل درون جریان(Inline Burner) یا مبدل حرارتی[۱] تا حدود ۲۲۰°C یا ۲۸۰°C گرم می‌شود که به این خوراک بطور دلخواه و در صورت وجود می توان H_2 یا مخلوط H_2/CO اضافه نمود. در صورت عدم وجود گاز احیاء یعنی همان H_2 و CO می‌توان از یک مشعل درون جریان که هوای کافی به آن تزریق نمی‌شود، استفاده نمود تا مخلوط H_2 و CO مورد نیاز تولید شود. سپس گاز داغ از یک بستر کاتالیستی از جنس کبالت/مولیبدن[۲] عبور می‌کند و در آن ترکیبات گوگردی؛ SO_2، گوگرد عنصری، COS و CS_2 به H_2S تبدیل می‌شوند. گاز خروجی از بستر کاتالیستی را می‌توان با استفاده از یک سیستم[اختیاری] بازیابی حرارتی[۳] و یک برج سردکننده فوری آب خنک(Water-Quench Tower) تا ۴۰°C سرد نمود. درادامه با جداسازی انتخابی H_2S در یک برج جذب آمین[۴] مقدار H_2S را می‌توان تا حدود ۱۰۰ppmv-۳۰ پایین آورد. آمین خروجی از برج جذب را که می‌تواند حاوی مقادیر کمی H_2S باشد، جهت جذب بیشتر به یک برج جذب دیگر ارسال می‌گردد. گاز H_2S جذب شده در فرایند SCOT را می‌توان از طریق یک برج احیا(Regeneration) به واحد کلاوس بازگرداند. گازهای خروجی از بالای برج جذب به عنوان Off-gas در Incinerator سوزانده می‌شود.

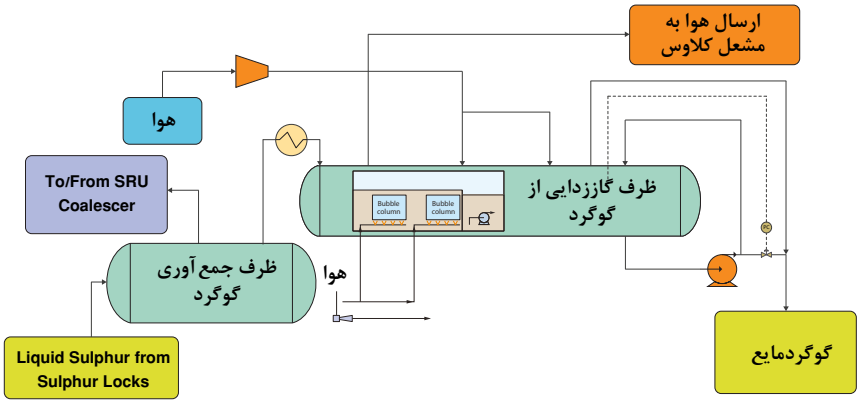


شکل ۸: فرایند SulFerox®

این فرایند پیوسته بوده و دارای افت فشار ۴psi و کمتر است و بازیابی گوگرد را تا حد بسیار بالایی افزایش می دهد. این فرایند دارای اطمینان بالایی (High Reliability) است و کمتر از یک درصد احتمال خروج از برنامه‌ریزی عملیات وجود دارد. بازده بازیابی کلی گوگرد فرایند SCOT همراه با واحد بالادستی کلاوس، اغلب دست کم به ۹۹/۸٪ می رسد. درحال حاضر مالکیت این فناوری متعلق به Shell Global Solutions International B.V می‌باشد.

۵» فرایند SulFerox®

این فرایند مناسب جداسازی سولفیدهیدروژن و تبدیل آن به صورت مستقیم به گوگرد در محدوده ۰/۱-۲۰tpd می‌باشد. گازخوراک این فرایند می تواند گازطبیعی، گازباقی‌مانده واحد آمین، گازپالایشگاه نفت‌خام، گازساختگی، تولید درفراساحل، گاز زاید واحد SWS و ... باشد. با این فناوری می توان H_2S با غلظت چند ppmv تا ۱۰۰٪ به گوگرد بازیابی کرد و گاز را تا حد ۱ppmv میزان H_2S باقی‌مانده شیرین‌سازی کرد. این فرایند بسیار انعطاف‌پذیر بوده و از مشخصات Turndown خوبی هم روی غلظت H_2S و هم روی جریان گاز برخوردار می‌باشد. برای جریان‌های بالاتر از ۱۰MMSm³/d استفاده از یک واحد آمین در کنار این واحد فرایندی، اقتصادی‌تر می‌باشد. محصول گوگرد این واحد می تواند به صورت کیک جامد یا گوگرد مایع با کیفیت بالا باشد. کیک گوگرد می تواند به صورت یک پسماند غیرخطرناک دفن شده یا به صورت مستقیم به عنوان کود شیمیایی استفاده شود.

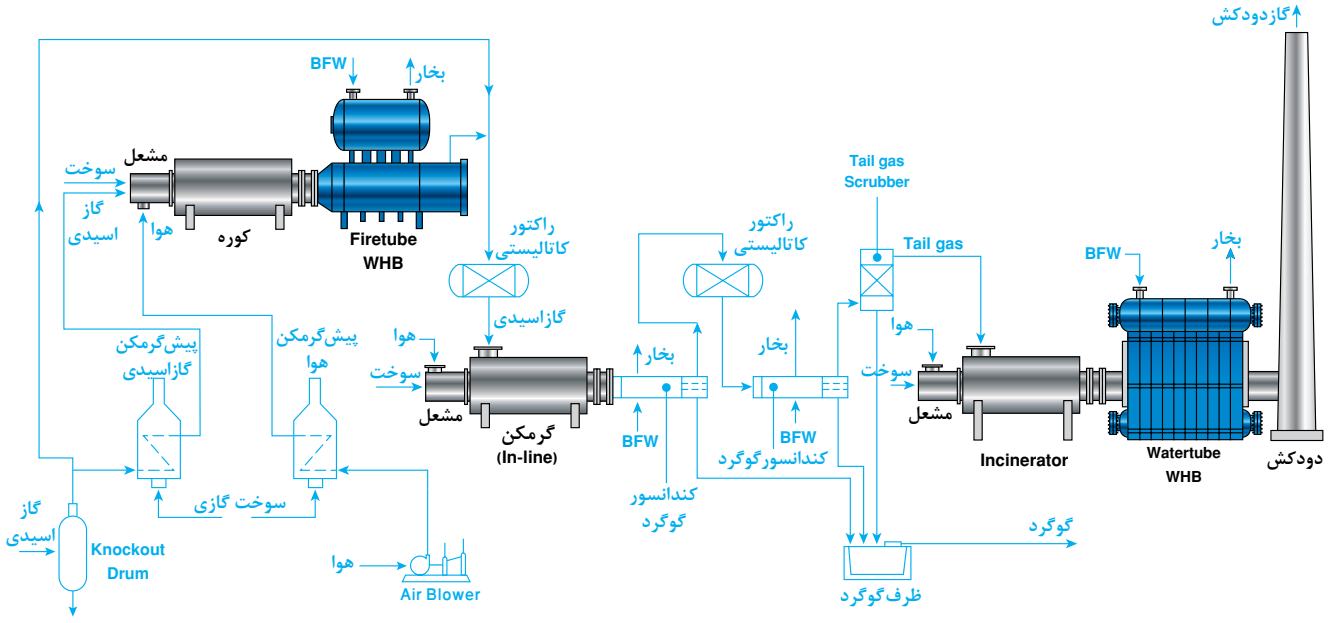


شکل ۹: فرایند گاززدایی از گوگرد مایع شرکت شل

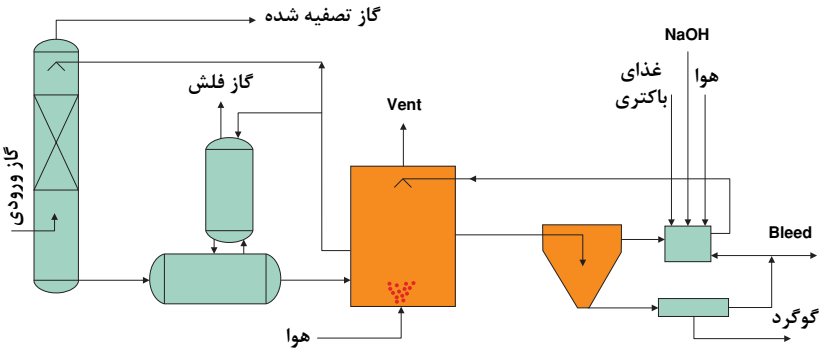
سولفورکس فرایندی برپایه فرایند Redox می‌باشد که H_2S موجود در گاز ترش را به صورت مستقیم در حضور محلول آبی آهن (Ferric iron) به گوگرد تبدیل می کند. در طی این فرایند ذرات جامد گوگرد شکل می گیرد که می توانند به سادگی فیلتر شوند. در این فرایند سه مرحله، جذب، احیا و بازیابی گوگرد وجود دارد. در مرحله جذب، جریان گاز ترش با محلول آهن تماس پیدا می کند و H_2S به صورت انتخابی به گوگرد اکسید می‌شود. در مرحله احیا، آهن اکسید شده تا به آهن فعال تبدیل شود. برای حداکثر نمودن بازیابی گوگرد، باید گوگرد تشکیل شده در راکتور جذب در Surge tank تغلیظ و فیلتر شود. مواد فیلتر شده برای حداکثر شدن بازیابی به فرایند برگشت داده می‌شوند. در بیشتر حالات، کیفیت بازیابی گوگرد با واحد کلوس قابل مقایسه می‌باشد.

فشار در این فرایند از فشار اتمسفری تا ۲۸barg می تواند تغییر کند. فرایند سولفورکس می تواند در محدوده دمایی ۴۳-۶۰°C کارکند و مناسب برای گاز ورودی می‌باشد. گاز ورودی باید فاقد هیدروکربن‌های مایع باشد. شرایط متفاوت از آنچه گفته شد باید در طی فرایندهای پیش تصفیه منتهی به تنظیم نقطه شبنم هیدروکربنی و همچنین دما و فشار گاز شود. اگرچه ترکیب گاز ورودی می تواند محدوده وسیعی را پوشش دهد، اما مقدار زیاد ناخالصی‌ها نظیر HCN, NH_3 و SO_2 می تواند اقتصادی بودن این واحد را تحت تاثیر قرار دهد.

این فناوری برای اولین بار در سال ۱۹۹۰ معرفی شد و تا پایان سال ۲۰۱۲ میلادی در بیش از ۵۰ واحد فرایندی یا پالایشگاه استفاده شده است. به عنوان نمونه یک واحد فراساحل در کالیفرنیا با فشار گاز ۱۵۰bar و میزان سولفیدهیدروژن ۱/۲٪ حجمی با میزان تولید ۳t/d نصب و راه‌اندازی شده است.



شکل ۱۰: فرایند کلی بازیابی گوگرد



شکل ۱۱: فرایند Thiopaq O&G

۶» فرایند گاززدایی از گوگردمایع

گوگرد مایع خروجی از بخش کلاوس حاوی مقدار اندکی ترکیبات گازی گوگرددار نظیر H_2S و H_2S_x می‌باشد. این مقدار اندک علاوه بر تولید بوی بد[سولفیدهیدروژن دارای بوی شبیه تخم‌مرغ گندیده می‌باشد] و کاهش کیفیت محصول گوگرد، به دلیل قابل انفجار بودن مخلوط H_2S و هوا می‌تواند در مرحله جامدسازی گوگرد موجب انفجار گردد. به همین دلیل قبل از ارسال گوگردمایع به واحد جامدسازی گوگرد، از فرایندگاززدای گوگرد استفاده می‌شود. در انتهای این فرایند مقدار ترکیبات گازی گوگرددار از ۳۰۰ppmw به ۱۰ppmw کاهش می‌یابند.

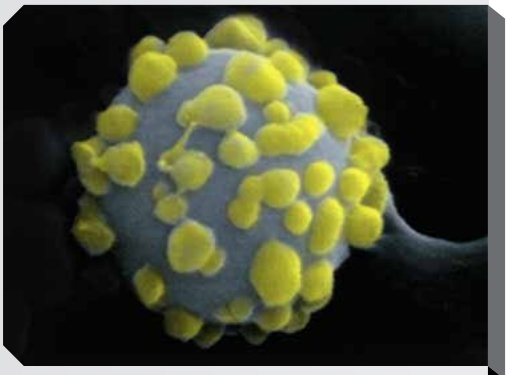
در این فرایند برای جداکردن ترکیبات گازی اشاره شده، جریان هوا به صورت حباب وارد گوگرد مایع که داخل مخزن بتنی یا فولادی قراردارد، وارد می‌شود. این حباب‌ها باعث می‌شوند، گاز محلول در گوگرد مایع به سمت بالای مخزن هدایت شده و توسط جریان هوای بالای گوگرد مایع به سمت زباله‌سوز هدایت می‌شود. این فرایند را می‌توانید در شکل ۹ مشاهده نمایید.

کاملاً مشخص است که این فرایند بسیار ساده است و از المان‌های محدودی تشکیل شده است، با این حال به دلیل محیط بسیار خورنده و قابل انفجار آن و همچنین داغ و مایع بودن گوگرد، این فرایند بیشتر به صورت فناوری تحت لیسانس اجرا می‌گردد. شرکت شل برای این فرایند فرایند **Shell sulfur degassing process** را پیشنهاد می‌کند. از این فرایند تحت لیسانس تا پایان سال ۲۰۱۲ میلادی بیش از ۲۰۰ واحد در سراسر جهان با ظرفیت بین ۳tpd تا ۴۰۰۰tpd ساخته شده و در حال بهره‌برداری می‌باشد.

۷» فرایند Paques®

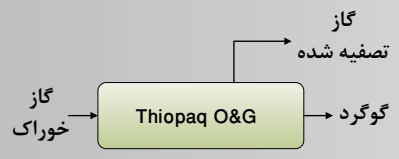
از سال‌های ابتدایی دهه ۱۹۸۰ میلادی به منظور کاهش اثرات زیست‌محیطی نظیر دفع حلال و کاتالیست‌ها و همچنین کاهش رهاسازی یا فلر گاز، کاهش مصرف انرژی و کاهش هزینه ساخت و بهره‌برداری در پالایشگاه‌های گاز، موضوع فرایندهای کمتر آلاینده برای پالایش و فرآوری گاز مورد توجه قرار گرفت و سرمایه‌گذاری زیادی توسط شرکت‌های بزرگ نفت و گاز، در بخش‌های تحقیق و توسعه بر روی این فرایندها صورت گرفت. با این حال تعداد کمی از فرایندهای ابداع شده توانستند در مقیاس صنعتی کاربردی شوند. جداسازی زیستی ترکیبات گوگرددار از جریان گازطبیعی از فرایندهایی است که از نظر فنی و اقتصادی توجیه دارد. در این نوع فرایند با استفاده از حلال‌های اکسید- احیا نظیر محلول سود(NaOH) سولفیدهیدروژن، از جریان گاز جدا و به عنصر گوگرد تبدیل می‌شود. سپس حلال با استفاده از میکروارگانیسم‌هایی نظیر تیوباسیلوس فروکسیدان(Thiobacilli) و با استفاده از هوا بازیابی می‌شود. در واقع این فرایند، نوعی فرایند تبدیل مستقیم به گوگرد محسوب می‌شود.

فناوری Thiopaq® یکی از فناوری‌های ابداعی بر این مبنا می‌باشد که توسط شرکت Paqell هلند ابداع و معرفی شده است. این فرایند برای تصفیه گاززیستی(Biogas) بدست آمده از فرایند تولید بی‌هوازی گاز متان از فاضلاب ابداع گردید و اولین واحد با استفاده از آن در سال ۱۹۹۳ میلادی در کشور هلند به بهره‌برداری رسید. در حال حاضر از این فناوری در بیش از ۱۵۰ واحد بیوگاز در سطح جهان استفاده می‌شود. در پی شراکت این شرکت با شل، این فرایند برای استفاده در حوزه گازطبیعی با عنوان Thiopaq® O&G توسعه داده شد. اولین واحد احداث شده با استفاده از این فناوری در حوزه گازطبیعی در سال ۲۰۰۲ میلادی در کشور کانادا به بهره‌برداری رسید. و آن تاریخ تا کنون تعداد واحدهایی که برای تصفیه گاز در تاسیسات نفت و گاز به ۱۵ واحد

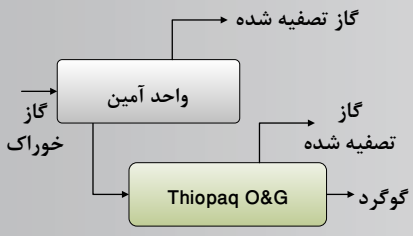


شکل ۱۲: باکتری Thiobacillus به همراه دانه‌های گوگرد بازیابی شده

نصب شده و ۵ واحد در حال طراحی، ساخت و راه‌اندازی بالغ شده است. در مجموع این فناوری مناسب تصفیه گازطبیعی با فشار بالا یا پایین برای ظرفیت‌های تا ۱۵۰t/d می‌باشد.



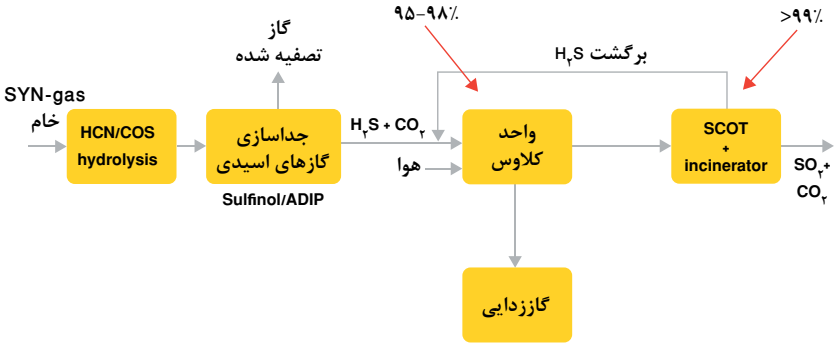
شکل ۱۳: فرایند Thiopaq O&G



شکل ۱۴: فرایند Thiopaq O&G
به همراه یک واحد آمین در بالادست

	نام فرایند	کانادا
۱	الکتریسیته	۰/۹۸۲MW
۲	خنک‌سازی	۱۱/۲MW
۳	کاستیک	۶۴۸kg/h
۴	مواد مغذی	۳۴/۳li/h
۵	آب جبرانی	۵/۲۶m³/h
۶	سوخت گازی	۱۲۶۰kg/h

جدول ۱: انرژی و موادمصرفی در Thiopaq O&G

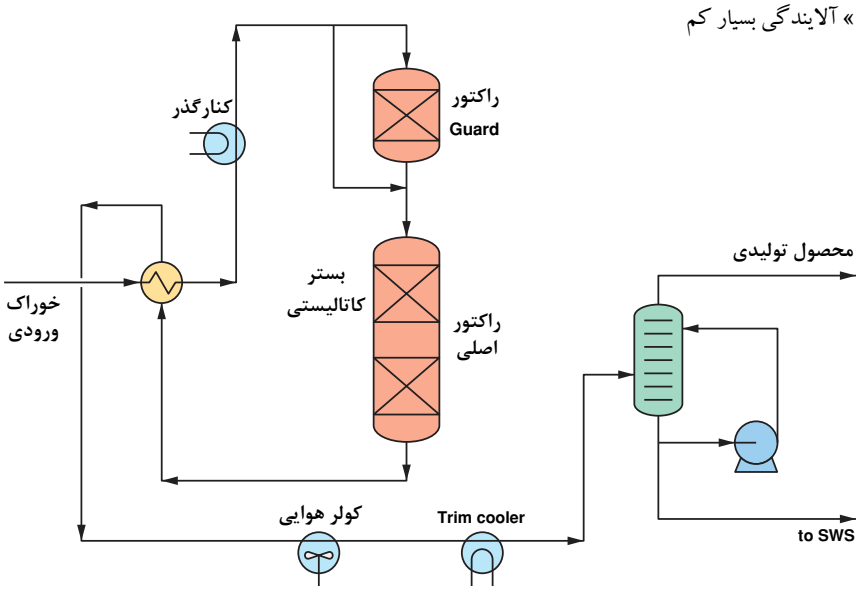


شکل ۱۵: تصفیه SYN-gas

واحد Thiopaq O&G می تواند برای تصفیه گاز تا مقدار ۴ppmv، سولفیدهیدروژن با فشار بالاتر از ۴bar، و تصفیه گاز تا مقدار کمتر از ۲۵ppmv سولفیدرهیدروژن با فشار کمتر ۴bar استفاده گردد. با این فناوری می توان به بازده تا ۹۹/۹۹٪ دست یافت و گوگرد تولیدی به دلیل مشخصات آبدوستی می تواند مستقیماً برای تولید کودشیمیایی مورد استفاده قرار گیرد. به دلیل دانه‌های خیلی ریز گوگرد، در نهایت این گوگرد به عنوان کودسولفات بهتر در دسترس گیاهان برای جذب قرار می گیرد. برای دستیابی به مشخصات گوگرد صنعتی و حذف مشخصات آبدوستی لازم است گوگرد تولیدی شسته و مایع شود.

در این فرایند به وسیله باکتری بی‌رنگ Thiobacilli به صورت مستقیم H_2S به گوگرد اکسید می‌شود. این باکتری دارای رشد سریعی می‌باشد، در برابر تغییرات شرایط فرایند بسیار مقاوم بوده، در حالیکه برای محیط زیست بی‌خطر می‌باشد. این باکتری انرژی مورد نیاز برای رشد را از اکسیداسیون سولفید بدست می آورد و به منبع انرژی خارجی نیاز ندارد. به صورت خلاصه می توان مزایای استفاده از این فناوری را این گونه دسته‌بندی نمود:

» جداسازی عمیق H_2S و انتشار بسیار کم SO_2 / تولید گوگرد تا ۱۵۰t/day
» عدم نیاز به حرارت و تجهیزاتی نظیر ریبویلر یا هیتر یا فشار برای احیا کاتالیست و در نتیجه مصرف انرژی کم
» فرایند ساده، سادگی بهره‌برداری و پایداری فرایند / عدم گرفتگی در تجهیزات
» زمان شروع به کار (Start-up) کم
» ارزان بودن مواد مصرفی نظیر کاتالیست و کم بودن میزان مورد نیاز
» بازده ۹۹/۹٪ جداسازی H_2S از جریان گاز تا غلظت ۱۰۰٪ و کاهش میزان سولفیدهیدروژن درگاز تصفیه شده تا ۴bar<p @ ۴ppmv و ۴bar<p @ ۲۵ppmv
» قابلیت استفاده در فشارهای مختلف به ویژه فشار بالا
» ایمنی ذاتی بالا به دلیل عدم انتشار H_2S و عملکرد در شرایط اتمسفری
» امکان استفاده از گوگرد تولیدی به صورت مستقیم در تولید کود شیمیایی و قارچ کش‌ها
» آلایندگی بسیار کم



شکل ۱۶: فرایند Shell HCN COS Hydrolysis

فرایند این فناوری به این صورت می‌باشد که گاز ورودی وارد برج جذب می گردد. در این برج H_2S به وسیله هیدروکسیدسدیم شسته و PH سیال در محدوده ۹-۸~ تنظیم می گردد. واکنش زیر انجام شده و آب و سدیم هیدروسولفید تشکیل می‌شود:

$$H_2S + NaOH \rightarrow NaHS + H_2O$$

سولفید توسط باکتری در راکتور زیستی (Bio reactor) در حضور هوا[اکسیژن] به آرامی اکسید شده و عنصر گوگرد و هیدرواکسیدسدیم تشکیل می‌شود:

$$NaHS + \tfrac{1}{2}O_2 \rightarrow S^o + NaOH$$

در طول فرایند جداسازی سولفیدهیدروژن، مقداری سدیم هیدروژن سولفات و در پی آن اسید سولفوریک تشکیل می‌شود. برای جلوگیری از اثرات مخرب این اسید، آن را به وسیله کاستیک (Caustic) خنثی می کنند.

$$2NaHS + 2O_2 \rightarrow 2NaHSO_4 \leftrightarrow Na_2SO_4 + H_2SO_4$$

گوگرد تولید شده دارای یک روکش ماکروپلیمر می‌باشد. خروجی این واحد یک سیال دوغابی (Slurry) از گوگرد می‌باشد که تقریباً حاوی ۶۰٪ گوگرد می‌باشد. این محصول می تواند به عنوان خوراک تولید کود شیمیایی یا اسید سولفوریک قرار گیرد و برای داشتن گوگرد با مشخصات صنعتی همانگونه که اشاره شد باید این محصول شسته، ذوب و جامد شود.

در صورتیکه میزان گاز CO_2 در جریان گاز کم باشد، می توان از فرایند Thiopaq O&G به تنهایی استفاده نمود. درصورتیکه میزان CO_2 زیاد باشد، می‌توان از واحد آمین در بالا دست این واحد استفاده نمود. شکل ۱۳ و ۱۴ دوحالت اشاره شده را نشان می‌دهد. در مجموع این فرایند می تواند جایگزین فرایندهای Amine/Claus/TGT یا Liquid redox شود. به صورت کلی و دسته‌بندی شده می توان کاربردهای این فرایند را این گونه عنوان نمود:

» تصفیه گازطبیعی در محدوده فشار ۲-۱۳۰۰psig
» بازیابی گوگرد تا ۱۵۰t/d
» استفاده به عنوان Claus Tail Gas Treatment
» جایگزینی در فرایندهایی که مستعد گرفتگی می‌باشند.

فناوری Thiopaq®، یک فناوری جدید برمبنای فرایند بیولوژی گوگردزادیی از جریان فشاربالا/پایین گازطبیعی، گازسنتز و گازهای باقیمانده واحدکلاوس می‌باشد که به دلیل قابلیت‌های مناسب می تواند در آینده جایگاه مناسبی در حوزه پالایش داشته باشد. این فرایند مناسب جریان گازی با میزان H_2S کم و بازده عالی در حد ۹۹/۹۹٪ می‌باشد. از این واحد می توان به صورت ترکیبی در کنار واحدهایی نظیر Claus/TGTU یا Liquid Redox استفاده نمود. درحال حاضر مالکیت این واحد به صورت مساوی متعلق به شرکت شل می‌باشد.

۸» فرایند HCN/COS Hydrolysis®

دراین‌فرایند، تبدیل کاتالیستی سیانیدهیدروژن(HCN) و سولفیدکربنیل(COS) به منظور کاهش اثرات مخرب این دو ترکیب در جریان گاز انجام می‌شود. این فرایند دوکاربرد اصلی دارد. کاربرد اول تصفیه گازسنتز در بالادستی واحد آمین در واحدهای گازسازی از زغال‌سنگ و نفت خام می‌باشد و کاربرد دوم تصفیه گاز سنتز در واحدهای پایین دستی فرایندهایی نظیر GTL می‌باشد. HCN و COS در یک راکتور بسترثابت در حضور کاتالیست به صورت زیر تبدیل می‌شوند:

$$HCN + H_2O \rightarrow NH_3 + CO$$
$$COS + H_2O \rightarrow H_2S + CO_2$$

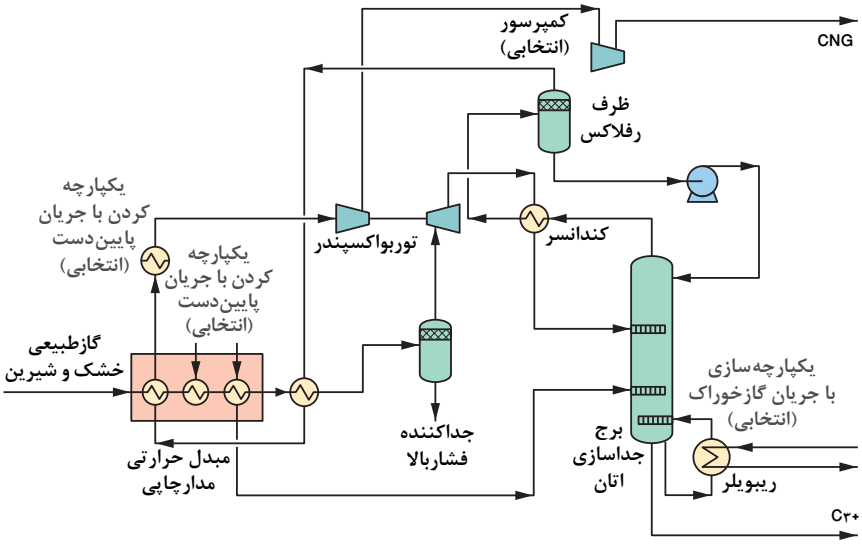
ابتدا گاز وارد راکتور Guard شده و در آن تبدیل جزئی HCN و COS انجام می‌شود. وظیفه این راکتور جلوگیری از ورود دوده و ذرات جامد به راکتور اصلی است. سپس جریان گاز وارد راکتور اصلی شده و در بسترهای کاتالیستی تبدیل کامل HCN و COS انجام می‌شود. پس از تبادل حرارتی گاز سنتز با جریان گاز ورودی و سرد شدن آن در کولر هوایی آب آن در ظرف Knockout از جریان گاز جدا می‌شود. بیشتر NH_3 و مقداری از H_2S، CO_2 و همچنین مقدار اندک Formate در آب Knockout حل شده و به SWS ارسال می‌گردد. این فرایند برای مقادیر HCN کمتر از ۵ppmv-۱ و مقادیر COS کمتر از ۱۰ppmv موثرتر است. تاکنون ۴ واحد با استفاده از این فناوری ساخته شده است. این واحدها عبارتند از:

» واحد ۹/۴MMm³/d گاز زغال‌سنگ در استرالیا
» واحد ۴/۲MMm³/d گاز زغال‌سنگ کره‌جنوبی
» واحد ۳/۴MMm³/d گاز زغال‌سنگ هلند
» واحد ۳/۷MMm³/d نفت‌خام سنگین Eni در ایتالیا

حق امتیاز و دانش‌فنی این فناوری با کاتالیست ساخت شرکت CRI Catalyst متعلق به شرکت شل می‌باشد.

۹» فرایند تصفیه SYN-gas

شکل ۱۵ فرایند تصفیه گاز ساختگی(SYN-gas) را نشان می‌دهد. همانگونه که در شکل ملاحظه می‌نمایید، ابتدا طی هیدرولیز HCN و COS از ترکیب گاز جدا می‌شوند. در ادامه گازهای اسیدی باقی‌مانده در یک واحد سولفینول یا ADIP از جریان گاز جدا می‌شود. گازهای اسیدی برای بازیابی گوگرد به یک واحد کلاوس ارسال می‌گردند و بعد از گاززدایی، گوگرد مایع به واحد جامدسازی ارسال می‌گردد. در شکل اشاره شده از فرایند SCOT و برگشت H_2S به واحد کلاوس برای افزایش بازده بازیابی استفاده می‌شود. در نهایت زباله‌سوز کاتالیستی شل میزان گازهای مضر متصاعد شده را به حداقل می‌رساند و از طریق دودکش به هوای آزاد رها می‌کند.

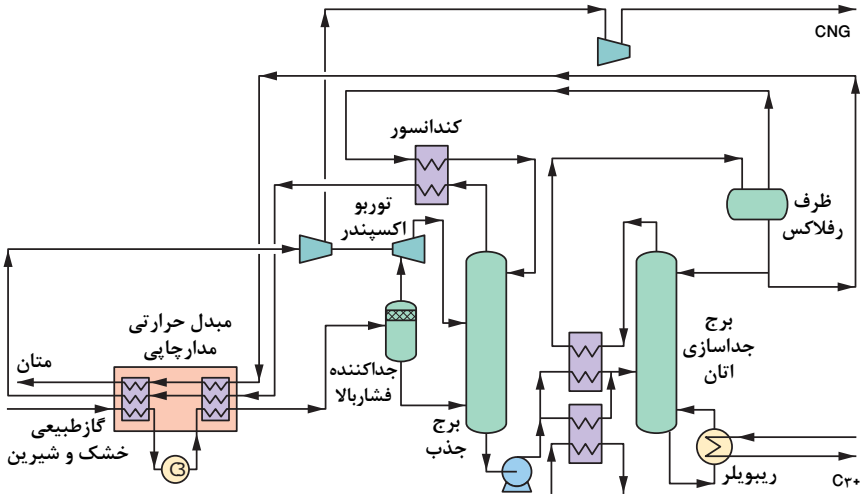


شکل ۱۷: بازیافت LPG ، فرایندSHDL

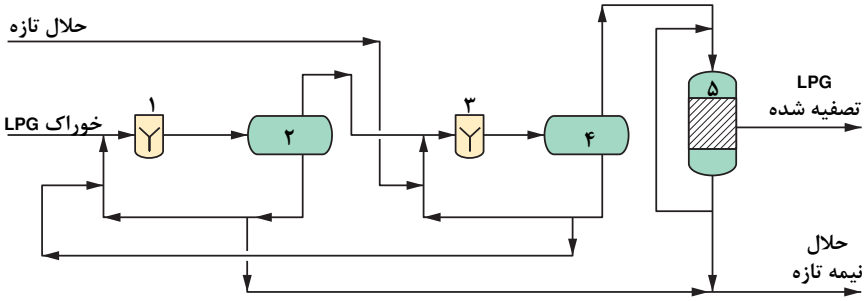
۱۰» فناوری SHDL®

این فناوری، SHDL[Shell Deep Lpg]، فرایندی پیشرفته مبتنی بر جداسازی LPG از جریان گاز طبیعی توسط توربواکسپندر می‌باشد. اگر در پایین دست این واحد، یک واحد LNG وجود داشته باشد و با یکدیگر یکپارچه‌سازی شوند، این فرایند می‌تواند بهینه‌سازی بیشتری شود.

فرایند این فناوری به این صورت است که، گاز شیرین و خشک ورودی ابتدا در یک مبدل حرارتی از نوع مدارچاپی(Printed circuit) سرد می‌شود. مایعات همراه گاز در یک ظرف جداکننده HP تبخیرآنی(Flash) شده و جدا می‌شوند. [همانگونه که اشاره شد یک جریان از پروپان از تاسیسات احتمالی LNG در پایین دست می‌تواند برای سرمایش بیشتر در مبدل حرارتی به کار گرفته شود.] گاز خروجی از بالای ظرف جداکننده HP وارد یک توربواکسپندر شده که جریان در آن سرد شده و مقداری از آن قبل از آنکه به برج اتان‌زدا وارد شود میعان می‌شود. مایعات جداکننده از یک شیر ژول-تامسون عبورکرده و بعد از عبور از مبدل مدارچاپی وارد پایین برج اتان زدا می‌شوند. یک جریان از بالای برج اتان‌زدا که مقداری توسط مبدل حرارتی میعان شده به عنوان جریان رفلاکس مجدد به بالای برج بر می‌گردد. جریان گاز بالای ظرف رفلاکس که دیگر میعان نمی‌شود بعد از عبور از مبدل حرارتی توسط کمپرسور متصل به توربواکسپندر به عنوان جریان گاز Lean به پایین دست ارسال می‌گردد. مقداری از مایعات پایین برج به وسیله یک ریبویلر برای تولید گاز عریان‌ساز می‌جوشد. در نهایت مایع باقی مانده به عنوان LPG و ترکیبات سنگین‌تر برای تفکیک بیشتر ارسال می‌گردد.



شکل ۱۸: بازیافت LPG ، فرایند SHAE



شکل ۱۹: فرایند ADIP® تصفیه مایع

دمای بین ۲۰–۵۰°C و فشار بیشتر از ۶۰bar، شرایط مناسب برای این فرایند تلقی می‌شوند. در این فرایند میزان CO_2 می‌تواند تا بیش از ۵٪ و بازده این فرایند بیش از ۹۹٪ می‌باشد.

از مزایای این فرایند محدوده گسترده منابع با فشار و ترکیبات مختلف می‌باشد. همچنین این فرایند به میزان CO_2 حساس نمی‌باشد. از دیگر مزایای این فرایند می‌توان به بازده بالا و امکان مجتمع‌سازی با فرایندهای پایین دست برای بهینه‌سازی مصرف انرژی و همچنین کوچک بودن اندازه تجهیزات اصلی اشاره نمود.

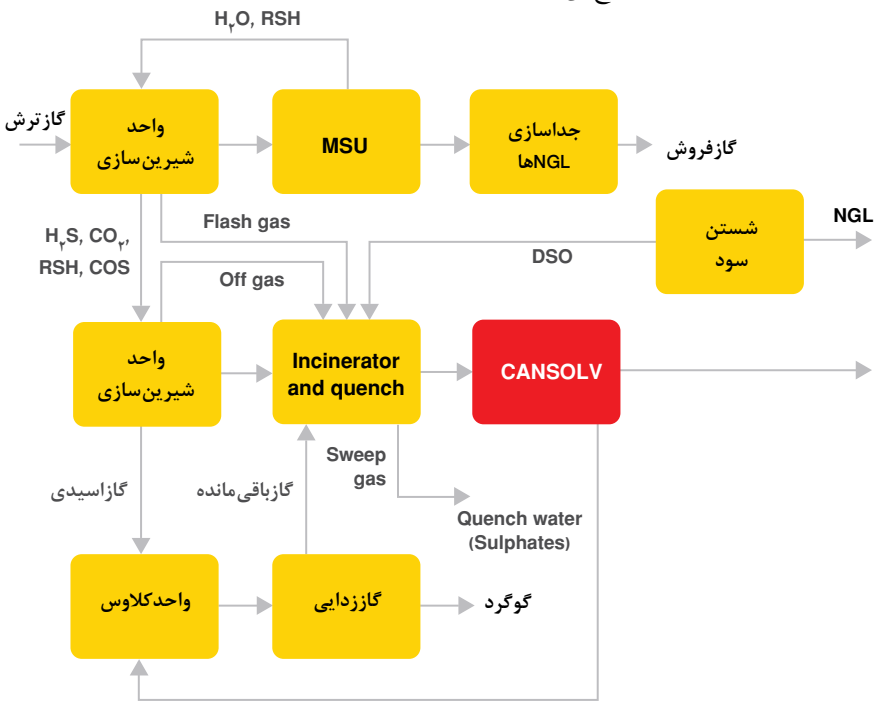
۱۱» فناوری SHAE®

این فرایند، SHAE[Shell Absorber Extraction]، مشابه فرایند SHDL می‌باشد، که قسمت قبل شرح داده شد. برای مقایسه این فرآیند با فرایند اشاره شده می‌توانید شکل ۱۸ را مشاهده نمایید.

۱۲» فناوری ADIP® برای سرویس مایع

این فناوری که برپایه جذب شیمیایی از نوع آمین می‌باشد، مناسب جداسازی عمیق H_2S, CO_2 و COS از جریان LPG و کلاً NGLها می‌باشد. ADIP از محلول آبی آمین نوع دوم DIAP استفاده می‌کند. به صورت نمونه غلظت حلال می‌تواند تا ۵۰ درصد وزنی باشد، به صورت معمول برای شرایط و ترکیب گاز هر منبع لازم است فرایند سفارشی [اختصاصی‌سازی] شود. به همین دلیل چیدمان این فرایند از تنوع زیادی برخوردار است.

یک چیدمان نوعی مناسب جداسازی COS را در شکل ۱۹ مشاهده می‌نماید. در این چیدمان جریان سیال از دوطبقه مخلوط‌کن (Mixer) و ته‌نشین‌ساز (Settler) عبور کرده و سپس وارد یک Coalescer می‌شود. حلال همانگونه که در شکل مشاهده می‌نمایید به جریان سیال اضافه شده و در انتها حلال نیمه غلیظ از پایین Coalescer و LPG تصفیه شده از میانه آن خارج می‌شود.



شکل ۲۰: فرایند Cansolv در چیدمان یک پالایشگاه گاز

این فناوری محدوده وسیعی از غلظت ناخالصی‌ها را با محدوده دمایی و فشار گسترده‌ای پوشش می‌دهد. شل ادعا دارد که از این فناوری می‌توان از صحرا تا قطب استفاده نمود. با این فناوری می‌توان H_2S را تا کمتر از ۱۰ppmw و COS را تا ۵ppmw کاهش داد.

از دیگر مزایای این فناوری کم بودن میزان جذب هیدروکربن، عدم تولید مواد مضر شیمیایی، تامین آسان حلال از بازار و امکان یکپارچه‌سازی با سایر فناوری‌های تحت امتیاز شل می‌باشد. در حال حاضر حداقل ۳۰ واحد با استفاده از این فناوری در پالایشگاه‌های نفت، گاز، کارخانه‌های مواد‌شیمیایی و LNG در سراسر دنیا در حال بهره‌برداری یا ساخت می‌باشد.

۱۳» فناوری Cansolv

این فناوری نو و ابتکاری، پیشنهاد شل برای جداسازی با بازده بسیار زیاد CO_2 و SO_2 از جریان گاز از منابع مختلف نظیر صنایع نفت، گاز، ذغال‌سنگ، نیروگاه، صنایع شیمیایی، معدنی، و همچنین پروژه‌های CCS می‌باشد. این فناوری می‌تواند به عنوان TGTU مشکلات واحد کلاوس را مرتفع کرده و میزان گازهای زیان‌آور خروجی را به حد قابل قبول زیست‌محیطی کاهش دهد. این فناوری تحت عنوان Cansolv TGT+ میزان بازده واحد بازیابی را تا ۹۹/۹۹٪ افزایش می‌دهد و همزمان از پیچیدگی چیدمان این بخش از پالایشگاه می‌کاهد. کاربردهای این فناوری در پالایشگاه گاز عبارتند از تصفیه:

» گاز فلش واحد جداسازی گازهای اسیدی
» گاز تصفیه باقی‌مانده از بخش AGEU
AGEU::Acid Gas Enrichment Unit]
» گاز باقی‌مانده واحد بازیابی گوگرد
» گاز زاید (off-gas) واحد گاززدایی گوگرد
» گاز زاید (off-gas) واحد SWS
SWS::Sour Water Striper
» در تصفیه DSO در فرایندهای فاز مایع
DSO::DiSulphide Oils

شل در مورد این فناوری خود را متعهد به طراحی اقتصادی و سفارشی برای حل مشکلات زیست‌محیطی مشتریان خود می‌داند. SO_2 تولید شده دارای کیفیت عالی و اشباع از آب می‌باشد. این گاز مناسب بازیابی در واحد SRU یا استفاده در واحدهای تولید اسیدسولفوریک می‌باشد.

فرایند: در این فرایند از محلول با غلظت ۲۵٪ وزنی آمین به همراه محلول ۱۰٪ از Amine-bound sulfate به عنوان فعال‌کننده (Activator) و آب استفاده می‌کنند.

این فرایند، برمبنای آمین و احیا آن طراحی شده و از فرایند انتخابی SO_2 و جداسازی CO_2 به صورت Slip

سود می‌برد. گاز[دودکش] ابتدا یکباره سرد(Quench) می‌شود و در طی پیش‌شستشو، اشباع از آب می‌شود. سپس جریان گاز در معرض جریان خلاف جهت محلول آمین قرار می‌گیرد. گاز تصفیه شده از طریق دودکش به جو رها می‌شود. آمین غنی از SO_2 بعد از عبور از مبدل حرارتی به منظور بازیابی انرژی، وارد برج احیا می‌شود. در برج احیا به وسیله بخار، SO_2 به صورت خالص و اشباع از آب بازیابی می‌شود و آمین احیا شده به برج جذب برگشت داده می‌شود.

با توجه به اینکه جریان گاز ورودی می‌تواند حاوی غبار و همچنین عامل‌های اسیدی قوی باشد، به وسیله slipstream از آمین رقیق(Lean) برای معلق کردن و تصفیه و همچنین کنترل سطح اسید استفاده می‌شود.

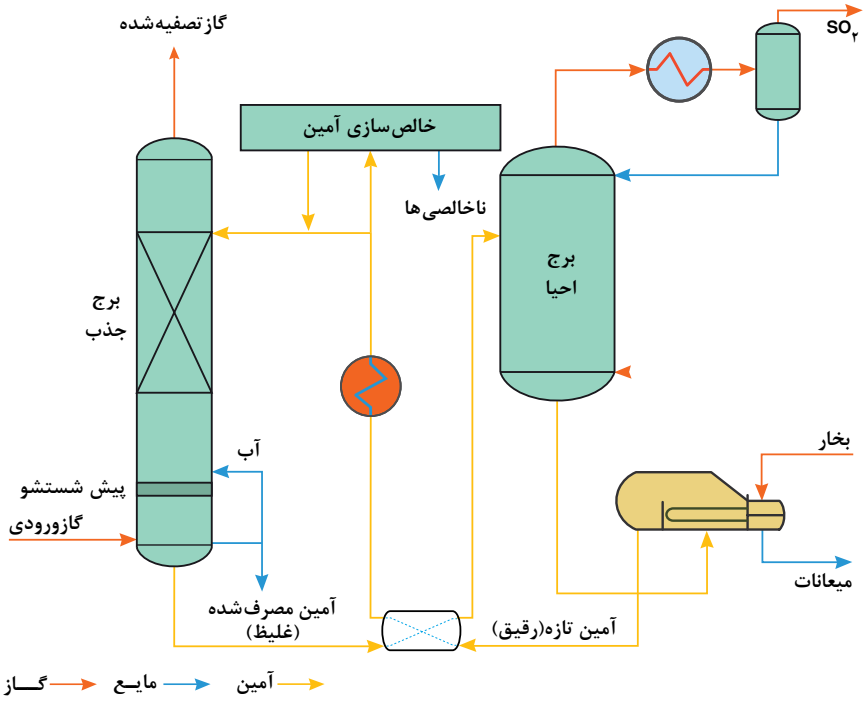
این فرآیند در فشار اتمسفری و دمای ۳۰-۶۵°C و با غلظت SO_2 ورودی تا ۱۵٪ مولی کار می‌کند. برج احیا در فشار مثبت تا ۰/۸bar قرار دارد. با این فناوری می‌توان انتشار گاز دی‌اکسیدگوگرد را تا ۱۰ppmv کاهش داد.

مزایا: این فناوری مزیای متعددی نسبت به پیشنهادهای مشابه دارد. برخی از مزایا عبارتند از:

» افزایش بازده کلی واحد SRU تا ۹۹/۹۹٪
» خلوص تا ۹۹/۹٪ گاز SO_2 خروجی
» کم بودن هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه بهره‌برداری
» حساس نبودن هزینه‌ها به غلظت SO_2 ورودی
» فرار و سمی نبودن حلال این فرایند
» عمر طولانی حلال
» انعطاف‌پذیری بالای فرایند برای جریان گاز و غلظت
» سادگی و عدم پیچیدگی فرآیند
» عدم تولید پسماندهای جامد
» قابلیت اطمینان بالا و هزینه نگهداری کم
» اشغال فضای کم

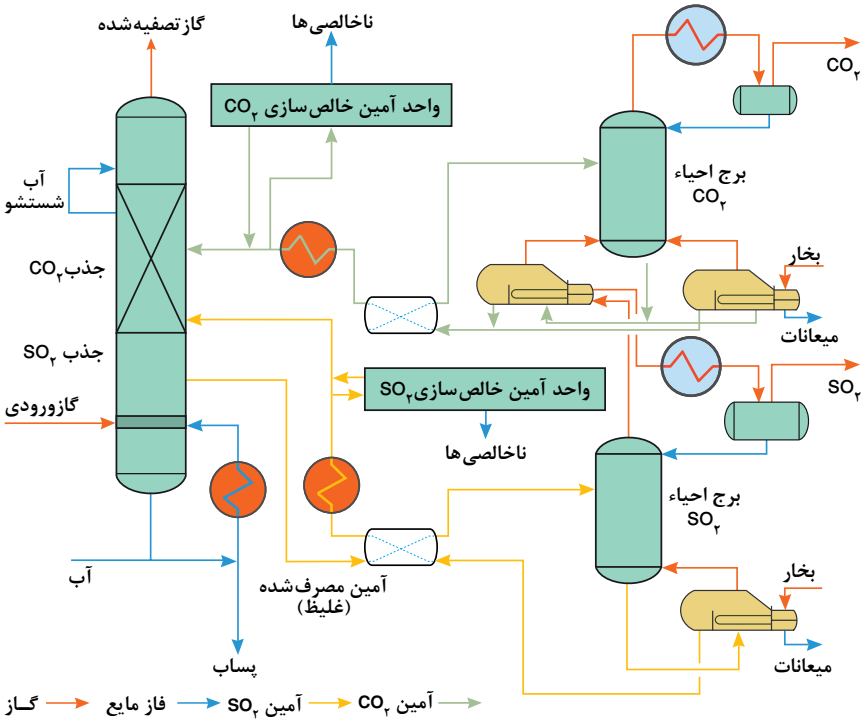
این فرایند متعلق به Cansolv Technologies Inc. بوده و در حال حاضر به صورت کامل به شرکت شل تعلق دارد. تاکنون ۴ واحد با استفاده از این فناوری ساخته شده است. این واحدها عبارتند از:

» واحد ۰/۳MMm³/d گازطبیعی در آمریکا، با SO_2 به میزان ۱٪ مولی در ورودی و ۱۰ppmv در خروجی
» واحد ۰/۸۴MMm³/d ذوب سرب در هند، با مقدار SO_2 به میزان ۱۱٪-۱ مولی در ورودی و به میزان ۵۰ppmv در خروجی
» واحد ۰/۹۶MMm³/d اسیدسولفوریک در آمریکا، با مقدار SO_2 به میزان ۰/۵٪ مولی در ورودی و ۱۵ppmv در خروجی
» واحد ۲۳MMm³/d زغالسنگ در چین، با مقدار SO_2 به میزان ۰/۴٪ مولی در ورودی



شکل ۲۱: فرایند Cansolv SO_2

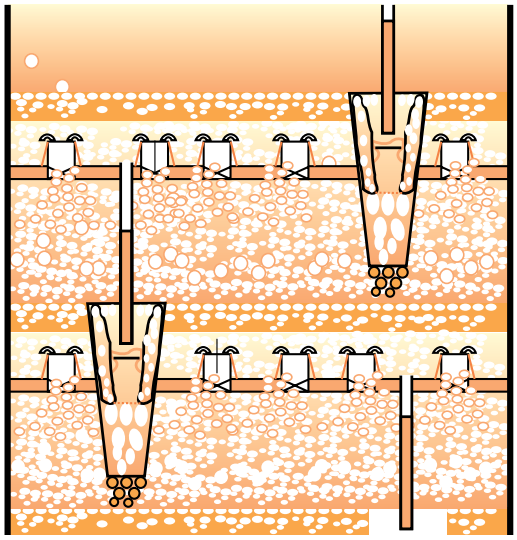
شکل ۲۱ فرایند Cansolv برای تصفیه SO_2 و شکل ۲۲ این فرایند را برای تصفیه CO_2 نشان می‌دهد. همانگونه که اشاره شد این فرایند متعلق به شرکت Cansolv Technologies Inc. می‌باشد. شرکت شل برای کامل کردن بسته فرایندی خود به بیشتر فرایندها را در بخش تحقیق و توسعه خود ابداع کرده یا توسعه داده است. این شرکت فناوری‌هایی را که در اختیار نداشته است از طریق قراردادهای مشارکت بدست آورده یا به صورت کامل دانش‌فنی فناوری را خریداری نموده است. در برخی موارد به صورت کامل یک شرکت خریده شده است.



شکل ۲۲: فرایند Cansolv SO_2

۲ فرایند آب‌زدایی

شـل برای فرایند آب‌زدایی، به ویژه هنگامی که قرار باشد گاز خشـک برای مایع‌سـازی به یک واحد LNG ارسال شود، از فناوری جذب سـطحی به وسـیله غربال مولکولی اسـتفاده می‌کند. علیرغم آنکـه شـل از دانش کافی در زمینـه طراحی، سـاخت و راه‌اندازی واحدهای Molecular sieve برخوردار می‌باشـد، اما این شـرکت ترجیـح می‌دهد بـرای طراحـی این واحـد از دانش‌فنـی و غربال مولکولی تولید شـده توسـط شـرکت‌های UOP یا CECA استفاده نمایـد در این حالت شـرکت‌های یادشـده عـلاوه بر تامیـن مواد مصرفی، مسئولیت طراحی با بازده و کارایی مناسب و گارانتی واحد آب‌زدایی را نیز برعهده دارند. البته باید توجه نمود که برای دستیابی بـه بازده و کارایی بیشـتر شـل با اسـتفاده از همـکاری و اطلاعات شـرکت‌های یاد شـده، واحد آب‌زدایـی را نیز به عنوان بخشـی از راه‌حـل جامع خـود در نظر گرفته و طراحی نموده اسـت و آن را با فرایندهای اشاره شده مجتمع کرده است.



شکل ۲۳: سینی HiFi ساخت Sulzer با نام Shell ConSep

۳ کاتالیست

علاوه بر فرایندهای اشـاره شده و همچنین حلال‌های اختصاصی که شکل برای دستیابی به بـازده و کارایی بـالا در فرایندهای خود ابداع و معرفی نموده اسـت، این شـرکت به موضوع کاتالیسـت‌ها نیـز توجه کافـی داشته‌اسـت. در فرایندهای پالایـش و فـرآوری گازطبیعی به کاتالیسـت‌های متعددی به ویژه در بخش بخش کاتالیستی فرایند کلاوس و بهینه‌سازی سوختن گازها و مواد باقی‌مانده در زباله‌سـوز (Incinirator) نیاز می‌باشد. به دلیل این توجه و استفاده از کاتالیسـت‌های ویژه از یک طرف بازده واحد کلاوس به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد و از طـرف دیگر بخش زباله‌سـوز هم به انرژی کمتری نیاز داشـته و کمتر هـم آلایندگی تولید می‌شـود. به همین دلیل در طرح جامع شـل زباله‌سـوز نیز فرایندی تحت لیسانس بوده و اهمیت دارد. شـرکت شل در این بخش شریک تجاری شرکت CRI/Criterion می‌باشد.

۴ سینی و برج‌ها

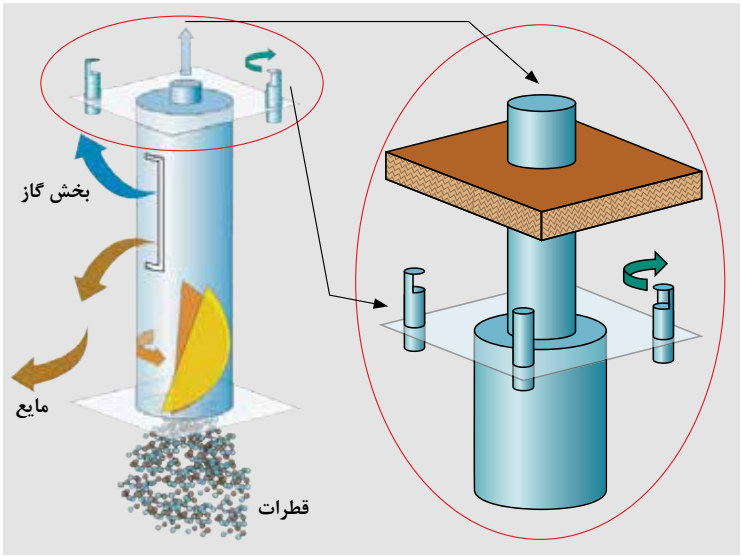
بـرای ارائه یک راه‌حل جامع علاوه بر فناوری، طراحی مفهومی و پایه، تامین مواد مصرفی مناسـب، سـاخت تجهیزات اصلی فرایندی نظیر برج‌ها و مبدل‌های خاص و به ویژه بخش‌های داخلی تجهیزات نظیر سـینی‌ها از اهمیت زیادی برخوردار می‌باشد. به همین دلیل شل نیز به این موضوع توجه خاصی داشـته و طراحی و تولید سـینی‌های HiFi / HiFi Plus trays را بر عهده داشـته است. شـکل ۲۳ یک نمونه سینی با نام ConSep را نشـان می‌دهد. این عنوان از کلمات Con(tact) & Sep(arator) اخذ شده است. این سینی از نوع Shell HiFi است که توسط شرکت Sulzer سـاخته می‌شود. در این نوع سینی برای بالا بردن راندمان و کارایی فرایند جداسازی به کمک نیروی گریز از مرکز انجام می‌شـود. همچنین شـکل‌های ۲۴ و ۲۵ نمونه‌های دیگری از سـینی‌های ساخت Sulzer که به سفارش شل تهیه شده‌اند را نشان می‌دهند.

علاوه بر سـینی طراحی و کیفیت برج‌های مختلف نظیر برج جذب یا برج احیا نیز در فرایندهای گازی از اهمیت زیادی برخوردار می‌باشند به همین دلیل شل غالباً این تجهیزات را به سازندگان معتبـری نظیر Sulzer سـفارش می‌دهد یا در صورت لزوم به سـاخت بومی ایـن تجهیزات را طراحی نموده و بر روند سـاخت آنها نظارت کامل دارد.

۵ سایر تجهیزات

همانند تجهیزات اشـاره شـده کیفیت سـاخت تجهیـزات دیگر نظیر پمپ‌ها، کمپرسـور، اکسـپندر و ... نیز همگی در کیفیت نهایی پالایشـگاه سـاخته شده تحت بسـته فرایندی شل از اهمیت بسـیار زیادی برخوردار می‌باشد. به همین دلیل در همه تجهیزاتی که به فرایند پالایشگاه ارتباط دارند شـل از طریق سیستم مهندسی و سیستم کنترل کیفیت خود دخالت می‌کند.

شکل ۲۴: نمونه‌ای از سینی ساخت Sulzer ویژه فناوری‌های Shell



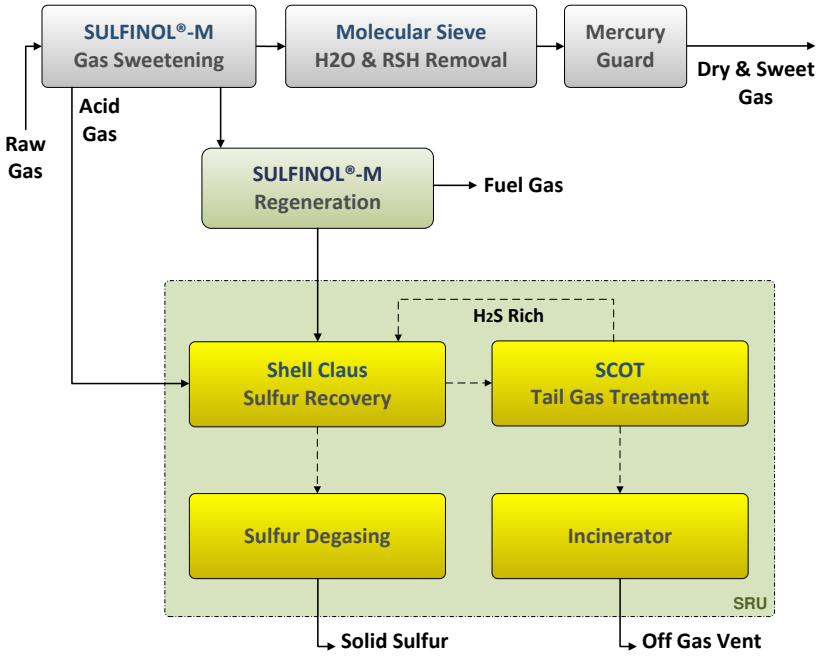
شکل ۲۵: نمونه‌ای از سینی ساخت Sulzer ویژه فناوری‌های Shell

	نام فرایند	شرح
۱	SHAE[Shell Absorber Extraction]	جداسازی LPG از گازطبیعی
۲	Shell ADIP (ADIP and ADIP-X)	شیرین‌سازی Bulk+Deep
۳	Shell ADIP processes for liquid treating	حذف H_2S, CO_2 و COS از LPG یا NGL
۴	SCOT[Shell Claus Offgas Treating]	گازهای باقی مانده
۵	SHDL[Shell Deep LPG Recovery]	جداسازی LPG از گازطبیعی
۶	Shell HCN/COS Hydrolysis	تبدیل HCN و COS
۷	Shell Sulfinol processes (Sulfinol-M, Sulfinol-D and Sulfinol-X)	حذف H_2S, COS و ترکیبات آلی گوگرد دار به همراه حذف یا کاهش CO_2
۸	Shell Sulfur Degassing Process	کاهش میزان H_2S و H_2Sx به کمتر از ۱۰ppmw در گوگرد مایع
۹	SRU	بازیابی گوگرد به روش کلاوس به همراه تخریب آمونیاک
۱۰	SulFerox	محدوده گسترده H_2S
۱۱	Thiopaq O&G process	H_2S
۱۲	Cansolv SO_2/CO_2 Scrubbing	تصفیه گاز دودکش

جدول ۲ : فرایندهای شرکت شل

۶ راه‌حل جامع شل

در قسمت قبل فناوری‌های فرایندی ارائه شده توسط شرکت شل به بررسی شدند. این فناوری‌ها به تنهایی راه‌حل‌های مناسبی برای پالایش و فرآوری گاز نظیر جداسازی گازهای اسیدی و بازیافت گوگرد می‌باشند. اما شل به منظور حضور قوی‌تر در صنعت گاز، عقب نماندن از کورس رقابت در حوزه گازطبیعی و همچنین ایجاد امکان بهینه‌سازی بیشتر و بالابردن بهره‌وری در این حوزه، یک راه‌حل جامع تحت عنوان Shell Global Solution ارائه نموده است. المان‌های این راه‌حل همان فناوری‌های اشاره شده در قسمت قبل می‌باشند که شل با کنارهم قراردادن آنها افزایش بازده، کارایی و عملکرد مجموعه را تضمین کرده است.



شکل ۲۶: چیدمان فرایندی راه‌کارجامع شرکت شل

در فرایندهای شل که در این بسته ارائه شده است، بخش‌های جداسازی گازهای اسیدی و بازیابی گوگرد و فرایندهای مرتبط نظیر گاززدایی از گوگردمایع و تصفیه گازهای باقی‌مانده واحد کلاوس و همچنین فرایندهای آب‌زدایی، حذف گوگرد و بازیابی گازهای زاید و باقی‌مانده لحاظ شده است. باید به این نکته توجه داشت که شل دارای تجربه کافی در طراحی سایر واحدهای پالایشگاه نظیر تاسیسات دریافت و جداسازی لخته‌ها می‌باشد، اما به دلیل آنکه نوآوری خاصی در این مورد ارائه نشده است، شل نیز در راه حل جامع خود به آن اشاره نکرده است. به هرحال در راه‌حل‌های جامع علاوه بر تلاش برای کاهش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، کاهش هزینه‌های تولید، کاهش مصرف انرژی، افزایش بهره‌وری، افزایش کیفیت پالایش یا فرآورده و همچنین کاهش آلاینده‌های منتشرشده در جو نیز اهمیت دارند. این موضوع باعث شده تا فعالیت‌های اصلاحی بر روی شیرین‌سازی، آب‌زدایی و فرآوری گاز متمرکز شود.

جدول ۲ لیستی از فناوری‌های شل در حوزه گاز را نشان می‌دهد. بیشتر این فناوری‌ها مرتبط با پالایشگاه گازطبیعی و برخی دیگر در پالایشگاه‌های گازساختگی یا گاز سنتز نیز کاربرد دارند. شکل ۲۹ یک شکل از چیدمان پیشنهادی شل را نشان می‌دهد. در این چیدمان به صورت مشخص واحدهای شیرین‌سازی، آب‌زدایی، بازیابی گوگرد و همچنین بخش جداسازی جیوه را نشان می‌دهد. بعد از این قسمت جریان گاز که حاوی متان، اتان، پروپان و بوتان و مقدار کمی ترکیبات سنگین‌تر می‌باشد برای جداسازی وارد واحد جداسازی و تفکیک NGLها می‌شود.

منابع

1: www.Shell.com
2: www.ogj.com
3 :www.worleyparsons.com
4: Handbook of Natural Gas Transmission & Processing; Saeid Mokhatab, William A. Poe; Gulf Professional Publishing
5: Gas Processes Handbook, Gulf Publishing Company
6: Fundamentals of Natural Gas Processing; Arthur J. Kidnay, William R. Parrish; Taylor and Francis Group
7: Hydrocarbon Processing 2012 Gas Processes Handbook

[۱]: مطالعه، تحقیق و تنظیم:
مدیریت تحقیق و توسعه شرکت پتروتدبیرپارس:
مهندس محمدرضا نجفی‌زاده، مهندس محمدجعفر بیرامی
معاونت مهندسی شرکت سپانیر:
مهندس امیراکبری