

دانشگاه صنعتی مهند  
دانشکده مهندسی شیمی

پایان نامه کارشناسی

# روش های نوین شیرین سازی گاز طبیعی

پژوهشگر

عدنان حسینی فرح آبادی

استاد راهنما

جناب آقای دکتر مقدس

بهار ۱۳۹۰



# روش های نوین شیرین سازی گاز طبیعی

توسط

عدنان حسینی فرح آبادی

ارائه شده به دانشکده مهندسی شیمی به عنوان بخشی از

فعالیت های تحصیلی لازم برای اخذ درجه کارشناسی

در رشته مهندسی شیمی - صنایع گاز

از دانشگاه صنعتی سهند

تبریز، ایران



## قدردانی

بدینوسیله از استاد گرانقدر جناب آقای دکتر مقدس به جهت انتخاب موضوع پروژه و راهنمایی‌های ایشان برای پیشبرد هرچه بهتر آن تشکر و قدردانی می‌نمایم.

## چکیده

در این مقاله سعی شده است خلاصه‌ای از غالب روش‌های کنونی تصفیه گاز یا شیرین سازی آنکه از زمان‌های گذشته تا به امروز در ایران و سایر کشورهای دنیا استفاده شده است ذکر گردد. جهت تحقیق از برخی مقالات ارائه شده توسط اساتید و دانشجویان دانشگاه‌های صنعتی شریف و Wageningen هلند و نیز کتابچه‌های عملیاتی پالایشگاه خانگیران بهره برده شده است پس از بررسی روش‌های مورد استفاده در ایران و سایر کشورها ذکر این نکته ضروری است که تنها روش شیرین سازی مورد استفاده در ایران، کاربرد آلکانل آمین‌ها است و تا به امروز از روش‌های نوین در کشور ما استفاده‌ای صورت نگرفته، بنابراین شیرین سازی گاز در ایران دارای هزینه بالا و بازدهی پایین در مقایسه با روش‌های جدید می‌باشد.

## فهرست مندرجات

عنوان	صفحه
مقدمه.....	۱۲
فصل اول - گاز طبیعی.....	۱۴
آشنایی با گاز طبیعی.....	۱۴
منشاء گاز طبیعی.....	۱۴
مشخصات گاز طبیعی.....	۱۴
انواع گاز طبیعی.....	۱۵
گاز ساختگی.....	۱۵
گاز سنتز.....	۱۶
گاز شهری.....	۱۷
گاز شیرین.....	۱۷
گاز طبیعی.....	۱۸
گاز طبیعی فشرده.....	۱۸
مایعات گاز طبیعی.....	۲۰
گاز طبیعی مایع.....	۲۰
گاز مایع.....	۲۲

گاز مشعل.....	۲۳
گاز همراه.....	۲۴
تاریخچه مصرف گاز طبیعی در جهان.....	۲۴
تاریخچه صنعت گاز در ایران.....	۲۵
پالایش گاز طبیعی.....	۲۷
مصرف گاز طبیعی.....	۲۸
خلاصه فصل اول.....	۲۹
فصل دوم- شیرین سازی گاز.....	۳۰
نحوه انتخاب فرایند شیرین سازی.....	۳۰
ویژگی های هیدروژن سولفید و متان اتیول.....	۳۱
حذف $H_2S$ از گاز طبیعی دارای فشار بالا.....	۳۲
فرایندهای شیرین سازی گاز.....	۳۵
فرایندهای جذب توسط حلال های شیمیایی.....	۳۵
روش شستشو با کربنات پتاسیم داغ.....	۳۶
روش سیبورد.....	۳۷
فرایندهای جذب توسط حلال های فیزیکی.....	۳۸
روش رکتیسول.....	۳۹

۳۹	..... روش سلکسول
۴۱	..... فرآیندهای جذب توسط حلال های فیزیکی - شیمیایی
۴۱	..... روش سولفینول
۴۳	..... فرآیندهای جذب سطحی
۴۴	..... روش غربال های مولکولی
۴۴	..... فرآیندهای تبدیل مستقیم به گوگرد
۴۵	..... روش استفاده از حلال های اکسید - احیا در فاز مایع
۴۸	..... فرآیندهای بیولوژیکی
۴۹	..... فرآیندهای شل - پاکوس
۵۰	..... فرآیندهای جذب سطحی
۵۵	..... فرآیندهای شیرین سازی با استفاده از روش های بیولوژیکی
۵۵	..... چرخه بیولوژیکی سولفور
۵۷	..... فرآیند بیولوژیکی حذف $H_2S$
۵۷	..... فرآیند <i>Bioscrubber</i>
۵۹	..... نتیجه گیری
۶۰	..... خلاصه فصل دوم
۶۱	..... فصل سوم - پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد سرخس

تاریخچه پالایشگاه .....	۶۱
مجموعه واحدهای عملیاتی فاز اول و دوم پالایشگاه .....	۶۳
واحدهای بازیافت گوگرد .....	۶۴
آب و برق و بخار (واحدهای سرویس وابسته) .....	۶۵
واحدهای تثبیت مایعات نفتی و احیای آب ترش .....	۶۵
واحدهای تقطیر .....	۶۵
مشخصات محصولات تولیدی پالایشگاه .....	۶۶
فرآیند تصفیه گاز در پالایشگاه خانگیران .....	۶۸
سیستم نمزدایی و گردش گاز احیاء .....	۷۰
سیستم گردش آمین .....	۷۲
خلاصه فصل سوم .....	۷۴
ضمیمه A (مشخصات گاز ترش و شیرین ورودی) .....	۷۵
ضمیمه B (مشخصات گاز ترش و شیرین ورودی) .....	۷۶
ضمیمه C (شیرهای کنترلی) .....	۷۷
فهرست منابع و مآخذ .....	۸۰

## فهرست جداول

عنوان

صفحه

جدول (۲-۱): تأثیرات انتشار گاز هیدروژن سولفید روی سلامتی انسان.....	۳۲
جدول (۲-۲): اجزای موجود در گاز طبیعی پیش از تصفیه .....	۳۳
جدول (۲-۳): معایب و مزایای استفاده از غشاء .....	۵۱
جدول (۲-۴): مقایسه روش های شیرین سازی گاز .....	۶۰
جدول (۳-۱): مشخصات گاز خروجی پالایشگاه .....	۶۷
جدول (۳-۲): معیار پذیرش گاز خروجی از پالایشگاه.....	۶۸
جدول (۳-۳).....	۷۱

## فهرست اشکال

عنوان

صفحه

- شکل (۲-۱): شماتیک ۳ فرآیند شیرین سازی گاز ..... ۳۴
- شکل (۲-۲): شستشو با کربنات پتاسیم داغ ..... ۳۷
- شکل (۲-۳): روش سلکسول ..... ۴۰
- شکل (۲-۴): روش سولفینول ..... ۴۳
- شکل (۲-۵): روش غربال های مولکولی ..... ۴۴
- شکل (۲-۶): روش استفاده از حلال های اکسید- احیا در فاز مایع ..... ۴۸
- شکل (۲-۷): فرآیندهای شل - پاکوس ..... ۵۰
- شکل (۲-۸): شمای فرآیند جداسازی گاز  $H_2S$  در یک غشاء الکتروشیمیایی ..... ۵۳
- شکل (۲-۹): چرخه بیولوژیکی سولفور ..... ۵۶

## مقدمه

یکی از فرایندهای اساسی در فراورش گاز طبیعی، جداسازی گازهای اسیدی یا همان شیرین سازی گاز است. در طی این فرایند سولفید هیدروژن، دی اکسید کربن و دیگر گازهای اسیدی از جمله سولفید کربونیل، مرکاپتان‌ها و دی سولفید گوگرد از گاز طبیعی جدا می‌شوند که در این میان نیازهای ایمنی و زیست محیطی به سبب سمی بودن بسیار زیاد سولفید هیدروژن و همچنین جلوگیری از فرسودگی و خوردگی خطوط لوله و تجهیزات انتقال و توزیع گاز، ضرورت جداسازی سولفید هیدروژن را نسبت به جداسازی دی اکسید کربن و سایر ترکیبات اسیدی دوچندان می‌کند. در حالت عمومی، اگر مقدار سولفید هیدروژن موجود در جریان گاز، بیشتر از  $5/7 \text{ mg}$  در هر متر مکعب گاز طبیعی (۴ پی.پی.ام حجمی) باشد به آن گاز ترش گویند، که این اندازه حد نشانه خلوص برای مقدار سولفید هیدروژن موجود در گاز فراوری شده مورد استفاده در خطوط لوله یا برای فروش است.

تکامل انتشار مواد گوگردی نقشی بحرانی در آلودگی هوای منطقه‌ای و رسوب اسیدی ایفا می‌کنند. به ویژه، انتشار گوگرد دی اکسید ( $\text{SO}_2$ ) که ترکیبی از منابع سوختی شامل گوگرد و هوا می‌باشد، از جمله علل مهم ایجاد چنین آلودگی‌های زیست محیطی می‌باشد.

خوشبختانه، از دهه ۱۹۷۰، استراتژی‌های متفاوتی برای مقابله با افزایش سطح  $\text{SO}_2$  در مناطق صنعتی مطرح شده است، مثلاً انتخاب سوخت‌های حاوی گوگرد کمتر، فرایندهای ترکیبی خاص و یا سولفورزدایی از سوخت گازی.

در این مقاله برخی از روش‌های صنعتی و غیرصنعتی حذف این گاز (هیدروژن سولفید) از گاز طبیعی مطرح شده است.

## فصل اول

### گاز طبیعی

#### ۱- آشنایی با گاز طبیعی

##### الف - منشاء گاز طبیعی

بقایای گیاهان و جانورانی که اجساد آنها طی میلیون‌ها سال به قسمت‌های زیرین دریاچه‌ها و اقیانوسهای قدیمی رانده شده بتدریج تجزیه و به صورت عناصر آلی درآمده و بر اثر فشار و گرمای درونی زمین به نفت و گاز تبدیل و در مخازن زیرزمینی و در عمق سه تا چهار هزار متری و با فشار حدود چند صد اتمسفر ذخیره گردیده است.

پالایش و آماده سازی گاز طبیعی برای مصرف گاز طبیعی به هنگام استخراج دارای ناخالصی‌هایی مانند شن و ماسه، آب شور و گازهای اسیدی می‌باشد که در پالایشگاه‌های گاز تصفیه شده و به صورت گاز قابل مصرف درمی‌آید. گاز پالایش شده از طریق خطوط لوله انتقال گاز فشار قوی به شهرها و مراکز مصرف منتقل می‌شود.

##### ب- مشخصات گاز طبیعی

گاز طبیعی گازی است بی‌رنگ، بی‌بو و سبک‌تر از هوا. برای تشخیص نشت گاز، در ایستگاههای دروازه ورودی شهرها به آن مواد بودار کننده اضافه می‌کنند تا ایمنی مصرف کنندگان گاز طبیعی تأمین گردد. گاز طبیعی مورد استفاده در استان خراسان از مخازن گازی سرخس تأمین می‌گردد و ۹۸ درصد آن را گازمتان

تشکیل می‌دهد ( $CH_4$ ). ارزش حرارتی هر متر مکعب گاز طبیعی تقریباً معادل ارزش حرارتی یک لیتر نفت سفید می‌باشد.

### عوامل مؤثر بر سوخت کامل گاز طبیعی و استفاده بهینه از آن

- تأمین هوای کافی برای سوخت کامل گاز. هر متر مکعب هنگام سوختن نیاز به حدود ۱۰ متر مکعب هوا دارد و هرچه شعله آبی رنگ‌تر باشد نشان دهنده رسیدن هوای کافی برای سوخت می‌باشد.
- استفاده از فیلتر گاز در وسایل گازسوز و تمیز کردن به موقع آن
- استفاده از کلاهک تعدیل جریان محصولات احتراق در وسایل گازسوز
- انتخاب ظرفیت (قطر) مناسب برای دودکش‌ها
- عایق‌کاری صحیح مخزن آبگرمکن و منبع دوجداره تبدیل انرژی در موتورخانه و عایق‌کاری منبع انبساط در پشت‌بام
- بیشترین اتلاف انرژی حرارتی در ساختمان‌ها از طریق پنجره‌ها می‌باشد، لذا بکارگیری مصالح ساختمانی مناسب و استفاده از پنجره‌های دوجداره در کاهش مصرف انرژی بسیار مؤثر می‌باشد.

## ۲- انواع گاز طبیعی

### ۲-۱- گاز ساختگی (SUBSTITUTE NATURAL)

گاز ساختگی را می‌توان مانند گاز سنتز از گازسازی زغال سنگ و یا گازرسانی مواد نفتی بدست آورد. ارزش گرمایی این گاز در مقایسه با گاز سنتز بسیار بالاتر است، چون مانند گاز طبیعی بخش عمده آن را گاز متان تشکیل می‌دهد. گاز ساختگی را می‌توان با روش لورگی نیز بدست آورد (همچنین نگاه کنید به لورگی - ره‌رگس فرایند).

## ۲-۲- گاز سنتز (SYNTHESIS GAS)

گاز سنتز گازی است بی‌بو، بی‌رنگ و سمی که در حضور هوا و دمای ۵۷۴ درجه سانتیگراد بدون شعله می‌سوزد. وزن مخصوص گاز سنتز بستگی به میزان درصد هیدروژن و کربن منواکسید دارد. از گاز سنتز می‌توان به عنوان منبع هیدروژن برای تولید آمونیاک، متانول و هیدروژن دهی در عملیات پالایش و حتی به عنوان سوخت استفاده کرد. گاز سنتز از گاز طبیعی، نفتا، مواد سنگین و زغال سنگ بدست می‌آید. معمولاً برای تولید هر یک تن گاز سنتز که در آن نسبت مولی  $H_2/CO = 1$  باشد، به ۵۵/۰ تن متان نیاز است. در صورتی که این نسبت ۳ باشد ۴۹/۰ تن متان لازم خواهد بود. تهیه گاز سنتز از منابع هیدروکربورها امکان پذیر است که به شرح زیر خلاصه می‌شود:

۱- تهیه گاز سنتز از زغال سنگ در فرایند تهیه گاز سنتز از زغال سنگ و یا گازی کردن زغال سنگ بخار آب و اکسیژن در دمای ۸۷۰ درجه سانتیگراد و فشار ۲۷ اتمسفر با زغال سنگ ترکیب می‌شود. محصول حاوی ۲۲/۹ درصد هیدروژن ۴۶/۲ درصد کربن منو اکسید ۷/۸ درصد کربن دی اکسید، ۲۲/۵ درصد آب و ۰/۶ درصد کربن متان و نیتروژن است. پس از جداسازی گاز کربن دی اکسید، محصول برای فروش از طریق خطوط لوله عرضه می‌شود. در نمودار زیر فرایند تولید گاز سنتز از زغال سنگ نشان داده شده است.

۲- تهیه گاز سنتز از مواد سنگین نفتی مواد سنگین نفتی با اکسیژن (نه هوا) در دمای ۱۳۷۰ درجه سانتیگراد و فشار ۱۰۲ اتمسفر ترکیب شده و گاز سنتز تولید می‌کند.

۳- تهیه گاز سنتز از نفتا نفتا با بخار آب در مجاورت کاتالیست نیکل در دمای ۸۸۵ درجه سانتیگراد و فشار ۲۵ اتمسفر ترکیب و گاز سنتز حاصل می‌شود.

۴- تهیه گاز سنتز از گاز طبیعی این روش که در جهان متداول تر است در دو مرحله کراکینگ و خالص سازی، گاز طبیعی به گاز سنتز تبدیل می گردد. در این روش از کبالت، مولیبدیم و اکسید روی به عنوان کاتالیست استفاده می شود.

محصول نهایی حاوی ۸/۸۳ درصد هیدروژن، ۱۴/۸ درصد کربن منواکسید ۰/۱ درصد کربن دی اکسید و مقداری متان نیتروژن و بخار آب است. فرایند تهیه گاز سنتز از زغال سنگ در شکل نشان داده شده است.

## ۲-۳ - گاز شهری (TOWN GAS)

اصطلاحاً به گازی گفته می شود که از طریق خط لوله از یک مجتمع تولید گاز به مصرف کنندگان تحویل می شود. گاز شهری یا از زغال سنگ و یا از نفتا تولید و در مناطقی مصرف می شود که یا گاز طبیعی در دسترس نباشد و یا زغال سنگ ارزان به وفور یافت شود. ترکیب گاز شهری هیدروژن ۵۰٪، متان ۲۰٪ تا ۳۰٪، کربن منواکسید ۷٪ تا ۱۷٪، کربن دی اکسید ۳٪، نیتروژن ۸٪، هیدروکربورها ۸٪.

علاوه بر این ناخالصی های دیگری مانند بخار آب، آمونیاک، گوگرد، اسید سیانیدریک نیز در گاز شهری وجود دارد. به گاز شهری گاز زغال سنگ و یا گاز سنتز نیز می گویند. در ایران گازی که از طریق خط لوله به مشترکین در شهرها عرضه می گردد گاز طبیعی است و ترکیب آن مشابه گاز شهری نیست.

## ۲-۴ - گاز شیرین (SWEET GAS)

گاز شیرین گازی است که هیدروژن سولفید و کربن دی اکسید آن گرفته شده باشد.

## ۲-۵- گاز طبیعی (NATURAL GAS)

گاز طبیعی عمدتاً از هیدروکربوها همراه با گازهایی مانند کربن دی اکسید، نیتروژن و در بعضی از مواقع هیدروژن سولفید تشکیل شده است. بخش عمده هیدروکربورها را گاز متان تشکیل می‌دهد و هیدروکربورهای دیگر به ترتیب عبارتند از اتان، پروپان، بوتان، پنتان و هیدروکربورهای سنگین‌تر ناخالصی‌های غیرهیدروکربوری نیز مانند آب، کربن دی اکسید، هیدروژن سولفید و نیتروژن در گاز طبیعی وجود دارد. گاز چنانچه در نفت خام حل شده باشد گاز محلول (SOLUTION GAS) نام دارد و اگر در تماس مستقیم با نفت از گاز اشباع شده باشد گاز همراه (ASSOCIATED GAS) نامیده می‌شود. گاز همراه یا به صورت محلول در نفت خام است که در مراحل بهره برداری از نفت خام جدا می‌شود و یا به صورت جداگانه از نفت خام اشباع شده حاصل می‌شود.

گاز غیر همراه (NON-ASSOCIATED GAS) از ذخایری که فقط قادر به تولید گاز به صورت تجاری باشد استخراج می‌شود در بعضی موارد گاز غیر همراه حاوی بنزین طبیعی و یا چکیده نفتی (CONDENSATE) استخراج می‌شود که حجم قابل توجهی از گاز را از هر بشکه هیدروکربور بسیار سبک آزاد می‌کند.

## ۲-۶- گاز طبیعی فشرده (COMPRESSED NATURAL GAS)

گاز طبیعی عمدتاً از متان تشکیل شده است و در اکثر نقاط جهان یافت می‌شود (نگاه کنید به گاز طبیعی). گاز طبیعی را می‌توان از طریق خط لوله و یا به صورت گاز طبیعی مایع شده (LNG) با نفتکش حمل نمود. از گاز طبیعی فشرده و یا به اختصار سی‌ان‌جی می‌توان در اتومبیل‌های احتراقی به عنوان سوخت استفاده کرد در حال حاضر حدود یک میلیون وسیله نقلیه در جهان با گاز فشرده حرکت می‌کنند. در ایتالیا

در مقیاس وسیعی از سی‌ان‌جی استفاده می‌شود و در زلاندنو و آمریکای شمالی نیز استفاده از گاز طبیعی فشرده رواج دارد.

ترکیبات گاز طبیعی متفاوت است و بستگی به نوع میدان گازی دارد که از آن بدست آمده است ناخالصی‌ها شامل هیدروکربورهای سنگین، نیتروژن، دی اکسید، اکسیژن و هیدروژن سولفید می‌باشد. در اتومبیل گاز طبیعی فشرده باید در مخزن سنگین و بزرگ و در فشاری برابر ۲۲۰ اتمسفر ذخیره گردد. البته از لحاظ میزان ذخیره و ارزش حرارتی سی‌ان‌جی که حدود ۸/۸ هزار ژول/لیتر است (در مقایسه بنزین حدود ۳۲ هزار ژول می‌باشد) مسافتی که اتومبیل می‌پیماید محدود خواهد بود. علاوه بر این به علت محدودیت تعداد ایستگاه‌ای سوخت‌گیری اتومبیل باید به نحوی طراحی شود که علاوه بر سی‌ان‌جی بتواند از بنزین هم استفاده نماید. مزایای سی‌ان‌جی به شرح زیر است:

۱- موتور در هوای سرد به راحتی روشن می‌شود.

۲- سی‌ان‌جی اکتان بسیار بالایی دارد.

۳- تمیز می‌سوزد و ته نشین کمتری در موتور ایجاد می‌کند.

۴- هزینه تعمیراتی موتور کمتر است.

۵- مواد آلاینده ناچیزی از اگزوز خارج می‌گردد.

معایب سی‌ان‌جی به شرح زیر است:

۱- چون به صورت گاز وارد موتور می‌شود هوای بیشتری در مقایسه با بنزین جایگزین می‌کند و در نتیجه کارایی حجمی پایین‌تری دارد.

۲- مسافت کوتاه‌تری در مقایسه با اتومبیل‌های بنزین طی می‌کند مگر آنکه موتور بتواند علاوه بر گاز از بنزین هم استفاده نماید.

۳- قدرت موتور اتومبیل‌های گاز سوز رویهم‌رفته ۱۵ درصد کمتر از اتومبیل‌های بنزین سوز است.

۴- سایدگی نشیمنگاه شیر که بستگی به میزان رانندگی دارد بیشتر است.

۵- خطر بیشتر آتش سوزی در هنگام تصادف در مقایسه با اتومبیل‌های بنزینی (البته تاکنون در سوابق ایمنی خطر بیشتر ثابت نشده است).

در ایران طرح گاز سوز کردن خودروها یا استفاده از گاز طبیعی فشرده یکی از برنامه‌های اساسی شرکت ملی گاز ایران است در شهرهای شیراز، مشهد و تهران چندین جایگاه تحویل سوخت با تأسیسات و دستگاه‌های جانبی و کارگاه تبدیل سیستم خودروها از بنزین سوز به گازسوز احداث شده و مورد بهره برداری قرار گرفته است و عملیات اجرایی برای ساخت تعداد دیگری ایستگاه در دست اجرا قرار دارد.

### مایعات گاز طبیعی (NATURAL GAS LIQUIDS)

مایعات گاز طبیعی معمولاً همراه با تولید گاز طبیعی حاصل می‌شود. مایعات گازی (Gas liquids) نیز مترادف مایعات گاز طبیعی می‌باشد. مایعات گاز طبیعی را نباید با گاز طبیعی مایع و یا ال ان جی اشتباه کرد مواد متشکله در مایعات گاز طبیعی عبارت است از اتان، گاز مایع (پروپان و بوتان) و بنزین طبیعی (natural gasoline) و یا کاندنسیت (condensate) که درصد هر کدام بستگی به نوع گاز طبیعی و امکانات بهره برداری دارد.

در سال ۱۹۹۶ کل تولید مایعات گاز طبیعی در جهان بالغ بر روزانه ۵/۷ میلیون بشکه بوده که از این مقدار تولید اوپک در حدود ۲/۶ میلیون بشکه در روز گزارش شده است.

### ۲-۷- گاز طبیعی مایع (Liquefied natural gas LNG)

گاز طبیعی عمدتاً از متان تشکیل شده است و چنانچه تا منهای ۱۶۱ درجه سانتیگراد در فشار اتمسفر سرد شود به مایع تبدیل می‌شود و حجم آن به یک شصتدم حجم گاز اولیه کاهش می‌یابد در نتیجه حمل آن در کشتی‌های ویژه به مراکز مصرف امکان‌پذیر می‌شود. برای مایع کردن گاز متان می‌توان آن را تا ۵/۲۵

درجه سانتیگراد زیر صفر خنک نمود و تحت زیر صفر خنک نمود و تحت فشار ۴۵ اتمسفر به مایع تبدیل کرد. این روش از لحاظ اقتصادی مقرون به صرفه است، ولی از طرف دیگر حمل آن تحت فشار زیاد احتیاج به مخازن بسیار سنگین با جدار ضخیم دارد که امکان پذیر نیست و از نظر ایمنی توصیه نمی شود. در نتیجه در فرآیند تولید گاز طبیعی مایع، فشار آن رابه اندکی بیش از یک اتمسفر کاهش می دهند تا حمل آن آسان باشد.

اولین محموله گاز طبیعی مایع یا به اختصار ال ان جی به صورت تجاری در سال ۱۹۶۴ از الجزایر به بریتانیا حمل شد و از آن هنگام تجارت گاکردن امکانات بندری و ذخیره سازی در بنادر بارگیری و تخلیه و همچنین ساخت کشتی های ویژه حمل ال ان جی احتیاج به سرمایه گذاری هنگفتی دارد، در حالی که قیمت فروش گاز طبیعی مایع در حال حاضر در سطح نازلی است. لذا فروشنده و خریدار باید قبلاً نسبت به انعقاد یک قرارداد طولانی ۱۵ الی ۲۰ ساله نحوه قیمت گذاری و سایر شرایط توافق لازم را به عمل آورند.

در تولید گاز مایع چهار مرحله عمده وجود دارد:

۱- جداسازی ناخالصی ها که عمدتاً از کربن دی اکسید و در برخی از موارد ترکیبات گوگردی تشکیل شده است.

۲- جداسازی آب که اگر در سیستم وجود داشته باشد به کریستالهای یخ تبدیل شده و موجب انسداد لوله ها می گردد.

۳- تمام هیدروکربورهای سنگین جدا شده و تنها متان و اتان باقی می ماند.

۴- گاز باقی مانده تا ۱۶۰ درجه سانتیگراد سرد شده و به حالت مایع در فشار اتمسفر تبدیل می شود.

گاز طبیعی مایع در مخازن ویژه عایق کاری شده نگهداری و سپس برای حمل به کشور مقصد تحویل کشتی های ویژه سرمازا (CRYOGENIC TANKERS) می گردد. در حین حمل معمولاً بخشی از گاز تبخیر شده به مصرف سوخت موتور کشتی می رسد. در بندر مقصد گاز طبیعی مایع تخلیه می گردد تا هنگام

نیاز به مصرف برسد قبل از مصرف گاز طبیعی مایع مجدداً به گاز تبدیل می‌شود. در فرایند تبدیل مجدد به گاز سرمای زیادی آزاد می‌شود که می‌توان از این سرما مثلاً برای انجماد مواد غذایی و یا مصارف دیگر تجاری استفاده کرد.

گاز غیر همراه (NON-ASSOCIATED GAS) از می‌ادینی که تنها تولید گاز از آن‌ها به صورت اقتصادی امکان دارد استخراج می‌شود به گاز استخراج شده از میادین نفت می‌عانی که درصد گاز حاصله از هر بشکه هیدروکربورهای مایع شبکه خیلی زیاد است نیز گاز غیر همراه می‌گویند.

گاز کلاهک گاز (GAS CAP GAS) به گازی گفته می‌شود که در کلاهک گاز محبوس شده باشد. حجمی از لایه مخزن در اعماق زمین را کلاهک گاز (CAG CAP) و یا گنبد گاز (GAS DOME) نامیده‌اند که در آن گاز در بالای نفت جمع شود. معمولاً مرتفع‌ترین، یا یکی از مرتفع‌ترین مناطق لایه مخزن محسوب می‌گردد.

## ۲-۸- گاز مایع (LPG)

مایع و یا به اختصار الپی‌جی از پروپان و بوتان تشکیل شده است گازی که در سیلندر نگهداری می‌شود و در منازل مورد استفاده قرار می‌گیرد همان گاز مایع و یا مخلوط پروپان و بوتان است. گاز مایع را می‌توان از سه منبع بدست آورد:

۱- گاز طبیعی غیر همراه: گاز ترو ترش از میدان گاز طبیعی را پس از خشک کردن و گوگردزدایی می‌توان تفکیک کرد و پروپان و بوتان را بدست آورد.

۲- گاز طبیعی همراه: پس از تفکیک و پالایش گاز طبیعی همراه با نفت خام نیز می‌توان پروپان و بوتان آن را جدا نمود.

۳- نفت خام: بخشی از پروپان و بوتان در نفت خام باقی می ماند که می توان آن را با پالایش نفت خام بدست آورد. همچنین در فرایند شکستن ملکولی و یا فرایند افزایش اکتان بنزین نیز، پروپان و بوتان به صورت محصول جانبی حاصل می شود.

در آمیزه گاز مایع درصد پروپان و بوتان بسیار مهم است در تابستان ها که هوا گرم است درصد بوتان را اضافه می کنند، ولی در زمستان با افزایش میزان پروپان در حقیقت به تبخیر بهتر آن کمک می نمایند. معمولاً درصد پروپان در گاز مایع بین ۱۰ الی ۵۰ درصد متغیر است.

در جهان روزانه بیش از ۵ میلیون بشکه گاز مایع مصرف می شود. مصارف گاز مایع در کشورهای مختلف متفاوت است. متوسط درصد مصرف آن طی دهه ۱۹۹۰ در جهان در بخش های مختلف به شرح زیر است:

تجاری و خانگی ۶۰٪، صنایع شیمیایی ۱۵٪، صنعتی ۱۵٪، خدماتی ۵٪، تولید بنزین ۵٪.

هر تن متریک پروپان معادل ۱۲/۸ بشکه و بوتان برابر ۱۱/۱ بشکه است.

گاز مایع را با کامیون های مخصوص خط لوله و یا کشتی های ویژه ای که برای همین منظور ساخته شده است حمل می نمایند.

## ۲-۹- گاز مشعل (FLARE GAS)

هیدروکربورهای سبک ممکن است به صورت گاز از شیرهای ایمنی در دستگاه های بهره برداری، پالایشگاه ها و یا مجتمع های پتروشیمی، گذشته و از طریق مشعل سوزانده شود چنانچه یکی از واحدهای پالایشگاه به علت بروز اشکالاتی در سیستم برق یا آب سردکننده از کار بیفتد لازم است که مقادیر خوراک مجتمع و یا محصولات پالایشگاه از طریق دودکش به مشعل هدایت و سوزانده شود تا از خطرات احتمالی جلوگیری شود.

در مجتمع‌های بزرگ‌تر و مجهزتر معمولاً دستگاه‌های بازیاب نصب شده که می‌توان در مواقع اضطراری بخشی از مایعات و یا گازها را به آنجا هدایت کرد و از سوختن آن‌ها جلوگیری نمود.

## ۲- ۱۰- گاز همراه (ASSOCIATED GAS)

### ۳- تاریخچه مصرف گاز طبیعی در جهان

متصاعد شدن گاز از زمین هم در مکتوبات قدیم و هم در نوشته‌های عصر جدید تحریر شده است. شعله ور شدن گازها توسط رعد و برق و یا عوامل طبیعی دیگر همیشه قابل مشاهده بوده است وجود پدیده‌های مشتعل طبیعی نظیر آتش جاویدان باکو در دریای خزر و چشمه سندان در نزدیک کارستون در ایالت ویرجینیای غربی و... همه نمایی از وجود گاز طبیعی در گذشته است که عموماً هم وقوع آن‌ها توأم با ترس و خرافات طرح می‌گردیده‌اند و بر همین مبنا تا اواخر قرن هفده اعتقاد بر این بوده است که گاز متصاعد شده از حبابهای سطح آب باعث می‌شود تا آب مانند نفت بسوزد و آن را آب جادویی می‌دانستند. اعتقاد بر این است که اول بار چینی‌ها در ۳۰۰۰ سال قبل استفاده عملی از گاز را برای تبخیر آب نمک به عمل آورده‌اند. این گاز بنابر شواهد تاریخی از عمق ۳۰۰ تا ۶۰۰ متر خارج می‌گشته و مورد استفاده بوده است اما استفاده صنعتی از گاز به اوایل قرن هجدهم می‌رسد.

در این سال اول بار شخصی انگلیسی به نام (مرداک) از گاز حاصل از زغال سنگ به صورت مجزا در محل مسکونی خود استفاده نموده است که این تجربه باعث شد از گاز برای روشنایی در فضای باز استفاده نمایند این امر در سالهای ۴-۱۸۰۲ در انگلیس انجام شد. همچنین در سال ۱۸۵۵ با اختراع مشعل بنسن که توسط یک شیمیدان آلمانی به همین نام ابداع شده بود اختلالات و نوسانات شعله‌های گاز کنترل و مهار شد که این اختراع توسط دانشمند آلمانی دیگر (فن ولزباخ) تکمیل شد.

علیرغم کشف مخازن گاز در اواخر قرن ۱۹ در امریکا بدلیل مشکلات حمل استفاده از گاز تا ۱۹۳۰ رونق نداشت. البته سابقه حمل گاز با لوله به سال ۱۸۷۰ برمی گردد. یعنی به عبارتی گازرسانی به محوطه کارخانه سوهر که با استفاده از گاز تمامی محوطه آن روشن شد. همچنین در این هنگام در خانه شخصی و محوطه کارخانه رئیس یکی از کارخانه‌های پارچه بافی منچس‌تر از گاز برای روشنایی استفاده شده است. در این سال سعی گردید با استفاده از لوله‌هایی که از تنه درخت کاج ساخته شده بود گاز را عبور دهند اولین لوله چدنی در سال ۱۸۷۲ در امریکا برای انتقال گاز مورد استفاده قرار گرفته است. اما با پیشرفت در امر لوله سازی در سال ۱۹۲۴ اولین خط لوله چدنی به طول ۳۵۰ کیلومتر در امریکا بین دو شهر مورد استفاده قرار گرفت. اولین سال استفاده از گاز طبیعی در امریکا به سال ۱۸۲۱ باز می‌گردد و اولین چاه گاز با عمق ۹ متر در شهر فردونا به بهره برداری رسیده است. همچنین اولین شرکت در این خصوص در همان کشور در سال ۱۸۶۵ تأسیس و در سال ۱۸۸۵ نود واحد صنعتی در ناحیه پنسیلوانیا از گاز طبیعی استفاده کرده‌اند.

#### ۴- تاریخچه صنعت گاز در ایران

بر اساس برخی نوشته‌های تاریخی ایرانیان در امر استفاده از گاز و دیگر مشتقات نفتی بر سایر اقوام معاصر خود پیشی گرفته‌اند وجود بقایای آتشکده‌ها و معابدی نظیر (آتش جاودانی) نزدیک کرکوک که به مشعل بخت‌النصر معروف بوده در نزدیکی یک مخزن گاز طبیعی واقع بوده است. همچنین بقایای معابد زرتشتیان در نزدیکی مسجد سلیمان، آتشکده آذر گشسب در آذربایجان و... گواهی بر این امر می‌باشند و روشن نگه داشتن آتشکده‌ها در فلات مرکزی و جنوبی ایران و سایر مناطق که محروم از جنگل‌های انبوه بوده‌اند در دوران باستان نیز گواهی بر استفاده از منابع طبیعی دیگر از جمله نفت و گاز بوده است.

آنچه که روشن است مناطق غرب و جنوب غرب ایران از منابع عمده نفت و گاز می‌باشند و در گذشته به دلیل عمق بسیار کم برخی از این سفره‌های زیرزمینی با فرسایش خاک و یا حرکت گسل‌ها و... باعث تراوش مواد نفتی به بیرون شده و ایرانیان متفکر به استناد اسناد تاریخی بسیاری پیش‌تر از فلسطینی‌ها، سومری‌ها و چینی‌ها از نفت و گاز به گونه‌های ابتدایی و تصادفی و بدون برنامه ریزی استفاده می‌کرده‌اند که البته بیشتر این مصارف برای پایدار نگه داشتن آتشکده‌ها بوده است. اما در دوران معاصر و پس از کشف اولین چاههای نفت در ایران رشد بسیار زیادی در صنعت نفت و گاز ایران مشاهده می‌شود که آمارهای موجود گویای این امر می‌باشند.

نخستین اسناد تاریخ در مورد استفاده از گاز در ایران به زمان قاجاریه و سلطنت ناصرالدین شاه مربوط می‌شود موقعی که وی در سال ۱۸۷۳ میلادی به لندن سفر کرده بود. چراغهای گازی که روشنی بخش معابر بودند تعجب وی را برانگیخت و او علاقه‌مند به بازدید از کارخانه چراغ گاز شد وی پس از بازگشت به ایران دستور احداث و استفاده از کارخانه چراغ گاز را صادر کرد در این رابطه گوشه‌هایی از کتاب منتظم ناصری گویای بیشتر اصل مطالب است. اما استفاده محدود از گاز تا سال ۱۹۰۸ میلادی ادامه داشته است که گازهای همراه نفت در آن سال‌ها سوزانده می‌شده است اما پس از رشد تدریجی صنایع نفت استفاده از گاز طبیعی برای تامین سوخت و محرکه‌های کمپورسورها و مولدهای برق و مصارف داخلی منازل سازمانی در مناطق نفت خیز مورد توجه واقع شد و در کنار فعالیتهای اصلی مربوط به نفت کوششهای محدودی برای فراورش و استفاده از گاز نیز انجام گرفت.

اولین تجربه مستقل استفاده از گاز خارج از حوزه مناطق نفت خیز به تغذیه کارخانه جدیدالتأسیس مجتمع کود شیمیایی شیراز بر می‌گردد که توسط وزارت صنایع معادن وقت در سال ۱۳۴۴ احداث و بهره برداری شد و به همین منظور خط لوله‌ای به قطر ۱۰ اینچ و طول تقریبی ۲۱۵ کیلومتر از گچساران به شیراز احداث شد که با نصب یک واحد کوچک نم‌زدائی به بهره برداری رسید و سال‌ها مورد استفاده بوده است.

## ۵- پالایش گاز طبیعی

ظرفیت پالایش و نم زدائی گاز طبیعی ایران با برخورداری از متوسط رشد سالانه ۹ درصدی در دهه اخیر در سال ۱۳۸۰ به ۲۱۱ میلیون متر مکعب در روز رسیده است. با توجه به تمرکز قابل ملاحظه میادین گاز کشور در مناطق جنوبی امکانات پالایشی و نم زدائی کشور نیز عمدتاً در این ناحیه مستقر می باشند.

پالایشگاه بید بلند با ظرفیت ۲۲/۵ میلیون متر مکعب در روز پالایشگاه فجر با ظرفیت ۱۱۰ میلیون متر مکعب در روز و پالایشگاه سرخون با ظرفیت ۷/۱ میلیون متر مکعب ظرفیت نم زدائی در مناطق جنوبی و پالایشگاه شهید هاشمی نژاد با ظرفیت ۴۴/۵ میلیون متر مکعب در روز در شمال شرق کشور از جمله مهم ترین تأسیسات پالایشی کشور به شمار می روند.

برخی از طرحهای پالایشی که طی برنامه پنجساله سوم توسعه به اجرا درآمد به شرح زیر است:

- احداث پالایشگاه عسلویه به ظرفیت ۷۵ میلیون متر مکعب در روز جهت بهره برداری از فازهای ۱ و ۲ و ۳ پارس جنوبی که در حال حاضر در دست اقدام است و بهره برداری از فازهای ۲ و ۳ انجام گرفته و فاز ۱ تا انتهای سال به بهره برداری خواهد رسید.

- احداث پالایشگاه دیگری در عسلویه به ظرفیت ۵۰ میلیون متر مکعب در روز جهت بهره گیری از فازهای ۴ و ۵ پارس جنوبی در دست اقدام می باشد و این طرح در سال ۱۳۸۴ به بهره برداری خواهد رسید.

- احداث پالایشگاه دوم بید بلند به ظرفیت ۵۶ میلیون متر مکعب در روز به منظور پالایش گازهای حوزه پازنان، گچساران و بی بی حکیمه این طرح در سال ۱۳۸۴ به بهره برداری خواهد رسید.

- احداث پالایشگاه پارسیان (فاز اول) به ظرفیت ۵۵ میلیون در روز که در سال ۸۴ به بهره برداری خواهد رسید.

- احداث پالایشگاه پارسیان (بخش اول از فاز دوم) به ظرفیت ۲۱ میلیون متر مکعب در روز که در سال ۸۱ به بهره برداری خواهد رسید.

- احداث پالایشگاه پارسیان (بخش دوم از فاز دوم) به ظرفیت ۲۰ میلیون متر مکعب در روز که در برنامه پنج ساله چهارم به بهره‌برداری خواهد رسید.

- احداث پالایشگاه ایلام به ظرفیت ۶/۸ میلیون متر مکعب در روز جهت بهره‌برداری از منابع گازی تنگ بیجار این پالایشگاه در سال ۸۳ به بهره‌برداری خواهد رسید.

- احداث پالایشگاه گشوی جنوبی به ظرفیت ۱۴ میلیون متر مکعب در روز که در دست مطالعه می‌باشد.

## ۶- مصرف گاز طبیعی

مصرف گاز طبیعی کشور در دهه اخیر با متوسط رشد سالانه ۱۱/۹ درصد در سال ۱۳۸۰ به ۶۷/۸ میلیارد متر مکعب رسیده است بخش نیروگاهی تاکنون بزرگ‌ترین مصرف کننده گاز بوده است. مصرف گاز این بخش طی دهه اخیر از متوسط رشد سالانه بیش از ۱۰ درصد برخوردار بوده به‌طوری‌که از ۹/۵ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۶۸ به ۲۵/۵ میلیارد متر مکعب در سال ۸۰ افزایش یافته است بر اساس پیش بینی‌های انجام شده در برنامه پنجساله سوم توسعه اقتصادی کشور در پایان این برنامه مجموع کل مصرف گاز کشور به ۹۲ میلیارد متر مکعب خواهد رسید.

سهم گاز طبیعی در سبد مصرف انرژی نیروگاهی طی سالهای اخیر از افزایش قابل ملاحظه‌ای برخوردار بوده به طوری که از ۶۱ درصد در آغاز برنامه دوم توسعه به ۷۶ درصد در سال ۱۳۸۰ رسیده است.

ترکیب مصرف گاز طبیعی در سال ۸۰ نشان می‌دهد که نیروگاه‌ها با جذب ۳۷/۶ درصد از کل سبد مصرف گاز کشور بزرگ‌ترین بخش مصرف کننده بشمار می‌روند. بخش خانگی، تجاری و صنعت به ترتیب با دارا بودن سهمی به میزان ۳۳/۳ درصد و ۲۹/۱ درصد از کل سبد مصرف گاز در مراتب بعدی قرار گرفته‌اند.

## خلاصه فصل اول

در این فصل سعی شد تا خواننده با گاز طبیعی، انواع آن و نیز تاریخچه گاز در ایران و جهان آشنا شده و دریابد که ذخایر گاز طبیعی جهان نیز همچون ذخایر نفتی رو به پایان است.

## فصل دوم

### شیرین سازی گاز

#### نحوه انتخاب فرایند شیرین سازی

برای انتخاب فرایند مناسب شیرین سازی بایستی به موارد زیر توجه نمود:

- نوع ناخالصی که باید از گاز ترش جداسازی شود.

- حجم گازی که باید تصفیه شود

- غلظت گازهای اسیدی در گاز ترش

- غلظت گازهای اسیدی در گاز تصفیه شده

- دما و فشار گاز

- تولید گوگرد

- ترکیب هیدروکربن ها در گاز ترش

- Selectivity یا خصوصیت انتخابی فرایند

- مسائل زیست محیطی فرایند

- هزینه و مسائل اقتصادی

تکامل انتشار مواد گوگردی نقشی بحرانی در آلودگی هوای منطقه ای و رسوب اسیدی ایفا می کنند. به

ویژه، انتشار گوگرد دی اکسید ( $SO_2$ ) که ترکیبی از منابع سوختی شامل گوگرد و هوا می باشد، از جمله

علل مهم ایجاد چنین آلودگی های زیست محیطی می باشد.

خوشبختانه، از دهه ۱۹۷۰، استراتژی‌های متفاوتی برای مقابله با افزایش سطح  $SO_2$  در مناطق صنعتی مطرح شده است، مثلاً انتخاب سوخت‌های حاوی گوگرد کمتر، فرایندهای ترکیبی خاص و یا سولفورزدایی از سوخت گازی.

از جنبه‌های مهم کنترل انتشار  $SO_2$ ، می‌توان به تصفیه جریان‌های گازی حاوی هیدروژن سولفید ( $H_2S$ ) اشاره کرد. این مسمومیت می‌تواند در بسیاری از جریان‌های گازی هیدروکربنی مانند گازهای حاصل از دفن زباله، گازهای زیستی (Biogases)، گاز طبیعی، گازهای پالایشگاهی و گازهای سنتز شده، یافته شود.  $H_2S$  توسط واکنش با آهن باعث تشکیل اسید سولفوریک و در نتیجه بارش باران‌های اسیدی می‌شود. از جمله دیگر علل ضرورت زدایش  $H_2S$  می‌توان به مسمومیت شدید آن و بوی بد اشاره کرد. جدا از، گازهای ترش نیز می‌توانند حاوی ترکیبات گوگردی آلی فرار باشند (VOSCها). همانند  $H_2S$ ، بیشتر این ترکیبات سمی هستند و رایج‌ترین VOSC در گازهای زیستی و طبیعی متان اتیول است (و MT)، البته thiolهای بیشتری نیز در طبیعت موجود هستند.

### ویژگی‌های هیدروژن سولفید و متان اتیول

در دمای اتاق و فشار اتمسفری، MT،  $H_2S$ ، هردو به صورت گاز هستند.  $H_2S$  یک اسید ضعیف است که از بیوسولفید ( $HS^-$ ) تشکیل شده است. متان اتیول نیز یک اسید ضعیف با  $pK_a$  برابر ۱۰/۳ (در ۲۵ درجه سانتیگراد) است. هردوی این گازها با غلظت‌های پایین خاصیت سمی دارند، به‌طوری‌که حداکثر غلظت مجاز در شرایط معمول برای  $H_2S$  در هلند 1.6ppm و در آمریکا 10ppm اعلام شده است. در مورد MT نیز حداکثر غلظت مجاز در هلند و آمریکا 0.5ppm ذکر شده که حتی از  $H_2S$  نیز پایین‌تر است. همچنین  $H_2S$  گازی خورنده است، بنابراین خطوط لوله انتقال گاز می‌توانند گازی را منتقل کنند که دارای غلظت  $H_2S$  کمتر از 4ppm باشد.

جدول زیر نشان دهنده تأثیراتی است که انتشار گاز  $H_2S$  روی سلامتی انسان در غلظت‌های متفاوت

می‌گذارد:

$H_2S$ Concentration( ppm )	Health effects
۱	بوی تخم‌مرغ گندیده
۱۰	حد قرار گرفتن حرفه‌ای در معرض این گاز در آمریکا
۲۰	دستگاه تنفس مصنوعی شخصی مورد نیاز است
۱۰۰	احتمال بروز سردرد، تهوع و از دست دادن حس بویایی به مدت ۱۵-۲ دقیقه
۲۰۰	از دست دادن سریع حس بویایی، سوزش چشم و گلو
۵۰۰	عدم تعادل و ادراک، تنگی نفس تا ۲۰۰ دقیقه
۷۰۰	بیهوشی فوری، تشنج

جدول (۱-۲): تأثیرات انتشار گاز هیدروژن سولفید روی سلامتی انسان

### حذف $H_2S$ از گاز طبیعی دارای فشار بالا

گاز طبیعی در شرایط ابتدایی شامل متان می‌باشد ولی می‌تواند هیدروکربن‌های بیشتری را نیز دربرگیرد،

مانند: اتان، پروپان، بوتان و پنتان. در فرایندهای صورت گرفته روی گاز طبیعی، این هیدروکربن‌ها به

صورت محصولات با ارزش تحت عنوان مایعات گازی طبیعی (NGL) جدا می‌شوند.

ترکیب درصد گاز طبیعی پیش از عملیات پالایش در جدول زیر نشان داده شده است.

Compound	Formula	Concentration
Methane	CH <sub>4</sub>	70-90%
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0-20%
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0-20%
Butane	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0-20%
Carbon Dioxide	CO <sub>2</sub>	0-8%
Oxygen	O <sub>2</sub>	0-0.2%
Nitrogen	N <sub>2</sub>	0-5%
Hydrogen sulfid	H <sub>2</sub> S	0-5%
Rare gasses	Ar, He, Ne, Xe	Trace

جدول (۲-۲): اجزای موجود در گاز طبیعی پیش از تصفیه

آلاینده‌های اصلی در گاز طبیعی، کربن دی اکسید ( $CO_2$ ) و  $H_2S$  هستند و غلظت‌های آن‌ها در محدوده‌های وسیعی متغیر است. گاز طبیعی را ترش می‌نامند، اگر غلظت  $H_2S$  موجود در آن از  $5/7 \text{ mg/m}^3$  فراتر رود.

فرآیندهای حذف  $H_2S$  از گاز طبیعی دارای فشار بالا و دیگر گازهای پالایشگاهی به طور کلی به ۳ دسته تقسیم می‌شود:

مقادیر کوچک (کمتر از  $0/2 \text{ ton } H_2S$  در روز)، مقادیر میانه (بین  $0/2$  -  $5 \text{ ton}$  در روز) و مقادیر زیاد (بیشتر از  $50 \text{ ton}$  در روز).

همچنین می‌دانیم که  $H_2S$  گرفته شده از گاز طبیعی به دلیل مسمومیت شدید، نمی‌تواند در محیط منتشر

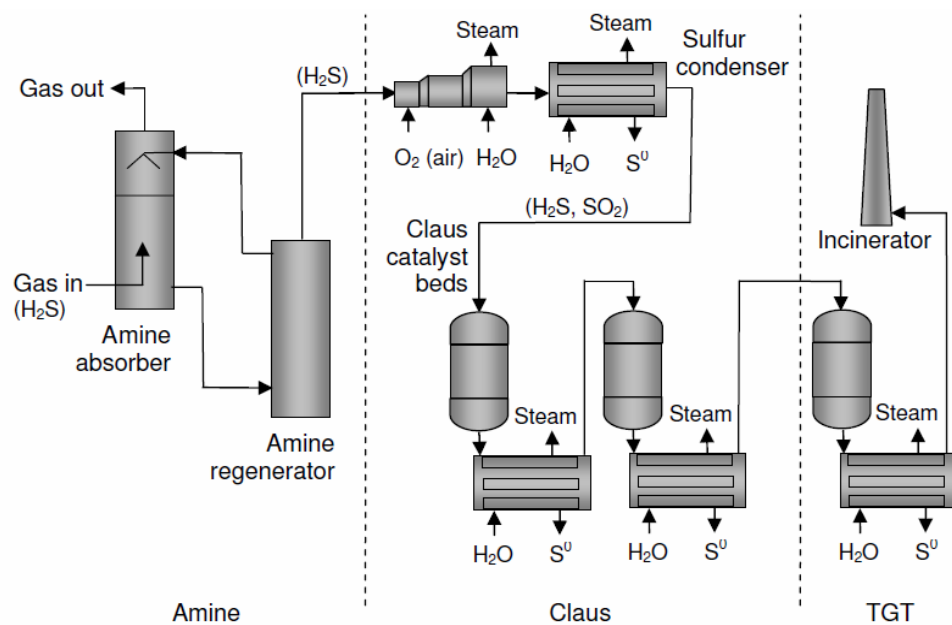
شود. بنابراین باید به صورت ماده‌ای بی‌خطر نگهداری شود. به همین دلیل  $H_2S$  را در فرآیندی به نام Claus

با اکسیژن مخلوط کرده و پس از طی چند مرحله به صورت گوگرد جامد تبدیل و در مخازن مخصوص نگهداری می کنند.

پس از حذف  $H_2S$ ، چون بازدهی شیرین سازی گاز به حد مطلوب نرسیده، برای دستیابی به ۹۹٪

بازدهی حذف  $H_2S$ ، از ۳ مرحله متوالی استفاده می شود که تحت عنوان Tail Gas Treatment (TGT) شناخته می شود.

شکل زیر شماتیک کلی ۳ فرآیند ذکر شده فوق را نشان می دهد.



شکل (۲-۱): شماتیک ۳ فرآیند شیرین سازی گاز

روش های شیرین سازی به طور کلی عبارتند از:

- فرایندهای جذب توسط حلال های شیمیایی

- فرایندهای جذب توسط حلال های فیزیکی

- فرایندهای جذب توسط حلال های فیزیکی - شیمیایی

- فرایندهای جذب سطحی

- فرایندهای تبدیل مستقیم به گوگرد

- فرایندهای شیرین سازی با استفاده از روش های بیولوژیکی

که در این مقاله سعی شده تا ابتدا توضیحی کلی راجع به انواع روش های ذکر شده فوق بیان کرده و سپس ۳ روش شیرین سازی گاز به صورت: جذب توسط حلال های شیمیایی، فرایندهای شیرین سازی به وسیله جذب سطحی و روش های بیولوژیکی را به تفصیل شرح دهیم.

## فرایندهای شیرین سازی گاز

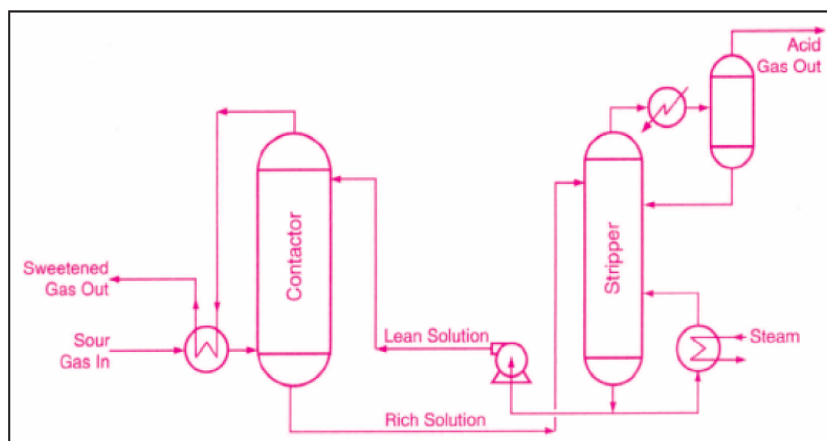
### ۱- فرایندهای جذب توسط حلال های شیمیایی (روش مورد استفاده در پالایشگاه گاز خانگیران)

در این فرایندها عمدتاً از محلول های آلكالینی (آمین ها) یا نمک های آلكالینی (کربنات ها) به عنوان حلال استفاده می شود. این حلال ها با دادن واکنش با گازهای اسیدی توانایی جذب مقادیر زیادی از آن ها را دارند. در این فرایندها می توان با کاهش فشار یا افزایش دما، گازهای اسیدی را از حلال جدا کرد. نمودار فرآیندی این فرایندها به این شکل است که ابتدا گاز با حلال در یک ستون جذب تماس می یابد و سپس حلال استفاده شده، پس از گرم شدن، در یک ستون احیا بازیافت شده و مجدداً به برج جذب برگردانده می شود.

## - روش شستشو با کربنات پتاسیم داغ

این فرآیند توسط شرکت یو. اس. براو توسعه پیدا کرده است. در این فرآیند از محلول کربنات پتاسیم به عنوان حلال استفاده می‌شود. از آنجایی که این محلول تمایل به جذب دی اکسید کربن دارد، اما سولفید هیدروژن را نیز به همراه آن جذب می‌کند، لازم به ذکر است استفاده از این فرآیند برای جریانی که فقط شامل سولفید هیدروژن است مناسب نخواهد بود و به کار بردن این فرآیند تنها در شرایطی که دی اکسید کربن موجود در گاز قابل توجه باشد، توجیه پذیر خواهد بود. هم چنین این فرآیند می‌تواند تا اندازه‌ای سولفید کربونیل و دی سولفید کربن را نیز جداسازی کند. عملیات جذب با استفاده از محلول داغ کربنات پتاسیم، سرعت جذب رابه طور چشم گیری افزایش می‌دهد. مراحل جذب و بازیافت در دماهای مشابه (حدود ۱۱۰-۱۱۶ درجه سلسیوس) انجام می‌شود و لذا این فرآیند نیاز به گرمای زیادی نخواهد داشت.

مزایای این فرآیند عبارتند از: پایداری خوب مواد شیمیایی، نیاز به گرمای کمتر به نسبت واحد آمینی، نیاز به میزان بخار کمتر در مقایسه با فرآیند آمینی، انجام نگرفتن واکنش با هوا، جذب کم هیدروکربن‌ها و ارزان بودن حلال مورد استفاده همچنین برخی از نقاط ضعف این فرآیند نیز عبارتند از: واکنش پذیری کم با سولفید هیدروژن (عمدتاً به حد مجاز خط لوله یعنی ۴ پی.پی.ام حجمی نمی‌رسد)، جذب نکردن مرکپتان‌ها، ترکیب درصد آب بیشتر در گاز فراوری شده و مشکلات خوردگی.



شکل (۲-۲): شستشو با کربنات پتاسیم داغ

## - روش سیبورد

این روش در سال ۱۹۲۰ به وسیله شرکت کوپرز ارایه شد و نخستین فرآیندی است که در آن از مایع قابل بازیافت برای جذب سولفید هیدروژن بهره گرفته شده است. در این روش ابتدا سولفید هیدروژن توسط محلول رقیقی از کربنات سدیم (حلال) جذب شده و آنگاه محلول حاصل به وسیله هوا بازیابی و سولفید هیدروژن به اتمسفر تخلیه می شود. از مهم ترین مزایای این روش می توان به سادگی و جنبه اقتصادی آن و از معایب این فرآیند نیز می توان به این نکات اشاره کرد: تولید تیوسولفات در برج دفع که باعث کاهش قدرت جذب سولفید هیدروژن به وسیله محلول در برج جذب می شود و حذف نشدن سولفید هیدروژن، زیرا در این فرآیند سولفید هیدروژن در نهایت وارد هوا می شود. توضیح کامل تری از نحوه انجام این فرایند در پالایشگاه گاز خانگیران، در ادامه مطلب شرح داده شده است.

## ۲- فرآیندهای جذب توسط حلال های فیزیکی

این روش در سال ۱۹۲۰ به وسیله شرکت کوپرز ارایه شد و نخستین فرآیندی است که در آن از مایع قابل بازیافت برای جذب سولفید هیدروژن بهره گرفته شده است. در این روش ابتدا سولفید هیدروژن توسط این فرآیندها بر پایه انحلال پذیری فیزیکی سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن در حلال تعریف می شوند. انحلال پذیری در درجه اول به فشار جزیی گازهای اسیدی و در درجه دوم به دما بستگی دارد. فشار جزیی بالاتر گازهای اسیدی و دماهای پایین تر انحلال پذیری سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن در حلال را افزایش داده و در نتیجه اجزای گاز اسیدی در جریان گاز را کاهش می دهند. نقطه قوت این فرآیندها آن است که برای دفع گازهای اسیدی نیاز به حرارت نداشته یا مقدار حرارت مورد نیاز اندک خواهد بود و لذا از نظر اقتصادی به صرفه خواهند بود. نقطه ضعف این فرآیندها نیز آن است که هیدروکربن های سنگین موجود در گاز توسط حلال جذب شده و به همراه گازهای اسیدی دفع شده، به هدر می رود.

استفاده از فرآیندهای جذب توسط حلال های فیزیکی در موارد زیر ارجح است:

\* گاز در فشارهای نسبتاً بالا (50psi و بالاتر) در دسترس است.

\* مقدار گازهای اسیدی در خوراک زیاد است.

\* غلظت هیدروکربن های سنگین ( $C_3^+$ ) در خوراک کم است.

\* جداسازی گزینشی سولفید هیدروژن مد نظر است.

معمولاً حلال های فیزیکی قادر به جداسازی سولفید کربونیل، مرکاپتان ها و دی سولفید کربن نیز هستند.

از دیگر نکات قابل ذکر در مورد این حلال ها غیر خورنده بودن و در نتیجه امکان استفاده از فولاد ضد زنگ

در ساخت تجهیزات است. هم چنین فشار بخار پایین آن ها نیز موجب هدررفت کمتر حلال می شود. علاوه

بر این گزینش پذیری بالا برای گازهای اسیدی نسبت به متان و هیدروژن و مونوکسید کربن نیز از دیگر مزایای این حلال هاست.

شکل کلی فرآیندهای جذب توسط حلال‌های فیزیکی به این گونه است که ابتدا حلال با گاز به طور ناهمسو در ستون جذب تماس یافته و حلال، گازهای اسیدی موجود در خوراک را جذب می‌کند. سپس عملیات احیا به وسیله انبساط‌های پیاپی انجام می‌شود و عملیات خالص سازی نیز به وسیله گاز خنثی یا جوشاندن محلول در ستون دفع صورت می‌گیرد.

### - روش رکتیوسول

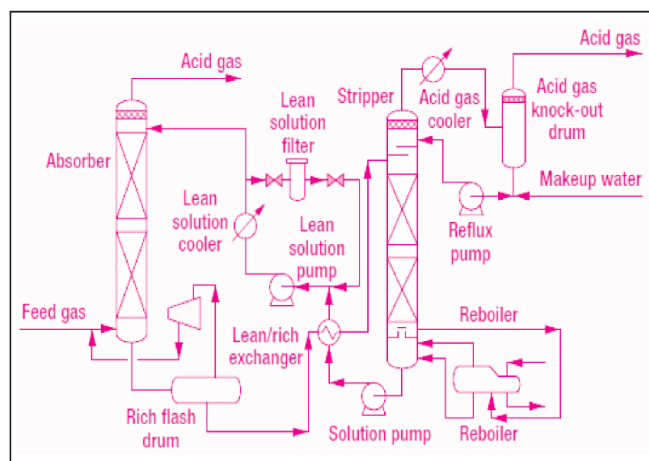
در این فرآیند که توسط شرکت لورگی توسعه پیدا کرده است، از متانول به عنوان حلال استفاده می‌شود. به علت فشار بخار بالای متانول، مرحله جذب در دمای پایین (بین ۳۰- تا ۸۰- درجه سلسیوس) انجام می‌گیرد که این عمل موجب جلوگیری از هدرروی بیشتر حلال می‌شود. بزرگ‌ترین مزیت این فرآیند آن است که حلال مورد استفاده، گزینش‌پذیری بیشتری نسبت به سولفید هیدروژن در حضور دی اکسید کربن دارد و به علاوه توانایی جداسازی سولفید کربونیل را نیز داراست.

از مهم‌ترین معایب این فرآیند می‌توان به شکل پیچیده آن اشاره کرد که نیاز به سردسازی حلال نیز دارد. این امر خود سبب افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی می‌شود. از این فرآیند برای تصفیه گاز طبیعی، در تولید گاز طبیعی مایع شده و همچنین گازهای سنتز استفاده می‌شود و در جهان بیش از ۱۰۰ واحد از این فرآیند موجود است.

### - روش سلکسول

این فرآیند توسط شرکت الید در اوایل دهه ۱۹۶۰ میلادی توسعه پیدا کرده است و تحت لیسانس شرکت یونیون کاربید است. در این فرآیند از دی متیل اتر پلی اتیلن گلیکول به عنوان حلال استفاده می‌شود که این حلال نسبت به سولفید هیدروژن، مرکاپتان‌ها، سولفید کربونیل و دیگر ترکیبات گوگردی گزینش

پذیر بوده و توانایی جداسازی توده‌ای دی اکسید کربن را داراست. حلال این فرآیند از لحاظ شیمیایی و حرارتی پایدار است و فشار بخار کمی نیز دارد که میزان هدرروی حلال را محدود می‌کند. هم چنین این فرآیند به گونه‌ای طراحی شده که محصولات تشکیل شده در این واحد فاسد یا ته‌نشین نمی‌شوند. و در نتیجه به ریکلایمر نیازی نخواهد داشت. استفاده از این فرآیند زمانی اقتصادی است که فشار جزیی گازهای اسیدی در خوراک بالا بوده و هیدروکربن‌های سنگین نیز در خوراک موجود نیست. البته این فرآیند توانایی جداسازی گازهای اسیدی تا مقدار مقرر برای خط لوله را ندارد. بیش از ۵۵ واحد از این فرآیند در جهان برای فراوری گاز طبیعی و گاز سنتز موجود است.



شکل (۲-۳): روش سلکسول

### ۳- فرایندهای جذب توسط حلال های فیزیکی - شیمیایی

چندین فرآیند است که در آنها هم از حلال های فیزیکی و هم حلال های شیمیایی استفاده می شود، که مهم ترین آنها فرآیند سولفینول است.

#### - روش سولفینول

این فرآیند توسط شرکت شل در اوایل دهه ۱۹۶۰ میلادی طراحی شده و برای جداسازی سولفید هیدروژن، دی اکسید کربن، سولفید کربونیل، دی سولفید کربن، مرکاپتان ها و پلی سولفیدها از گاز طبیعی و گاز سنتز استفاده می شود.

در فرآیند سولفینول- دی از مخلوطی از سولفولن (دی اکسید تترا هیدرو تیوفین) که یک حلال فیزیکی است و دی ایزوپروپانول آمین که یک حلال شیمیایی است و آب به عنوان حلال استفاده شده است. از این فرآیند زمانی استفاده می شود که جداسازی سولفید هیدروژن، دی اکسید کربن و سولفید کربونیل به طور کامل مدنظر است. در فرآیند سولفینول-ام هم از مخلوط متیل دی اتانول آمین، سولفولن و آب به عنوان حلال استفاده شده و در زمانی که جداسازی گزینش پذیر سولفید هیدروژن در حضور دی اکسید کربن و جداسازی بخشی از سولفید کربونیل مدنظر است، استفاده می شود. هر دو نوع حلال مقدار گوگرد موجود در گاز تصفیه شده خروجی را تا حدی (محلول سولفینول-ام به کمتر از ۴۰ پی.پی.ام حجمی) کاهش می دهند و توانایی جداسازی مرکاپتان ها را نیز دارند. ممکن است در این فرآیند نسبت سولفولن، آب و حلال شیمیایی (دی ایزو پروپانول آمین یا متیل دی اتانول آمین) با توجه به خصوصیات خوراک و مشخصات نهایی محصول تغییر کند.

استفاده از حلال های شیمیایی و فیزیکی در این فرآیند باعث شده که فواید هر دو نوع حلال ها از جمله افزایش ظرفیت حلال به خاطر استفاده از حلال فیزیکی و رسیدن غلظت گازهای اسیدی به مقدار بسیار کم

در گاز شیرین خروجی به خاطر استفاده از حلال شیمیایی، در این فرآیند در اختیار قرار گیرد. اما نقطه ضعف اساسی فرآیند جذب با حلال فیزیکی یعنی جذب هیدروکربن‌های سنگین هم چنان باقی خواهد بود.

از دیگر مزایا و معایب استفاده از این فرآیند می‌توان به نکات زیر اشاره کرد:

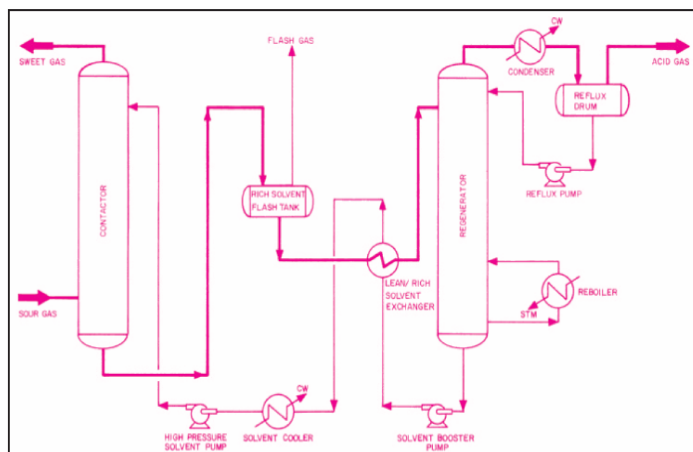
- به انرژی کمی نیاز دارد.

- میزان خوردگی کمی ایجاد می‌کند.

- زمانی که دی اکسید کربن را جداسازی می‌کند به ریکلایمر نیاز پیدا می‌کند.

همچنین این فرآیندها از هزینه و پیچیدگی بیشتری در مقایسه با فرآیندهای با استفاده از حلال‌های فیزیکی، برخوردار است اما به گرمای بسیار کمتری در مقایسه با فرآیندهای آمینی نیاز دارد. این فرآیند کاربرد وسیعی در تصفیه گاز طبیعی (به‌خصوص در صنعت گاز طبیعی مایع شده) دارد زیرا این فرآیند توانایی جداسازی دی اکسید کربن به اندازه مناسب برای واحدهای گاز طبیعی مایع شده (۵۰ پی. پی. ام) را داراست. حدود ۲۰۰ واحد از این فرآیند در جهان تحت بهره برداری است، که در بیشتر آن‌ها از سولفینول-دی به عنوان حلال استفاده کرده‌اند.

نمودارهای فرآیندی این روش از لحاظ فیزیکی مثل روش شیرین سازی آمینی است با این تفاوت که داشتن مخزن تبخیر آبی برای فرآیندهای آمینی که در فشار پایین عملیات تصفیه را انجام می‌دهند اختیاری است؛ ولی برای واحد سولفینول الزامی خواهد بود، زیرا در این فرآیند هیدروکربن‌ها انحلال پذیری نسبتاً بیشتری در حلال دارند و تعبیه نشدن مخزن تبخیر آبی منجر به غلظت بالای هیدروکربن‌ها در گاز اسیدی و در نتیجه احتمالاً منجر به مشکلات عملیاتی در واحدهای بازیافت گوگرد به روش کلوس خواهد شد.



شکل (۴-۲): روش سولفینول

#### ۴- فرآیندهای جذب سطحی

هنگامی که درجه خلوص خیلی زیاد برای گاز در نظر گرفته شود، فرآیندهای جذب سطحی مناسب هستند. جاذب‌های سطحی معمولاً برای عملیاتی که نیاز به گردش پیوسته آن‌ها است مناسب نیستند، زیرا مسایل مکانیکی در پی خواهد داشت و از نظر سائیدگی خطرپذیری زیادی دارند. به همین دلیل، جاذب‌ها معمولاً در بسترهای ثابت و با دوره‌های عملکرد تناوبی به کار می‌روند. واحدهای جذب سطحی مشابه تاسیسات بستر ثابت طراحی می‌شوند و معمولاً دارای دو یا سه بستر هستند. عملیات واحدهای جذب سطحی ساده است ولی طراحی آن‌ها پیچیده است.

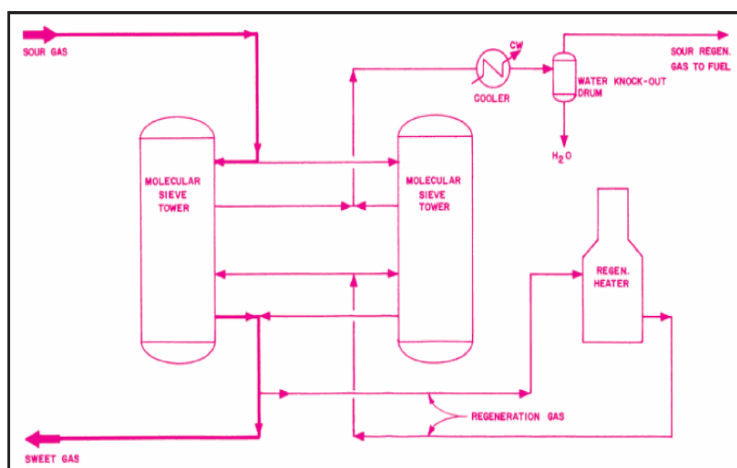
از مهم‌ترین فواید استفاده از فرآیندهای جذب سطحی می‌توان به نکات زیر اشاره کرد:

- توانایی جداسازی مرکباتان‌ها
- ایجاد میزان خوردگی کم
- جداسازی آب به طور هم زمان

ضعف عمده استفاده از این گروه از فرایندها این است که عملیات بازیافت جاذب‌های سطحی به وسیله صرف انرژی حرارتی زیادی صورت می‌گیرد.

## - روش غربال‌های مولکولی

غربال‌های مولکولی (ژئولیت‌های سنتزی) که برای شیرین سازی گاز به کار می‌روند، ترکیبات سیلیکواآلومین هستند که می‌توانند به طور همزمان آب و گازهای اسیدی را جداسازی کنند و آب موجود در جریان گاز را به میزان بسیار کمی (نزدیک به ۱۰ درصد پی.پی.ام حجمی) برسانند. این غربال‌ها در رویارویی با جریان گاز حاوی مقادیر اندک دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن نیز مناسب هستند.



شکل (۵-۲): روش غربال‌های مولکولی

## ۵- فرایندهای تبدیل مستقیم به گوگرد

پس از جداسازی سولفید هیدروژن به منظور جلوگیری از آزاد شدن آن در جو، یا باید آن را سوزاند یا به گوگرد تبدیل کرد. از آنجا که سوزاندن سولفید هیدروژن منجر به تولید و انتشار گاز سمی دی اکسید

گوگرد می شود که خود باعث ریزش باران های اسیدی خواهد شد، در نتیجه ملاحظات زیست محیطی تبدیل آن به گوگرد مورد تاکید روز افزون است.

لازم به ذکر است که فقط روش استفاده از حلال های اکسید- احیا در فاز مایع به عنوان یکی از سه گروه اصلی فرآیندهای تبدیل مستقیم به گوگرد، جزء روشهای شیرین سازی گاز محسوب می شود. دو گروه دیگر فرآیندهای تبدیل مستقیم به گوگرد که شامل فرآیندهای کلوس و فرآیندهای شستشو با محلول های قلیایی است، به عنوان مکمل فرآیندهای شیرین سازی گاز عمل می کنند و به تنهایی شیرین سازی جریان های گازی را ندارند.

### - روش استفاده از حلال های اکسید - احیا در فاز مایع

این فرآیند متشکل از واکنش های اکسیداسیون در فاز مایع و در حضور کاتالیزورهای فلزی است. ساخت این نوع کاتالیست ها به نام حلال های اکسید- احیا به دهه ۱۹۷۰ میلادی بر می گردد. این کاتالیست ها از نظر عارضه های زیست محیطی و ابعاد اقتصادی انتخابی مناسب برای تصفیه گازهای طبیعی حاوی مقادیر کم گوگرد هستند. در اولین فرآیندهای این شاخه، از سوسپانسیون های اکسید فلزی استفاده شده است اما فرآیندهای جدیدتر شامل کمپلکس های فلزی در محلول است. این کاتالیزورها گاز طبیعی یا گاز ترش را به صورت مستقیم و در شرایط محیط شیرین سازی می کنند. این مسأله در یک مرحله انجام می شود و طی آن سولفید هیدروژن به طور مستقیم به گوگرد تبدیل می شود. از دهه ۱۹۷۰ میلادی، شرکت های بزرگ چند کشور صنعتی، این کاتالیزورها را ساختند و واحدهای صنعتی تصفیه گاز را با استفاده از این کمپلکس ها به سرعت طراحی و نصب کردند، به طوری که در عرض دو دهه، این روش در سراسر دنیا به کار گرفته شد. امروزه این فرآیندها نقش مهمی را در بازیافت گوگرد از منابع مختلف سولفید هیدروژن ایفا می کنند و توانایی بازیافت گوگرد به میزان بیش از ۹۹ درصد را دارند. هنگامی که تولید

گوگرد بیش از ۲۰ کیلوگرم و کمتر از ۲۰ تن در روز باشد از این فرایندها به منظور حذف مستقیم سولفید هیدروژن از گاز طبیعی استفاده می شود.

از مهم ترین معایب این گروه از فرایندها می توان موارد زیر را نام برد:

- ایجاد کف

- ایجاد گرفتگی در تجهیزاتی مانند لوله ها و مبدل های حرارتی

- عدم امکان استفاده در فشارهای بالا (بیش از 100psig)

- گران بودن کاتالیزورها

فرایندهای زیادی در این گروه قرار دارند که تفاوت اکثر آنها در نوع کاتالیزور مصرفی است. در فرایندهای استرترفورد و سولفولین از کاتالیزورهای بر پایه وانادیم و در فرایندهای سولفینت، لوکت و سولفروکس از کاتالیزورهای بر پایه آهن

استفاده شده است. البته از آنجایی که مقداری وانادیم در گوگرد بازیافت شده وجود دارد و محدودیت های زیست محیطی، دفع گوگرد حاوی وانادیم را به مشکلی جدی تبدیل کرده است، فرایندهایی که از کاتالیزورهای با پایه آهن استفاده می کنند به دلیل عملکرد بهتر و ساده تر و تطابق بیشتر با مقررات زیست محیطی از موفقیت بیش تری برخوردار بوده اند. حدود ۱۰۰ واحد فرآورش گاز با روش لوکت و حدود ۲۰ واحد فرآورش گاز با روش سولفورکس در جهان موجود است.

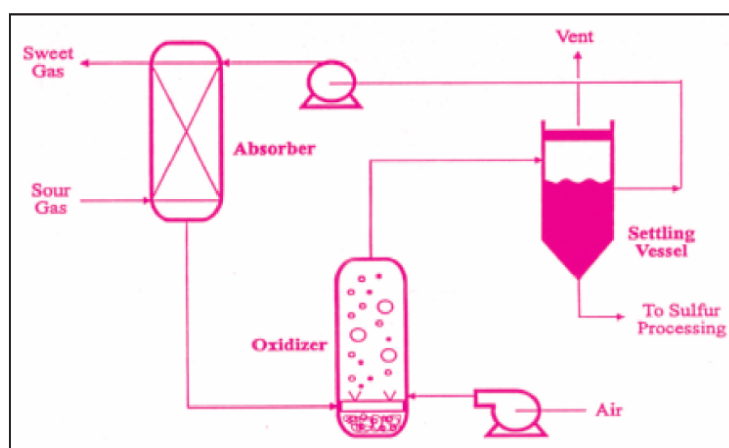
نمودار فرآیندی این گروه از فرایندها به این شکل است که گاز ترش از پایین برج جذب وارد آن شده و با محلول کاتالیست تماس پیدا می کند. محلول کاتالیست، سولفید هیدروژن را از جریان گاز جدا کرده و تبدیل به عنصر گوگرد می کند. گاز شیرین از بالای برج خارج شده، محلول حاوی کاتالیست و اجزای گوگردی به مخزن اکسید کننده می روند که در آنجا گوگرد ته نشین شده و کاتالیست با دمیدن هوا احیا

می شود. سپس گوگرد در ظرف ته نشینی جداسازی شده و محلول حاوی کاتالیست ها به برج جذب برگردانده می شود.

فرآیند سولفیران به عنوان یکی از روشهای استفاده از حلال های اکسیداسیون - احیا است. در این فرآیند تک مرحله ای جداسازی سولفید هیدروژن از جریان های گازی و تبدیل مستقیم آن به عنصر گوگرد به وسیله محلول کاتالیست کیلات آهن (مخلوطی از کمپلکس آهن و اتیلن دی آمین تترا استیک اسید) به روش کولت صورت می گیرد. این فناوری توسط پژوهشگاه صنعت نفت ایران توسعه یافته است. این فناوری تا پیش از این در انحصار شرکت های آمریکایی بوده و تفاوت فرآیند سولفیران با روش مشابه آمریکایی آن در غلظت کاتالیست این فرآیندها است.

مزایای استفاده از فرآیند سولفیران عبارتند از:

- حذف کامل سولفید هیدروژن به صورت تک مرحله ای و تبدیل مستقیم آن به گوگرد
  - کارکرد سامانه در فشار و درجه حرارت پایین در مقایسه با فرآیندهای متداول
  - انعطاف پذیری فرآیند در مقابل نوسانات اندازه جریان گاز (خوراک)
  - قابلیت بازیافت فرآیند در مقابل نوسانات سولفید هیدروژن در خوراک
- این فرآیند برای واحدهای صنعتی که ظرفیت گوگرد تولیدی آنها کمتر از ۲۰۰ تن در روز است، از نظر اقتصادی به صرفه تر از تمامی فرآیندهای دیگر است. اولین واحد نیمه صنعتی آن در پالایشگاه گاز فجر جم کنگان ایران به ظرفیت ۴۵۰ هزار فوت مکعب گاز در خرداد ۱۳۸۷ راه اندازی شده است. پیش بینی می شود در صورتی که بهره برداری از این واحد بدون مشکل خاصی صورت بگیرد، آینده روشنی برای این روش به خصوص در مکان هایی که فضای کمی برای نصب دستگاه ها همانند سکوها ی نفت و گاز در دریا وجود دارد، در پیش است.



شکل (۶-۲): روش استفاده از حلال های اکسید - احیا در فاز مایع

## ۶- فرآیندهای بیولوژیکی

از آنجا که در فرآیندهای زیستی بعضی مشکلات مهم معمول در فرآیندهای شیرین سازی گاز با استفاده از حلال های فیزیکی و شیمیایی مانند هزینه های نسبتاً بالای مواد شیمیایی، کاتالیست ها و دفع ضایعات، برطرف شده اند و از آنجا که فرآیندهای زیستی در دما و فشار محیط رخ می دهند و مصرف انرژی در آنها به حداقل می رسد، استفاده از فرآیندهای زیستی شیرین سازی گاز از اهمیت بسزایی برخوردار خواهد بود. این فرآیندها از اوایل دهه ۱۹۸۰ میلادی مورد توجه قرار گرفته اند ولی فقط تعداد کمی از این فرآیندها در مقیاس صنعتی به کار گرفته شده اند.

در این فرآیندها ابتدا با استفاده از یک کاتالیست مانند حلال های اکسید- احیا، سولفید هیدروژن گازهای ترش جداسازی شده و به عنصر گوگرد تبدیل می شود. سپس کاتالیست مورد استفاده توسط میکروارگانیسم هایی مثل تیوباسیلوس فروکسیدان و با استفاده از هوا بازیافت می شود. در حقیقت فرآیندهای زیستی را می توان به عنوان گروهی از فرآیندهای تبدیل مستقیم به گوگرد قلمداد کرد.

## - فرآیندهای شل - پاکوس

این فرآیند زیستی توسط شرکت‌های شل و پاکوس در اواخر دهه ۱۹۹۰ میلادی توسعه یافته است و می‌تواند به منظور حذف مستقیم سولفید هیدروژن از گاز طبیعی در شرایط تولید گوگرد بیش از ۱۰۰ کیلوگرم و کمتر از ۵۰ تن در روز مورد استفاده قرار گیرد. در این فرآیند به کمک محدود سود، سولفید هیدروژن جداسازی شده و سپس با استفاده از میکروارگانیزم‌هایی از نژاد تیوباسیلوس به گوگرد عنصری تبدیل می‌شود.

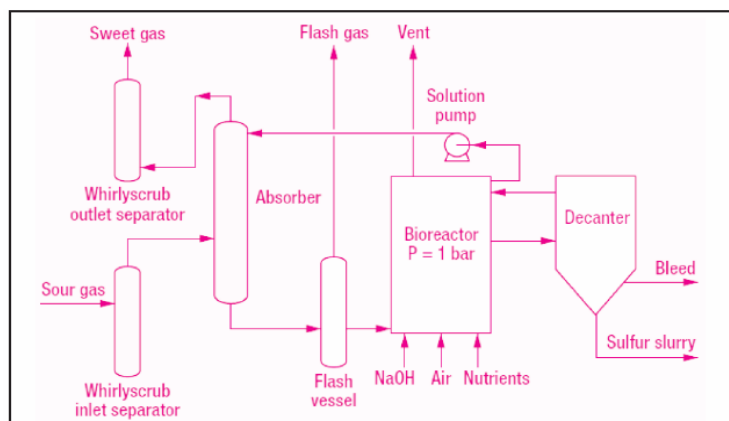
نقاط قوت این فرآیند عبارتند از:

- نیاز نداشتن به حرارت برای احیای کاتالیست
- نیاز نداشتن به حرارت برای احیای کاتالیست
- توانایی بازیافت گوگرد به میزان بیش از ۹۹ درصد
- ارزان‌تر بودن کاتالیزورها در مقایسه با حلال‌های اکسید - احیا
- قابل استفاده در فشارهای بالا (تا حدود 70bara)
- توانایی کاهش میزان جزء سولفید هیدروژن در گاز تصفیه شده خروجی به کمتر از ۵ پی.پی.ام

## حجمی

- ایجاد نشدن گرفتگی در تجهیزات

نمودار فرآیندی این روش به این صورت است که ابتدا جریان گاز ترش، با محلول سود در برج جذب تماس پیدا می‌کند، سپس محلول سود غلیظ از سولفید هیدروژن به بخش احیا فرستاده می‌شود و در آنجا که شامل یک مخزن اتمسفری هوادهی است، سولفید هیدروژن به طور زیستی به گوگرد عنصری تبدیل می‌شود.



شکل (۷-۲): فرآیندهای شل - پاکوس

### فرآیندهای جذب سطحی (شیرین سازی در بستر جامد)

در این نوع فرایند اساس کار جذب سطحی گازهای اسیدی روی سطح جامد و یا واکنش اجزای فاز جامد است. کاربرد این نوع فرایندها در مواردی است که غلظت، کم تا متوسط باشد. یکی از این روش‌ها شیرین سازی گاز توسط غشاها می‌باشد که مفصلاً به نحوه انجام آن اشاره خواهیم کرد.

سیستم غشایی شامل آماده سازی یک سطح تماسی ثابت برای جذب تنظیم شدت جریان‌ها و کاهش عملیات (زمانی) و هزینه تمام شده برای این کار می‌باشد. معایب اصلی استفاده از غشاء علاوه بر اینکه مقاومت در برابر انتقال جرم را افزایش می‌دهد می‌تواند اثرات زیانباری بر روی سرعت کلی انتقال جرم داشته باشد. مزایا و معایب استفاده از غشاء بطور مختصر در جدول (۱) مورد بحث و بررسی قرار گرفته که با توجه به مزایای آن می‌توان از معایب آن چشم‌پوشی کرد.

همچنین بازده بالا برای حذف  $H_2S$  در این سیستم‌ها توسط عملکرد فاکتورهایی از قبیل خالی کردن، کف کردن و طغیان کردن محدوده یا به عبارتی کنترل می‌شود.

مزایا	معایب
جدا بودن فازهای مایع و گاز	افزایش مقاومت غشاء در طول غشاء
سطح تماس ثابت	امکان برگشت جریان گاز
طراحی بسیار ساده و آسان	امکان رسوب غشاء
وزن کم و سطح انتقال جرم بالا	طول عمر محدود غشاء
عدم وجود قسمت‌های متحرک	محدود شدن مراحل تعادل بواسطه تحمیل اختلاف فشار

جدول (۲-۳): معایب و مزایای استفاده از غشاء

## ۱- استفاده از غشاء توخالی پلی پروپیلن

یک غشاء فیبری توخالی از پلی پروپیلن (HF) می‌تواند برای جذب و حذف  $H_2S$  از جریان گاز مورد استفاده قرار گیرد. مادامیکه محلول  $Water-NaOH$  به صورت ناهمسو<sup>۱</sup> درحفره‌های فیبری و خوراک درون پوسته کناری غشاء نمونه در جریان باشد، نیروی محرکه انتقال جرم، اختلاف غلظت خواهد بود و حذف صورت می‌گیرد. این فرآیند برای حذف حدود ۹۶٪ از  $H_2S$  در غلظت  $50\% - g/L$  و  $pH-13$  از فاز گاز در یک بار عبور کردن از غشاء موثر خواهد بود. خواص اصلی این سیستم‌های غشایی شامل فراهم آوردن سطح ثابت برای جذب، تجزیه از شدت جریان‌ها و کاهش عملیات و پایین آوردن هزینه نگهداری به علت نبودن قسمت‌های متحرک خواهد بود.

از معایب اصلی غشاءهای جاذب افزایش مقاومت در برابر انتقال جرم<sup>۲</sup> می‌باشد که توسط غشاء اعمال می‌شود و می‌تواند اثرات زیانباری بر روی سرعت کلی انتقال بگذارد. این نوع غشاءها کاربردهای متفاوتی

<sup>۱</sup>. Counter-Current

<sup>۲</sup>. Mass Transfer

<sup>۳</sup>. Blood Oxygenation

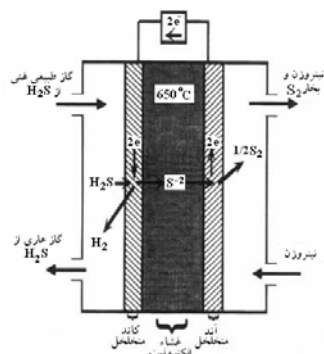
دارند؛ می توانند برای اکسیژناسیون خون<sup>۱</sup>، برای جذب تعدادی از اسیدها و گازهای آکالین از قبیل: دی اکسیدکربن، سولفور، آمونیاک و غیره از درون حلالهای مختلف یا حلالهای آبی (آب، سود، و ...) بکار گرفته شوند.

برای جذب، از غشاهایی با اندازه حفرات micro استفاده می شود که می تواند برای حذف گازهای نامطلوب بدون هیچ مشکلی در سیستم های متداول استفاده شود. در این قبیل سیستم ها حذف دریک فاز گاز و جاذب مایع در جریان متقابل در آن طرف غشاء رخ می دهد و انتقال جرم گاز مایع در دهانه حفرات غشاء صورت می گیرد.

## ۲- استفاده از غشاء الکتروشیمیایی

از یک غشاء الکترو شیمیایی بهبود یافته با گاز زغال سنگ نیز می توان برای جداسازی گاز استفاده کرد. از این سیستم هم برای حذف  $H_2S$  و هم برای حذف  $H_2O$  می توان استفاده کرد. عنصر هیدروژن در این فرآیند بسیار غنی می باشد بازده متوسط حذف  $H_2S$  بالاتر از ۹۰٪ در هر مقدار ورودی خواهد بود، بازده کلی جریان نیز نزدیک ۱۰۰٪ در غلظتهای زیاد جریان ورودی خواهد بود.

در غلظتهای بالا در حدود 60ppm دمای عمایات بسیار پایین تر است (تقریباً  $50^{\circ}C$ ). برای جلوگیری از ذوب شدن کاتد، سولفید نیکل استفاده می کنند.  $H_2S$  به طور ذاتی یک جریان گازی خام می باشد و باید ابتدا توسط مراحل قابل قبول جذب شود. یک فرآیند جداسازی غشاء الکتروشیمیایی در دمای بالا در شکل (۲) نشان داده شده است. این فرآیند دارای مزایایی نسبت به روشهای حذف دیگر است مانند اینکه: این روش در نزدیکی نقطه تبخیر زغال سنگ قابل اجرا خواهد بود.



شکل (۲-۸): شمای فرایند جداسازی گاز  $H_2S$  در یک غشاء الکتروشیمیایی

فرآیند تمیز کردن گاز ترش که محتوی  $H_2S$  می باشد با عبور از روی کاتد به صورت ذره ای صورت می گیرد.

در اینجا اگر غشاء توانایی این را داشته باشد که از نفوذ گازها از سمت کاتد جلوگیری کند گاز بی اثر می تواند یونهای سولفید اکسید شده را در جریان پایین دست، برای متراکم کردن عنصر سولفور قرار دهد. انتقال  $H_2S$  از فاز گاز به کاتد توسط فیلم نفوذ کنترل می شود. ماکزیمم غلظت جریان حلال وابسته به غلظت  $H_2S$  می باشد.

غشاهای نگهدارنده عالی الکترودهای نیکل با تخلخل زیاد به ما این اجازه را می دهند که  $H_2S$  را در غلظتهای پایین حذف می کنیم، با وجود اینکه در شبیه سازی غلظت، مقدار دی اکسید کربن و آب زیاد می باشد، می توان در غلظتهای پایین حتی با 25ppm ورودی، بالای ۹۰٪ حذف رابدست آورد.

### ۳- استفاده از فیلتر کربن بیولوژیکی

از کربن فعال شده دانه دانه (GAC) می توان به عنوان ماده حمایت کننده برای جذب گاز  $H_2S$  استفاده کرد و از مزایای این روش می توان ظرفیت بالای جذب  $H_2S$  را نام برد. در این سیستم حذف  $H_2S$  از گازهای زائد یا گاز طبیعی با غلظتهای بالا که حاوی گاز  $H_2S$  می باشد با استفاده از بیوفیلتر صورت می -

گیرد. کربن فعال شده دانه دانه ، به عنوان یک ماده حمایت کننده برای تثبیت میکروارگانیزم ها استفاده می-شود. ویژگیهای اصلی ماده حمایت کننده، دانسیته ی توده ، مساحت سطح ویژه و مقدار PH آن می باشد

سیستم غشاء بیوفیلتر می تواند در غلظت های بالای  $H_2S$  در گاز طبیعی و گازهای زائد، جداسازی را بطور کاملاً موثر انجام دهد. در این سیستم بطور متوسط ۹۸٪ انتقال جرم صورت می گیرد که دوره فعالیت آن ها بطور میانگین ۱۷۰ روز می باشد. این سیستم ها نسبت به تغییرات دمایی حساس بوده و در دماهایی حدود ۴۵ درجه سانتیگراد ماکزیمم بازده را از خود نشان می دهد و پدیده اسیدی شدن ناچیزی در طول دوره عمل در این سیستم اتفاق می افتد. رطوبت پائین مورد نیاز بیوفیلتر از مزایای دیگر این سیستم می باشد.

غشاء بیوفیلتر پتانسیل چشمگیری برای حذف گاز  $H_2S$  از مخلوط گازهای طبیعی و زائد از خود نشان می-دهد.

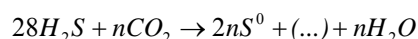
آزمایشات انجام شده بر روی غشاءهای جاذب فیبر توخالی HF نشان داده است که این تکنولوژی می تواند برای حذف  $H_2S$  و با بازده بیش از ۹۰٪ و در PH ۱۳ با نسبت گاز به مایع  $G/L$  در حدود ۵۰ مفید باشد. همچنین غشاء الکترولیتی با توجه به متغیر بودن عملکرد با ولتاژ و بازده بالای آنها در حذف  $H_2S$  از سیستم گازی، نمی تواند در مقایسه با دو روش ذکر شده، مناسب برای صنعتی کردن این سیستم باشد. از طرفی با توجه به رشد روز افزون صنعت بیو در جهان و کم هزینه بودن این سیستم در مقایسه با سیستم های مشابه، منطقی است که از این روش های گران قیمت استفاده کمتری ببریم. از نظر اقتصادی می توان سیستم های غشایی را برای حذف مواد نامطلوب با بیوفیلترهای مسطح و استفاده از آن در شدت جریان های بالای گاز استفاده کرد و مقادیر نهایی به هزینه تهیه غشاء وابسته خواهد بود.

## فرآیندهای شیرین سازی با استفاده از روش های بیولوژیکی

### چرخه بیولوژیکی سولفور

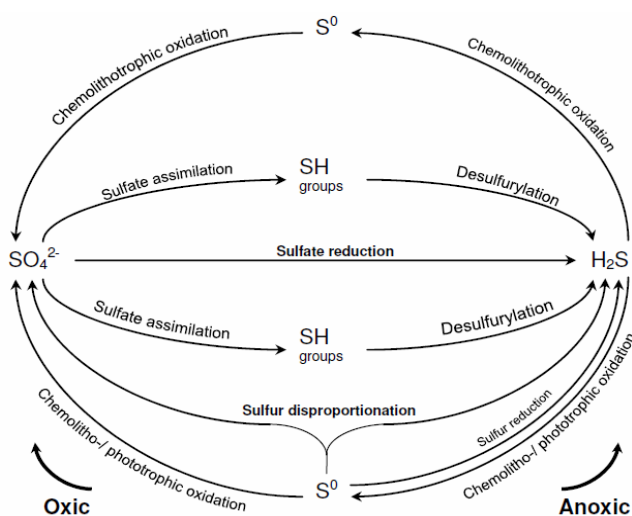
تبدیل چرخه ای عنصر گوگرد بین واصل اکسیداسیون  $+۶$  و  $-۲$ ، نقشی حیاتی در طبیعت ایفا می کند. کاهش مداوم و همچنین اکسیداسیون ترکیبات سولفور توسط باکتری، در چرخه ی بیولوژیکی سولفور گرد هم آمده اند (شکل ۱-۲). ترکیبات گوگردی اکسید شده مثل (سولفات) به عنوان یک گیرنده ی الکترون در metabolic Pathways در محدوده ی وسیعی از باکتری های بی هوازی استفاده می شوند، و این در حالی است که ترکیبات گوگردی باقیمانده (مثل سولفید) به عنوان الکترون دهنده برای باکتری های Phototrophic بی هوازی و یا فراهم کننده انرژی برای رشد باکتری بدون رنگ گوگردی استفاده می شوند. برای تبدیل  $H_2S$  از جریان های گازی، گوگرد آخرین محصول حاصله است که می تواند از فاز محلول جداسازی شده و به عنوان یک فلز ارزشمند خام قابل استفاده مجدد باشد.

اکسیداسیون  $H_2S$  توسط باکتری اکسید کننده ی گوگردی (SOB) به طور کلی به دو قسمت فرآیندی Phototrophic و Chenotrophic تقسیم می شود، واکنش فرآیند Phototrophic تحت شرایط بی هوازی به صورت زیر است:



که در این واکنش سولفید به عنوان یک الکترون دهنده برای تبدیل کاهش  $CO_2$  به کربوهیدرات ها با استفاده از نور به عنوان منبع انرژی عمل می کند.

شکل کلی چرخه بیولوژیکی سولفور به صورت زیر است:



شکل (۹-۲): چرخه بیولوژیکی سولفور

در بخش فرآیند Chemotrophic اکسیداسیون، واکنش‌های صورت گرفته با در نظر گرفتن انرژی

آزادشده گیس، به صورت زیر است:



مطالب فوق الذکر تعاریفی کلی بود راجع به چرخه بیولوژیکی گوگرد که یکی از روش‌های

حذف  $H_2S$  از گاز طبیعی است، اکنون به نحوه انجام این فرآیند می‌پردازیم:

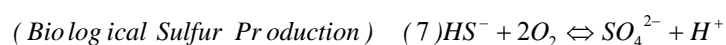
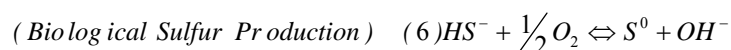
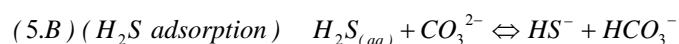
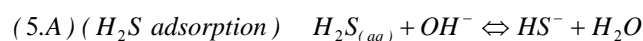
فرآیند بیولوژیکی حذف  $H_2S$ 

## فرآیند Bioscrubber

یکی از قدیمی ترین و رایج ترین کاربردهای تصفیه ی بیولوژیکی گاز، تصفیه توسط هوای خروجی در تصفیه خانه های فاضلابی است. در سراسر جهان بیش از ۱۵۰۰۰ عدد از این سیستم در حال کار وجود دارد که اکثر آنها متعلق به انواع biotricking و biofilter هستند.

بر طبق تحقیقات انجام شده در دهه ۱۹۸۰ دانشگاه Wageningen راجع به کاربردهای بیولوژیکی چرخه گوگردی این نتیجه حاصل شد که می توان از اصول bioscrubber برای تصفیه گازهای ترش مانند گازهای زیستی و یا گازهای مخازن استفاده کرد.

در یک ستون جذب، سولفید از گاز به داخل مقدار کمی مایع قلیایی جذب می شود. (معادلات 5A و 5B) مایع بازی باقیمانده از قسمت زیرین برج جذب جمع آوری شده و مستقیماً وارد مرحله بعدی می شود، راکتور زیستی. در اینجا هوا در قسمت تحتانی به جهت اکسیداسیون میکروبیولوژیکی سولفید محلول به عنصر سولفور اولیه جمع آوری می شود (معادله ۶). طی این فرآیند، یون های هیدروکسید که در مرحله ی اول مصرف شده اند، تولید شده و مایع قلیایی را احیا می کنند. مایع قلیایی احیا شده برای حذف مداوم  $H_2S$  در ستون جذب می چرخد. گوگرد بیولوژیکی تولید شده نیز بر مبنای گراویتی جداسازی می شود.



در شرایط دارای اکسیژن اضافی، اکسیداسیون کامل  $H_2S$  به سولفات رخ می دهد (معادله ۷) عمده ترین معایب تشکیل سولفات عبارتند از:

- تشکیل عنصر گوگرد قابل استفاده مجدد کمتر
- تشکیل پروتون ها، واکنش را بسمت اسیدی شدن پیش می برد
- یون های سولفات باید توسط افزودن آب جایگزین و تشکیل بخار، از بین بردند.
- جهت جلوگیری از اکسیداسیون کامل  $H_2S$  و تشکیل سولفات، فرآیند در شرایط حاوی اکسیژن محدود انجام می شود. ازجمله مزایای بیوتکنولوژی مربوط به تکنولوژی های فیزیک- شیمیایی ذکر شده در بخش های فوق می توان به موارد زیر اشاره کرد:
- بازده بالای حذف هیدروژن سولفید از گاز ترش
- فرآیند کنترلی ساده
- امکان انجام عملیات در دمای محیط
- امکان انجام عملیات در محدوده وسیعی فشاری (0-80bar)
- هزینه های عملیاتی پایین
- بهره برداری اقتصادی از عنصر گوگرد تولیدی

طبق تحقیقات صورت گرفته ی فوق، یکی از روش های شیرین سازی گاز، استفاده از باکتری ها یا روش های بیولوژیکی (دارای پایه زیستی) می باشد که امروزه کشورهای مختلفی از این روش برای حذف  $H_2S$  از گاز ترش استفاده می کنند ولی متأسفانه در اشل صنعتی کاربرد این نوع شیرین سازی کمتر از برخی روش های سنتی مانند استفاده از انواع آمین است. بنابراین در ادامه به شیرین سازی گاز ترش با استفاده از مایعات قلیایی که در اینجا آمین ها هستند، می پردازیم و نحوه انجام این فرآیند در پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد (خانگیران) را به تفصیل بررسی می کنیم.

## نتیجه گیری

شیرین سازی یکی از فرآیندهای اصلی فرآوری گاز طبیعی است و فرآیندهای زیادی به این منظور در جهان موجود است. با توجه به حجم عظیم ذخایر گازی ایران و میزان سولفید هیدروژن این مخازن نیاز به توجه و سرمایه گذاری ویژه ای به فرآیندهای شیرین سازی گاز طبیعی در کشورمان وجود دارد. علی رغم کاربری گسترده روش شیرین سازی به کمک آمین و تمامی مزایای آن، به حداقل رساندن غلظت سولفید هیدروژن نیازمند صرف انرژی بسیار زیادی برای بازیابی حلال آمین خواهد بود. هم چنین خوردگی، افت کارایی محلول و کف کردن، از دیگر معایب استفاده از آمین است که این معایب در روش های جایگزین (فرآیندهای غیر آمینی) مرتفع شده است. در نتیجه با توجه به مزایای فرآیندهای غیر آمینی در دهه های اخیر، این گروه فرآیندها به عنوان روشی مناسب و اقتصادی برای شیرین سازی گاز در جهان مطرح و به طور وسیعی مورد استفاده قرار گرفته اند، به طوری که مثلاً امروزه در بخش عمده ای از صنعت گاز طبیعی مایع شده جهان از فرآیند سولفینول برای شیرین سازی گاز استفاده می شود.

به نظر می رسد با توجه به ارزش بالای گوگرد در بازارهای جهانی و مزایای زیست محیطی ناشی از نسوزاندن سولفید هیدروژن در برج های مشعل، در آینده فرآیندهای تبدیل مستقیم به گوگرد از ارزش خاصی در بین فرآیندهای غیر آمینی شیرین سازی گاز طبیعی در جهان برخوردار شوند.

در جدول زیر برخی از روش های شیرین سازی گاز، ذکر شده در این مقاله، با یکدیگر مقایسه شده اند:

نوع فرایندها	محدوده مورد استفاده	شرایط عملیاتی	میزان شیرین سازی گاز	مزایا	معایب
جذب توسط حلال های شیمیایی	طراحی شده برای کاربردهای خاص	- در دماهای پایین (دمای گاز ترش ورودی حدود ۱۱۰ درجه فارنهایت) - در فشارهای پایین تا متوسط (بین ۷۰ تا ۳۶۰ psi)	تا ۱ پی. پی. ام. سولفید هیدروژن (با استفاده از دبی بالای حلال)	فناوری شناخته شده	خوردگی
جذب توسط حلال های فیزیکی	طراحی شده برای کاربردهای خاص	- در دماهای پایین (بین ۸۰- تا ۸۰ درجه فارنهایت) - در فشارهای بالا (بین ۵۰۰ تا ۱۲۰۰ psi)	تا ۱ پی. پی. ام. سولفید هیدروژن	توانایی حذف آلاینده ها با حجم زیاد	مصرف بالای توان <sup>۱</sup>
جذب سطحی	جزء سولفید هیدروژن گاز ترش ورودی کم تر از ۱۰ تا ۲۰ پی. پی. ام.	- در دماهای بین ۶۰۰ تا ۷۵۰ درجه فارنهایت - قابل استفاده در فشارهای مختلف	تا ۵۰ پی. پی. ام. <sup>۲</sup> سولفید هیدروژن	استفاده آسان	جاذب غیر قابل بازیافت
تبدیل مستقیم به گوگرد (با استفاده از حلال های اکسید- احیا در فاز مایع)	میزان گوگرد بازیافتی کمتر از ۲۰ تن در روز	- در دماهای پایین (دمای گاز ترش ورودی حدود ۱۱۰ درجه فارنهایت) - در فشارهای بین ۱۵ تا ۶۰۰ psi (ولی عموماً در فشارهای کم مورد استفاده قرار می گیرد)	ضریب جداسازی بالای ۹۹/۹ درصد سولفید هیدروژن	هزینه کم	کیفیت پایین گوگرد بازیافت شده

جدول (۴-۲): مقایسه روش های شیرین سازی گاز

## خلاصه فصل دوم

در این فصل سعی بر این بود که انواع روش های شیرین سازی گاز که در حال حاضر در ایران و سایر

کشورهای جهان مورد استفاده هستند به همراه نحوه انجام فرایند هریک توصیف شوند.

در ادامه مطلب ابتدا نگاهی کلی به پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد داشته و سپس فرایند شیرین سازی

را تشریح می کنیم.

## فصل سوم

### پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد سرخس

#### ۱- تاریخچه پالایشگاه

سرخس را ساریکا نیز گفته اند نقطه ای پر جنب و جوش در شمال شرق ایران روزگاری افتخار میزبانی از امام هشتم شیعیان جهان را بر تارک خود داشت و بر سر راه جاده ابریشم گذرگاهی بود. مفاخر بزرگی در دل خود به یادگار دارد از جمله عارف بزرگ لقمان بابا، شیخ ابولفضل محمدبن جنبی پیر و مرشد عارف شهید ابوسعید ابوالخیر و ...؛ اما امروز مشعلی بر جاده ابریشم است و همچون نگینی از الماس بر تمام کشور نورافشانی می کند.

گاز طبیعی مشترکین ۶ استان کشور را تامین مینماید نگاه آینده شهر بزرگ مشهد به آب سد دوستی دوخته شده است. بخش اعظمی از غلات و صیفی جات مورد نیاز استان خراسان از این منطقه تامین می شود و نقطه تلاقی اتصال راه آهن ایران به آسیای میانه و چین و منطقه ویژه اقتصادی سرخس نوید رونق تجارت در آینده ای نه چندان دور را از این نقطه بشارت می دهد و همه اینها با حضور مردمی خونگرم، دلاور و... با قومیت ها و نژادهای مختلف سیستانی، ترک، عرب، بلوچ و طوایفی از عشایر کرد شمال خراسان و جمعیتی بالغ بر ۸۵/۰۰۰ نفر با ترکیب ۷۵٪ شیعه و ۲۵٪ اهل تسنن در کنار هم زندگی را فریاد می زنند.

و اینک در ۱۸۰ کیلومتری شمال شرق شهر مقدس مشهد تاسیسات عظیم شرکت پالایش گاز شهید

هاشمی نژاد را به نظاره ایستاده ایم.

اولین فعالیت اکتشافی در سال ۱۳۳۱ در منطقه خانگیران به وقوع می پیوندد و اولین چاه در سال ۱۳۴۱ به مخزن گاز شیرین شوربجه می رسد و نوید طرح و اجرای تأسیسات گاز در این منطقه محروم معنا پیدا می کند. تأسیسات نمزدایی مرحوم جمالی نیا باتامین خوراک از مخزن گاز شوربجه در سال ۱۳۵۲ به بهره برداری میرسد و گاز مصرفی بخش محدودی از شهر مشهد از طریق یک خط لوله ۱۶ اینچ ارسال می شد.

کشف مخزن مستعد و بزرگ مزدوران در عمق ۳۷۰۰ متری زمین شهرتی جهانی به منطقه خانگیران می بخشد و به عنوان یک مخزن بزرگ و مستقل گاز بر روی تلکس خبرگزاریهای جهان خودنمایی می کند.

مخازن گازی منطقه خانگیران سرخس شامل ۳ مخزن گاز شیرین با استعداد باقیمانده تولید ۱۷ میلیارد متر مکعب و یک مخزن گاز ترش عظیم با استعداد باقیمانده تولید ۳۰۰ میلیارد متر مکعب می باشد.

بهره برداری از منابع گاز شیرین خانگیران در سال ۱۳۵۲ با ۳ حلقه چاه و در سال ۱۳۶۲ بهره برداری از مخزن گاز ترش مزدوران همزمان با راه اندازی پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد با ۶ حلقه چاه آغاز گردید.

مخزن گاز ترش مزدوران حاوی ۳/۵٪ گاز بسیار سمی و خطرناک هیدروژن سولفور (H<sub>2</sub>S) و ۶/۵٪ گاز دی اکسید کربن (CO<sub>2</sub>) می باشد. و مشابه این مخزن تعداد محدودی در حجم بالای تولید در سطح جهانی فعال است که از آن جمله به کشور کانادا میتوان اشاره کرد. لذا تولید موفق و بی خطر در طی ۲۱ سال گذشته از لحاظ عدم وقوع حوادث منجر به صدمات انسانی و حفاظت تأسیسات در شرایط خورندگی گسترده از افتخارات کارشناسان و کارکنان پرتلاش این مجتمع عظیم پالایشی می باشد.

با توجه به وجود ذخایر عظیم گاز در نقاط مرزی کشور همسایه مطالعات اکتشافی از جمله لرزه نگاری سه بعدی که یکی از پیشرفته ترین روشهای اکتشافی نفت و گاز میباشد در منطقه مرزی سرخس توسط یک شرکت چینی انجام گرفته و بر مبنای نتایج مطالعات مزبور انجام برخی حفاریهای اکتشافی نیز در نقاط مرزی و دشت سرخس در دستورکار قرار گرفته که اولین چاه اکتشافی / تحدیدی نیز حفاری شده است.

عملیات اجرایی پالایشگاه گاز خانگیران در سال ۱۳۵۴ آغاز و در سال ۱۳۵۷ به دلیل تقارن با پیروزی انقلاب اسلامی متوقف و در نهایت با یک وقفه سه ساله در ایام ... دهه مبارک فجر سال ۱۳۶۲ با حضور پربرکت ریاست محترم جمهور حضرت آیت ... خامنه ای در منطقه خانگیران شعله های سرکش آتش از مشعل پالایشگاه به آسمان سر می کشد و صنعت مردان دلاور ایران زمین به عنوان اولین سند افتخار اداره عملیات این مجتمع عظیم پالایشی را بدون حضور بیگانگان بر عهده می گیرند.

## ۲- مجموعه واحدهای عملیاتی فاز اول و دوم پالایشگاه شامل:

- ۵ واحد تصفیه گاز ترش جمعاً به ظرفیت فرآورش ۴۱/۵ میلیون متر مکعب گاز شیرین در روز
- ۳ واحد نم زدائی گاز شیرین جمعاً به ظرفیت نم زدائی ۷/۴ میلیون مترمکعب گاز شیرین در روز
- ۴ واحد بازیافت گوگرد جمعاً به ظرفیت ۱۸۰۰ تن گوگرد در روز.
- ۲ واحد تقطیر میعانات گازی به ظرفیت تقطیر روزانه ۲۲۵۰ بشکه مایعات گازی و تولید روزانه آن ۶۳ بشکه حلال، ۱۲۸۰ بشکه نفتا (بنزین خام)، ۶۰۴ بشکه نفت سفید و ۳۰۲ بشکه گازوئیل می باشد.
- ۲ واحد تثبیت مایعات نفتی جمعاً به ظرفیت تثبیت روزانه ۵۷۶ مترمکعب مایعات گازی
- یک واحد احیای آب ترش به ظرفیت احیای روزانه ۳۸۴ مترمکعب آب ترش
- ۶ دستگاه دیگ فشار قوی بخار به قدرت تولید جمعاً ۵۴۰ تن بخار در ساعت.
- ۵ دستگاه مولد برق (۳ توربین گازی و یک توربین بخاری) جمعاً توانایی تولید ۲۵ مگاوات در ساعت
- تأسیسات تخلیه اضطراری و عادی پالایشگاه شامل ۲ مشعل گاز ترش و یک مشعل گاز شیرین
- تأسیسات قالبگیری و بارگیری گوگرد
- استخرهای تفکیک و تبخیر پساب های صنعتی
- واحد تصفیه پساب های صنعتی به ظرفیت ۵۰۰ مترمکعب در روز

و سرویس های خدماتی شامل رستوران، درمانگاه طب صنعتی، ایمنی و آتش نشانی، آزمایشگاه کنترل عملیات، بخشهای اداری و مالی و پشتیبانی و ... می باشد.

## ۲-۱- واحدهای تصفیه گاز

واحدهای تصفیه گاز پالایشگاه به دلیل میزان بالای گاز اسیدی همراه خوراک پالایشگاه طراحی خاصی را طلب می نمود که باعث گردید در ردیف بزرگترین واحدهای جهان از جهت حجم دستگاه ها قرار گیرد که شامل دو برج موازی تماس دهنده آمین با گاز هر کدام به قطر ۲/۹ متر و طول ۲۰ متر و ۲۰ عدد سینی و دو برج موازی احیای آمین به قطر ۳/۶ متر و طول ۲۴ متر، ۲۴ عدد سینی و ۴ برج خشک کننده گاز تصفیه شده که هر کدام حاوی ۱۷ تن مواد جاذب الرطوبه (سیلیکاژل) از نوع H و W پر شده است و بسیاری از تجهیزات که در جدا سازی مواد زاید گاز و آمین و عملیات تصفیه به کار می رود، تشکیل یافته است. عملیات شیرین سازی گاز توسط محلول ۳۴٪ دی اتانول آمین (DEA) که به صورت جریان معکوس در سینی های برج تماس در شرایط فشار ۷۵ برابر جو و دمای ۶۰ درجه سانتی گراد با گاز تماس پیدا می کند. با جدا نمودن ۱۰٪ گاز اسیدی از خوراک پالایشگاه و ارسال گاز اسیدی به عنوان خوراک واحد بازیافت گوگرد جهت جداسازی گوگرد از آن مجدداً احیا و در مدار گردش قرار می گیرد.

## ۲-۲- واحدهای بازیافت گوگرد

گازهای اسیدی حاصل از تصفیه گاز ترش وارد ۳ واحد بازیافت گوگرد شده که این واحد توانایی تولید ۱۸۰۰ تن گوگرد در روز را دارد و میزان درجه خلوص آن در بالاترین سطح بین المللی (۹۹/۷ درصد) می باشد. در واحد گوگردسازی از روش کلاوس (Claus) برای بازیافت گوگرد استفاده شده است. یک مرحله تولید گرمایی در کوره واکنش و ۳ مرحله تبدیل در مجاورت کاتالیست باعث تولید گوگرد می شود.

## ۲-۳- آب و برق و بخار (واحدهای سرویس وابسته)

واحدهای سرویس وابسته با ۶ دستگاه دیگ بخار فشار قوی قادر به تولید ۵۴۰ تن بخار در ساعت با فشار ۳۷/۴ جو و دمای ۳۲۰ درجه سانتی گراد و نیروگاه پالایشگاه با ۳ توربین گاز و یک توربین بخار جمعا توانایی تولید ۲۵ مگاوات ساعت برق را دارد. این پالایشگاه جدا از شبکه سراسری، برق مورد نیاز کلیه دستگاه ها و تأسیسات جانبی را بدون وقفه تأمین می نماید. آب مورد نیاز پالایشگاه و شهرک مسکونی کارکنان بالغ بر ۴۰۰۰ متر مکعب در روز از ۴ حلقه چاه نیمه عمیق واقع در کنار رودخانه مرزی تجن که در فاصله ۳۵ کیلومتری پالایشگاه قرار دارد تأمین و با یک لوله ۸ اینچ به پالایشگاه منتقل می شود.

## ۲-۴- واحدهای تثبیت مایعات نفتی و احیای آب ترش

علیرغم اینکه میدان های گازی خانگیران به عنوان یک حوزه مستقل گازی شناخته شده است و فاقد منابع نفتی می باشد، لیکن به همراه گاز ورودی به پالایشگاه مقادیر متنابهی مایعات نفتی وارد می شود که پس از جداسدن در واحدهای فرآورش و تأسیسات جمع آوری از خوراک پالایشگاه به واحد مایعات نفتی وارد و ضمن عملیات حرارتی مایعات تثبیت و در مخازن بزرگ ذخیره می گردد. قسمتی از این سوخت وارد دیگ های بخار و بخشی نیز از طریق یک ترمینال تعبیه شده در جنب پالایشگاه به شرکت ملی پخش فراورده های نفتی تحویل می گردد.

## ۲-۵- واحدهای تقطیر

برای استفاده بهینه از مایعات استحصالی از حوزه های گازی منطقه در پالایشگاه دو واحد تقطیر مایعات گازی احداث شده و آماده راه اندازی می باشند. ظرفیت روزانه هریک از واحدها ۱۱۵۵ بشکه مایعات گازی و تولید روزانه هر دو واحد عبارت است از:

۱- نفتا ۲۱۶/۰۰۰ لیتر در روز

۲- نفت سفید ۷۶/۰۰۰ لیتر در روز

۳- گازوئیل ۵۸/۰۰۰ لیتر در روز

۴- حلال صنعتی ۱۰/۰۰۰ لیتر در روز

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

پس از راه اندازی واحدهای مختلف پالایشگاه در سال ۱۳۶۲ تلاش های فراوانی در جهت افزایش ظرفیت واحد های تصفیه گاز با توجه به گسترش شبکه های گازرسانی در سطح شهرها به عمل آمد و با توجه به قطع رابطه طراح آمریکایی این پروژه بیش از ده ها تغییر اساسی در سیستم های واحدهای تصفیه گاز صورت گرفته است. به طوری که نتیجه فعالیت ها و تحقیقات فوق موجب افزایش تولید و رسیدن به حداکثر تولید ظرفیت اسمی پالایشگاه گردید و در حال حاضر این پالایشگاه توانایی جذب و تصفیه تمامی گازهای ترش و شیرین قابل برداشت از مخازن منطقه را داشته و تقریباً ۲۰٪ نیاز کشور به گاز طبیعی را تأمین می کند.

### مشخصات محصولات تولیدی پالایشگاه

محصولات تولیدی پالایشگاه عبارتند از:

۱- گاز طبیعی

۲- گوگرد

### ۳- مایعات گازی

### ۴- محصولات واحد تقطیر

که با توجه به موضوع مورد بحث، در اینجا تنها به ذکر مشخصات گاز طبیعی تولیدی بسنده می کنیم.

مشخصات گاز خروجی پالایشگاه که ترکیبی از گاز خروجی واحدهای نم زدایی و تصفیه گاز می باشد به

قرار زیر است.

Compound	Metering
Methane	Mol% 98.640
Ethane	Mol% 0.593
Propane	Mol% 0.065
i-Butane	Mol% 0.015
n-Butane	Mol% 0.034
i-Pentane	Mol% 0.026
n-Pentane	Mol% 0.019
C6+	Mol% 0.125
CO <sub>2</sub>	Mol% 0.055
H <sub>2</sub> S	2PPM
N <sub>2</sub>	Mol% 0.428
M.W	16.345
Sp.Gr	0.564
G.H.V	9057.25
N.H.V	8158.79
M.W.=MOLECULAR WEIGHT	
Sp.Gr.=SPECIFIC GRAVITY (60 <sup>0</sup> F,14.696 PSIA) H	
G.H.V.=GROSS HEATING Value (Kcal/m <sup>3</sup> )h	
N.H.V.=NET HEATING Value (Kcal/m <sup>3</sup> )h	

جدول (۱-۳): مشخصات گاز خروجی پالایشگاه

معیار پذیرش:

Component	%Mole	Pipeline Standard
Methane	Min 98	Min 80
Ethane	Max 0.75	Max 12
Propane	Max 0.1	Max 4
Butanes	Max 0.06	Max 1
Pentanes & Hevier	Max 0.2	Max 0.5
Carbon Dio ide	Max 1	Max 1
Nitrogen	Max 0.6	Max 6
Hydrogen Sulphide	Ma 5 mg/SCM	Ma 5 mg/SCM

جدول (۲-۳): معیار پذیرش گاز خروجی از پالایشگاه

### فرآیند تصفیه گاز در پالایشگاه خانگیران

وظیفه واحد تصفیه گاز جداسازی اسیدی و کنترل نقطه شبنم آب و هیدروکربور در گاز خروجی می باشد.

گاز ترش پس از خروج از هدرهای واقع در CMF توسط پنج خط لوله ۲۰ اینچ وارد پالایشگاه می شود و هر خط به یکی از واحدهای تصفیه گاز می رسد.

گاز مورد نیاز پالایشگاه ابتدا از اسلاگ گیرها واقع در سیستم جمع آوری گذشته ، وارد جدا کننده گاز ورودی در واحد تصفیه گاز (Inlet Gas Separator) می گردد. در این مخزن آب و هیدروکربوهای جدا نشده توسط اسلاگ گیرها (خصوصاً هنگامی که به هر دلیلی مقادیر زیاد مایعات از سمت مرکز جمع آوری به پالایشگاه منتقل شود گرفته می شود. آب ترش (آبی که هیدروژن سولفور به همراه دارد) قبل از تخلیه به حوضچه تبخیر به واحد جدا کننده مواد اسیدی (واحد آب ترش) جهت جذب هیدروژن سولفور فرستاده می شود. هیدروکربورهای مایع به واحد تثبیت مایعات نفتی (استابلایزر) منتقل می گردد.

گاز پس از گذشتن از جدا کننده گاز ورودی وارد فیلتر گاز ورودی شده تا ذرات مایع معلق باقیمانده گرفته شود. مایعات جدا شده در این فیلتر جهت عملیات بعدی به واحد تثبیت مایعات نفتی فرستاده می شود. توجه به اینکه حداکثر جداسازی مایعات همراه گاز جهت جلوگیری از آلودگی سیستم آمین و بوجود آمدن مشکلات مورد نظر است. در فاز اول پس از فیلتر یک دستگاه کوالیسر نصب شده است. پس از این مرحله گاز جذب و سیستم آمین هدایت شده تا  $H_2S$  و  $CO_2$  آن جدا گردد. طراحی جدا کننده و فیلتر جدا کننده گاز ورودی، جهت حصول اطمینان از جلوگیری آلوده شدن DEA به کلراید و جلوگیری از ورود مایعات گازی و سولفور آهن به سیستم می باشد.

در سیستم آمین از آمین ۳۴ درصد وزنی در دو برج موازی جذب و در دو برج موازی احیا استفاده میشود، گاز از طریق لوله های قرینه و مشابه بین دو برج تماس A و B تقسیم می گردد. گاز از زیر بیستمین سینی وارد دو عدد برج تماس (DEA Contactor) شده و در معرض عبور آمین که از بالای برج وارد شده، قرار می گیرد (دمای طراحی گاز ورودی به برجها  $52^{\circ}C - 21$  و به طور نرمال  $38^{\circ}C$  بوده که با توجه به افزایش تدریجی دمای گاز در اثر کاهش مخازن گازی این دما تا  $60^{\circ}C$  نیز رسیده است). آمین تمیز از بالای اولین سینی برج تماس با دمایی حدود  $5^{\circ}C$  بیشتر از دمای گاز ورودی وارد شده پس از عبور از بیست سینی از پایین برج خارج می شود. در حین صعود از میان سینی ها هیدروژن سولفور و اسید کربنیک موجود در گاز توسط آمین جذب شده و گازی از مواد فوق از قسمت بالای برج خارج می شود. گاز خروجی بدلیل دریافت مقداری از حرارت حاصله از جذب  $CO_2$ ،  $H_2S$  توسط آمین، تا حدود  $55^{\circ}C$  درجه گرم می شود لذا برای خنک شدن وارد کولر گاز شیرین (Treated gas cooler) گشته و دمای آن تا  $38^{\circ}C$  سانتیگراد کاهش می یابد. سپس گاز وارد جداکننده گاز شیرین (Treated gas separator) می شود تا آمین همراه گاز از آن جدا گردد. برای تسهیل در این امر، آب با فشار دو عدد پمپ (Treated gas water spray pump) به داخل خط ورودی به جدا کننده گاز شیرین، پاشیده می شود. گاز پس از

عبور از T.G.S شده وارد فیلتر جدا کننده گاز شیرین (Treated gas filter separator) و در فاز اول پس از آن به کوالیسر گاز تصفیه شده فرستاده می شود تا هرگونه ذرات احتمالی و یا آمین و هیدروکربور از آن جدا گشته و آماده ورود به سیستم کنترل نقطه شبنم گردد. مایعات جدا شده در این فیلتر به همراه مایعات جدا شده در T.G.S به فلش درام ارسال می گردند و گازیکه تقریباً تمامی  $CO_2$  و  $H_2S$  خود را از دست داده به طرف واحد نم زدایی (کنترل نقطه شبنم) هدایت می شود.

سیستم کنترل نقطه شبنم از چهار عدد برج خشک کننده با بستر ثابت موبیل سوربید تشکیل شده است. گاز از بالای دو عدد از برجها وارد شده و در طول عبور از بستر موبیل سوربید، آب و هیدروکربورهای سنگین را در بستر، جای می گذارد و از انتهای برجها خارج می شود. گاز خروجی از برجها سپس وارد فیلتر نهایی (Residue gas filter) شده و هرآنچه ذرات جامد، همراه گاز باشد از آن جدا می شود، سپس گاز جهت خروج از پالایشگاه به خط اصلی انتقال می یابد.

### سیستم نمزدایی و گردش گاز احیاء

سیستم نمزدایی از چهار عدد برج با بستر ثابت موبیل سوربید تشکیل شده است. در طی عملیات عادی دو عدد از برجها در سیکل سرویس، یکی در سیکل گرمایش و یکی در سیکل سرمایش قرار دارند. سیستم روی یک برنامه زمانبندی شده با قابلیت تغییر زمان و با کنترل اتوماتیک بصورت زیر کار می کند.

برج	A	B	C	D
حالت اول	گرمایش	سرویس	سرویس	سرمایش
حالت دوم	سرمایش	گرمایش	سرویس	سرویس
حالت سوم	سرویس	سرمایش	گرمایش	سرویس
حالت چهارم	سرویس	سرویس	سرمایش	گرمایش

جدول (۳-۳)

خطی که گاز تصفیه شده را بسمت واحد نمزدایی هدایت می کند قبل از FV-121C به دو بخش ۹۰ درصد و ۱۰ درصد تقسیم می شود. گاز ۱۰٪ جهت سرمایش و گرمایش استفاده می شود بدین صورت که ابتدا وارد برجی می شود که باید در سیکل سرمایش قرار گیرد و باعث سرد شدن آن می گردد و پس از خروج از پایین آن برج وارد صافی گاز سرد (Cooling Gas Strainer) شده تا احتمالاً اگر موبیل سوربید از داخل برج همراه گاز بیرون آمده، جدا شود. سپس گاز وارد کوره احیاء (Regeneration Gas Heater) می شود و در آنجا تا حدود  $300^{\circ}\text{C}$  حرارت می بیند، سپس وارد برجی که قرار است در سیکل گرمایش قرار گیرد شده و حرارت بالای آن سبب می شود که آب و هیدروکربورهای جذب شده در سطح موبیل سوربید آزاد شده و همراه گاز بیرون آیند. گاز خروجی از این برج وارد صافی گاز گرم (Heating Gas Strainer) می شود سپس با گذر از کولر هوایی گاز احیاء (Regeneration Gas Cooler) و کولر آبی گاز احیاء (Regeneration Gas After cooler)، آب و هیدروکربورهای اشباع در آن تبدیل به مایع شده و در جدا کننده گاز احیاء (Regeneration Gas Separator) جدا می شوند. گاز خروجی از بالای جدا کننده جهت هماهنگی با فشار سیستم، کمپرس شده (Regeneration Gas

(Compressor) و دوباره به خط گاز ۹۰٪ بعد از FV-121C وارد و سپس جهت نمزدایی داخل برجهای سرویس می شود و گاز خشک با نقطه شبنم کنترل شده از پایین برج خارج می گردد.

### سیستم گردش آمین

سیستم آمین در واحدهای تصفیه گاز بدلیل جلوگیری از حجیم شدن دستگاهها و انعطاف پذیری سیستم از دو بخش کاملاً مشابه تشکیل شده است.

آمین تمیز از بالای برجهای تماس (Contactor) وارد شده و پس از جذب  $CO_2$ ،  $H_2S$  موجود در گاز ترش از پایین برج خارج می شود. آمین خروجی از برجهای تماس، فشاری در حدود 1058 psi دارد. جهت استفاده از فشار بالای آمین، از یک عدد توربین هیدرولیکی (Hydraulic Turbine Driver) استفاده می شود. آمین خروجی از توربین به ظرف تبخیر (DEA Flash Drum) هدایت می شود و هیدروکربورهای موجود در آن پس از جدا شدن به مشعل هدایت می شوند. فشار ظرف تبخیر توسط PV-116 روی خط خروجی به مشعل کنترل می شود. جهت کنترل جریان ثابت و یکسان به توربین تقریباً ۱۵٪ آمین وارد توربین نمی شود و توسط خط جداگانه ای به ظرف تبخیر (DEA Flash Drum) هدایت می شود.

آمین خروجی از ظرف تبخیر به دو شاخه تقسیم می شود و از طریق شیرهای کنترل جریان FV-103 و FV-107 از مبدل های حرارتی آمین تمیز/کثیف (Rich/Low Heat Exchanger) جهت تبادل حرارت با آمین گرم عبور نموده و پس از تبادل حرارت روی سینی چهارم برجهای احیاء (DEA Regeneration) ریخته می شود. برجهای احیاء آمین از بیست و چهار سینی از نوع VALVE TRAY تشکیل شده اند و جهت کار در فشار 13 PSI طراحی گردیده اند. جهت تأمین گرمای مورد نیاز برای احیاء آمین هر برج دارای دو ریبویلر بوده که در آن از بخاری با فشار  $3/5 \text{ kg/cm}^2$  و دمای  $147^\circ\text{C}$  استفاده می شود. حرارت

تولید شده در ریویلرها باعث می شود که هیدروژن سولفور و اسید کربنیک موجود در آمین آزاد شوند و به همراه آب و مقداری آمین به صورت فاز گاز از پایین به بالا در برج احیاء در حرکت باشند. خط خروجی از بالای برجهای احیاء به کولرهای هوایی گاز ترش (DEA Regeneration Overhead Condenser) هدایت می شوند. بر اثر سرد شدن، آب و آمین موجود، مایع شده و در ظرف برگشتی (DEA Regeneration Reflux Drum) جمع آوری میشوند و با کنترل سطح به داخل برج احیاء توسط سه عدد پمپ (DEA Regeneration Reflux Pump) به سینی اول برج های احیاء به عنوان مایع برگشتی برگشت داده می شود. سولفید هیدروژن نیز به همراه دی اکسید کربن و کمی بخار آب از بالای مخزن وارد شبکه اصلی گاز اسیدی می شود تا در واحد بازیافت گوگرد به گوگرد تبدیل شود. در واقع گاز اسیدی از ظرف برگشتی به سمت واحدهای بازیافت گوگرد هدایت می شود. در مواقعی که واحد گوگرد در سرویس نمی باشد این جریان از طریق شیر که فشار PV-104 به مشعل فرستاده می شود.

آمین تمیز از پایین برجهای احیاء توسط دو عدد بوستر پمپ (DEA Booster Pump) جهت تبادل حرارت به مبدلهای حرارتی (DEA Rich/Lean Exchanger) رانده می شود. سپس چون هنوز دارای درجه حرارت بالایی می باشد به کولر هوایی (DEA Solution Cooler) هدایت می شود. پس از خروج از کولر، آمین جهت گرفتن فشار لازم وارد پنج عدد پمپ (DEA Circulating Pump) می شود. گرداننده چهار عدد از این پمپها بخار فشار قوی و یک عدد، آمین خروجی از برجهای تماس است. پس از دریافت فشار مناسب، آمین بر روی سینی اول برجهای تماس می ریزد و سیکل کامل می گردد. (در فاز جدید به هر واحد یک دستگاه توربین بخاری افزوده شده است).

یک انشعاب از آمین تمیز (حدود ۵ درصد آمین) قبل از ورود به کولر هوایی جدا شده و از فیلترهای پال (پیکو)، کربن و المنتی جهت جداسازی ناخالصی های موجود در آمین می گذرد. آمین پس از تمیز شدن در این فیلترها وارد قسمت پایین برجهای احیاء می شود. کلیه درین های سیستم آمین وارد سمپ


آمین گشته و مایعات جمع شده پس از عبور از فیلتراسیون وارد برجهای احیا میشوند . در صورت لزوم می توان با باز و بسته نمودن شیرهای مخصوص آمین را به فلش درام و یا مخزن ذخیره آمین فرستاد. جهت گرم و یا سرد کردن آمین در هنگام راه اندازی و یا از سرویس خارج کردن واحد نیازی به صرف انرژی و فرستادن آمین به برجهای تماس نمی باشد. بنابراین آمین پس از فنهای هوایی آمین به خروجی مخزن تبخیر ناگهانی هدایت می شود تا گردش ناقص آمین برقرار گردد.

### خلاصه فصل سوم

با توجه به اینکه مبنای این مقاله با تأکید بر روش شیرین سازی مورد استفاده در پالایشگاه گاز خانگیران می باشد، در این فصل با نحوه انجام فرایند شیرین سازی در این پالایشگاه آشنا شدیم.

# ضمیمه A


۶۵ TU - ۴۵

کد : ENG-OD-16	فرم استاندارد نظام کیفیت (OD)	 شرکت ملی گاز ایران شرکت پالایش گاز ش.ه.ن
شماره بازنگری : 01	نام سند : مشخصات گاز تورش و شیرین ورودی	
صفحه ۱ از ۱		


Component	گاز ورودی به		
	واحدهای تصفیه گاز (mol %)	نمزدایی گتبدلی (mol % Dry basis)	نمزدایی جمالی نیا (mol % Dry basis)
H <sub>2</sub> O	0.03	0.000	0.000
N <sub>2</sub>	0.52	1.36	1.248
CO <sub>2</sub>	6.41	0.756	0.673
H <sub>2</sub> S	3.85	0.000	0.000
COS	17 ppm	0.000	0.000
C <sub>1</sub>	88.3	95.218	95.555
C <sub>2</sub>	0.56	1.731	1.338
C <sub>3</sub>	0.09	0.365	0.388
i-C <sub>4</sub>	0.02	0.104	0.162
n-C <sub>4</sub>	0.03	0.163	0.244
i-C <sub>5</sub>	0.02	0.083	0.121
n-C <sub>5</sub>	0.02	0.1	0.144
C <sub>6+</sub>	0.1	0.12	0.13

  
 کنترل شد  
 CONTROLLED  
 شرکت ملی گاز ایران

QUA-FM-21-00

# ضمیمه B

کد : ENG-OD-29	فرم اسناد نظام کیفیت (OD)	 شرکت ملی گاز ایران شرکت پالایش گاز ش.ه.ن
شماره بازنگری : 03	نام سند : مشخصات گاز شیرین واحدهای تصفیه گاز	
صفحه ۱ از ۱		

نام محصول	مشخصات محصول	مواد اولیه مورد نیاز	نحوه تولید و کنترل	مشخصات بسته بندی و جابجایی
گاز شیرین تولیدی واحدهای تصفیه گاز	(mol %) آنالیز شیمیایی N <sub>2</sub> 0.60 max CO <sub>2</sub> 1.00 max H <sub>2</sub> S 4 ppm max COS 8 ppm max CH <sub>4</sub> 98.00 min Sp. Gr. At ( 60 deg F , 14.7 psia ) = 0.56 * ارزش حرارتی ** مرجع *** نقطه شبنم	B.O.M. تولید گاز ENG-OD-24	نمودار مراحل تولید واحد تصفیه گاز ENG-OD-25	انتقال بوسیله خط لوله

\* Gross Heating Value = 1000 BTU / Ft<sup>3</sup> ( min ) = 9000 Kcal / m<sup>3</sup>

\* Net Heating Value = 900 BTU / Ft<sup>3</sup> ( min ) = 8000 Kcal / m<sup>3</sup>

\*\* مرجع آنالیز گاز تصفیه شده 02 , ENG-DC-01 می باشد .

\*\*\* نقطه شبنم آب و هیدروکربور :



آب DP < -10 deg C در فشار 45 Kg / m<sup>2</sup> g

هیدروکربور DP < -5 deg C در فشار 68 Kg / m<sup>2</sup> g

## ضمیمه C

### شیرهای کنترلی (Control Valve)

نوع	ردیف	شماره شیر	محل شیر	نوع	ردیف	شماره شیر	محل شیر
FV	۱	102	آمین برجک فلش درام	P V	۱	104	رفلاکس به فلر
	۲	104	رفلاکس به احیاء A		۲	106	سوخت کوره
	۳	108	رفلاکس به احیاء B		۳	107 A	خروجی واحد
	۴	107	آمین به برج احیاء A		۴	107 B	خروجی به فلر
	۵	103	آمین به برج احیاء B		۵	110	اینلت به فلر
	۶	105	بخار ریبویلر A1		۶	111	سوخت خروجی واحد
	۷	106	بخار ریبویلر A2		۷	116	گاز فلش درام به فلر
	۸	110	بخار ریبویلر B1		۸	302 A	Power Gas
	۹	109	بخار ریبویلر B2		۹	302 B	Power Gas
	۱۰	120	گاز ترش ورودی		۱۰	310	ایستگاه بخار

	A						
ایستگاه بخار	310 B	۱۱		گاز احیاء	121A	۱۱	
مخزن LP تراپ	342	۱۲		گاز احیاء به فلر	121B	۱۲	
آب ترش اینلت	100	۱	L V	مسیر گاز اصلی	121C	۱۳	
فیلتر ترش	101	۲		min فلو توربین A	123	۱۴	
فیلتر ترش	102	۳		min فلو توربین B	124	۱۵	
هیدروکربور اینلت	106 A	۴		min فلو توربین C	125	۱۶	
هیدروکربور اینلت	106 B	۵		min فلو توربین D	126	۱۷	
TGS	109 A	۶		min فلو توربین E	128	۱۸	
TGS	109 B	۷		آمین به برج تماس A	135A	۱۹	
فیلتر شیرین	110	۸		آمین به برج تماس B	135B	۲۰	
فیلتر شیرین	111	۹		آب اسپری	136	۲۱	
آب RGS	112	۱۰		کمپرسورها	137	۲۲	
هیدروکربور RGS	113	۱۱		خروجی بوسترها	103	۱	H V
تماس A به هیدرولیک	121 A	۱۲		خروجی بوسترها	104	۲	
کنترل لول تماس A	121	۱۳		آب کولر ۱۶۰۴	104	۱	T

	B						
تماس B به هیدرولیک	103 A	۱۴		سوخت کوره	105	۲	V
کنترل لول تماس B	103 B	۱۵		ایستگاه بخار	301	۳	
کندانس درام A	315	۱۶					
کندانس درام B	316	۱۷					
مخزن LP تراپ	337	۱۸					
پایین و بالای کوالیسر ترش	132 و 134	-۲۰ ۱۹					

## فهرست منابع و مآخذ

- شیرین سازی گازهای ترش / محمدرضا علیمی / آموزش شرکت ملی گاز ایران
- اطلاعات فشرده واحد تصفیه گاز پالایشگاه خانگیران / محمد فرزانه مقدم
- کتابچه عملیاتی واحد تصفیه گاز پالایشگاه خانگیران / خلیل کمالی و منصور صفایی مطلق
- کتابچه عملیاتی سرویس های وابسته پالایشگاه خانگیران / خلیل کمالی و منصور صفایی مطلق
- ماهنامه ندای گاز / شرکت ملی گاز ایران
- ماهنامه تخصصی فرایند نو / شماره ۱۸ / روش های غیر آمینی شیرین سازی گاز طبیعی
- مقاله (روش جدید برای شیرین سازی گاز طبیعی با ادغام روش بیولوژیکی و فرایند seaboard)، نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران- دوره ۲۵ / شماره ۱ / سال ۱۳۸۵
- Biological sulfide oxidation by natron-alkaliphilic bacteria Application in gas desulfurization - Pim L.F. van den Bosch
- www. Khangiran . com