

# فراوری و انتقال گاز طبیعی

*Natural Gas Processing and Transmission*



تهیه کننده:

مهندس احسان آتشروز  
[Eatashrooz@yahoo.com](mailto:Eatashrooz@yahoo.com)

## فراوری گاز طبیعی

صفحه:	عنوان:
۱	مقدمه.....
۳	فراوری گاز طبیعی.....
۴	۱- تفکیک گاز از میعانات گازی و تثبیت میعانات گازی.....
۴	۱-۱- هدف از تثبیت میعانات گازی.....
۵	۱-۲- روشهای تثبیت میعانات گازی.....
۹	۲- تصفیه گاز (حذف دی‌اکسید کربن و سولفور).....
۱۰	۲-۱- سیستم فراورشی تصفیه گاز با محلول آمین.....
۱۲	۲-۲- مرکاپتان‌زدایی.....
۱۳	۳- حذف بخار آب همراه گاز (نمزدایی گاز طبیعی).....
۱۳	۳-۱- نمزدایی با خشک‌کننده‌های مایع.....
۱۵	۳-۲- نمزدایی با خشک‌کننده‌های جاذب جامد.....
۱۷	۴- جداسازی و تفکیک مایعات گاز طبیعی.....

## روشهای انتقال گاز طبیعی

۲۱	مقدمه.....
۲۱	۱- تکنولوژی LNG ( Liquefied Natural Gas).....
۲۴	۲- تکنولوژی CNG (Compressed Natural Gas).....
۲۵	۳- تکنولوژی GTL (Gas To Liquid).....
۲۷	منابع.....

## فراوری گاز طبیعی

« آنچه در این نوشتار می‌خوانید، گزیده‌ای از چند کتاب و مقالات تخصصی در مورد فرایندهای گازی است که به صورت بسیار خلاصه جمع آوری شده، امید است با مطالعه این مجموعه ذره‌ای بر دانش خود بیافزاییم. »

### مقدمه:

گاز طبیعی خام که از اعماق زمین استحصال می‌شود کاملاً با گاز طبیعی مصرفی در اماکن مسکونی و تجاری متفاوت است. گاز طبیعی که هنوز فرایندهای پالایشی را طی نکرده عمدتاً از عناصر هیدروکربنی سبک و سنگین با فرمول مولکولی  $C_nH_{2n+2}$  همچون متان، اتان، پروپان، بوتان، پنتان و ... تشکیل شده است. همچنین دارای ناخالصی‌های غیر هیدروکربنی شامل: دی‌اکسید کربن  $CO_2$ ، منواکسید کربن  $CO$ ، سولفید هیدروژن  $H_2S$ ، نیتروژن  $N_2$ ، بخار آب  $H_2O$  و ... می‌باشد. جدول زیر محدوده حضور این عناصر در گاز طبیعی را نشان می‌دهد.

جدول ۱ محدوده حضور عناصر مختلف در گاز طبیعی

Component		Typical Range(%vol)
Methane	$CH_4$	70-90
Ethane	$C_2H_6$	0-20
Propane	$C_3H_8$	
Butane	$C_4H_{10}$	
Carbon Dioxide	$CO_2$	0-8
Oxygen	$O_2$	0-0.2
Nitrogen	$N_2$	0-5
Hydrogen sulphide	$H_2S$	0-5
Rare gases	Ar, He, Ne, Xe	trace

• گاز طبیعی خام از دو نوع مخزن استخراج می‌شود:

۱- **مخازن نفتی**؛ گاز طبیعی خام از مخازن نفتی نیز به دو صورت استخراج می‌گردد. یکی به صورت محلول در نفت که اصطلاحاً، گاز محلول (Solution Gas) گفته می‌شود و دیگری در تماس مستقیم ولی جدا از نفت که گاز همراه یا Associated Gas نامیده می‌شود.

۲- **مخازن گازی مستقل**؛ گاز طبیعی که از مخازن گازی مستقل استحصال می‌شود و در آن هیچ نفت خامی وجود ندارد یا اگر وجود داشته باشد بسیار اندک است را اصطلاحاً گاز غیر همراه یا Non-Associated Gas گفته می‌شود. چنانچه در برخی از مخازن گازی، گاز طبیعی خام به همراه

یک هیدروکربن مایع متراکم تولید گردد، مخزن را مخزن گازی متراکم گویند. (هیدروکربنهای سنگینتر از پنتان که به صورت گازی متراکم، شبیه مایع می‌باشند را میعانات گازی گویند).

• گاز طبیعی از نظر به همراه داشتن ناخالصیها طبق تعریف زیر به دو دسته ترش و شیرین تقسیم می‌شود.

**الف- گاز ترش:** گازی که شامل ترکیبات اسیدی مثل  $H_2S, CO_2$  و مرکاپتانها (R-SH) باشد را گاز ترش گویند. (به ترکیبات اسیدی  $H_2S, CO_2$  گازهای اسیدی نیز گفته می‌شود).

**ب- گاز شیرین:** به گازی که مقدار ترکیبات گوگردی و دی‌اکسیدکربن در حد مجاز داشته باشد گاز شیرین گفته می‌شود، که پس از عملیاتی که منجر به حذف گازهای اسیدی می‌شود حاصل می‌گردد.

وجود هر یک از ناخالصیهای گفته شده همراه گاز علاوه بر مساله خوردگی در خطوط لوله و تجهیزات و مشکلات زیست محیطی باعث کاهش ارزش حرارتی گاز می‌شود. ارزش حرارتی یک گاز، مقدار حرارتی است که در اثر سوختن یک متر مکعب از آن ایجاد می‌شود. به عنوان مثال ارزش حرارتی یک متر مکعب از گاز طبیعی خط لوله اول سراسری کشور ایران ۱۰۰۰۰ کیلوکالری است که تقریباً معادل ارزش حرارتی ۱/۱۰ لیتر نفت سفید می‌باشد.

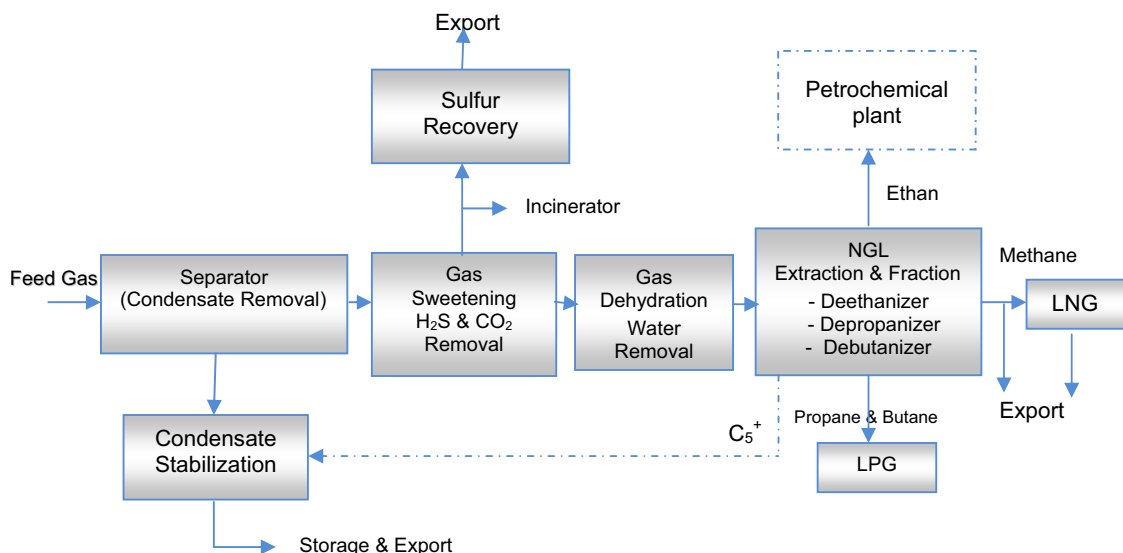
همانطور که گفته شد، اجزاء اصلی گاز طبیعی را هیدروکربنهایی با فرمول  $C_nH_{2n+2}$  تشکیل می‌دهند، افزایش اتمهای کربن، مولکول هیدروکربن را سنگینتر و ارزش حرارتی آن را افزایش می‌دهد. بگونه‌ای که ارزش حرارتی هر متر مکعب متان با فرمول مولکولی  $CH_4$  برابر با ۸۴۰۰ کیلوکالری است در صورتی که ارزش حرارتی هر متر مکعب پروپان  $C_3H_8$ ، ۲۲۲۰۰ کیلوکالری است.

هر یک از ترکیبات تشکیل دهنده گاز علاوه برداشتن ارزش حرارتی مفید، می‌توانند به عنوان ماده‌ای ارزشمند در فرایندهای تبدیلی به ماده‌ای با ارزش افزوده بیشتر تبدیل شوند. برای نمونه، اتان خوراک مناسب جهت مجتمعهای پتروشیمی است که تبدیل آن به اتیلن و پلی اتیلن می‌تواند مزیت‌های اقتصادی فراوانی داشته باشد.

با نگاهی دقیق به مطالب گفته شده می‌توان دید مصرف گاز طبیعی با تمام ترکیبات آن، به عنوان سوخت در اماکن خانگی، کاری عاقلانه نیست. براین اساس جداسازی ترکیبات ارزشمند که دارای ارزش حرارتی بالایی می‌باشند و در فرایندهای تبدیلی به کار می‌روند امری ضروری است. امروزه جداسازی این ترکیبات سودمند از گاز طبیعی و رسیدن به محصول نهایی، تحت یک سری فرایندهای گازی در پالایشگاههای گاز و واحدهای گاز مایع (NGL) انجام می‌پذیرد.

## فراوری گاز طبیعی:

فراوری گاز طبیعی مجموعه عملیات پیچیده‌ای است، که در جریان آن بتوان علاوه بر حذف ناخالصیهای همراه گاز و استحصال گوگرد، ترکیبات ارزشمند همچون اتان به عنوان خوراک پتروشیمی‌ها، مایعات گازی شامل گاز مایع (LPG) و میعانات گازی (Condensate) که در ردیف اقلام صادراتی بشمار می‌آیند و متان به عنوان گاز مصرفی تولید نمود.



شکل ۱ نمودار فراورشی گاز طبیعی

عمل فراوری برای رسیدن به محصول نهایی با کیفیت مطلوب جهت انتقال و مصرف معمولاً در بیشتر تأسیسات فراوری گاز شامل چهار مرحله زیر است:

- ۱- تفکیک گاز از میعانات گازی (Condensate Removal)
- ۲- حذف دی‌اکسیدکربن و سولفور (Gas Sweetening- H<sub>2</sub>S & CO<sub>2</sub> Removal)
- ۳- حذف بخار آب همراه گاز (Gas Dehydration)
- ۴- جداسازی و تفکیک مایعات گاز طبیعی (NGL Extraction & Fraction)

علاوه بر چهار مرحله ذکر شده در بالا از یک سری تجهیزات سرچاهی همچون جداکننده‌ها برای جدا کردن آب آزاد از گاز، فیلترها برای حذف شن و دیگر ناخالصیهای بزرگ، تجهیزات تزریق مواد شیمیایی برای تزریق مواد جلوگیری کننده از خوردگی و تزریق مواد ممانعت کننده از تشکیل هیدراتهای گازی استفاده می‌گردد. (هیدرات گازی، جامدی است بلوری که از مولکول‌های آب تشکیل شده و مولکولهای گاز درون آن به دام افتاده‌اند. تشکیل این جامد بلوری میتواند باعث انسداد خط لوله انتقال گردد.)

## ۱- تفکیک گاز از میعانات گازی و تثبیت میعانات گازی

گاز طبیعی که از مخازن گازی استحصال می‌شود حاوی حجم قابل ملاحظه‌ای میعانات گازی است. میعانات گازی به جریان هیدروکربنی مایع گفته می‌شود که از پنتان و هیدروکربنهای سنگینتر ( $C_5^+$ ) تشکیل شده و دارای گوگرد پایینی است و تقریباً نیمی از آن را نفتا تشکیل می‌دهد.

میعانات گازی بر خلاف بوتان و پروپان نیازمند شرایط ویژه برای مایع ماندن نیستند و به شیوه‌های مختلف قادر به تبدیل به نفت سبک، بنزین، سوخت جت و... هستند. پالایشگاه میعانات گازی در قیاس با پالایشگاه نفت خام دارای فرایندهای تبدیلی و پالایشی کمتری است، لذا هزینه سرمایه‌گذاری آن کمتر از هزینه سرمایه‌گذاری پالایشگاه نفت خام است.

ارزش حرارتی ناویژه هر لیتر از میعانات گازی حدود  $32706/4$  BTU می‌باشد که تقریباً معادل با ارزش حرارتی  $826 \text{ m}^3$  گاز طبیعی خط لوله اول سراسری است. لذا این محصول به دلیل داشتن ارزش حرارتی بالا از اهمیت قابل توجهی برای صادرات برخوردار می‌باشد. بگونه‌ای که صادرات آن می‌تواند هزینه سرمایه‌گذاری اولیه یک پالایشگاه گازی را در ظرف مدت زمان کوتاهی برگرداند به شرط آنکه مشخصه فنی مطلوب را داشته باشد.

اولین مرحله از فراورش گاز طبیعی شامل جداسازی این دسته از هیدروکربنهای سنگین از جریان گاز می‌باشد که این عمل جدایش بر اساس افت مومنتم و نیروی گرانش در جداکننده‌های چند فاز یا Slug Catcher صورت می‌پذیرد. این میعانات گازی پس از جداسازی از جریان گاز برای رسیدن به کیفیت مطلوب خط لوله روانه واحد تثبیت میعانات گازی می‌شود.

### ۱-۱- هدف از تثبیت میعانات گازی (Condensate Stabilization)

میعانات گازی پس از جداسازی از گاز طبیعی حاوی عناصر فراری از هیدروکربنهای سبک همچون متان، اتان و... می‌باشد که چنانچه در شرایط محیطی مناسب قرار گیرند، می‌توانند از فاز مایع جدا شده و باعث دو فاز شدن سیستم و پیوستن به فاز گازی شوند که این امر اثرات نامطلوبی در کیفیت محصول، نگهداری و انتقال به همراه خواهد داشت. بنابراین به منظور رسیدن به شرایط مطلوب می‌بایست به صورت پایدار تک فاز مایع درآید.

به مجموعه این عملیات پایدارسازی اصطلاحاً Condensate Stabilization یا تثبیت میعانات گازی گفته می‌شود، این عملیات شامل:

۱- حذف هیدروکربنهای سبک و قابل تبخیر (عناصر فرار) و یا به عبارتی دیگر بازیافت متان، اتان، پروپان و تا حدود زیادی بوتان یا LPG از جریان هیدروکربنی مایع (میعانات گازی) می‌باشد.

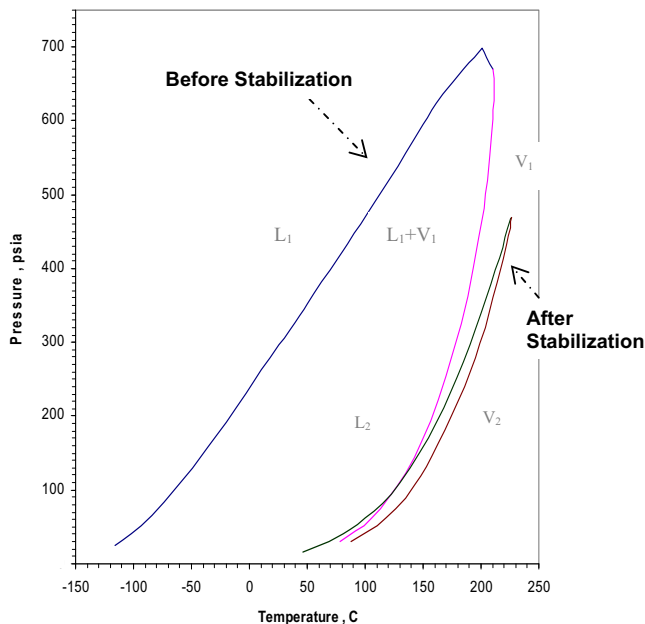
۲- کاهش فشار بخار سیال و رساندن آن به یک RVP (Reid Vapor Pressure) معین به عنوان یک مشخصه فنی، بگونه‌ای که بتوان از دو فاز شدن سیال جلوگیری به عمل آید.

RVP روش خاصی برای مشخص کردن نوع برشهای هیدروکربنی است ، در روش Reid سیال هیدروکربنی در یک محفظه با فشار متغیر قرار می‌گیرد و تا دمای  $37/8^{\circ}\text{C}$  حرارت داده می‌شود، پس از مدتی فشار بالای این سیال ثابت می‌گردد که این فشار ، RVP سیال را مشخص می‌کند. به عبارت دیگر RVP را می‌توان به عنوان فشار بخار سیال در تعادل با فاز مایع در دمای  $(100^{\circ}\text{F})$   $37/8^{\circ}\text{C}$ ، که کمتر از فشار محیط می‌باشد تعریف کرد بگونه‌ای که در شرایط انتقال و نگهداری در ناحیه تک فازی مایع قرار گیرد. میزان RVP در فصول گرم و سرد سال متفاوت خواهد بود این میزان برای فصل زمستان حدود  $12\text{ psia}$  و برای فصل تابستان حدود  $10\text{ psia}$  می‌باشد .

شکل ۲، نمودار حالت تعادلی فشار- دمای میعانات‌گازی را قبل و بعد از عملیات تثبیت برای یک ترکیب از میعانات‌گازی که در جدول ۲ آمده ، نشان می‌دهد. همچنین این نمودار نشان دهنده کاهش فشار بخار سیال با حذف عناصر سبک می‌باشد.

جدول ۲

Composition	Before Stabilization	Stabilizer Bottoms	Stabilizer Overhead
	Mol Fraction	Mol Fraction	Mol Fraction
(Methane)	0.09	0.00	0.27
(Ethane)	0.05	0.00	0.15
(Propane)	0.07	0.00	0.20
(i-Butane)	0.03	0.00	0.08
(n-Butane)	0.06	0.00	0.17
(i-Pentane)	0.04	0.01	0.09
(n-Pentane)	0.04	0.04	0.05
$\text{C}_6^+$	0.63	0.95	0.00



شکل ۲ نمودار تعادلی فشار- دمای نمونه‌ای از میعانات‌گازی قبل و بعد از عملیات تثبیت

## ۲-۱- روشهای تثبیت میعانات‌گازی (Stabilization System)

عمده ترین روشهایی که برای تثبیت میعانات‌گازی استفاده می‌شوند عبارتند از : جداسازی براساس ایجاد شرایط تعادل فازی بین بخار و مایع (Flash Vaporization) و جداسازی برپایه اختلاف نقطه جوش هیدروکربنها (Stabilization by Fraction) .

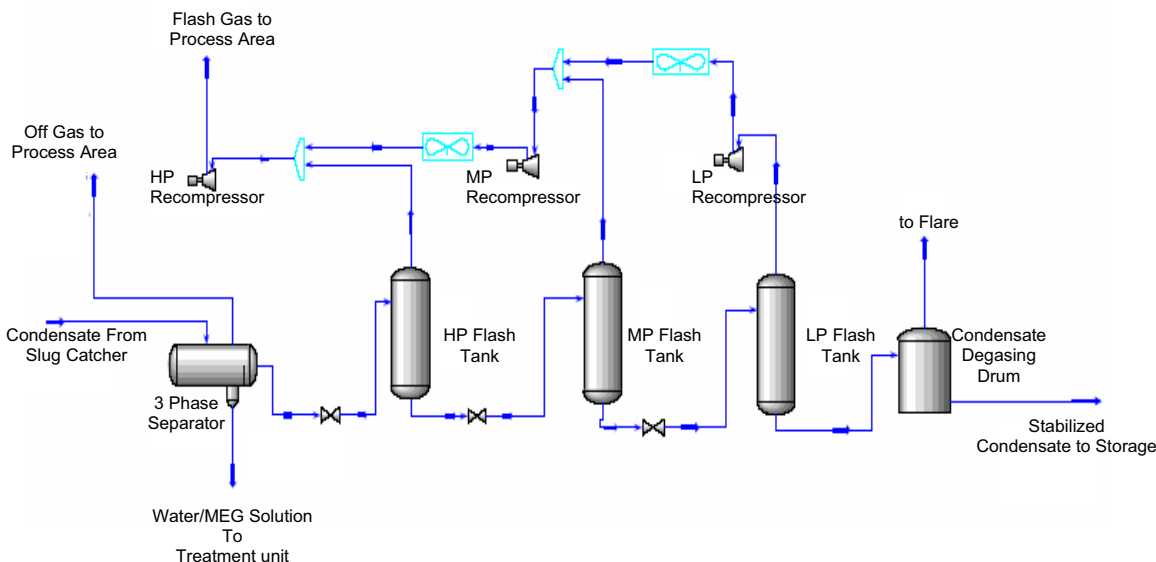


۱- Flash Vaporization :

در این روش (شکل ۳) ، تثبیت میعانات گازی بر اساس عمل تفکیک عناصر فرار از هیدروکربنهای سنگینتر برپایه تعادل فازی بین بخار و مایع در یک سری Flash Tank تا رسیدن به یک RVP معین صورت می پذیرد.

پس از جداسازی جریان مایع از جریان گازی درون Slug Catcher ، جریان مایع برای عمل تفکیک میعانات گازی از آب و محلول MEG ( که به منظور جلوگیری از یخزدگی جریان گاز به خطوط لوله تزریق می شود) و گازهای باقیمانده وارد یک جداکننده سه فاز می شود.

جریان هیدروکربنی مایع (میعانات گازی) جدا شده، که در اثر افت فشار ناگهانی با عبور از یک شیر فشار شکن به صورت دو فاز در آمده ، وارد اولین Flash Tank می شود سپس عمل تفکیک دو فاز بر اساس تعادل فازی بین بخار و مایع در دما و فشار نهایی جریان، درون Flash Tank صورت می پذیرد . بدین گونه می توان عناصر فرار را از جریان اصلی مایع حذف نمود. جریان مایع خروجی برای جداکردن عناصر سبک بیشتر، وارد Flash Tank بعدی که در فشار پایین تری عمل می کند، می شود و این عملیات تا رسیدن به یک RVP معین تکرار می گردد.



شکل ۳ تثبیت میعانات گازی بوسیله Flash Vaporization

جریانهای گازی جدا شده از بالای Flash Tank ها که شامل عناصر سبک هیدروکربنی می باشد پس از تامین فشار در کمپرسورها به سیستم فراورشی گاز فرستاده می شود و جریان آب و محلول گلیکول جدا شده از جداکننده سه فاز به منظور احیای گلیکول به واحد MEG Recovery ارسال می گردد. همچنین به عنوان یک مشخصه فنی میزان آب همراه با میعانات گازی تثبیت شده نباید بیشتر از ۵۰۰ ppmw باشد.

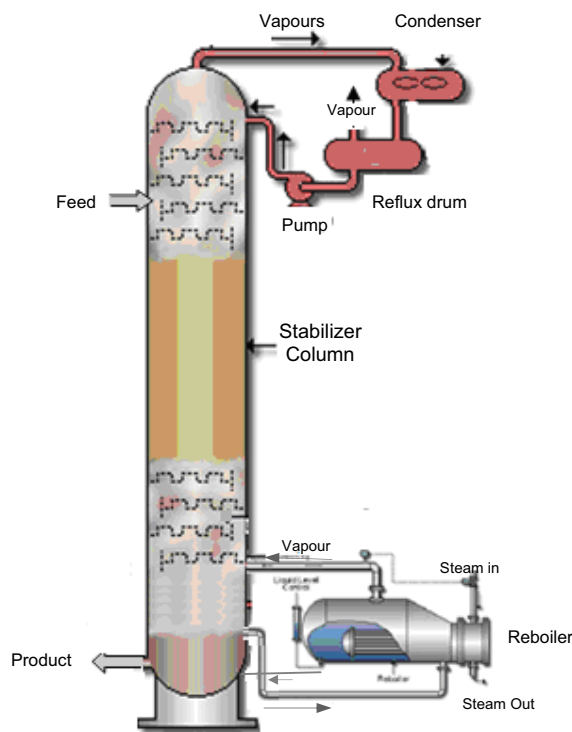


## ۲- Stabilization by Fraction

در این روش جدایش عناصر سبک و قابل تبخیر از هیدروکربنهای سنگین براساس اختلاف در نقطه جوش هیدروکربنها صورت می‌پذیرد.

این سیستم از یک جداکننده سه فازی، یک برج تثبیت‌کننده (Stabilizer Column)، یک جوشاننده (Reboiler) در پایین برج، یک خنک‌کننده (Condenser) در بالای برج و یکسری مبدلهای حرارتی و پمپها تشکیل شده است.

جریان مایع جدا شده از جریان اصلی گاز در قسمت Slug Catcher که شامل میعانات گازی، آب و گلایکول می‌باشد به یک جداکننده سه فازی ارسال می‌گردد. جریان هیدروکربنی مایع که پس از تفکیک، نمک زدایی شده و در اثر تبادل انرژی با جریانهای گرم در مبدلهای حرارتی افزایش دما پیدا کرده به عنوان خوراک اصلی به قسمت بالای برج تثبیت (Stabilizer Column) فرستاده می‌شود. این برج بگونه‌ای است که فضا و زمان لازم برای تبادل جرم و انرژی بین دو فاز مایع و بخار را فراهم می‌کند. برج تثبیت می‌تواند به صورت سینی‌دار و یا پر شده از پکینگ باشد، چنانچه برج از نوع سینی‌دار باشد، سینی‌های بالای سینی خوراک، نقش تقطیری و سینی‌های زیر سینی خوراک نقش جداسازی و یا دفع هیدروکربنهای ناپایدار و سبک را از جریان هیدروکربنی دارد. شکل ۴، یک نمونه از برج تثبیت همراه با یک Condenser در بالا و یک Reboiler در پایین برج نشان می‌دهد.

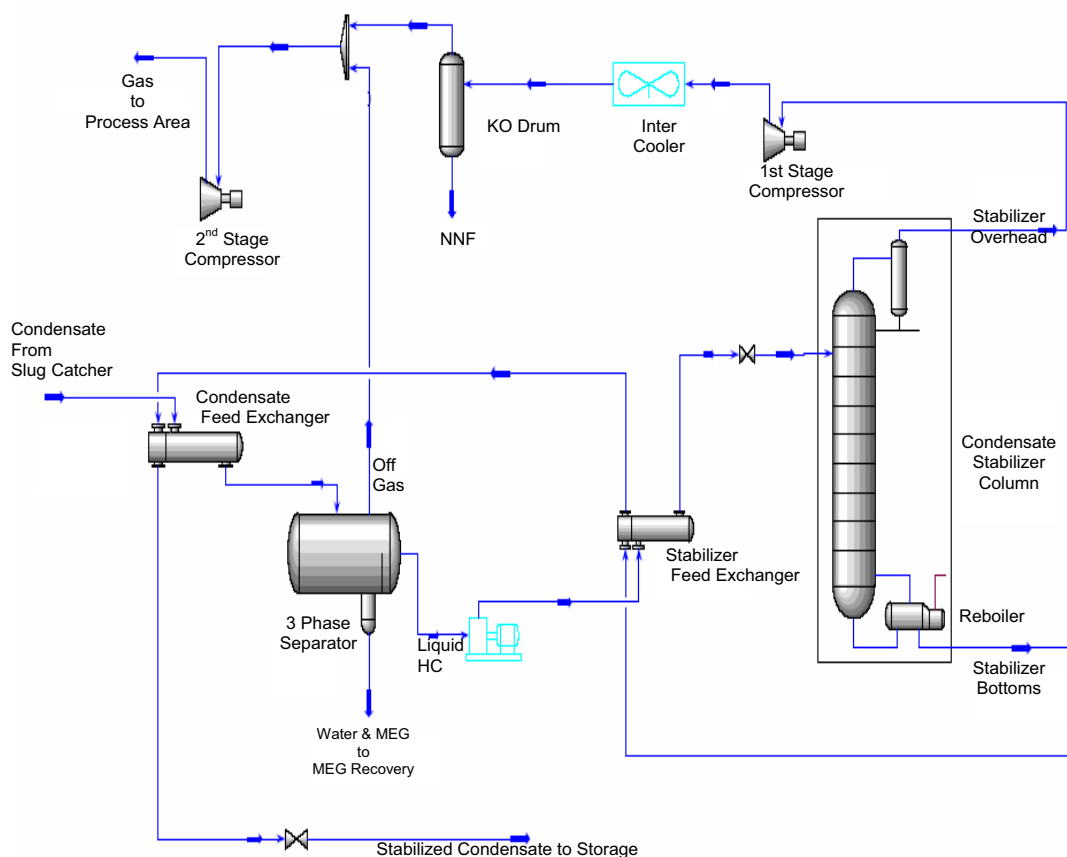


شکل ۴ برج تثبیت میعانات گازی Stabilizer Column

دمای Reboiler در این سیستم بگونه‌ای تنظیم شده که سبکترین هیدروکربن در قسمت تحتانی برج (به عنوان جریان محصول) پنتان و سنگینترین هیدروکربن در جریان گازی بالای برج، بوتان باشد.

جریان خروجی پایین برج بعد از تبادل انرژی با جریان خوراک ورودی و رسیدن به دما و فشار معین به عنوان محصول نهایی تثبیت شده، شناخته می‌شود.

جریان بخار خروجی بالای برج، پس از تبادل حرارت در یک خنک‌کننده به صورت دو فازی (مایع-بخار) درآمده و وارد Reflux Drum می‌گردد. در Reflux Drum دو فاز مایع و بخار از هم جدا می‌شود و فاز مایع برای تنظیم دمای جریان بالای برج و کنترل خلوص جریان به عنوان Reflux به برج برگشت داده می‌شود و فاز بخار به عنوان جریان هیدروکربنی سبک که عمدتاً شامل متان، اتان، پروپان و بوتان می‌باشد به سیستم فراورشی گاز فرستاده می‌شود. شکل ۵، یک سیستم ساده از تثبیت میعانات گازی به روش Fraction را نشان می‌دهد.



شکل ۵ تثبیت میعانات گازی بوسیله Fraction

قابل ذکر است که چنانچه پالایشگاه دارای واحد جداسازی بوتان از جریان هیدروکربنی گازی باشد، جریان خروجی از پایین برج Debutanizer که اکثراً شامل  $C_5^+$  می باشد، می تواند به عنوان جریان خوراک دوم وارد برج تثبیت گردد.

با مقایسه بین این دو روش می توان گفت: روش Fraction نسبت به روش قبل برای رسیدن به یک RVP معین، دقیق تر و از لحاظ اقتصادی به صرفه می باشد و امروزه به عنوان یک روش متداول به کار برده می شود، در برخی از پالایشگاهها از روش Flash Vaporization به دلیل داشتن عملکردی ساده به عنوان سیستمهای پشتیبان برای روش Fraction استفاده می شود.

در بعضی از پالایشگاههای گازی درکنار عملیات تثبیت، برای افزایش کیفیت محصول و کاهش مرکاپتانها و اسیدیتته میعانات گازی به کمتر از ۵۰ ppm از فرایند DMC استفاده می شود. فرایند DMC، مرکاپتان زدایی از میعانات گازی می باشد که طی این فرایند با استفاده از محلول سود با غلظت ۱۵-۵٪، مرکاپتانهای سبک حذف و مرکاپتانهای سنگین فعال، به ترکیبات آلی پایدار و غیر سمی تبدیل می شوند.

## ۲- حذف دی اکسید کربن و سولفور (Gas Sweetening- H<sub>2</sub>S & CO<sub>2</sub> Removal)

گاز طبیعی بسته به موقعیت چاه حاوی مقادیر متفاوتی از دی اکسید کربن (CO<sub>2</sub>)، سولفید هیدروژن (H<sub>2</sub>S)، سولفید کربنیل (COS) و مرکاپتانها (RSH) و... می باشد. این ترکیبات می توانند باعث خوردگی لوله و تجهیزات، مشکلات زیست محیطی و کاهش ارزش حرارتی گاز شوند. لذا رساندن این ترکیبات به مقدار مجاز در گاز طبیعی امری ضروری است. همانطور که گفته شد گازی که ترکیبات گوگردی و دی اکسید کربن بیش از حد مجاز داشته باشد گاز ترش می گویند و بر عکس وقتی مقدار این ترکیبات در حد مجاز باشد به آن گاز شیرین گفته می شود. لذا تصفیه گاز عبارت است از عملیات شیرین سازی که طی آن مقدار ترکیبات ناخالصیهای فوق تا حد مجاز پائین می آید.

بر اساس استاندارد شرکت ملی گاز ایران، گاز شیرین دارای مشخصات زیر است:

H <sub>2</sub> S	4.8 mg/Nm <sup>3</sup>
CO <sub>2</sub>	2 % mol
RSH	15mg/Nm <sup>3</sup>
Total Sulfur	141mg/Nm <sup>3</sup>

از تکنیکهای مختلفی برای شیرین سازی گاز طبیعی استفاده می شود اما متداولترین روش، شیرین سازی با محلول آمین است.

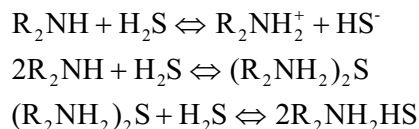
## ۱-۲- سیستم فراورشی تصفیه گاز با محلول آمین:

در روش شیرین‌سازی با محلول آمین، عمل جذب گازهای اسیدی از گاز ترش بر اساس واکنشهای شیمیایی بین حلال و گازهای اسیدی صورت می‌پذیرد. لذا محلول آمین در درجه حرارت پایین و فشار بالا در برج جذب در اثر یک واکنش شیمیایی برگشت‌پذیر، گازهای اسیدی را جذب و در درجه حرارت بالا و فشار پایین در برج احیاء آنها را از دست داده و احیاء می‌گردد.

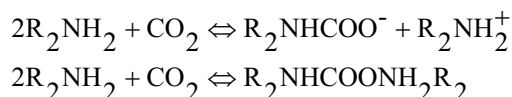
در این فرایند اغلب از سه نوع محلول آمین به اسامی: مونواتانول آمین MEA (آمین نوع اول)، دی‌اتانول آمین DEA (آمین نوع دوم) و متیل‌دی‌اتانول آمین MDEA (آمین نوع سوم)، برای شیرین‌سازی گاز ترش استفاده می‌شود، که در انتخاب آنها می‌بایست به مواردی همچون: دما و فشار گاز ترش، خصوصیت انتخابی محلول برای جذب  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ، قابلیت بازیافت محلول آمین، فشار بخار محلول، مسائل زیست محیطی، هزینه اقتصادی و ... دقت نمود.

واکنشهای انجام شده بین محلول آمین و گازهای اسیدی به قرار زیر است. (از واکنش آمین با  $\text{H}_2\text{S}$  بی‌سولفید آمین و از واکنش با  $\text{CO}_2$  نمک کربمات تشکیل می‌شود).

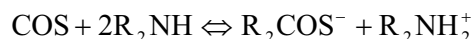
- واکنش محلول آمین (DEA) با  $\text{H}_2\text{S}$ :



- واکنش محلول آمین (DEA) با  $\text{CO}_2$ :



- واکنش محلول آمین (DEA) با COS:



DEA: Diethanolamine ( $\text{R}_2\text{NH}$ )	$\text{HO}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{NH}-\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{OH}$
---	---

نمودار فراورشی شکل ۶، یک نمونه از سیستم تصفیه گاز با محلول آمین را نشان می‌دهد. در این فرایند گاز ترش پس از جداسازی از هیدروکربنهای مایع و ذرات جامد در یک تفکیک‌کننده ورودی، از پایین وارد برج جذب (که می‌تواند به صورت پر شده یا سینی‌دار باشد) می‌شود و با محلول آمین که از بالای برج وارد می‌گردد در طول برج، تماس حاصل می‌نماید و عمل جذب گازهای اسیدی صورت می‌پذیرد.

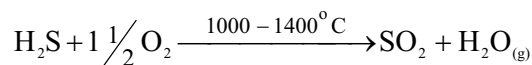
به محلول آمین ورودی به بالای برج جذب، اصطلاحاً آمین سبک (Lean Amine) گفته می‌شود و به محلول خروجی از پایین برج که حاوی گازهای اسیدی است، محلول غنی آمین (Rich Amine) گویند. محلول غنی پس از فیلتراسیون، با محلول آمین سبک در یک مبدل حرارتی تبادل حرارت نموده و گرم می‌شود، سپس محلول گرم آمین غنی وارد برج عریان سازی یا احیاء می‌گردد.

گرمای لازم برای بازیابی آمین از طریق یک جوشاننده (Reboiler) که در پایین برج احیاء قرار دارد تأمین می‌شود. بخار حاصل شده در نتیجه جوشش آمین، در طول برج احیاء با محلول آمین غنی تماس یافته و باعث خارج شدن گازهای اسیدی از آن و انتقال به فاز بخار می‌شود. بخار حاوی گازهای اسیدی پس از خروج از بالای برج وارد یک خنک‌کننده می‌شود و در اثر تبادل حرارت، به صورت دو فاز مایع و بخار در می‌آید، این دو فاز در یک Reflux Drum از هم جدا شده و فاز مایع که شامل آب و مقداری آمین می‌باشد به برج احیاء برگردانده می‌شود. گازهای اسیدی خروجی از Reflux Drum چنانچه دارای  $H_2S$  بالایی باشد (بیش از ۲۰ درصد)، به عنوان خوراک به واحدهای گوگردسازی فرستاده می‌شود. در غیر این صورت در یک سوزاننده (Incinerator) سوخته می‌شوند.

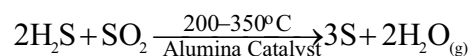
در واحد گوگردسازی سولفید هیدروژن با شرکت در فرایندی کاتالیستی بنام فرایند Claus و در نتیجه یک سری واکنش‌های گرمایی، سولفور موجود را به صورت مایع آزاد می‌کند. مایع حاصل سپس به واحد عملیات دانه بندی منتقل و در نهایت به صورت پودر زرد رنگ انبار می‌شود. گوگرد می‌تواند در صنایع تولید کودهای شیمیایی، رنگها، خمیر کاغذ، حشره کشها و ... بکار رود.

- **فرایند Claus:** این فرایند طی دو مرحله زیر صورت می‌پذیرد و قادر به بازیافت ۹۷ درصد از سولفور موجود در گاز طبیعی است.

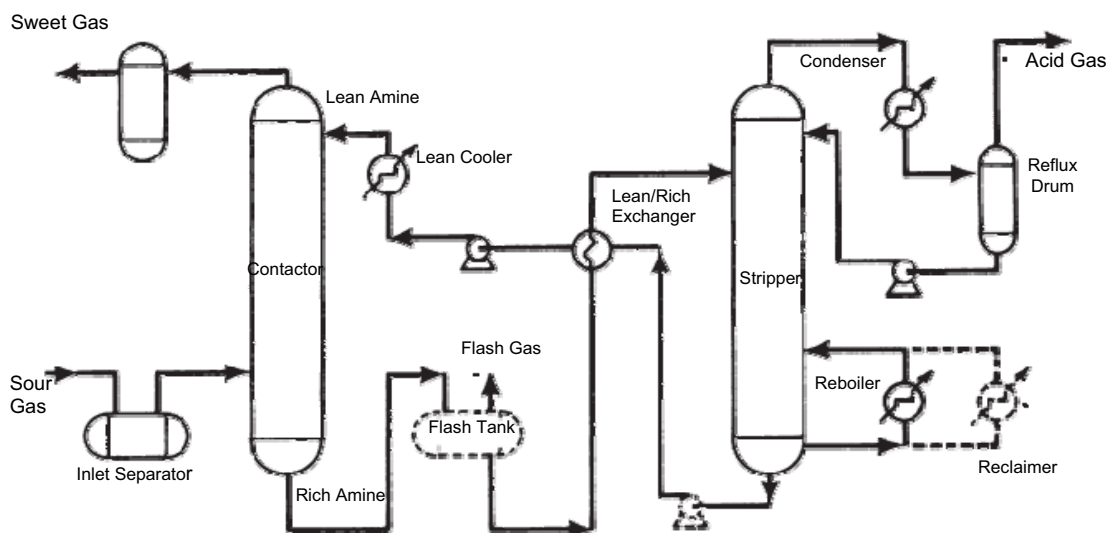
مرحله اول (واکنش پاره ای اکسایش سولفید هیدروژن و تولید دی اکسید سولفور)



مرحله دوم (واکنش کاتالیستی سولفید هیدروژن باقیمانده و تولید گوگرد)



در نهایت محلول آمین بازیابی شده از برج احیاء به عنوان آمین سبک خارج شده و پس از تبادل حرارتی با محلول غنی و سرد شدن در یک خنک کننده به بالای برج جذب برگردانده می شود.



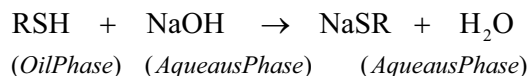
شکل ۶ نمودار فرآیندی شیرین سازی گاز با آمین

## ۲-۲- مرکاپتان زدایی:

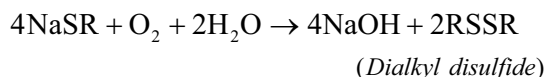
وجود مرکاپتانها در گاز طبیعی می تواند باعث خوردگی تجهیزات و آلودگی محیط زیست شود. طبق استاندارد API میزان مجاز برای وجود مرکاپتانها باید کمتر از ۲۵ grains. در یک صد فوت مکعب گاز باشد. (1 pound = 7000 grains)

فرایند مرکاپتان زدایی همانند فرایند حذف دی اکسید کربن و سولفید از گاز طبیعی می باشد با این تفاوت که در این فرایند به جای آمین از محلول سود در کنار یک کاتالیست معین استفاده می شود و عمل احیاء سود براساس یک واکنش اکسیداسیون بین اکسیژن موجود در هوا و محلول سود غنی در یک دمای معین صورت می پذیرد. علاوه بر این فرایند، توسط فرایندی از نوع غربال مولکولی یا استفاده از جاذبه های جامد می توان مرکاپتانها را از گاز طبیعی حذف نمود. روابط زیر واکنش بین محلول سود و مرکاپتانها در برج جذب و واکنش احیاء سود مصرفی را نشان می دهند.

- واکنش جذب :



- واکنش احیاء محلول سود :



### ۳- حذف بخار آب همراه گاز (نمزدایی - Gas Dehydration)

به طور کلی تمام گازهای طبیعی خام اعم از گازهای طبیعی تفکیک شده از استخراج نفت خام (Associated Gas) و گازهای استخراج شده از چاه‌های گازی مستقل (Non-Associated Gas) مقداری آب به صورت آزاد و یا بخار به همراه دارند. اساساً آب در هیدروکربنها محلول نبوده با این وجود هیدروکربنها استعداد جذب مقداری آب را دارند که این استعداد با دما نسبت مستقیم و با فشار گاز نسبت عکس دارد.

وجود آب همراه گاز می تواند عوامل نامطلوب زیر را سبب گردد:

- ۱- تشکیل هیدرات در خطوط انتقال گاز (هیدراتها ترکیبات جامد یا نیمه جامدی می‌باشند که شبیه کریستال یخ هستند و تشکیل آنها باعث انسداد خطوط لوله انتقال گاز می‌شود).
- ۲- خوردگی در خطوط لوله و تجهیزات (مخصوصاً در گازهای ترش)
- ۳- کاهش حجم گاز در خطوط انتقال

بنابراین حذف آب از گاز برای رسیدن به یک کیفیت مطلوب امری ضروری است. ( معمولاً حد مجاز آب در گاز ۴ الی ۷ پوند در یک میلیون فوت مکعب استاندارد می‌باشد).

جداسازی آب آزاد همراه گاز طبیعی توسط روشهای جداسازی ساده در سرچاه یا در نزدیکی آن انجام می‌شود اما حذف بخار آب موجود در گاز طی فرایند پیچیده‌تری تحت عنوان عملیات نمزدایی (Gas Dehydration) از گاز طبیعی صورت می‌پذیرد.

تکنیکهای مختلفی برای نمزدایی گاز طبیعی استفاده می شود که متداولترین آنها عبارتند از:

- ۱- نمزدایی با خشک‌کننده‌های مایع (Liquid Absorption)
- ۲- نمزدایی با خشک‌کننده‌های جامد (Solid Desiccant Adsorption)

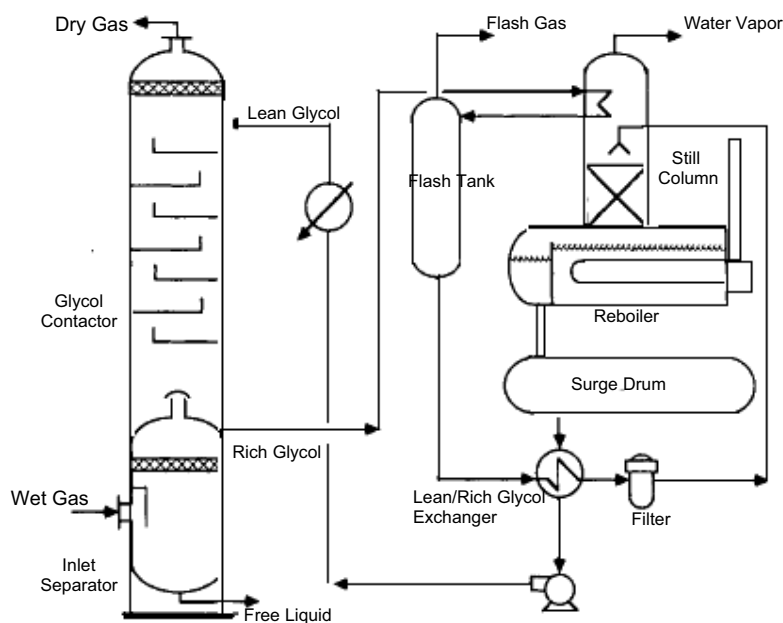
#### ۱-۳- نمزدایی با خشک‌کننده‌های مایع (Liquid Absorption)

جذب آب به وسیله خشک‌کننده‌های مایع یکی از روشهای فیزیکی نمزدایی است که در آن از محلول گلیکول به عنوان جاذب مایع استفاده می‌شود. در این فرایند اغلب از چهار نوع محلول گلیکول به اسامی: منواتیلن گلیکول MEG، دی‌اتیلن گلیکول DEG، تری‌اتیلن گلیکول TEG و تترا اتیلن گلیکول TREG برای عمل نمزدایی گاز استفاده می‌شود.

امروزه استفاده از TEG در فرایندهای نمزدایی بیشتر مرسوم است زیرا در مقایسه با MEG، DEG دارای فشار بخار پایین‌تری بوده لذا هدر رفتن آن به صورت بخار کمتر می‌باشد و در قیاس با TEG ارزانه‌تر است. همچنین می‌تواند تا نقطه شبنم  $7^{\circ}\text{C}$  - گاز را خشک نماید. نقطه شبنم آب (Water Dew Point) درجه حرارتی است که در آن اولین قطره آب به صورت آزاد در گاز تشکیل و از آن جدا می‌گردد.



نمودار فراورشی شکل ۷، یک نمونه ساده از سیستم نهمزدایی با محلول گلیکول را نشان می‌دهد. در این فرایند گاز مرطوب (Wet Gas) در اثر تماس با محلول گلیکول در برج جذب، رطوبت خود را از دست می‌دهد و به صورت خشک (Dry Gas) برج را ترک می‌کند. محلول گلیکول خروجی از پایین برج (Rich Glycol) که غنی از آب جذب شده می‌باشد به منظور تبخیر شدن آب محلول در آن و بازیافت گلیکول برای استفاده مجدد در فرایند نهمزدایی به سیستم احیاء محلول گلیکول که شامل یک جوشاننده حرارت مستقیم (Direct Fire Reboilers) و یک برج توپر می‌باشد، ارسال می‌گردد. جریان گلیکول غنی قبل از ورود به سیستم احیاء ابتدا در اثر عبور از بالای برج جوشاننده (Still Column) پیش گرم شده و دمای بالای برج را تنظیم می‌کند. سپس وارد ظرف افت فشار (Flash Tank) می‌گردد، جاییکه هیدروکربنهای سبک همراه گلیکول به صورت گاز از آن جدا می‌شوند. در نهایت جریان محلول گلیکول غنی که در اثر تبادل حرارت با جریان خروجی از سیستم احیاء افزایش دما پیدا کرده پس از فیلتراسیون وارد برج جوشاننده می‌شود.



شکل ۷ نمودار فراورشی نهمزدایی با محلول گلیکول

قابل ذکر است که عمل احیاء بر اساس اختلاف در نقطه جوش آب و گلیکول صورت می‌گیرد و برای بدست آوردن محلول گلیکول بازیافتی با خلوص بالا می‌بایست عمل احیاء تا نقطه جوش گلیکول ادامه یابد. در سیستم نهمزدایی با TEG عملیات احیاء در دمای  $204^{\circ}\text{C}$  که نقطه جوش محلول TEG می‌باشد، انجام می‌گیرد. افزایش دما به بیش از این میزان باعث واپاشی محلول TEG می‌شود. برای رسیدن به غلظتهای بالا از محلول TEG می‌توان عملیات احیاء را در نقطه جوش محلول و در فشار خلاء انجام داد.

## ۲-۳- نم زدایی با خشک‌کننده‌های جامد (Solid Desiccant Adsorption)

یکی دیگر از روش‌های نم‌زدایی براساس پدیده جذب سطحی بر روی سطح بسترهای جامد صورت می‌پذیرد. جذب سطحی را قادر بودن مواد برای نگهداشتن گاز یا مایعات در روی سطح خود تعریف می‌کنند.

استفاده از این روش نم‌زدایی برای حجم فراوان گاز تحت فشار بالا و رسیدن به نقطه شبنم خیلی پایین مناسب است، بطوریکه با این روش می‌توان تا نقطه شبنم  $100^{\circ}C$  - گاز را خشک نمود.

متداولترین جاذبهای جامدی که در این تکنیک نم‌زدایی استفاده می‌شوند عبارتند از: آلومینا (Alumina)، سیلیکاژل (Silica Gel) و غربال مولکولی (Molecular Sieves). این مواد جاذب دانه ای شکل به علت متخلخل بودن و داشتن شبکه های کریستالی دارای سطح وسیعی برای عمل جذب می‌باشند. همچنین با داشتن منافذی در حد آنگسترم قادر هستند مولکول آب را که دارای قطر اسمی  $3/2$  آنگسترم می‌باشد در خود جای دهند. ( $10^8 \text{ Angstrom} = 1 \text{ cm}$ ) جدول زیر بعضی از خصوصیات این مواد را نشان می‌دهد.

جدول ۳ برخی از خصوصیات جاذبهای جامد

Desiccant	Available form	Bulk Density, kg/m <sup>3</sup>	Outlet Dewpoint	Useful Capacity
Activated Alumina	5-2 mm Granular	830	-73 °c	4-7 kg water per 100 kg of desiccant
Silica Gel	7-2 mm Spherical	720	-60 °c	7-9 kg water per 100 kg of desiccant
Molecular Sieves	Powder 1/16-in. Pellet 1/8- in. Pellet 8 * 12 Bead 14 * 30 Mesh	670-720	-90 °c	9-12 kg water per 100 kg of desiccant



Molecular Sieve

Activated Alumina

Silica Gel

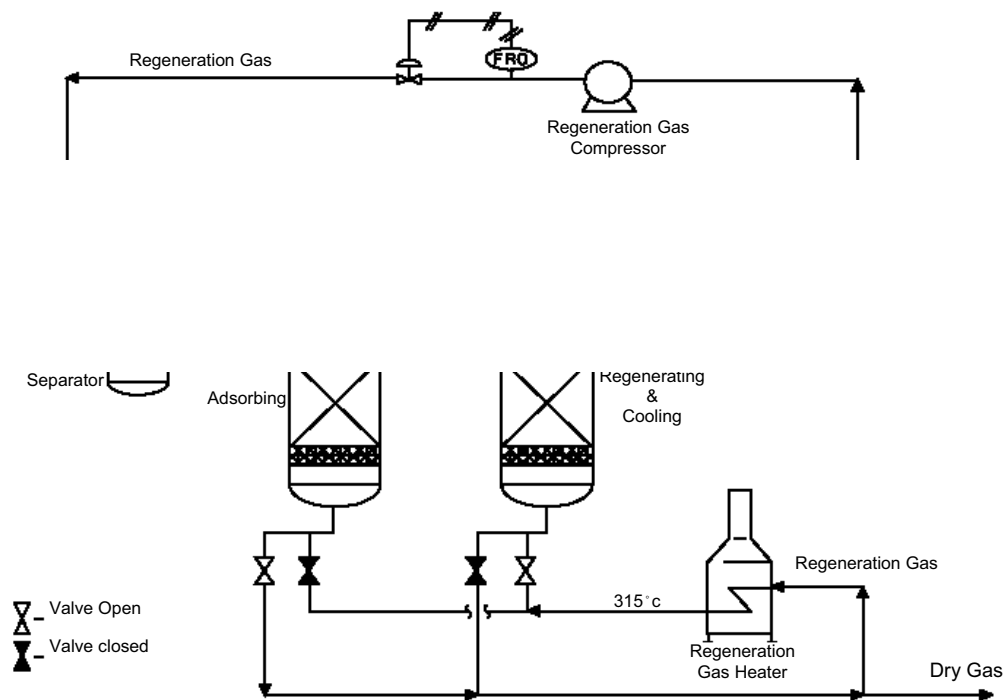
شکل ۸، یک نمونه ساده از سیستمهای نم‌زدایی با جاذب جامد را نشان می‌دهد. در این فرایند گاز مرطوب از داخل برجی پر شده از جاذب جامد از بالا به پائین عبور داده می‌شود. ضمن عبور گاز از بستر جاذب جامد تمام رطوبت موجود در جریان گاز جذب سطح ذرات ماده خشک‌کننده می‌شود و در نهایت گاز خشک از بستر خارج می‌گردد.

در سیستمهای جذب سطحی، عملیات خشک کردن در یک سیکل زمانی معین جهت جذب مقداری آب انجام می‌گیرد و بعد از آن بستر از آب اشباع شده و ظرفیت خود را برای جذب از دست می‌دهد. بنابراین برای قرار گرفتن دوباره در سیستم عملیات جذب، نیاز است که بستر احیاء شود.

لذا برای استمرار در عملیات جذب داشتن حداقل دو برج جذب کننده مجزا اجتناب ناپذیر است، بطوریکه در مدت زمانی که یک بستر در حال عملیات احیاء است، بستر دیگر در حال عمل جذب بخار آب باشد و پس از یک سیکل زمانی معین که بستر از بخار آب اشباع شد، با تعویض جریان گاز از یک برج به برج دیگر، بستر احیاء شده وارد عملیات جذب و بستر اشباع شده وارد عملیات احیاء می‌گردد.

عملیات احیاء بستر جاذب جامد شامل دو مرحله است. یکی گرم کردن بستر، این عمل توسط گاز احیاء (Regeneration Gas) که در اثر عبور از یک گرمکن (Heater) تا درجه حرارت بالا گرم شده، صورت می‌پذیرد. درجه حرارت عمل احیاء معمولاً در حدود  $275-300^{\circ}\text{C}$  برای بسترهای غربال مولکولی و  $180-250^{\circ}\text{C}$  برای بسترهای سیلیکاژل می‌باشد. در نتیجه عبور گاز احیاء گرم شده از میان بستر، آب موجود در بستر بخار شده و همراه گاز از بستر خارج می‌شود.

گاز احیاء می‌تواند درصدی از جریان خشک خروجی باشد در این صورت پس از احیاء بستر و خنک شدن در یک خنک‌کننده و حذف آب آزاد موجود در آن به جریان گاز مرطوب ورودی می‌پیوندد. دومین مرحله عملیات احیاء شامل سرد نمودن بستر تا دمایی بیش از دمایی گاز مرطوب ورودی و آماده کردن بستر برای جذب دوباره می‌باشد.



شکل ۸ سیستم دو برجی نم‌زدایی با جاذب جامد (Solid Desiccant Dehydration)

نمزدایی با جذب جامد در مقایسه با محلول گلایکول دارای مزایایی است همچون:

۱- گاز خشکی با نقطه شبنم خیلی پایین بدست می‌آید.

۲- سیستم ساده است.

۳- قابلیت سازگاری زیادی نسبت به تغییرات حجم عملیات دارد و نسبت به سیستم گلایکول این روش قادر به عمل کردن با گازهایی که درجه حرارت بالایی دارند، می‌باشد.

۴- این سیستم درمقابل تغییرات حرارت و فشار حساس نمی‌باشد.

۵- مقاومت زیادی نسبت به خوردگی داشته و احیاء آنها ساده می‌باشد.

البته این روش دارای معایبی به شرح زیر است:

۱- سرمایه گذاری اولیه آن نسبت به فرایند نمزدایی با گلایکول بیشتر می‌باشد.

۲- افت فشار زیادی در مقایسه با روش گلایکول ایجاد می‌کند.

۳- برای عمل احیاء احتیاج زیادی برای حرارت دارد.

۴- ممکن است در اثر وجود هیدروکربنهای سنگین و گازهای اسیدی مسموم شوند.

## ۴- جداسازی و تفکیک مایعات گاز طبیعی (NGL Extraction and Fraction)

همانطور که در مقدمه گفته شد هیدروکربنهای سنگینتر از متان چه از لحاظ ارزش حرارتی و چه از نظر به کارگیری در فرایندهای تبدیلی، ترکیبات سودمندی به شمار می‌روند و می‌توانند به عنوان اقلام صادراتی بحساب آیند. بنابراین جدا کردن آنها از جریان گاز طبیعی به عنوان محصولی با ارزش امری اقتصادی است.

این ترکیبات گرانبها تحت عنوان مایعات گاز طبیعی (Natural Gas Liquid) شناخته میشوند و جداسازی آنها در یک واحد فراورش نسبتاً متمرکز بنام واحد گاز مایع (NGL Unit) صورت می‌پذیرد. مهمترین محصول این واحدها عبارتند از:

۱- اتان؛ که به عنوان خوراک اصلی مجتمع های پتروشیمی در تولید اتیلن و پلی اتیلن به کار می‌رود.

۲- گاز مایع (Liquefied Petroleum Gas)؛ گاز مایع که به اختصار LPG نامیده می‌شود از دو ترکیب هیدروکربنی پروپان و بوتان تشکیل شده است. این دو ترکیب را می‌توان تحت فشار و یا در دمای پایین تحت سرما در مخازن فلزی مستحکم به صورت مایع نگهداری نمود. در صد پروپان و بوتان موجود در گاز مایع (LPG) نسبت به فصول سرد و گرم سال متفاوت است. گاز مایع ارائه شده

به مصرف کنندگان در ایران در فصول مختلف بین (۵۰-۹۰) درصد بوتان و (۵۰-۱۰) درصد پروپان می‌باشد. اما در فصل سرد درصد پروپان به علت سبکتر بودن و تبخیر بهتر سوخت بیشتر از فصل گرم است. امروزه به علت کیفیت سوخت گاز مایع و کاهش انتشار آلاینده‌ها، استفاده از این سوخت در جهان مورد توجه می‌باشد.

**۳- میعانات گازی (Condensate)؛** آنچه که به عنوان میعانات گازی معرفی می‌شود شامل پنتان و ترکیبات سنگینتر از آن  $C_5^+$  می‌باشد. همانطور که در بخش تثبیت میعانات گازی گفته شد، این مواد به علت داشتن ارزش حرارتی بالا و قابلیت تولید بنزین با هزینه ای خیلی کمتر از تولید بنزین در پالایشگاه های نفت خام بسیار حائز اهمیت می‌باشند. میعانات گازی تفکیک شده از جریان گاز در واحدهای گاز مایع که به عنوان آخرین مرحله تفکیک هیدروکربنهای سنگین از جریان گاز طبیعی به حساب می‌آید برای تثبیت فشار بخار و رسیدن به مشخصه فنی مطلوب به واحدها تثبیت میعانات فرستاده می‌شود.

جداکردن محصولات فوق از جریان گاز طبیعی در واحدهای گاز مایع طی دو مرحله صورت می‌پذیرد. مرحله اول شامل جداسازی اتان و هیدروکربنهای سنگینتر (مایعات گاز طبیعی) از جریان گاز طبیعی می‌باشد که این مرحله را استخراج یا NGL Extraction گویند و مرحله دوم، تفکیک مایعات گاز طبیعی از خودشان و تولید سه محصول بالاست که اصطلاحاً NGL Fraction گفته می‌شود.

### – مرحله اول؛ استخراج مایعات گاز طبیعی (NGL Extraction)

عمدتاً از دو روش برای جداسازی مایعات گاز طبیعی از جریان گاز طبیعی استفاده می‌شود. یکی روش جذب (Absorption) و دیگری فرایند انبساطی برودتی (Cryogenic Expansion) می‌باشد.

#### ۱- روش جذب (Absorption Method)

در این روش از یک نفت جاذب (Lean Absorption Oil) برای جذب مایعات گاز طبیعی از جریان گاز طبیعی استفاده می‌شود. گاز طبیعی در اثر تماس با نفت جاذب در برج جذب، مایعات گاز همراه خود را از دست می‌دهد و نفت جاذب خروجی از پایین برج که حاوی مایعات گاز طبیعی (NGL) می‌باشد و اصطلاحاً نفت جاذب غنی (Rich Absorption Oil) نامیده می‌شود به منظور بازیافت وارد برج تقطیر می‌شود و جداسازی ترکیبات هیدروکربنی از یکدیگر و از نفت جاذب غنی براساس اختلاف در نقطه جوش هیدروکربنها صورت می‌پذیرد.

با استفاده از این روش می‌توان ۷۵ درصد بوتان و ۸۵ الی ۹۰ درصد پنتان و ترکیبات هیدروکربنی سنگینتر را بازیافت نمود. چنانچه نفت جاذب ورودی به برج جذب توسط یک سیکل سرماسازی تا

حد کافی سرد شود می‌توان اتان را تا حدود ۴۰ درصد، پروپان را تا حدود ۹۰ درصد و هیدروکربنهای سنگینتر را تا حدود ۱۰۰٪ درصد از جریان گاز طبیعی استخراج کرد. استفاده از این روش زمانی که فشار گاز ورودی کمتر از ۳۰ bar و استخراج هیدروکربنهای سنگین مدنظر باشد مفید خواهد بود.

## ۲- فرایند انبساطی برودتی (Cryogenic Expansion Process) :

استخراج هیدروکربنهای سبک همچون اتان و بازیافت آنها برخلاف استخراج هیدروکربنهای سنگین از جریان گاز طبیعی توسط روش جذبی عمدتاً مشکل و غیر اقتصادی است و در موارد خاص به صرفه‌تر است تا مایعات گازی سبک در جریان گاز طبیعی باقی بماند. اما چنانچه تقاضای بازار بگونه‌ای باشد که استخراج اتان و هیدروکربنهای سبکتر به صرفه باشد از فرآیند انبساطی برودتی که شامل کاهش دمای جریان گاز تا دمای میعان اتان ( $-85^{\circ}C$ ) است، استفاده می‌گردد. در طی این فرایند، جریان گاز به صورت دو فازی درآمده و اتان و هیدروکربنهای سنگینتر به صورت فاز مایع از فاز گاز که عمدتاً شامل متان می‌باشد جدا می‌گردد.

متداولترین تکنیکهایی که برای کاهش دمای گاز در این فرآیند استفاده می‌شوند عبارتند از :

۱- به کار بردن یک یا چند سیکل سردسازی Refrigeration که در آنها عمدتاً از پروپان به عنوان مایع سرماساز استفاده می‌شود.

۲- استفاده از شیر انبساطی ژول - تامسون (J.T-Valve) : که افت سریع درجه حرارت جریان گاز و در نتیجه دو فازی شدن جریان بر اثر کاهش ناگهانی فشار و انبساط جریان با عبور از شیر انبساطی (J.T) رخ می‌دهد.

۳- فرآیند انبساطی توربو (Turbo Expansion) : در این فرآیند نیز افت درجه حرارت براساس انبساط گاز و کاهش ناگهانی فشار صورت می‌پذیرد با این روش می‌توان به دماهایی پایین‌تر از دمای حاصل شده از روش شیر انبساطی رسید. علاوه بر آن کار تولیدی توسط ماشین انبساطی توربو را می‌توان برای فشرده سازی فاز گاز جدا شده از فاز مایع که عمدتاً شامل حدود ۹۰٪ متان می‌باشد به منظور تأمین فشار و قرار دادن جریان گازی متان در چرخه انتقال استفاده نمود. بنابراین در این روش استخراج اتان همراه با صرفه جویی انرژی صورت می‌پذیرد. گاهی اوقات برای افزایش بهره‌وری می‌توان از دو یا هر سه تکنیک بالا در فرایند استخراج مایعات گاز طبیعی استفاده نمود.

## - مرحله دوم؛ تفکیک مایعات گاز طبیعی (NGL Fraction)

برای رسیدن به محصول نهایی یعنی تولید اتان، گاز مایع (LPG) و میعانات گازی (Condensate)، می‌بایست مایعات گاز طبیعی (NGL) پس از استخراج از جریان گاز طبیعی از یکدیگر تفکیک و به

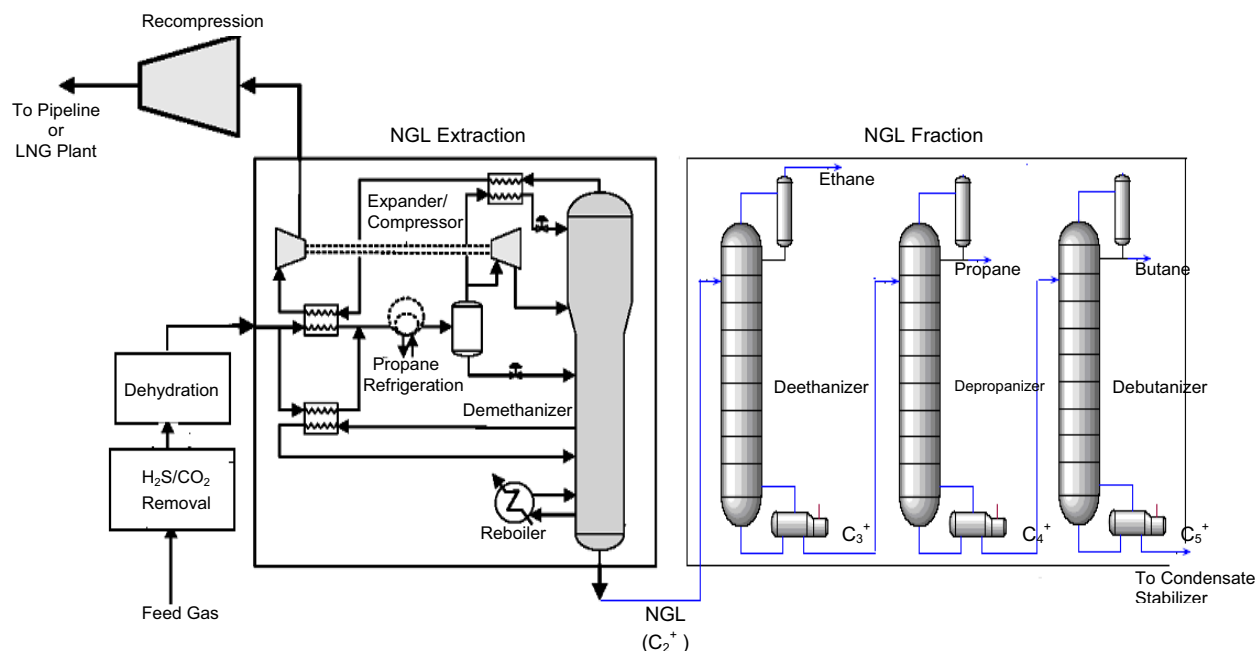
اجزای تشکیل دهنده‌شان شکسته شوند این فرایند شکستن به اجزای تشکیل دهنده که براساس اختلاف در نقطه جوش هیدروکربنها صورت می‌پذیرد اصطلاحاً NGL Fraction گویند و به ترتیب شامل مراحل زیر است:

۱- **جدا کردن اتان**: این عمل در برج اتان‌زدا (Deethanizer) انجام می‌گیرد که در آن جریان مایعات گازی تا نقطه جوش اتان گرم شده و اتان از آن جدا می‌گردد.

۲- **جدا کردن پروپان**: این عمل با گرم کردن جریان خروجی از پایین برج اتان‌زدا در برج Depropanizer تا نقطه جوش پروپان صورت می‌گیرد. در این فرایند محصول بالای برج، پروپان می‌باشد و جریان پایین برج که شامل بوتان و هیدروکربنهای سنگینتر است به سمت برج جداکننده بوتان ارسال می‌شود.

۳- **جدا کردن بوتان**: جدا کردن بوتان بر اساس اختلاف در نقطه جوش بوتان و ترکیبات هیدروکربنی سنگینتر در برج Debutanizer صورت می‌گیرد بگونه‌ای که محصول بالای برج، بوتان و محصول پایین برج شامل پنتان و هیدروکربنهای سنگینتر (میعانات گازی) باشد.

شکل ۹، یک نمونه از فرایند استخراج مایعات گاز طبیعی و تفکیک آنها از یکدیگر که براساس فرایند انبساطی برودتی (Cryogenic Expansion) در واحد گاز مایع (NGL Unit) صورت می‌پذیرد نشان می‌دهد.



شکل ۹ استخراج و تفکیک مایعات گاز طبیعی  
(NGL Extraction & Fraction)



## روشهای انتقال گاز طبیعی

### مقدمه :

بدون شک گاز طبیعی منبع مهم تامین انرژی در قرن جدید است، که پس از استحصال و پالایش می‌بایست به عنوان سوخت به بازارهای داخلی و جهانی انتقال یابد. روشهای شناخته شده برای انتقال گاز طبیعی به عنوان حامل انرژی به بازار مصرف عبارتند از:

- برای فواصل کمتر از ۲۵۰۰ کیلومتر و شدت جریان گاز کمتر از ۸۰۰ میلیون متر مکعب در سال، بهتر است گاز طبیعی به برق تبدیل شده و برق به عنوان حامل انرژی به بازار مصرف منتقل شود.
  - برای فواصل کمتر از ۲۵۰۰ کیلومتر و شدت جریان گاز در محدوده ۱/۵ تا ۶ میلیارد متر مکعب در سال، لوله کشی برای انتقال گاز مقرون به صرفه است.
  - برای فواصل بیشتر از ۲۵۰۰ کیلومتر و شدت جریان گاز در محدوده ۱/۵ تا ۶ میلیارد متر مکعب در سال، تبدیل گاز طبیعی به گاز مایع (LNG) و انتقال گاز مایع با کشتی مقرون به صرفه است.
- انتقال گاز برای فواصل طولانی همواره با مشکلات خاصی روبرو می‌باشد. اما پیشرفت‌های اخیر در زمینه استفاده از سایر تکنولوژی‌ها نیز باعث گردیده است که علاوه بر تکنولوژی LNG، روش‌هایی نظیر CNG و هیدرات هم به عنوان راه حلی برای انتقال گاز به فواصل طولانی مطرح گردند. برخی از کارشناسان تبدیل گاز به فراورده‌های مایع (GTL) را نیز راهکاری مناسب جهت انتقال گاز به بازارهای دوردست بیان می‌نمایند؛ زیرا معتقدند با وجود این که هنوز تکنولوژی GTL به طور گسترده مورد استفاده کشورهای دارنده گاز قرار نگرفته است، حمل فرآورده‌های مایع به بازارهای مصرف بسیار ساده‌تر و کم هزینه‌تر از روش تبدیل به LNG می‌باشد.

برای آشنایی بیشتر به شرح هر یک از این تکنولوژیها به اختصار می‌پردازیم:

### ۱- تکنولوژی LNG (Liquefied Natural Gas)

گاز طبیعی مایع یا LNG، مایعی است بی بو، شفاف، غیر سمی با چگالی حدود  $450 \frac{kg}{m^3}$  که با تبرید و میعان گاز طبیعی در دمای  $160^{\circ}C$ - و فشار اتمسفریک تولید می‌شود. نکته قابل توجه در این فرایند کاهش حجم گاز به  $\frac{1}{600}$  حجم اولیه است و به همین دلیل در حمل و نقل گاز طبیعی به صورت مایع مورد توجه قرار گرفته است.

LNG می‌تواند به عنوان سوخت برای خودروهای سنگین دیزلی به لحاظ ارزش حرارتی و دانسیته انرژی، مشابه سوخت دیزل (گازوئیل) به کار برده شود، علاوه بر آن می‌تواند در پایانه‌های دریافت پس از تبخیر، به شبکه‌های مصرف تزریق شود. در این حالت پایانه دریافت می‌بایست شامل سیستم تخلیه LNG از کشتی، تبخیرکننده LNG، سیستم تزریق به خط لوله و ... باشد.

## ۱-۱- فرایند تولید گاز طبیعی مایع (LNG):

گاز طبیعی خام پس عبور از واحدهای شیرین‌سازی، نمزدایی و جداسازی ترکیبات با ارزش تحت عنوان مایعات گاز طبیعی در واحدهای NGL، به عنوان خوراک به واحد تولید گاز طبیعی مایع ارسال می‌شود. خوراک ورودی به واحد LNG شامل ۹۵ درصد متان و در حد کمی اتان و پروپان خواهد بود.

با توجه به دمای پایین  $-160^{\circ}\text{C}$  برای تولید LNG، لازم است از فناوریهای سردسازی (Cryogenic) استفاده شود. فرایندهای سردسازی تولید LNG همگی تحت لیسانس هستند و صاحبان عمده این فناوری عبارتند از:

شرکت آمریکایی APCI، شرکت انگلیسی و هلندی Shell، شرکت Axens فرانسه و Linde آلمان. این فناوریها پتانسیل تولید ۵ الی ۸ میلیون تن در سال گاز طبیعی مایع را دارند.

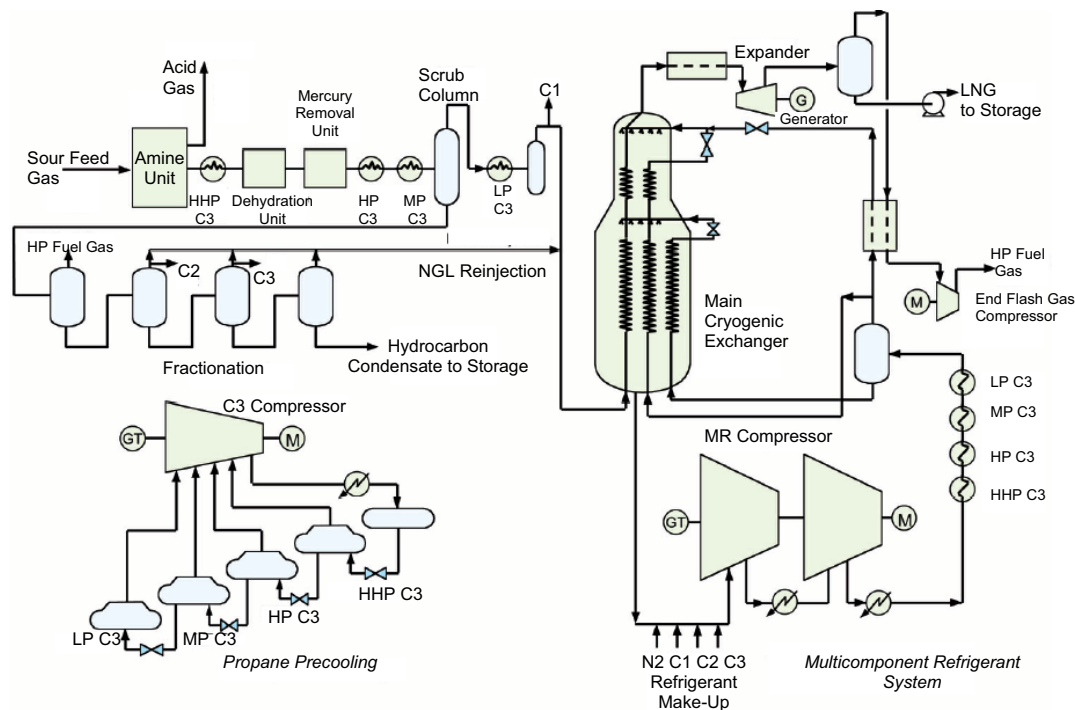
در تمام این فناوریها یک، دو یا سه سیکل سرماساز مستقل می‌تواند جهت پیش سرد کردن، کندانس کردن و فوق سرد کردن گاز برای تولید گاز طبیعی مایع (LNG) استفاده شود. اساس تمام این سیکلهای سرمایشی (که از یک جزء خالص یا یک مخلوط هیدروکربنی به عنوان ماده سردساز استفاده می‌کنند)، سیکل سردساز کارنو می‌باشد که شامل چهار مرحله تراکم آدیاباتیک، سرد کردن و کندانس کردن، انبساط آدیاباتیک و تبخیر جریان سرماساز است.

عمده‌ترین وسایلی که در فرایند تولید LNG مورد استفاده قرار می‌گیرند عبارتند از:

کمپرسورهای سیکل سردسازی، تولیدکننده نیروی محرکه کمپرسورها (نیروی محرکه کمپرسورها عمدتاً توربینهای بخار، توربینهای گازی و موتورهای برق می‌باشد. انتخاب مناسب نوع نیروی محرکه اثر قابل توجهی در راندمان تولید LNG دارد).، مبدل‌های حرارتی اصلی و مخازن ذخیره LNG.

شکل ۱۰، یک نمونه از فرایند تولید گاز طبیعی مایع را نشان می‌دهد. این فرایند که توسط شرکت APCI ارائه شده، به Mixed Refrigerant Propane Pre-Cooled (C3-MR) مشهور است. در این فرایند گاز طبیعی پس از پالایش، ابتدا توسط سیکل پروپان در دو الی سه مرحله خنک شده و پس از تفکیک هیدروکربنهای سنگین، در اثر تبادل حرارت با سیکل مایع سرمایش مخلوط در مبدل حرارتی سرماساز اصلی که شامل دو یا سه دسته لوله ماریچی است و اصطلاحاً Spiral Wound گفته می‌شود، تا حد  $-160^{\circ}\text{C}$  خنک می‌شود. مایع سرمایش مخلوط در این فرایند شامل مخلوطی از نیتروژن، متان، اتان و پروپان است.

در سیکل اول پروپان در سه الی چهار مرحله در مبدلهای مخصوص تبخیر شده و پیش سرمایی برای خوراک (گاز طبیعی) و سرماساز مخلوط ایجاد می‌کند. در سیکل سرماساز مخلوط، ماده سرماساز که نسبتاً کندانس است به دو جریان بخار و مایع تقسیم شده و این دو جریان برای تبادل انرژی و مایع سازی و فوق سرماسازی جریان گاز در مبدل حرارتی سرماساز اصلی به کار می‌رود.



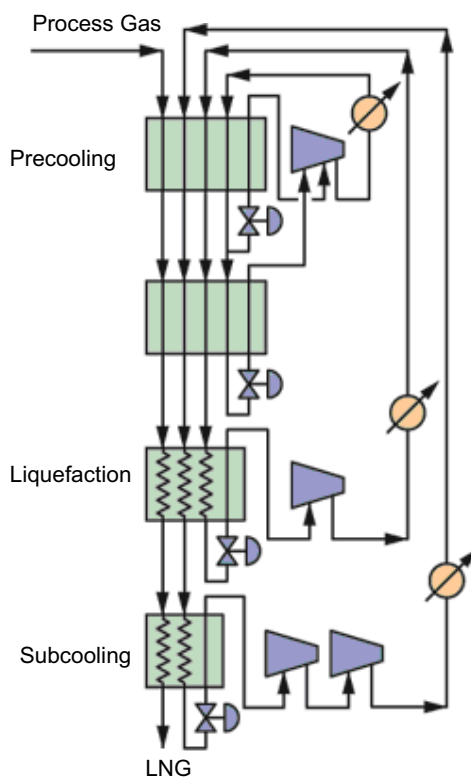
شکل ۱۰ نمودار فرآیندی (C3-MR) Mixed Refrigerant Propane Pre-Cooled

فرآیند APX نیز نوع جدیدی از فرآیند C3-MR است که توسط شرکت APCI ارائه گردیده و در آن سیکل سرمایش نیتروژن برای انجام عمل فوق سرمایشی گاز اضافه شده است.

یکی دیگر از فرآیندهای تبرید، فرآیند مایع سرمایش مخلوط دوگانه (DUAL Mixed Refrigerant) است که امتیاز لیسانس گونه آن توسط شرکت Shell به ثبت رسیده است و آرایش فرآیندی آن مشابه با فرآیند C3-MR است، با این تفاوت که عمل سرمایش اولیه به جای پروپان توسط مایع سرمایش مخلوط اتان و پروپان انجام می‌شود.

در فرآیند دیگری تحت عنوان Mixed Fluid Cascade که در شکل ۱۱، نشان داده شده و توسط شرکت‌های Linde, Statoil ارائه گردیده، از سه سیکل سرماساز مخلوط که از یکدیگر مستقل بوده و یک سیستم آبخاری را تشکیل می‌دهند، برای عمل پیش سرمایش، سردسازی و فوق سردسازی استفاده می‌شود. در این سیستم برای سیکل پیش سرمایش از اتان و پروپان و برای سیکل مایع‌سازی از مخلوط متان، اتان و پروپان و برای سیکل فوق سردسازی از مخلوط نیتروژن، متان و اتان به عنوان مایع سرماساز استفاده می‌شود.

پس از تولید LNG، به منظور ذخیره‌سازی آن از تانک‌های ذخیره زیر زمینی و یا روزمینی که به سیستم تبرید، همراه با سیستم عایق کاری قوی مجهز باشند، استفاده می‌شود. دیواره داخلی تانک‌های ذخیره به دلیل سرمای پایین، معمولاً از جنس آلیاژ ۹ درصد نیکل ساخته می‌شود. در نهایت LNG توسط کشتیهای غول‌پیکر با بدنه دوجداره از پایانه صدور تا پایانه دریافت حمل می‌شود.



شکل ۱۱ نمودار فرایندی Statoil/Linde Mixed Fluid Cascade Process

"برای اطلاع بیشتر در مورد این فناوریها و سیکل سرمایش بکار رفته در آنها می‌توانید به منابع ذکر شده در پایان این نوشتار از جمله فصل ۱۶ کتاب GPSA مراجعه نمایید."

## ۲- تکنولوژی CNG (Compressed Natural Gas) :

استفاده از تکنولوژی CNG یا گاز طبیعی فشرده شده، جهت انتقال گاز طبیعی برای مسافت‌های طولانی می‌تواند به عنوان یک امتیاز مهم تلقی گردد. CNG را می‌توان در کشتی‌های مخصوصی ذخیره و سپس به مقاصد مورد نظر حمل نمود. اما فشار بالای CNG در مخازن ذخیره کشتی و بالا بودن احتمال خطر انفجار آن از عمده مشکلاتی است که باعث عدم کاربرد وسیع تکنولوژی CNG در انتقال گاز در جهان می‌شود. ولی امروزه CNG بدلیل اینکه سوختی قابل استفاده در خودروها است و نسبت به بنزین مزیت‌هایی دارد، می‌تواند به عنوان مصارف داخلی در خودروها به کار گرفته شود. این سوخت اکتان بالایی دارد، تمیز می‌سوزد، قابل اندازه‌گیری است و معمولاً میزان تولید گازهای آلاینده خروجی آن پایین است.

در تکنولوژی CNG به منظور سوخت خودروها، از گاز شهری به منظور خوراک ورودی واحد CNG استفاده می‌شود. در این فرایند گاز پس از فیلتراسیون، وارد دستگاه‌هایی به نام خشک‌کن (Dryer) می‌شود. خشک‌کن‌های مورد استفاده معمولاً از نوع جذبی هستند و درون برج‌های دو قلوئی آنها

معمولاً مواد جذب کننده رطوبت مانند سیلیکاژل قرار داده می‌شود که با یک سیستم کنترلی به طور متناوب، عمل جذب رطوبت گاز ورودی را انجام می‌دهند. پس از این مرحله، فشار گاز خشک توسط یک کمپرسور در سه تا چهار مرحله از حدود (psi) ۲۵۰-۲۲۰ به (psi) ۳۶۰۰-۳۰۰۰ می‌رسد. کمپرسورهای مورد استفاده در ایستگاه‌های سوخت رسانی CNG معمولاً از نوع رفت و برگشتی هستند و نیروی محرکه این کمپرسورها بیشتر موتور الکتریکی است.

گاز در هر مرحله فشرده‌سازی به دلیل اصطکاک مولکول‌های گاز با یکدیگر و با جدار سیلندرها به شدت گرم می‌شود، در نتیجه در میان مسیر عبور آن خنک‌کن میانی یا Intercooler قرار می‌گیرد. در مرحله پایانی، گاز متراکم با فشاری در حدود (psi) ۳۶۰۰ یا ۲۵۰ بار کمپرسور را ترک می‌کند و خودروها با فشاری حدود ۲۰۰ بار سوخت‌گیری می‌کنند.

### ۳- تکنولوژی (GTL) Gas To Liquid :

گاز طبیعی، به عنوان سوختی کم ارزش با هزینه انتقال نسبتاً بالا به بازار مصرف تلقی می‌شود. با استفاده از تکنولوژی GTL، می‌توان گاز طبیعی را به فرآورده‌های مایع با ارزشی همچون بنزین، نفت سفید، گازوئیل و فرآورده‌های ویژه هیدروکربنی دیگر تبدیل کرد و در نهایت مانند فرآورده‌های نفتی در تانکرهایی به سوی بازار مصرف حمل نمود.

فرآیند سنتز فیشر- تروپش (Fischer-Tropsch)، به عنوان اصلی‌ترین فرایند تولید GTL شناخته می‌شود که از میان صاحبان دانش این فن‌آوری، شرکت‌های Sasol, Shell توانسته‌اند در مقیاس تجاری، واحدهای GTL را راه اندازی نمایند. روش سنتز فیشر- تروپش شامل سه مرحله است:

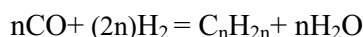
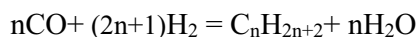
#### ۱- تولید گاز سنتز (Syngas):

در این مرحله تولید گاز سنتز از گاز طبیعی که عمدتاً متان می‌باشد بوسیله ریفرمینگ گاز طبیعی تحت واکنشهای زیر صورت می‌پذیرد:



## ۲- تولید هیدروکربن‌های خطی:

در این مرحله گاز سنتز تحت فشار ۲۰ تا ۳۰ اتمسفر و در دمای  $180^{\circ}\text{C}$  تا  $350^{\circ}\text{C}$  (بر اساس نوع فرایند) و در مجاورت کاتالیزورهای فلزی چون آهن، کبالت، و یا نیکل بر اساس واکنش زیر به هیدروکربنهای سنگین ( $\text{C}_{20}\text{-C}_{40}$ ) تبدیل می‌شود:



فرآیند فیشر- تروپش را می‌توان از لحاظ دمای عملیاتی راکتور سنتز به دو نوع تقسیم کرد، یکی در دمای بالا نزدیک به  $350^{\circ}\text{C}$  که فرآورده‌های بدست آمده از آن نسبتاً سبک و بیشتر اولفینی هستند. دیگری در دمای پایین ( $180^{\circ}\text{C}\text{-}250^{\circ}\text{C}$ ) که فرآورده‌های آن هیدروکربن‌های پارافینی سنگین می‌باشند. قابل ذکر است که ویژگی گاز سنتز و نوع راکتورهای به کار رفته در دو فرآیند دما بالا و پایین با یکدیگر متفاوت است.

## ۳- مرحله پالایش و بهبود کیفیت هیدروکربن‌های خطی:

در این مرحله با استفاده از فرایندهای متعارف پالایشگاهی مانند هیدروکراکینگ و ایزومریزاسیون، فرآورده‌هایی مانند نفتا، نفت سفید، گازوییل و فرآورده‌های ویژه همچون روانکارها و پارافین حاصل می‌شود.

در روش فیشر- ترپش انتخاب مناسب نوع راکتور و کاتالیزور برای افزایش کارایی سیستم از اهمیت خاصی برخوردار است. مهمترین مزیت فرآورده‌های تولیدی از فرآیند GTL، بالا بودن کیفیت و درجه خلوص بالای آن می‌باشد. همچنین کاهش آلودگی ناشی از انتشار گاز  $\text{CO}_2$  از جمله موارد قابل توجه در توسعه تکنولوژی GTL در آینده می‌باشد. اما اقتصادی بودن و سودآوری پروژه‌های GTL تحت تاثیر عوامل متعددی قرار دارد که عمده‌ترین آنها هزینه سرمایه‌گذاری، قیمت گاز و قیمت نفت می‌باشد.

منابع :

- ۱- GPSA; "Gas Processor Suppliers Association", Tenth Edition, Copyright at 2000
- ۲- John M .Campbell; "Gas Conditioning and Processing", Volume 1&2, Seventh Edition, October 1994
- ۳- Maddox; "Gas Conditioning and Processing", Volume 4, Seventh Edition, October 1994
- ۴- M.Moshfeghian, R.M.Behbahani & E.Atashrouz; "Effects of Various Operating Parameters on The Natural Gas Dehydration By Solid Desiccants", March 2006
- ۵- IPS; "Iranian Petroleum Standard", IPS-E-PR-500; Dec 1997
- ۶- I.Ambari; " NGL Extraction Technology", Gas and LNG User Guide, Shell Global Solution International , B.V.,2003
- ۷- Wesley R.Qualls ; "Benefits of Integrating NGL Extraction and LNG Liquefaction Technology",ConocoPhillips Company 2005
- ۸- Tariq Shukri; " LNG Technology Selection " , Foster Wheeler , UK, Feb.2004
- ۹- "Processing Natural Gas" ; [www.naturalgas.org/naturalgas/processing\\_ng.asp](http://www.naturalgas.org/naturalgas/processing_ng.asp)
- ۱۰- علیرضا احمدخانی، محمد یوسف معتمدهاشمی؛ " بررسی فنی- اقتصادی کاربرد فناوری GTL برای ایران "، شرکت پرشیا انرژی
- ۱۱- محمد چاقری؛ " صنعت ال ان جی "، ماهنامه نفت، گاز و پتروشیمی ، شماره ۳۹- خرداد ۱۳۸۵

" استفاده از مطالب این نوشتار فقط با ذکر منبع مجاز است "



# Natural Gas Processing & Transmission

Provided By:

Ehsan Atashrouz  
*Eatashrooz@yahoo.com*

