

گاز مایع

سوخته‌های فسیلی شامل نفت و گاز در عمق سه تا چهار کیلومتری اعماق زمین و در خلل و فرج لایه‌های آن و با فشار چند صد اتمسفر بصورت ذخیره می‌باشند. گازهای طبیعی زیرزمینی یا به تنهایی و یا به همراه نفت تشکیل کانسار (معدن) می‌دهند. که در هر دو صورت از نظر اقتصادی بسیار گران‌بها می‌باشد. در صورت همراه بودن با نفت گازها در داخل نفت حل می‌شوند، و عمدتاً نیز به همین صورت یافت می‌گردد و در این رابطه مولفه‌های فیزیکی مواد حرارت و فشار مخزن تأثیرات مستقیم دارند و نهایتاً در صورت رسیدن به درجه اشباع تجزیه شده و به لحاظ وزن مخصوص کمتر در قسمت‌های فوقانی کانسار و بر روی نفت یا آب به شکل گنبد‌های گازی (GAS DOME) قرار می‌گیرند. گاهی در مخازن گازهای محلول در آب نیز مشاهده شده است.

گاز متان در حرارت و فشار موجود در کانسارها متراکم نمی‌گردد بنابراین همیشه بصورت گاز باقی مانده ولی در مخازنی که تحت فشار بالا هستند بشکل محلول در نفت در می‌آید. سایر اجزای گاز طبیعی در مخازن نسبت به شرایط موجود در کانسار در فاز مایع یا فاز بخار یافت می‌شوند. گازهای محلول در نفت به مثابه انرژی و پتانسیل تولید مخزن بوده و حتی المقدور سعی می‌گردد به روشهایی از خروج آنها جلوگیری گردد ولی در هر حال بسیاری از گاز محلول در نفت در زمان استخراج همراه با نفت خارج می‌گردد. در سالهای پیش از انقلاب در صد بالایی از آن از طریق مشعل سوزانده می‌شد و به هدر می‌رفت ولی در سالهای بعد تا به حال به تدریج و با اجرای طرح‌هایی منجمله طرح آماک از آنها به عنوان تولیدات فرعی استحصالی از میادین نفت کشور به منظور تزریق به مخازن نفتی تولید مواد خام شیمیایی و سوختی با ارزش استفاده می‌کنند.

استخراج گاز

در ایران گاز طبیعی خام را از دو نوع چاه استخراج می‌نمایند :

۱_ میادین نفتی و گازی مستقل گازی از قبیل میادین گاز نار و کنگان ، خانگیران ، تابناک ، حوزه‌های شانول ، هما ، وراوی و میدان گازی پازنان و غیره .

۲_ میادین نفتی از قبیل میادین اهواز ، آغاچاری ، مارون ، گچساران ، بی بی حکیمه ، رامشیر و غیره . هنگامی که میزان نفت درون چاه کاهش می‌یابد از گاز دی اکسید کربن به عنوان گاز افزایش دهنده حجم استفاده می‌شود.

ترکیبات گاز طبیعی

گاز طبیعی موجود در مخازن هیدروکربوری زیرزمینی به دو حالت می تواند از زمین خارج شده و در دسترس انسان قرار گیرد :

۱ - اگر بیشترین ماده موجود در مخزن زیرزمینی ، گاز طبیعی باشد به آن "چاه مستقل گازی" میگویند. گاز طبیعی خام که از چاههای مستقل گازی استخراج می گردد و هنوز فرایندهای سرچاهی و پالایشی را طی نکرده است از مواد مختلفی تشکیل گردیده است. این مواد به طور عمده شامل هیدروکربور متان (CH_4) به همراه گاز اتان (CH_3) و هیدروکربورهای دیگر به صورت سنگین و مایع مانند پروپان، بوتان و هیدروکربورهای سنگین تر یا چکیده نفتی که "میعانات گازی" (Condensate) نامیده می شوند و حاوی "بنزین طبیعی" (Natural Gasoline) هستند و همچنین مقداری از ناخالصیهای غیرهیدروکربوری شامل بخار آب (H_2O) ، دی اکسید کربن (CO_2) ، منواکسید کربن (CO) ، نیتروژن (N) ، سولفید هیدروژن (H_2S) ، هلیوم (He) و گازهای دیگر می باشند که درصد هر کدام از این مواد در گاز طبیعی ، بستگی به نوع مخزن ، محل آن ، عمق مخزن و عوامل دیگر دارد. این چاهها به صورت معمول قادر به تولید در اندازه های تجاری بوده و محصول آنها به نام گاز غیر همراه (Non-Associated Gas) نیز شناخته میشود. گازهای طبیعی خام استخراج شده از چاههای مستقل گازی یا هیچ نفتی همراه خود ندارند و یا مقدار نفت همراه آنها بسیار ناچیز میباشد ؛ اما این گازها به دلیل اینکه از اعماق زمین به بالا آمده اند در طول مسیر بالا آمدن با خود مقداری شن و ماسه و آب شور را به همراه آورده اند. از اینرو ، قبل از ارسال این گازها به پالایشگاه ها ، جامدات همراه با آنها در محلهایی که به مجموعه تاسیسات سرچاهی شناخته می شوند، توسط دستگاه هایی به نام جدا کننده (Separator) از گاز جدا میگردند. پس از این کار ، گاز طبیعی که جامدات همراه خود را تا حد بسیار زیادی از دست داده است ، توسط خطوط لوله به مراکز جمع آوری (پالایشگاه) انتقال می یابد. در طول مسیر لوله های انتقال، به دلیل کم شدن تدریجی فشار گاز، دمای آن کاهش می یابد و بر اثر این کاهش دما، آبهایی که همراه با گاز از اعماق زمین استخراج شده و همراه با آن به صورت بخار آب در حال حرکت می باشند (که آنها را هیدرات های گاز طبیعی می نامند)، کم کم به مایع تبدیل خواهند شد و اگر دما باز هم کاهش یابد، این آبها به صورت نیمه جامد یا جامد (کریستالهای یخ) درآمده و حرکت گاز را با مشکل مواجه می کنند و در حالت بدتر، امکان دارد که در نقاطی از مسیر، این جامدات به دیواره لوله بچسبند. در صورت بروز چنین پدیده ای، خیلی زود سایر مایعات

یا جامداتی که به همین علت تشکیل شده و به همراه گازها در حال حرکت می باشند، به این نقطه خواهند پیوست و در زمان بسیار کوتاهی حجم این توده به قدری بزرگ خواهد گردید که تقریباً به طور کامل، مانع از حرکت گاز در لوله می گردد. با توجه به سرعت و فشار بالای گازهای در حال عبور، گاز در پشت این نقطه متراکم شده و به راحتی می توان پیش بینی نمود که این اتفاق حتی ممکن است خط لوله انتقال گاز را دچار نشستی، ترکیدگی یا حتی انفجار کند. از اینرو، در نقاط خاصی از مسیر خط لوله بین چاهها تا مقصد، دستگاههای گرمکن (Heater) وجود دارند که دمای گاز را بالا می برند.

۲ - چاههای نفت نیز به طور معمول حاوی مقادیری گاز می باشند. گاز طبیعی خام موجود در چاههای نفت به دو صورت می تواند استخراج گردد:

الف - چنانچه گاز به صورت محلول در نفت خام باشد، گاز محلول (Solution Gas) نامیده می شود.

ب - اگر گاز در تماس مستقیم ولی جدا از نفت باشد، به آن گاز همراه (Associated Gas) می گویند.

مشخصات و مزیت‌های گاز طبیعی

گاز طبیعی (متان - CH_4) حاصل از عملیات فرآورش نهایی دارای مشخصات بدون رنگ، بدون بو و سبکتر از هوا می باشد. ارزش حرارتی یک گاز، مقدار حرارتی است که در اثر سوختن یک مترمکعب آن گاز ایجاد می شود که بدین ترتیب ارزش حرارتی هر متر مکعب متان تقریباً معادل ارزش حرارتی یک لیتر نفت سفید می باشد و به عبارت دیگر چنانچه یک فوت مکعب از آن سوزانده شود معادل با ۲۵۲ کیلو کالری انرژی حرارتی آزاد می نماید که از این لحاظ در مقایسه با دیگر سوختها بسیار قابل توجه می باشد. هیدروکربنها با فرمول عمومی C_nH_{2n+2} اجزاء اصلی گاز طبیعی بوده و منابع عمده انرژی می باشند. افزایش اتمهای کربن مولکول هیدروکربن را سنگینتر و ارزش حرارتی آن افزونتر می سازد. ارزش حرارتی هیدروکربنهای متان و اتان از ۸۴۰۰ تا ۱۰۲۰۰ کیلو کالری به ازای هر متر مکعب آنها می باشد. ارزش حرارتی هیدروکربن پروپان برابر با ۲۲۲۰۰ کیلو کالری به ازای هر متر مکعب آن می باشد. ارزش حرارتی هیدروکربن بوتان برابر با ۲۸۵۰۰ کیلو کالری به ازای هر متر مکعب آن می باشد. گاز طبیعی شامل ۸۵ درصد گاز متان و ۱۲ درصد گاز اتان و ۳ درصد گاز پروپان، بوتان، ازت و غیره می باشد گاز طبیعی حاصل از میادین گازی سرخس حاوی متان بادرجه خلوص ۹۸ درصد می باشد. ارجحیت دیگر گاز طبیعی (متان - CH_4) به سایر سوختها آن است

که گاز طبیعی تمیز ترین سوخت فسیلی است زیرا نه تنها با سوختن آن گاز سمی و خطرناک منواکسید کربن تولید نمی‌گردد بلکه جالب است بدانیم که ماحصل سوخت این گاز غالباً آب به همراه حداقل میزان دی‌اکسید کربن در مقایسه با تمام سوخت‌های فسیلی می‌باشد .

در یک تحقیق از میزان آلاینده‌گی گاز طبیعی و دیگر سوخت‌های فسیلی یافته‌ها به شرح ذیل بودند . میزان انتشار CO₂ در گاز طبیعی ۶/۵۳ درصد ، پروپان ۶۷ درصد ، بنزین ۷/۷۲ درصد ، نفت گاز ۷۶/۲ درصد ، نفت کوره ۳/۷۹ درصد و زغال سنگ ۱/۸۲ درصد به ازای یک واحد گرما است لذا با توجه به موارد فوق می‌توان از آن به عنوان سوخت برتر ، ایمن و سالم در محیط‌های خانگی ، تجاری و اداری که دارای فضاهای بسته و محدود می‌باشند استفاده نمود.

دمای احتراق خود به خود گاز طبیعی ۶۴۹ درجه سانتی گراد است. دمای جوش متان ۱۶۱ / ۴۹ درجه سانتی گراد زیر صفر است . فرایند تبدیل گاز طبیعی به گاز مایع LNG در همین درجه حرارت صورت می‌گیرد. یکی از عوامل مهم و مؤثر در کامل سوزی گاز طبیعی و آبی سوزی شعله تامین هوای کافی است. میزان هوای لازم جهت هر متر مکعب گاز طبیعی هنگام سوختن حدوداً ۱۰ متر مکعب می‌باشد. آبی تر بودن شعله به معنی دریافت بهتر و بیشتر هوا می‌باشد.

فرآورش گاز طبیعی

مجموعه عملیات پیچیده‌ای است شامل فرایندهایی به قرار و ترتیب ذیل که در جریان آن بتوان گاز طبیعی را که شامل عمدتاً متان به عنوان اصلی ترین ماده و با درصد خلوص ۸۰ تا ۹۷ می‌باشد را به‌عنوان محصول نهائی پالایش نمود، ضمن آنکه در این فرایندها علاوه بر استحصال گوگرد ترکیبات ارزشمند مایعات گاز طبیعی (NATURAL GAS LIQUIDS –NGL) شامل گاز مایع LPG و (CONDENSATE) که تماماً در ردیف اقلام صادراتی نیز بشمار می‌آیند جداسازی می‌گردند.

تفکیک گاز و نفت

گاز همراه با نفت

گازی که همراه نفت است الزاماً باید از آن جدا شود تا نفت خالص و پایدار بدست آید. در صورتی که نفت و گاز استخراجی از چاه مستقیماً به مخازن ذخیره نفت هدایت گردند. بعلت سبک و فرار بودن گاز مقداری از آن از منافذ فوقانی مخزن ذخیره خارج شده و در ضمن مقداری از اجزای سبک و گرانبهای نفت را هم با خود خارج می‌کند. از این

رو نفت را پس از خروج از چاه و پیش از آنکه به مخزن روانه گردد به درون دستگاه تفکیک نفت و گاز هدایت می‌کنیم. عملیات تفکیک گاز همراه از نفت خام اصولاً با ابزار موجود در سر چاه و طی فرایندهای سرچاهی، انجام می‌شود. این عمل توسط دستگاهی بنام جداکننده سنتی که هیدروکربورهای سنگین و مایع را از هیدروکربورهای سبکتر و گازی تفکیک می‌نماید صورت می‌گیرد. سپس این دو هیدروکربن برای فرآورش بیشتر به مسیرهای مجزایی هدایت شده تا عملیات تصفیه‌ای لازم بر روی آنها صورت گیرد. این دستگاه به شکل یک استوانه قائم در بسته بوده که در آن با استفاده از نیروی گرانش ذرات گاز از هم باز و به اصطلاح منبسط می‌گردد، و در ضمن از سرعت آن نیز کاسته می‌شود. وقتی فشار و سرعت گاز به مقدار زیادی کاهش یافت بخش انبوهی از گاز، از نفت جدا می‌گردد. آنگاه گاز حاصل را توسط لوله به مخزن دیگری هدایت می‌کنند گازی که از دستگاه جدا کننده خارج می‌گردد، غالباً از نوع گاز تر بوده و حاوی مقدار زیادی بنزین سبک (طبیعی) نیز می‌باشد. بنزین سبک (طبیعی) به لحاظ آنکه دارای ارزش فراوانی می‌باشد الزاماً باید در مراحل بعدی از گاز طبیعی جدا گردد.

گاز محلول در نفت خام

در مواردی که گاز در نفت خام محلول است مقداری از آن به جهت ماهیت گاز و تحت تأثیر کاهش فشار موجود در سر چاه از نفت جدا می‌گردد و سپس این دو گروه از هیدروکربنها برای فرآورش بیشتر هر یک به مجاری مخصوص بخود فرستاده می‌شوند.

۱- تفکیک مایعات گازی

این فرایند اولین مرحله از مجموعه عملیات پالایش گاز طبیعی خام می‌باشد. در به عمل آوری مایعات گازطبیعی فرایندی سه مرحله‌ای وجود دارد. زیرا ابتدا مایعات (NGL) توسط جاذب NGL از گازطبیعی استخراج و سپس ماده جاذب طی فرایند دوم قابلیت استفاده مجدد (مکرر) را در فرایند ابتدایی کسب می‌نماید و نهایتاً در فرایند سوم عناصر تشکیل دهنده و گرانبه‌های این مایعات نیز باید از خودشان جداسازی شده و به اجزای پایه‌ای تبدیل گردند. که این فرایند در یک نیروگاه فرآورش نسبتاً متمرکز بنام کارخانه گاز مایع بر روی مایعات حاصل انجام می‌شود. بخش اعظم مایعات گازی در محدوده بنزین و نفت سفید می‌باشد. ضمن آنکه می‌توان فرآورده‌های دیگری مانند حلال و سوخت جت و دیزل نیز از آن تولید نمود. مواد متشکله در مایعات گاز طبیعی (NGL) عبارت‌اند از:

۱- ۱ اتان

ماده‌ای است ارزشمند و خوراک مناسب جهت مجتمع‌های پتروشیمی و تبدیل آن به ماده ایی با ارزش بیشتر به نام اتیلن و پلی اتیلن . گاز طبیعی میدان پارس جنوبی حدوداً حاوی شش درصد اتان می‌باشد که با جداسازی آن و ساخت اتیلن و پلی اتیلن مزیت‌های اقتصادی فراوانی برای کشورمان ایجاد می‌شود. کاربرد فناوری تفکیک اتان از مایعات گازی در ایران بسیار جدید است و هم اکنون در فازهای ۴ و ۵ پارس جنوبی بکار گرفته می‌شود .

۱- ۲ گاز مایع (LPG)

گاز مایع عمدتاً شامل پروپان و بوتان بوده که آن را می‌توان با پالایش نفت خام نیز بدست آورد. ضمناً در فرایند شکست ملکولی (کراکینگ) نفت خام و یا فرایند افزایش اکتان بنزین (ریفورم کاتالیستی) نیز این ماده ارزشمند به صورت محصول جانبی حاصل می‌شود . درصد پروپان و بوتان موجود در گاز مایع (LPG) که مصارف سوختی در خودرو (کمتر) و در منازل (بیشتر) دارد متغیر بوده بطوری که در فصل گرم پروپان کمتر و در فصل سرد پروپان بیشتر خواهد بود در فصل سرد افزایش در صد پروپان به علت سبکتر بودن باعث تبخیر بهتر سوخت می‌گردد . معمولاً درصد پروپان در گاز مایع بین ۱۰ الی ۵۰ درصد متغیر است .

۱- ۳ کاندنسیت یا چگالیده (condensate)

شامل ترکیبات سنگینتر از بوتان ، مولکولهایی دارای اتمهای کربن بیشتر و حالت مایع در شرایط را شامل می‌گردند. این ترکیبات را می‌توان به منظور صادرات پس از تثبیت فشار بخار و تنظیم نقطه شبنم طبق مشخصات اعلام شده متقاضی (خریدار) به مخازن انتقال یافته و به محض تکمیل ظرفیت مخزن صادر شوند. ولی این گروه از هیدروکربورها به لحاظ ارزشمندی بیشتری که نسبت به دیگر محصولات جدا شده دارند مقرون به صرفه است که طی فرایند دیگری در پالایشگاه کاندنسیت به سوختهایی تبدیل گردد که تا کنون در پالایشگاههای نفت از پالایش نفت خام حاصل می‌گردید. با توجه به اینکه پالایشگاه ۵۰۰ میلیون دلاری کاندنسیت (مایعات گازی) در امارات متحده عربی بخشی از خوراک مورد نیاز خود را از ایران تامین می‌نماید و حجم فراوان مایعات گازی که با بهره برداری از فازهای پارس جنوبی و دیگر پالایشگاههای گاز کشور حاصل می‌گردد ، احداث پالایشگاههای کاندنسیت با امکاناتی شامل یک برج تقطیر و چند فرآیند تصفیه و ریفورمینگ کاتالیستی بنا به مزیت‌های موجود در ذیل بسیار حائز اهمیت می‌باشد .

۱_ تولید بنزین بیش از دو برابر بنزین تولیدی در پالایشگاههای نفت . ۲_ بدون تولید اندکی از نفت کوره و طبعاً رفع مشکلات ناشی از تولید این فراورده ضمن آنکه باقیماندههای تقطیر مایعات گازی نیز به محصولات میان تقطیر و سبک تبدیل می‌گردد . ۳_ در ازای تخصیص نیمی از تجهیزات موجود در پالایشگاههای نفت خام به پالایشگاه کاندنسیته می‌توان محصولات با ارزش بیشتری تولید نمود . ۴_ هزینه تولید هر واحد محصول در این نوع پالایشگاه بسیار پایین تر از پالایشگاه نفت خام است . ۵_ میزان سرمایه گذاری در مقایسه با احداث پالایشگاه نفت خام حدوداً به نصف می‌رسد.

در حال حاضر کلیه مایعات گازی تولیدی در دو بخش صنایع پتروشیمی و پالایشگاهها جهت خوراک مورد استفاده قرار گرفته و بخش سوم آن نیز صادر می‌گردد . مایعات گازی حاصل از پالایش گازهای ترش نیز ترش بوده و حاوی درصد فراوانی از هیدروژن سولفید و مرکاپتان می‌باشد . بنابراین بعد از تقطیر و تهیه فراورده‌ها نیاز به فرایندهای پالایشی جهت زدودن و پاکاستن از میزان گوگرد و مرکاپتان موجود دارند هم اکنون پالایشگاه قدیمی مایعات گازی در بندرعباس روزانه ۲۶۰ هزار بشکه نفت خام و ۲۰ هزار بشکه مایعات گازی را فرآوری می‌کند . احداث پالایشگاه جدید مایعات گازی در بندرعباس به شرکت سرمایه گذاری نفت سپرده شده و مطالعات آن در حال انجام است . پالایشگاه جدید مایعات گازی در بندرعباس و با ظرفیت ۳۶۰ هزار بشکه احداث می‌گردد . و تا کنون طراحی بنیادی و اخذ دانش فنی آن طبق برنامه توسط شرکت ملی مهندسی و ساختمان نفت به پایان رسیده است . قدیمی ترین پروژه از این دست پروژه واحدهای تقطیر مایعات گازی پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد (خانگیران) است که پیشینه ۲۰ ساله دارد . در آن زمان پیشنهاد داده شد که مایعات تولیدی از میادین شمال شرقی (خانگیران) در واحدهای تقطیر به فرآورده‌های نفتی همچون حلال‌های ویژه نفتی ، نفتا ، نفت سفید و گازوئیل مرغوب تبدیل شود. پروژه واحدهای تقطیر مایعات گازی خانگیران مورد تایید برنامه ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران نیز قرارگرفت . شرکت ایتالیایی I.M.S در سال ۱۳۸۰ طی یک مناقصه مسئولیت ساخت واحدهای تقطیر را بدست گرفت . این شرکت در همان سال (۱۳۸۰) مشغول ساخت دستگاه‌های مربوطه شد که بنا به پیش بینی مجری وقت طرح‌های پالایش گاز شرکت ملی گاز ایران حداکثر تا یک سال بعد به اتمام می‌رسد که خوشبختانه جدیداً خبرها حکایت از راه اندازی این تأسیسات دارد .

حذف دی اکسیدکربن و سولفور بعد از جداسازی مایعات گازی از گاز طبیعی خام

دومین قسمت از فرآورش گاز نیز که صورت می‌گیرد شامل جداسازی دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن است. گاز طبیعی بسته به موقعیت چاه مربوط مقادیر متفاوتی از این دو ماده را شامل می‌گردد. فرایند تفکیک سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن از گاز ترش، شیرین کردن گاز نامیده می‌شود. سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن را می‌توان سوزاند و از گوگرد نیز صرف‌نظر نمود ولی این عمل باعث آلودگی شدید محیط زیست می‌گردد. با توجه به اینکه سولفور موجود در گاز عمدتاً در ترکیب سولفید هیدروژن (H_2S) قرار دارد، حال چنانچه میزان سولفید هیدروژن موجود از مقدار ۷/۵ میلیگرم در هر متر مکعب گاز طبیعی بیشتر باشد به آن گاز ترش اطلاق می‌گردد و چنانچه از این مقدار کمتر باشد نیاز به تصفیه نمی‌باشد. سولفور موجود در گاز طبیعی به علت دارا بودن بوی زننده و تنفس‌های مرگ آور و عامل فرساینده‌گی خطوط لوله انتقال، گاز را غیر مطلوب و انتقال آن را پرهزینه می‌سازد. تکنیک‌های مورد استفاده در فرایند شیرین سازی گاز ترش موسوم به «فرایند آمین» که متداولترین نوع در عملیات شیرین سازی می‌باشد تشابه فراوانی با فرایند قبل (NGL جاذب) و فرایند بعدی خود یعنی نم زدایی توسط گلیکول دارند. مواد مورد استفاده در این فرایند انواع محلول‌های آمین می‌باشد. در این نوع فرایندها اغلب از دو محلول آمین به اسامی مونو اتانول آمین (MEA) و دی اتانول آمین استفاده می‌گردد. گاز ترش از میان برجی که با محلول آمین پر شده است جریان داده می‌شود. تشابه خواص ملکولی محلول آمین با سولفور موجود در سولفید هیدروژن باعث می‌گردد تا بخش عمده‌ای از مواد سولفوره جذب محلول گردد و سپس این محلول با شرکت در فرایند ثانوی ضمن جداسازی از سولفید هیدروژن جذب شده مجدداً قابل بهره برداری در فرایند ابتدایی می‌گردد. روش دیگری در رابطه با شیرین سازی گاز ترش با استفاده از جاذب‌های جامد برای جداسازی دی اکسیدکربن و سولفید هیدروژن نیز وجود دارد. دی اکسیدکربن حاصل از فرایند از طریق مشعل وارد محیط شده و طبعاً آلودگی‌هایی از خود بجا می‌گذارد که اجتناب ناپذیر می‌باشد. ولی سولفید هیدروژن حاصل از فرایند قبل پس از انتقال به واحد گوگرد سازی با شرکت در فرایندی کاتالیستی و با واکنشهای گرمایی بنام فرایند کلاوس سولفور موجود را بصورت مایع آزاد می‌نماید. مایع حاصل بعد از انتقال به واحد دیگری و بعد از عملیات دانه بندی انبار می‌شود این فرایند تا ۹۷ درصد سولفور موجود در گاز طبیعی را باز یافت می‌نماید. این ماده که سولفور پایه نامیده می‌شود بشکل پودر زرد رنگ بوده و آن را می‌توان داخل محوطه پالایشگاه یا خارج از آن مشاهده نمود. البته نظر به نیاز بازار جهانی، سولفور موجود بعد از استخراج و تصفیه و آماده سازی کامل جزو اقلام

صادراتی محسوب و جداگانه به بازار عرضه می‌گردد. مرکاپتان‌ها گروه دیگری از ترکیبات گوگرد دار می‌باشند که باید از ترکیب گاز قابل مصرف توسط فرایندی از نوع غربال مولکولی جداسازی گردد. از آنجایی که سیستم لوله کشی‌های مشترکین فاقد هشدار دهنده‌های نشت گاز می‌باشد ضرورتاً و به همین منظور مقدار اندکی از آن که منجر به ضایعات در خطوط لوله نگردد را در ترکیب گاز بجا می‌گذارند تا به کمک این مواد بودار (بوی تخم مرغ گندیده) مصرف کننده از وجود نشتی در لوله‌های گاز آگاه گردد.

در همین رابطه در ایستگاههای CGS نیز بطور جداگانه مقداری مرکاپتان به جریان گاز تزریق می‌گردد. گاز میادین پارس جنوبی، نار و کنگان، سرخس و گاز همراه میدان آغاچاری از نوع ترش بوده و لذا حاوی مقدار متناهی گوگرد می‌باشد. گاز میادین تابناک - شانون، هما، وراوی و گاز همراه میادین مارون و اهواز از نوع شیرین بوده و طبعاً به علت فقدان گوگرد و حذف فرایندهای مربوطه نسبت به گاز میادین دیگر با ارزشتر می‌باشد.

نم زدایی یا رطوبت زدایی

۱- رطوبت زدایی با محلول گلیکول علاوه بر تفکیک نفت با گاز مقداری آب آزاد همراه با گاز طبیعی وجود دارد که بیشتر آن توسط روش‌های جداسازی ساده در سر چاه یا در نزدیکی آن از گاز جدا می‌شود. در حالیکه بخار آب موجود در محلول گاز می‌بایست طی فرایندی بسیار پیچیده تحت عنوان عملیات نم زدایی و یا رطوبت زدایی از گاز طبیعی تفکیک گردند. در این فرایند بخار آب متراکم و موجود در سطح توسط ماده نم زدا جذب و جمع آوری می‌گردد. نوع متداول نم زدایی جذب (absorption) با عنوان نم زدایی گلیکول که ماده اصلی این فرایند می‌باشد شناخته می‌شود. در این فرایند از مایع نم زدا خشک کننده حاوی گلیکول برای جذب بخار آب از جریان گاز استفاده می‌شود. در این نوع فرایند اغلب از دو محلول گلیکول به اسامی دی اتیل گلیکول (DEG) یا تری اتیل گلیکول (TEG) استفاده می‌گردد. خواص ملکولی ماده گلیکول شباهت بسیاری با آب دارد لذا چنانچه در تماس با جریانی از گاز طبیعی قرار گیرد رطوبت آب موجود در جریان گاز را جذب و جمع آوری می‌نماید. ملکولهای سنگین شده گلیکول در انتهای تماس دهنده جهت خروج از نم زدا جمع و خارج میشوند سپس گاز طبیعی خشک نیز از جانب دیگر به بیرون از نم زدا انتقال می‌یابد. محلول گلیکول را از میان دیگ بخار به منظور تبخیر نمودن آب محلول در آن و آزاد کردن گلیکول جهت استفاده مجدد آن در فرایندهای بعدی نم زدایی عبور می‌دهند. این عمل با بهره گیری از پدیده فیزیکی

یعنی وجود اختلاف در نقطه جوش آب تا ۲۱۲ درجه فارنهایت (۱۰۰ درجه سانتیگراد) و گلایکول تا ۴۰۰ درجه فارنهایت صورت می‌گیرد.

۲_ رطوبت زدایی با ماده خشک کننده جامد

رطوبت زدایی با ماده خشک کننده جامد که معمولاً مؤثرتر از نم زدهای گلایکول هستند نیز با استفاده از روش جذب سطحی صورت می‌گیرد. جهت این کار به حداقل دو برج یا بیشتر نیاز می‌باشد که به کمک یک ماده خشک کننده جامد شامل آلومینا یا ماده سیلیکاژل پر شده است. نم زدایی با ماده خشک کننده جامد اولین شیوه نم زدایی گاز طبیعی با استفاده از روش جذب سطحی است گاز طبیعی از داخل این برج‌ها، از بالا به پایین عبور داده می‌شوند. گاز طبیعی در این فرایند ضمن عبور از اطراف ذرات ماده خشک کننده رطوبت‌های موجود در جریان گاز طبیعی به سطح ذرات ماده خشک کننده جذب می‌گردد و با تکمیل این فرایند تقریباً تمام آب توسط ماده خشک کننده جامد جذب شده و نهایتاً گاز خشک از انتهای برج خارج می‌شود. این نوع از سیستم نم زدایی از آنجاییکه در رابطه با حجم فراوان گاز تحت فشارهای بالا مناسب هستند معمولاً در انتهای یک خط لوله در یک ایستگاه کمپرسور قرار دارند. در این سیستم نیز همانند گلایکول در روش اول ماده خشک کننده جامد بعد از اشباع شدن از آب جهت احیاء و استفاده‌های مکرر از سیستم‌های گرمکن با درجه حرارت بالا جهت تبخیر بخار آب موجود در گلایکول بکار گرفته می‌شوند. گاز طبیعی اینک با طی تمام مراحل تصفیه به طور کامل فرآورش و برای مصرف آماده گردید لذا در پایان با تقویت فشار آن تا حدود ۱۰۰۰ psi و پس از محاسبه حجم آن توسط سیستم اندازه گیری به خط لوله خروجی پالایشگاه هدایت و تحویل مدیریت منطقه عملیات انتقال گاز مربوطه می‌گردد.

هدف از تثبیت میعانات گازی

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 فازی 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 جهت نگهداری، انتقال و فروش بایستی به صورت پایدار تک فازی مایع

در آید. به مجموعه این عملیات پایدارسازی اصطلاحاً Condensate Stabilization، یا تثبیت میعانات گازی گفته می‌شود. این عملیات به سه دلیل انجام می‌شود:

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، به گونه‌ای که بتوان از دو فاز 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°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 37.8°C (100°F)، که کمتر از فشار محیط می‌باشد تعریف کرد به گونه‌ای که در شرایط انتقال و نگهداری در ناحیه تک فاز مایع قرار گیرد. میزان RVP در فصول گرم و سرد سال به علت تغییر در مقدار ترکیبات تشکیل دهنده جریان هیدروکربنی متفاوت خواهد بود این میزان برای فصل زمستان حدود ۱۲ psi و برای فصل تابستان حدود ۱۰ psi می‌باشد.

۳. کاهش میزان آب همراه با میعانات به کمتر از ۵۰۰ ppmw و حذف مرکاپتان و عناصر اسیدی از سیال (البته قابل ذکر است که میعانات گازی به صورت طبیعی حاوی مقادیر خیلی کمی از H_2S ، CO_2 نسبت به جریان هیدروکربنی گازی می‌باشند)

روشهای تثبیت میعانات گازی

عمده ترین روشهایی که برای تثبیت میعانات گازی استفاده می‌شوند عبارت‌اند از جداسازی بر اساس ایجاد شرایط تعادل فاز بین بخار و مایع (Flash Vaporization) و جداسازی بر پایه اختلاف نقطه جوش هیدروکربنها (Stabilization by Fractionation)

• Flash vaporization :

در این روش ، تثبیت میعانات گازی بر اثر عمل تفکیک عناصر فرار از هیدروکربنهای سنگینتر بر اساس تعادل فازي بین بخار و مایع در یک سری Flash Tank تارسیدن به یک RVP معین صورت می پذیرد. پس از جداسازی جریان مایع از جریان گازی درون Slugcatcher ، جریان مایع برای عمل تفکیک میعانات گازی از آب و محلول که به منظور جلوگیری از یخ زدگی جریان گاز به خطوط لوله تزریق می شود و گازهای باقیمانده وارد یک جداکننده سه فازي 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 فازي در آمده ، وارد اولین Flash Tank می شود سپس عمل تفکیک دو فاز بر اساس تعادل فازي 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. 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 گلایکول جدا شده از جداکننده سه فازي به منظور احیای گلایکول به واحد MEG Recovery ارسال می شود همچنین به عنوان یک مشخصه فنی میزان آب همراه با میعانات گازی تثبیت شده نبایستی بیشتر از ۵۰۰ ppmw باشد.

• Stabilization by Fraction :

در این روش جدایش عناصر سبک و قابل تبخیر از هیدروکربنهای سنگین بر اساس اختلاف در نقطه جوش هیدروکربنها صورت می پذیرد. این سیستم از یک جداکننده سه فازي که Stabilizer Feed Drum نیز نامیده می شود ، یک برج تثبیت کننده Stabilizing Tower که می تواند به صورت سینی دار و یا پر شده از پکینگ باشد ، یک Reboiler در پایین برج ، یک خنک کننده (Condenser) در بالای برج و یکسری مبدلهای حرارتی و پمپها تشکیل شده است. جریان مایع جدا شده از جریان اصلی گاز در قسمت Slugcatcher که شامل میعانات گازی ، آب و گلایکول می باشد به یک جداکننده سه فازي ارسال می گردد و جریان هیدروکربنی پس از تفکیک به عنوان خوراک اصلی به قسمت بالای برج تثبیت Stabilizer Column فرستاده می شود. این برج به گونه ای است که فضا و زمان لازم برای تبادل جرم و انرژی بین دو فاز مایع و بخار را فراهم می کند. چنانچه برج از نوع سینی دار

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. دمای Reboiler در این سیستم به گونه‌ای 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. قسمتی از جریان بخار بالای برج که پس از تبادل حرارتی در قسمت خنک کننده به صورت مایع در آمده برای تنظیم دمای جریان بالای برج و کنترل خلوص جریان به عنوان Reflux به برج برگشت داده می‌شود و بخارات باقی مانده بعد از تبادل حرارتی در خنک کننده به عنوان جریان هیدروکربنی سبک که عمدتاً شامل متان ، اتان ، پروپان و بوتان می‌باشد به سیستم فراورشی گاز فرستاده می‌شود. قابل ذکر است که جریان هیدروکربنی قبل از ورود به برج ابتدا نمک زدایی شده و با استفاده از انرژی جریانهای گرم در مبدل‌های حرارتی افزایش دما پیدا می‌کند. ناگفته نماند که جریان خروجی از پایین برج Debutanizer که اکثراً شامل $+5^{\circ}\text{C}$ می‌باشد ، می‌تواند به عنوان جریان خوراک دوم وارد برج تثبیت گردد.

با مقایسه بین این دو روش می‌توان گفت : روش Fraction نسبت به روش قبل برای رسیدن به یک RVP معین ، دقیق تر و از لحاظ اقتصادی به صرفه می‌باشد ولی در گذشته به دلیل سادگی کار عمدتاً روش Flash Vaporization متداول بوده است .