



گزارش کارآموزی

واحد تصفیه گاز شماره ۱ پالایشگاه گاز شهید بهشتی نژاد

کردآورنده:

عدنان حسینی فرح آبادی

تابستان ۱۳۸۹

فهرست مندرجات

عنوان	صفحه
مقدمه.....	۳
نگاهی کلی به گاز طبیعی.....	۵
آشنایی با گاز طبیعی.....	۵
انواع گاز طبیعی.....	۵
گاز ساختگی.....	۵
گاز سنتز.....	۵
گاز شهری.....	۶
گاز شیرین.....	۶
گاز طبیعی.....	۶
گاز طبیعی فشرده.....	۷
گاز طبیعی مایع.....	۸
گاز مایع.....	۹
گاز مشعل.....	۹
گاز همراه.....	۹
تاریخچه مصرف گاز طبیعی در جهان.....	۱۰
تاریخچه صنعت گاز در ایران.....	۱۰
تاریخچه شرکت ملی گاز ایران.....	۱۱
دلایل ارجح بودن گاز طبیعی به سایر سوختها.....	۱۲
سیمای صنعت گاز ایران.....	۱۲
پالایش گاز طبیعی.....	۱۳
سیستم انتقال گاز طبیعی.....	۱۴
مصرف گاز طبیعی.....	۱۴
مبادلات تجاری گاز طبیعی.....	۱۴
طرح بیع متقابل در صنعت گاز.....	۱۵
معرفی پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد سرخس.....	۱۷
تاریخچه پالایشگاه.....	۱۷
مجموعه واحدهای عملیاتی فاز اول و دوم پالایشگاه.....	۱۸
مشخصات محصولات تولیدی پالایشگاه.....	۲۰
گاز طبیعی.....	۲۰
گوگرد.....	۲۱
مایعات گازی.....	۲۱
محصولات واحد تقطیر.....	۲۳

۲۶	فرآیند تصفیه گاز در پالایشگاه خانگیران.....
۳۰	معرفی هریک از دستگاه های واحد تصفیه گاز.....
۳۰	مشخصات فنی اجزاء واحدهای تصفیه گاز.....
۴۵	ضمیمه A (معرفی سیستم های کنترل فیزیکی تأسیسات).....
۴۷	ضمیمه B (مشخصات گاز ترش و شیرین ورودی).....
۴۸	ضمیمه C (مشخصات گاز شیرین واحدهای تصفیه گاز).....
۴۹	ضمیمه D (شیرهای کنترلی).....
۵۰	فهرست منابع و مآخذ.....

مقدمه

از زمان کشف گاز در هزاران سال پیش گاز طبیعی در بخش اعظم جهان صنعتی به یک منبع انرژی ضروری مبدل شده است. انسان اولیه شاید بر اثر خام خواری و عدم تحرک علمی و فنی به معنای واقعی نیاز چندانی به دستیابی بر انرژی های زاینده امروزی نداشت ولی هرچه جوامع انسانی پیشرفته تر و تکامل یافته تر می شد این نیاز بیش از پیش احساس می گردید تا جایی که دستیابی و بهره گیری هرچه بیشتر از منابع ناشناخته انرژی امری ضروری و حتمی گردید. بر این اساس آتش را از صاعقه ی دهشتناکی بر روی جنگل خشک و بکری که آماده برای شعله ور شدن بود کشف کرد. انسان به شدت تحت تأثیر این پدیده ی شگرف طبیعت قرارگرفت و از آن آموخت که چگونه با در هم کوبیدن و اصطکاک سنگها در پناه اجسام خشک، آتش بیفروزد. ولی این آتش بایستی دوام یابد تا نقش متحول خود را در زندگی بشر ایفا نماید. آتش شاید دیرپاترین کشف انسان است که همچنان نیز نا قرون و اعصار بسیار خواهد پایید تا در پناه خود زندگی انسان های متحول یا رونق بخشد.

پس از پختن غذا، دومین پدیده ی شگرف آتش به سود جامعه انسانی روشنایی آن بود. انسان در پناه روشنایی آتش توانست شب ها تا دیرگاه بیدار بماند و از وقت خود برای طرح و توجیه مسائل حیاتی استفاده بیشتری ببرد. بعد از آن استفاده از گرمای آتش در مطبوع ساختن هوای محیط زیست راه گشای ایجاد روش بهتری گردید و در این راه انسان توانست بر منابع انرژی زای بسیاری دست یابد و امکانات تکامل جامعه را سریع تر به جهش وا دارد. با ساختن ماشین بخار، انسان به منابع عظیم انرژی زای دیگری مانند زغال سنگ، نفت و گاز نیز دسترسی پیدا کرد و در استفاده از آنها کوشید.

در بسیاری از کشورهای خاورمیانه که جنگل های انبوه کم بود، تراوش نفت از دل خاک بر روی زمین از نقاط دیگر جهان بیشتر مشاهده می گردید و ساکنین این نواحی زودتر از دیگران به وجود نفت و گاز پی بردند. تقریباً در سال ۹۴۰ قبل از میلاد چینی ها با استفاده از نی های تو خالی گاز طبیعی را از محل آن در خشکی به ساحل رسانده و از آن برای جوشاندن آب اقیانوس و استحصال نمک استفاده می کردند. برخی از کارشناسان می گویند که چینی ها چاههای گاز را حتی تا عمق ۶۰۰ متری نیز حفر می کردند. حفر چاههای گاز در ژاپن نیز در حدود سال ۶۰۰ قبل از میلاد گزارش شده است.

پیدایش گاز در ایران نیز تاریخی بس طولانی دارد، از نوشته های تاریخ نویسان کهن چین بر می آید که ایرانیان در استفاده از گاز و دیگر مشتقات نفتی بر دیگر اقوام جهان پیشی داشتند به عنوان مثال باید گفت که آتشکده آذر گسشب را بر روی زمینی ساخته بودند که در آنجا نفت و گاز وجود داشته است. ایرانیان باستان بنا به اقتضای مذهبی خود آتش را گرمای داشته و برای پایدار بودن آن می کوشیدند.

بسیاری از مناطق نفت خیز ایران در گذشته عمق بسیار ناچیزی داشتند که یک فرسایش خاک یا ایجاد گسل بر اثر عوامل طبیعی سبب گردید که قطرات بسیار ناچیز از این دریای متلاطم زیرزمینی به بیرون تراوش کند و انسان متفکر را به بهره گیری و استفاده از آن وا دارد.

به طور کلی علل افزایش برق آسای استفاده از گاز طبیعی در جهان را به شرح زیر می توان خلاصه کرد:

۱- کشف منابع بسیار غنی و سرشار گاز طبیعی در برخی از کشور های جهان

۲- قابلیت جایگزین شدن گاز به جای انواع سوخت های دیگر

۳- راحتی کاربرد گاز و نداشتن دود و خاکستر

- ۴- تهیه منظم و دائمی گاز در صورت اجرای پروژه های گازرسانی و عدم احتیاج به مخازن و انبار های ذخیره در نقاط مصرف برای گازهای طبیعی
- ۵- سهولت انتقال به نقاط مصرف
- ۶- امکان توسعه استفاده های صنعتی به مقیاس بسیار وسیع تر از دیگر مواد مولد انرژی از گاز
- گازها در زیر زمین به صورت مخازن مجزا و یا همراه با نفت وجود دارند و توسعه و رشد صنعت در زمینه گاز طبیعی به توسعه تکنولوژی و دانش فنی در رابطه با حل مسائل مربوطه به عملیاتی چون تولید، اکتشاف، استخراج، تصفیه، انتقال و توزیع این گاز بستگی دارد.

نگاهی کلی به گاز طبیعی

۱- آشنایی با گاز طبیعی

الف - منشأ 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 می باشد که در پالایشگاههای گاز تصفیه شده و به صورت گاز قابل مصرف در می آید. گاز پالایش شده از طریق خطوط لوله انتقال گاز فشار قوی به شهرها و مراکز مصرف منتقل می شود.

ب- مشخصات گاز طبیعی

گاز طبیعی گازی است بی رنگ، بی بو و سبک تر از هوا. برای تشخیص نشت گاز، در ایستگاههای دروازه ورودی شهرها به آن مواد بودار کننده اضافه می کنند تا ایمنی مصرف کنندگان گاز طبیعی تأمین گردد. گاز طبیعی مورد استفاده در استان خراسان از مخازن گازی سرخس تأمین می گردد و ۹۸ درصد آن را گازمتان تشکیل می دهد (CH_4). ارزش حرارتی هر متر مکعب گاز طبیعی تقریباً معادل ارزش حرارتی یک لیتر نفت سفید می باشد.

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 رنگ تر باشد نشان دهنده رسیدن هوای کافی برای سوخت می باشد.
- استفاده از فیلتر گاز در وسایل گاز سوز و تمیز کردن به موقع آن
- استفاده از کلاهک تعدیل جریان محصولات احتراق در وسایل گاز سوز
- انتخاب ظرفیت (قطر) مناسب برای دودکش ها
- عایقکاری صحیح مخزن آبگرمکن و منبع دوجداره تبدیل انرژی در موتورخانه و عایقکاری منبع انبساط در پشت بام
- بیشترین اتلاف انرژی حرارتی در ساختمانها از طریق پنجره ها می باشد لذا بکارگیری مصالح ساختمانی مناسب و استفاده از پنجره های دو جداره در کاهش مصرف انرژی بسیار مؤثر می باشد.

۲- انواع گاز طبیعی

۲-۱- گاز ساختگی (SUBSTITUTE NATURAL)

گاز ساختگی را می توان 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 می دهد. گاز ساختگی را می توان با روش لورگی نیز بدست آورد (همچنین نگاه کنید به لورگی - ره رگس فرایند).

۲-۲- گاز سنتز (SYNTHESIS GAS)

گاز سنتز گازی است بی بو، بی رنگ و سمی که در حضور هوا و دمای ۵۷۴ درجه سانتیگراد بدون شعله می سوزد. وزن مخصوص گاز سنتز بستگی به میزان درصد هیدروژن و کربن منواکسید دارد از گاز سنتز می توان 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 می آید. 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 می شود:

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 که در دمای ۸۷۰ درجه سانتیگراد و فشار ۲۷ اتمسفر با زغال سنگ ترکیب شده و 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 است و محصول برای فروش از طریق خطوط لوله عرضه می شود.

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

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

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 ۸۳/۸ درصد هیدروژن، ۱۴/۸ درصد کربن منواکسید، ۰/۱ درصد کربن دی اکسید و مقداری متان، نیتروژن و بخار آب 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 به صورت: هیدروژن ۵۰٪، متان ۲۰٪ تا ۳۰٪، کربن منواکسید ۷٪ تا ۱۷٪، کربن دی اکسید ۳٪، نیتروژن ۸٪، هیدروکربورها ۸٪ می باشد.

علاوه بر این ناخالصی های دیگری مانند بخار آب، آمونیاک، گوگرد و 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 هیدروکربورها 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 می دهد و هیدروکربورهای دیگر به ترتیب عبارتند از اتان، پروپان، بوتان، پنتان و هیدروکربورهای سنگین تر؛ ناخالصی های 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 می شود. گاز همراه یا به صورت محلول در نفت خام است که در مراحل بهره برداری از نفت خام جدا می شود و یا به صورت جداگانه از نفت خام اشباع شده حاصل می شود. گاز غیر همراه (NON-ASSOCIATED GAS) از ذخایری که فقط قادر به تولید گاز به صورت تجاری باشد استخراج می شود در بعضی موارد گاز غیر همراه حاوی بنزین طبیعی و یا چکیده نفتی (CONDENSATE) استخراج می شود که حجم قابل توجهی از گاز را از هر بشکه هیدروکربور بسیار سبک آزاد می کند.

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

گاز طبیعی عمدتاً از متان تشکیل شده است و در اکثر نقاط جهان یافت می شود. (نگاه کنید به گاز طبیعی) گاز طبیعی را می توان 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 سی ان جی را می توان در اتومبیل های احتراقی به عنوان سوخت استفاده کرد. در حال حاضر حدود یک میلیون وسیله نقلیه در جهان با گاز فشرده حرکت می کنند. در ایتالیا در مقیاس وسیعی از سی ان جی استفاده می شود 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. ناخالصی ها شامل هیدروکربورهای سنگین، نیتروژن، کربن دی اکسید، اکسیژن و هیدروژن سولفید می باشد. 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 سی ان جی که حدود ۸/۸ هزار ژول / لیتر است (در مقایسه بنزین حدود ۳۲ هزار ژول می باشد) مسافتی که اتومبیل می پیماید محدود خواهد بود. علاوه بر این، به علت محدودیت تعداد ایستگاههای سوخت گیری، اتومبیل باید به نحوی طراحی شود که علاوه بر سی ان جی بتواند از بنزین هم استفاده نماید. مزایای سی ان جی به شرح زیر است:

- ۱- موتور در هوای سرد به راحتی روشن می شود.
 - ۲- سی ان جی اکتان بسیار بالایی دارد.
 - ۳- تمیز می سوزد و ته نشین کمتری در موتور ایجاد می کند.
 - ۴- هزینه تعمیراتی موتور کمتر است.
 - ۵- مواد آلاینده ناچیزی از اگزوز خارج می گردد.
- معایب سی ان جی به شرح زیر است:
- ۱- چون به صورت گاز وارد موتور می شود هوای بیشتری در مقایسه با بنزین جایگزین می کند و در نتیجه کارایی حجمی پایین تری دارد.
 - ۲- مسافت کوتاه تری در مقایسه با اتومبیل های بنزینی طی می کند مگر آنکه موتور بتواند علاوه بر گاز از بنزین هم استفاده نماید.
 - ۳- قدرت موتور اتومبیل های گاز سوز روی هم رفته ۱۵ درصد کمتر از اتومبیل های بنزین سوز است.
 - ۴- ساییدگی نشیمنگاه شیر که بستگی به میزان رانندگی دارد بیشتر است.
 - ۵- خطر بیشتر آتش سوزی در هنگام تصادف در مقایسه با اتومبیل های بنزینی (البته تاکنون در سوابق ایمنی خطر بیشتر ثابت نشده است)

در ایران طرح گاز سوز کردن خودروها با استفاده از گاز طبیعی فشرده یکی از برنامه های اساسی شرکت ملی گاز ایران است. در شهرهای شیراز، مشهد و تهران چندین جایگاه تحویل سوخت با تأسیسات و دستگاه های جانبی و کارگاه تبدیل

سیستم خودروها از بنزین سوز به گاز سوز 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 می شود. مایعات گازی (Gas liquids) نیز مترادف مایعات گاز طبیعی می باشد. 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 ۱۶۱- درجه سانتیگراد در فشار اتمسفر سرد شود به مایع تبدیل می شود و حجم آن به یک شصتدم حجم گاز اولیه کاهش می یابد؛ در نتیجه حمل آن در کشتی های ویژه به مراکز مصرف امکان پذیر می شود. برای مایع کردن گاز متان می توان آن را تا ۵/۲ درجه سانتیگراد 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 امکانپذیر نیست و از نظر ایمنی توصیه نمی شود؛ در نتیجه در فرایند 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 کردن، 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 موارد از 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 می شود. در فرایند تبدیل مجدد به گاز، سرمای زیادی آزاد می شود که می توان 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 می شود؛ به گاز استخراج شده از میادین نفت میعانی که درصد گاز حاصله از هر بشکه هیدروکربورهای مایع سبک خیلی زیاد است نیز گاز غیر همراه می گویند.

گاز کلاهک گاز (GAS CAP GAS) به گازی گفته می شود 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) نامیده اند که در آن گاز در بالای نفت جمع شود. معمولاً مرتفع ترین، یا یکی از مرتفع ترین مناطق لایه مخزن محسوب می گردد.

۲-۸- گاز مایع (LPG)

مایع و یا به اختصار ال پی جی از پروپان و بوتان تشکیل شده است. گازی که در سیلندر نگهداری می شود و در منازل مورد استفاده قرار می گیرد همان گاز مایع و یا مخلوط پروپان و بوتان است. گاز مایع را می توان از سه منبع بدست آورد:

۱- گاز طبیعی غیر همراه: گاز تر و ترش از میدان گاز طبیعی را پس از خشک کردن و گوگردزدایی می توان 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 می توان 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 مولکولی 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 تابستانها 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 پروپان و هر تن متریک بوتان برابر ۱۱/۱ بشکه بوتان 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 سرد کننده 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 مجتمع های بزرگتر و مجهزتر معمولاً دستگاه های بازیاب نصب شده که می توان 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 نوشته های عصر جدید تحریر شده است. شعله ور شدن گازها توسط رعد و برق و یا عوامل طبیعی دیگر همیشه قابل مشاهده بوده است وجود پدیده های مشتعل کننده طبیعی نظیر آتش جاویدان باکو در دریای خزر و چشمه سندان در نزدیک کارستون در ایالت ویرجینیای غربی و ... همه نمایشی از وجود گاز طبیعی در گذشته است که عموماً هم وقوع آنها توأم با ترس و خرافات طرح می گردیده اند و بر همین مبنا تا اواخر قرن هفده اعتقاد بر این بوده است که گاز متصاعد شده از حبابهای سطح آب باعث می شود تا آب مانند نفت بسوزد و آن را آب جادویی می دانستند.

اعتقاد بر این است که اول بار چینی ها در ۳۰۰۰ سال قبل استفاده عملی از گاز را برای تبخیر آب نمک عمل آورده اند؛ این گاز بنابر شواهد تاریخی از عمق ۳۰۰ تا ۶۰۰ متر خارج می گشته و مورد استفاده بوده است اما استفاده صنعتی از گاز به اوایل قرن هجدهم می رسد.

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 شعله های گاز کنترل و مهار شد که این اختراع توسط دانشمند آلمانی دیگر (فن ولزباخ) تکمیل شد.

علی رغم 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 کارخانه های پارچه بافی منچستر از گاز برای روشنایی استفاده شده است. در این سال سعی گردید با استفاده از لوله هایی 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 آمریکا بین دو شهر مورد استفاده قرار گرفت. اولین سال استفاده از گاز طبیعی در امریکا به سال ۱۸۲۱ باز می گردد 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 کرده اند.

۴- تاریخچه صنعت گاز در ایران

بر اساس برخی نوشته های تاریخی، ایرانیان در امر استفاده از گاز و دیگر مشتقات نفتی بر سایر اقوام معاصر خود پیشی گرفته اند. وجود بقایای آتشکده ها و معابدی نظیر (آتش جاودانی) نزدیک کرکوک که به مشعل بخت النصر 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 می باشند و روشن نگه داشتن آتشکده ها در فلات مرکزی و جنوبی ایران و سایر مناطق که محروم از جنگلهای انبوه بوده اند 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 می باشند و در گذشته به دلیل عمق بسیار کم برخی از این سفره های 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 فلسطینی ها، سومری ها و چینی ها از نفت و گاز به گونه های ابتدایی و تصادفی و بدون برنامه ریزی استفاده می کرده اند که البته بیشتر این مصارف برای پایدار نگه داشتن آتشکده ها 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 محرکه های کمپرسورها 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 و معادن وقت در سال ۱۳۴۴ احداث و بهره برداری شد و به همین منظور خط لوله ای به قطر ۱۰ اینچ و طول تقریبی ۲۱۵ کیلومتر از گچساران به شیراز احداث شد که با نصب یک واحد کوچک نم‌زدایی به بهره‌برداری رسید و سالها مورد استفاده قرار گرفت.

۵- تاریخچه شرکت ملی گاز ایران

از آنجایی که قرار است در طول مقاله و در متن اصلی به حوادث گاز طبیعی پرداخته شود و در حال حاضر در جمهوری اسلامی ایران متولی اصلی تولید و فراورش و توزیع این ماده حیاتی به عهده مسئولیت شرکت ملی گاز ایران می‌باشد و همچنین با توجه به فعالیتهای گسترده روابط عمومی شرکت ملی گاز ایران در خصوص پرداختن به امر تبلیغ و آموزش فرهنگ بهینه مصرف به شکل وسیع در طول سالهای گذشته به ناچار باید در گوشه‌هایی از مطالب به تاریخچه فعالیت این شرکت نیز پرداخته شود.

شرکت ملی گاز ایران بعنوان یکی از چهار شرکت اصلی وابسته به وزارت نفت با سرمایه اولیه ۲۵ میلیارد ریال در سال ۱۳۴۴ هجری شمسی مطابق ۱۹۶۵ میلادی تأسیس گردید. این شرکت از آغاز کار متناسب با رشد و توسعه اقتصادی- اجتماعی کشور و بهره گیری از گاز طبیعی به عنوان یکی از منابع مهم در تأمین سوخت و تولید انرژی و تحصیل بخشی از ارز مورد نیاز تدریجاً به قابلیتها، توانمندیها و امکانات تولید خود (گاز طبیعی) افزوده است.

در سال ۱۳۴۴ بر اساس توافق کلی در زمینه توسعه همکاریهای متقابل ایران و اتحاد جماهیر شوروی، با امضای پروتکلی با زمینه صدور گاز، ایران بانی تأسیس شرکت ملی گاز ایران در همان سال شد که متعاقب آن قرارداد، احداث خط لوله سراسری اول و پالایشگاه بیدبلند نیز آغاز گردید و در همین راستا بهره برداری از کارخانه لوله سازی اهواز در سال ۱۳۴۶ آغاز شد. شروع قرار داد صدور گاز به شوروی از سال ۱۳۴۹ آغاز می‌گردد، اما در سالهای قبل از انقلاب اسلامی استفاده از گاز طبیعی در بخش خانگی و تجاری و حتی صنایع، بسیار محدود بوده و مجموع مشترکین این شرکت به بیش از ۵۰ هزار مورد نمی‌رسیده است.

اما هم اینک شرکت ملی گاز ایران به عنوان یکی از شرکتهای معتبر در عرصه فعالیتهای مربوط به صنعت گاز در جهان علاوه بر فعالیتهای داخلی و تأمین سوخت صنایع، نیروگاهها و بخشهای تجاری- خانگی، در ابعاد بین المللی نیز دارای تحرکات وسیعی شده است و برنامه ریزیهای گسترده و مدونی برای تأمین بخش عمده ای از ارز مورد نیاز کشور از طریق صادرات و نیز سرمایه‌گذاری جهت رشد این صنعت داشته و با به کارگیری نیروهای متخصص در بخشهای مختلف، امکانات

و تأسیسات پیشرفته در زمینه گاز فعالیت می نماید و پالایش روزانه نزدیک به ۱۹۰ میلیون متر مکعب گاز، احداث و کنترل ۱۲/۷۳۰ کیلومتر خطوط انتقال بین شهری فشار قوی، ۵۱ هزار کیلومتر شبکه گذاری و نصب حدود ۳ میلیون انشعاب در حدود ۳۴۶ شهر، گازرسانی به ۲۴۰۰ واحد صنعتی، ۱۸ شهرک صنعتی و بهره مند کردن ۳۱ واحد نیروگاهی از گاز طبیعی به عنوان سوخت و نزدیک به ۶ میلیون خانوار بهره مند از گاز طبیعی در کشور از جمله دلایل اهمیت توجه به فعالیتهای شرکت ملی گاز ایران می باشند و در همین راستا دقت در برنامه های پیش بینی شده در برنامه سوم توسعه در خصوص این شرکت مؤید اهمیت نقش آن در تأمین سبد انرژی کشور می باشد.

۶- دلایل ارجح بودن گاز طبیعی به سایر سوختها

این امر می تواند در دو جنبه مورد بررسی قرار گیرد. در یک بخش با چشم انداز نقش گاز در برنامه های آتی توسعه انرژی کشور و در بخشی دیگر که بیشتر در این مقاله مورد نظر است و ارتباط موضوعی با حوادث ناشی از گاز طبیعی نیز دارد، استفاده از گاز طبیعی در داخل کشور و خصوصا در بخشهای خانگی و تجاری می باشد. ابتدا باید یادآور شد که در سطح جهانی از آغاز دهه ۱۹۷۰ نقش گاز طبیعی در سبد اقتصاد انرژی جهانی به دلایل گوناگونی سهم عمده ای را به خود اختصاص داده و مورد توجه خاص دانشمندان اقتصاد انرژی قرار گرفته است که برخی از دلایل آن بصورت مشترک و قابل تعمیم برای کل کشورها می باشد؛ اما باید توجه داشت رشد تقاضا برای انرژی در هر کشور تابعی از سطح زندگی عمومی مردم و امکانات موجود برای بهره مندی و استفاده از منابع آنها دارد.

اما در مجموع، رشد جمعیت، آلودگی محیط زیست، پیشرفت تکنولوژی در زمینه های تولید، پیشرفت علوم مرتبط با انرژی و پیشرفت در زمینه عرصه های مصرفی که بیشتر مورد بحث قرار خواهد گرفت از جمله دلایل مشترک برای توجه به گاز طبیعی به عنوان سوخت برتر در سبد انرژی جهانی شده است.

در کشور ما علاوه بر موارد یاد شده باید به وجود منابع عظیم گاز، افزایش روز افزون نیاز کشور به انرژی برای رشد دادن سایر بخشها، ارزانی قیمت گاز، راحتی در حمل و نقل و جابجایی آن، تنوع بخشهای مصرفی، پراکندگی خاص جغرافیایی آن در سطح کشور، توجه به درآمدهای ارزی و جنبه های اقتصادی صادرات و توجه به رفاه اجتماعی مردم به عنوان دلایل عمده در جهت تلاش برای گسترش استفاده از ماده حیاتی گاز طبیعی به جای سایر فراورده های نفتی نیز توجه کرد.

۷- سیمای صنعت گاز ایران

ذخایر نفت و گاز ایران در سال ۸۱، معادل ۲۷۰ میلیارد بشکه معادل نفت خام برآورد گردیده است که ۳۷ درصد آن به نفت خام و ۶۳ درصد آن به گاز طبیعی اختصاص یافته است. مقدار ۴۸ درصد گاز ایران در مناطق خشکی و ۵۲ درصد در آب می باشند. منابع و ذخایر گاز طبیعی ایران عمدتا در مناطق جنوبی کشور و در نزدیکی آبهای خلیج فارس قرار گرفته اند. تولید گاز طبیعی در جهت پاسخگویی به تقاضای داخلی و یا صادراتی عمدتا از منابع گازی مستقل انجام می گیرد و گازهای همراه تولیدی از منابع مشترک نفت و گاز عمدتا جهت تزریق به میادین نفتی مورد استفاده قرار می گیرند. بهره گیری از مزیت نسبی گاز طبیعی در جهت تأمین انرژی داخل کشور و نیز گسترش برنامه های مبادلات بین المللی گاز طبیعی در راستای ارتقای جایگاه ایران در بازارهای بین المللی از اهداف مهم و استراتژیک صنعت گاز کشور در آینده بشمار می رود. با توجه به روند مصرف گاز طبیعی در کشور سهم گاز طبیعی در سبد انرژی مصرفی کشور از ۲۶ درصد در سال ۱۳۷۰ به ۴۶ درصد در سال ۸۰ افزایش یافته است (و در مقابل سهم فراورده های نفتی در این دوره از ۶۴ درصد به ۴۷ درصد کاهش یافته). رشد مصرف گاز طبیعی در ایران در طی دهه اخیر همواره بیش از رشد مصرف جهانی گاز بوده است. مصرف گاز

طبیعی در ایران در طی دهه ۷۰-۸۰ از متوسط رشد سالانه ای به میزان ۱۲ درصد برخوردار بوده است و این امر در حالی است که مصرف جهانی گاز در این دوره تنها دارای رشد سالانه ای به میزان ۱/۸ درصد می باشد. در راستای تحقق سیاست جایگزینی گاز با سایر حاملهای انرژی، تلاشهای گسترده ای جهت توسعه هرچه بیشتر سیستم گازرسانی در کشور انجام گرفته است. شرکت ملی گاز ایران از طریق ایجاد سیستم گازرسانی در بسیاری از مناطق مختلف کشور عهده دار تأمین این هدف می باشد. ویژگیهای سیستم گازرسانی در کشور متأثر از ویژگیهای خاص جغرافیایی میادین نفت و گاز است و لذا با توجه به این امر در حال حاضر ایران از یک سیستم بهم پیوسته گسترده گازرسانی برخوردار می باشد. توسعه این سیستم در جهت تحقق و با هدف جایگزینی گاز در سبد حاملهای انرژی و در راستای تأمین امنیت عرضه انرژی، همچنان در برنامه های آینده شرکت ملی گاز ایران مد نظر خواهد بود.

۸- 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 مهمترین 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 بهره برداری خواهد رسید.
- احداث پالایشگاه ایلام به ظرفیت ۶,۸ میلیون متر مکعب در روز جهت بهره برداری از منابع گازی تنگ بیجار؛ این پالایشگاه در سال ۸۳ به بهره برداری خواهد رسید.
- احداث پالایشگاه گشوی جنوبی به ظرفیت ۱۴ میلیون متر مکعب در روز که در دست مطالعه می باشد.

۹- سیستم انتقال گاز طبیعی

سیستم انتقال گاز کشور شامل خطوط انتقال فشار قوی و ایستگاه های تقویت فشار گاز نیز طی دهه های اخیر از افزایش قابل ملاحظه ای برخوردار بوده است. بطوریکه خطوط انتقال گاز کشور طی دهه اخیر با متوسط رشد سالانه به میزان ۸/۲ درصد در پایان سال ۸۰ به ۱۵/۳ هزار کیلومتر رسیده است. ایران در حال حاضر دارای سه خط لوله اصلی فشار قوی سراسری (IGAT I&II&III) می باشد و احداث خطوط چهارم و پنجم سراسری نیز در مرحله اجرا قرار دارد. ضمناً مطالعات مربوط به احداث خط ششم سراسری شروع شده است.

علاوه بر این در مناطق شمال شرق و شمال غرب کشور نیز دو خط لوله فشار قوی سرخس- نکا- رشت- به قطر ۳۶" و ۳۰" و نیز خطوط انتقال گاز آذربایجان به اقطار ۴۸" و ۳۰" جهت انتقال گاز مورد نیاز مناطق یاد شده و صادرات احداث گردیده اند. در برنامه سوم توسعه کشور (۷۹-۸۳) احداث ۵۰۰۰ کیلومتر خط لوله فشار قوی جدید پیش بینی گردیده است و لذا با تحقق این برنامه مجموع کل خطوط انتقال گاز کشور به ۱۸۳۰۰ کیلومتر خواهد رسید.

برخی از پروژه های احداث خط انتقال در برنامه سوم توسعه بشرح زیر است:

- احداث خط انتقال ۵۶" سوم سراسری بطول ۸۷۰ کیلومتر
- احداث خط انتقال ۵۶" چهارم سراسری بطول ۸۱۵ کیلومتر
- احداث خط انتقال ۵۶" پنجم بطول ۵۰۰ کیلومتر
- احداث خط انتقال ۴۸" دوم آذربایجان بطول ۴۴۰ کیلومتر
- احداث خط انتقال ۳۶" سرخس - مشهد بطول ۱۴۵ کیلومتر
- طراحی، خرید و احداث ۳۰ ایستگاه تقویت فشار گاز با قدرت ۲۴۰۰ هزار اسب بخار

۱۰- 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 به طوری که از ۹/۵ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۶۸ به ۲۵/۵ میلیارد متر مکعب در سال ۸۰ افزایش یافته است. بر اساس پیش بینی های 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 ملاحظه ای 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 می دهد که نیروگاهها با جذب ۳۷/۶ درصد از کل سبد مصرف گاز کشور بزرگترین بخش مصرف کننده بشمار می روند. 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 گرفته اند.

۱۱- مبادلات تجاری گاز طبیعی

ایران در حال حاضر دارای دو قرار داد مبادلات گاز طبیعی با دو کشور همسایه ترکمنستان و ترکیه می باشد. قرار داد واردات گاز از ترکمنستان با حجم سالانه ای به میزان حداکثر ۸ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۷۴ به امضا رسید و واردات گاز از سال ۷۶ آغاز گردیده است.

واردات گاز ایران از ترکمنستان با حجمی به میزان ۰,۴ میلیارد متر مکعب در سال ۱۳۷۶ آغاز و در سال ۱۳۸۰ به ۴,۵ میلیارد متر مکعب رسیده است؛ در طی دوره ۱۳۷۶ تا ۱۳۸۰ مجموع کل واردات گاز از ترکمنستان ۱۲/۱ میلیارد متر مکعب بوده است در سال ۱۳۸۰ قریب ۶ درصد از کل مصرف گاز کشور از طریق واردات تأمین گردیده است.

قرارداد صادرات گاز به ترکیه نیز از سال ۷۵ با شرکت بوتاش ترکیه به امضا رسید. حجم گاز تحویلی بر اساس این قرار داد از ۳ میلیارد متر مکعب در سال شروع و پس از سه سال به ۷ میلیارد متر مکعب در سال افزایش یافته و به حداکثر ۱۰ میلیارد متر مکعب در سال خواهد رسید. در راستای تحقق این طرح خط لوله ای بطول ۲۵۳ کیلومتر و قطر ۴۰ اینچ در مسیر تبریز به مرز بازرگان احداث گردیده است. صادرات گاز به ترکیه از دوم بهمن ماه ۱۳۸۰ با حضور وزیر محترم نفت و وزیر انرژی و منابع طبیعی ترکیه رسماً آغاز گردید؛ بر اساس پیش بینی های انجام شده و در چارچوب مفاد قرار داد صادرات گاز ایران در سال ۱۳۸۱ به ۱/۳ میلیارد متر مکعب افزایش خواهد یافت.

شروع صادرات گاز ایران به ترکیه نقطه عطفی در روابط تجاری ایران با بازارهای بین المللی انرژی و گاز بشمار می رود و این امر از نظر ابعاد اقتصادی، سیاسی و ارتباطات بلند مدت بین المللی از اهمیت ویژه ای برخوردار می باشد. ترکیه در واقع پل ارتباطی میان ایران و بازارهای بالقوه گاز طبیعی در اروپا بشمار می رود. مطالعات انجام شده نشان می دهند که تقاضای گاز طبیعی منطقه اروپا در طی سه دهه آینده بطور فزاینده ای بیش از عرضه گاز این منطقه خواهد بود و این امر نشان دهنده تلاش بیشتر کشورهای این منطقه در جهت دستیابی به منابع جدیدتر و تنوع سازی در منابع عرضه گاز و ایجاد امنیت عرضه در منطقه می باشد. کشورهای واقع در منطقه خاورمیانه و خصوصاً ایران در این میان بعنوان بزرگترین پتانسیل های عرضه گاز به بازارهای جهانی با فراهم نمودن زمینه مناسب می توانند در طی دهه های آینده در این منطقه مهم اقتصادی جهان ایفای نقش نمایند.

۱۲- طرح بیع متقابل در صنعت گاز

بر اساس مصوبات مجلس شورای اسلامی در سال ۱۳۷۷، استفاده از تسهیلات بیع متقابل (فاز اول جهت تسریع در گسترش عملیات گازرسانی کشور آغاز گردید)، افزایش ۴۴ میلیون متر مکعب در روز ظرفیت پالایشی، احداث بیش از ۲۰۰۰ کیلومتر خط لوله فشار قوی گاز طبیعی، احداث ۶ ایستگاه تقویت فشار به ظرفیت کل ۳۷۶ هزار اسب بخار، نصب ۱/۱ میلیون انشعاب جدید خانگی (حدود ۲ میلیون خانوار) و گازرسانی به ۱۸۰۰ واحد صنعتی، از اهداف مهم تعریف شده در این طرح بشمار می رود.

تحقق این طرح و جایگزین نمودن گاز طبیعی در سبد مصرف انرژی کشور علاوه بر ایجاد اشتغال در بخشهای مختلف کشور، قریب ۳/۱ میلیارد دلار در هر سال صرفه جوئی به همراه داشته است و با تحقق کامل این طرح دو میلیون خانوار کشور تحت پوشش سیستم گازرسانی قرار گرفته اند. دستاوردهای این طرح بشرح زیر بوده است:

- افزایش ۱/۵ میلیون مشترک جدید به سیستم گازرسانی
- افزایش ۲ میلیون خانوار گاز سوز (معادل ۱۰ میلیون نفر جمعیت)
- افزایش مصرف سالانه گاز طبیعی به میزان ۲۰ میلیارد متر مکعب (شامل ۸/۲ میلیارد متر مکعب در بخش خانگی - تجاری، ۸/۶ میلیارد متر مکعب در بخش صنعت و ۴/۲ میلیارد متر مکعب در بخش نیروگاه)
- بدنبال موفقیت نخستین طرح بیع متقابل گازرسانی، فاز دوم این طرح نیز در سال ۸۰ بررسی و در اسفند ۸۰ به تصویب شورای اقتصاد رسید. بر اساس برنامه ریزی های انجام شده این طرح طی پنج سال انجام خواهد شد.

اهم فعالیت های گازرسانی در این طرح بشرح زیر می باشد:

- افزایش ظرفیت پالایش گاز به میزان ۵۰ میلیون متر مکعب در روز

- احداث قریب به ۴۵۰۰ کیلومتر خط انتقال فشار قوی
 - ظرفیت سازی جدید ایستگاه های تقویت فشار به میزان ۱/۱ اسب بخار
- با تکمیل فاز دوم طرح بیع متقابل گازرسانی، مصرف گاز طبیعی کشور به میان ۲۵ میلیارد متر مکعب افزایش خواهد یافت؛ (۳۰ درصد در بخش نیروگاه، ۴۰ درصد در بخش صنعت و ۳۰ درصد در بخش خانگی - تجاری). یکی از ویژگیهای خاص صنعت گاز طبیعی ایران، توانمندیهای قابل ملاحظه فنی و عملیاتی متخصصان ایرانی جهت انجام بسیاری از پروژههای گازرسانی و بویژه طرحهای بیع متقابل می باشد. این امر ضمن تأثیر گذاری بر اقتصاد این طرحها بر سرعت انجام فعالیتهای نیز تأثیر قطعی داشته است.

معرفی پالایشگاه گاز شهید هاشمی نژاد سرخس

۱- تاریخچه پالایشگاه

سرخس را ساریکا نیز گفته اند نقطه ای پرجنب وجوش 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.

این شهرگاز طبیعی مشترکین ۶ استان کشور را تأمین می نماید؛ 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 تأمین 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 و دلاور با قومیتها 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 تأسیسات 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 شورجه می رسد و نوید طرح و اجرای تأسیسات گاز در این منطقه محروم معنا پیدا می کند. تأسیسات نم زدایی مرحوم جمالی نیا با تأمین خوراک از مخزن گاز شورجه در سال ۱۳۵۲ به بهره برداری می رسد 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 شهری 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_2S) و ۶/۵٪ گاز دی اکسید کربن (CO_2) 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. ولذا تولید موفق و بی خطر در طی ۲۱ سال گذشته از لحاظ عدم وقوع حوادث منجر به صدمات انسانی و حفاظت تأسیسات در شرایط خوردندگی گسترده از افتخارات کارشناسان و کارکنان پرتلاش این مجتمع عظیم پالایشی می باشد.

باتوجه 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 می باشد. 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 $41/5$ میلیون متر مکعب گاز شیرین در روز
 ۳ واحد نم زدائی گاز شیرین جمعاً به ظرفیت نم زدائی $7/4$ میلیون مترمکعب گاز شیرین در روز
 ۴ واحد بازیافت گوگرد جمعاً به ظرفیت 1800 تن گوگرد در روز
 ۲ واحد تقطیر میعانات گازی به ظرفیت تقطیر روزانه 2250 بشکه مایعات گازی و تولید روزانه آن شامل: 63 بشکه حلال، 1280 بشکه نفتا (بنزین خام)، 604 بشکه نفت سفید و 302 بشکه گازوئیل می باشد.
 ۲ واحد تثبیت مایعات نفتی جمعاً به ظرفیت تثبیت روزانه 576 مترمکعب مایعات گازی
 یک واحد احیای آب ترش به ظرفیت احیای روزانه 384 مترمکعب آب ترش
 ۶ دستگاه دیگ فشار قوی بخار به قدرت تولید جمعاً 540 تن بخار در ساعت
 ۵ دستگاه مولد برق (3 توربین گازی و یک توربین بخاری) جمعاً توانایی تولید 25 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 500 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 می باشد.

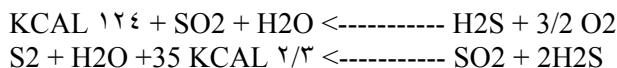
۱-۲- واحدهای تصفیه گاز

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 $2/9$ متر و طول 20 متر و 20 عدد سینی و دو برج موازی احیای آمین به قطر $3/6$ متر و طول 24 متر، 24 عدد سینی و 4 برج خشک کننده گاز تصفیه شده که هرکدام از 17 تن مواد جاذب الرطوبه (سیلیکاژل) از نوع H و W پر شده اند، 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 34% دی اتانول آمین (DEA) که به صورت جریان معکوس در سینی های برج تماس در شرایط فشار 75 برابر جو و دمای 60 درجه سانتی گراد با گاز تماس پیدا می کند، صورت می گیرد. با جدا نمودن 10% گاز اسیدی از خوراک پالایشگاه و ارسال آن به عنوان خوراک واحد بازیافت گوگرد، جداسازی گوگرد از گاز صورت گرفته و 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 1800 تن گوگرد در روز را دارد و میزان درجه خلوص آن در بالاترین سطح بین المللی ($99/7$ 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 طبق ترکیبات زیر 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

علی رغم 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 آن 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 فرآورده 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 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 واحدهای 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

۱- گاز طبیعی

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

ست:

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 ₂	Mol% 0.055
H ₂ S	2PPM
N ₂	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°F,14.696 PSIA) H	
G.H.V.=GROSS HEATING Value (Kcal/m ³)h	
N.H.V.=NET HEATING Value (Kcal/m ³)h	

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

۲- گوگرد

آنالیز گارانتی شده گوگرد تولیدی پالایشگاه جهت مصارف داخلی و صادرات به قرار زیر است:

نام آزمایش	واحد	گوگرد تولیدی
PURITY	Wt. %	99.9265
ASH	Wt. %	0.0263
VOLATILITY & HUMIDITY	Wt. %	0.077
ORGANIC	Wt. %	0.047
ACIDITY as H ₂ SO ₄	Wt. %	0.001
CHLORIDE	Wt. %	0.0006
H ₂ S	PPM	NIL

معیار پذیرش

Item (B.S.Method)s	Quality - Wt % (Min-Max)s
Acidity (as H ₂ SO ₄)s	0.0008-0.0012
Organic & Carbon Content	0.04-0.0933
ASH	0.011-0.0454
Chloride	0.0006-0.0008
Humidity & Volatility	0.005-0.351
Purity	99.865-99.945
H ₂ S	NIL

۳- مایعات گازی

آنالیز مایعات گازی S-300، S-400 و S-500 به قرار زیر است:

Compound	Method	Unit	S-300	S-400	S-500
Sp.Gr. 60/60 °F	D-4052	--	0.7360	0.7493	0.7959
Sulphur Content	D-2622	%Wt	0.05	0.06	0.49
H ₂ S	UOP-163	ppm	<1	<1	80-300
RSH	UOP-163	ppm	7	37	762
Flash Point	D-93	°C	<-5	<-5	14
Acidity	D-664	mg KOH/g	0.05	0.12	0.19
R.V.P	D-323	PSI	3.85	2.80	1.45
Colour Saybolt	D-156		+30	+30	+25
Doctor Test		-	-	-	+
Pour Point	D-97	°C	<-34	<-34	-18
Viscosity @ 100 °F	D-445	c.S.t	0.8124	1.062	1.143
Water Content	D-4928	%Wt	<0.02	<0.02	<0.02
Molecular Weight	IP-86	g/mol	120	120	140
Aromatics	D-1319	%Vol	14.4	6.2	19.9
Olefins	D-1319	%Vol	<0.3	<0.3	<0.3
Naphthenics	D-1319	%Vol	-	-	64.1
Paraffinics	D-1319	%Vol	85.6	93.8	16

DISTILLATION I.B.P	D-86	°C	55.2	58.6	105
5%		°C	73.0	103.5	163
10%		°C	76.6	118	175
20%		°C	81.2	137.3	190
30%		°C	85.9	155.4	199
40%		°C	90.8	172.3	209
50%		°C	96.9	188.1	217
60%		°C	105.1	205.3	230
70%		°C	116.3	225	250
80%		°C	131.6	240	265
90%		°C	153.7	278.2	287
95%		°C	175.2	320	330
F.B.P	D-96	°C	194.9	326	330
Calorific Value,Gross	D-240	Kcl/Kg	11333.0	11177	11085
Na Content	UOP391	ppm	0.5	0.5	0.45
K Content	UOP391	ppm	<0.2	0.4	0.4
Pb Content	UOP800	ppm	<1.0	<1	<1
V Content	UOP800	ppm	<3.0	<3	<3.1
Cl Content	RIPI	ppm	2.0	<1	<1
HYDROCARBONS	GC	Area %			
C6	GC	Area %	25.9	5.8	1.3
C7	GC	Area %	32.8	8.6	2.6
C8	GC	Area %	20.6	12.1	7.5
C9	GC	Area %	11.6	12.9	18
C10	GC	Area %	6.1	13.1	21
C11	GC	Area %	2.2	11.3	17
C12	GC	Area %	0.7	9.6	12.2
C13	GC	Area %	0.1	7.5	7.5
C14	GC	Area %		5.6	4.0
C15	GC	Area %		4.5	3.0
C16	GC	Area %		3.4	
C17	GC	Area %		2.4	
C18	GC	Area %		1.6	
C19	GC	Area %		0.8	
C20	GC	Area %		0.5	

معیار پذیرش

Test	Unit	Method	S-300	S-400	S-500
Specific Gravity @ 60/60	-----	ASTM D-4052	0.7 - 0.72	0.75-0.77	0.79 - 0.81
R.V.P	PSi	ASTM D-323	4 - 5	3 - 4	0.5 - 1.5
Sulphur	Wt%	ASTM D-4294	0.05	0.05 Max	1 Max
Mercaptan Sulphur	ppm	ASTM D-3227	20 - 40	0.5 Max	400 - 900
IBP			50 - 60	55 - 65	90 - 120
Recovery Temp. 10%			76 - 80	115 - 125	155 - 165
Recovery Temp. 50%		ASTM D86	95 - 100	185 - 195	190 - 210
Recovery Temp. 90%			150 - 160	270 - 285	280 - 310

Final Boiling Point			190 - 200	320 - 330	340 - 360
Recovery	Vol%		---		97.5
Color	-----	ASTM D 1500	---		0.5 - 2
Copper	-----	ASTM D130/00	---		4c - 19a
Lead	ppb	IP 224	---		55 - 65
Paraffins	Vol%	GCDHA	---	20 Max	40 Max
Olifins	Vol%	GCDHA	0.5	0.5 Max	0.5 Max
Arsenic	ppb	Ass Cold Vapour	1>		1>
Mercury	ppb	Ass Cold Vapour	1>		1>

۴ - محصولات واحد تقطیر

Compound	Method	Unit	TP-200	TP-300	TP-400
Sp.Gr. 60/60 °F	D-278	--	0.7596	0.7768	0.8308
Sulphur Content	D-1266	%Wt	0.08	0.38	0.54
H ₂ S	IP-130	ppm	<1	<1	<1
RSH	D-3227	ppm	400	161	316
Flash Point	D-93	°C	-	36	121
Acidity	D-664	mg KOH/g	0.02	0.14	0.08
Cetane Inde	D-976	-	-	-	55
Colour Saybolt	D-156		+27	-	-
Doctor Test	UOP-41-47	-	+	+	+
Pour Point	D-97	°C	-	-	-6
Cloud Point	D-2500	°C	-	-	-2
Water Content	UOP-481	ppm	192	152	217
Molecular Weight	IP-86	g/mol	109.5	121	-
Aromatics	D-1319	%Vol	26.3	21.2	-
DISTILLATION I.B.P	D-86	°C	90	104	231
50%		°C	150	203	262
90%		°C	198	227	300
F.B.P		°C	222	240	354

TP-100 SPECIFICATIONS	
Revision 1	Updated on Jan 17,2006

MA	MIN	METHOD	UNIT	PROPERTY
66	37	ASTM D-86	° C	Distillation: IBP
94	60			Distillation: 50%

148	76			Distillation: 90%
206	103			Distillation: FBP
0.723	0.669	ASTM D-278	-	Sp.Gr 60/60F
80.01	64.35	ASTM D-278	-	API
12	10	ASTM D-323	psi	RVP
+30	+12	ASTM D-156	-	Color
		ASTM D-130	class	Cu.Corrosion
		ASTM D-88	sus	Viscosity @40
214		IP-130	ppm	H ₂ S
138		ASTM D-1219	ppm	Mercaptane
Positive		UOP41-47	-	Doctor Test
		ASTM D-847	mgNaOH/100ml	Acidity

TP-200 SPECIFICATIONS	
Revision 1	Updated on Jan 17,2006

MA	MIN	METHOD	UNIT	PROPERTY
110	83	ASTM D-86	° C	Distillation: IBP
161	133			Distillation: 50%
204	160			Distillation: 90%
234	182			Distillation: FBP
0.760	0.745	ASTM D-278	-	Sp.Gr 60/60F
58.43	54.68	ASTM D-278	-	API
	1	ASTM D-323	psi	RVP
30	12	ASTM D-156	-	Color
		ASTM D-130	class	Cu.Corrosion
		ASTM D-88	sus	Viscosity @40
7		IP-130	ppm	H ₂ S
182		ASTM D-1219	ppm	Mercaptane
Positive		UOP41-47	-	Doctor Test
		ASTM D-847	mgNaOH/100ml	Acidity

TP-300 SPECIFICATIONS	
Revision 1	Updated on Jan 17,2006

MA	MIN	METHOD	UNIT	PROPERTY
190	122	ASTM D-86	° C	Distillation: IBP
226	176			Distillation: 50%
245	196			Distillation: 90%
272	218			Distillation: FBP
0.794	0.768	ASTM D-278	-	Sp.Gr 60/60F
52.74	46.71	ASTM D-278	-	API
80	40	ASTM D-93	° C	Flash Point
		ASTM D-1322	mm	Smoke Point
		ASTM D-2500	° C	Cloud Point
		ASTM D-97	° C	Pour Point
		ASTM D-323	psi	RVP
	4	ASTM D-156	-	Color
		ASTM D-130	class	Cu.Corrosion
		ASTM D-88	sus	Viscosity @40
NIL		IP-130	ppm	H ₂ S
		ASTM D-1219	ppm	Mercaptane
Negative		UOP41-47	-	Doctor Test

TP-400 SPECIFICATIONS	
Revision 1	Updated on Jan 17,2006

MAX	MIN	METHOD	UNIT	PROPERTY
246	207	ASTM D-86	° C	Distillation: IBP
279	243			Distillation: 50%

370	347			Distillation: FBP
0.833	0.813	ASTM D-278	-	Sp.Gr 60/60F
75.04	38.37	ASTM D-278	-	API
133	53	ASTM D-93	° C	Flash Point
	-2	ASTM D-2500	° C	Cloud Point
	-6	ASTM D-97	° C	Pour Point
Red-Brown		Visual	-	Color
		ASTM D-130	class	Cu.Corrosion
56	40	ASTM D-976	-	Cetane Inde
		ASTM D-88	sus	Viscosity @40
NIL		IP-130	ppm	H ₂ S
		ASTM D-1219	ppm	Mercaptane
Negative		UOP41-47	-	Doctor Test

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 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 به سیستم جذب توسط آمین هدایت شده تا CO₂ و H₂S 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°C - ۲۱ و به طور نرمال 38°C بوده که با توجه به افزایش تدریجی دمای گاز در اثر کاهش مخازن گازی این دما تا 60°C نیز رسیده است). آمین تمیز از بالای اولین سینی برج تماس با دمایی حدود 5°C بیشتر از دمای گاز ورودی وارد شده و 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 گاز عاری از مواد فوق از قسمت بالای برج خارج می شود. گاز خروجی بدلیل دریافت مقداری از حرارت حاصله از جذب CO_2 و H_2S توسط آمین، تا حدود 55°C درجه گرم می شود؛ لذا برای خنک شدن وارد کولر گاز شیرین (Treated gas cooler) گشته و دمای آن تا 38°C سانتیگراد کاهش می یابد. سپس گاز وارد جدا کننده گاز شیرین (Treated gas separator) میشود 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 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 نمزدایی (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 هیدروکربور های سنگین را در بستر، جای میگذارد 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 و در نهایت 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

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 احتمالا اگر موبیل سوربید از داخل برج همراه گاز بیرون آمده، جدا شود. سپس گاز وارد کوره احیاء (Regeneration Gas Heater) میشود و در آنجا تا حدود 300 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 Aftercooler)، 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 جداکننده جهت هماهنگی با فشار سیستم، کمپرس شده (Regeneration Gas Compressor) و دوباره به خط گاز 90% بعد از FV-121 C 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 H_2S و CO_2 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 یکعدد 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 میشود. 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/Lean 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 احیای 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 ریویلر بوده که در آن از بخاری با فشار $3/5 \text{ cm}^2/\text{kg}$ و دمای 147°C استفاده می شود. حرارت تولید شده در ریویلرها باعث میشود 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 می شوند و با کنترل سطح در داخل برج احیاء توسط سه عدد پمپ (DEA Regeneration Reflux Pump) به سینی اول برج ها 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 فشاری 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/Low Exchanger) رانده می‌شود. سپس چون هنوز دارای درجه حرارت بالایی می‌باشد به کولر هوایی (DEA Solution Cooler) هدایت می‌شود. پس از خروج از کولر، آمین جهت گرفتن فشار لازم وارد پنج عدد پمپ (DEA Circulating Pump) می‌شود. 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 می‌ریزد و سیکل کامل می‌گردد. (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 الممتی جهت جداسازی ناخالصی‌های موجود در آمین می‌گذرد. آمین پس از تمیز شدن در این فیلترها وارد قسمت پایین برجهای احیاء می‌شود. کلیه درین‌های سیستم آمین وارد سمپ آمین گشته و مایعات جمع شده پس از عبور از فیلتراسیون وارد برجهای احیا می‌شوند. در صورت لزوم می‌توان 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 نمی‌باشد. بنابراین آمین پس از فتهای هوایی آمین به خروجی مخزن تبخیر ناگهانی هدایت می‌شود تا گردش ناقص آمین برقرار گردد.

معرفی هریک از دستگاه های واحد تصفیه گاز
مشخصات فنی اجزاء واحدهای تصفیه گاز



۱- جداکننده گاز ورودی (Inlet Gas Separator)

اینلٹ مخزنی به شکل استوانه‌ای است افقی به طول 24ft و قطر 11ft از جنس فولاد به ضخامت 128 mm که وظیفه آن جداسازی آب و هیدروکربورهای مایع از گاز می باشد. این مخزن قطرات مایع تا قطر $52\ \mu m$ و هیدر کربور تا قطر $62\ \mu m$ را جدا می‌کند.



۲- فیلتر گاز ورودی (Inlet Gas Filter Separator)

فیلتر ترش استوانه‌ای افقی به طول 4.65m و قطر 1.22m از جنس کربن استیل به وزن 34500 lb که شامل دو بخش است.

بخش اول شامل ۴۱ عدد فیلتر الممتی و بخش دوم حاوی یک سری تیغه‌های مورب از جنس S/S است که قادرند تمامی ذرات بزرگتر از $8\ \mu\text{m}$ و 99.5% از ذرات بزرگتر از $1\ \mu\text{m}$ را از گاز ترش جدا کنند.



۳- برجهای جذب (DEA Contactor)

در برجهای جذب (تماس) گاز ترش از پایین و آمین تمیز از بالا وارد برجها شده و با هم تماس داده می‌شوند. در این تماس گازهای اسیدی از گاز ترش جدا شده و گاز شیرین می‌شود. برای جلوگیری از بسیار بزرگ شدن تأسیسات، این برجها و بسیاری دیگر از تجهیزات واحد به صورت دوقلو طراحی و ساخته شده‌اند.

هر برج استوانه‌ای عمود به قطر 2895mm و ارتفاع 21.59m و به ضخامت 87.3mm از جنس کربن استیل است. برجها از نوع سینی دار با ۲۰ سینی از نوع دریچه‌ای هستند. دریچه‌ها cap از نوع Felexitray type A به تعداد ۳۸۰ عدد در سینی‌های زوج و ۳۶۴ عدد در سینی‌های فرد است. سینی‌ها از جنس S/S و دو گذر می‌باشند. فاصله ۱۶ سینی بالا از هم 24 in و ۴ سینی آخر 30 in است.



۴- کولر گاز تصفیه شده (Treated Gas Cooler)

گاز تصفیه شده در برجهای تماس که گرم شده است وارد این کولر آبی می‌شود تا خنک شده و آب و آمین همراه آن مایع شود. برای کمک به جدا شدن قطرات از گاز در خروجی مبدل مقداری آب توسط یک نازل ویژه به داخل گاز اسپری می‌شود. این مبدل از نوع پوسته و لوله بوده و دارای دو پوسته و دو پاس لوله در هر پوسته است. هر بانل شامل ۴۰۶ لوله به قطر 1 in و به طول 8.534 m است. قطر داخلی هر پوسته 36 in است.

۵- جداکننده گاز تصفیه (Treated Gas Separator)

رطوبت؛ آمین و هیدروکربورهای مایع شده در کولر در این جدا کننده از گاز جدا می‌شوند. این مخزن استوانه‌ای عمودی به قطر 8 ft و ارتفاع 10 ft و به ضخامت 95mm از جنس کربن استیل است.



۶- فیلتر گاز تصفیه (Treated Gas Filter Separator)

فیلتر شیرین کاملاً مشابه فیلتر ترش بوده و ذرات همراه گاز تصفیه شده را جدا می‌کند و مانع از رسیدن مایع به برجهای خشک کننده می‌شود.

۷- برجهای خشک کننده (Dew Point Adsorber)

گاز خروجی از فیلتر گاز تصفیه که مرطوب است وارد این برجها شده و آب و هیدروکربورهای سنگین آن که ممکن است در خط لوله ایجاد مشکل کنند از آن جدا می‌شوند. این برجها ۴ عدد بوده و همیشه دو عدد از آنها در حال نمزدایی بوده دو برج دیگر یکی در حال گرم شدن و دیگری در حال خنک شدن است. همه برجها محتوی مواد خشک کننده‌ای با نام تجاری موبیل سوربید هستند.

هر برج استوانه‌ای عمودی به ارتفاع 22 ft و قطر 96 in از جنس کربن استیل به ضخامت 95.2 mm است که لایه داخلی آن با سیمان ویژه‌ای پوشانده شده است.

۸- فیلتر نهایی (Residue Gas Filter)

گرفتن ذرات جامد و مایع احتمالی همراه گاز قبل از ورود به خط لوله برعهده فیلتر نهایی است. این فیلتر تمامی ذرات جامد بالاتر از $3 \mu m$ و قطرات بزرگتر از $3 \mu m$ را از گاز توسط ۲۲ عدد المنت جدا می‌کند.



۹- صافی گاز گرم و صافی گاز سرد (1703 , 1704)

گازهای خارج شده از برجهای در حال گرم شدن و سرد شدن هر کدام از یک صافی برای جدا کردن ذرات جامد همراه احتمالی عبور می کنند.

قطر هر فیلتر 61 cm و ارتفاع آن 1.27 m است. فیلتراسیون گاز توسط یک سبد مشبک که روی آن با یک توری فلزی به اندازه 200 mesh پوشانده شده است انجام می گیرد. این سبد دارای قطر خارجی 36.56 cm و عمق 61cm است.

۱۰- کوره گاز احیاء (Regeneration Gas Heater)

این کوره برای گرم کردن گاز احیا تا دمای ۳۰۰ درجه سانتی گراد برای احیای بستر برجهای خشک کننده در نظر گرفته شده است.

شامل دو بخش تشعشعی و جابجایی (همرفتی) است. گاز ورودی به ۴ قسمت تقسیم شده از قسمت همرفتی در بالای کوره که شامل ۱۰ ردیف شش تایی از لوله های افقی است عبور کرده و سپس وارد بخش تشعشعی که به صورت لوله های عمودی است می شود و در ادامه از کوره خارج می شود. قطر بدنه کوره 2.84m و ارتفاع آن 10.64 m و قطر دودکش 122cm و ارتفاع آن 20.72m است. داخل کوره از مواد نسوز پوشانده شده است.



۱۱- فنهای گاز احیاء (Regeneration Gas Cooler)

گازهای خروجی از برج در حال گرم شدن که دمای بالایی دارند برای خنک شدن از دو عدد فن دمنده عبور می‌کنند. هر فن گاز احیاء دارای یک باندل با ۳۹۲ عدد لوله به قطر 1 in و مجهز به پره است.

۱۲- کولر آبی گاز احیاء (Regeneration Gas After Cooler)

این کولر آبی گاز را تا حد مورد نیاز خنک می‌کند.

این مبدل از نوع پوسته و لوله بوده و دارای دو پوسته و ۴ پاس لوله در هر پوسته است. هر باندل شامل ۹۰ لوله به قطر 1 in و به طول 4.267m است. قطر داخلی هر پوسته 17.25in است.



۱۳- جداکننده گاز احیاء (Regeneration Gas Separator)

مایعات کندانس شده در کولرهای هوایی و آبی در این مخزن جمع‌آوری شده و از گاز جدا می‌شوند. مخزن به شکل استوانه‌ای افقی به طول 12 ft و قطر 4 ft از جنس فولاد به ضخامت 49mm است.



۱۴- کمپرسور گاز احیاء (Regeneration Gas Booster Compressor)

برای برگرداندن گاز به مسیر اصلی و جبران افت فشار ایجاد شده در مسیر گاز احیا دو عدد کمپرسور در نظر گرفته شده است که یکی در حال کار و دیگری آماده است. کمپرسور از نوع گریز از مرکز با توان حداکثر 192 bhp و دور 15280 rpm است.



۱۵- فلش درام (مخزن تبخیر ناگهانی) (DEA Flash Drum)

فلش درام برای جدا شدن گازهای حل شده در آمین در نظر گرفته شده است و به شکل استوانه‌ای افقی به طول 9.14m و قطر 3.2m از جنس فولاد به ضخامت 23mm است. برای جدا کردن گازهای اسیدی از گازهایی که به سمت فلر می‌روند این مخزن به یک برجک پر شده از پال رینگهای 1 in مجهز شده است که توسط یک انشعاب از آمین تمیز گازها را تصفیه می‌کند.

۱۶- مبدل حرارتی آمین تمیز/ کثیف (DEA Rich/Lean Exchanger)

این مبدل‌ها (دو عدد) برای صرفه جویی در مصرف انرژی در برجهای احیاء و همچنین خنک کردن آمین خروجی از برجهای احیاء در نظر گرفته شده است. در این مبدل آمین کثیف خروجی از مخزن تبخیر ناگهانی و آمین تمیز خروجی از برجهای احیاء تبادل گرما می‌کنند.

هر مبدل دارای دو پوسته به قطر 64 in است و هر پوسته دارای یک باندل لوله با ۴ گذر شامل ۱۵۴۰ لوله با قطر 1 in و به طول 6.096 m است.

۱۷- برجهای احیاء (DEA Regenerator)

این برجها وظیفه احیاء آمین کثیف و جداسازی گازهای اسیدی از آمین را به عهده دارند. این برجها نیز همانند برجهای تماس سینی دار و از نوع Valve tray هستند.

هر برج استوانه‌ای عمودی با قطر 3810mm و ارتفاع 29.31m و به ضخامت 19mm از جنس کربن استیل با جداره داخلی از جنس S/S است. برجها از نوع سینی دار با ۲۴ سینی از نوع دریچه‌ای هستند. دریچه‌ها با Cap از نوع Felexitray type A به تعداد ۱۱۴۰ عدد در سینی‌های زوج و ۱۱۳۶ عدد در سینی‌های فرد است.

سینی‌ها از جنس S/S و ۴ گذر می‌باشند. ۳ سینی بالا که موسوم به سینی‌های رفلاکس می‌باشند هر کدام دارای ۱۳۳۲ دریچه می‌باشند. فاصله کلیه سینی‌ها از هم 24in است.

همچنین این برجها مجهز به یک سینی دودکشی (Chimney Tray) نیز هستند.

آمین تمیز خروجی از برجهای احیاء توسط سه عدد پمپ به سمت مبدلهای حرارتی آمین تمیز/ کثیف فرستاده می‌شود.



۱۸- ریبویلرها (جوشاننده‌ها) (DEA Regenerator Reboiler)

تأمین انرژی برجهای احیاء برای شکستن پیوندهای میان گازهای اسیدی و آمین برعهده این جوشاننده‌ها (ریبویلرها) می‌باشد. هر برج دارای دو جوشاننده از نوع Kettle است که هر کدام دارای ۶۱۵ لوله U شکل به قطر 1in و طول 9.753m می‌باشد.



۱۹- فنهای اسیدی (کندانسورها) (DEA Regenerator Overhead Condenser)

جهت تأمین شیب حرارتی لازم در برجهای احیاء و کاهش رطوبت گازهای اسیدی ورودی به واحدهای بازیافت گوگرد از ۱۶ عدد فن دمنده موسوم به فنهای اسیدی استفاده می‌شود. هر فن شامل یک گذر لوله پره‌دار به قطر 1in و به تعداد ۱۷۶ عدد است. قطر پره‌های فنها 14 ft و تعداد آنها ۶ عدد است.



۲۰- (مخزن مایعات برگشتی) (DEA Regenerator Reflux Drum)

مایعات ایجاد شده در فرآیند خنک کردن گاز اسیدی در فن‌ها در این مخزن جدا و جمع‌آوری شده و سپس توسط یک پمپ به بالای برج‌های احیا فرستاده می‌شود.



این مخزن استوانه‌ای عمودی به قطر 102 in و ارتفاع 12 ft و به ضخامت 10 mm از جنس کربن استیل است.

۲۱- فنهای آمین (DEA Solution Cooler)

آمین تمیز خروجی از مبدل‌های حرارتی آمین تمیز/ کثیف برای بیشتر خنک شدن و رسیدن به دمای مناسب برج‌های جذب از ۱۲ عدد (در فاز دو ۱۴ عدد) فن مکنده عبور داده می‌شود.
هر فن دارای ۴ گذر شامل ۲۷۰ عدد لوله به قطر 1 in است.



۲۲- توربین‌ها و پمپ‌های گردش آمین (DEA Circulating Pumps)

برای افزایش فشار آمین و وارد شدن به برج‌های تماس ۴ عدد (در فاز یک ۵ عدد) توربوپمپ تعبیه شده است. محرک یک پمپ، توربین هیدرولیکی به قدرت 1500 hp و محرک بقیه پمپ‌ها توربین بخاری به قدرت 1260 hp است.

ضمیمه A

معرفی سیستم های کنترل فیزیکی تأسیسات

واحدهای تصفیه گاز جهت فرآورش گاز به سیستم های کنترلی نیاز دارند؛ این سیستم های کنترلی یا به صورت اتوماتیک انجام وظیفه می کنند مثل سوئیچ ها، که این سوئیچ ها بسته به نوع محلی که در آن قرار دارند. کاربرد خاصی پیدا می کند؛ بطور مثال برای تنظیم Level برج (LSL - LSH) برای تنظیم فشار (PSH - PSL) برای تنظیم دما (TSL - TSH) و یا به صورت فیزیکی که باید توسط بهره بردار سایت انجام گیرد. اینک به معرفی این سیستم های کنترل فیزیکی می پردازیم.

۱- SKIM از (T.G.S) Treatad Gas Sperator

ورود مایعات همراه گاز به سیستم باعث ایجاد کف در برجهای تماس می شود و پیامد آن کاهش rate گاز را به همراه دارد در موارد خیلی شدیدتر carry over را به دنبال خواهد داشت. carry over به این شرح است که حجم زیادی از مایعات همراه با گاز پس از بر طرف شدن DP وارد T.G.S می شود و اگر این مقدار مایع در آنجا تحت کنترل نباشد همراه گاز وارد فیلتر شیرین می شود و اگر در فیلتر شیرین نیز مایع کنترل نشود و همراه گاز به سمت برجهای خشک کننده رود به دلیل مقدار آبینی که همراه با مایعات وارد برجهای خنک کننده می شود باعث تخریب کلی سیلیکاژل های برج های خشک کننده می شود؛ بدین ترتیب مقدار شبنم موجود در گاز را افزایش می دهد. به همین خاطر برای حذف هیدروکربور از سیستم، بهره بردار می بایست با نمونه گیری مداوم از T.G.S و در صورت وجود هیدروکربور، Skim از T.G.S را انجام دهد. شرح کار Skim از T.G.S به دین ترتیب است که سطح level در T.G.S را در سطح مناسبی قرار می دهند ولی در واحدهای جدید با همکاری Boardman باید سطح level را در حد مناسبی قرار داد. درین Skim را نیز هم می توان به سمت RGS بازکرد و هم به سمت فلر؛ معمولاً به سمت RGS باز می کنیم بعد از چند ساعت دوباره نمونه گیری کرده و در صورت نداشتن هیدروکربور ولو مذکور را می بندیم .

۲- تخلیه LOW Point (نقاط پایین دست) مسیر خطوط گاز شیرین و گاز ترش

از آنجائیکه همراه با گاز ترش ورودی به واحد، مایعات نیز به سیستم راه پیدا می کنند و این مایعات به سیستم در روند پالایش اختلال ایجاد می کنند، از دیگر وظایف بهره بردار این است که این نقاط پایین دست که شامل ۱۳۷ - FV، 121B - FV و 121A - FV است را کنترل کند و همچنین level فیلتر شیرین و فیلتر ترش که البته level این فیلترها توسط LV - 110 و LV - 111 برای فیلتر شیرین و LV - 101 و LV - 102 برای فیلتر ترش این کار را انجام می دهند را زیر نظر داشته باشد. اما به دلیل rate بالایی که در زمستان واحد گاز می گیرد و همچنین وجود مایعات بیشتر همراه گاز بهتر است از By pass جهت تخلیه level فیلترها استفاده کنیم تا در صورت level گرفتن فیلترها مخصوصاً فیلتر شیرین که در اینتراک ۱ قرار دارد در صورت عمل نکردن LV ها مشکلی برای واحد ایجاد نگردد.

۳- شارژ آنتی فوم با غلظت ۲٪ در مخزن آنتی فوم

برای جلوگیری از ایجاد کف در برجهای تماس از ضد کف استفاده می کنند. شارژ آنتی فوم توسط بهره بردار انجام می گیرد، آنتی فوم در ظرف های ۴ لیتری تهیه می شود. موقع شارژ کردن، ظرف ۴ لیتری آنتی فوم به همراه ۲۵۰ لیتر آب مقطر سرد، ضد کفی با غلظت ۲٪ به دست می دهد. آنتی فوم ساخته شده توسط پمپ به طور مداوم به سیستم تزریق می شود و علاوه بر شارژ آنتی فوم بهره بردار موظف است که هر دو ساعت یکبار پمپی را که در سرویس است هواگیری نموده تا در

پمپاژ هیچ گونه مشکلی به وجود نیاید و نیز در شرایط بحرانی با هماهنگی اتاق کنترل دامنه پمپ را بیشتر کرده تا مقدار پمپاژ آنتی فوم بیشتر شده و وضعیت برجهای تماس به حالت نرمال برگردد.

۴ - over flow از سمپ آمین


جهت حذف هیدروکربور از چرخه آمین که باعث ایجاد کف در برجهای تماس می شود باید از سمپ آمین over Flow انجام داد؛ این عمل توسط بهره بردار محوطه انجام می گیرد. برای این کار با هماهنگی Board man پمپ سمپ آمین را در حالت OFF قرار داده و سمپ را از سرویس خارج می کنیم و برای level گرفتن سمپ با هماهنگی اتاق کنترل یا از محل درین مبدل های آمین lean و یا کاندنس روی سمپ، سطح سمپ را آنقدر بالا می بریم تا معمولا ۲۲۰ درصد از شیلنگ ونت (vent) روی سمپ، مایع به بیرون جریان یابد و مدام از خروجی سمپ نمونه می گیریم. این عمل تا زمانی انجام می شود که خروجی سمپ، آمین بوده و هیچ هیدروکربوری نداشته باشد. در این حالت پمپ را در حالت AUTO قرار داده و از محل هائیکه برای سمپ level می گرفتیم، جریان را قطع کرده و سمپ را مجددا در سرویس قرار می دهیم.

۵ - over Flow از فیلتر کربن


گفته شد که برای جلوگیری از DP گرفتن واحد، به سیستم آنتی فوم تزریق می شود و این آنتی فوم همراه با آمین سیکل چرخشی انجام می دهد. آنتی فوم بعد از مدتی خاصیت خود را از دست داده و تبدیل به ماده چسبنده لخته مانند می گردد که خود یکی از عوامل ایجاد کف و گرفتگی (choek) در لاین ها می گردد از جمله نقاطی که آنتی فوم می تواند ساکن شود فیلتر کربن است، برای همین هر چند وقت بهره بردار بایستی ونت روی فیلتر کربن را باز کرده تا این آنتی فوم از فیلتر کربن خارج گردد.

ضمیمه B

STU-40

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


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



کنترل شد
CONTROLLED
شرکت ملی گاز ایران

QUA-FM-21-00

ضمیمه C

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 جایجایی
گاز شیرین تولیدی واحدهای تصفیه گاز	(mol %) آنالیز شیمیایی N ₂ 0.60 max CO ₂ 1.00 max H ₂ S 4 ppm max COS 8 ppm max CH ₄ 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 / Ft³ (min) = 9000 Kcal / m³

* Net Heating Value = 900 BTU / Ft³ (min) = 8000 Kcal / m³

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

*** نقطه شبنم آب و هیدروکربور :



آب DP < -10 deg C در فشار 45 Kg / m² g

هیدروکربور DP < -5 deg C در فشار 68 Kg / m² g

ضمیمه D

شیرهای کنترلی (Control Valve)

نوع	ردیف	شماره شیر	محل شیر	نوع	ردیف	شماره شیر	محل شیر
FV	۱	102	آمین برجک فلش درام	PV	۱	104	رفلاکس به فلر
	۲	104	رفلاکس به احیاء A		۲	106	سوخت کوره
	۳	108	رفلاکس به احیاء B		۳	107A	خروجی واحد
	۴	107	آمین به برج احیاء A		۴	107B	خروجی به فلر
	۵	103	آمین به برج احیاء B		۵	110	اینلت به فلر
	۶	105	بخار ریویولر A1		۶	111	سوخت خروجی واحد
	۷	106	بخار ریویولر A2		۷	116	گاز فلش درام به فلر
	۸	110	بخار ریویولر B1		۸	302A	Power Gas
	۹	109	بخار ریویولر B2		۹	302B	Power Gas
	۱۰	120	گاز ترش ورودی		۱۰	310A	ایستگاه بخار
	۱۱	121A	گاز احیاء		۱۱	310B	ایستگاه بخار
	۱۲	121B	گاز احیاء به فلر		۱۲	342	مخزن LP تراپ
HV	۱۳	121C	مسیر گاز اصلی	LV	۱	100	آب ترش اینلت
	۱۴	123	min فلو توربین A		۲	101	فیلتر ترش
	۱۵	124	min فلو توربین B		۳	102	فیلتر ترش
	۱۶	125	min فلو توربین C		۴	106A	هیدروکربور اینلت
	۱۷	126	min فلو توربین D		۵	106B	هیدروکربور اینلت
	۱۸	128	min فلو توربین E		۶	109A	TGS
	۱۹	135A	آمین به برج تماس A		۷	109B	TGS
	۲۰	135B	آمین به برج تماس B		۸	110	فیلتر شیرین
	۲۱	136	آب اسپری		۹	111	فیلتر شیرین
	۲۲	137	کمپرسورها		۱۰	112	آب RGS
	۱	103	خروجی بوسترها		۱۱	113	هیدروکربور RGS
	۲	104	خروجی بوسترها		۱۲	121A	تماس A به هیدرولیک
TV	۱	104	آب کولر ۱۶۰۴		۱۳	121B	کنترل لول تماس A
	۲	105	سوخت کوره		۱۴	103A	تماس B به هیدرولیک
	۳	301	ایستگاه بخار		۱۵	103B	کنترل لول تماس B
					۱۶	315	کندانس درام A
					۱۷	316	کندانس درام B
					۱۸	337	مخزن LP تراپ
					۱۹-۲۰	132 و 134	پایین و بالای کوالیفر ترش

فهرست منابع و مآخذ

- شیرین سازی گازهای ترش / محمدرضا علیمی / آموزش شرکت ملی گاز ایران
- فرآورش گازهای ترش با آلکانول آمین ها / اسلام خرم زرین
- اطلاعات فشرده واحد تصفیه گاز / محمد فرزانه مقدم
- اصول نم زدایی از گاز طبیعی توسط مواد جاذب الرطوبه / محمد فرزانه مقدم
- کتابچه عملیاتی واحد تصفیه گاز / خلیل کمالی و منصور صفایی مطلق
- کتابچه عملیاتی واحد نم زدایی شوره / محمد فرزانه مقدم
- کتابچه عملیاتی سرویس های وابسته / خلیل کمالی و منصور صفایی مطلق
- ماهنامه ندای گاز / شرکت ملی گاز ایران
- [www. Nigc .ir](http://www.Nigc.ir)
- www. Khangiran . com
- www. Khorasan – gas. ir