اویل ایندااستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

چیدمان پالایشگاه گاز

گروه فرآیند شرکت مهندسی پتروتدبیرپارس، زیر نظر مهندس الیاس خورشیدی

در زنجیره گازطبیعی بعد از تولید، در گام اول باید ناخالصی‌ها و مواد مضر، زاید و بدون فایده همراه گازطبیعی از آن جدا شده و بعد از تفکیک گاز به ترکیبات مناسب، برای مصرف ارسال می‌شود. پالایشگاه گاز، مجموعه‌ای از واحدهای فرایندی و کمکی می‌باشد که وظیفه دارند، این جداسازی و تفکیک‌ها را به صورت اقتصادی و با کیفیت و مشخصات مورد نیاز به انجام برسانند. پالایشگاه گاز همانند پالایشگاه نفت‌خام دارای قدمت زیادی بوده و تکامل و توسعه آن در طول دوره‌ای طولانی انجام شده است. اگرچه گازطبیعی قبل از نفت‌خام کشف شد و به کارگرفته شد، اما با کشف نفت‌خام این ماده ارزشمند به حاشیه رفت و برای سالیان طولانی و تا بحران‌های نفتی در سال‌های ۱۹۷۳ و ۱۹۷۹ میلادی از حاشیه خارج نشد. از این دوره به بعد سرعت پیشرفت در زنجیره گازطبیعی به شکلی بود که در سال ۲۰۱۲ میلادی در مقابل مصرف ۴۱۳۰ میلیون بشکه نفت‌خام، ۲۹۸۷ میلیون بشکه معادل نفت‌خام، گازطبیعی در جهان مصرف شده است. در ۳۰ سال گذشته رشد مصرف گازطبیعی نسبت به مصرف نفت‌خام دارای شیب تندتری بوده است. به عنوان مثال در دوره ده ساله ۲۰۰۲ تا ۲۰۱۲ میلادی مصرف نفت‌خام ۱۳/۵ درصد و مصرف گازطبیعی ۳۱ درصد رشد داشته است. این آمار نشان می‌دهد که علیرغم رشد مصرف نفت‌خام که به واسطه افزایش جمعیت و توسعه صنعتی صورت گرفته‌است، در این دوره رشد مصرف گازطبیعی از شتاب بیشتری برخوردار بوده است. جدول ۱ اطلاعات بیشتری از وضعیت مصرف گاز طبیعی در مقایسه با سایر منابع انرژی در اختیار می‌گذارد. تا قبل از بحران‌های نفتی بیشتر گاز همراه نفت‌خام سوزانده می‌شدکه علاوه بر هدر دادن یک منبع با ارزش انرژی، محیط زیست به شدت آلوده می‌گشت. در این دوران اگرچه پالایشگاه‌های زیادی به منظور تولید گازفشرده [نظیر پالایشگاه گاز بیدبلند در ایران یا واحدهای تولید LNG در ویرجینیای آمریکا، الجزایر و آلاسکا] نیز توسعه یافتند، اما توسعه پالایشگاه‌های مدرن در ۳۰ سال اخیر و با سرمایه‌گذاری عظیم در خلیج مکزیک، خلیج فارس، آسیای جنوب‌شرقی و آفریقا محقق شد. با توسعه این پالایشگاه‌ها با دانش‌فنی شرکت‌های توانمندی نظیر Lurgi, UOP, Shell, Prosernat, Jacobs و حمایت و مدیریت شرکت‌های GC بزرگ نفتی نظیر Shell, Total, Statoil, BP, ExxonMobil امروزه شاهد پالایشگاه‌هایی بسیار مدرن با فرایندهای یکپارچه و روش‌های بهره‌برداری نوین می‌باشیم.

در گذشته چیدمان فرایندی پالایشگاه‌های گاز بر مبنای طراحی، دانش و سلیقه شرکت‌های مهندسی در PDP[Process Development Package] مشخص می‌شد. به تدریج شرکت‌های دانش‌بنیان نظیر Prosernat یا UOP به صورت تخصصی به توسعه دانش‌فنی و فناوری ساخت پالایشگاه با فرایندهای یکپارچه، مصرف انرژی بهینه، هزینه ساخت و بهره‌برداری کمینه و کیفیت مناسب پرداختند. به همین دلیل امروزه این شرکت‌ها هرکدام ارائه‌کننده چیدمان (LineUp) منحصر به فردی هستند که می‌تواند همه واحدهای اصلی را پوشش دهد.

پالایشگاه‌های فازهای ۲۴ گانه پارس‌جنوبی نیز با توجه به حضور شرکت توتال در مجموع به چیدمان شرکت Prosernat نزدیک‌تر است. در پارس‌جنوبی فازها بر اساس نیازها و شرایط موجود طراحی شده‌اند و به تدریج روند تکاملی را طی کرده‌اند به صورتیکه می‌توان گفت پالایشگاه فازهای ۱۵ و ۱۶ کامل‌ترین و مدرن‌ترین پالایشگاه میان همه فازها بوده و بسته طراحی این پالایشگاه مبنا توسعه همه فازهای بعدی می‌باشد. جدول ۱ مشخصات کلی همه فازها را به صورت خلاصه نشان می‌دهد. این جدول وضعیت تولید اسمی هر پالایشگاه و مجموعه فازها را نشان می‌دهد. در این مقاله ضمن معرفی یک چیدمان استاندارد برای پالایشگاه گاز مشخصات فرایندی پالایشگاه فازهای ۱۵ و ۱۶ شرح داده شده و تاحدی به تفاوت‌های آن با فازهای دیگر اشاره خواهد شد.

» مقدمه

در ابتدای صنعت گازطبیعی هدف از پالایش گاز فقط جداسازی کلی ترکیبات مضر و رسیدن به شرایط حداقلی مناسب برای سوختن این گاز بود. به تدریج با افزایش سطح دانش‌فنی و نیاز به تولید فرآوردهایی با کیفیت بالاتر، همچنین مطرح شدن الزامات زیست‌محیطی به عنوان یک محدودیت در طراحی و لزوم توجه به میزان آب و ترکیبات خورنده گاز طبیعی که می‌توانند موجب خوردگی در تجهیزات و خطوط انتقال شوند، پالایشگاه‌های سنتی دیگر با فرایندها و تجهیزات قدیمی قادر به پاسخگویی نیازهای جدید از دیدگاه فنی، اقتصادی و زیست‌محیطی نبودند. به همین دلیل پالایشگاه‌های مدرن که از فرایندهای توسعه‌یافته و یکپارچه با بازده و کارایی بالاتر و همچنین تجهیزات جدید سود می‌برند، به تدریج عرصه را بر پالایشگاه‌های سنتی و قدیمی تنگ نمودند.

پالایشگاه گاز به ویژه پالایشگاه‌های ساخته شده در خشکی نسبت به پالایشگاه‌های نفت و سایر تاسیسات بزرگ حوزه نفت و گاز از پیچیدگی کمتری برخوردار می‌باشند. به واسطه این سادگی ریسک سرمایه‌گذاری در ساخت پالایشگاه گازطبیعی در خشکی از ساخت تاسیسات بزرگ نفت و گاز در فراساحل یا در آب‌های عمیق کمتر می‌باشد. با این حال طراحی و ساخت پالایشگاه گاز از مجموعه فعالیت‌هایی مشابه ساخت سایر تاسیسات بزرگ نفت و گاز تشکیل شده است. ساخت یک پالایشگاه گاز برای پالایش ۲۰۰۰MMSCF/d گازطبیعی با توجه به مشخصات گازخوراک، مشخصات و کیفیت موردانتظار و اینکه چه میزان از تاسیسات در خشکی یا فراساحل باشد، به سرمایه‌گذاری بین ۲ تا ۵ میلیارد دلار نیاز دارد. رکورد مدت زمان ساخت پالایشگاه نیز تاکنون ۵۲ ماه بوده است. با این پیش‌زمینه از طراحی و ساخت پالایشگاه گاز در ادامه به بررسی جزئیات بیشتر پرداخته می‌شود.

	کشور	کل مصرف انرژی	نفت خام	گازطبیعی (سال ۲۰۰۴)	گازطبیعی (سال ۲۰۱۴)	ذغال‌سنگ
۱	چین	۲۹۷۲/۱	۵۲۰/۳	۳۶/۹	۱۶۶/۹	۱۹۶۲/۴
۲	آمریکا	۲۲۹۸/۷	۸۳۶/۱	۵۷۷/۷	۶۹۵/۳	۴۵۳/۴
۳	روسیه	۶۸۱/۹	۱۴۸/۱	۳۵۰/۴	۳۶۸/۳	۸۵/۲
۴	هند	۶۳۷/۸	۱۸۰/۷	۲۸/۷	۴۵/۶	۳۶۰/۲
۵	ژاپن	۴۵۶/۱	۱۹۶/۸	۶۹/۳	۱۰۱/۲	۱۲۶/۵
۶	کانادا	۳۳۲/۷	۱۰۳	۸۵/۶	۹۳/۸	۲۱/۲
۷	آلمان	۳۱۱	۱۱۱/۵	۷۷/۳	۶۳/۸	۷۷/۴
۸	برزیل	۲۹۶	۱۴۲/۵	۱۶/۹	۳۵/۷	۱۵/۳
۹	کره‌جنوبی	۲۷۳/۲	۱۰۸	۲۵/۵	۴۳	۸۴/۸
۱۰	ایران	۲۵۲	۹۳/۲	۸۸/۹	۱۵۳/۲	۱/۱
۱۱	عربستان‌سعودی	۲۳۹/۵	۱۴۲	۵۹/۱	۹۷/۴	–
۱۲	ونزوئلا	۸۴/۳	۳۸/۵	۲۵/۶	۲۶/۸	۰/۲
۱۳	قطر	۵۰/۵	۱۳/۵	۱۰	۴۰/۳	–
۱۴	نروژ	۴۶/۷	۱۰/۳	۴/۱	۴/۲	۰/۷
۱۵	ترکمنستان	۳۱/۳	۶/۴	۱۳/۵	۲۴/۹	–
	جهان	۱۲۹۲۸/۴	۳۰۶۵/۵	۲۴۳۵/۶	۳۰۶۵/۵	۳۸۸۱/۸

جدول ۱ : مقایسه انرژی مصرفی برخی کشورها(بر حسب میلیون تن نفت خام)، مرجع؛ گزارش شرکت BP

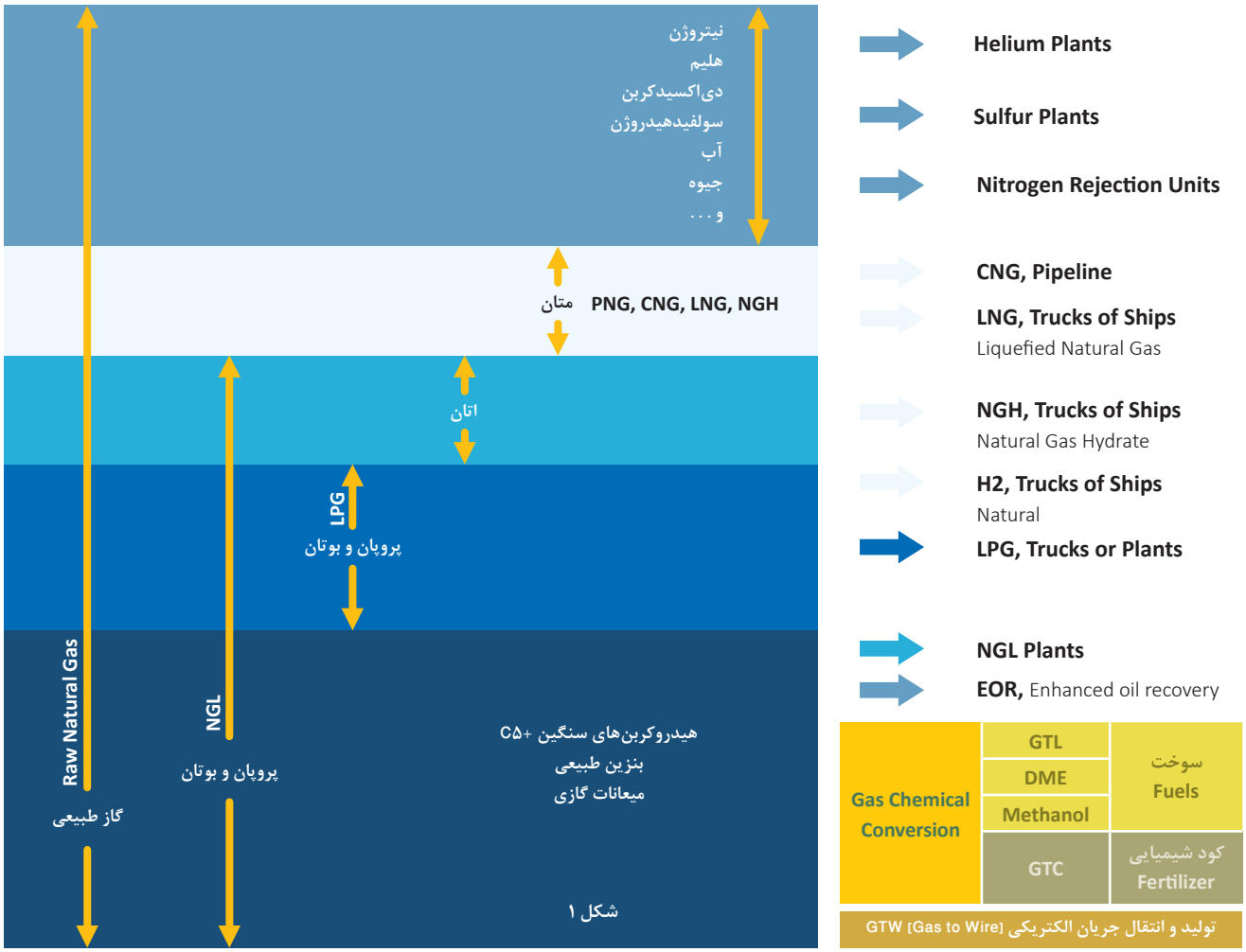
پالایشگاه	فراساحل			ظرفیت تولید روزانه			ظرفیت تولید سالانه	
	تعداد سکو	تعداد چاه	برداشت از میدان (MMSCF/d)	متان ($10^6 \times m^3$)	میعانات گازی ($10^3 \times bbl$)	گوگرد (Ton)	اتان ($10^6 \times Ton$)	LPG ($10^6 \times Ton$)
فاز ۱	۴	۱۲	۱۰۰۰	۲۵	۴۰	۲۰۰	۰	۰
فازهای ۲, ۳	۲	۲۰	۲۰۰۰	۵۰	۸۰	۴۰۰	۰	۰
فازهای ۴, ۵	۲	۲۴	۲۰۰۰	۵۰	۸۰	۴۰۰	۱	۱/۰۵
فازهای ۶, ۷, ۸	۳	۳۰	۳۹۰۰	۰	۱۵۸	۰	۰	۱/۶
فازهای ۹, ۱۰	۲	۲۴	۲۰۰۰	۵۰	۸۰	۴۰۰	۱	۱/۰۵
فاز ۱۱	۲	۲۴	۲۰۰۰	–	۸۰	۰	۰	۰
فاز ۱۲	۴	۴۵	۳۰۰۰	۸۱	۱۲۰	۷۵۰	۰	۰
فاز ۱۳	۴	۳۸	۲۰۰۰	۵۰	۸۰	۴۰۰	۱	۱/۱
فاز ۱۴	۴	۴۴	۲۰۰۰	۵۰	۸۰	۴۰۰	۱	۱/۱
فازهای ۱۵, ۱۶	۲	۲۲	۲۰۰۰	۵۰	۸۰	۵۰۰	۱	۱/۱
فازهای ۱۷, ۱۸	۴	۴۴	۲۰۰۰	۵۰	۸۰	۴۰۰	۱	۱/۰۵
فاز ۱۹	۳	۲۱	۲۰۰۰	۵۰	۷۷	۴۰۰	۱	۱/۱
فازهای ۲۰, ۲۱	۲	۲۲	۲۰۰۰	۵۰	۷۵	۴۰۰	۱	۱/۰۵
فازهای ۲۲, ۲۳, ۲۴	۴	۳۸	۲۰۰۰	۵۰	۷۷	۴۰۰	۱	۱/۱
جمع(با تقریب)	۴۲	۴۰۸	۳۰,۰۰۰	۶۰۶	۱۱۸۷	۵۰۵۰	۹	۲۶/۵

جدول ۲ : مقادیر مهم فازهای ۲۴ گانه پارس‌جنوبی(مرجع سایت POGC.ir و در مورد پالایشگاه فازهای ۱۵ و ۱۶ مرجع مدارک مهندسی پروژه می‌باشد)

فرایندهـای اصلی در پالایشـگاه گاز شـامل جداسـازی مواد زایـد، تفکیک ترکیبـات مفید و آماده‌سـازی و ارسـال فـرآورده یا محصول بـرای مصرف می‌باشـند. منابـع گاز متعـارف می توانند شـامل مخازن گازخشـک، مخازن گازمیعانی و گازهمراه در مخازن نفت‌خام باشند. گاز همراه نفت‌خام که بیشتر با عنوان NGL نیز شناخته می‌شود به صورت معمول به علت همراه داشتن مقدار قابل توجهی ترکیبات سـنگین‌تر از متان، گاز خشـک تلقی نمی‌شود. همچنین گاز مخـازن میعانی نیز مقدار قابل توجهی ترکیبات سـنگین همراه خود دارد. بـرای پالایش گاز میعانی یا گاز همراه نفت‌خام ابتدا میعانات گازی از آن جدا می‌شـود و بعد از آن همانند گاز خشک با آن رفتار می‌شود. علاوه بر این منابع در سال‌های اخیر استخراج از منابع غیر متعارف نظیر Tight gas, CBM, Hydrat یا Shale gas نیز در حال اقتصادی شدن می‌باشد.

در گام دوم و پـس از اسـتخراج[تولیدگاز] عملیات جداسـازی مـواد زاید و ناخالصی‌ها آغاز می‌شـود. جداسازی ناخالصی‌ها بسته به میزان زیان آنها و نوع فرایند جداسازی قابل استفاده و شرایط موجود اولویت‌بندی می‌شوند. انتخاب اولویت جداسازی بستگی به مطالعات اولیه و شرایط و مشخصات مخزن و محل قرارگرفتن مخزن دارد. علاوه بر شـرایط تحمیلی ناشـی از مشـخصات سـیال خروجی از مخزن، مشخصات گاز فروش نیز در فرایندهای پالایشگاه تاثیرگذار می‌باشـد. جدول ۳ مقایسـه میان مشـخصات گازفـروش از طریـق خط لوله PNG[Pipeline Natural Gas] در ایران، اروپا، بریتانیا، کانادا و ایالات متحده را نشـان می‌دهد. در مورد اعداد این جدول بایـد دقت کرد که حداکثر میزان آلاینده‌های باقی‌مانده در گاز تحویلی به مصرف کننده، تحت تاثیر قوانین زیست‌محیطی و سـلامت، اثـر خورندگی بر خطوط لولـه و تجهیزات و شـرایط ترمودینامیکی سـیال می‌باشـند. در کشـورهای وسـیعی مانند آمریکا و کانادا نقطه شـبنم آبی و هیدروکربنی مطلوب از یک منطقه تا منطقه دیگر با توجه به متوسـط دما در فصل‌های مختلف تفاوت دارد. در این کشـورها شـبکه‌های انتقال و توزیع متعلق به شرکت‌های خصوصی مختلف می‌باشـند و در تعیین مقادیر حداکثری مواد آلاینده استراتژی و نظرات این شرکت‌ها نیز کاملاً تاثیرگذار می‌باشـد. با توجه به اسـتراتژی شـرکت‌های اشاره شـده یا سیاست‌های شـرکت‌های ملی گاز میزان حداکثری و حداقلی ترکیبات هیدروکربنی در گاز CNG که از طریق خط لوله منتقل می‌شـود نیز ثابت نمی‌باشـد. وجود پروپان و بوتان(LPG) بیشتر از مقدار تعیین شده نقطه شبنم هیدروکربنی را به دمای محیط در مناطق سرد نزدیک می‌کند. این درحالی اسـت که LPG به صورت جداگانه و با قیمت بالاتر قابل فروش می‌باشـد. در ایـران حداقل مقـدار متان در گازخط لوله ۸۰٪ و حداکثر پروپان و بوتان نیز به ترتیب ۴ و ۱ درصد تعیین شـده است. در برخی کشـورها نظیر آمریکا یا کانادا میزان حداقل متان به بیش از ۹۰٪ نیز بالغ می‌گردد. از طرف دیگر گاز تحویلی به تاسیسـات مایع‌سـازی برای تولید LNG باید علاوه بر داشـتن نقطه شـبنم آب بسیار پایین، مقدار دی‌اکسیدکربن بسیار کمتری و در حد ۵۰ppm نیز داشته باشد، زیرا که دی‌اکسیدکربن دارای نقطه جوش بالاتر از متان مایع می‌باشـد. برای جلوگیری از ایجاد خوردگی در تجهیزات آلومینیومی[سیستم تبریـد و مبدل‌های حرارتی] میزان جیوه باید ناچیز(Trace) و در حد کمتر از ۰/۰۱μg/Nm^3 باشد، اگرچه OSHA تامقدار ۵۰μg/Nm^3 را هم مجاز می‌داند.

کاملاً مشخص است که طراحی فرایند یک پالایشگاه تابع پارامترهای متعددی می‌باشد که



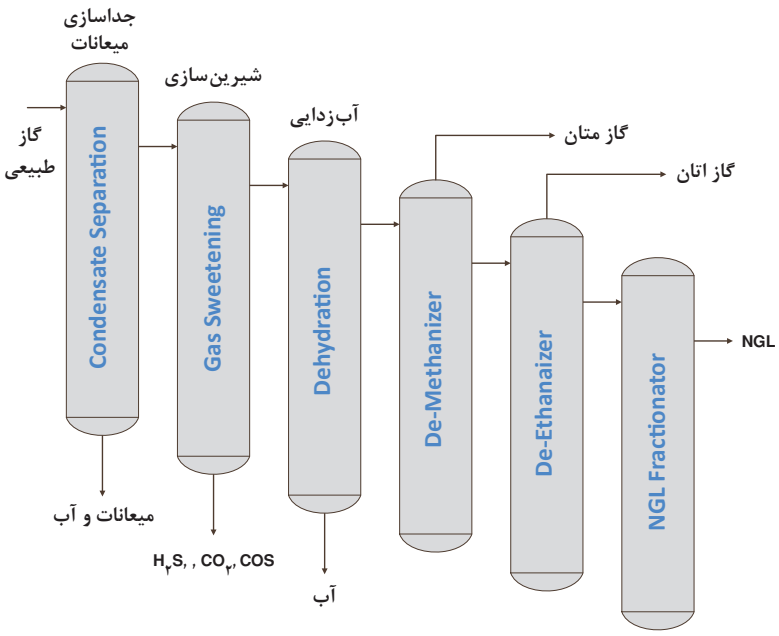
شکل ۱

مشخصه	ایران	اروپا	بریتانیا	ایالات متحده	کانادا
۱ سولفیدهیدروژن(mg/m^3)	۴/۸	۵	۴	۲۳	۲۳
۲ مرکاپتان‌ها(mg/m^3)	۱۵	–	–	–	–
۳ کل گوگرد(mg/m^3)	۱۰۰	۳۰	۵۰	۱۱۵	۱۱۵
۴ دی‌اکسیدکربن(درصد مولی)	۱	۲/۵	۲	۲-۳	۲
۵ نیتروژن	۶	–	۵	۲-۳	–
۶ نقطه شبنم آب	-۱۰°C at ۴۴barg	-۸°C at ۷۰barg	-۱۰°C at ۸۵barg	۰°C at ۶۹barg	-۱۰°C at ۶۹barg
۷ نقطه شبنم هیدروکربن	-۱۰°C at ۵۵barg	-۲°C at ۷۰barg	-۲°C at ۸۵barg	-۱۰°C at ۵۵barg	-۱۰°C at ۵۵barg
۸ ارزش حرارتی(MJ/SCM)	۳۷/۲۷-۴۳/۹۹	۳۰/۲۴-۴۷/۱۶	۳۶/۹-۴۲/۳	۳۷-۴۵	۳۵-۳۹

جدول ۳ : حداکثر مقادیر مواد آلاینده، نقطه شبنم و ارزش حرارتی در خط‌لوله گاز ایران، اروپا، بریتانیا، ایالات متحده و کانادا

بیشتر آنها در طول سال‌های گذشته با توجه به بررسی‌های انجام شده بر روی گاز تحویلی، وضعیت گاز در ایستگاه‌های افزایش فشار و همچنین شرایط موجود در خطوط انتقال بارها اصلاح شده و مقادیر مناسب و مطلوب بدست آمده است. با این حال به صورت کلی و در شرایط معمول و بر اساس نیازهای عمومی اولویت‌های جداسازی را می‌توان اینگونه دسته‌بندی نمود:

» اولویت اول به جداسازی آب آزاد و لخته‌های شامل ذرات جامد و هیدرات گازی اختصاص دارد. انتقال آب و این مواد جامد دارای هزینه بوده و برای انتقال آن‌ها باید انرژی زیادی مصرف شود و از طرف دیگر به نسبت حجم این مواد همراه گازطبیعی ظرفیت انتقال خط لوله نیز کاهش می‌یابد. علاوه بر آن، آب به واسطه همراه داشتن نمک‌های محلول نظیر یون کلرید باعث خوردگی لوله و تجهیزات فلزی می‌شود. وجود آب شرایط را برای ایجاد مجدد هیدرات گازی مهیا می‌کند و این هیدرات می‌تواند باعث گرفتگی خط انتقال شود. مواد جامد نیز می‌تواند باعث فرسایش شدید لوله و تجهیزات شده و همچنین باعث گرفتگی در مسیر انتقال شوند. این در حالی است که وجود جیوه یا نیتروژن در مراحل اولیه مشکل خاصی ایجاد نمی‌کند. بنابراین واضح است که باید آب آزاد و لخته‌های اشاره شده در نزدیک‌ترین محل به تاسیسات تولیدگاز از جریان گاز جدا شده و مقدار آن تقلیل یابد و باقی‌مانده آنها نیز در تاسیسات دریافت گازپالایشگاه از جریان گاز جدا شود. علاوه بر آب و لخته‌ها موادکمکی بازدارنده از تشکیل هیدرات نظیر MEG و همچنین میعانات گازی نیز در ابتدای پالایشگاه باید از جریان گاز جداشده، MEG به واحد بازیابی و مایعانات گازی برای تثبیت، فروش یا فرآورش به واحدهای مربوطه ارسال شود.



شکل ۲ : چیدمان نمونه فرایند پالایشگاه گازطبیعی

» اولویت دوم به مشخصات شیمی-فیزیک گازطبیعی ارتباط دارد. در صورت ترش بودن گاز، جداسازی گازهای اسیدی دارای اهمیت می‌باشد و از نظر فرایندی مناسب‌تر است که قبل از فرایندهای بعدی انجام شود. بعد از شیرین‌سازی گازطبیعی، برای تولید گازخشک دارای شرایط مناسب برای انتقال یا برای ادامه فرآورش، آب‌زدایی[جداسازی بخارآب باقیمانده] انجام می‌شود. در این مرحله میزان آب همراه تا میزان مورد نیاز و معمولاً تا محدوده ۲-۷lb/MMscf یا کمتر کاهش یابد.

» اولویت سوم به میزان و تاثیر ترکیبات مضر بستگی دارد. به عنوان مثال جیوه باعث خوردگی مبدل‌های حرارتی آلومینیومی که در بخش تبرید فرایندهای LNG، NGL کاربرد دارند، می‌شود. بنابراین جیوه باید قبل از این نوع مبدل‌ها از جریان گاز جدا شود.

» اولویت چهارم به جداسازی و بازیابی مواد با ارزشی نظیر هلیم اختصاص دارد. در بیشتر مخازن گازطبیعی مقدار هلیم در حد مناسب برای بازیابی می‌باشد. بخش عمده هلیم مورد نیاز جهان از مخازن گازطبیعی استحصال می‌شود. مخزن مشترک پارس جنوبی در برگیرنده ۲۸٪ ذخایر هلیم جهان می‌باشد.

» اولویت پنجم به تفکیک ترکیبات گازی اختصاص دارد. متان فراوان‌ترین ترکیب میان ترکیبات گازی است و به صورت CNG و LNG به عنوان سوخت کاربرد فراوانی دارد. اتان ترکیب دیگر و ماده اولیه صنایع جدید پتروشیمی محسوب می‌شود. پروپان و بوتان ترکیبات سنگین‌تر بوده و به صورت LPG یک سوخت عالی با ارزش حرارتی خوب محسوب می‌شوند. بنابراین برای ایجاد ارزش افزوده این ترکیبات نیز باید از هم تفکیک شوند.

شکل ۲ یک شیوه معمول در جداسازی ناخالصی‌ها و تفکیک ترکیبات هیدروکربنی را نشان می‌دهد. این شیوه در واقع تحت تاثیر مشخصات فیزیکی، ترمودینامیکی و نوع تجهیزات قابل استفاده می‌باشد. البته به نظر نمی‌رسد که این یک قاعده همیشگی باشد. در سال‌های اخیر جداسازی‌های توده‌ای(Bulk Seperation)نظیر جداسازی به وسیله Twister ، استفاده از غشا، جداسازی H_2S به وسیله روش‌های بیولوژیک و ورود نانوفناوری به این حوزه به تدریج باعث خواهند شد که وضعیت فعلی پالایشگاه‌های گاز به وضعیتی متفاوت و با روش‌های فرایندی نوین که متضمن کارایی و بازدهی بالاتر و اقتصادی‌تر می‌باشد تغییر یابد.

۱ ناخالصی‌های گازطبیعی

هدف اصلی از احداث پالایشگاه، جداسازی ناخالصی‌ها و ایجاد شرایط مناسب برای انتقال و مصرف گازطبیعی می‌باشد. ناخالصی‌ها باعث کاهش کیفیت سوخت می‌شوند و می‌توانند باعث خوردگی تجهیزات یا تشدید خوردگی شوند. ناخالصی‌های گازطبیعی غالباً آلایندگی این سوخت را به میزان زیادی افزایش می‌دهند. ناخالصی‌های عمده گازطبیعی عبارتند از: H_2S و سایر ترکیبات دارای گوگرد نظیر مرکاپتان‌ها (RSHs)، سولفیدکربنیل(COS)، دی‌سولفیدکربن(CS_2)، CO_2، جیوه، آب و ذرات جامد معلق می‌باشند. علاوه بر ناخالصی‌های عمده؛ عناصر گوگرد، کربن، هیدروکربن‌های سنگین(C_nH_m)، بنزن، +C۸، نیتروژن، هلیم، آرگن و در موارد نادر برخی از مواد رادیواکتیو نیز دیده می‌شوند. میزان ناخالصی‌ها ارتباط مستقیم با زمین‌شناسی مخزن دارد. برخی از ناخالصی‌ها موادی می‌باشند که به تدریج از دیواره مخزن جدا شده‌اند و با سیال هیدروکربنی مخلوط شده‌اند. برخی دیگر نظیر H_2S تحت شرایط مناسب دما و فشار مخزن در طول یک دوره طولانی از طریق احیا، کراکینگ، واکنش شیمیایی یا مهاجرت از یک ناحیه دیگر به مخزن گاز وارد شده‌اند. علاوه بر موارد اشاره شده در ترکیب گازطبیعی هیدروکربن‌های سنگین، حلقوی و آروماتیک نیز ناخالصی محسوب می‌شوند و برای استفاده دیگر باید از جریان گازطبیعی جدا شوند. ناخالصی‌های همراه گازطبیعی را می‌توان اینگونه دسته‌بندی نمود:

- آب، ذرات جامد معلق و هیدرات گازی؛ این مواد می‌تواند باعث فرسایش (Erosion)، خوردگی (Corrosion)، تولید کف(Foaming) یا گرفتگی (Plugging) در مسیر انتقال یا در تجهیزات شوند.
- وجود H_2S و سایر ترکیبات دارای گوگرد نظیر مرکاپتان‌ها (RSHs)، سولفیدکربنیل(COS)، دی‌سولفیدکربن(CS_2) و همچنین CO_2 باعث کاهش کیفیت گاز، آلوده شدن محیط زیست و ایجاد خوردگی در تجهیزات پالایش، خطوط انتقال یا تجهیزات مصرف‌کننده می‌شوند.
- جیوه ضمن آلاینده بودن می‌توانند به تجهیزات پالایش آسیب وارد کند. نیتروژن، هلیم یا مواد بی‌اثر دیگر باعث پایین آمدن ارزش حرارتی سوخت می‌شوند. اکسیژن و هیدروژن نیز عناصر نامطلوبی در ترکیب گازطبیعی تلقی می‌شوند. غالباً مقدار این مواد کمتر از حد مجاز است. درصورتی که مقدار این مواد از حد مجاز تجاوز کند، باید این ناخالصی‌ها از ترکیب گاز جدا شوند.
- رطوبت و چگالش آن در طول مسیر برای تجهیزات انتقال مشکل ایجاد می‌کند، باعث کاهش کیفیت گاز شده و علاوه بر آن رطوبت، محیط را برای ایجاد خوردگی مساعد می‌کند.
- برای جلوگیری از تشکیل هیدرات در خطوط لوله انتقال گاز از چاه تولیدی تا پالایشگاه به آن افزودنی ممانعت کننده از تشکیل هیدرات نظیر MEG اضافه می‌شود. در پالایشگاه این ماده اضافی باید از جریان گاز جدا شود.

۲ فلسفه پالایش

درمقدمه به دلایل و اهداف تاسیس پالایشگاه اشاره شد، برای دست یافتن به اهداف اشاره شده به دلایل متعدد نمی‌توان یک دستورالعمل کلی برای چیدمان فرایندهای پالایشی و تاسیس یک پالایشگاه تنظیم و تجویز نمود. فرایندهای یک پالایشگاه و انتخاب تجهیزات کاملاً به مشخصات و ترکیب گازخام، حجم گاز مورد پالایش، محل احداث پالایشگاه از نظر آب و هوایی و جغرافیا، احداث در خشکی یا دریا، مشخصات موردانتظار مشتری، سطح فناوری در دسترس، توان مالی و پارامترهای مهم دیگر وابسته می‌باشند. از سوی دیگر رعایت الزامات زیست‌محیطی و سطح آلایندگی مجاز، کاهش مصرف انرژی و قوانین یا محدودیت‌های دولتی[ملی] به همراه استراتژی و سلیقه سرمایه‌گذار نیز می‌تواند تاثیرات مهمی در انتخاب فرایند و تجهیزات به دنبال داشته باشد. اینکه چه موادی و اینکه چرا باید از فرایند گاز جداشوند، مفهوم مهمی است که فلسفه پالایش را شکل می‌دهد. مطالعه و تنظیم صحیح فلسفه پالایش می‌تواند ما را در رسیدن به اهداف پیش گفته یاری دهد. بخش مهمی از فلسفه پالایشگاه در قالب چیدمان‌فرایندی(Line-Up) یا تعیین چیدمان فرایندی تحقق می‌یابد. در Line-Up چیدمان‌های عملی به صورت گزینه‌های قابل انتخاب(Alternative) تنظیم می‌شوند. پس از بررسی و اعلان نظر کلی سرمایه‌گذار این چیدمان‌ها تحت‌عنوان Pre-feasibility study یا به صورت مشخص‌تر تحت عنوان Screening Study از بعد فنی و هزینه‌های کلی سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری در یک محدوده خطای مجاز معقول [حداکثر ۴۰٪] بررسی شده و گزینه‌های مطلوب‌تر غربال(Screen) می‌شوند. در فاز بعدی با دریافت اطلاعات دقیق‌تر از صاحبان دانش فنی(Licensors) و مطالعه وضعیت آنها از لحاظ بالادست و پایین دست به مرحله انتخاب Line-Up نهایی نزدیک می‌شویم. در این فصل سعی می‌کنیم که انتخاب چیدمان فرایندی و تجهیزات در پالایشگاه گاز را بررسی کنیم، به همین دلیل در ابتدا برخی از مفاهیم و دسته‌بندی‌های مهم را بررسی می‌کنیم.

	نام ترکیب	نمونه	عسلویه	خانگیران
۱	متان	۹۲-۵۹	۸۵/۰۸۶	۸۸/۳۵
۲	اتان	۱۰-۳	۵/۴۴۸	۰/۵۶
۳	پروپان	۱۵-۱	۱/۹۹۱	۰/۰۹
۴	ایزو- بوتان	۲/۵-۰/۳	۰/۳۷۹	۰/۰۲
۵	نرمال - بوتان	۷/۵-۰/۳	۰/۵۷۳	۰/۰۳
۶	ایزو- پنتان	۲-۰/۱	۰/۱۷۸	۰/۰۲
۷	نرمال- پنتان	۲-۰/۱	۰/۱۵۹	۰/۰۲
۸	C۶+	۳-۱	۰/۲۷۳	۰/۰۱
۹	دی‌اکسیدکربن	۱۰-۰/۲	۱/۸۶	۶/۴۱
۱۰	سولفیدهیدروژن	۱۰-۰/۱	۰/۵۵۵	۳/۸۵
۱۱	نیتروژن	۵-۰/۲	۳/۴۷۴	۰/۵۵
۱۲	مرکاپتان(ppm)	۱۰۰۰-۱۰	۱۵۹/۴	-
۱۳	سولفیدکربنیل(ppm)	-	۳/۱	۱۷
۱۴	هلیم	۰/۱-۰/۰۱	۰/۰۴-۰/۰۳	-

جدول ۴ : درصد ترکیبات گازطبیعی در مخازن پارس‌جنوبی، خانگیران به همراه مقادیر نمونه، بر حسب درصد مولی

گازطبیعی سیالی است که از برش‌های گازی و مایع تشکیل شده است. نسبت برش‌های گازی به برش‌های مایع در مخازن مختلف گازی با یکدیگر تفاوت دارد. برش‌های مایع که غالباً با عنوان بنزین طبیعی شناخته می‌شوند، از نظر نوع مصرف، انتقال یا حتی فرآورش با برش‌های گازی دارای تفاوت می‌باشند و لازم است قبل از ادامه فرایندهای پالایشی این دو برش از یکدیگر جدا شوند. شکل ۱ ترکیبات گازطبیعی و فرآورده‌ها و ارزش افزوده گازطبیعی را نشان می‌دهد. همچنین جدول ۴ ترکیبات گازطبیعی در مخازن عسلویه و خانگیران را با یکدیگر مقایسه کرده است.

برش‌های مایع تحت عنوان میعانات گازی از جریان گازجداشده و برای پالایش غالباً به واحدهای مستقل فرآورش مایع یا پالایشگاه اختصاصی ارسال می‌گردد. در تاسیسات سرچاهی یا سکوهای بهره‌برداری فراساحل مقداری ماده ممانعت کننده از تشکیل هیدرات نظیر MEG به جریان گاز اضافه می‌شود. وجود این ترکیب کیفیت

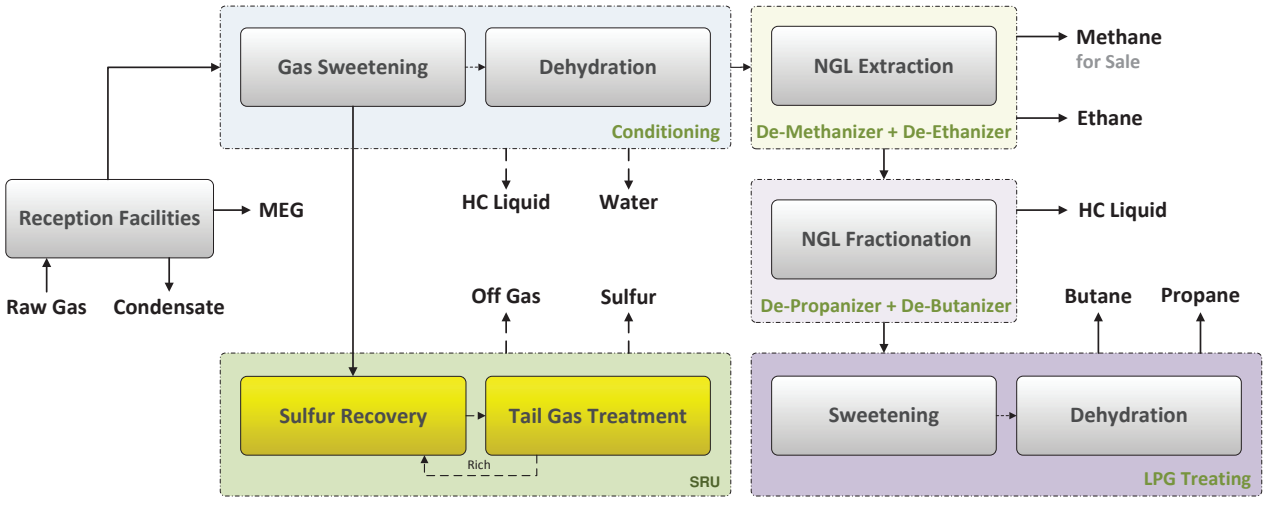
	نام ترکیب	مقدار
۱	سولفیدهیدروژن(mg/m^3)	۲۳
۲	دی‌اکسیدکربن(درصدحجمی)	۴
۳	اکسیژن (درصدحجمی)	۱
۴	هیدروژن (درصدحجمی)	۰/۱

جدول ۵ : مقدار ناخالصی‌های سوخت مطابق ISO 11439

سوخت نهایی را کاهش می‌دهد و از سوی دیگر ازنظر اقتصادی بهتر است که این ترکیب در ابتدای پالایشگاه بازیابی شده و برای استفاده مجدد به تاسیسات سرچاهی ارسال گردد. دربخش پالایش علاوه بر آب آزاد و ذرات جامد، H_2S و CO_2، مرکاپتان‌ها و سایر ترکیبات گوگرددار دیگر، بخار آب، جیوه و... از جریان گاز جدا می‌شوند. در این بخش تقریباً همه ترکیباتی که کیفیت فرآورده را کاهش می‌دهند، سمی بوده، می‌تواند موجب آلایندگی شوند یا در مسیر انتقال با ایجاد خوردگی یا به هر دلیل دیگری هزینه‌های انتقال را افزایش می‌دهند، باید از جریان گاز جدا شوند. علاوه بر جداسازی مواد زاید یا مضر، در پالایشگاه برخی از ترکیبات نظیر هلیم را علیرغم آنکه غالباً مقدار آن ناچیز بوده و زیان‌آور هم نمی‌باشد را به منظور تولید یک محصول فرعی جدا کرده و به فروش می‌رسانند. با جداسازی ترکیبات اشاره شده، گام اول در قابل مصرف شدن گازطبیعی برداشته شده است، اما جریان گازی هنوز مناسب مصرف نمی‌باشد. جریان گاز اکنون حاوی متان، اتان، پروپان، بوتان و مقدار بسیار اندکی از ترکیبات سنگین‌تر می‌باشد. متان کاملاً مناسب استفاده به عنوان سوخت می‌باشد و زیرساخت‌های انتقال و مصرف آن به صورت CNG و LNG کاملاً توسعه یافته است. اما استفاده از اتان به عنوان خوراک در مجتمع‌های پتروشیمی دارای ارزش افزوده بسیار بالاتری نسبت به استفاده از آن به عنوان سوخت می‌باشد. پروپان و بوتان نیز از گذشته به صورت LPG به عنوان یک سوخت مناسب کاربرد داشته است، علاوه بر آن انتقال همزمان متان و LPG مشکلات فنی به همراه دارد و استفاده همزمان از آنها در یک سیستم سوختی نیز مناسب نمی‌باشد. به همین دلیل در پالایشگاه گاز متان، اتان و پروپان/بوتان از یکدیگر جدا شده تا به مصارف مناسب برسند. در آخرین بخش پالایشگاه دمای گاز تنظیم شده و فشار تا حد مناسب برای ارسال به صورت گازفشرده(CNG) افزایش می‌یابد. پروپان و بوتان نیز به صورت گاز مایع توسط تانکر یا خطوط لوله ارسال می‌گردد. اتان نیز به شکل گازفشرده یا مایع برای مصرف در پتروشیمی ارسال می‌گردد. علاوه بر فرایندهای گاز و مایع اشاره شده، بازیابی و تولید گوگرد از جریان گازاسیدی، تولید یک محصول فرعی جامد می‌باشد که ضمن داشتن ارزش افزوده، آلایندگی گازهای اسیدی را کاهش می‌دهند. شکل ۳ فرایندهای جداسازی ناخالصی‌ها و تفکیک ترکیبات هیدروکربنی را نشان می‌دهد. تقریباً همه پالایشگاه‌های گازطبیعی با فلسفه اشاره شده از فرایندهایی مشابه شکل اشاره شده سود می‌برند. به تدریج با کنارهم گذاردن واحدهای فرایندی اصلی، جانبی و کمکی یک پالایشگاه گاز شکل می‌گیرد. با اینکه پالایشگاه گازطبیعی و نفت‌خام، کارخانه‌های مواد شیمیایی، واحدهای تولید LNG و مجتمع‌های پتروشیمی همگی صنایع فرایندی زیرمجموعه صنایع شیمیایی تلقی می‌شوند. اما در اصطلاح پالایشگاه نفت را Refinery، پالایشگاه گاز را Gas Plant، کارخانه مواد شیمیایی را Chemical Plant، واحدهای تولید گاز مایع را LNG train، مجتمع‌های پتروشیمی را Petrochemical Complex و برخی دیگر از واحدهای تولیدی دیگر را Factory می‌نامند.

پالایشگاه گاز را برحسب واحدهای فرایندی یا چیدمان فیزیکی می‌توان تقسیم‌بندی نمود. برای افزایش ظرفیت تولید و افزایش قابلیت اطمینان از تولید پایدار در شرایط عادی، واحدهای اصلی از دو بخش مشابه موازی با نام Train که یک مسیر یا خط تولید مستقل می‌باشد تشکیل می‌شوند. بر حسب شرایط ممکن است واحدهایی هم به صورت پشتیبان برای شرایط غیرمعمول در نظر گرفته شود. در این حالت غالباً به ازای هر دو Train اصلی تنها یک واحد پشتیبان طراحی می‌شود. در این حالت با توجه به شرایط در صورت خرابی یک واحد در یک Train، واحد مشابه، بخشی یا تمام ظرفیت واحد از سرویس خارج شده را جبران می‌کند. واحدهایی نظیر واحد فشرده‌سازی و ارسال گازقابل فروش به جای فلسفه Train از فلسفه Spare و پشتیبان بهره می‌برند. در این حالت به اندازه حداقل ۲۰٪ ظرفیت کامل واحد، ظرفیت Spare در نظر گرفته می‌شود. یک دسته‌بندی کلی برای جداسازی ناخالصی‌ها و سایر واحدهای مهم پالایشگاه می‌تواند به این صورت باشد:

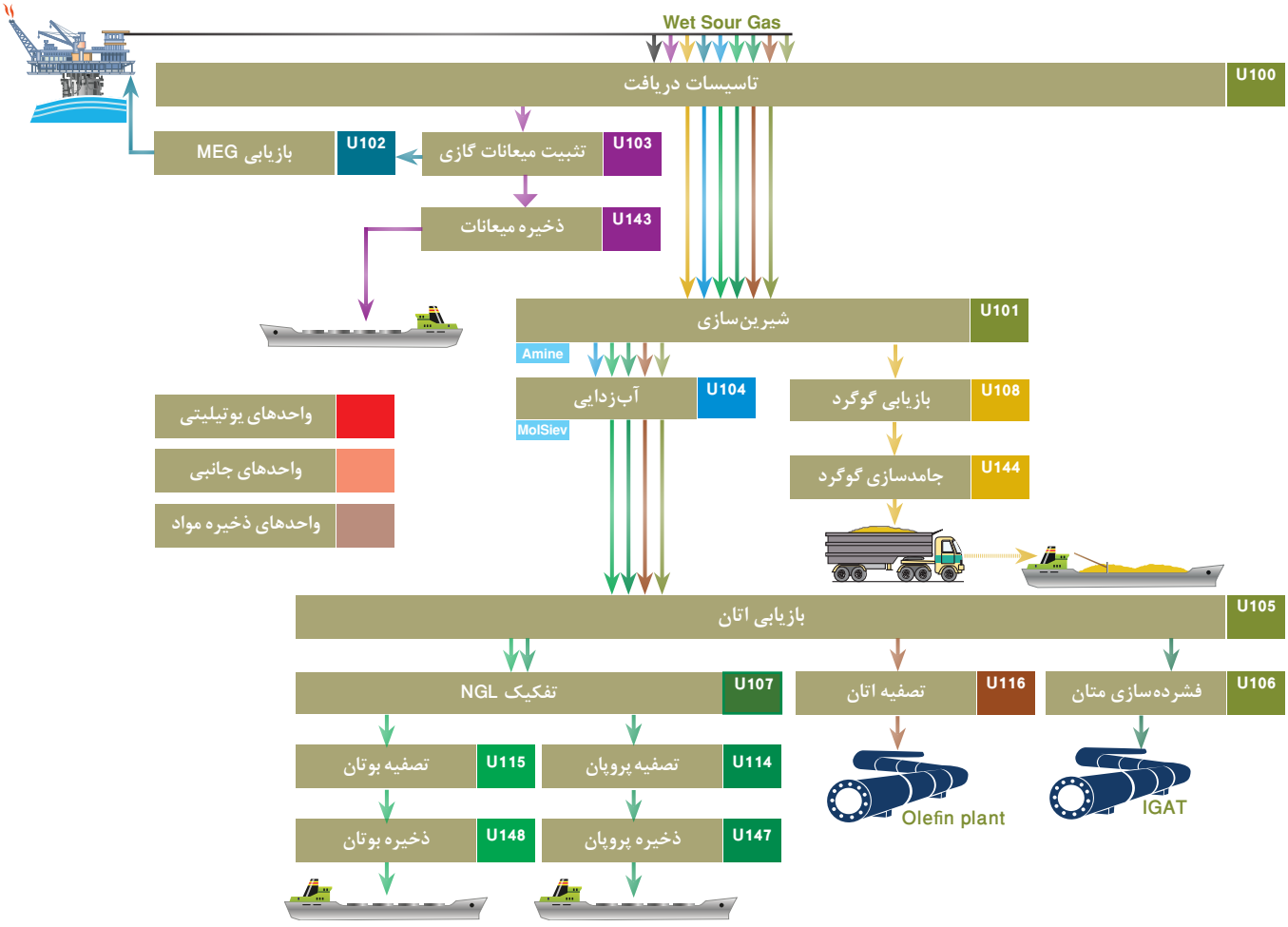
- پیش تصفیه
- جداسازی آب و لخته‌ها
- جداسازی میعانات گازی و تثبیت آنها
- جداسازی و بازیابی MEG
- شیرین‌سازی؛ جداسازی گازهای اسیدی
- جداسازی بخارآب[آب‌زدایی]
- تفکیک ترکیبات گازی شامل متان، اتان، پروپان و بوتان
- بخش تقویت فشار و ارسال CNG، ذخیره و بارگیری LPG و میعانات گازی
- جداسازی ترکیبات اضافی اما مفید نظیر جیوه، هلیم و ...
- بازیافت گوگرد
- واحدهای تصفیه آب، تصفیه فاضلاب و ...
- واحدهای کمکی نظیر واحد تولید بخار، نیتروژن، سوخت گازی و ...



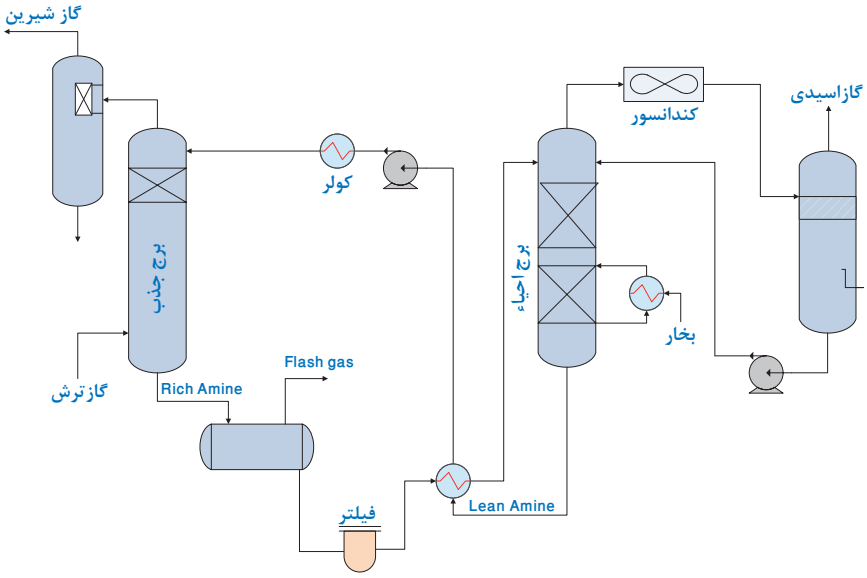
شکل ۳ : چیدمان ساده شده یک پالایشگاه گاز شامل مسیر اصلی پالایش

۳ پالایشگاه گازطبیعی

پالایشگاه مجموعه‌ای از واحدهای فرایندی اصلی و کمکی و تاسیسات جانبی می‌باشد. هدف از تاسیس پالایشگاه دریافت گازخام و تصفیه آن به صورت محصول یا محصولات قابل فروش می‌باشد. پالایشگاه‌های گازطبیعی برحسب حجم و مشخصات خوراک گازی، مشخصات مورد انتظار و نوع محصول تولیدی، محل جغرافیایی قرارگرفتن پالایشگاه، دانش‌فنی و فناوری در دسترس و برخی پارامترهای دیگر طراحی و ساخته می‌شوند. امروزه انواع متعددی از پالایشگاه‌های گاز با طرح‌ها و چیدمان‌های مختلف برای شرایط متفاوت طراحی شده‌اند. پالایشگاه‌های واقع درخشکی، پالایشگاه‌های فراساحل و پالایشگاه‌های آب‌های عمیق انواع اصلی پالایشگاه‌های گازطبیعی می‌باشند. از میان این پالایشگاه‌ها، پالایشگاه خشکی غالباً بزرگترین و کاملترین محسوب می‌شود. علاوه بر پالایشگاه‌های خشکی برای کاهش هزینه‌های ناشی از انتقال آب و ناخالصی‌ها بخشی از پالایش گاز و جداسازی توده‌ای آب و ناخالصی‌ها در نزدیکی تاسیسات سرچاهی یا سکوهای فراساحل یا دریایی انجام می‌شود. امروزه این تاسیسات با استفاده از فناوری‌های دارای سطح اشغال (Foot print) کم، نظیر Twister علاوه بر جداسازی بخشی از آب و هیدرات‌ها می‌توانند مقداری از گازهای اسیدی را نیز از جریان گاز جدا نمایند. این تاسیسات با توجه به عمر مخزن ممکن است به صورت ثابت یا قابل انتقال طراحی شوند. انواع پیشرفته‌ای از سکوهای دریایی قابل انتقال به صورت کشتی‌های FPSO[Floating Production, Storage and Offloading] طراحی می‌شوند. این نوع از تاسیسات دریایی زمان ساخت و راه‌اندازی را کاهش داده و امکان استفاده مجدد از تاسیسات پس از اتمام ذخیره مخزن را نیز ایجاد کرده است. در این حالت پس از دوره بهره‌برداری سکو یا کشتی بهره‌برداری با هزینه اندک به محل دیگری انتقال داده می‌شود. این روش هزینه‌های سرمایه‌گذاری در حوزه فراساحل و آب‌های عمیق را به میزان زیادی کاهش می‌دهد و همچنین بهره‌برداری از مخازن با ذخیره کم و دورافتاده از نوع Strended gas را نیز اقتصادی می‌نماید. نوع کامل‌تر این نوع تاسیسات شامل تجهیزات حفاری نیز می‌باشد و به آن FDPSO گفته می‌شود. علاوه بر آن یک نوع از این تاسیسات دارای امکانات مایع‌سازی گاز (FLNG) و نوع دیگر شامل تاسیسات تبدیل گازمایع به گاز (FSRU) می‌باشند. یک نمونه از این نوع کشتی را در شکل ۶ مشاهده می‌نمایید. شکل ۴ مجموعه فرایندهای یک پالایشگاه معمول خشکی و شکل ۵ یک واحد شیرین‌سازی گاز ترش با استفاده از آمین و شکل ۷ نیز فرایندهای یک واحد مایع‌سازی گازطبیعی را نشان می‌دهد. در پالایشگاه‌های نسل جدید علاوه بر پالایش گازطبیعی، می‌توان بخشی از گازتصفیه شده را به مواد پتروشیمی تبدیل نمود. استفاده از این نوع طرح به یکپارچه‌سازی و بهینه‌سازی انرژی، مجتمع‌سازی فرایندهای پالایشگاهی و پتروشیمی و همچنین بهره‌برداری و نگهداری یکپارچه کمک می‌کند و در نتیجه آن هزینه‌های ساخت و بهره‌برداری کاهش یافته و ریسک سرمایه‌گذاری نیز کاهش می‌یابد.



شکل ۴ : چیدمان مشابه پالایشگاه گاز فازهای ۱۵ و ۱۶ پارس‌جنوبی



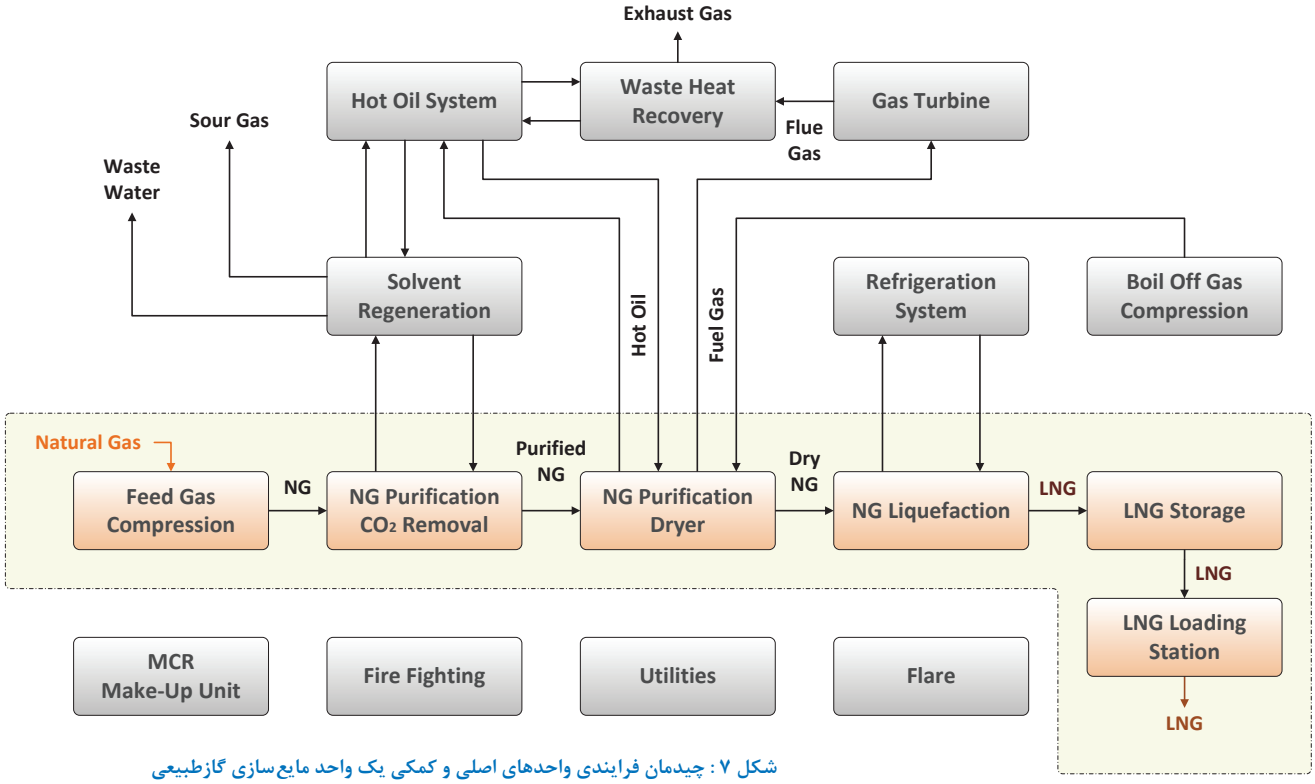
شکل ۵ : یک نمونه از فرایند شیرین‌سازی با استفاده از آمین

» واحدهای پالایشگاه

در تعریف پالایشگاه گاز به این موضوع اشاره شد که اساس طراحی پالایشگاه شامل مجموعه‌ای از فرایندهای اصلی، جانبی و کمکی (Utility) می‌باشد. وظیفه فرایندهای اصلی جداسازی ناخالصی‌ها، تفکیک ترکیبات گازطبیعی، تنظیم دما و فشار و کنترل مشخصات محصول یا محصولات اصلی می‌باشد. محصولات اصلی پالایشگاه گاز، CNG، اتان، LPG و میعانات گازی می‌باشد. علاوه بر واحدهای اصلی، واحدهای جانبی وظیفه فرآوری محصولات جانبی نظیر گوگرد، جیوه یا هلیم را برعهده دارند. همچنین واحدهای کمکی تامین نیازهای فرایندی نظیر تامین نیتروژن، سوخت گازی، بخار یا سرمایش پروپان به منظور استفاده در تبادل حرارتی در فرایندهای اصلی را بر عهده دارند. علاوه بر واحدهای فرایندی و کمکی تعداد دیگر از واحدهای پالایشگاه وظیفه تامین جریان الکتریکی، کنترل یا تامین ارتباطات در پالایشگاه را برعهده دارند. در این مبحث هدف بررسی واحدهای فرایندی اصلی و جانبی از دیدگاه چیدمان فرایندی می‌باشد و بررسی واحدهای فرایندی کمکی و سایر واحدها در مباحث دیگری بررسی خواهند شد. شکل ۴ مجموعه واحدهای فرایندی یک پالایشگاه را نشان می‌دهد. بیشتر پالایشگاه‌های گاز از چیدمان کلی شبیه شکل اشاره شده سود می‌برند. با توجه به مشخصات و ترکیب خوراک گازی ممکن است بخش‌هایی از این چیدمان دچار تغییر شود. به عنوان مثال واحد حذف جیوه در پالایشگاهی که مقدار جیوه کمتر از حد مجاز است می‌تواند حذف شود. همچنین هنگامی که میزان جیوه در حد قابل توجهی باشد، علاوه بر جداسازی جیوه از فرایند بازیافت آن نیز به منظور بازیابی و فرآوری جیوه به منظور فروش استفاده می‌شود. این موضوع در مورد سایر واحدها یا نحوه چیدمان پالایشگاه می‌تواند باعث تغییرات جزیی یا کلی در طراحی واحد یا چیدمان واحدها شود. برخی از واحدها به دلیل ماهیت خود تقریباً در همه پالایشگاه‌های گاز وجود دارند و فقط اندازه و نوع فناوری آنها با یکدیگر تفاوت دارد. به عنوان مثال واحد تاسیسات دریافت، آب‌زدایی و تاسیسات خروجی در همه پالایشگاه‌های متعارف وجود دارد. در بیشتر پالایشگاه‌ها واحدهایی نظیر تثبیت میعانات گازی وجود دارد، اما در صورتی که خوراک گازی پالایشگاه، گازخشک باشد، لزومی بر احداث این واحد وجود ندارد. برای ادامه بحث و قبل از وارد شدن به موضوع چیدمان پالایشگاه گاز بهتر است واحدهای فرایندی اصلی یک پالایشگاه گاز نمونه نظیر پالایشگاه‌های واقع در منطقه انرژی پارس جنوبی بررسی شوند. در پالایشگاه‌های مورد اشاره مجموعه واحدهای اصلی و بزرگ عبارتند از:

- واحد تاسیسات دریافت؛ این واحد وظیفه دریافت گاز خام و جداسازی اولیه آب، لخته‌ها، ذرات جامد، میعانات گازی و MEG را دارد.
- واحد تصفیه گاز؛ در این واحد گازهای اسیدی از جریان گازترش جدا می‌شوند. به این واحد همچنین واحد شیرین‌سازی نیز گفته می‌شود.
- واحد آب‌زدایی؛ وظیفه این واحد تقلیل میزان آب همراه گازطبیعی به کمتر از میزان مجاز می‌باشد.
- جداسازی ترکیباتی نظیر جیوه و کاهش مقدار آنها به کمتر از حد مجاز و بازیابی آن‌ها در نزدیکی واحد آب‌زدایی انجام می‌شود. علاوه بر آن جداسازی هلیم که ماده با ارزشی می‌باشد، در صورتی که مقدار آن در حد مناسب باشد، می‌تواند دریک واحد مستقل انجام شود.
- واحد جداسازی NGL از جریان گازطبیعی؛ این واحد در پالایشگاه با نام واحد بازیافت اتان نیز شناخت می‌شود. در این واحد متان، اتان و ترکیبات NGL از یکدیگر جدا می‌شوند. در برخی از پالایشگاه‌ها در همین واحد، پروپان و بوتان نیز تفکیک می‌شوند. این تفکیک مطابق مطالعه امکان‌سنجی اقتصادی بودن جداسازی ترکیبات اشاره شده انجام می‌شود.

شکل ۶: یک فروند کشتی FPSO پیشرفته



شکل ۷ : چیدمان فرایندی واحدهای اصلی و کمکی یک واحد مایع‌سازی گازطبیعی

» واحد فشرده‌سازی و ارسال CNG؛ این واحد وظیفه افزایش فشار و دما گازطبیعی به سطح مناسب برای انتقال گاز به صورت CNG را برعهده دارد.
» واحد تفکیک NGL؛ در این واحد پروپان و بوتان از جریان NGL جدا می‌شود.
» واحدهای تصفیه اتان، پروپان و بوتان
» واحد احیاء کاستیک و واحد تصفیه کاستیک مصرف شده
» واحد تصفیه آب‌های اسیدی،
» واحد بازیابی گوگرد
» واحد تثبیت مایعات گازی
» واحد بازیافت MEG
» واحد تبرید پروپان به منظور استفاده در چرخه‌های سرمایشی فرایندهای اصلی
» واحد تولید بخار برای استفاده در چرخه‌های گرمایش فرایندهای اصلی یا جانبی
» واحد تولید نیتروژن، واحد تولید هوای فشرده، واحد تولید سوخت گازی
» واحدهای تامین آب پالایشگاه، املاح زدایی، آب کولینگ و ...
» واحد تصفیه و دفع فاضلاب
» واحدها یا بخش‌های ذخیره مواد و فرآورده‌ها
» واحد فلر
» واحد شیرین‌سازی مایعات گازی(در پالایشگاه‌های پارس‌جنوبی وجود ندارد)
» واحد بازیابی هلیوم(در پالایشگاه‌های پارس‌جنوبی وجود ندارد)
» واحد تصفیه و بازیابی نیتروژن(در پالایشگاه‌های پارس‌جنوبی وجود ندارد)

در یک پالایشگاه گاز علاوه بر توجه به مشخصات موردنظر مشتری و جداسازی ترکیبات برحسب کاربرد و بازار مصرف آن، لازم است به پارامترهایی نظیر بازده، کارایی و سطح آلایندگی پالایشگاه نیز توجه شود، برخی از این پارامترها عبارتند از:

» افزایش کیفیت فرآورده، کاهش مبلغ سرمایه(CAPEX)، کاهش هزینه‌های بهره‌برداری(OPEX)، تسهیل کردن بهره‌برداری و تعمیرات با استفاده از مدل‌های یکپارچه‌سازی و استفاده از مهندسی قابلیت اطمینان با استفاده از فناوری‌های جدید و سبز
» کاهش و بازیابی گازفلر
» بالا بردن راندمان واحد بازیابی گوگرد(SRU) و کاهش میزان انتشار آلاینده‌ها
» یکپارچه‌سازی و بهینه‌سازی مصرف انرژی و استفاده از انرژی‌های جایگزین
» افزایش سطح ایمنی و قابل‌اطمینان بودن عملیات
» استفاده از کاتالیست‌ها و موادمصرفی دوست‌دارطبیعت در عین حال اقتصادی و بومی
» توسعه سیستم نرم‌افزاری پالایشگاه برای کنترل انعطاف‌پذیری و مدیریت کیفیت و بهینه کردن مصرف انرژی و کاهش تعداد توقف پالایشگاه با استفاده از سیستم‌های نوین نظیر DVR, VPS
» توجه به فرآیندهای بالا دست و پایین دست پالایشگاه

علاوه بر مجموعه واحدهای فرایندی و کمکی اشاره شده، پالایشگاه به تامین انرژی الکتریکی و توزیع آن، مخازن متعدد برای ذخیره مواد شیمیایی یا فرآورده‌ها، تجهیزات ابزاردقیق، سیستم کنترل مرکزی، سیستم‌های نرم‌افزاری مدیریت بهره‌برداری و نگهداری و ... نیاز دارد. بررسی چیدمان واحدهای فرایندی و سایر موارد اشاره شده در کتاب الکترونیک آمده است.

منابع

1: www.airliquide.com
2: www.prosernat.com
3 :www.shell.com
4: www.uop.com
5: www.fwc.com
6 :www.jacobs.com
7 :www.worleyparsons.com
8: Handbook of Natural Gas Transmission and Processing; Saeid Mokhatab, William A. Poe; 2012 Gulf Professional Publishing
9: Fundamentals of Natural Gas Processing; Arthur J. Kidnay, William R. Parrish; 2006; Taylor and Francis Group

۴ پالایشگاه گاز فازهای ۱۵و ۱۶

هدف از توسعه این پالایشگاه تولید روزانه ۵۰ میلیون متر مکعب گازطبیعی(متان)متان، تولید روزانه ۸۰ هزار بشکه میعانات گازی، تولید سالیانه ۱,۰۵ میلیون تن گاز مایع، تولید سالیانه ۱ میلیون تن اتان به منظور تامین خوراک واحدهای پتروشیمی و همچنین تولید روزانه ۴۰۰ تن گوگرد می‌باشد. اگر چه می توان از جریان گاز هلیوم نیز بازیابی نمود، اما در طرح‌های جاری این موضوع مدنظر نبوده است. در بخش فراساحل این فازها احداث دو سکوی تولید هرکدام شامل ۱۱ حلقه چاه، دو رشته خط لوله ۳۲ اینچ دریایی انتقال گاز به طول تقریبی ۱۱۵ کیلومتر، دو خط لوله ۴/۵ اینچی انتقال محلول گلایکول به طول تقریبی ۱۱۵ کیلومتر به همراه تاسیسات جداسازی اولیه آب و ارسال کننده توپک(Pig) مدنظر بوده است. از سوی دیگر در این پالایشگاه میزان جداسازی H_2S افزایش یافته است. اما مشابه فازهای قبلی این پالایشگاه نیز فاقد واحد شیرین سازی میعانات[DeMercaptanization of Condensate]DMC می باشد.

پالایشگاه فازهای ۱۶ ,۱۵ گاز را در تاسیسات دریافت(واحد ۱۰۰) دریافت می کند و پس از جداسازی آب - گلایکول و میعانات گازی از جریان گاز، میعانات برای تثبیت به واحد ۱۰۲ و آب-گلایکول برای تفکیک به واحد ۱۰۳ ارسال می گردند. جریان اصلی که از متان، اتان، پروپان و بوتان به همراه مقدار کمی ترکیبات سنگین تر از بوتان، آب محلول، گازاسیدی و برخی ناخالصی های دیگر تشکیل شده است، برای تصفیه وارد واحد ۱۰۱ می شود. این واحد شیرین سازی گاز را با استفاده از آمین[MDEA] انجام می دهد واحد اشاره شده تحت لایسنس Prosernat طراحی شده است.

جریان گاز پس از شیرین‌سازی برای جداسازی آب محلول وارد واحد ۱۰۴ می‌شود. این واحد در پالایشگاه فازهای ۱۶ ,۱۵ بر مبنای جداسازی به وسیله غربال مولکولی طراحی شده است. سپس جریان گاز برای بازیابی اتان و جداسازی متان از ترکیبات سنگین تر از اتان وارد واحد ۱۰۵ می‌شود. در این واحد بر اساس نقطه جوش ترکیبات از یکدیگر جدا می‌شوند. سپس جریان گاز متان برای فشرده‌سازی و ارسال به IGAT به واحد ۱۰۶ ارسال می گردد. از سوی دیگر جریان اتان برای تصفیه به واحد ۱۱۶ ارسال می گردد. تصفیه اتان با استفاده از سود انجام می‌شود. جریان پروپان و بوتان از واحد ۱۰۷ به صورت جداگانه به واحدهای ۱۱۴ و ۱۱۵ ارسال می‌شود تا پس از تصفیه برای فروش به واحدهای ۱۴۷ و ۱۴۸ پالایشگاه ارسال گردد. شیرین‌سازی فاز مایع بر مبنای لایسنس Axense انجام می‌شود. در پالایشگاه جاری بازیابی گوگرد از گازهای اسیدی در واحد ۱۰۸ انجام می‌شود. این واحد بر اساس لایسنس شرکت لورگی ساخته شده و یک واحد کلوس می‌باشد. در این پالایشگاه واحد ۱۱۰ به عنوان واحد جایگزین واحد ۱۰۳ طراحی شده است. به صورت کلی در پالایشگاه‌های پارس‌جنوبی تعدادی واحد یوتیلیتی وظیفه تامین آب، آب کولینگ، بخار، نیتروژن، هوای فشرده و برق را برعهده دارند و تعدادی واحد جانبی وظیفه دفع پسماند و پساب و ذخیره‌سازی موادشیمیایی، فلز و ... را برعهده دارند. علاوه بر آن واحد ۱۱۱ وظیفه سردسازی پروپان و واحد ۱۱۳ وظیفه احیاء کاستیک را برعهده دارد. در شکل ۴ و ۸ می توانید واحدهای فرایندی پالایشگاه را مشاهده نمایید. همچنین اطلاعات بیشتر در مورد واحدهای پالایشگاه گاز را می توانید در کتاب الکترونیک ملاحظه نمایید.

شکل ۸ : ساخت واحدهای فرایندی شیرین‌سازی، آب‌زدایی و بازیابی اتان