

مروری بر واحدهای عملیاتی و فرآیندهای پالایشگاههای گاز

منصوره شرکت توسلی^۱، مهناز طیاری^۱، مجتبی شریعتی نیاسر^{۲*}، مریم بهجونیان^۲

۱- ایران، تهران، دانشگاه تهران، پردیس دانشکدههای فنی، دانشکده مهندسی شیمی

۲- ایران، تهران، دانشگاه تهران، پردیس دانشکدههای فنی، دانشکده مهندسی شیمی، آزمایشگاه پدیده های انتقال و فناوری نانو

mshariat@ut.ac.ir

چکیده:

پالایشگاه گاز، واحد پردازشی برای فرآورش، آماده سازی و بهینه کردن خواص گاز استخراجی است. در کلی ترین حالت تجهیزات یک پالایشگاه به دو قسمت دریایی و ساحلی تقسیم میشوند. بسته به موقعیت مکانی پالایشگاه ممکن است تمام تجهیزات مربوط به قسمت ساحلی باشند، یعنی خوراک ورودی از مخازن دریایی تأمین نگردد. قسمت دریایی از دو بخش سکوها و سرچاهی و خطوط لوله دریایی تشکیل شده است که به ترتیب برای استخراج و انتقال خوراک ورودی پالایشگاه گاز میباشند. قسمت مربوط به خشکی نیز از سه بخش اصلی: عملیاتی، تأسیسات جانبی و مخازن ذخیره تشکیل میشود. بسته به وظیفه های که هر پالایشگاه بدان منظور طراحی شده ممکن است برخی واحدهای آن متفاوت از سایر پالایشگاهها باشد. برای مثال در پالایشگاه چهارم پارس جنوبی واحد شیرین سازی گاز وجود ندارد، زیرا در این پالایشگاه پس از تفکیک میعانات و تنظیم نقطه شبنم، گاز ترش جهت تزریق به حوزه نفتی آغاچاری منتقل میگردد و تنها شیرین سازی LPG در آن صورت میگردد. در سایر پالایشگاه ها عملیات شیرین سازی نیز انجام میگیرد.

کلمات کلیدی: گاز طبیعی، پالایشگاه گاز، واحدهای عملیاتی، فرآوری، شیرین سازی، نمزدایی.

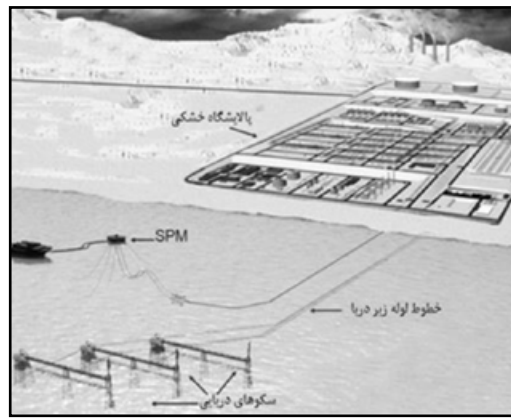
۱- مقدمه

محیط زیست با گاز طبیعی قابل قیاس نبوده و علاوه بر این فرآورش گاز طبیعی هزینه های کمتری را میطلبد. همچنین منابع عظیم آن در ایران با پراکندگی مناسب در همه مناطق وجود دارد. در مسیر دستیابی به این هدف، تلاش های فراوانی از جمله افزایش ظرفیت پالایشی گاز، توسعه خطوط لوله انتقال فشار قوی گاز در سراسر کشور، احداث ایستگاه های متعدد تقویت فشار، شبکه های گازرسانی و انشعابات گاز در مناطق مصرف، صورت گرفته است. میدان گازی پارس جنوبی که از بزرگ ترین منابع گازی جهان محسوب می شود، با ظرفیت ۴۶۴ تریلیون فوت مکعب، ۵۰٪ ذخایر گازی کشور و ۸٪ ذخایر گازی شناخته شده جهان را به خود اختصاص داده است. این منطقه روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در شمال خلیج فارس و در فاصله صد کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار دارد. پالایشگاه چهارم پارس جنوبی با دارا بودن سه فاز ۶، ۷ و ۸ و ظرفیت ۸۰ میلیون متر مکعب گاز ترش بزرگترین پالایشگاه گازی ایران می باشد. این پالایشگاه بمنظور تصفیه، فرآورش و انتقال روزانه ۳۹۰۰ MMSCFD گاز از هر فاز بصورت یکسان در نظر گرفته شده است که میتوان برای هر فاز

گاز طبیعی و نفت دارای منشأ پیدایش مشابهی هستند که به صورت جداگانه یا ترکیب، در خلل و فرج برخی از لایه های زمین یافت می شوند. از نظر شیمیایی گاز ترکیبی از دو عنصر هیدروژن و کربن می باشد که این دو عنصر به نسبت های مختلف با هم ترکیب شده و هیدروکربن های سنگین را به شکل نفت و هیدروکربن های سبک را به شکل گاز ایجاد می کنند. این گاز که به عنوان گاز طبیعی نامیده می شود همراه خود گازهایی از خانواده های دیگر مانند H_2S ، CO_2 ، COS را دارا است به نحوی که مقدار آنها به نسبت سایر اجزاء بسیار کمتر است. گاز بسته به میزان آلاینده یا گازهای همراه در آن، به انواع مختلفی چون گاز ترش، گاز شیرین، گاز خشک یا گاز تر تقسیم می شود. گاز طبیعی یکی از پاکیزه ترین انرژی های متعارف مصرفی در جهان محسوب میشود و پالایشگاه های گاز به منظور بهره برداری از این نعمت خدادادی تأسیس شده اند. در سال های پس از پیروزی انقلاب اسلامی یکی از اهداف مهم سیاست های اقتصادی در بخش انرژی، جایگزین کردن گاز طبیعی بجای سایر انرژی های مصرفی بوده است. زیرا سایر سوخت ها از نظر آلاینده گی



جریان MMSCFD ۱۳۰۰ را در نظر گرفت. گاز ترش این پالایشگاه پس از تفکیک میعانات گازی و تنظیم نقطه شبنم گاز ترش بوسیله خط لوله سراسری پنجم^۱ جهت تزریق به حوزه نفتی آغاچاری منتقل میگردد؛ این قابلیت وجود دارد که در صورت نیاز (درزمانهای اوج مصرف) یا در صورت عدم نیاز حوزه نفتی آغاچاری، گاز این پالایشگاه بعنوان خوراک به پالایشگاه بیدبلند فرستاده شود و یا برای مصرف به خط لوله سراسری انتقال داده شود. از آنجا که عموم بخش‌های فرایندی اکثر پالایشگاه‌ها مشابه می‌باشند در این تحقیق سعی شده است بخشهای مختلف یک پالایشگاه توضیح داده شوند.



شکل ۱- نمایی از پالایشگاه چهارم پارس جنوبی شامل سکوهای دریایی و تجهیزات ساحلی [۱]

وظیفه صدور و تقویت گاز را دارد. تاسیسات جانبی پالایشگاه خشکی شامل تجهیزات تولید و توزیع انرژی، تولید و توزیع بخار، واحد گاز سوختی، واحد هوا، واحد نیتروژن، واحد آب دریا، واحد نمک‌زدایی آب، واحد جداسازی مواد معدنی از آب، واحد آب آشامیدنی، واحد جداسازی آب ترش، واحد تصفیه فاضلاب، واحد آب سرد سازی و واحد آب آتش نشانی میباشد. مخازن ذخیره^۶ که شامل واحدهای سیستم فلر، چاله آتش^۷، مخازن ذخیره میعانات و مخازن ذخیره LPG میباشد جهت ذخیره مواد به منظور صادرات تعبیه شده اند. همچنین بخش مربوط به عملیات پیگرانی برای افزایش کارایی بلند مدت اهمیت خاصی دارد. اگر با برنامه ریزی منظم، یکپارچگی خطوط لوله کنترل شود، میتوان عمر طراحی خطوط لوله را افزایش داد. همچنین به منظور ارزیابی ریسک، ترمیم و تعمیر خط لوله باید وضعیت کنونی خط لوله به دقت بررسی گردد. خطوط دریایی اگرچه مدفون نیستند، اما بطور یکنواخت پوشش‌های بتنی دارند و ممکن است در عمق چند صد فوتی قرار گرفته باشند. بوسیله عملیات پیگرانی میتوان بازرسی کامل خطوط لوله را برای اهداف عملیاتی و نگهداری انجام داد. در ایالات متحده معمولاً به اینگونه بازرسی‌ها، بازرسی درون خط^۸ گفته می‌شود. بوسیله عملیات پیگرانی میتوان ترک ناشی از خوردگی تنش را پیدا کرد و بسیاری از مشکلات خطوط دریایی را توسط ارزیابی پوشش خطوط لوله حل کرد.

۲- معرفی واحدهای عملیاتی

در حالت کلی بخشهای مختلف یک پالایشگاه را میتوان به دو بخش تاسیسات دریایی و تجهیزات پالایشگاه خشکی طبقه بندی کرد. تاسیسات دریایی شامل سکوهایی سر چاهی و خطوط لوله دریایی میشود و تجهیزات پالایشگاه خشکی شامل واحدهای عملیاتی، واحدهای صدور گاز، تاسیسات جانبی، مخازن ذخیره و تجهیزات بخش پیگرانی میباشد. بخش واحدهای عملیاتی شامل واحد دریافت گاز، مایعات گازی و مونواتیلن گلایکول^۱، واحد جدا کننده های فشار بالا^۲، واحد تثبیت مایعات گازی^۳، واحد نم زدائی گاز و تنظیم نقطه شبنم آب^۴، واحد جداسازی و تفکیک NGL (تنظیم نقطه شبنم هیدروکربن) و استحصال اتان، واحد جداسازی پروپان و بوتان و واحد تصفیه LPG میشوند. واحد صدور گاز^۵ نیز

۳- مسیر فرآوری گاز در یک پالایشگاه

۳-۱- تاسیسات دریایی

۳-۱-۱- سکوهایی سرچاهی

هرکدام از سکوهایی سرچاهی دارای تعدادی چاه فعال و چند چاه آماده^۶ هستند که بعداً مورد استفاده قرار خواهند گرفت. هر چاه به یک شیر فشارشکن مجهز می‌باشد که فشار گاز خروجی از چاه را کاهش داده و تنظیم می‌کند. در تاسیسات سرچاهی و مسیر جریان گاز تعدادی شیر اطمینان با ظرفیت تخلیه مناسب جهت جلوگیری از بالا رفتن فشار، نصب میشوند. علاوه بر این هر سکوی سر چاهی به یک مشعل که در فاصله دورتر قرار گرفته متصل میباشد.

6. Export gas booster Compression
7. Offsite
8. Burn pit
9. In-Line Inspection
10. Stand by

1. Reception Facilities: slug catcher, pig receiver, manifold
2. High Pressure separator
3. Condensate Stabilization
4. Gas Dehydration
5. Export gas



جریان گاز هر چاه بوسیله یک خط لوله به جداکننده اولیه ارسال و آب و مواد نفتی جریان جدا می‌شود. آب جدا شده به قسمت روغن‌گیری نهایی^۱ منتقل و پس از گرفتن مواد نفتی باقیمانده آب بدون مواد نفتی به دریا ارسال می‌شود و مواد نفتی به مسیر اصلی گاز برگشت داده می‌شوند. عملیات بهره‌برداری از سکو را می‌توان بدون حضور نیروی انسانی و از طریق اتاق کنترل پالایشگاه انجام داد.

۳-۱-۲- خطوط لوله دریایی

جریان گاز و میعانات گازی با مقدار اندکی آب، توسط یک خط لوله به ساحل منتقل می‌شوند. بمنظور جلوگیری از تشکیل هیدرات درون لوله‌های انتقال گاز به ساحل، در سکوها به میزان معین مونواتیلن گلایکول به جریان گاز تزریق می‌شود. همچنین برای جلوگیری از خوردگی، pH میعانات گازی در خط لوله به وسیله تزریق آمین کنترل می‌شود. مونواتیلن گلایکول در پالایشگاه از گاز جدا شده و پس از بازیابی مجدداً به سکو منتقل می‌شود. سیستم نظارت کاملی در هر سکو برای کنترل مقدار جریان گاز ورودی به هر خط دریایی تعیین شده است.

۳-۲- تأسیسات خشکی

۳-۲-۱- واحدهای عملیاتی

۳-۲-۱-۱- تأسیسات دریافت

تأسیسات دریافت گاز از سه مجموعه لخته‌گیر، دریافت کننده پیگ و ManiFold تشکیل شده است. گاز ورودی از خطوط دریایی بعد از عبور از شیرهای کنترل فشار وارد لخته‌گیر می‌شود. نوع لخته‌گیر با توجه به میزان مایعات سنگین موجود در گاز تعیین می‌شود. خوراک این واحد به صورت چند فاز (شامل گاز، میعانات گازی، آب و گلایکول) میباشد و جداسازی بخش عمده گاز در ابتدای لخته‌گیر انجام میشود. در صورت نیاز به پیگرانی باید قبل از آن، پیگ از دریافت کننده عبور کند. در ورودی پالایشگاه جریان سه فاز دریافتی از چاه‌ها که خوراک نامیده می‌شود با افت فشار مواجه شده و جداسازی اولیه گاز و میعانات گازی انجام می‌گیرد. گازهای خروجی از جداساز به واحد شیرین‌سازی گاز ارسال می‌شود و میعانات به واحد تثبیت میعانات گازی فرستاده می‌شود.

۳-۲-۱- واحد جداکننده های فشار بالا

گاز پس از جداسازی در لخته‌گیر به این واحد وارد میشود. این واحد از جداکننده‌های سه فازی بصورت عمودی تشکیل شده که میعانات و آب باقیمانده در جریان گاز را بوسیله فلش کردن جدا می‌کند، برای جداسازی کامل، گاز خروجی از بالای جداکننده از مه‌گیر عبور می‌کند. گاز جدا شده به سمت واحدهای پالایش فرستاده می‌شود و جریان‌های میعانات و آب و متانول نیز پس از خروج از جداکننده از فیلتر عبور میکنند. متانول در مخزنی ذخیره و بوسیله پمپ به نقاط مورد نیاز ارسال میشود.

۳-۲-۱- واحد تثبیت میعانات

هدف این واحد کاهش فشار بخار هیدروکربن‌های مایع تا رسیدن به حد استاندارد، یعنی مقدار ۸-۱۲ psi در ۱۰۰ درجه فارنهایت می‌باشد. میعانات جدا شده توسط جداکننده فشار بالا و لخته‌گیر توسط یک خط اصلی به واحد تثبیت میعانات گازی در هر فاز ارسال می‌گردد. این واحد از چهار بخش اصلی زیر تشکیل شده است:

- فلش کردن (جداسازی) و نمکزدایی

- تثبیت مایعات گازی

- کمپرس کردن Off Gas

- انتقال مایعات تثبیت شده به مخازن

میعانات گازی که همراه آن‌ها گلایکول و آب است پس از عبور از مبدل گرم تر شده و وارد جداکننده سه فازی میشوند. در ادامه میعانات از نمکزدا و مبدل عبور کرده و پس از عبور از یک شیر فشار وارد برج تثبیت می‌شود که گازهای سبک از بالا و میعانات تثبیت شده از پایین برج خارج می‌گردند و میعانات برای ذخیره سازی به سمت مخازن ارسال می‌شوند. گازهای جدا شده و خروجی از بالای برج تثبیت کننده، پس از عبور از کمپرسورهای Off Gas و تأمین فشار، به ورودی جداکننده‌های فشار بالا فرستاده می‌شود.

این واحد به خصوص اگر میزان قابل توجهی میعانات داشته باشیم، ارزش اقتصادی بالایی دارد و از این رو یک واحد پشتیبانی^۴ بصورت موازی با واحد اصلی ولی با ظرفیت کمتر طراحی می‌شود تا در صورت تیکه واحد تثبیت میعانات از سرویس خارج شود یا در حالت عادی کار نکنند و یا ظرفیت واحد پاسخگوی میزان ورودی نباشد.

2. Demister pad

3. Header

4. Back up

1. Oily Water treatment

مجبور به قطع جریان یا هدر رفت میعانات نباشیم، برای مثال در هنگام عملیات پیگرانی، با حجم زیادی از مایعات و اصطلاحاً گل و لای، با فشار بالایی در پشت آن، مواجه هستیم که در این مواقع از واحد پشتیبانی استفاده می‌کنیم. این واحد برج تثبیت کننده ندارد، و تنها از طریق فلش کردن متوالی، گازهای سبک را از میعانات گازی جدا می‌کند. در نتیجه غالباً حد مورد نظر بدست نمی‌آید. محصول این واحد به سمت تانک‌های Off Spec فرستاده می‌شود، تا دوباره بعنوان خوراک ورودی واحد تثبیت میعانات ارسال شود.

۳-۲-۱-۴- واحد شیرین‌سازی

گاز ترش، گاز حاوی گازهای اسیدی مانند دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن است. گازهای ترش تأثیرات مخرب صنعتی و زیست محیطی دارند. H_2S به شدت خورنده است، از جمله برای همه فلزاتی که معمولاً در انتقال، فرایندها و بهره‌برداری گاز همراه هستند، بنابراین لازم است عملیات شیرین‌سازی در ابتدای مسیر گاز انجام گیرد. واحد شیرین‌سازی از اصلی‌ترین واحدهای هر پالایشگاه می‌باشد، در این مرحله عمدتاً ترکیبات H_2S و قسمتی از CO_2 از گاز جدا می‌شود و به مقدار مطابق با استاندارد محصول مورد نیاز رسانده می‌شود. جداسازی این ترکیبات از طریق حلال جاذب و عمدتاً حلال آمین انجام می‌گیرد و سپس آمین مصرف‌شده احیاء می‌گردد.

فرایندهای حذف گوگرد اصولاً به دو نوع جذب سطحی روی یک جامد (فرایند خشک) و جذب در یک مایع (فرایند مرطوب) هستند. هر دو فرایندهای جذب سطحی جامد و مایع ممکن است نوع فیزیکی یا شیمیایی باشند. در صنعت معمولاً فرایندهای قابل احیاء همراه با بازیابی H_2S شامل فرایندهای جذب فیزیکی فرایندهای آمین، غربال‌های مولکولی و غیره مورد استفاده قرار می‌گیرند. در حال حاضر فرایند شیرین‌سازی به کمک آمین‌ها، رایج‌ترین فرایند شیرین‌سازی گاز طبیعی است. با وجود تمامی مزایای این روش، به حداقل رساندن غلظت سولفید هیدروژن در این روش نیازمند صرف انرژی بسیار زیادی برای بازیابی حلال است. در این روش واحد شیرین‌سازی از دو بخش جذب H_2S و احیاء حلال تشکیل می‌شود، و گاز اسیدی حاصل از احیاء، جهت تولید سولفور به واحد بازیافت سولفور فرستاده می‌شود.

۳-۲-۱-۵- واحد نم زدایی

گاز طبیعی تولید شده از منابع مستقل گازی یا از چاه‌های نفتی (گازهای همراه نفت) در حقیقت گازهای طبیعی اشباع شده از آب و هیدروکربورهای سنگین می‌باشند. به عبارتی آب و هیدروکربن‌های مایع از ناخالصی‌های ناخواسته و مشترک در انواع گازهای طبیعی (ترش و شیرین) هستند. دمای پایین و فشار بالا شرایط تشکیل هیدرات را مهیا می‌سازد. به منظور جلوگیری از تشکیل هیدرات که موجب آسیب‌هایی همچون افت فشار و مسدود شدن مسیر خصوصاً در خطوط لوله انتقال گاز می‌شود، عملیات نم‌زدایی گاز در این واحد صورت می‌گیرد. برای جداسازی هیدروکربن‌های سنگین از روش سردسازی استفاده می‌شود، همچنین در انتقال گاز مقداری افت فشار بوجود می‌آید و به تبع آن طبق اثر ژول تامسون کاهش دما ایجاد می‌شود و باعث تشکیل آب مایع می‌شود. در نتیجه نیاز است نقطه شبنم آب در مخلوط گازی، در ابتدای مسیر (پس از شیرین‌سازی) روی حد مطلوبی تنظیم شود.

در لوله‌های اصلی انتقال گاز که ممکن است از مناطق کوهستانی و صحراهای سرد سیر عبور نمایند باید نقطه شبنم گازهای انتقالی حدود $10^\circ F$ از حداقل درجه حرارت خط لوله در طول مسیر پائین‌تر باشد تا با تقطیر آب در داخل خط لوله و در کنار گازهای CO_2 ، از خوردگی داخلی در خط لوله جلوگیری به عمل آید. در استانداردهای طراحی و انتخاب جنس خطوط لوله مانند NACE توصیه شده است که مقدار آب در خطوط لوله انتقال، از مقدار lb/MMSCF ۷ پائین‌تر نگهداری شوند تا در تأسیسات و در طول مسیر خطوط لوله مشکلاتی بوجود نیاید.

روش‌های نم زدایی گاز عبارت‌اند از: سرد کردن مستقیم^۱، جذب در حلال مایع^۲، جذب سطحی جامد^۳، انتخاب روش نم زدایی بستگی به شرایط گاز (اجزاء تشکیل دهنده و فشار و دما و دبی) و SPEC مورد نیاز دارد. هم‌اکنون در صنعت فقط روش‌های استفاده از حلال مایع و جذب سطحی به طور متداول استفاده می‌شود. مواقعی که گاز کاملاً خشک است یا با رطوبت بسیار کم مورد نیاز باشد از جاذب‌های جامد استفاده می‌شود برای مثال زمانی که لازم است گاز یک فرایند فوق سرد^۴ را طی کند.

1. Direct cooling
2. Absorption
3. Adsorption
4. Cryogenic



البته در واحدهای پالایشی جداسازی عمده آب از طریق تزریق مونواتیلن گلاکول در سر چاهها صورت می‌گیرد و جداسازی آب باقیمانده در گاز در واحد آگیری انجام می‌شود. مواد جاذب الرطوبه که ملاک‌های لازم به عنوان جاذب تجاری را دارا هستند به ترتیب افزایش قیمت عبارت اند از: آلومینا سیلیکاژل‌ها و غربال‌های مولکولی. عوامل مؤثر بر انتخاب جاذب عبارت اند از:

- دمای عملیاتی.
- نقطه شبنم مورد انتظار در جریان خروجی.
- ترکیب جریان.

۳-۲-۱-۶- واحد جداسازی NGL و استحصال اتان

در این واحد تنظیم نقطه شبنم هیدروکربنها صورت می‌گیرد. برای این منظور گاز طی چند مرحله تا دمای مورد نظر سرد شده و مایعات آن جدا می‌شود. بدین ترتیب که گاز ابتدا از چند مبدل پوسته و لوله و یک چیلر عبور کرده و سردسازی نهایی از طریق افت فشار در یک توربو اکسپندر ایجاد می‌شود و در نتیجه گازهای سبک شامل متان و اتان جدا می‌شوند. هدف از این واحد دستیابی به گاز با خصوصیات زیر می‌باشد:

- نقطه شبنم در دمای ۱۰- درجه سانتیگراد با تغییرات $\pm 5/0$ درجه سانتیگراد و فشار نسبی ۵۵ بار
- میزان حداکثر مرکاپتان ۱۰ میلی‌گرم بر مترمکعب

۳-۲-۱-۷- واحد جداسازی پروپان و بوتان NGL

در این قسمت پروپان و بوتان بوسیله دو برج تقطیر، از NGL جدا می‌شوند و در دو مسیر جداگانه به سمت واحد تصفیه LPG منتقل می‌شوند و NGL باقیمانده نیز به واحد تثبیت میعانات (ورودی برج تثبیت کننده) انتقال می‌یابد.

۳-۲-۱-۸- سیکل تبرید پروپان

هدف اصلی این واحد سردسازی خوراک ورودی به واحد جداسازی NGL و استحصال اتان می‌باشد. اجزاء سیستم تبرید پروپان عبارتند از:

- ۱- مخزنی جهت ذخیره پروپان که جریان ورودی به چیلر را ثابت نگه دارد
- ۲- کمپرسور جهت بالا بردن فشار بخارات پروپان تا حدی که میعان کننده ها بتوانند آن را به مایع تبدیل کنند (باید توجه داشت که فشار پروپان به فشار بحرانی نرسد، چرا که در این صورت میعان صورت نمی‌گیرد)
- ۳- کندانسور جهت تبدیل بخارات پروپان به پروپان مایع

- ۴- مبدل حرارتی که در آن پروپان مایع تبدیل به بخار شده و تولید سرما کند
- ۵- درام به تعداد ورودیهای کمپرسور، تا در اثر فشار پروپان باعث خنک شدن مایع پروپان گردد و از ورود قطرات پروپان به داخل کمپرسور جلوگیری کند.

۳-۲-۱-۹- واحد تصفیه LPG

این واحد به منظور تصفیه پروپان و بوتان مایع، کنترل مقدار گوگرد کل از طریق جداسازی H_2S و مرکاپتان از پروپان و همچنین جداسازی مرکاپتان از بوتان تعبیه شده است. فرایند صورت گرفته در این واحد شامل تصفیه پروپان، تصفیه بوتان و عملیات احیاء کاستیک و آمین می‌باشد که توضیح هر یک در ادامه آورده شده است.

- تصفیه پروپان:

الف) حذف H_2S و COS

پروپان ورودی ابتدا توسط مبدل سرد می‌شود و سپس وارد برج استخراج کننده پروپان/آمین شده و در تماس با دی اتانول آمین (DEA) قرار می‌گیرد. در برج آمین به منظور جذب H_2S ، آمین از بالا وارد برج شده و پروپان در طول برج در تماس با آمین قرار گرفته و طبق واکنش زیر H_2S توسط آمین جذب و از پروپان جدا می‌شود. در این برج گازهای اسیدی H_2S و CO_2 از فاز مایع پروپان وارد فاز مایع آمین می‌گردند، پروپان مایع تصفیه شده از بالای برج خارج شده و آمین غنی خروجی از پائین برج وارد سیکل احیاء می‌شود. برخلاف H_2S واکنش COS با آمین یک واکنش چند مرحله ای و کند است، بدین صورت که ابتدا COS در تماس با آب موجود در محلول آمین هیدرولیز، و به H_2S تبدیل می‌شود، سپس توسط آمین جذب می‌شود:

برای جذب COS نیز از یک مجموعه مخلوط کننده-ته نشین کننده^۱ استفاده می‌شود، بدین صورت که پروپان به صورت سری وارد سه مرحله مخلوط کننده-ته نشین کننده می‌شود. مخلوط کننده باعث ایجاد آشفتگی و اختلاط کامل پروپان و آمین شده و ته نشین کننده یک زمان ماند در اختیار مخلوط می‌گذارد. پروپان که خروجی قسمت بالای هر ته نشین کننده است، وارد مخلوط کننده بعدی شده و مایعات از قسمت پایین ته نشین کننده توسط یک پمپ به مخلوط کننده قبلی برگشت داده می‌شوند و دوباره با پروپان در تماس قرار می‌گیرد.

1. Mixer- Settler

ب) حذف مرکاپتان^۱:

پروپانی که H_2S و COS آن گرفته شده، برای حذف مرکاپتان از پایین برج و کاستیک فقیر از بالا وارد برج پروپان/کاستیک^۲ می‌گردند و جذب مرکاپتان توسط کاستیک طبق واکنش زیر انجام میشود:

پس از آن پروپان مرطوب شده برای نم زدایی نهایی به سمت خشک کن می‌رود. پروپان مایع از پایین وارد بستر و پس از جذب رطوبت توسط غربالهای مولکولی از بالای بستر خارج میشود. در ادامه بعد از عبور از فیلتر به مخازن ذخیره سازی میرود.

- تصفیه بوتان:

معمولاً میزان H_2S و COS در بوتان بسیار ناچیز است و فقط نیاز به جداسازی مرکاپتان میباشد. بوتان از واحد جداسازی و تفکیک NGL و استحصال اتان وارد میشود و پس از گذشتن از مبدل تا دمای عملیاتی برج استخراج کننده بوتان/کاستیک سرد شده و وارد برج می‌شود. بقیه مراحل مرکاپتان زدایی و خشک کردن کاملاً مشابه پروپان است. در پایان محصول بوتان خشک و تصفیه شده برای ذخیره سازی به واحد صدور و تقویت گاز میرود.

- احیاء کاستیک:

احیاء کاستیک طبق واکنش زیر انجام میشود:

کاستیک غنی خروجی از قسمت پایین استخراج کننده های بوتان و پروپان یکی شده و در یک جریان، پس از اضافه شدن کاتالیزت، بوسیله مبدل و در تماس با بخار با فشار کم، تا دمای عملیاتی برج گرم میشود. سپس از پایین وارد برج اکسید کننده و در ادامه به سمت جداکننده و مخازن ذخیره هدایت میشود.

- احیاء آمین:

آمین غنی خروجی از پایین برج استخراج کننده پروپان/آمین وارد فلش درام شده و پس از عبور از مبدل و افزایش دما وارد برج احیاء آمین می‌شود. پس از عملیات احیاء آمین فقیر خروجی از پایین برج احیا وارد مبدل شده و دمای آن کاهش مییابد و به سمت استخراج کننده پروپان/آمین فرستاده میشود.

۳-۲-۱-۱-۱۰- واحد سردسازی آب:

در این قسمت هدف تأمین آب سرد برای استفاده در واحد تصفیه پروپان است. سردسازی از طریق یک سیکل تبرید، با

مبرد پروپان صورت می‌گیرد.

۳-۲-۲- واحدهای صدور و تقویت فشار گاز

در این واحد، در کمپرسورهای ارسال گاز، فشار گاز خروجی از پالایشگاه تا فشار خطوط انتقال افزایش می‌یابد. هر یک از ایستگاههای تقویت فشار دارای توربوکمپرسورهایی به صورت موازی هستند که یکی از آنها در حالت آماده به کار^۳ قرار دارد. همچنین در طول مسیر انتقال گاز ایستگاه های تقویت فشار و قطع اضطراری^۴ جریان در صورت تغییرات فشار، قرار دارد.

۳-۲-۳- تأسیسات جانبی

تأسیسات جانبی یک پالایشگاه شامل موارد زیر میباشد:

- **واحد تولید و توزیع انرژی:** این واحد وظیفه تأمین انرژی الکتریکی مورد نیاز یک پالایشگاه را برعهده دارد. تأمین انرژی الکتریکی پالایشگاه اغلب بوسیله توربین های گازی صورت می‌گیرد که هر کدام از آنها می‌توانند به تنهایی یا به صورت موازی با بقیه کار کنند.

- **واحد تولید و توزیع بخار:** این واحد به منظور تأمین بخار مورد نیاز قسمت‌های مختلف پالایشگاه ایجاد شده است و دارای جوش آورهایی^۵ میباشد.

- **واحد سوخت گازی:** طراحی و نصب این واحد به منظور تأمین سوخت گازی مصرف کننده های موجود در پالایشگاه میباشد. در این قسمت سوخت گازی با فشار پائین و فشار بالا تولید میشود که سوخت گازی با فشار بالا در مصرف کننده های توربین گازی، جریان پیوسته برای مشعل های فلر و گاز مورد نیاز برای سوزاندن هیدروکربنها استفاده میشود. همچنین سوخت فشار پائین نیز در مصرف کننده های جوش آور و فلر کاربرد دارد. گاز مورد نیاز راه اندازی این واحد از خط لوله سراسری تأمین می‌شود.

- **واحد هوا:** این واحد به منظور تأمین هوای مورد نیاز در قسمت‌های ابزار دقیق (هوای خشک)، هوای تجهیزات (هوای مرطوب)، هوادهی با باکتریها، دانه بندی رزین ها و واحد تولید نیتروژن کاربرد دارد. یک اتصال اضطراری از نیتروژن به خط هوا وجود دارد که در مواقع اضطراری در صورتی که نتوان هوا را تأمین کرد تا ۴۸ ساعت میتوان واحد را با آن کنترل کرد.

3. Stand by
4. Emergency shot down valve
5. Boiler

1. Mercaptan removal
2. propane/Caustic Extractor



- **واحد نیتروژن:** این واحد به منظور تأمین نیتروژن مورد نیاز پالایشگاه تعبیه شده است. از جمله مصارف نیتروژن در پالایشگاه میتوان به استفاده بجای هوا، ایجاد یک فشار مثبت برای پمپها و جلوگیری از کاویتاسیون اشاره کرد.

- **واحد تصفیه پساب فاضلاب:** این واحد جهت تصفیه و جداسازی بهتر پسابهای پالایشگاه به قسمت‌های تصفیه آب روغنی و هیدروکربنها و تصفیه آبهای شیمیائی اسیدی یا بازی تقسیم شده است.

- **واحد بازیابی مونو اتیلن گلیکول:** مونواتیلن گلیکول جدا شده برای بازیافت وارد این واحد می‌شود. محلول مونواتیلن گلیکول پس از بازیابی و تبدیل آن به محلول گلیکول و آب به منظور تزریق به جریان گاز به سکوها فرستاده میشود. همچنین در این مجموعه نمک نیز جدا شده تا از تجمع آن جلوگیری شود چرا که وجود و تجمع نمک می‌تواند باعث بروز اشکالاتی در خط لوله و تجهیزات گردد.

- **واحد آب دریا:** این واحد به منظور تأمین آب قسمتهای مختلف پالایشگاه طراحی شده و در مواردی چون استفاده به جای آب آتش نشانی زمانیکه دسترسی به آن امکانپذیر نمی باشد، پشتیبانی سردسازی آب و خنک کاری مبدل ها استفاده میشود. این واحد از لوله های انتقال آب، حوضچه آبگیر، فیلترها، پمپ ها و ... تشکیل شده است.

- **واحدهای نمک زدایی و حذف مواد معدنی آب:** که بنابر ضرورت در بخش های مختلف بکار میروند.

- **واحد تصفیه آب ترش:** این واحد به منظور زدودن گاز اسیدی H_2S ، CO_2 و نیز هیدروکربن‌ها از آب ترش برگشتی از واحدهای مختلف پالایشگاه طراحی شده است.

- **واحد سردسازی آب:** این واحد در خنک کاری پمپهای خوراک دهنده به جوش آور، خنک کاری پمپ های پروپان و بوتان و... کاربرد دارد.

- واحد آب آتش نشانی،

- واحد آب آشامیدنی.

۴-۲-۳- واحدهای Offsite

بخشهای تعبیه شده در این قسمت شامل سیستم مشعل، واحد چاله آتش و مخازن ذخیره میباشد. سیستم مشعل به منظور جمع آوری و سوزاندن گازهای دور ریز که از واحدهای مختلف فرستاده میشوند یا گازهایی که در مواقع اضطراری از طریق شیرهای اطمینان سیستم‌های مختلف پالایشگاه آزاد میشوند، طراحی و نصب شده است.

1. Boiler Feed pump

به منظور برقراری دائم شعله و جلوگیری از برگشت آن و نیز نفوذ هوا به داخل فلر که به دنبال آن خطر انفجار وجود دارد، یک جریان دائم از سوخت گازی درون سیستم خط لوله فلر وجود دارد. همچنین بمنظور ایمنی بیشتر در مواقع قطع احتمالی سوخت گازی در قسمت‌های مختلف، یک خط نیتروژن نیز نصب میشود.

وظیفه واحد چاله آتش جمع آوری و سوزاندن مایعات نفتی دور ریز و آغشته به مواد هیدروکربنی میباشد. این واحد شامل یک درام جمع آوری مایعات و پمپ جهت ارسال مایعات هیدروکربنی به مشعل است. در اطراف مشعل اصلی یکسری نازل تعبیه شده است که با فرستادن آب از طریق این نازل ها میتوان شعله را کنترل کرد و همچنین دود حاصل از سوختن را نیز کاهش داد.

مخازن ذخیره نیز با هدف ذخیره سازی مایعات گازی تحت فشار اتمسفریک و صادرات آن و همچنین بمنظور سردسازی و نگهداری پروپان و بوتان مایع در تانک های مربوطه، تحت فشار اتمسفریک طراحی و ساخته شده اند.

۴- بحث و نتیجه گیری

گاز طبیعی تولیدی از مخازن دارای مقادیر متفاوتی بخار آب، مایعات گازی، سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن می‌باشد که وجود آنها علاوه بر مشکلات ایمنی و محیط زیستی باعث بروز مشکلات عملیاتی در خطوط لوله و شبکه های توزیع و مصرف میشود. بدین جهت گاز تولیدی از مخازن بمنظور خالص و قابل مصرف شدن در مصارف دیگر وارد پالایشگاه گاز میشود. در کلی‌ترین حالت تجهیزات یک پالایشگاه به دو قسمت دریایی و ساحلی تقسیم میشود، حال آنکه بسته به موقعیت مکانی پالایشگاه ممکن است خوراک ورودی از مخازن دریایی تأمین نگردد و تمام تجهیزات مربوط به بخش خشکی باشند. با وجود آنکه معمولاً زیرمجموعه بخش‌های اصلی در تمام پالایشگاهها مشابه میباشد اما ممکن است بسته به وظیفه‌ی خاص هر پالایشگاه، برخی واحدهای آن متفاوت از سایر پالایشگاه ها باشد. عموماً فرآیندهای اصلی بخشهای نمزدایی و شیرین سازی براساس جذب سطحی بوده و انتخاب‌گری حلال بر اساس تمایل فیزیکی یا شیمیایی صورت میگیرد.

۵- مراجع

- [۱] South pars gas company, 6,7&8 gas field development, SPGC training department, march2006, Khazaei
- [2] South pars gas field development phases 4&5, Booklet-2004,Eni group & N.I.O.C
- [3] <http://www.petropars.com>
- [4] South pars gas field development phases 6,7&8, on shore facilities (for early production), 05February 2007
- [5] Operation manual from phases 6,7&8 in LCR 2&3
- [6] Instrument manual from T.I.G.D.
- [7] Chill water package, training2008, TOYO
- [8] National Iranian oil company, south pars gas field development phases 6,7&8, operation of demineralization package, unit 127
- [9] Petro pars south pars gas phases 6,7&8, gas plant operation conference collection, unit 121, Amjadi
- [10] Petro pars south pars gas phases 6,7&8 , gas plant operation conference collection , propane refrigeration , unit 107 , Esmaeili
- [11] Petro pars south pars gas phases 6,7&8 , gas plant operation conference collection , sour water stripping, unit 109 , Yazd
- [12] Petro pars south pars gas phases 6,7&8 , gas plant operation conference collection , unit 123, Esmaeili
- [13] PFD&PID (u-100,u-101, u-103, u-104,u-105,u-107,u-11

