اویل ایندستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

فناوری‌ها و روش‌های نوین در

ساخت پالایشگاه

مهندس حسین شریف‌آبادی عسکری

مقدمه

ساخت پروژه‌های بسیار بزرگ نفت و گاز از جمله پالایشگاه‌ها، که به مگاپروژه(Mega project) معروف می‌باشند، مستلزم دانش‌فنی بالا، برخورداری از فناوری نوین، تجربه و توانمندی در ارائه و اجرای روش‌های ابداعی و نوآورانه می‌باشد. به همین دلیل و با توجه به پیچیدگی و حجم زیاد فعالیت‌ها و در نتیجه نیاز به توان مدیریتی و مهندسی بالا، تعداد شرکت‌های محدودی در سطح جهان از توانمندی طراحی، ساخت و راه‌اندازی این نوع پروژه‌ها برخوردار می‌باشند. این موضوع باعث شده تا بازار مگاپروژه‌ها در انحصار تعداد محدودی از شرکت‌های بزرگ بین المللی از جمله Total, Chevron, Eni, BP, Exxon, Shell و... باشد. در ایران نیز اگرچه پروژه‌های بزرگ نظیر پالایشگاه‌های نفت آبادان، تهران، تبریز، اصفهان و... همچنین پالایشگاه‌های گاز بیدبلند، پارسیان، جم و فازهای ابتدایی پالایشگاه‌های گاز در پارس‌جنوبی و برخی از مجتمع‌های پتروشیمی از جمله مگاپروژه‌هایی می‌باشند که ساخت آنها توسط شرکت‌های بزرگ خارجی انجام شده است، اما خوشبختانه ساخت پالایشگاه‌های گازی در پارس‌جنوبی از فاز ۱۰ به بعد و همچنین پالایشگاه میعانات گازی در بندرعباس با مدیریت و مهندسی ایرانی در حال انجام می‌باشد.

از آنجا که تجربه و دانش مدیریت این نوع از پروژه‌ها از قبل در کشور وجود نداشته، لذا چگونگی نحوه مدیریت و اجرای این پروژه‌ها در آغاز تبدیل به یک چالش بزرگ برای شرکت‌های ایرانی شده بود. اما به تدریج نه تنها مدیران و کارشناسان ایرانی توانستند به خوبی از عهده مدیریت، مهندسی و ساخت این پروژه‌ها برآیند، بلکه در موارد متعددی ارائه نوآوری‌ها و حل مشکلات مختلف در دوره راه‌اندازی توجه کارشناسان و مدیران غربی به توانمندی ایرانیان در این بخش را به خود جلب نمود.

همانگونه که در سخن سردبیر نیز اشاره شد از این شماره به معرفی توانمندی‌های شرکت‌های ایرانی در حوزه دانش‌فنی، تجارب این شرکت‌ها و ابداعات و نوآوری‌های آنها در حوزه ساخت پالایشگاه گاز پرداخته می‌شود. در پالایشگاه فازهای ۱۵ و ۱۶ به واسطه تحریم، کمپرسورهای پروپان به موقع تامین نگردیدند. به منظور راه‌اندازی پالایشگاه بدون استفاده از این کمپرسورها یک سناریو جایگزین طراحی و با موفقیت به اجرا در آمد. در این مقاله ضمن بررسی مختصر موضوع راه‌اندازی به تشریح روش اشاره شده پرداخته خواهد شد.

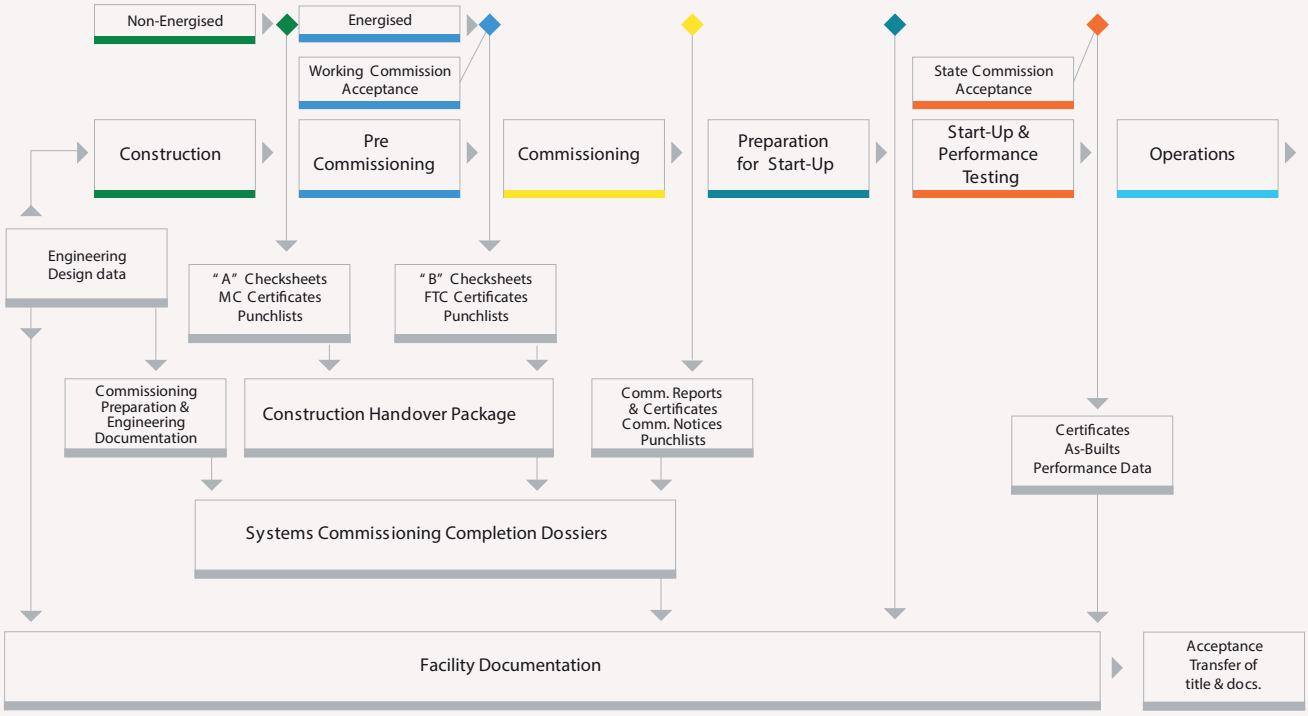
۱ راه‌اندازی پالایشگاه

هدف نهایی از طراحی و ساخت یک پالایشگاه، بهره‌برداری از آن می‌باشد. در شکل ۱ مراحل مختلف یک پروژه از طراحی تا بهره‌برداری را مشاهده می‌نمایید. این شکل کل مراحل یک پروژه را به زمان‌های ساخت، پیش‌راه‌اندازی، راه‌اندازی، شروع به کار و بهره‌برداری تقسیم می کند. در این شکل فعالیت‌های پیش‌نیاز راه‌اندازی نظیر انواع بازرسی‌ها، آزمایش‌ها و همچنین مستندات مورد نیاز مراحل مختلف را مشاهده می‌نمایید. فعالیت‌های پیش‌راه‌اندازی و راه‌اندازی به ترتیب و به تدریج بعد از عملیات اجرایی و نصب تجهیزات انجام می گردد و همانگونه که اشاره شد در نهایت به راه‌اندازی و شروع به کار پالایشگاه و بهره‌برداری منتج می‌شوند. راه‌اندازی پروژه از مجموعه رویه‌های جامع در بخش‌های مختلف و یک برنامه کلی (Total plan) تشکیل می‌شود. در این مبحث قصد ورود به موضوع کلی راه‌اندازی را نداریم و فقط به فراخور موضوع این بحث قصد داشتیم که جایگاه راه‌اندازی را در مراحل انجام یک پروژه را نشان دهیم.

به هرحال راه‌اندازی واحدهای فرایندی یکی از بخش‌های مهم در مراحل راه‌اندازی می‌باشد. در راه‌اندازی یک واحد فرایندی بعد از کامل شدن فعالیت‌ها (Mechanical Completion) و انجام تمیزکاری‌های (Flushing) مورد نیاز و تایید همه آزمایش‌ها و بازرسی‌های لازم در بخش‌های سیویل، مکانیک، پایپینگ، برق، ایمنی، ابزاردقیق و کنترل، واحد آماده پیش‌راه‌اندازی می‌شود. واضح است که راه‌اندازی کل پالایشگاه به راه‌اندازی تک‌تک واحدهای فرایندی بستگی دارد. همچنین بسته به ترکیب گاز، پالایش و فرآوری ممکن است در چند مسیر صورت گیرد. به عنوان مثال بیشتر پالایشگاه‌های گاز علاوه بر مسیر گاز فروش که با پالایش و جداسازی متان آن را فشرده کرده و به صورت گازفشرده یا CNG به خطوط انتقال ارسال می کنند، در مسیرهای جداگانه فرآورده‌های دیگری نظیر گوگرد، LPG یا میعانات گازی را تولید می کنندکه فقط بخشی از مسیر آنها با یکدیگر همپوشانی دارد. برخی از واحدها نظیر واحد تاسیسات دریافت در همه این مسیرهای اشاره شده مشترک می‌باشند. مسیر میعانات گازی بعد از واحد اشاره شده از سایر مسیرها جدا می‌شود. شکل ۲ نمودار بلوکی یک پالایشگاه کامل در منطقه پارس جنوبی را نشان می‌دهد. در این شکل مسیر گاز فروش یا همان CNG برای دو ردیف عملیاتی مشخص شده است.

از طرف دیگر واحدهای فرایندی بر اساس فلسفه ردیف‌های عملیاتی موازی، فازهای چندگانه و واحدهای پشتیبان یا Standby طراحی می‌شوند. هدف از این کار به حداقل رساندن امکان از کار بازایستادن کامل پالایشگاه در شرایط بروز مشکل می‌باشد. بنابراین با توجه به مسیرهای مختلف و همچنین ردیف‌های موازی غالباً راه‌اندازی به‌صورت تدریجی و در مسیرها و ردیف‌های مختلف به‌صورت مستقل انجام می‌شود. در حالت عادی برای راه‌اندازی یک پالایشگاه همه واحدهای فرایندی و کمکی باید تکمیل شده و متعاقب آن اقدام به راه‌اندازی کل پالایشگاه نمود. اما در برخی از موارد و به ویژه به دلیل آماده نشدن برخی تجهیزات اصلی ممکن است، بخشی از پالایشگاه برای راه‌اندازی آماده نباشد و لازم باشد در صورت امکان پالایشگاه به طریقی بدون این بخش یا واحد راه‌اندازی شود. از سوی دیگر در برخی از موارد ممکن است علیرغم آماده بودن تجهیزات، پالایشگاه در هنگام راه‌اندازی دچار مشکل شود. در این حالت لازم است با بازنگری برنامه راه‌اندازی و با ایجاد برخی از تغییرات بر مشکل ایجاد شده فائق آمد تا فعالیت‌های مربوط به راه‌اندازی دنبال گردند. با لحاظ پیش‌فرض‌های موجود، یک برنامه برای راه‌اندازی قبل از تکمیل آن بخش تحت عنوان Early production تهیه شده و در صورت آنکه مطابق آن برنامه و بازنگری طراحی پروژه، راه‌اندازی بدون واحد موردنظر امکان‌پذیر باشد، ضمن بازنگری در طراحی و ایجاد تغییرات و در نظر گرفتن تمهیدات لازم و مورد نیاز، به راه‌اندازی مطابق شرایط موجود اقدام می‌شود.

در ادامه این قسمت ضمن شرح فرایند مسیر CNG در پالایشگاه فازهای ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی، با توجه به مشکلات بوجود آمده در راه‌اندازی واحد ۱۱۱ پالایشگاه اشاره شده، رویه جایگزین بکار گرفته شده برای راه‌اندازی پیش‌از موعد[پیش از تکمیل واحد اشاره شده] را شرح خواهیم داد.



شکل ۱: مراحل مختلف یک پروژه از طراحی تا بهره‌برداری

۲ واحدهای مسیر گازفروش

هدف از احداث پالایشگاه، جداسازی ناخالصی‌ها و ایجاد شرایط مناسب برای انتقال گازطبیعی می‌باشد. ناخالصی‌ها باعث کاهش کیفیت و ارزش حرارتی سوخت می‌شوند و می‌توانند باعث خوردگی تجهیزات یا تشدید خوردگی شوند. ناخالصی‌های گازطبیعی غالباً آلایندگی این سوخت را به میزان زیادی افزایش می‌دهند. علاوه بر ناخالصی‌ها، گازطبیعی از ترکیبات مختلفی تشکیل شده که دارای کاربردهای متفاوتی می‌باشند. این ترکیبات متفاوت هرکدام می‌توانند یک محصول تولیدی پالایشگاه باشند. یک پالایشگاه گاز معمولاً یک محصول اصلی و چندین محصول فرعی تولید می‌کند. محصول اصلی پالایشگاه گاز فازهای ۱۵ و ۱۶ تولید روزانه ۵۰ میلیون مترمکعب گازشیرین، سبک و خشک تحت عنوان CNG می‌باشد. محصولات فرعی این پالایشگاه تولید روزانه ۲ میلیون مترمکعب اتان، ۱۸۰۰ تن پروپان، ۱۱۰۰ تن بوتان، ۸۰ هزاربشکه میعانات گازی و ۵۱۳ تن گوگرد می‌باشد.

برای جداسازی ناخالصی‌های همراه گازطبیعی، تفکیک، پالایش یا فرآورش ترکیبات سنگین‌تر از متان و همچنین فشرده‌سازی و ارسال متان آن به صورت CNG چیدمان‌های مختلفی می‌تواند طراحی شود. در پالایشگاه مورد بحث این مقاله واحدهای اصلی تشکیل دهنده مسیر گازفروش و وظیفه این واحدها به صورت زیر می‌باشند:

۱» آب، ذرات جامد معلق و هیدرات گازی؛ این مواد می‌توانند باعث فرسایش (Erosion)، خوردگی (Corrosion)، تولید کف (Foaming) یا گرفتگی (Plugging) در مسیر انتقال یا در تجهیزات شوند.

بخشی از ناخالصی‌های مطرح شده در این ردیف، در تاسیسات سرچاهی یا سکوی تولید از جریان گازطبیعی جدا می‌شوند. اما بخش عمده آنها در تاسیسات دریافت پالایشگاه توسط Slug catcher یا جداکننده‌های سه فازی جدا می‌شوند. در پالایشگاه مورد بحث ما این واحد تحت عنوان Unit ۱۰۰ شناخته می‌شود. مطابق طراحی، گازطبیعی با دمای ۲۵°C و فشار ۷۵bar از فراساحل وارد تاسیسات دریافت می‌گردد. بعد از جداشدن ناخالصی‌های عمده (Slug) و آب و همچنین کاهش فشار، جریان گازترش برای تصفیه و شیرین‌سازی به واحد ۱۰۱ ارسال می‌گردد. MEG و آب آزاد، برای تصفیه به واحد ۱۰۲ و میعانات گازی برای تثبیت به واحد ۱۰۳ ارسال می‌شوند. 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 واحد ۱۰۰ این ماده اضافی از جریان گاز جدا می‌شود. سپس MEG برای تغلیظ تا ۷۰٪ وزنی به واحد ۱۰۲ ارسال می‌گردد.

۲» 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. H_2S تا ۳ppm mol و CO_2 تا ۰/۸٪ مولی در پالایشگاه فازهای ۱۵ و ۱۶ در Unit ۱۰۱ از جریان گازطبیعی جدا می‌شوند. مرکاپتان‌ها و سولفیدکربنیل در فاز مایع و در واحد ۱۱۴ از جریان پروپان و مرکاپتان‌ها در واحد ۱۱۵ از بوتان جدا می‌شوند. همچنین واحد ۱۱۶ وظیفه کاهش CO_2 تا ۵۰ppm wt و آب‌زدایی از اتان را برعهده دارد.

۳» رطوبت و چگالش آن در طول مسیر برای تجهیزات انتقال مشکل ایجاد می‌کند، باعث کاهش کیفیت گاز شده و علاوه بر آن، محیط را برای ایجاد خوردگی مساعد می‌کند. از سوی دیگر وجود جیوه در جریان گاز ضمن آلاینده بودن می‌تواند 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 باقی‌مانده در جریان گازطبیعی با استفاده از غربال‌مولکولی در واحد ۱۰۴ پالایشگاه از جریان گاز جدا می‌شود. در طراحی موجود جیوه نیز در همین واحد تا میزان کمتر از ۱۰ng/Nm^3 کاهش می‌یابد. پس از حذف جیوه گاز خشک برای جداسازی NGLها به واحد ۱۰۵ ارسال می‌گردد.

میزان نیتروژن موجود در میدان پارس‌جنوبی در حد مجاز می‌باشد و نیازی به جداسازی نمی‌باشد. همچنین برای بازیابی هلیم در این پالایشگاه برنامه‌ریزی نشده است.

۴» گاز تصفیه شده و خشک، حاوی متان و هیدروکربن‌های سنگین‌تر نظیر اتان، پروپان و بوتان می‌باشد. گازفروش یا CNG عمدتاً از متان تشکیل شده است. وجود هیدروکربن‌های سنگین‌تر به همراه این گاز، انتقال گاز فشرده را دچار مشکل می‌کند. ضمن آنکه این هیدروکربن‌ها غالباً دارای ارزش بیشتری از متان می‌باشند. اتان به عنوان خوراک پتروشیمی کاربرد دارد و پروپان و بوتان نیز LPG را تشکیل می‌دهند که آسان‌تر و ارزان‌تر از متان، مایع می‌شود و به عنوان یک سوخت با ارزش حرارتی خوب کاربرد دارد. به همین دلیل لازم است که متان از هیدروکربن‌های سنگین‌تر جدا شود. این جداسازی در واحد ۱۰۵ اتفاق می‌افتد.

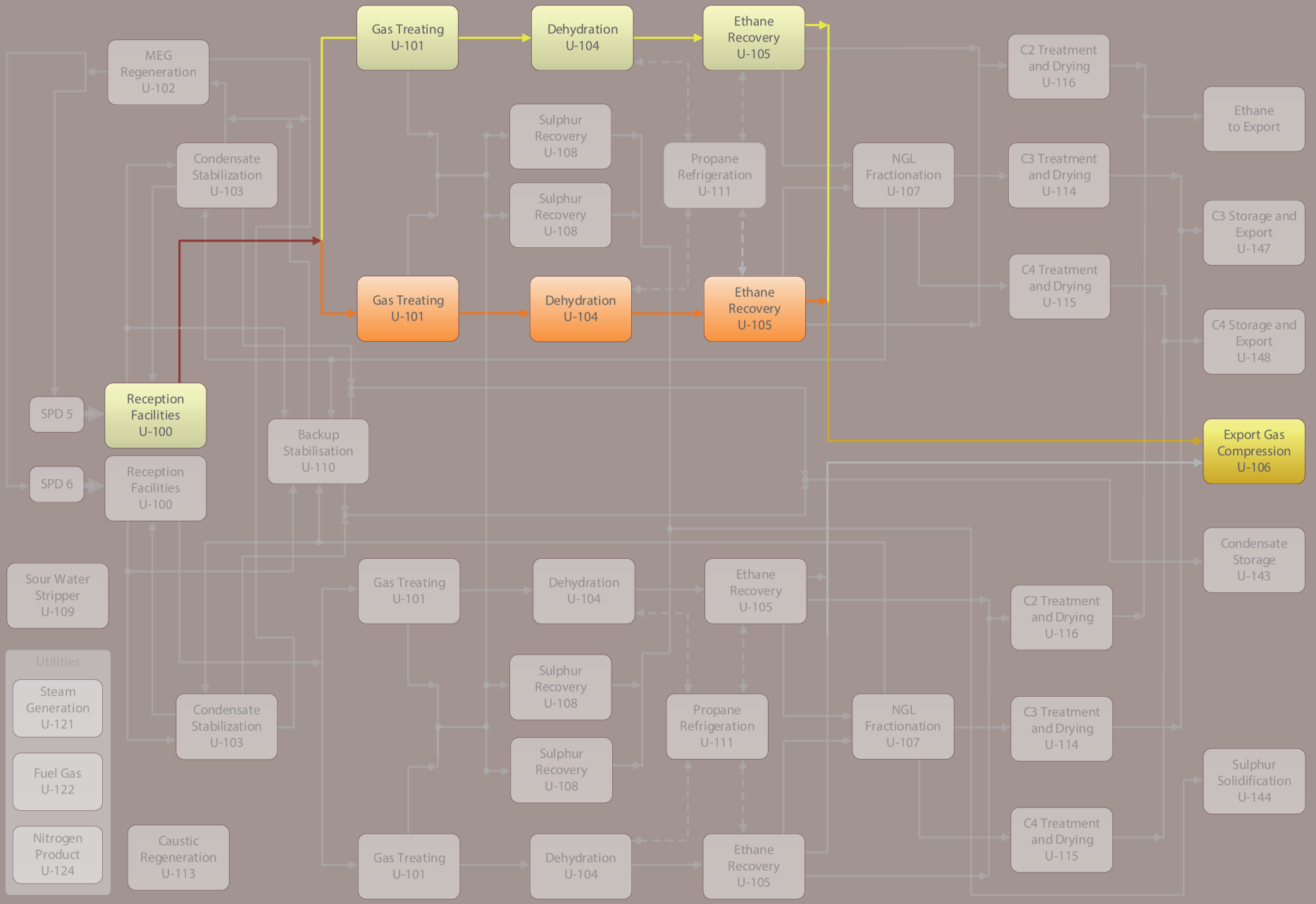
در واحد ۱۰۵ با استفاده از تفاوت وزن مخصوص و تنظیم نقطه شبنم هیدروکربنی، متان از برش‌های پروپان و بوتان و برش‌های سنگین‌تر جدا شده و برای فشرده‌سازی و ارسال برای مصرف به واحد ۱۰۶ فرستاده شده و برش‌های سنگین‌تر نیز برای تفکیک اتان از پروپان، بوتان و برش‌های سنگین‌تر به واحد ۱۰۷ ارسال می‌گردند.

۵» پس از پالایش گازطبیعی و جداسازی متان برای انتقال این گاز به مصرف‌کننده دو روش معمول وجود دارد. در روش اول گاز متان فشرده شده و به CNG تبدیل می‌شود. این گاز از طریق خطوط لوله به خطوط اصلی انتقال یا IGAT ارسال می‌شود. در برخی از کشورها به این گاز PNG[Pipeline Natural Gas] گفته می‌شود. در روش دوم متان به مایع یا LNG تبدیل شده و به وسیله کشتی‌های حمل LNG منتقل می‌شود. در این حالات علاوه بر فرایند تبرید، لازم است میزان CO_2 بیشتر کاهش یابد و میزان رطوبت در محدوده مجاز باشد. اخیراً انتقال به صورت CNG تحت فشار بالا و به وسیله کشتی‌های ویژه در حال توسعه می‌باشد.

در واحد ۱۰۶ فشار گاز برای ارسال از طریق خط انتقال سراسری (IGAT) به ۹۱bar افزایش می‌یابد، همچنین در این واحد دمای گاز خروجی بر روی ۵۷°C تنظیم می‌شود.

واحدهای اشاره شده مسیر گازفروش یا CNG می‌باشند که همانطور که اشاره شد شکل ۲ دیاگرام بلوکی این واحدها را نشان می‌دهد. در این شکل دو فاز که هرکدام از دو ردیف عملیاتی تشکیل شده‌اند دیده می‌شود و واحدهای مسیر گاز فروش جداگانه مشخص شده‌اند. تعداد دیگری از واحدهای پالایشگاه که برخی از آنها در شکل اشاره شده دیده می‌شوند وظیفه پالایش، فرآوری یا جداسازی سایر محصولات را برعهده دارند. واحدهای باقی‌مانده نیز وظیفه تامین مواد کمکی، تصفیه و دفع مواد زائد یا پشتیبانی یا ذخیره‌سازی برخی از محصولات را برعهده دارند.

از طرف دیگر باید توجه کرد که به منظور انجام فرایندها تحت شرایط مورد نیاز و مناسب، بارها در طول مسیر پالایش و فرآوری گاز دما و فشار افزایش و کاهش می‌یابند یا مواد حلال یا افزودنی به جریان گاز تزریق یا از آن جدا شود. این تغییرات در کل مسیر به گونه‌ای طراحی می‌شوند که کمترین انرژی برای این موضوع مصرف شود. به هرحال در نهایت با درنظرگرفتن میزان مصرف انرژی، محدودیت‌های فرایندی و مکانیکی و شرایط تامین‌کننده ایمنی واحدهای فرایندی پالایشگاه و چیدمان کلی آن طراحی می‌گردد.



شکل ۲: بلوک دیاگرام فرایندی پالایشگاه فازهای ۱۵ و ۱۶ پارس جنوبی

	محل اندازه‌گیری	دما	فشار
۱	ابتدای واحد ۱۰۰	۲۵°C	۷۵bar
۲	ابتدای واحد ۱۰۱	۶۷°C	۲۴/۴bar
۳	ابتدای واحد ۱۰۴	۶۵°C	۴۴/۹۶bar
۴	ابتدای واحد ۱۰۵	۶۱/۵°C	۲۷/۷bar
۵	ابتدای واحد ۱۰۶	۳۲/۹۹°C	۴۹/۴۲bar
۶	انتهای واحد ۱۰۶	۵۷°C	۹۱bar

جدول ۱ : مقادیر طراحی دما و فشار در ابتدا یا انتهای واحدهای مختلف

۳ راه‌اندازی واحدهای مسیر گازفروش

همانگونه که اشاره شد راه‌اندازی می تواند در یک مسیر حداقلی که از تاسیسات دریافت شروع و به واحد فشرده‌سازی و ارسال CNG ختم می‌شود انجام شود. واضح است که راه‌اندازی سایر واحدها نیز باید به سرعت انجام شود. در غیر این صورت مقدار زیادی آلاینده از محل سوختن محصولات جانبی در فلرها تولید می‌شود. به هرحال مسیر اشاره شده همواره در پالایشگاه‌های متعارف گاز، اولین مسیری می‌باشد که راه‌اندازی می‌شود. برای راه‌اندازی این مسیر علاوه بر واحدهای اصلی اشاره شده به تعدادی از واحدهای کمکی نیز نیاز می‌باشد. این واحدها تحت عنوان واحدهای یوتیلیتی وظیفه تامین سوخت گازی، بخار، هوای‌فشرده، نیتروژن، سیال سرمایش، آب و همچنین تامین برق را برعهده دارند. برای راه‌اندازی واحدهای اصلی فرایندی لازم است واحدکمکی[فرایندی] سیال مورد نیاز یا عملیات مورد انتظار را بر روی سیال کمکی انجام داده و سیال کمکی را به واحد فرایندی ارسال نمایند. بر این مبنا، برای انجام فرایند در واحدهای ۱۰۴ و ۱۰۵ لازم است جریان گاز سرد شود. یکی از روش‌های معمول سرمایش استفاده از پروپان مایع و تبخیر آن در ریبویلرها یا Coldbox می‌باشد. بعد از تبخیر پروپان برای تبدیل مجدد آن می‌توان با استفاده از کمپرسور و فشرده کردن گازپروپان آن را به مایع تبدیل نمود. این فرایند در واحد ۱۱۱ و توسط کمپرسورهای پروپان انجام می‌شود. با توجه به اینکه واحدهای ۱۰۴ و ۱۰۵ در مسیر گازفروش قرارگرفته‌اند به همین جهت راه‌اندازی واحد ۱۱۱ برای راه‌اندازی واحدهای اشاره شده اهمیت حیاتی دارد.

۱» عملکرد واحد ۱۱۱ در راه‌اندازی

شرح فرایند این واحد و ارائه مشخصات گاز پروپان در مقاله بعد ارائه شده است. پروپان خروجی از این واحد می‌تواند سرمایش مورد نیاز در واحد ۱۰۴ و همچنین مبدل‌حرارتی E-۱۰۱ در واحد ۱۰۵ را تامین نماید.

۲» راه‌اندازی واحدهای ۱۰۴ و ۱۰۵

همانگونه که اشاره شد بخشی از تمهیدات مربوط به راه‌اندازی این دو واحد به تامین پروپان فشرده شده ارتباط دارد. در راه‌اندازی عادی با تامین پروپان با مشخصات تعریف شده، سایر موارد راه‌اندازی به رویه راه‌اندازی مبدل‌های E-۱۰۲-۱۰۴ و E-۱۰۱-۱۰۵ و رویه راه‌اندازی کامل واحدهای ۱۰۴ و ۱۰۵ بستگی دارد. اما در صورت وجود مشکل در به کارگیری واحد ۱۱۱ در راه‌اندازی چاره چیست؟ در راه‌اندازی واحدهای ۱۱۱ پالایشگاه‌های جدید در پارس‌جنوبی، نظیر پالایشگاه فازهای ۱۵ و۱۶ به دلایلی کمپرسورهای موردنیاز این واحد در زمان تعیین شده جهت راه‌اندازی پالایشگاه تامین نگردید و موجب نگرانی در خصوص عدم امکان راه‌اندازی پالایشگاه گردید.

با توجه به مشکل ایجاد شده تنها راه باقی‌مانده تامین سرمایش مورد نیاز برای مبدل‌های اشاره شده از طریق دیگری بود. راه حل جایگزین می توانست شامل استفاده از آب سیستم Cooling water و تنظیم دما و انجام کنترل‌های لازم در فرایند واحدهای ۱۰۴ و ۱۰۵ و همچنین پیش‌سرمایش گاز در واحد ۱۰۰ و شبیه‌سازی واحدهای متاثر از این تغییرات به منظور جلوگیری از ایجاد مشکل در پالایش و کاهش بازده و کیفیت تولید محصول بود.

در راه‌اندازی پالایشگاه فازهای ۱۵و۱۶ پارس‌جنوبی مشکل دیگری نیز وجود داشت. متاسفانه به دلایل مختلفی تاسیسات فراساحل این پالایشگاه به موقع آماده نگردید و مقرر گردید که خوراک این پالایشگاه از گازترش پالایشگاه فازهای ۶, ۷, ۸ تامین گردد. دمای گاز خوراک تامین شده از پالایشگاه اشاره شده نسبت به دمای طراحی گازخوراک پالایشگاه ۱۵و۱۶ گرم‌تر می‌باشد. این موضوع باعث پیچیده‌تر شدن موضوع گردید و بر اساس آن لازم بود که گاز در یک مرحله اضافی سرد شده تا شرایط پالایش در واحدهای شیرین‌سازی و آب‌زدایی را پیدا نماید. با همه شرایط نامساعد پیش‌آمده، خوشبختانه مجموعه تغییرات مورد نیاز برای راه حل جایگزین سرمایش توسط پروپان در پالایشگاه فازهای ۱۵ و ۱۶ انجام و در راه‌اندازی Train ۱ با موفقیت اجرا گردید. در ادامه این مطلب با تفصیل بیشتری تغییرات و نحوه اجرایی نمودن سناریو جایگزین را بررسی می کنیم.

۳» سناریو جایگزین

باتوجه به شرایط ایجاد شده برای واحد ۱۱۱، سناریو جایگزین تعریف شده و برای کاهش دما و فشار گاز و قرار دادن آن در محدوده مناسب برای انجام فرایند با حداکثر ظرفیت و کیفیت و بازده مناسب، به صورت کامل برنامه‌ریزی شد. همانگونه که اشاره شد واحد سرمایش پروپان وظیفه تامین پروپان فشرده برای پیش‌سرمایش در واحد ۱۰۴ و Cold box واحد ۱۰۵ را برعهده دارد. اکنون برای جبران عدم تامین سیال سرمایش در مبدل E-۱۰۲-۱۰۴ از مجموعه اقدامات ذیل کمک گرفته می‌شود.

۱- کاهش دما در آب خنک‌سازی (Cooling water) در واحد ۱۳۲؛ با کاهش دمای آب خنک‌سازی امکان سرمایش بیشتری توسط آب ایجاد می گردد.

۲- استفاده از مبدل E-۱۰۱-۱۰۰ به منظور پیش‌سرمایش؛ این مبدل در فرایند عادی به صورت هیتر عمل می کند. گاز در سناریو جایگزین ۳۰°C گرم‌تر می‌باشد، به همین دلیل باید تاحد امکان بیش از فرایند عادی گاز را سرد نمود. لذا در سناریو جایگزین هیتر به کولر تغییر کاربری داده و با استفاده از آب Cooling باعث سرمایش گاز می‌شود.

۳- تغییر سیال خنک‌کننده مبدل E-۱۰۴-۱۰۱ از آب دریا به آب خنک‌سازی؛ این تغییر نیز در راستای سرمایش بیشتر گاز می‌باشد و باعث سرمایش بیشتر جریان گاز می‌شود.

علاوه بر موارد کلی اشاره شده تغییرات زیادی شامل تنظیم نقطه عملکرد تجهیزات در واحدهای مرتبط صورت می‌پذیرد که شرح کامل آنها از حوصله این مقاله خارج می‌باشد و در اینجا فقط به موضوعات مهم در این خصوص پرداخته شده است.

منابع:

1. Process Design Basis for Units 100, 101, 104, 105, 106, 111, 116 South Pars Gas Field Development Phases 15&16 Onshore Facilities
2. Process Design Basis For Early Start-Up Scenario