اویل ایندااستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

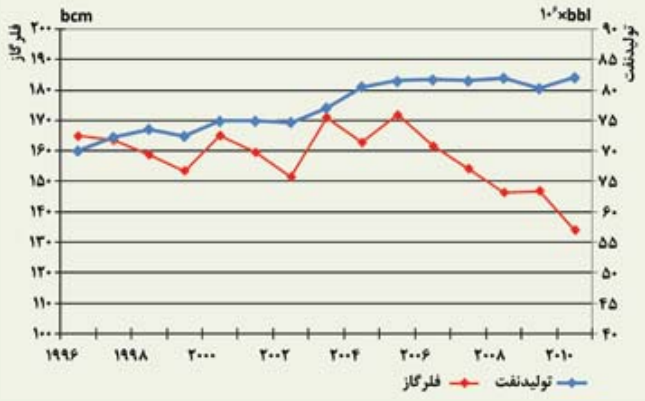
۷

گزارش مطالعه
بازیافت گازفلر

برگرفته از گزارش پروژه پژوهشی[۱]
معاونت مهندسی شرکت سپانیر

تخمین زده می‌شود بیش از ۱۵۰ میلیارد مترمکعب (BCM) گاز سالیانه در سرتاسر جهان سوزانده(Flare) یا در جو رها(Vent) می‌شود. بنابر آخرین اطلاعات برداشته‌شده سال ۲۰۱۰ میلادی توسط سیستم ماهواره‌ای NOAA-GGFR میزان گازهای سوزانده شده درحدود ۱۴۶ میلیارد متر مکعب تخمین زده شده است. این تخمین همانطور که در شکل ۱ مشاهده می‌شود، با مقادیر گزارش شده توسط IEA و همچنین برآوردهای سازمان‌های معتبر دیگر نظیر EIA و CEDIGAZ دارای تفاوت‌هایی می‌باشد. مجموع حدبالای مقادیر گزارش شده میزان ۲۰۰ میلیارد مترمکعب و مجموع حدهای پایین ۱۲۰ میلیارد مترمکعب گازفلر در سال را نشان می‌دهد. با فرض ۱۵۰ میلیاردمترمکعب گازفلر[که به مقدار تخمین ماهواره‌ای و میانگین تخمین‌های بیشینه و کمینه نزدیک می‌باشد،] این حجم عظیم گاز که در حدود ۵ درصد تولید سالیانه گازطبیعی در جهان می‌باشد، از یک سو باعث آلایندگی و ایجاد مشکلات زیست‌محیطی و سلامت شده و از سوی دیگر این گاز که می‌تواند به بخشی از درآمد پالایشگاه تبدیل شود، سوزانده می‌شوند. باید توجه کنیم که منابع سوخت‌های فسیلی شامل نفت و گازطبیعی محدود و تمام‌شدنی می‌باشند. شکل ۱ به خوبی نشان می‌دهد که علاوه بر چشم‌پوشی از درآمد و به جان خریدن خسارات و زیان‌های متعدد، حداقل به میزان ۵٪ قیمت این گاز نیز می‌بایست برای سوختن و به‌سوزی گازفلر جداگانه هزینه شود. درواقع زیان عدم توجه به بازیابی ۱۰۵٪ ارزش گازفلر می‌باشد. به این مبلغ هزینه تعمیر و نگهداری سیستم فلر را نیز باید اضافه نماییم .به صورت ساده زیان‌ها و همچنین منافع بازیافت و جلوگیری از سوختن این گاز عبارتند از:

» تبدیل گازفلر به گاز قابل استفاده[تبدیل آلایندگی به درآمد]
» کاهش انتشار گازهای آلاینده و زیان‌آور نظیر NOx, SOx



شکل ۱: مقایسه میزان گازفلرشده با تولید نفت‌خام از سال ۱۹۹۶ تا ۲۰۱۰ میلادی

» کاهش گازهای گلخانه‌ای نظیر CO_2 و بخارآب که در فرایند سوختن گازفلر تولید می‌شوند
» کاهش مواد سمی و زیان‌آور نظیر بنزن، اتیل بنزن، تولوئن و زایلن که محصول بدسوختن گازفلر می‌باشند
» کاهش آلایندگی نوری، صوتی و بوی آزاردهنده
» کاهش میزان برق مصرفی سیستم فلر، کاهش مصرف بخار
» افزایش طول عمر تجهیزات فلر به ویژه Flare Tip

شکل ۲: عوامل موثر در فلرینگ و تداوم آن

دلایل فلرکردن گاز

با همه زیان‌های ناشی از فلرکردن گاز در تاسیسات مربوط به مراحل اکتشاف، تولید و پالایش نفت‌خام و گازطبیعی؛ به دلایل متعددی از زمان کشف این دو حامل انرژی تا حدود دهه ۱۹۷۰ میلادی بخشی از گازطبیعی به همراه گازهمراه نفت‌خام فلر شده و اراده جدی برای بازیابی آن وجود نداشته است. آن‌طورکه از فلرکردن و هدر رفتن مقدار زیادی حامل انرژی و همچنین آلوده کردن محیط زیست می‌توان برداشت نمود، همه واقعیت‌های مربوط به این موضوع نمی‌باشد. واقعیت این است که عملیات فلرگاز، تامین‌کننده ایمنی پالاشگاه، تاسیسات سرچاهی و سایر تاسیسات مرتبط با نفت و گاز می‌باشد. از طرف دیگر کاهش و همچنین بازیابی این گاز، مستلزم توسعه فناوری و توجیه اقتصادی کاهش میزان فلرینگ و بازیابی گازفلر می‌باشد. اگرچه بازیابی و کاهش تولیدگاز فلر به صورت مستقیم به حفاظت از محیط زیست و افزایش سطح سلامت منتهی می‌شود، اما تا زمانی که توجیه اقتصادی و زمان مناسب بازگشت سرمایه و همچنین فناوری اقتصادی و دردسترس وجود نداشته باشد، این گازها همچنان خواهند سوخت.

این دلایل چه در بخش عدم توجه به کاهش تولیدگازهای فلر و چه در بخش ساخت تاسیسات بازیابی گازفلر به مسائل مهمتری نظیر فرهنگ، فناوری، بازار، قانون و قراردادها و درنهایت باورها و اولویت‌های دولت‌ها مربوط می‌باشند. این عوامل را در شکل ۲ مشاهده می‌نماید، به دلیل اهمیت آنها، در ادامه به بررسی بیشتر هرکدام می‌پردازیم:

» فرهنگ

شاید مهمترین عامل فلرینگ و اساساً مهترین عامل تولید آلاینده‌های زیست‌محیطی، فرهنگ باشد. اگرچه فرهنگ به صورت عام بر روی همه فعالیت‌ها و در اینجا فلرینگ تاثیر دارد، اما به صورت خاص تاثیر فرهنگ بر فلرینگ را می‌توان به این صورت نام برد:

۱- در گذشته گازهمراه نفت را ماده‌ای زاید به حساب می‌آوردند.

۲- مدیران و کارشناسان صنعت نفت این ماده را غیرمفید و زیان‌آور می‌دانستند.

۳- روشن شدن فلرها و سوختن گاز نشانه موفقیت در اکتشاف، تولید و پالایش بوده و هست!

۴- موضوع گرمایش زمین تا سال ۱۹۸۰ میلادی چندان با اهمیت تلقی نمی‌شد و رسانه‌ای هم نبود.

۵- امروزه، نیز کشورها و افرادی وجود دارند که به سوختن و آلایندگی این گازها اهمیت نمی‌دهند.

اما فرهنگ غالب در سراسر دنیا تغییر یافته و امروزه گازهمراه نفت‌خام و گازطبیعی ماده با ارزشی شناخته می‌شود. اهمیت این گازها با تغییر گرایش صنایع پتروشیمی از مصرف نفت‌خام به گازطبیعی و گازهمراه نفت؛ کاملاً احساس می‌شود.

» اقتصاد و بازار

تا قبل از دهه ۱۹۸۰ میلادی بازار کششی به سمت گازطبیعی یا گازهمراه نفت‌خام نداشت. عدم توسعه فناوری‌ها مرتبط با گازطبیعی و تامین انرژی مورد نیاز تا قبل از بحران درسال‌های ۱۹۷۳ و ۱۹۷۹ میلادی به وسیله نفت‌خام باعث شده بود که بازار گازطبیعی در مقابل بازار نفت‌خام اهمیت چندانی نداشته باشد و در عمل یک بازارفرعی یا بازارگوشه (Niche Market) به حساب آید، به همین دلیل سرمایه‌گذاری در این بخش توجیه اقتصادی نداشت.

در سال‌های اخیر افزایش قیمت انرژی فسیلی و پیشرفت فناوری و توسعه دانش مورد نیاز در حوزه گازطبیعی و گازهمراه نفت‌خام و همچنین الزامات زیست‌محیطی و بسته‌های تشویقی - تنبیهی پروتوکل کیوتو، باعث گردیده که علاوه بر دولت‌ها و موسسات غیرانتفاعی، سرمایه‌گذاران دیگر نیز به این سمت متمایل شوند. با پیشرفت فناوری می‌توان این گاز را به محصولات نظیر CNG, LNG, GTL, NGH, MeOH, LME ، محصولات

شکل ۳:
گستره تولید گازفلر

پتروشیمی یا هیدروژن تبدیل نمود، می‌شود از آن به جای سوخت گازی (Fuel gas) در پالایشگاه استفاده کرد، با تزریق این گاز به مخازن نفت‌خام بازده و میزان برداشت از آنها افزایش می‌یابد. تبدیل گازفلر به انرژی الکتریکی به ویژه در یک سیکل ترکیبی و CHP نیز می‌تواند راه حل مناسبی برای استفاده از گاز بازیابی شده باشد. این تنوع می‌تواند با توجه به شرایط و مکان قرارگیری منبع فلرینگ خود را به خوبی با بازار مصرف هماهنگ نماید. به نظر می‌رسد دیگر مشکلی به نام بازار بر سر راه بازیابی این گازها در حال حاضر وجود نداشته باشد.

» فناوری

قطعاً دانش و فناوری استفاده از گازهای همراه نفت‌خام و آن بخشی از گازطبیعی که می‌سوزد، بسیار اهمیت دارد. در گذشته دانش کافی برای استفاده از این گاز وجود نداشت و برای ایمنی پالایشگاه و سایر تاسیسات آن را می‌سوزاندند. ذکر این نکته ضروری است که بخشی از این گازها در مناطقی واقع شده که استفاده از آن به سطح فناوری بالاتر از فناوری معمول مورد استفاده در این صنعت نیاز داشته و مدت برگشت سرمایه نمی‌تواند سرمایه‌گذاری را توجیه نماید و ترجیح داده می‌شود که این گازها سوزانده شود. این حالت به ویژه در مورد منابع گازی با ذخیره پایین و محل قرارگیری صعب یا دورافتاده که در مورد Stranded gas شاهد آن هستیم، مصداق دارد. خوشبختانه امروزه با FPSOها می‌توان از این منابع با ذخیره کم به شرط آنکه در دریا قرار گرفته باشند، بهره‌برداری نمود.

در مورد فلرشدن گاز باید توجه کنیم که بخش قابل توجهی از این گاز مربوط به مشکلات فرایندی یا وجود تجهیزات با فناوری پایین می‌باشد. در بیشتر پالایشگاه‌های قدیمی هزینه تعویض این تجهیزات یا اصلاح مشکلات فرآیندی یک عامل بازدارنده جدی می‌باشد، در این بخش حتی همکاری بخش مدیریت پالایشگاه نیز نمی‌تواند به حل کلی مشکل منتهی شود. ایجاد یک واحد بازیابی با توجیه اقتصادی که بتواند گازهای فلرشده را بازیابی و برای مصرف آماده‌سازی نماید، احتمالاً تنها راه‌حل ممکن برای این پالایشگاه‌ها و حتی برخی از پالایشگاه‌های جدیدتر می‌باشد.

در اینجا نیز خوشبختانه طی دهه اخیر تجهیزات و فناوری‌های مرتبط با بازیابی گازفلر به خوبی توسعه یافته‌اند، سازندگان تجهیزات فلر در سال‌های اخیر سیستم‌های یکپارچه (Package) با نام on-Skid FGR تولید کرده‌اند که بخش اصلی تجهیزات مورد نیاز بازیابی را مجتمع نموده است. این سیستم‌ها شامل یک کمپرسورمناسب و تجهیزات مرتبط با آن هستند. علاوه بر سیستم اشاره شده، بخش شیرین‌سازی و بخش تبدیل به فرآورده نیز کاملا توسعه یافته است.

تولید تجهیزاتی نظیر Micro LNG و Micro GTL یا توربین‌ها و موتورهای گازسوزی که می‌توانند در محدوده بسیار گسترده‌تری سوخت گازی دریافت نمایند و آلایندگی کمتری نیز داشته باشند، در کنار قیمت‌های مناسبی که باعث می‌شود سرمایه‌گذاری کاملاً توجیه داشته باشد، نویدبخش بازیابی بیشتر و خاموش شدن تعداد بیشتری فلر در سطح جهان می‌باشد.

» قانون و قراردادها

از بعد قانونی و قراردادی نیز وجود مجوزها و شرایط قانونی در فلرکردن گاز تاثیرگذار بوده است. در بیشتر موارد بندهای قراردادها تحت تاثیر دو موضوع دیگر یعنی فرهنگ و دولت‌ها می‌باشند، برخی از موارد قراردادی تاثیرگذار در این حوزه عبارتند از:

۱- از نظر قراردادی و حقوقی فلرکردن گاز مجاز و قانونی می‌باشد.

۲- در قرارداد به صورت مشخص به فلرکردن گاز برای تامین ایمنی اشاره می‌شود.

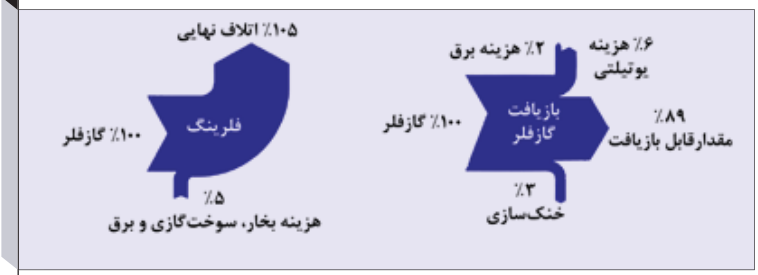
۳- استانداردهایی که به عنوان پیوست قرارداد قرار می‌گیرند، معمولاً بر روی موضوع ایمنی تمرکز داشته و اشاره به بازیابی غالباً در حد توصیه می‌باشد.

۴- در قراردادها معمولاً به میزان هزینه، مدت اجرای پروژه و فناوری ساخت توجه بیشتری می‌شود و موضوعات مربوط به محیط زیست در اولویت بعدی می‌باشند.

» دولت‌ها

کاهش آلایندگی از موضوعاتی است که به خوبی می‌توان تفاوت نگرش میان دولت‌های مختلف را در آن مشاهده نمود. از یک‌طرف دولت‌ها در وضع مقررات زیست‌محیطی تاثیرگذار می‌باشند و همزمان کنترل و نظارت بر میزان آلایندگی صنایع نیز برعهده دولت‌ها می‌باشد و ازطرف مسئولیت سرمایه‌گذاری در مسائل زیست محیطی با دولت‌هاست و بخش خصوصی به سرمایه‌گذاری بر روی این نوع فعالیت‌ها که بازده مالی مناسبی ندارند، علاقه ندارد، اما دولت‌ها به واسطه مسئولیت فرابخشی و داشتن مسئولیت در حوزه زیست محیطی و سلامت غالباً مجبور به سرمایه‌گذاری در بخش جلوگیری از آلوده‌شدن محیط زیست و جلوگیری از به خطر افتادن جان انسان‌ها می‌باشند. یکی از مکانیزم‌های پذیرفته شده در حفاظت محیط زیست دریافت مالیات از صنایع آلاینده و مصرف کردن این مالیات در جهت گسترش فضاهای سبز یا کمک به کاهش آلایندگی می‌باشد. اما متاسفانه در کشورهای جهان سوم این مالیات‌ها غالباً صرف موارد دیگری می‌شوند، باید به این موضوع به خوبی توجه کرد که صنایع حق ندارند با پرداخت مالیات به آلوده کردن محیط زیست ادامه دهند و دولت‌ها نیز نباید این مالیات را درآمد تلقی کنند، بلکه مالیات آلایندگی تنها یک مکانیزم برای کاهش سرعت و میزان آلایندگی و توسعه فضاهای سبز می‌باشد. صنایع آلاینده باید تلاش نمایند تا کاهش و حذف آلایندگی در زمان زودتری صورت پذیرد. در واقع مالیات به آن بخش از آلایندگی تعلق می‌گیرد که در شرایط موجود امکان اصلاح و کاهش بیشتر آلایندگی وجود نداشته باشد.

رفتار دولت‌ها متاثر از فرهنگ ملی، میزان توسعه و تاثیر پذیری از تصمیمات جهانی متفاوت می‌باشد. به عنوان مثال در کشورهای اروپایی، آمریکای شمالی، ژاپن و برخی کشورهای توسعه یافته دیگر به دلیل سطح رفاه و حل مشکلات معمول، غالباً مجبورند برای پاسخ گویی به افکار عمومی نسبت به موضوعات زیست‌محیطی و سلامت به صورت فعال عمل نمایند، از طرف دیگر در کشورهایی نظیر نیجریه یا آنگولا به قدری درگیر مشکلات دیگر و مهمتر می‌باشند که مجالی برای موضوعات زیست‌محیطی باقی نمی‌ماند. در برخی مواقع رفتار کشورها عجیب نیز می‌باشد به عنوان مثال کشور روسیه به میزان چندین برابر مصرف برخی کشورهای اروپایی گاز فلر می‌کند، اما بر سر چانه‌زنی قیمت گاز در سرمای زمستان جریان گاز اروپا را قطع می‌کند. مثال دیگر این است که، میزان فلر گاز در سال ۲۰۰۸ میلادی در کشور مکزیک بیش از واردات گاز این کشور از آمریکا بوده است! در این سال مکزیک ۳/۵ بیلیون مترمکعب گاز فلرکرد، درمقابل برای تامین نیازداخلی



شکل ۴: هزینه‌های فلرینگ، درمقایسه با هزینه‌های بازیافت گازفلر

حوزه	نفت تولیدی (هزاربشکه در روز)	گازسوزنده شده (میلیون مترمکعب در روز)	معادل نفت‌خام (هزار بشکه در روز)	درصد سوزاندن گاز به میزان تولید
۱ شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب	۳۰۷۵/۲۴	۱۳/۸۹	۹۸/۳۴	۳/۲
۲ شرکت نفت مناطق مرکزی	۱۵۱/۰۳	۴/۱۵	۲۹/۴	۱۹/۴
۳ شرکت نفت فلات قاره	۷۰۶/۶۵	۱۸/۶۲	۱۳۱/۸	۱۸/۶۵
۴ شرکت بهره‌برداری نفت و گاز اروندان	۸۳/۶	۳/۶۶	۲۵/۹	۳۰/۹۸
جمع	۴۰۱۶/۵۲	۴۰/۳۲	۲۸۵/۴۵	۷/۱

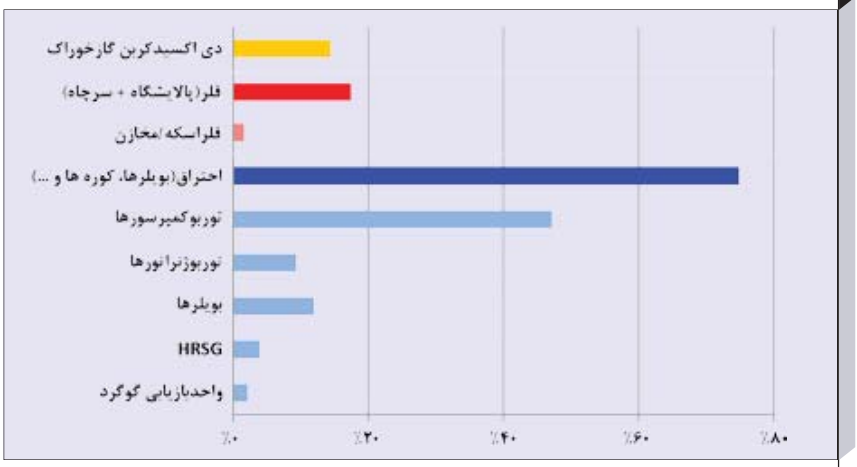
جدول ۱: تولید نفت‌خام و میزان فلرکردن گازهمراه نفت، مرجع: ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۸۹ کشور

خـود بـه میزان ۳ بیلیون مترمکعب گازطبیعی از آمریکا وارد نمود. این رفتار در برخی دیگر از کشـورها نیز دیده می‌شـود. در ایران نیز میزان فلرینگ گاز از مصرف کشـور بلژیک بیشـتر می‌باشـد. خوشـبختانه افزایش قیمت انرژی‌های فسیلی و همچنین مکانیزم تجارت کربن پیمان کیوتو راه را برای سرمایه‌گذاری کشورها و شرکت‌های متمول میسـر کرده اسـت. تاثیر این عوامـل را در پروژه‌های کمینه کـردن فلرگاز در کشـورهای مختلف نظیر کشورهای حاشیه خلیج فارس، کشورهای آفریقایی نیجریه و آنگولا و کشور روسیه می‌توان مشاهده نمود.

بانک جهانی نیز با حمایت از این پروژه‌ها به حرکت آنها شتاب بیشتری داده است. متاسفانه رفتارهای بانک جهانی گاهی سیاسـی بـوده و تعداد پروژه‌های ایـن بانک در ایران به عنوان دومین کشـور دارای ذخیـره گازطبیعی و چهارمین کشور دارای ذخیره نفت‌خام اصلاً متناسب با سرمایه‌گذاری این بانک در کشورهای دیگر نیست. به نظر می‌رسد ایران باید خود به تنهایی وارد این میدان و کارزار مهم شود، به هرحال سرمایه‌گذاری در این حوزه علاوه بر فواید زیسـت‌محیطی و سـلامت، از لحاظ مدت بازگشت سـرمایه کاملاً جذاب بوده و سرمایه‌گذاری توجیه اقتصادی دارد. نباید به این نکته بی‌توجه باشیم که موضوع فلرکردن به تدریج در حال تبدیل شدن به یک موضوع سیاسی می‌باشد.

زیان‌های فلرکردن گاز

در مقدمه به صورت مختصر به منافع حاصل از کاهش فلرکردن گاز و بازیابی این گاز اشاره شد، زیان استفاده نکردن از برخی منابع یا دور ریختن آن، حداکثر به اندازه سود یا ارزش آن منبع می‌باشد. اما در مورد نفت و گاز شـرایط متفاوت می‌باشد. در اینجا اسـتفاده کردن مناسـب از این منابع هم منفعت دارد و هم میزان زیان ناشی از آلایندگی را کاهش می‌دهد. به صورت کلی زیان ناشـی از سـوزاندن گازفلر دارای دو بعد اقتصادی و زیسـتی می‌باشـد. جدول ۱، مقدار گازهمراه نفت که در مناطق مختلف بهره‌برداری در ایران سـوزانده می‌شـود را نشـان می‌دهد. جدول ۲، زیان اقتصادی ناشـی از سـوزاندن گازطبیعی در پالایشـگاه‌های مختلف و مجموع فلرگاز در ایـران و جهان را نشـان می‌دهد. علاوه بر زیان زیاد اقتصادی اشـاره شـده، زیان اصلی فلرکـردن گاز مربوط به مشـکلات زیست محیطی و سلامت می‌باشد. در ادامه ضمن بررسی مختصر زیان اقتصادی، زیان زیستی فلرکردن



شکل ۵: تسهیم آلایندگی برحسب منابع در یک منطقه نمونه

گاز را بررسـی می‌کنیـم. اما ابتدا زیان‌های ناشـی از فلرکردن گاز را لیست می‌کنیم:

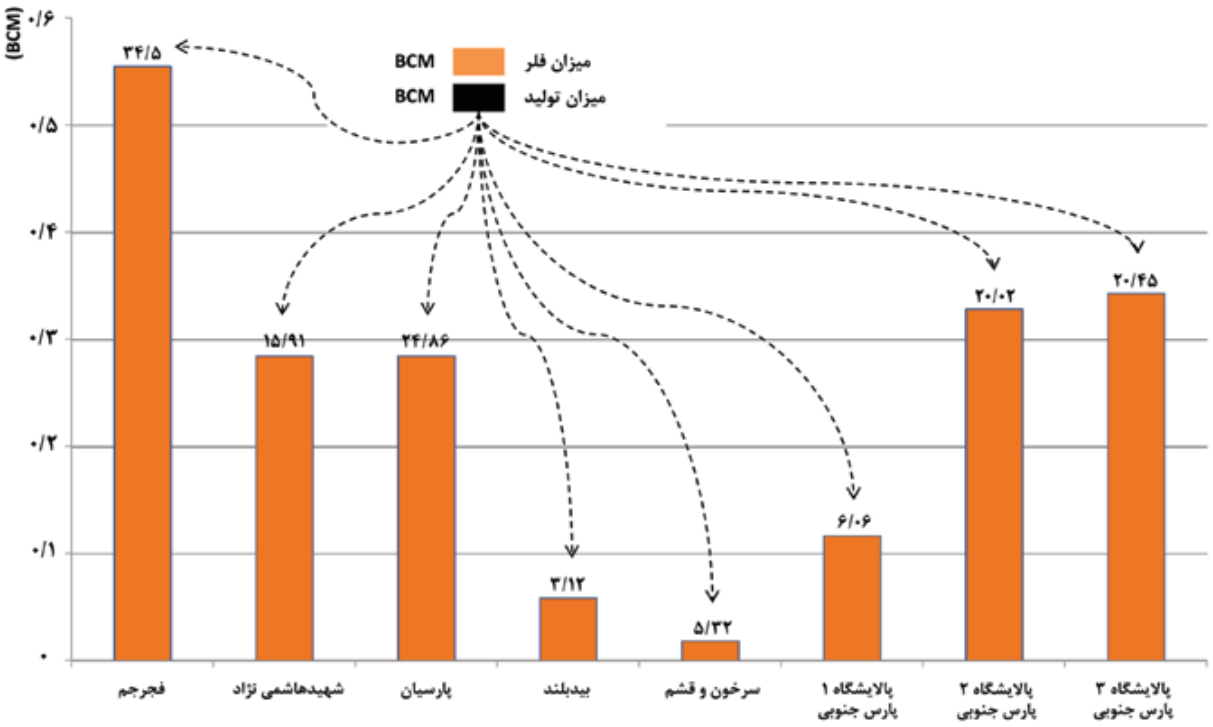
۱- اتلاف انرژی
۲- آلوده شدن محیط زیست شامل ایجاد باران‌های اسیدی و کثیف شدن هوا
۳- تولید گازهای گلخانه‌ای و گرمایش زمین
۴- تولید گازهای سمی زیان آور برای سلامتی
۵- ایجاد آلودگی صوتی، نوری و گرمای محلی
۶- بـالا رفتن هزینه تعمیـرات و همچنین وجود هزینه عملیاتی فلر نمودن[مصرف یوتیلیتی]
۷- خدشه‌دار شدن اعتبار مسئولین پالایشگاه‌ها و مدیران مسئول محیط زیست نزد جامعه

در ادامه این قسمت دو زیان عمده فلرکردن گاز یعنی زیان اقتصادی و زیان زیستی را بررسی می‌کنیم:

» زیان اقتصادی

در فلرکـردن گاز، عـلاوه بر آنکـه به صورت مسـتقیم مقدار قابل توجهی از گازطبیعی یا گازهمراه نفت می‌سوزد، هزینه قابل توجهی باید صرف سوختن، به سوزی و همچنین تعمیر و نگهداری سیستم فلر شود. واضح اسـت با کاهش میزان فلرکردن گاز، علاوه بر تبدیـل گازهـای هدررفتنی بـه درآمد، میـزان هزینه فلرکـردن و تعمیرو نگهداری سیسـتم فلر نیز به میزان زیادی کاهش می‌یابد. شکل ۳ نشان می‌دهد که علاوه بر ۱۰۰٪ گازفلری که می‌سـوزد، حدود ۵٪ نیز هزینه برق، بخار و تعمیر و نگهداری سیستم فلر می‌باشد، در نتیجه تقریباً ۱۰۵٪ انرژی! در سیستم فلر تلف می‌شود. این درحالی است که می‌توان حدود ۸۹٪ انرژی که به این سیستم وارد می‌شود را بازیابی نمود.

سـالانه حـدود ۱۵۰ میلیاردمترمکعـب گازطبیعـی می‌سـوزد، ترکیب این گاز با توجه به محل فلرشـدن متفـاوت می‌باشـد. در پالایشـگاه مورد نظـر در این مطالعه، ترکیب گاز تقریباً مشابه ترکیب جریان گازی قبل از شیرین‌سـازی می‌باشد. ارزش حرارتی این گاز همانگونه که در **شـکل ۹** مشـاهده می‌کنید بیشتر از CNG است، اما برای محاسبه قیمت آن نمی‌توان گفت

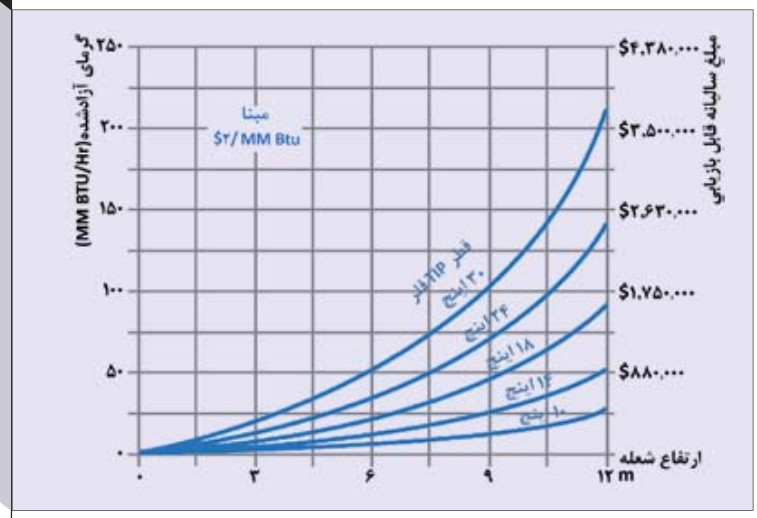


نمودار ۱:
مرجع: ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۹ وزارت نیرو، ترازنامه هیدروکربنی وزارت نفت سال ۱۳۸۹

که ارزش آن بیش از CNG اســت، زیرا از یکطرف ادامه پالایش این گاز دارای هزینــه اســت و از طرف دیگر به دلیــل وجود برش‌های سنگین‌تر از متان، قیمت آن از CNG بیشتر می‌باشد. اظهار نظر صحیح در مورد قیمت گازفلر و گازفلربازیابی شــده منوط به محاسبه ارزش حرارتی و کم کردن هزینه‌های بازیابی و پالایش می‌باشد. اما در یک محاســبه سرانگشتی می‌توان قیمت را بر اساس ۲ دلار آمریکا به ازای هــر MMBtu ۱ درنظر می‌گرفــت. نتایج این بررســی را در جدول ۲ مشاهده می‌نمایید. در این جدول مقدار گازفلرشده در جهان، ایران و برخی پالایشگاه‌های داخلی با یکدیگر مقایسه شده است. لازم است به این موضوع اشاره کنیم که مقادیر مربوط به پالایشگاه‌های داخلی از ترازنامه انرژی ســال ۱۳۸۹ وزارت نیرو اســتخراج شــده و مطابق محاسبه انجام شده ســالانه نزدیک به ۸۸۰ میلیون دلار گازطبیعی در پالایشــگاه‌ها و تاسیسات نفت و گاز ایران به صورت گازفلر سوزانده می‌شــود. بخشــی از این گاز در مرحله پالایش ســوزانده می‌شــود، پالایشــگاه‌های جدید احداث شــده در منطقه پارس جنوبی به نسبت پالایشگاه‌های قدیمی‌تر به ویژه پالایشگاه شهیدهاشمی نژاد(خانگیران) از وضعیت بهتری برخوردارند. البته این بهتری نسبت به پالایشگاه‌های جدید نصب شده در دنیا که عموماً با عنوان no Flare یا zero Flare معرفی می‌شوند، اصلاً وضعیت مناسبی نمی‌باشد. در پالایشگاه‌های نسل جدید با اصلاح فرآیند و درصورت نیاز استفاده از سیستم بازیافت گازفلر FGR[Flare Gas Recovery] خروجی فلرپیوسته(Continus Flare) را از جریان‌های عادی پالایشگاه حذف نموده‌اند.

مطابق آمار بانک‌جهانی کاهش میزان فلر در دوره ۲۰۰۵ تا ۲۰۰۸ میلادی در سطح جهان ۱۵/۷ درصد بوده که متاسفانه این کاهش در مورد ایران ۹/۷ درصد بوده که در سال پایانی به ۳ درصد کاهش یافته‌است. جالب است که بدانیم این مقدار گازفلر در ســطح جهان برابر کل گازمصرفی خانگی کشور آمریکا یا ۲۳٪، کل مصرف این کشور؛ معادل ۲۳٪ درصد گازمصرفی اروپا؛ معادل کل صادرات نفت‌خام کشــور ایران؛ یا معادل ۲۰ میلیارددلار پول نقد می‌باشــد. همچنین میزان گازفلر ایران نیز بیش از مصرف کامل کشــور بلژیک می‌باشد، یا اینکه با پول آن هر سال یک فاز پالایشگاه گاز نظیر پالایشگاه‌های پارس جنوبی بسازیم.

علاوه بر زیان‌های اقتصادی، تولید CO_2 و ســایر مواد آلاینده باعث ایجاد زیان‌های زیســتی متعدد می‌شــود. بیشــترین میزان تولید دی‌اکســیدکربن متعلق به چهار کشــور آمریکا، چین، هند و ژاپن می‌باشد و به نظر می‌رسد به زودی چین جایگزین آمریکا شود.



شکل ۶: اتلاف انرژی در فلر و میزان قابل بازیافت آن برحسب اندازه دهانه فلر

شکل ۷: مراحل یک برنامه کمینه‌سازی گازفلر

» زیان‌های زیستی

اگرچه میزان زیان اقتصادی فلرکردن گازطبیعی کاملاً قابل توجه می‌باشد، اما زیان ناشی از آلودگی محیط زیست و ایجاد باران‌های اسیدی، تشدید اثر گازهای گلخانه‌ای و افزایش دمای کره زمین و در نهایت به خطر افتادن امکان بقاء نسل انسان و همچنین تهدید سلامت افراد، بسیار بیشتر از زیان اقتصادی آن می‌باشد. از سوختن مقدار ۱۵۰ میلیاردمترمکعب گاز درفلرهای تاسیسات نفت و گاز در سراسر جهان بیش از ۴۰۰ میلیون تن گاز CO_2 وارد جو زمین می‌شود. این مقدار CO_2 معادل ۲٪ کل دی‌اکسیدکربن انتشار یافته در سراسر جهان می‌باشد. به عبارت دیگر این مقدار دی‌اکسیدکربن منتشر شده برابر با گازدی‌اکسیدکربن تولید شده توسط ۷۷ میلیون خودرو؛ معادل ۲۰٪ کل گازدی‌اکسیدکربن منتشر شده توسط صنایع فولادسازی در جهان می‌باشد. همچنین مقدار دی‌اکسیدکربن مربوط به گازهای فلر در ایران معادل گازدی‌اکسیدکربن تولید شده توسط ۵ میلیون خودرو[کل خودروهای ایران در حدود ۱۲ میلیون خودرو برآورد می‌شود] می‌باشد. علاوه بر دی‌اکسیدکربن و منواکسیدکربن در اثر سوختن گازهای فلر مقدار قابل توجهی ترکیبات گوگرد دار نظیر H_2S و SOx و ترکیبات حاوی اکسید نیتروژن(NOx) تولید شده و همچنین در اثر بد سوختن این گاز ترکیبات زیان آور دیگری نظیر بنزن، اتیل‌بنزن، تولوئن و زایلن نیز تولید می‌شود. باید توجه کرد انتشار بخارآب نیز در تشدید اثرگلخانه‌ای و گرمایش زمین تاثیرگذار می‌باشد.

منابع اتلاف انرژی و آلایندگی

منابع اتلاف انرژی و آلایندگی متناسب با بخش‌های اصلی مصرف انرژی را می‌توان به سه بخش حمل و نقل، صنعتی و غیر صنعتی تقسیم نمود. بخش حمل و نقل و بخش غیرصنعتی به موضوع مورد بحث ما ارتباط مستقیم ندارد و به آنها نمی‌پردازیم و بحث را بر روی بخش صنعتی و به صورت خاص حوزه نفت و گازطبیعی متمرکز می‌کنیم. در حوزه نفت و گازطبیعی اتلاف و آلایندگی را می‌توان در هنگام تولید، پالایش، تبدیل به فرآورده‌ها و مصرف انرژی مشاهده نمود. مشعل‌ها[بویلر، کوره‌ها و توربین‌ها]، موتورهای گاز یا مایع‌سوز، فلرها، رهاسازی گاز در جو، انتشار ناخواسته گاز، اکسیدکننده‌های حرارتی، سیستم‌های بخار، سیستم‌های کاتالیستی و برخی دیگر از تجهیزات پالایشگاه؛ نمونه‌هایی ازاین منابع می‌باشند. در این مبحث آزادسازی[یا آزادشدن]گاز در جو یا سوزاندن گاز نظیر موارد زیر می‌تواند مطرح باشد:

۱- گازهای رهاشده ناخواسته(Fugitive emissions)
۲- آزادسازی گاز در جو(Gas Venting)
۳- سوزاندن گازطبیعی یا گازهای همراه نفت (Gas Flaring)
۴- سوزاندن هیدروکربن‌ها به صورت مایع یا جامد در چاله‌ها(Burn pits)
۵- سوزاندن کاتالیستی در زباله‌سوزها
۶- بخار شدن مایعات گازی در مخازن

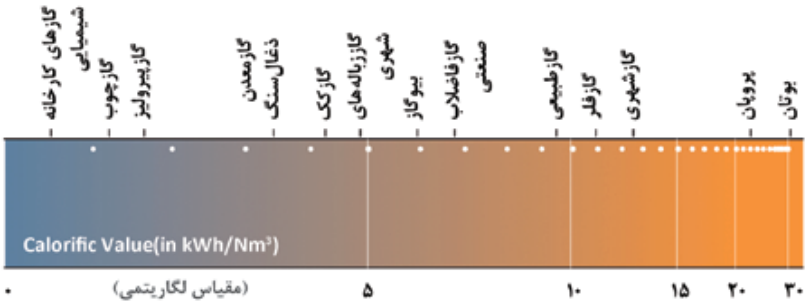
مجموعه منابع فلر می‌توانند در بخش بالادستی، میان‌دستی و پایین‌دستی نیز وجود داشته باشند. در

شکل ۸: منابع گازفلر، منشاء، راه‌حل‌های فرایندی و سیستم بازیابی

بخش بالادستی، بیشترین میزان فلرینگ به سوزاندن پیوسته گازهای همراه نفت که معمولاً حاوی هیدروکربن‌های سنگین بوده و از ارزش بالایی برخوردار می‌باشند، اختصاص دارد. آزمایش چاه و پاک‌سازی ازجمله عملیات فلرینگ غیرمستمر به شمار می‌آیند. علاوه براین موارد تاسیسات جداسازی اولیه هم غالباً Flaring و Venting دارند. در حوزه بالادستی حوادث نیز درصد قابل توجهی از سوزاندن و رهاسازی گاز در جو را به خود اختصاص می‌دهد. در این بخش بازیابی گاز با مشکلات بیشتری توام بوده و از نظر اقتصادی نیز توجیه کمتری دارد.

بخش موردنظر ما پالایشگاه‌های گازطبیعی می‌باشند که در حوزه میان‌دستی (Midstream) قرار می‌گیرند. در پالایشگاه‌ها عملیات فلرینگ به صورت پیوسته و غیرپیوسته وجود دارد، در این بخش بازیابی گازفلر ازنظر فنی و اقتصادی کاملاً توجیه دارد، غالباً پالایشگاه‌ها و تاسیسات مرتبط و مجتمع‌های پتروشیمی در یک محل تجمع دارند، در نتیجه میزان آلایندگی گازفلر تجمیع شده و نیاز به کاهش تولید گازفلر یا بازیابی آن اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. تجمع پالایشگاه و واحدهای پتروشیمی را می‌توان در سایت‌های یک و دو پارس جنوبی یا تاسیسات مشابه در کشور قطر به خوبی مشاهده نمود. در این حالت میزان گازفلرشده و آلاینده‌ها تجمیع شده و غالباً میزان آن به چندین برابر میزان مجاز می‌رسد. جدول ۲ میزان فلرگاز در چند پالایشگاه را نشان می‌دهد.

علاوه بر فلرگاز، رهاسازی گاز در جو نیز زیان‌آور می‌باشد. این زیان ناشی از تاثیر گازمتان به عنوان گازگلخانه‌ای است و تاثیر آن بسیار بیشتر از بخار آب می‌باشد. گازهای رهاشده ناخواسته غالباً در اثر نشت از شیرآلات، اتصالات و هرگونه آسیب به تجهیزات و لوله‌های انتقال هیدروکربن‌ها به جو وارد می‌شوند. اگرچه برای جلوگیری از بروز آتش‌سوزی یا انفجار سعی می‌شود تا جلوی این نوع انتشار گاز گرفته شود، اما همواره مقداری از گاز و مایعات هیدروکربنی بدین صورت به جو وارد شده و ضمن ایجاد آلایندگی باعث هدررفتن این حامل‌های انرژی می‌شوند. علاوه بر مورد اشاره شده، گاهی در یک شرایط عملیاتی، یا در اثر تبخیر مایعات در مخازن ذخیره مقدار قابل توجهی بخار و گاز به صورت رهاسازی به جو وارد می‌شود. این مواد گاهی گازهای بی‌اثر یا مواد فاقد زیان نظیر نیتروژن بوده و گاهی مواد هیدروکربنی نسوخته نظیر متان یا ترکیبات فرار (nmVOC) یا گازهای زیان آور نظیر SO_x, H_2S می‌باشند. همچنین می‌توان به گازهای دودکش (Flue gas) یا در واقع محصولات احتراق نیز اشاره کرد، محصولات یک



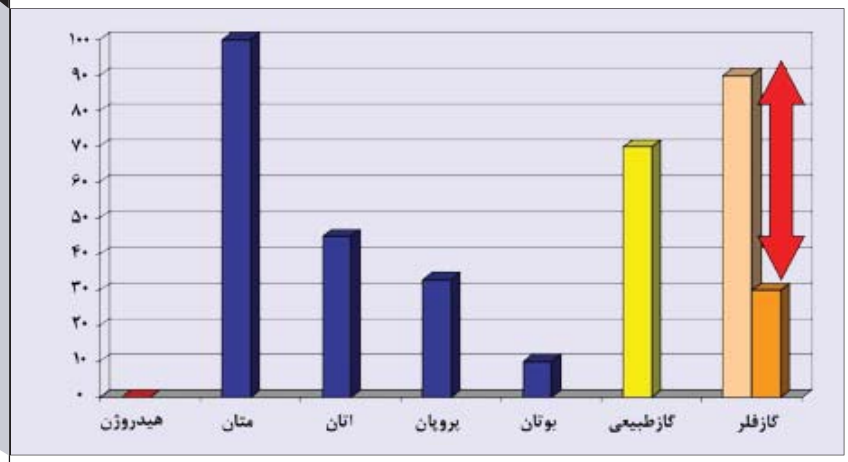
شکل ۹ : میزان ارزش گرمایی گازهای مختلف

احتراق کامل آب و دی‌اکسیدکربن می‌باشند که هردو از جمله گازهای گلخانه‌ای می‌باشند. در صورت ناقص بودن احتراق و وجود نیتروژن در محفظه احتراق، محصولات آن علاوه بر آب و دی‌اکسیدکربن، حاوی مونواکسیدکربن و ترکیبات دارای نیتروژن نیز خواهد بود. در صورت اسیدی بودن خوراک احتراق وضعیت گازهای منتشر شده از این هم بدتر بوده و ترکیبات دارای گوگرد نیز وارد جو خواهند شد.

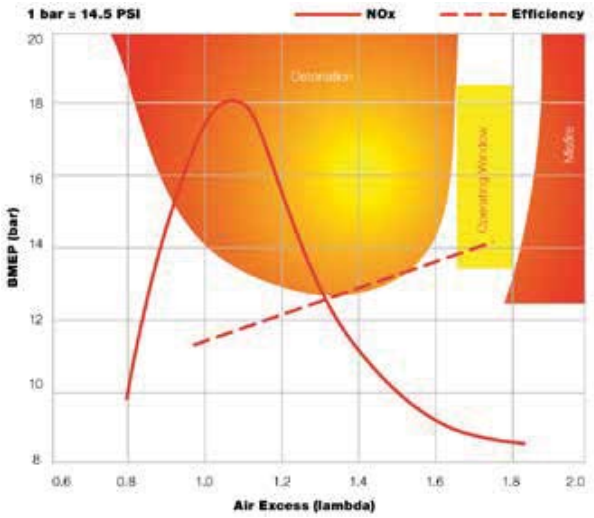
در این مبحث به صورت مشخص به بررسی موضوعات مرتبط با فلر و بازیافت گازهای فلر خواهیم پرداخت. همانگونه که قبلاً نیز اشاره شد، فلرکردن گاز اگرچه برای محیط زیست و سلامتی زیان‌آور است اما وجود تجهیزات فلرکردن گاز در پالایشگاه و سایر تاسیسات صنعت نفت و گاز لازم بوده و فلرینگ مترادف با تامین بخشی از ایمنی پالایشگاه می‌باشد. فلرکردن نگرانی طراح و بهره‌بردار را از خطرات ناشی از ازدیاد فشار، یا ایراد احتمالی در عملکرد تجهیزات مرتفع می‌سازد. بهره‌بردار می‌داند با وجود سیستم فلر به مجرد بروز مشکل به جای آزاد شدن گاز در محوطه و بروز خطر، این گاز به صورت ایمن به فلر منتقل شده و می‌سوزد. علاوه بر ایمنی اشاره شده، برای متوقف کردن بخشی از پالایشگاه برای انجام تعمیرات یا توقف تولید، لازم است گاز قابل اشتعال و انفجار از داخل تجهیزات و ظروف خارج شود. در این حالت نیز ایمن‌ترین حالت، ارسال گاز موجود به سیستم فلر و جایگزین کردن یک گاز بی‌اثر مثل نیتروژن می‌باشد. لزوم سوختن گازهای همراه نفت در تاسیسات سرچاهی و همچنین روشن نگهداشتن شمعک فلر موارد دیگری می‌باشند که می‌توانند فلرینگ پیوسته‌ای ایجاد نمایند. به صورت دسته‌بندی شده می‌توان گفت لزوم وجود فلرینگ عبارتند از:

- **فلر کردن گازهای همراه نفت در تاسیسات سرچاهی**
- **فلر کردن گازهای ناشی از خرابی/کهنگی تجهیزات یا بروز مشکلات فرایندی**
- **فلرکردن گاز شیرین برای روشن نگه داشتن شمعک و همچنین تامین فشار دائمی شبکه فلر**
- **فلرکردن گاز در هنگام ایجاد فشار نامتعارف**

به هرحال حذف فلر قطعاً غیرممکن است اما می‌توان مقدار گاز فلر شده را به میزان قابل توجهی کاهش داد، از نظر فنی راه‌های متعددی برای کاهش این زیان‌ها وجود دارد، اگرچه غالباً این روش‌ها دارای توجیه اقتصادی می‌باشند، اما هدف اصلی از بکارگیری این روش‌ها کاهش آلایندگی و زیان‌های زیست‌محیطی می‌باشد. برای



شکل ۱۰ : عددمتان در سوخت‌های گازی مختلف



شکل ۱۱

کاهش زیان‌های ناشی از فلرینگ می توان اقدامات زیر را به صورت موازی انجام داد:

۱- به‌سوزی گاز فلر شده و کاهش تولید محصولات احتراق زیان آور

۲- تبدیل محصولات گازی فرایند احتراق به خاکستر

۳- خاموش کردن فلر و استفاده از مکانیزم‌های پیشرفته روشن‌کردن فلر

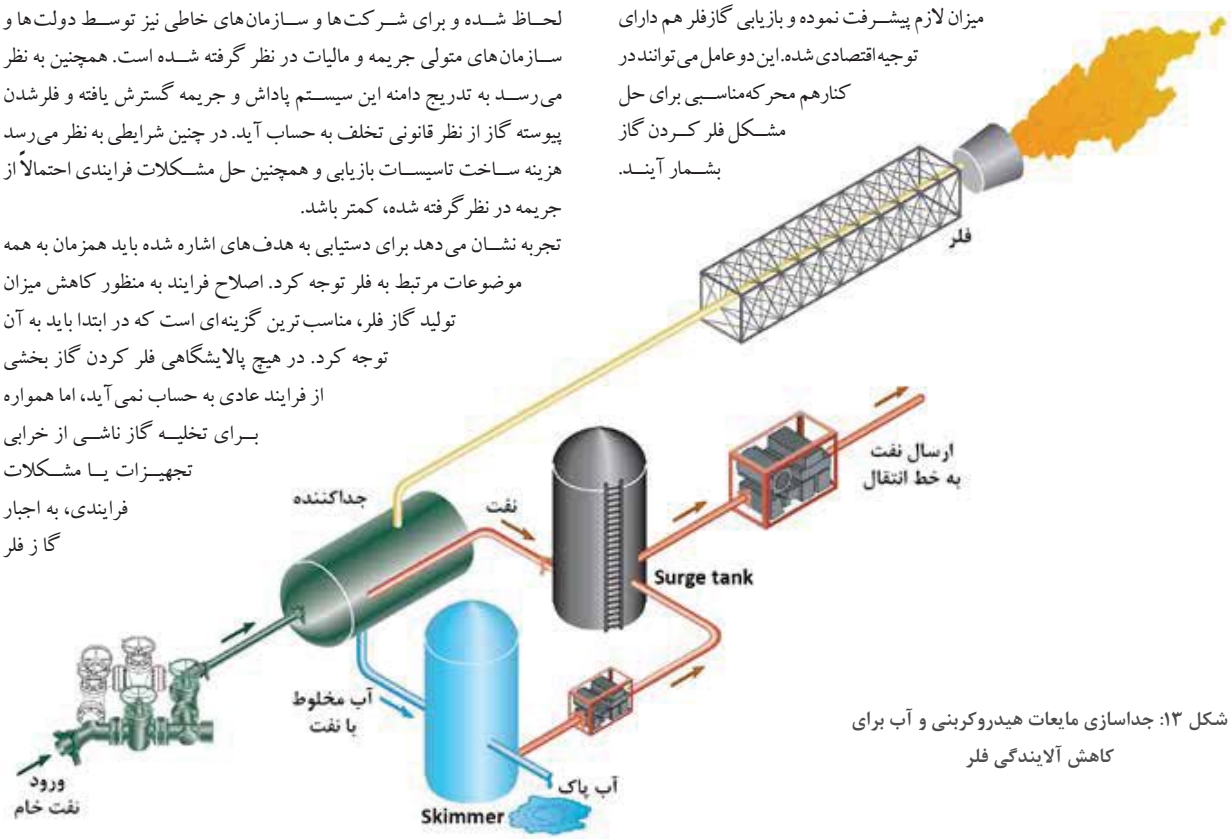
۴- اصلاح فرایند و کاهش میزان فلرینگ طی برنامه Zero Flaring Plan

۵- جایگزینی گازهای بی‌اثر نظیر نیتروژن به جای Sweeping به وسیله گازشیرین

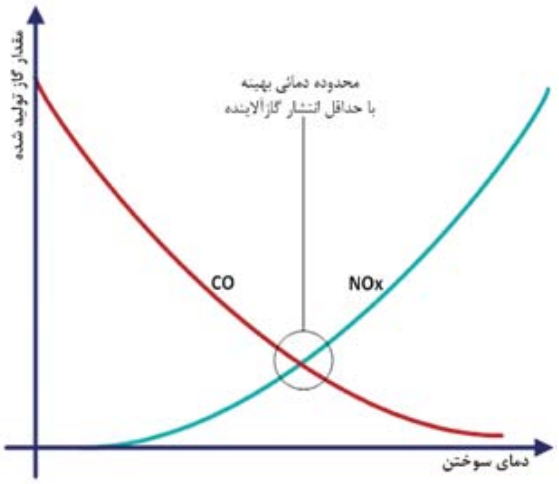
۶- بازیابی و تبدیل گازفلر به CNG, LNG, GTL, MeoH یا تبدیل به برق و مواد پتروشیمی

۷- تزریق گاز به مخازن زیرزمینی

امروزه فناوری و دانش‌فنی مورد نیاز برای کاهش و حذف فلر به میزان لازم پیشرفت نموده و بازیابی گازفلر هم دارای توجیه‌اقتصادی شده.این دو عامل می توانند در کنارهم محرکه‌مناسبی برای حل مشکل فلر کردن گاز بشمار آیند.



شکل ۱۳: جداسازی مایعات هیدروکربنی و آب برای کاهش آلایندگی فلر

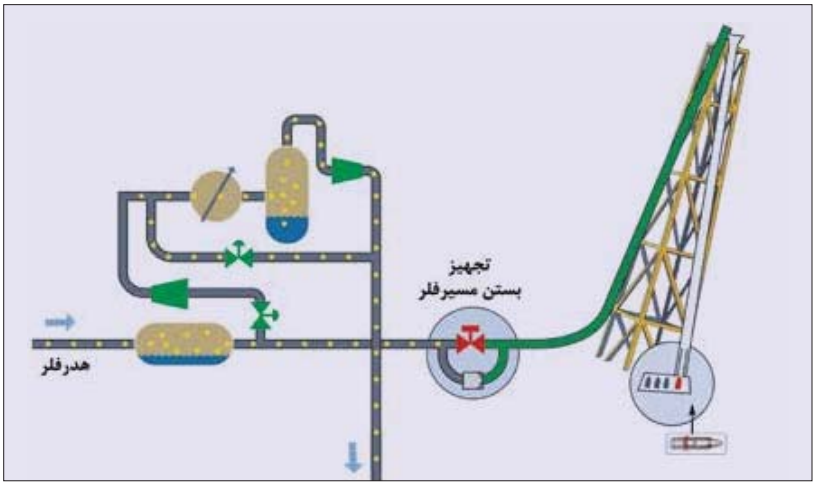


شکل ۱۲

برنامه پالایشگاه بدون فلر

هدف از ایجاد سازوکارهای جهانی نظیر پیمان کیوتو و همایش‌های زمین، کاهش تولید گازهای آلاینده و ذرات جامدمعلق در هوا و همچنین کاهش میزان آلایندگی این مواد می‌باشند. در نتیجه هر روشی که باعث شود مقدار رهاسازی در جو یا میزان آلایندگی این مواد کاهش یابد، مطلوب جامعه جهانی می‌باشد. کاهش تولید و همچنین به‌سوزی گازفلر و جلوگیری از تولید مواد سمی و زیان‌آور به عنوان محصولات احتراق در فلر یکی از برنامه‌های مورد توجه در این رابطه می‌باشد. مطابق پیمان کیوتو و سازوکارهای تدوین شده در این پیمان، ضمن توصیه به کاهش این گاز، پاداش و مشوق‌هایی نیز لحاظ شده و برای شرکت‌ها و سازمان‌های خاطی نیز توسط دولت‌ها و سازمان‌های متولی جریمه و مالیات در نظر گرفته شده است. همچنین به نظر می‌رسد به تدریج دامنه این سیستم پاداش و جریمه گسترش یافته و فلرشدن پیوسته گاز از نظر قانونی تخلف به حساب آید. در چنین شرایطی به نظر می‌رسد هزینه ساخت تاسیسات بازیابی و همچنین حل مشکلات فرایندی احتمالاً از جریمه در نظرگرفته شده، کمتر باشد.

تجربه نشان می‌دهد برای دستیابی به هدف‌های اشاره شده باید همزمان به همه موضوعات مرتبط به فلر توجه کرد. اصلاح فرایند به منظور کاهش میزان تولید گاز فلر، مناسب‌ترین گزینه‌ای است که در ابتدا باید به آن توجه کرد. در هیچ پالایشگاهی فلر کردن گاز بخشی از فرایند عادی به حساب نمی‌آید، اما همواره برای تخلیه گاز ناشی از خرابی تجهیزات یا مشکلات فرایندی، به اجبار گا ز فلر

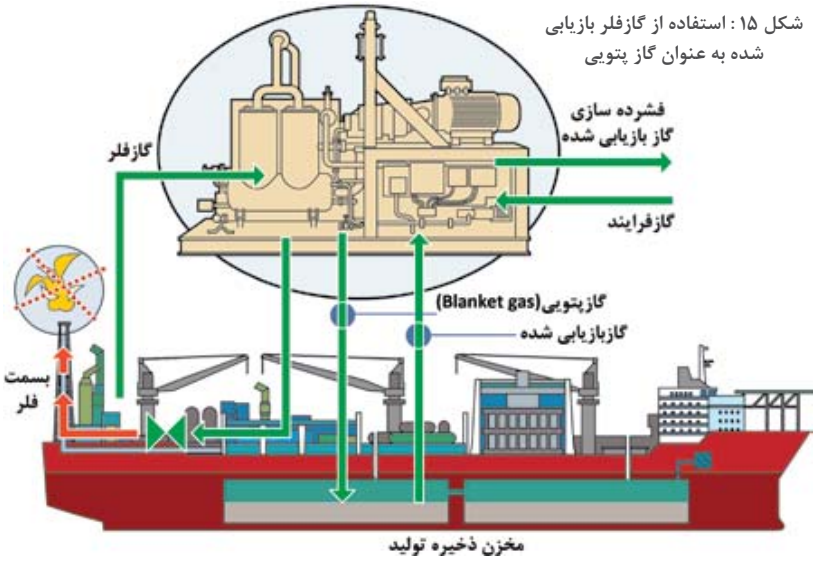


شکل ۱۴ : استفاده از گازبازیابی شده برای افزایش ضریب بازده و مقدار تولید مخزن نفت‌خام

می‌شود. علاوه بر آن از گاز شیرین به عنوان Sweeping gas در فلر استفاده می‌شود. از طرف دیگر فلرکردن در هنگام تعمیرات، راه اندازی یا از کاراندازی بخشی از پالایشگاه اجتناب ناپذیر می‌باشد. در هر برنامه‌ای که هدف آن حل این مشکل باشد، می‌بایست به موضوعات زیر توجه شود:

۱- فلرینگ بخش مهم و قابل اتکایی از سیستم ایمنی پالایشگاه می‌باشد.
۲- اگرچه برخی منابع فلرینگ می توانند حذف گردند، اما ایده‌ی حذف فلرینگ در حال حاضر قابلیت عملی شدن ندارد.
۳- برنامه پالایشگاه بدون فلر شامل یک دوره مونیتورینگ و اندازه‌گیری میزان و یافتن منابع فلر، دسته‌بندی و تحلیل اطلاعات و درنهایت ارائه برنامه اصلاح فرایند، تعمیر و جایگزینی تجهیزات دارای مشکل و در نهایت استفاده از یک سیستم بازیابی گازهای فلر می‌باشد.
۴- برای محصول تولیدی سیستم بازیابی گازهای فلر، مشتری مناسب و دائمی وجود داشته باشد.
۵- این برنامه باید به صورت جانبی به رهاسازی گازها، تبخیرمایعات و منابع ذاتی فلرینگ نیز توجه داشته باشد.

با در نظر گرفتن فرضیات بالا می توان یک برنامه جامع تعریف نمود، در یک برنامه جامع و مناسب باید به موارد زیر توجه شود. علیرغم آنکه کلیات برنامه‌های جامع شبیه هم هستند، اما یک برنامه کاملاً عمومی و Generic قابل استفاده در همه موارد وجود ندارد و غالباً باید با مطالعات امکان‌سنجی به یک برنامه مناسب و عملی دست یافت. تدوین برنامه حذف فلر بر اساس میزان و مشخصات گاز فلر، شرایط محلی، توجیه فنی، اقتصادی و با لحاظ کردن



شکل ۱۵ : استفاده از گازفلر بازیابی شده به عنوان گاز پتویی

الزامات زیست‌محیطی و توجه به نظر ذینفعان تدوین می‌شود. بعضی از موارد با اهمیت در این رابطه عبارتند از:

۱- کاهش تولید گازفلر با اصلاح فرایند، جایگزینی تجهیزات مناسب‌تر یا استفاده از فناوری‌های جدیدتر نظیر استفاده از شیرهای کنترل با کلاس بالاتر و جریان گذر کمتر
۲- کاهش آلایندگی و زیان با استفاده از تجهیزات فلرینگ با بازده و کیفیت سوختن بهتر، نظیر فلرهای بدون دود
۳- استفاده از سیستم بازیابی گازفلر به عنوان گزینه نهایی جلوگیری از هدررفت و آلایندگی
۵- توجه به مصرف‌کننده دائمی و مطمئن گازبازیابی شده، نظیر استفاده از گازبازیابی شده در شبکه سوخت پالایشگاه
۴- تزریق به مخازن زیر زمینی در شرایط و مکان‌های مناسب

شکل ۸ نشان می‌دهد که قبل از بازیابی گازفلر از طریق اصلاح فرایند می توان مقدار گاز فلر را کاهش داد. همچنین شکل ۱۳ نیز نشان می‌دهد که چگونه می توان قبل از فلر یا قبل از واحد بازیابی میزان آلایندگی گاز فلر را به مقدار قابل توجهی کاهش داد. علاوه بر موضوع گازفلر باید به بازیابی گازهای رها شده ناشی از Vent یا تبخیر (Vaporization) نیز توجه نمود. در یک برنامه اجرایی باید به شرایط موجود کاملاً توجه داشت. به عنوان مثال در شکل ۸ مشاهده می کنید که Purge به وسیله گازشیرین توسط نیتروژن جایگزین شده است. اگرچه این راه حل کاملاً عملی است، اما هزینه و مشکلات موجود بر سر راه تولید نیتروژن و انتقال آن به نقاط تزریق چندان عملی به نظر نمی‌رسد. در اینجا توجه به دو موضوع زیر کاملاً اهمیت دارد:

۱- اجرای بخش‌هایی نظیر جایگزینی نیتروژن به جای گاز شیرین در سیستم Purge بعد از حل مشکلات بزرگتر که با هزینه و زمان کمتر قابل اجرا می باشند.
۲- مطالعه تولید و انتقال نیتروژن و مقایسه آن با مصرف گازشیرین و بازیافت آن در فلر می تواند به پاسخ مناسبی منتهی شود. به نظر می‌رسد هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی یک واحد بازیابی در مقابل هزینه سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی یک واحد تولید نیتروژن قابل توجیه باشد. البته برای احداث یک پالایشگاه جدید گزینه استفاده از نیتروژن قابل بررسی می‌باشد و باید به آن توجه کرد.

از گفته‌های بالا می توان به این نتیجه رسید برای داشتن پالایشگاه بدون فلر باید یک برنامه مناسب داشت، این برنامه می تواند از سه بخش تشکیل شده باشد. در

بخش اول این برنامه می‌بایست فرایندها بررسی شده و هر کجا که امکان رفع مشکل ایجاد فلر وجود داشته باشد، برای آن یک طرح اجرایی با زمانبندی مناسب ارائه شود. در بخش دوم یک برنامه تعمیر و جایگزینی تجهیزات دارای مشکل، تدوین و عملیاتی شود و در بخش سوم مطالعه، طراحی و ساخت یک واحد بازیابی گازهای فلر مد نظر قرار گیرد. در بخش اول در این بخش باید دقت کرد که بخشی از فلرینگ ناشی از کهنه شدن یا آسیب دیدن یک تجهیز است. بخش دیگری از فلرینگ ناشی از حداقل شرایط قابل قبول عملکرد تجهیز می‌باشد. به عنوان مثال شیرهای کنترل دارای کلاس‌های ۱ تا ۶ در بخش عبور ناخواسته سیال می‌باشند. در حالی که می‌توان از هر پنج کلاس بدون محدودیت استانداردی در یک پالایشگاه استفاده نمود، در عمل از شیرهای کلاس ۶ که دارای نشتی بسیار کمتر می‌باشد به دلیل قیمت بالاتر کمتر استفاده می‌شود. ضمن آنکه در بسیاری از پالایشگاه‌ها در زمان احداث استفاده از اینگونه شیر کنترل ممکن نبوده یا حتی این نوع شیر تا آن زمان تولید هم نشده بوده است. برای کاهش فلرگاز باید تعداد زیادی شیر کنترل با مشخصات مناسب جایگزین شیرهای قدیمی پالایشگاه شود. این امر در بیشتر مواقع تقریباً محال به نظر می‌رسد. بنابراین مهمترین نکته‌ای که در تدوین برنامه پالایشگاه بدون فلر باید مدنظر داشت، اجرایی بودن با توجه به شرایط فعلی پالایشگاه می‌باشد. شکل ۸ بخش‌های اصلی یک برنامه پالایشگاه بدون فلر را نشان می‌دهد.

۱» کاهش میزان تولیدگازفلر

راه‌کارهای متعددی جهت کاهش میزان تولید گازفلر وجود دارد. شرکت‌ها و سازمان‌های متولی پالایشگاه‌ها و سایر تاسیساتی که منبع گاز فلر محسوب می‌شوند، غالباً برنامه‌های تحت عنوان برنامه فلرصفر (Zero Flaring Plan) یا Near Zero Flaring Plan را تنظیم و برای دست یافتن به اهداف آن تلاش می‌کنند. در واقع می‌بایست طی یک برنامه چندساله ابتدا مقدار فلر را کاهش داده و درنهایت به صفر برسانند. برای رسیدن به نتیجه مطلوب لازم است نکات زیر مدنظر قرار گیرند:

۱ : شناسایی منابع فلر و نصب تجهیزات اندازه‌گیری مناسب در نقاط مختلف و همچنین در مسیر هدرفلر

۲ : انجام اصلاحات فرایندی، ارتقاء فناوری، تعمیر یا تعویض و جایگزینی تجهیزات معیوب

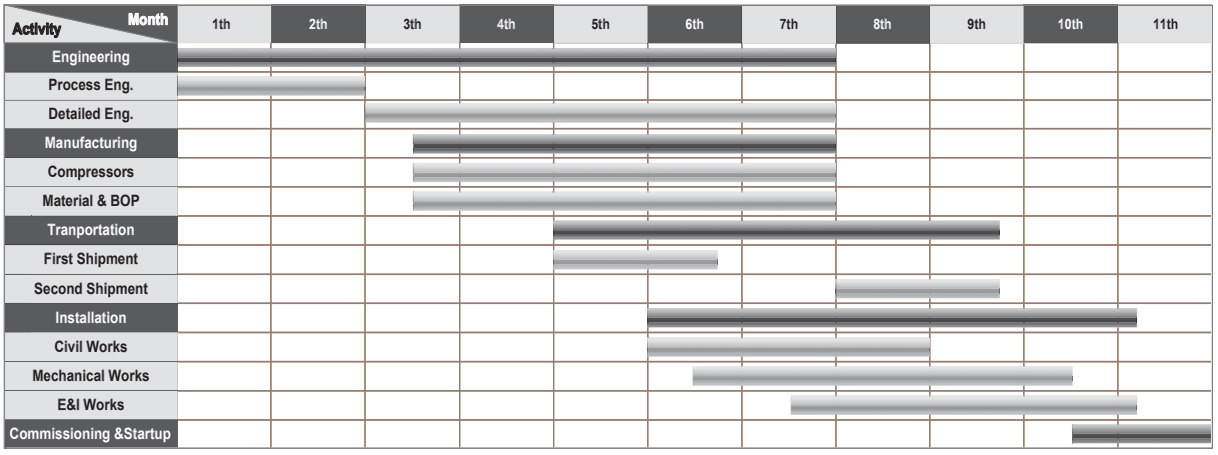
۳ : ارتقاء کلاس تجهیزات نظیر ارتقاء کلاس شیرهای کنترل برای کاهش نرخ نشتی(Passing rate)

۲» کاهش میزان آلایندگی گازفلر

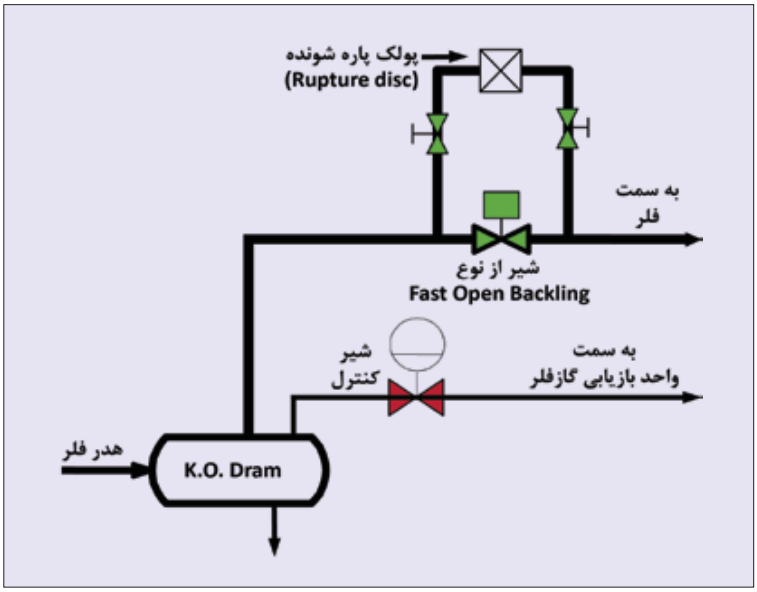
بـه غیر از کاهش میزان تولیـد گازفلر، کاهش میزان آلایندگی این گاز نیـز در مجموع می‌تواند در کاهش آلایندگی کلی تاثیر داشته باشد. استفاده از سیستم‌های فلر که گاز را به خوبی بسوزانند می‌تواند گام اول در این راه به حساب آید. بد سوختن گاز فلر علاوه بر اینکه می‌تواند ترکیبات آلاینده را به صورت مستقیم وارد جو نماید. سرانجام این ترکیبات به صورت گازهای گلخانه‌ای، باران‌های اسیدی و آلاینده‌های زیستی ظهور می‌نمایند و می‌توانند باعث تولید برخی از گازها یا مواد سمی و مضرتر نیز شوند.

در سال‌های اخیر، فناوری‌هایی نظیر Dry Low Emissions (DLE) Combustion یا Lean Burn Combustion توسعه یافته‌اند و در نتیجه آن میزان تولید گازهای آلاینده در اثر احتراق کاهش یافته است. در این فناوری‌ها، احتراق به شکل کنترل شده توسط میکروپروسسور انجام می‌شود. در این روش احتراق، با انتخاب دمای مناسب و تنظیم دمای محفظه احتراق در این درجه حرارت، کمترین میزان CO، و NOx تولید شده و از تولید مواد آلاینده و سمی جدید نیز جلوگیری می‌شود. در این فناوری‌ها غالباً ضمن به‌سوزی، میزان مصرف سوخت نیز کاهش می‌یابد شکل‌های ۱۱ و ۱۲ احتراق در سیستم‌های Lean-burn و DLE را نشان می‌دهند.

یک نکته قابل توجه این است که فناوری‌های اشاره شده در بخش احتراق موتورهای درون‌سوز و توربین‌ها به خوبی توسعه یافته و برخی سازندگان نظیر Caterpillar سیستم‌هایی با نام ULB[Ultra lean bern] ارائه می‌کنند که از نظر به‌سوزی و تولید آلاینده‌ها دارای سطح عملکرد بهتری می‌باشند. اما میزان توسعه فناوری احتراق در فلرها کمتر بوده و هدف از احتراق و نوع فناوری‌های مورد استفاده نیز با یکدیگر تفاوت بنیادی دارند. در موتورهای درون سوز و توربین‌ها هدف سوختن بهتر با آلایندگی کمتر و تولید انرژی مفید بیشتر است، اما در فلرها انرژی مفید معنایی ندارد و فقط کاهش تولید آلاینده‌ها و خوب سوختن هدف اصلی می‌باشد. در محفظه احتراق فلرها امکان استفاده از موادکمکی سوخت نظیر تزریق بخار وجود داشته و به نظر می‌رسد تمرکز بر اختلاط مناسب هوا، گاز و موادکمکی به خوبی بتواند باعث کاهش آلاینده‌ها شود. ضمن آنکه اندازه‌گیری وضعیت شعله به وسیله دوربین‌های اندازه‌گیری و استفاده از سنسورهای اندازه‌گیری میزان آلاینده‌ها می‌تواند در کنترل شعله کمک نماید. به هرحال کاربرد اصلی فناوری اشاره شده، استفاده از آن در بخش استفاده از گازهایی بازیابی شده با هدف تولید برق به وسیله توربوژنراتور



شکل ۱۶ : برنامه زمانبندی ساخت واحد بازیابی گاز فلر



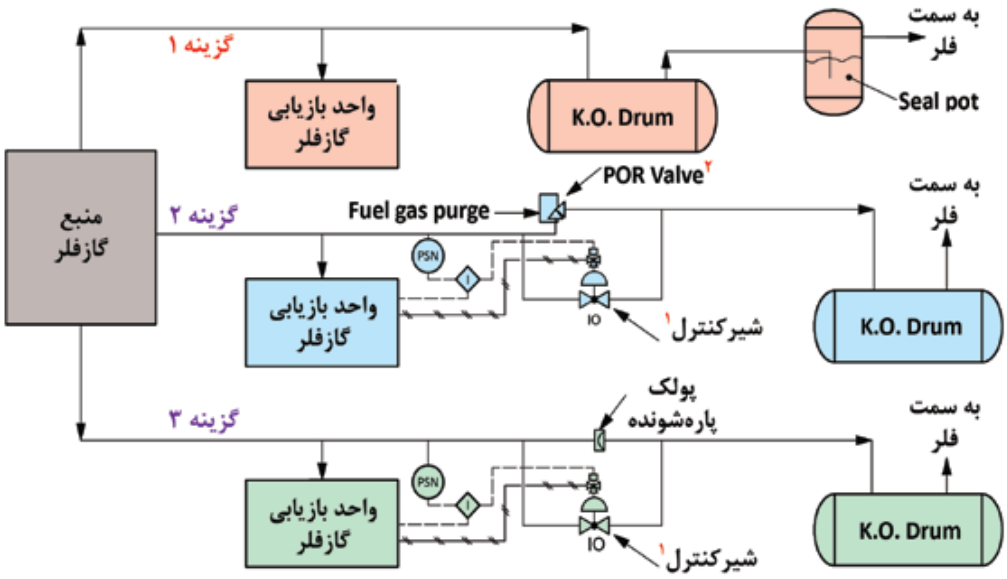
شکل ۱۷

شکل ۱۸

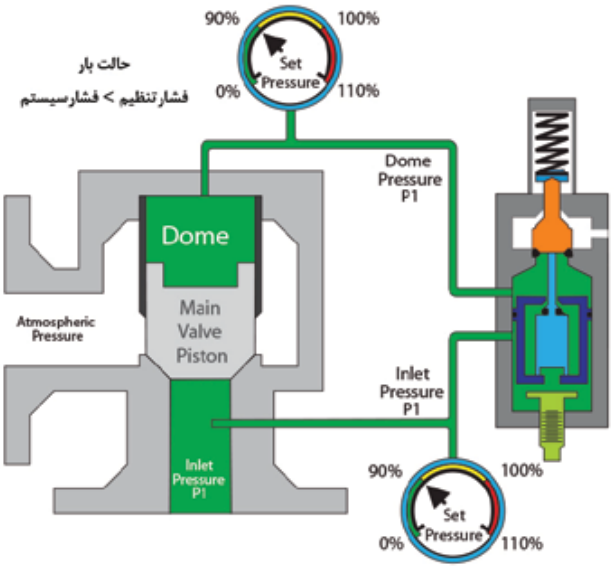
یا ژنراتورهای متصل به موتورهای گازسوز می‌باشد.موضوع دیگری که می‌تواند به عنوان یک راه‌حل به آن توجه شـود، سوختن شیمیایی و هدف‌گذاری تولید خاکسـتر بجای دوده، در زمانی که حجم زیادی ازگازفلر می‌شـود. در عمل امکان اسـتفاده از Incinerator بجای Stack فلر وجـود ندارد، اما در هنگام فلرگاز با حجم کم به ویژه زمانی که درصد زیادی از ترکیب گازفلر را Sweeping gas تشکیل دهد، این ایده قابل بررسـی می‌باشد. این پیشـنهاد، مستلزم توسعه بیشتر فناوری زباله‌سـوزها و همچنین ثابت ماندن تقریبی درصد ترکیبات جریان گاز فلر است.

۳» تزریق گاز به مخازن نفت

حفظ فشار مناسب در عملیات تولید نفت‌خام از اهمیت بالایی برخوردار می‌باشد. به صورت معمول هیچگاه نمی‌توان تمام ذخیره یک مخزن نفت را استخراج نمود. اما به کمک فناوری‌های جدید این امکان وجود دارد که درصد برداشـت از یک مخزن را بیشـینه کرد. تزریق گاز بـه مخازن نفت‌خام یکـی از روش‌های کاربردی جهت بالا بردن درصد برداشـت و بازده بازیابی از یک مخزن می‌باشـد. این گزینه مناسـب جلوگیری از فلر شدن گازهمراه نفت بوده و غالباً برای فلرینگ پالایشـگاه گاز راه حل مناسبی به نظر نمی‌رسـد. البته ممکن اسـت گاهی یک فلر در مسـیر ارسـال گاز برای عملیات افزایش برداشـت نفت (EOR) قرار داشـته باشـد. به عنوان مثـال چنین خط لوله‌ای از پالایشـگاه فازهای ۶،۷،۸ در پارس جنوبی تا میدان نفتی آغاجاری وجود دارد. بنابرایـن ممکن اسـت از نظـر فنی و اقتصـادی تزریق



شکل ۱۹ : اتصال سیستم بازیابی گازفلر به شبکه فلر



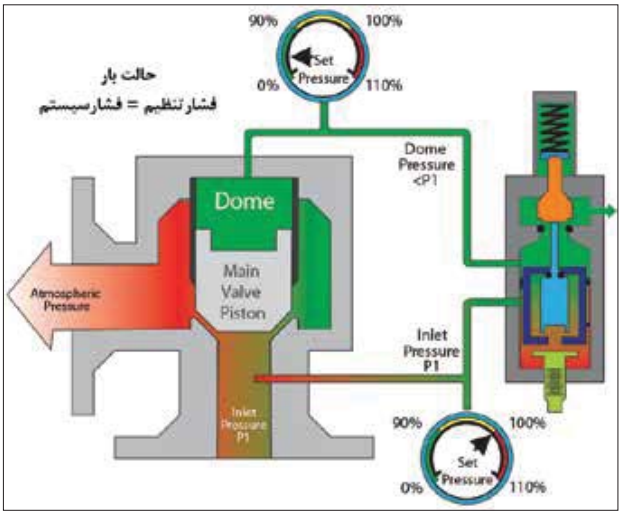
شکل ۲۰: کنترل مسیرفلر به وسیله شیر از نوع PORV / مرحله اول

گازبازیافت شده به این جریان نیز توجیه داشته باشد.

شـــکل ۱۴ یک طرح از شـرکت **Hamworthy** که در آن گازفلر بعد از بازیابی جهت تزریق به مخزن نفت‌خام اسـتفاده می‌شود را نشـان می‌دهد. این طرح برای استفاده در تاسیسات فراساحل تولید نفت‌خام مناسب است. در اینگونه شرایط بازیابی و تبدیل گاز به یک فرآورده مناسـب با توجه به بعد احتمالی مسـافت تا مصرف‌کننده، غالباً توجیه اقتصادی ندارد. از سوی دیگر با تزریق گاز احتمالاً می‌توان از مخزن نفت‌خام برداشت بیشـتری نمود. این فناوری با فلسفه اشاره شده ضمن آنکه از آلوده شدن محیط زیست جلوگیری می‌کند، دارای توجیه اقتصادی نیز می‌باشد. استفاده از این طرح در تاسیسات آب‌های عمیق و همچنین تاسیسـات خشـکی کـه فاصله زیادی تا پالایشـگاه یا بازار مصرف دارند نیز مناسـب می‌باشـد. **شـــکل ۱۵** یک کاربرد دیگر مناسـب تاسیسات فراساحل و به ویژه کشتی‌های **FPSO** را نشان می‌دهد.

۳» سیستم بازیابی گازفلر

در نهایت بعد از اصلاح و بهینه‌نمودن سیسـتم سـوختن گازفلر و همچنین کاهش میـزان گازفلر، به دلایل مختلف بازهم جریان گازفلر و فرایند سـوختن این گاز وجود



شکل ۲۱: کنترل مسیرفلر به وسیله شیر از نوع PORV / مرحله دوم

خواهد داشت. برخی از دلایل باقی ماندن این جریان عبارتند از:

۱: وقوع حوادث پیش‌بینی نشـــده و ایجاد یک جریان گازفلر اضافی برای یک مدت مشخص

۲: کهنه شدن و از تنظیم خارج شدن تدریجی تجهیزات پالایشگاه و افزایش جریان گازفلر

۳: وجود دایمی Sweeping gas برای جاروب مسیر گازفلر

در فلسفه طراحی بهینه پالایشگاه، هیچگاه جریان عادی فلرگاز تعریف نمی‌شود، اما همیشه شـاهد فلرشدن گاز به میزان کم یا زیاد هستیم. با اجرای بخش اصلاح فرایند، اگرچه قطعاً به میزان زیادی از جریان گاز فلر کاسته خواهد شد، اما مشابه خود پالایشـگاه این سیسـتم نیز خود می‌تواند دچار مشکلاتی شود. بنابراین و به ویژه در کشـورهایی که قوانین زیسـت‌محیطی سـخت‌گیرانه‌ای دارند[درواقع کشورهایی که به این قوانین احترام می‌گذارند] پالایشگاه‌ها و سایر تاسیساتی که گازفلر تولید می‌کنند، مجبور به اسـتفاده از راهکارهایـی برای جلوگیری از فلر حتی برای مدت کوتاهی نظیر مدت تعمیرات یا در مدت حوادث می‌باشند. برای حل این مشـکل اسـتفاده از یک سیسـتم بازیابی گازهای فلر **FGR[Flare Gas Recovery]** مناسب اجتناب ناپذیر به نظر می‌رسد.

واحدهای بازیابی گازهای فلر به روش‌های مختلف طراحی شـده و برای استفاده در دسـترس می‌باشـند. برخی از این روش‌هـا متکی به فنـاوری نوینی در زمینه تجهیزات می‌باشند و برخی دیگر از تجهیزات عادی بهره‌برده و کاملاً تحت تاثیر طراحی فرایند واحد می‌باشند. در روش اول تجهیزاتی نظیر کمپرسورهای رینگ مایع **(Liquid Ring Compressor)** معرفی شده است. برخی از سازندگان، مجموعه تقریباً کاملی از تجهیزات **FGRS** را بر روی یک شاسی تحت عنوان **On-Skid** ارائه می‌کننـد. در ایـن حالـت غالبـاً حقـوق طـراح و سـازنده تحت عنـوان حق اختراع **(Patent)** درنظر گرفته می‌شـود. در روش دوم طراح از کمپرسـور رینگ مایـع اشـاره شـده یـا کمپرسـورهای رفـت و برگشـتی **(Reciprocating)**، مارپیچی **(Screw)** یا کمپرسورهای دیگر می‌تواند بسته به نیاز خود استفاده نماید. در سیسـتم **FGRS** هدف اصلی جداسـازی مایعات همراه گاز، تنظیم نقطه شبنم، کنترل فشار و در نهایت شیرین‌سازی گاز[به عنوان یک گزینه انتخابی] می‌باشد. در شکل ۱۶ یک برنامه زمانبندی نمونه برای احداث واحد **FGR** را مشاهده می‌نمایید. این برنامه با فرض موجود بودن اطلاعات فرایندی مربوط به عملیات فلرگاز تدوین شده است. برای انجام هر پروژه لازم است اطلاعات موردنیاز برداشت شده و ضمن انجام مطالعات امکان‌سنجی و طراحی مفهومی پروژه، فناوری اجرای پروژه انتخاب شده و الزامات پروژه نیز تعیین شده باشند. برحسب شرایط، دوره گردآوری اطلاعات و تحلیل آن از یک‌دوره بهره‌برداری که ممکن است یک سال به طول انجامد تا چندین سال ممکن است تغییر نماید. در پروژه‌ای نظیر **FGR** لازم است حداقل برای یک‌سال با توجه به فصل‌های مختلف و شرایط بهره‌برداری این اطلاعات به همراه اطلاعاتی که بهره‌بردار به صورت منظم از فرایند برداشت می‌نماید، گردآوری شوند. علاوه بر اضافه‌کردن دوره جمع‌آوری اطلاعات و انجام مطالعات امکان‌سنجی و طراحی مفهومی، برنامه زمانبندی اشاره شده به شرطی قابل تحقق است که سازندگان بتوانند در مدت مشخص شده تجهیزات را تولید نمایند. به هرحال برنامه ۱۱ ماهه ساخت واحد **FGR** بسیار خوشبینانه می‌باشد.

از مجموع بحث‌های انجام شـده و کنارهم گذاردن شـرایط پالایشگاه، هزینه‌ها و وضعیت فناوری در دسـترس، می‌توان نتیجه گرفت که احداث یک واحد بازیابی گازفلر در هرصورت اجتناب ناپذیر می‌باشد. شاید بتوان گفت کمترین دلیل برای داشتن این واحد مقایسه آن با سیستم اطفای حریق است. البته این حالت زمانی وجود

خواهد داشت که یک پالایشگاه جدید با توجه جدی به موضوع فلرینگ و به صورت طرح جامع طراحی شده باشد. در این حالت وجود واحد FGR را می توان با واحد اطفا حریق مقایسه نمود. در غیر این صورت وجود این واحد برای پالایشگاه‌های قدیمی و پالایشگاه‌های جدیدی که از فناوری قدیمی بهره می‌برند قطعاً اجتناب ناپذیر می‌باشد.

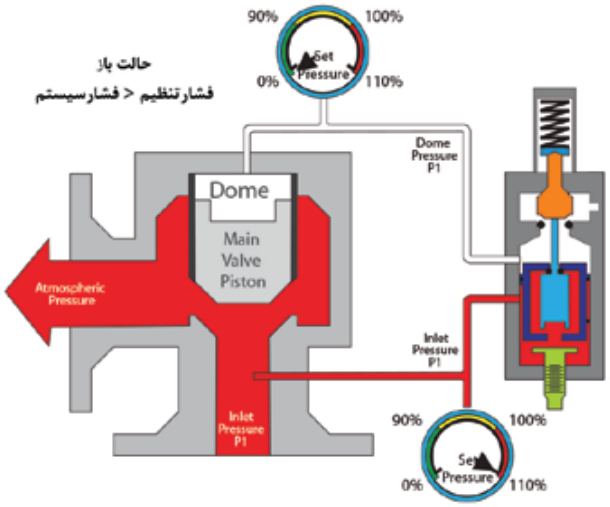
با پذیرفتن این ایده که احداث واحد بازیابی گازفلر لازم است، می توانیم وارد فاز طراحی شویم. در قسمت قبل بخش مطالعات امکان‌سنجی برای پالایشگاه بدون فلر را مطرح کردیم. از این قسمت به بررسی مطالعات امکان‌سنجی برای انتخاب نوع فناوری و طراحی واحد FGR می‌پردازیم. در گذشته انتخاب‌های ما برای مقایسه فنی و مالی محدود بودند، اما در ده سال گذشته به واسطه سختگیرانه‌تر شدن مقررات زیست‌محیطی و همچنین پیشرفت فناوری‌های پایه، گزینه‌های متعددی برای انتخاب شدن مطرح می‌باشد.

مبنای طراحی این واحدها ابتدا دریافت گازفلر و سپس قابل مصرف نمودن آن می‌باشد. دریافت گازفلر مستلزم تغییرات کمی در مسیر فلر و اضافه نمودن برخی تجهیزات می‌باشد. در ادامه ابتدا طرح‌ها و فناوری‌های ارائه شده برای بازیابی گازفلر بررسی شده و همزمان الزاماتی که لازم است برای ایجاد واحد بازیابی گازفلر به آنها توجه شود مورد نظر قرار می گیرد.

چیدمان فرایندی و انتخاب فناوری

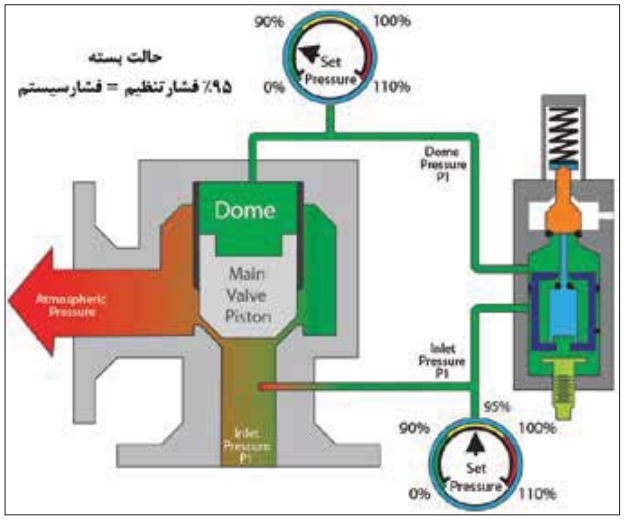
در ابتدای فعالیت‌های مرتبط با اجرای یک پروژه صنعتی، چیدمان فرایندی و انتخاب فناوری‌های اصلی مطرح می‌باشد. در یک پروژه جدید فناوری‌های اصلی مطرح و لیست می‌شوند و بعد از بررسی کامل فناوری‌های قابل استفاده بر حسب مشخصات فنی و در ادامه برحسب هزینه سرمایه گذاری و هزینه‌های عملیاتی، این لیست مرتب می‌شود. سرانجام از داخل این لیست گزینه‌های برتر انتخاب می‌شوند. در سال‌های اخیر وضعیت مصرف انرژی و آلایندگی پروژه نیز مشابه مشخصات فنی مورد توجه قرار می گیرد. در یک پروژه بازیابی گازفلر فناوری بازیابی و فناوری شیرین سازی گاز استحصالی مطرح می‌باشند. بازیابی یک فرایند لازم می‌باشد، اما ممکن است شیرین سازی لازم نباشد. به عنوان مثال برای تزریق گاز به مخازن نفت شیرین سازی لازم نمی‌باشد.

شکل ۱۹ چیدمان فرایندی پیشنهادی در استاندارد API ۵۲۱ را نشان می‌دهد. در این چیدمان سه گزینه مختلف برای قرارگرفتن واحد FGR در مسیر گازفلر پیشنهاد شده است. بر اساس توصیه‌های همین استاندارد انشعاب خط لوله انتقال گازفلر به واحد بازیابی از سمت بالا به خط هدر اصلی گازفلر متصل شده تا مایعات کمتری به این واحد وارد شود. برای اینکه فشار موردنیاز در ورودی واحدبازیابی[ورودی کمپرسور] تامین شود، در عمل باید مسیر گازفلر بسته شده یا با استفاده از تجهیزاتی نظیر Seal pot مقاومت در مسیر اصلی افزایش یابد. اما برای تامین ایمنی موردنیاز لازم است برای شرایط غیرعادی، مسیرفلر بازباشد و نمی توان در این مسیر از تجهیزاتی استفاده نمود که برحسب خطا یا هرمشکل دیگر باعث بسته شدن مسیرشوند. در واقع بسته شدن مسیر فلر به مفهوم نداشتن فلر و همه فلسفه مرتبط با آن و درمعرض خطر قرار دادن پالایشگاه می‌باشد. برای جلوگیری از وقوع این مشکل API سه گزینه اشاره شده را پیشنهاد نموده است. گزینه اول استفاده از تجهیزی به نام Seal pot است که به همراه Water seal به ایجاد فشار مثبت در ورودی واحدبازیابی کمک می کند. در این حالت کمپرسورهای واحد FGR باید قادر به راه‌اندازی با فشار اندک در ورودی باشند. گزینه دوم استفاده از یک شیرکنترل از نوع Fast Open می‌باشد که با افزایش فشار در هدرفلر یا Shut down کمپرسورهای واحد بازیابی بتواند

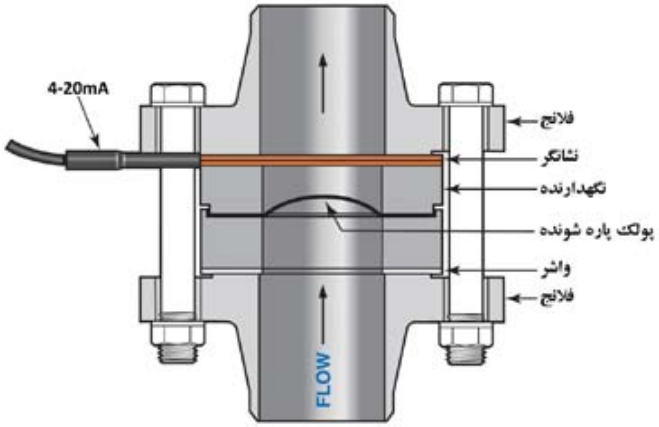


شکل ۲۲: کنترل مسیرفلر به وسیله شیر از نوع PORV / مرحله سوم

به سرعت باز شود. برای حفظ ضریب ایمنی یک شیر ویژه از نوع PORV[Pilot-Opreated Relief Valve] به صورت موازی و کنارگذر شیرکنترل اشاره شده قرار داد. مکانیزم عملکرد این شیر به این صورت است که با افزایش فشار، این شیر به سرعت باز می‌شود. با این ترکیب طراح مطمئن است که مسیر گازفلر از طریق شیرکنترل یا شیر ایمنی در شرایط غیرعادی باز خواهد بود. گزینه سوم استفاده از یک شیرکنترل با مشخصات و شرایط مشابه گزینه دوم به همراه یک پولک پاره‌شونده(Rupture disc) به صورت موازی می‌باشد. پولک‌های پاره‌شونده از نظر استاندارد ایمنی، تجهیزی پذیرفته شده به عنوان یک تجهیز مطمئن برای باز نمودن مسیر بوده و امکان خطا در آن وجود ندارد. شیر Pilot-Opreated گزینه دوم از انواع شیرهای ایمنی است که به دلیل نوع طراحی خود در صورت مسدود شدن مسیر Pilot بازهم افزایش فشار در هدرفلر باعث خواهد شد تا مسیر فلرباز شود. به همین دلیل این نوع شیر از نظر استاندارد می توانند به عنوان جایگزین Rupture disc در نظر گرفته شود. برخلاف Rupture disc این شیرها یکبارمصرف نمی‌باشند و برای مدت بسیار طولانی در سیستم با ایمنی مطلوب عمل می‌نمایند. البته آزمایش، کالیبره و تنظیم دوره‌ای این شیرها کاملاً لازم وضروری می‌باشد. به دلیل اهمیت این تجهیزات، به بررسی بیشتر آنها می‌پردازیم.



شکل ۲۳: کنترل مسیرفلر به وسیله شیر از نوع PORV / مرحله چهارم



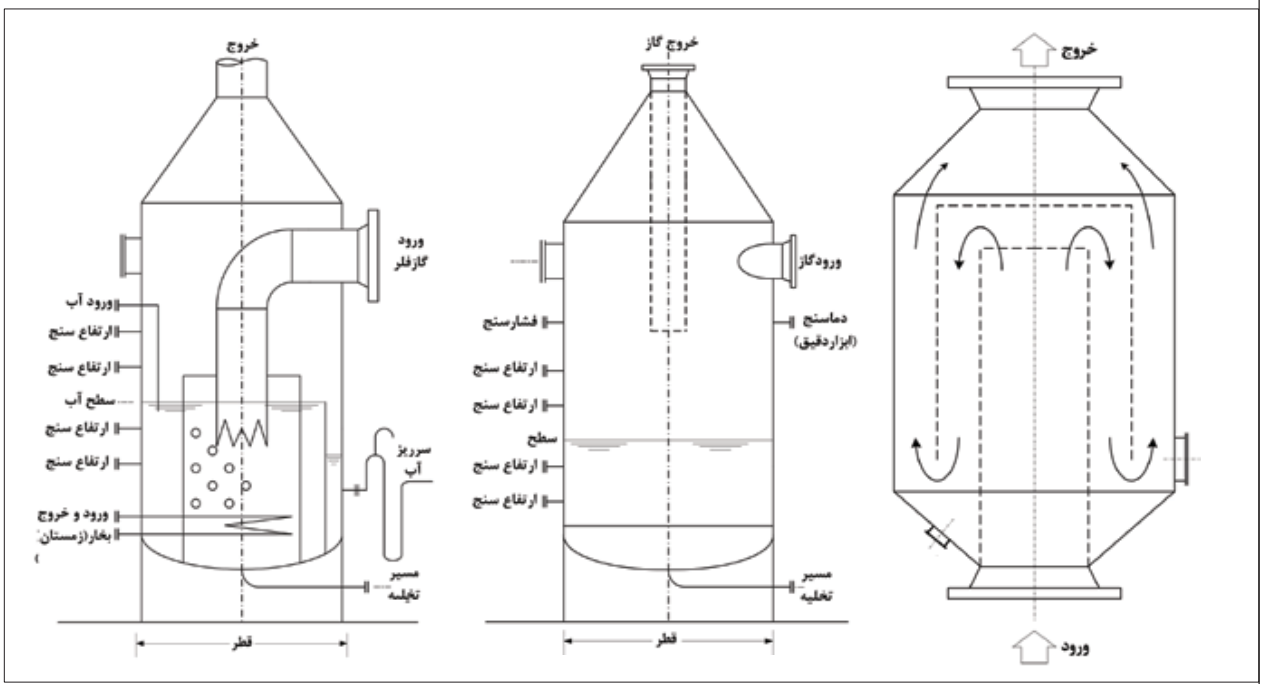
شکل ۲۴: محل قرار گرفتن پولک پاره‌شونده

» شیر تخلیه فشار و پولک پاره شونده

شیر تخلیه فشار دیگ‌های بخار، شاید قدیمی‌ترین شیر اطمینان ساخت بشر باشد. شیراطمینان این دیگ‌ها از یک مجرا (Vent) ساخته شده بود که در حالت عادی به وسیله یک درپوش، به صورت ثقلی مسیر این مجرا را بسته نگه می‌داشت. از گذشته این تجهیز با نام شیر اطمینان شناخته شده است. نمونه کامل‌تری از این شیراطمینان در سال ۱۷۵۰ میلادی بر روی دیگ‌های بخار به کار گرفته شد. در سال ۱۸۵۰ میلادی توسط یک مخترع انگلیسی نمونه بهتری ارائه گردید که در آن برای جلوگیری از افتادن درپوش و همچنین امکان تنظیم شیر بر روی فشار مشخصی از یک فنر برای محکم نگه داشتن سوپاپ استفاده شده بود. طرح فنردار در سال ۱۸۶۳ میلادی توسط William Taylor کامل‌تر گردید و این ایده مورد توجه واقع شد. اما به دلیل عدم وجود فناوری مناسب برای تولید فنرهایی که کاملاً متناسب با فشار داخلی مخزن عمل نمایند، شیرهای اطمینان تولیدشده، کارائی بهتر از شیرهای اطمینان ثقلی نداشتند. اما به تدریج با مهیا شدن امکان تولید فنر با قابلیت مکانیکی مناسب و دارای عملکرد خطی و زمان پاسخ مناسب، در دهه ۱۸۵۰ میلادی شیرهای اطمینان فنردار با عملکرد قابل قبول به بازار ارائه گردید. در این شیرها عملکرد فنر به میزان قابل توجهی با فشار تعریف شده تناسب داشت.

شایان توجه است در سیستم‌های تخلیه فشار مرتباً به کلمات «Safety و Relief» برخورد می‌کنیم. آیا این دو واژه از نظر فنی دارای یک مفهوم هستند؟ در واقع استفاده از این دو واژه بستگی به کشور و استاندارد رایج در صنعت آن کشور دارد. در صنعت نفت غالباً از شیرهای اطمینان و تخلیه فشار بخار بویلرها و همچنین تخلیه گازها به عنوان شیراطمینان (Safety Valve) نامبرده شده و اگر از این شیر برای تخلیه فشار مایع استفاده شود به آن شیر تخلیه فشار (Relief Valve) می‌گویند. در این سیستم به شیرهای دو منظوره که هم زمان برای مایعات و گازها قابل استفاده می‌باشند، Safety Relief Valve می‌گویند، اما این مفاهیم ممکن است در برخی مدارک با آنچه گفته شد، تفاوت اندکی داشته باشد و بهتر است به فرایند دقت نمود. در استانداردهای API و ASME از عنوان Pressure Relief Valve استفاده شده است.

برای افزایش ایمنی از سال ۱۹۱۰ میلادی نوعی تجهیز به نام پولک پاره شونده (Rupture Disc) اختراع و به مجموعه تجهیزات ایمنی اضافه گردید. این پولک‌ها، علاوه بر فشار، اغلب نسبت به افزایش دما نیز حساس می‌باشند. از این تجهیز در فرایندهای تحت فشار به همراه شیراطمینان و یا به تنهائی استفاده می‌شود. در زمان افزایش ناگهانی و سریع فشاریا در مورد سیالات خیلی غلیظ، اینرسی قطعات شیرایمنی ممکن است زمان پاسخ سیستم را در حد خطرناکی افزایش دهند. وجود این دیسک‌ها باعث کاهش زمان پاسخ و افزایش ایمنی‌سیستم می‌گردد. این پولک‌ها به صورت تخت (Flat) برای فشارهای پائین، به صورت گنبدی(محدب) (Forward domed) برای فشارهای معمولی و به صورت مقعر (Reverse Buckling) برای فشارهای بالا طراحی و تولید می‌شوند. پولک پس از پاره شدن باید تعویض شود و



شکل ۲۵ : Molcular Seal

شکل ۲۶ : Knockout Drum

شکل ۲۷ : Water Seal Drum

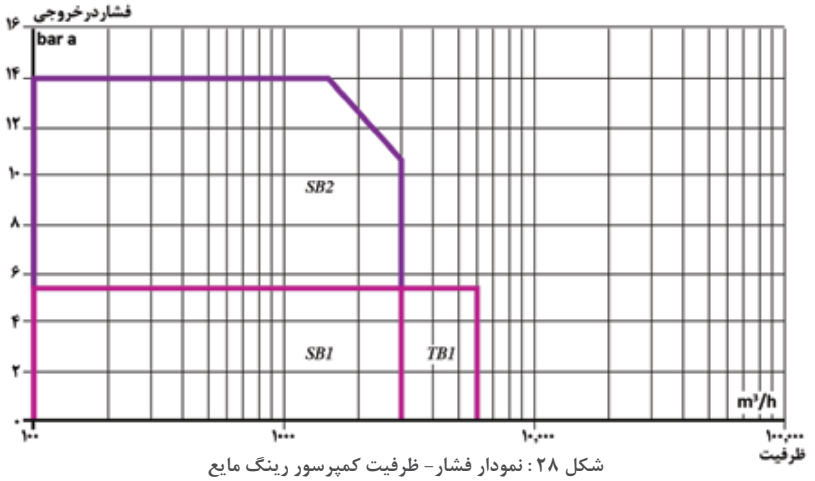
شکل ۲۸: یک واحد بازیابی ساخته شده توسط شرکت Johnzink

امکان استفاده مجدد از آنها وجود ندارد. در ساخت پولک‌های پاره‌شونده فلزی، از فولاد زنگ نزن، آلومینیوم، نیکل، مونل (Monel)، اینکونل (Inconel)، و به ندرت و در شرایطی که محیط برای فلزات یاد شده خورنده باشد از طلا، نقره، پلاتین و تیتانیوم استفاده می‌شود. پولک‌های غیرفلزی را از گرافیت(کک نفتی با خاکستر کم) با اضافه کردن نوعی قیر به نام Pitch و رزین فنولیک یا فوران (Furane) تحت شرایط خلاء می‌سازند. اگرچه می‌توان از حساس بودن این پولک‌ها برای کنترل دما نیز استفاده کرد، اما اغلب در شرایط عادی گرمای محیط عاملی در بروز خطا در عملکرد این دستگاه می‌باشد. به همین دلیل برای حذف تاثیر نامطلوب گرمای محیط و گرمای سیال از نوعی محافظ و سد کننده حرارتی (Heat Shield) استفاده می‌شود.

فشارپارگی ثبت شده (Rated Burst Pressure)، از فشارپارگی میانگین حداقل دو عدد پولک مطابق استاندارد ASME بدست می‌آید. تلرانس پارگی (Burst Tolerance) مطابق استاندارد ASME نباید از ۵ درصد فشار عملکرد بیشتر باشد(اغلب سازندگان معتبر این تلرانس را در حد ۲درصد محدود کرده‌اند)، محدوده عملکرد و نسبت عملکرد از عوامل مهم در طراحی و استفاده از پولک‌های پاره شونده می‌باشند. در **شکل ۲۴** نحوه و محل نصب پولک پاره شونده را مشاهده می‌کنید. یکی از ایرادات مهم پولک‌ها، مسدود کردن مسیر لوله می‌باشد. به همین دلیل و ایرادات دیگر در جاهایی که افزایش فشار سیال باعث خطرات جانی و مالی زیاد می‌شود از روش‌های پیشرفته‌تری استفاده شده که یک نمونه از آن در ادامه توضیح داده شده.

در سال ۱۹۸۶ میلادی شرکت‌های Shell و Exxon در یک پروژه مشترک در کشورهلند به شیرهای اطمینانی نیاز پیدا کردند که در نقطه تنظیم (Set Point) برابر ۸۳bar دارای دامنه‌تغییر (Tolerance) در حد ۱/۵± و همچنین دارای زمان پاسخ سریعی باشند. فناوری شیرهای فنردار مناسب این کاربرد نبودند و شیرهای اطمینان ساخته شده با این تکنولوژی مرتباً دچار خطا گردیده و باعث آسیب دیدن سایر تجهیزات نیز می‌شدند. حل این مشکل خاص توسط شرکت Taylor Tools (با استفاده از قوانین اویلر در رابطه با ستون‌های تحت فشار و خمش) موجب ابداع فناوری Rupture[Buckling] Pin شد.

نمونه‌ای از شیر اطمینان ساخته شده با این فناوری را در **شکل ۱۸** مشاهده می‌نمایید. در این فناوری از پدیده Euler Buckling (خم‌برداشتن در فشار بحرانی شرح داده شده توسط Euler در سال ۱۷۴۴ میلادی) استفاده شده است. شرکت تیلور از این پدیده برای جایگزین نمودن یک میله فلزی به جای فنر درساخت شیراطمینان با عملکرد سریع و دقیق استفاده نمود. در این کاربرد و در شرایط عادی شیر کاملاً بسته بوده و در مقابل فشار داخل مخزن به خوبی مقاومت می‌نمود و در فشار مشخص شده (Set Point)، شیراطمینان به سرعت عمل می‌کند(باز می‌شود). عملکرد این نوع شیر به صورت قطع و وصل در محدوده میلی‌ثانیه می‌باشد. با استفاده از آلیاژهای ویژه نظیر ۳۰۴SS, Inconel و Inco علاوه بر داشتن نقطه تنظیم فشار دقیق با محدوده تغییر کم، طول عمر قطعه خم شونده نیز طولانی خواهد بود. این قطعه که Rupture Pin یا Buckling Pin نامیده می‌شود، موجب انقلابی در صنعت شیرهای اطمینان شده است. شیرهای اطمینانی که بر پایه این Pin ساخته می‌شوند خصوصیات پولک‌های پاره شونده را نیز به مشخصات شیر اضافه می‌کنند. برای تغییر نقطه تنظیم این نوع شیر برای فشارهای مختلف، کافی است Pin شیر با یک Pin با فشارکاری دیگر تعویض شود. استاندارد ASME کداستاندارد این شیر را ارائه نموده



شکل ۲۸ : نمودار فشار- ظرفیت کمپرسور رینگ مایع

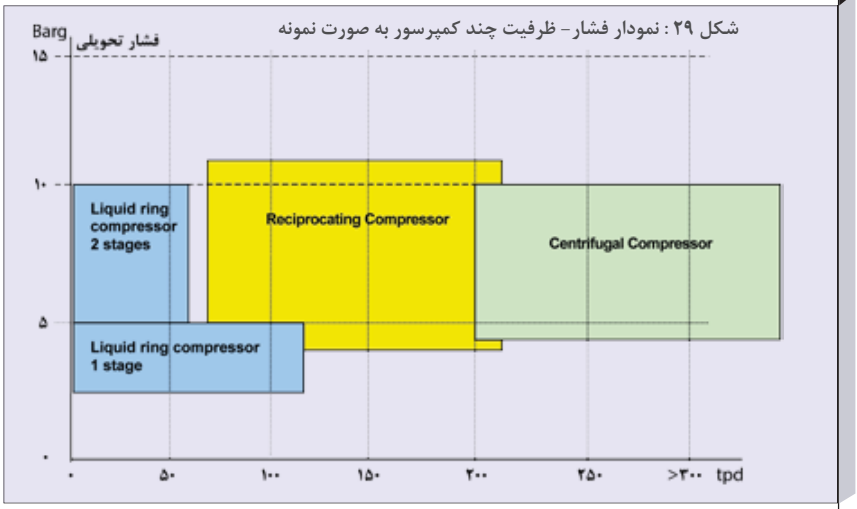
است. این نوع شیر از سال ۱۹۹۰ میلادی به بازار عرضه شده و ازآن می‌توان تافشار ۲۰،۰۰۰psi استفاده نمود. جالب است که تاکنون ۹۹/۹۹درصد، استفاده‌کنندگان از این نوع شیر ازآن رضایت داشته‌اند. در اتصال واحد FGR بجز موارد اشاره شده سایر تجهیزات تقریباً مشابه می‌باشند. در ادامه مطلب به بررسی تجهیزات دیگر و همچنین انواع فناوری قابل استفاده در سیستم FGR پرداخته خواهد شد.

۱» اضافه نمودن تجهیزات اندازه‌گیری

همانگونه که قبلاً اشاره شد که برای شروع مطالعه در مورد پالایشگاه بدون فلر، لازم است توسط تجهیزات اندازه‌گیری میزان گازفلر در نزدیک منبع تولید و در مسیر اصلی (Main Header) به صورت منظم اندازه‌گیری و مورد تحلیل قرار گیرد. در بیشتر پالایشگاه‌ها بر روی مسیر اصلی فلر هیچگونه تجهیز اندازه‌گیری لحاظ نشده است. در این موارد غالباً از جریان‌سنج‌های قابل حمل که به صورت کمربند دور لوله قرار می‌گیرند و به Clamp On Ultrasonic Flowmeter معروف می‌باشند، استفاده می‌شود. ایراد بزرگ این تجهیز این است که درصورت رسوب داشتن دیواره داخلی لوله با توجه به نوع رسوب دقت اندازه‌گیری کاهش می‌یابد. به نظر می‌رسد تجهیزات اندازه‌گیری ثابت دارای دقت و اطمینان بیشتری می‌باشند.

۱» سیستم کنترل واحد بازیابی

درصورتی که واحد بازیابی همزمان با پالایشگاه ساخته شود، سیستم کنترل مرکزی این واحد را مشابه سایرواحدهای پالایشگاه کنترل نموده و سیستم کنترل یکپارچه خواهد ماند. اما زمانی که واحدبازیابی در زمانی بعد از ساخته‌شدن پالایشگاه یا سایر تاسیسات تولیدکننده فلر ساخته شود، غالباً امکان تعریف این واحد مشابه سایر واحدهای احداث شده قبلی در سیستم کنترل مرکزی وجود ندارد. در این حالت می‌توان از یک سیستم کنترل



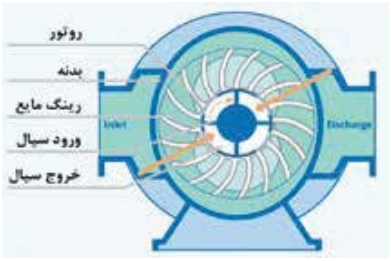
شکل ۲۹ : نمودار فشار- ظرفیت چند کمپرسور به صورت نمونه

محلی ویژه واحدبازیابی استفاده نمود و از طریق یک خط ارتباطی این سیستم کنترل را به سیستم کنترل مرکزی پالایشگاه متصل نمود. سیستم کنترل اشاره‌شده غالباً شبیه Skidهای توربوکمپرسور از یک PLC تشکیل شده است.

۲» ظرف جداسازی مایعات از گاز

به صورت معمول همراه گاز مقداری آب و هیدروکربن‌های مایع در شبکه فلر وجود دارد. لذا در حالت سوزاندن گاز یا بازیابی گازفلر وجود مایعات مشکل ساز می‌باشند. در بحث بازیابی، وجود مایعات بر روی عملکرد کمپرسور[به غیر از کمپرسور رینگ مایع] تاثیر می‌گذارد. به همین دلیل لازم است توسط یک تجهیز مناسب مایعات از جریان گاز جدا شوند. Knockout Drum یا همان K.O. Drum ظرف مناسبی است که این وظیفه را می‌تواند به خوبی انجام دهد.

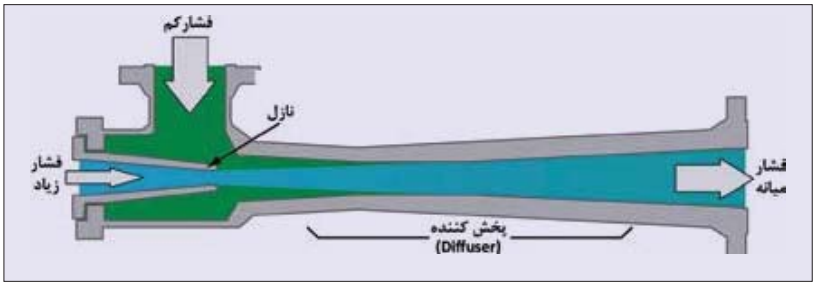
شکل۲۶ یک ظرف جداسازی مایعات همراه گازفلر را نشان می‌دهد. غالباً در قسمت بالای مخزن مش‌هایی (Meshes) از جنس فولاد زنگ نزن وجود داشته که

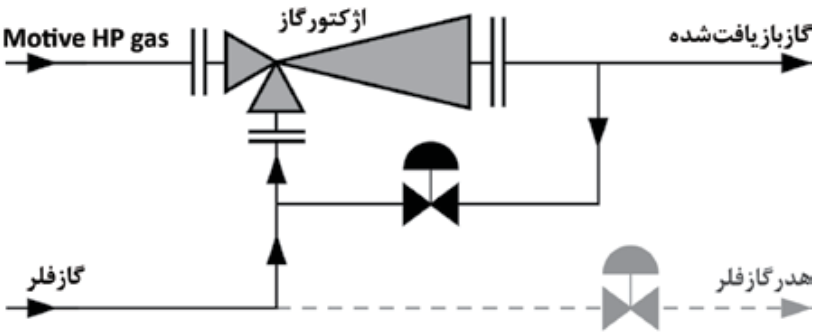


شکل ۳۰ : کمپرسور رینگ مایع

توسط یک نگه‌دارنده در بالای مخزن نگاه داشته می‌شوند. این مش‌ها وظیفه یک Mist Eleminator را برای جداسازی حداکثری مایعات برعهده دارند. جهت تخلیه مداوم مایعات از یک شناوراستفاده می‌شود. این شناور بر اساس نیروی شناوری عمل می‌نماید و فقط اجازه میدهد که مایعات عبور نمایند. وجود توپک توخالی مانع از خروج گاز و باعث عبور مایعات خواهد شد. وجود مایع بیشتر، باعث بالارفتن گیره متصل به توپک شده و خروجی بیشتر باز خواهد شد. اگر گاز به علت وجود مایعات زیاد فشرده شود، توسط لوله‌ای که تعبیه شده به مخزن برخواهد گشت. اگر شناور تعبیه شده جواب‌گوی ظرفیت مایعات نباشد، توسط خط کنار گذر مایعات به سمت مخزن مناسبی فرستاده می‌شوند.

سطح مایعات در این مخزن توسط نشان‌دهنده سطح مایعات (Gauge Glass) دیده می‌شود. جهت جلوگیری از ورود مایعات به واحدبازیابی، آلارم‌های افزایش سطح High Alarm و H.H Alarm که اطلاعات خود را از تجهیزات ابزاردقیق کنترل کننده‌های سطح دریافت





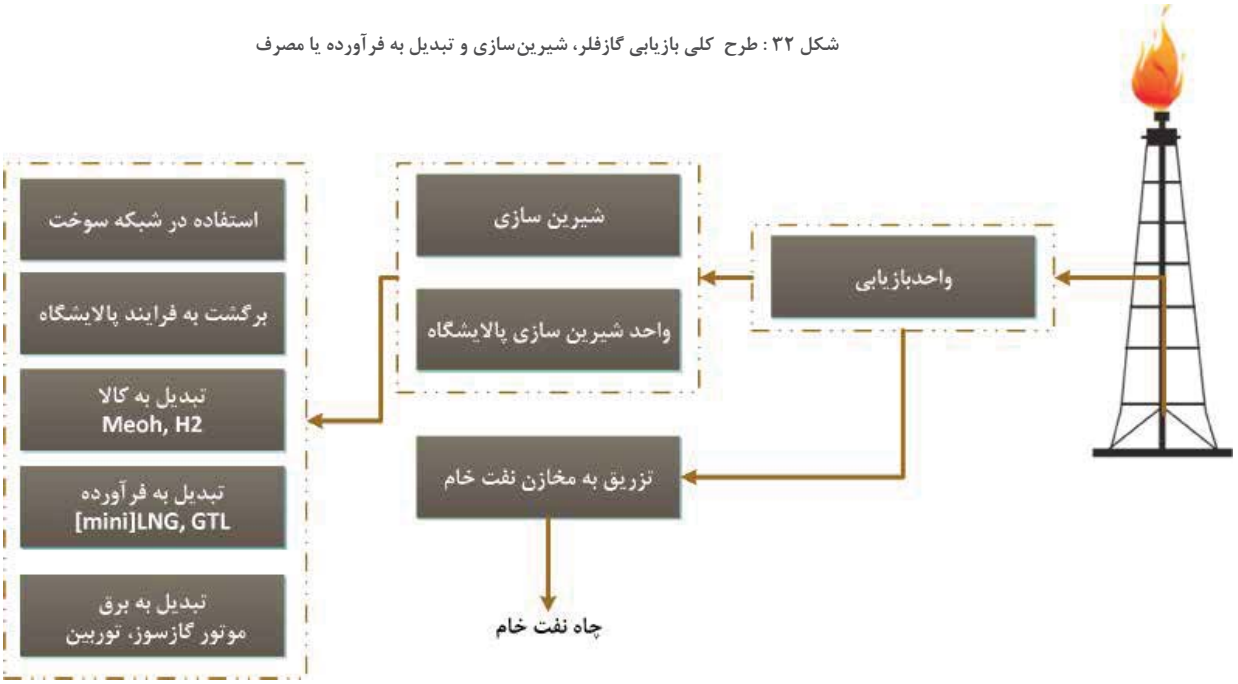
شکل ۳۱ : کمپرسور حرارتی و مدارنمونه بازیابی گازفلر

می کنند، به صدا درآمده و سیستم کنترل اقدامات کنترل خود را انجام می‌دهد. شایان ذکر است که زمان اقامت در مخزن جداکننده مایعات همراه گاز اسیدی، حدود چندثانیه و با توجه به مقدار دبی جریان ورودی متغیر می‌باشد.

۳» اضافه نمودن Water/Liquid Seal drum

غالباً در تجهیزاتی که از گاز برای سوختن استفاده می‌نمایند، برای جلوگیری از برگشت شعله از یک تجهیزی به نام Liquid Seal استفاده می‌شود. این تجهیز را حتی در تجهیزات ساده‌ای مانند جوشکاری با گاز نیز می‌توان مشاهده نمود. در فلرها این تجهیز از Liquid Seal به صورت یک Drum مشابه شکل ۲۷ استفاده می‌شود و غالباً مایع استفاده شده آب و گلایکول می‌باشد و به همین دلیل به آن Water Seal می گویند. البته برای جلوگیری از یخ‌زدن آب در مناطق سردسیر می‌توان مشابه شکل اشاره شده از یک گرم‌کننده با بخار نیز استفاده نمود. از نظر فنی و توصیه استاندارد API 521 در مورد استفاده از بیش از یک فلر به صورت موازی یا استفاده از سیستم بازیابی گاز فلر به صورت اجباری باید از Water Seal استفاده نمود. سازندگان فلر در سایر مواقع برای کاهش هزینه و همچنین کم کردن مشکلات Water Seal از نشت‌بندهای(Seals) مکانیکی استفاده می کنند. وزن زیاد به ویژه در فراساحل یا کشتی‌های FPSO یک عامل بازدارنده استفاده از Water seal می‌باشد. این تجهیز همچنین درصورت طراحی اشتباه یا وضعیت گاز ارسالی می‌تواند جریان گازفلر در نشت‌بند را غیرپیوسته[پالسی] نماید. در این حالت سوختن گاز در فلر دچار مشکل می‌شود. البته راه‌حل‌هایی برای کاهش این پدیده ابداع شده‌است. اما به هرحال در بیشتر مواقع به ویژه زمانی که جریان با سرعت مناسب Purge gas وجود دارد و فلرها موازی نبوده و سیستم بازیابی نیز وجود نداشته باشد، می توان از نشت‌بندهای مکانیکی استفاده نمود.buoyancy seal و velocity seal دو نمونه متداول از نشت‌بندهای مکانیکی می‌باشند. برخی سازندگان از Molecular Seal که مشابه buoyancy seal می‌باشد استفاده می کنند. نوع دیگر نشت‌گیر Air Lock می‌باشد. این تجهیز بسیار ساده بوده و بعد از فلنج ورودی گاز به Stack فلر قرار می گیرد و با افزایش سرعت گاز باعث خارج شدن هوا شده و از باقی ماندن هوا در داخل فلر جلوگیری می کند.

شکل ۳۲ : طرح کلی بازیابی گازفلر، شیرین‌سازی و تبدیل به فرآورده یا مصرف

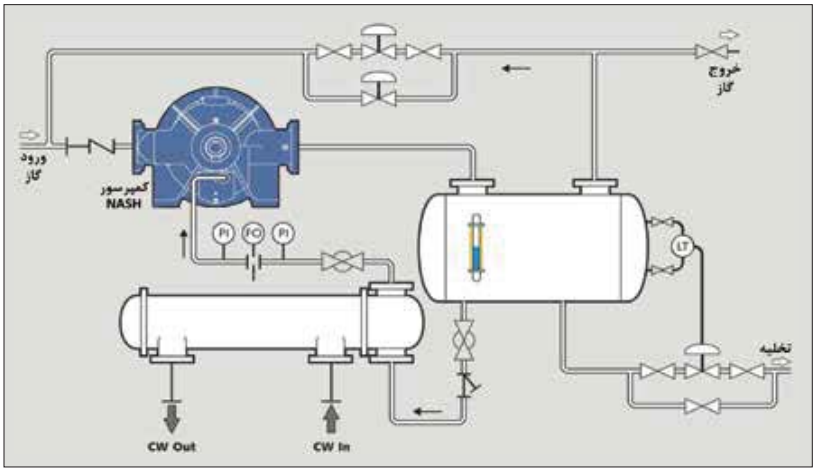


باید توجه کرد که نشت‌بندهای مکانیکی در واقع نمی توانند از Flashback جلوگیری نمایند یا به صورت Flame arrestors عمل نمایند، این نوع تجهیزات باعث کاهش Purge gas شده و همچنین می توانند در صورتیکه ارسال Purge gas دچار مشکل شود تا مدتی سیستم را ایمن نگه دارند.

به هرحال همانگونه که اشاره شد درصورت وجود واحد بازیابی یا وجود فلرهای موازی، الزاماً باید از Water Seal استفاده نمود. در این حالت علاوه بر ایمن کردن فعالیت فلر و سیستم بازیابی گازفلر، فشار مثبت مورد نیاز در ورودی واحد بازیابی نیز تامین خواهد شد.

بخش بازیابی گازفلر

با مشخص شدن چگونگی بسته شدن مسیر منتهی به Stack فلر و رعایت استانداردهای ایمنی، اکنون می‌بایست به طراحی واحد بازیابی توجه کنیم. واحدهای بازیابی غالباً برمبنای افزایش فشار توسط کمپرسور و جداسازی مایعات طراحی می شوند. اما این تنها گزینه قابل انتخاب نیست، به عنوان مثال در کنار یک مجتمع LNG می توان از سرمایش برای بازیابی استفاده نمود. ازطرف دیگر بازیابی به وسیله غشا نیز گزینه دیگری است که برای برخی موارد می تواند مد نظر قرار گیرد. برخی سازندگان، واحد شیرین سازی با آمین را نیز به صورت مجتمع در این واحد قرار می دهند. سازندگان و طراحان دیگر ممکن است یک واحد مستقل شیرین سازی در کنار واحد بازیابی را ترجیح دهند. البته در شرایط خاص با توجه به مشخصات گازهای اسیدی همراه گازفلر ممکن

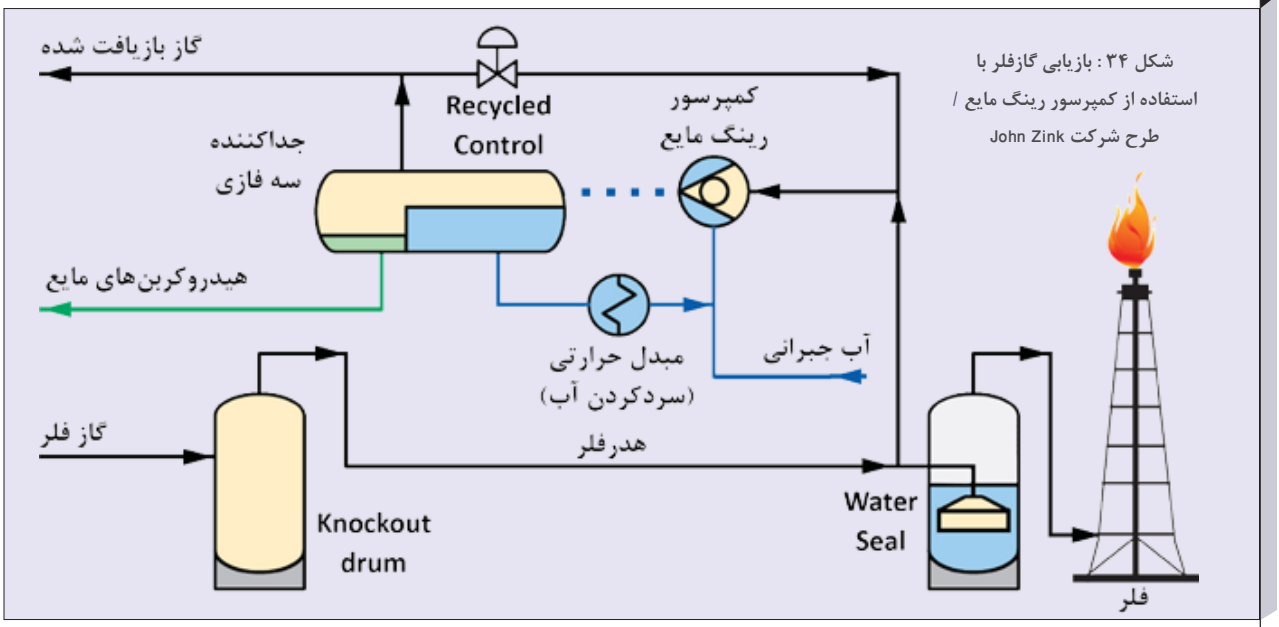


شکل ۳۳ : فرایند بازیابی با استفاده از کمپرسور رینگ مایع / طرح شرکت NASH

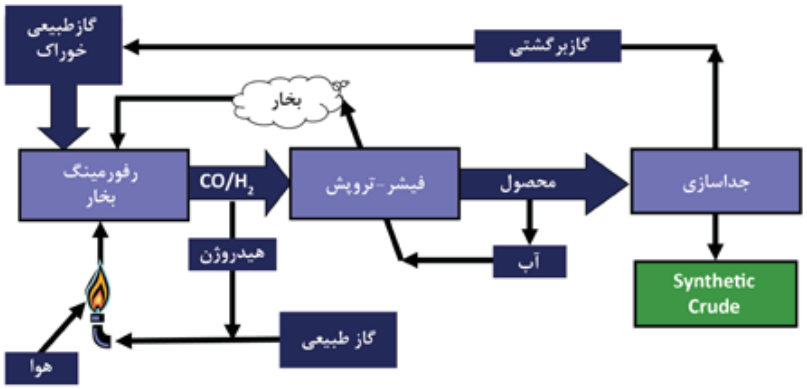
است بتوان جریان بازیافت شده را به صورت مستقیم به ورودی واحد شیرین سازی پالایشگاه ارسال نمود. سازنده‌های مختلف برحسب توانایی های خودشان و نیاز مشتریان سیستم‌های مختلفی را توسعه‌داده‌اند که هرکدام از نظر فنی و اقتصادی دارای جاذبه‌ها، محاسن و معایبی می‌باشند. در ادامه سعی می شود روش های مختلف را به صورت مختصر بررسی کرده و یک چشم‌انداز مناسب برای انتخاب فناوری و تجهیزات این واحد ارائه گردد:

» بازیابی با استفاده از کمپرسور

در توضیحات قبلی اشاره شد که تقریباً همه روش های ارائه شده بازیابی گازفلر از کمپرسور استفاده می کنند. هرکدام از کمپرسورهای رفت و برگشتی، پیچشی و رینگ مایع و احتمالاً در شرایط خاص کمپرسورهای گریزازمرکز می توانند گزینه مناسبی باشند. شرکت‌هایی نظیر Garo, Nash کمپروسورهای رینگ مایع به همراه تجهیزات جانبی به صورت Skid برای بازیابی گازفلر ارائه می کنند. در شکل ۲۹ مقایسه میان مشخصات کمپرسورهای مختلف را مشاهده می‌نمایید. کمپرسور رینگ مایع توانایی مناسبی در شرایط عملکرد با جریان سیالات دوفازی دارد. در این کمپرسور برای عملکرد مناسب آب به صورت Make up به سیستم اضافه می‌شود. وجود آب به جداشدن و تراکم گاز کمک می کند. به هرحال این نوع کمپرسور یک پیشنهاد اولیه مناسب بوده، اما به دلیل شرایط خاص سیال یا حتی شرایط تامین کمپرسور، ممکن است طراح نوع دیگری از کمپرسور را انتخاب نماید. در این حالت کمپرسورهای رفت‌وبرگشتی، گریزازمرکز، مارپیچی و حتی حرارتی می توانند مورد



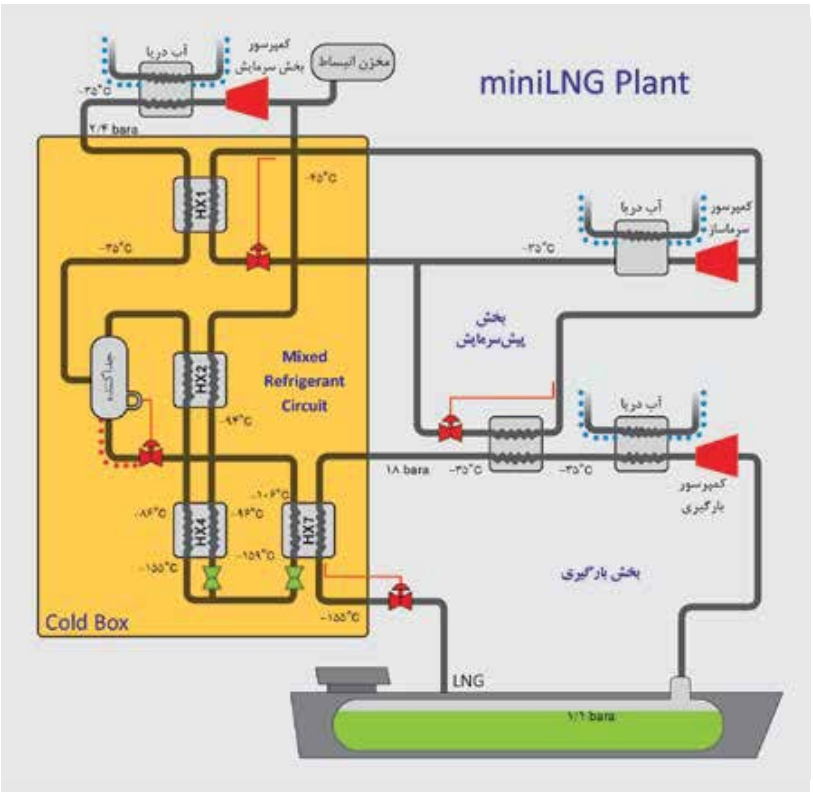
شکل ۳۴ : بازیابی گازفلر با استفاده از کمپرسور رینگ مایع / طرح شرکت John Zink



شکل ۳۵ : فرایند پیشنهادی نمونه برای تبدیل گازبازیابی شده به GTL

استفاده قرار گیرند. در طرح‌های ارائه شده از سوی شرکت‌های مختلف، انواع کمپرسور دیده می‌شود. اینکه از چه کمپرسوری استفاده شود به محاسبات طراحی نیاز دارد. اما با توجه به اینکه بخش قابل توجهی از واحد بازیابی را کمپرسور و تجهیزات مرتبط با آن تشکیل می‌دهند، سازندگان کمپرسور غالباً تجهیزات مورد نیاز دیگر را نیز روی شاسی کمپرسور اضافه کرده و Skid واحد بازیابی گاز فلر را ارائه می‌کنند.

در شکل ۳۳ یک نمونه از چیدمان واحد FGR که در آن از کمپرسور رینگ مایع NASH استفاده شده را مشاهده می‌کنید. در بازیابی توسط کمپرسور رینگ مایع مشکلی از لحاظ دوفازی بودن سیال وجود ندارد. همانگونه که در شکل مشاهده می‌نمایید، جریان سیال وارد یک جداکننده سه فازی می‌شود، فاز گاز از بالای این جداکننده خارج شده و به عنوان گازبازیابی شده از این بخش خارج و وارد بخش شیرین‌سازی می‌شود. بخش کمی از جریان گاز توسط یک مسیر برگشتی و تحت فرمان سیستم کنترل به ورودی کمپرسور برای جلوگیری از کار بدون بار و همچنین بروز پدیده Surge باز می‌گردد. برای درک بهتر فرایند اشاره شده می‌توانید به شکل ۳۴ مراجعه



شکل ۳۶ : فرایند پیشنهادی نمونه برای تبدیل گازبازیابی شده به LNG

نمایید. در این فرایند نیز از کمپرسور رینگ مایع استفاده شده و طرح پیشنهادی متعلق به شرکت John Zink می‌باشد.

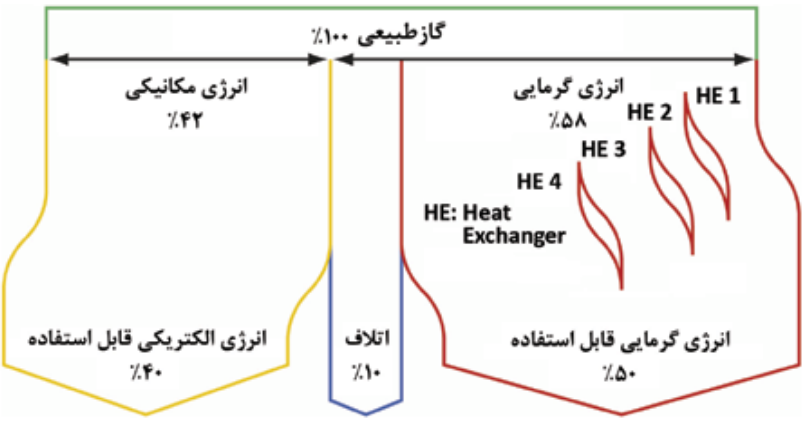
شکل ۳۲ چیدمان یک واحد بازیابی به همراه بخش شیرین‌سازی را نشان می‌دهد.

شرکت Transcav با استفاده از کمپرسور نوع حرارتی یک راه‌حل برای بازیابی گاز فلر معرفی نموده است. در شکل ۳۱ کمپرسور و PFD سیستم مبتنی بر آن را مشاهده می‌نماید. در این فناوری اژکتور[کمپرسور حرارتی] وظیفه افزایش فشار گازفلر را برعهده دارد. در این تجهیز هیچ بخش متحرکی وجود ندارد، ساختار آن بسیار ساده بوده و به نگهداری و تعمیرات کمی نیاز دارد. همچنین مشکلاتی نظیر Surge نیز وجود ندارد، جریان سیال کاملاً پیوسته و یکنواخت بوده و مشکلی درحین تغییر احتمالی ترکیب درصد گاز وجود نخواهد داشت.

» شیرین‌سازی گازبازیابی شده

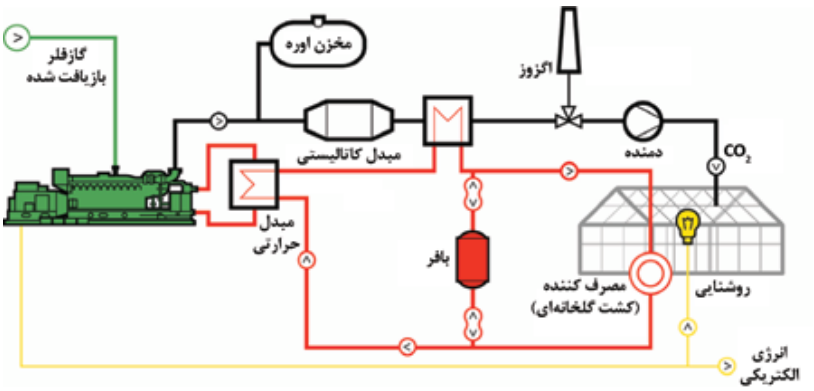
گازفلر از قسمت‌های مختلف پالایشگاه وارد شبکه فلر می‌شود. اگرچه ممکن است گاهی مقدار زیادی از این گاز شیرین باشد، اما غالباً گازفلر حاوی مقدار قابل توجهی گازهای اسیدی است که باعث می‌شوند گازفلر یک گاز ترش به حساب آید. برای هراستفاده‌ای از گازفلر که مدنظر باشد، شیرین‌سازی گاز لازم به نظر می‌رسد. حتی اگر هدف ارسال این گاز به ابتدای واحد شیرین‌سازی پالایشگاه باشد نیز وجود مقدار نامشخص گازاسیدی که مرتباً نسبت آن در گازفلر تغییر می‌کند باعث ایجاد آشفتگی در جریان سیال واحد شیرین‌سازی شده و ممکن است باعث تجمع گازهای اسیدی در واحد شیرین‌سازی شود. در این حالت مجاز نخواهیم بود که این گاز را به ابتدای واحد شیرین‌سازی پالایشگاه اضافه نماییم.

شیرین‌سازی گازفلر مشابه شیرین‌سازی در پالایشگاه صورت می‌گیرد. کمتر بودن میزان گازی که باید در واحد بازیابی شیرین شود و نامشخص بودن درصد گازاسیدی تفاوت‌های اصلی میان این دو قسمت می‌باشند. معمولاً سعی می‌گردد تا در شیرین‌سازی گازفلر بازیابی شده از فناوری مشابه واحدشیرین‌سازی در پالایشگاه استفاده شود. در این حالت هزینه نگهداری و تعمیرات این واحد کاهش می‌یابد. ساخت یک واحد شیرین‌سازی کوچک بعد از واحد بازیابی گازفلر یک روش معمول و کاربردی است. برخی از سازندگان پکیج‌های بازیابی تزریق حلال آمین برای شیرین‌سازی به داخل کمپرسور رینگ‌مایع را تجربه کرده‌اند، اما این روش چندان مرسوم نمی‌باشد.



شکل ۳۷ : اتلاف انرژی در فلر و میزان قابل بازیافت برحسب اندازه دهانه فلر

شکل ۳۸ : فلرینگ در تاسیسات فراساحل



شکل ۳۹ : اتلاف انرژی در فلر و میزان قابل بازیافت برحسب اندازه دهانه فلر

استفاده از گاز بازیابی شده

بـه همان اندازه که بازیابـی گازفلر اهمیت دارد، یافتن بهترین راه حل برای مصرف گاز بازیابی شده نیز اهمیـت دارد. گاز بازیابـی شـده گاز ترش بـا میزان نامشخصی ترکیبات اسیدی می‌باشد. در مرحله بازیابی یـا در یک مرحلـه جداگانـه بخش اصلـی گازهای اسـیدی در فرآیند شیرین‌سـازی با آمین یا فرایندهای مشابه از جریان گازبازیابی شـده، جدا می‌شود. اما این محصول هنوز مناسب استفاده نمی‌باشد. محصول نهایی قابـل اسـتفاده باید بـه شـکل یکـی از فرآورده‌های پالایشـگاهی و دارای تقاضا یا به شـکل مناسـب قابل برگشت به یکی از واحدهای مناسب در پالایشگاه باشد.

۱- تزریق گازترش به مخازن نفت خام
۲- تزریق گاز به واحد شیرین‌سازی
۳- تزریق گاز به شبکه سوخت
۴- تبدیل به حامل‌هایی نظیر LNG, CNG
۵- تبدیل به GTL یا اتیلن
۶- تبدیل به اتیلن، متانول یا هیدروژن
۷- ارسال به مجتمع‌های پتروشیمی
۸- تولید برق

در شکل ۳۵ بلوک دیاگرام تبدیل گازفلر بازیافت شده به GTL و در شکل ۳۶ تبدیل به LNG در یک واحد miniLNG را مشاهده می‌نمایید. در سال‌های اخیر واحدهای بسیار کوچک که بر روی Skid قرارگرفته و قادر به تبدیل گازطبیعی به GTL یا LNG می‌باشند با نام‌های Micro GTL یا Micro LNG توسط برخی سازندگان به بازار ارائه شده است.

در شکل ۳۷ تبدیل گازبازیافت شده به الکتریسته و همزمان استفاده از گرما در یک سیستم Cogenaration را مشاهده می‌نمایید. تبدیل حامل‌های فسیلی انرژی در توربوژنراتورها دارای بازده حداکثر ۴۰٪ و تبدیل در موتورهای گازسوز نیز حداکثر ۶۰٪ می‌باشد. برای افزایش بازده کلی از یک سیستم CHP استفاده می‌شود که در آن علاوه بر الکتریسیته، انرژی گرمایی نیز قابل مصرف می‌شود، در شکل ۳۹ یک راه‌حل ابتکاری برای استفاده از CO_2 نیز ارائه شده است. مهندسی سید

[1]- تهیه کنندگان گزارش:
۱- مهندس محسن فراکش
۲- مهندس ب. پورنژدی
۳- مهندس علی صفار

منابع:

1: Hydrocarbon Processing Magazine
2: Johnzink documents