

سورة الاحقاف



دانشکده مهندسی مکانیک

گروه سیالات

تحلیل سیستم های بازیافت گازهای ارسالی به فلر و تولید قدرت (برق) از گازهای فلر

یوسف لعل بهرامپور

اساتید راهنما:

دکتر مجید هاشمیان

دکتر مجید عمیدپور

پایان نامه کارشناسی ارشد

بهمن ۱۳۹۱



## تقدیر و تشکر:

تقدیم به همسر عزیزم که در تمامی سخت‌ها پشتیبان و همراه من بوده است.

باتشکر از پدر و مادر مهربانم، و تقدیر بی‌پایان از زحمات بی‌شائبه دکتر هاشمیان، استاد عزیز و

دلسوزم که بی‌شک اگر راهنمایی‌های ایشان نبود، این پژوهش به نتیجه نمی‌رسید.

## تعهد نامه

اینجانب **یوسف لعل بهرامپور** دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مکانیک- مهندسی سیستم‌های انرژی دانشکده مکانیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه "تحلیل سیستم بازیافت گازهای ارسالی به واحد فلر و تولید قدرت (برق) از گازهای فلر" تحت راهنمایی جناب آقای دکتر هاشمیان و دکتر عمیدپور متعهد می‌شوم

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است .
- مطالب مندرج در پایان‌نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام «دانشگاه صنعتی شاهرود» و یا «Shahrood University of Technology» به چاپ خواهد رسید .
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان‌نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا بافت‌های آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است .
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است.

### تاریخ

### امضای دانشجو

#### مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است ) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد . این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود .
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد

## فهرست:

### فهرست مطالب:

فهرست مطالب:	أ.....
فهرست جداول:	ن.....
فهرست شکل ها:	ع.....
۱-۱- تعریف مسئله.....	۲.....
۲-۱- جغرافیا و گستردگی فلرینگ گاز در سطح جهان.....	۵.....
۱-۲-۱- آمار مربوط به گازهای سوزانده شده در ایران.....	۸.....
۱-۲-۱- گازهای همراه.....	۹.....
۲-۱-۲-۱- پالایشگاه های نفت.....	۱۱.....
۲-۱-۲-۱- پالایشگاه های گاز و سیستم های فرآورشی گاز در مناطق نفت خیز جنوب.....	۱۲.....
۳-۱- اهمیت کاهش و بازیابی گاز فلر.....	۱۳.....
۱-۳-۱- ارزش اقتصادی گازهای فلر.....	۱۴.....
۲-۳-۱- اثرات زیان آور گازهای فلر.....	۱۵.....
۴-۱- پیشینه پژوهش.....	۱۶.....
۱-۴-۱- مطالعات و فعالیت های انجام شده در سطح دنیا.....	۱۶.....
۲-۴-۱- مطالعات و فعالیت های انجام شده در ایران.....	۱۷.....
۵-۱- اهداف تحقیق حاضر.....	۱۸.....
۶-۱- طراحی سیستم.....	۱۹.....
۱-۲- بررسی وضعیت مطلوب:	۲۱.....
۲-۲- مقدمه ای بر سیستم های فلر.....	۲۱.....
۱-۲-۲- انواع فلر.....	۲۲.....
۲-۲-۲- اجزای سیستم فلر.....	۲۳.....
۱-۲-۲-۲- سیستم جمع آوری و انتقال گازهای آزاد شده.....	۲۴.....
۲-۲-۲-۲- ظروف مایع گیر (مخزن ضربه گیر).....	۲۴.....
۳-۲-۲-۲- آب بند مایع.....	۲۵.....
۴-۲-۲-۲- دودکش.....	۲۵.....

- ۲۶.....آبند گازی.....۵-۲-۲-۲
- ۲۷.....نوک آتشیان.....۶-۲-۲-۲
- ۲۷.....پایلو آتشیان.....۷-۲-۲-۲
- ۲۸.....سیستم کنترول.....۸-۲-۲-۲
- ۲۸.....مکانیزم احتراق سیستم فلر.....۳-۲-۲-۲
- ۲۹.....انتشار آلاینده های فلر.....۴-۲-۲-۲
- ۳۰.....موارد کاربرد گازهای فلر بازیافت شده.....۵-۲-۲-۲
- ۳۰.....کاربرد گاز فلر بازیابی شده به عنوان سوخت گازی.....۱-۵-۲-۲
- ۳۱.....تولید برق با استفاده از گاز فلر.....۲-۵-۲-۲
- ۳۲.....تبدیل گاز فلر به هیدروکربن های سنگین یا LPG.....۳-۵-۲-۲
- ۳۳.....تبدیل گازهای فلر بازیافت شده به گاز مایع طبیعی.....۴-۵-۲-۲
- ۳۴.....بازگرداندن به فرآیند تولید یا مصرف به عنوان خوراک سایر واحدها.....۵-۵-۲-۲
- ۳۴.....فرآیندهای تبدیل گاز فلر به میعانات.....۶-۵-۲-۲
- ۳۵.....تزریق گاز همراه به چاه های نفت جهت ازدیاد برداشت.....۷-۵-۲-۲
- ۳۶.....صادرات گاز همراه.....۸-۵-۲-۲
- ۳۸.....اصول اولیه بازیافت گاز فلر.....۳-۲-۲-۲
- ۳۹.....عوامل موثر در طراحی سیستم بازیابی.....۴-۲-۲-۲
- ۴۰.....دبی گازهای ارسالی به فلر در حالت پیوسته.....۱-۴-۲-۲
- ۴۰.....حداکثر فشار مجاز در مخزن ضربه گیر.....۲-۴-۲-۲
- ۴۰.....ترکیب یا جرم مولکولی گاز.....۳-۴-۲-۲
- ۴۰.....دمای گاز.....۴-۴-۲-۲
- ۴۰.....فشار خروجی واحد بازیافت.....۵-۴-۲-۲
- ۴۰.....دمای گاز خروجی از سیستم بازیافت.....۶-۴-۲-۲
- ۴۰.....قطر و جنس لوله انتقال گازهای فلر.....۷-۴-۲-۲
- ۴۱.....ارزش گاز فلر.....۸-۴-۲-۲
- ۴۱.....۵ مقایسه کلی وضعیت انرژی (در حالت موجود و مطبوع).....۵-۲-۲-۲
- ۴۴.....۱ کاربرد دروس دوره ارشد در روند اجرای پروژه.....۱-۴-۲-۲
- ۴۵.....۲ مطالعات و فعالیت های انجام شده در سطح دنیا.....۲-۲-۲-۲

- ۳-۳ مطالعات و فعالیت های انجام شده در ایران ..... ۵۰
- ۳-۳-۱ برنامه ریزی های انجام شده جهت بازیافت گاز فلر در ایران ..... ۵۲
- ۳-۳-۱-۱ مناطق نفت خیز جنوب ..... ۵۲
- ۳-۳-۱-۲ نفت مناطق مرکزی ..... ۵۳
- ۳-۳-۱-۳ نفت فلات قاره ..... ۵۳
- ۳-۳-۱-۴ منطقه گازی پارس جنوبی ..... ۵۴
- ۳-۳-۱-۵ پالایشگاه های نفت ..... ۵۴
- ۳-۴ بررسی تأثیرات پروژه مورد مطالعه بر بهبود راندمان ..... ۵۴
- ۳-۵ روش های کاهش تولید و بازیابی گازهای ارسالی به فلر ..... ۵۶
- ۳-۵-۱-۱ انتخاب راهکار مناسب ..... ۵۶
- ۳-۵-۱-۱-۱ بخش فرآیند ..... ۵۶
- ۳-۵-۱-۲ شبکه جمع آوری ..... ۵۷
- ۳-۵-۱-۳ سیستم فلر ..... ۵۷
- ۳-۵-۲ روش های کاهش تولید گازهای ارسالی به فلر از طریق بهبود شرایط فرآیندها ..... ۵۷
- ۲-۲-۱-۱ جلوگیری از نشتی شیرهای اطمینان و سایر وسائل مشابه ..... ۵۸
- ۳-۲-۲-۱ جلوگیری از نشتی در کمپرسورها ..... ۵۸
- ۳-۲-۲-۳ اصلاح فرآیند واحدهای آب ترش ..... ۵۹
- ۳-۲-۲-۴ جایگزینی هیدروکربن استریپ کننده با نیتروژن ..... ۵۹
- ۳-۲-۲-۵ جایگزینی هیدروکربن پوشاننده با نیتروژن ..... ۵۹
- ۳-۲-۲-۶ ظرفیت تجهیزات ..... ۶۰
- ۳-۲-۲-۷ استفاده از اندازه گیرهای جریان چندفازی ..... ۶۰
- ۳-۲-۲-۸ استفاده از پمپ های چندفازی ..... ۶۰
- ۳-۲-۳-۱ کاهش تولید گازهای فلر از طریق بهبود عملکرد سیستم فلر ..... ۶۰
- ۳-۲-۳-۱-۱ کاهش گازهای تخلیه ..... ۶۰
- ۳-۲-۳-۲ وضعیت سر مشعل ..... ۶۱
- ۳-۲-۳-۳ جایگزینی پرچ هیدروکربن با پرچ نیتروژن ..... ۶۱
- ۳-۲-۳-۴ اصلاح یا جایگزینی پیلوت های مشعل ..... ۶۱
- ۳-۲-۳-۵ اصلاح یا جایگزینی سیستم های جرقه زنی ..... ۶۱



- ۶۱.....اصلاح شبکه فلر پالایشگاه و تعدا فلرهای در حال استفاده.....۳-۵-۳-۶
- ۶۲.....روش های بازیابی گازهای ارسالی به فلر.....۳-۵-۴
- ۶۲.....انواع روش های بازیابی گازهای فلر.....۳-۵-۴-۱
- ۶۳.....اصول اولیه بازیابی گازهای فلر.....۳-۵-۴-۲
- ۶۴.....فرآیند بازیافت گاز فلر FGR.....۳-۵-۴-۳
- ۶۵.....کمپرسورهای با رینگ مایع.....۳-۵-۴-۴
- ۶۷.....تعیین پارامترهای طراحی سیستم بازیابی گاز فلر.....۳-۶-۶
- ۶۸.....ویژگی های عمومی خطوط فلر.....۳-۶-۱
- ۶۹.....تعیین ترکیب گازها در سیستم فلر.....۳-۶-۲
- ۶۹.....روش اسپکتروفتومتری.....۳-۶-۱-۲
- ۷۰.....روش تابش.....۳-۶-۲-۲
- ۷۰.....روش تابش شیمیایی.....۳-۶-۲-۳
- ۷۰.....روش آشکار ساز شعله.....۳-۶-۲-۴
- ۷۰.....روش آشکار ساز پرتو نوری.....۳-۶-۲-۵
- ۷۱.....روش کروماتوگرافی گاز (GC).....۳-۶-۲-۶
- ۷۱.....روش اسپکترومتری جرمی.....۳-۶-۲-۷
- ۷۱.....روش سلول الکتروشیمیایی.....۳-۶-۲-۸
- ۷۱.....روش آرایه دیود نوری/فرابنفش.....۳-۶-۲-۹
- ۷۱.....وسایل پارامگنتیک.....۳-۶-۲-۱۰
- ۷۲.....تعیین دبی جریان گاز فلر [۱].....۳-۶-۳
- ۷۲.....دلایل استفاده از دبی سنج روی خطوط فلر.....۳-۶-۱
- ۷۳.....احتیاجات و مشخصات یک دبی سنج مناسب جهت فلر.....۳-۶-۲
- ۷۳.....دبی سنج توربینی.....۳-۶-۳
- ۷۴.....دبی سنج گرمائی.....۳-۶-۴
- ۷۵.....دبی سنج انوبار.....۳-۶-۵
- ۷۶.....دبی سنج آلتراسونیک.....۳-۶-۶
- ۷۸.....محل قرار گرفتن اندازه گیرها.....۳-۶-۴
- ۷۹.....تعیین سایر مشخصات سیستم فلر جهت طراحی سیستم بازیابی.....۳-۶-۵

- ۷-۳-۷- ملاحظات ایمنی در سیستم های بازیابی گاز فلر [۴]..... ۷۹
- ۷-۳-۱- دسترسی به فلر..... ۷۹
- ۷-۳-۲- جریان برگشتی..... ۸۰
- ۷-۳-۳- ویژگی های گاز فلر..... ۸۰
- ۷-۳-۸- ملاحظات طراحی سیستم های بازیافت گاز فلر [90]..... ۸۰
- ۷-۳-۱- سائزینگ..... ۸۰
- ۷-۳-۲- موقعیت..... ۸۱
- ۷-۳-۳- اتصال فلر..... ۸۳
- ۷-۴-۱- پالایشگاه ها:..... ۸۷
- ۷-۴-۲- پالایشگاه (پالایشگاه شماره ۲ تهران)..... ۸۷
- ۷-۴-۲-۱- اطلاعات جغرافیایی و آب و هوایی محل سایت..... ۸۷
- ۷-۴-۲-۲- سرویس های جانبی مورد نیاز سایت..... ۸۷
- ۷-۴-۲-۳- سوخت های مصرفی در پالایشگاه..... ۸۹
- ۷-۴-۲-۱- سوخت گازی..... ۸۹
- ۷-۴-۳- تعیین مشخصات گازهای ارسالی به فلر در پالایشگاه تهران..... ۹۱
- ۷-۴-۱- تعیین آنالیز گازهای ارسالی به فلر..... ۹۱
- ۷-۴-۲- تعیین دبی جریان گازهای ارسالی به فلر..... ۹۳
- ۷-۴-۱) تعیین دبی گاز با استفاده از ترکیب مولکولی گاز ارسالی به مشعل..... ۹۶
- ۷-۴-۲) تعیین دبی گاز با استفاده از میزان باز بودن شیر های کنترل جریان گاز واقع در بالای ظرف آب بند..... ۹۶
- ۷-۴-۳) تعیین دبی گاز با استفاده از شبیه سازی جریان گاز عبوری از خط لوله بین ظرف مایع گیر و آب بند گاز..... ۹۷
- ۷-۴-۴) محاسبات تعیین دبی گاز با استفاده از میزان بخار مورد نیاز..... ۹۷
- ۷-۴-۵) محاسبات تعیین دبی گاز با استفاده از روش موازنه جرم در واحد..... ۹۷
- ۷-۴-۴- اصلاح شبکه فلرینگ و تغییرات مورد نیاز سیستم..... ۹۹
- ۷-۴-۱- تعیین ظرفیت و مشخصات سیستم بازیابی..... ۱۰۰
- ۷-۴-۲- تعیین تکنولوژی مناسب جهت سیستم بازیافت..... ۱۰۲
- ۷-۴-۵- سکوها:..... ۱۰۴
- ۷-۴-۱-۵- اطلاعات جغرافیایی و آب و هوایی محل سایت..... ۱۰۴
- ۷-۴-۵-۲- سیستم برق سکو:..... ۱۰۴

- ۱۰۷.....۴-۶ آنالیز گاز فلر:.....
- ۱۱۱.....۴-۶-۱ توربین گاز:.....
- ۱۱۱.....۴-۶-۱-۱ ابررسی کلی:.....
- ۱۱۲.....۴-۶-۱-۲ انواع میکروتوربین ها.....
- ۱۱۳.....۴-۶-۱-۳ اجزاء سیستم:.....
- ۱۱۳.....۴-۶-۱-۴ ریکو پرتر recuperator.....
- ۱۱۵.....۴-۶-۱-۵ کامبوستر Combustor:.....
- ۱۱۵.....۴-۶-۱-۶ بلبرینگها:.....
- ۱۱۶.....۴-۶-۱-۷ ویژگیهای طراحی.....
- ۱۱۷.....۴-۶-۱-۸ عملکرد سیستم:.....
- ۱۱۸.....۴-۶-۱-۹ مقایسه هزینه و عملکرد:.....
- ۱۱۸.....۴-۶-۱-۱۰ ملاحظات طراحی میکروتوربین ها.....
- ۱۱۸.....۴-۶-۱-۱۱ تاثیر نسبت تراکم و دمای ورودی به توربین بر بازده و قدرت توربین.....
- ۱۲۰.....۴-۶-۱-۱۰-۲ عملکرد در بار جزئی:.....
- ۱۲۰.....۴-۶-۱-۱۱ تاثیر شرایط محیط بر کارکرد میکروتوربین:.....
- ۱۲۰.....۴-۶-۱-۱۱-۱ تاثیر دما:.....
- ۱۲۲.....۴-۶-۱-۱۱-۲ تاثیر ارتفاع.....
- ۱۲۲.....۴-۶-۱-۱۲ ویژگیهای انتشار گازهای گلخانه ای:.....
- ۱۲۳.....۴-۶-۱-۱۳ سیکل ترکیبی.....
- ۱۲۳.....۴-۶-۱-۱۴ دمای احتراق ورودی توربین.....
- ۱۲۴.....۴-۶-۱-۱۴-۱ سرمایه‌ش هوای داخلی:.....
- ۱۲۴.....۴-۶-۱-۱۴-۲ سوخت سیستم:.....
- ۱۲۴.....۴-۶-۲ موتورهای رفت و برگشتی.....
- ۱۲۵.....۴-۶-۲-۱ امکانیزم.....
- ۱۲۶.....۴-۶-۲-۲ بازبایی گرما:.....
- ۱۲۸.....۴-۶-۲-۳ انواع موتور:.....
- ۱۲۸.....۴-۶-۲-۳-۱ موتور با محفظه احتراق باز:.....
- ۱۲۸.....۴-۶-۲-۳-۲ موتورهای با اتاق احتراق جداگانه:.....

- ۱۲۹ ..... ۴-۲-۳-۳ موتور دوگانه سوز:
- ۱۳۰ ..... ۴-۲-۴ عملکرد در بار جزئی:
- ۱۳۰ ..... ۴-۲-۵ تاثیر دما و ارتفاع:
- ۱۳۲ ..... فصل پنجم: تجزیه و تحلیل اطلاعات و ارائه مدل بهینه.
- ۱۳۳ ..... ۵-۱- محاسبات ارزیابی سرمایه گذاری
- ۱۳۳ ..... ۵-۱-۱- فرآیند بودجه بندی سرمایه ای
- ۱۳۳ ..... ۵-۱-۲- روش های ارزیابی پروژه ها در بودجه بندی سرمایه ای
- ۱۳۳ ..... ۵-۱-۳- روش نرخ بازده داخلی
- ۱۳۵ ..... ۵-۱-۴- روش ارزش فعلی خالص
- ۱۳۶ ..... ۵-۱-۵- شاخص سودآوری
- ۱۳۷ ..... ۵-۱-۶- روش دوره برگشت سرمایه
- ۱۳۸ ..... ۵-۱-۷- معکوس دوره برگشت سرمایه
- ۱۳۸ ..... ۵-۱-۸- داده های نرم افزاری از بانک اطلاعات دستگاه ها
- ۱۳۸ ..... ۵-۲- مدلسازی اقتصادی و مالی
- ۱۳۹ ..... ۵-۲-۱- تحلیل و ارزیابی اقتصادی سیستم های کاهش و بازیابی گاز فلر
- ۱۳۹ ..... ۵-۲-۱-۱- فرضیات در نظر گرفته شده در محاسبات اقتصادی
- ۱۴۰ ..... ۵-۲-۱-۲- روش تحلیل و ارزیابی اقتصادی
- ۱۴۰ ..... ۵-۲-۱-۳- هزینه های سرمایه گذاری
- ۱۴۱ ..... ۵-۲-۱-۴- محاسبه قیمت خرید تجهیزات
- ۱۴۲ ..... ۵-۲-۱-۵- منحنی های هزینه
- ۱۴۶ ..... ۵-۲-۱-۶- محاسبه قیمت تمام شده محصول
- ۱۴۷ ..... ۵-۳- فعالیت های انجام گرفته
- ۱۴۸ ..... ۵-۳-۱- طراحی سیکل تولید برق در نرم افزار **termoflow**
- ۱۴۹ ..... ۵-۴- پالایشگاه تهران:
- ۱۴۹ ..... ۵-۴-۱- سیکل تولید برق در پالایشگاه تهران بوسیله توربین گاز در یک سیکل ترکیبی
- ۱۵۰ ..... ۵-۴-۱- هزینه سرمایه گذاری **Capital Cost**:
- ۱۵۲ ..... ۵-۵- سکو سلمان:
- ۱۵۲ ..... ۵-۵-۱- میکرو توربین

۱۵۲	.....: عملکرد سیستم: ۱-۱-۵-۵
۱۵۳	..... <b>Capital Cost</b> هزینه سرمایه گذاری ۲-۱-۵-۵
۱۵۵	.....: قابلیت: ۳-۱-۵-۵
۱۵۵	.....: موتور ۲-۵-۵
۱۵۵	.....: عملکرد سیستم: ۱-۲-۵-۵
۱۵۶	.....: <b>Capital Cost</b> هزینه سرمایه گذاری ۲-۲-۵-۵
۱۵۷	.....: ۱-۲-۲-۵-۵ مقایسه دو سیستم موتوری بدون <b>CHP</b> :
۱۵۸	.....: ۲-۲-۲-۵-۵ مقایسه دو سیستم موتوری با <b>CHP</b> :
۱۵۸	.....: ۳-۲-۵-۵ عمر و قابلیت:
۱۵۸	.....: ۴-۵-۵ مقایسه عملکرد و هزینه سیستم موتوری و میکروتوربینی:
۱۶۱	.....: ۶-۵ نتایج محاسبات ارزیابی سرمایه گذاری راهکارها و سناریوهای ارائه شده
۱۶۳	.....: ۱-۶-۵ تجزیه و تحلیل اقتصادی و مالی سناریوهای بازیافت
۱۶۴	.....: فصل ششم: نتیجه گیری
۱۶۶	.....: ۱-۶ نتایج و بحث
۱۶۹	.....: ۱-۱-۶ نتایج بدست آمده از نصب سیستم بازیابی گاز فلر در پالایشگاه شمالی تهران
۱۷۰	.....: ۲-۱-۶ نتایج بدست آمده از نصب سیستم بازیابی گاز فلر در سکوی سلمان
۱۷۲	.....: ۲-۶ نتیجه گیری:

## فهرست جداول:

- جدول ۱-۱ مقدار تخمینی گازهای سوزانده شده بر اساس اطلاعات ماهواره‌های از سال ۲۰۰۶ تا ۲۰۱۰ (مقادیر بر حسب میلیارد متر مکعب) ..... ۷
- جدول ۱-۲ گاز سوزانده شده در شرکت های عملیاتی نفت (میلیون متر مکعب در روز) [۱۲] ..... ۱۰
- جدول ۱-۳ تلفات و ضایعات پالایشگاه های نفت خام (واحد: درصد وزنی) [۱۲] ..... ۱۱
- جدول ۱-۴ تلفات فرآورش گاز به تفکیک سیستم های فرآورشی گاز در سال های ۸۷-۱۳۸۶ (میلیون مترمکعب در روز) [۱۲] ..... ۱۲
- جدول ۱-۲ مقایسه دو نوع فلر زمینی و مرتفع [۱] ..... ۲۳
- جدول ۲-۲ ضرایب انتشار آلاینده ها برای عملکرد فلرها (رتبه انتشار آلاینده ها: B) [۵۱] ..... ۲۹
- جدول ۲-۳ ترکیبات هیدروکربنی گازهای انتشار یافته فلر [۵۱] ..... ۳۰
- جدول ۲-۴ برنامه تزریق گاز به میادین نفتی کشور (میلیارد متر مکعب در سال) [۶۳] ..... ۳۵
- جدول ۴-۱ توان الکتریکی مورد نیاز ..... ۸۸
- جدول ۴-۲ مشخصات شبکه بخار مصرفی؛ سطوح فشاری و دمایی و میزان مصرف ..... ۸۸
- جدول ۳-۴ کندانسیت ..... ۸۸
- جدول ۴-۴ مشخصات هوای ابزار دقیق ..... ۸۸
- جدول ۴-۵ آب خنک کننده ..... ۸۸
- جدول ۴-۶ نیتروژن ..... ۸۹
- جدول ۴-۷ مشخصات سوخت گازی مصرفی در پالایشگاه تهران ..... ۸۹
- جدول ۴-۸ مشخصات گاز طبیعی دریافتی از شبکه ..... ۹۰
- جدول ۴-۹ نتایج آنالیز نمونه های گرفته شده از گازهای ارسالی به فلر در پالایشگاه تهران ..... ۹۲
- جدول ۴-۱۰ ترکیب متوسط گازهای ارسالی به مشعل پالایشگاه شمالی تهران ..... ۹۳
- جدول ۴-۱۱ قابلیت ابزار های گوناگون برای اندازه گیری شدت جریان گاز ..... ۹۴
- جدول ۴-۱۲ مقادیر متوسط دبی و خطا ها در هر سه روش محاسبه دبی گاز فلر ..... ۹۸
- جدول ۴-۱۵ ترکیب متوسط گازهای ارسالی به مشعل سکوی سلمان ..... ۱۰۷
- جدول ۴-۱۶ مقادیر متوسط دبی در روش محاسبه دبی گاز فلر ..... ۱۰۹
- جدول ۴-۱۷ ارزش گاز از لحاظ ارزش حرارتی در محدوده گاز طبیعی، و به راحتی برای تولید برق قابل استفاده می باشد. ..... ۱۰۹
- جدول ۴-۱۸ پارامتر های کارایی اجزاء میکرو توربین ..... ۱۱۸

جدول ۴-۱۸ میزان الایندگی سیستم های مورد بررسی.....	۱۲۳
فصل پنجم: تجزیه و تحلیل اطلاعات و ارائه مدل بهینه.....	۱۳۲
جدول ۵-۱ فرضیات مورد استفاده در محاسبات اقتصادی.....	۱۳۹
جدول ۵-۲ درصد هزینه های مستقیم در سرمایه گذاری در واحدهای صنعتی دارای فرایند سیال [۸۶].....	۱۴۰
جدول ۵-۳ درصد هزینه های غیر مستقیم در سرمایه گذاری در واحدهای صنعتی دارای فرایند سیال [۸۶].....	۱۴۰
جدول ۵-۴ محاسبه سرمایه گذاری کل براساس سرمایه گذاری ثابت.....	۱۴۱
جدول ۵-۵ خلاصه هزینه محاسبه شده تجهیزات اصلی سیستم بازیافت گاز فلر.....	۱۴۲
جدول ۵-۶ کارایی اجزاء سیکل ترکیبی.....	۱۴۹
جدول ۵-۷ هزینه و درآمد سیکل ترکیبی.....	۱۵۰
جدول ۵-۸ سود سالانه سیکل ترکیبی.....	۱۵۱
جدول ۵-۹ قدرت اجزا سیکل ترکیبی.....	۱۵۱
جدول ۵-۱۰ عملکرد و کارایی اجزاء برای سیستم میکرو توربین.....	۱۵۲
جدول ۵-۱۱ هزینه قطعات و تجهیزات برای سیستم میکرو توربین.....	۱۵۴
جدول ۵-۱۲ هزینه و کارایی اجزاء موتور رفت و برگشتی برای دو سیستم ۱۰۰ و ۳۰۰ کیلو واتی.....	۱۵۵
جدول ۵-۱۳ هزینه قطعات و تجهیزات برای سیستم موتوری بدون CHP.....	۱۵۷
جدول ۵-۱۴ هزینه قطعات و تجهیزات برای سیستم موتوری با CHP.....	۱۵۸
جدول ۵-۱۵ مقایسه دو سیستم موتوری و میکروتوربین.....	۱۵۹
جدول ۵-۱۶ هزینه های سرمایه گذاری سیستم بازیافت گازهای فلر.....	۱۶۱
جدول ۵-۱۷ کاهش میزان آلاینده های زیست محیطی و درآمدهای حاصل از دریافت گواهی های کاهش انتشار.....	۱۶۲
جدول ۵-۱۸ نتایج حاصل از تجزیه و تحلیل اقتصادی سناریوهای ارائه شده جهت بازیافت گازهای فلر پالایشگاه تهران.....	۱۶۳
فصل ششم: نتیجه گیری.....	۱۶۴
جدول ۶-۱ نتایج حاصل از تجزیه و تحلیل اقتصادی سناریوهای ارائه شده جهت بازیافت گازهای فلر پالایشگاه تهران.....	۱۷۰
جدول ۶-۲ مقایسه سیستم موتوری و میکروتوربین.....	۱۷۱
جدول ۶-۳ هزینه انرژی.....	۱۷۲

## فهرست شکل ها:

- فصل اول: مقدمه ..... ۱
- شکل ۱-۱ طرح مفهومی کلی از بازیابی، تصفیه و استفاده مجدد از گازهای ارسالی به فلر از واحدهای مختلف یک کارخانه فرآیندی مانند پالایشگاه، جهت مصارف گوناگون موجود در واحدها ..... ۴
- شکل ۱-۲ تصویر ماهواره ای از فلرینگ در نقاط مختلف جهان در سال ۲۰۰۹ [۱۱] ..... ۸
- شکل ۱-۳ مقایسه میان حجم گازهای فلر شده در ایران بر مبنای تخمین های ماهواره ای مرکز NOAA [۱۱] ..... ۸
- شکل ۱-۴ تصویر ماهواره ای از فلرهای موجود در ایران در سال ۲۰۰۸ [۱۱] ..... ۹
- شکل ۱-۵ مقدار میانگین کل گازهای فلر شده در ایران بین سال های ۱۹۹۴-۲۰۱۰ [۱۱] ..... ۹
- شکل ۱-۶ روند تاریخی گازهای سوزانده شده در مناطق عملیاتی نفتی ایران (رشد متوسط سالیانه: ۱/۵۱) [۱۲] ..... ۱۰
- شکل ۱-۷ درصد تلفات و ضایعات پالایشگاه های نفت به هر بشکه نفت تولیدی طی سالهای ۸۷-۱۳۸۰ [۱۲] ..... ۱۲
- شکل ۱-۸ روند تاریخی تلفات کل سیستم های فرآورش گاز طی سالهای ۸۷-۱۳۸۰ [۱۲] ..... ۱۳
- شکل ۱-۹ نمودار تحلیل ارزش اقتصادی بازیافت گاز فلر بر مبنای (2\$Million BTU) [۱۳] ..... ۱۴
- فصل دوم ..... ۲۰
- شکل ۲-۱۱ اجزاء تشکیل دهنده یک نمونه سیستم فلر مرتفع با عامل اختلاط کننده بخار [۴۷] ..... ۲۴
- شکل ۲-۲ ظرف مایع گیر سیستم فلر [۴] ..... ۲۵
- شکل ۲-۳ ساختارهای مختلف اتکای فلرهای مرتفع [۳] ..... ۲۶
- شکل ۲-۴ شمای آب گازی نوع ملکولی [۵] ..... ۲۷
- شکل ۲-۵ شماتیک نوک آتسخان یک فلر مجهز به عامل اختلاط بخار [۴] ..... ۲۸
- شکل ۲-۶ مقایسه پارامتر عدد متان برای سوخت های گازی متداول [۵۸] ..... ۳۱
- شکل ۲-۷ بازیابی غشائی LPG و هیدروژن از گاز فلر [۶۰] ..... ۳۳
- شکل ۲-۸ شماتیک سیکل بازیابی گاز مایع طبیعی از گاز فلر با روش غشائی ..... ۳۴
- شکل ۲-۹ نمای کلی از راه کارهای بازیافت و بکارگیری گازهای فلر ..... ۳۷
- شکل ۲-۱۰ شماتیک کلی واحد بازیافت گاز فلر [۶۵] ..... ۳۹
- شکل ۲-۱۱ مقایسه برخی شاخص ها در ایران با دنیا و OECD ..... ۴۱
- ۴۲ ..... ۴۲
- شکل ۲-۱۲ نمودار دسته بندی کشورها بر اساس درجه آزادی اقتصادی و شدت انرژی [3] ..... ۴۲
- فصل سوم: ..... ۴۳



- شکل ۳-۱ چرخه سوخت و انرژی در سکوه‌های نفتی ..... ۵۵
- شکل ۳-۲ سه قسمت اصلی سیستم فلر [۱] ..... ۵۶
- شکل ۳-۳ شمای کلی از یک نمونه واحد بازیافت گازهای فلر FGRU [۱۳] ..... ۶۵
- شکل ۳-۴ نمایی از سیستم روتور کمپرسور با رینگ مایع [۵۶] ..... ۶۶
- شکل ۳-۵ نمای واحد بازیافت گازهای فلر با استفاده از سیال آمین در رینگ کمپرسور [۵۷] ..... ۶۷
- شکل ۳-۶ دبی سنج توربینی گازی ..... ۷۴
- شکل ۳-۷ نمایش نحوه عملکرد دبی سنج گرمایی ..... ۷۵
- شکل ۳-۸ شماتیک محاسبات دبی سنج آلتراسونیک تاخیر زمانی ..... ۷۶
- شکل ۳-۹ نمایی از دبی سنج آلتراسونیک FGM محصول کمپانی Roxar [۶۷] ..... ۷۸
- شکل ۳-۱۰ نحوه قرار گرفتن مناسب اندازه گیرها در سیستم بازیافت گاز فلر [۶۸] ..... ۷۹
- شکل ۳-۱۱ نمونه ای عمومی از سیستم بازیابی گاز فلر (API 521) ..... ۸۲
- شکل ۳-۱۲ فشار ورودی سیستم بازیابی گاز فلر (API 521) ..... ۸۳
- فصل چهارم ..... ۸۶
- شکل ۴-۱ نصب یک نمونه دبی سنج آلتراسونیک ثابت روی خط لوله اصلی فلر ..... ۹۵
- شکل ۴-۲ مقایسه میان مقادیر محاسبه شده دبی گازهای فلر پالایشگاه شمالی تهران توسط روش های مختلف ..... ۹۸
- شکل ۴-۳ میزان فلرینگ ماهیانه واحدهای مختلف پالایشگاه تهران بر اساس روش موازنه جرم ..... ۹۹
- شکل ۴-۴ طرح شماتیک سیستم بازیابی گاز فلر با تکنولوژی کمپرسور رینگ مایع ..... ۱۰۳
- شکل ۴-۵ سیکل میکرو توربین تک شفت ..... ۱۱۲
- شکل ۴-۶ سیکل میکرو توربین با دو شفت ..... ۱۱۳
- شکل ۴-۷ نمای از یک نوع ریکو پرتور ..... ۱۱۴
- شکل ۴-۸ نمودار تاثیر بازده ریکوپریتور بر بازده بازده میکرو توربین ..... ۱۱۵
- شکل ۴-۹ تغییرات بازده بر اساس تغییرات نسبت فشار و دمای ورودی به توربین ..... ۱۱۹
- شکل ۴-۱۰ تغییرات قدرت خرجی توربین نسبت به تغییرات نسبت فشار و دمای ورودی به توربین ..... ۱۱۹
- شکل ۴-۱۲ نسبت تغییرات بازده الکتریکی و قدرت به دمای محیط در توربین تک شفت ..... ۱۲۱
- شکل ۴-۱۳ نسبت تغییرات بازده الکتریکی و قدرت به دمای محیط در توربین دو شفت ..... ۱۲۱
- شکل ۴-۱۴ تأثیر ارتفاع را بر قدرت خروجی میکروتوربین ..... ۱۲۲
- شکل ۴-۱۵ شماتیک یک مولد برق با موتور رفت و برگشتی اشتعال جرقه‌ای ..... ۱۲۶

- شکل ۴-۱۶ شماتیک یک موتور مولد برق با بازیافت حرارتی در یک سیکل بسته..... ۱۲۷
- شکل ۴-۱۷ نمای از یک موتور با اتاق احتراق جداگانه..... ۱۲۸
- شکل ۴-۱۸ تغییرات بازده الکتریکی نسبت به درصد بار الکتریکی که از سیستم گرفته می شود ..... ۱۳۰
- فصل پنجم: تجزیه و تحلیل اطلاعات و ارائه مدل بهینه..... ۱۳۲
- شکل ۵-۱ منحنی هزینه جهت تراکم گاز (از ۱ تا ۳۰ barg) برای کاربرد گاز فلر در تولید برق..... ۱۴۲
- شکل ۵-۲ منحنی هزینه دی هیدراتسیون گاز مورد استفاده در انتقال با فواصل طولانی، مصارف بالا، یا دمای پائین محیط..... ۱۴۳
- شکل ۵-۳ منحنی هزینه برای خنک کاری گاز..... ۱۴۳
- شکل ۵-۴ منحنی های هزینه برای شیرین سازی گاز ترش قبل از مصارف ثانویه..... ۱۴۴
- شکل ۵-۵ منحنی هزینه برای تقطیر و ذخیره سازی گاز..... ۱۴۴
- شکل ۵-۶ منحنی هزینه برای خطوط لوله گاز (۱۰-۴۰ بار، ۱۰۰ کیلومتر)..... ۱۴۵
- شکل ۵-۷ منحنی هزینه برای نصب موتور جهت تولید برق..... ۱۴۵
- شکل ۵-۸ منحنی هزینه برای نصب توربین گاز جهت تولید برق..... ۱۴۶
- شکل ۵-۹ سیکل اول توربین گاز برای پالایشگاه..... ۱۴۸
- شکل ۵-۱۰ سیکل دوم توربین گاز برای پالایشگاه..... ۱۴۸





## فصل اول: مقدمه

پرداختن به موضوع فلر از دو جهت کلی دارای اهمیت می باشد. اول آنکه گازهای ارسالی به فلر، گازهای با ارزش اقتصادی قابل توجهی می باشد و نکته دوم تاثیرات مخرب زیست محیطی ناشی از احتراق گازهای مذکور است. کشور عزیزمان ایران با داشتن مخازن عظیم نفت و گاز و همچنین تاسیسات گسترده در بخش های بالادستی، میان دستی و پائین دستی مقادیر قابل توجهی از گازهای با ارزش را در فلرها به گازهای مخرب برای محیط زیست تبدیل می نماید. اگرچه اقدامات گسترده ای نظیر طرح آماک با هدف کاهش تلفات این سرمایه ملی در کشور به عمل آمده است اما هنوز ضرورت ارائه راهکارهای مناسب در این زمینه وجود داشته که در طرحی جامع قابل بررسی است. از این رو مدیریت تولید و کاهش گازهای فلر بستر مناسبی برای انجام فعالیت های علمی، تحقیقاتی و کاربردی نه تنها در سطح کشور بلکه در کل دنیا می باشد.

## ۱-۱- تعریف مسئله

بهینه سازی مصرف انرژی و کاهش آلاینده های زیست محیطی یکی از دغدغه های اساسی صنایع، خصوصا صنایع نفت، گاز و پالایشگاه است و تاکنون روش های گوناگونی چه در مرحله طراحی اولیه و چه در مرحله اصلاح واحدهای موجود، بررسی و مورد استفاده قرار گرفته اند. یکی از مهمترین مسائل مربوط به محیط زیست در این صنایع، دفع مناسب گازهای هیدروکربنی زائد موجود در واحدها و مجتمع های صنعتی است. از متداولترین روش های موجود، رهاسازی<sup>۱</sup> و سوزاندن این گازهاست. روش ها و تجهیزات متفاوتی جهت انجام این کار موجود می باشد، که بنا به ماهیت های متفاوت این مواد می توان از آنها استفاده نمود. متداول ترین نوع این تجهیزات، فلرها<sup>۲</sup> هستند. فلرها تجهیزات مناسبی برای دفع ایمن گازهای زائد توسط احتراق و رهاسازی آنها در محیط می باشند

فلر دودکش یا لوله عمود امتداد یافته ای است که به عنوان یکی از قسمت های ضروری در چاه های نفت، پالایشگاه ها، پتروشیمی ها، کارخانه های مواد شیمیایی، زباله سوز<sup>۳</sup> ها، گوارنده های بی هوزی<sup>۴</sup> و سایر واحدهای فرآیندی جهت سوزاندن گازها و مایعات زائد، قابل اشتعال و سمی تخلیه شده، بکار می رود و می تواند از بروز خطرات آتش سوزی ها، انفجار و صدمه دیدن کارکنان جلوگیری نماید. در واقع فلر مواد قابل اشتعال، سمی و بخارات خورنده را به ترکیبات کم ضررتر تبدیل می نماید و از عمده ترین روش های ایمن سازی دستگاه های صنعتی در مقابل ازدیاد فشار می باشد.

فلر دهی فرآیند سوختن و احتراقی است که در آن مواد آلی و گازهای اضافی سوختنی قبل از آنکه مشکلی برای تاسیسات بوجود آورند از کلیه قسمت های واحد توسط شبکه ای از خطوط لوله به منطقه ای با فاصله مناسب از واحدهای عملیاتی ارسال شده و بصورت کنترل شده ای سوزانده می شوند. فلرها همواره حین فعالیت گرما و صدا تولید می کنند. میزان و نوع گازهای انتشار یافته از فلر به محیط زیست تابع راندمان احتراق و نوع گازهای ارسالی به فلر می باشد.

سیستم فلر بطور کلی در سه حالت مختلف از شرایط عملیاتی واحد، گازهای دریافتی را می سوزاند:

---

<sup>1</sup> Venting

<sup>2</sup> Flare

<sup>3</sup> Landfill

<sup>4</sup> Anaerobic digesters

۱) **شرایط عادی کارخانه:** در این حالت گازهای آزاد شده از برخی فرآیندها به همراه گازهای تخلیه<sup>۱</sup> در فلر سوزانده شده و معمولاً احتراقی بدون دود، صدا و نور به دنبال دارد. محصولات احتراق در این شرایط اغلب بخار آب، دی‌اکسید کربن و دی‌اکسید گوگرد می‌باشد. در این شرایط امکان بازیافت برخی از گازها پس از فشرده‌سازی مجدد به عنوان سوخت وجود دارد.

۲) **شرایط آشفتگی واحد:** این شرایط در هنگام راه اندازی یا توقف کامل کارخانه بوجود آمده و حجم گازهای ارسالی به فلر بیش از شرایط عادی می‌باشد.

۳) **شرایط اضطراری واحد:** در مواقعی که حوادثی نظیر نقص فنی دستگاه یا قطع جریان برق اتفاق می‌افتد، مقداری از گازها به صورت ناخواسته به فلر ارسال می‌شود. از آنجا که در این حالت تنظیم نسبت سوخت و هوا نامناسب می‌باشد لذا شعله‌ای سیاه و پر دود ایجاد می‌گردد. شرایط اضطراری ممکن است بدلائل مختلفی اتفاق افتد که برخی از آنها عبارتند از:

- تغییر در خوراک ورودی
- نقص فنی تجهیزات
- تعمیر و نگهداری نامناسب
- اشتباهات انسانی
- انحراف از رویه بهره‌برداری
- قطع جریان برق
- بهره‌برداری بیش از ظرفیت طراحی

اگرچه هر فرآیند شیمیایی نظیر فرآیندهای پالایشگاهی و پتروشیمیایی بدلائل مختلف جهت رعایت ایمنی شاغلین و تجهیزات ملزم به استفاده از سیستم فلر می‌باشند اما می‌توان راهکارهایی را ارائه نمود تا میزان جریان ارسالی به فلر به حداقل برسد. راهکارهای دستیابی به کاهش فلرینگ در هر یک از سه قسمت اصلی سیستم فلر بصورت زیر قابل ارائه و اجرا می‌باشند:

۱) بخش فرآیند: کاهش تولید گازهای فلر از طریق بهبود شرایط فرآیندی و جلوگیری از نشتی در تجهیزات و اتصالات

۲) شبکه جمع‌آوری: بازیابی و استفاده مجدد از گازهای فلر تولیدی بر اساس مشخصات آن

۳) سیستم فلر: اصلاح سیستم فلر شامل تجهیزات، عملکرد آنها و سیستم‌های کنترلی و نظارتی

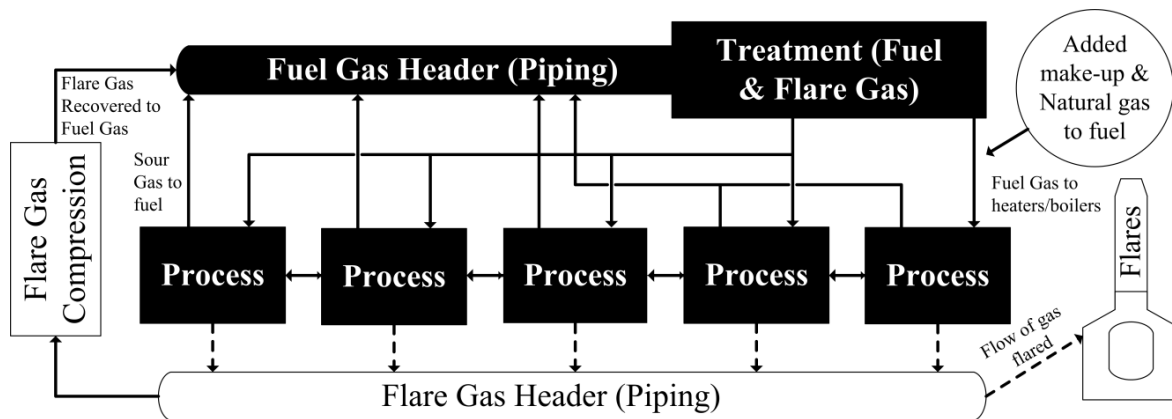
در ایران، ناکافی بودن پروژه‌های کاهش، جمع‌آوری و بازیافت گازهای ارسالی به فلر، باعث سوزاندن بیهوده گاز می‌گردد. روش‌ها و راهکارهایی که تا به امروز جهت کاهش و یا بازیابی گازهای ارسالی به فلر ارائه شده عمدتاً بر روی اصلاح واحدهای تولید کننده گازهای ارسالی به فلر معطوف گشته‌اند. اما می‌توان به کمک

<sup>1</sup> Purge

طراحی یک سیستم خاص فشرده سازی گاز، میزان فلرینگ یک واحد صنعتی نظیر یک پالایشگاه یا پالایشگاه را به طور چشمگیری کاهش داده و از این طریق گازهایی که تاکنون سوزانده می شدند را جمع آوری و سپس به عنوان خوراک واحدهای فرآیندی نظیر واحد گازمیع<sup>۱</sup> و یا به عنوان سوخت گازی برای سیستم هایی همچون توربین های گاز، دیگ های بخار، مبدل های بازیافت حرارتی، کوره ها، هیتر ها و یا سیستم های تولید همزمان تبدیل نمود. پیرو این فرآیند آلودگی ناشی از سوختن گازها نیز به طور محسوسی کاهش خواهد یافت.

به عنوان نمونه، هدف اصلی یک پالایشگاه، تبدیل نفت خام به محصولات مفید نظیر بنزین، دیزل، نفت سفید و غیره می باشد. این مهم از طریق فرآیندهای مختلف جداسازی و فرآیندهای تبدیل شیمیایی انجام می پذیرد. تمامی این فرآیندها بگونه ای طراحی شده اند که در شرایط مشخصی از دبی، دما، فشار و ترکیب انجام پذیر باشند. انحراف از شرایط طراحی باعث ایجاد وضعیت نامناسب در فرآیند شده تا حدی که جریان های گازی فرآیندها، به دلیل عمل نمودن شیرهای اطمینان، به سیستم فلر پالایشگاه تخلیه می شوند.

مطابق با طرح مفهومی نشان داده شده در شکل ۱، جریان های گازی از واحدهای فرآیندی مختلف از طریق سیستم سوخت گازی پالایشگاه جهت تصفیه مجدد جمع آوری می گردند، در حالیکه از طریق سیستم تراکمی بازیابی، گازهای ارسالی به فلر از واحدهای مختلف، به سیستم سوخت گازی پالایشگاه بازگردانده می شوند.



شکل ۱-۱ طرح مفهومی کلی از بازیابی، تصفیه و استفاده مجدد از گازهای ارسالی به فلر از واحدهای مختلف یک کارخانه فرآیندی مانند پالایشگاه، جهت مصارف گوناگون موجود در واحدها

هنگامی که پالایشگاه در تعادل ایده آل باشد، گازهای فرآیندی واحدهای مختلف بوسیله هدر سیستم سوخت گازی پالایشگاه جمع آوری شده و تصفیه می گردند، و سپس جهت استفاده به عنوان سوخت مجدداً به فرآیندها بازگردانده می شوند، همانگونه که بوسیله قسمت های تیره در شکل ۱ نشان داده شده است. گازها

<sup>۱</sup> LPG



تنها زمانی به هدر گازهای فلر ارسال می شوند که سیستم سوخت گازی نتواند آنها را مستقیماً دریافت نماید، و این گازها تنها زمانی در فلرها سوزانده خواهند شد که سیستم بازیابی گاز فلر و سیستم سوخت گازی نتوانند این گازها را بازیابی، تصفیه و استفاده مجدد نمایند.

این سیستم در قیاس با طرح آماک که هم اکنون در کشور در حال فعالیت است از مقیاس بسیار کوچکتری برخوردار بوده و در واقع گاز فشرده حاصل از این سیستم با فشاری بسیار کمتر مصارفی متفاوت از مصارف محصول آماک را خواهد داشت. لذا سادگی و کارکرد فوق العاده آن باعث شده است که بازگشت سرمایه ای بین ۶ ماه تا ۴ سال را داشته باشد.

حالت ایده آل آنست که هیچ گونه فلری در پالایشگاه وجود نداشته باشد زیرا باعث اتلاف هیدروکربن ها و گازهایی می گردد که ارزش اقتصادی بالایی دارند. اما واقعیت آن است که نصب تجهیزات بازیافت در شرایطی که حجم گازهای ارسالی به فلر مقدار قابل توجهی می گردد (شرایط اضطراری) و همچنین نوسانات بسیار زیاد ترکیب و دبی جریان گازهای ارسالی به فلر، بسیار دشوار می باشد.

## ۱-۲- جغرافیا و گستردگی فلرینگ گاز در سطح جهان

امروزه فلرینگ گازهای همراه در تولید، و فلرینگ گازهای زائد در صنایع بالادستی نفت و گاز، یکی از چالش برانگیزترین مسائل انرژی و زیست محیطی پیش روی جهان می باشد. در کشور عزیزمان ایران نیز، همه ساله مقادیر قابل توجهی از گاز استحصالی مخازن نفت و گاز کشور سوزانده می شود که علاوه بر آلودگی محیط زیست، باعث از بین رفتن این سرمایه ملی می شود.

طبق آمار ارائه شده توسط بانک جهانی، سالانه بیش از ۱۵۰ میلیارد متر مکعب گاز در فلرهای موجود در سطح جهان سوزانده می شود<sup>۱</sup> که معرف اتلاف عظیمی از منابع طبیعی معادل با:

- مصرف یک سال گاز ایالات متحده در بخش مسکونی
- ۵٪ از کل تولید جهانی گاز طبیعی
- ۲۳٪ از مصرف گاز طبیعی ایالات متحده
- ۳۰٪ از مصرف گاز اتحادیه اروپا
- ۲/۴ میلیون بشکه معادل نفت خام در روز
- ۱۰ میلیارد دلار درآمد از دست رفته بر مبنای ۲ دلار به ازای هر MMBTU

می باشد. این میزان فلرینگ سبب تولید ۴۰۰ میلیون تن انتشارات گازهای گلخانه ای معادل دی اکسید کربن<sup>۲</sup> می گردد که برابر است با:

<sup>۱</sup> نرخ جهانی گاز فلر

<sup>۲</sup> CO<sub>2</sub>e

- انتشار آلاینده های سالانه ۷۷ میلیون خودرو (۳۴٪ ناوگان ایالات متحده)
- ۲٪ از کل انتشار جهانی CO<sub>2</sub> ناشی از منابع انرژی
- ۲۰٪ از کل انتشار جهانی CO<sub>2</sub> صنعت فولاد
- ۳۵٪ از کل انتشار جهانی CO<sub>2</sub> صنعت فولاد
- ۶ میلیارد دلار ارزش اعتباری کربن بر مبنای ۱۵ دلار به ازای هر تن

تخریب زیست محیطی همراه با فلرینگ گاز تاثیر قابل توجهی بر ساکنان محلی دارد، که اغلب منجر به بروز مسائل بسیار جدی برای سلامتی افراد می گردد.

در مقیاس جهانی آمارهای دقیقی بر میزان گاز سوزانده شده ارائه نمی شود. نبود آمار جامع موجب شده که داده های موجود با احتیاط تفسیر شوند. با این حال بیشترین منبع آماری جامع و معتبر متعلق به بانک جهانی می باشد که شامل داده های Cedigaz، EIA، OPEC، IEA، بانک جهانی و گروه انرژی IHS می باشد. بر اساس آخرین مطالعات ماهواره ای انجام شده توسط مشارکت جهانی کاهش فلرینگ گاز<sup>۱</sup>، به رهبری بانک جهانی، رتبه بندی ۲۰ کشور اول در زمینه فلرینگ گاز در جدول ۱ ارائه گردیده است. بر مبنای تخمین های ماهواره ای<sup>۲</sup>، بیشترین مقدار فلرینگ ناشی از کشورهای روسیه، نیجریه، ایران و عراق می باشد. بانک جهانی برآورد کرده است که چهار کشور: روسیه (۲۶/۲٪)، نیجریه (۱۱/۳٪)، ایران (۸/۴٪) و عراق (۶/۸٪) مسبب نیمی از فلرینگ کل جهان می باشند.

تخمین های ماهواره ای نشان داده اند که فلرینگ گاز دارای پیک ۱۶۲ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۰۵ بوده و در سال ۲۰۱۰ به میزان ۱۳۴/۱ کاهش یافته است. این بررسی، که بوسیله GGFR حمایت و تامین شده است، توسط دانشمندان در مرکز ملی اقیانوسی و جوی ایالات متحده<sup>۳</sup> انجام شده است. این کاهش فلرینگ گاز، با کاهشی در انتشار CO<sub>2</sub> در حدود ۸۵ میلیون تن، بین سال های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۰ همراه بوده است. این نتایج، با وجود رشد ۵ درصدی تولید نفت خام در این دوره، قطعاً دارای روندی مثبت هستند. اما با این وجود همچنان مقادیر زیادی گاز در نقاط مختلف جهان اتلاف می شود.

مطابق نتایج جدول ۱، کشور ایران در زمینه تخلیه و سوزاندن گازهای قابل بازیافت رتبه سوم در جهان و رتبه اول در خاورمیانه را دارد، به همین دلیل جذابیت های زیادی برای مطالعه در این زمینه در ایران وجود دارد.

بر اساس اطلاعات بانک جهانی در سال ۲۰۰۵، کل گازهای گلخانه ای تولید شده توسط فلرها در دنیا ۲۱۳ میلیون تن بوده و ایران با تولید ۲۸/۱ میلیون تن و سهم ۱۳/۲ در رتبه ی دوم دنیا بعد از نیجریه قرار دارد که

<sup>۱</sup> Global Gas Flaring Reduction Public-Private Partnership (GGFR)

<sup>۲</sup> داده های ماهواره مرکز NOAA

<sup>۳</sup> NOAA

این مقدار معادل چهارده بیلیون مترمکعب گاز طبیعی به ارزش ده میلیارد دلار می باشد. در حالیکه این مقدار گاز می تواند برای اهداف دیگری از جمله تولید انرژی مورد استفاده قرار گیرد.

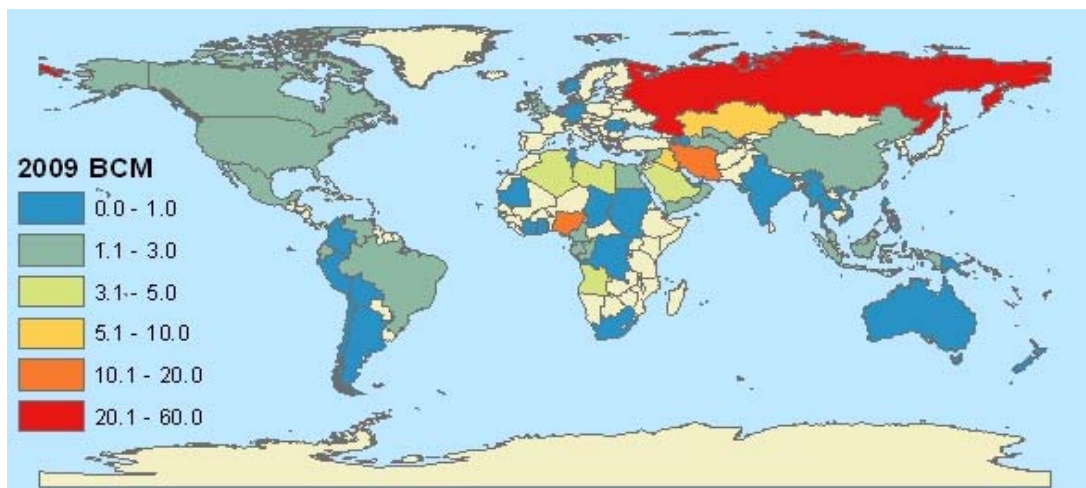
جدول ۱- ۱ مقدار تخمینی گازهای سوزانده شده بر اساس اطلاعات ماهوارهای از سال ۲۰۰۶ تا ۲۰۱۰ (مقادیر بر حسب میلیارد متر مکعب)

ردیف	کشور	۲۰۰۶	۲۰۰۷	۲۰۰۸	۲۰۰۹	۲۰۱۰	تغییرات از ۲۰۰۹ تا ۲۰۱۰	درصد از فلرینگ کل جهان
۱	روسیه	۵۰	۵۲,۳	۴۲,۰	۴۶,۶	۳۵,۲	-۱۱,۴	۲۶,۲٪
۲	نیجریه	۱۸,۶	۱۶,۳	۱۵,۵	۱۴,۹	۱۵,۲	۰,۳	۱۱,۳٪
۳	ایران	۱۲,۲	۱۰,۷	۱۰,۸	۱۰,۹	۱۱,۳	۰,۴	۸,۴٪
۴	عراق	۷,۲	۶,۷	۷,۱	۸,۱	۹,۱	۱,۱	۶,۸٪
۵	مراکش	۶,۴	۵,۶	۶,۲	۴,۹	۵,۴	۰,۵	۴,۰٪
۶	آنگولا	۴,۰	۳,۵	۳,۵	۳,۴	۴,۱	۰,۷	۳,۱٪
۷	قزاقستان	۶,۲	۵,۵	۵,۴	۵,۰	۳,۸	-۱,۲	۲,۸٪
۸	لیبی	۴,۴	۳,۸	۴,۰	۳,۵	۳,۸	۰,۳	۲,۸٪
۹	عربستان	۴,۲	۴,۲	۴,۳	۳,۹	۳,۷	-۰,۲	۲,۸٪
۱۰	ونزوئلا	۲,۱	۲,۲	۲,۷	۲,۸	۲,۸	۰,۰	۲,۱٪
۱۱	مکزیک	۲,۱	۲,۷	۳,۶	۳,۰	۲,۵	-۰,۵	۱,۹٪
۱۲	اندونزی	۳,۲	۲,۶	۲,۵	۲,۹	۲,۳	-۰,۶	۱,۷٪
۱۳	چین	۲,۹	۲,۶	۲,۵	۲,۴	۲,۱	-۰,۳	۱,۶٪
۱۴	کانادا	۱,۷	۲,۰	۱,۹	۱,۸	۲,۱	۰,۳	۱,۶٪
۱۵	امریکا*	۲,۰	۲,۱	۲,۳	۲,۰	۲,۱	۰,۱	۱,۶٪
۱۶	ازبکستان	۲,۹	۲,۱	۲,۷	۱,۷	۱,۹	۰,۲	۱,۴٪
۱۷	قطر	۲,۳	۲,۴	۲,۳	۲,۲	۱,۹	-۰,۳	۱,۴٪
۱۸	عمان	۲,۳	۲,۰	۲,۰	۱,۹	۱,۸	-۰,۱	۱,۳٪
۱۹	مالزی	۱,۹	۱,۸	۱,۹	۱,۹	۱,۵	-۰,۴	۱,۱٪
۲۰	مصر	۱,۷	۱,۵	۱,۶	۱,۸	۱,۵	-۰,۳	۱,۱٪
	مجموع ۲۰ کشور اول	۱۳۸,۳	۱۳۲,۶	۱۲۴,۸	۱۲۵,۶	۱۱۴,۱	-۱۱,۸	۸۵,۱٪
	سایر کشورها	۲۳	۲۱	۲۲	۲۱	۲۰	-۱,۱	۱۴,۹٪

فلرینگ کل جهان	۱۶۱,۳	۱۵۳,۶	۱۴۶,۸	۱۴۶,۶	۱۳۴,۱	-۱۲,۹	٪۱۰۰,۰
----------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

\* پوشش ماهواره ای محدود به خلیج مکزیکو، آلاسکا، و بخشی از ایالات متحده آمریکا بوده است.

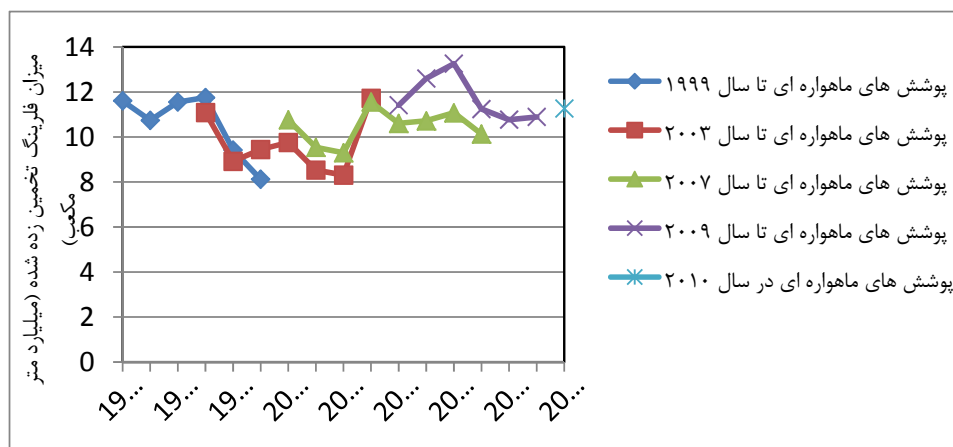
با توجه به تصاویر ماهواره ای ارائه شده در شکل ۲، فلرینگ و رهاسازی گاز طبیعی در بخش های خاصی از جهان متمرکز شده اند، که دو سوم از کل انتشارات ناشی از فلرینگ در آفریقا، خاورمیانه، و اتحاد جماهیر شوروی سابق اتفاق می افتد. این درحالی است که ایالات متحده سالانه حدود ۰/۴ از تولیدش را فلر می کند و در اروپا میزان فلرینگ تنها ۳ درصد میزان کل فلرینگ است.



شکل ۱-۲ تصویر ماهواره ای از فلرینگ در نقاط مختلف جهان در سال ۲۰۰۹ [۱۱]

### ۱-۲-۱- آمار مربوط به گازهای سوزانده شده در ایران

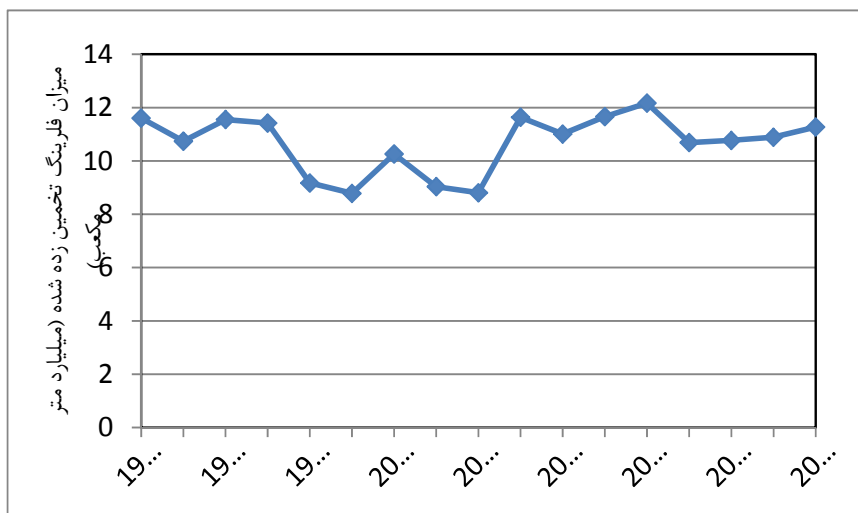
مطابق نمودارها و تصاویر ماهواره ای ارائه شده توسط بانک جهانی، حجم گازهای فلر شده در ایران بر مبنای تخمین های ماهواره ای مختلف در شکل های ۳ تا ۵ ارائه شده اند.



شکل ۱-۳ مقایسه میان حجم گازهای فلر شده در ایران بر مبنای تخمین های ماهواره ای مرکز NOAA [۱۱]



شکل ۱-۲- تصویر ماهواره ای از فلرهای موجود در ایران در سال ۲۰۰۸ [۱۱]



شکل ۱-۵- مقدار میانگین کل گازهای فلر شده در ایران بین سال های ۱۹۹۴-۲۰۱۰ [۱۱]

وضعیت گازهای سوزانده شده در بخش های مختلف تولید نفت و گاز ایران به شرح ذیل می باشد.

#### ۱-۱-۲-۱- گازهای همراه

عملیات تولید نفت خام در خشکی و دریا با تولید گاز غنی همراه، توام می باشد که قسمتی از آن برای تزریق به میدین نفتی (تلفات مشخص نیست) و بخش عمده آن پس از فرآورش در کارخانجات گاز و گاز مایع (تلفات مشخص نیست) جهت تامین مصرف گاز کشور به خطوط لوله گاز تزریق و مابقی که سوزانده می شوند

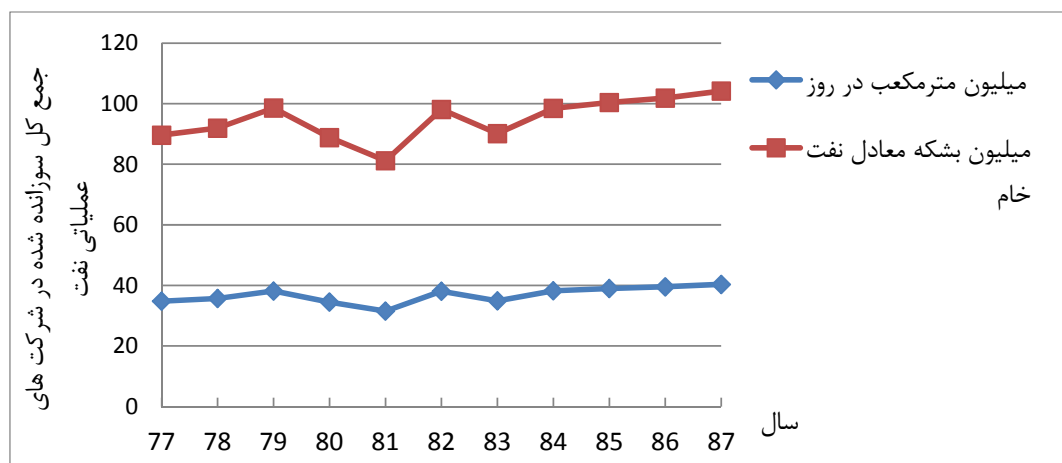
به عنوان تلفات گاز در بخش تولید نفت خام محسوب می شود. وضعیت گازهای سوزانده شده در مناطق تولید نفت خام در ایران به شرح مندرج در جدول ۲ می باشد:

جدول ۱\_۲ گاز سوزانده شده در شرکت های عملیاتی نفت (میلیون متر مکعب در روز) [۱۲]

نوع گاز	سال			درصد تغییرات
	۸۶	۸۷	۸۸	
گاز غنی	شرکت ملی مناطق نفت خیز	۱۳/۸۹	۱۵/۳۸	۱۰/۷۳
	شرکت نفت مناطق مرکزی	۳/۳۴	۴/۱۵	-۸/۱۹
	شرکت نفت فلات قاره ایران	۱۹/۵۳	۱۸/۶۲	-۰/۴۳
	شرکت بهره برداری نفت و گاز اروندان	۲/۵۴	۳/۶۶	۴/۶۴
جمع (میلیون متر مکعب در روز)	۳۹/۵۳	۴۰/۳۲	۴۱/۵۶	۳/۰۸
مقدار ارزش افزوده هدر رفته (دلار در روز)	۹۱۷۰۹۶۰	۹۳۵۴۲۴۰	۹۶۴۱۹۲۰	۳/۰۸
جمع (میلیون بشکه معادل نفت خام در سال)	۱۰۱/۸۶	۱۰۴/۱۹	۱۰۷/۳۹	۳/۰۸

\* اختلاف در جمع در اثر گرد کردن اعداد است.

چنان که در جدول فوق مشاهده می گردد، بیشترین مقدار گاز سوزانده شده در سال های اخیر مربوط به گازهای همراه شرکت ملی مناطق دریایی و پس از آن شرکت ملی مناطق نفت خیز می باشد که به علت پراکندگی محل تولید و مقدار کم، از نظر اقتصادی امکان جمع آوری کلیه آنها تاکنون میسر نگردیده است. با توجه به حجم بالای گازها، ارزش افزوده از دست رفته، حدود ۹ میلیون دلار می باشد.



شکل ۱-۶ روند تاریخی گازهای سوزانده شده در مناطق عملیاتی نفتی ایران (رشد متوسط سالیانه: ۱/۵۱) [۱۲]

شکل ۶، روند تاریخی گازهای سوزانده شده را در مناطق عملیاتی نفت خیز نشان می دهد. در سال های اخیر مقدار تولید نفت خام کاهش پیدا کرده و میزان گازهای سوزانده شده نیز افزایش یافته است. لازم به ذکر است در سال های اخیر برای جمع آوری گازهای همراه در مناطق خشکی و دریا اقدامات بسیار موثری انجام شده است که بیشتر آنها در حال ساخت هستند [۱۲]

## ۱-۲-۱-۲- پالایشگاه های نفت

تلفات و ضایعات در پالایشگاه های نفت حاصل از فرآیندهای مختلف پالایشگاهی که از اختلاف وزنی خوراک نفت خام ورودی و فرآورده های تولیدی به دست می آید و به صورت درصد وزنی بر خوراک نفت خام گزارش می گردد، با دو عنوان ضایعات مجاز و غیرمجاز در پالایشگاه ها تعریف می شود. ضایعات مجاز جز اصل و نهاد فرآیند پالایشی است که غیر قابل جلوگیری اما قابل بازیافت است و ضایعات غیرمجاز جز تلفاتی است که با نظارت عملیاتی و تعمیرات قابل جلوگیری و بازیافت می باشد.

تلفات و ضایعات کل پالایشگاه ها شامل ضایعات مجاز و غیرمجاز در سال ۱۳۸۷ در مقایسه با سال قبل به تفکیک پالایشگاه های کشور در جدول ذیل نشان داده شده است.

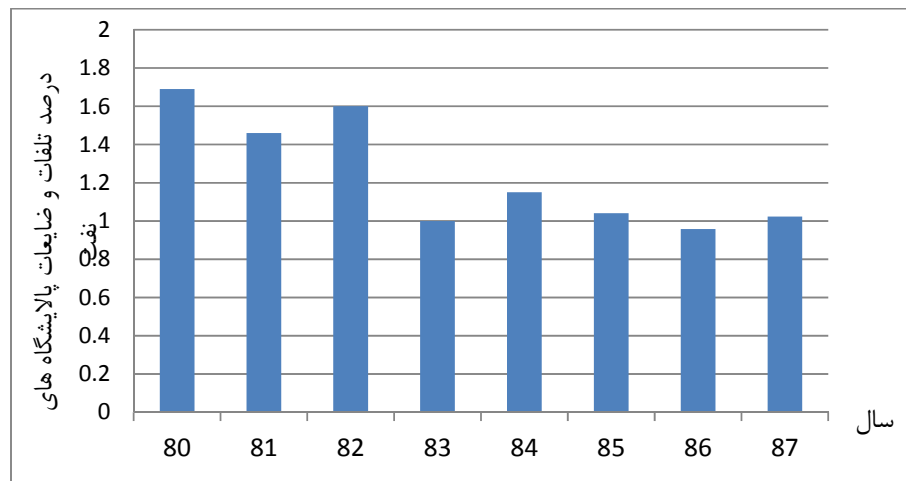
جدول ۱-۳ تلفات و ضایعات پالایشگاه های نفت خام (واحد: درصد وزنی) [۱۲]

پالایشگاه ضایعات	آبادان	اصفهان	تهران	بندر کشمیر	کرمانشاه	لاوان	اراک	بندرعباس	میانگین کشور	کل کشور*	۸۶ درصد رشد به	۸۶		۸۷		
												درصد ضایعات مجاز به مواد ورودی	درصد ضایعات غیرمجاز به مواد ورودی	درصد ضایعات مجاز به مواد ورودی	درصد ضایعات غیرمجاز به مواد ورودی	
	۰/۷۱	۰/۳۹۳	۰/۷۸	۰/۹۷۵	۰/۷۵	۲/۶۴	۰/۸۰۹	۰/۶۴۱	۰/۶۹۸	۰/۴۲	-					
	۰	۰/۲۹۵	۰/۵۵	۰/۲۷۲	۰/۲۲	۰	۰/۴۰۹	۰/۲۷۹	۰/۲۶	۰/۱۶	-					
	۰/۷۱	۰/۶۸۸	۱/۳۳	۱/۳۴۷	۰/۹۷	۲/۶۴	۱/۲۱۸	۰/۹۲	۰/۹۵۸	۰/۵۷	-					
	۰/۱۹	۰/۴۵	۰/۵۷	۱	۰/۵۶	۲/۹۴	۰/۸۱	۰/۸۶۹	۰/۵۹۸	۰/۴۶	-۱۴/۳۳					
	۰	۰/۴۲	۱/۰۱	۰/۵۲	۰/۲۴	۰	۰/۵۴	۰/۵۵	۰/۴۲۵	۰/۲۶	۶۳/۴۶					
	۰/۱۹	۰/۸۷	۱/۵۸	۱/۵۲	۰/۸	۲/۹۴	۱/۳۵	۱/۴۱۹	۱/۰۲۳	۰/۶۲	۶/۷۸					

\* میلیون بشکه نفت خام در سال

چنان که در جدول فوق مشاهده می شود ضایعات غیر مجاز در اغلب پالایشگاه ها به علت اتصال سیستم های فرآیندی پالایشگاه ها برای تنظیم شرایط عملیات نرمال در واحدها به فلر بالاتر از ضایعات مجاز بوده که در چرخه عملیات غیرقابل اجتناب می باشد. در سال ۱۳۸۷ کل ضایعات و تلفات اغلب پالایشگاه ها نسبت به سال قبل با توجه به تغییرات آماری و دقت های اندازه گیری چندان تغییر قابل ملاحظه ای نداشته است. در بین پالایشگاه ها، مجتمع پالایشی لاوان با ۲/۹۴ درصد بیشترین ضایعات و پس از آن تهران و تبریز و اراک با درصد کل ضایعات بالاتر از ۱ درصد قرار دارند. به طور کلی درصد کل ضایعات در سال ۱۳۸۷ نسبت به سال قبل با رشد ۶/۷۸ افزایش یافته است.

شکل ۷، روند تاریخی تلفات و ضایعات پالایشگاه های نفت را طی سالهای ۸۷-۱۳۸۰ نشان می دهد.



شکل ۷-۱ درصد تلفات و ضایعات پالایشگاه های نفت به هر بشکه نفت تولیدی طی سالهای ۸۷-۱۳۸۰ [۱۲]

نسبت رشد ۸۷ به ۸۶: (۶/۷۸ درصد)، متوسط رشد سالیانه: (۶/۹۲- درصد)

آمار در شکل فوق نشان از آن دارد که درصد کل ضایعات پالایشگاه در طی دوره ۸۷-۱۳۸۰ به استثنای سال ۱۳۸۶ بالاتر از ۱ درصد بوده ولی بطور کلی از سال ۱۳۸۳ نسبت به سالهای قبل ۸۲-۱۳۸۰ کاهش قابل ملاحظه ای داشته است، به طوریکه رشد متوسط این شاخص را در طی دوره ۸۷-۱۳۸۰ به سوی رشد کاهشی ۶/۹۲ درصد سوق داده است.

### ۱-۲-۳- پالایشگاه های گاز و سیستم های فرآورشی گاز در مناطق نفت خیز جنوب

تلفات و ضایعات در پالایشگاه های گاز و سیستم های فرآورش گاز در مناطق نفت خیز جنوب شامل کارخانجات گاز و گاز مایع به صورت گاز سوزانده شده گزارش می گردد که در سال ۱۳۸۷ در مقایسه با سال ۱۳۸۶ به تفکیک پالایشگاه ها در جدول ۴ ارائه شده است.

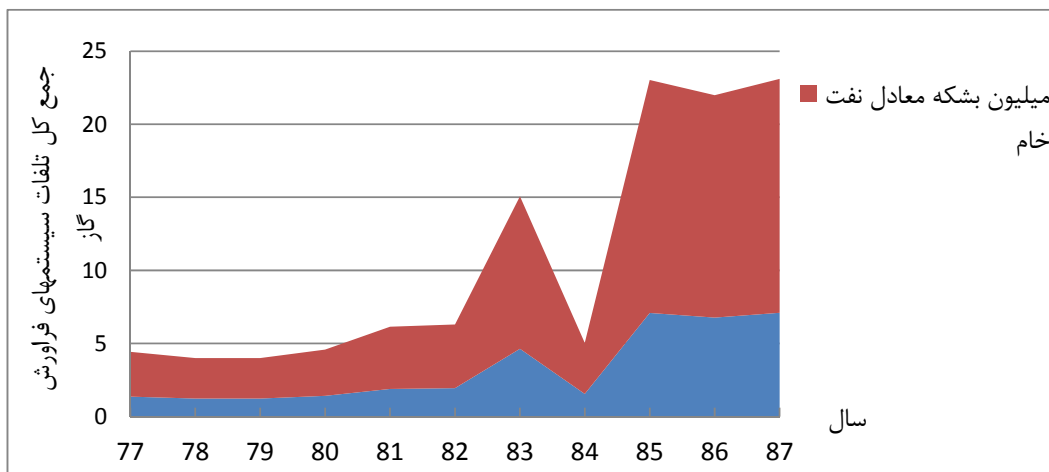
جدول ۴-۱ تلفات فرآورش گاز به تفکیک سیستم های فرآورشی گاز در سال های ۸۷-۱۳۸۶ (میلیون مترمکعب در روز) [۱۲]

پالایشگاه	سال	مناطق نفتخیز جنوب	فاز ۱ پارس جنوبی	فاز ۲ و ۳ پارس جنوبی	فاز ۴ و ۵ پارس جنوبی	فاز ۶	پارسین	تاج	پیدلند ۱	هاشمی نژاد	قشم و سرخون	امیرکبیر	خام در سال	میلیون بشکه معادل نفت	درصد رشد
پالایشگاه	۱۳۸۶	۱/۵۲	۰/۲۸	۰/۸۶	۰/۸۸	۱/۶۲	۰/۸۹	-	۰/۱	۰/۸۳	-	۶/۷۷	۱۵/۲۲	-	-
پالایشگاه	۱۳۸۷	۱/۶۴	۰/۳۲	۰/۹	۰/۹۴	۱/۵۲	۰/۷۸	-	۰/۱۶	۰/۷۸	۰/۰۵	۷/۱	۱۶/۰۱	۴/۹۱	۴/۹۱



آمارها حاکی از آن است که پالایشگاه فجر جم و پالایشگاه بید بلند به ترتیب با بیشترین و کمترین مقدار تلفات گاز در سال های ۸۶-۸۷ روبرو بوده اند و رشد تلفات گاز در سال ۸۷ نسبت به سال قبل رشد افزایشی حدود ۴/۹۱ درصد داشته است.

شکل ۸، روند تاریخی تلفات کل سیستم های فرآوری گاز را طی سالهای ۸۷-۱۳۸۰ نشان می دهد.



شکل ۸-۱، روند تاریخی تلفات کل سیستم های فرآوری گاز طی سالهای ۸۷-۱۳۸۰ [۱۲]

(متوسط درصد رشد: ۱۷/۹۷)

چنانکه شکل فوق نشان می دهد، متوسط رشد تلفات کل سیستم های فرآوری گاز طی سال های ۷۷-۸۷ با روند رشد افزایشی ۱۷/۹۷ درصد روبرو بوده است که دلایل آن بهره برداری از سیستم های جدید فرآوری گاز و افزایش چشمگیر تولید گاز طی دوره مذکور بوده است.

### ۳-۱- اهمیت کاهش و بازیابی گاز فلر

با توجه به آمار و اطلاعات ارائه شده، عمده ترین راه اتلاف انرژی در پالایشگاه های موجود در کشور و به طور کلی تمامی مراکز دارای سیستم های فلرینگ جهت سوختن گازها و مایعات زائد، قابل اشتعال و سمی تخلیه شده، سیستم فلرینگ بوده و عمدتاً بیشترین میزان آلاینده های زیست محیطی نظیر گازهای گلخانه ای نیز از همین سیستم متصاعد می گردد. لذا توجه به بهینه سازی عملکرد و اصلاح این بخش از اهمیت بسزایی برخوردار می باشد.

امروزه در سطح دنیا دیگر مسئله فلرینگ گاز، فقدان راه حل و فناوری های مناسب جهت کاهش و بازیابی نمی باشد. کاهش فلرینگ گاز می تواند از طریق فناوری های مختلف امروزی حل گردد. با توجه به منطقه مورد نظر، تولید برق، تزریق مجدد گاز به منظور ازدیاد برداشت نفت، جمع آوری و بازگرداندن به فرآیند، توسعه خطوط انتقال، تولید گاز مایع طبیعی (LNG) یا LPG و راه حل های مختلف توزیع انرژی می توانند

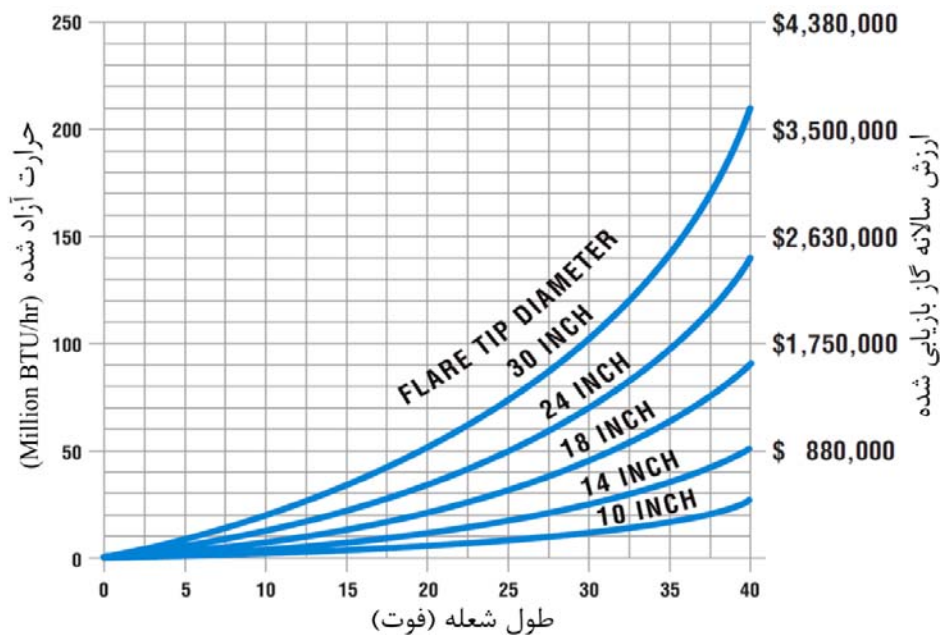
بکار برده شوند. اصلاحات سیاستی مورد نیاز در برخورد با مسئله فلرینگ گاز نیز تا حد زیادی درک گردیده است. با این حال، مسائل عمیق تری در رابطه با توسعه زیرساخت ها و طراحی بازارهای عرضه، مانع پیشرفت در مناطقی که در آنجا فلرینگ گاز شایع است می گردد.

به وضوح مشخص است که مرحله بعدی مواجهه با مسئله فلرینگ گاز در سطح دنیا، نیاز به تلاشی هماهنگ و بزرگ، از سوی دولت های مرکزی و منطقه ای، تولید کنندگان نفت و گاز، ارائه دهندگان تکنولوژی و جامعه بین المللی را به صورت فزاینده ای مطالبه می نماید.

توجه به محیط زیست و ارزش حفظ منابع اولیه دو عاملی هستند که ضرورت به حداقل رسانیدن فلر را مطابق ملاحظات و محدودیت های عملی لازم می سازند. لذا با توجه به آلودگی های محیط زیست ایجاد شده و با در نظر گرفتن ارزش افزوده ای که تماما از بین می رود، بررسی ایجاد واحدی برای بازیافت گازهای فلر و تبدیل آن به محصول با ارزش بسیار منطقی به نظر می رسد.

### ۱-۳-۱- ارزش اقتصادی گازهای فلر

چارت شکل ۹ میزان حرارت آزاد شده از فلرهای بلند، که بر مبنای ارتفاع شعله تخمین زده شده است را نشان می دهد. می توان حرارت آزاد شده را با استفاده از محور سمت راستی، به یک پتانسیل صرفه جویی سالانه که از بازیابی گاز فلر نتیجه می شود نسبت داد. به عنوان نمونه برای یک مشعل با قطر دهانه ۳۰ اینچ، اگر ارتفاع شعله ۳۰ فوت باشد ارزش حرارتی و دلاری گازهای ارسالی به فلر به ترتیب ۱۰۰ میلیون بی تی یو در ساعت و ۱۷۵۲۰۰۰ دلار در سال خواهد بود.



شکل ۹-۱ نمودار تحلیل ارزش اقتصادی بازیافت گاز فلر بر مبنای  $\frac{\$}{\text{Million BTU}}$  [۱۳]

بازیابی هیدروکربن های موجود در گازهای فلر می تواند به صورت چشمگیری هزینه های سوخت گازی را کاهش دهد.

### ۱-۳-۲- اثرات زیان آور گازهای فلر

اگرچه اثرات زیان آور گازهای انتشار یافته از فلرها بر انسان، گیاه و حیوان هنوز به صورت کمی ارائه نشده است اما مطالعات و فعالیت های انجام گرفته تا بحال این اثرات زیانبار را به صورت کیفی مشخص کرده اند:

(۱) فلرهای فعال در میادین نفت و گاز و یا موجود در عملیات پالایش به طور مستقیم ایجاد گازهای گلخانه ای کرده که گرم شدن کره زمین نتیجه آن می باشد.

(۲) گازهای ارسالی به فلر در شرایط مختلف عملکرد آن، باعث نشر گازهای متفاوتی نظیر دوده، ترکیبات آلی فرار نسوخته، منواکسید کربن، اکسیدهای گازی نیتروژن، دی اکسید گوگرد و مرکاپتان ها می شوند. نشر گازهای مذکور سلامت انسان هایی که در محیط اطراف مشغول به کار و زندگی هستند را به مخاطره می اندازد. نویز (آلودگی صوتی)، گرما، نور و ارتعاش از دیگر اثرات ناخوشایند عملیات فلر می باشند.

(۳) تلفات منابع انرژی در فلر شامل خود گازهای ارسالی به فلر، بخار و سوخت گازی از لحاظ اقتصادی بسیار حائز اهمیت است. کنترل و کاستن این تلفات می تواند منجر به کاهش نشر گازهای گلخانه ای و گرمایش زمین نیز گردد.

(۴) گازهای انتشار یافته از فلرها نظیر اکسیدهای گوگرد و ازت در مجاورت آب موجود در اتمسفر می توانند حجم قابل توجهی اسید تولید نمایند. اسیدهای مذکور قادر خواهند بود در محدوده وسیعی از محیط اطراف فلر تا هزاران کیلومتر دورتر پراکنده شوند.

کاهش و بازیابی گاز فلر منافع بسیار دیگری نیز در بر دارند که عبارتند از :

- (۱) کاهش مصرف سوخت واحد
- (۲) کاهش مصرف بخار سیستم
- (۳) افزایش عمر نوک فلر<sup>۱</sup>
- (۴) بازگشت سریع سرمایه گذاری
- (۵) کاهش انتشار آلاینده های واحد

<sup>۱</sup> Flare Tip

#### ۴-۱- پیشینه پژوهش

به علت مقادیر بالای اتلاف انرژی در صنایع بزرگ بخصوص صنایع وابسته به نفت، گاز و پالایشگاه از طریق سیستم فلرینگ و همچنین الزامات زیست محیطی که روز به روز جدی تر و سخت گیرانه تر در حال گسترش می باشند، طی ۱۰ سال گذشته تحقیقات وسیعی بر روی کاهش و بازیابی گازهای ارسالی به فلرها انجام شده است که در ادامه به بررسی آنها می پردازیم.

#### ۴-۱-۱- مطالعات و فعالیت های انجام شده در سطح دنیا

- ۱- والتر برنر [۱۵]، ۱۹۸۷ مجتمعت پتروشیمی Sunolin Chemical Co.، فیلادلفیا، ارائه سیستمی جهت سوزاندن مستقیم گاز فلر در یک پکیج بویلر بخار موجود در مجتمع
- ۲- کمپانی Statoil، ۱۹۹۱، نروژ، پروژه Gullfaks با ABB Gas Technology<sup>۱</sup> توسعه تفکر قطع فلر و بازیابی گازهای آن [۱۶].
- ۳- کمپانی Statoil، ۱۹۹۶، نصب سیستم بازیابی گاز فلر را فقط بر روی خط پرفشار گاز فلر میدان نفتی Oseberg [۱۷].
- ۴- شرکت امریکائی جان زینک<sup>۲</sup>، ارائه سیستم بازیابی گاز فلر FGRU [۱۳] و [۱۸] و [۱۹].
- ۵- لورینگ و اسمیت<sup>۳</sup> [۲۰]، ۱۹۹۵، کاهش بار فلر را به منظور اطمینان حاصل نمودن از راه اندازی بدون دود.
- ۶- شیخ و لی<sup>۴</sup> [۲۱]، ۱۹۹۵، استفاده از گاز طبیعی در طول راه اندازی کارخانه اتیلن به منظور کاهش تولید مواد خارج از مشخصات.
- ۷- واحد پتروشیمی Westlake Petrochemicals Carlyss، ۲۰۰۱، کاهش فلرینگ راه اندازی را از طریق یک روش برگشتی [۲۲].
- ۸- سایت شیمیایی Nova Chemicals Joffre، ۲۰۰۱، کاهش فلرینگ را از طریق تغییرات رویه ای در هنگام راه اندازی و بستن واحد اتیلن [۲۳].
- ۹- واحد شیمیایی Lyondell Chemicals، ۲۰۰۵ و ۲۰۰۶، کاهش فلرینگ در سایت های الفین [۲۴] و [۲۵].
- ۱۰- شرکت نفت بریتانیا، BP، ۲۰۰۰، آغاز فعالیتی موثر بر روی مدل یک سیستم تجارت CO<sub>2</sub> [۱۷].
- ۱۱- ۸۰ امین دوره کنفرانس سالانه GPA، سن آنتونیو ایالات متحده، معرفی سیستم کاهش فلرینگ، توسط BP [۲۶].

<sup>1</sup> Umoe Process Technology

<sup>2</sup> JOHN ZINK

<sup>3</sup> Loring and Smith

<sup>4</sup> Shaikh and Lee

۱۲- شرکت ملی نفت کویت (KNPC)، پالایشگاه نفت Shuaiba، طرح ابتکاری جمع آوری و بازیابی گازهای اتلافی را بجای تخلیه و سوزاندن آنها در فلرها تحت عنوان " Zero Non-Emergency Flaring" [۲۸].

۱۳- کمپانی نفتی امریکایی Shell، پالایشگاه نفت Shell Martinez، کاهش قابل توجهی در انتشارات ناشی از فلرینگ [۲۹].

۱۴- سونیبار و آکردولو<sup>۱</sup> [۳۰]، ۲۰۰۶، بررسی فعالیت های انجام شده بوسیله دولت و بخش خصوصی در نیجریه جهت بهره وری اقتصادی از گازهای فلر شده روزانه.

۱۵- یانگ<sup>۲</sup> و همکاران [۳۱]، ۲۰۰۹، ارائه یک استراتژی عمومی جهت به حداقل رساندن فلرینگ در واحدهای مختلف تولید اتیلن تحت شرایط و رخدادهای متفاوت.

۱۶- دیوید کاستلو<sup>۳</sup> و همکاران [۳۲]، ۲۰۰۹، ارزیابی امکان نصب یک واحد دریایی تبدیل گاز به مایع (GTL) را در برزیل به منظور کاهش فلرینگ گاز طبیعی، جلوگیری از انتشارات معادل دی اکسید کربن (CO<sub>2</sub>e) و تولید سوخت دیزل کیفیت بالا.

۱۷- شرکت نفت هند، بازیابی گازهای فلر و تغذیه آنها به شبکه و تجهیزات با اجرای طرح هایی در قالب مکانیزم توسعه پاک (CDM) در دو پالایشگاه هند [۳۳].

۱۸- پالایشگاه نفت Barauni هند، نصب یک واحد بازیابی گاز فلر در به منظور بازیابی گاز فلر فرآیند [۳۴].

۱۹- شرکت دلفین انرژی (بخش قطری پارس جنوبی)، ۲۰۱۰ اعلام گزارشی تحت عنوان: "به هیچ عنوان فلرینگ صورت نخواهد گرفت مگر اینکه مطلقاً ضروری باشد." [۳۵].

#### ۱-۴-۲- مطالعات و فعالیت های انجام شده در ایران

۱- شرکت پالایش گاز سرخون و قشم، اجرای پروژه پژوهشی "بررسی امکان پذیری فنی، اقتصادی جمع آوری گازهای فلر شرکت پالایش گاز سرخون و قشم تحت مکانیزم توسعه پاک (CDM) پروتکل کیوتو"، [۳۶].

۲- شرکت پالایش گاز شهید هاشمی نژاد با همکاری شرکت پترو فرآیند آریا [۳۷]، طرح "بازیابی گازهای ارسالی به سمت فلر".

۳- افشار و همکاران [۳۸]، بازیابی گاز های ارسالی به مشعل پتروشیمی و راهکار های مربوطه بر اساس بررسی های انجام شده در واحد پتروشیمی امیرکبیر .

۴- درفشی و همکاران [۳۹] امکان سنجی سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر و کاهش عملیات فلرینگ در پتروشیمی تبریز

<sup>1</sup> Sonibare and Akeredolu

<sup>2</sup> Xiongtao Yang

<sup>3</sup> David A. Castelo Branco

۵- زاد اکبر و همکاران [۴۰] با بررسی راهکارهای کاهش تولید گازهای مشعل و سیستم های نوین بازیابی گازهای ارسالی به مشعل و نیز بررسی شرایط عملیاتی پالایشگاه گازی شهید هاشمی نژاد (خانگیران) و پالایشگاه نفت تبریز.

۶- واحد مهندسی پالایش فاز ۱ شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، ۲۰۰۴، طرح کاهش فلرینگ پالایشگاه اول مجتمع گاز پارس جنوبی از طریق برگشت دادن گاز احیای واحد مرکاپتان زدایی به ورودی پالایشگاه، [۴۱].

۷- کارگروه تخصصی مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی گاز ایران، ۱۳۸۷ذ تحت عنوان مدیریت کربن در صنعت گاز، طرح پژوهشی "بازیابی و کاهش گازهای ارسالی به مشعل" [۴۲] و [۴۳].

۸- رحیم پور و همکاران [۴۴]، ۲۰۱۱، معرفی یک سیکل GTL برای تبدیل گازهای طبیعی فلر شده در یک پالایشگاه گاز به هیدروکربن هایی با وزن مولکولی بالاتر به منظور کاهش انتشار گازهای گلخانه ای.

### ۵-۱- اهداف تحقیق حاضر

با توجه به افزایش بهای انرژی و سیاست های دولت در راستای بهینه سازی مصرف انرژی و کاهش مصرف آن و از طرفی، هزینه های هنگفت سرمایه گذاری مورد نیاز در بخش سیستمهای بازیابی و تصفیه ضایعات، سیستم های تولید برق بالاترین شانس جهت مطرح شدن در فرآیندهای بازیافت گازهای فلر را دارند. تاکنون مطالعه جدی در زمینه توسعه این نوع سیستم ها برای استفاده در صنایع فرآیندی انجام نشده است. لذا در این تحقیق سعی بر این است که با بهره گیری از آخرین دستاوردهای تحقیقاتی، بسط و توسعه سیستم های بازیابی گازهای ارسالی به فلر در صنایع فرآیندی نفت و گاز که دارای توجیه اقتصادی مناسبی نیز باشند مورد بررسی و مطالعه قرار گیرد. اهداف تحقیق حاضر را می توان به صورت زیر تقسیم بندی نمود:

- ۱) بررسی روش ها و فناوری های موجود در زمینه کاهش و یا بازیافت گازهای اتلافی از طریق فلرها
- ۲) بررسی روش های موجود و ارائه بهترین گزینه جهت اندازه گیری ترکیب و شدت جریان بسیار متغییر گازهای ارسالی به فلر
- ۳) بررسی فنی و اقتصادی روش های کاهش و یا بازیافت فلرینگ گازهای اسیدی و به واسطه محدودیت های فرآیندی
- ۴) بررسی امکان بازیابی گازهای ارسالی به فلر در مواقع راه اندازی
- ۵) بررسی فنی و اقتصادی استفاده از روش های مختلف تصفیه گازهای ارسالی به فلر و یا بازیابی ترکیبات با ارزش به منظور برگشت دادن به سیستم فرآورش و یا تزریق به خطوط لوله
- ۶) شبیه سازی سیستم تولید قدرت از بازیابی گازهای فلر توسعه داده شده در این پایان نامه، برای یک نمونه مطالعاتی (پالایشگاه تهران)، جهت تطابق هر چه بیشتر با شرایط پالایشگاه های گازی و نفتی قدیمی ایران - و سکوی سلمان جهت تطابق هر چه بیشتر با شرایط سکوی نفتی
- ۷) بررسی اقتصادی، مقایسه روش های پیشنهادی و در نهایت ارائه مدل اقتصادی بهینه برای نمونه مطالعاتی

لازم به ذکر است که دستاورد اصلی و برجسته تحقیق حاضر، ارائه یک سیکل بازیابی گاز فلر مبتنی بر سیستم تولید برق، جهت توجیه پذیری اقتصادی و کاربردی در صنایع نفت و گاز علی الخصوص ایران و کاهش میزان پیچیدگی سیستمهای موجود می باشد.

مزیت های عمده سیستم های بازیابی گازهای فلر مبتنی بر تولید برق عبارتند از:

- ۱) کاهش هزینه سوخت مصرفی،
- ۲) کاهش شعله آشکار
- ۳) کاهش مصرف و هزینه تأسیسات مرتبط با سیستم فلرینگ و...
- ۴) جلوگیری از آلودگی محیط زیست
- ۵) استقلال سکوهای نفتی از لحاظ نیاز به سوخت
- ۶) از لحاظ پدافند غیر عامل، سکو ایمن تر می شود
- ۷) حفاظت بیشتر از سلامتی خدمه سکو ها
- ۸) کاهش میزان فلرینگ و در نتیجه افزایش و بهبود رتبه ایران از لحاظ فن آوری و کاهش آلایندهی محیط زیست

#### ۱-۶ طراحی سیستم

این بخش شامل شش قسمت عمده می باشد:

۱. آنالیز گازهای فلر
۲. فشرده سازی گاز فلر
۳. انتقال گاز بازیافتی به واحدهای تولید قدرت
۴. مقایسه گزینه های موجود
۵. طراحی و انتخاب واحد تولید قدرت
۶. آنالیز اقتصادی واحد

## فصل دوم

### وضعیت مطلوب: کاهش و بازیابی گازهای ارسالی به فلر

اگر چه هر فرآیند شیمیایی نظیر فرآیندهای پالایشگاهی و پتروشیمیایی بدلیل توقفات ناخواسته در فرآیندهایشان و در نتیجه رعایت ایمنی شاغلین و تجهیزات ملزم به استفاده از سیستم فلر می باشند اما می توان راهکارهایی را ارائه نمود تا میزان جریان ارسالی به فلر به حداقل برسد. هم اکنون در سطح دنیا مبحث جدیدی تحت عنوان حذف فلرینگ<sup>۱</sup> مطرح گردیده که هدف نهایی آن به حداقل رسانیدن حجم گازهای ارسالی به فلر است. اما مطرح کنندگان موضوع خود نیز اذعان دارند که حذف یا خاموش نمودن فلر امکان پذیر نبوده و صرفاً به عنوان واژه ای برای هدف گذاری حرکت به سمت کاهش فلرینگ به کار می رود. در این فصل تلاش گردیده کلیه روش های کاهش و همچنین روش های بازیابی گازهای ارسالی به فلر ارائه و مورد تحلیل قرار گیرند. برخی از این روش ها در مرحله کاربردی بوده و هم اکنون بکار گرفته شده اند. سایر موارد نیز مراحل تحقیقاتی را جهت اجرایی شدن طی می نمایند. [۱]

---

<sup>۱</sup> Zero Flaring



## ۲-۱ بررسی وضعیت مطلوب:

وضعیت مطلوب انرژی، وضعیتی است که ما در آن تلفات را به سمت صفر سوق دهیم. تلفات در سیستم‌های ما شامل هدر روی انواع انرژی حرارتی، الکتریکی و ... می‌باشد.

مسیر حرکت به سوی از بین بردن تلفات و در نتیجه افزایش راندمان می‌باشد. وار طرفی می‌دانیم بزرگترین منبع کشور که اقتصاد و آینده کشورمان بدان وابسته است، نفت و گاز می‌باشد.

سوخت‌های فسیلی، از لحاظ تکنولوژی بهره‌برداری و بهینه‌سازی حائز اهمیت می‌باشند. زیرا به توجه به میزان بالای برداشت روزانه از این ذخائر کوچکترین تلفات به میزان بالای هدر روی انرژی و سرمایه بدل می‌شود.

در این راستا هدف شناخت کامل بخش از این روند (روند تولید و پالایش) نفت و گاز می‌باشد. (همانطور که در فصل قبلی مطرح گردید) میزان انرژی تلف شده در واحد فلر در سکوها، چاه‌ها و پالایشگاه‌ها، بسیار بالا است و قابل اغماض نمی‌باشد. پس با شناخت کامل فرآیند فلر می‌توانیم نقاط ضعف سیستم را پیدا کنیم و با مدیریت صحیح عیوب آن را برطرف نموده و گاز بسیار با ارزشی که روزانه سوزانده می‌شود و سرمایه هنگفتی را هدر می‌دهد و هوای بسیاری را آلوده می‌کند را می‌توان بازیابی کرد.

این هدف صرفه جویی اقتصادی عظیم را برای کشور به ارمغان می‌آورد و از آلودگی خلیج همیشه فارس می‌کاهد. پس می‌توان نتیجه گرفت بازیافت گاز ارسالی به واحد فلر یکی از راه‌های رسیدن به وضعیت مطلوب است.

پیمان کیوتو که در سال ۱۹۹۷ به امضاء اکثر کشورهای دنیا از جمله ایران رسید، توجه ویژه‌ای به کنترل گازهای خروجی از فلرهای مجتمع‌های نفتی دارد. هم‌اکنون در بعضی از کشورها مانند نروژ همه فلرها مجهز به دبی سنج‌ها یا کنتورهای استاندارد می‌باشند و همواره اپراتورها موظف به ارائه گزارش به دولت در مورد میزان گازهای رها شده در اتمسفر می‌باشند. این امر همچنین باعث توجه به امکان حجم بالای صرفه جویی و نیز لزوم بهینه‌سازی در این بخش گردیده است.

استاندارد نروژی NORSOK مهمترین استاندارد است که در زمینه اندازه‌گیری دبی گازهای فلر تدوین گردیده و مورد تأیید صنایع نروژ نیز می‌باشد.

## ۲-۲- مقدمه ای بر سیستم‌های فلر

سیستم فلر از قسمت‌های ضروری در پالایشگاه‌ها و سایر واحدهای فرآیندی است که در داشتن فرآیند قابل اطمینان نقش اساسی دارد. زیرا فلرها می‌توانند از بروز خطرات، آتش‌سوزی‌ها، انفجار و صدمه دیدن کارکنان جلوگیری نمایند. فلرها به منظور کنترل ایمن و مطمئن مواد تخلیه شده به محیط زیست نظیر مواد قابل

احتراق مازاد حاصل از فرآیندها و همچنین گازهای بوجود آمده در شرایط اضطراری، استفاده می‌شوند. در واقع فلر مواد قابل اشتعال، سمی و بخارات خورنده را به ترکیبات کم ضرر تبدیل می‌نماید. فلرها معمولاً به سهولت قابل مشاهده بوده و همواره حین فعالیت گرما و صدا تولید می‌کنند. میزان و نوع گازهای انتشار یافته از فلر به محیط زیست تابع راندمان احتراق و نوع گازهای ارسالی به فلر است. راندمان احتراق پایین در فلر به معنای وجود مقدار قابل توجهی ترکیبات آلی فرار در گازهای ارسالی به فلر بوده و راندمان بالا نیازمند اختلاط کامل سوخت با هوا و فقدان فاز مایع در حین احتراق می‌باشد. راندمان احتراق برای فلری که بخوبی طراحی شده باشد معمولاً بالای ۹۰ درصد و گاهی بیش از ۹۸ درصد است.

احتراق در انتهای بالایی دودکش فلر<sup>۱</sup> و در ارتفاع، جایی که آتشخان فلر<sup>۲</sup> و جرقه زن<sup>۳</sup> ها قرار گرفته اند، انجام می‌گیرد. شبکه فلر دارای اجزاء و محدود کننده‌هایی می‌باشد که لازم است در طراحی فلر، دقیقاً مورد توجه قرار گرفته و بطور صحیح بکار برده شوند.

بسیاری از پالایشگاه‌ها دارای چندین سیستم فلر بوده و برخی از واحدهای فرآیندی نیز سیستم فلر اختصاصی دارند. علت این امر جلوگیری از اختلاط جریان گازهای اسیدی از سایر جریانات گازی در مسیر انتقال به فلر می‌باشد. فلر مربوط به گازهای اسیدی به مشعل‌های خاصی مجهز گردیده تا راندمان احتراق در آنها بالاترین حد ممکن باشد.

## ۲-۱-۲- انواع فلر

اساساً دو نوع فلر در پالایشگاه‌ها بکار گرفته می‌شود، یکی فلر مرتفع و دیگری فلر زمینی. فلرهای زمینی هنگامی بکار گرفته می‌شوند که نیاز به مخفی نمودن شعله فلر (به دلایل مختلف) وجود دارد. اما فلرهای مرتفع بدلیل قابلیت جابجایی حجم قابل توجهی از گازها با توجیه فنی و اقتصادی کافی استفاده می‌شوند. در برخی موارد پالایشگاه ممکن است هر دو نوع فلر را دارا باشد. در چنین مواقعی فلر زمینی برای سوزاندن حجم کم اما پیوسته از گازهای تخلیه کاربرد دارد. فلر مرتفع قسمتی ضروری از اجزای پالایشگاه است که به دلایل ایمنی نصب و مورد استفاده قرار می‌گیرد. زیرا می‌تواند پس از سوزاندن آسان بخارات سمی حاصل از فرآیندها آنها را به نقاط دور دست منتقل نماید. در جدول ۵ این دو نوع فلر با یکدیگر مقایسه شده‌اند.

---

<sup>1</sup> Flare stack

<sup>2</sup> Flare tip

<sup>3</sup> Pilot burners

جدول ۱-۲ مقایسه دو نوع فلر زمینی و مرتفع [۱]

مشخصات	فلر مرتفع	فلر زمینی
دود	معمولاً بدون دود به جز در شرایط اضطراری یا آشفستگی	نسبتاً بدون دود
صدا	اگر بخار مصرفی آن بالا باشد پر سر و صدا است	نسبتاً آرام
تشعشع	بالا ولی با مصرف بخار قابل کم شدن است	ناچیز
پراکنده نمودن گازهای احتراق در هوا	به شرط رعایت ارتفاع، عالی است	پراکندگی کم
مشکلات اصلی	هزینه بالای سرمایه گذاری، آلودگی مربوط به صوت، نور و تشعشع	هزینه بالای سرمایه گذاری، هزینه نگهداری بالا، بوی نامطبوع و خطر آتش گیری در صورت پرتاب شعله
کاربردها	در تمامی مکان ها بخصوص هنگام وجود گازهای سمی	برای سوزاندن گازهای پاک، مکان هایی که صدا و نور آزار دهنده است. غیر قابل استفاده در مناطق مسکونی با هوای آرام

مبنای دیگر دسته بندی فلرها، استفاده از یک عامل بیرونی برای ایجاد اختلاط در نوک فلر است که بر این اساس فلرها به فلر با عامل اختلاط کننده بخار، فلر با عامل اختلاط کننده هوا، فلر با عامل اختلاط کننده فشار و فلر بدون عامل اختلاط کننده طبقه بندی می شوند.

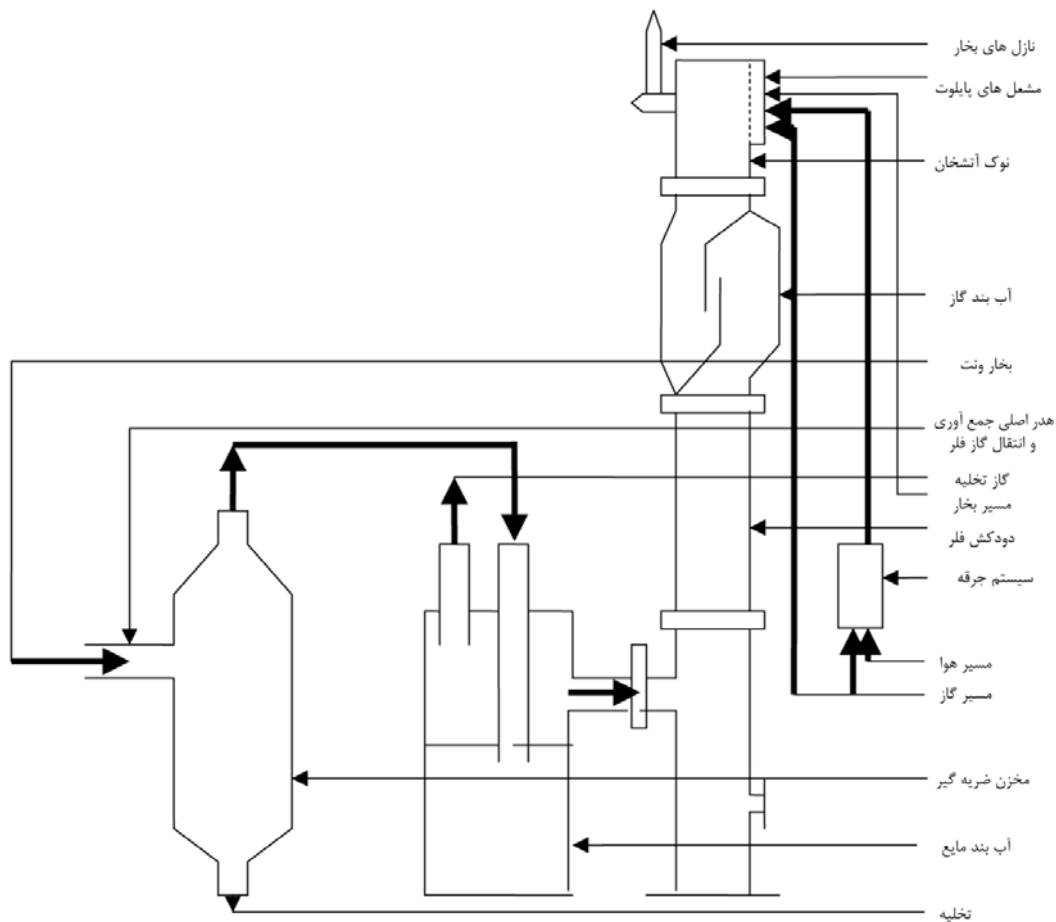
## ۲-۲-۲- اجزای سیستم فلر

در حالت کلی سیستم فلر به دو قسمت تقسیم می شود، یکی سیستم جمع آوری فلر شامل یک مخزن ضربه گیر<sup>۱</sup> و دیگری دودکش فلر؛ در پالایشگاه های بزرگ از ظروف جمع آوری مجزایی در هر یک از واحدها استفاده شده است تا امکان تعمیرات اساسی واحدهای مختلف تسهیل گردد. عموماً سیستم فلر مرکب از اجزای ذیل می باشد (شکل ۱۰ این اجزا را نشان می دهد):

- سیستم جمع آوری و انتقال گازهای آزاد شده از واحدهای فرآیندی
- ظرف جمع آوری به منظور میعان و خارج سازی مایعات همراه گاز
- آب-بند مایع به منظور جلوگیری از برگشت شعله
- دودکش با یک یا چند مشعل
- پایلوت، سیستم گاز رسانی (سوخت کمکی) به مشعل و سیستم جرقه زنی
- سیستم تزریق بخار یا هوا برای ایجاد شعله کم دود (سیستم کنترل شعله)

<sup>۱</sup> Knock out drum

- تجهیزات کنترل و نظارتی برای بهینه نمودن سیستم فلر



شکل ۱-۲ اجزاء تشکیل دهنده یک نمونه سیستم فلر مرتفع با عامل اختلاط کننده بخار [۴۷]

در این قسمت، با توجه به فراوانی فلرهای مرتفع با عامل اختلاط کننده بخار در صنایع پالایشگاهی اجزای تشکیل دهنده این نوع فلر تشریح می گردند:

### ۲-۲-۱- سیستم جمع آوری و انتقال گازهای آزاد شده

مواد آزاد شده از قسمت های مختلف؛ شیرهای اطمینان، شیرهای آزاد کننده فشار، تخلیه دستگاه ها و غیره از طریق یک لوله اصلی به طرف فلر هدایت می شوند. لوله ها از جنس کربن استیل می باشند. طراحی لوله ها به گونه ای است که افت فشار جریان حداقل باشد. باید از ایجاد نقاط کور و مرده در طول مسیر جلوگیری نمود. علاوه بر مسیر اصلی، یک مسیر جهت گاز تخلیه<sup>۱</sup> تعبیه می شود تا شعله نتواند به مسیر فلر برگردد.

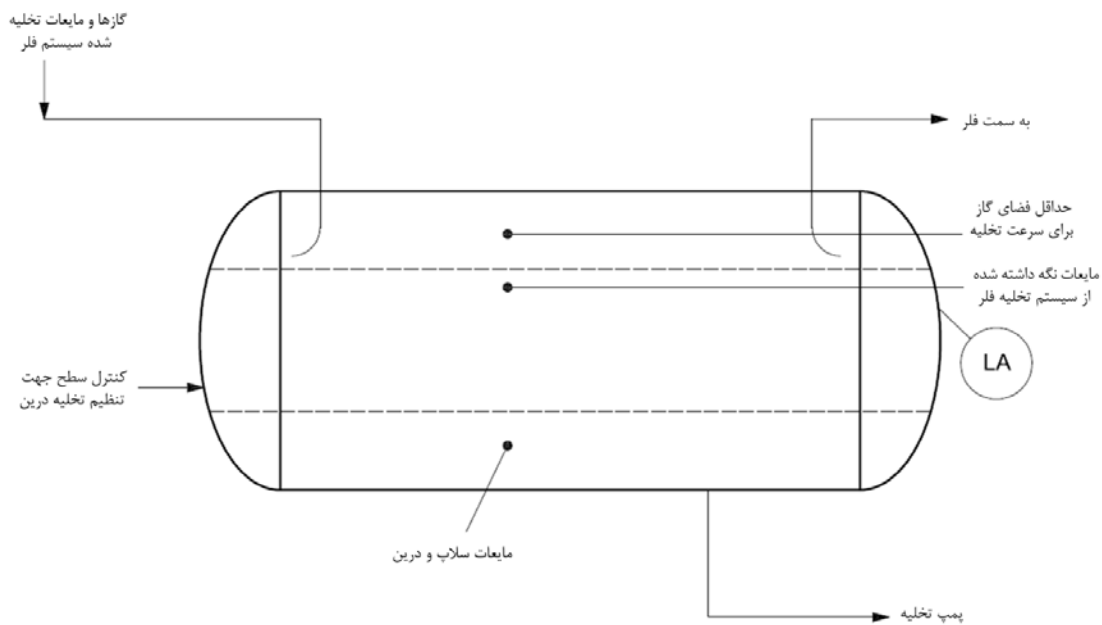
### ۲-۲-۲- ظروف مایع گیر<sup>۲</sup> (مخزن ضربه گیر)

<sup>۱</sup> Purging

<sup>۲</sup> Knock-out Drum

وجود مایعات به تنهایی یا همراه با گاز موجب خاموش شدن فلر و یا سوختن نامنظم و دود کردن شعله می شوند. همچنین وجود مایعات می تواند سبب تولید بارانی از قطرات آتش شده که هنگام رسیدن به سطح زمین تولید خطر کنند. بدین منظور جهت جداسازی مایعاتی که از دستگاه ها خارج می شوند و یا مایعاتی که در طول مسیر انتقال به فلر از میعان گازها ایجاد می شوند، ظروف مایع گیر استفاده می شود. ظروف مایع گیر به شکل افقی و یا عمودی هستند که معمولاً چندین عدد آنها در طول مسیر و آخرین آنها در پائین دودکش نصب می شوند.

طراحی ظروف مایع گیر بر مبنای بدترین شرایط عملیاتی و حداکثر جریان فلردهی می باشد بدین جهت این ظروف بزرگ هستند. شکل ۱۱ نمونه افقی این ظروف را نشان می دهد.



شکل ۲-۲ ظرف مایع گیر سیستم فلر [۴]

### ۲-۲-۳- آب بند مایع<sup>۱</sup>

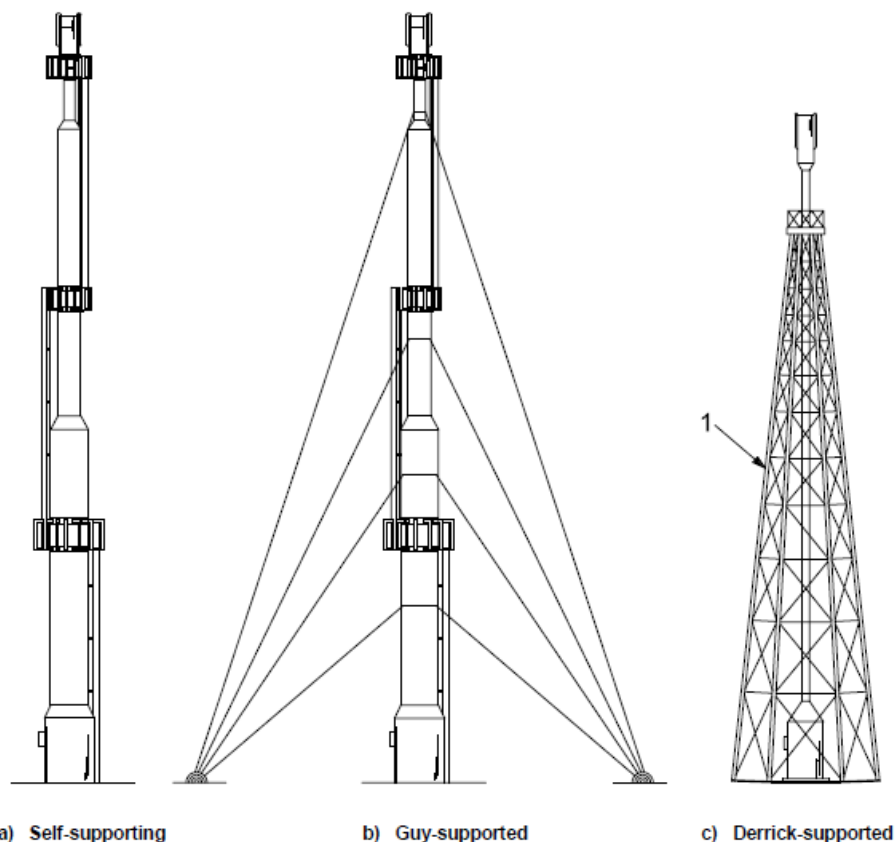
جریان گازها در مسیر فلر قبل از ورود به دودکش از یک ستون آب عبور می کند. این ستون آب، موجب ایجاد فشار مثبتی در بالا دست خود شده و همچنین مانعی برای برگشت شعله به داخل مسیر فلر می شود. یکی دیگر از وظایف این آب بند، عملکرد آن به صورت یک دمپر مکانیکی در مقابله با شوک های موجی در دودکش است. در پیوست الف - ۱ نمونه ای از آب بند مایع فلر نشان داده شده است.

### ۲-۲-۴- دودکش

بنابه ملاحظات ایمنی، با استفاده از یک دودکش، شعله را در ارتفاع بالایی از سطح زمین قرار می دهند تا به پرسنل و تجهیزات مجاور آسیبی نرسد. فلرهای مرتفع به سه صورت در جای خود نگه داشته می شوند: خود

<sup>۱</sup> Water Seal

اتکا<sup>۱</sup>، نگهداری با طناب<sup>۲</sup> و با پایه دکلی<sup>۳</sup> که به ترتیب در شکل ۱۲ نشان داده شده اند. حالت خود اتکا برای ارتفاع های کوتاه (۱۰۰-۳۰ فوتی) تا ارتفاع ۲۵۰ فوتی استفاده می شوند. حالت نگهداری با طناب برای ارتفاع های بیش از ۳۰۰ فوت و نوع دکل دار برای ارتفاع بیش از ۲۰۰ فوت بکار می روند. در این سه نوع، حالت دکل دار از همه گرانتر و حالت guyed از همه ساده تر هستند. حالت نگهداری با طناب نیاز به محوطه وسیعی دارد زیرا سیم‌های نگهدارنده دودکش باید از هم فاصله داشته باشند. به عنوان یک قاعده، محوطه لازم برای اتصال سیم‌ها به زمین، دایره‌ای با شعاعی برای ارتفاع دودکش است.



شکل ۲-۳ ساختارهای مختلف اتکای فلزهای مرتفع [۳]

## ۲-۲-۲-۵- آب‌بند گازی<sup>۴</sup>

به واسطه جریان های باد و یا انقباض‌های گازهای درون دودکش، هوا تمایل پیدا می‌کند تا به سمت داخل دودکش حرکت کند. حرکت هوا به داخل دودکش می‌تواند موجب انفجار درون دودکش شود. جهت جلوگیری از ورود هوا، یک آب‌بند گازی در درون دودکش و معمولاً زیر آتشیان نصب می‌شود. آب‌بند مولکولی و آب‌بند پره‌ای نمونه‌هایی از این نوع آب‌بند می باشند.

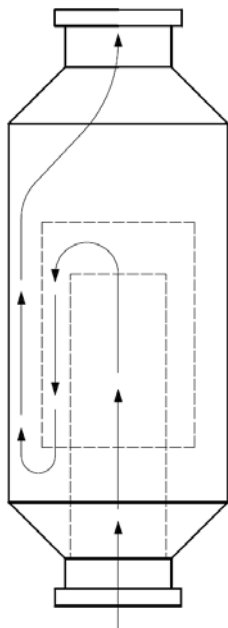
<sup>1</sup> Self Support

<sup>2</sup> Guyed Support

<sup>3</sup> derrick Support

<sup>4</sup> Buoyancy seal- Purge-reduction seal

یکی دیگر از فواید نصب آب بند گازی، کاهش مقدار نیاز به گاز تخلیه<sup>۱</sup> می باشد، بطوریکه مقدار گاز لازم تا بیش از ۹۰ درصد کاهش می یابد. شکل زیر شمایی از آب بند گازی نوع ملکولی را نشان می دهد.



شکل ۲-۴ شمای آب گازی نوع ملکولی [۵]

#### ۲-۲-۲-۶- نوک آتشیان<sup>۲</sup>

نوک آتشیان باید به گونه ای طراحی شود که در دامنه عملیاتی فلر، احتراق قابل قبول در آن صورت گیرد. در طراحی نوک آتشیان باید به مواردی چون پایداری شعله، کاهش سر و صدا و ایجاد جرقه توجه گردد. حداقل و حداکثر ظرفیت یک فلر برای سوزاندن گازهای ارسالی با شعله پایدار و بدون دود، تابعی از طراحی نوک آتشیان است. در طراحی های مدرن، نوک آتشیان می تواند به ازای سرعت های مختلف خروجی گاز از ۱ ft/sec تا ۶۰۰ ft/sec یک شعله پایدار ایجاد کند. شکل ۱۴ نمائی از نوک آتشیان یک فلر مجهز به عامل اختلاط بخار را نشان می دهد.

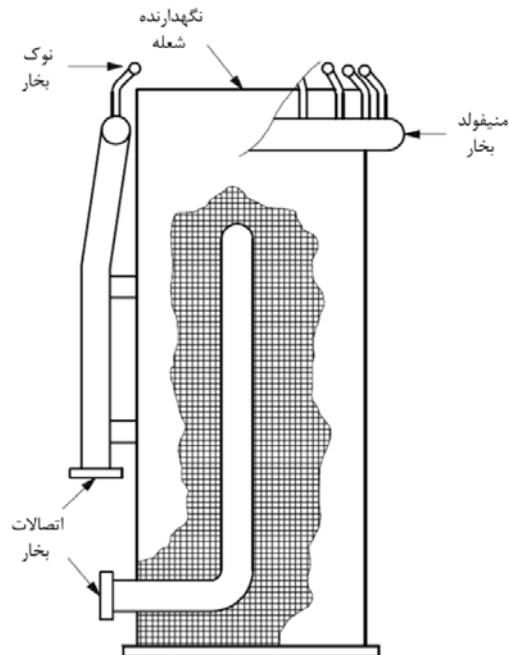
#### ۲-۲-۲-۷- پایلوت آتشیان<sup>۳</sup>

مقررات زیست محیطی ایجاب می کند که بطور دائم یک شعله در بالای فلر وجود داشته باشد تا گازهای آلوده و سمی نتواند بدون احتراق وارد اتمسفر شوند. بدین منظور لازم است پایلوت های همیشه روشن در کنار آتشیان نصب شوند. این پایلوت ها به وسیله سیستم دستی یا سیستم اتوماتیک روشن می شوند. در سیستم اتوماتیک، از یک دستگاه تشخیص شعله نظیر سنسور با اشعه مادون قرمز (و برای فلرهای زمینی از سنسور با اشعه ماوراء بنفش) استفاده می گردد.

<sup>1</sup> Purge Gas

<sup>2</sup> Flare Tip

<sup>3</sup> Pilot



شکل ۲-۵ شماتیک نوک آتشیان یک فلر مجهز به عامل اختلاط بخار [۴]

## ۲-۲-۸- سیستم کنترل

کنترل سیستم فلر می تواند کاملاً اتوماتیک و یا دستی باشد. اجزا یک سیستم فلر که می توانند بطور اتوماتیک کنترل شوند، شامل سوخت کمکی، تزریق بخار و سیستم تولید جرقه است. مصرف سوخت کمکی را می توان با اندازه گیری دائم میزان فلردهی و میزان محتوای انرژی آن، حداقل نمود. برای این کار، مقدار سوخت گازی به طور اتوماتیک بر مبنای ایجاد حداقل حرارت لازم  $300 \text{ Btu/scf}$  در فلر با بخار اختلاط کننده تنظیم می گردد. به همین صورت، میزان بخار تزریقی براساس میزان فلردهی و مشاهده دود در شعله، کنترل و بهینه می گردد. در پیوست الف - ۲ شمایی از نصب تجهیزات و سیستم های کنترل یک نمونه فلر مرتفع با کمک کننده بخار ارائه شده است.

## ۲-۲-۳- مکانیزم احتراق سیستم فلر

در فلرها، عمل احتراق توسط یک شعله پیش رو<sup>۱</sup> صورت می گیرد. هوا از مرز مواد سوختنی و محصولات حاصل از سوختن عبور کرده و به طرف مرکز جریان مواد سوختنی حرکت می کند. در این حالت پوششی از مخلوط هوا و گازهای قابل اشتعال در اطراف گازهای سوختنی تشکیل می شود که شعله پیش رو نام دارد. مخلوط هوا و گازهای قابل اشتعال در اثر جرقه، یک ناحیه شعله پایدار در اطراف گاز قابل اشتعال و در بالای نوک شعله ایجاد می کنند.

<sup>1</sup> Diffusion Flame



جریان گازهای اتلافی ارسالی به فلر برای ایجاد شعله ای پایدار و احتراقی کامل، باید دارای حداقل ارزش حرارتی ۲۵۰-۲۰۰ BTU/SCF باشند (به عبارت دیگر دارای حداقل ارزش سوختی معادل ۷۵۰۰ تا ۹۳۰۰ کیلوژول بر مترمکعب ( $\text{kJ/m}^3$ ) باشند)؛ در غیر اینصورت نیاز به اضافه نمودن سوخت کمکی وجود دارد. در برخی موارد حتی با وجود اینکه گازهای اتلافی فلر دارای ارزش حرارتی کافی مورد نیاز می باشند، باز هم نیاز به سوخت کمکی وجود خواهد داشت. به عنوان مثال، اگر نیتروژن سوخت-مرزی<sup>۱</sup> موجود باشد، فلرینگ آمونیاک با ارزش حرارتی  $13600 \text{ kJ/m}^3$  (۳۶۵ BTU/SCF) نیاز به ارزش حرارتی بیشتری برای به حداقل رسانیدن تشکیل اکسیدهای نیتروژن ( $\text{NO}_x$ ) خواهد داشت [۴۸].

## ۲-۲-۴- انتشار آلاینده های فلر

انتشارات ناشی از فلرینگ شامل ذرات کربن (دوده)، هیدروکربن های نسوخته، CO و سایر هیدروکربن های سوخته شده جزئی، تغییر یافته می باشد. آلاینده ها همچنین شامل  $\text{NO}_x$  می باشد، و اگر ترکیبات حاوی گوگرد نظیر سولفید هیدروژن و مرکاپتان ها فلر شده باشند، شامل دی اکسید گوگرد  $\text{SO}_2$  خواهد بود. مقدار تولید انتشارات هیدروکربن ها متناسب با درجه احتراق می باشد. درجه احتراق به مقدار زیادی به نرخ و میزان اختلاط سوخت-هوا و به دماهای شعله به دست آمده و حفظ شده بستگی دارد [۴۹].

جدول ۶ معرف ضرایب انتشار آلاینده های فلر<sup>۲</sup> می باشد، و جدول ۷ معرف داده های مربوط به ترکیب گازهای منتشر شده که از آزمایش های آژانش حفاظت از محیط زیست<sup>۳</sup> آمریکا بدست آمده می باشد. در طول آزمایش ها از پروپیلن خالص به عنوان گاز فلر استفاده شده است. متان جزء عمده ای از هیدروکربن های موجود در انتشارات فلر بود و استیلن گونه غالب هیدروکربن متوسط بود. گزارش های بسیار دیگری در مورد فلرها اذعان داشته اند که همیشه استیلن به عنوان یک محصول میانگین پایدار تشکیل می گردد.

در گازهای اتلافی فلر که شامل ترکیبات نیتروژنی نیستند، باز هم  $\text{NO}$  از ترکیب نیتروژن اتمسفریک با اکسیژن یا بوسیله واکنش میان رادیکال های هیدروکربنی آزاد شده در محصولات احتراق و نیتروژن اتمسفریک، از طریق مراحل میانی  $\text{HCN}$ ،  $\text{CN}$  و  $\text{OCN}$ ، تشکیل می گردد. ترکیبات گوگردی موجود در یک جریان گاز گوگرد وقتی سوزانده می شوند تبدیل به  $\text{SO}_2$  می گردند. میزان  $\text{SO}_2$  انتشار یافته بستگی مستقیم به میزان گوگرد موجود در گازهای فلر شده دارد [۵۰].

جدول ۲-۲ ضرایب انتشار آلاینده ها برای عملکرد فلرها (رتبه انتشار آلاینده ها: B) [۵۱]

ترکیب	ضریب انتشار ( $\text{lb}/10^6\text{BTU}$ )
مجموع کل هیدروکربن ها**	۰/۱۴
مونوکسید کربن	۰/۳۷
اکسیدهای نیتروژن	۰/۰۶۸

<sup>۱</sup> Fuel-bound nitrogen

<sup>۲</sup> Flare emission factors

<sup>۳</sup> EPA

دوده***	۰-۲۷۴
---------	-------

\* بر مبنای آزمایش های انجام شده با استفاده از پروپیلن خالص شامل ۸۰٪ پروپیلن و ۲۰٪ پروپان

\*\* اندازه گیری شده بر مبنای معادل متان

\*\*\* مقادیر غلظت های دوده: فلرهای غیر دودزا، صفر میکروگرم در هر لیتر ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )، فلرهای با دود کم، ۴۰ ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )، فلرهای با دود متوسط، ۱۷۷ ( $\mu\text{g}/\text{L}$ )، و فلرهای بسیار دودزا، ۲۷۴ ( $\mu\text{g}/\text{L}$ ).

جدول ۲-۳ ترکیبات هیدروکربنی گازهای انتشار یافته فلر [۵۱]

ترکیب	درصد حجمی (%)	
	محدوده	میانگین
متان	۸۳-۱۴	۵۵
اتان/اتیلن	۱۴-۱	۸
استیلن	۲۳-۰/۳	۵
پروپان	۱۶-۰	۷
پروپیلن	۶۵-۱	۲۵

\* ترکیبات ارائه شده برابر میانگین نتایج بدست آمده از تعدادی از آزمایش ها تحت مجموعه ای از شرایط بدین شرح می باشد: فلر با کمک کننده بخار با استفاده از خوراک ورودی با BTU بالا؛ با کمک کننده بخار با استفاده از خوراک ورودی با BTU پائین؛ فلر با کمک کننده هوا با استفاده از خوراک ورودی با BTU بالا؛ و فلر با کمک کننده هوا با استفاده از خوراک ورودی با BTU پائین. در تمام آزمایشات، گاز اتلافی گازی مصنوعی شامل مخلوطی از پروپیلن و پروپان بوده است.

## ۲-۲-۵- موارد کاربرد گازهای فلر باز یافت شده

در ادامه تعدادی از راهکارهای متداول جهت مصرف گازهای فلر بازیابی شده، ارائه می گردد.

### ۲-۲-۵-۱- کاربرد گاز فلر بازیابی شده به عنوان سوخت گازی

در بسیاری از موارد، ابتدایی ترین و کاربردی ترین راهکار استفاده از گازهای فلر بازیابی شده، مصرف آنها به عنوان سوخت در تجهیزات موجود می باشد. به طور معمول گاز فلر بازیابی شده به سیستم سوخت گازی<sup>۱</sup> واحد تزریق می گردد. سوخت گازی بازیابی شده را می توان مستقیماً در تجهیزاتی مانند کوره ها، هیترها یا مشعل های فشار پائین مورد استفاده قرار داد، یا اینکه از آنها به عنوان سوخت کمکی در تجهیزاتی مانند مولدهای بخار استفاده نمود. در مواردی که سوخت مصرفی دارای محدوده مشخصی برای خواص ابتدایی می باشد و یا مقادیر بالای  $\text{H}_2\text{S}$  در گازهای فلر موجود باشد، به تناسب ممکن است سوخت گازی بازیابی شده نیاز به تصفیه، شیرین سازی و یا افزایش فشار داشته باشد.

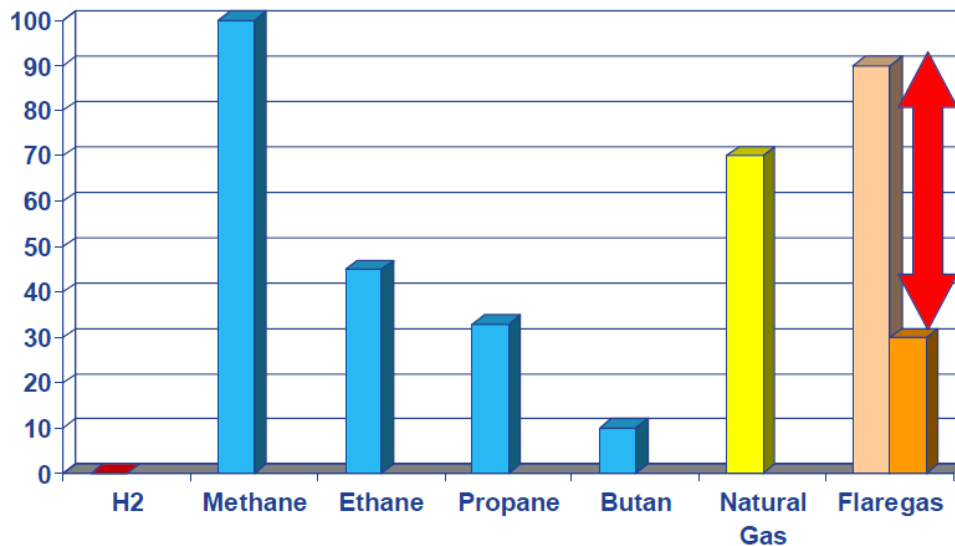
نکته بسیار مهمی که در کاربرد گاز فلر به عنوان سوخت باید مدنظر قرار گیرد این است که، قابلیت اشتعال<sup>۲</sup> بستگی به نسبت ترکیبات مختلف موجود در گاز دارد نه به ارزش حرارتی آن گاز که به وسیله عدد متان<sup>۳</sup> بیان

<sup>۱</sup> Fuel Gas System

<sup>۲</sup> Combustibility

<sup>۳</sup> Methane Number

می‌گردد. در واقع عدد متان فاکتور اصلی محدود کننده برای کاربرد گازهای فلر به عنوان سوخت می‌باشد. در شکل ۱۹ عدد متان برای تعدادی از سوخت‌های متداول گازی مورد مقایسه قرار گرفته است.



شکل ۲-۶ مقایسه پارامتر عدد متان برای سوخت‌های گازی متداول [۵۸]

عدد متان، عبارت است از پارامتری که میزان مقاومت یک گاز در برابر ضربه زدن را بیان می‌نماید. این پارامتر مشابه عدد اکتان برای بنزین می‌باشد و مشخص کننده درصد نسبت حجمی متان در یک مخلوط متان-هیدروژن می‌باشد، که در یک موتور آزمایش و تحت شرایط کنترل شده، نشان دهنده مقاومت گاز تست شده در برابر ضربه زدن می‌باشد. در واقع بیان گر میزان بهسوزی و نرم سوزی سوخت گازی می‌باشد.

سایر خواص مهم گاز در کاربرد به عنوان سوخت عبارتند از: ارزش حرارتی پائین<sup>۱</sup>؛ که محتوای انرژی یک گاز را مشخص می‌کند و سرعت شعله آرام<sup>۲</sup>؛ که عبارت است از سرعتی که در آن اکسیداسیون اتفاق می‌افتد.

### ۲-۲-۵-۲- تولید برق با استفاده از گاز فلر

راهکار استفاده از گاز بازیابی شده فلر جهت تولید برق، در واقع حالتی از مصرف گاز فلر به عنوان سوخت گازی می‌باشد. به دلیل اهمیت و جذابیت این راهکار، بخصوص در مکان‌های دور از شبکه اصلی برق مثل سکوهای دریایی یا تاسیسات سرچاهی، و یا واحدهایی با مصرف زیاد انرژی الکتریکی، تولید برق از گاز فلر تحت عنوان یک راهکار مجزا مطرح می‌گردد.

مهمترین نکته در طراحی سیستم تولید برق از گازهای فلر آن است که حضور سیستم مورد نظر در کنار سیستم فلرینگ موجود، خدش‌های در عملکرد اضطراری سیستم فلرینگ ایجاد ننماید. لذا با توجه به این نکته اطلاعات و داده‌های مورد نیاز جهت طراحی سیستم انجام می‌گیرد.

<sup>1</sup> Low Heating Value  
<sup>2</sup> Laminar Flame Speed

از انواع سیستم تولید قدرت موتورهای گازسوز از نوع سوخت فلرسوز و توربین های گازی می باشند. که چندین شرکت در دنیا در حال تولید آنها می باشد.

لذا می بایست آنالیز کلی از گازهای فلر و نیز خود سیستم فلرینگ در اختیار باشد و با توجه به نتایج چنین آنالیزی مقادیر متغیرهای مورد نظر جمع آوری گردد. از آنجا که خواص عمومی جریان خط لوله اصلی سیستم فلرینگ از جمله شدت جریان، دما، فشار و ترکیب درصد و... به شدت متغیر می باشد، لذا نیاز به یک الگوی خاص جریان و خواص آن مورد نیاز خواهد بود. تا مقدار حداقل مشخصات گاز مورد نیاز سیستم مورد نظر فراهم گردد.

اما می توان با توجه به توجیحات اقتصادی، به کمک تکنولوژی مولدهای مقیاس کوچک و سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر (FGRS) از گازهای فلرینگ پالایشگاه و مهم تر سکو های نفتی استفاده نموده و از این طریق انرژی الکتریکی تولید نمود. پیرو این فرآیند آلودگی ناشی از سوختن گازها نیز به طور بسیار محسوسی کاهش خواهد یافت. سیستم تولید برق از گازهای فلرینگ علاوه بر این مزایای دیگری نیز دارد که از آن جمله می توان به کاهش هزینه سوخت مصرفی، کاهش شعله آشکار-کاهش مصرف و هزینه تأسیسات مرتبط با فلرینگ و... اشاره نمود.

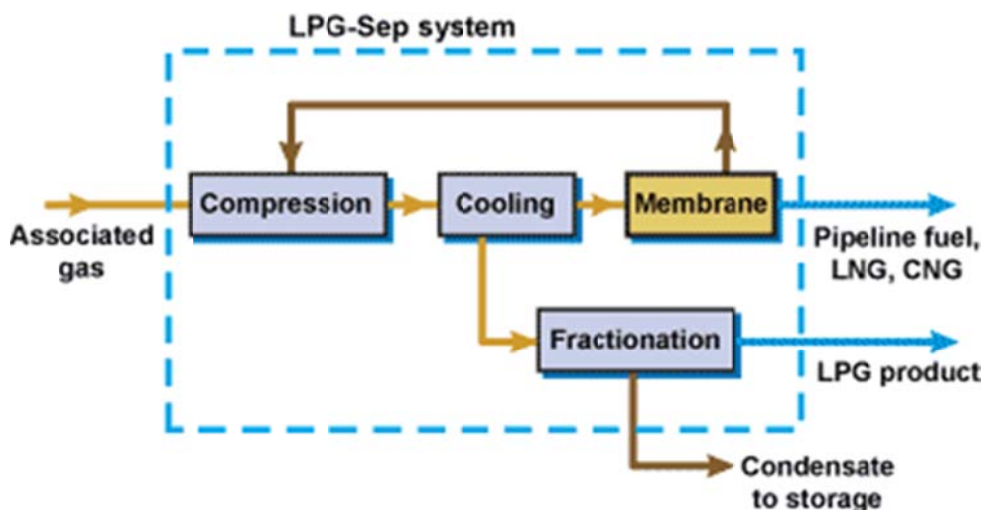
#### ۲-۵-۳- تبدیل گاز فلر به هیدروکربن های سنگین یا LPG

بازیابی هیدروکربن های سنگین<sup>۱</sup> یا LPG از گازهای فلر سبب ذخیره هیدروکربن های با ارزش و امکان استفاده محلی از آنها می شود. نکته جذابی که در مورد LPG وجود دارد سهولت در ذخیره سازی و انتقال آن می باشد که اغلب به صورت محلی قابل استفاده می باشد. گازهای فلر غنی از هیدروکربن های سنگین می باشند، بنابراین جداسازی LPG و برش های سنگین تر از گاز فلر سبب کاهش چشمگیر انتشار کربن می شود و ارزش حرارتی موجود در گاز برای مصارف محلی بازیابی می شود. در بعضی از موقعیت ها استفاده از سیستم بازیابی LPG این امکان را فراهم می کند که متان باقیمانده به راحتی در واحدهای ساده CNG و LNG بازیابی شود، تا به عنوان سوخت گازی مورد استفاده قرار گیرد یا برای یک مصرف کننده نزدیک توسط لوله کشی ارسال شود.

به طور سنتی از سیستم های جذبی و برودتی برای تولید LPG استفاده می گردد که این سیستم ها مستلزم بکارگیری قطعات متحرک و مواد شیمیایی بسیار زیاد و هزینه بسیار بالا می باشد. یک راهکار بسیار مناسب استفاده از سیستم های غشائی می باشد، بدین ترتیب که از ترکیب دو غشاء متفاوت برای بازیابی LPG و همچنین هیدروژن استفاده می گردد. غشای اول هیدروژن خالص موجود در گاز را از خود عبور می دهد، سپس گاز بدست آمده به سمت غشای دیگری که ترکیبات را از خود عبور می دهد فرستاده می شود. جریان سیال باقی مانده از فرآیند جداسازی بوسیله غشاء، غنی از هیدروژن و هیدروکربن های گازی سبک تر مانند

<sup>1</sup> Liquefied Petroleum Gas

متان و اتان است و لذا می تواند به عنوان سوخت مورد استفاده قرار گیرد و یا به واحد تلخیص هیدروژن فرستاده شود (شکل ۲۰ را ببینید) [۵۹].



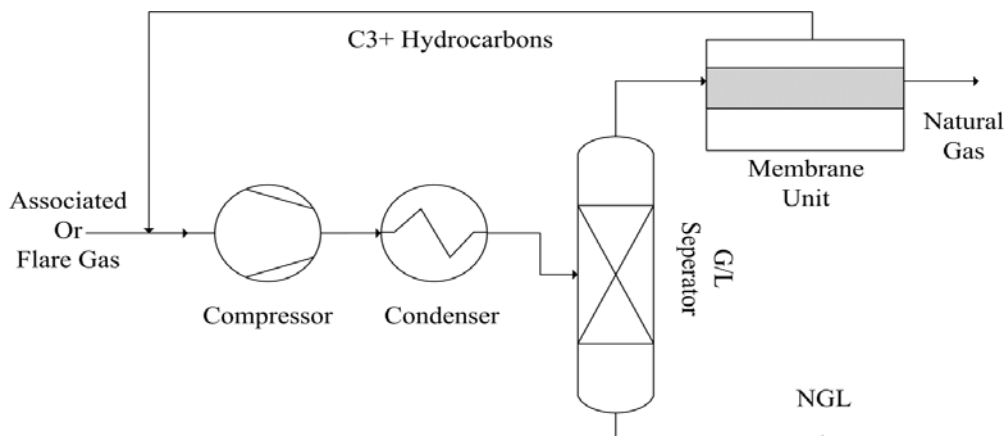
شکل ۲-۷ بازیابی غشائی LPG و هیدروژن از گاز فلر [۶۰]

جریان های گاز جمع آوری شده به سمت یک مخزن ذخیره<sup>۱</sup> لوله کشی می شوند، به منظور جداسازی ناخالصی ها پروسس می شوند، و به اجزای LPG جداسازی می شود تا به مقاصد ذیل مورد استفاده قرار گیرد:

- مخزن های تجاری<sup>۲</sup>
  - نفتای سبک<sup>۳</sup> به عنوان یک ماده اولیه صنعتی
  - گاز رقیق به عنوان سوخت برای پروژه های تولید برق
- ۲-۲-۵-۴- تبدیل گازهای فلر بازیافت شده به گاز مایع طبیعی

بازیافت گاز مایع طبیعی<sup>۴</sup>، به دلیل بیشتر بودن ارزش حرارتی هیدروکربن های بدست آمده در مقایسه با گازهای اولیه ای که به عنوان سوخت مورد استفاده قرار می گیرند، مقرون به صرفه است [۶۱]. برای بازیابی گاز مایع طبیعی به طور سنتی از سرد سازی یا نیروگاه های توربینی استفاده می شود که نیاز به سرمایه و هزینه کارکرد بسیار بالایی دارند، ضمن آنکه برای سکوهای دریایی مناسب نمی باشند، از این رو استفاده از سیستم غشائی نشان داده شده در شکل ۲۱ پیشنهاد شده است.

<sup>1</sup> Holding Tank  
<sup>2</sup> Commercial Bottling  
<sup>3</sup> Light Naptha  
<sup>4</sup> NGL



شکل ۲-۸ شماتیک سیکل بازیابی گاز مایع طبیعی از گاز فلر با روش غشایی

استفاده از غشاء ها یک راه ساده و کم هزینه برای جداسازی و بازیابی هیدروکربن های سنگین از گازهای فلر است. غشای مورد استفاده این قابلیت را دارد که تنها هیدروکربن های سنگین تر از متان را از خود عبور دهد. این هیدروکربن ها در غشاء نفوذ کرده و پس از تراکم و تقطیر به صورت مایع بازیابی می گردند. مزایای مهم این سیستم عبارتند از:

- استفاده بهینه از گازهای فلر و کاهش چشمگیر فلرینگ
- حذف هیدروکربن های سنگین و بخار آب و در نتیجه کاهش نقطه شبنم مخلوط آب و هیدروکربن در لوله گاز
- اندازه و وزن مناسب جهت استفاده در سکوهای دریایی
- عدم استفاده از اجزای متحرک و سهولت عملیات
- پائین بودن هزینه نصب و راه اندازی

## ۲-۵-۵-۲- بازگرداندن به فرآیند تولید یا مصرف به عنوان خوراک سایر واحدها

در بسیاری از کارخانه ها، با بررسی شرایط و فرآیند واحدهای عملیاتی موجود مشخص می گردد که گازهای بازیابی شده، منطبق با خوراک مورد نیاز واحدهای موجود می باشد، مانند خوراک پتروشیمی ها، واحدهای تولید متانول، نفتا، هیدروکربن های سبک و غیره، که در اینصورت اقتصادی ترین روش بازیابی، مصرف گازهای فلر بازیافت شده به عنوان خوراک واحدهای مزبور خواهد بود. در برخی موارد فرآورش و تصفیه های مقدماتی جهت تطابق با خوراک مورد نظر نیاز می باشد.

## ۲-۵-۶- فرآیندهای تبدیل گاز فلر به میعانات

فرآیندهای تبدیل گاز فلر به میعانات<sup>۱</sup> (GTL)، در مناطقی مورد استفاده واقع می شود که جمع آوری یا تزریق مجدد گاز فلر در آنجا اقتصادی نباشد. این تاسیسات نوعاً ۲۵٪ نفتا و ۷۵٪ سوخت دیزل کیفیت بالا<sup>۱</sup> با عدد ستان حداقل ۷۰ و محتوای گوگرد صفر تولید می کنند.

<sup>۱</sup> Flare Gas to Liquids Processes

از ویژگی های اصلی این سیستم ها می توان به موارد ذیل اشاره نمود:

- تبدیل گاز فلر به دیزل و نفتا
- قابل ساخت به شکل واحدهای قابل حمل<sup>۲</sup>
- نصب سریع و آسان
- توانایی تولید سوخت برای مصارف محلی

## ۲-۲-۵-۷- تزریق گاز همراه به چاه های نفت جهت ازدیاد برداشت

تزریق گازهای همراه یکی از راه های جلوگیری از سوزانیدن آن می باشد. با تزریق مجدد گاز به مخازن به منظور ازدیاد برداشت نفت<sup>۳</sup> می توان مقدار ۱۰ میلیون فوت مکعب گاز در روز صرفه جویی نمود. تحقیقات نشان داده استفاده از گاز با درصد بالای سولفید هیدروژن هم امکان پذیر می باشد [۶۲].

در ایران علاوه بر برداشت اولیه که تولید طبیعی از مخزن است روش های برداشت ثانویه (تزریق گاز یا آب) در اکثر مخازن در حال برنامه ریزی و اجرا می باشد که باعث افزایش برداشت حدود ۵٪ می گردد. در بازیافت ثانویه هدف این است که با افزایش انرژی طبیعی مخزن از طریق تزریق گاز یا تزریق آب برای حفظ فشار و یا افزایش فشار مخزن و یا به کمک بهبود روش های تولید از قبیل نصب تلمبه های درون چاهی، حفاری های افقی، حفاری های بین چاهی عمل افزایش برداشت از مخازن انجام شود.

در حال حاضر تزریق گاز به میادین بی بی حکیمیه، پازنان، پارسی، رامشیر، کرنج، کوپال، گچساران، لب سفید، مارون و هفتکل صورت می پذیرد و طبق برنامه ها پیش بینی می شود حجم تزریق به این میدان ها افزایش یابد. این موضوع در حالی است که بسیاری از کارشناسان نفتی برنامه های تزریق را مطابق با نیاز واقعی مخازن نفت نمی دانند. با توجه به این موضوع که اکثر میادین نفتی در نیمه دوم عمر خود قرار دارند، لازم است برنامه ریزی دقیقی برای تزریق گاز به این میادین انجام شود.

در جدول ۸ برنامه تزریق گازهای همراه به میادین نفتی کشور بین ساله ای ۸۸-۱۳۸۳ ارائه گردیده است.

جدول ۲-۴ برنامه تزریق گاز به میادین نفتی کشور (میلیارد متر مکعب در سال) [۶۳]

سال	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
خشکی						
تزریق گاز آغاچاری	۰	۵/۱۱	۷/۳	۱۵/۴۹	۲۰/۶۷	۲۶/۶۷
تزریق گاز بی بی حکیمیه	۲/۲۷	۲/۲۷	۲/۲۷	۲/۲۷	۲/۲۷	۲/۲۷
بازگردانی گاز پازنان	۷/۲۳	۷/۲۳	۷/۲۳	۷/۲۳	۷/۲۳	۷/۲۳
تزریق گاز پارسی	۴/۱۴	۴/۱۴	۴/۱۴	۴/۱۴	۴/۱۴	۴/۱۴

<sup>1</sup> premium Diesel

<sup>2</sup> Skid Mounted

<sup>3</sup> Enhance Oil Recovery (EOR)

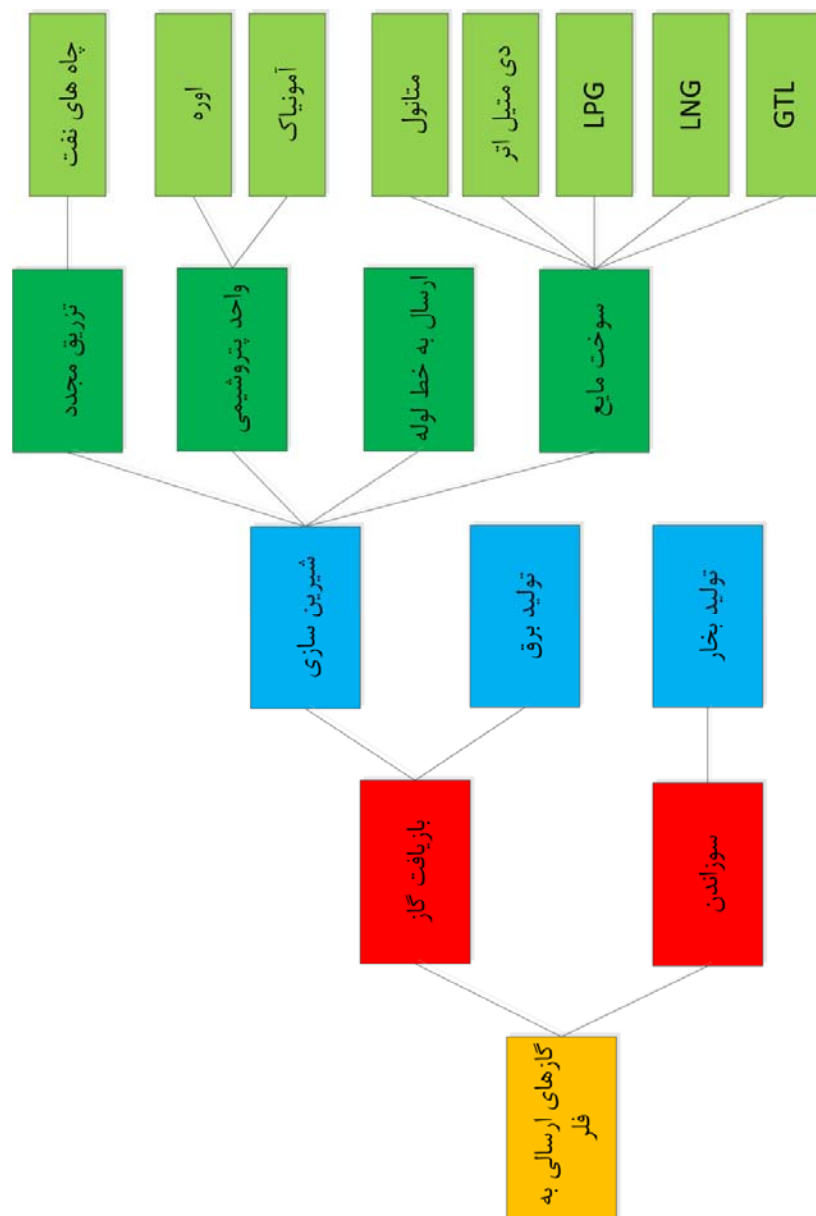
۰/۶۷	۰/۶۷	۰/۶۷	۰/۶۷	۰/۶۷	۰/۶۷	تزریق گاز رامشیر
۰/۳۱	۰/۳۱	۰/۳۱	۰/۳۱	۰/۳۱	۰	تزریق گاز قلعه نار
۵/۱۷	۵/۱۷	۵/۱۷	۵/۱۷	۵/۱۷	۵/۱۷	تزریق گاز کرنج
۱/۵۵	۱/۵۵	۱/۵۵	۱/۵۵	۱/۵۵	۱/۵۵	تزریق گاز کوپال
۷/۵۴	۷/۵۴	۷/۵۴	۷/۶۵	۸/۹۲	۱۰/۰۳	تزریق گاز گچساران
۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۴۶	۰/۴۹	۰/۵۲	تزریق گاز لب سفید
۰/۱۸	۰/۱۸	۰/۱۸	۰/۱۸	۰/۱۸	۰	تزریق گاز نرگسی
۹/۸۲	۹/۸۲	۹/۸۲	۹/۸۲	۹/۸۲	۹/۸۲	تزریق گاز مارون
۰/۲۲	۰/۲۴	۰/۲۵	۰/۲۷	۰/۳	۰/۳۹	تزریق گاز هفتگل
۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	۱۵/۲۱	سایر میادین
۷۵/۴۶	۷۵/۴۸	۷۰/۳۱	۶۲/۲۴	۶۲/۲۷	۵۷	جمع خشکی
دریا						
۱/۲۴	۱/۲۴	۱/۲۴	۰/۵۱	۰	۰	درود
۱/۱	۰/۷۳	۰	۰	۰	۰	سایر میادین
۲/۳۴	۱/۹۷	۱/۲۴	۰/۵۱	۰	۰	جمع دریا
۷۷/۷۹	۷۷/۴۵	۷۱/۵۵	۶۲/۷۵	۶۲/۲۷	۵۷	جمع خشکی و دریا

## ۲-۲-۵-۸- صادرات گاز همراه

یکی دیگر از راه های استفاده از گازهای همراه برای کشور، اجرای طرح های صادرات گاز می باشد. صادرات گاز برای کشور از راه های زیر امکان پذیر است:

- ۱) صادرات گاز با خط لوله به بازارهای همجوار و نزدیک از جمله: پاکستان، امارات، کویت، آذربایجان (نخجوان)، ارمنستان، عمان، ترکیه و حتی عراق
- ۲) صادرات گاز به بازارهای دوردست به وسیله خط لوله از جمله صادرات گاز با خط لوله به هندوستان و اروپا
- ۳) صادرات گاز به صورت LNG به بازار اروپا و شرق دور از جمله ژاپن، کره، تایوان و چین
- ۴) صادرات گاز به صورت تبدیل گاز به فرآورده های ارزشمند از جمله GTL و یا DME [۶۴]





شکل ۹-۲ نمای کلی از راه کارهای بازیافت و بکارگیری گازهای فلر

تا به امروز روش ها و راهکارهای گوناگونی جهت کاهش و یا بازیابی گازهای ارسالی به فلر ارائه شده که عمدتاً بر روی اصلاح واحدهای تولید کننده گازهای ارسالی به فلر معطوف گشته اند، که با مشکلاتی نظیر عدم توجیه اقتصادی یا بالا بردن مخاطرات سیستم و یا محدودیت اجرائی از لحاظ عملیاتی مواجه می گردد. لذا در این تحقیق استفاده از روش بازیابی گازهای فلر توسط سیستم مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

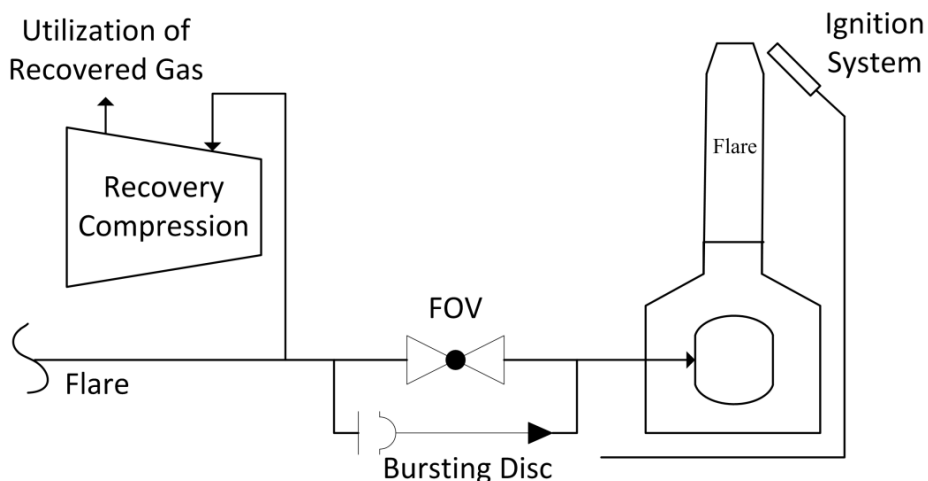
## ۲-۳- اصول اولیه بازیافت گاز فلر

مهمترین نکته در طراحی سیستم بازیابی گاز فلر (FGRS) آنست که حضور این سیستم در کنار سیستم فلرینگ موجود، خدشه ای در عملکرد اضطراری سیستم فلرینگ ایجاد ننماید. لذا با توجه به این نکته، اطلاعات و داده های مورد نیاز، طراحی سیستم فشرده سازی و بازیابی گازهای فلر انجام می گیرد.

این سیستم گازهایی که به سمت فلر در جریان است جمع آوری نموده، به سمت واحد فرآورش گاز هدایت می نماید. جریان های اضطراری همانند آنچه که پیش تر به آنها اشاره شد همواره مسیر مشخصی به سمت فلر که در آنجا عمل احتراق به صورت کاملا ایمن انجام می شود، دارند. به طور کلی می توان برای سیستم بازیافت گاز مشعل دو مد متصور شد. مد بازیابی و مد فلرینگ.

حین مد بازیابی یک شیر سریع بازشو (FOV) مسیر به سمت فلر را مسدود می نماید. این شیر علاوه بر آنکه باید بسیار قابل اطمینان بوده، نشستی نداشته باشد، مانعی هم برای باز شدن بلافاصله آن وجود نداشته باشد. به عنوان جایگزین می توان از یک درزگیر مایع استفاده نمود. البته به دلیل دامنه کنترلی محدود و نیاز به محدوده وسیع، استفاده از آن زیاد توصیه نمی گردد. البته برای افزایش قابلیت اطمینان سیستم، تجهیز دیگری موازی با شیر سریع بازشو در مسیر جریان قرار می گیرد تا بر حسب ضرورت عمل نماید. این وسیله می تواند دیسک پاره شونده یا شیر اطمینان سنجاکی<sup>۱</sup> باشد (شکل ۲۳).

گاز فلر معمولا از جریان پائین دست مخزن ضربه گیر جدا شده، به بالادست سیستم افزایش فشار یا محل مناسب دیگر متصل می گردد. بر حسب محدودیت فشار در سیستم فلر، از یک سیستم بالابرنده فشار مانند کمپرسور، دمنده<sup>۲</sup> یا اجکتور استفاده می گردد.



<sup>۱</sup> Buckling Pin Relief Valve (BPRV)

<sup>۲</sup> Blower

شکل ۲-۱۰ شماتیک کلی واحد بازیافت گاز فلر [۶۵]

هنگامی که مد فلرینگ برقرار می گردد، شیر سریع باز شو یا آب بند مایع سریعاً گاز را به سمت فلر هدایت می نماید. هنگام بسته بودن مسیر فلر باید همواره جریانی به منظور تامین فشار مثبت در فلر وجود داشته باشد. منبع تامین فشار مثبت که می تواند گاز بی اثر مانند نیتروژن یا گاز طبیعی باشد، باعث می گردد تا از ورود هوا به داخل سیستم فلر، و همچنین سیستم بازیافت جلوگیری شود. عدم رعایت نکات اولیه فوق، انفجار سیستم را در پی خواهد داشت.

جهت طراحی مناسب چنین سیستمی در ابتدا باید آنالیز کلی از تمامی واحدهای مولد گاز های فلر و نیز خود سیستم فلرینگ موجود در اختیار باشد و با توجه به چنین آنالیزی مقادیر متغیرهای مورد نظر جمع آوری گردد. از آنجا که خواص عمومی جریان خط لوله اصلی سیستم فلرینگ از جمله شدت جریان، دما، فشار و ترکیب درصد اجزا و ... به شدت متغیر می باشد لذا یک الگوی خاص جریان و خواص آن مورد نیاز خواهد بود تا پارامترهای طراحی بر اساس آن شکل گیرند. با توجه به این موضوع در قدم اول در طی چندین هفته وضعیت این جریان به طور کامل اندازه گیری و ثبت می گردد و به طور همزمان ترکیب درصد نمونه های بدست آمده نیز باید توسط آزمایشگاه مستقر در واحد مورد مطالعه (پالایشگاه) مشخص گردد.

پس از پشت سر نهادن مرحله اول، سیستمی خاص جهت فشرده سازی و بازیابی گازها ارائه می گردد و از لحاظ تکنولوژی های مورد نیاز و هزینه های احتمالی مورد ارزیابی قرار می گیرد. محاسبات اقتصادی و تعیین زمان بازگشت سرمایه از طریق مصرف مجدد گازهای ارسالی به فلر انجام خواهد شد.

#### ۲-۴- عوامل موثر در طراحی سیستم بازیابی

از آنجا که سیستم فلر اساساً یک سیستم حفاظتی و ایمنی است، بنابراین مهمترین نکته در طراحی سیستم بازیافت گاز مشعل این است که در عملکرد عادی فلر نباید به هیچ وجه خللی ایجاد گردد. بعلاوه در طراحی سیستم مذکور، محدودیت های ذیل را نیز باید در نظر گرفت.

- ۱) اگر برای بدست آوردن حداکثر فشار در قسمت ورودی واحد بازیافت گاز، نیاز به تغییرات در طراحی آب بند مایع فلر جهت افزایش فشار مسیر فلر می باشد، در عملکرد شیرهای اطمینان واحدها، به خصوص آنهایی که در فشار پائین باز می شوند، مانعی ایجاد نگردد.
- ۲) دبی گاز ورودی به مسیر فلر و ترکیب آن قابل پیش بینی نمی باشد. بنابراین نیاز به طراحی واحدی است که در تمامی شرایط رهاسازی گاز در طول عملیات عادی، قادر به کار باشد.
- ۳) ظرفیت واحد باید با تمامی شرایط پیش بینی شده (دبی و ترکیب گازهای هدر رفته در تخلیه های مکرر واحد) سازگار باشد.

عوامل موثر در انتخاب و طراحی سیستم بازیابی فلر عبارتند از [۱]:

## ۲-۴-۱- دبی گازهای ارسالی به فلر در حالت پیوسته<sup>۱</sup>

دبی گازهای ارسالی به فلر مهمترین عامل در تعیین مقیاس و اندازه تجهیزات سیستم بازیافت می باشد. به طور معمول این دبی در عملیات نرمال فلر لحاظ می گردد.

### ۲-۴-۲- حداکثر فشار مجاز در مخزن ضربه گیر

برای تعیین حداکثر فشار مجاز باید تمامی جریان های منتهی شده به فلر در حالیکه فلر بسته است مورد بازرسی قرار گیرند، به منظور کاهش مصرف انرژی در فرآیند بازیابی گازهای فلر، فشار لازم جهت باز شدن شیر باید در بیشترین مقدار باشد.

### ۲-۴-۳- ترکیب یا جرم مولکولی گاز

ترکیب گاز در انتخاب تجهیزات بازیافت اهمیت دارد. ترکیب گاز همچنین مبین ارزش حرارتی و اقتصادی گاز می باشد. به عنوان نمونه گازهای حاوی  $H_2S$  و  $CO_2$  یا ترکیبات ناخواسته دیگر در نوع تجهیزات بازیافت و همچنین ارزش اقتصادی گاز بازیافت شده تاثیر دارد.

### ۲-۴-۴- دمای گاز

دمای گاز فلر نیز در انتخاب تجهیزات بازیافت موثر می باشد. اگر دمای گاز بالا باشد جهت فشرده سازی گاز به مبدل حرارتی از نوع سرمایشی نیاز می باشد.

### ۲-۴-۵- فشار خروجی واحد بازیافت

فشار خروجی واحد بازیافت از آن جهت حائز اهمیت است که تصمیم گیری برای استفاده از تجهیزاتی نظیر کمپرسور، دمنده، اجکتور و غیره را تسهیل می نماید.

### ۲-۴-۶- دمای گاز خروجی از سیستم بازیافت

دانستن دمای گاز خروجی کمک خواهد نمود تا بتوان تجهیزات گرمایش یا سرمایشی لازم را برای دستیابی به گازی با شرایط دلخواه تعبیه نمود. به عنوان مثال اگر دمای گاز خروجی بالا باشد از یک مبدل حرارتی سرمایشی جهت کاهش دمای آن استفاده می شود.

### ۲-۴-۷- قطر و جنس لوله انتقال گازهای فلر

به منظور تخمین هزینه تجهیزاتی از قبیل FOV، دیسک پاره شونده و شیرهای دستی احتیاج به دانستن قطر و جنس لوله انتقال گاز فلر می باشد.

<sup>1</sup> Continus Gas Flow

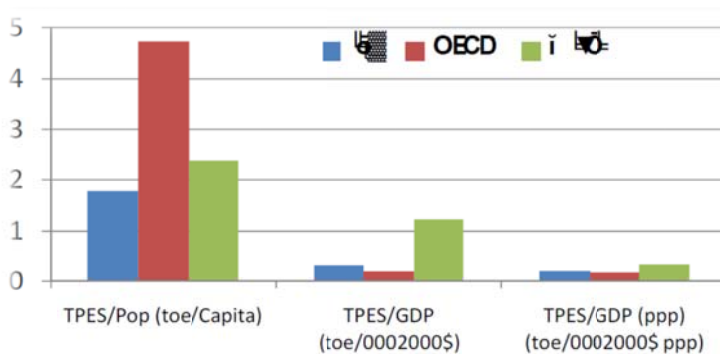
## ۲-۴-۸- ارزش گاز فلر

ارزش گازهای فلر، درآمد حاصل از فروش گازهای بازیابی شده را تعیین می کند که در بررسی اقتصادی طرح اهمیت دارد. این گازها می تواند به عنوان سوخت ارزش گذاری شده و یا به عنوان خوراک یک واحد فرآیندی و یا حتی گاز تزریقی جهت افزایش برداشت از مخازن نفتی مورد توجه قرار گیرد. (به شکل ۹ در فصل اول مراجعه گردد).

## ۲-۵- مقایسه کلی وضعیت انرژی (در حالت موجود و مطلوب)

ایران یکی از مهمترین بازیگران انرژی دنیاست. آنچه در مورد وضعیت عرضه و تقاضای حامل های انرژی در ایران وجود دارد نشان دهنده عدم کارایی مناسب این سیستم می باشد. بر اساس آمار ترازنامه هیدروکربوری سال ۱۳۸۶، کل عرضه انرژی اولیه کشور در این سال برابر ۱۵۵۹/۸۹۸ mboe می باشد. کل مصرف انرژی نهایی برابر ۱۱۳۶/۱۹ mboe بوده است. بنابراین در صورتی که بازده برای سیستم انرژی کشور را بصورت درصد کل مصرف انرژی نهایی بر کل عرضه انرژی اولیه تعریف نماییم، این بازده در سال ۱۳۸۶ برابر ۷۳٪ می باشد. تولید ناخالص داخلی در سال ۱۳۸۶ به ۴۷۷۶۸۳ میلیارد ریال به قیمت ثابت سال ۱۳۷۶ افزایش یافته است، که رشدی معادل ۶/۸۹ درصد را نشان می دهد. شدت عرضه انرژی اولیه از ۳/۲۴ در سال ۱۳۸۵ به ۲/۳ بشکه به میلیون ریال (قیمت ثابت ۷۶) در سال ۱۳۸۵ افزایش یافته و شدت مصرف انرژی نهایی از ۲/۲۳ بشکه به میلیون ریال در سال ۱۳۸۵ به ۲/۳۸ بشکه به میلیون ریال افزایش نشان می دهد.

برای بررسی وضعیت کلی کشورهای عضو آژانس بین المللی انرژی بطور مناسبی می توان از آمار مربوط به کشورهای استفا ده نمود (OECD). سازمان همکاری اقتصادی و توسعه در سال ۲۰۰۵ با استفاده از آماری مشترک [2]، موارد زیر مقایسه شده اند:



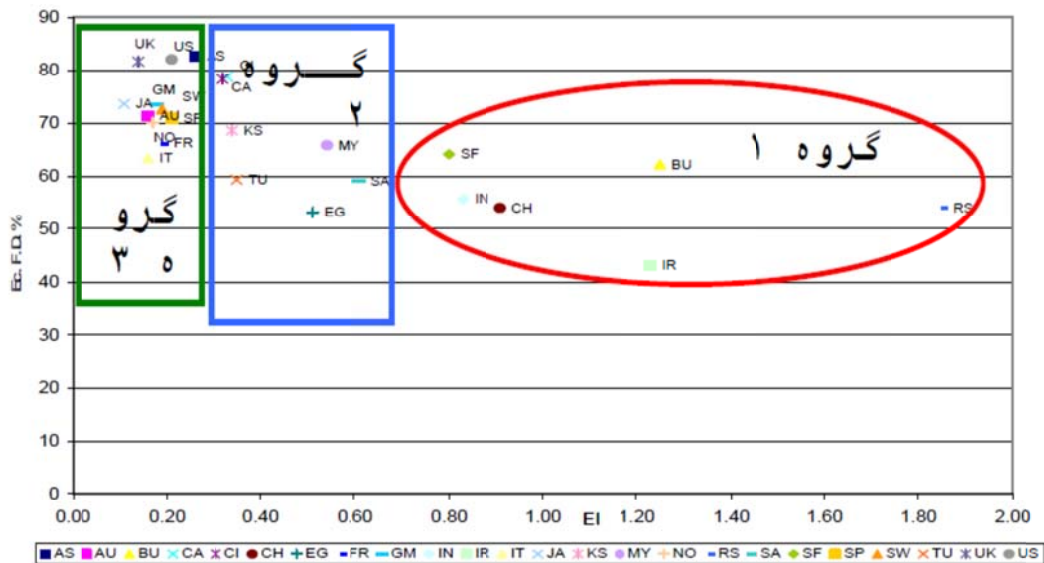
شکل ۲-۱۱ مقایسه برخی شاخص ها در ایران با دنیا و OECD

آنچه از این مقایسه ها نتیجه گیری می شود این است که: سرانه عرضه انرژی اولیه شاخصی از میزان دسترسی به انرژی و سطح رفاه انرژی در جامعه می باشد. ایران از متوسط دنیا بالاتر ولی پایین تر از سطح متوسط کشورهای عضو OECD است. شدت انرژی نشانگر بازدهی مجموعه اقتصاد و انرژی در یک سیستم می

باشد. در ایران شدت بالاتر از متوسط دنیا و می باشد. آنچه بر جذابیت بررسی شدت انرژی در تحلیل سیستم های انرژی می افزاید تاثیر هماهنگ ساختار سیستم عرضه و تقاضای انرژی بر ساختار اقتصادی می باشد. در شکل ۲ شدت انرژی بر حسب درجه آزادی اقتصادی کشورها به تصویر کشیده شده است. این نمودار مویید نقش اساسی مدیریت کلان انرژی در کشور و نقش حیاتی آزاد سازی بازار انرژی در بهینه سازی مصرف انرژی دارد [3].

بر اساس شکل ۲ سه گروه با دسته بندی زیر می توان در نظر گرفت.

۱. کشورهای با درجه آزادی اقتصادی پایین و شدت انرژی بالا
۲. کشورهای با درجه آزادی اقتصادی متوسط و شدت انرژی متوسط
۳. کشورهای با درجه آزادی اقتصادی بالا و شدت انرژی پایین



شکل ۲- ۱۲ نمودار دسته بندی کشورها بر اساس درجه آزادی اقتصادی و شدت انرژی [3]

## فصل سوم:

### ۳-۱ کاربرد دروس دوره ارشد در روند اجرای پروژه

در دوره ارشد با دروسی مثل تکنولوژی پینچ و بهینه سازی جریان انرژی، یاد گرفتیم برای بهینه کردن و از بین بردن تلفات و ماکزیمم سازی راندمان جریان‌ها، چه باید کرد.

مهندسی فرآیند: آشنایی با سیکل‌های حرارتی و روش شناسایی ارزیابی سیکل‌های حرارتی می‌باشد. که در این روش با اندازه‌گیری ارزش حرارتی سوخت‌های فسیل، اندازه‌گیری چگالی، گران روی، نقطه اشتعال، عدد متان و ... با انتخاب انواع تجهیزات احتراق شامل، دیگ‌ها، کوره‌ها و موتورها و... روند طراحی یک سیکل را آموختیم.

مبانی اقتصاد: با اصول و مبانی علمی اقتصاد در زمینه‌های خرد و کلان آشنا شدیم و اهمیت رشد و دانش فنی و رشد از طریق پیشرفت فنی را متوجه شدیم.

در درس تحلیل سیستم: ارتباط پیچیده سیستم انرژی به عنوان بخشی از نظام اقتصادی و اجتماعی تشریح کردیم.

در این درس با بحث و بررسی منابع و ذخایر انرژی ایران و توزیع آن در مناطق مختلف با اهمیت نفت و گاز برای کشور آشنا شدیم. و یادگیری مبانی روش‌های محاسبات اقتصادی در بخش انرژی و آلودگی‌های ناشی از تولید و مصرف انرژی و تأثیرات آلاینده‌ها بر سلامتی انسان و محیط زیست و هزینه‌های اجتماعی آلودگی محیط زیست و روش‌های برآورد آنها به اهمیت کاهش آلاینده‌ها و جلوگیری از اتلاف انرژی پی بردیم.

ومبانی اقتصادی یادگیری شده تا این زمان و آشنایی با سیستم‌های بلند مدت و کوتاه مدت انرژی و اهمیت نرخ بازگشت سرمایه و صرفه اقتصادی داشتن پروژه‌های پیشنهادی و همه جانبه و فراگیر بودن آن به ما آموخت که پروژه انتخابی زمانی ارائه دادن را داراست که از تمام جوانب را در نظر گرفته باشیم.

حال با ترکیب این دروس به روند پروژه می‌رسیم:

۱. آنالیز و شناخت فرآیند
۲. شناخت وضعیت مطلوب
۳. تعیین هدف
۴. روند فعالیت برای رسیدن به هدف
۵. ارائه طرح پیشنهادی
۶. آنالیز اقتصادی طرح پیشنهادی



## ۲-۳ مطالعات و فعالیتهای انجام شده در سطح دنیا

والتر برنر [۱۵] در سال ۱۹۸۷ در مجتمع پتروشیمی Sunolin Chemical Co. در مجاورت پالایشگاه Marcus Hook دلاور در جنوب فیلادلفیا، سیستمی جهت سوزاندن مستقیم گاز فلر در یک پکیج بویلر بخار موجود در مجتمع ارائه داد. در فاز اول، گازهای تخلیه<sup>۱</sup> سیستم فلر با نصب یک آب بند مایع<sup>۲</sup> با سیال عامل گازوئیل خلاء<sup>۳</sup> که دارای نقطه انجماد پائین، نقطه فلش بالا، وزن مخصوص در حدود آب و دسترس پذیری آسان می باشد، در بالادست دودکش فلر، در یک فشار مثبت ثابت حفظ شدند تا سیستم فلر دارای back pressure در حدود 0.5 psig گردیده و گازهای تخلیه تقلیل پیدا کرده یا حذف شوند. تخمین زده شد که هزینه آب بند می تواند طی یک سال بازگردد. در فاز دوم پروژه؛ بازیابی گاز فلر، از سیستم کمپرسور جهت بازگرداندن گاز خط فلر به سیستم سوخت گازی استفاده نگردید، زیرا بر عملکرد سیستم فلر که با پالایشگاه مجاور مجتمع مشترک می باشد تاثیر گسترده ای خواهد داشت. تصمیم گرفته شد گاز فلر بازیابی شده مستقیماً در یک پکیج بویلر بخار موجود در مجتمع سوزانده شود که قادر به تامین تقریباً نیمی از ظرفیت مورد نیاز بویلر می باشد. جهت امکان پذیر بودن احتراق گاز فلر بازیابی شده در محدوده ایمن عملکردی 1-1.5 psig، یک مشعل افت فشار پائین که قادر به احتراق در نرخ های مورد نظر باشد بکار برده شد. یک انشعاب ۱۰ اینچی از هدر ۳۰ اینچ اصلی فلر گازهای تخلیه شده را به سیستم بازیابی حمل می نماید. سیستم بازیابی به آنالایزر اکسیژن و سولفید هیدروژن جهت آلام و قطع جریان در مواقع ضروری و دو عدد N<sub>2</sub> Purge جهت قطع اتوماتیک گاز فلر مجهز می باشد. برای سوزاندن گاز فلر سیستم با دو کالریمتر مجهز گردید تا محدوده ای از ارزش های حرارتی گاز فلر بین 350 تا 2750<sup>BTU</sup>/SCF را پوشش دهد. نتایج حاصل از چارت ثبت کننده بخار بویلر نشان داد سیستم بازیابی مذکور در حدود ۱۰٪ هزینه های متداول را کاهش داده است.

طرح بازیابی گازهای فلر<sup>۴</sup> برای اولین بار در سال ۱۹۹۱ در نروژ اجرایی گردید. بازیابی گازهای ارسالی به فلر در نروژ زمانی بدل به واقعیت شد که دولت نروژ در ژانویه ۱۹۹۱، قوانین مالیاتی موثری بر انتشار CO<sub>2</sub> وضع نمود.<sup>۵</sup> این مالیات در ابتدا به میزان ۰/۸۵ کرون نروژ به ازای هر مترمکعب استاندارد مقرر گردید و در مورد تمام تأسیسات دریایی، بدون استثنا انطباق داشت. در حالیکه این مالیات تا به بیش از ۱ کرون افزایش یافته بود و در حال حاضر به میزان ۰/۷۲ کرون بر هر مترمکعب می باشد، منجر به حرکت ضروری صنایع به سمت کاهش و قطع فلرینگ گردید. این صرفه جویی مالیاتی، به عنوان نمونه در سکوی نفتی Gullfaks کمپانی Statoil در حدود ۲۰ میلیون کرون نروژ (معادل ۱/۵ میلیون پوند)، منجر به ایجاد انگیزه ای قوی در

<sup>1</sup> Purge

<sup>2</sup> Liquid Seal

<sup>3</sup> Vacuum Gas Oil

<sup>4</sup> Flare Gas Recovery (FGR)

<sup>۵</sup> این قوانین در فوریه ۲۰۰۷ مورد بازنگری قرار گرفتند

Statoil برای آغاز کاهش فلرینگ گردید. این کمپانی با پشتیبانی شرکای خود بر روی پروژه Gullfaks با ABB Gas Technology<sup>۱</sup> برای توسعه تفکر قطع فلر و بازیابی گازهای آن همکاری نمود [۱۶].

البته ذکر این نکته جالب توجه است که بستن تمام یا بخشی از خط اصلی فلر توسط یک شیر، اولین بار در تاسیسات دریایی BP Bruce در دریای شمال استفاده گردید. در تاسیسات Bruce سیستم فلر اصلی مرحله ای گردید، به این صورت که فلر بزرگتر بسته شده اما فلر کوچکتر همیشه در دسترس بود که سبب پایداری بیشتر شعله فلر می گردید. این پروژه در می ۱۹۹۳، پیشتر از مطرح شدن طرح بازیابی گاز فلر، اجرا شده بود. در عمل پروژه فلر Bruce به منظور افزایش طول عمر تاسیسات فلر طراحی گردید زیرا مشخص شده بود که فلرهای بسیار بزرگ نسبت به فلرهای کوچکتر بیشتر مستعد قرار گرفتن در معرض دبی پائین فلرینگ هستند، لذا فلر بزرگ کنار گذاشته شد [۱۷].

اولین تاسیساتی که در آن سیستم بازیابی گاز فلر FGR نصب شد، سکوی دریایی Gullfaks A & C کمپانی Statoil بودند. این بار نیروی محرکه قطعا صرفه جویی بسیار چشمگیری در مالیات وضع شده بر CO<sub>2</sub> بود. این تاسیسات در سال ۱۹۹۵ سیستم بازیابی گاز فلر خود را راه اندازی نمودند. این سکوها با نصب سیستم های ejector skids هم گازهای پر فشار و هم گازهای کم فشار را بازیابی نمودند. تجهیزات بکار رفته در این سیستم ها عبارت بودند از: شیر FOV ۲۴ اینچ HP و LP، دو سیستم بازیابی ejector skid با ظرفیت ۳۰۰۰ تن در ساعت و سیستم جرکه زنی ایمن ABB GT. اندازه گیری دبی گازهای ارسالی به فلر و نیز سیستم بازیابی نشان داد که این تاسیسات، منجر به کاهشی بیش از ۶۸٪ در فلرینگ کلی در ۴ سال ابتدایی طرح تا سال ۱۹۹۸ گردید. با در نظر گرفتن مالیات وضع شده بر CO<sub>2</sub> در نروژ، عمده ترین مزایای اقتصادی حاصل از اجرای این طرح در سال ۲۰۰۵ عبارت بودند از: کاهش مالیات (صرفه جویی سالانه ۳ میلیون دلار)، افزایش میزان فروش گاز (سالانه نزدیک به ۲/۵ میلیون دلار)، افزایش پایداری عملکرد واحد و کاهش چشمگیر هزینه های عملکردی سیستم فلر [۱۶].

کمپانی Statoil در سال ۱۹۹۶ سیستم بازیابی گاز فلر را فقط بر روی خط پرفشار گاز فلر میدان نفتی Oseberg نصب نمود. گاز توسط یک خط متقاطع<sup>۲</sup> HP ساده بازیابی می شد، که بطور قابل توجهی سبب کاهش هزینه نصب کلی سیستم گردید. این سیستم با ظرفیت گاز ۳۰۰۰ کیلوگرم در ساعت طراحی گردیده بود. مجدداً یک سیستم جرکه زنی ایمن ABB GT نیز در این تاسیسات نصب گردید. این سیستم جرکه زنی اولیه در واقع پلت ها را در فضای آزاد می سوزاند، به جای استفاده از یک سیستم به طور کامل بسته که امروزه استفاده می گردد. تاثیر کلی این سیستم بر روی فلرینگ کاهشی در حدود ۳۷٪ بیش از کاهش برنامه ریزی شده از سیستم HP به تنهایی بود. اگرچه میدان Oseberg تنها گاز فلر HP را با استفاده از یک خط متقاطع بازیابی نمود، اما نتایج روندی مشابه به پروژه Gullfaks را ارائه داده اند؛ تا سال ۱۹۹۸ بیش از ۱/۵ میلیون دلار درآمد اضافی از فروش گاز به همراه درآمد حاصل از کاهش مالیات از ۳ میلیون دلار به تنها ۱

<sup>۱</sup> Umoe Process Technology

<sup>۲</sup> crossover line

میلیون دلار حاصل گردید. در حال حاضر ۱۶ واحد مختلف در نروژ از سیستم بازیابی گاز فلر بهره می برند [۱۷].

شرکت آمریکائی جان زینک<sup>۱</sup>، برای نخستین بار سیستم بازیابی گاز فلر FGRU را ارائه داد که از موفق ترین سیستم های بازیابی فلر می باشد. در این سیستم از تجهیزاتی اصلی نظیر کمپرسور با تکنولوژی رینگ مایع<sup>۲</sup> و جداکننده سه فازی<sup>۳</sup> استفاده گردیده است. بهترین مکان قرار گرفتن انشعاب سیستم مذکور از هدر اصلی فلر مابین مخزن ضربه گیر<sup>۴</sup> و آب بند مایع می باشد. این سیستم معمولاً با ظرفیتی معادل عملکرد نرمال سیستم فلر طراحی می گردد. جریان گاز ورودی به سیستم، همراه یک جریان مایع عامل (به عنوان مثال آب یا آمین) وارد یک کمپرسور رینگ مایع می گردد. با رسیدن فشار هدر به مقداری معین، کمپرسور آغاز به کار کرده و گاز را متراکم می نماید. سپس گاز متراکم خروجی به یک جداکننده سه فازی ارسال می گردد و در آنجا فاز مایعات هیدروکربنی و گازهای سبک بازیابی شده جدا می گردند و سیال عامل کمپرسور به سیکل بازگردانده می شود [۱۳] و [۱۸] و [۱۹].

لورینگ و اسمیت<sup>۵</sup> [۲۰] در سال ۱۹۹۵، بار فلر را به منظور اطمینان حاصل نمودن از راه اندازی بدون دود کاهش دادند. شیخ و لی<sup>۶</sup> [۲۱] در سال ۱۹۹۵، در طول راه اندازی کارخانه اتیلن به منظور کاهش تولید مواد خارج از مشخصات از گاز طبیعی استفاده نمودند. واحد پتروشیمی Westlake Petrochemicals در سال ۲۰۰۱، فلرینگ راه اندازی را از طریق یک روش برگشتی کاهش داد [۲۲]. سایت شیمیایی Carlyss در سال ۲۰۰۱، فلرینگ راه اندازی را از طریق تغییرات رویه ای در هنگام راه اندازی و Nova Chemicals Joffre در سال ۲۰۰۱، فلرینگ را از طریق تغییرات رویه ای در هنگام راه اندازی و بستن واحد اتیلن کاهش داد [۲۳]. واحد شیمیایی Lyondell Chemicals نیز چندین پروژه کاهش فلرینگ را در سالهای ۲۰۰۵ و ۲۰۰۶ در سایت های الفین خود اجرا نموده اند [۲۴] و [۲۵].

نصب سیستم بازیابی گاز فلر در بریتانیا، نخستین بار با مسئله پیدا کردن فرمولی ایده آل از لحاظ اقتصادی برای ایجاد بازگشت سرمایه ای قابل قبول مطرح گردید. شرکت نفت بریتانیا، BP، پیشگام در مسیر ارائه روش های کاهش انتشارات فلرینگ در این کشور بوده است. آنها از ابتدای سال ۲۰۰۰ فعالیتی موثر را بر روی مدل یک سیستم تجارت CO<sub>2</sub> آغاز نمودند. این کمپانی طی سه سال، تحت هدایت Sir John Brown، جهت دستیابی به فلرینگ صفر در سال ۲۰۰۳، الزامات داخلی مورد نیاز را بررسی و تدوین نمود. در نتیجه توجیه پیاده سازی سیستم بازیابی گاز فلر افزایش و به عنوان یک نتیجه کاربردی، "مدل تجاری گاز فلر BP" توسعه یافت که سبب تحقق استقرار FGR در انگلیس گردید [۱۷]. معرفی سیستم مذکور توسط BP در ۸۰ امین دوره کنفرانس سالانه GPA در سن آنتونیو ایالات متحده [۲۶] ارائه گردید. در این مدل تجاری CO<sub>2</sub>، گزینه های در دسترس برای دستیابی به پتانسیل موجود عبارتند از: دستیابی به کاهش عملیاتی، انجام پروژه های

<sup>1</sup> JOHN ZINK

<sup>2</sup> Liquid-ring Compressor

<sup>3</sup> 3-phase Separator

<sup>4</sup> Knock-out Drum

<sup>5</sup> Loring and Smith

<sup>6</sup> Shaikh and Lee

سرمایه گذاری، و یا خرید مجوزهای اضافی انتشار CO<sub>2</sub>. بدین ترتیب اپراتور می تواند در یک مقیاس کلان، تولید کل گازهای گلخانه ای CO<sub>2</sub> را با تنظیم نسبت سهمیه ها به دارایی ها کنترل نماید. در زمان ارائه، BP اعلام نمود که آنها در حال حاضر سیستم تجاری مذکور را روی شبکه داخلی خود پیاده سازی کرده اند که امکان خرید و فروش CO<sub>2</sub> در یک بازار تجاری آنلاین را برای واحدهای تجاری شان فراهم نموده است. این بازار در روزهای اولیه با فقدان حجم مبادلات محدود شده بود که منجر به هزینه های بسیار متغیر در تجارت CO<sub>2</sub> گردید. اما انتظار می رفت که بازار تا سال ۲۰۰۱ با پیشنهاد قیمت پایدارتری در حدود ۲۰ دلار به ازای هر تن CO<sub>2</sub> توسعه خواهد یافت. امروزه ۲ سیستم برای BP در حال ساخت می باشند و مطالعات بیشتری در مراحل مختلف اجرا برای BP، Shell و Britannia تحت بررسی می باشند [۲۶] و [۲۷].

شرکت ملی نفت کویت (KNPC)، در پالایشگاه نفت Shuaiba طرح ابتکاری جمع آوری و بازیابی گازهای اتلافی را بجای تخلیه و سوزاندن آنها در فلرها را اتخاذ نمود. در فاز اول از این طرح، با ارزیابی کمیت و کیفیت گازها، یک واحد بازیابی گازهای ارسالی به فلر<sup>۱</sup> در این پالایشگاه در سال ۲۰۰۲ طراحی و راه اندازی گردید. این واحد با هزینه ۱۸/۳ میلیون دلار سبب کاهش فلرینگ موجود از میزان 15 – 16<sup>MSCFD</sup> به 1 – 2<sup>MSCFD</sup> (که جت عملکرد ایمن و بهینه پالایشگاه مورد نیاز است) گردید. گازهای هیدروکربنی بازیابی شده به عنوان سوخت گازی در هیترهای بعد از واحد آمین مورد استفاده قرار خواهد گرفت. گاز اسیدی (H<sub>2</sub>S) از ری-ژنراتور واحد آمین به واحد گوگرد زدایی ارسال می گردد که کاهش مقدار انتشار دی اکسید گوگرد SO<sub>2</sub> از پالایشگاه بخاطر نصب FGR حدوداً برابر 43<sup>MT/day</sup> می باشد. هزینه عملیاتی این سیستم بسیار پائین بوده؛ عبارت از مصرف توانی در حدود ۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰ اسب بخار بر مبنای بار مورد نیاز برای راه اندازی کمپرسور واحد بازیابی می باشد. سیستم در حالت نرمال 14<sup>MSCFD</sup> گاز را بازیابی می نماید که معادل ذخیره ۲۰ میلیون دلار می باشد. لذا این پروژه به خودی خود از لحاظ سرمایه گذاری پایدار می باشد. جهت تامین عملکرد پایدار سیستم FGR مذکور و پیلوت مشعل ها، در پالایشگاه Shuaiba از فلرهای جدید با مشعل های اضافی و سیستم Auto Ignition استفاده گردید. در فاز دوم جهت دستیابی به مفهوم ایده آل "حذف فلرینگ"<sup>۲</sup>، پروژه ای منحصر به فرد توسط شرکت ملی نفت کویت تحت عنوان "Zero Non-Emergency Flaring" تعریف گردیده است [۲۸].

کمپانی نفتی امریکایی Shell، با اجرای رویه ها و اقداماتی در راستای شناسایی و کنترل منابع فلرینگ و افزایش قابلیت اطمینان تجهیزات در پالایشگاه نفت Shell Martinez در چند سال اخیر به کاهش قابل توجهی در انتشارات ناشی از فلرینگ دست پیدا کرده است. بعلاوه با نصب و راه اندازی سیستم بازیابی گاز فلر OPCEN در اواخر ۲۰۰۶ راندمان متوسط بازیابی برای تمام فلرهای فرآیندی اش در حال حاضر به ۹۹/۹ درصد می رسد. و اخیراً با اجرای "طراح به حداقل رساندن فلرینگ" برنامه دارد جهت مطابقت با الزامات "مقررات ۱۲ قانون ۱۲ مدیریت کیفیت هوایی منطقه ای منطقه خلیج"، کل انتشارات حاصل از چهار فلر

<sup>1</sup> Flare Gas Recovery Unit

<sup>2</sup> Zero-Flaring

فرآیندی موجود در پالایشگاه را به کمتر از ۱/۵ تن در سال برساند که تنها ۰/۲٪ از کل انتشارات مجاز هیدروکربنی غیر از متان پالایشگاه را تشکیل می دهد. سرانجام در این طرح به ارزیابی برنامه اضافه نمودن تجهیزات سخت افزاری و اقدامات عملیاتی بهبود دهنده برای کاهش هرچه بیشتر حجم گازهای فلر شده در مواقع تعمیرات اساسی و آشفستگی های فرآیندی، با توجه به وجود زیرساخت های قابل توجه بازیابی گازهای فلر در پالایشگاه مارتینز پرداخته شده است [۲۹].

سونیبار و آکردولو<sup>۱</sup> [۳۰] در سال ۲۰۰۶، فعالیت های انجام شده بوسیله دولت و بخش خصوصی در نیجریه جهت بهره وری اقتصادی از گازهای فلر شده روزانه در این کشور را بررسی نمودند. در این مطالعه، توسعه بازار داخلی، اگر اتخاذ گردد، می تواند فلرینگ موجود را تا سال ۲۰۰۸ حذف نماید، و به هدف گذاری مورد نظر دولت نیجریه دست یابد. سناریوهای مختلف در نظر گرفته شده، نشان دادند که مقادیر نسبتا جزئی از گاز طبیعی می تواند در داخل کشور برای مصارف خانگی (پخت و پز) استفاده گردد؛ تعادل مورد نیاز بوسیله تولید برق حرارتی برقرار خواهد گردید. این روش می تواند منجر به مصرف کلی بین ۹۲ تا ۱۴۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی روزانه در کشور گردد، که معرف سهمی از بازار داخلی انرژی می باشد.

یانگ<sup>۲</sup> و همکاران [۳۱] در سال ۲۰۰۹، یک استراتژی عمومی جهت به حداقل رساندن فلرینگ در واحدهای مختلف تولید اتیلن تحت شرایط و رخدادهای متفاوت ارائه نمودند. در این استراتژی، بر مبنای رویه های مختلف صنعتی، مدل کلی به منظور کاهش فلرینگ و انتشار آلاینده های زیست محیطی تحت شرایط برنامه ریزی شده؛ راه اندازی واحد، بستن واحد و فلرینگ نرمال، و همچنین شرایط پیش بینی نشده؛ آشفستگی ها و تریپ های واحد، به همراه امکان سنجی عملیاتی و ایمنی ارائه گردیده است.

دیوید کاستلو<sup>۳</sup> و همکاران [۳۲] در سال ۲۰۰۹، امکان نصب یک واحد دریایی تبدیل گاز به مایع (GTL) را در برزیل به منظور کاهش فلرینگ گاز طبیعی، جلوگیری از انتشارات معادل دی اکسید کربن (CO<sub>2</sub>e) و تولید سوخت دیزل کیفیت بالا مورد ارزیابی قرار دادند. در این مطالعه هزینه های کاهش انتشارات CO<sub>2</sub>e تحت دو سناریو مورد ارزیابی قرار گرفته است؛ ابتدا با در نظر گرفتن اینکه فلرینگ گاز طبیعی کاهش نخواهد یافت و تولید سوخت های-درصد گوگرد پائین با سرمایه گذاری در واحدهای پالایش در برزیل. دومین گزینه احداث یک واحد microchannel GTL جهت تولید نفت خام سنتتیک<sup>۴</sup>. این گزینه امکان تولید دیزل-درصد گوگرد پائین، کاهش فلرینگ گاز و تولید همزمان نفتای کیفیت بالا را فراهم می نماید. نتایج حاصل نشان دادند هزینه های کاهش CO<sub>2</sub>e واحد GTL در برزیل باید در محدوده ۲ تا ۸۰ دلار به ازای هر تن CO<sub>2</sub>e باشند.

شرکت نفت هند، با اجرای طرح هایی در قالب مکانیزم توسعه پاک (CDM) در دو پالایشگاه هند اقدام به بازیابی گازهای فلر و تغذیه آنها به شبکه و تجهیزاتی فرآیندهایی که گاز در آنها به مصرف می رسد، و کاهش

<sup>1</sup> Sonibare and Akeredolu

<sup>2</sup> Xiongtao Yang

<sup>3</sup> David A. Castelo Branco

<sup>4</sup> Syncrude

آلاینده‌گی ناشی از آن نموده است. این طرح‌ها به شرح ذیل می‌باشند: (۱) طراحی و نصب یک پکیج سیستم بازیابی Skid-Mounted گاز فلر در پالایشگاه نفت Bongaigoan در فضایی به وسعت ۵۴ متر مربع جهت بازیابی گازهای اتلافی که در حال حاضر به فلر ارسال می‌شوند و کاهش ۸۰۰۰۰ تن دی‌اکسید کربن در طی دوره ۱۰ ساله بهره‌برداری از طرح سیستم بازیابی مذکور متشکل از دو کمپرسور رینگ مایع که با توجه به ظرفیت نرمال سیستم فلر طراحی شده اند تا فشار گاز فلر پالایشگاه و پتروشیمی مجاور آن را به  $5.5 \text{ kg/cm}^2 (g)$  برساند و به همراه سیال رینگ مایع (آب + هیدروکربن) به یک ظرف جداکننده سه فازی ارسال کند، می‌باشد [۳۳]. (۲) نصب یک واحد بازیابی گاز فلر در پالایشگاه نفت Barauni هند به منظور بازیابی گاز فلر فرآیند که به طور معمول اتلاف می‌شود. گاز بازیابی شده به عنوان سوخت مورد نیاز هیترها استفاده خواهد شد که در حال حاضر از طریق مصرف سوخت گازی و سوخت مایع داخلی تامین می‌گردد. این طرح سبب کاهش مصرف سوخت مایع و متعاقباً کاهش انتشار آلاینده‌ها خصوصاً دی‌اکسید کربن و افزایش راندمان انرژی پالایشگاه مذکور می‌گردد. این طرح متشکل از یک کمپرسور گاز با ظرفیت  $450 \text{ Nm}^3/\text{hr}$  و یک کمپرسور مشابه در حالت آماده به کار می‌باشد، که سبب کاهش سالانه ۱۱۹۶۸ تن معادل دی‌اکسید کربن می‌گردد [۳۴].

شرکت دلفین انرژی (بخش قطری پارس جنوبی)، در گزارش توسعه پایدار پروژه دلفین در جولای ۲۰۱۰ اعلام کرد که مبنای کار این شرکت بر این اساس خواهد بود که: "به هیچ عنوان فلرینگ صورت نخواهد گرفت مگر اینکه مطلقاً ضروری باشد." وی اضافه نمود، ما در قطر برای محیط زیست ارزش قائلیم. گزارش توسعه پایدار این شرکت در سال ۲۰۱۰ نشان می‌دهد که توانسته اند فلرینگ را بیش از مقدار پیش بینی شده در برنامه کاهش دهند [۳۵].

### ۳-۳ مطالعات و فعالیت‌های انجام شده در ایران

شرکت پالایش گاز سرخون و قشم در پی اجرای پروژه پژوهشی "بررسی امکان پذیری فنی، اقتصادی جمع آوری گازهای فلر شرکت پالایش گاز سرخون و قشم تحت مکانیسم توسعه پاک (CDM) پروتکل کیوتو"، برای اولین بار در سطح شرکت ملی گاز ایران موفق به معرفی پروژه "جمع آوری گازهای فلر" در قالب مکانیسم توسعه پاک (CDM) و همچنین پیشنهاد اولیه آن در سایت کنوانسیون تغییرات آب و هوایی سازمان ملل<sup>۱</sup> گردیده است [۳۶].

شرکت پالایش گاز شهید هاشمی نژاد با همکاری شرکت پترو فرآیند آریا [۳۷]، در طرح "بازیابی گازهای آرسالی به سمت فلر"، پس از جمع آوری اطلاعات و اندازه‌گیری‌های لازم حجم گازهای آرسالی به فلر را برآورد نموده و امکان بازیابی آنها به صورت کلی و یا جزئی همراه با ارائه جزئیات طراحی مهندسی مربوط به فرآیند انتخاب شده به منظور بازیابی را ارائه دادند. با انجام طرح مذکور از اتلاف حدود ۸۰۰۰ متر مکعب گاز

<sup>۱</sup> UNFCCC

در ساعت جلوگیری شده، از این گاز به عنوان سوخت بویلرها و سایر موارد استفاده گردیده و در نتیجه میزان مصرف گاز سوخت کاهش یافت.

افشار و همکاران [۳۸]، بازیابی گازهای ارسالی به مشعل پتروشیمی و راهکارهای مربوطه بر اساس بررسیهای انجام شده در واحد پتروشیمی امیرکبیر را ارائه نمودند. بررسی سامانههای مشعل با ارائه یک الگوی قابل قبول جریان ارسالی آغاز می شود که تعیین آن نیاز به اندازه گیری ها و محاسبات مربوطه دارد. در این مقاله چالشهای عملیاتی و غیر عملیاتی بررسی سامانههای مشعل و راهکارهای حل آنها ارائه گردیده اند. با توجه به اینکه در این سامانه ها، شدت جریان گاز در شرایط گوناگون عملیاتی شامل مقادیر خیلی کم تا خیلی زیاد می گردد، ترکیب آن تغییر نموده و وجود گازهای اسیدی نیز در آن محتمل می باشد. لذا، باید از اندازه گیری غیر مستقیم دبی استفاده گردد که در این مقاله تشریح گردیده است.

درفشی و همکاران [۳۹] امکان سنجی سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر و کاهش عملیات فلرینگ در پتروشیمی تبریز را بررسی کردند. در این پروژه با بهره گیری از سیستم کمپرسور و تکنولوژی ممبران، امکان جداسازی و بازیابی ترکیبات با ارزش از گاز فلر در داخل واحد الفین مطالعه گردید. با انجام این پروژه تحت متدلوژی شماره ۰۰۳۷ مکانیسم توسعه پاک و امکان صدور گواهی کاهش انتشار (CER) ضمن سودآوری اقتصادی، از سوختن گاز فلر و در نتیجه انتشار گازهای گلخانه ای و آلودگی محیط زیست و دیگر عوامل زیان آور و همچنین اتلاف منابع جلوگیری بعمل می آید.

زاد اکبر و همکاران [۴۰] با بررسی راهکارهای کاهش تولید گازهای مشعل و سیستمهای نوین بازیابی گازهای ارسالی به مشعل و نیز بررسی شرایط عملیاتی پالایشگاه گازی شهید هاشمی نژاد (خانگیران) و پالایشگاه نفت تبریز، سیستم بازیابی بهینه از میان چند گزینه مورد نظر برای هر یک از آنها را ارائه کردند. با در نظر گرفتن شرایط عملیاتی، سیستمهایی هماهنگ با آن پالایشگاه ها طراحی و پس از آنالیز اقتصادی شامل محاسبه هزینه سرمایه گذاری اولیه و میزان بازگشت سرمایه برای هر یک از حالات مورد نظر، بهترین گزینه به همراه توجیه اقتصادی آن ارائه گردید. همچنین اثرات مثبت حضور سیستم بازیابی در آن پالایشگاه از جمله بازگشت گاز به شبکه توزیع گاز شهری، کاهش مصرف سوخت پالایشگاه و کاهش آلاینده های زیست محیطی مانند گازهای گلخانه ای، تشعشعات حرارتی و آلودگی صوتی مورد بررسی قرار گرفت.

روابط عمومی شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی در پایگاه اطلاع رسانی منطقه ویژه پارس، گزارش داد؛ طرح کاهش فلرینگ پالایشگاه اول مجتمع گاز پارس جنوبی از طریق برگشت دادن گاز احیای واحد مرکاپتان زدایی به ورودی پالایشگاه، که مطالعات اولیه این پروژه از سال ۲۰۰۴ در واحد مهندسی پالایش فاز ۱ آغاز گردید، با همکاری کلیه گروه های بهره برداری و تعمیرات در ۲۸ آذرماه سال ۸۹ در سرویس قرار گرفت. این پروژه با اعتباری بالغ بر دو میلیارد ریال ساخته شد و مدت بازگشت سرمایه این طرح، با در نظر گرفتن قیمت هر متر مکعب ۱۰۰ تومان، سه هفته می باشد. این طرح علاوه بر سودآوری ارزی، اثر بسیار مثبتی از نظر زیست محیطی داشته و از سوزاندن سالیانه ۴۶ میلیون متر مکعب گاز اسیدی جلوگیری می گردد [۴۱].

مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی گاز ایران نیز در قالب یک کارگروه تخصصی تحت عنوان مدیریت کربن در صنعت گاز، طرح پژوهشی با عنوان "بازیابی و کاهش گازهای ارسالی به مشعل" را با عنایت به حجم عظیم گازهای ارسالی به فلر در شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی، در قالب تعاملات پروتکل کیوتو جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه ای و ثبت در قالب مکانیزم توسعه پاک، در سال ۸۷ تعریف نمود. این طرح در قالب ۵ پروژه تعریف گردید که هم اکنون ۴ پروژه آن توسط شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی و با همکاری پژوهشگاه صنعت نفت به عنوان مجری سطح اول در حال پیگیری جهت عقد قرارداد می باشد. پروژه اول طرح؛ "تعیین، ارزیابی و تحقیق سطح SIL برای پکیج های فلر بر اساس استاندارد IEC61511 در فازهای مختلف شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی"، پروژه دوم طرح؛ "بررسی امکان بازیابی گازهای ارسالی به فلر در مواقع راه اندازی و توقف فرآیند"، پروژه سوم طرح؛ با عنوان "بررسی و بهینه سازی عملکرد سامانه مشعل و فرآیند احتراق" و پروژه چهارم طرح؛ "بررسی فنی و اقتصادی استفاده از روش های مختلف تصفیه گازهای ارسالی به فلر یا بازیابی ترکیبات با ارزش به منظور برگشت دادن به سامانه فرآورش یا تزریق به خط لوله و غیره به همراه مناسب ترین روش برای اندازه گیری گازهای ارسالی به فلر" می باشد [۴۲] و [۴۳].

رحیم پور و همکاران [۴۴] در سال ۲۰۱۱، به منظور کاهش انتشار گازهای گلخانه ای، یک سیکل GTL برای تبدیل گازهای طبیعی فلر شده در یک پالایشگاه گاز به هیدروکربن هایی با وزن مولکولی بالاتر معرفی نمودند. این فرآیند روش جایگزینی را بجای فلر های متداول جهت سوزاندن گاز، به منظور حداقل نمودن انتشار CO<sub>2</sub> و تولید سوخت مایع از قبیل بنزین ارائه می نماید. به این منظور، گاز طبیعی اتلافی در یک راکتور غشائی hydrogen-permselective با جریان برگشتی به گاز سنتز تبدیل شده و سپس در یک راکتور غشائی Fischer-Tropsch به سوخت مایع تبدیل می گردد. در این چیدمان، با برگشت دادن و مخلوط کردن بخشی از محصول با خوراک اصلی از طریق یک جریان برگشتی، یک چرخه تشکیل می گردد. این رویکرد سبب تولید مقادیر زیادی هیدروکربن های با وزن مولکولی بالاتر، تولید هیدروژن و کاهش اثرات زیست محیطی انتشارات ناشی از گازهای اتلافی می گردد. نتایج شبیه سازی حلقه فوق الذکر حاکی از کاهش نرخ انتشار CO<sub>2</sub> به میزان ۰/۱ نسبت به فلرینگ به همراه تولید  $0.018 \text{ kgmol/s}$  هیدروژن و بیش از ۹۰ بشکه در روز برشهای هیدروکربنی سنگین شامل بنزین و بوتان برای مقدار مشخص فلرینگ (در حدود  $4 \text{ MMScfd}$ ) می باشد.

### ۳-۳-۱ برنامه ریزی های انجام شده جهت بازیافت گاز فلر در ایران

طرح ها و برنامه ریزی هایی که هم اکنون برای بازیافت گازها در ایران برای مناطق نفتی و گازی موجود است به شرح ذیل می باشند:

#### ۳-۳-۱-۱ مناطق نفت خیز جنوب

طرح آماک اولین طرح جمع آوری گازهای همراه می باشد، که پروژه ای ۵۳۰ میلیون دلاری بوده و در طول ۱۰ سال به بهره برداری رسیده است. این طرح در مناطق نفت خیز جنوب انجام شده است و شامل مناطق



اهواز-بنگستان، اهواز-آسماری، آب تیمور-ایلام، منصوری-آسماری، منصوری-بنگستان، رگ سفید-آسماری، رگ سفید-بنگستان، کوپال-آسماری، آب تیمور-سروک، مارون-آسماری و مارون-بنگستان می باشد.

طرح آماک از ۱۰ پروژه تشکیل شده است که این پروژه ها عبارتند از: هفت ایستگاه تقویت فشار، یک پالایشگاه، مجموعه خطوط انتقال گاز به طول ۲۷۰ کیلومتر و مجموعه ای از خطوط انتقال نیرو و پست های برق به طول ۱۰۰ کیلومتر خط انتقال و ۳ ایستگاه پست برق. مجموع این پروژه ها به عنوان طرح آماک تحت اجرا می باشد که در حال حاضر ظرفیت شیرین سازی ۲۴۰ میلیون فوت مکعب گاز در روز را داراست. با وجود اینکه این طرح در حال حاضر در نیمی از ظرفیت خود کار می کند، در ۱۰ ماه اول از سال ۱۳۸۷ دارای درآمد ۳۰۰ میلیون دلار بوده است. در طرح آماک گاز غنی که بیشتر آن مایعات گازی می باشد، پس از شیرین سازی به واحد گاز و گاز مایع<sup>۱</sup> ۷۰۰ و ۸۰۰ منتقل می شود. گازهای سبک که چیزی در حدود ۴ تا ۵ میلیون متر مکعب در روز می باشد، پس از جداسازی به شبکه گاز سراسری منتقل می گردد و مایعات گازی نیز به عنوان خوراک به واحد اتیلن بندر امام خمینی انتقال می یابد [۱۲] و [۴۵].

در منطقه آسماری نیز کارخانه گاز و گاز مایع ۸۰۰ برای بازیافت گازهای فلر وجود دارد. در منطقه گچساران نیز واحدی برای بازیافت گازهای فلر و شیرین سازی آن در دست احداث می باشد. همچنین در منطقه کرنج و پارسی نیز کارخانه گاز و گاز مایع احداث گردیده است. برای جمع آوری گازهای سوزانده شده در مناطق پازنان و آعاجری، کارخانه گاز و گاز مایع ۲۰۰ و ۳۰۰ نیز در دست احداث می باشد. در بقیه مناطق نفت خیز جنوب گازهای فلر در حال سوختن می باشند. از آنجایی که این میادین دور از یکدیگر هستند، طرح هایی برای بازیافت این گازها در نظر گرفته نشده است.

### ۳-۱-۳-۲ نفت مناطق مرکزی

در این مناطق به دلیل پراکنده بودن میادین طرحی مدنظر نمی باشد.

### ۳-۱-۳-۳ نفت فلات قاره

مناطق مورد بحث در این قسمت منابع دریایی هستند. ۱۶ میدان نفتی وجود دارند که برنامه این مناطق به شرح ذیل می باشند:

در مناطق هندیجان، بهرگانسر، نوروز، سروش، ابودر و درود با خط دریایی و همچنین فروزان با خط خشکی گازهای فلر به خارک منتقل شده و در آنجا واحد گاز و گاز مایع برای جداسازی مایعات گازی احداث خواهد شد. این مناطق دریایی ذکر شده دارای سکوی دریایی بوده و هم اکنون برای تولید انرژی (برق) بر روی سکو از گاز فلر استفاده می گردد.

از آنجایی که مقادیر فلر میادین رشادت و رسالت کم هستند (حدود ۲۰ تا ۳۰ هزار بشکه در روز) و دور از هم قرار دارند، برنامه ای در آنجا مدنظر نمی باشد. برای گازهای فلر میادین سلمان نیز صادرات گاز ترش به

<sup>۱</sup> NGL

امارات اتخاذ شده است که با توجه به معاهده کرسنت هنوز تفاهمی صورت نگرفته است. برنامه تدوین شده برای مناطق بلال، سیوند، دنا، نصرت، الوند و اسفند احداث واحد گاز و گاز مایع نزدیک جزیره سیری در نظر گرفته شده است [۱۲].

### ۳-۳-۱-۴- منطقه گازی پارس جنوبی

در منطقه پارس جنوبی ۴۵ فلر در حال سوزاندن گاز می باشند که در حال حاضر مقداری در حدود ۴۴ میلیون متر مکعب گاز روزانه در پارس جنوبی سوزانده می شود. از آنجایی که فازهای پارس جنوبی متمرکز می باشند، برنامه ریزی برای جمع آوری گازهای آنها که دارای کیفیت نسبتاً بالایی هم می باشند، توجیه اقتصادی مناسبی خواهد داشت [۴۳] و [۴۲].

هم اکنون از گازهای همراه برای تولید گوگرد نیز استفاده می شود. با توجه به اسیدی بودن گاز تولیدی از میدان پارس جنوبی؛ گازی که از مخزن پارس جنوبی خارج می شود دارای  $H_2S$  بالایی است که با طراحی فرآیندهای مخالف پالایشی در طول مسیر گاز اسیدی به طور کامل تصفیه و به گوگرد تبدیل می شود. [۴۶]

### ۳-۳-۱-۵- پالایشگاه های نفت

از آنجایی که پالایشگاه های نفت از تعداد زیادی واحد تشکیل شده اند، مقدار فلرینگ آنها بسیار متغیر بوده و برنامه ریزی مداوم برای آن مشکل است. از طرفی برای گازهای همراه نفت مربوط به آن که بسیار غنی هستند و دارای ترکیبات سنگین هیدروکربنات می باشند، احداث واحدهای گازی منطقی نمی باشد.

مشکل عمده طراحی سیستم های بازیابی گازهای فلر در پالایشگاه های نفت، که سبب عدم کاربرد و عملیاتی شدن موضوع می گردد، مبتنی بودن بر فرض میانگین<sup>۱</sup> (عملکرد نرمال) برای ترکیب و شدت جریان گازهای ارسالی به فلر و همچنین تکنولوژی های پیچیده و گران قیمت مورد نیاز برای بازیابی این گازها که ماهیتاً بسیار متغیر (ترکیب و دبی دینامیکی) هستند و سبب عدم صرفه اقتصادی آنها در واقعیت می گردد، می باشد.

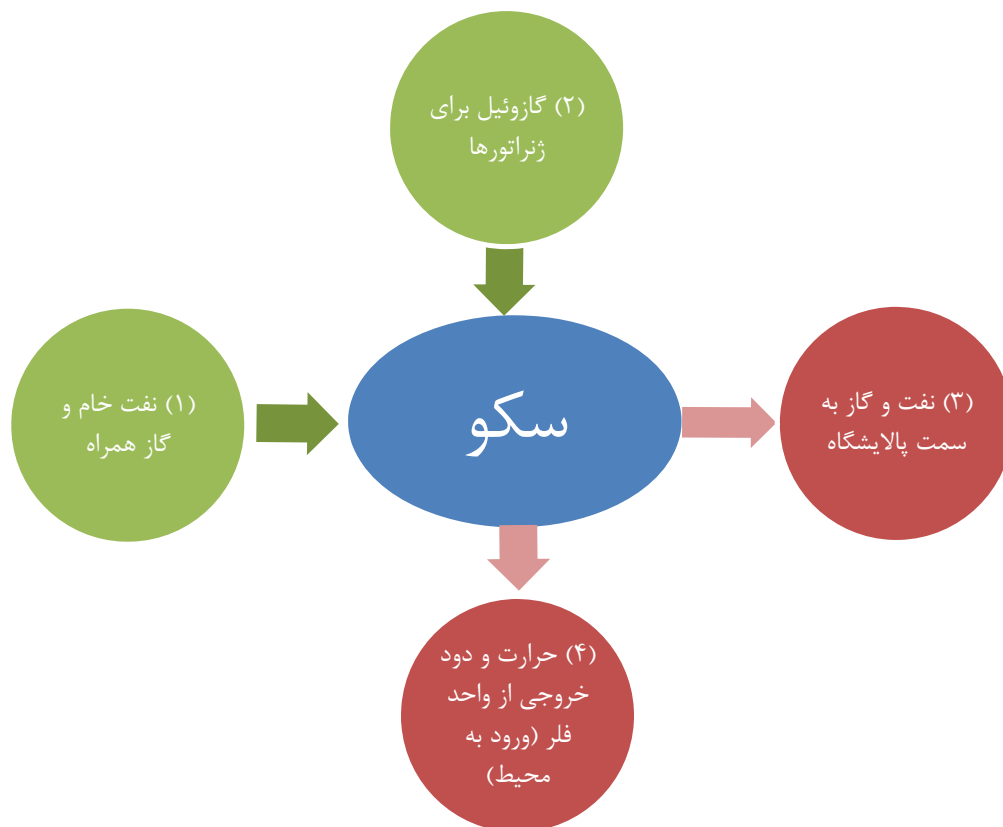
### ۳-۴- بررسی تأثیرات پروژه مورد مطالعه بر بهبود راندمان

همانگونه که در فصول ۱ و ۲ و ابتدای فصل ۳ توضیح داده شد، بازیابی گازهای ارسالی به واحد فلر از چندین لحاظ واجد ارزش است.

در نمودار زیر یک سکوی نفتی را یک حجم کنترل<sup>۲</sup> در نظر گرفته شده و جریانهای انرژیهای ورودی و خروجی به سکو را با فلش و ذکر نام نشان داده شده است.

<sup>۱</sup> steady state

<sup>۲</sup> Control volume



شکل ۱-۳ چرخه سوخت و انرژی در سکوهای نفتی

در این نمودار، ارزش حرارتی هر یک از بخش ها را  $E$  می‌نامیم، که به شرح زیر تعریف می‌شوند:

$E_1$  = ارزش حرارتی نفت خام و گاز همراه

$E_2$  = ارزش حرارتی گازوئیل ورودی سکو

$E_3$  = ارزش حرارتی نفت و گاز استخراج شده که به سمت پالایشگاه می‌روند

$E_4$  = ارزش حرارتی گاز سوزانده شده در واحد فلر

$$\square = \frac{E_3}{E_1 + E_2}$$

با در نظر گرفتن تعاریف فوق، به وسیله بازیافت گاز فلر و تولید برق از گازهای ارسالی واحد فلر به نتیجه زیر دست می‌یابیم:

می‌توان میزان سوخت ورودی حذف و یا کم نمود.

$$\square_2 = \frac{E_3}{E_1}$$

که نتیجه می دهد:  $\square_2 > \square$

بنابراین، با بازیافت گازهای ارسالی به واحد فلر، می توان بازده سکوها را افزایش داده و هزینه سوخت مصرفی را کاهش دهیم.

### ۳-۵- روش های کاهش تولید و بازیابی گازهای ارسالی به فلر

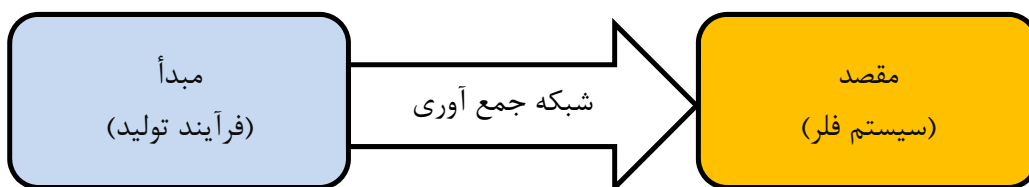
به طور کلی این روش ها در دو دسته ذیل تقسیم بندی می شوند، در این تحقیق به روش های دسته دوم یعنی روش های بازیابی گازهای ارسالی به فلر و ارزیابی فنی و اقتصادی آنها پرداخته خواهد شد.

#### ۳-۵-۱- انتخاب راهکار مناسب

اولین گام در انتخاب و ارائه راهکار مناسب به منظور کاهش و بازیابی گازهای ارسالی به فلر، شناخت فرآیند تولید، توزیع و مصرف گازهای فلر می باشد. مطالعه کامل سیستم فلر از مبدا تا مقصد، مسیر را برای ارائه راهکارهای کاربردی هموار می نماید. سه قسمت اصلی فرآیند فلر عبارتند از:

- فرآیند<sup>۱</sup> به عنوان منشاء تولید کننده گازهای فلر
- شبکه جمع آوری به عنوان واسط انتقال گازها به مشعل
- سیستم فلر به عنوان مصرف کننده نهایی گازها

شکل زیر نمای کلی سیستم فلر را نمایش می دهد، در این شکل سه قسمت اصلی فرآیند فلر مشخص شده است.



شکل ۳-۲ سه قسمت اصلی سیستم فلر [۱]

راهکارهای کاهش و بازیابی گازهای فلر در هر یک از سه قسمت اصلی سیستم فلر قابل ارائه و اجرا می باشد.

#### ۳-۵-۱-۱- بخش فرآیند

<sup>1</sup> Process

به طور کلی می توان گفت همیشه بهترین راهکار، جلوگیری از تولید گازهای فلر می باشد. لذا اگر بتوان فرآیند را به گونه ای اصلاح نمود که نرخ تولید گازهای فلر حداقل شود، اقتصادی ترین و مطمئن ترین راهکار انتخاب گردیده است.

### ۳-۵-۱-۲- شبکه جمع آوری

گاهی اصلاح فرآیند در جهت کاهش تولید گازهای فلر با محدودیت هایی مواجه می گردد. در این حالت می توان از راهکار دیگری تحت عنوان بازیابی گازها بهره برد. همان گونه که از نام آن مشخص است در این حالت، تجهیزات بازیافت در مسیر انتقال گازهای ارسالی به فلر قرار گرفته و گازها را به محصولاتی با ارزش افزوده و یا قابل استفاده در فرآیند تبدیل می نماید.

### ۳-۵-۱-۳- سیستم فلر

یکی دیگر از راهکارهای مهم به منظور کاهش گازهای ارسالی به فلر، اصلاح سیستم فلر می باشد. در این روش تجهیزات، عملکرد آنها و سیستم های کنترلی و نظارتی سیستم فلر مورد ارزیابی قرار گرفته تا راهکارهای کاهش گازهای فلر ارائه گردد. مزیت جانبی انجام این فعالیت، به حداقل رسانیدن آلاینده های زیست محیطی در نتیجه بهبود سیستم فلر خواهد بود.

از آنجا که اغلب سیستم های فلر از ابتدا کامل طراحی می شوند لذا پتانسیل صرفه جویی در قسمت سوم ناچیز می باشد. با توجه به موارد مذکور می توان گفت فعالیت های کاهش گازهای ارسالی به فلر بیشتر در بخش اصلاح فرآیند و همچنین بکارگیری سیستم های بازیافت در شبکه جمع آوری و انتقال متمرکز می گردد. در ادامه راهکارهای پیشنهاد شده در هر یک از این سه قسمت به صورت کامل ارائه شده اند [۱].

### ۳-۵-۲- روش های کاهش تولید گازهای ارسالی به فلر از طریق بهبود شرایط فرآیندها

همانطور که پیش تر گفته شد در هر فرآیند شیمیایی، گازهای مازاد قابل احتراق هم در حالت عملیات عادی کارخانه و هم در حالتی که عملیات فرآیندی کارخانه با مشکل مواجه است، به شبکه مشعل تخلیه می گردد. منابع تولید کننده گازهای مذکور بطور کلی شیرهای کنترل، شیرهای اطمینان، کمپرسورها، واحدهای آب ترش کارخانه و سایر موارد دیگر می باشد.

با افزایش تولید و عمر واحد و نیز عدم راهبری مناسب توسط کارکنان عملیات، گاز های زاید بیشتری تولید می شود که باعث افزایش حجم گاز های سوخته در مشعل می گردد. در طراحی واحد مقدار اسمی جریان دایمی ارسال گاز مشخص می شود و مقدار گاز های تولیدی قابل پیش بینی است، تنها در مواردی که میزان گاز های تولیدی از مقدار طراحی بیشتر باشد باید بررسی گردد. در شرایط اضطراری و متغیر نحوه عملکرد کارکنان و شرایط عملیاتی نقش کلیدی دارند. تناوب توقف و از کار افتادن واحد یا تغییر زیاد مقدار گاز های زاید تولیدی نشان دهنده عملکرد واحد می باشد. مشکلات واحد ها ناشی از راهبری نامناسب و یا درست

نبودن پارامترهای کنترلی می باشد که با باز بینی کامل واحد شناسایی و برطرف نمودن مشکلات امکان پذیر می باشد [۳۸].

شناسایی کامل هر یک از موارد مذکور کمک خواهد نمود تا راهکارهای کاهش گازهای ارسالی به فلر شناسایی و ارائه گردد. از آنجا که شناسایی این منابع نیازمند آشنایی با فرآیندهای شیمیایی موجود در کارخانه مورد نظر می باشد، لذا بهره گیری از تجربه عملیاتی اپراتورها در اجرای راهکارهای نهایی از اهمیت بالایی برخوردار است. در ادامه راهکارهای کاهش تولید گازهای فلر از طریق بهبود شرایط فرآیندها ارائه گردیده است. اعداد ذکر شده بیانگر مقدار گاز صرفه جویی شده در هر یک از حالت ها بر اساس تجارب بدست آمده در شرکت ملی نفت ابوظبی است [۵۲].

### ۲-۲-۱- جلوگیری از نشتی شیرهای اطمینان و سایر وسائل مشابه

در تمامی فرآیندهای صنعتی، سیستم هایی تعبیه گردیده است که در مواقع لزوم نظیر افزایش بیش از حد فشار، مایعات و گازها را به به فلر واحد هدایت می کنند. عمده ترین این وسایل عبارتند از: شیرهای اطمینان<sup>۱</sup>، صفحات پاره شونده<sup>۲</sup> و شیرهای کنترل فشار می باشند. در برخی از مواقع این تجهیزات بر اثر خوردگی یا مشکلات مکانیکی دچار نشتی شده و سبب افزایش میزان فلردهی می شوند. ساده ترین راه جهت بررسی این مشکل، در صورتی که میزان جریان زیاد باشد، از طریق صدای ایجاد شده و کاهش دمای لوله پس از شیر می باشد. جهت بررسی دقیق تر این ادوات از تست کریپتون<sup>۳</sup> ۸۵ به یکی از دو طریق ذیل می توان استفاده نمود:

**روش اول:** به وسیله تزریق کریپتون ۸۵ به داخل لوله جریان در بالای شیر اطمینان و قرار دادن آشکار ساز پس از شیر اطمینان در مسیر گازها، فرار هر گونه کریپتون ۸۵ به داخل مسیر گاز فلر نشانگر نشتی در شیر اطمینان مزبور خواهد بود.

**روش دوم:** به وسیله تزریق کریپتون رادیواکتیو در قسمت ابتدایی تولید گاز فلر و مشاهده حرکت آن در لوله انتقال می باشد. وجود جریان نشتی از طریق مسیر یک واحد به فلر سبب آشفتگی در مسیر حرکت کریپتون می گردد. این روش برای تشخیص سریع و کم هزینه مسیرهای نشتی به مشعل به کار می رود. در این روش، تشخیص نشتی از یک شیر در سیستم بزرگی از لوله ها و شیرها نیاز به آزمایشات بعدی خواهد داشت.

این دو روش توسط شرکت Tru-Tec Services Inc در پالایشگاهی بزرگ در میدوست امریکا انجام شد که سبب کاهش ۸۰ درصد کل گاز مشعل گردید [۵۳].

### ۲-۲-۵-۳- جلوگیری از نشتی در کمپرسورها

<sup>1</sup> Relief Valves

<sup>2</sup> Rupture Disk

<sup>3</sup> Krypton 85

کمپرسورها در حین عملیات تراکم، مقادیر قابل توجهی گاز را از طریق پکینگ ها، سرسیلندرها و شیرها به خارج نشت می دهند. معمولاً گازهای مذکور اگر فشار پائینی داشته باشند به محیط تخلیه شده و اگر دارای فشار بالا باشند به خطوط جمع آوری گازهای فلر ارسال می گردند. آنالیز گازهای مذکور تابع نوع فرآیند بوده و در اکثر مواقع دارای ارزش اقتصادی بالایی می باشند. به عنوان نمونه در اکثر پالایشگاه های نفت، گاز هیدروژن که تولید آن بسیار هزینه بر است، از کمپرسورهای واحد هیدروژن به فلر ارسال می گردد. به منظور دستیابی به یک مقیاس کمی از میزان نشتی های کمپرسورها می توان از یک دستگاه فشار سنج یا دبی سنج روی مسیر گازهای ارسالی از کمپرسور به شبکه جمع آوری گازهای فلر استفاده نمود. ثبت داده های فشار یا دبی در طول بازه های زمانی معین مبین حجم نشتی کمپرسور می باشد.

اصلاح یا مدرن نمودن پکینگ ها یا stuffing box های مراحل مختلف کمپرسورها، تاثیر قابل توجهی در کاهش میزان نشتی ها خواهد گذاشت. لازم به ذکر است برای بکارگیری این تجهیزات علاوه بر هزینه خرید و نصب باید به مواردی از قبیل هزینه تعمیرات و سازگاری با شرایط کمپرسور را نیز مورد توجه قرار داد و در صورت مساعد بودن اقدام به تعویض آنها نمود. با توجه به ارزش بالای گازهای ارسالی از کمپرسورها به فلر، بررسی ها نشان می دهند بکارگیری راهکار اصلاح، تعمیر و یا مدرن نمودن تجهیزات آب بندی در کمپرسورها دارای توجیه اقتصادی می باشد.

### ۳-۲-۵-۳- اصلاح فرآیند واحدهای آب ترش

واحدهای آب ترش<sup>۱</sup> یکی از مهمترین منابع تولید کننده گازهای فلر هستند. حجم زیادی از گازهای سولفید هیدروژن و آمونیاک موجود در این واحدها پس از جداسازی به فلر ارسال می شود. با اصلاح فرآیند جداسازی گازها و استفاده از گازهای جدا شده در فرآیندهای دیگر، امکان کاهش گازهای فلر فراهم می گردد. به عنوان نمونه گازهای سولفید هیدروژن را می توان پس از جداسازی به واحد بازیافت گوگرد<sup>۲</sup> ارسال نمود. انجام این راهکار علاوه بر کاهش معضلات زیست محیطی ناشی از سوختن  $H_2S$ ، سبب تولید گوگرد به عنوان محصول کاربردی نیز خواهد شد.

### ۳-۲-۵-۴- جایگزینی هیدروکربن استریپ کننده<sup>۳</sup> با نیتروژن

به طور معمول از هیدروکربن به عنوان گاز استریپ کننده استفاده می شود. با جایگزین نمودن نیتروژن با آن ۲ میلیون فوت مکعب گاز در روز صرفه جویی خواهد شد.

### ۳-۲-۵-۵- جایگزینی هیدروکربن پوشاننده<sup>۴</sup> با نیتروژن

<sup>1</sup> Sour Water Plant

<sup>2</sup> Sulfur Recovery Unit

<sup>3</sup> Striping Hydrocarbon

<sup>4</sup> Blanking Hydrocarbon

به طور معمول پوشش تانک ها و مخازن بوسیله هیدروکربن انجام می شود. جایگزینی بوسیله نیتروژن مقدار ۰/۲ - ۰/۵ میلیون فوت مکعب گاز در روز صرفه جویی به همراه خواهد داشت.

### ۳-۵-۲-۶- ظرفیت تجهیزات

در بعضی موارد بیشترین ظرفیت طراحی تجهیزات توانایی جریان مورد نظر را نداشته، گاز مازاد به سمت مشعل هدایت می شود. با شناسایی نقاط گلوگاهی<sup>۱</sup> یا نصب واحدهای جدید می توان مقدار ۲۰ میلیون فوت مکعب گاز در روز صرفه جویی نمود.

### ۳-۵-۲-۷- استفاده از اندازه گیرهای جریان چندفازی<sup>۲</sup>

با استفاده از اندازه گیر چندفازی می توان از فلرینگ حین چاه آزمایشی جلوگیری کرده، به ازای هر آزمایش و بسته به میزان تولید مقدار ۲ تا ۵/۰ میلیون فوت مکعب گاز در روز صرفه جویی نمود.

### ۳-۵-۲-۸- استفاده از پمپ های چندفازی

با بکارگیری پمپ های سه فازی دیگر نیازی به جداسازی گازی که در نهایت به سمت مشعل هدایت می شود، نیست. با این کار می توان مقداری در حدود ۲ میلیون متر مکعب گاز در روز صرفه جویی نمود.

موارد مذکور که به عنوان عوامل تولید کننده گازهای فلر معرفی شدند، مهمترین دلایل افزایش دبی گازهای ارسالی به فلر هستند. با توجه به تنوع فرآیندهای شیمیایی نظیر فرآیندهای پالایشگاهی، پتروشیمیایی و یا هر فرآیند دیگر، سایر عوامل تاثیرگذار در افزایش تولید گازهای فلر را می توان با توجه به نوع فرآیند شناسایی نمود.

### ۳-۵-۳- کاهش تولید گازهای فلر از طریق بهبود عملکرد سیستم فلر

یکی دیگر از روش هایی که به صورت غیر مستقیم بر کاهش گازهای فلر تاثیر می گذارد، بهبود عملکرد تجهیزات سیستم فلر نظیر جداکننده، آب بند مایع و غیره می باشد. بررسی ها نشان می دهد بیشترین پتانسیل صرفه جویی در این روش، کاهش گازهای تخلیه به عنوان گاز سوختی قابل استفاده در واحد می باشد. زیرا ترکیب گازهای فلر اغلب از نوع گازهای سوختی می باشد و هر گونه اقدامی در جهت کاهش میزان مصرف سوخت در واحد می تواند به معنای کم نمودن گازهای فلر تعبیر گردد.

### ۳-۵-۳-۱- کاهش گازهای تخلیه

دو روش عمده مورد استفاده جهت کاهش گاز تخلیه عبارتند از [۱]:

(۱) کاهش جریان مورد نیاز گاز تخلیه با نصب آب بند گازی

(۲) کاهش گاز تخلیه با نصب ادوات کنترلی در مسیر فلر

<sup>۱</sup> Debottleneck

<sup>۲</sup> Multiple Flow Meter



### ۳-۵-۳-۲- وضعیت سر مشعل

بعضی از مشعل ها به علت خرابی سر مشعل گاز اضافی می سوزانند. با تغییر یا تعویض آنها، گاز پرچ شده کاهش پیدا خواهد کرد. بر حسب اینکه اندازه مشعل چقدر باشد مقدار تقریبی  $0/1 - 0/5$  میلیون فوت مکعب در روز گاز از مشعل آسیب دیده صرفه جویی می شود.

### ۳-۵-۳-۳- جایگزینی پرچ هیدروکربن با پرچ نیتروژن

مقدار قابل توجهی از گازی که سوزانده می شود ناشی از پرچ مشعل می باشد. چنانچه نیتروژن موجود باشد، می تواند به عنوان جایگزینی مناسب و تمیز مورد استفاده قرار گیرد. در غیر اینصورت واحدی کوچک برای تأمین نیتروژن مورد نیاز می تواند خریداری شود. چنانچه مقدار نیتروژن کمتر از مقدار مورد نیاز برای پرچ سیستم مشعل بود، هیدروکربن (معمولاً گاز طبیعی) به عنوان گزینه اضطراری می تواند بکار آید. بر حسب اندازه مشعل مقدار تقریبی  $0/3 - 0/05$  میلیون فوت مکعب گاز در روز صرفه جویی خواهد شد [۵۴].

### ۳-۵-۳-۴- اصلاح یا جایگزینی پیلوت های مشعل

ممکن است تعدادی از پیلوت ها قابل اطمینان نبوده و یا آسیب دیده باشند. با تعویض یا اصلاح پیلوت ها مقدار  $0/05 - 0/01$  میلیون فوت مکعب گاز به ازای هر مشعل صرفه جویی خواهد شد.

### ۳-۵-۳-۵- اصلاح یا جایگزینی سیستم های جرقه زنی

سیستم های جرقه زنی به علت خرابی باعث افزایش مصرف گاز پرچ کننده می شوند. با تعویض یا اصلاح سیستم، مقدار  $0/05$  میلیون فوت مکعب گاز در روز به ازای هر مشعل صرفه جویی خواهد شد [۴۵].

### ۳-۵-۳-۶- اصلاح شبکه فلر پالایشگاه و تعدا فلرهای در حال استفاده<sup>۱</sup>

بسیاری از پالایشگاه ها دارای چندین سیستم فلر بوده و برخی از واحدهای فرآیندی نیز سیستم فلر اختصاصی دارند. علت این امر جلوگیری از اختلاط جریان گازهای اسیدی از سایر جریانات گازی در مسیر انتقال به فلر می باشد. این کار همچنین سبب می گردد هزینه های سرمایه گذاری و پیچیدگی های تکنولوژیکی جهت بازیافت سایر جریان های گاز فلر در یک واحد بسیار کاهش بیابد. فلر مربوط به گازهای اسیدی به مشعل های خاصی مجهز گردیده تا راندمان احتراق در آنها بالاترین حد ممکن باشد.

از طرف دیگر، جهت بهینه سازی تعداد فلرهای در حال استفاده در بعضی از واحدها، فلرهای زیادی در یک زمان نصب می گردند. مطالعات نشان داده که بهینه سازی تعداد مشعل های موجود موجب صرفه جویی ۲۲ میلیون فوت مکعب گاز در روز خواهد شد [۵۵].

<sup>1</sup> Multi-Header Flaring

امکان سنجی فنی و اقتصادی طرح "چندین هدر موازی برای گاز فلر"، به عنوان مثال لوله کشی های جدید سه هدر اصلی منتهی به یک فلر واحد، برای تفکیک گازهای فلر با کیفیت های مختلف که از واحدهای مختلف به خط اصلی فلر تخلیه می شوند، برای نمونه مطالعاتی پالایشگاه تهران، در فصل پنجم مورد بررسی قرار گرفته است.

### ۳-۵-۴- روش های بازیابی گازهای ارسالی به فلر

هنگامی که اجرای راهکارهای کاهش گازهای ارسالی به فلر در فرآیندها با مشکلاتی نظیر عدم دارا بودن توجیه اقتصادی مناسب یا بالا بردن مخاطرات سیستم و یا محدودیت اجرایی از لحاظ عملیاتی مواجه می گردد، استفاده از روش های بازیابی گازهای فلر<sup>۱</sup> پیشنهاد می گردد. در این روش ها با نصب تجهیزاتی در مسیر انتقال گازها به فلر، می توان از آنها برای اهداف دیگری از جمله تبدیل به محصولات مفید قابل استفاده، تبدیل به LNG یا CNG، تولید الکتریسیته، تزریق مجدد گاز، تصفیه و انتقال به نقاط مصرف استفاده نمود. برای انتخاب و بکارگیری تجهیزات بازیافت مناسب باید در ابتدا دو فعالیت ذیل انجام گیرد:

(۱) **شناخت کامل ماهیت گازهای ارسالی به فلر:** از آنجا که طراحی سیستم بازیافت تابعی از شرایط بازیافت گازهای فلر می باشد، لذا شناخت کامل ماهیت گازهای فلر اولین گام در بکارگیری تجهیزات بازیافت می باشد. دبی، آنالیز گاز و فشار خط فلر مهمترین متغیرهای عملیاتی در طراحی سیستم بازیافت محسوب می گردند. متغیرهای مذکور در خط انتقال گاز فلر به صورت مداوم در حال تغییر بوده لذا نحوه جمع آوری اطلاعات در خطوط فلر نیاز به تجربه کافی دارد. در بخش های بعدی موضوع جمع آوری اطلاعات به طور کامل تشریح خواهد گردید.

(۲) **شناخت کامل فرآیند در کارخانه:** بهترین و اقتصادی ترین کاربرد از گازهای فلر بازیافت شده در هر کارخانه ای، بکارگیری آنها در همان کارخانه می باشد. گازهای بازیافتی می تواند به عنوان سوخت یا به عنوان خوراک در کارخانه بکار گرفته شود. از این رو شناسایی کامل جریان های سوختی و خوراک کارخانه مخصوصا از نظر دبی و آنالیز می تواند عامل تعیین کننده ای در انتخاب نوع و مقیاس دستگاه بازیافت گازهای فلر باشد.

### ۳-۵-۴-۱- انواع روش های بازیابی گازهای فلر

بازیابی گازهای فلر از سه نوع روش کلی ذیل قابل انجام است.

<sup>1</sup> Flare Gas Recovery

(۱) **فیزیکی:** در این روش گازهای فلر به وسیله تجهیزات خاصی خالص سازی و در صورت نیاز متراکم شده تا به عنوان سوخت یا خوراک واحدهای فرآیندی قابل استفاده قرار گیرد.

(۲) **شیمیایی:** عبارت است از انجام واکنش در محیط کاتالیست به منظور تبدیل گازهای فلر به مواد صنعتی قابل استعمال.

(۳) **بیولوژیکی:** جزو جدیدترین روش های بازیابی می باشد و طی آن با استفاده از باکتری و انجام واکنش های تجزیه ای در برج ها، گاز را به عوامل تشکیل دهنده آن تجزیه می کنند. این روش به شدت در جهت جلوگیری از آلودگی محیط زیست موثر می باشد.

از آنجایی که بازیابی گازهای فلر به روش فیزیکی در مقایسه با دو روش دیگر آسانتر و از طرفی نمونه های صنعتی مشابه آن نیز در سطح جهان موجود می باشند، در این بخش تلاش خواهد شد این روش بازیابی به تفصیل تشریح گردد.

### ۳-۵-۴-۲- اصول اولیه بازیابی گازهای فلر

فرآیندها به طور کلی در دو حالت تولید کننده گازهای فلر هستند:

(۱) حالت عملکرد عادی<sup>۱</sup>

(۲) شرایط اضطراری<sup>۲</sup>

سیستم بازیابی گازهای فلر اصولاً بر اساس عملکرد عادی فرآیندها طراحی می گردد. در این حالت دبی و آنالیز گازهای فلر نوسانات محسوسی داشته که قابل تحلیل است. تحلیل مذکور اساس طراحی سیستم بازیابی را فراهم خواهد نمود. البته قابل توجه است که در روش توسعه داده شده در این پایان نامه در فصول چهارم و پنجم، تلاش گردیده است با استفاده از متدلوژی آرایش چندگانه سیستم تراکم اجکتوری<sup>۳</sup> و نیز مخزن ذخیره موقت گاز<sup>۴</sup>، حداکثر میزان فلرینگ یک واحد فرآیندی در طول یک سال را با در نظر گرفتن ملاحظات اقتصادی و ایمنی تاسیسات، بازیابی نمود.

به دلیل وجود شرایط اضطراری در کارخانه که ممکن است منجر به افزایش دبی گازهای ارسالی به فلر و بروز خطرات احتمالی گردد، سیستم بازیابی فلر از نظر کنترلی باید به گونه ای طراحی گردد که در دو حالت عملیاتی متفاوت عمل نماید.

- عملیات بازیابی نرمال
- عملیات تخلیه فلر در شرایط اضطراری

<sup>1</sup> Normal Operation

<sup>2</sup> Emergency Operation

<sup>3</sup> Gas Jet Compression Arrangement

<sup>4</sup> Temporary Gas Storage Tank

لذا فلسفه کنترل به نحوی است که در عملیات بازیابی نرمال، شیر موجود بر روی خط انتقال گازها به فلر<sup>۱</sup> (FOV) کاملاً بسته باشد. همچنین یک صفحه پاره شونده<sup>۲</sup> به صورت موازی با این شیر نصب می‌گردد تا در صورت افزایش فشار خط فلر در شرایط اضطراری و باز نشدن شیر FOV، گازها را به سمت فلر هدایت نماید.

### ۳-۵-۴-۳ - فرآیند بازیافت گاز فلر FGR

بازیافت گازهای هدر رفته از عملیات پالایش می‌تواند جذاب‌ترین مبحث از نظر بازیافت انرژی باشد. بازیافت گازهای هیدروکربنی که به سیستم فلر فرستاده می‌شود، می‌تواند واحدی ارزشمند در یک واحد فرآیندی باشد. استفاده از گاز بازیافت شده برای تامین سوخت کوره‌ها و تولیدکننده‌های بخار، نیاز به سوخت را کم کرده، در نتیجه راندمان کلی پالایشگاه را افزایش می‌دهد. از مزایای دیگر این طرح کاهش آلاینده‌های مشعل و افزایش عمر نوک مشعل می‌باشد.

شکل ۱۶ شمای کلی از یک نمونه واحد بازیافت گازهای فلر را نشان می‌دهد. مطابق شکل گازهای فلر قبل و بعد از آب بند مایع از یک مخزن ضربه گیر<sup>۳</sup> جهت جداسازی مایعات همراه عبور داده می‌شود. سپس گاز فیلتر شده<sup>۴</sup> از طریق یک شیر کنترل اتوماتیک به ورودی کمپرسور فرستاده می‌شود. گاز فوق در کمپرسور متراکم شده و پس از خنک شدن در کولر آبی و عبور از جداکننده فاز مایع به سیستم سوخت گازی<sup>۵</sup> واحد فرستاده می‌شود. کنترل جریان گاز کمپرسور، از طریق کنترل جریان نشستی برگشتی<sup>۶</sup> بوسیله یک کنترل کننده فشار که در ورودی کمپرسور نصب شده است، صورت می‌گیرد. به این طریق تغییرات فشار ورودی کمپرسور ناشی از تخلیه غیر منظم گاز به فلر صورت کاهش می‌یابد.

عمل متراکم کردن گاز باعث افزایش دمای آن تا حدی می‌شود که ممکن است دمای گاز خروجی، در مورد گازهای دارای هیدروژن زیاد، به بالاتر از محدوده عملکرد کمپرسور برسد. در این حالت تعدیل دمای خروجی با یک مدار کنترل دما برای تزریق آب سرد به داخل ورودی کمپرسور (به شرط عدم استفاده از کمپرسورهای رفت و برگشتی) انجام می‌شود. گازهای متراکم شده به درون یک جداکننده سه فازی هدایت می‌شود. گاز ترش خروجی از جداکننده جهت سولفورزدایی به واحد جذب  $H_2S$  با آمین فرستاده شده و سپس به سیستم سوخت واحد تزریق می‌شود. آب ترش به واحد تصفیه فرستاده شده و هیدروکربن‌های مایع شده نیز به ظرف جمع‌آوری خاصی منتقل می‌گردد. اینگونه واحدها را می‌توان به صورت مجزا و یا در داخل محدوده یک واحد دیگر نصب نمود که در مورد دوم دسترسی به آب، برق و بخار راحت‌تر بوده و نیاز به لوله‌کشی کمتری می‌باشد.

<sup>1</sup> Fast Opening Valve

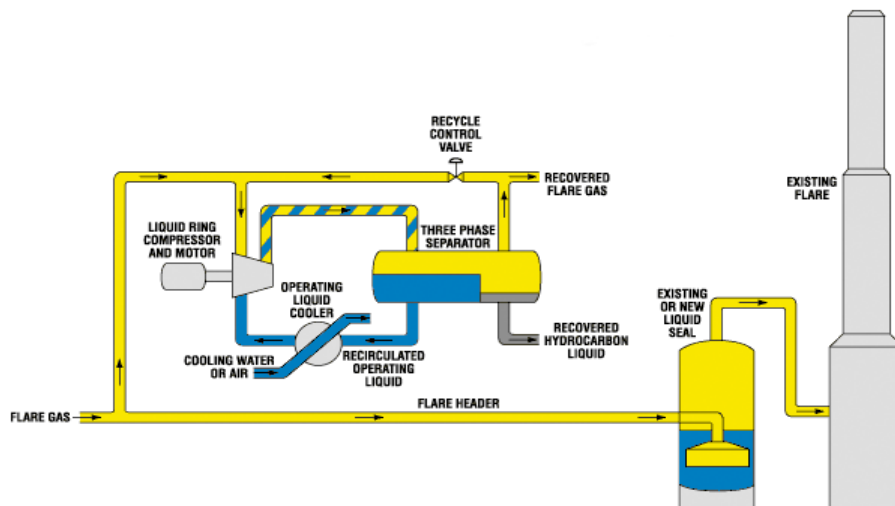
<sup>2</sup> Bursting Disc

<sup>3</sup> Knock Out Drum

<sup>4</sup> Scrubbed

<sup>5</sup> Fuel Gas

<sup>6</sup> Spill back



شکل ۳-۳ شمای کلی از یک نمونه واحد بازیافت گازهای فلر FGRU [۱۳]

در سیستم بازیافت، آب بند مایع فلر علاوه بر آنکه به صورت مانعی در جهت جلوگیری از نفوذ هوا از انتهای دودکش به سایر قسمت ها عمل می کند، یک تنظیم کننده فشار برای ورودی کمپرسور نیز می باشد. در این حالت با تنظیم سطح آب در آب بند، گاز اضافه بر ظرفیت واحد بازیافت می تواند از آب بند عبور کرده و در فلر سوزانده شود.

با وجود نصب سیستم بازیافت، نیاز به گاز تخلیه برای محافظت از دودکش منتفی نمی شود. نیاز به گاز تخلیه را می توان با نصب انواع آب بند گازی در زیر نوک فلر کاهش داد. گاز تخلیه مورد استفاده می تواند از نوع گاز سوختی و یا گاز بی اثر نظیر نیتروژن باشد. برای افزایش ایمنی سیستم فلر و جلوگیری از ایجاد خلاء درون آن و در نتیجه عدم نفوذ هوا، یک سیستم کنترل و هشدار دهنده بر روی کمپرسور تعبیه می شود تا قبل از خلاء شدن سیستم اقدام به خاموش کردن کمپرسور نماید.

### ۳-۴-۵-۴- کمپرسورهای با رینگ مایع

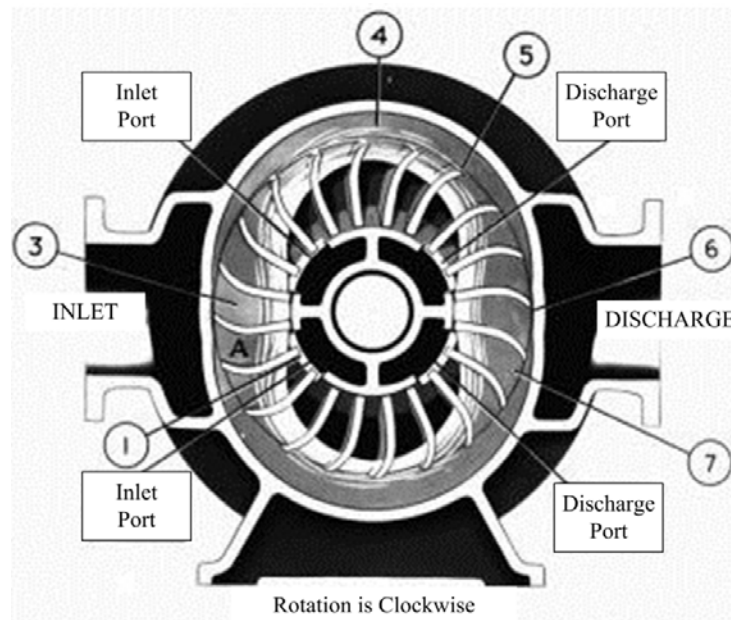
مهمترین بخش از سیستم های بازیابی گاز فلر متداول، کمپرسور می باشد. کمپرسور مورد استفاده در این واحد عمدتاً از نوع مارپیچی<sup>۱</sup> یا کمپرسور با رینگ مایع<sup>۲</sup> و در مواردی نیز از نوع رفت و برگشتی چندمرحله ای می باشد. بررسی ها نشان می دهند که از میان انواع کمپرسورها، کمپرسور با رینگ مایع مناسب ترین نوع برای بازیابی گازهای فلر می باشد. علت آن است که ترکیبات گازهای فلر نسبت به حرارت حساس بوده و امکان انفجار در اثر اصطکاک وجود دارد. کمپرسورهای با رینگ مایع با شرایط کارکرد دما ثابت، ایمن ترین تجهیزات جهت فشردن گازها می باشد. هزینه تعمیر و نگهداری پائین و نداشتن مشکلات عملیاتی در هنگام استفاده نیز از جمله عواملی است که این نوع کمپرسور را نسبت به انواع دیگر آن ارجحیت بخشیده

<sup>۱</sup> Screw

<sup>۲</sup> Liquid Ring Compressor

است. این نوع کمپرسور اغلب بر اساس استاندارد API 681 طراحی می شوند و در انواع تک مرحله ای (با فشار خروجی در حدود ۵/۵ بار) و دو مرحله ای (با فشار خروجی در حدود ۱۴ بار) موجود می باشد..

اساس عملکرد کمپرسور با رینگ مایع مطابق شکل ۱۷ می باشد، روتور در مرکز قسمت بیضی شکل قرار داده شده است. در فرآیند چرخش، که هیچ تماس فلز با فلز وجود ندارد، رینگی از مایع تشکیل می گردد که همراه روتور حجم بیضی شکل را طی می نماید. در دو نقطه ای که فاصله محور روتور با حجم بیضی شکل به حداقل ممکن می رسد (A) مکش ایجاد شده و گاز به فضاهای خالی حجم بیضی شکل وارد می شود و آن را کاملاً پر می نماید. این فضاهای خالی از طریق یک اتصال مخروطی شکل به ورودی کمپرسور مرتبط شده است. هنگامی که عمل چرخش ادامه می یابد، مایع بر گاز فشار وارد نموده (Discharge Port) و در نتیجه گاز فشرده می شود. گازهای فشرده شده تحت نیروی وارده به آنها، از اتصال مخروطی شکل در خروجی کمپرسور خارج می گردند.



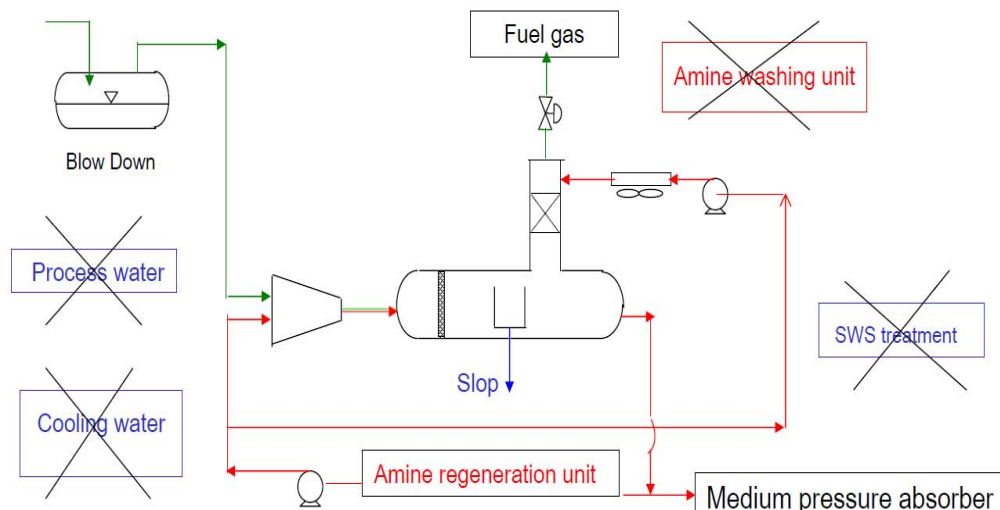
شکل ۳-۴ نمایی از سیستم روتور کمپرسور با رینگ مایع [۵۶]

مایع به صورت پیوسته به درون کمپرسور تزریق می گردد تا علاوه بر آب بندی نمودن ورودی و خروجی کمپرسور، امکان جذب حرارت نیز وجود داشته باشد (تا فرآیند به شکل دما ثابت انجام پذیرد). این مایع، کمپرسور را به همراه گاز درون آن ترک می نماید و سپس در یک ظرف جداسازی، مایع و گاز از یکدیگر جدا می گردند.

به منظور بهبود فرآیند بازیابی گازهای فلر، از محلول آمین بجای آب در رینگ کمپرسور استفاده گردید. این جایجایی دو نتیجه مهم ذیل را به همراه خواهد داشت:

- (۱) جداسازی ترکیبات اسیدی نظیر  $H_2S$  از گاز در طول فرآیند تراکم انجام می پذیرد و نیاز به واحد شیرین سازی گاز به صورت مجزا نمی باشد.
- (۲) هزینه های تصفیه آب و تامین آب فرآیندی حذف می گردد.

واحدهای بازیابی گاز فلر که از آمین به عنوان مایع در رینگ کمپرسور خود استفاده می کنند به گونه ای طراحی می گردند که گازهای خروجی از ظرف جداکننده قبل از اینکه به فلر بروند با آمین ارسالی از واحد بازیابی آمین مخلوط شوند. همچنین گاز خروجی از کمپرسور را تا حدی از  $H_2S$  عاری کنند که گاز مذکور شرایط مجاز برای استفاده مستقیم به عنوان سوخت در کارخانه را دارا باشد. در نهایت واحدهای بازیابی مذکور باید آمین استفاده شده را به سیستم بازیابی آمین برگردانند. مطابق شکل ۱۸ در این حالت نیز هیدروکربن های مایع شده به ظرف جمع آوری خاصی منتقل می گردند. این روش، کاهش قابل ملاحظه ای در هزینه های عملیاتی ایجاد می نماید.



شکل ۳-۵ نمای واحد بازیافت گازهای فلر با استفاده از سیال آمین در رینگ کمپرسور [۵۷]

### ۳-۶- تعیین پارامترهای طراحی سیستم بازیابی گاز فلر

آگاهی از مقادیر کمی متغیرها مهمترین عامل در نظارت و کنترل یک سیستم می باشد. دستیابی به این مقادیر نیازمند استفاده از تجهیزات اندازه گیری است. کنترل سیستم فلر، به عنوان سیستمی که ایمنی کارخانه را تضمین می کند، نیز از این قاعده مستثنی نبوده و مستلزم بکارگیری تجهیزات اندازه گیری است. در این میان دو کمیت دبی جریان و آنالیز جریان گاز از اهمیت بیشتری برخوردار می باشد.

در طراحی سیستم بازیافت گازهای فلر نیز نحوه اندازه گیری و کنترل گازها از اهمیت بسزایی برخوردار است. این بدان معناست که تجمع، افزایش فشار و یا عدم کنترل و اندازه گیری صحیح گازهای ورودی به واحد می تواند باعث بوجود آمدن خطرات بسیار زیاد و بالا رفتن ریسک پروسه بازیافت گردد. سیستم های اندازه

گیری گازهای فلر علاوه بر قدرت کار در حالت گرفتگی باید به نحوه ای کار کند که حداقل افت فشار در سیستم ایجاد گردد. از مهمترین روش های اندازه گیری گازهای فلر می توان به موارد ذیل اشاره نمود [۶۶]:

- ۱) اندازه گیری توده حرارتی<sup>۱</sup>
- ۲) اندازه گیری اختلاف فشار<sup>۲</sup> (لوله پیتوت<sup>۳</sup>)
- ۳) اندازه گیری مافوق صوت<sup>۴</sup>
- ۴) اندازه گیری الحاقی<sup>۵</sup> (توربین و ورتکس<sup>۶</sup>)
- ۵) روش های ردیابی<sup>۷</sup>

در مواقعی که امکان استفاده از سیستم های اندازه گیری وجود ندارد، می توان از روش های ذیل برای اندازه گیری گاز فلر استفاده نمود. این روش ها که عدم قطعیت بالایی دارند، عبارتند از [۶۶]:

- ۱) نمای مشعل<sup>۸</sup> (بدست آوردن مقدار تقریبی جریان گاز از روی ارتفاع شعله)
- ۲) نرم افزار های شبیه سازی فرآیند با بکارگیری مقادیر دما و فشار در نقاط کلیدی سیستم
- ۳) موازنه جرم (در حال حاضر در بسیاری از پالایشگاه ها و صنایع فرآیندی کشور کاربرد دارد)

تجهیزات بکار رفته در واحد بازیافت گاز فلر باید به طور مطلق اثر سوئی بر ایمنی عملیات وارد نسازند. اصولاً سیستم بکار رفته باید از نوع بدون تداخل<sup>۹</sup> و یا کم تداخل<sup>۱۰</sup> باشد. این تجهیزات همچنین باید توانایی اندازه گیری محدوده وسیعی از مواد را داشته باشند یا اصطلاحاً بتوانند از محدوده پرچ تا دمش گاز را اندازه گیری نمایند. و در نهایت این تجهیزات بایستی کمترین نیاز به نگهداری را داشته باشند.

در این بخش سعی شده روش های متداول اندازه گیری مطرح و با توجه به نوع کاربرد با یکدیگر مقایسه گردند.

### ۳-۶-۱- ویژگی های عمومی خطوط فلر

۱) سرعت: سرعت گاز در خطوط فلر بین محدوده وسیع 0 m/s تا حدود 100 m/s می باشد و احتمال تشکیل سرعت منفی نیز همواره در نظر گرفته می شود.

۲) فشار: خطوط فلر دارای فشار پایین (کمتر از 2<sup>bar</sup>) می باشند.

<sup>1</sup> Thermal Mass Metering

<sup>2</sup> Differential Pressure Metering

<sup>3</sup> Pitot Tube

<sup>4</sup> Ultra-Sonic Metering

<sup>5</sup> Insertion Metering

<sup>6</sup> Vortex

<sup>7</sup> Tracer Techniques

<sup>8</sup> Flare Spectale

<sup>9</sup> Non Intrusive

<sup>10</sup> Minimum Intrusive



۳) ابعاد لوله: قطر خطوط فلر، دارای تنوعی زیادی است (بین ۳ اینچ تا ۶۰ اینچ و حتی گاهی بزرگتر)

۴) آنالیز گاز: ترکیب گازهای موجود در خطوط فلر تابع نوع واحد فرآیندی بوده و عمدتاً حاوی ترکیبات گازی متنوع، مواد چگالیده، دوده و دیگر ناخالصی ها می باشد.

۵) ایمنی: محیط فلر محیطی پر مخاطره به لحاظ ایمنی است، بخصوص در زمان فعالیت های تعمیر و نگهداری یا نصب تجهیزات اندازه گیری که باید مدنظر قرار گیرد.

### ۳-۶-۲- تعیین ترکیب<sup>۱</sup> گازها در سیستم فلر

آگاهی از آنالیز گازها در سیستم فلر یک واحد صنعتی به دو دلیل ضرورت دارد، اول آنکه با تعیین ترکیب گازها می توان موازنه جرم و انرژی را در کل کارخانه مورد مطالعه قرار داده و برنامه ای بهینه جهت بازیابی و تعیین موارد استفاده از این گازها توسعه داده شود، و دومین عامل الزامات زیست محیطی از طرف سازمان های دولتی است که محدودیت های خاصی را بر روی نشر گازهای آلاینده قرار داده اند. در سطح دنیا عامل دوم مهمترین عامل در تعیین آنالیز گازها در سیستم فلر برشمرده می شود و از اینرو تجهیزات اندازه گیری خاصی به منظور ثبت ترکیب گازها بکار گرفته می شوند. برخی از این تجهیزات به صورت پیوسته و برخی دیگر به صورت ناپیوسته آنالیز نمونه گاز دلخواه را تعیین می نمایند. نکته حائز اهمیت در سیستم های فلر آن است که تعیین آنالیز گاز در دو قسمت یکی در مقطع ورودی به دودکش (به منظور موازنه جرم و انرژی و برنامه ریزی طرح بازیابی) و دوم پس از احتراق (به دلیل الزامات زیست محیطی) اهمیت دارد.

بطور کلی روش های اندازه گیری آنالیز گازها را می توان ده نوع برشمرد که براساس این روش ها تجهیزات ثابت و قابل حمل<sup>۲</sup> به منظور تعیین آنالیز گازها ساخته شده است. در ادامه هر یک از روش های ده گانه بالا جهت شناسایی مکانیزم اندازه گیری بکار گرفته شده و همچنین محدودیت های کاربرد تشریح می گردند. لازم به ذکر است تنها برخی از این روش ها جهت تعیین آنالیز گازهای فلر مناسب بوده که به آنها اشاره خواهد شد [۱].

### ۳-۶-۲-۱- روش اسپکتروفتومتری<sup>۳</sup>

این روش بر مبنای جذب یا نشر تشعشع الکترومغناطیس حاصل از یک عنصر کار می کند زیرا مشخصات جذب و نشر تابع ساختمان اتمی یا مولکولی عناصر می باشد. تشعشع الکترومغناطیس می تواند از نوع مادون قرمز (IR) یا ماوراء بنفش (UV) باشد. به عنوان مثال در نوع مادون قرمز، تشعشع مادون قرمز حاصل از یک سیم داغ بصورت مستقیم از میان دو سل<sup>۴</sup> موازی عبور داده می شود. یکی از سل ها با نیتروژن پر شده (سل مرجع) و سل دیگر حاوی نمونه موردنظر است. سل نمونه با توجه به غلظت آن مقادیر مشخصی از انرژی را

<sup>1</sup> Composition

<sup>2</sup> Portable

<sup>3</sup> Spectrophotometric

<sup>4</sup> Cell

جذب می کند. با تبدیل انرژی جذب شده به جریان الکتریکی، غلظت گاز قابل تعیین خواهد بود. این روش ها اغلب در تعیین غلظت منواکسید کربن، متان و کلیه هیدروکربن ها بکار گرفته می شود.

### ۳-۶-۲-۲- روش تابش<sup>۱</sup>

این روش اغلب برای تعیین غلظت گازهای دی اکسید گوگرد استفاده می شود. اساس کار این روش برانگیختن مولکول های دی اکسید گوگرد در نتیجه تابش یک موج ۲۱۰ نانومتری به آنهاست. پس از این تابش مولکول های SO<sub>2</sub> برانگیخته شده و در تراز بالاتری از انرژی قرار می گیرند و هنگام بازگشت به جایگاه اولیه، طول موج ۳۵۰ نانومتری ساطع کرده که مبنای اندازه گیری غلظت گاز می باشد.

### ۳-۶-۲-۳- روش تابش شیمیایی<sup>۲</sup>

اساس کار این روش همانند روش تابش بوده با این تفاوت که منبع انرژی تابشی به گاز موردنظر، به جای لامپ، از واکنش شیمیایی تأمین می گردد.

### ۳-۶-۲-۴- روش آشکار ساز شعله<sup>۳</sup>

در این روش، گاز مورد نظر در شعله هیدروژن سوزانده می شود. این عمل منجر به تولید یون های مثبت گردیده که توسط الکترودهای بالای شعله جمع آوری می شوند. جریان الکتریکی تولیدی از این مکانیزم مبین غلظت گاز مورد نظر می باشد. روش FID حساسیت و دقت بالایی داشته و در تعیین غلظت ترکیبات آلی بسیار مفید می باشد. اما روش مناسبی برای مشخص نمودن غلظت سولفید هیدروژن و دی اکسید گوگرد نیست.

### ۳-۶-۲-۵- روش آشکار ساز پرتو نورانی<sup>۴</sup>

این روش بر مبنای یونیزه شدن یک پرتو نورانی قادر به تشخیص نوع ترکیبات آلی در نمونه ای از گازهای خروجی دودکش می باشد. برخلاف روش FID که نیاز به منبع سوختی دارد، این روش به سوخت نیاز نداشته و لذا روش PID را می توان بصورت تجهیزات قابل حمل استفاده نمود. روش مذکور برای تعیین کلیه حلال های آلی قابل استفاده بوده ولی در تعیین مقدار گاز متان کاربری ندارد و لذا این روش در شناسایی نشر گازهای حاصل از فلر کاربردی نمی باشد.

<sup>1</sup> UV Fluorescence

<sup>2</sup> Chemiluminescence

<sup>3</sup> Flame Ionization Detector

<sup>4</sup> Photo Ionization Detector

### ۳-۶-۲-۶- روش کروماتوگرافی گاز<sup>۱</sup> (GC)

در این روش اجزاء تشکیل دهنده نمونه گاز مورد بررسی، پس از عبور از یک ستون به نسبت حجمی تفکیک می شوند. ستون های بکار گرفته شده در روش GC در اندازه های متفاوت بوده و نوع پکینگ های استفاده شده در ستون ها تابع ترکیب گاز مورد بررسی است. جداسازی ترکیب گاز بر مبنای جذب انتخابی اجزاء روی ستون می باشد. در ضمن از یک سیستم آشکارساز مناسب نظیر FID، پس از ستون GC به منظور اندازه گیری مقدار اجزاء موجود در گاز مورد بررسی استفاده می شود. با توجه به قابلیت سیستم کروماتوگرافی گاز در تعیین اجزاء مختلف موجود در نمونه، این روش برای تعیین اجزاء گاز فلز مناسب می باشد.

### ۳-۶-۲-۷- روش اسپکترومتری جرمی

روش اسپکترومتری جرمی سال هاست که در آزمایشگاه ها بکار گرفته می شود. در این روش مولکول های موجود در نمونه گاز مورد بررسی توسط پرتوهای الکترونی پر انرژی یا اتم ها بمباران شده که در نتیجه تفکیک گاز اتفاق می افتد. اجزاء تفکیک شده توسط میدان الکتریکی یا مغناطیسی از یکدیگر کاملاً جدا شده و نسبت جرمی اجزاء تشکیل دهنده گاز مشخص می گردد.

### ۳-۶-۲-۸- روش سلول الکتروشیمیایی

در این روش ابتدا باید دو مکانیزم ذیل انجام گردد.

(۱) جریان گاز از میان غشائی با قابلیت انتخابی عبور داده شده و سپس به داخل محلول الکترولیت وارد شود.

(۲) جریان تولیدی از فرآیند اکسیداسیون یا احیاء گاز حل شده روی الکتروود، اندازه گیری شود.

انجام این فرآیند به تولید جریان الکتریسیته منجر شده که مقدار آن متناسب با غلظت اجزاء گاز مورد بررسی است.

### ۳-۶-۲-۹- روش آرایه دیود نوری/فرابنفش<sup>۲</sup>

در این روش از مجموعه ای شامل اسپکتوفتومتر مرئی، یک دیود نوری و یک لامپ دوتریوم برای تعیین ترکیب گاز مورد بررسی استفاده می شود. این روش در مواقعی که گاز در شرایط خاصی (به عنوان نمونه دمای بالا دارد) است مناسب می باشد.

### ۳-۶-۲-۱۰- وسایل پارامگنتیک<sup>۳</sup>

<sup>1</sup> Gas Chromatography

<sup>2</sup> UV/Visible Diode Array

<sup>3</sup> Paramagnetic

از آنجا که اغلب گازها خاصیت مغناطیسی ندارند، می توان اجزاء با خاصیت مغناطیسی ضعیف را با وسایل خاصی از میان نمونه گازی شناسایی نمود. این اصل اساس کار تجهیزات پارامگنتیک می باشد.

نکته حائز اهمیت دیگر در مورد سیستم های اندازه گیری که باید به آن توجه گردد، این موضوع بررسی شود که آیا فقط می توان در دفعات محدود اندازه گیری انجام شود یا اینکه می توان یک سری سیستم اندازه گیری روی خط اصلی فلر طراحی و نصب نمود که به صورت پیوسته اندازه گیری را انجام دهند که هم سبب طراحی دقیق تر سیستم می شود و هم مبنای تصمیم گیری لحظه به لحظه سیستم کنترلی سیکل بازیابی خواهد بود.

در پایان لازم به ذکر است که از میان روش های مختلف تعیین آنالیز گازها، روش کروماتوگرافی گاز (GC) بهترین روش به منظور تعیین آنالیز گازهای ارسالی به فلر می باشد.

### ۳-۶-۳- تعیین دبی جریان گاز فلر [۱]

اندازه گیری یا محاسبه دبی جریان گازهای ارسالی به فلر اگرچه بسیار اهمیت دارد اما با محدودیت های فراوانی همراه است. تغییرات پیوسته آنالیز جریان گاز فلر، امکان وجود ترکیبات اسیدی مضر نظیر سولفید هیدروژن یا دی اکسید کربن، تغییرات پیش بینی نشده فشار خط و همچنین پایین بودن فشار خط از جمله عواملی هستند که اندازه گیری دبی جریان گازهای ارسالی به فلر را مشکل می سازند.

### ۳-۶-۳-۱- دلایل استفاده از دبی سنج روی خطوط فلر

- ۱) آشکارسازی نشتی در شیرهای واقع در حد فاصل واحدهای فرآیندی و خطوط فلر
- ۲) موازنه جرمی فرآیندها
- ۳) کنترل گاز پرج در فلرهای کم فشار جهت ایجاد دبی مثبت و جلوگیری از پرج اضافی

لازم به ذکر است هزینه گاز پرج در یک خط ۳۶ اینچ فلر روزانه بطور متوسط ۵۰۰ دلار می باشد و کنترل مداوم دبی گاز می تواند تا حدود ۵۰٪ موجب صرفه جویی گردد. اندازه گیری و کنترل حجم گازهای گلخانه ای منتشر شده به جو زمین بویژه گاز CO<sub>2</sub> پیمان کیوتو که در سال ۱۹۹۷ به امضاء اکثر کشورهای دنیا از جمله ایران رسید، توجه ویژه ای به کنترل گازهای خروجی از فلرهای مجتمع های نفتی دارد. هم اکنون در بعضی از کشورها مانند نروژ همه فلرها مجهز به دبی سنج ها یا کنتورهای استاندارد می باشند و همواره اپراتورها موظف به ارائه گزارش به دولت در مورد میزان گازهای رها شده در اتمسفر می باشند. این امر همچنین باعث توجه به امکان حجم بالای صرفه جوئی و نیز لزوم بهینه سازی در این بخش گردیده است.

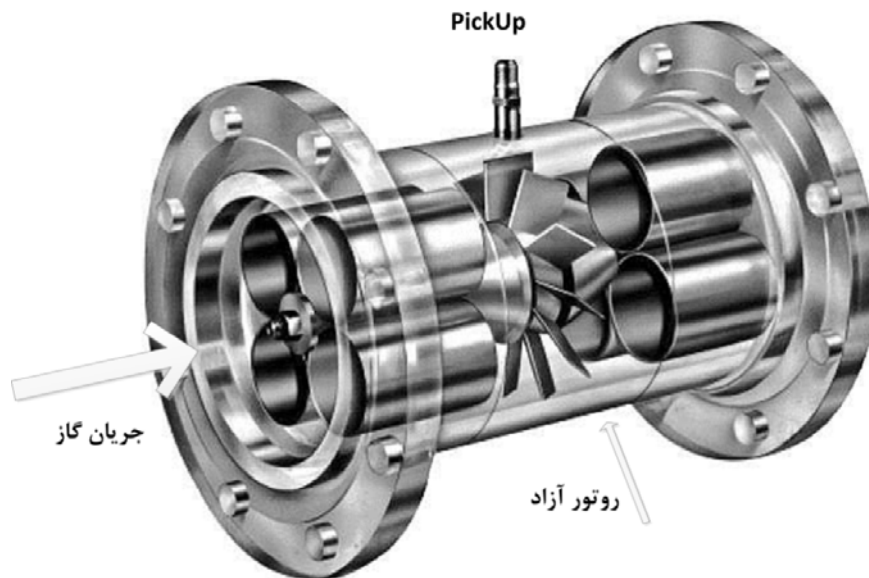
استاندارد نروژی NORSEK مهمترین استاندارد است که در زمینه اندازه گیری دبی گازهای فلر تدوین گردیده و مورد تأیید صنایع نروژ نیز می باشد. دبی سنج FGM محصول کمپانی Roxar توانسته است با کسب تأییدیه از موسسه استاندارد نروژ به عنوان یک کنتور استاندارد در سطح جهان مطرح گردد.

### ۳-۶-۳-۲-۱-احتیاجات و مشخصات یک دبی سنج مناسب جهت فلر

- ۱) قابلیت اندازه گیری محدوده وسیع  $100 \text{ m/s} \pm$  بدون تغییر در ترکیب دبی سنج
- ۲) نسبت Turn down بالا (حدود ۲۰۰۰ به ۱)
- ۳) حداقل دقت ۰.۵٪-۰.۲٪ در طول وسعت اندازه گیری
- ۴) حداقل تأییدیه EEx
- ۵) نصب و عملکرد آسان
- ۶) هزینه تعمیر و نگهداری پایین

### ۳-۶-۳-۳-دبی سنج توربینی<sup>۱</sup>

این نوع دبی سنج از یک پروانه با تعداد مشخصی تیغه یا پره که با زاویه مشخص روی محور توربین بالانس گردیده اند تشکیل شده است. جریان گاز با برخورد به تیغه ها باعث تولید حرکت زاویه ای در آنها شده که با سرعتی متناسب با سرعت گاز شروع به دوران می کنند. در خطوط فلر به دلیل سهولت در نصب، دبی سنج توربینی از نوع اندازه گیری نقطه ای<sup>۲</sup> مناسب می باشد. این دبی سنج در فاصله ۱/۸ تا ۱/۱۰ قطر لوله نصب می گردد. دبی سنج توربینی در سرعت های حداکثر  $30 \text{ m/s}$  و ترکیب گاز مشخص با آشفتگی<sup>۳</sup> کم یک فلومتر ایده آل می باشد. شکل ۲۴ نمایی از این نوع دبی سنج را نمایش می دهد.



<sup>1</sup> Turbine Flow meter

<sup>2</sup> Point measurement

<sup>3</sup> Turbulence

شکل ۳-۶ دبی سنج توربینی گازی

معایب دبی سنج توربینی به منظور استفاده در سیستم فلر عبارتند از:

- ایجاد افت فشار
- گستره اندازه گیری یا نسبت turn down پایین (۳۰ به ۱)
- خطای بالا در شرایط ناپایدار ترمودینامیکی
- غیر قابل نصب بصورت hot-tap
- کاربرد بصورت مداخله گرانه<sup>۱</sup>

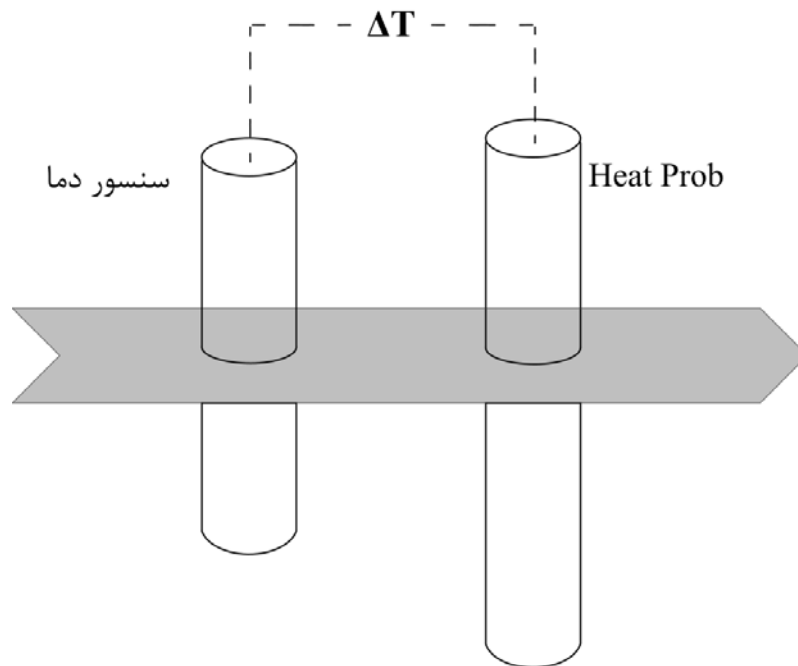
### ۳-۶-۳-۴- دبی سنج گرمایی<sup>۲</sup>

دبی سنج گرمایی از دو سنسور دما RTD تشکیل گردیده است که یکی دمای سیال و دیگری دمای یک هیتر را اندازه گیری می نماید. هیتر به خاطر جریان سیال گاز دائماً سرد می گردد و دمای آن همواره اندازه گیری و با دمای سیال مقایسه می گردد. در واقع اختلاف دمای دو سنسور RTD ما را به اندازه سرعت رهنمون می گرداند. این دبی سنج از نوع اندازه گیری نقطه ای می باشد و محل نصب آن در محدوده ۱/۸ تا ۱/۱۰ قطر لوله است. در مقایسه با دبی سنج توربینی این دبی سنج افت فشار کمتری را در خط ایجاد می نماید، همچنین نداشتن قطعه مکانیکی و امکان نصب با hot-tap از دیگر امتیازات دبی سنج گرمایی می باشد. شکل ۲۵ نمایی از نحوه عملکرد این نوع دبی سنج را نمایش می دهد.

---

<sup>۱</sup> Intrusive

<sup>۲</sup> Thermal Flow meter



شکل ۳-۷ نمایش نحوه عملکرد دبی سنج گرمایی

معایب دبی سنج گرمایی به منظور استفاده در سیستم فلر عبارتند از:

- گستره اندازه گیری ۰/۳ تا ۳۰ متر بر ثانیه
- خطای بالا در سرعت های کم و در گستره اندازه گیری وسیع تر
- حساس به ناخالصی های همراه گاز
- کاربرد بصورت مداخله گرانه

### ۳-۶-۳-۵- دبی سنج انوبار<sup>۱</sup>

انوبار از دسته دبی سنج های اختلاف فشاری می باشد و تفاوت آن با دبی سنج های هم نوع خود آنست که اندازه گیری از چند نقطه در عرض پروفایل سرعت صورت می گیرد و در نتیجه دقت بالاتر می رود. در واقع به وسیله سوراخ های تعبیه شده در طول یک لوله دو جداره فشار استاتیک گاز و فشار کل گاز به یک سنسور اختلاف فشار منتقل و فشار دینامیک محاسبه می گردد. فشار دینامیکی با استفاده از رابطه معروف برنولی سرعت گاز را حاصل می نماید. انوبار جهت سرعت های بالا و دماهای بالا مناسب می باشد و امکان نصب با hot-tap را نیز دارا می باشد.

معایب دبی سنج انوبار به منظور استفاده در سیستم فلر عبارتند از:

<sup>۱</sup> Annubar

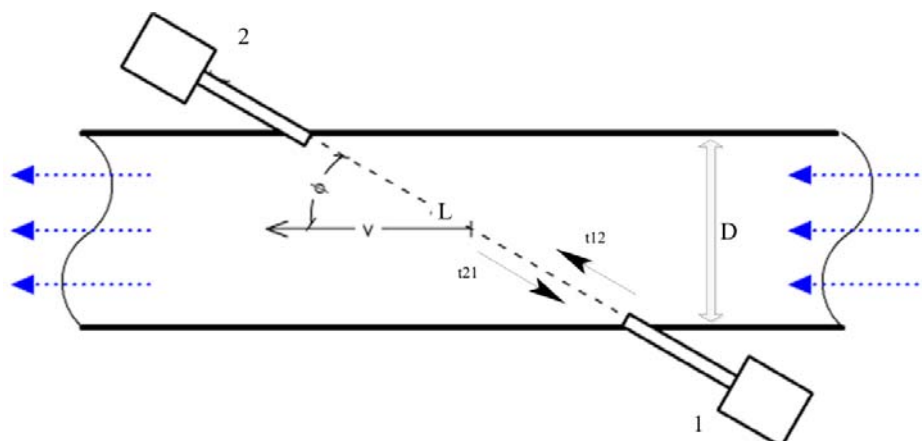
- ایجاد افت فشار
- گستره اندازه گیری یا نسبت  $turn\ down$  پایین (۱۰ به ۱)
- خطای خیلی زیاد در فشار و سرعت های پایین
- آلودگی مداوم با دوده و ذرات همراه گاز و اختلال در اندازه گیری

### ۳-۶-۳-۶- دبی سنج آلتراسونیک<sup>۱</sup>

دبی سنج آلتراسونیک از جمله دبی سنج های جدید می باشد که از بدو معرفی، کاربرد آن برای خطوط فلر مورد توجه مصرف کنندگان قرار گرفته است و در این میان تنها چند کمپانی محصولی را متناسب با مشخصات فلر آماده و به بازار ارائه نموده اند.

بطور کلی دبی سنج های آلتراسونیک در دو نوع داپلر و تاخیر زمانی ساخته می شوند. نوع داپلر جهت گاز غیر قابل استفاده است که دلیل آن وابستگی این روش به درصد بالای مقدار ذرات همراه سیال می باشد. بعنوان مثال در یک لوله ۱۲ اینچی حداقل ۲۵٪ حجم سیال می باید ذراتی با بزرگی ۵۰ میکرون باشد تا بتوان از روش داپلر استفاده نمود. تاکنون هیچ دبی سنج آلتراسونیکی بر پایه داپلر جهت گازها ساخته نشده است.

دبی سنج تأخیر زمانی متشکل از حداقل دو سنسور آلتراسونیک می باشد. سنسورهای آلتراسونیک که از نوع پیزو می باشند، هر دو نقش تولید و دریافت کننده امواج آلتراسونیک را برای دستگاه ایفا می نمایند. در واقع دو سنسور آلتراسونیک در عرض لوله با یکدیگر گفتگو می نمایند. این گفتگو در هر دو محیط گاز و یا مایع امکان پذیر است و در صورت ساکن بودن محیط یا همان سیال ارتباط به صورت یکسان برقرار است. اما به محض اغتشاش در محیط و یا شروع جریان در زمان های ارتباطی  $t_{12}$  و  $t_{21}$  اختلافی متناسب با آنکه این سیگنال های آلتراسونیک در جهت و یا خلاف جهت جریان هستند حاصل می گردد و همین اختلاف زمانی است که مبنای اندازه گیری سرعت سیال،  $V$ ، می باشد.



شکل ۳-۸ شماتیک محاسبات دبی سنج آلتراسونیک تاخیر زمانی

<sup>1</sup> Ultrasonic



$$t_{12} = \frac{L}{C + V \cos\varphi} \quad (1-3)$$

$$t_{21} = \frac{L}{C - V \cos\varphi} \quad (2-3)$$

$C$ ، سرعت صوت می باشد.

$$V = \frac{L}{2\cos\varphi} \left[ \frac{t_{21} - t_{12}}{t_{21} \times t_{12}} \right] \quad (3-3)$$

$$C = \frac{L}{2\cos\varphi} \sqrt{((t_{21} + t_{12})^2 \cos^2\varphi + (t_{21} - t_{12})^2 \sin^2\varphi)} \quad (4-3)$$

همانطور که مشاهده می شود، در معادله سرعت  $V$  کمیت های ترمودینامیکی و نوع ترکیب گاز وجود ندارند و لذا نوع محاسبه سرعت مستقل و صرفاً تابع زمان های اندازه گیری شده می باشد. سرعت صوت نیز با اندازه گیری اختلاف زمان عبور امواج آلتراسونیک بین سنسورها قابل محاسبه است.

مزایای دبی سنج آلتراسونیک تأخیر زمانی جهت فلر عبارتند از:

- گستره اندازه گیری یا نسبت turn down بالا (۳۰۰۰ به ۱)
- پایداری کالیبراسیون
- دقت خوب و یکسان بودن آن در طول گستره اندازه گیری
- قرارگیری بی مداخله سنسورها در محیط سیال
- بی نیاز به تنظیم کردن مجدد دستگاه با تغییر ترکیب گاز

با توجه به ویژگی های یاد شده می توان دبی سنج آلتراسونیک را یک دبی سنج شایسته جهت اندازه گیری دبی گاز فلر با توجه به خصوصیات گاز در خط فلر به حساب آورد. البته در صورتی که دبی سنج صرفاً جهت کاربرد فلر آماده و تکوین یافته باشد. شکل ۲۷ نمونه ای از دبی سنج های آلتراسونیک را به همراه سنسورهایش نمایش می دهد. هم اکنون پنج نوع فلومتر گاز در بازار یافت می گردد که هر کدام ویژگی های کاربردی منحصر به فردی دارند:

- جهت فرآیند
- جهت فروش محصول یا اندازه گیری دقیق
- جهت فلر
- جهت دودکش یا خروجی گاز بعد از فرآیند احتراق

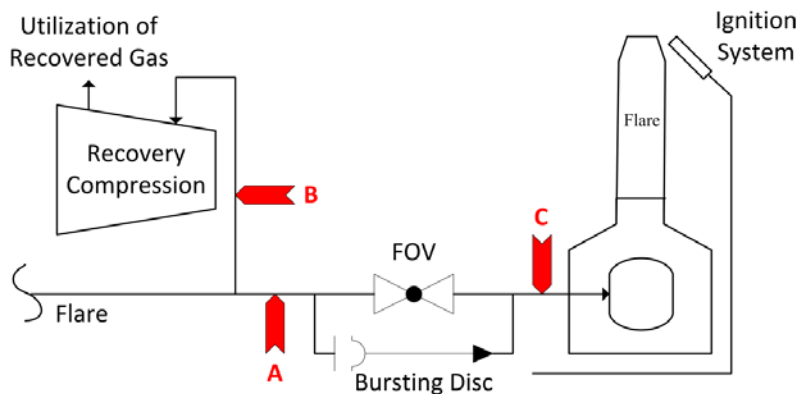
- فلومترهای کلمپی که از روی لوله می توانند دبی گاز را اندازه گیری نمایند. (البته هنوز این نوع دبی سنج ها با محدودیت های فنی بسیار روبرو هستند که از جمله نامناسب بودن آنها جهت فشار پایین و سرعت بالا می باشد و لذا امکان استفاده آنها جهت فلر میسر نیست).



شکل ۳-۹ نمای از دبی سنج آلتراسونیک FGM محصول کمپانی Roxar [۶۷]

### ۳-۶-۴- محل قرار گرفتن اندازه گیرها

برای مشخص نمودن بهترین محل جهت نصب اندازه گیرها، تحقیقات زیادی انجام شده است و در نهایت بهترین روش استفاده از سه اندازه گیر در مکان های مشخص می باشد. حال با استفاده از شکل ۲۸ بهترین موقعیت برای نصب این اندازه گیرها مشخص می گردد. لزومی ندارد هر سه این اندازه گیرها از نوع آلتراسونیک باشند، ولی بهتر است برای اندازه گیری دقیق تر اینگونه باشد.



شکل ۳-۱۰ نحوه قرار گرفتن مناسب اندازه گیرها در سیستم بازیافت گاز فلر [۶۸]

نقطه A مکانی است که به نام نقطه تشخیص صحت<sup>۱</sup> معروف است. این نقطه در حقیقت درستی نتایج دو اندازه گیر دیگر را بررسی می نماید. اگر شیر سریع باز شونده بسته باشد، تمامی گاز به واحد بازیافت فرستاده خواهد شد. لذا دستگاه های A و B باید یک عدد را نشان دهند. در این حالت دستگاه C، مقدار پرچ شده را نشان می دهد. اما اگر شیر سریع باز شونده باز باشد، به این معناست که گاز به سمت فلر می رود. لذا با اختلافی اندک که مربوط به گاز پرچ می باشد، دستگاه های A و C باید یک عدد را نشان دهند. در غیر موارد فوق دریافت می گردد که ایرادی در اندازه گیرها یا پروسه بوجود آمده است.

### ۳-۶-۵- تعیین سایر مشخصات سیستم فلر جهت طراحی سیستم بازیابی

پارامترهای مهم دیگری که بایستی در یک محدوده زمانی اندازه گیری شده تا مبنای طراحی دقیق سیستم بازیافت گازهای فلر قرار گیرند، عبارتند از:

(۱) اندازه گیری فشار<sup>۲</sup> با نصب فشار سنج روی خط فلر

(۲) دمای گاز تغذیه<sup>۳</sup> خط فلر

برگه تعیین مشخصات<sup>۴</sup> سیستم FGR، شامل کلیه ترکیباتی که امکان حضور آنها در گازهای فلر وجود داشته و قابل اندازه گیری می باشند، در پیوست ب ارائه گردیده است.

### ۳-۷- ملاحظات ایمنی در سیستم های بازیابی گاز فلر [۴]

#### ۳-۷-۱- دسترسی به فلر<sup>۵</sup>

سیستم های فلر هم در شرایط تخلیه عادی فرآیندها<sup>۶</sup> و هم در شرایط تخلیه اضطراری<sup>۷</sup> بکار برده می شوند. جریان های اضطراری نظیر جریان های خروجی از شیرهای تخلیه فشار<sup>۸</sup>، سیستم های کاهش فشار<sup>۹</sup> و غیره، باید در تمام اوقات مسیرهای جریان به سمت فلر را در دسترس داشته باشند. طراحی سیستم های بازیابی گاز

<sup>1</sup> Fail-Safe Point

<sup>2</sup> Feed gas pressure

<sup>3</sup> Feed gas temprature

<sup>4</sup> FGR Specification Sheet

<sup>5</sup> Path to flare

<sup>6</sup> Normal process releases

<sup>7</sup> Emergency releases

<sup>8</sup> Pressure-relief valves

<sup>9</sup> Depressuring systems

فلر نباید این مسیر را نادیده بگیرند. چندین روش برای اجرای این مطلب در قسمت (۳-۵-۳- اتصال فلر) ارائه شده است.

### ۳-۷-۲- جریان برگشتی<sup>۱</sup>

به دلیل اینکه سیستم های بازیابی گاز فلر اغلب شامل کمپرسورهایی هستند که مکش<sup>۲</sup> خود را مستقیماً از خط اصلی (هدر) فلر دریافت می کنند، پتانسیل جریان برگشتی هوا از (دودکش) فلر به داخل کمپرسور در بارهای کم گاز فلر<sup>۳</sup> باید در نظر گرفته شود. عموماً، مقدار (محتوای) اکسیژن موجود در جریان گاز فلر باید اندازه گیری شده و مقرراتی در نظر گرفته شود که در هنگام وجود شرایط خطرناک کمپرسورهای گاز فلر را متوقف نماید.

### ۳-۷-۳- ویژگی های گاز فلر<sup>۴</sup>

گازهای فلر می توانند ترکیبات مختلف بسیار گسترده ای داشته باشند که باید در طول طراحی و مشخص نمودن خصوصیات سیستم های بازیابی مورد ارزیابی قرار بگیرند. سازگاری خواص مواد سازنده سیستم های تصفیه گاز فلر یا مقاصد و مصارف نهایی گازهای فلر بازیابی و تصفیه شده باید در نظر گرفته شوند. به عنوان مثال، جریان های حاوی گازهای اسیدی عموماً به طور مستقیم به سیستم فلر تخلیه می شوند، در نتیجه از سیستم بازیابی کنار گذر<sup>۵</sup> می شوند. جریان های حاوی مقادیر زیاد گاز بی اثر<sup>۶</sup> هم می توانند با سیستم بازیابی ناسازگار باشند.

## ۳-۸- ملاحظات طراحی سیستم های بازیافت گاز فلر [90]

### ۳-۸-۱- سایزینگ

شکل ۲۹ نشان دهنده طرحی مفهومی برای یک سیستم بازیابی گاز فلر می باشد. عموماً، سیستم متشکل از یک یا چند کمپرسور رفت و برگشتی که خط مکش آنها مستقیماً به هدر فلر متصل است، می باشد. گاز متراکم شده معمولاً در ابتدا به چند نوع سیستم تصفیه ای<sup>۷</sup> متناسب با ترکیب گاز فرستاده شده، و سپس به سیستم سوخت گازی یا فرآیندها بازگردانده می شود.

<sup>1</sup> Back flow

<sup>2</sup> Suction

<sup>3</sup> Low flare-gas loads

<sup>4</sup> Flare gas characteristics

<sup>5</sup> Bypass

<sup>6</sup> Highly inert streams

<sup>7</sup> Treating

سیستم های بازیابی گاز فلر به ندرت متناسب با میزان بارهای گاز فلر در شرایط اضطراری طراحی می شوند. معمولاً، مسائل اقتصادی باعث می شوند که ظرفیت سیستم متناسب با دبی های عملکرد نرمال فلر در نظر گرفته شود، که در ظرفیت های بالاتر از آن مابقی گاز فلر می شود. بارهای فلر<sup>۱</sup> در طول زمان بسیار متغیر هستند، و دبی نرمال می تواند معرف میانگینی از بار فلر، یا بار حداکثری که اغلب اوقات وجود دارد باشد. بارهای واقعی روی این سیستم ها بسیار متغیر بوده و آنها باید طوری طراحی شوند که در محدوده وسیعی از بارهای متغیر دینامیکی کار کنند یا به عبارت دیگر محدوده وسیعی از بارهای عملکردی را پوشش دهند. سیستم های بازیابی گاز فلر اغلب به منظور مطابقت با محدودیت های مقرراتی محلی<sup>۲</sup> موجود بر عملکرد فلر نصب می شوند، و بنابراین باید طوری ساینز شوند که با تمام این محدودیت ها مطابقت نمایند [۴].

### ۳-۸-۲- موقعیت

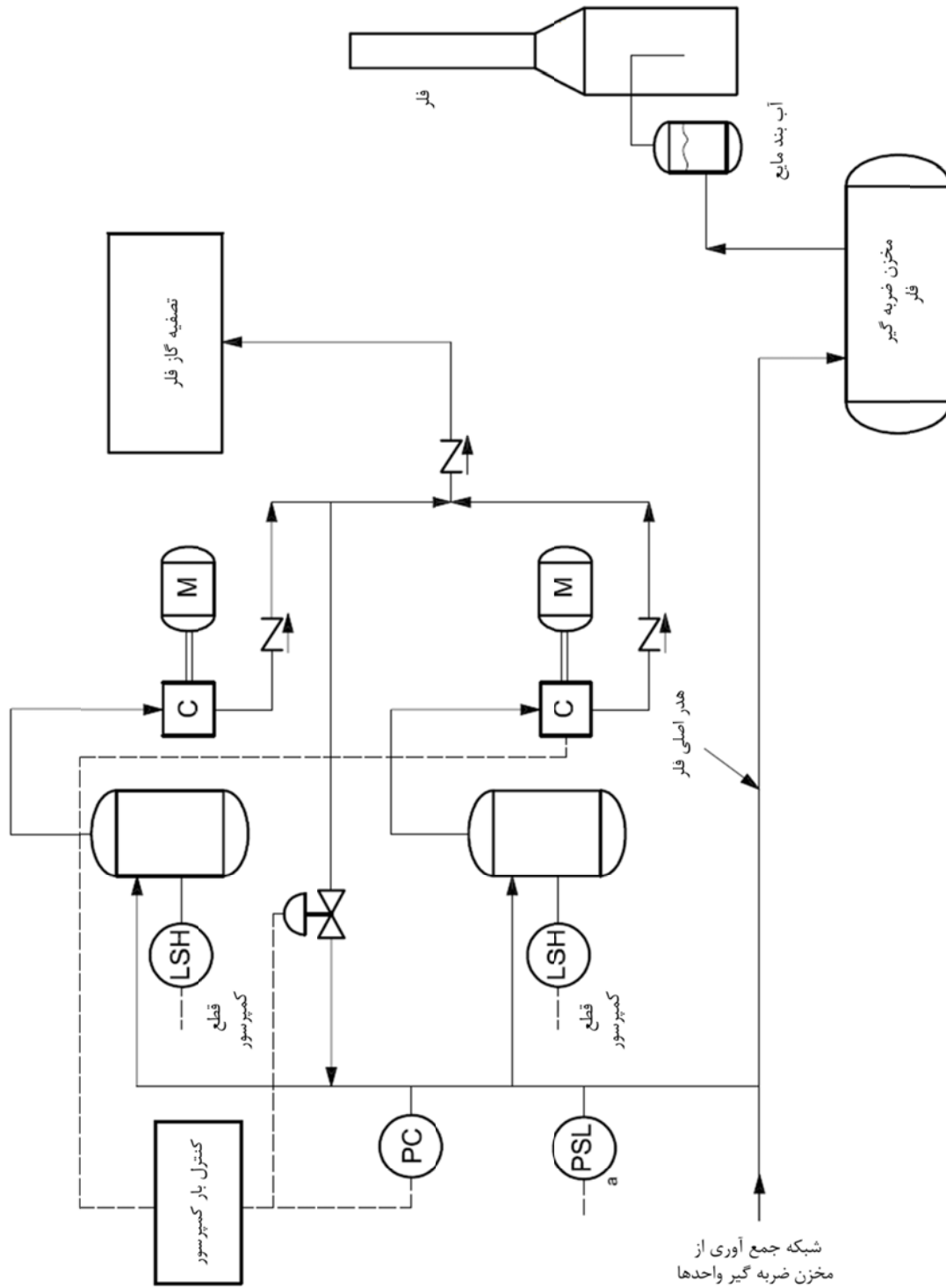
به طور معمول، سیستم های بازیابی گاز فلر روی هدر اصلی فلر در پائین دست تمامی اتصالات فلر واحدها<sup>۳</sup> به هدر اصلی فلر، و در نقطه ای که در آنجا فشار هدر تغییر قابل ملاحظه ای با بار نداشته باشد، نصب می شوند. موقعیت های (موجود در) بالادست اتصالات واحدها، به دلیل وجود امکان جریان برگشتی و غلظت های بالای اکسیژن، باید با دقت سنجیده (در نظر گرفته) شوند. ممکن است تعدادی اتصالات محدود پائین دستی برای مواد نامناسب جهت بازیابی مورد نیاز باشد.

---

<sup>1</sup> Flare loads

<sup>2</sup> Local regulatory limits

<sup>3</sup> Process unit tie-ins

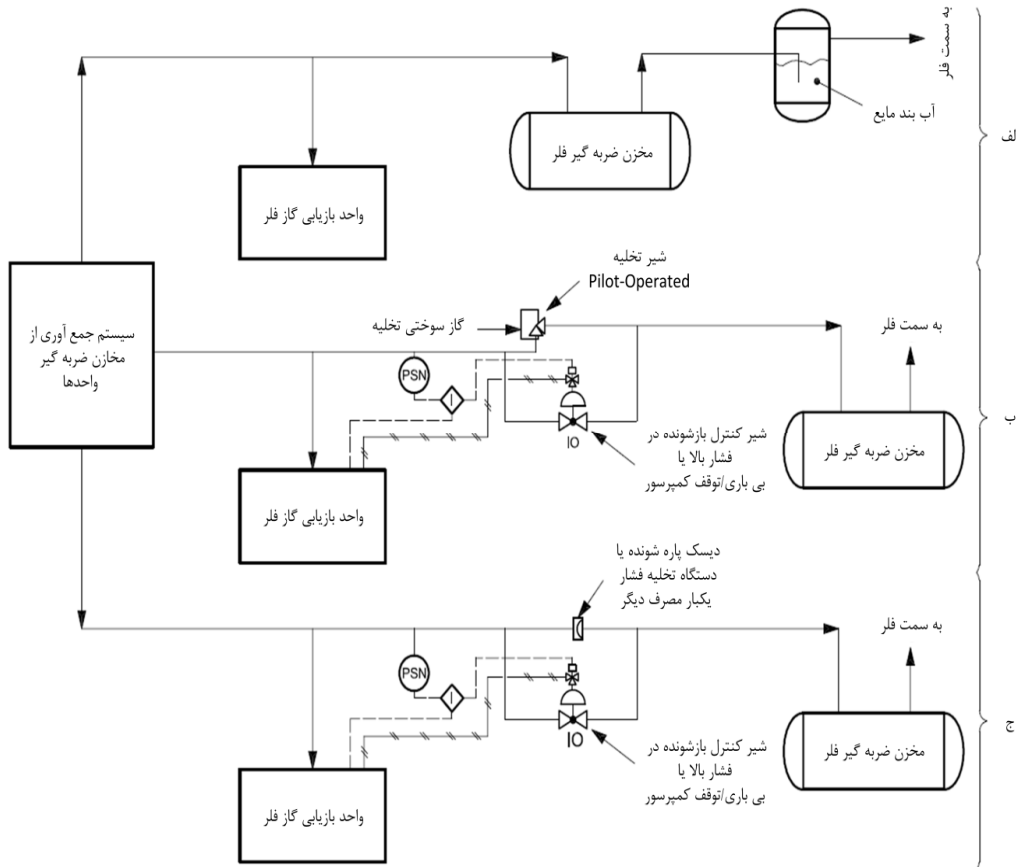


شکل ۳-۱۱ نمونه ای عمومی از سیستم بازیابی گاز فلر (API 521)

### ۳-۸-۳- اتصال فلر<sup>۱</sup>

۳-۸-۳-۱- همانطور که در قسمت ملاحظات ایمنی (۳-۴) بحث شد، یکی از مسائل اصلی که باید در طراحی سیستم بازیابی گاز فلر در نظر گرفته شود حفظ مسیری به فلر برای تخلیه های ضروری می باشد. سیستم بازیابی گاز فلر باید به صورت یک جریان جانبی<sup>۲</sup> از هدر اصلی فلر طراحی شود. جریان اصلی فلر نباید از ضربه گیر یا لوله کشی مکش هیچگونه کمپرسوری عبور کند. اتصال خط جریان به سمت سیستم بازیابی گاز فلر<sup>۳</sup> بهتر است در بالای خط اصلی فلر تعبیه شود تا امکان ورود مایع را به حداقل برساند.

تمهیداتی نیز باید برای اطمینان از وجود یک فشار مثبت بر روی سیستم بازیابی گاز فلر در نظر گرفته شود. شکل ۳۰ روش هایی را برای در نظر گرفتن این قضیه در حالیکه یک مسیر باز قابل اطمینان به سمت فلر حفظ شود، نشان می دهد.



شکل ۳-۱۲ فشار ورودی سیستم بازیابی گاز فلر (API 521)

الف) سیستم ترجیحی: آب بند آبی، ب) سیستم جایگزین ۱، ج) سیستم جایگزین ۲

<sup>1</sup> Flare tie-in

<sup>2</sup> side stream

<sup>3</sup> Tie-in line to FGRS

۳-۸-۳-۲- مثبت ترین و ارجح ترین روش برای جلوگیری از ورود هوا، نصب یک مخزن آب بند آبی<sup>۱</sup> بین درام ضربه گیر فلر و خود فلر می باشد. آب بند یک فشار معکوس جزئی<sup>۲</sup> نسبتاً ثابت روی هدر اصلی فلر ایجاد کرده و یک محدوده کنترل محدود، اما معمولاً کافی، برای سیستم کنترل بازیابی گاز فلر فراهم می کند. آب بند آبی باید به گونه ای طراحی شود که در فشار بالاتری از فشاری که سیستم بازیابی گاز فلر برای عملکرد در آن طراحی شده است، کار کند. در دبی های تخلیه بالاتر، گاز فلر از طریق آب بند به سمت فلر جریان یافته و تخلیه می گردد. مقررات طراحی باید انجام شود تا؛ سطح آب بند<sup>۳</sup> (ثابت) نگه داشته شود، از حمل آب آب بند به فلر در زمان اتفاق افتادن نرخ های بالای فلرینگ جلوگیری شود و از یخ زدگی<sup>۴</sup> آب بند جلوگیری شود. **پیوست الف - ۱** را به عنوان یک نمونه طراحی مخزن آب بند ببینید.

۳-۸-۳-۳- اگر نیازهای فرآیندی به گونه ای باشند که محدوده های عملکردی باریک ارائه شده بوسیله آب بندهای آبی قابل قبول نباشند، روش جایگزین استفاده از یک شیر کنترل Fail-open برای تنظیم فشار ساکشن سیستم بازیابی گاز فلر می باشد. یک مسیر مثبت به سمت فلر، بوسیله نصب یک شیر تخلیه فشار<sup>۵</sup> فشار-پائین، عملکرد-پیلوتی<sup>۶</sup> ظرفیت بالا در نزدیکی شیر کنترل، فراهم می گردد. مسیر دریافت پیلوت شیر تخلیه فشار باید به یک گاز تخلیه تمیز و یک ممانعت کننده از جریان برگشتی<sup>۷</sup> مجهز گردد. سائز شیرهای کنترل و تخلیه فشار می تواند بسیار بزرگ باشد. سیستم هدر فلر نیز باید به منظور تصدیق اینکه فشار برگشتی<sup>۸</sup> ایجاد شده بوسیله دستگاه تخلیه فشار (فرض اینکه شیر کنترل بسته است) در بار کامل هدر شامل فشارهای برگشتی غیرقابل قبول روی دستگاه هایی که در واحدهای فرآیندی مختلف به هدرها تخلیه می کنند نمی باشد، مورد مطالعه قرار گیرد.

جایگزینی برای استفاده از یک شیر تخلیه فشار، نصب دستگاه های غیر مجددا بسته شونده<sup>۹</sup> از قبیل دیسک های پاره شونده یا تجهیزات پین-ترمزی<sup>۱۰</sup> می باشد. نصب این تجهیزات نیز باید به دقت مورد بررسی قرار گیرد تا اطمینان حاصل گردد که دستگاه ها در زمان مورد نیاز، در کمترین فشار ممکن، به درستی کار می کنند و اینکه سبب فشارهای برگشتی غیرقابل قبول نمی شوند. تحلیلی باید صورت پذیرد تا از این الزامات اطمینان حاصل گردد.

۳-۸-۳-۴- اگر استفاده از یک شیر کنترل در خط فلر به منظور تنظیم فشار مکش سیستم بازیابی گاز فلر ضروری باشد، این شیر کنترل باید از نوع طراحی fail-open بوده و مجهز به قفلی<sup>۱۱</sup> باشد که در مواقع بروز

<sup>1</sup> Waterseal vessel (seal-drum)

<sup>2</sup> Low back pressure

<sup>3</sup> Seal level

<sup>4</sup> Seal freeze-up

<sup>5</sup> pressure-relief valve

<sup>6</sup> pilot-operated

<sup>7</sup> backflow preventer

<sup>8</sup> back pressures

<sup>9</sup> non-reclosing devices

<sup>10</sup> breaking-pin devices

<sup>11</sup> interlocked



فشار هدری بالاتر از حد نرمال، مقدار زیاد اکسیژن یا زمانی که کمپرسورها<sup>۱</sup> بی بار یا متوقف هستند، به طور کامل باز شود. این قفل ها جایگزینی برای مسیر مثبت<sup>۲</sup> (به سمت فلر) در اطراف شیر کنترل که در بخش های پیش توضیح داده شد نمی باشند.

### ۳-۸-۴- ممانعت از برگشت جریان<sup>۳</sup>

تمهیداتی باید اندیشیده شود تا از برگشت جریان هوا از فلر به داخل سیستم بازیابی ممانعت شود. تمام کمپرسورها باید با سیستم های کنترلی قطع کننده در فشار مکش پائین<sup>۴</sup> با قابلیت اطمینان بسیار بالا مجهز شوند. تمهیداتی نیز باید در مورد نصب تجهیزات ابزار دقیق اضافی در قسمت هدر اصلی بین فلر و خروجی مکش کمپرسور به منظور تشخیص جریان برگشتی و قطع خودکار سیستم اندیشیده شود.

### ۳-۸-۵- کنترل سیستم بازیابی گاز فلر

اولین پارامتر کنترلی واحد بازیابی گاز فلر، فشار سیستم فلر می باشد. یک سیستم کنترل فشار روی خط فلر ورودی به سیستم FGR نصب می شود که روی یک مقدار خاص که مورد نیاز برای عملکرد سیستم FGR است تنظیم می شود. فشار خط فلر اندازه گیری شده به این سیستم کنترلی ارسال می شود و زمانی که لازم باشد (فشار خط فلر کمتر از مقدار تنظیم شده باشد) این سیستم کنترلی به سیستم متراکم سازی فرمان داده و آن را وارد مدار می کند (حال کمپرسور یا ...).

۳-۸-۵-۱- سیستم های بازیابی گاز فلر در رنج های گسترده ای، اغلب در محدوده های فشار مکش بسیار کوچک کار می کنند. یک سیستم نمونه می تواند تحت محدوده فشار مکشی از  $0.5^{kPa}$  تا  $1.2^{kPa}$  (2 in H<sub>2</sub>O تا 5 in H<sub>2</sub>O) تا  $2.5^{kPa}$  تا  $3^{kPa}$  (10 in H<sub>2</sub>O تا 12 in H<sub>2</sub>O) کار کند. کمپرسورهای سیستم بازیابی گاز فلر باید با چندین مرحله تخلیه و یک شیر برگشت دهنده کمپرسور<sup>۵</sup> مجهز شوند. فشار مکش بوسیله کنترل فشار یک شیر برگشت دهنده، با بارگیری و تخلیه اضافی کمپرسور هنگامی که محدودیت باز شدن و یا بسته شدن شیر و یا فشار مکش رسیده باشد، حفظ می شود. معمولاً، سیستم های کنترلی روی بارگیری و تخلیه پی در پی کمپرسور تنظیم می شوند.

۳-۸-۵-۲- امکان وجود مقدار قابل توجهی مایع در سیستم های فلر معمولاً بسیار بالاست. باید برای کمپرسورها مخازن ضربه گیر<sup>۶</sup> با سیستم قطع خودکار کمپرسور در سطح بالای مکش مخزن<sup>۷</sup> نصب شوند. سیستم های محافظت مکانیکی دیگری نیز ممکن است برای کمپرسورها مورد نیاز باشد. این سیستم ها نیز می توانند کمپرسورها را قطع و یا فقط تخلیه کنند. برای راهنمایی بیشتر در مورد محافظت از کمپرسور به ISO 13707 مراجعه شود (معادل استاندارد API Std 618).

<sup>1</sup> unloaded

<sup>2</sup> positive path

<sup>3</sup> Back flow protection

<sup>4</sup> Low-suction-pressure shutdown controls

<sup>5</sup> Compressor-recycle valve

<sup>6</sup> Liquid-knockout vessels

<sup>7</sup> High suction-drum levels

## فصل چهارم: بیان دقیق روش‌ها و نتایج آنها

به طور کلی در فرآیند بازیافت گازهای ارسالی به فلر (مشعل) چندین حالت بررسی داریم:

۱- پالایشگاه‌ها (نمونه موردی، تهران)

۲- سکوها (سکوی سلمان)

که در این فصل با توجه به اقتضاء موضوع، هردو مورد به تفصیل بحث شده و روشهای مورد استفاده بیان خواهند شد.

#### ۴-۱- پالایشگاه‌ها:

در پالایشگاه‌ها چون گاز فلر، درصد متان پایین‌تری را داراست، اگر قصد تولید برق از آن را داشته باشیم، همانطور که در ادامه خواهید دید، گاز مورد نظر به شیرین‌سازی احتیاج دارد و با توجه به وجود واحدهای شیرین‌سازی مثل برج آمین و... در یک پالایشگاه هزینه خریداری و نصب این واحدها حذف می‌شود و تنها هزینه مطرح، هزینه لوله کشی و برگشت گاز به واحد شیرین‌سازی می‌باشد. در پالایشگاه‌ها گزینه‌های مورد بحث پژوهش پیش رو گسترده تر خواهد شد، زیرا گاز مورد استفاده را می‌توان به عنوان خوراک دیگر واحدها و یا سوخت واحدها و ... مورد استفاده قرار داد. سناریوی مذکور موارد مورد بحث زیادی را در بر می‌گیرد، بدان پرداخته می‌شود.

#### ۴-۲- پالایشگاه (پالایشگاه شماره ۲ تهران)

##### ۴-۲-۱- اطلاعات جغرافیایی و آب و هوایی محل سایت

(۱) ارتفاع از سطح دریا: ارتفاع محل واحد تقریباً ۱۰۲۷ متر بالای سطح دریا می‌باشد.

(۲) فشار اتمسفریک: فشار جو  $13^{PSIA}$  می‌باشد.

(۳) داده های آب و هوایی محیط: به شرح زیر می‌باشند:

- حداکثر دمای محیط:  $+48$  درجه سانتیگراد

- حداقل دمای محیط:  $-18$  درجه سانتیگراد

- دمای طراحی برای سرمازدائی:  $-12$  درجه سانتیگراد

- در ارتفاع بالای  $30$  متر:  $100 \frac{kg}{m^2}$

##### ۴-۲-۲- سرویس های جانبی<sup>۱</sup> مورد نیاز سایت

در این بخش مشخصات کلیه نیازهای جانبی فرآیندهای پالایشگاه اعم از برق، بخار، سوخت، هوای ابزار دقیق و سایر سرویس های جانبی مورد نیاز کلیه واحدهای سایت شناسایی می‌گردند تا هم بتوان سیکلی کاربردی طراحی نمود و هم در مرحله ی سناریو پردازی جهت استفاده از گازهای بازیابی شده، بتوان تصمیماتی بهینه اتخاذ نمود. این سرویس های جانبی در جداول زیر ارائه شده اند.

<sup>1</sup> Utility

جدول ۱-۴ توان الکتریکی مورد نیاز

Service	Horse Power Range		Voltage (Volt)	Phase	Freq. (Hz)	Consumption (kW)
	From	To				
Motors	0	1/4	220	1	50	Not Available
	1/4	200	380	3	50	Not Available
	201	And Over	6000	3	50	Not Available
Instruments			110 AC	1	50	Not Available
Instruments			220 AC	1	50	Not Available
Lighting Distribution			380	3	50	Not Available
Lighting Fixtures			220	1	50	Not Available

جدول ۲-۴ مشخصات شبکه بخار مصرفی؛ سطوح فشاری و دمایی و میزان مصرف

Condition		Value		
		Norm.	Max.	Min.
H.P	Temp. @ B.L (°F)	700	750	670
	Pres. @ B.L (psig)	600	685	570
M.P	Temp. @ B.L (°F)	545	720	416
	Pres. @ B.L (psig)	290	325	280
L.P	Temp. @ B.L (°F)	425	505	303
	Pres. @ B.L (psig)	60	75	50

جدول ۳-۴ کندانسیت

Condition		Value		
		Norm.	Max.	Min.
Hot Condensate	Temp. @ B.L (°F)	271	296	256
	Pres. @ B.L (psig)	30	50	20
Cold Condensate	Temp. @ B.L (°F)	125	125	125
	Pres. @ B.L (psig)	50	60	20

جدول ۴-۴ مشخصات هوای ابزار دقیق

Condition	Value
Supply Temp. (°F)	100
Supply Pres. @ B.L (psig)	100
Dew Point (°F)	0

جدول ۵-۴ آب خنک کننده

Condition	Value
Supply Temp. (°F)	85
Supply Pres. @ B.L (psig)	65 (Norm.)
Return Temp. (°F)	120 (Max.)
Return Pres. @ B.L (psig)	30 (Norm.)

جدول ۴-۶ نیتروژن

Specification	Value
Supply Temp. (°F)	100
Supply Pres. @ B.L (psig)	100
Composition:	
N <sub>2</sub> (Mol%)	99.5 (min.)
CO (Molal ppm)	20 (max.)
CO <sub>2</sub> (Molal ppm)	20 (max.)
Chlorine & Chlorides (Molal ppm)	20 (max.)
Carbon Compound (Molal ppm)	15 (max.)
O <sub>2</sub> (ppm)	100 (max.)
H <sub>2</sub> (ppm)	5000 (max.)

#### ۴-۲-۳- سوخت های مصرفی در پالایشگاه

از آنجایی که یکی از کاربردی ترین و اقتصادی ترین راهکارهای ارائه شده جهت بازیابی گازهای ارسالی به فلر، استفاده از این گازها به عنوان سوخت یا افزودن آنها به شبکه سوخت های موجود در واحد می باشد، لذا در این بخش به معرفی و ارائه مشخصات انواع سوخت های مصرفی در پالایشگاه تهران و مشخصات و خصوصیات شبکه توزیع این سوخت ها پرداخته شده است. معمولاً سوخت ها در پالایشگاه به دو صورت مایع و گازی می باشند.

#### ۴-۲-۳-۱- سوخت گازی

معمول ترین سوخت گازی پالایشگاه، گازهای تولید شده در دستگاه های مختلف پالایش است که همگی در مخزن سوخت گازی<sup>۱</sup> جمع شده و از آنجا به کوره های مختلف فرستاده می شود. جمع شدن گازهای پالایشگاه در یک مخزن این خاصیت را در بر دارد که؛ اولاً وزن مخصوص گازهایی که به کوره های مختلف می روند تقریباً یکسان بوده، ثانیاً مقدار حرارتی که از یک کیلوگرم سوخت بدست می آید، به دلیل اختلاط انواع گازهای تولید شده در پالایشگاه، تقریباً در تمام کوره ها یکسان است.

جدول ۴-۷ مشخصات سوخت گازی مصرفی در پالایشگاه تهران

<sup>1</sup> Fuel gas mixing drum

Fuel Gas مشخصات											
فشار (psig)						45-55					
دما (°F)						45-100					
H <sub>2</sub> S	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	IC <sub>4</sub>	NC <sub>4</sub>	IC <sub>5</sub>	NC <sub>5</sub>	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
200	74.8	5.3	3.9	0.6	0.6	0.1	0.1	11.9	0.5	2.1	0.1
150	53.3	7.7	7.8	2.2	2.7	0.4	0.2	24	0.4	1.3	0
100	63.2	7.5	6.6	1.9	2.5	0.4	0.3	14.5	1.1	2	0
300	67.2	6.1	4.2	1.3	1.3	0.2	0.1	17	0.6	2	0
170	77	2.6	1.6	0.5	0.5	0.2	0.1	15	0.1	1.7	0.4
80	53.5	6.3	0.4	0.9	1.3	0.3	0.2	32.3	0.1	0.9	0.9
300	71.2	4.1	3.3	0.9	0.7	0.1	0	16.2	0.4	3.1	0

جدول ۴-۸ مشخصات گاز طبیعی دریافتی از شبکه

Natural Gas مشخصات	
فشار (psig)	350-1000
دما (°F)	38-80
ترکیبات متوسط	
C <sub>1</sub>	0.916
C <sub>2</sub>	0.04
C <sub>3</sub>	0.013
IC <sub>4</sub>	0.003
NC <sub>4</sub>	0.003
IC <sub>5</sub>	0.001
NC <sub>5</sub>	0.001
O <sub>2</sub>	0.008
N <sub>2</sub>	0.005
CO <sub>2</sub>	0.01
Z Factor	0.9946
Cp/Cv	1.296

نوع دیگر سوخت گازی که وارد پالایشگاه می گردد، گاز طبیعی می باشد. قسمت اعظم ترکیبات این گاز را متان تشکیل می دهد که سوختی بسیار مناسب ولی با قیمتی گران است. گاز دیگری که در مواقع موقت می تواند به عنوان سوخت گازی پالایشگاه مورد استفاده قرار گیرد، مخلوطی از پروپان و بوتان است. البته این گاز بایستی موقعی مورد استفاده قرار گیرد که گاز پالایشگاه و یا گاز طبیعی در دسترس نباشد. مخلوط پروپان و بوتان<sup>۱</sup> که به LPG مرسوم است، سوختی بسیار مناسب با ارزش حرارتی بالا می باشد که سوزاندن آن گران تمام می شود و می توان از آن در مصارف تجاری، ذخیره سازی، صادرات و خوراک واحدهای پالایشگاهی

<sup>1</sup> Liquefied Petroleum Gas

استفاده نمود. این مخلوط در پالایشگاه در مواقع راه اندازی دستگاه ها و در مواقع ضروری که سوخت دیگری در دسترس نباشد مصرف می گردد.

با توجه به استانداردهای احتراقی موجود در پالایشگاه تهران جهت تجهیزات صنعت نفت، مقدار مجاز  $H_2S$  در سوخت گازی پالایشگاه تهران  $50 \text{ ppm}$  می باشد. این مقدار در مواقع بسیار خاص و ضروری، به شکل موقت می تواند رعایت نگردد. به عنوان مثال گازهای سوختی ترش واحدها که به واحد آمین ارسال می گردند، در صورت Trip کردن واحد آمین از مسیر جایگزین مستقیماً به شبکه سوخت گازی مصرفی فرستاده می شوند که سبب دود کردن کوره ها می شود.

#### ۴-۳- تعیین مشخصات گازهای ارسالی به فلر در پالایشگاه تهران

تعیین ترکیب گازهای ارسالی به فلر، اندازه گیری شدت جریان گازهای ارسالی و نیز ثبت داده های آماری از میزان تغییرات و دامنه نوسان ترکیب و شدت جریان این گازها، جهت بررسی سامانه فلر ضروری می باشد. در این بخش نتایج نمونه برداری ها و آزمایشات انجام شده بر روی گازها، اندازه گیری ها، محاسبات انجام شده و جمع آوری اطلاعات از گازهای ارسالی به فلر پالایشگاه تهران ارائه شده است. در ابتدا لازم است به شرح مفهوم تولید ضایعات و موازنه مواد ورودی و محصولات خروجی از پالایشگاه تهران پرداخته شود.

#### ۴-۳-۱- تعیین آنالیز<sup>۱</sup> گازهای ارسالی به فلر

آگاهی از آنالیز (ترکیب) گازهای ارسالی به فلر در واحد صنعتی مورد مطالعه، به منظور برقراری موازنه جرم و انرژی در آن واحد و نیز برنامه ریزی صحیح و بهینه جهت طراحی و اجرای سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر، امری ضروری می باشد.

از آنجایی که تغییرات ترکیب گاز وابسته به عملکرد واحد می باشد و هدف تعیین شدت جریان دائمی گاز می باشد، لذا باید در چندین نوبت در طول یک دوره زمانی مشخص از گاز ارسالی به مشعل در بالای ظرف مایع گیر نمونه گیری شود (در مرجع [۱۵] تعداد ۳۵ مرتبه نمونه گیری در طی دوره زمانی ۱۸ ماه توصیه شده و پیشنهاد گردیده که این نمونه برداری ها به صورت تصادفی و پراکنده در شیفت های متفاوت، روزهای مختلف هفته و زمان های متفاوت باشد). نمونه ها با استفاده از دستگاه کروماتوگرافی گاز آنالیز شده و درصد ترکیباتشان با دقت خوبی تعیین خواهد شد.

جهت تعیین ترکیب گازهای ارسالی به فلر در پالایشگاه تهران، به دلیل محدودیت های موجود، از گازهای ارسالی به فلر پالایشگاه شمالی، ۶ بار نمونه گیری در ۶ روز مختلف انجام گردید، نتایج آزمایشات تعیین ترکیب نمونه ها توسط آزمایشگاه پالایشگاه تهران در جدول ۲۱ ارائه گردیده است.

<sup>1</sup> Composition

در میان نتایج ارائه شده در جدول ۲۱، نمونه برداری مورخ ۸۹/۱۰/۲۹ در زمان تعمیرات اساسی تعدادی از واحدها (نظیر آمین و آب ترش) انجام گردیده و لذا نتایج آن قابل تعمیم به شرایط نرمال پالایشگاه نبوده و از داده های موجود حذف می گردد.

جدول ۴-۹ نتایج آنالیز نمونه های گرفته شده از گازهای ارسالی به فلر در پالایشگاه تهران

Typical Composition of Flare Gas (mol%)						
نمونه	مورخ ۸۹/۱۰/۲۹	مورخ ۹۰/۲/۲۱	مورخ ۹۰/۲/۲۸	مورخ ۹۰/۲/۳۱	مورخ ۹۰/۳/۱۲	مورخ ۹۰/۳/۲۶
Unit (Analysis)	Flare Gas	Flare Gas	Flare Gas	Flare Gas	Flare Gas	Flare Gas
C1	3.41	9.0	10.7	7.2	28.6	40.3
C2	6.38	2.5	10.3	9.4	7	17
C3	18.01	4.0	16.5	18	6.3	18
IC4	12.39	1.7	4.9	4.4	2.4	5.3
NC4	15.99	1.9	9.3	9.7	3.2	5.2
IC5	31.7	2.6	2.4	2.4	1.3	0.6
NC5	0	1.4	1.8	2.0	0	0.3
IC6	0	0	1.2	0.5	0.2	0.2
NC6	0	0	0	0	0.6	0
H <sub>2</sub> S	11.45	1	2.5	2	4.6	4
H <sub>2</sub>	0.47	73.6	36.2	24	45.1	4.7
H <sub>2</sub> O	0.2	0	0	0	0	0.2
Mercaptans (R-SH)	0	0	0	0	0	0
TOTAL	100	97.7	95.8	79.6	99.3	95.8
O <sub>2</sub>	0	0.9	0.8	3.8	0.2	0.9
N <sub>2</sub>	0	1.4	3.4	16.6	0.5	3.3
CO						
CO <sub>2</sub>						

به دلیل تغییرات ترکیب گاز ورودی به مشعل و اثر مستقیم آن در محاسبه ارزش حرارتی گاز، باید با توجه به چگونگی تغییرات، یک مقدار متوسط محاسبه نمود که نشان دهنده ترکیب واقعی گاز ارسالی به مشعل بوده و خطای آن قابل محاسبه باشد.

به منظور تعیین ترکیب متوسط گاز ورودی به مشعل، کمترین و بیشترین مقدار هر جز موجود در مخلوط گازی از بین مقادیر ثبت شده در مدت زمان اندازه گیری ها که نشان دهنده محدوده تغییرات ترکیب گاز می باشد در نظر گرفته خواهد شد. ترکیب متوسط گاز در جدول ۲۲ ارائه شده است.



مطابق نتایج ارائه شده در جدول ۲۷، عمده گازهای ارسالی به فلر و نیز ترکیبات نامطلوب نظیر  $H_2S$  و  $H_2$  از واحدهای ایزوماکس<sup>۱</sup>، تقطیر، تبدیل کاتالیستی، آب ترش و غلظت شکن<sup>۲</sup> می باشد. جدول ۴-۱۰ ترکیب متوسط گازهای ارسالی به مشعل پالایشگاه شمالی تهران

جزء	کمترین مقدار	بیشترین مقدار	درصد مولی میانگین
C1	7.2	40.3	19.16
C2	2.5	17	9.24
C3	4	18	12.56
IC4	1.7	5.3	3.74
NC4	1.9	9.7	5.86
IC5	0.6	2.6	1.86
NC5	0	2.0	1.10
IC6	0	1.2	0.42
NC6	0	0.6	0.12
$H_2S$	1	4.6	2.82
$H_2$	4.7	73.6	36.72
$H_2O$	0	0.2	0.04
Mercaptans (R-SH)	0	0	0
$O_2$	0.2	3.8	1.32
$N_2$	0.5	16.6	5.04
SP.Gr			
M. W.			
DENSITY			

#### ۴-۳-۲- تعیین دبی جریان گازهای ارسالی به فلر

جهت اندازه گیری شدت جریان گازهای فلر، استفاده از دستگاه های اندازه گیری ماوراء صوت<sup>۳</sup> که در لوله اصلی نصب می شوند ضروری است. این امر متاسفانه در واحدهای فرآیندی ایران انجام نشده است و استفاده از دستگاه های اندازه گیری ماوراء صوت قابل حمل<sup>۴</sup> شدت جریان بدلیل محدودیت های فشار کاری نیز در این شرائط عملی نمی باشد. لذا در این بررسی و بررسی های مشابه باید از اندازه گیری غیر مستقیم استفاده نمود و برای افزایش اطمینان و دقت اندازه گیری ها، این امر باید به چند روش انجام گردد. [۳۸]

محدودیت ها و عوامل ایجاد مشکل زیادی در اندازه گیری دبی جریان گازهای ارسالی به فلر وجود دارد، مهمترین این مسائل عبارتند از:

<sup>1</sup> Hydro-Cracker

<sup>2</sup> Visbreaker

<sup>3</sup> Ultrasonic

<sup>4</sup> Portable

- تغییرات پیوسته آنالیز جریان گاز ارسالی به فلر
- بالا بودن سرعت گاز در محدوده اندازه گیری
- بالا بودن قطر خط لوله
- امکان وجود ترکیبات اسیدی مضر نظیر سولفید هیدروژن، دی اکسید کربن، واکس و میعانات در گاز ورودی
- تغییرات پیش بینی نشده فشار خط
- پائین بودن فشار خط

دبی سنج های توربینی، حرارتی، اختلاف فشار و ماوراء صوت برای اندازه گیری دبی وجود دارد که هر کدام مزایا و معایبی برای اندازه گیری دبی گاز ورودی به مشعل دارند. در جدول ۲۵ مقایسه بین ابزار های مختلف ارائه شده است.

جدول ۴-۱۱ قابلیت ابزار های گوناگون برای اندازه گیری شدت جریان گاز

دقت بالا در سرعت های پایین	دقت بالا در سرعت های زیاد	دقت بالا در لوله هایی با قطر زیاد	ابزار های اندازه گیری
√	×	×	دبی سنج حرارتی
×	×	×	دبی سنج اختلاف فشار
×	×	×	دبی سنج توربینی
√	√	√	دبی سنج ماوراء صوت
عدم حساسیت به تغییرات ترکیب گاز	عدم حساسیت به وجود ترکیبات اضافی در جریان گاز	Turndown بالا بودن	ابزار های اندازه گیری
×	×	√	دبی سنج حرارتی
-	×	×	دبی سنج اختلاف فشار
-	×	×	دبی سنج توربینی
√	√	√	دبی سنج ماوراء صوت

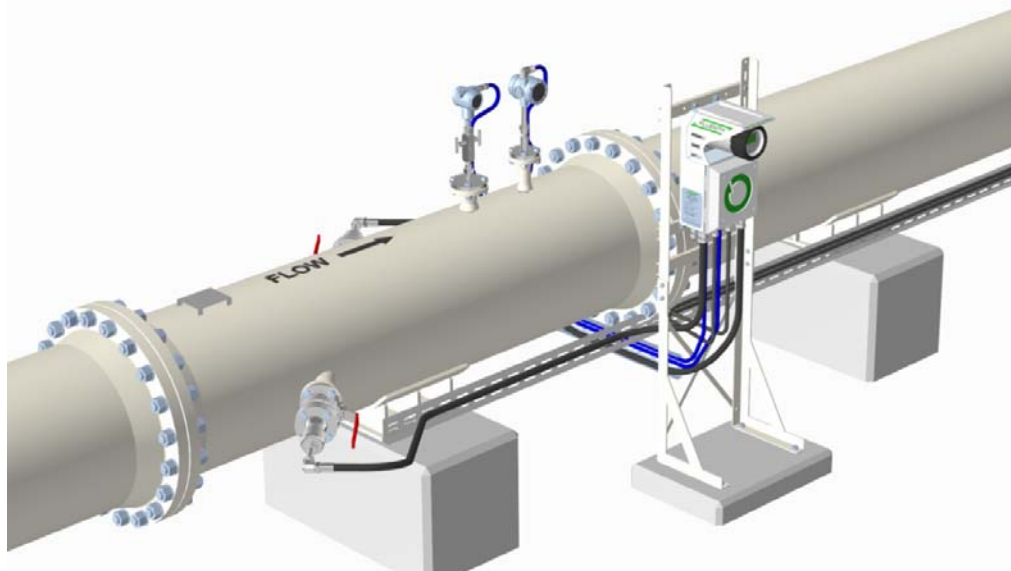
از مقایسه بین ابزار های گوناگون در جدول ۲۵ مشخص می شود که ابزار اندازه گیری مافوق صوت برای اندازه گیری شدت جریان گاز ورودی به مشعل ابزار مناسبی می باشد. این ابزار به دو شیوه زیر استفاده می شود:

- نصب در لوله به شکل ثابت

- قابل حمل و اندازه گیری از بیرون لوله

دبی سنج های ماوراء صوت از نوع قابل حمل و اندازه گیری از بیرون لوله دارای محدوده عملکردی برای گاز های حاوی بخار، متان و ترکیبات هیدروکربنی دیگر، در فشار های بالاتر از ۴ بار در لوله های استیل می باشند و ترجیحا جواب های خوبی برای فشار های بالاتر از ۱۰ بار دارند که این مقدار وابستگی به وزن مولکولی گاز و خواص آن دارد. از آنجایی که در شرایط عادی عملکرد واحدهای دارای فلرینگ، فشار گاز در سامانه مشعل حدود ۱ بار می باشد، این ابزار ها از دقت کافی برخوردار نبوده و برای اندازه گیری دبی گازهای ورودی به مشعل مناسب نمی باشند.

با توجه به دلایل مذکور، از میان دبی سنج های مختلف (توربینی، حرارتی، اختلاف فشار و ماوراء صوت) برای اندازه گیری شدت جریان گاز ورودی به مشعل، تنها دبی سنج ماورا صوت در حالت نصب در لوله به شکل ثابت ابزار مناسبی می باشد. این نوع دبی سنج ماوراء صوت، ابزار بسیار خوبی برای اندازه گیری شدت جریان گاز می باشد. تنها دقت آن در سرعت های پایین کم می باشد، در غیر این صورت این ابزار دقت بسیار بالایی در اندازه گیری شدت جریان گاز دارد و سفارش می شود که برای اندازه گیری دبی گاز از آن استفاده نمود. امروزه سامانه های مشعل های بسیاری از واحدهای پتروشیمی و پالایشگاه ها در دنیا مجهز به دستگاه ماوراء صوت می باشند، و تقریباً نصب آن به صورت اجباری می باشد. در نتیجه کلیه واحدهایی که مجهز به سیستم مشعل می باشند، باید به شکل پیوسته میزان و ترکیبات گاز ورودی به مشعل را برای برآورد مسائل زیست محیطی به صورت مستقیم با استفاده از این دستگاه ها اندازه گیری و پایش کنند.



شکل ۴-۱ نصب یک نمونه دبی سنج آلتراسونیک ثابت روی خط لوله اصلی فلر

با توجه به مسائل مطرح شده در مورد اندازه گیری شدت جریان گاز ورودی به مشعل، و عدم امکان نصب دبی سنج ماورا صوت در لوله اصلی فلر، روش غیر مستقیم جهت تعیین دبی گاز ورودی به مشعل پیشنهاد می گردد.

در روش غیر مستقیم با داشتن اطلاعات و داده های موجود در بالا دست یا پایین دست جریان و استفاده از معادلات معتبر و یا شبیه سازی، اطلاعات مورد نظر بدست می آید. نکته ای که در اینجا قابل توجه است دقت داده های بدست آمده از روش غیر مستقیم می باشد. به همین خاطر نمی توان فقط به یک روش تکیه نمود و برای اطمینان از صحت داده ها از چند روش و در شرایط یکسان استفاده نموده تا با مقایسه نتایج از درستی داده ها اطمینان حاصل نمود.

چهار روش متفاوت برای اندازه گیری دبی گاز ارسالی به مشعل پیشنهاد می گردد که به شرح ذیل می باشند:

### ۱) تعیین دبی گاز با استفاده از ترکیب مولکولی گاز ارسالی به مشعل

با معلوم بودن ترکیب اجزای موجود در گاز می توان دبی اجزا را تعیین نمود. اگر فرض شود که در یک مخلوط گازی  $n$  جزء موجود باشد، رابطه زیر بین جزء مولی اجزای مختلف برقرار است:

$$\sum_{i=1}^n y_i = 1 \quad (1-5)$$

ترکیب گاز ورودی به مشعل در زمان های مختلف اندازه گیری می شود. از نتایج آزمایشات انجام شده بر نمونه های گاز ارسالی به مشعل درصد مولی اجزای موجود در مخلوط گازی تعیین می شود. دبی کل گاز نیز با معلوم بودن دبی یکی از اجزا (به عنوان نمونه دبی هیدروژن ورودی به مشعل) و با استفاده از معادله زیر محاسبه می گردد:

$$m_T = \sum_{i=1}^n m_i = \frac{m_i}{y_i'} \quad (2-5)$$

### ۲) تعیین دبی گاز با استفاده از میزان باز بودن شیر های کنترل جریان گاز واقع در بالای ظرف آب

بند

شدت جریان گاز یا بخار عبوری از یک شیر توسط معادله ذیل محاسبه می شود:

$$W = C_V N_8 F_P P_1 Y \sqrt{\frac{XM}{T_1 Z}} \quad (3-5)$$

که در آن  $W$  شدت جریان جرمی،  $Y$  ضریب انبساط،  $C_V$  ضریب شدت جریان،  $N_8$  ثابت معادله،  $X$  نسبت افت فشار به فشار ورودی،  $F_P$  ضریب هندسی خط لوله،  $M$  وزن مولکولی،  $T_1$  دمای بالادست جریان،  $P_1$  فشار بالا دست جریان و  $C_V$  ضریب شدت جریان شیر می باشد.

ضریب هندسی خط لوله از معادله زیر محاسبه می شود، که در آن  $N_2$  ثابت معادله و  $d$  قطر اسمی شیر می باشد:

$$F_P = \left[ 1 + \frac{\sum K}{N_2} \left( \frac{C_V}{d^2} \right)^2 \right]^{-1/2} \quad (4-5)$$

ضریب انبساط از معادله زیر محاسبه شده که در آن  $X_T$  ثابت می باشد.

$$Y = 1 - \frac{X}{3F_k X_T} \quad (5-5)$$

نسبت گرمای ویژه روی شدت جریان عبوری از شیر برای سیالات تراکم پذیر تاثیر گذار است. ضریب  $F_k$  برای در نظر گرفتن این اثر محاسبه می شود، که نسبت گرمای ویژه به ۱،۴ می باشد.

از آنجایی که در مسیر گاز ورودی به مشعل روی ظرف آب بند شیر کنترلی وجود دارد، با استفاده از مقادیر درصد باز بودن شیر در زمان های مختلف می توان دبی را با استفاده از روابط موجود محاسبه نمود.

### ۳) تعیین دبی گاز با استفاده از شبیه سازی جریان گاز عبوری از خط لوله بین ظرف مایع گیر و آب بند گاز

به کمک نرم افزار شبیه ساز HYSYS مربوط به شبکه جریان گازهای ارسال شده از واحدهای فرآیندی مختلف به سیستم فلر، شدت جریان گاز عبوری از خط لوله با معلوم بودن دما، فشار و ترکیب گاز تعیین می شود. برای شبیه سازی خط لوله مشخصات هندسی خط لوله و جنس آن مشخص بوده و از افت فشار در طول خط (با در نظر گرفتن بخشی از خط لوله) دبی عبوری از خط لوله محاسبه می شود. در این روش دبی گاز ارسالی به مشعل از افت فشار موجود در خط لوله بین ظرف مایع گیر و ظرف آب بند و با استفاده از نرم افزار شبیه ساز محاسبه می شود.

### ۴) محاسبات تعیین دبی گاز با استفاده از میزان بخار مورد نیاز

میزان بخار مصرفی در فلر تابع ترکیب گازهای ارسالی به فلر، سرعت بخار و قطر دهانه فلر می باشد. به صورت نوعی به ازای هر پوند گاز فلر، ۰/۱ تا ۰/۶ پوند بخار مورد نیاز می باشد. نسبت بخار به گاز مورد نیاز معمولاً با استفاده از وزن مولکولی گاز، نسبت کربن به هیدروژن گاز و یا بر اساس اینکه گاز اشباع و یا غیر اشباع است تخمین زده می شود. در یک پالایشگاه نمونه، متوسط بخار مصرفی ۰/۲۵ پوند به ازای هر پوند گاز فلر می باشد.

با بررسی اطلاعات و مشخصات در نظر گرفته شده جهت طراحی فلر و متوسط بخار مصرفی در نظر گرفته شده به ازای هر پوند گاز فلر، و همچنین تعیین دبی بخار مصرف شده از روی در صد باز بودن شیر کنترل بخار ارسالی به مشعل، می توان تخمینی از میزان گازهای ارسال شده به فلر ارائه نمود.

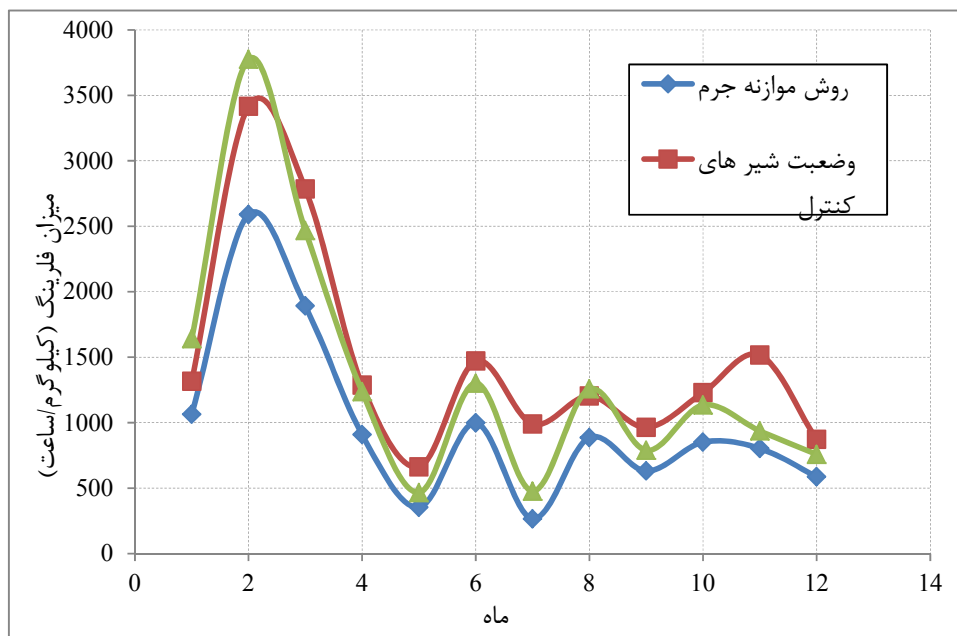
### ۵) محاسبات تعیین دبی گاز با استفاده از روش موازنه جرم در واحد

با توجه به متدلوژی تشریح شده ، می توان میزان مجموع ضایعات مجاز و غیر مجاز ارسالی به فلر را با استفاده از موازنه جرم میان مواد ورودی و محصولات خروجی از پالایشگاه در بازه های زمانی معین، مثلا طی یک ماه، محاسبه نمود.

داده های تجربی ذیل بایستی جهت انجام محاسبات مذکور به منظور تعیین و محاسبه شدت جریان گاز ورودی به فلر، در دوره های زمانی مشخص جمع آوری گردند:

- فشار بالای ظرف آب بند مایع از روی فشار سنج نصب شده
- در صد باز بودن شیرهای کنترل گاز ارسالی به مشعل روی خطوط مختلف ارسالی به مشعل
- در صد باز بودن شیر کنترل بخار ارسالی به مشعل
- دبی یک نوع گاز مشخص (مثل هیدروژن) ارسالی به مشعل از روی دبی سنج
- فشار بالای ظرف مایع گیر (ظرف تخلیه جریان های گرم در صورت وجود) [70].

میزان دبی گاز ورودی به فلر شمالی پالایشگاه تهران با استفاده از سه روش؛ ترکیب مولکولی گاز، وضعیت شیر های کنترل جریان گاز در فلر و روش موازنه جرم در واحد محاسبه شده است.



شکل ۴-۲ مقایسه میان مقادیر محاسبه شده دبی گازهای فلر پالایشگاه شمالی تهران توسط روش های مختلف.

مقادیر متوسط دبی ورودی به فلر، خطای متوسط و حداکثر خطا در محاسبات از سه روش در جدول ۲۶ ارائه شده است. محدوده تغییرات دبی متوسط در سه روش بین ۱۲۶۲/۳۱ تا ۱۴۷۵/۹۶ کیلو گرم بر ساعت و متوسط خطا زیر ۹٪ می باشد.

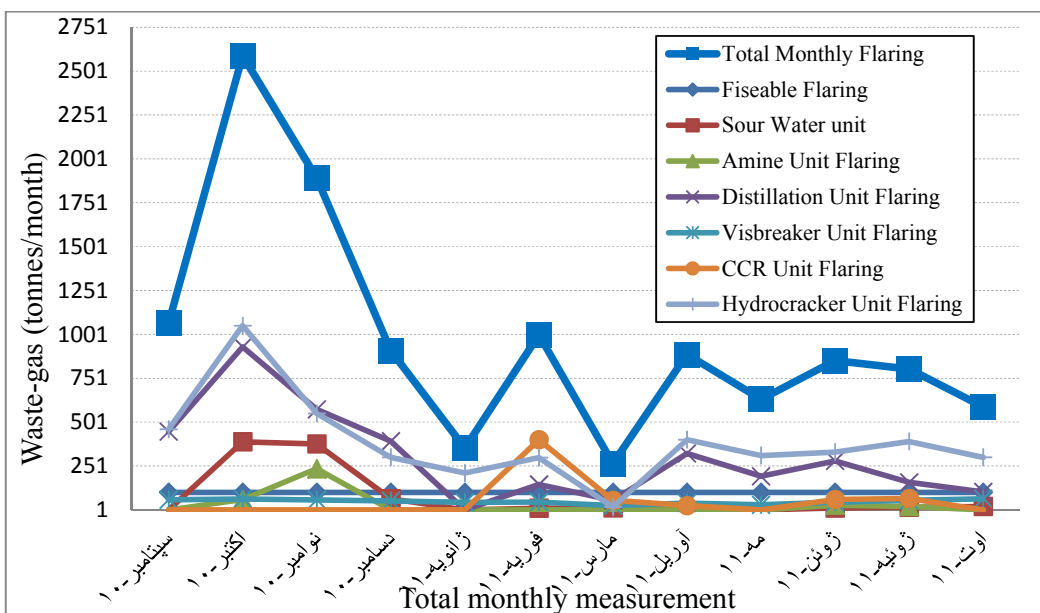
جدول ۴-۱۲ مقادیر متوسط دبی و خطا ها در هر سه روش محاسبه دبی گاز فلر

خطای حداکثر %	خطای متوسط %	دبی متوسط ( $\frac{kg}{hr}$ )	روش
۱۸	۸/۷	۱۲۶۲/۳۱	ترکیب مولکولی گاز
۱۹	۷/۴	۱۴۷۵/۹۶	وضعیت شیرهای کنترل
۱۳	۷/۵۴	۱۳۶۸/۶۳	موازنه جرم در واحد

از آنجایی که دبی گاز در محاسبه هزینه ها و برآورد اقتصادی اثر مستقیم دارد، دبی گاز ورودی به فلر در محدوده بین ۱۲۶۲/۳۱ تا ۱۴۷۵/۹۶ کیلوگرم بر ساعت به صورت زیر بیان می شود:

$$\left(\frac{kg}{hr}\right) = 1369.14 \pm 106.825$$

نتایج جزئیات ماهانه حاصل از روش موازنه جرم در واحدهای مختلف که بر اساس متدلوژی تشریح شده در قسمت ۵-۳-۱، میزان مجموع ضایعات مجاز و غیر مجاز ارسالی به فلر را با استفاده از موازنه جرم میان مواد ورودی و محصولات خروجی از پالایشگاه محاسبه نموده است.



شکل ۴-۳ میزان فلرینگ ماهیانه واحدهای مختلف پالایشگاه تهران بر اساس روش موازنه جرم

#### ۴-۴- اصلاح شبکه فلرینگ و تغییرات مورد نیاز سیستم

بسیاری از پالایشگاه ها دارای چندین سیستم فلر بوده و برخی از واحدهای فرآیندی نیز سیستم فلر اختصاصی دارند. علت این امر جلوگیری از اختلاط جریان گازهای اسیدی از سایر جریانات گازی در مسیر انتقال به فلر می باشد. فلر مربوط به گازهای اسیدی به مشعل های خاصی مجهز گردیده تا راندمان احتراق در آنها بالاترین

حد ممکن باشد. در پالایشگاه تهران بجز دو فلر اصلی و فلر جدید ساخته شده جهت واحدهای جدید طرح افزایش ظرفیت، دو فلر کوچک تر مخصوص گازهای اسیدی ارسالی از واحد آب ترش در منطقه فلرینگ موجود می باشد

واحدهای مختلفی که در پالایشگاه تهران به فلر تخلیه می کنند، عبارتند از:

- واحدهای تقطیر در فشار جو و خلأ
- واحدهای کاهش گرانی
- واحدهای تصفیه گاز مایع
- واحدهای تبدیل کاتالیستی
- واحدهای آیزوماکس
- واحدهای هیدروژن سازی
- واحدهای سرویس دهنده
- واحدهای تصفیه گاز و بازیافت گوگرد و آب ترش

با توجه به بررسی های انجام شده بر روی واحدهای مذکور در قسمت تحلیل داده های ورودی و نتایج ارائه شده، مشخص گردید که بیشترین میزان ترکیبات اسیدی مانند  $H_2S$ ، عمدتاً از واحدهای آیزوماکس (تا حدود ۲۸٪ مولی)، تصفیه گاز مایع LPG، و در مرتبه بعدی از واحدهایی نظیر تبدیل کاتالیستی و غلظت شکن<sup>۱</sup> (در حدود 1000 ppm) به فلرهای پالایشگاه تهران ارسال می گردد. همچنین عمده ترکیبات ناخواسته ای مانند هیدروژن و نیتروژن نیز از واحدهای هیدروژن سازی و آیزوماکس به فلر ارسال می گردد.

این در حالی است که محصولات گازی جانبی<sup>۲</sup> بسیاری از واحدها مانند تقطیر در فشار جو و خلأ بدون تقریباً هیچ گونه ترکیبات اسیدی یا ناخواسته و صرفاً به جهت فشار پائین و عدم برنامه ریزی جهت استفاده از آنها در سیستم های قدیمی پالایشگاه تهران به درام های متصل به خطوط اصلی فلر ارسال می گردند. همچنین خطوط تخلیه شیرهای کنترلی و فشار شکن و یکسری از خطوط مانند اتصالات گاز طبیعی به ورودی واحدهای گاز مایع LPG و هیدروژن سازی وضعیتی مشابه داشته و بعضاً ترکیبات بسیار خالص و با ارزش نظیر گاز طبیعی را به فلر ارسال می نمایند.

#### ۴-۱-۴- تعیین ظرفیت و مشخصات سیستم بازیابی

همانگونه که پیش تر گفته شد دبی گازهای ارسالی به فلر در یک محدوده گسترده به شدت متغیر می باشد، لذا جهت بازیابی هر چه بیشتر گازها و انرژی اتلافی از این طرایق دو راهکار کلی موجود می باشد:

<sup>1</sup> Visbreaker

<sup>2</sup> Off-Products



- (۱) طراحی سیستم بازیافت با ظرفیت معادل بیشترین حجم فلرینگ اتفاق افتاده و نصب مخزن ذخیره سازی موقت گاز که توانایی نگهداری گازهای فلر در مواقعی که حجم آنها از ظرفیت طراحی سیستم بازیافت تجاوز می کند را داشته باشد.
- (۲) طراحی سیستم بازیافت چند مرحله ای که بوسیله یک سیستم کنترلی با تغییرات میزان گازهای ارسالی به فلر، مراحل مختلف در سرویس قرار گرفته یا از سرویس خارج گردند.

#### ۴-۴-۲- تعیین تکنولوژی مناسب جهت سسیستم بازیافت

سیستم بازیافت انتخاب شده جهت پالایشگاه تهران، گازهای فلر جمع آوری شده از واحدهای مختلف فرآیندی را بوسیله تجهیزات متداول ایستگاه های تصفیه گاز مانند فلش درام، فیلتر گازی و خشک کن، از ناخالصی های اولیه و مایعات همراه تصفیه می نماید.

در ادامه جریان گازی توسط سیستم متراکم سازی تا فشار مورد نیاز جهت تزریق به مخزن سوخت گازی پالایشگاه فشرده شده، هیدروکربن های سنگین آن در یک جداکننده دو فازی کندانس شده و سپس در یک پس کولر<sup>۱۸۱</sup> دمای افزایش یافته ناشی از متراکم سازی را تا دمای مناسب سیستم سوخت گازی کاهش می دهد. گاز بازیافت شده در این مرحله در یک آنالایزر آنلاین<sup>۱۸۲</sup> به منظور بررسی میزان ترشی و درصد ترکیبات سنگین تر از متان آنالیز شده و نتایج حاصل در یک برنامه کامپیوتری<sup>۱۸۳</sup> جهت محاسبه ارزش حرارتی و مقایسه سناریوهای اقتصادی در مورد مصرف آن مورد تحلیل قرار گرفته و یکی از چهار مسیر ذیل انتخاب می گردد.

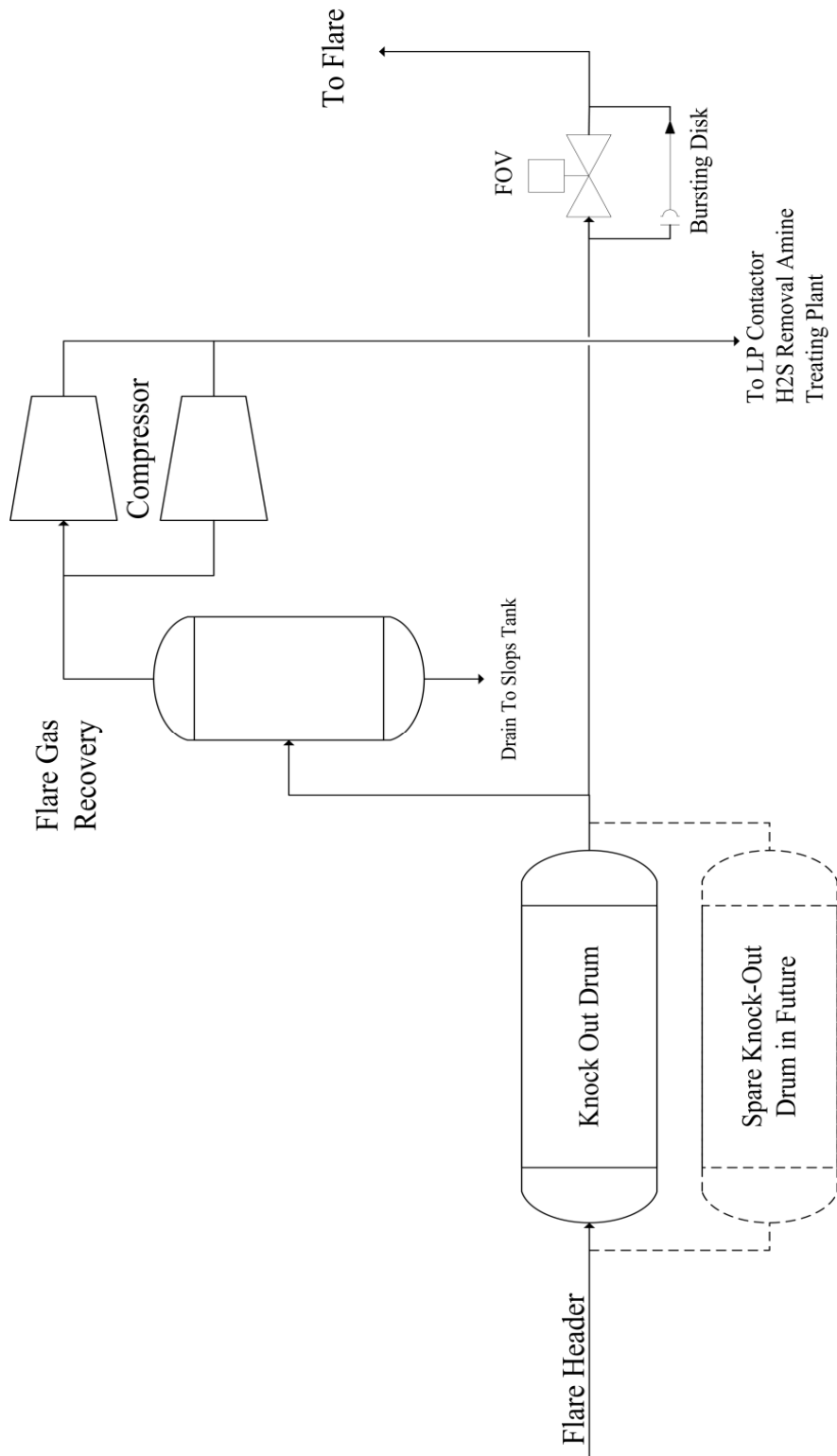
- (۱) تزریق مستقیم به سیستم سوخت گازی
- (۲) ارسال به واحد آمین فشار پائین
- (۳) ارسال به برج های جداسازی ترکیبات هیدروکربنی سنگین (LPG)
- (۴) تولید برق

ذکر این نکته ضروری است که در صورت استفاده از سیستم FGR برای پالایشگاه تهران با تکنولوژی کمپرسور Liquid Ring از طرح مفهومی ارائه شده در شکل ۶۸ استفاده می گردد.

<sup>181</sup> After Cooler

<sup>182</sup> Online Gas Analyzer

<sup>183</sup> Flare gas Utilization Computer



شکل ۴-۴ طرح شماتیک سیستم بازیابی گاز فلر با تکنولوژی کمپرسور رینگ مایع

۴-۵ سکوها:

#### ۴-۵-۱ اطلاعات جغرافیایی و آب و هوایی محل سایت

(۱) ارتفاع از سطح دریا: ارتفاع محل واحد تقریباً ۷ متر بالای سطح دریا می باشد.

(۲) فشار اتمسفریک: فشار جو ۱۴,۶ PSIA می باشد.

(۳) داده های آب و هوایی محیط: به شرح زیر می باشند:

- حداکثر دمای محیط: ۴۵ + درجه سانتیگراد
- حداقل دمای محیط: ۱۰ + درجه سانتیگراد
- رطوبت نسبی: ۱۰٪-۳۰٪ در زمستان تا ۸۰٪-۱۰۰٪ در تابستان
- متوسط بارندگی: ۵۰ میلی متر در سال

#### ۴-۵-۲ سیستم برق سکوها:

برق مصرفی سکوها از سه دیزل ژنراتور تامین می شود که مشخصات آنها در جداول زیر آورده شده است.

در جدول زیر میزان برق مصرفی سکوها آورده شده است.

جدول ۴-۱۳ برق مصرفی سکو از دو دیزل ژنراتور تامین می شود که مشخصات آنها در جداول آورده شده.

GENERAL REQUIREMENTS			
Manufacturer			Volvo Penta
Type & Model No.			STA
Assembly			On skid
Prime mover			Diesel engine
Applicable Codes and Standards			IEC
Rated Voltage	V AC		400
Auxiliary voltage	V AC		230
Rated Frequency	Hz		50
Duty Type/class			Continuous/S1
Max continuous rating at S1 duty	kVA	03	490 @50°C(Note 3)
Power Factor (Lag/Lead)			0.8
Stator Connection			Star
Neutral Earthing Method			Solidly earthed
Phase rotation			R-Y-B
System max. fault current (3-ph sym)	kA rms		25 for 1 second
Rotation facing Drive End			STA
Insulation Voltage	V		1000
Insulation Class			F
Temperature rise			B
Speed	rpm		1500
First critical / Synch speed	rpm		STA
X/R Ratio			STA
Overload capability:			
	30 seconds	%	150
	1 hour	%	110
Unbalanced load capability			Yes
Voltage/frequency variations to IEC 60034.1			Zone 'A'
Generator Efficiency at 0.8 PF:	Full load	%	STA
	75% load	%	STA
	50% load	%	STA
Type of excitation			Self excitation
Telephone Harmonic Factor (THF)			STA
Maximum starting time	S		15
Compatibility and signal delivery to F&G, Inert gas, PCS and inlet outlet fans	Yes/No		Yes
Lifting eyebolts and jacking points	Yes/No		Yes

جدول ۴-۱۴ آنالیز گاز فلر

Summary		
Total active absorbed power	298.4	kW
Total reactive absorbed power	213.1	kVAR
Total apparent absorbed power	366.7	kVA
Power Factor	0.81	

#### ۴-۶ آنالیز گاز فلر:

همان طور که در جدول زیر مشاهده می کنید ، گاز ارسالی به مشعل در سکوی نفتی سلمان ارزش حرارتی بسار بالای را دارا می باشد. در انتهای جدول ارزش حرارتی خالص ، ارزش حرارتی ناخالص، دانسیته و دیگر اطلاعات آن آورده شده است.

جدول ۴-۱۵ ترکیب متوسط گازهای ارسالی به مشعل سکوی سلمان

جزء	روش	درصد مولی میانگین
H <sub>2</sub> S	UPD 212	1.9
N <sub>2</sub>	ASTM D 1945	3.5
C <sub>1</sub>	ASTM D 1945	83.3
CO <sub>2</sub>	ASTM D 1945	3.3
C <sub>2</sub>	ASTM D 1945	4.4
C <sub>3</sub>	ASTM D 1945	1.3
IC <sub>4</sub>	ASTM D 1945	0.36
NC <sub>4</sub>	ASTM D 1945	0.52
IC <sub>5</sub>	ASTM D 1945	0.38
NC <sub>5</sub>	ASTM D 1945	0.29
C <sub>6</sub>	ASTM D 1945	0.44
C <sub>7</sub>	ASTM D 1945	0.17
C <sub>8</sub>	ASTM D 1945	0.10
C <sub>9</sub>	ASTM D 1945	0.10
TOTAL		100.00
محاسبات مربوط به خواص گاز فلر		نتایج
Gas SP.Gr , Air=1.000(M.W of Air=28.964)		واحد
Average M. W	Gr/mol	0.689
DENSITY (P=1013.25,T=15°C)	gr/mol	19.97
Net Calorific value	kg/m <sup>3</sup>	0.845
Net Calorific value	Btu/ft <sup>3</sup>	951.2
Gross Calorific value	Mj/m <sup>3</sup>	35.60
Gross Calorific value	Mj/m <sup>3</sup>	39.36
Gross Calorific value	Btu/ft <sup>3</sup>	1051.9

محاسبه دبی

$$\frac{kg}{sec} * \frac{1}{\frac{kg}{m^3}} * \left(\frac{100cm}{m}\right)^3 * \left(\frac{1 in}{2.54 cm}\right)^3 * \left(\frac{1 ft}{12 in}\right)^3 * \left(\frac{3600 s}{1 hr}\right) * \left(\frac{24 hr}{1 day}\right)$$
$$= \frac{ft^3}{day} \quad (1)$$

$$\frac{1}{\frac{kg}{m^3}} = \frac{m^3}{kg} = \rho \quad (2)$$

$$\frac{kg}{sec} * \frac{1}{\rho} * 3.04008 * 10^6 = \frac{ft^3}{day}$$

طبق محاسبات پژوهشگاه صنعت نفت دانسیته در دو نقطه محاسبه می شود.

اولین مرحله بعد از جداسازی گاز همراه و دومین مرحله بعد از ظرف مایع گیر می باشد.

$$\rho_{in let_1} = 0.845 \frac{kg}{m^3}$$

$$\frac{1}{\rho_1} * 3.04008 * 10^6 = 3.6094 * 10^6$$

$$\rho_{out let_2} = 0.841 \frac{kg}{m^3}$$

$$\frac{1}{\rho_2} * 3.04008 * 10^6 = 3.6266 * 10^6$$

اعداد بدست آمده ضرایب تبدیل  $\frac{kg}{sec}$  به mmscfd می باشند. طبق دستورالعمل پژوهشگاه صنعت نفت برای تبدیل واحد از ضریب 3.6266 استفاده می شود.



جدول ۴-۱۶ مقادیر متوسط دبی در روش محاسبه دبی گاز فلر

دبی متوسط $\left(\frac{kg}{hr}\right)$	متوسط mmscfd	دبی متوسط $\left(\frac{kg}{sec}\right)$	روش
910.8	0.91753	0.253	ترکیب مولکولی گاز
432	0.435192	0.12	LPG دبی سنج برای
16920	17.04502	4.7	HP دبی سنج حالت

ارزش حرارتی:

$$\frac{MJ}{m^3} * \frac{kg}{sec} * \frac{m^3}{kg} = \frac{MJ}{sec}$$

$$35.60 * 0.253 / 0.841 = 10.70963 \frac{MJ}{sec} = 38554.668 \frac{MJ}{hr}$$

از آنجایی که دبی گاز در محاسبه هزینه ها و برآورد اقتصادی اثر مستقیم دارد، دبی گاز ورودی به فلر در محدوده بین ۱۲۶۲/۳۱ تا ۱۴۷۵/۹۶ کیلوگرم بر ساعت به صورت زیر بیان می شود:

$$\text{شدت جریان گاز} \left(\frac{kg}{hr}\right) = 810 \pm 100$$

جدول ۴-۱۷ ارزش گاز از لحاظ ارزش حرارتی در محدوده گاز طبیعی، و به راحتی برای تولید برق قابل استفاده می باشد.

	Natural Gas	LPG	Digester Gas	Landfill Gas
Methane, CH <sub>4</sub> , (%)	80 - 97	0	35 - 65	40 - 60
Ethane, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , (%)	3 - 15	0 - 2	0	0
Propane, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , (%)	0 - 3	75 - 97	0	0
Butane, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , (%)	0 - 0.9	0 - 2	0	0
Higher C <sub>x</sub> H <sub>x</sub> , (%)	0 - 0.2	0 - 20 <sup>21</sup>	0	0
CO <sub>2</sub> , (%)	0 - 1.8	0	30 - 40	40 - 60
N <sub>2</sub> , (%)	0 - 14	0	1 - 2	0 - 13
H <sub>2</sub> , (%)	0 - 0.1	0	0	0
HHV, (Btu/scf)	830 - 1,075	2,500	300 - 600	350 - 550

همان طور که در جدول بالا مشاهده می کنید این گاز از لحاظ ارزش حرارتی در محدوده گاز طبیعی قرار می گیرد، و به راحتی برای تولید برق قابل استفاده می باشد.

در سکوها گزینه بازیافت مطرح شده نسبت به پالایشگاهها بسیار کمتر هستند چراکه ۳ گزینه کار کلی وجود دارد:

الف- تولید برق

ب- برگرداندن گاز به چاه برای استخراج بیشتر

ج- لوله کشی گاز به پالایشگاهها

الف- حالت اول، که مورد اصلی بحث می‌باشد، این حالت از چند زیر مجموعه تشکیل شده، که شامل روش‌های تولید برق از گازهای بازیافتی است، گزینه‌ها را با یکدیگر مقایسه، و بهینه آن‌ها را به عنوان طرح پیشنهادی مطرح می‌نماییم.

تولید برق از گازهای ارسالی به مشعل بهترین گزینه برای سکوها، می‌باشد که همانطور که در فصول قبل توضیح داده شد، فوائد بسیار زیادی دارد که از آن جمله می‌توان به:

- کاهش آلودگی زیست محیطی
- استقلال سکو و بحث پدافند غیرعاملی
- سودآوری و نرخ بازگشت سرمایه بالا

به طور کلی، مبحثی که روی آن بحث اصلی خود را متمرکز می‌نماییم، بحث تولید قدرت (برق) از گاز ارسالی به مشعل در سکوها می‌باشد.

این مبحث خود شامل چندین حالت می‌شود:

- ۱- تولید قدرت با استفاده از gas turbine
- ۲- تولید برق با استفاده از micro turbine
- ۳- تولید برق با استفاده از gas engine (موتور گازسوز)

آنالیز گاز ارسالی به مشعل برای نمونه موردی پژوهش مورد مطالعه شامل ۸۰٪ گاز متان می‌باشد، که در حالت gas turbine، ترکیب این گاز، قابلیت فرستادن به توربین گاز را دارا نبوده و حتماً باید قبل از آن سولفور موجود در آن را کاهش داد که این عمل با یک شیرین سازی صورت می‌گیرد. حال باید هزینه gas turbine و هزینه شیرین سازی را حساب کرد.

گزینه های مورد بررسی:

۱. توربین های گازی
۲. موتورهای گازسوز احتراق داخلی
۳. دیگ های بخار و مبدل ها(توربین بخار)

۴-۶-۱ توربین گاز:

۴-۶-۱-۱ بررسی کلی:

هر سایز از توربین گاز اسمی جداگانه دارد. (صنعتی سنگین، توربین هوایی و توربین کوچک (min-turbine) و (micro turbine).

و اما اسم‌های متفاوت آنها این حقیقت را تغییر نمی‌دهد که تمام توربین‌های گاز، ماشین‌های جریان جرمی هستند که روابط ترمودینامیکی یکسانی دارند.

برای به حداکثر رسانیدن قدرت خروجی از توربین گاز، سرعت نوک روتور آن باید نزدیک سرعت صورت باشد. بنابراین قطرهای کوچکتر توربین گاز نیازمند سرعت بالاتری هستند تا به حداکثر قدرت خروجی برسند. به طور کلی توربین‌های هوایی و گازی صنعتی در محدوده قدرتی از 1MW به بالا قرار می‌گیرند.

تنها محدودیت توربین‌های گازی قابلیت مواد مورد استفاده در آنها می‌باشد.

توربین‌های هوایی به اندازه توربین‌های صنعتی قدرت تولید می‌کنند. که این کار را با تأمین سوخت در سرعت‌های بالای روتور (تا ۲۰۰۰۰ دور بر دقیقه) انجام می‌دهند. Microturbine ها ، توربین‌های سرعت بالایی می‌باشند (تا تقریباً ۱۰۰۰۰۰ rpm)، که خروجی بین کمتر از 20 KW تا بیشتر از 500 KW دارد. این ماشین‌ها تکامل یافته توربو شارژهای خودروها، کامیون‌ها موتورهای جت کوچک و واحدهای قدرت کمکی که معمولاً برای لحظه بلند شدن هواپیما از زمین استفاده می‌شود، هستند.

اجزای میکروتوربین به طور معمول شامل یک کمپرسور سانترفیوژ و یک توربین شعاعی است، که اجزا روی یک شفت نصب شده و اجزا روی یک شفت نصب شده‌اند و اجزا دیگر آن شامل یک محفظه احتراق و یک مبدل حرارتی می‌باشد. در برخی از طرح‌ها، چرخ توربین، جداگانه نیز ارائه شده است.

ریکوپرتور recuperator یا مبدل، انرژی حرارتی خروجی از اگزوز را که تلف می‌شود بازیابی کرده و به وسیله آن هوای ورودی محفظه احتراق را گرم می‌کند.

گرم کردن هوای خروجی از کمپرسور میزان مصرف سوخت را کاهش می‌دهد که این سبب کاهش تولید  $NO_x$  می‌گردد و بازده را افزایش می‌دهد.

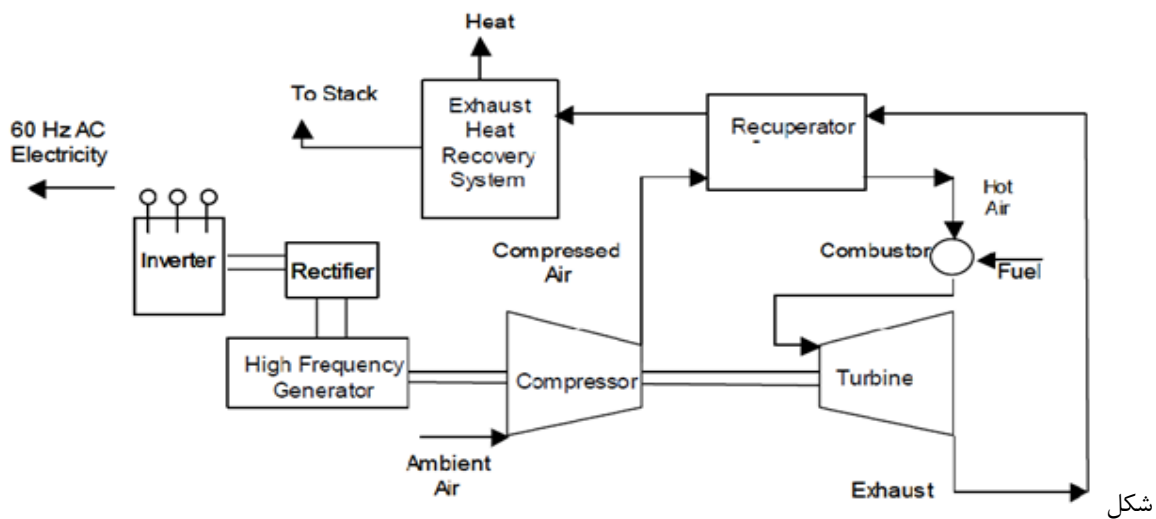
و میکرو توربین به ژنراتور یا آلترناتور برای تولید برق متصل است. (جفت شده است).

حال بنابر کاربرد، میکروتوربین‌ها ممکن است به جای ژنراتور به یک کمپرسور (یخچال) یا پمپ (در فرآیند پمپاژ) متصل باشد و در اتصال به ژنراتور برای تولید برق می‌توان از یک گیر بکس برای کاهش میزان دور خروجی میکروتوربین (برای تنظیم HZ جریان) استفاده کرد.

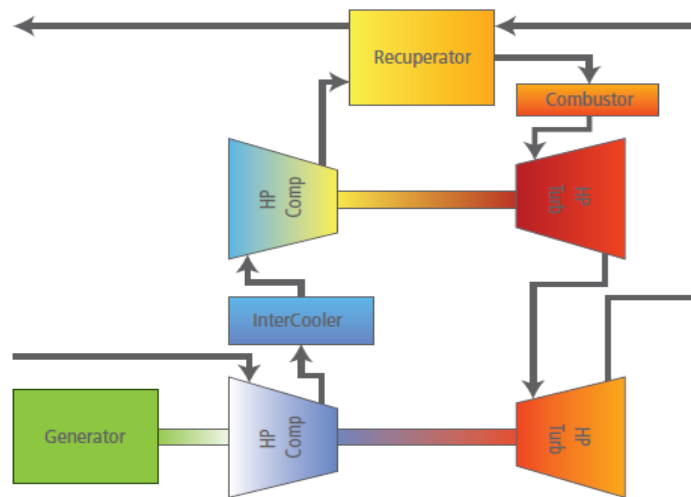
همچنین می‌توان از تجهیزات برقی برای تبدیل جریان خروجی ژنراتور متصل به میکروتوربین استفاده کرد.

#### ۴-۶-۱-۲ انواع میکروتوربین ها

- ۱- یک شفت، که توربین و کمپرسور بر آن سوار هستند.
  - ۲- دو شفت، شفت اول، توربین اول و کمپرسور بر آن سوار هستند و شفت دوم توربین دوم و ژنراتور بر آن سوار هستند. که با گاز خروجی از توربین ۱، توربین ۲ (شفت دوم) شروع به حرکت کرده و ژنراتور را می‌چرخاند. گاز خروجی از توربین دوم در مبدل داخلی برای گرم کردن هوای ورودی محفظه احتراق استفاده می‌شود.
- انواع تک شفت برای سرعت‌های بالا طراحی می‌شوند ( تا 100000rpm ) و برق تولیدی در فرکانس‌های بالا می‌باشد. برق تولیدی تصحیح شده و به DC تبدیل می‌شود، سپس به صورت معکوس به ۵۰ یا 60 HZ تبدیل می‌کنند.



۴-۵ سیکل میکرو توربین تک شفت



شکل ۴-۶ سیکل میکروتوربین با دو شفت

۴-۶-۱-۳ اجزاء سیستم:

تفاوت بین میکروتوربین و توربین‌های هوایی و صنعتی در سائز آنهاست و اجزاء میکروتوربین‌ها کوچکتر از مدل MW آنهاست.

آنها از یک قانون ترمودینامیکی تبعیت می‌کنند و هردو بر اساس سیکل برایتون کار می‌کنند. بیشتر اجزاء میکروتوربین‌ها بر اساس توربین‌های صنعتی ساخته و تولید شده است و تفاوت آنها در محفظه احتراق و مبدل بازیابی حرارت گاز خروجی آنهاست. کمپرسور و توربین میکروتوربین‌ها یک شکل و طراحی دارد. ورودی یک شفت سوار است و تقریباً قرینه هم می‌باشند.

۴-۶-۱-۴ ریکو پرتور recuperator

این مبدل‌ها حرارت گاز خروجی از توربین را به هوای ورودی محفظه احتراق می‌دهند. در این مبدل انتقال حرارت از طریق دیواره‌ها رخ می‌دهند. (اختلاط صورت نمی‌گیرد.)

برای دست یافتن به راندمان بالاتر این مبدل‌ها ضروری می‌باشند. با این مبدل راندمان ۳۴٪-۲۶٪ است و بدون آن ۲۴٪-۱۵٪ می‌باشد. فایده دیگر مبدل کاهش گازهای  $\text{NO}_x$  می‌باشند.

این اتفاق با کاهش میزان سوخت اتفاق می‌افتد که دو حالت دارد: با کاهش سوخت میزان نیتروژن موجود در سوخت کمتر می‌شود و در نتیجه  $\text{NO}_x$  ها کاهش می‌یابد. می‌توان این را به توربین‌های صنعتی گسترش داد.

از مزایای مبدل توربین گاز می‌توان به کاهش نسبت فشار و کاهش درجه احتراق برای کاهش تولید  $\text{NO}_x$  نام برد.

در حال حاضر مواد مصرفی در ساخت مبدل‌ها در حال توسعه‌اند که میزان انتقال حرارت را بیشتر کرده و به راندمان بالاتر از ۴۰٪ دست پیدا کنند و هزینه کمتر از 500 KW می‌شوند.

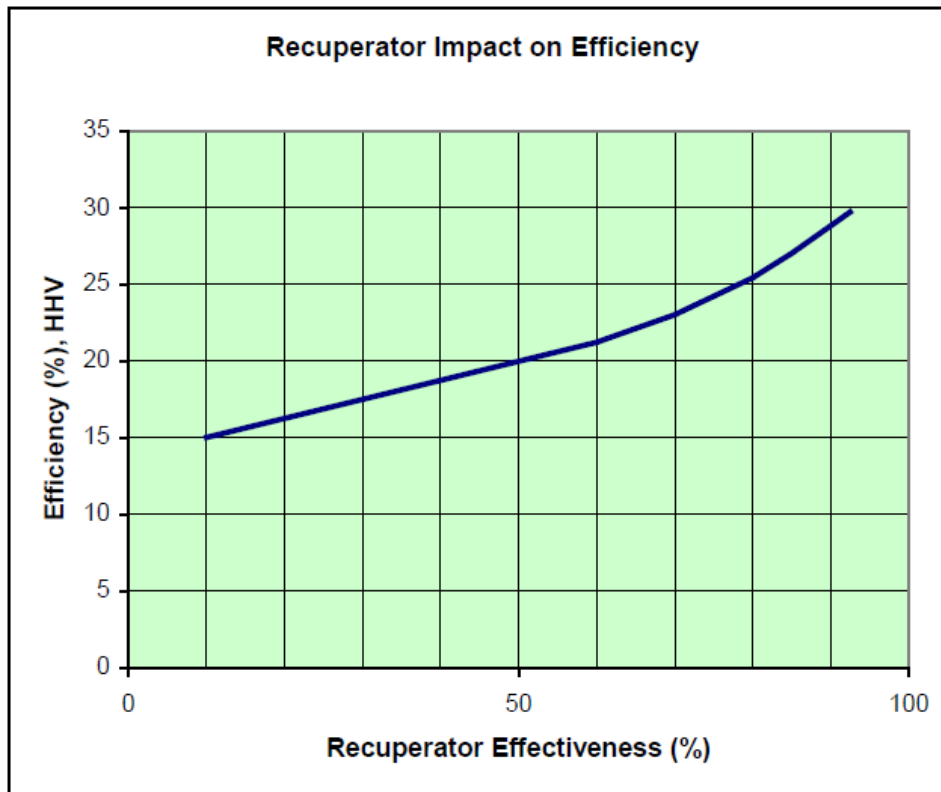
انتظار می‌رود که این مواد بین دمای 700°C و 1000°C عمل کنند. در حال حاضر مطالعه روی آلیاژی از مواد زیر می‌باشد:

347SS      Alloy 230      Modified 803      Alloy 120      Alloy 625      Alloy 214



شکل ۴-۷ نمای از یک نوع ریکو پرتور

همانطور که در نمودار زیر مشاهده می‌شود بازده ریکوپریتور بر بازده میکرو توربین تاثیر مستقیم دارد با افزایش بازده ریکوپریتور، بازده میکرو توربین افزایش می‌یابد.



شکل ۴-۸ نمودار تاثیر بازده ریکوپریتور بر بازده بازده میکرو توربین

#### ۴-۶-۱-۵ کامبوستر Combustor :

محفظه احتراق میکروتوربین‌ها دقیقاً از جنس محفظه احتراق توربین‌های صنعتی و همانند آنها هستند. محفظه احتراق میکروتوربین‌ها در حال توسعه و پیشرفت و هدف نهایی محفظه، کانالیست برای رسیدن به تولید گاز گلخانه‌ای کمتر از 3ppm بدون نیاز به تغییر گاز خروجی.

#### ۴-۶-۱-۶ بلبرینگ‌ها:

چون شرایطی که بلبرینگ‌ها در آن کار می‌کنند، شرایط بسیار طاقت فرسایی می‌باشد و در سرعت‌های خیلی بالا تا (100000rpm) بلبرینگ‌های میکروتوربین‌ها در شرایط بحرانی می‌باشند.

بلبرینگ‌های مرسوم هیدرودینامیک و ضد اصطکاک روغن تحت فشار (شامل پمپ و روغن خنک کننده) توسط بعضی از تولید کنندگان هنوز هم مورد استفاده قرار می‌گیرد.

با این حال، در پیشرفت‌های صورت گرفته یاتاقان‌های هوا، گاز و فیلم ساخته شده‌اند.

در این نوع بلبرینگ، با استفاده از یک رویه فیلم، هوای نازک به عنوان واسطه (محافظت از شفت) عمل می‌کند.

این بلبرینگ با استفاده از یک لایه نازک هوا، (فیلم سیال) بین روتور و استاتور قرار می‌گیرد و این لایه نیروی یکی را به دیگری منتقل می‌کند. لایه سیال به وسیله عبور جریان هوا از محفظه بلبرینگ به وجود می‌آید..

به طور کلی ۲ روش برای تولید لایه سیال وجود دارد:

اول، تولید لایه سیال به وسیله [orifice] (ورزنه) است.

دوم، تولید لایه سیال به وسیله یک محیط متخلخل می‌باشد که این روش اطمینان وجود ینواختی لایه را در سراسر محل و تحمل ینکناخت فشار به وجود می‌آورد.

نتیجه این است که این یاتاقان‌ها نه نیاز به روغن کاری داشته و نه اصطکاکی دارند و نه خراب می‌شوند.

یاتاقان‌های هوایی تقریباً راندمانی برابر ۶۰٪ دارند. بنابراین توانایی بلند کردن اجسام را می‌توان توسط معادله زیر بیان کرد:

$$\begin{aligned} \text{Maximum Theoretical Lift} &\equiv \text{LMT} = \text{PB} \times \text{BA} \\ \text{where PB} &= \text{Air pressure in psia} \\ \text{BA} &= \text{Bearing area in sq inches} \\ &\text{and} \\ \text{Actual Lift} &\equiv \text{LA} = 60\% \times \text{LMT} \end{aligned}$$

این رابطه یک راهنمای قابل اعتماد است. با توسعه سطح کمترین فشار هوا، افزایش (مپینگ)، افزایش ثبات و افزایش سفتی و استحکام بهبود می‌یابد.

#### ۴-۶-۱-۷ ویژگی‌های طراحی

۱- حرارت خروجی: میکروتوربین‌ها در گاز آگروز دمایی در حدود 400°-700° F تولید می‌کنند که این حرارت می‌تواند به عنوان گرمایش، تولید قدرت و ... استفاده شود.

۲- انعطاف پذیری سوخت: میکروتوربین‌ها با تعداد متفاوتی از سوخت‌ها کار می‌کنند، گاز طبیعی- گاز شور(سولفور بالا و ارزش حرارتی پایین)، گازهای فاضلاب و... حتی سوخت‌های مایع مثل بنزین، گازوئیل و روغن کوره

۳- قابلیت اطمینان و عمر: عمر طراحی آنها بین ۴۰۰۰۰ تا ۸۰۰۰۰ ساعت می‌باشد. در حالی که در این مدت آنها قابل اعتماد نشان داده‌اند. آنها هنوز در خدمات بازرگانی طولانی مدت نبوده‌اند و تا این زمان هیچ گونه ایرادی از آنها دیده نشده است.

۴- سایز: بین 30-700 kw می‌باشند.

۵- انتشار گازهای گلخانه‌ای: به علت طرح‌های پیچیده احتراق و دمای نسبتاً پایین ورودی توربین و نسبت سوخت به هوا کم (رقیق) NO<sub>x</sub> در خروجی کمتر از 10ppm است و این دستگاه‌ها ذاتاً میزان تولید CO و هیدروکربن‌های سوخته کمی دارند (در حالت کار با ۶٪ متان)



۶- Part-load عملکرد جزئی دربار: چون در میکروتوربین قدرت خروجی با جریان جرم و دمای احتراق تنظیم می‌شود، بازده در part-load کمتر از بازده در full-load می‌باشد.

۴-۶-۱-۸ عملکرد سیستم:

بازده حرارتی در سیکل برای تون تابع نسبت فشار، دمای محیط، دمای ورودی به توربین، بازده توربین و کمپرسور و هر افزایش عملکرد اجزاء از قبیل مبدل حرارتی داخلی توربین می‌باشد. مبدل مصرف سوخت را کاهش می‌دهد. مبدل تلفات فشار داخلی را به وجود می‌آورند که موجب کاهش بازده قدرت می‌شوند، زیرا مبدل‌ها ۴ اتصال دارند:

- ۱- خروجی کمپرسور
- ۲- خروجی توربین
- ۳- ورودی محفظه احتراق
- ۴- گاز خروجی سیستم

که این موارد طراح میکروتوربین را برای کامل کردن مبدل به چالش کشیده که چگونه تلفات افت فشار را مینیمم کند.

اگر هزینه ساخت کاهش پیدا کند، موجب افزایش قابلیت اطمینان سیکل می‌شود.

به طور کلی هر سازنده مدل خاصی را برای طراحی استنتاج می‌کند.

مشخصات هزینه تولید و عملکرد میکروتوربین‌ها برای چند نوع سیستم میکروتوربین CHP نشان داده شده است.

که در رنج 30 to 100 kw که در حال حاضر موجود هستند و یا به صورت تجاری در دسترس می‌باشند.

مشخصات عملکرد پکیج میکروتوربین در قسمت بالای جدول نشان داده شده است. و این پکیج برای هر دو حالت CHP و بدون CHP قابل اجرا می‌باشد.

تخمین هزینه نهایی برای هر دو حالت پیش بینی شده است. بازده و میزان حرارت از جزئیات تولیدکنندگان آورده شده است. انرژی حرارتی در دسترس از جزئیات کاتالوگ دستگاه‌ها از جریان دمای خروجی آگروز محاسبه شده. تمام مدل‌ها با یک نوع طراحی مبدل و اجزا هستند.

۴-۶-۱-۹ مقایسه هزینه و عملکرد:

۵٪ افت در تبدیل فرکانس به یا 50 HZ

جدول ۴-۱۸ پارامترهای کارایی اجزاء میکرو توربین

Cost and Performance Characteristics <sup>4</sup>	System 1	System 2	System 3	System 4
Nominal Electricity Capacity (kW)	30 kW	70 kW	80 kW	100 kW
<b>Microturbine Characteristics</b>				
Net Electrical Capacity (kW) <sup>5</sup>	28	67	76	100
Electrical Efficiency (%), LHV	25.1	28.0	26.9	28.9
Electric Heat Rate (Btu/kWh), HHV <sup>6</sup>	15,071	13,544	14,103	13,127
Electrical Efficiency (%), HHV <sup>7</sup>	22.6	25.2	24.2	26.0
Fuel Input (MMBtu/hr)	0.423	0.91	1.09	1.31
Installed Cost – Power Only (2003 \$/kW)	2,263	1,708	1,713	1,576
Installed Cost - CHP (2003 \$/kW) <sup>8</sup>	2,636	1,926	1,932	1,769
O&M Costs (2003 \$/kWh)	0.02	0.015	0.013	0.015
Required Fuel Gas Pressure (psig) <sup>9</sup>	55	70	85	90
Required Fuel Gas Pressure w/GBC (psig) <sup>10</sup>	0.2-15	0.2-15	0.2-15	0.3-15
<b>CHP Characteristics</b>				
Exhaust Flow (lbs/sec)	0.68	1.60	1.67	1.76
Turbine Exhaust Temperature (°F)	530	450	500	520
Heat Exchanger Exhaust Temperature (°F) <sup>11</sup>	220	220	220	220
Heat Output (MMBtu/hr)	0.186	0.325	0.412	0.466
Heat Output (kW equivalent)	54	95	121	136
Total CHP Efficiency (%), HHV <sup>12</sup>	67	61	63	62
Heat/Fuel Ratio <sup>13</sup>	0.44	0.36	0.38	0.35
Power/Heat Ratio <sup>14</sup>	0.52	0.70	0.63	0.73
Net Heat Rate (Btu/kWh) <sup>15</sup>	6,795	7,485	7,320	7,300

۴-۶-۱-۱۰ ملاحظات طراحی میکرو توربین ها

۴-۶-۱-۱۰-۱ تاثیر نسبت تراکم و دمای ورودی به توربین بر بازده و قدرت توربین

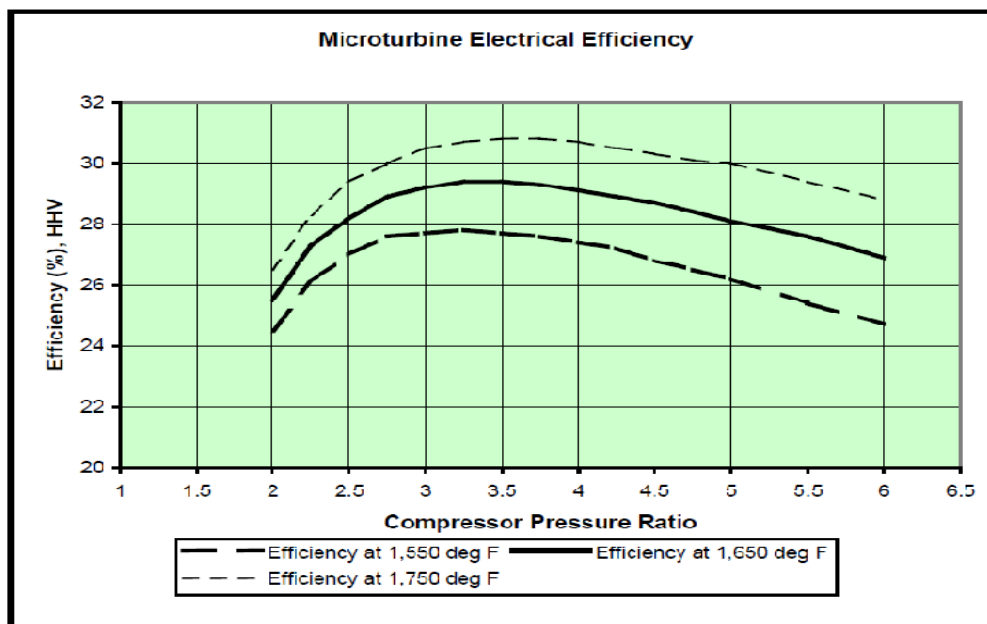
همان طور که مشاهده می کنید در نمودارهای زیر بازده الکتریکی و قدرت خروجی بر اساس نسبت فشار کمپرسور (دوای محیط در ۵۹ درجه فانهایت) و دمای ورودی به توربین (در رنج 1550F-1750F) نشان داده شده است.

محدوده انتخاب شده برای دمای ورودی به توربین بصورت محفظه کارانه ای انتخاب شده تا مشکلی برای عمر مفید مواد تشکیل دهنده توربین ایجاد نکند.

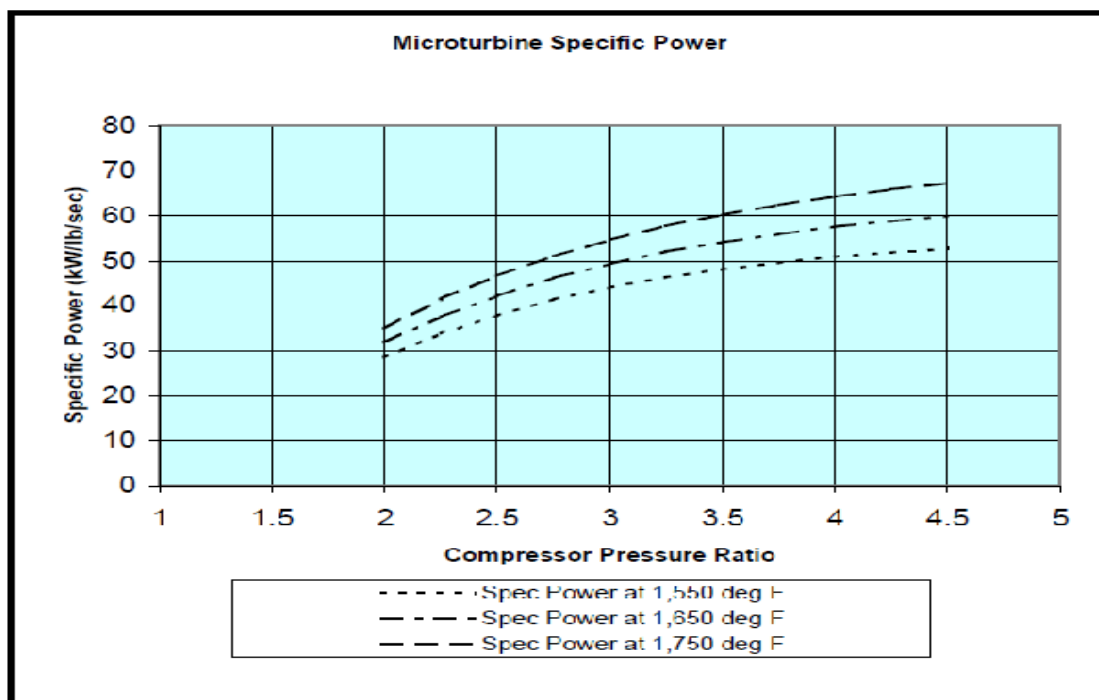
همان طور که در نمودار زیر مشاهده می کنید با افزایش نسبت فشار تا حدودی بازده افزایش می یابد و بعد از آن شروع به کاهش می نماید و بازده با افزایش دما افزایش می یابد.

اما قدرت خروجی توربین با افزایش نسبت فشار، افزایش می یابد و با افزایش دما نیز افزایش می یابد.

در طراحی میکرو توربین ها محدودیتی برای نسبت فشار وجود دارد، این محدودیت در تاناس پره های توربین می باشد. در طراحی می توان با ارتقاء جنس مواد پره توربین نسبت فشار را افزایش داد.



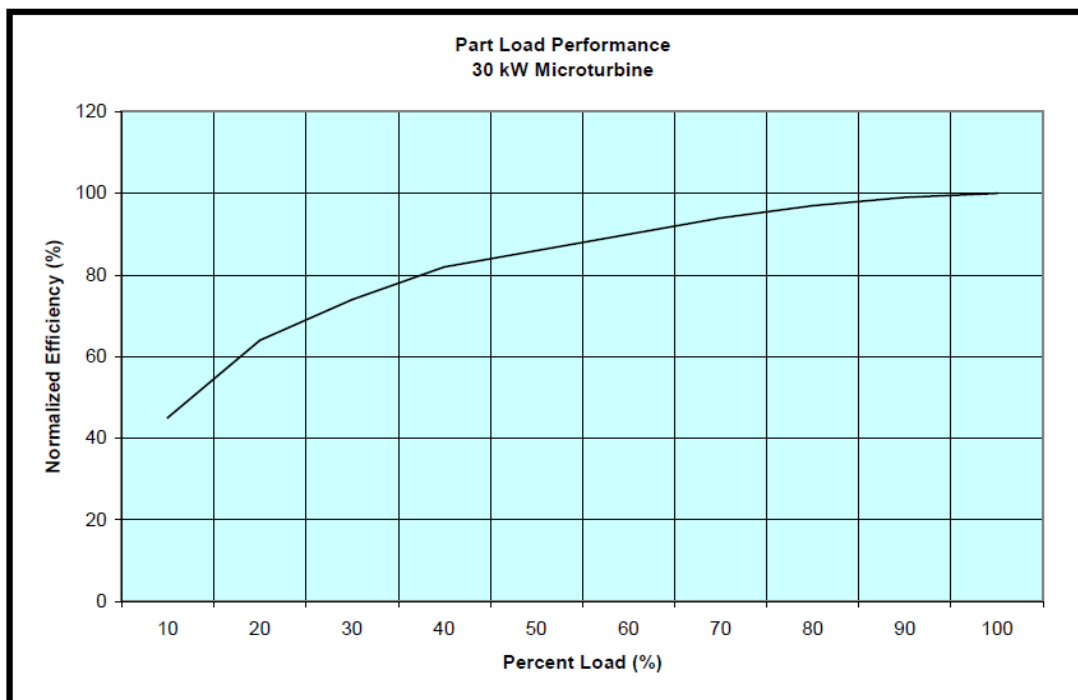
شکل ۹-۴ تغییرات بازده بر اساس تغییرات نسبت فشار و دمای ورودی به توربین



شکل ۱۰-۴ تغییرات قدرت خرجی توربین نسبت به تغییرات نسبت فشار و دمای ورودی به توربین

۴-۶-۱-۱۰-۲ عملکرد در بار جزئی:

عملکرد در بار جزئی<sup>۱۸۴</sup>: چون در میکروتوربین قدرت خروجی با جریان جرم و دمای احتراق تنظیم می‌شود، بازده در بار جزئی کمتر از بازده در بار کامل<sup>۱۸۵</sup> می‌باشد.



شکل ۴-۱۱ تغییرات بازده الکتریکی بر اساس باروارد بر توربین

۴-۶-۱-۱۱ تاثیر شرایط محیط بر کارکرد میکرو توربین:

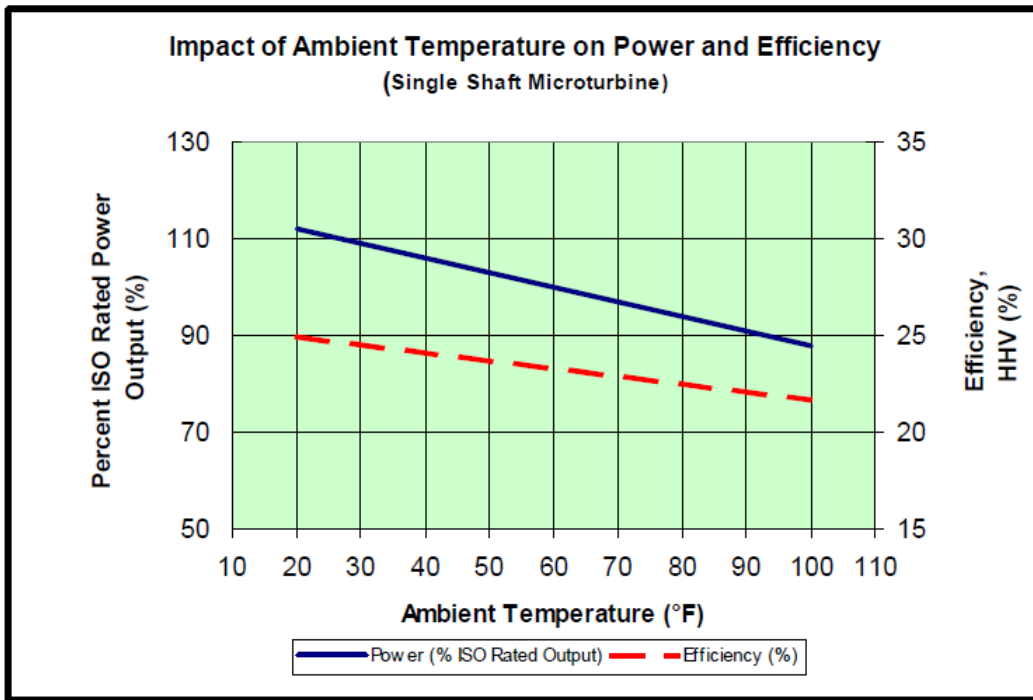
۴-۶-۱-۱۱-۱ تاثیر دما:

با افزایش دمای محیط بازده کاهش پیدا می‌کند، نمودارهای زیر این تغییرات را برای هر دو نوع میکروتوربین ها (تک شفت و دو شفت) نشان می‌دهد.

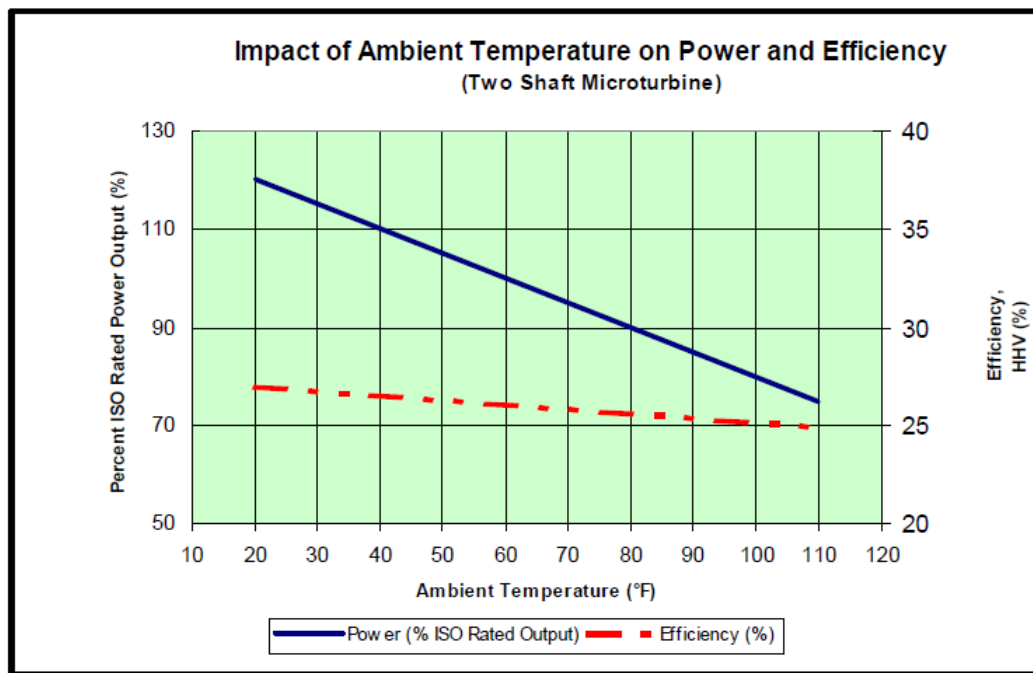
در دمای بالای ۵۹ درجه فارنهایت، قدرت و بازده کاهش می‌یابد. این کاهش در پی کاهش دانسیته هوا با افزایش دما می‌باشد. زیرا کمپرسور قدرت بیشتری برای فشرده سازی هوای گرمتر نیازمند است. از نمودارهای زیر نتیجه می‌گیریم وقتی دما کمتر از ۵۹ درجه فارنهایت می‌باشد، بازده و قدرت به طور چشمگیری افزایش پیدا می‌کنند.

<sup>184</sup> Part-load

<sup>185</sup> full-load



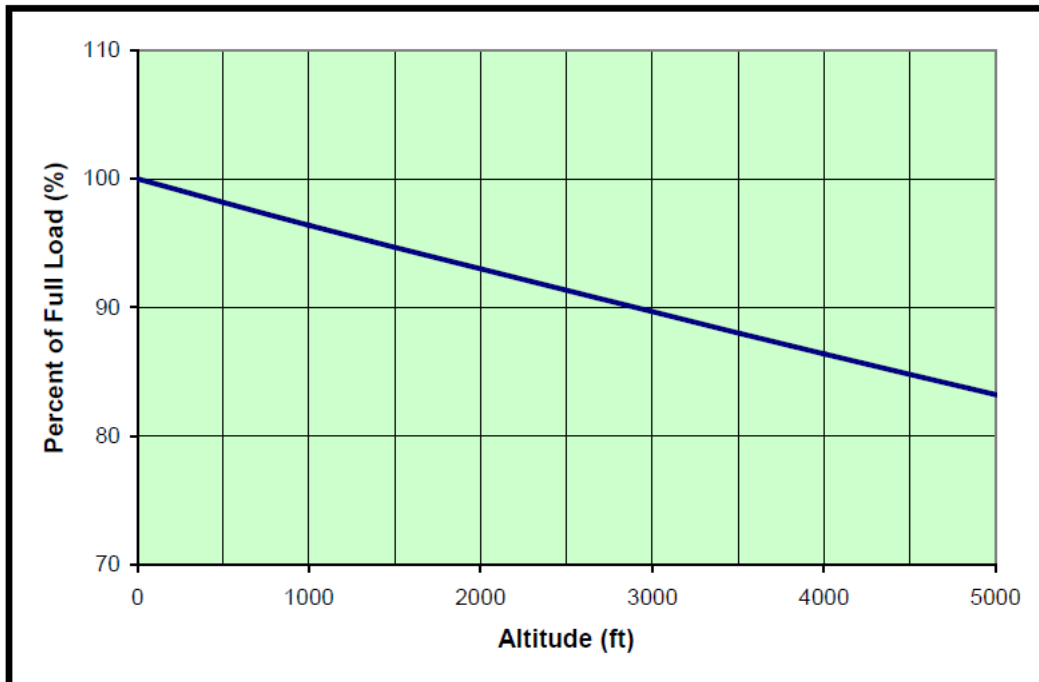
شکل ۴-۱۲ نسبت تغییرات بازده الکتریکی و قدرت به دمای محیط در توربین تک شفت



شکل ۴-۱۳ نسبت تغییرات بازده الکتریکی و قدرت به دمای محیط در توربین دو شفت

#### ۴-۶-۱۱-۲ تأثیر ارتفاع

با افزایش ارتفاع از سطح دریا دانسیته هوا افزایش پیدا می‌کند و در نتیجه قدرت خروجی کاهش می‌یابد. نمودار زیر تأثیر کاهش ارتفاع را بر قدرت خروجی میکروتوربین‌ها تشریح می‌کند. این کاهش در پی کاهش دانسیته هوا با افزایش ارتفاع می‌باشد. زیرا کمپرسور قدرت بیشتری برای فشرده سازی هوای گرمتر نیازمند است. به طور کلی ارتفاع تأثیر نسبتاً کمی بر بازده دارد.



شکل ۴-۱۴ تأثیر ارتفاع را بر قدرت خروجی میکروتوربین

#### ۴-۶-۱۲ ویژگی های انتشار گازهای گلخانه ای:

میکرو توربین ها پتانسیل مناسبی برای تولید بسیار کم گازهای گل خانه ای دارند. تکنولوژی عدم اختلاط قبل از احتراق میکرو توربین رو قادر می سازد تا میزان انتشار گازهای گلخانه ای کاهش دهد.

از آلاینده های اولیه میکرو توربین ها اکسیدهای نیتروژن (NOX استفاده)، مونواکسید کربن (CO)، و هیدروکربن های نسوخته (THC) است.

میکرو توربین ها یک مقدار ناچیز از دی اکسید گوگرد (SO2) منتشر می کنند که این میزان بسته به مقدار گوگرد موجود در سوخت است.

میکرو توربین ها با استفاده از عدم اختلاط قبل از احتراق و برای رسیدن به هدف تولید کم گازهای گلخانه ای در بار کامل طراحی شده اند، و تولید گازهای گلخانه ای در هنگام کار در بار جزئی اغلب بالاتر حالت طراحی می باشد.

جدول ۴-۱۸ میزان الاینده های سیستم های مورد بررسی

Emissions Characteristics	System 1	System 2	System 3	System 4
Nominal Capacity (kW)	30	70	80	100
Electrical Efficiency (%), HHV	23	25	24	26
NO <sub>x</sub> , (ppmv @ 15% O <sub>2</sub> )	9	9	25	15
NO <sub>x</sub> , (lb/MWh)	0.51	0.45	1.25	0.72
CO, (ppmv)	40	9	50	15
CO, (lb/MWh)	1.38	0.27	1.51	0.45
THC, (ppmv)	< 9	< 9	< 9	< 9
THC, (lb/MWh)	< 0.18	< 0.16	< 0.16	< 0.15
CO <sub>2</sub> , (lb/MWh)	1,765	1,585	1,650	1,535

#### ۴-۶-۱-۱۳ سیکل ترکیبی

سیستم های CHP سیستم هایی هستند که به غیر از قدرت تولیدی از حرارت اگزوز آنها برای گرم کردن استفاده می شود.

تکنولوژی میکروتوربین ها روز به روز افزایش می یابد و هر روز طرحی برای استفاده بیشتر از حرارت خروجی از آنها داده می شود.

حرارت به طور کلی به صورت آب گرم و یا بخار فشار پایین (کمتر از 30psi) و یا گازهای داغ اگزوز که مستقیماً برای فرآیند گرمایش یا خشک کردن (خشک کردن آجر یا گلخانه یا دانه و...) استفاده کرد.

حرارت گاز خروجی را می توان برای به حرکت در آوردن یا فعال کردن تجهیزات از قبیل چیلرهای جذبی برای سرمایش و یا احیاء خشک کننده ها و برای رطوبت زدایی استفاده کرد.

#### ۴-۶-۱-۱۴ دمای احتراق ورودی توربین

میکروتوربین ها محدودیتی برای دمای گاز ورودی با ظرفیت مجاز توربین گاز دارند، برای مقایسه (برابر سازی) توربین های سوئمنند می توان با سرد کردن پره های توربین، بازده را افزایش داد. با این کار می توانیم دمای هوای ورودی توربین را بیشتر کنیم. سه بعد درونی پره های میکروتوربین و سائز فیزیکی کوچک آنها تا کنون اجازه نداده است که سازندگان با توجه به هزینه زیاد این کار دست به تولید این نوع پره و توربین بزنند.

اما این طرح ابتدایی برای توسعه تکنولوژی سرامیکی پره‌ها، همچنین دمای زیاد روی مواد مبدل نیز تأثیر گذار است.

افزایش دمای ورودی توربین ← افزایش دمای خروجی ← افزایش دمای مبدل و نرخ فشار و اکسیداسیون در مبدل داخلی.

#### ۴-۶-۱-۱۴-۱ سرمایه‌های داخلی:

سرمایش هوای داخلی همان طور که در نمودار ۵ دیده شد، می‌تواند باعث افزایش راندمان شود.

#### ۴-۶-۱-۱۴-۲ سوخت سیستم:

پایه اصلی سوخت NG است اما در رنج وسیعی از سوخت‌ها کار می‌کند.

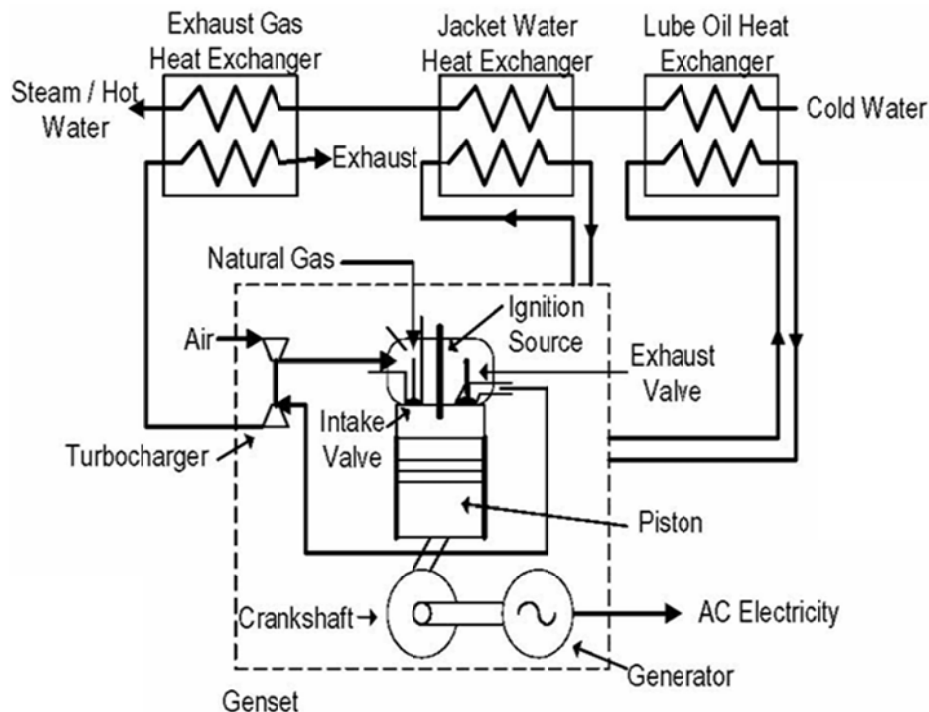
- ۱- سوخت‌های مایع (عصاره نفت)
- ۲- LPG (ترکیب بوتان و پروپان)
- ۳- گاز ترش (گاز فراوری نشده)
- ۴- بیوگاز مثل گاز فاضلاب، مرداب و چوب و...
- ۵- گاز فلر
- ۶- با ارزش حرارتی کم و پایین
- ۷- گازهای تولیدی در اثر تبدیل و تجزیه مواد در فرآیندهای شیمیایی

#### ۴-۶-۲ موتورهای رفت و برگشتی

بیش از یکصد سال از ابداع موتورهای رفت و برگشتی می‌گذرد و این فناوری از اولین فناوری های تولید پراکنده به حساب می‌آید. نیروی محرکه این موتورها از سوخته‌های فسیلی است. موتورهای رفت و برگشتی جزء موتورهای احتراق داخلی بوده و عموماً بر اساس سیکل های اتو (اشتعال جرقه‌ای) و دیزل (اشتعال تراکمی) کار می‌کنند. این موتورها توانسته‌اند تقریباً در تمام بخش های اقتصادی مقبولیت وسیعی پیدا کنند. گستره بکارگیری این موتورها از واحدهای کوچک (برای تامین قدرت مورد نیاز ابزارهای دستی) تا نیروگاه های برق بار پایه ۶۰ مگاواتی تغییر می‌کند. امروزه به خاطر مسایل زیست محیطی از واحدهای دیزلی در تولید برق پایه کمتر استفاده شده و بیشتر در تولید توان پیک بکار می‌رود. موتورهای کوچکتر عمدتاً برای کارهای حمل و نقل استفاده می‌شوند، ولی می‌توانند با اندکی تغییر شکل و اصلاح به مولدهای برق تبدیل شوند. موتورهای بزرگتر بطور کلی برای تولید برق، محرکه‌های مکانیکی یا نیروی پیشران کشتی ها بکار می‌روند. موتورهای رفت و برگشتی هزینه سرمایه‌گذاری کمی دارند ولی ملزومات و هزینه تعمیر و نگهداری (O&M) آنها بالا است. از دیگر قابلیت های این سیستم ها دوگانه سوز بودن آنها می‌باشد، بطوری که می‌توانند هم با سوخت دیزل و هم با گاز طبیعی کار کنند و در عین حال راندمان مطلوبی نیز داشته باشند.



تقریباً تمام موتورهایی که به منظور تولید برق بکار می روند، چهار زمانه بوده و در چهار مرحله (مکش، تراکم، احتراق و تخلیه) کار می کنند. در ابتدا سوخت و هوا با نسبت معین با هم مخلوط شده و سپس از طریق منیفولد ورودی به محفظه احتراق هدایت می شود. در برخی از موتورها برای افزایش قدرت خروجی از توربوشارژر یا سوپرشارژر استفاده می شود. در توربو شارژر (یا سوپرشارژر) هوا پیش از اختلاط با سوخت متراکم شده و آنگاه با سوخت مخلوط می شود. مخلوط سوخت و هوا در محفظه احتراق با بالا آمدن پیستون متراکم می شود. در موتورهای دیزلی سوخت و هوا به طور جداگانه وارد محفظه احتراق می شوند. به این صورت که ابتدا هوای متراکم خروجی از توربو یا سوپر شارژر وارد محفظه احتراق می شود. در محفظه احتراق پیستون با حرکت به سمت نقطه مرگ بالا، هوا را متراکم تر می کند. با تراکم هوا دمای آن بالا رفته و در این لحظه سوخت به داخل محفظه احتراق به صورت اتمیزه شده، تزریق می گردد. دمای هوای متراکم به قدری است که به محض تزریق سوخت عمل احتراق صورت می گیرد. عمل احتراق در موتورهای دارای اشتعال جرقه‌ای قدری متفاوت است. در این موتورها پس از متراکم شدن مخلوط سوخت و هوا در محفظه احتراق، احتراق با جرقه شمع انجام می گیرد. به هر حال بعد از عمل احتراق، قدرت تولید شده در نتیجه آزاد شدن انرژی شیمیایی سوخت، باعث عقب راندن پیستون به سمت نقطه مرگ پایین می شود. حرکت پیستون به سمت پایین باعث چرخش میل لنگ و تولید قدرت دورانی می شود. بدین ترتیب می توان از قدرت تولید شده توسط موتور با استفاده از یک ژنراتور برق، الکتریسیته تولید نمود. گازهای داغ حاصل از احتراق با بالا آمدن مجدد پیستون از طریق دریچه خروجی به بیرون هدایت می شوند و بدین ترتیب سیکل کامل می شود. در شکل زیر شماتیک یک مولد برق با موتور رفت و برگشتی اشتعال جرقه‌ای نشان داده شده است. موتورهای رفت و برگشتی با کمی تغییر شکل و اصلاح می توانند از چند نوع سوخت استفاده کنند. امروزه به خاطر مشکلات زیست محیطی که اینگونه موتورها دارند، از پیکربندی های دوگانه سوز استفاده می شود. در اینگونه موتورها سوخت اول گاز طبیعی است.



شکل ۴-۱۵ شماتیک یک مولد برق با موتور رفت و برگشتی اشتعال جرقه‌ای

#### ۴-۶-۲ باز یابی گرما:

انرژی مهم ترین نیروی محرکه اقتصاد است. تمام ساختمان ها نیاز به برق برای روشنایی و راه اندازی تجهیزات و لوازم دارند. یکی از مصرف کنندگان عمده انرژی در ساختمان تجهیزات تهویه فضا است. اکثر ساختمان های تجاری و سازمانی برای کسب و کار، آموزش و پرورش، و مراقبت های بهداشتی، نیاز به فضا برای تهویه، سرمایش ، گرمایش و کنترل رطوبت دارند.

CHP راه موثر برای تولید برق و حرارت بطور همزمان می باشد.

منظور از CHP یا cogeneration این است که گرما و برق به صورت همزمان در یک فرآیند تولید می شوند. در تولید به روش CHP ابتدا برق تولید می شود و سپس حرارت تولید شده بصورت بخار داغ یا گازهای آگزوز بازیافت شده بصورت انرژی گرمایشی مورد استفاده قرار می گیرد.

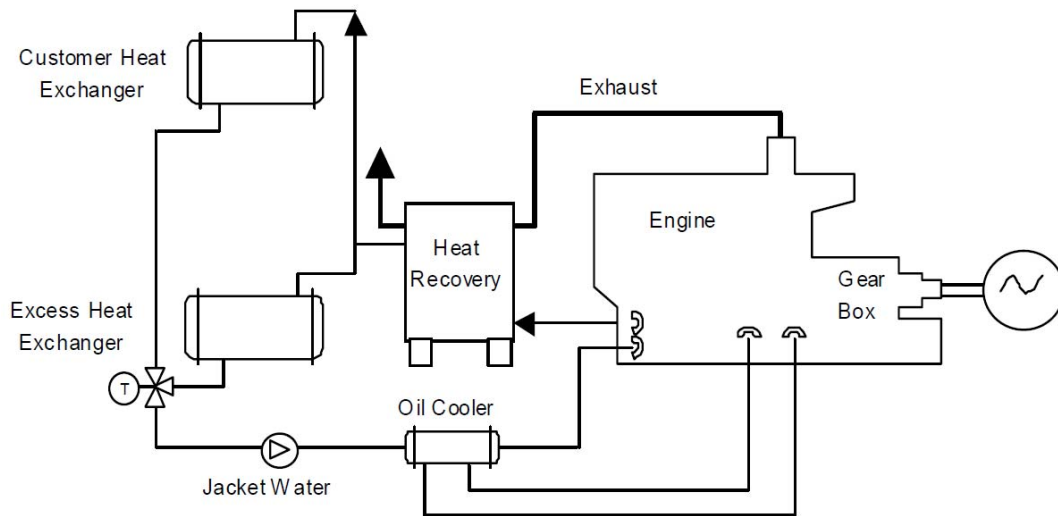
راندمان تولید برق به تنهایی بین ۲۵-۵۵٪ است، اما با استفاده از روش CHP بازده کلی را می توان تا ۶۵-۹۰٪ افزایش داد و از انرژی حرارتی باقی مانده می توان در فرآیندهای صنعتی یا گرم کردن محیط بهره جست. این مکانیزم از حیث پایین آوردن مصرف سوخت، کاهش انتشار گاز CO<sub>2</sub>، ارتقاء بهره وری انرژی و کاهش وابستگی به انرژی وارداتی حائز اهمیت است.

با CHP کردن موتورهای رفت و برگشتی، می توان بازده را ۶۰ تا ۸۰ درصد بالا برد. ۴ منبع برای مصرف حرارت از موتورها موجود است:

- ۱- گاز آگزوز
- ۲- آب خنک کننده مولد موتور
- ۳- آب خنک کننده روغن روان کاری
- ۴- هوای خنک کننده

حرارت معمولاً به صورت آب داغ یا بخار کم فشار (کمتر از  $30^{\text{psi}}$ ) بازیابی می‌شود. بخار با فشار متوسط تا  $15^{\text{psi}}$  را می‌توان به وسیله گاز آگزوز مافوق گرم تولید شود. اما گاز داغ آگزوز تنها شامل یک دوم و یا نصف انرژی حرارتی موجود از موتور است، که در نتیجه بازده سیستم روی هم رفته کمتر می‌شود. بعضی از صنایع سیستم های CHP در گاز آگزوز استفاده می‌کنند برای فرآیند خشک کردن به طور معمول آب داغ و بخار فشار پایین تولید شده، توسط سیستم CHP موتور برای دماهای پایین (کمتر از  $240^{\circ}\text{F}$ ) مناسب است. کاربردهای دود خروجی عبارتند از: نیاز فرآیندها، گرمایش فضا، گرمایش آب قابل شرب و تحریک کردن چیلرهای جذبی برای تولید، آب سرد برای فرآیند خنک کاری، تأمین هوای مناسب و یا خنک کاری.

در سال ۲۰۰۰ در آمریکا، ۱۰۵۵ موتور CHP در حال کار بوده است، که تخمین زده می‌شود این موتورها بیش از  $800^{\text{MW}}$  از ظرفیت الکتریسیته مورد نیاز را تولید کرده اند. که در شکل زیر نشان داده شده است.



شکل ۴-۱۶ شماتیک یک موتور مولد برق با بازیافت حرارتی در یک سیکل بسته

ظرفیت این موتورها در بازه  $30^{\text{KW}}$  تا کمی بیشتر از  $40^{\text{MW}}$  می‌باشد. برای فضاهای بزرگتری که برق بیشتری را نیاز دارند، می‌توان چند واحد از موتورها را در کنار یکدیگر قرار داد.

### فرآیند پایه و اجزا سیستم:

دو نوع روش طراحی اولیه برای این نوع موتورها وجود دارد. دو روش موجود، یکی بر اساس محل کاربرد موتور و دیگری برای سیکل موتوره‌های ساکن می‌باشد. موتوره‌های اشتعال جرقه‌ای بر اساس سیکل اتو و موتوره‌های اشتعال

تراکمی بر اساس سیکل دیزل طراحی می‌شوند. اجزای اصلی مکانیکی موتورهای اشتعال تراکمی و اشتعال جرقه‌ای یکسان هستند.

هر دو دارای سیلندر (محفظه احتراق)، پیستون، میل لنگ (حرکت خطی را به حرکت دورانی تبدیل می‌کند) و... می‌باشند.

موتورها به وسیله سرعت میل لنگ، عملکرد سیکل (دو زمانه یا چهار زمانه)، با توربو شارژر یا بدون توربو شارژر دسته بندی می‌شوند. بسیاری از موتورهای وسایل نقلیه در صدها مدل ثابت در سایز کوچک برای مصارفی همچون آبیاری، پمپاژ، CCHP و... ساخته شده‌اند.

#### ۴-۶-۲-۳ انواع موتور:

#### ۴-۶-۲-۳-۱ موتور با محفظه احتراق باز:

در این نوع موتور شمع در محفظه باز سیلندر قرار گرفته و با جرقه زنی شمع، احتراق شروع می‌شود.

#### ۴-۶-۲-۳-۲ موتورهای با اتاق احتراق<sup>۱۸۶</sup> جداگانه:

در این نوع موتورها شمع یا گرم کننده در فضای کوچکی در بالای سیلندر قرار دارند، در لحظه پاشش سوخت، سوخت غلیظ در این محفظه پاشیده می‌شود و احتراق در این محفظه شروع شده و به سرعت در فضای اصلی سیلندر توسعه داده می‌شود و یک گشتاور انرژی قوی ایجاد می‌کند.

این تکنولوژی انرژی کافی احتراق برای آتش زدن مخلوط سوخت و هوای بسیار رقیق را فراهم می‌کند. که برای موتورهایی در سایزهای بزرگ و موتورهای دیزل کاربرد دارد.



شکل ۴-۱۷ نمای از یک موتور با اتاق احتراق جداگانه

<sup>186</sup> Combustion chamber

موتور اشتعال جرقه‌ای بازده کمتری نسبت به موتورهای دیزل دارد که این تفاوت به خاطر نسبت فشار کمتر آن می‌باشد. با این وجود در یک سایز از موتور، موتور اشتعال جرقه‌ای عملکرد بهتری از دیزل‌ها در رقیق سوزی دارد.

رنج بازده موتور گازسوز- رقیق سوز، برای موتور  $50 \text{ kW}$  از ۲۸٪ (LHV) تا ۴۰٪ برای عملکرد بهتر می‌باشد.

با توجه به نوع موتور، کیفیت سوخت، موتورهای دیزل بین ۵ تا ۲۵ برابر بیشتر از موتورهای رقیق سوز،  $\text{NO}_x$  تولید می‌کنند.

موتورهای پر سرعت دیزل، نیازمند کیفیت بالای سوخت، و میزان سولفور پایین سوخت می‌باشند. تا میزان تولید  $\text{SO}_2$  در آنها کاهش پیدا کن و عمر بیشتری داشته باشد.

موتورهای پرسرعت دیزل به هیچ عنوان برای سوخت‌های با کیفیت پایین مناسب نیستند و هیچ گونه صرفه اقتصادی ندارند.

#### ۴-۶-۲-۳-۳ موتور دوگانه سوز:

این نوع موتورها با سوخت‌های ترکیبی کار می‌کنند، که سوخت می‌تواند شامل، ۲٪ تا ۲۰٪ سوخت دیزل و ۸۰٪ تا ۹۸٪ سوخت گازی باشد. سوخت دیزل برای به حرکت در آوردن سوخت و شروع احتراق در سوخت ترکیبی لازم است.

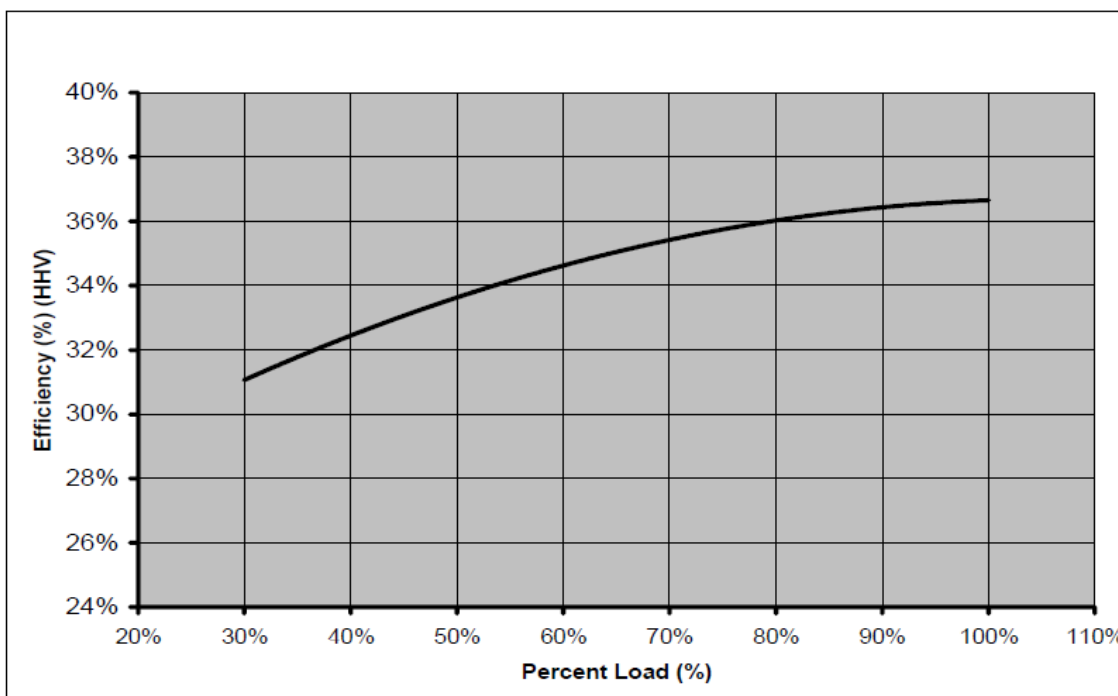
موتورهای دوگانه‌سوز با آلاینده‌گی  $\text{NO}_x$  کم، رقیق سوز می‌باشند، در نتیجه در این موتورها دمای بیشینه احتراق پایین آمده و میزان تولید  $\text{NO}_x$  نسبت به موتورهای دیزل کاهش می‌یابد.

مقدار  $\text{NO}_x$  تولید شده بستگی به مقدار گازوئیل پیلوت دارد. دستیابی به  $\text{NO}_x$  خیلی کم نیازمند آن است که نسبت هم‌ارزی بسیار پایین (درحدود ۰/۴) باشد. برای داشتن یک احتراق کامل و مطمئن، حداقل ۵٪ سوخت گازوئیل در حالت بار کامل به‌عنوان سوخت پیلوت نیاز می‌باشد. اما با بهینه کردن سیستم تزریق سوخت پیلوت، می‌توان این میزان را تا حدود ۲٪ کاهش داد که این کار به طور چشم‌گیری در کاهش  $\text{NO}_x$ ، مؤثر می‌باشد. بهینه‌کردن پاشش سوخت پیلوت به‌معنای بالا بردن فشار تزریق و کاهش قطر سوراخ انژکتورها می‌باشد که باعث بالا رفتن قدرت نفوذ و اتمیزه شدن سوخت می‌باشد. در نتیجه یک سوخت با انرژی مناسب در کل محفظه احتراق، آمادگی اشتعال خواهد داشت.

این نوع موتورها قابلیت کارکرد از سوخت ترکیبی تا ۱۰۰٪ دیزل را دارند که برای حالات خروجی مختلف، متفاوت می‌باشند. در زمانی که میزان سوخت دیزل به سوخت گازی کمتر می‌باشد، میزان تولید  $\text{NO}_x$  نیز کمتر است.

#### ۴-۶-۲-۴ عملکرد در بار جزئی:<sup>۱۸۷</sup>

در سیستم های تولید قدرت و ترکیبی قدرت و حرارت<sup>۱۸۸</sup> از موتورهای رفت و برگشتی معمولاً ژنراتور سنکرون با سرعت ثابت چرخش تولید مداوم جریان متناوب (AC) استفاده می شود. وقتی که بار کاهش پیدا کند، میزان حرارت موتور اشتعال جرقه ای افزایش پیدا کرده و بازده الکتریکی کاهش می یابد. نمودار زیر، بازده الکتریکی را بر اساس بار جزئی برای موتور رقیق سوز گازسوز نشان می دهد. بازده در ۵۰٪ بار کامل<sup>۱۸۹</sup> بین ۸٪ تا ۱۰٪ کمتر از بازده در بار کامل است.



شکل ۴-۱۸ تغییرات بازده الکتریکی نسبت به درصد بار الکتریکی که از سیستم گرفته می شود

#### ۴-۶-۲-۵ تاثیر دما و ارتفاع:

با افزایش دمای محیط بازده کاهش پیدا می کند. در دمای بالای ۱۱۰ درجه فارنهایت، قدرت و بازده کاهش می یابد اما میزان تغییرات نسبت به توربین ها کمتر است. بازده و قدرت موتور به ازاء هر ۱۰ درجه فارنهایت بالاتر از 110F به اندازه ۲٪ افت می کند

قدرت موتور ها به ازاء هر ۱۰۰۰ پا ارتفاع از سطح دریا ۴٪ افت می کند، در حالی که بازده الکتریکی آنها به ازاء هر ۱۰۰۰ پا ارتفاع از سطح دریا ۱٪ افت می کند.

<sup>187</sup> Part-load

<sup>188</sup> Combine heat and power(CHP)

<sup>189</sup> Full-load

ب- **حالت دوم**، اگر چاه گاز باشد از گزینه‌های مطرح در این پژوهش خارج می‌شود. اگرچه این راه، راحت‌ترین راه و کم هزینه ترین راه می‌باشد.

ج- **حالت سوم**، این گزینه از چندین لحاظ قابل بحث می‌باشد:

- فاصله محل قرار گیری سکو تا نزدیک‌ترین واحد از واحدهای پارس جنوبی
- عمق سکو (هزینه لوله‌کشی و لوله گذاری رابطه مستقیم با عمق محل دارد.)
- مقایسه ارزش گاز (ریالی) با میزان سرمایه‌گذاری و نرخ بازگشت سرمایه و نقطه سر به سر
- بحث محیط زیست
- بحث پدافند غیر عامل

## فصل پنجم: تجزیه و تحلیل اطلاعات و ارائه مدل

### بهینه

در بخش نخست این فصل، روش تحلیل و ارزیابی اقتصادی در نظر گرفته شده، جهت آنالیز اقتصادی، سرمایه گذاری در سیستم‌های مختلف بازیابی گازهای ارسالی به فلر و روابط مورد نیاز جهت محاسبه پارامترهای تصمیم گیری ارائه شده است. در ادامه نتایج محاسبات ارزیابی سرمایه گذاری برای سناریوهای در نظر گرفته شده، در فصل قبل ارائه و در انتها مورد تحلیل و مقایسه قرار گرفته‌اند.



## ۵-۱- محاسبات ارزیابی سرمایه گذاری

ارزیابی سرمایه‌گذاری در دارایی‌های ثابت، تصمیم‌گیری در خصوص انواع سرمایه‌گذاری‌ها و انتخاب مناسب‌ترین پروژه، که در مجموع فرآیند بودجه‌بندی سرمایه‌ای را تشکیل می‌دهند، از مهم‌ترین مباحث در مدیریت مالی محسوب می‌شوند. از جمله فعالیت‌ها، در فرآیند بودجه‌بندی سرمایه‌ای تجزیه و تحلیل مالی پروژه‌های سرمایه‌ای است که این امر، اهمیت بودجه‌بندی سرمایه‌ای را بیشتر می‌سازد، زیرا تجزیه و تحلیل یاد شده در تصمیم‌گیری و انتخاب مناسب‌ترین شیوه، اثر قابل توجهی دارد.

### ۵-۱-۱- فرآیند بودجه‌بندی سرمایه‌ای

بودجه‌بندی سرمایه‌ای، فرآیند ارزیابی سرمایه‌گذاری در دارایی‌های بلندمدت و انتخاب مناسب‌ترین آنها از طریق تجزیه و تحلیل مالی پروژه‌ها با استفاده از روش‌های علمی و کاربردی است.

فرآیندی بودن بودجه‌بندی سرمایه‌ای بدین مفهوم است که، ابتدا اهداف می‌باید مشخص گردد، سپس میزان سرمایه‌گذاری‌ها باید تعیین شود در نهایت با استفاده از روش‌های مختلف ارزیابی پروژه‌های سرمایه‌ای، مناسب‌ترین راهکار از نظر عملی بودن، اقتصادی بودن و سودآور بودن انتخاب گردد.

### ۵-۱-۲- روش‌های ارزیابی پروژه‌ها در بودجه‌بندی سرمایه‌ای

مقایسه اقتصادی و تعیین اقتصادی بودن پروژه‌ها، یکی از با اهمیت‌ترین موضوع‌های تصمیم‌گیری برای هر واحد است. بدین منظور روش‌های متعددی ارائه شده است که مهم‌ترین آنها به شرح ذیل می‌باشند:

- روش ارزش فعلی<sup>۱۹۰</sup>
- روش یکنواخت سالانه<sup>۱۹۱</sup>
- روش نرخ بازگشت سرمایه داخلی<sup>۱۹۲</sup>
- روش نرخ بازده حسابداری

در این میان دو روش ارزش فعلی و روش نرخ بازگشت سرمایه داخلی، از پرکاربردترین روش‌های معرفی شده می‌باشند. در ادامه تقسیم بندی کلی و شرح روش‌های ارزیابی اقتصادی پروژه‌ها ارائه می‌گردد. محاسبات اقتصادی راهکارهای ارائه شده در فصل گذشته، با هر کدام از این روش‌ها مورد ارزیابی و مقایسه قرار خواهند گرفت.

### ۵-۱-۳- روش نرخ بازده داخلی<sup>۱۹۳</sup>

<sup>190</sup> Present Value

<sup>191</sup> Equivalent Uniform Annual

<sup>192</sup> Internal Rate of Return

نرخ بازده داخلی عبارتست از نرخ تنزیلی که ارزش فعلی جریانهای نقدی ورودی و خروجی را معادل یکدیگر سازد. به عبارت دیگر در این نرخ، ارزش حال جریانهای نقدی ورودی و خروجی با یکدیگر برابر هستند.

### (۱) محاسبه جریان نقدی خروجی:

خروجی مبلغ سرمایه گذاری تا مرحله بهره برداری به عنوان جریان نقد که از حسابهای شرکت تأمین شده عبارت است از:

$$(۱-۵) \quad \text{سرمایه در گردش} + \text{هزینه های راه اندازی} + \text{بهای خرید} = \text{مبلغ سرمایه گذاری اولیه}$$

### (۲) خالص جریان نقدی ورودی:

از تفاوت جریان نقدی خروجی بابت هزینه های عملیاتی و مالیات و جریان ورود نقد، خالص جریان نقد محاسبه می گردد.

$$(۲-۵) \quad CFAT = S - C - T$$

$CFAT =$  جریان نقد بعد از جریانهای خروجی هزینه های عملیاتی و مالیات (خالص جریان نقدی ورودی)

$S =$  درآمدهای نقدی ورودی

$C =$  هزینه های نقدی عملیاتی (خروجی)

$T =$  مالیات

جهت محاسبه مالیات رابطه زیر مورد استفاده قرار می گیرد که در حقیقت، تفاوت درآمدها و هزینه های عملیاتی و استهلاک در نرخ مالیاتی ضرب شده و حاصل مبلغ مالیات می باشد.

$$(۳-۵) \quad T = (S - C - D)t$$

$T =$  مبلغ مالیات کل

$S =$  درآمدهای فروش

$C =$  هزینه های عملیاتی

$D =$  استهلاک

$t =$  نرخ مالیات

بنابراین با توجه به نکات فوق، اگر مالیات به سود حاصل از فروش دارایی ثابت تعلق گیرد، می توان از رابطه زیر استفاده نمود:

$$(۴-۵) \quad CFAT = CFAT + R - T - WC$$

$WC =$  بازافت سرمایه در گردش

$T =$  مالیات ناشی از سود حاصل از فروش دارایی

$R =$  ارزش اسقاط

هدف محاسبه نرخ متوسط بازده سالانه پروژه است که برای محاسبه آن باید نرخ تنزیلی بیابیم که ارزش فعلی عایدات آتی (جریان نقدی ورودی) را با سرمایه‌گذاری اولیه (جریان نقدی خروجی) برابر نماید. برای محاسبه نرخ بازده داخلی، رابطه ریاضی ذیل مد نظر می‌باشد:

$$\sum_{t=1}^n t = 1 \left[ \frac{At}{(1+r)^t} \right] = \sum_{t=1}^n t = 1 \left[ \frac{Bt}{(1+r)^t} \right] \quad (5-5)$$

$$CFAT = A_t \quad (6-5)$$

$$IRR = r$$

اگر:

$$\text{ارزش فعلی جریان نقدی خروجی} = \text{ارزش فعلی جریان نقدی ورودی} \quad (7-5)$$

آنگاه:

$$\sum_{t=0}^n t = 1 \left[ \frac{At}{(1+r)^t} \right] = I. \quad (8-5)$$

$$I_0 = \frac{At}{(1+r)^1} + \dots + \frac{At}{(1+r)^n}$$

در مسایلی که ارزش فعلی عایدات آتی مساوی نیست و به عبارت دیگر جریان وجوه نقد آتی یکسان نیستند، به روش آزمون و خطا نرخ بازده داخلی محاسبه می‌شود. ابتدا نرخ بهره مناسبی انتخاب و بر مبنای آن ارزش فعلی جریان وجوه نقد محاسبه می‌شود. اگر ارزش فعلی بدست آمده از سرمایه‌گذاری اولیه بیشتر باشد نرخ به کار رفته کمتر از نرخ بازده داخلی پروژه‌ها می‌باشد. در این صورت نرخ بهره بالاتری انتخاب و مجدداً ارزش فعلی وجوه نقد حاصل بر مبنای آن محاسبه می‌گردد. این عمل تکرار می‌شود تا ارزش فعلی وجوه نقد و سرمایه‌گذاری اولیه پروژه با یکدیگر مساوی شود که در این صورت نرخ بازده داخلی مورد نظر بدست می‌آید.

اگر جریان نقد ورودی سالانه یکسان باشد ارزش فعلی این جریان با استفاده از جدول ارزش فعلی سالیانه بدست می‌آید و نرخ بازده داخلی محاسبه می‌شود. در پروژه‌های سرمایه‌گذاری که نرخ بازده داخلی (IRR) از هزینه تأمین مالی بیشتر باشد پروژه قابل قبول خواهد بود. هزینه تأمین مالی عبارت از هزینه‌ای است که واحد انتفاعی برای تأمین منابع مالی به صورت بهره یا حقوق صاحبان سهام پرداخت می‌کند. بنابراین در هر زمان که نرخ بازده پروژه‌ای بیش از هزینه تأمین مالی باشد جذابیت بالقوه برای سرمایه‌گذاران در آن پروژه وجود خواهد داشت.

۵-۱-۴- روش ارزش فعلی خالص<sup>۱۹۴</sup>

<sup>194</sup> NPV

در این روش کلیه وجوه دریافتی و پرداختی با نرخ خاصی تنزل می شوند و اگر ارزش فعلی وجوه دریافتی بیش از وجوه پرداختی باشد جذابیت بالقوه برای آن پروژه وجود دارد. معمولاً نرخ تنزیل همان نرخ تأمین مالی می باشد. برای محاسبه ارزش فعلی خالص از رابطه ذیل استفاده می شود:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CFAT_t}{(1+K)^t} - I \quad (9-5)$$

NPV = ارزش فعلی خالص

CFAT = جریان نقد ورودی

K = حداقل نرخ بازده مورد انتظار (نرخ هزینه تأمین مالی)

I = سرمایه گذاری اولیه

در این روش ابتدا عایدات را به زمان حال (ارزش فعلی) تنزل داده و سپس سرمایه گذاری اولیه از آن کسر می گردد. اگر ارزش فعلی خالص مثبت (بزرگتر از صفر) باشد، بنابراین پروژه قابل قبول خواهد بود. در حالی که  $NPV=0$  باشد، سرمایه براساس نرخ بهره کنونی مستهلک می شود.

در نرخ سودی که مقدار NPV برابر صفر می شود، نرخ بهره داخلی بدست می آید. اگر نرخ بهره محاسباتی بیش از حداقل نرخ سود، که معمولاً متوسط نرخ سود در بانک مرکزی است، باشد سرمایه گذاری سودآور خواهد بود [۸۶].

### محاسبه نرخ بازگشت سرمایه با استفاده از روش ارزش فعلی خالص:

نرخ بازگشت سرمایه از مساوی قرار دادن ارزش فعلی درآمدها و هزینه ها حاصل می شود. این تساوی صرفاً تحت یک نرخ امکان پذیر است و آن، نرخ بازگشت سرمایه است. به عبارت دیگر روابط زیر برقرار است:

$$\begin{aligned} NPV &= 0 \\ PV_B &= PV_C \\ PV_B - PV_C &= 0 \end{aligned} \quad (10-5)$$

اگر فرآیند مالی پروژه ای از سرمایه اولیه (p)، ارزش اسقاطی (SV)، درآمد سالیانه (A) و عمر مفید (n) تشکیل شده باشد، حل رابطه زیر، (i) که همان نرخ بازگشت سرمایه است را مشخص می نماید:

$$-P + A(P/A, i\%, n) + SV (P/F, i\%, n) = 0 \quad (11-6)$$

### ۵-۱-۵- شاخص سودآوری

شاخص سودآوری عبارت است از نسبت ارزش فعلی وجوه نقد حاصل از پروژه به ارزش فعلی وجوه سرمایه گذاری شده در آن. از این روش معمولاً در شرایطی که هدف مقایسه چند پروژه است استفاده می گردد. برای محاسبه شاخص سودآوری از رابطه ذیل استفاده می شود:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+K)^t}}{I} \quad (12-5)$$

یا

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CFAT}{(1+K)^t}}{I} \quad (13-5)$$

هر چقدر شاخص سودآوری پروژه‌های بیشتر باشد پروژه مطلوب تر است، زیرا بازده بیشتری نسبت به سرمایه گذاری اولیه ایجاد می‌نماید.

### ۵-۱-۶- روش دوره برگشت سرمایه

یک روش ساده و متداول برای ارزیابی پروژه‌های سرمایه‌ای است. مفهوم این است که چند سال طول می‌کشد تا اصل سرمایه گذاری اولیه از محل دریافت عایدات برگشت شود. به عبارت دیگر مدت زمان لازم برای پوشش مخارج سرمایه‌ای اولیه چه مقدار است. برای محاسبه دوره برگشت سرمایه از رابطه زیر استفاده می‌شود [۸۶]:

$$PP = \frac{I_0}{CFAT} \quad (14-5)$$

PP = دوره برگشت سرمایه

$I_0$  = سرمایه گذاری اولیه

CFAT = جریان نقدی سالانه

به عبارت دیگر:

جمع عایدات نقد = سرمایه گذاری اولیه

$$I_0 = \sum CFAT \quad (15-5)$$

مفروضات اساسی این روش عبارت است از:

- در مواقعی که ریسک سرمایه گذاری بالا است، هر چه دوره برگشت سرمایه کوتاه تر باشد، خطر سرمایه گذاری هم کمتر است.
- معیاری برای سنجش احتمال خطر است.
- ساده‌ترین روش در عمل تلقی می‌گردد.

ساده بودن روش برگشت سرمایه از جمله مزایای این روش است. اما این روش معایبی نیز دارد، نظیر:

- به جریان نقد بعد از دوره برگشت توجه نمی‌گردد.
- به ارزش زمانی پول در سال‌های مختلف نیز توجه نمی‌شود. زیرا عایدات سال‌های مختلف قابل جمع شدن با یکدیگر نیستند.

- ترتیب زمانی عایدات را مد نظر قرار نمی دهد. نظیر اینکه اگر دوره برگشت دو پروژه با یکدیگر برابر باشد، دو پروژه یکسان فرض می گردد، اما ممکن است، پروژه اول علیرغم دوره برگشت یکسان در سال های اولیه عایدات بیشتری نسبت به پروژه دوم داشته باشد.

دوره بازگشت سرمایه در علم اقتصاد مهندسی، یکی از روش های استاندارد ارزیابی طرح های اقتصادی است. در این روش معیار ارزیابی طرح، کوتاهی و بلندی زمان بازگشت سرمایه است. طرح های با دوره بازگشت سرمایه کوتاه تر جذابیت بیشتری نسبت به طرح هایی با دوره بازگشت بلندتر دارند.

#### ۵-۱-۷- معکوس دوره برگشت سرمایه

برای محاسبه آسان و تقریبی نرخ بازده داخلی از روش معکوس دوره برگشت سرمایه استفاده می شود. این روش از تقسیم رقم یک بر دوره برگشت سرمایه بدست می آید و در هنگام مقایسه هر پروژه ای که معکوس دوره برگشت سرمایه آن بیشتر است مناسب می باشد.

$$IPP = \frac{1}{PP} \quad (۵-۱۶)$$

IPP = معکوس دوره برگشت سرمایه

PP = دوره برگشت سرمایه

نرخ تقریبی برآورد شده در روش معکوس دوره برگشت سرمایه، همواره بیش از نرخ بازده داخلی واقعی است. اگر عمر مفید پروژه بیش از ۲ برابر دوره برگشت سرمایه باشد نرخ برآوردی تقریبی در روش معکوس دوره برگشت سرمایه به نرخ بازده داخلی نزدیکتر است.

#### ۵-۱-۸ داده های نرم افزاری از بانک اطلاعات دستگاه ها

#### ۵-۲- مدلسازی اقتصادی و مالی

تحلیل مزایای مالی و اقتصادی مصرف گازهای فلر شده، نتایج حاصل از تمام تحلیل های دیگر را در داخل یک چارچوب فراگیر جمع کرده و منحنی ریسک-فایده<sup>۱۹۵</sup> و در نتیجه جذابیت یک پروژه خاص را نشان می دهد. مدلسازی اقتصادی و مالی به توسعه مدلی "عمومی" که به عنوان ابزاری برای توسعه پروژه های جدید استفاده از گاز فلر در مقیاس کوچک شناخته می شود، کمک می نماید.

هرگونه استفاده خاص از گاز فلر بازیافت شده در مقیاس کوچک با توجه به تکنولوژی مورد استفاده و جریان های محصول و هزینه بکار گرفته شده و تولید شده، هزینه ها و منافع ویژه ای در بر دارد. به همین دلیل توسعه یک الگو یا مدل کلی جهت برای تحلیل کلیه انواع پروژه ها به سادگی امکان پذیر نمی باشد. با این حال، یک مدل عمومی برای ارزیابی راهکارها و گزینه های مختلف استفاده مجدد از گازهای فلر ساخته شده است.

<sup>195</sup> Risk-rewarding profile

## ۵-۲-۱- تحلیل و ارزیابی اقتصادی سیستم های کاهش و بازیابی گاز فلر

در ادامه به بررسی و محاسبه هزینه های سرمایه گذاری پرداخته می شود. برای تخمین هزینه های سرمایه گذاری از روش های مختلفی می توان استفاده کرد. انتخاب هر روش به مقدار اطلاعات موجود و دقت مورد نیاز بستگی دارد. در این تحقیق، از روش درصد قیمت تجهیزات تحویل داده شده استفاده می شود. این روش برای تخمین سرمایه گذاری کل یا ثابت لازم به کار می رود و نیاز به تعیین قیمت تجهیزات مورد استفاده دارد. سایر موارد موجود در کل هزینه مستقیم کارخانه نیز به صورت درصدی از این هزینه تخمین زده می شوند.

### ۵-۲-۱-۱- فرضیات در نظر گرفته شده در محاسبات اقتصادی

در محاسبات ارزیابی اقتصادی مدل، به منظور برآورد زمان بازگشت سرمایه گذاری راهکارهای ارائه شده، فرضیات ارائه شده در جدول زیر در نظر گرفته شده است.

جدول ۵-۱ فرضیات مورد استفاده در محاسبات اقتصادی

ردیف	عنوان	مقدار
۱	نرخ بهره (%)	۱۴
۲	نرخ مالیات (%)	۰
۳	نرخ استهلاک (%)	۲۰
۴	نرخ تسعیر دلار (ریال / واحد)	۱۳۹۰
۵	ضریب تبدیل یورو به دلار	۱/۳۶
۶	بهای برق فروخته شده به شبکه (ریال/کیلووات ساعت)	۴۵۰
۷	بهای سوخت گاز طبیعی خریداری شده از شبکه (ریال/مترمکعب)	۷۰۰
۸	بهای میانگین ضایعات بازیابی شده (دلار/تن)	۱۵۰
۹	بهای میانگین ارزش حرارتی سوخت بازیابی شده (سنت/مگاژول)	۰/۰۸
۱۰	بهای کاهش انتشار گازهای گلخانه ای (CO <sub>2</sub> e) در ایران (دلار/تن)	۳
۱۱	نرخ افزایش قیمت گاز مایع (%)	۳
۱۲	نرخ افزایش قیمت سوخت گازی بازیابی شده (%)	۲
۱۳	نرخ افزایش بهای کاهش انتشار گازهای گلخانه ای (CO <sub>2</sub> e) (%)	۱۰
۱۴	کارکرد سالانه واحد (ساعت)	۷۹۲۰
۱۵	طول عمر مفید سیستم (سال)	۱۰

## ۵-۲-۱-۲- روش تحلیل و ارزیابی اقتصادی

ارزیابی اقتصادی براساس چهار سناریو صورت می پذیرد؛ سناریوی اول، بازیابی فقط سوخت گازی بدون در نظر گرفتن مالیات زیست محیطی برای تولید گازهای گلخانه ای حاصل از سوزاندن گازهای فلر؛ سناریوی دوم، بازیابی سوخت گازی به همراه گاز مایع LPG بدون در نظر گرفتن مالیات زیست محیطی برای تولید گازهای گلخانه ای حاصل از سوزاندن گازهای فلر؛ سناریوی سوم، بازیابی فقط سوخت گازی به همراه در نظر گرفتن مالیات محیط زیستی برای تولید گازهای گلخانه ای؛ و سناریوی چهارم بازیابی سوخت گازی به همراه گاز مایع LPG به همراه در نظر گرفتن مالیات محیط زیستی برای تولید گازهای گلخانه ای تعریف می گردد.

## ۵-۳-۱-۲- هزینه های سرمایه گذاری

سرمایه گذاری لازم برای احداث هر واحد شامل هزینه های سرمایه گذاری مستقیم و غیر مستقیم می باشد. فاکتورهای نسبی برای تخمین موارد سرمایه گذاری مستقیم براساس قیمت تجهیزات مربوط به واحد فرآیند سیال به صورت جدول زیر می باشد.

جدول ۵-۲ درصد هزینه های مستقیم در سرمایه گذاری در واحدهای صنعتی دارای فرآیند سیال [۸۶]

نصب تجهیزات خریداری شده	٪۴۷
ابزار دقیق و کنترل (نصب شده)	٪۳۶
لوله کشی (نصب شده)	٪۶۸
برق (نصب شده)	٪۱۱
ساختمان ها (شامل خدمات)	٪۱۸
محوطه سازی	٪۱۰
امکانات خدماتی	٪۷۰
کل هزینه مستقیم واحد صنعتی	٪۳۶۰

هزینه های غیر مستقیم نیز شامل هزینه های مربوط به انواع خدمات مهندسی و طراحی و توسعه می باشد که ۲ تا ۱۰ درصد کل ارزش سرمایه گذاری را شامل می شوند. در جدول زیر مقادیر مربوط به هزینه های غیر مستقیم نسبت به هزینه های تجهیزات واحد صنعتی موجود می باشد.

جدول ۵-۳ درصد هزینه های غیر مستقیم در سرمایه گذاری در واحدهای صنعتی دارای فرآیند سیال [۸۶]



مهندسی و نظارت	٪۳۳
هزینه های ساختمانی	٪۴۱
هزینه های قانونی	٪۴
حق الزحمه پیمانکار	٪۲۲
هزینه های پیش بینی نشده	٪۴۴
مجموع هزینه های غیر مستقیم	٪۱۴۴

مجموع هزینه های مستقیم و غیر مستقیم، سرمایه گذاری ثابت را نتیجه می دهند. سرمایه گذاری کل نیز مجموع سرمایه گذاری ثابت با در نظر گرفتن سرمایه گذاری در گردش حدود ۱۵ درصد از سرمایه گذاری کل، می باشد. در جدول زیر مقادیر مربوط به سرمایه گذاری ثابت و کل نسبت به قیمت تجهیزات آورده شده است. جدول ۴-۵ محاسبه سرمایه گذاری کل براساس سرمایه گذاری ثابت

سرمایه گذاری ثابت	٪۵۰۴
سرمایه در حال گردش	٪۸۹
سرمایه گذاری کل	٪۵۹۳

#### ۵-۲-۱-۴- محاسبه قیمت خرید تجهیزات

مبنای برآورد هزینه تجهیزات سیستم بازیافت گاز فلر، مکاتبات انجام گرفته با سازنده های این نوع تجهیزات و روابط و گراف های موجود در مراجع و مقالات براساس پارامترهای تعیین قیمت هر تجهیز می باشد. دقت تخمین های مذکور حدود  $\pm 30\%$  درصد می باشد. در حالت استاندارد جنس کلیه تجهیزات سیستم فلر و بازیافت به جز مشعل ها و ۴ فوت بالایی فلر که ممکن است از جنس خاصی ساخته شوند (فولاد ضد زنگ)، از کربن استیل می باشد.

نکته قابل تعمق آن است که قیمت ها از فروشنده ای به فروشنده دیگر براساس نوع تکنولوژی بکار گرفته شده در ساخت ممکن است تفاوت داشته باشد. هنگامی یک تخمین می تواند دقیق باشد که بر مبنای قیمت های جمع آوری شده از چندین فروشنده استوار گردد. روابط مورد استفاده برای قیمت گذاری و نمودارهای مورد استفاده برای تعیین قیمت تجهیزات در پیوست ارائه شده اند.

برای محاسبه قیمت دستگاهی که هیچ اطلاعاتی درباره قیمت آن با توجه به ابعاد مورد نظر از لحاظ ظرفیت عملیاتی در دسترس نیست، از قانون قیمت گذاری تجهیز بزرگتر متناسب با تجهیز کوچکتر یا قانون نسبت شش دهم محاسبه می کنیم.

$$Cost\ of\ equipment\ A = (Cost\ of\ equipment\ B)X^{0.6}$$

$$X = \frac{Capacity\ of\ equipment\ A}{Capacity\ of\ equipment\ B} \quad (17-5)$$

قیمت های محاسبه شده به دلار در سال مبدأ با استفاده از ضرایب تبدیل میانگین<sup>۱۹۶</sup> سالیانه ارزش دلار به قیمت های سال ۲۰۱۱ تبدیل می گردد.

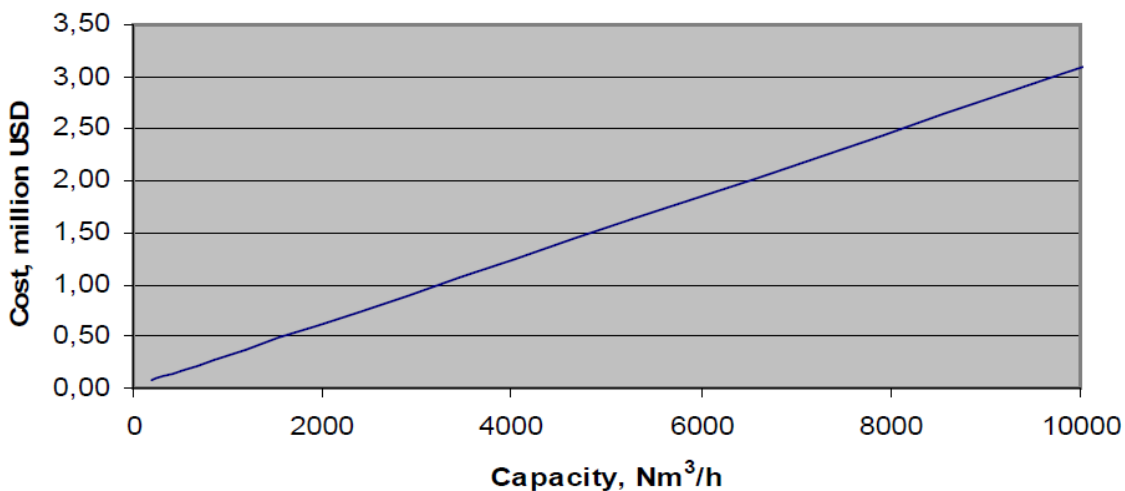
$$Present\ Cost = Original\ Cost \times \left( \frac{Cost\ Index\ in\ present}{Cost\ Index\ in\ original\ time} \right) \quad (۱۸-۵)$$

جدول ۵-۵ خلاصه هزینه محاسبه شده تجهیزات اصلی سیستم بازیافت گاز فلر

تجهیز	میلیون ریال
سیستم تولید برق موتوری	۲۵۲۰۰۰۰۰۰۰
بازیافت حرارت موتوری	۱۲۹۶۰۰۰۰۰۰
ژنراتور و اتصالات موتوری	۱۰۸۰۰۰۰۰۰۰
جمع کل موتوری	۴۸۹۶۰۰۰۰۰۰
سیستم تولید برق میکروتوربینی	۶۱۲۰۰۰۰۰۰۰
کنترلرها و اتصالات میکروتوربین	۱۰۸۰۰۰۰۰۰۰
جمع کل میکرو توربین	۷۲۰۰۰۰۰۰۰۰

۵-۱-۲-۵- منحنی های هزینه

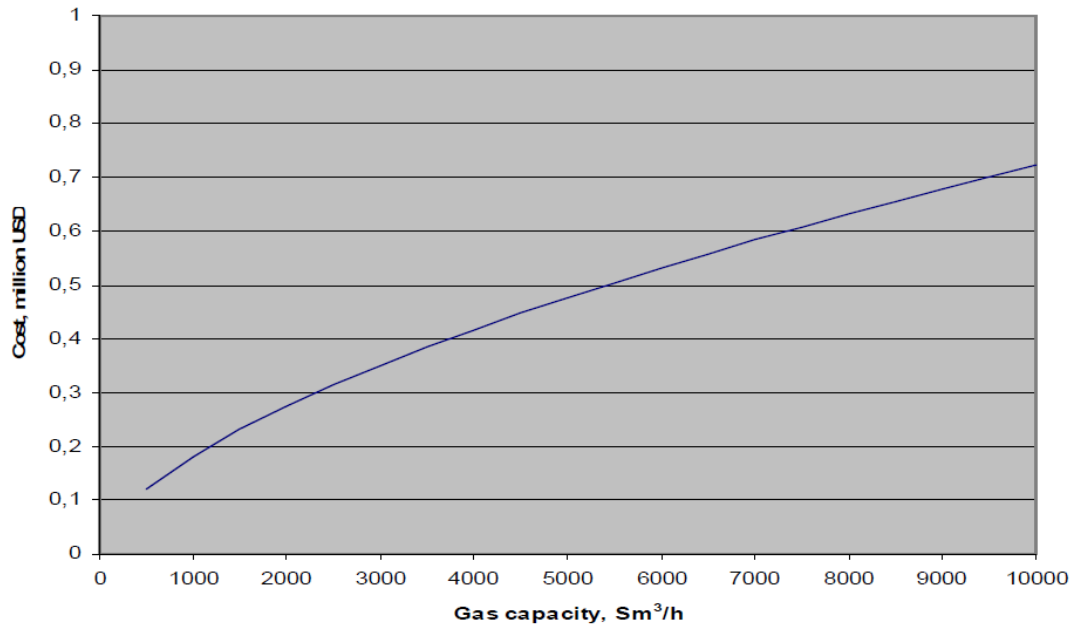
تمامی منحنی های هزینه ارائه شده در این بخش معرف هزینه های کلی شامل نصب تجهیزات می باشند. با این وجود، هزینه های عملکردی و تعمیر و نگهداری و سوخت مورد نیاز را شامل نمی باشند.



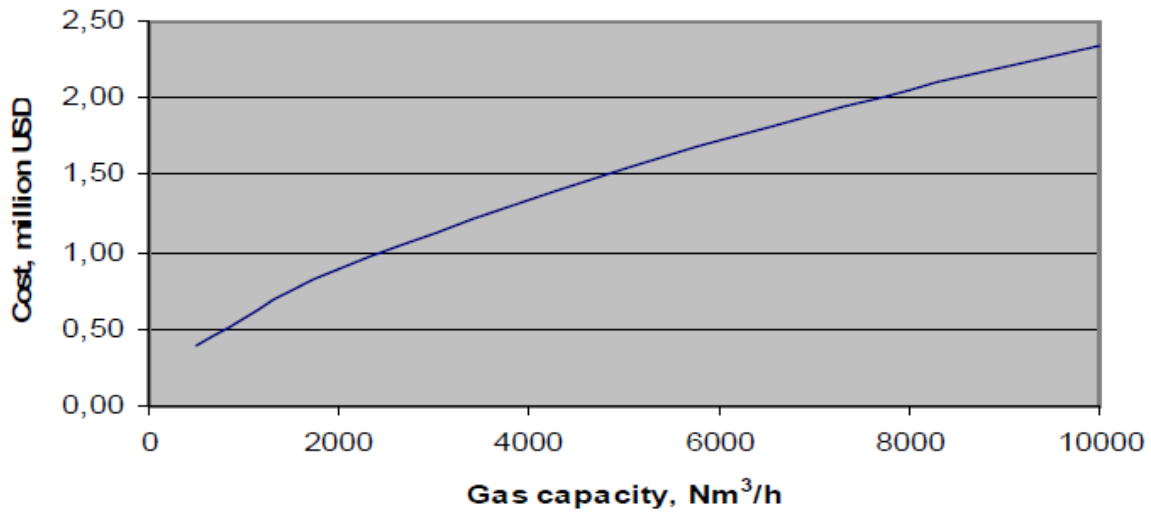
شکل ۵-۱ منحنی هزینه جهت تراکم گاز (از ۱ تا ۳۰ barg) برای کاربرد گاز فلر در تولید برق

منحنی هزینه برای دی هیدراتسیون گاز در دی های پائین در شکل ذیل نشان داده شده است.

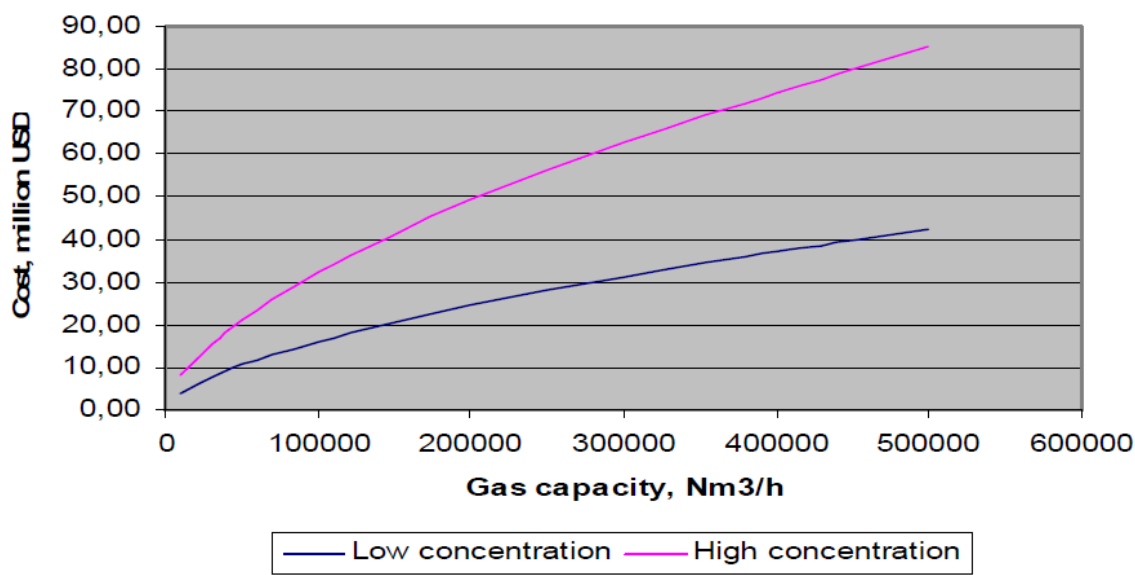
<sup>196</sup> Cost Index



شکل ۲-۵ منحنی هزینه دی هیدراتسیون گاز مورد استفاده در انتقال با فواصل طولانی، مصارف بالا، یا دمای پائین محیط

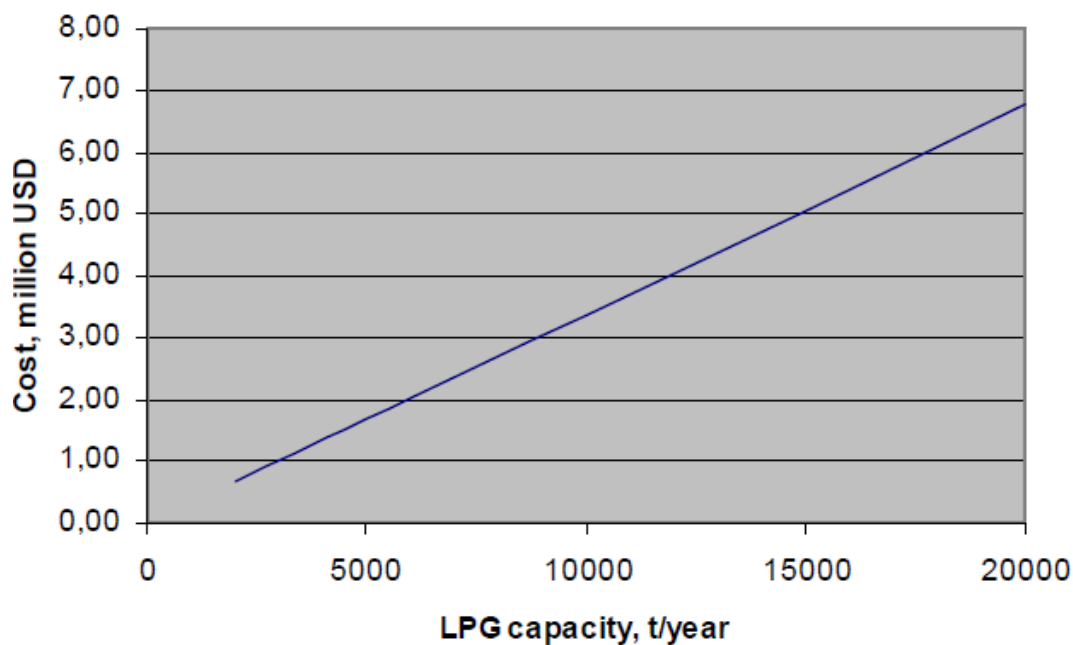


شکل ۳-۵ منحنی هزینه برای خنک کاری گاز<sup>۱۹۷</sup>

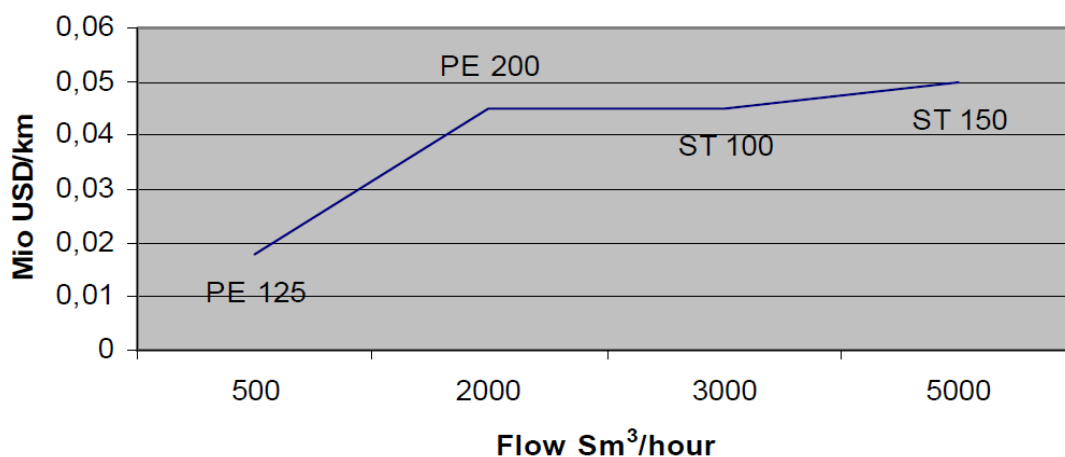


شکل ۴-۵ منحنی های هزینه برای شیرین سازی گاز ترش قبل از مصارف ثانویه

**تولید گاز مایع LPG:** منحنی هزینه ارائه شده در شکل ذیل بر مبنای بهترین تخمین برای تجهیزات مورد نیاز رسم شده است. هزینه ها شامل کلیه هزینه های واحد شامل کارهای عمرانی، ساختمان ها و زیرساخت های مورد نیاز می باشد، اما هزینه ها ممکن است از واحدی به واحد دیگر بسته به تاسیسات خارجی مورد نیاز و الزامات داخلی متفاوت باشد. این منحنی هزینه شامل هزینه انتقال (نه به شکل بطری و نه توزیع) نمی باشد. البته برای ارجاع دادن می توان ذکر نمود که یک کامیون ۲۰ متر مکعبی هزینه ای در حدود ۱۵۰۰۰۰ دلار خواهد داشت.

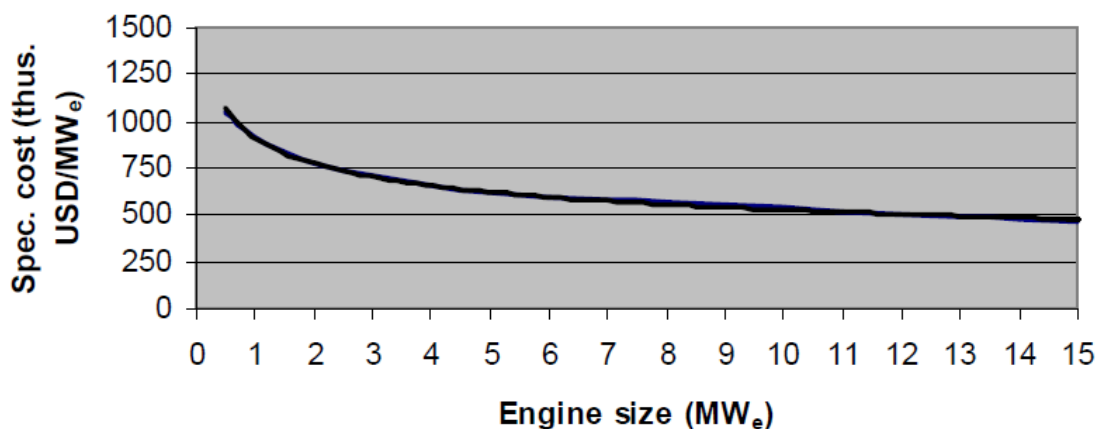


شکل ۵-۵ منحنی هزینه برای تقطیر و ذخیره سازی گاز

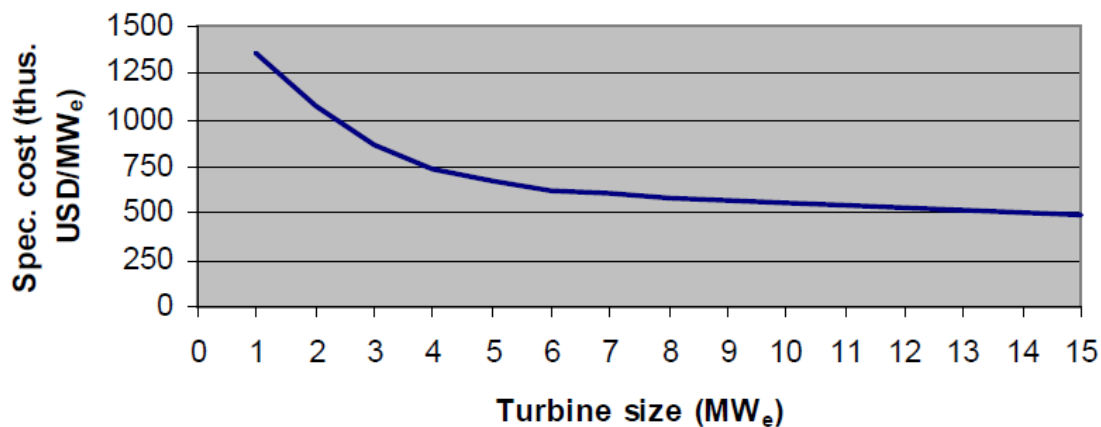


شکل ۵-۶ منحنی هزینه برای خطوط لوله گاز (۱۰-۴۰ بار، ۱۰۰ کیلومتر)

این منحنی هزینه تنها مربوط به هزینه های سرمایه گذاری برای لوله های مدفون در زمین است. دبی های پائین تر مرتبط با لوله های PE و دبی های بالاتر مرتبط با لوله های استیل همانگونه که روی گراف نشان داده شده، شامل قطر به mm می باشد. هزینه ها بر مبنای تجارب بدست آمده از تعدادی پروژه گازی در ایران و آفریقا بوده و شامل کمپرسور تامین کننده فشار اولیه مورد نیاز نمی باشد. نکته مهم اقتصادی در مورد مقیاس هزینه سیستم انتقال گاز اینکه، با بالا رفتن حجم گاز منتقل شده، هزینه انتقال هر واحد انرژی به صورت لگاریتمی کاهش می یابد.



شکل ۵-۷ منحنی هزینه برای نصب موتور جهت تولید برق



شکل ۵-۸ منحنی هزینه برای نصب توربین گاز جهت تولید برق

### ۵-۲-۱-۶- محاسبه قیمت تمام شده محصول

قیمت تمام شده محصول هر واحد شامل هزینه های تولید و هزینه های عمومی می باشد. هزینه های تولید نیز شامل هزینه های تولید مستقیم، هزینه های ثابت و هزینه های بالاسری واحد می باشد. که موارد آن به صورت جز در ادامه موجود می باشد.

$$(۱۹-۶) \quad \text{هزینه های بالاسری واحد} + \text{هزینه های ثابت} + \text{هزینه های مستقیم تولید} = \text{هزینه تولید}$$

الف) هزینه های مستقیم تولید (۶۰٪ قیمت تمام شده محصول):

- ۱) مواد خام (۱۰ تا ۵۰ درصد قیمت تمام شده محصول)
- ۲) کارگر عملیاتی (۱۰ تا ۲۰ درصد قیمت تمام شده محصول)
- ۳) نظارت مستقیم و کارگر ماهر (۱۰ تا ۲۵ درصد کارگر عملیاتی)
- ۴) تسهیلات جانبی (۱۰ تا ۲۰ درصد قیمت تمام شده محصول)
- ۵) تعمیر و نگهداری (۲ تا ۱۰ درصد سرمایه گذاری ثابت)
- ۶) تأمین منابع عملیاتی (۱۰ تا ۲۰ درصد هزینه تعمیر و نگهداری)
- ۷) هزینه های آزمایشگاهی (۱۰ تا ۲۰ درصد کارگر عملیاتی)
- ۸) حق امتیاز (۰ تا ۶ درصد قیمت تمام شده محصول)

ب) هزینه های ثابت (۱۰ تا ۲۰ درصد قیمت تمام شده محصول):

- ۱) استهلاک (با استفاده از روش خط مستقیم<sup>۱۹۸</sup>، نسبت سرمایه گذاری ثابت به عمر واحد)
- ۲) مالیات های محلی (۱ تا ۴ درصد سرمایه گذاری ثابت)

<sup>198</sup> Straight-Line Method

ج) هزینه های بالاسری کارخانه (۵ تا ۱۵ درصد قیمت تمام شده محصول):

هزینه های عمومی = هزینه های تحقیق و توسعه (۱۵ تا ۲۵ درصد هزینه تمام شده محصول) + هزینه های توزیع و بازاریابی + هزینه های اداری (۲۰-۵)

### ۳-۵ فعالیت های انجام گرفته

روند تولید برق در پالایشگاه و سکو متفاوت است. زیرا در سکو میزان متان موجود از ۷۸٪ بیشتر است و این گاز بدون احتیاج به شیرین سازی می تواند در سیستم های تولید قدرت، برق تولید کند.

اما در پالایشگاه بعلت درصد کم گاز متان، این گاز قابلیت استفاده مستقیم در سیستم های تولید قدرت را ندارد، و برای تولید قدرت از این گاز احتیاج به شیرین سازی دارد.

یکی از راه های تشخیص لزوم شیرین سازی گازهای ترش محاسبه فشار جزئی

(PARTIAL PRESSURE) گازهای اسیدی می باشد که از طریق رابطه زیر بدست می آید:

جزء مولی گاز اسیدی × فشار سیستم = (P.P) فشار جزئی گاز اسیدی

نتایج حل نرم افزاری در (HYSYS)

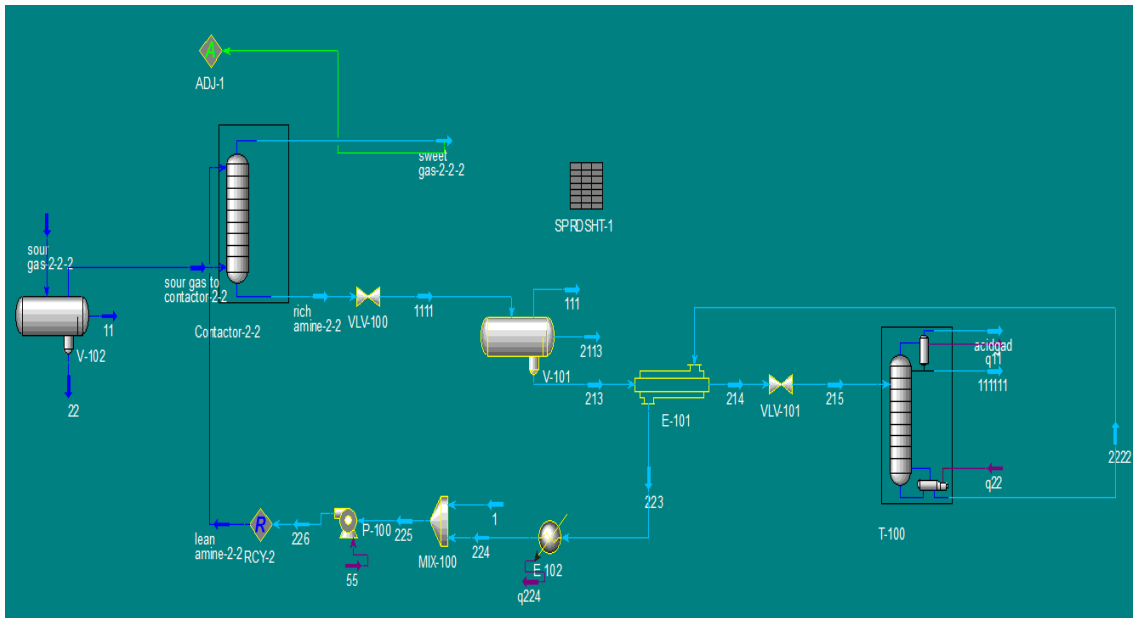
ضرورت شیرین سازی گازهای ترش در پیوست آورده شده است.

توضیحات و روند واحد شیرین سازی گاز ترش با HYSYS در پیوست موجود است.

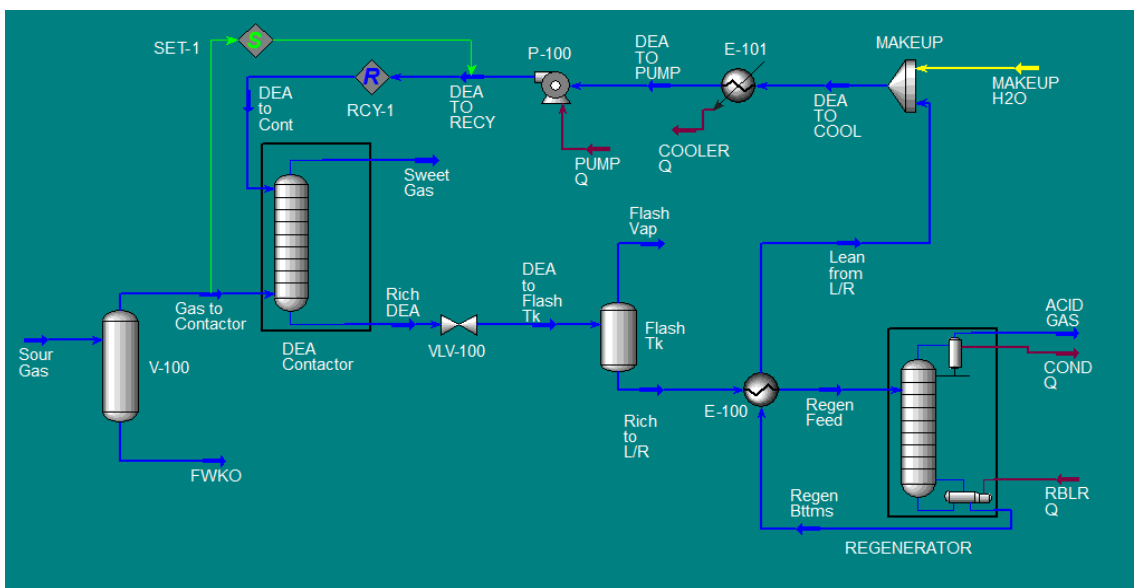
سیکل زیر در HYSYS طراحی شده است، گاز بعد از عبور این سیکل به درصد ۷۸٪ میان می رسد که مناسب برای ارسال به سیستم تولید قدرت می باشد

دو سیکل طراحی شده در اشکال زیر آورده شده است.

سیکل دوم گاز را به ترکیب مناسب برای توربین گاز می رساند. (تا ۸۴٪ متان)



شکل ۵-۹ سیکل اول توربین گاز برای پالایشگاه



شکل ۵-۱۰ سیکل دوم توربین گاز برای پالایشگاه

### ۵-۳-۱ طراحی سیکل تولید برق در نرم افزار termoflow

دومین قسمت طراحی مربوط به طراحی سیکل تولید برق در نرم افزار termoflow می باشد

سه سیکل در ترمو فلو طراحی شده است.



۱. سیکل تولید برق در پالایشگاه تهران بوسیله توربین گاز در یک سیکل ترکیبی
۲. سیکل تولید برق در سکو سلمان به وسیله موتور رفت و برگشتی
۳. سیکل تولید برق در سکو سلمان به وسیله میکروتوربین

#### ۴-۵ پالایشگاه تهران:

#### ۱-۴-۵ سیکل تولید برق در پالایشگاه تهران بوسیله توربین گاز در یک سیکل ترکیبی

نتایج حاصل از حل مسئله در نرم افزار ترمو فلو:

همان طور که مشاهده میشود در جداول زیر هزینه ها و کارایی اجزاء یک سیکل ترکیبی که وظیفه تولید برق در پالایشگاه تهران بوسیله توربین گاز بر عهده دارد، آورده شده است.

جدول ۵-۶ کارایی اجزاء سیکل ترکیبی

کارایی اجزاء	
کل قدرت ژنراتور ها kw	8767.4
قدرت ژنراتور ۱ (توربین گاز) kw	6035.9
بازده ژنراتور ۱ (توربین گاز) %	95.46
قدرت ژنراتور ۲ (توربین بخار) kw %	2731.5
بازده ژنراتور ۲ (توربین بخار)	96.19
قدرت خالص (kw)	8767
بازده الکترسیته در LHV، (%)	41.85
نرخ حرارت خالص HHV	9545
نرخ حرارت ناخالص HHV	43.07
بازده الکترسیته در HHV، (%)	37.72
سوخت ورودی (kw) LHV	20357
سوخت ورودی (kw) HHV	22588
قدرت وسایل کمکی	247.8

جدول ۵-۶ کارایی اجزاء سیکل ترکیبی

۵-۴-۱- هزینه سرمایه گذاری Capital Cost:

جدول ۵-۷ هزینه و درآمد سیکل ترکیبی

هزینه و درآمدها	سال اول
قیمت توربین	3,845,506\$
هزینه الکتریسیته USD per kWh	0.055
هزینه سوخت USD/GJ	4.739
هزینه جذب CO <sub>2</sub> حل شده USD/ton	2204.6
بازده CHP	41.85%
<b>درآمدها</b>	
الکتریسیته تولیدی	3,795,507
<b>هزینه های عملیاتی</b>	
سوخت	2,813,284
آب ورودی	22,198
گسترش O&M	214,362
کل هزینه های عملیاتی	3,049,843
درآمد عملیاتی	745,664
استهلاک	283,798
بهره سرمایه در سال اول	297.988
درآمد قبل از مالیات	163,878
مالیات	57,357
خالص درآمد	106,521
جمع وجوه نقد دریافتی (خالص)	277,551

جدول ۵-۸ سود سالانه سیکل ترکیبی

	Cumulative Net Cash Flow	Cost of Fuel \$	سود سالانه با سوخت رایگان به صورت تجمعی
۲۰۱۳ (سال اول)	277,551	2,813,284	3,090,835
۲۰۱۴	573,360	2,939,881	3,513,241
۲۰۱۵	888,089	3,072,176	3,960,265
۲۰۱۶	1,222,416	3,210,424	4,432,840
۲۰۱۷	1,577,032	3,354,893	4,931,925
۲۰۱۸	1,952,644	3,505,863	5,458,507
۲۰۱۹	2,349,970	3,663,627	6,013,597
۲۰۲۰	2,769,742	3,828,491	6,598,233
۲۰۲۱	3,212,702	4,000,773	7,213,475
۲۰۲۲	3,679,601	4,180,807	7,860,408
۲۰۲۳	4,171,198	4,368,944	8,540,142
۲۰۲۴	4,688,256	4,565,546	9,253,802
۲۰۲۵	5,231,544	4,770,996	10,002,540
۲۰۲۶	5,801,828	4,985,691	10,787,519
۲۰۲۷	6,399,876	5,210,047	11,609,923
۲۰۲۸	7,337,872	5,444,499	12,782,371
۲۰۲۹	8,318,078	5,689,501	14,007,579
۲۰۳۰	9,342,394	5,945,529	15,287,923
۲۰۳۱	10,412,800	6,213,077	16,625,877
2032(20)	11,531,380	6,492,666	18,024,046

در جدول زیر قدرت اجزاء سیستم طراحی شده، آمده است. دیگر اطلاعات مربوط به سیستم طراحی شده در پیوست آورده شده است.

جدول ۵-۹ قدرت اجزا سیکل ترکیبی

Power Devices		
Generator[1] of Gas Turbine(GT PRO)[3] power	kW	6036
Generator[2] of Steam Turbine[14] power	kW	2731.5
Motor[1] of Fuel Compressor[1] power	kW	47.86
Pump(PCE)[12] power	kW	5.308
Pump(PCE)[13] power	kW	37.15
Gas Turbine(GT PRO)[3] misc. auxiliary	kW	12.5
Specified additional misc. auxiliary	kW	145
Shaft-1 net power	kW	6323
Shaft-2 net power	kW	-44.59
Shaft-3 net power	kW	2839.6

۵-۵ سکو سلمان:

۵-۵-۱ میکرو توربین

۵-۵-۱-۱ عملکرد سیستم:

عملکرد و کارایی اجزاء برای سیستم میکرو توربین در جدول ۵-۶ آورده شده است.

جدول ۵-۱۰ عملکرد و کارایی اجزاء برای سیستم میکرو توربین

سیستم ۱	عملکرد و کارایی اجزاء
۱۰۰kw	میزان تولید الکتریسیته (kw)
۱۰۰	ظرفیت تولید الکتریسیته خالص (KW)
۲۸/۹	بازده الکتریسیته در LHV، (%)
۱۳۱۲۷	نرخ حرارت در این میزان تولید الکتریسیته در بالاترین حرارت سوخت (HHV)، بر حسب (btu/Kwh)
۲۶/۰	بازده الکتریسیته در HHV، (%)
۱/۳۱	سوخت ورودی (MMBtu/hr)
۱۵۷۶	هزینه نسب بدون سیستم بازیافت (\$/kw)
۱۷۶۹	هزینه نسب با سیستم بازیافت حرارت (\$/kw)
۰/۰۱۵	هزینه های اجرا و نگهداری (\$/kwh)
۹۰	فشار مورد نیاز برای سوخت (psig)
۱/۷۶	جریان گاز اگزوز (lbs/sec)
۵۲۰	دمای گاز خروجی از توربین (°F)
۲۲۰	دمای گاز خروجی از مبدل حرارتی (°F)
۰/۴۶۶	حرارت خروجی (MMBtu/hr)
۱۳۶	حرارت خروجی بر حسب (kw)
۶۲	بازده کلی سیستم در حالت CHP، در HHV
۰/۳۵	نسبت جرارت به سوخت
۰/۷۳	نسبت قدرت به حرارت
۷۳۰۰	نرخ حرارت خالص (Btu/kwh)

- حرارت بازیافتی بر اساس تولید آب گرم (از دمای ۱۶۰ تا ۱۸۰ درجه فارنهایت) و حرارت بازیافت شده از گاز اگزوز در دمای ۲۲۰ درجه محاسبه می شود.

- بازده کلی سیستم در حالت CHP

سوخت ورودی به سیستم / (مقدار حرارت خالص استحصال شده + الکتریسیته خالص تولیدی) = بازده کلی سیستم در حالت CHP

- نسبت حرارت به سوخت:

(سوخت ورودی به سیستم) / (تمام حرارت بازیافتی بر حسب) حرارت خروجی = نسبت حرارت به سوخت

- نسبت قدرت به حرارت:

حرارت مفید خروجی / میزان الکتریسیته خروجی از سیستم CHP = نسبت قدرت به حرارت

- نرخ حرارت خالص:  $A/B$  نرخ حرارت خالص =

$A$  = معادل سوخت که نیاز است تا همان اندازه حرارت تولید کند (با فرض اینکه بازده سیستم معادل ۸۰٪ باشد) سوخت ورودی به سیستم CHP

$B$  = الکتریسیته خروجی از سیستم

#### ۵-۵-۱-۲ هزینه سرمایه گذاری Capital Cost

در این بخش دو نوع توربین تک شفت را برای ۲ حالت قدرت خروجی بررسی می‌کنیم.

هزینه نصب آنها بسته به محل، ارتفاع، دما فشار ورودی و نوع سوخت متغیر است. هزینه سرمایه گذاری برای سیستم‌های که تجهیزات بازیابی گرما ندارند کمتر می‌باشد.

تمامی مدل‌ها دارای توربوشارژر و ژنراتور و مبدل برق در پکیج خود می‌باشند و هزینه این تجهیزات محاسبه گردیده است. که در جداول زیر این تغییرات را برای همان ۲ سیستم مشاهده می‌کنید.

جدول ۵-۱۱ هزینه قطعات و تجهیزات برای سیستم میکرو توربین

هزینه قطعات	سیستم فاقد بازیافت حرارت	سیستم شامل بازیافت حرارت
ظرف یت سیستم (kw)	۱۰۰	۱۰۰
هزینه (\$/kw)		
تجهیزات		
پکیج میکرو توربین	۸۷۰	۹۲۰
Gas Booster Compressor	۷۵	۷۵
بازیافت حرارت	-	در پکیج موجود می باشد
کنترلرها و اتصالات	۱۰۰	۱۰۰
کل هزینه تجهیزات	۱۰۴۵	۱۰۹۵
کار/ مواد	۲۴۰	۴۰۳
کل سرمایه گذاری فرآیند	۱۲۸۵	۱۴۹۸
ساخت و ساز و مدیریت پروژه	۱۰۵	۱۰۸
اجرا و هزینه های جاری	۸۴	۸۸
هزینه های احتمالی پروژه	۵۲	۷۵
کل هزینه	۱۵۲۶	۱۷۶۹

در صورتی که بخواهید از سیستمی فاقد تجهیزات بازیابی گرما استفاده کنید از قیمت میکرو توربین 50\$/kw کاسته شده و دیگر موارد به صورت زیر است:

کار و مواد<sup>۱۹۹</sup>: بین 25%-30% از هزینه کل تجهیزات

هزینه های مهندسی: محدوده ای از ۸٪ تا ۱۰٪ از کل هزینه تجهیزات.

هزینه های مدیریت پروژه<sup>۲۰۰</sup> و ساخت و ساز<sup>۲۰۱</sup>: ۱۰٪ از کل هزینه تجهیزات

<sup>199</sup> labor and materials

<sup>200</sup> Project management

<sup>201</sup> construction

### ۵-۱-۵-۳ عمر و قابلیت:

سازندگان قابلیت ۹۹٪-۹۸٪ را برای میکروتوربین‌ها قائل شده‌اند. عمر تجهیزات را ۱۰ سال تخمین زده‌اند، در کمترین حالت تا overhauls و با سوخت‌ها با درصد بالاتر سولفور و نیتروژن بین ۸ تا ۱۰ سال تخمین زده شده است. به کلی عمر ۱۰ سال مد نظر قرار می‌گیرد.

### ۵-۵-۲ موتور

#### مکانیزم

تقریباً تمام موتورهایی که به منظور تولید برق بکار می‌روند، چهار زمانه بوده و در چهار مرحله (مکش، تراکم، احتراق و تخلیه) کار می‌کنند. در ابتدا سوخت و هوا با نسبت معین با هم مخلوط شده و سپس از طریق منیفولد ورودی به محفظه احتراق هدایت می‌شود. در برخی از موتورها برای افزایش قدرت خروجی از توربوشارژر یا سوپرشارژر استفاده می‌شود. در توربوشارژر (یا سوپرشارژر) هوا پیش از اختلاط با سوخت متراکم شده و آنگاه با سوخت مخلوط می‌شود.

### ۵-۲-۵-۱ عملکرد سیستم:

در جداول زیر، عملکرد و هزینه اجزا موتور اشتعال جرقه‌ای نشان داده شده است. در قسمت بالای جدول، عملکرد اجزا در دو حالت با قدرت های متفاوت، نشان داده شده است.

تخمین هزینه کلی برای هر دو حالت آورده شده، در جدول موتورهایی در بازه  $100 \text{ kW}$  تا  $300 \text{ kW}$  نشان داده است. نرخ حرارت و عملکرد این موتورها از کاتالوگ‌های سازندگان و انتشارات صنعتی و نرم افزار ترموفلو استخراج می‌شود. انرژی حرارتی موجود از داده‌های منتشر شده از دمای گاز خروجی از آگزوز و بدنه موتور و جریان روغن خنک کننده محاسبه گردیده است. بازیافت حرارتی سیکل ترکیبی بر اساس آب گرم تولیدی برای فرآیندها و یا گرمایش مورد نیاز فضا تخمین زده شده است.

جدول ۵-۱۲ هزینه و کارایی اجزاء موتور رفت و برگشتی برای دو سیستم ۱۰۰ و ۳۰۰ کیلوواتی

سیستم ۱	سیستم ۲	هزینه و کارایی اجزاء
۱۰۰kw	۳۰۰	میزان تولید الکتریسیته (kw)
<b>اجزاء موتور</b>		
Rich	Lean	نوع احتراق موتور
۳۳	۳۴	بازده الکتریسیته در LHV، (%)
۱۱۵۰۰	۱۰۹۶۷	نرخ حرارت در این میزان تولید الکتریسیته در بالاترین حرارت سوخت (HHV)، بر حسب (btu/kwh)

بازده الکترسیته در HHV، (%)	۳۱	۳۰
سوخت ورودی (MMBtu/hr)	۳/۲۹	۱/۱۵
سرعت موتور (rpm)	۱۸۰۰	۱۸۰۰
هزینه نسب بدون سیستم بازیافت (\$/kw)	۷۹۰	۱۰۳۰
هزینه نسب با سیستم بازیافت حرارت (\$/kw)	۱۱۶۰	۱۳۵۰
هزینه های جاری و تعمیر و نگهداری (\$/kwh)	۰/۰۱۳	۰/۰۱۸
فشار مورد نیاز برای سوخت (psig)	۱۸	۳>
<b>اجزاء chp</b>		
جریان گاز اگزوز (1,000lb/sec)	۳/۵	۱/۰۰
دمای گاز خروجی از توربین (°F)	۱۰۵۷	۱۰۶۰
حرارت در دسترس از خروجی اگزوز (MMBtu/hr)	۰/۸۹	۰/۲۹
حرارت در دسترس از خنک کاری در دمای بالا (MMBtu/hr)	۰/۶۳	۰/۲۷
حرارت در دسترس از خنک کاری در دمای پایین (MMBtu/hr)	۰/۱۲	۰
کل حرارت بازیافت شده (MMBtu/hr)	۱/۵۲	۰/۵۶
کل حرارت بازیافت شده بر حسب (kw)	۴۴۵	۱۶۴
شکل حرارت بازیافتی	Hot H <sub>2</sub> O	Hot H <sub>2</sub> O
بازده کلی سیستم در حالت CHP، (%)	۷۷	۷۸
نسبت جرارت به سوخت	۰/۴۶	۰/۴۹
نسبت قدرت به حرارت	۰/۶۷	۰/۶۱
نرخ حرارت خالص (Btu/kwh)	۴۶۴۱	۴۵۰۰

همانطور که مشاهده می کنید، ۵۰٪ تا ۶۰٪ اتلاف حرارت از موتور به وسیله آب خنک کننده بدنه موتور و روغن خنک کننده سیستم در درجه حرارتی بسیار پایین تر از درجه حرارت مورد نیاز برای تولید بخار بازیابی می شود. این درجه حرارت عموماً از دماهای بحرانی (کمترین دمای مورد نیاز) تجهیزات صنعتی کمتر است. بخار را می توان به وسیله حرارت گاز اگزوز تولید کرد (بیشترین فشار در این بازه 150psi می باشد).

۵-۲-۲-۵ هزینه سرمایه گذاری Capital Cost:

جدول زیر تخمین هزینه ها برای ۲ سیستم از موتورهای رفت و برگشتی در رنج قدرتی 100 تا 300<sup>kw</sup> می باشد. این دو سیستم تنها الکترسیته تولید می کنند و مجهز به بازیافت حرارتی نمی باشند. موتور سیستم جدول زیر، با تکنولوژی رقیق سوزی کار می کنند.



## ۵-۲-۱ مقایسه دو سیستم موتوری بدون CHP :

جدول ۵-۱۳ هزینه قطعات و تجهیزات برای سیستم موتوری بدون CHP

سیستم ۱	سیستم ۲	هزینه قطعات
۱۰۰	۳۰۰	ظرفیت سیستم (kw)
هزینه (\$/kw)		
تجهیزات		
۴۰۰	۳۵۰	پکیج موتور
۲۵۰	۱۵۰	ژنراتور و اتصالات
۶۵۰	۵۰۰	کل هزینه تجهیزات
۲۲۸	۱۷۵	کار/ مواد
۸۷۸	۶۷۵	کل سرمایه گذاری فرآیند
۶۶	۵۰	ساخت و ساز و مدیریت پروژه
۵۳	۴۰	اجرا و هزینه های جاری
۳۳	۲۵	هزینه های احتمالی پروژه
۱۰۳۰	۷۹۰	کل هزینه

می توانیم برای تخمین داده ها از روش زیر استفاده کنیم:

کار و مواد : ۵۵٪ از هزینه کل تجهیزات برای موتورهای کوچک و ۳۵٪ برای نصب CHP های بزرگ.

مدیریت پروژه و اجرا: ۱۰٪ از کل هزینه تجهیزات برای کلیه موتورها

هزینه مهندسی: رنجی بین ۸٪ تا ۱۰٪ کل هزینه تجهیزات را شامل می شود، که این خود وابسته به سایز موتور می باشد.

ضریب اطمینان را نیز ۵٪ در نظر می گیریم.

در جدول بعدی، همان دو سیستم جدول قبلی ولی مجهز شده به سیستم بازیافت حرارت (CHP) نشان داده شده است. سیستم CHP بر اساس تولید آب داغ و تولید بخار با فشار پایین می باشد. حرارت بازیافت شده از بدنه و روغن موتور، حرارت آب را افزایش داده و حرارت استحصال شده از دود آگزوز سبب تولید بخار با فشار پایین می شود.

#### ۵-۵-۲-۲ مقایسه دو سیستم موتوری با CHP :

جدول ۵-۱۴ هزینه قطعات و تجهیزات برای سیستم موتوری با CHP

سیستم ۱	سیستم ۲	هزینه قطعات
۱۰۰	۳۰۰	ظرفیت سیستم (kw)
هزینه (\$/kw)		
تجهیزات		
۵۰۰	۳۵۰	پکیج موتور
در پکیج موجود است	۱۸۰	باز یافت حرارت
۲۵۰	۱۵۰	ژنراتور و اتصالات
۷۵۰	۶۸۰	کل هزینه تجهیزات
۴۱۳	۳۰۶	کار/ مواد
۱۱۶۳	۹۸۶	کل سرمایه گذاری فرآیند
۷۵	۷۰	ساخت و ساز و مدیریت پروژه
۷۵	۷۰	اجرا و هزینه های جاری
۳۸	۳۴	هزینه های احتمالی پروژه
۱۳۵۰	۱۱۶۰	کل هزینه

۵-۵-۲-۳ عمر و قابلیت:

سازندگان قابلیت ۹۸٪-۹۶٪ را برای موتورهای قائل شده‌اند. عمر تجهیزات را ۱۵ سال تخمین زده‌اند، در کمترین حالت تا overhauls و با سوخت‌ها با درصد بالاتر سولفور و نیتروژن بین ۸ تا ۱۲ سال تخمین زده شده است. به کلی عمر ۱۱ سال مد نظر قرار می‌گیرد.

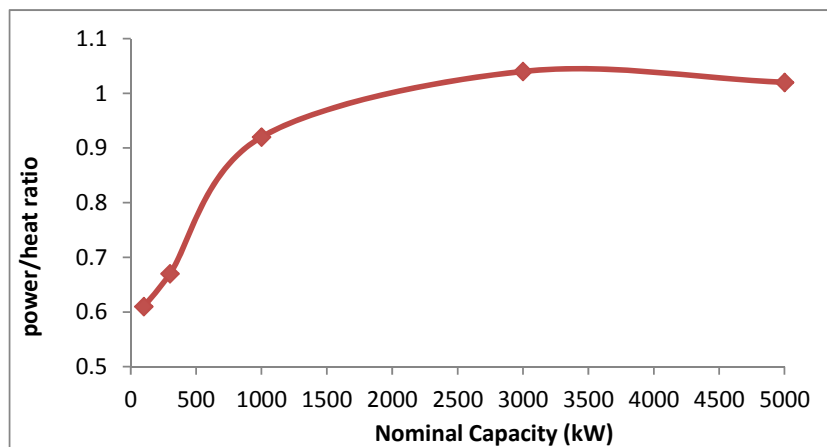
#### ۵-۵-۴ مقایسه عملکرد و هزینه سیستم موتوری و میکروتوربینی:

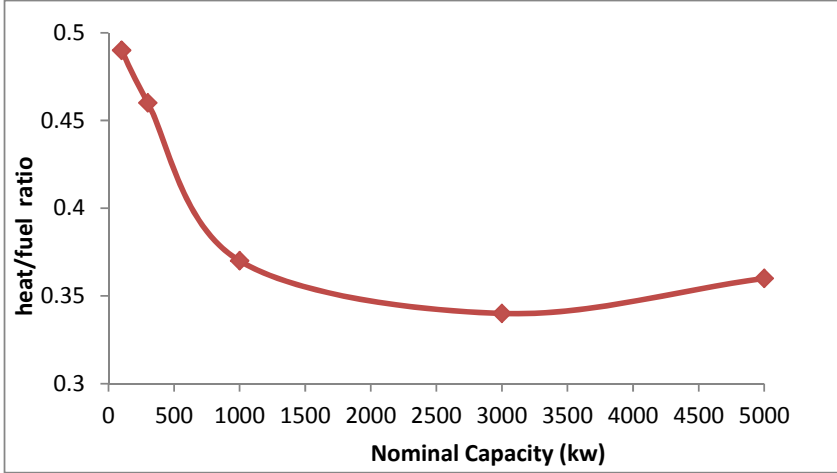
در جدول زیر یک سیستم تولید برق موتوری با یک سیستم تولید برق میکروتوربینی با قدرت خروجی یکسان مقایسه شده است.

جدول ۵-۱۵ مقایسه دو سیستم موتوری و میکروتوربین

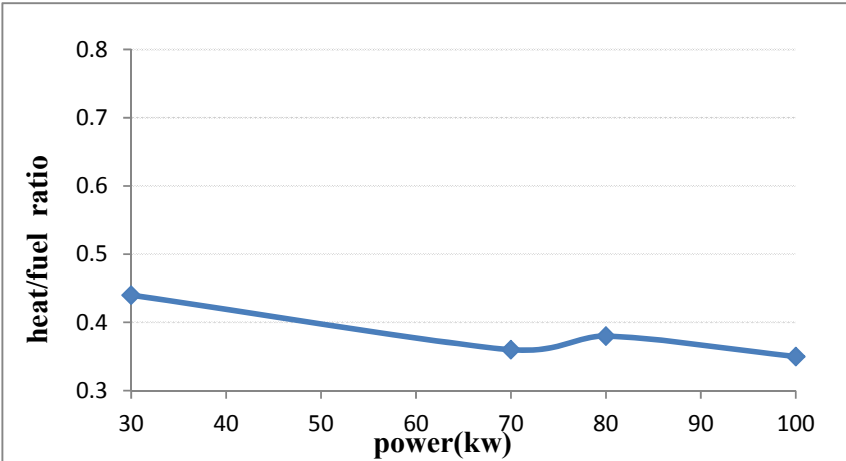
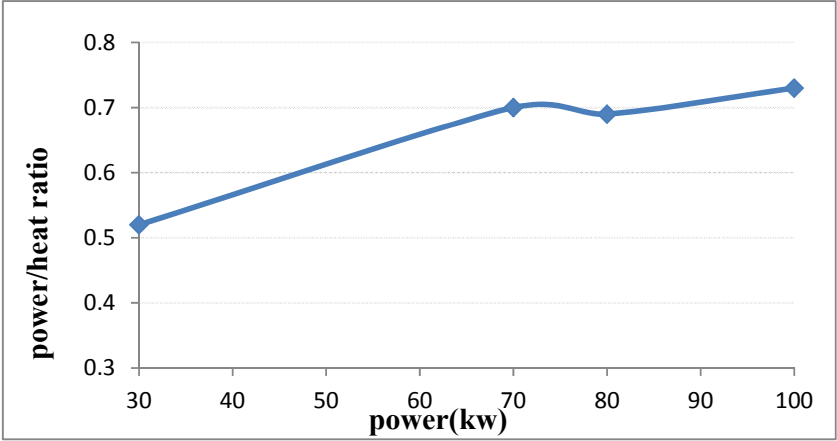
میکروتوربین	موتور	اجزاء و مشخصات سیستم
۳۰۰	۳۰۰	میزان تولید الکتریسیته (kw)
۱۴۱۵	۱۱۶۰	کل هزینه نصب و اجراء (\$/kw)
۹۴۸۰	۱۰۹۶۷	نرخ حرارت در این میزان تولید الکتریسیته در بالاترین حرارت سوخت (HHV)، بر حسب (btu/Kwh)
۳۶	۳۱	بازده الکتریسیته در HHV، (%)
۲/۸۴	۳/۲۹	سوخت ورودی (MMBtu/hr)
۰/۰۱۴	۰/۰۱۳	هزینه های جاری و تعمیر نگهداری (\$/kwh)
<b>اجزاء chp</b>		
۶۳	۷۷	بازده کلی سیستم در حالت CHP، (%)
۰/۷۸	۰/۸۹	حرارت در دسترس از خروجی اگزوز (MMBtu/hr)
۰/۲۷	۰/۴۶	نسبت حرارت به سوخت
۱/۳۲	۰/۶۷	نسبت قدرت به حرارت
۶۲۴۰	۴۶۴۱	نرخ حرارت خالص (Btu/kwh)
۰/۷۸	۱/۵۲	کل حرارت بازیافت شده بر حسب (kw)

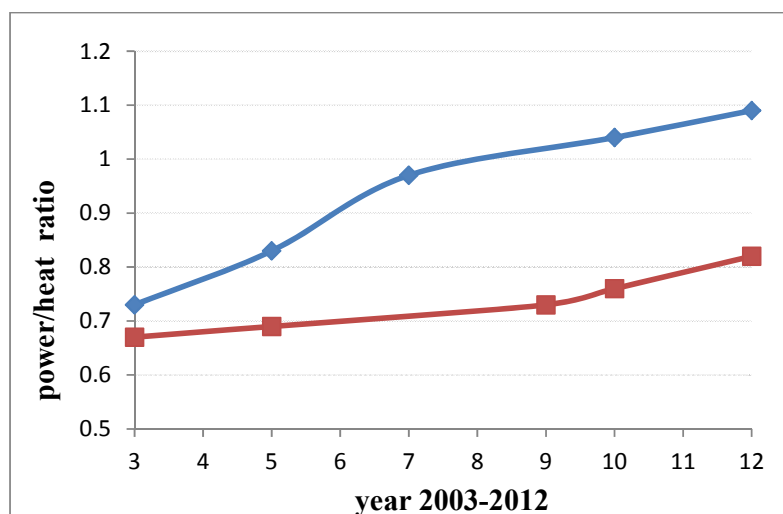
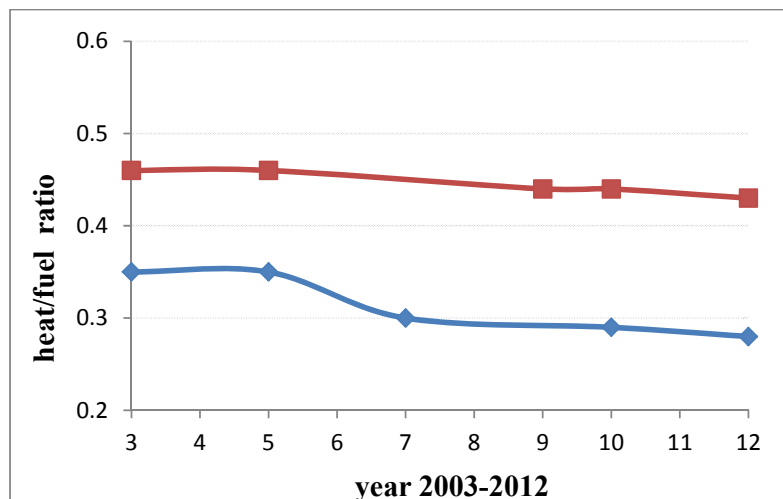
### Reciprocating Engine Systems





**Micro turbine**





#### ۵-۶ نتایج محاسبات ارزیابی سرمایه گذاری راهکارها و سناریوهای ارائه شده

با توجه به قیمت خرید تجهیزات، نصب تاسیسات و ایجاد تغییرات مورد نیاز جهت بازیابی گازهای فلر سکوی سلمان، هزینه های سرمایه گذاری، هزینه های تولید و درآمد حاصل از محصولات محاسبه گردید. جدول زیر هزینه های سرمایه گذاری را برای سیستم بازیافت تولید برق گازهای فلر ارائه می کند. جدول بعدی نیز مربوط به کاهش هزینه های عملکردی سیستم فلر می باشد.

جدول ۵-۱۶ هزینه های سرمایه گذاری سیستم بازیافت گازهای فلر

پارامتر سرمایه گذاری	درصد از هزینه خرید تجهیزات	هزینه سرمایه گذاری (دلار)
هزینه خرید تجهیزات	100%	204,000
نصب تجهیزات خریداری شده	47%	95880

73440	36%	ابزار دقیق و کنترل (نصب شده)
138720	68%	لوله کشی (نصب شده)
22440	11%	برق (نصب شده)
36720	18%	ساختمان ها (شامل خدمات)
20400	10%	محوطه سازی
142800	70%	امکانات خدماتی
734400	360%	مجموع هزینه های مستقیم
67320	33%	مهندسی و نظارت
83640	41%	هزینه های ساختمانی
8160	4%	هزینه های قانونی
44880	22%	حق الزحمه پیمانکار
89760	44%	هزینه های پیش بینی نشده
293760	144%	مجموع هزینه های غیرمستقیم
1028160	504%	سرمایه گذاری ثابت
181560	89%	سرمایه گذاری در گردش
1209720	593%	سرمایه گذاری کل

با توجه به مقادیر انتشار گازهای گلخانه ای محاسبه و مالیات آنها براساس میزان پتانسیل گرمایش جهانی محاسبه می گردد. در صورتی که گازهای فلر بازیافت شوند، مقادیر مالیات مربوط به انتشار آن به صورت ترم مثبت در درآمدهای محصول نهایی وارد می شود. توجه به این نکته ضروری است که سیستم طراحی شده دارای مقداری جریان زدایش می باشد؛ مالیات وارده بر روی گازهای گلخانه ای رها شده در این قسمت نیز به صورت ترم مثبت به معادلات وارد می گردد.

کاهش میزان آلاینده های زیست محیطی و ارزش اقتصادی حاصل از دریافت گواهی های کاهش انتشار، ناشی از نصب سیستم بازیافت گاز فلر در پالایشگاه تهران در جدول زیر ارائه شده است.  
جدول ۵-۱۷ کاهش میزان آلاینده های زیست محیطی و درآمدهای حاصل از دریافت گواهی های کاهش انتشار

میزان کاهش (تن در سال)	آلاینده
۳۶۴۰۳/۹۶۴	ECO
۰/۱۹۳	EN <sub>2</sub> O
۱۳/۲۸۴	ENO <sub>x</sub>
۱۰۱/۰۱۰	ESO <sub>2</sub>

۸۰/۰۲۳	ECH4/API
۱۲۸۰/۳۶۲	NMHC
۳۷۳۶۹/۸۸۴	GWP CO <sub>2</sub>
۷۵۲۴۸/۷۲۰	Total CO <sub>2</sub> e
۳/۰	CO <sub>2</sub> e Tax (US\$/ton)
۳۱۳۷/۸۷	درآمد کل (میلیون ریال در سال)

این سناریو زمانی دارای اهمیت می شود که برای انتشار گازهای گلخانه ای مالیات تعیین شود.

### ۵-۶-۱ تجزیه و تحلیل اقتصادی و مالی سناریوهای بازیافت

در انتهای این فصل، نتایج حاصل از تجزیه و تحلیل اقتصادی، شامل پارامترهای دوره بازگشت سرمایه ساده و تنزیلی، نرخ بازده داخلی، معکوس دوره برگشت سرمایه و همچنین ارزش خالص کنونی، با در نظر گرفتن نتایج محاسبات ارزیابی سرمایه گذاری و محصولات حاصل از راهکارها و سناریوهای ارائه شده، محاسبه و به شرح جدول زیر ارائه می گردد.

جدول ۵-۱۸ نتایج حاصل از تجزیه و تحلیل اقتصادی سناریوهای ارائه شده جهت بازیافت گازهای فلر پالایشگاه تهران

سناریو	بازگشت سرمایه ساده (سال)	نرخ بازده داخلی (IRR) (%)	ارزش خالص کنونی (NPV) (میلیون ریال)
سوخت گازی	۱/۳	۸۴	۱۲۷۹۶
سوخت گازی + LPG	۰/۸۸	۱۲۰	۱۸۶۸۹
سوخت گازی + کاهش آلاینده	۱/۰۳	۱۰۵	۱۶۲۷۴
سوخت گازی + LPG + کاهش آلاینده	۰/۷۵	۱۴۱	۲۲۱۶۷
تولید برق	۳/۷	۱۹	\$۷,۵۹۷,۵۵۹

در نظر گرفتن مسائل زیست محیطی نیز خود عاملی برای افزایش صرفه اقتصادی طرح می باشد.

## سکوی سلمان

جدول ۵-۲۰ مقایسه سیستم موتوری و سیستم میکروتوربین

سیستم موتوری		
نرخ بهره=۱۴%	سنت=۰,۰۱ دلار	
net present value	internal rate of return	payback period inverse
۳,۶۶۵,۴۳۲,۸۲\$	96%	1.045472
سیستم میکرو توربین		
net present value	internal rate of return	payback period inverse
۳,۲۹۴,۹۷۷,۶۲\$	61%	1.61466

همانطور که در جدول بالا مشاهده می‌شود، موتورهای رفت و برگشتی برای تولید برق در یک سکو هزینه نصب و سرمایه‌گذاری پایین‌تری را دارا بوده و از لحاظ اقتصادی مناسب‌تر می‌باشند. ادامه بحث و نتیجه‌گیری در فصل ۶ آمده است



## فصل ششم: نتیجه گیری

تداوم فعالیتها در کلیه فرآیندهای تولیدی و خدماتی در جامعه با مصرف انرژی امکان پذیر است و ترکیب انرژی مفید با عوامل تولید (کار، سرمایه، مواد و دانش فنی) در بخشهای اقتصادی و اجتماعی، مجموعه تکنولوژی تولید را شکل می دهد. الزامی بودن جریان انرژی در فرآیندها و توسعه پرشتاب نظامهای اقتصادی و اجتماعی در یک سده گذشته و گسترش کاربرد تکنولوژیهای نوین تولید سبب شده است که مصرف انرژی در جوامع مختلف سیر صعودی داشته باشد.

روند فزاینده تقاضای انرژی از طریق گسترش سیستمهای عرضه انرژی و بهره برداری از منابع انرژی فسیلی تأمین می شود و این امر تا پایان قرن حاضر تداوم دارد. رشد سریع مصرف انرژی و سهم بالای انرژیهای فسیلی

در تأمین انرژی مورد نیاز جوامع، تسریع امر پایان پذیری منابع انرژی فسیلی و پخش حجم زیادی از مواد آلاینده در محیط زیست را در پی داشته‌است.

## ۶- نتایج و بحث

بهینه سازی مصرف انرژی و کاهش آلاینده های زیست محیطی یکی از دغدغه های اساسی صنایع، خصوصا صنایع نفت، گاز و پتروشیمی است و تاکنون روش های گوناگونی چه در مرحله طراحی اولیه و چه در مرحله اصلاح واحدهای موجود مورد بررسی و استفاده قرار گرفته اند. امروزه فلرینگ گازهای همراه در تولید، و فلرینگ گازهای زائد در صنایع بالادستی نفت و گاز، یکی از چالش برانگیز ترین مسائل انرژی و زیست محیطی پیش روی جهان می باشد. [55] در کشور عزیزمان ایران نیز، همه ساله مقادیر قابل توجهی از گاز استحصالی مخازن نفت و گاز کشور سوزانده می شود که علاوه بر آلودگی محیط زیست، باعث از بین رفتن این سرمایه ملی می شود. [54] طبق آمار ارائه شده توسط بانک جهانی، سالانه بیش از ۱۵۰ میلیارد متر مکعب گاز در فلرهای موجود در سطح جهان سوزانده می شود که معرف اتلاف عظیمی از منابع طبیعی معادل با ۱۰ میلیارد دلار درآمد از دست رفته (بر مبنای ۲ دلار به ازای هر MMBTU) می باشد. این میزان فلرینگ سبب تولید ۴۰۰ میلیون تن انتشارات گازهای گلخانه ای معادل CO<sub>2</sub> نیز می گردد. [90]

توجه به محیط زیست و ارزش حفظ منابع اولیه دو عاملی هستند که ضرورت به حداقل رسانیدن فلر را مطابق ملاحظات و محدودیت های عملی لازم می سازند. لذا با توجه به آلودگی های محیط زیست ایجاد شده و با در نظر گرفتن ارزش افزوده ای که تماما از بین می رود، بررسی ایجاد واحدی برای بازیافت گازهای فلر و تبدیل آن به محصول با ارزش بسیار منطقی به نظر می رسد. این هدف صرفه جویی اقتصادی عظیم را برای کشور به ارمغان می آورد و از آلودگی خلیج همیشه فارس می کاهد. پس می توان نتیجه گرفت بازیافت گاز ارسالی به واحد فلر یکی از راه های رسیدن به وضعیت مطلوب است.

در پالایشگاه ها و سایر صنایع فرآیندی نظیر چاه ها و سکوهای نفت و گاز و پتروشیمی ها گاز های زاید به منظور دفع، در مشعل سوزانده می شوند. جهت جلوگیری از مشکلات شدید محیط زیستی و کاهش دی اکسید کربن خروجی از مشعل ها، که عامل اصلی گرم شدن زمین می باشند، باید از سوزاندن گاز های زاید در مشعل جلوگیری کرده و آن ها را کاهش داد. در صورتیکه جلوگیری از تولید گازهای زائد بدلیل شرایط عملیاتی امکان ناپذیر باشد، باید راهکارهایی بازیافت آنها بررسی گردد.

سیستم فلر بطور کلی در سه حالت مختلف از شرایط عملیاتی واحد، گازهای دریافتی را می سوزاند:

- شرایط عادی واحد (شرایط عملکرد نرمال واحد ها): در این حالت گازهای آزاد شده از برخی فرآیندها به همراه گازهای پرچ در فلر سوزانده شده و معمولا احتراقی بدون دود، صدا و نور بدنال

دارد. در این شرایط امکان بازیافت برخی از گازها پس از فشرده سازی مجدد به عنوان سوخت وجود دارد.

- شرایط آشفته‌گی واحد: این شرایط در هنگام راه اندازی (Start Up) و یا توقف کامل (Shut Down) واحد بوجود آمده و حجم گازهای ارسالی به فلر بیش از شرایط عادی می باشد.
- شرایط اضطراری واحد: در مواقعی که حوادثی نظیر نقص فنی دستگاه، اشتباهات انسانی، تغییر در خوراک ورودی و یا قطع جریان برق اتفاق می افتد مقداری از گازها بصورت ناخواسته به فلر ارسال می شود. در این حالت تنظیم نسبت سوخت و هوا نا مناسب می باشد لذا شعله ای سیاه و پرودود ایجاد می گردد.

حالت ایده آل آنست که هیچ گونه فلری در سیستم وجود نداشته باشد زیرا باعث اتلاف هیدروکربن ها و گازهایی می گردد که ارزش اقتصادی بالایی دارند. اما واقعیت آنست که نصب تجهیزات بازیافت در شرایطی که حجم گازهای ارسالی به فلر مقدار قابل توجهی می گردد (شرایط اضطراری) امکان پذیر نمی باشد. [90]

مسیر حرکت به سوی از بین بردن تلفات و در نتیجه افزایش راندمان می باشد. بزرگترین منبع کشور ما که اقتصاد و آینده کشورمان بدان وابسته است، نفت و گاز می باشد.

در این راستا هدف شناخت کامل بخش کوچکی از این روند (روند تولید و پالایش) نفت گاز می باشد. (همانطور که در فصول قبلی مطرح گردید) میزان انرژی تلف شده در واحد فلر در سکوها، چاهها و پالایشگاهها، بسیار بالا است و قابل اغماض نمی باشد. پس با شناخت کامل فرآیند فلر می توان نقاط ضعف سیستم را پیدا کرد و با مدیریت صحیح عیوب آن را برطرف نمود و گاز بسیار با ارزشی که روزانه سوزانده می شود و سرمایه هنگفتی را هدر می دهد و هوای بسیاری را آلوده می کند، را بازیابی کرد.

اولین گام در انتخاب و ارائه راهکار مناسب به منظور کاهش و بازیابی گازهای ارسالی به فلر، شناخت فرآیند تولید، توزیع و مصرف گازهای فلر می باشد. مطالعه کامل سیستم فلر از مبدا تا مقصد، مسیر را برای ارائه راهکارهای کاربردی هموار می نماید.

سه قسمت اصلی فرآیند فلر عبارتند از:

- فرآیند (Process) به عنوان منشاء تولید کننده گازهای فلر
- شبکه جمع آوری به عنوان واسط انتقال گازها به مشعل
- سیستم فلر به عنوان مصرف کننده نهایی گازها

راهکارهای کاهش و بازیابی گازهای فلر در هر یک از سه قسمت اصلی سیستم فلر قابل ارائه و اجرا می باشد. از آنجا که اغلب سیستمهای فلر از ابتدا کامل طراحی می شوند لذا پتانسیل صرفه جویی در قسمت سوم ناچیز می باشد. با توجه به این مطلب می توان گفت فعالیت های کاهش گازهای ارسالی به فلر بیشتر در بخش اصلاح فرآیند و همچنین بکارگیری سیستمهای بازیافت در شبکه جمع آوری و انتقال متمرکز می گردد.

داشتن اطلاعات ترکیب و دبی گازهای زائد ارسالی به مشعل از پارامترهای اصلی جهت این بررسی ها می باشد که ضروری است راهکارهای اجرائی جهت پایش آنها در واحدهای فرآیندی ایجاد شده تا اخذ آگاهی لازم از مقدار و نوع گازهای متصاعد در احتراق در مشعل امکان پذیر گردد. تعیین ترکیب گاز با استفاده از دستگاه کروماتوگرافی انجام می شود، ولی جهت اندازه گیری شدت جریان، استفاده از دستگاه های اندازه گیری ماوراء صوت که در لوله اصلی نصب می شوند ضروری است. این امر متاسفانه در واحدهای فرآیندی ایران انجام نشده است و استفاده از دستگاه های اندازه گیری ماوراء صوت قابل حمل شدت جریان بدلیل محدودیت های فشار کاری نیز در این شرایط عملی نمی باشد. لذا در این بررسی و بررسی های مشابه باید از اندازه گیری غیر مستقیم استفاده نمود و برای افزایش اطمینان و دقت اندازه گیری ها، این امر باید به چند روش انجام شود تا به امروز روش ها و راهکارهای گوناگونی جهت کاهش و یا بازیابی گازهای ارسالی به فلر ارائه شده که عمدتاً بر روی اصلاح واحدهای تولید کننده گازهای ارسالی به فلر معطوف گشته اند، که با مشکلاتی نظیر عدم توجیه اقتصادی یا بالا بردن مخاطرات سیستم و یا محدودیت اجرائی از لحاظ عملیاتی مواجه می گردد. لذا در این تحقیق استفاده از روش بازیابی گازهای فلر (Flare Gas Recovery) بررسی گردید.

که در نهایت منجر به طراحی فنی و اقتصادی واحدی جهت بازیابی گازهای هیدروکربنی ارسالی به سیستم های مشعل گردید، که در عین کارایی مناسب دارای هزینه اولیه و عملیاتی پائینی نسبت به نمونه های موجود در سطح دنیا می باشد، و می تواند در صنایع مختلف فرآیندی ایران توجیه اقتصادی قابل قبولی را دارا باشد. ایده مورد نظر برای کاهش هزینه های این سیستم، بهره گیری از سیکل تولید برق از گازهای ارسالی به واحد فلر می باشد. که امکان بازیابی ترکیبات با ارزش از گاز فلر در داخل واحد را مهیا می کند.

سیکل پیشنهادی مد نظر در این پژوهش، میزان فلرینگ یک واحد صنعتی نظیر یک پالایشگاه را به طور چشمگیری کاهش داده و از این طریق گازهایی که تاکنون سوزانده می شدند را جمع آوری و سپس به عنوان خوراک واحدهای فرآیندی و سوخت برای سیستم هایی همچون کوره ها، توربینهای گازی، مبدل های بازیافت حرارتی (HRSG)، سیکل های تولید همزمان (CHP)، هیترا و ... تبدیل می نماید. پیرو این فرآیند آلودگی ناشی از سوختن گازها نیز به طور محسوسی کاهش خواهد یافت.

لازم به ذکر است سیستم های بازیابی گازهای فلر اصولاً بر اساس عملکرد عادی فرآیندها طراحی می شوند. در این حالت دبی و آنالیز گازهای فلر نوسانات محسوسی داشته که قابل تحلیل است. تحلیل شرایط مذکور، اساس طراحی سیستم بازیابی را فراهم خواهد نمود. بدلیل وجود شرایط اضطراری در واحدهای فرآیندی که ممکن است منجر به افزایش دبی گازهای ارسالی به فلر و بروز خطرات احتمالی گردد، سیستم بازیابی فلر از نظر کنترلی باید به گونه ای طراحی گردد که در دو حالت عملیاتی متفاوت عمل نماید:

- عملیات بازیابی نرمال
- عملیات تخلیه فلر در شرایط اضطراری

لذا فلسفه کنترل به نحوی است که در عملیات بازیابی نرمال، شیر موجود بر روی خط انتقال گازها به مشعل (Fast Opening Valve – FOV) کاملاً بسته باشد. همچنین یک صفحه پاره شونده (Bursting Disc) به صورت موازی با این شیر نصب می گردد تا در صورت افزایش فشار خط فلر در شرایط اضطراری و باز نشدن شیر FOV، گازها را به سمت مشعل هدایت نماید.

مولدهای گاز سوزی که در سیستمهای تولید پراکنده و CHP مورد استفاده قرار می گیرند، عبارتند از:

• میکرو توربینها

• توربینهای گازی

• موتورهای رفت و برگشتی گاز طبیعی سوز

میکروتوربینها در ظرفیتهای پایین تولید می شوند و به تازگی شرکت های معدودی از جمله Capston امریکا و Elliot اقدام به تولید آن نموده اند. این سیستمها اگرچه راندمان بالاتری دارند اما نسبت به موتورهای رفت و برگشتی هزینه بیشتری دارند .

توربینهای گازی نیز معمولاً در ظرفیتهای بالا تولید می شوند و تکنولوژی آن در اختیار چند شرکت معروف از جمله زیمنس، آستوم، رولزرویز و ... است و دقیقاً مشابه سیستمهای توربین گازی نیروگاهی است. این سیستمها نیز هزینه سرمایه گذاری اولیه بالایی دارند ولی نسبت به موتورهای رفت و برگشتی راندمان بالاتری دارند .

موتورهای رفت و برگشتی گاز سوز از جمله قدیمی ترین سیستمهای تولید قدرت محسوب می شوند که در تمامی بخشهای صنعتی کاربرد وسیعی یافته اند. این سیستمها مقرون به صرفه ترین سیستمهای تولید برق می باشند که در ظرفیتهای مختلف از چند کیلووات تا چند مگاوات ساخته می شوند.

#### ۶-۱-۱- نتایج بدست آمده از نصب سیستم بازیابی گاز فلر در پالایشگاه شمالی تهران

نتایج حاصل از اجرای طرح سیستم بازیافت گازهای فلر در پالایشگاه شمالی تهران به شرح ذیل می باشند:

(۱) کاهش فلرینگ از میزان  $1369\text{kg/hr}$  به کمتر از  $150\text{kg/hr}$  که گاز فلر بازیابی شده به عنوان

سوخت گازی مورد نیاز پالایشگاه و نیز خوراک واحد تولید گاز مایع LPG مورد استفاده قرار خواهد گرفت. این سوخت از نظر مقدار معادل همان میزان گاز طبیعی مصرفی به عنوان سوخت می باشد، یعنی مقدار معادلی از مصرف گاز طبیعی پالایشگاه در حدود ۱۲٪ را کاهش می دهد.

(۲) کاهش مقدار انتشار آلاینده های معادل  $\text{CO}_2\text{e}$  از پالایشگاه شمالی تهران بخاطر نصب FGR حدوداً

برابر  $75249\text{MT/year}$  می باشد.

(۳) با توجه به اطلاعات فصول قبل شبکه بازیافت فلر برای تولید برق تعیین و برآورد اقتصادی گردید که با

توجه به اطلاعات اولیه موجود، هزینه ای کمتر از ۲۶۰۰۰۰۰۰ دلار تخمین زده شد

در پالایشگاهها بحث از چندین لحاظ قابل بررسی است. اول بازده کار، دوم میزان سرمایه گذاری و بازگشت سرمایه، همانطور که در جدول زیر مشاهده می کنید، کم هزینه ترین حالت برای پالایشگاه نمونه (تهران) سیستم

بازگشت گاز فلر به عنوان سوخت و تولید LPG می‌باشد، اما تولید برق با این که هزینه سرمایه‌گذاری بالاتری را دارا می‌باشد، می‌تواند سیستم را از لحاظ نیاز به انرژی الکتریکی ورودی بی‌نیاز کند و مازاد برق تولیدی را در ساعات پیک مصرف به شبکه توزیع سراسری بفروشد، این راه کار پیشنهادی علاوه بر استقلال پالایشگاه تهران و اشتغال زایی برای یک پروژه بازگشت سرمایه مناسبی را دارا است.

بر اساس بررسی های فنی-اقتصادی، با شرایط موجود تولید گاز مایع به همراه سوخت گازی بهترین گزینه می باشد و در صورت عدم امکان تولید گاز مایع، کل گاز بازیافت شده به سیستم سوخت گازی تزریق می گردد. جدول ۶-۱ نتایج حاصل از تجزیه و تحلیل اقتصادی سناریوهای ارائه شده جهت بازیافت گازهای فلر پالایشگاه تهران

سناریو	بازگشت سرمایه ساده (سال)	نرخ بازده داخلی (IRR) (%)	ارزش خالص کنونی (NPV) (میلیون ریال)
۱ سوخت گازی	۱/۳	۸۴	۱۲۷۹۶
۲ سوخت گازی + LPG	۰/۸۸	۱۲۰	۱۸۶۸۹
۳ سوخت گازی + کاهش آلاینده	۱/۰۳	۱۰۵	۱۶۲۷۴
۴ سوخت گازی + LPG + کاهش آلاینده	۰/۷۵	۱۴۱	۲۲۱۶۷
۵ تولید برق	۳/۷	۱۹	\$۷,۵۹۷,۵۵۹

#### ۶-۱-۲- نتایج بدست آمده از نصب سیستم بازیابی گاز فلر در سکوی سلمان

کاهش فلرینگ از میزان  $910\text{kg/hr}$  به کمتر از  $150\text{kg/hr}$  که گاز فلر بازیابی شده به عنوان سوخت گازی مورد نیاز

همانطور که در جدول زیر مشاهده می‌شود، موتورهای رفت و برگشتی برای تولید برق در یک سکو هزینه نصب و سرمایه‌گذاری پایین‌تری را دارا بوده و از لحاظ اقتصادی مناسب تر می‌باشند.

اما موضوع فقط بر سر سرمایه‌گذاری اولیه و قیمت تجهیزات نیست، در واقع سکوی سلمان روزان بین ۵۰ هزار تا ۱۰۰ هزار بشکه نفت خام تولید کرده که با در نظر گرفتن هر بشکه  $100\text{\$}$ ، سرمایه‌ای در حدود  $5000000\text{\$}$  تا  $10000000\text{\$}$  دلار در روز از تولیدات بدست می‌آید. طبق نقشه های فنی سکوی سلمان در حال حاضر از موتور رفت و برگشتی گازوئیل سوز استفاده میشود، و ۲ موتور در حالت آماده به کار قرار دارند تا لحظه در سیستم برق سکو اختلال ایجاد نشود. بنابراین به اهمیت موضوع کارکرد مداوم و بدون عیب سکو پی می‌بریم.

بر طبق مطالعات و تحقیقات صورت گرفته، سکوی سلمان یک سکوی بسیار مهم و با ارزش برای کشور محسوب می‌شود، به همین علت اهمیت کارکرد سیستم برق سکو بدون کوچکترین ایرادی بر کسی پوشیده نیست.

از سوی دیگر برای سکوها ، موضوع لرزش ها و ارتعاشات<sup>۲۰۲</sup> نیز بسیار حائز اهمیت می باشد. با توجه به نکات ذکر شده، به طور کلی می توان گفت، در این پروژه کارکرد بدون ایراد، قابلیت اطمینان<sup>۲۰۳</sup>، ارتعاشات کم سیستم برق سکو بسیار حائز اهمیت است.

بنابر مطالعات انجام شده بر روی سکوهایی طراحی شده توسط کمپانی Statoil، این شرکت برای تولید برق سکو، از سیستم های میکرو توربینی استفاده کرده است .

جدول ۶-۲ مقایسه سیستم موتوری و میکروتوربین

سیستم موتوری		
نرخ بهره=۱۴%	سنت=۰,۰۱ دلار	
net present value	internal rate of return	payback period inverse
۳,۶۶۵,۴۳۲,۸۲\$	96%	1.045472
سیستم میکرو توربین		
net present value	internal rate of return	payback period inverse
۳,۲۹۴,۹۷۷,۶۲ \$	61%	1.61466

## ۶-۲ نتیجه گیری:

با توجه به موارد ذکر شده، می‌توان نتیجه گرفت که گزینه بهتر و ایمن سیستم تولید الکتریسیته برای سکوی سلمان میکروتوربین می‌باشد. زیرا این سیستم با اینکه هزینه نصب و سرمایه گذاری اولیه بالاتری دارد، برای سکوی نفتی مناسبتر است.

جدول ۳-۶ هزینه انرژی

### Cost of Energy(COE)

	توان(kw)	هزینه انرژی (cents/kWh)				
		سال ۲۰۰۳	۲۰۰۵	۲۰۰۸	۲۰۱۰	۲۰۱۲
<b>Reciprocating Engines</b>	100	6.8	6.3	5.8	5.6	5.6
	300	5.9	5.7	5.7	5.4	5.5
	1000	5.4	5.1	5.0	5.1	5.2
	3000	5.4	5.1	5.0	5.1	5.2
	5000	5.0	4.8	4.8	4.8	5.0
<b>Gas Turbines</b>	5000	5.6	5.3	5.1	5.1	5.2
	10000	5.3	4.9	5.0	5.0	4.9
	25000	4.6	4.4	4.5	4.4	4.6
	40000	4.2	4.1	4.2	4.3	4.5
<b>Microturbines</b>	30	9.8	9.4	8.6	7.5	7.1
	70	8.9	8.3	7.6	6.7	6.4
	100	8.6	8.3	7.6	6.7	6.4
	200	Nc	8.0	7.4	5.6	5.4
	500	Nc	nc	6.7	5.7	5.5
<b>Small Steam Turbines</b>	500	4.4	4.4	4.4	4.6	4.7
	3000	3.2	3.2	3.2	3.5	3.8
	15000	3.0	3.0	3.1	3.3	3.5



- [1] مهندس محمد شاهینی، مدیریت گازهای فلر، دوم ۱۳۸۹، ed.، تهران: نشر اتحاد - جهان نو، ۱۳۸۶.
- [2] وزارت نفت، معاونت مهندسی و ساخت داخل، تحقیقات و استانداردها، "استاندارد مهندسی برای طراحی فرآیندی مشعل و سامانه های تخلیه،" استاندارد های نفت ایران، (1) IPS-E-PR-460، آذر ۵۷.۸۸، p.
- [3] N.P. Cheremisinoff K. Banerjee, P.N. Cheremisinoff, *Flare Gas Systems Pocket Handbook*: Gulf Publishing Company, 1985.
- [4] American Petroleum Institute, "Pressure-relieving and Depressuring Systems," *ANSI/API STANDARD 521, FIFTH EDITION*, API Publishing Services, Jan 2007, pp. 129-141.
- [5] Diana K. Stone, Susan K. Lynch, Richard F. Pandullo, Radian Corporation, Leslie B. Evans, and William M. Vatauvuk, "Chapter 7- FLARES," Research Triangle Park, NC 27711: Office of Air Quality Planning and Standards
- U.S. Environmental Protection Agency, December 1995.
- [6] Michael F. Farina, "Flare Gas Reduction; Recent global trends and policy considerations," GE Energy, Global Strategy and Planning
- 2010.
- [7] Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), "Estimated Flared Volumes from Satellite Data, 2006-2010, Top 20 Flaring Countries," *NOAA Satellite data*, The World Bank, 2011.
- [8] the international associatio for natural gas CEDIGAZ. "statistical database 2010," <http://www.cedigaz.org/statistical-database/auth.aspx>.
- [9] T. A. Boden G. Marland, and R. J. Andres, "Global, Regional, and National Annual CO<sub>2</sub> Emissions from Fossil-Fuel Burning, Cement Manufacture, and Gas Flaring," pp. 1751-2003, 2006.
- [10] Bent Svensson and Mauricio O. Ríos, "Unlocking the Value of Wasted Natural Gas," *Global Gas Flaring Reduction partnership (GGFR)*, [www.worldbank.org/ggfr](http://www.worldbank.org/ggfr), 2010.
- [11] NOAA National Geophysical Data Center. "Global Gas Flaring Country Data," NASA, USA. [http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/gas\\_flares.html](http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/gas_flares.html).
- [12] ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۸۸، گروه مدیریت انرژی، موسسه مطالعات بین المللی انرژی، وزارت نفت، ۱۳۸۹.
- [13] LLC JOHN ZINK COMPANY, "Flare Gas Recover y Systems," *Reduce Recover Reuse*, Tulsa, Oklahoma, USA, [www.johnzink.com](http://www.johnzink.com), 2000.
- [14] World Bank Group, *Kyoto Mechanisms for Flaring Reductions*, Report Number 2, Global Gas Flaring Reduction Public-Private Partnership (GGFR), [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org), 2003.
- [15] Walter Brenner, "RECOVERING FLARE GAS ENERGY - A DIFFERENT APPROACH," in Ninth Annual Industrial Energy Technology Conference, Houston, TX (USA), 1987, pp. 93-95.
- [16] NORWEGIAN GOV., "<http://odin.dep.no/oed/engelsk/026031-150004/indexdok000-b-n-a.html>."
- [17] J. D. Miles, "A FLARE GAS RECOVERY SYSTEM," *Argo Environmental Engineering Limited*, [www.argoengineering.com](http://www.argoengineering.com), 2002.

- [18] P. W. Fisher, and D. Brennan, "Minimize flaring with flare gas recovery," *Hydrocarbon Processing*, no. June 2002, pp. 83-85, 2002.
- [19] J. Peterson, N. Tuttle, H. Cooper, and C. Baukal, "Minimize facility flaring," *Hydrocarbon Processing*, vol. Process and Plant Optimization, Special Report, no. June 2007, pp. 111-115, 2007.
- [20] S. K. Smith M. P. Loring, in AICHE Spring National Meeting,, Houston, TX, March 1995.
- [21] C. J. Lee A. Shaikh, *Hydrocarbon Processing*, vol. 89, July, 1995.
- [22] M. Chellino, in AICHE Spring National Meeting, Houston, TX, April 2001.
- [23] J. Dennehy M. Williamson, in AICHE Spring National Meeting, Houston, TX, April 2001.
- [24] D. Chenevert et al, *Oil Gas Journal*, vol. 103, no. 54, 2005.
- [25] J. Saionz S. Cullen, in AICHE Spring National Meeting, Orlando, FL, April 2006.
- [26] Proceedings. GPA 80<sup>th</sup> Annual Convention, San Antonio, USA, 2001.
- [27] J. J. Miles, "Toward Zero Flaring - A Practical Approach To Cost Reduction and Environmental Benefit." GPA 80<sup>th</sup> Annual Convention, San Antonio, USA, 2001.
- [28] Kuwait National Petroleum Company, "Use of Flare Gas as Fuel: Establishment of Flare Gas Recovery Unit at Shuaiba Refinery, Kuwait and Advancing towards Zero Non-Emergency Flaring," E. Management, ed., UN-Habitat, 2006 Best Practices Database in improving the living environment, 2006.
- [29] Shell Oil Products US (Martinez Refinery), *Shell Martinez Refinery FLARE MINIMIZATION PLAN*, Bay Area Air Quality Management District, 939 Ellis Street, San Francisco, California 94109, 2007.
- [30] J. A. Sonibare, and F. A. Akredolu, "Natural gas domestic market development for total elimination of routine flares in Nigeria's upstream petroleum operations," *Energy Policy*, vol. 34, no. 6, pp. 743-753, 2006.
- [31] X. Yang, Q. Xu, and K. Li, "Flare Minimization Strategy for Ethylene Plants," *Chemical Engineering & Technology*, vol. 33, no. 7, pp. 1059-1065, 2010.
- [32] David A. Castelo Branco, Alexandre S. Szklo, and Roberto Schaeffer, "Co2e emissions abatement costs of reducing natural gas flaring in Brazil by investing in offshore GTL plants producing premium diesel," *Energy*, vol. 35, no. 1, pp. 158-167, 2010.
- [33] CDM Project, "Flare Gas Recovery System at Bongaigoan Refinery, Assam, India," I. O. C. Limited, ed., 2010.
- [34] CDM Project, "Flare Gas Recovery system (FGRS) at Barauni Refinery of Indian Oil Corporation Limited.," I. O. C. Limited., ed., 2009.
- [35] Qatar Dolphin Energy Limited, *Dolphin Energy and the sustainability report*, Global Reporting Initiative (GRI), [www.dolphinenergy.com](http://www.dolphinenergy.com), 2010.
- [36] شرکت پالایش گاز سرخون و قشم. "بررسی امکان پذیری فنی، اقتصادی جمع آوری گازهای فلر شرکت پالایش گاز سرخون و قشم تحت مکانیسم توسعه پاک پروتکل کیوتو." <http://www.nigc.ir>;
- [37] شرکت پالایش گاز شهید هاشمی نژاد، شرکت پترو فرایند آریا، "بازیابی گازهای ارسالی به سمت فلر،" ۸۵-۸۶.
- [38] محمود افشار، مژگان عباسی، "بررسی کاهش و یا بازیابی گاز های ارسالی به مشعل in "اولین کنفرانس پتروشیمی ایران، تهران - شرکت ملی صنایع پتروشیمی، ۱۳۸۷.
- [39] سیاوش درفشی، میرمحمد چاوش باشی و سعید رادمان، "مطالعه امکان سنجی سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر پتروشیمی تبریز و کاهش عملیات فلرینگ تحت مکانیزم توسعه پاک،" شرکت سهامی پتروشیمی تبریز.

- [40] امید زاد اکبر، ع. و. م. انبیاء "بررسی سیستمهای کاهش و بازیابی گازهای ارسالی به مشعل پالایشگاه (فلر)". پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشکده فنی. گروه مهندسی شیمی، دانشگاه تهران، بهمن ۸۶.
- [41] سازمان منطقه ویژه اقتصادی انرژی پارس. "طرح کاهش فلرینگ پالایشگاه اول مجتمع گاز پارس جنوبی". پایگاه اطلاع رسانی منطقه ویژه پارس. 1389. <http://pseez.ir/4327-fa.html>,
- [42] مدیریت پژوهش و فناوری شرکت ملی گاز ایران. "بازیابی و کاهش گازهای ارسالی به مشعل در شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی". <http://research.nigc.ir/Site.aspx?ParTree=1110121512&LnkIdn=90742>,
- [43] پژوهش و مدیریت انرژی، "بازیابی و کاهش گازهای ارسالی به مشعل در شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی". نشریه کارکنان صنعت نفت ایران (مشعل) vol. (دوره جدید، pp. 10-11, no. 557, شهریور ۱۳۹۰.
- [44] M. R. Rahimpour, A. Ghorbani, A. Asiaee, and A. Shariati, "Conversion of refinery natural purge gases to liquid hydrocarbons in GTL loop with hydrogen-permselective membranes: An alternative to gas flaring," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 3, no. 3, pp. 461-475, 2011.
- [45] آزاده معروف مشاط، س. ستاری "امکان سنجی فنی اقتصادی استفاده از گازهای فلر برای تبدیل به محصول دیگر در ایران"، پایان نامه کارشناسی ارشد
- گروه مهندسی سیستمهای انرژی، دانشکده مکانیک، دانشگاه صنعتی شریف، آذر ۸۹.
- [46] علی اکبر شعبانپور، مدیرعامل مجتمع گاز پارس جنوبی. "کاهش سوزاندن گاز در مشعلهای عسلویه"; [www.EnergyHouse.ir](http://www.EnergyHouse.ir).
- [47] J.A. Sonibare F.A. Akeredolu, "A review of the usefulness of gas flares in air pollution control," *Management of Environmental Quality: An International Journal*, vol. 15, no. 6, pp. 574 - 583, 2004.
- [48] AP-42, CH 13.5: *Industrial Flares*, U. S. Environmental Protection Agency, Cincinnati, OH.
- [49] M. Strosher, *Investigations of Flare Gas Emissions in Alberta*, Final Report, Environment Canada Conservation and Protection, the Alberta Energy and Utilities Board and the Canadian Association of Petroleum Producers, Environmental Technologies Alberta Research Council, Calgary, Alberta, November, 1996.
- [50] American Petroleum Institute, "Manual On Disposal Of Refinery Wastes," *API Publication 931, Volume On Atmospheric Emissions*, Washington, DC, June 1977.
- [51] *Flare Efficiency Study*, EPA-600/2-83-052, U. S. Environmental Protection Agency, Cincinnati, OH., July 1983.
- [52] محمد محسن کاوه، د. ر. م. ر. پیشوائی "بازیافت گازهای مشعل و تاثیر آن بر کاهش آلاینده های هوا"، گروه مهندسی سیستمهای انرژی، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه صنعتی شریف، خرداد ۸۵.
- [53] Carl Harry David Chenvert, Byron Unterbrink, Mike Cain, James H. Walker, "Flare Minimization Practices," San Francisco, California, March 13-15, 2005.
- [54] آزاده معروف مشاط، سورنا ستاری، "لزوم برنامه ریزی برای بازیافت گازهای ارسالی به مشعل in "هشتمین همایش بین المللی انرژی، تهران، ۳ و ۴ خرداد ۱۳۹۰.
- [55] سروش یونسی سینکی، م. امیدخواه "بررسی روشهای بازیافت گازهای ارسالی به فلر در پالایشگاه تبریز به منظور کاهش ضایعات"، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشکده فنی، مهندسی شیمی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران جنوب، ۴۱۳۸.

- [56] PT. DWIRAJAYA SATYA. "NASH LIQUID RING COMPRESSORS FOR GAS APPLICATIONS IN REFINERY AND CPI PROCESS FEATURES AND BENEFITS," [http://www.dwirajaya.co.id/LRC\\_F&B.htm](http://www.dwirajaya.co.id/LRC_F&B.htm).
- [57] GARO S.p.a., *Garó WAIS -Washing Amine Integrated System*, Flare Gas Recovery Systems, <http://www.garo.it>.
- [58] Thomas Elsenbruch, *Stop Flaring and Venting — Utilization of Associated Petroleum Gas with Gas Engines*, GE Power & Water Jenbacher gas engines, Marketing, 2<sup>nd</sup> M2M Partnership Expo, New Delhi, India, 2-5 March 2010.
- [59] سروش برادران، علیرضا شجاع مرادی، فاطمه پور اصغریان، علیرضا بستامی، "فناوری های استفاده شده برای کاهش و بازیابی گازهای سوزانده شده در فلر به همراه مطالعات موردی in "سمینار تخصصی نفت، گاز و محیط زیست، شیراز، دانشکده مهندسی، آبان ۱۳۸۷.
- [60] Inc. MTR Membrane Technology and Research. "LPG Recovery from Associated Gas: LPG-Sep™," [www.mtrinc.com](http://www.mtrinc.com).
- [61] سپیده نعمتی شهاب، محمدرضا امیدخواه نسرین، "بررسی روشهای دفع گازهای زائد و بهبود عملکرد سیستمهای فلر in "دهمین کنگره ملی مهندسی شیمی ایران، دانشگاه سیستان و بلوچستان، ۲۴-۲۶ آبان ۱۳۸۴.
- [62] A. Vatani O. Zadakbar, M. Anbia and V. Garshasbi, "Increase EOR by Flare Gas Recovery," in 57<sup>th</sup> Canadian Chemical Engineering Conference, Alberta, Canada, 2007.
- [63] آرمینا قاسمیه، شهرام رستمی، رضا محمدی راد، حمیدرضا بور، "بررسی روش های کاهش سوزاندن گازهای قابل بازیافت در ایران in "شرکت مهندسی مشاور مونکو ایران.
- [64] محمد کاهکش، طراحی روش های افزایش برداشت از مخازن نفتی ایران شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب.
- [65] J. D. Miles, *A Flare Gas Recovery System*, Argo Environmental Engineering Limited, [www.argoengineering.com](http://www.argoengineering.com), 2006.
- [66] *Flow Measurement for Air Monitoring Users Group NPL*, December, 2003.
- [67] "Roxar - Maximum Reservoir Performance," [www.roxar.com](http://www.roxar.com).
- [68] J. Miles, "The Use of Flare Gas Metering After Kyoto," in GPA Spring meeting, Norwich, 2001.
- [69] EPA AP-42, "Completion of Air Pollution Emission Factors," *Vol.1: Stationary Point and Area Sources, Fifth Edition*, 1998.
- [70] Canadian Petroleum Products Institute, "Code of Practice for Developing on Emission Inventory for Refineries and Terminal," 2004.
- [71] "Earth Trends 2010," Provided by the World Resources Institute; <http://earthtrends.wri.org>.
- [72] CHAQING LIAO, D. F. R. Best "GAS EJECTOR MODELING FOR DESIGN AND ANALYSIS," Available electronically, Mechanical Engineering Department, Nuclear Engineering, Texas A&M University, Office of Graduate Studies, 2008.
- [73] Transvac Systems Ltd. "Ejecotr Solutions for the Oil & Gas Industry," [www.transvac.co.uk](http://www.transvac.co.uk).
- [74] Hijet International Vacuum & Compression Systems. "Hijet Compression Systems for Flare Gas Recovery," [www.hijet.com](http://www.hijet.com).
- [75] Schutte & Koerting, "Jet Compressors," Trevoze, USA.
- [76] R.E. Sonntag G.J.van wylene *Fundamentals of Classical Thermodynamics*, third ed., p.^pp. 571-590, 1985.
- [77] Ernest E. Ludwig, "Ejector and Vacuum System," *Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants*, Chapter 6, pp. 206-238, 1984.

- [78] DeFrate and Hoerl, "Design curves for optimum single-stage ejectors," *Chem. Eng. Prog.*, 55, *Symp. Ser. 21*, 46, FIG. 10-102, 1959.
- [79] The American Society of Mechanical Engineers (ASME), "EJECTORS, Performance Test Codes," *ANSI/ASME PTC 24*, 1976.
- [80] E. V. Karmanov, Yu N. Lebedev, V. G. Chekmenov, and I. A. Aleksandrov, "Ejector Systems," *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, vol. 40, no. 1, pp. 80-83, 2004.
- [81] A. T. McDonald and P. J. Pritchard R. W. Fox, *Introduction to Fluid Mechanics*, 6th ed., Hoboken, NJ.: John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, NJ., 2003.
- [82] J. Fabri and R. Sierstrunck, "Supersonic Air Ejectors," *Advances in Applied Mechanics*, vol. V, pp. 1-34, 1958.
- [83] J.H. Keenan and E.P. Neumann, "An Investigation of Ejector Design by Analysis and Experiment," *J. Applied Mechanics, Trans ASME*, vol. 72, pp. 299-309, 1950.
- [84] E. Ya. Sokolov and N. M. Zinger, "Jet Units," in 3rd Energiya Conference, Moscow, Russia, 1989.
- [85] "سایت رسمی شرکت پالایش نفت شهید تندگویان تهران." <http://www.tehranrefinery.ir>
- [86] Klaus D. Timmerhaus and Roland E. West Max S. Peters, *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*, Fifth ed.: McGraw-Hill, 2003.
- [87] L. Tong B. Chen, "Sensitivity analysis of heat conduction for functionally graded materials," *Mater. Des.*, vol. 25, pp. 663-672, 2004.
- [88] Karen Chan Andrea Saltelli, E. Martin Scott, *Sensetivy Analysis*, England: John Wiley & Sons Ltd., England, 2000.
- [89] S. M. Zubair B. A. Qureshi, "A comprehensive design and rating study of evaporative coolers and condensers. Part II: Sensetivy Analysis," *International Journal of Refrigeration*, vol. 26, pp. 659-668, 2006.

[90] امین انگارنویس "تحلیل سیستمهای بازیافت گازهای ارسالی به مشعل و ارائه مدل اقتصادی بهینه" دانشگاه صنعتی خواجه نصیر، ۹۰،

## **Abstract**

Optimizing the energy consumption and reduction of environmental emissions have been some of the main concerns of oil and gas industries. Since flaring process is the most significant mechanism of energy loss in existing domestic oil and gas fields, and generally in all plants using flares such as oil and gas wells, oil and gas refineries, process plants, chemical companies, landfills, etc., and since it emits the majority of environmental pollutants such as CO<sub>2</sub>, improvement and optimizing the performance of these systems are of great importance.

A considerable portion of the composition of gases routinely sent to flares is natural gas, ethylene, propylene, 4-carbon chains, and hydrogen which are economically valuable compounds. The flaring rate of a process plant, e.g. an offshore station or a refinery may significantly be reduced by design and applying a specific flare gas recovery (FGR) system. In this way, gases which have been burning formerly can be used either as the feed stream of other processing units or as the fuel gas required for process heaters and power generation in the plant. Furthermore, using an FGR system concludes in tangible reduction of air pollution due to flare gas burning. Therefore, current FGR methods in the literature have been reviewed and a new FGR system has been developed that is acceptable in technical performance and shows high economic justification.

In this research, two field cases have been investigated. Considering the composition analysis and flow rate of flared gases, the optimal FGR strategy for each case is determined using the tradeoffs between practical recovery options. Proposed cycles has been explored and evaluated from different aspects such as operation, efficiency, capital investment, and feasibility, respectively. Conceptual design of the proposed cycles has been supported with detailed design of the components required for each case study. Economic analysis of the proposed FGR strategies is also discussed in this research.

Conceptual design of a power generation cycle from flare gas, in combination with current existing separation and refining processes has been concluded to a significant reduction in flaring of an oil refinery. This system also provides the possibility of separation and retrieving of valuable compounds from flared gases. Results of the economic evaluation verify the economic feasibility of the proposed cycle. Regardless of the structural complicacy of the plant being studied, proposing practical and economically viable method of electricity generation from gases sent to flares is the main achievement of the current study.

**Keywords:** Flare Gas, Recovery, Power Generation, Micro-Turbine, Refinery, Oil Station



Shahrood University of Technology

Faculty of mechanical engineering

**Flare gas recovery system(FGR) analysis and power  
generation(electricity) from flare gases**

**Yosef Lael Bahrampour**

Supervisors

**Dr. S.M. Hashemian**

**Dr.M.Amidpour**

January 2013