پژوهشگاه نیرو

NRI-ER-938-PPCPN 38-00-L

# تدوین نقشه جامع و اجرایی به‌کارگیری گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق



مولف:

امیرحسین خلیلی گرکانی

DOI: 10.30503/nripress.2020.171


بسم الله الرحمن الرحيم

# تدوین نقشه جامع و اجرایی به‌کارگیری گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق

مؤلف:

امیرحسین خلیلی گرکانی

انتشارات پژوهشگاه نیرو

۱۴۰۰

کد گزارش: NRI-ER-938-PPCPN 38-00-L

DOI: 10.30503/nripress.2020.171

ایران. وزارت نیرو. پژوهشگاه نیرو. گروه پژوهشی شیمی و فرآیند

تدوین نقشه جامع و اجرایی به‌کارگیری گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق/ مدیر پروژه: امیرحسین خلیلی گرکانی/ کارفرما: پژوهشگاه نیرو، ۱۴۰۰.

۱۸۵ ص.: مصور، نمودار، جدول

۱. احمدی، سید احمد، مجری. ۲. محور اصلی پروژه: مهندسی فرآیندهای شیمیایی. ۳. محور فرعی پروژه: سوخت و روغن.

انتشارات پژوهشگاه نیرو

گروه پژوهشی شیمی و فرایند

کلیه حقوق قانونی این اثر متعلق به پژوهشگاه نیرو است.

**نشانی:** تهران، شهرک‌غرب، انتهای‌بلوارشهیددادمان، پژوهشگاه‌نیرو، کدپستی: ۱۴۶۸۶۱۳۱۱۳

**تلفن:** ۹-۸۸۰۷۹۴۰۱

**نمابر:** ۸۸۰۷۸۲۹۶

**وبگاه:** www.nri.ac.ir

**پست الکترونیک انتشارات:** publications@nri.ac.ir

# پیشگفتار

سالانه میلیاردها مترمکعب گاز طبیعی در بخش‌های مختلف بالادستی و پایین دستی صنعت نفت سوزانده می‌شود. باوجود انکه این یک منبع با ارزش انرژی است و می‌توان از آن در راستای برای حمایت از رشد و توسعه اقتصادی در بسیاری از کشورها استفاده نمود، اما به دلیل نبود زیرساخت لازم به هدر می‌رود. سوزاندن این گازها، با انتشار میلیون‌ها تن دی اکسید کربن در اتمسفر و تأثیرات مضر آن بر اثر انتشار گازهای غیر متشکل از گاز متان و کربن سیاه، یکی از عوامل تغییرات آب و هوایی در جهان به شمار می‌رود. براساس آمار بانک جهانی در سال ۲۰۲۰، تولید نفت ۸ درصد کاهش یافته است (از ۸۲ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۹ به ۷۶ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۲۰)؛ و در نتیجه آن، حجم گازهای فلر سوزانده شده در جهان نیز ۵ درصد کاهش یافته است (از ۱۵۰ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۹، به ۱۴۲ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۰. اطلاعات بانک جهانی نشان می‌دهد که، کاهشی معادل ۷۰ درصد کاهش حجم گازهای همراه و فلر سوزانده در جهان به ایالات متحده آمریکا اختصاص داشته است. کاهش ۸ درصدی تولید نفت و توسعه زیرساخت‌های بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر در این کشور از عوامل اصلی این کاهش چشم‌گیر بوده است (۳۲ درصد کاهش در سال ۲۰۲۰ نسبت به ۲۰۱۹). روسیه، عراق، ایران، ایالات متحده آمریکا، الجزایر، ونزوئلا و نیجریه همچنان هفت کشور نخست با بیشترین حجم سوزاندن گازهای همراه و فلر در جهان هستند. این هفت کشور سالانه ۴۰ درصد نفت جهان را تولید می‌کنند، اما تقریبا دو سوم ( ۶۵درصد) حجم گازهای سوزانده شده را به خود اختصاص می‌دهند.

راه‌حل‌های گوناگونی به منظور بازیابی گازهای فلر و استفاده مجدد از آن ارائه شده است. جمع‌بندی پارامترهای موثر در انتخاب این روش‌ها در جدول زیر آورده شده است. در بین روش‌های ارائه شده برخی از آن‌ها همچون فشرده‌سازی به صورت LNG و CNG در بحث ذخیره‌سازی انتقال به بازار مصرف دارای مشکل است. تبدیل کاتالیستی در فرآیند GTL با وجود راه‌اندازی اولین نمونه در برزیل در سال ۲۰۱۱ همچنان در حال توسعه و تحقیق است و همچنین هزینه سرمایه‌گذاری زیادی نیز نیاز دارد. تزریق مجدد به میادین نیز معمولا برای گازهای فلر که دارای آلاینده‌های فراوان هستند پیشنهاد می‌شود و همچنین هزینه کمپرسور مورد نیاز در این پروژه‌ها معمولا بالا است؛ البته تزریق مجدد برای پالایشگاه‌های نفت که معمولا از میادین نفتی دور می‌باشند کارایی ندارد. در بین این روش‌ها فرآیند تبدیل گاز به انرژی الکتریکی (GTW) با توجه به ساده‌تر بودن و نیاز به هزینه سرمایه-گذاری کمتر از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است. این روش می‌تواند به صورت تولید انرژی الکتریکی در نیروگاه و یا تولید انرژی الکتریکی با استفاده از مولدهای پراکنده صورت بگیرد. متن حاضر مربوط به پروژه تدوین نقشه جامع و اجرایی بکارگیری گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق می باشد، که در بخش‌های زیر به انجام رسیده است:

فصل اول: وضعیت سوزاندن گازهای نفت و فلر در جهان

فصل دوم: مروری بر عوامل موثر بر گازهای همراه نفت و فلر و ارتباط آن‌ها با اقدامات کاهش دهنده

فصل سوم: بررسی وضعیت گاز فلر در ایران و گزینه‌های راهبردی موجود

فصل چهارم: تولید انرژی الکتریکی به عنوان یک راه حل راهبردی

فصل پنجم: مطالعات راهبردی و انتخاب گزینه مناسب در بخش پایین دستی و بالادستی

فصل ششم: بازیابی و بکارگیری گازهای فلر در صنعت پتروشیمی

فصل هفتم: اطلس فلر ایران

فصل هشتم: قوانین موجود در کشور و چالش‌های اجرایی آن‌ها

نظارت پروژه بر عهده آقایان دکتر کاظم کاشفی، دکتر عباس بحری و سرکار خانم مهندس حمیده قدیری می‌باشد و از همه عزیزان که ما را در تهیه این گزارش یاری کردند تشکر می‌گردد.

دکتر امیرحسین خلیلی گرکانی
عضو هیئت علمی گروه شیمی و فرآیند

## فهرست مطالب


**فصل ۱ وضعیت سوزاندن گازهای نفت و فلر در جهان ..... ۱۶**

۱-۱ مقدمه ..... ۱۷

۱-۲ چالشهای متفاوت تولیدکنندگان بزرگ نفت ..... ۱۷

مرجع ۲۳

**فصل ۲ مروری بر عوامل موثر بر گازهای همراه نفت و فلر و ارتباط آنها با اقدامات کاهش دهنده ..... ۲۴**

۲-۱ مقدمه ..... ۲۵

۲-۲ استفاده از فلر و نوسانات آن ..... ۲۵

۲-۲-۱ سوزاندن متدوام ..... ۲۶

۲-۲-۲ سوزاندن متناوب ..... ۲۷

۲-۳ ترکیبات گاز فلر ..... ۲۷

۲-۴ حجم فلر ..... ۳۲

۲-۵ عمر باقی مانده میدان و تنوع تولید ..... ۳۳

۲-۶ ابعاد فناوری ..... ۳۴

۲-۷ حجم گاز قابل فرآوری ..... ۳۴

۲-۸ انتشار آلایندهها و کربن سیاه ..... ۳۴

۲-۹ موقعیت مکانی ..... ۳۵

۲-۱۰ تنوع جغرافیایی در کشور ..... ۳۶

مراجع ۳۷

**فصل ۳ بررسی وضعیت گاز فلر در ایران و گزینههای راهبردی موجود ..... ۳۸**

۳-۱ مقدمه ..... ۳۹

۳-۱-۱ وضعیت گاز فلر در ایران ..... ۳۹

۳-۲ عوامل تاثیرگذار بر فرآیند بازیابی و بکارگیری گاز فلر ..... ۴۲

۳-۲-۱ ترکیب گاز ۴۲

۳-۲-۲ نوسانات و منحنی تولید گاز فلر ..... ۴۳

۳-۲-۳ هزینههای عملیاتی و سرمایهگذاری ..... ۴۳

۳-۲-۴ ملاحظات ایمنی ..... ۴۳

۳-۲-۵ بلوغ فنآوری ..... ۴۴

۳-۲-۶ ارزش افزوده محصول ۴۴
۳-۲-۷ انتقال به بازار مصرف ۴۴
۳-۲-۸ بهرهوری انرژی و کربن ۴۴
۳-۲-۹ بازار مستقل ۴۴
۴-۱- بازیابی و بکارگیری گاز فلر ۴۵
۴-۱-۱-بازیابی گاز، افزایش فشار و تزریق ۴۵
۴-۱-۲-واحدهای NGL ۴۷
۴-۱-۳-تولید LNG و CNG ۴۸
۴-۱-۴-فرآیند GTL و تولید سوختهای مایع ۵۰
۵-۱-۴-تولید انرژی الکتریکی ۵۱
۳-۲-۱۰ جمعبندی فناوریهای کاربردی ۵۲
مراجع ۵۳
**فصل ۴ تولید انرژی الکتریکی به عنوان یک راه حل راهبردی ۵۵**
۴-۱ مقدمه ۵۵
4-2 سناریوهای موجود ۵۶
۴-۲-۱ سیکل توربین گاز ۵۶
۴-۲-۲ سیکل ترکیبی توربین گاز ۵۷
۴-۲-۳ سیکل موتور احتراق داخلی ۵۸
۴-۲-۴ سیکل پیل سوختی اکسید جامد/توربین گاز ۵۹
۴-۳ نتایج و بحث ۶۰
۴-۳-۱ نتایج مطالعات اقتصادی ۶۰
۴-۳-۲ نتایج مطالعات زیست محیطی انتشار ۶۸
4-4 جمعبندی ۷۲
مراجع ۷۳
**فصل ۵ مطالعات راهبردی و انتخاب گزینه مناسب در بخش پایین دستی و بالادستی ۷۴**
۵-۱ مقدمه ۷۴
۵-۲ سناریوهای موجود ۷۵
۵-۳ روشها و محاسبات ۷۶
5-3-1 ارزیابی اقتصادی فنآوریهای بازیابی و استفاده از گاز ۷۷
5-3-2 محاسبه انتشار $CO_2$ برای فناوریهای بازیابی و استفاده از گاز فلر ۷۸

5-4 نتایج و بحث ..... ۷۹
۵-۴-۱ نتایج ارزیابی اقتصادی ..... ۷۹
۵-۴-۲ نتایج انتشار $CO_2$ ..... ۹۳
۵-۵ جمعبندی ..... ۹۶
مراجع ۹۷
**فصل ۶ بازیابی و بکارگیری گازهای فلر در صنعت پتروشیمی ..... ۹۹**
۶-۱ مقدمه ..... **Error! Bookmark not defined.**
۶-۲ جمعآوری اطلاعات ..... **Error! Bookmark not defined.**
۶-۳ تولید برق از فلر پتروشیمی ..... **Error! Bookmark not defined.**
۶-۴ سرمایهگذاری مورد نیاز ایدههای بازیابی گاز فلرها ..... **Error! Bookmark not defined.**
مراجع ۱۰۱
**فصل ۷ اطلس فلر ایران ..... ۱۰۲**
۷-۱ مقدمه ..... ۱۰۲
۷-۲ بررسی پراکندگی گازهای فلر در کشور ..... ۱۰۵
۷-۲-۱ فلرهای موجود در خشکی ..... ۱۰۵
۷-۲-۲ فلرهای فراساحلی ..... ۱۱۶
۷-۳ جمعبندی ..... ۱۱۸
**فصل ۸ قوانین موجود در کشور و چالشهای اجرایی آنها ..... ۱۱۹**
۸-۱ فرآیند واگذاری گازهای همراه نفت به بخش خصوصی ..... ۱۲۰
8-2 مجوزهای مورد نیاز ..... ۱۲۰
۸-۳ قوانین بودجه، رفع موانع تولید و برنامههای توسعه کشور ..... ۱۲۱
۸-۳-۱ بند الف ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابتپذیر و ارتقای نظام مالی کشور ..... ۱۲۳
۸-۴ آنالیز ریسکهای اجرایی و نحوه برون رفت از هرکدام از آنها ..... ۱۲۴
8-5 توافقنامه بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر ..... ۱۲۶
۸-۵-۱ نقش و وظایف ذینفعان ..... ۱۲۷
۸-۵-۲ حوزه فعالیت هریک از ارکان کنسرسیوم پژوهشگاههای نیرو و صنعت نفت ..... ۱۳۰
۸-۵-۳ تامین اعتبارات لازم برای اجرای توافق نامه ..... ۱۳۱
۸-۶ نمونه مطالعه موردی توجیه اقتصادی طرح فرآوری گاز فلر با هدف تولید برق ..... ۱۳۱
مراجع ۱۳۳
**پیوست الف: تولید انرژی الکتریکی ..... ۱۳۵**

**پیوست ب: سامانه بازیافت گاز فلر ..... ۱۴۸**
**پیوست ج: معادلات مورد استفاده برای محاسبه پارامترهای اقتصادی .....۱۵۹**
**پیوست د: تحلیل حساسیت تاثیر عوامل هزینه گاز و اجرای قانون رفع موانع تولید بر اقتصاد فرآوری گاز فلر برای تولید برق ..... ۱۶۰**
**پیوست ه: بوم مدل کسب و کار و نمونه‌های پرشده ..... ۱۶۳**

## فهرست شکل‌ها

شکل ۱-۱. حجم گازهای همراه و فلر سوزانده شده حین تولید نفت در جهان در بازه ۱۹۹۶-۲۰۲۰..... ۱۷
شکل ۱-۲. یزان فلرسوزی برای ۳۰ کشور نخست در بازه زمانی ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۰..... ۱۸
شکل ۱-۳. شدت سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر در ۳۰ کشور نخست در بازه زمانی ۲۰۱۶-۲۰۲۰..... ۲۰
شکل ۱-۵. نرخ تغییرات شدت سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر در شرکای GGFR و کشورهای غیرعضو در بازه ۲۰۰۴-۲۰۲۰..... ۲۱
شکل ۱-۶. نتایج شاخص IFG در سال ۲۰۲۰..... ۲۲
شکل ۱-۷. شاخص IFG بزرگترین کشورهای وارد کننده نفت خام (بیشتر از ۲۵۰هزار بشکه در روز)..... ۲۳
شکل ۲-۱. مروری بر انواع گازهای فلر و اقدامات معمول جهت کاهش آنها [۲]..... ۲۶
شکل ۲-۲. تأثیر غلظت خوراک ورودی سولفید هیدروژن ($H_2S$) بر تقاضای انرژی برای شیرین کردن گاز با حذف آمین [۴]..... ۳۱
شکل ۲-۳. تغییزات تولید گاز همراه نفت در طول زمان..... ۳۳
شکل ۲-۴. برخی فاکتورهای انتشار کربن سیاه منتشر شده [۱۲]..... ۳۵
شکل ۳-۱. میزان گاز همراه سوزانده شده در شرکتهای تابعه شرکت ملی نفت ایران بین سالهای ۱۳۸۶-۱۳۹۵..... ۴۰
(براساس ترازنامه هیدروکربوری سالهای ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵)..... ۴۰
شکل ۳-۲. میزان گاز فلر سوزانده شده در (الف) پالایشگاههای گاز و گاز مایع (NGL) و (ب) پالایشگاههای نفت بین سالهای ۲۰۰۷-۲۰۱۶..... ۴۱
(براساس ترازنامه هیدروکربوری سالهای ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵)..... ۴۱
شکل ۳-۳. مجموع گاز فلر در بخش پایین دستی و بالادستی صنعت نفت ایران بین سالهای ۱۳۸۶-۱۳۹۵..... ۴۲
(براساس ترازنامه هیدروکربوری سالهای ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵)..... ۴۲
شکل ۳-۴. نمای کلی سیستم بازیابی گاز فلر [۱۱]..... ۴۶
شکل ۳-۵. بررسی معیارهای گوناگون در افزایش فشار گاز فلر جهت استفاده به عنوان (الف) گاز سوخت و یا بازگشت به خوراک ورودی و (ب) ازدیاد برداشت..... ۴۶
شکل ۳-۶. نمای کلی یک واحد NGL [۱۱]..... ۴۷
شکل ۳-۷. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز فلر در پالایشگاه گاز مایع..... ۴۸
شکل ۳-۸. روند تولید LNG [۱۱]..... ۴۹
شکل ۳-۹. روند تولید CNG [۱۱]..... ۴۹
شکل ۳-۱۰. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز فلر در (الف) تولید CNG و (ب) تولید LNG..... ۵۰
شکل ۳-۱۱. شماتیک مراحل موجود در فرآیندهای GTL و GTC و برخی محصولات قابل تولید..... ۵۰

شکل ۳-۱۲. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز فلر در (الف) تولید سوختهای مایع (GTL) و (ب) تولید مواد شیمیایی (..... ۵۱
شکل ۳-۱۳. شمای کلی فرآیند تولید انرژی الکتریکی از گاز همراه در میادین نفتی..... ۵۲
شکل ۳-۱۴. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز فلر در تولید انرژی الکتریکی..... ۵۲
شکل ۴-۱. یک سیکل معمولی توربین گاز/موتور احتراق داخلی برای تولید برق..... ۵۶
شکل ۴-۲. شماتیک یک توربین گازی سیکل ترکیبی معمولی..... ۵۸
شکل ۴-۳. شماتیک یک کارخانه معمولی SOFC/GT..... ۵۹
شکل ۴-۴. نمودار هزینه تراز شده انرژی سناریوهای مورد مطالعه در مقابل میزان جریان نمونههای گاز فلر..... ۶۵
شکل ۴-۵. ارزش خالص فعلی محاسبه شده برای نمونه های گاز فلر..... ۶۶
شکل ۴-۶. نمودارهای هزینه تراز سناریوهای مختلف در نمونههای گاز فلر مورد مطالعه..... ۶۷
شکل ۴-۷. نمودارهای هزینه تراز انرژی نمونههای مختلف در سناریوهای مورد بررسی..... ۶۷
شکل ۴-۸. انتشارات زیست محیطی نمونههای گاز فلر در استک و سه سناریوی تولید برق ارزیابی شده..... ۷۱
شکل ۴-۹. مقادیر انتشار آلاینده به ازای هر کیلووات ساعت توان تولیدی برای سناریوهای مختلف تولید برق..... ۷۲
شکل ۵-۱. نمودار بقای اقتصادی برای فناوریهای بازیابی و استفاده از گاز فلر بررسی شده (رنگ های سبز نشان دهنده مواردی است که زمان بازپرداخت آنها ۶ سال یا کمتر است)..... ۸۷
شکل ۵-۲. نمودار هزینه تولید در مقابل نرخ جریان برای فناوریهای بازیابی بکارگیری برای نمونههای گاز همراه نفت۸۸
شکل ۵-۳. نمودار هزینه تولید در مقابل نرخ جریان برای فناوریهای بازیابی بکارگیری برای نمونههای گاز فلر پالایشگاه گاز..... ۸۹
شکل ۵-۴. نمودار هزینه تولید در مقابل نرخ جریان برای فناوریهای بازیابی و بکارگیری برای نمونههای گاز فلر پالایشگاه نفت..... ۸۹
شکل ۵-۵. نمودار هزینه تراز انرژی در مقابل نرخ جریان برای فناوریهای بازیابی و استفاده از گاز فلر..... ۹۰
شکل ۵-۷. درخت تصمیم برای انتخاب فنآوریهای بازیابی گاز فلر قابل توجیه اقتصادی با توجه به مشخصات گاز .. ۹۱
شکل ۵-۸. نمودار هزینه سرمایهگذاری برای فناوریهای بازیابی و استفاده از گاز فلر..... ۹۲
شکل ۵-۹. نمودار NPV برای فناوری‌های مقرون به صرفه بازیابی و استفاده از گاز فلر..... ۹۳
شکل ۵-۱۰. نمودار ارزش افزوده برای فناوریهای مقرون به صرفه بازیابی و استفاده از گاز فلر..... ۹۳
شکل ۵-۱۱. درصد کاهش مقادیر انتشار $CO_2$ در مقایسه با استک فلر برای فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر، الف: نمونه‌های گاز همراه نفت، ب: نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه گاز و نفت..... ۹۵
شکل ۶-۱. آمار میزان فلرینگ شرکت های پتروشیمی منطقه پارس عسلویه در سال ۱۳۹۵-۱۳۹۹ بر حسب تن.**OKMARK NOT DEFINED.**
شکل ۶-۲. آمار فلرینگ شرکت های پتروشیمی منطقه پارس عسلویه فروردین- اسفند ۱۳۹۹ بر حسب تن.**BOOKMARK NOT DEFINED.**
شکل ۶-۳. سیستم بازیابی گاز فلر..... **ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.**

شکل ۷-۱. تغییر در حجم گازهای فلر بین سال‌های ۲۰۱۲ و ۲۰۲۱ (کشورها با بیشترین تغییر (+ یا - ۰,۶ میلیارد مترمکعب) و سایر نقاط جهان در مجموع، نشان داده شده‌اند، تغییر کلی جهانی ۱,۳+ میلیارد مترمکعب).....۱۰۳
شکل ۷-۱. نمای کلی از پراکندگی فلرهای موجود در جهان براساس تصاویر ماهوارهای NOAA.....۱۰۴
شکل ۷-۳. نقشه پراکندگی گازهای فلر در کشور براساس اطلاعات بانک جهانی.....۱۰۵
شکل ۷-۴. پراکندگی فلرهای موجود در استانهای کشور براساس اطلاعات بانک جهانی.....۱۱۳
شکل ۷-۵. میزان حجم فلر و درصد سهم هر کدام از استانهای کشور براساس دادههای NOAA در سال ۲۰۲۰.....۱۱۴
شکل ۷-۶. تعداد فلرهای موجود در استانهای مختلف بر حسب اندازه.....۱۱۵
شکل ۷-۷. سهم مشارکت فلرهای موجود در خشکی بر اساس سایز آنها در سطح کشور.....۱۱۶
شکل ۷-۸. پراکندگی فلرهای فراساحلی در خلیج فارس.....۱۱۷
شکل ۷-۹. تعداد فلرهای فراساحلی موجود مختلف بر حسب اندازه.....۱۱۷
شکل ۷-۱۰. سهم مشارکت فلرهای فراساحلی موجود بر اساس سایز آنها.....۱۱۸
شکل۸-۱. شمای کلی فرآیند واگذاری طرحهای جمعآوری گازهای همراه نفت.....۱۲۰
شکل ۸-۲. شمای کلی از مجوزهای موردنیاز [۱].....۱۲۱
شکل ۸-۳. نحوه ارتباط ذینفعان.....۱۲۸
شکل ۸-۴. جریان کار و درآمد در طرح بازیابی و بکارگیری گاز همراه نفت و فلر با اولویت تولید برق.....۱۳۲
شکل الف-۱. شمای کلی فرآیند تولید برق از گاز همراه با استفاده از فناوری میکروتوربین.....۱۳۶
شکل الف-۲. شمای کلی یک میکروتوربین به همراه اجزای آن.....۱۳۶
شکل الف-۳. شمای کلی یک توربین گازی به همراه اجزای آن.....۱۳۷
شکل الف-۴. شمای کلی فرآیند تولید برق با سیکل توربین گازی.....۱۳۸
شکل الف-۵. خانواده توربینهای شرکت سولار با توجه به توان تولیدی.....۱۳۸
شکل الف-۶. سوختهای قابل استفاده در سیستمهای توربین شرکت سولار.....۱۳۹
شکل الف-۷. شمای کلی فرآیند تولید برق با سیکل توربین گازی.....۱۴۰
شکل الف-۸. تنوع سوخت قابل استفاده در ماشینهای گازی.....۱۴۱
شکل الف-۹. تنوع سوخت قابل استفاده در ماشینهای گازی شرکت واتسیلا.....۱۴۲
شکل الف-۱۰. نحوه سوخترسانی در سه نوع ماشین گازی شرکت واتسیلا.....۱۴۲
شکل الف-۱۱. تصویر نیروگاه ماشین گازی پتروآمازوناس.....۱۴۴
شکل الف-۱۲. انواع روشهای شیرینسازی با توجه به غلظت ترکیبات اسیدی در ورودی واحد و غلظت مورد نیاز در خروجی واحد شیرینسازی [۶].....۱۴۶
شکل الف-۱۳. شماتیک فرآیند تولید برق از گاز فلر و انواع فناوریهای قابل بهرهبرداری [۷].....۱۴۶
شکل ب–۱. فرآیند کلی سیستم بازیافت گاز فلر با کمپرسور رینگ مایع.....۱۴۸

شکل ب–۲. نمایی از آب‌بند [۲]..... ۱۴۹
شکل ب-۳. نمایی از کولر هوایی مورد استفاده در سیستم بازیابی گاز فلر [۲]..... ۱۵۰
شکل ب–۴. نمایی از اجزای کمپرسور رینگ مایع شرکت ایتالیایی GARO..... ۱۵۲
شکل ب–۵. کمپرسور مارپیچی خشک..... ۱۵۳
شکل ب–۶. کمپرسور مارپیچی روغن‌کاری شونده..... ۱۵۴
شکل ب–۷. کمپرسور رفت و برگشتی..... ۱۵۵
شکل ب–۸. کمپرسور تیغه لغزشی..... ۱۵۶
شکل ب–۹. نمونه‌ای از منحنی کمپرسورهای رینگ مایع دو مرحله‌ای شرکت GARO [۷]..... ۱۵۸
شکل د-۱. هزینه تمام شده به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی با در نظر گرفتن قیمتهای متفاوت گاز فلر ۰/۱، ۱، ۲ و ۳ سنت به ازای هر مترمکعب..... ۱۶۱
شکل د-۲. بازگشت سرمایه با در نظر پرداخت هزینه صرفهجویی گاز طبیعی به ازای تولید هر کیلووات ساعت برق (اجرای ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابتپذیر)..... ۱۶۲

## فهرست جداول

جدول ۱-۱. حجم گازهای فلر سوزانده شده در ۳۰ کشور نخست در بازه زمانی ۲۰۱۶-۲۰۲۰ (میلیارد متر مکعب)۱۹
جدول ۲-۱. مشخصات برخی نمونه های گاز همراه ایران..... ۲۸
جدول ۲-۲. مشخصات نمونه های گاز فلر بخش پایین دستی صنایع نفت، گاز و پتروشیمی..... ۲۹
جدول ۳-۱. نمونه ترکیبات موجود در گاز فلر میادین نفت، پالایشگاههای نفت و گاز و صنایع پتروشیمی [۹]..... ۴۳
جدول ۳-۲. نحوه امتیازدهی به معیارهای در نظر گرفته شده..... ۴۵
جدول ۳-۳. جمعبندی و خلاصه نتایج حاصل از تحلیل سلسله مراتبی به منظور بازیابی و بکارگیری گاز فلر..... ۵۳
جدول ۳-۴. امکانسنجی بکارگیری روشهای بازیابی گار فلر در بخشهای بالادستی و پایین دستی صنعت نفت..... ۵۳
جدول ۴-۱. موارد مختلف در نظر گرفته شده برای سناریوهای تولید برق مورد بررسی..... ۶۰
جدول ۴-۲. مشخصات نمونههای گازهای همراه نفت و فلر بررسی شده..... ۶۱
جدول ۴-۳. پارامترهای اقتصادی برای چرخه توربین گازی ساده..... ۶۲
جدول ۴-۴. پارامترهای اقتصادی برای چرخه توربین گاز ترکیبی..... ۶۳
جدول ۴-۵. پارامترهای اقتصادی برای چرخه موتور احتراق داخلی..... ۶۴
جدول ۴-۶. پارامترهای اقتصادی برای سیکل سلول سوختی اکسید جامد/توربین گاز..... ۶۴
جدول ۴-۷. انتشار آلایندههای حاصل از سوختن گاز فلر در استک..... ۶۹
جدول ۴-۸. انتشارات زیست محیطی برای چرخه توربین گازی ساده..... ۶۹
جدول ۴-۹. انتشارات زیست محیطی برای سیکل ترکیبی توربین گاز..... ۷۰

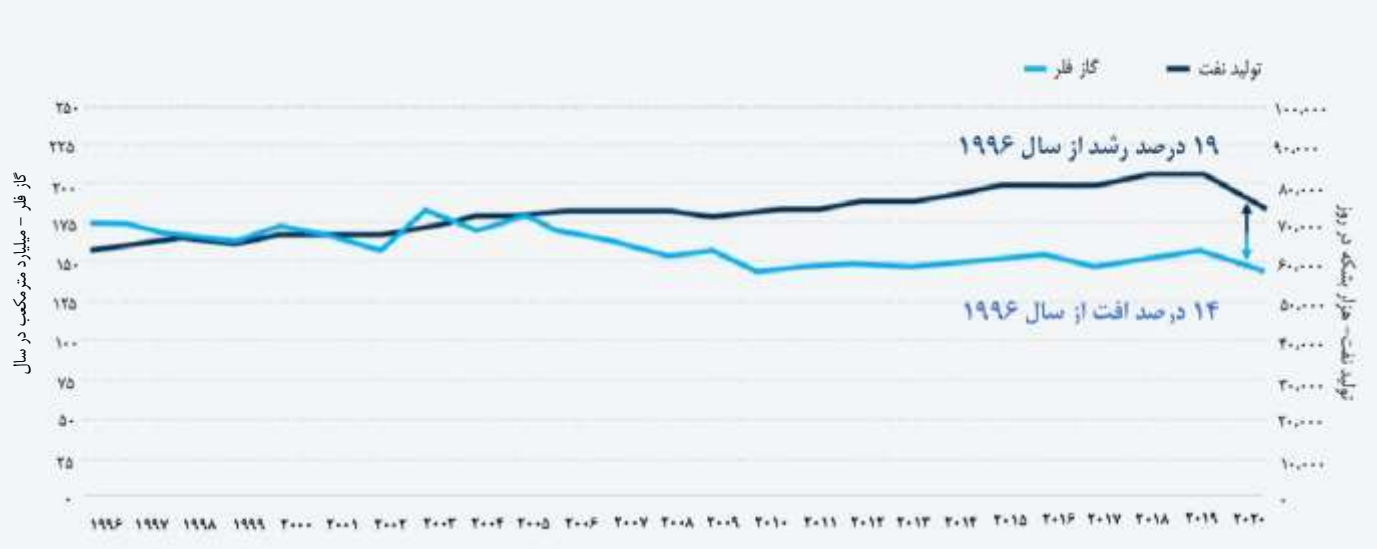
جدول ۴-۱۰. انتشارات محیطی برای چرخه موتور احتراق داخلی ..... ۷۰
جدول ۵-۱. جدول ۳. مشخصات نمونه‌های گاز همراه ..... ۷۶
جدول ۵-۲. مشخصات نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه گاز و نفت، نمونه‌های ۹-۱۳: گاز فلر پالایشگاه گاز، نمونه‌های ۱۴-۱۶: گاز فلر پالایشگاه نفت ..... ۷۷
جدول ۵-۳. لیست قیمت محصولات فنآوری‌های بازیابی و بکارگیری از گاز فلر ..... ۷۸
جدول ۵-۴. پارامترهای اقتصادی برای فرآیند فشرده سازی و تزریق مجدد ..... ۸۰
جدول ۵-۵. پارامترهای اقتصادی برای فرآیند NGL ..... ۸۱
جدول ۵-۶. پارامترهای اقتصادی برای سنتز سوخت توسط فرآیند GTL ..... ۸۲
جدول ۵-۷. پارامترهای اقتصادی برای تولید متانول ..... ۸۳
جدول ۵-۸. پارامترهای اقتصادی برای تولید DME ..... ۸۴
جدول ۵-۹. پارامترهای اقتصادی برای تولید LNG ..... ۸۵
جدول ۵-۱۰. پارامترهای اقتصادی برای تولید برق توسط RICE ..... ۸۶
جدول ۵-۱۱. انتشار $CO_2$ در استک فلر و فن آوری های بازیابی و استفاده از گاز همراه نفت و فلر ..... ۹۴
جدول ۶-۱. فهرست دستهبندی شده شرکتهای پتروشیمی براساس محصولات تولیدی. **ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.**
جدول ۶–۲. ترکیب درصد نهایی فلر مجتمعهای پتروشیمی (بر اساس درصد وزنی). **ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.**
جدول ۶–۳. میزان جریان گاز فلر، ارزش حرارتی و میزان توان الکتریکی قابل تولید از فلر پتروشیمیهای کشور. **OOKMARK NOT DEFINED.**
جدول ۶–۴. هزینه ثابت ایدههای بازیابی گاز فلر جهت استفاده به عنوان گاز سوخت [۶]. **ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.**
جدول ۶–۵. هزینه سرمایهگذاری لازم برای استفاده از گاز فلر مجتمعهای پتروشیمی ..... ۱۰۰
جدول ۸-۱. بندهای قوانین بودجه کشور در زمینه بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر ..... ۱۲۲
جدول ۸-۲. بندهای برنامههای توسعه در راستای بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر ..... ۱۲۳
جدول ۸-۳. خلاصه ساختار شکست پروژه ..... ۱۲۴
جدول ۸-۴. ریسکهای مهم ..... ۱۲۵
جدول ۸-۵. اقدامات پیشنهادی کاهش ریسک و هزینههای مربوطه ..... ۱۲۶
جدول ۸-۶. فرضیات محاسبه تولید برق و رمز ارز ..... ۱۳۲
جدول ۸-۷. هزینههای ثابت و متغیر برای یک نیروگاه تولید پراکنده و یا تولید رمز ارز ..... ۱۳۳
جدول ۸-۸. میزان هزینه و درآمد برای یک نمونه نیروگاه ۲۵ مگاوات (بازیابی ۵ میلیون فوت مکعب گاز فلر) ..... ۱۳۳
جدول الف-۱. نمونههای واحدهای تولید برق موجود با استفاده از میکروتوربینهای کپستون در روسیه ..... ۱۳۷
جدول الف-۲. نمونههای واحدهای تولید برق موجود با استفاده از توربینهای شرکت سولار ..... ۱۳۹
جدول الف-۳. مشخصات ماشینهای گازی دوگانهسوز و گاز-دیزل شرکت واتسیلا ..... ۱۴۳
جدول الف-۴. میزان برق قابل تولید از گاز همراه نفت دو منطقه سرکان- ماله کوه و چشمه خوش ..... ۱۴۴

جدول د-۱ مشخصات گاز میادین کوپال و چشمه خوش..... ۱۶۰

# فصل ۱ وضعیت سوزاندن گازهای نفت و فلر در جهان

## ۱-۱ مقدمه

سالانه میلیاردها مترمکعب گاز طبیعی در بخش‌های مختلف بالادستی و پایین دستی صنعت نفت سوزانده می‌شود. باوجود انکه این یک منبع با ارزش انرژی است و می‌توان از آن در راستای برای حمایت از رشد و توسعه اقتصادی در بسیاری از کشورها استفاده نمود، اما به دلیل نبود زیرساخت لازم به هدر می‌رود. سوزاندن این گازها، با انتشار میلیون‌ها تن دی اکسید کربن در اتمسفر و تأثیرات مضر آن بر اثر انتشار گازهای غیر متشکل از گاز متان و کربن سیاه، یکی از عوامل تغییرات آب و هوایی در جهان به شمار می‌رود. براساس آمار بانک جهانی در سال ۲۰۲۰، تولید نفت ۸ درصد کاهش یافته است (از ۸۲ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۹ به ۷۶ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۲۰)؛ و در نتیجه آن، حجم گازهای فلر سوزانده شده در جهان نیز ۵ درصد کاهش یافته است (از ۱۵۰ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۹، به ۱۴۲ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۰. اطلاعات بانک جهانی نشان می‌دهد که، کاهشی معادل ۷۰ درصد کاهش حجم گازهای همراه و فلر سوزانده در جهان به ایالات متحده آمریکا اختصاص داشته است. کاهش ۸ درصدی تولید نفت و توسعه زیرساخت‌های بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر در این کشور از عوامل اصلی این کاهش چشم‌گیر بوده است (۳۲ درصد کاهش در سال ۲۰۲۰ نسبت به ۲۰۱۹). روسیه، عراق، ایران، ایالات متحده آمریکا، الجزایر، ونزوئلا و نیجریه همچنان هفت کشور نخست با بیشترین حجم سوزاندن گازهای همراه و فلر در جهان هستند. این هفت کشور سالانه ۴۰ درصد نفت جهان را تولید می‌کنند، اما تقریبا دو سوم ( ۶۵درصد) حجم گازهای سوزانده شده را به خود اختصاص می‌دهند.



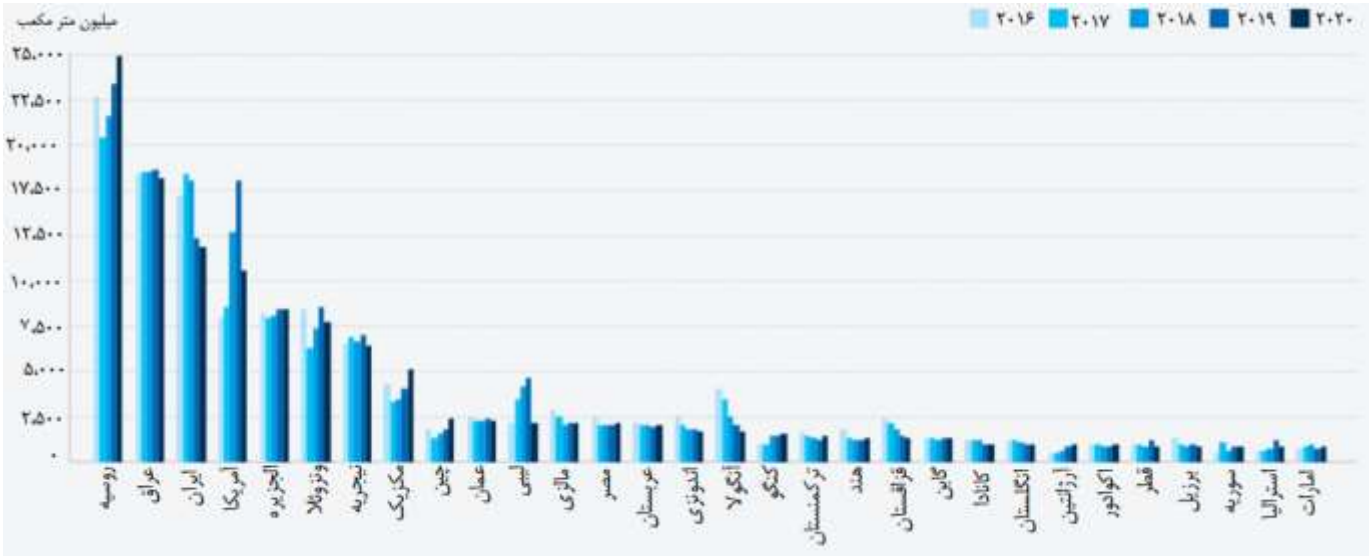

شکل ۱-۱. حجم گازهای همراه و فلر سوزانده شده حین تولید نفت در جهان در بازه ۱۹۹۶-۲۰۲۰

## ۱-۲ چالش‌های متفاوت تولیدکنندگان بزرگ نفت

هفت کشور نخست با بیشترین حجم گازهای همراه و فلر سوزانده شده در جهان، بزرگترین تولیدکنندگان نفت در جهان هستند که حداقل ۱میلیون بشکه در روز نفت تولید می‌کنند، اما برای حل مشکل سوزاندن این گازها گاز با چالش‌های گوناگونی روبرو هستند. برای نمونه کشورهایی مانند عراق، ایران، ونزوئلا و الجزایر دارای چند فلر بزرگ در میادین نفتی خود هستند که موانع اقتصادی، نظارتی یا فنی در توسعه بازارهای گاز و زیرساخت‌های گاز در این کشورها، مانع استفاده از گازهای مرتبط می‌شود. در کشورهای دیگر مانند ایالات متحده آمریکا، هزاران فلر کوچک

در صنایع نفت و گاز وجود دارد که اتصال آن‌ها به بازار ممکن است چالش برانگیز باشد. در روسیه، گسترش مستمر تولید نفت در میادین نفتی در شرق سیبری ادامه دارد. این میادین بسیار دور از دسترس هستند و از زیرساخت‌های لازم برای جذب و انتقال گاز مرتبط برخوردار نیستند. این چالش‌های گسترده به این معنی است که هیچ راه حلی متناسب با همه کشورها، زمینه‌ها یا منطقه‌ها وجود ندارد. از این رو، برنامه‌ها و پروژه‌های کاهش سوزاندن این گازها باید برای مجموع‌های منحصر به فرد از مسائل و شرایط تنظیم شوند.

شکل ۱-۲ میزان حجم گازهای سوزانده شده در ۳۰ کشور نخست را طی سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۰ نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود، میزان حجم گازهای سوزانده شده در روسیه طی سال‌های اخیر شدیدا افزایش یافته و بیشترین میزان در جهان را به خود اختصاص داده است. پس از آن عراق، ایران و ایالات متحده آمریکا قرار دارند. در ایران، طی دو سال اخیر، با توجه به کاهش قابل توجه تولید نفتی، میزان گازهای سوزانده شده به طور چشمگیری کاهش یافته است. در ایالات متحده آمریکا نیز در سال ۲۰۱۹ افزایش قابل توجهی را تجربه کرده بود، اما در سال ۲۰۲۰ سطح آن کاهش یافته است؛ اگرچه هنوز به سطح سال‌های ۲۰۱۶ و ۲۰۱۷ نرسیده است.




شکل ۱-۲. میزان فلرسوزی برای ۳۰ کشور نخست در بازه زمانی ۲۰۱۶ تا ۲۰۲۰

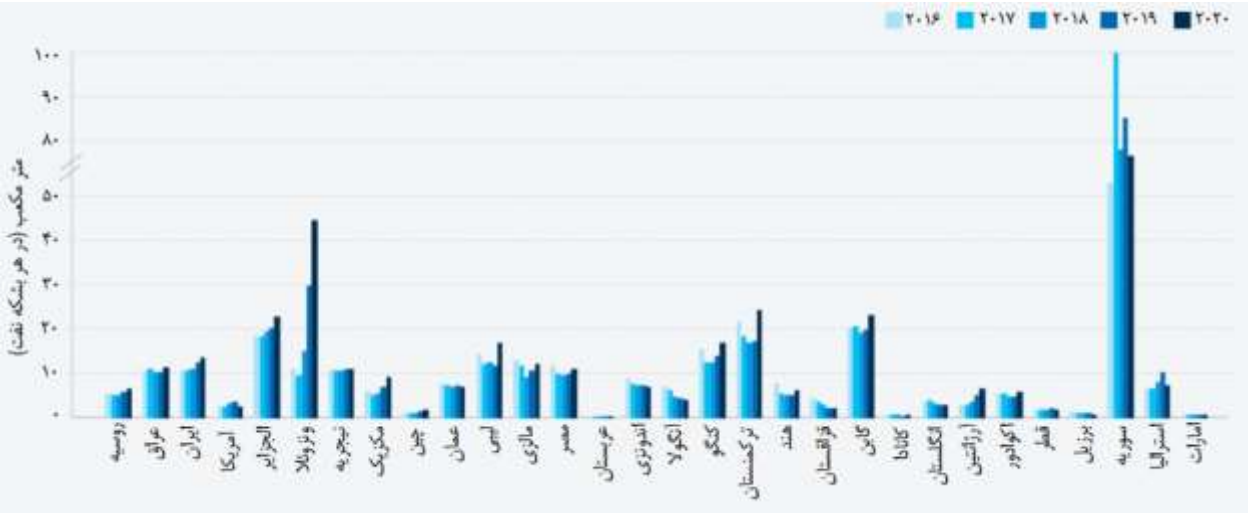
در سال ۲۰۲۰ ایران، سومین کشور با بیشترین حجم گازای همراه و فلر سوزانده شده در جهان بوده که سهم ۹/۳ درصدی از کل حجم گاز سوزانده در جهان را به خود اختصاص داده است. البته از سال ۲۰۱۷ به بعد، حجم گازهای سوزانده شده در ایران با کاهش همراه شده و از ۱۷/۷ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۱۷ به ۱۳/۳ میلیارد متر مکعب در سال ۲۰۲۰ رسیده است.

جدول ۱-۱. حجم گازهای فلر سوزانده شده در ۳۰ کشور نخست در بازه زمانی ۲۰۱۶-۲۰۲۰ (میلیارد متر مکعب)

| کشور | ۲۰۱۶ | ۲۰۱۷ | ۲۰۱۸ | ۲۰۱۹ | ۲۰۲۰ | درصد تغییر ۲۰۲۰ به ۲۰۱۹ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| روسیه | ۲۲.۳۷ | ۱۹.۹۲ | ۲۱.۲۸ | ۲۳.۲۱ | ۲۴.۸۸ | ۷.۲ |
| عراق | ۱۷.۷۳ | ۱۷.۸۴ | ۱۷.۸۲ | ۱۷.۹۱ | ۱۷.۳۷ | -۳.۰ |
| ایران | ۱۶.۴۱ | ۱۷.۶۷ | ۱۷.۲۸ | ۱۳.۷۸ | ۱۳.۲۶ | -۳.۸ |
| آمریکا | ۸.۸۶ | ۹.۴۸ | ۱۴.۰۷ | ۱۷.۲۹ | ۱۱.۸۱ | -۳۱.۷ |
| الجزایر | ۹.۱۰ | ۸.۸۰ | ۹.۰۱ | ۹.۳۴ | ۹.۳۲ | -۰.۲ |
| ونزوئلا | ۹.۳۵ | ۷.۰۰ | ۸.۲۲ | ۹.۵۴ | ۸.۵۹ | -۱۰.۰ |
| نیجریه | ۷.۳۱ | ۷.۶۵ | ۷.۴۴ | ۷.۸۳ | ۷.۲۰ | -۸.۰ |
| مکزیک | ۴.۷۸ | ۳.۷۹ | ۳.۸۹ | ۴.۴۸ | ۵.۷۷ | ۲۸.۸ |
| چین | ۱.۹۶ | ۱.۵۶ | ۱.۸۲ | ۲.۰۲ | ۲.۷۲ | ۳۴.۷ |
| عمان | ۲.۸۲ | ۲.۶۰ | ۲.۵۴ | ۲.۶۳ | ۲.۵۲ | -۴.۲ |
| لیبی | ۲.۳۵ | ۳.۹۱ | ۴.۶۷ | ۵.۱۲ | ۲.۴۷ | -۵۱.۸ |
| مالزی | ۳.۱۶ | ۲.۸۳ | ۲.۲۵ | ۲.۳۷ | ۲.۴۱ | ۱.۷ |
| مصر | ۲.۸۳ | ۲.۳۴ | ۲.۲۶ | ۲.۳۴ | ۲.۳۶ | ۰.۹ |
| عربستان سعودی | ۲.۳۸ | ۲.۳۲ | ۲.۲۹ | ۲.۱۰ | ۲.۲۶ | ۷.۶ |
| اندونزی | ۲.۷۷ | ۲.۳۳ | ۲.۰۶ | ۲.۰۰ | ۱.۸۸ | -۶.۰ |
| آنگولا | ۴.۴۹ | ۳.۸۰ | ۲.۷۹ | ۲.۳۳ | ۱.۸۷ | -۱۹.۷ |
| کنگو | ۱.۱۴ | ۱.۱۴ | ۱.۵۸ | ۱.۶۷ | ۱.۷۹ | ۷.۲ |
| ترکمنستان | ۱.۸۴ | ۱.۶۷ | ۱.۵۰ | ۱.۳۴ | ۱.۶۷ | ۲۴.۶ |
| هند | ۲.۰۶ | ۱.۵۰ | ۱.۳۴ | ۱.۳۱ | ۱.۴۹ | ۱۳.۷ |
| قزاقستان | ۲.۶۷ | ۲.۴۲ | ۲.۰۵ | ۱.۵۷ | ۱.۴۸ | -۵.۷ |
| گابن | ۱.۵۶ | ۱.۵۰ | ۱.۳۸ | ۱.۴۶ | ۱.۴۷ | ۰.۷ |
| کانادا | ۱.۳۰ | ۱.۳۴ | ۱.۳۳ | ۱.۰۵ | ۱.۰۸ | ۲.۹ |
| انگلستان | ۱.۳۴ | ۱.۳۵ | ۱.۲۱ | ۱.۱۱ | ۱.۰۶ | -۴.۵ |
| آرژانتین | ۰.۵۶ | ۰.۵۱ | ۰.۷۰ | ۰.۹۴ | ۱.۰۶ | ۱۲.۸ |
| اکوادور | ۱.۱۵ | ۱.۰۷ | ۰.۹۰ | ۰.۹۲ | ۱.۰۴ | ۱۳.۰ |
| قطر | ۱.۰۸ | ۱.۰۳ | ۱.۰۰ | ۱.۳۴ | ۱.۰۱ | -۲۴.۶ |
| برزیل | ۱.۴۴ | ۱.۱۰ | ۱.۰۰ | ۱.۱۴ | ۰.۹۹ | -۱۳.۲ |
| سوریه | ۰.۵۵ | ۱.۱۹ | ۰.۶۹ | ۰.۹۳ | ۰.۹۸ | ۵.۴ |
| استرالیا | ۰.۷۳ | ۰.۶۶ | ۰.۸۶ | ۱.۳۹ | ۰.۹۸ | -۲۹.۵ |
| امارات | ۰.۸۴ | ۰.۹۸ | ۱.۱۵ | ۰.۹۰ | ۰.۹۶ | ۶.۷ |
| سایر کشورها | ۱۰.۷ | ۹.۳ | ۸.۶ | ۸.۶ | ۸.۴ | -۲.۳ |
| کل | ۱۴۸ | ۱۴۱ | ۱۴۵ | ۱۵۰ | ۱۴۲ | -۵.۳ |

در حالی که ایالات متحده آمریکا در سال ۲۰۲۰ با کاهش ۳۲ درصدی سوزاندن گاز فلر همراه بوده است، سه منطقه اصلی تولید نفت شل در این کشور- «پرمین» و «ایگلدفورد» در تگزاس و «باکن» در داکوتای شمالی - همچنان بیش از ۹۰ درصد از سوزاندن گاز در سال ۲۰۲۰ را تشکیل می‌دهند. با این حال، سوزاندن گاز در مجموع این سه منطقه در سال ۲۰۲۰ بیش از ۵ میلیارد مترمکعب کاهش یافته است که بخشی از آن به دلیل کاهش تولید نفت و حفر چاه‌های جدید و همچنین افزایش حجم گازهای همراه متصل به شبکه‌های خط لوله موجود و جدید است. همانطور که ذکر شد، روسیه در سال ۲۰۲۰ با سهم ۱۵ درصدی از سوزاندن گاز، در ردیف نخست سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر در جهان قرار گرفته است. البته اقدامات متفاوتی در سراسر روسیه مشاهده انجام شده است: افزایش

قابل توجه سوزاندن گاز در میادین تولید نفت در شرق سیبری و همچنین پیشرفت‌های قابل توجهی در کاهش سوزاندن گازهای همراه در منطقه KMAO در سیبری غربی. سوزاندن گاز در چین نیز ۳۵ درصد افزایش یافته است. چین در سال ۲۰۲۰، نهمین کشور با بیشترین میزان سوزاندن گاز همراه و فلر در جهان بوده است. عمده این افزایش مربوط به توسعه میدان‌های نفتی جدید در غرب چین بوده است. تعداد کمی از فلرهای بزرگ موجود در کشورهای مختلف، سهم عمده از سوزاندن جهانی این گازها را به خود اختصاص می‌دهند. در سال ۲۰۲۰، ۱۲ درصد از فلرهای موجود، ۷۵ درصد از کل حجم گازهای سوزانده شده در سطح جهان را به خود اختصاص داده‌اند.




شکل ۱-۳. شدت سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر در ۳۰ کشور نخست در بازه زمانی ۲۰۱۶-۲۰۲۰

شکل ۱-۳، شدت سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر (گاز سوزانده شده به ازای هر بشکه نفت تولید شده) برای ۳۰ کشور نخست جهان را نشان می‌دهد. شدت سوزاندن فلر در سوریه، یکی از کشورهای درگیر با جنگ، به میزان بسیار قابل توجهی بالاتر از سایر کشورها بوده است. اگرچه، در سال ۲۰۲۰ شدت سوزاندن گاز در این کشور تا حدودی نسبت به ۲۰۱۹ کاهش یافته است. ونزوئلا نیز دومین کشور جهان به لحاظ شدت سوزاندن گاز، بعد از سوریه، است که روند افزایشی شدت در این کشور طی سال‌های اخیر مشاهده می‌شود. در ونزوئلا، که ششمین کشور بزرگ از نظر حجم گازهای فلر سوزانده شده در جهان در سال ۲۰۲۰ است، تولید نفت در بازه ۲۰۱۸-۲۰۱۹، ۴۱ درصد سقوط کرد و پس از آن ۴۰ درصد دیگر کاهش در سال بعد (۲۰۲۰) را تجربه کرده است. با وجود این کاهش چشمگیر، اما حجم گازهای فلر سوزانده شده در این کشور از سال ۲۰۱۸ بیش از ۴ درصد افزایش یافته است. در عین حال، شدت سوزانده شدن گاز در لیبی در سال ۲۰۲۰ نسبت به ۲۰۱۹، ۳۸ درصد افزایش یافته است. به دلیل طولانی شدن شرایط بحرانی در این کشورها، توانایی، ظرفیت و منابع لازم برای رسیدگی به مساله گاز فلر وجود ندارند. آمارهای شدت سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر برای ایران نیز نشان می‌دهد که طی سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۱۸ شدت تقریبا ثابت بوده، اما طی دو سال اخیر روند صعودی را طی کرده است.




شکل ۱-۵. نرخ تغییرات شدت سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر در شرکای GGFR و کشورهای غیرعضو در بازه ۲۰۰۴-۲۰۲۰

مجمع جهانی کاهش سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر بانک جهانی[1] (GGFR) صندوقی متشکل از دولت‌ها، شرکت-های نفتی و سازمان‌های چندجانبه است که برای پایان دادن به سوزاندن گاز معمول در میادین تولید نفت در سراسر جهان همکاری می‌کنند. کشورهای عضو این صندوق عبارتند از الجزایر، عراق، آذربایجان، قزاقستان، فدراسیون روسیه، کامرون، کویت، جمهوری کنگو، مکزیک، اکوادور، نیجریه، فنلاند، نروژ، گابن، ازبکستان و اندونزی. آمارها نشان می‌دهد که طی سال‌های ۲۰۰۴ تا ۲۰۲۰ کشورهای شریک GGFR به طور قابل توجهی توانستند شدت سوزاندن گاز را کاهش دهند (کاهش ۳۰ درصدی). این در حالی است که در کشورهای غیر عضو GGFR این روند افزایشی بوده است.

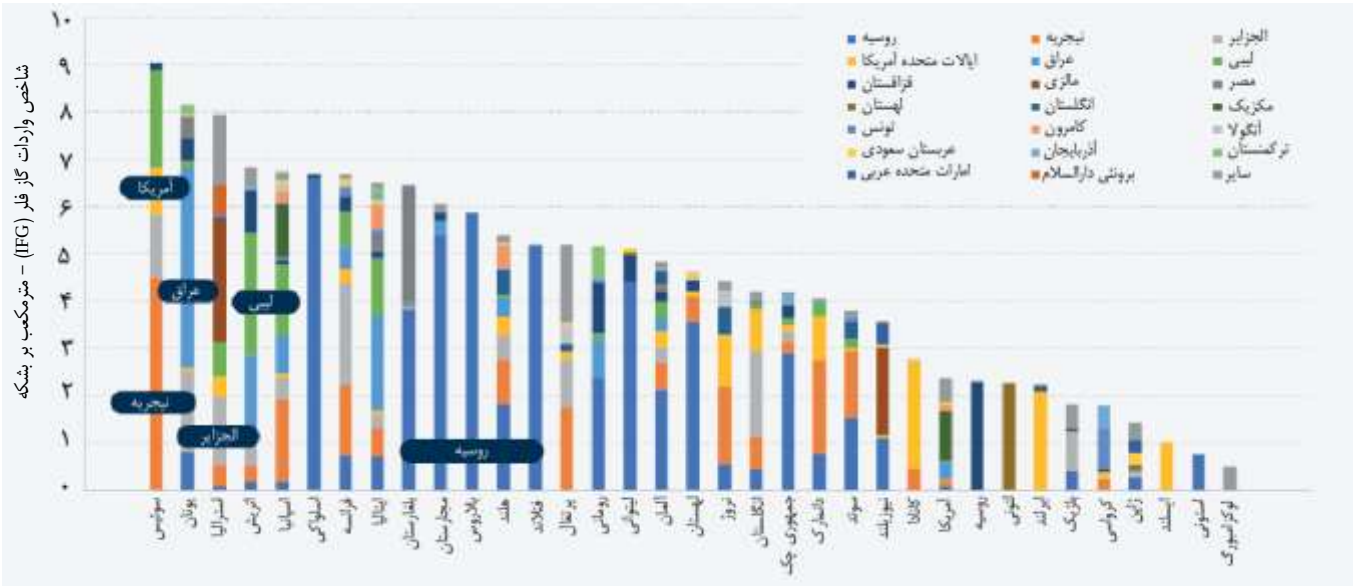
بانک جهانی گزارش کرده است کف، در طول تاریخ که کشورهای تولید کننده نفت بیشترین انتقادات را نسبت به روش‌های سوزاندن گاز فلر متوجه شده‌اند. این در حالی است که عمده نفت خام تولیدی در کشورهای دیگر مصرف می‌شود. از این رو مسئولیت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای باید متوجه آن کشورهایی که نفت خام را وارد و مصرف می‌کنند نیز باشد. برای نمونه، اتحادیه اروپا یکی از بزرگترین واردکنندگان نفت خام است. اتحادیه اروپا، به عنوان یک رهبر جهانی که برای اقدامات زیست محیطی شناخته شده است، می‌تواند نقش مهمی در ایجاد تغییرات داشته باشد. اگرچه این اتحادیه، تنها ۰/۱۷ درصد از سوزاندن معمول گاز در جهان را دارا می‌باشد (سال۲۰۱۹)، اما می‌تواند از موقعیت خود به عنوان یک مصرف کننده جهانی نفت به منظور تحرک در کشورهایی تولید کننده نفت خام، استفاده نماید.

در این راستا، GGFR معیار جدیدی را معرفی کرده که شاخص واردات گاز فلرشده[2] (IFG) نام دارد. این شاخص بیان کننده سهم سوزاندن گاز توسط کشورهای واردکننده نفت خام و مشارکت در این مسئله محیط زیستی در مقیاس جهانی است. شاخص IFG یک نشانگر مشتری مداری است که به کشورهای واردکننده کمک می‌کند تا درک

[1] The World Bank’s Global Gas Flaring Reduction Partnership

[2] the Imported Flare Gas

کنند که آن‌ها نیز نقش تأثیرگذاری در کربن‌زدایی سیستم‌های انرژی در سطح جهان دارند. این شاخص همچنین می‌تواند به کشورهای واردکننده نفت کمک کند تا ارزیابی مناسبی نسبت به نقاط با حجم بالای سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر که سوخت فسیلی آن‌ها را تامین می‌کنند، داشته باشند؛ و به کشورهایی که از آن‌ها نفت خریداری می‌کنند، در اجرای ابتکارات کاهش فلر، کمک کرده و شدت انتشار کربن نفت مصرفی آن‌ها را به میزان قابل توجهی بهبود بخشند. نتایج اولیه از شاخص IFG نشان می‌دهد که بسیاری از کشورهای بزرگ و پیشرفته وارد کننده نفت خام، مانند آلمان، هلند، اسپانیا، فرانسه و ایتالیا در سوزاندن گاز فلر سهم دارند، زیرا نفت خام را از کشورهایی (مانند روسیه، نیجریه، الجزایر، عراق و لیبی) وارد می‌کنند. شکل۱-۶ نتایج شاخص IFG را به ترتیب برای کشورها مختلف نشان می‌دهد. برای نمونه، سوئیس بالاترین رقم شاخص IFG را در جهان دارد. حدود نیمی از واردات گاز فلر در این کشور از نیجریه بوده است. یونان، استرالیا و اتریش نیز در رده‌های بعدی آن قرار دارند. شکل۱-۷ نیز وضعیت برخی کشورها را به لحاظ میزان واردات IFG و سطح شاخص نشان می‌دهد. فرانسه، اسپانیا، ایتالیا، هلند و هند از جمله کشورهایی هستند که شاخص IFG آن‌ها بالاست، واردات نفت خام و شدت سوزاندن گاز فلر بالایی نیز دارند.




شکل ۱-۶، نتایج شاخص IFG در سال ۲۰۲۰




شکل ۱-۷. شاخص IFG بزرگترین کشورهای وارد کننده نفت خام (بیشتر از ۲۵۰هزار بشکه در روز)

## مرجع

[1] https://www.ggfrdata.org/

# فصل ۲ مروری بر عوامل موثر بر گازهای همراه نفت و فلر و ارتباط آن‌ها با اقدامات کاهش دهنده

## ۲-۱ مقدمه

سوزاندن گازهای همراه نفت[3] و فلر یکی از مشکلات چالش برانگیز بخش انرژی و محیط زیست کشور است. فلرینگ روشی است که به طور گسترده در صنایع نفت و گاز برای سوزاندن گازهای ناخواسته قابل اشتعال استفاده می‌شود [۱]. معمولا محدود کردن نرخ استخراج نفت جهت جلوگیری از سوزاندن بیش از حد گاز همراه و بازیابی همزمان نفت و گاز، در طول سال اول بهره‌برداری توسط بهره‌بردار مقرون به صرفه تلقی نمی‌شود. با این وجود، اگر زیرساخت موردنیاز گاز همراه از روز اول وجود نداشته باشد، سرعت بهره برداری از منابع نفتی تأثیر مستقیمی بر میزان فلرینگ خواهد داشت. سوزاندن این گازها باعث تولید مقادیر قابل توجهی از گازهای گلخانه‌ای از جمله متان ($CH_4$) و دی اکسید کربن ($CO_2$) می‌شود؛ این فرآیند همچنین آلاینده‌های دیگری از جمله ذرات معلق ($PM^4$) را به شکل $BC^5$، ترکیبات آلی فرار ($VOC^6$)، اکسیدهای نیتروژن (NOx) و اکسیدهای گوگرد (SOx) و سایر موارد منتشر می‌کند. همه مخازن نفت حاوی گاز همراه هستند، که با نفت تولید می‌شود، متاسفانه در برخی موارد این گاز به عنوان یک محصول زائد در نظر گرفته می‌شود و در صورت عدم استفاده موثر تخلیه یا سوزانده شود. از لحاظ تاریخی، تعدادی از مسائل از جمله: کمبود زیرساخت‌های شبکه گاز محلی، فاصله زیاد تا بازارهای مصرف، حجم کم گاز و متغیر بودن میزان تولید (نمودار تولید دارای اوج و پس از آن کاهش طولانی و مداوم) چالش‌های جدی را برای کاهش گازهای همراه نفت ایجاد کرده است.

با توجه به بهبود روزافزون زیرساخت‌های شبکه گاز در سراسر مناطق کشور و همچنین نگرانی در مورد آثار منفی بهداشتی و زیست محیطی، استفاده از گازهای همراه نفت و فلر در برخی مناطق بهبود یافته است. در حالی که تلاش‌های مداوم در سراسر کشور برای افزایش بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر و کاهش سطوح آن در حال باید صورت گیرد. مطالعات نشان داده است که پتانسیل قابل توجهی برای بهبود شرایط وجود دارد. سیاست‌ها و اقدامات موثر برای کاهش سوزاندن این گازها باید مبتنی بر درک درست از شرایط مصرف، میزان انتشارات و هزینه‌های احتمالی و مزایا و معایب مرتبط با هرکدام از راه حل‌ها باشد.

استفاده و اثربخشی مناسب بهترین فن‌آوری‌های قابل دستیابی از نظر اقتصادی به منظور کاهش انتشارات ناشی از احتراق در نهایت به تعدادی متغیر فنی و اقتصادی خاص برای واحد عملیاتی در صنایع نفت و گاز بستگی دارد: از جمله استفاده فعلی و فرکانس گازهای فلر، اندازه میدان موجود و حجم گازهای فلر، ترکیبات موجود و میزان قابل استفاده، عمر باقی مانده میدان و شرایط جغرافیایی و سایر موارد. در این قسمت پارامترهای اصلی و ارتباط آن‌ها با اقدامات کاهش انتشار پیش از پرداختن به معرفی فن‌آوری‌ها به اختصار شرح داده شده است.

## ۲-۲ استفاده از فلر و نوسانات آن

گازهایی که همزمان با نفت در تاسیسات بالادستی تولید می‌شوند عموما به عنوان گازهای همراه نفت طبقه بندی می‌شوند، اما سوزاندن گازهای همراه به عنوان یک فرآیند حذف در واحدهای بهره‌برداری ممکن است به صورت مداوم یا متناوب صورت گیرد (شکل ۲-۱).

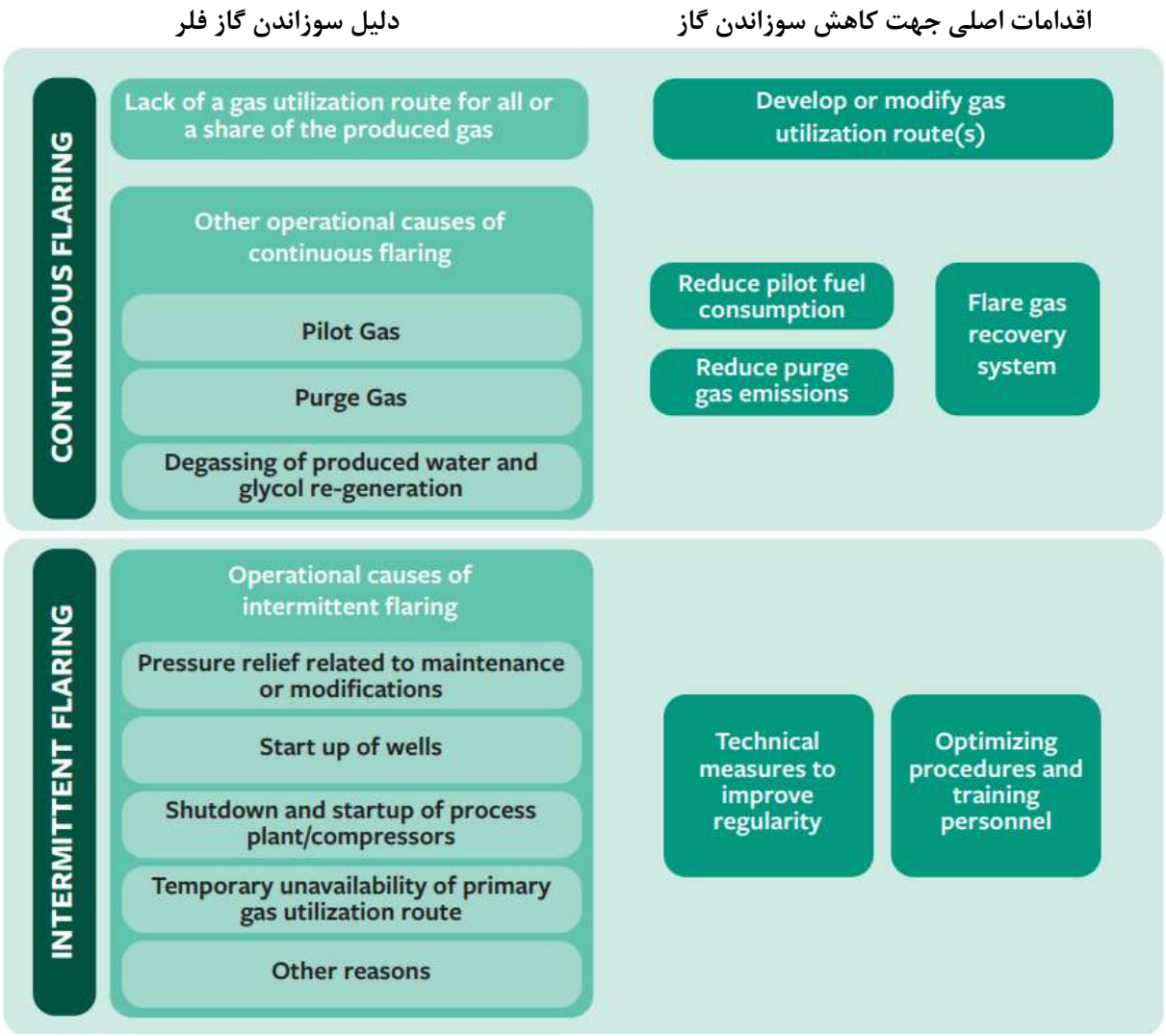
---

[3] associated petroleum gas

[4] particulate matter

[5] Black carbon

[6] Volatile organic compound




شکل ۲-۱. مروری بر انواع گازهای فلر و اقدامات معمول جهت کاهش آن‌ها [۲]

### ۲-۲-۱ سوزاندن متداوم

سوزاندن مداوم عمدتا در نتیجه فقدان کامل یا جزئی مسیر استفاده برای گاز همراه موجود رخ می‌دهد (شکل ۲-۱). اغلب از آن به عنوان فلرینگ متداول یاد می‌شود، اگرچه هیچ تعریف دقیق و پذیرفته شده جهانی از این اصطلاح وجود ندارد. در سطح جهانی، اکثر فلرهای متداوم ناشی از فقدان بازار مصرف، کمبود تقاضای محلی یا موقعیت زمین‌شناسی نامناسب برای تزریق مجدد است و با محدودیت‌های فیزیکی، فنی و اقتصادی استفاده از گاز تشدید می‌شود. تلاش به منظور کاهش فلرینگ در درجه اول بر این نوع فلرهای متداوم متمرکز است.

دسته دوم فلرهای متداوم به دلایل عملیاتی مانند استفاده از شعله پیلوت، گاز پرج[۷] و گاز زدایی آب تولیدی و بازیابی گلیکول استفاده می‌شوند. اینها دسته اغلب حجم‌های کوچک‌تر، اما نه لزوما ناچیز گاز همراه تولید می‌کنند و می‌توان با استفاده از دستگاه‌های کاهش گاز پرج یا بهینه‌سازی پیلوت‌ها، و یا حتی با نصب یک واحد بازیافت و بکارگیری گاز

[7] Purge gas

فلر[8] میزان استفاده را به تقریباً ۱۰۰ درصد رساند و کاهش داد. استفاده از گاز همراه در فلرهای متداوم یک راه حل طبیعی برای کاهش انتشار آلاینده‌های ناشی از فلرینگ است. در مواردی که بازیابی و استفاده از بخشی یا تمام گاز همراه غیراقتصادی باشد، کاهش انتشار تنها با بهینه‌سازی شرایط احتراق کاهش می‌یابد. با این حال، حتی زمانی که استفاده از گاز همراه مقرون به صرفه باشد، معمولا مقداری فلرینگ متناوب وجود خواهد داشت.

### ۲-۲-۲ سوزاندن متناوب

فلرینک متناوب برای دوره‌های زمانی کوتاه به دلایل مختلف عملیاتی انجام می‌شود (شکل ۲-۱). سوزاندن متناوب را می‌توان به دسته‌بندی زیر تقسیم کرد:

- فلرهای اکتشاف، زمانی رخ می‌دهند که حجم زیادی از گاز برای مدت کوتاهی در طی آزمایش امکان‌سنجی میزان نفت و گاز به منظور تعیین ظرفیت تولید یک چاه، سوزانده می‌شود. با وجود آنکه حجم گاز همراه سوزانده شده می‌تواند قابل توجه باشد، اما این امر فقط موقتی صورت می‌گیرد. حفاری و تکمیل چاه معمولا حدود یک ماه طول می‌کشد. در طی این زمان، میزن فلرینگ می‌تواند قابل توجه باشد. بررسی و ردیابی داده‌ها عملیاتی بدست آمده به اپراتور این امکان را می‌دهد تا در آینده میزان قابلیت استفاده از گاز را تخمین بزند.
- فلرهای فرآیندی، که معمولا در طول فرآورش گاز با میزان کم صورت می‌گیرد (برای نمونه زمانی که برخی از گازهای زائد از جریان تولید حذف می‌شوند). به طور کلی این دسته از فلرها دارای اهمیت کمتری می-باشند، و میزان آن‌ها می‌تواند در طول عملیات عادی و یا خرابی واحد فرآیندی تغییر کند.
- فلرهای اضطراری، که می‌تواند در نتیجه افزایش فشار، آتش سوزی، یا سایر اختلالات در زیرساخت (مانند خرابی شیر، کمپرسور یا لوله) رخ دهد. این موارد نیز ممکن است منجر به سوزاندن حجم زیادی از گاز با سرعت بالا و در مدت زمان کوتاهی شود.

در اغلب موارد علل اصلی فلرینگ متناوب می‌تواند از طریق بهبود منظم عملیات و بهینه‌سازی رویه‌های عملیاتی کاهش یابد. چنین اقداماتی معمولا گزینه‌های برد-برد هستند و معمولاً توسط اپراتورها بکار گرفته می‌شوند.
فلرینگ معمول ناشی از کمبود زیرساخت بهره‌برداری از گاز همراه، یکی از مهم‌ترین و بزرگ‌ترین منبع انتشار آلاینده‌هاست، با این حال، فلرینگ متناوب و فلرینگ متداوم که به دلایل عملیاتی رخ می‌دهند، نیز می‌تواند جز منابع مهم انتشار در نظر گرفته شوند. این پروژه بر روی فلرینگ معمول و انتشارات مربوط به آن تمرکز دارد. سوزاندن گاز می‌تواند در استخراج و میادین تولید نفت و گاز، پالایشگاه‌ها، کارخانه‌های فرآورش گاز و صنایع پتروشیمی رخ دهد. این گزارش علاوه بر ارائه راه‌حل‌های مورد استفاده در بازیابی گاز همراه و فلر در بخش بالادستی صنعت نفت و گاز (که بیشترین سهم از فلرینگ را هم در سطح جهان و هم در ایران دارد) به ارائه راهکار در بخش پایین دستی این صنعت نیز می‌پردازد.

## ۲-۳ ترکیبات گاز فلر

[8] Fare gas recovery unit (FGRU)

گاز همراه و فلر حاوی مخلوطی از چندین گاز است، با این حال، ترکیب نسبی و حضور ناخالصی‌ها بسته به مخازن نفتی و یا واحدهای بهره‌برداری پایین دستی بسیار متفاوت است. جداول ۲-۱ و ۲-۲ فهرستی غیرجامع از اجزای انتخابی گاز همراه و فلر را بر اساس ارزیابی‌های قبلی بازیابی گاز ارائه می‌دهد و تغییرات ترکیب را که می‌تواند بین گاز همراه و فلر بخش پایین دستی صنایع نفت، گاز و پتروشیمی وجود داشته باشد برجسته می‌کند.

گاز همراه آزاد شده از چاه در طول فعالیت‌های تولید نفت عمدتا حاوی گاز طبیعی (NG) است که معمولاً از ۵۰ تا ۹۰٪ هیدروکربن‌های سبک‌تر با یک (C1) یا دو کربن (C2) مانند متان (CH4) و اتان تشکیل شده است. گاز همراه همچنین حاوی مقدار قابل توجهی مایعات گاز طبیعی (NGLs)، متشکل از هیدروکربن‌هایی با سه تا پنج کربن (C3-C5)، از جمله پروپان (C3)، ایزو بوتان/بوتان (C4) و پنتان (C5) و مقادیر کمتری از مولکول‌های هیدروکربن سنگین‌تر با بیشتر از پنج کربن (C5+؛ به عنوان مثال هگزان، هپتان و اکتان) است.

جدول ۲-۱. مشخصات برخی نمونه های گاز همراه ایران

| | **Associated gas** | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Sample 1 Salman** | **Sample 2 Labsefid** | **Sample 3 Koopal** | **Sample 4 Sarvestan** | **Sample 5 Aboozar** | **Sample 6 Azadegan** | **Sample 7 Yadavaran** | **Sample 8 Cheshmeh Khosh** |
| | **Conditions** | | | | | | | |
| **Temperature (°C)** | 15.00 | 46.90 | 37.00 | 33.74 | 82.00 | 45.00 | 68.00 | 41.35 |
| **Pressure (bar)** | 10.13 | 4.60 | 1.08 | 2.21 | 1.43 | 5.00 | 5.00 | 1.20 |
| **Flowrate (MMSCFD)** | 1.47 | 2.27 | 4.00 | 11.27 | 19.60 | 24.00 | 65.00 | 99.24 |
| **Heating value (MMBTU/MSCF)** | 0.93 | 1.67 | 1.16 | 1.21 | 1.03 | 1.17 | 1.07 | 1.37 |
| | **Compositions (molar %)** | | | | | | | |
| **$CH_4$** | 83.25 | 54.59 | 85.47 | 72.81 | 60.94 | 66.74 | 66.26 | 64.24 |
| **$C_2H_6$** | 4.40 | 15.70 | 9.16 | 10.35 | 8.95 | 13.11 | 13.02 | 15.82 |
| **$C_3H_8$** | 1.30 | 12.79 | 3.48 | 5.93 | 4.55 | 6.31 | 6.26 | 8.81 |
| **C4+** | 2.36 | 14.25 | 1.89 | 4.21 | 4.22 | 13.84 | 13.75 | 11.13 |
| **$H_2O$** | 0.00 | 2.30 | 0.00 | 0.82 | 5.93 | 0.00 | 0.00 | 0.94 |
| **$H_2S$** | 1.90 | 0.06 | 0.00 | 0.79 | 0.70 | 0.71 | 0.70 | 1.27 |
| **$CO_2$** | 3.30 | 0.12 | 0.33 | 2.76 | 14.32 | 0.00 | 0.00 | 2.05 |
| **$N_2$** | 3.50 | 0.19 | 0.07 | 2.34 | 0.4 | 0.02 | 0.02 | 0.64 |
| **$H_2$** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

از آنجایی که جریان‌های گاز همراه می‌توانند تغییرات زیادی در ترکیب گاز و ناخالصی‌ها داشته باشند، ممکن است قبل از استفاده به فناوری‌ها یا سطوح مختلف تصفیه نیاز داشته باشند. جریان‌های گاز همراه "غنی[۹]" یا "مرطوب[۱۰]" حاوی نسبت بیشتری از هیدروکربن‌های سنگین‌تر بوده و معمولا به دلیل مقادیر ارزش حرارتی بالاتر NGLها ارزشمندتر هستند. با این حال، برخی از گزینه‌های استفاده از گاز زمانی مؤثرتر خواهند بود که جریان گاز قابل بازیافت «فقیر[۱۱]» یا «خشک[۱۲]» باشد.

جدول ۲-۲. مشخصات نمونه های گاز فلر بخش پایین دستی صنایع نفت، گاز و پتروشیمی

| | **Gas refinery** | | | | | **Oil refinery** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Sample 9 Sarkhoon** | **Sample 10 Parsian** | **Sample 11 South pars 2** | **Sample 12 Khangiran** | **Sample 13 South pars 3** | **Sample 14 Shiraz** | **Sample 15 Tehran** | **Sample 16 Bandar abbas** |
| | **Conditions** | | | | | | | |
| **Temperature (ºC)** | 40.00 | 30.27 | 34.25 | 19.00 | 24.10 | 35 | 64.00 | 35.00 |
| **Pressure (bar)** | 1.00 | 8.00 | 2.03 | 1.00 | 1.05 | 2.00 | 1.03 | 2.00 |
| **Flowrate (MMSCFD)** | 0.85 | 4.18 | 10.38 | 13.61 | 18.00 | 0.39 | 1.72 | 9.03 |
| **Heating value (MMBTU/MSCF)** | 1.26 | 1.03 | 0.98 | 0.64 | 1.05 | 0.79 | 1.24 | 0.68 |
| | **Compositions (molar %)** | | | | | | | |
| $CH_4$ | 75.69 | 91.00 | 75.11 | 62.53 | 87.36 | 23.90 | 19.16 | 17.00 |
| $C_2H_6$ | 12.74 | 3.46 | 4.48 | 0.36 | 4.85 | 4.10 | 9.24 | 3.30 |
| $C_3H_8$ | 5.87 | 0.95 | 1.70 | 0.06 | 1.79 | 4.00 | 12.56 | 4.50 |
| C4+ | 3.72 | 0.89 | 2.69 | 0.15 | 1.19 | 5.70 | 13.10 | 3.40 |
| $H_2O$ | 0.00 | 0.06 | 7.82 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.04 | 0.00 |
| $H_2S$ | 0.00 | 0.00 | 2.31 | 5.38 | 0.10 | 7.20 | 2.82 | 0.70 |
| $CO_2$ | 0.41 | 0.44 | 2.87 | 29.54 | 1.27 | 0.00 | 0.00 | 0.40 |
| $N_2$ | 1.56 | 3.10 | 3.02 | 1.80 | 3.43 | 0.00 | 5.04 | 0.70 |
| $H_2$ | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 55.10 | 36.72 | 70.00 |

[9] Rich
[10] Wet
[11] Lean
[12] Dry

در برخی موارد، چاه‌ها همچنین می‌توانند حاوی ناخالصی باشند. گاز "ترش"[۱۳] یا گاز اسیدی[۱۴] خورنده، حاوی سولفید هیدروژن ($H_2S$) و/یا دی اکسید کربن ($CO_2$)، می‌تواند منجر به تخریب و رسوب اجزا موجود در گاز و تجهیزات فرآیندی شود. بنابراین، گاز ترش باید برای حذف اجزای اسیدی (فرآیندی که به عنوان شیرین‌سازی گاز نیز شناخته می‌شود - تصفیه شود) تا بتواند گاز اولیه با کیفیت قابل قبولی برای استفاده در موتورهای گازی و توربین‌ها، انتقال از طریق خط لوله و یا در کاربردهای دیگر تولید کند. فرآیندهای متعددی برای تصفیه گاز ترش ارائه شده‌اند و معمولا به یکی از پنج دسته تقسیم می‌شوند: حلال‌های شیمیایی (آمین‌ها)، حلال‌های فیزیکی، جذب سطحی، غشاها، و جداسازی برودتی. روش مورد استفاده برای حذف ناخالصی‌ها به نوع و مقدار اجزای اسیدی که باید حذف شوند بستگی دارد.

عوامل متعددی از نقطه نظر اقتصادی در انتخاب فرآیند جذب شیمیایی یا فیزیکی برای حذف گاز اسیدی تأثیر می-گذارد. برای نمونه نرخ گردش حلال مورد نیاز که به شدت بر اندازه تجهیزات و انرژی مورد نیاز برای بازیابی حلال و در نتیجه هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی تأثیر می‌گذارد. جداسازی با آمین معمولا برای حذف اجزای اسیدی از گاز استفاده می‌شود. واحدهای آمین معمولا به صورت ماژول‌های کامل ارائه می‌شوند که امکان حمل و نقل کارآمد و نصب سریع را فراهم می‌کند. واحدهای آمین همچنین می‌توان بصورت جریان-مجزا[۱۵] برای تصفیه حجم بیشتری از $H_2S$ یا $CO_2$ استفاده نمود. بنابراین، در صورت تثبیت و کاهش حجم چاه‌ها در طول زمان (و نیاز به گردش آمین کمتر)، واحدهای اضافی را می‌توان حذف کرد. به طور مشابه، اگر چاه‌های بیشتری اضافه شود، واحدهای مدولار اضافی را می‌توان به فرآیند افزود. در طی این فرآیند، یک حلال حاوی آمین رقیق بازی به اجزای اسیدی (مانند $H_2S$ و $CO_2$) موجود در گاز متصل می‌شود. آلاینده‌های اسیدی پس از آن در طی فرآیند بازیابی با استفاده از فرآیند گرمایش انرژی بر از حلال حذف می‌شوند. به عنوان مثال، یک واحد معمولی طراحی شده برای تصفیه ۲۰ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز (MMSCFD) گاز طبیعی با گوگرد کم، تقریبا به ۳۷ کیلووات ساعت یا ۹۰۰ کیلووات ساعت در روز برای پمپ ها و خنک کننده نیاز دارد [۳]. البته در مقیاس‌های بزرگ، اقتصادی‌ترین فناوری برای تبدیل $H_2S$ به گوگرد، «فرایند کلاوس»[۱۶] است. این فرآیند از احتراق جزئی و اکسیداسیون کاتالیزوری برای تبدیل تقریباً ۹۷ درصد $H_2S$ به گوگرد استفاده می‌کند. در یک کاربرد معمولی، یک واحد تصفیه آمین $H_2S$ را قبل از ورود به واحد کلاوس متمرکز می کند و یک واحد تصفیه گاز نهایی[۱۷]، ۳٪ باقیمانده $H_2S$ را پس از خروج از واحد کلاوس حذف می‌کند.

بار حرارتی ریبویلر مهمترین عامل تعیین کننده مصرف انرژی در خلال جداسازی آمین است (شکل ۲-۲) [۴]. این شامل گرمای لازم برای افزایش دمای محلول آمین خوراک به دمای محلول احیا شده از ریبویلر (گرمای محسوس)، گرمای لازم برای جداسازی اجزای اسیدی از آمین ها (گرمای جذب) و بار حرارتی کندانسور به منظور میعان بخار آب خروجی و تشکیل جریان ریفلاکس (گرمای تبخیر) می‌شود [۵].برخی تحقیقات نشان می‌دهد که گرمای تبخیر مهمترین عامل تعیین‌کننده تقاضای انرژی است و در درجه اول توسط نسبت مولی $H_2S$ به $CO_2$ موجود در گاز طبیعی تعیین می‌شود. بنابراین، هر چه مقدار $H_2S$ بیشتر باشد، تصفیه هزینه بیشتری دارد.

---

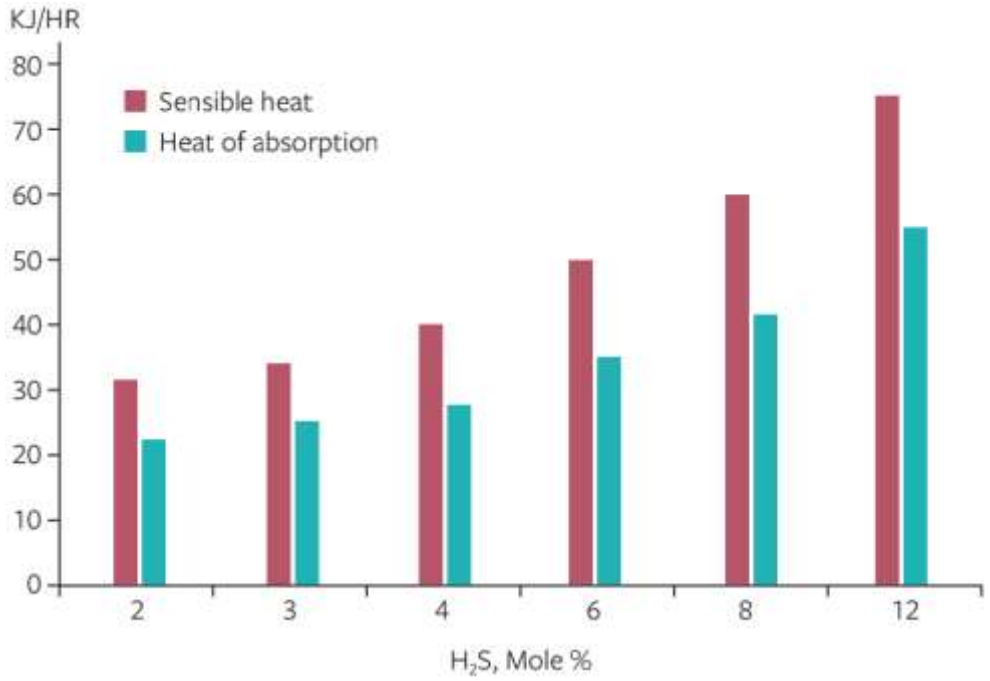
13 Sour gas

14 Acid gas

15 Split-stream

16 Claus process

17 Tail gas treatment




شکل ۲-۲. تأثیر غلظت خوراک ورودی سولفید هیدروژن ($H_2S$) بر تقاضای انرژی برای شیرین کردن گاز با حذف آمین [۴]

یکی دیگر از ملاحظات مهم هنگام استفاده از گاز همراه به عنوان منبع سوخت، ارزش حرارتی خالص[۱۸] (NCV) است که به عنوان ارزش گرمایش پایین[۱۹] (LHV) نیز شناخته می‌شود. در مقایسه با LHV، مقدار حرارت بالاتر[۲۰] (HHV) شامل مقدار کل گرمای آزاد شده در طی احتراق سوخت است (یعنی HHV شامل گرمای نهان تبخیر است که می‌تواند در کندانسور ثانویه بازیابی شود). در حالی که یک گاز همراه با NCV بالا را می‌توان منبع سوخت مناسبی برای تولید برق هم در توربین‌ها و هم در موتورهای احتراق داخلی در نظر گرفت، هر گونه تغییر در ترکیب گاز بر NCV و در نتیجه استفاده از آن به عنوان منبع سوخت تاثیر می‌گذارد. در حالی که ترکیبات مختلف گاز همراه می‌توانند به عنوان یک منبع سوخت قابل قبول عمل کنند، اما الزامات سختگیرانه در مورد کمپرسورها، موتورهای گازی رفت و برگشتی و توربین‌های گاز برای ترکیبات خاص موجود در گاز گاز خوراکی خاص باید مدنظر قرار گیرد. برای نمونه توربین‌هایی مانند زیمنس SGT-300 و SGT-500 دارای پره‌هایی با محتوای کروم بالا هستند، و بنابراین کمتر در معرض حمله اکسیداسیون/سولفیداسیون قرار می‌گیرند و در نتیجه برای سوخت‌های حاوی سطوح بالای $H_2S$ مناسب هستند. در کنار نیاز به حداقل LHV، معمولا گاز تغذیه باید دارای محتوای $H_2S$ کمتر از ۰/۱٪ باشد [۶]، اگرچه میکروتوربین های تخصصی می‌توانند روی گازهایی با محتوای $H_2S$ 4-7٪ کار کنند. سولفید هیدروژن بسیار سمی است و می‌تواند چالش‌های منحصر به فردی را برای اپراتورها و همچنین عملکرد موتورهای گازی یا توربین‌ها ایجاد کند. علاوه بر ملاحظات بهداشتی و ایمنی، $H_2S$ می‌تواند انتشار گازهای گلخانه‌ای SOx را در جو ایجاد کند. در حضور رطوبت، انتشار SOx واکنش نشان داده و اسید ضعیف (باران اسیدی) تشکیل میگردد. بنابراین، تصفیه گاز در

---

[18] Net calorif c value

[19] Lower heating value

[20] Higher heating value

منبع برای حذف یا کاهش محتوای $H_2S$ ضروری است. گاز با محتوای $H_2S$ بالاتر معمولا به هزینه‌های سرمایه اضافی برای سیستم‌های تصفیه گاز سوخت و عملکرد آن‌ها نیاز دارد. علاوه بر این، مواد مورد استفاده (به ویژه در بخش مسیر گاز داغ توربین‌های گاز) مقدار $H_2S$ مجاز در سوخت‌های گازی را برای به حداقل رساندن تغییر عملکرد یا تأثیر بر رژیم‌های موجود در تجهیزات تولید توان تعیین می‌کنند.

اگرچه بسیاری از موتورهای گازی می‌توانند با سوخت گاز با ترکیبات مختلف کار کنند، نقطه طراحی اسمی معمولی گازی است که ۷۰ تا ۸۵ درصد حجم آن $CH_4$ است (برای نمونه Wärtsilä 50DF) [۷]. در حالی که گفته می‌شود که این موتورها می‌توانند روی گازهایی با محتوای $CH_4$ کمتر کار کنند، اما باید انتظار تغییر در عملکرد آن‌ها را داشت. بسیاری از موتورهای گازی را می‌توان برای کارکرد مداوم بدون کاهش در بازده نامی با کیفیت گازی که حداقل محتوای متان را برآورده می‌کند و با غلظت $H_2S$ کمتر از ۰/۱ درصد طراحی کرد. حداقل LHV که معمولا توسط سازندگان موتور مورد نیاز است تقریبا ۷۵۰ واحد حرارتی بریتانیا (BTU) در هر فوت مکعب استاندارد (SCF) یا ۲۸ مگاژول (MJ) در هر متر مکعب استاندارد (SCM) است [۸]. از سوی دیگر، توربین‌های گاز سنگین توانایی سوزاندن دسته‌بندی گسترده‌ای از سوخت‌های گازی را دارند و تنها به حداقل ۱۰۰-۳۰۰ BTU/SCF LHV ، حداقل محتوای ۸۵٪ $CH_4$ و حداکثر ۱۵٪ سایر گازها (به عنوان مثال اتان، بوتان، آرگون، $N_2$، $CO_2$) بر حسب حجم نیاز دارند [۹-۱۰]. تجربه تولیدکنندگان و اپراتورها نشان داده است که در حالی که مقدار گوگرد گاهی اوقات به اندازه مشخصات تجهیز محدود نمی‌شود، سطح گوگرد سوخت تا ۱٪ حجمی به طور قابل توجهی بر نرخ اکسیداسیون / خوردگی تاثیر نمی‌گذارد [۱۰]. موتورهای گازی و توربین‌ها همچنین ممکن است محدودیت‌هایی را برای سایر آلاینده‌ها، مانند فلزات کمیاب تعیین کرده باشند؛ به عنوان مثال سرب، وانادیم، کلسیم، منیزیم و غیره.

با توجه به تغییرات زیادی در ترکیب گاز همراه که می‌تواند بین میدان‌های نفت و گاز وجود داشته باشد (جدول ۲-۱)، انتخاب تجهیزات گاز برای استفاده از گاز همراه و فلردر محل مستلزم توجه ویژه است. ترکیب گاز همراه همچنین می‌تواند در طول زمان در نتیجه عوامل متعدد، از جمله سطح تخلیه چاه، تغییرات در تکنیک‌های بازیابی، و شرایط عملیاتی متفاوت باشد. پیش‌بینی دقیق تغییرات زمانی در ترکیب گاز همراه دشوار است، و طراحی تسهیلات بازیابی بهینه و فناوری احتراق برای گازهمراه و فلر را نسبت به گاز طبیعی خالص چالش‌برانگیزتر می‌کند.

تنوع ذاتی ترکیب گاز همراه نفت و فلر به این معنی است که جریان‌های مختلف بازده محصول متفاوت و بنابراین ارزش‌های اقتصادی متفاوتی را ارائه می‌دهند، حتی زمانی که راه‌حل‌های تکنولوژیکی یکسانی استفاده می‌شود. مناسب بودن راهکارهای خاص بازیابی و بکارگیری گاز همراه و فلر برای ترکیبات گازی خاص در هنگام پرداختن به فناوری‌ها جداگانه در فصل بعد مورد بحث قرار خواهد گرفت.

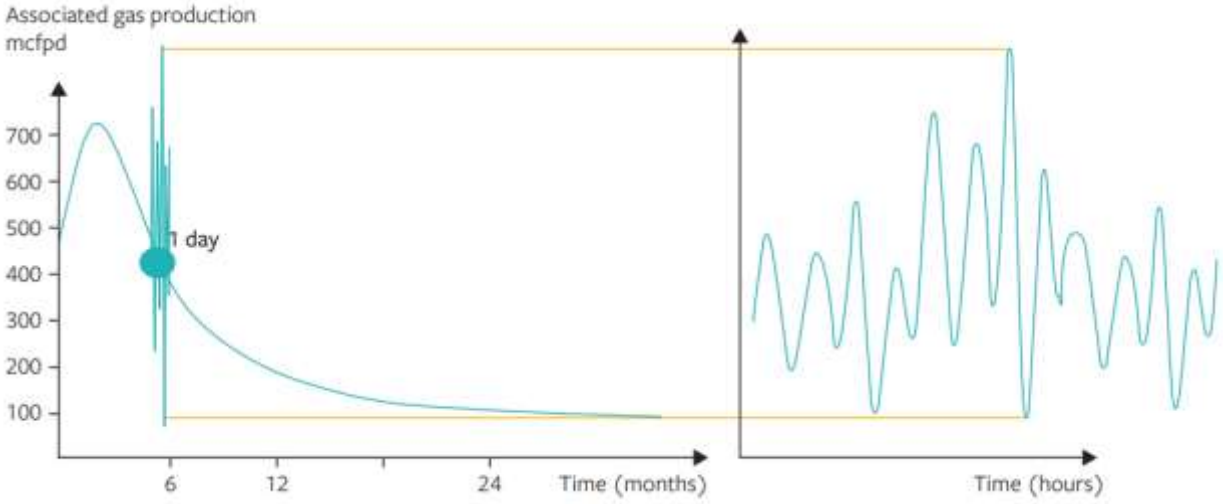
## ۲-۴ حجم فلر

میزان حجم گاز همراه و فلر موجود از یک سایت نیز می‌تواند بر مناسب بودن فناوری‌های مورد استفاده در کاهش تأثیر گذارد. در برخی موارد، فناوری‌ها به یک میزان حداقل حجم گاز موجود در طول زمان نیاز دارند. مقیاس اقتصادی پارامتری کلیدی برای انتخاب، کاربرد و دوام اقتصادی بسیاری از فن‌آوری‌های کاهش است؛ بنابراین، حجم گازهمراه و فلر در دسترس در میادین نفت و گاز و واحدهای فرآیندی عامل اصلی تعیین‌کننده است. یکپارچه‌سازی فعالیت‌ها در یک منطقه می‌تواند تأثیر مثبتی بر نرخ بازیافت گاز داشته باشد و هماهنگی بین اپراتورهای مختلف چاه‌های نفت و واحدهای فرآیندی همسایه می‌تواند حجم گاز و پایداری را برای عملی کردن برخی اقدامات کاهشی

فراهم کند. سرمایه‌گذاری‌های مشترک در مورد بازیابی گازهای همراه نفت و فلر و کسب درآمد از طریق خوشه بندی باید بین اپراتورهای متعدد در یک منطقه، به ویژه در مورد فلرهای کوچکتر بررسی شود.

## ۲-۵ عمر باقی مانده میدان و تنوع تولید

میزان گازهای همراه نفت و فلر می‌تواند در بازه‌های زمانی کوتاه و بلندمدت متفاوت باشد (شکل ۲-۳) و عامل مهمی برای در نظر گرفتن و انتخاب و طراحی راه‌حل‌های بازیابی مناسب است. در طول عمر یک میدان نفت و یا گاز فشار و حجم گاز می‌تواند به طور قابل توجهی تغییر کند. فشار گاز در طول زمان با تخلیه طبیعی مخازن نفت کاهش می‌یابد و باعث می‌شود که نسبت نفت به گاز (GOR) و مشخصات تولید نفت (و در نتیجه گاز) در طول عمر طبیعی به طور گسترده‌ای متفاوت باشد. معمولا انتظار می‌رود مناطق جدید تولید نفت متعارف چندین دهه دوام بیاورند، در حالی که میدان‌های شیل ممکن است عمر بسیار کوتاه‌تری داشته باشند. برای مناطق بالغ، عمر باقیمانده نیز باید در نظر گرفته شود، زیرا حجم گاز موجود بر کاربرد یا اندازه فناوری تأثیر می‌گذارد [۱۱].




شکل ۲-۳. تغییرات تولید گاز همراه نفت در طول زمان

در مواردی که تامین گاز بصورت درازمدت محدود می‌شود، برای نمونه در میادین بالغ، برخی از فناوری‌ها ممکن است کاربرد محدودی به عنوان سرمایه‌گذاری داشته باشند، و ممکن است تنها با تامین طولانی مدت تضمین شده گاز جذاب باشند تا زمان کافی برای بازگشت سرمایه (ROI) را فراهم کنند. بنابراین، قابلیت حمل و استفاده مجدد از فناوری، به ویژه در مناطق بالغ باید در نظر گرفته شود.

ملاحظات مهم دیگر، تغییرپذیری کوتاه مدت (به عنوان مثال فوری یا روزانه) در تولید گاز همراه است (شکل ۲-۶). در هر روز، حجم و فشار گاز می‌تواند به طور قابل توجهی متفاوت باشد. نرخ تولید می‌تواند تا ده برابر میانگین ماهانه افزایش یابد و سپس در عرض چند دقیقه به میزان قابل توجهی کاهش یابد. در دسترس بودن چاه گاهی اوقات می‌تواند به ۶۰ تا ۸۰ درصد برسد، یا دوره‌های زمانی بدون تولید گاز همراه باشد. این تغییرات کوتاه‌مدت یک چالش عملیاتی و مسئله ایمنی عمده را نشان می‌دهد و بر انتخاب و تخمین اندازه فن‌آوری‌ها برای بازیابی و بکارگیری

گازهای همراه نفت و فلر بسیار اهمیت دارد. برخی راهکارها، از جمله آن‌هایی که شرایط احتراق را در برج فلر[۲۱] بهینه می‌کنند، باید بتوانند با این تغییرات ثابت فشار، حجم و ترکیب مقابله کنند.
اگر یک فناوری در یک بازه عملیاتی بسیار باریک از حجم گاز قابل بکارگیری باشد، نمی‌تواند هم کاهش بلندمدت و هم تغییرات درون روز را بپذیرد. درصورتیکه اگر یک فناوری بتواند این تغییرات را مدیریت کند، بازیابی گاز قابل توجهی را در طول عمر چاه تضمین می‌کند. خوشه‌بندی چاه‌های مجاور برای تامین حداقل حجم گاز خوراک می‌تواند پایداری تولید گاز همراه را برای به حداقل رساندن میزان گاز فلر با هزینه سرمایه‌گذاری حاشیه‌ای کمتر فراهم کند.

## ۲-۶ ابعاد فناوری

با توجه به تنوع در پروفیل‌های تولید گاز (شکل ۲-۶)، انتخاب فناوری با ابعاد مناسب برای کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و سایر آلاینده‌ها ساده نیست. نصب ظرفیت بسیار کم در توسعه‌های میدانی جدید، بیشتر ارزش بالقوه قابل بازیافت را در سال‌های اول از دست می‌دهد، که ممکن است سودآوری پایینی را به همراه داشته باشد. نصب ظرفیت بزرگتر از حجم تولید گاز متوسط در طول عمر میدان نیز لزوما تضمینی برای بازیابی اوج تولید ماه‌های اول نیست و به دلیل روند کاهشی سریع، ظرفیت اضافی بالایی را پس از اوج تولید باقی خواهد گذاشت.
تعیین ابعاد فناوری در میدان‌ها بالغ به میزان تولید پیش‌بینی‌شده در آینده بستگی دارد که می‌توان با استفاده از مدل‌های مخزن تخمین زده شود. طول عمر باقیمانده میدان پارامتر مهمی خواهد بود که هنگام تعیین ابعاد مناسب راهکارهای بازیابی، به ویژه برای میادینی که مرحله تولید اوج خود را پشت سر گذاشته‌اند و در حال نزول هستند، باید در نظر گرفته شود. به همین دلیل ارزیابی اینکه چگونه فن‌آوری‌ها، با توجه به منحنی کاهش گاز نامشخص و استراتژی‌های طراحی متفاوت، می‌توانند انعطاف‌پذیر عمل کنند، بسیار مهم است. تطبیق حجم‌های مورد انتظار با تطبیق ظرفیت، چه به صورت موازی یا سری، بهترین راه‌حل برای بهینه‌سازی مقدار کل گاز و ارزش بازیافتی است. با این حال، استقرار مجدد فناوری ممکن است باعث ایجاد فلرهای متداوم برای دوره‌های زمانی کوتاه شود.

## ۲-۷ حجم گاز قابل فرآوری

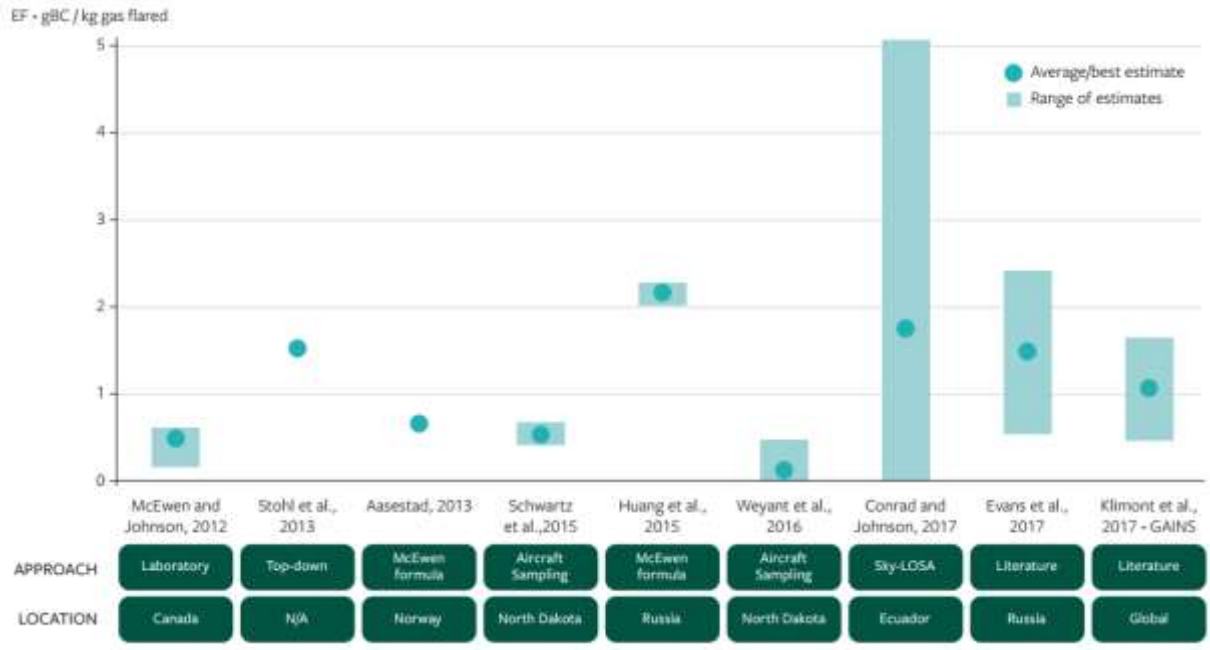
برخی از استراتژی‌های کاهش، تنها امکان بازیابی بخشی از گاز همراه را فراهم می‌کنند، در حالی که حجم‌های اضافی به فلر فرستاده می‌شود، به‌ویژه در مکان‌های دور از دسترس که تقاضا برای هر محصولی متناوب و/یا کم است. راهبردهای دیگر می‌توانند تا آنجا که فناوری نصب شده به طور بالقوه اجازه می‌دهد، بازیابی را انجام دهند. با این حال، فناوری‌های با ظرفیت بالا معمولا از مقادیر قابل توجهی انرژی استفاده می‌کنند و اثر کاهش انتشار نهایی آلاینده‌ها را می‌توانند کاهش دهند. ارزیابی دقیق میزان استفاده موجود از گاز عامل مهمی در تعیین کاربرد و کارایی راه‌حل مناسب قابل استفاده است.

## ۲-۸ انتشار آلاینده‌ها و کربن سیاه

---
[21] Flare stacks

سوزاندن گاز اساسا بصورت شعله‌های کنترل نشده ای است که تحت تاثیر عواملی خارجی بوده و به طور کلی می‌توان آن از طریق مطالعه فرآیندهای فیزیکی و شیمیایی که در طی احتراق گاز رخ می‌دهد مورد بررسی قرار داد. علاوه بر گازهای گلخانه‌ای (مانند $CH_4$ و $CO_2$)، همه فلرها کربن سیاه (BC) منتشر می‌کنند، اما تشکیل آن فرآیند پیچیده‌ای است که شامل چندین مرحله رشد و تخریب ذرات است که هنوز به طور کامل شناخته نشده است. کاهش انتشار آلاینده‌های BC - زمانی که گاز همراه برای استفاده بازیابی نمی‌شود - به طور قابل‌توجهی به راندمان احتراق مطلوب (دستیابی به اختلاط خوب در جریان بین گاز سوخت و هوا یا بخار) در کنار عدم وجود مایعات هیدروکربنی سنگین‌تر بستگی دارد. به نظر می‌رسد مقدار BC تولید شده در طول سوزاندن گاز به برخی از عوامل فیزیکی و شیمیایی بستگی دارد که ممکن است تحت تأثیر پیشرفت‌های تکنولوژیکی بهبود یابند، با این حال، هنوز چیزهای زیادی در مورد کنترل تولید BC وجود دارد که باید مشخص شوند.

چند مطالعه تحقیقاتی در دهه گذشته برای درک رابطه بین پارامترهای سوزاندن گاز و مقادیر BC منتشر شده از برج فلر انجام شده است. شکل ۲-۴ فاکتورهای انتشار BC را که اخیراً ارائه شده است، که مقدار BC تولید شده به ازای حجم گاز فلر را نشان می‌دهد. مقادیر منتشر شده به طور قابل توجهی متفاوت هستند، که بر ماهیت ناسازگار این فرآیند تأکید می‌کند. گستره وسیع فاکتورهای انتشار را می‌توان با تنوع ذاتی گازهای فلر مورد بررسی (به عنوان مثال ترکیبات مختلف گازها، فن آوری‌های فلر متفاوت، و غیره) اما احتمالا رویکردهای مختلف اندازه‌گیری نیز باعث این اختلاف می‌شوند. این تنوع ممکن است تلاش‌ها برای تعیین کمیت اثربخشی فناوری‌های کاهش BC را پیچیده کند، حوزه‌ای که تحقیقات کمی در مورد آن انجام شده است. افزایش دانش در زمینه چگونگی طراحی فلر و شرایط سوزاندن گاز، می‌تواند علاوه بر کاهش میزان انتشار BC، به شناسایی و اولویت‌بندی اقدامات در راستای کاهش سایر انتشارات ناشی از گازهای همراه نفت و فلر مؤثر باشد.




شکل ۲-۴. برخی فاکتورهای انتشار کربن سیاه منتشر شده [۱۲]

## ۲-۹ موقعیت مکانی

میادین نفت و گاز در خشکی و فراساحل تفاوت‌های مهمی دارند که بر انتخاب روش بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر برای کنترل انتشار گازهای گلخانه ای و سایر آلاینده‌ها تأثیر می‌گذارد. از آنجایی که هزینه بهینه-سازی احتراق گاز یا اجرای گزینه‌های بازیابی به میزان قابل توجهی با توجه به موقعیت مکانی متفاوت است؛ و همچنین فاصله تا بازار یک معیار بسیار مهم برای ارزیابی پایداری یک راه حل است، انتخاب فناوری‌های کاهش مناسب می‌تواند به طور قابل توجهی بین میادین خشکی و فراساحلی متفاوت باشد. که با توجه به الزامات منحصر به فرد آن‌ها، نیاز به ارزیابی مورد به مورد دارند.

در ایران نیز، نزدیکی به چاه‌ها و واحدهای فرآیندی دیگر، و همچنین فاصله با مصرف کنندگان یا بازارهای صادراتی هنگام مقایسه کاربرد راهکارهای پیشنهادی، مهم است. دوام یک استراتژی کاهش تحت تأثیر چندین عامل مرتبط با مکان قرار می‌گیرد، به ویژه فاصله تا واحد جمع‌آوری گاز، شبکه‌های برق، و سایر زیرساخت‌ها یا کاربران نهایی. همانطور که در بالا گفته شد، تعداد بالاتر چاه یا واحدهای فرآیندی دارای فلر باعث صرفه‌جویی در مقیاس می‌شود و هنگامی که چندین جریان گاز همراه با هم ترکیب شوند، جریان کلی پایدارتر در نظر گرفته می‌شود. پدهای چند چاهی یا چند پد با هم و یا مجتمع‌های نفت، گاز و پتروشیمی جذابیت گزینه‌های استفاده از گاز فلر را بهبود می‌بخشد و این راه‌حل‌ها را حتی زمانی که دورتر از بازار قرار دارند قابل اجرا می‌سازد.

چاه‌های ایزوله نیز می‌توانند از اشتراک زیرساخت‌های تاسیساتی و حمل و نقل بهره‌مند شوند که منجر به صرفه‌جویی در هزینه‌ها می‌شود. همکاری بین بازیگران بزرگتر در یک منطقه منزوی می‌تواند امکان توسعه سیستم‌های جمع-آوری گاز و سایر زیرساخت‌های استفاده از گاز را فراهم کند که ممکن است بصورت تک، غیراقتصادی بوده باشند. اگرچه این استراتژی مستلزم سطح بالایی از برنامه‌ریزی و همکاری بین ذینفعان است که اغلب شامل دولت‌ها، شرکت‌های نفتی و سایر سرمایه‌گذاران می‌شود، اما همچنین می‌تواند منجر به طراحی‌های میدانی بهبودیافته در مورد استفاده از گاز و کاهش گازهای همراه نفت و فلر شود. درصورت اجرای این نوع بهینه‌سازی ارزش در منطقه، یک تجارت جداگانه تشکیل می‌شود (شاید از طریق تشویق‌های نظارتی یا مزایای مالیاتی)، و تأمین‌کنندگان فناوری می‌توانند طرح‌های موجود در منطقه و شرایط عملیاتی آن‌ها را بهینه کنند.

همکاری بین اپراتورها نیز می‌تواند توسط برخی عوامل پیچیده شود. هر چاه خاص مشخصات تولید گاز همراه متفاوتی دارد و هر فناوری به سطوح مختلفی از سرمایه‌گذاری ، هزینه‌های عملیاتی، درآمدهای مورد انتظار و ریسک نیاز دارد. تغییرات بازار همچنین می‌تواند هزینه سرمایه و عملیات گزینه‌های استفاده و بازاریابی و ارزش محصولات را تغییر دهد. همچنین، هر اپراتور بسته به موقعیت جغرافیایی خاص یک میدان، با شرایط اقتصادی متفاوتی (سطوح سرمایه‌گذاری، هزینه عملیاتی، فقدان زیرساخت‌های انتقال گاز، کمبود پرسنل میان دستی/پایین دستی، و غیره) مواجه خواهد شد.

## ۲-۱۰ تنوع جغرافیایی در کشور

ایران در نیمکره شمالی و در بخش خشکی با جغرافیایی متنوع از جمله زمین‌های کوهستانی، فلات‌های مرتعی، تندرا، جنگل‌ها و دره ها است. همچنین بخشی از میادین نفتی ایران در خلیج فارس و فراساحلی است. عملیات نفت و گاز به ویژه هنگام برنامه‌ریزی برای تحویل و ساخت تجهیزات و زیرساخت‌های استفاده از گاز شرایط به آب و هوا بستگی دارد. در زمستان، ماشین آلات می‌توانند یخ بزنند، و زمین یخ‌زده می‌تواند به سختی کار کند، یا حفاری کند. جاده‌ها همچنین ممکن است غیرقابل دسترس شوند، که می‌تواند بر اجرای برخی راهکارها تأثیر بگذارد. علاوه بر این،

عملیات در محیط‌های دور می‌تواند هزینه‌ها و محدودیت‌های لجستیکی واضافی داشته باشد (مانند تحویل تجهیزات و زیرساخت‌ها به مناطق ایزوله، واکنش‌های اضطراری کندتر، و الزامات مهار سخت‌گیرانه‌تر).

## مراجع


[1] https://www.researchgate.net/publication/223963699_Black_carbon_particulate_matter_emission_factors_for_buoyancy-driven_associated_gas_flares/

[2] https://www.carbonlimits.no/project/assessment-of-flare-strategies-techniques-for-reduction of-flaring-and-associated-emissions-emissionfactors-and-methods-to-determine-emissions to-air-from-flaring/

[3] https://perrymanagement.com/downloads/Basic_Design_and_Cost_Data_on_MEA_Treating_Units.pdf

[4] Taemeh, A.N., A. Shariati, and M.R.K. Nikou. 2018. Analysis of energy demand for natural gas sweetening process using a new energy balance technique, Petroleum Science and Technology, 36 (12). https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1447952

[5] Maddox, R.N., J.M. Erbar, and J.M. Campbell. 1982. Gas Conditioning and Processing: Volume 4: Gas and Liquid Sweetening. Campbell Petroleum Series.

[6] http://gazsurf.com/en/gas-processing/articles/item/associated-petroleum-gas-processing

[7] http://cdn.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants documents/w%C3%A4rtsil%C3%A4-50df.pdf

[8] https://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/engines-generating-sets/dual-fuel-engines/defnitions-and-notes

[9] https://www.ge.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/technical/ger/ger-4601b-addressing-gas-turbine-fuel-flexibilityversion-b.pdf

[10] http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.143.6392&rep=rep1&type=pdf

[11] https://www.carbonlimits.no/project/improvingutilization-of-associatedgas-in-us-tight-oil-felds/

[12] https://oaarchive.arctic-council.org/handle/11374/2607

# فصل ۳ بررسی وضعیت گاز فلر در ایران و گزینه‌های راهبردی موجود

## ۳-۱ مقدمه

گاز فلر یا فلر در صنایع نفت و گاز به دو قسمت تقسیم می‌شود. در بخش بالادستی گاز فلر اغلب شامل گاز همراه نفت است که یا در نفت محلول است و یا در بخش بالایی سازند قرار دارد و به هنگام بهره‌برداری همراه نفت خارج می‌شود. اگر تاسیساتی برای بکارگیری این گاز وجود نداشته باشد به ناچار سوزانده می‌شود. در پایین دست نیز، در اغلب فرآیندهای شیمیایی مانند پالایشگاه‌های نفت، گاز و پتروشیمی، یکی از ابزارهای ایمنی و کنترل فشار، شبکه رهاسازی گازهاست که در آخرین قسمت این شبکه، برج فلر قرار دارد. در این شبکه گازهای اضافی پس ازجمع آوری از واحدهای مختلف به سمت برج فلر فرستاده می‌شود تا سوخته شوند. حجم زیادی از این گازها از ارزش سوختی بالایی برخوردار بوده و همچنین در برخی موارد می‌توان از آن‌ها به عنوان خوراک واحدهای مختلف نیز استفاده کرد [۱]. سوزاندن این گازها در فلر علاوه برایجاد مشکلات زیست محیطی مثل انتشار گازهای گلخانه‌ای، انتشار آلاینده‌های هوا و بوی نامطبوع و آلودگی صوتی، به نوعی هدردادن منابع اقتصادی نیز به حساب می‌آید. بر اساس آمار بانک جهانی [۲] ایران درسال ۲۰۲۰ پس از روسیه و عراق، سومین کشور جهان و دومین کشور در منطقه از نظر انتشار گازهای آلاینده ناشی از سوزاندن گاز همراه و فلر در تاسیسات بهره‌برداری صنایع نفت و گاز و همچنین صنایع پالایشگاهی و پتروشیمی است (جدول ۱-۱). البته همانطور که مشاهده می‌شود، نتایج درهرسال متغیر بوده رتبه‌بندی تغییر می‌کند. از طرف دیگر میزان این گازها رابطه مستقیم با تولید نفت خام کشورهای تولید کننده دارد، بطوریکه با توجه به تحریم‌های ناعادلانه علیه کشورمان در سال ۲۰۱۹ و کاهش تولید نفت خام روند کاهشی در میزان تولید گازهای همراه و فلر نیز قابل مشاهده است. البته این نکته حائز اهمیت است که، در این تحقیق مقایسه‌ها و گزارشات آماری در حد کلی قابل استناد قرار گرفته و معمولا اینگونه آمار با دقت‌های بالا در اختیار نیستند.

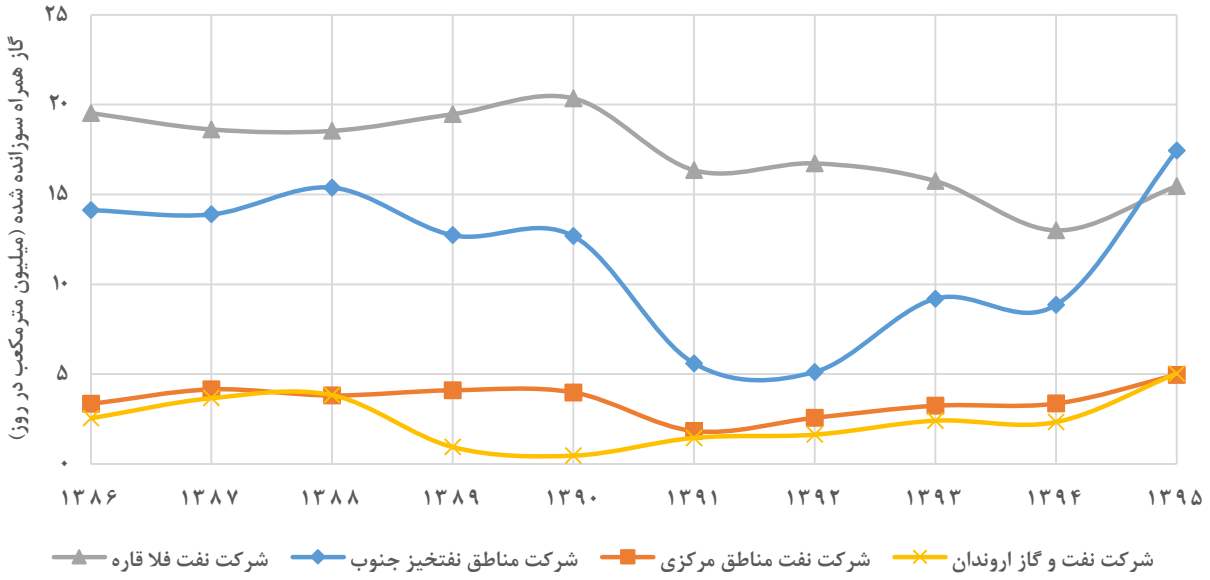
به منظور استفاده از گازهای همراه نفت و فلر که دارای ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی متغیری هستند در ابتدا این گازها باید بازیافت گردند. لذا، یکی از مهم‌ترین اقداماتی که درطرح جامع توسعه پایدار کشور باید مورد توجه قرار گیرد، اهتمام در جمع‌آوری و بازیافت این گازها می‌باشد. مطالعات اولیه در خصوص ویژگی‌های فیزیکی، شیمیایی و میزان این گازها، آگاهی از بازار هدف و آشنایی با زیرساخت‌های انتقال اشکال مختلف انرژی در منطقه می‌تواند یاریگر انتخاب نحوه بازیابی و بکارگیری گازهای فلر باشد [۳].

### ۳-۱-۱ وضعیت گاز فلر در ایران

در ایران از قبل از انقلاب تا به امروز بخش عمده‌ای از گازهای همراه نفت سوزانده شده است، به نحوی که در طی سال‌های گذشته همواره ۳۵٪-۴۵ از گازهای همراه نفت سوزانده شده است [۴]. شکل ۳-۱ میزان گاز همراه سوزانده شده در شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت ایران بین سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۵ را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود، شرکت نفت فلات قاره بیشترین سهم را در سوزاندن گازهای همراه در طول دوره ۱۳۸۶-۱۳۹۴ دارد و شرکت مناطق نفت‌خیز، شرکت نفت مناطق مرکزی و شرکت نفت و گاز اروندان در رده های بعدی قرار دارند. اما در سال ۱۳۹۵، با توجه به افزایش ظرفیت تولید، میزان گاز همراه سوزانده شده در شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب به طرز چشمگیری افزایش یافته و رتبه اول را بدست آورده است. میزان

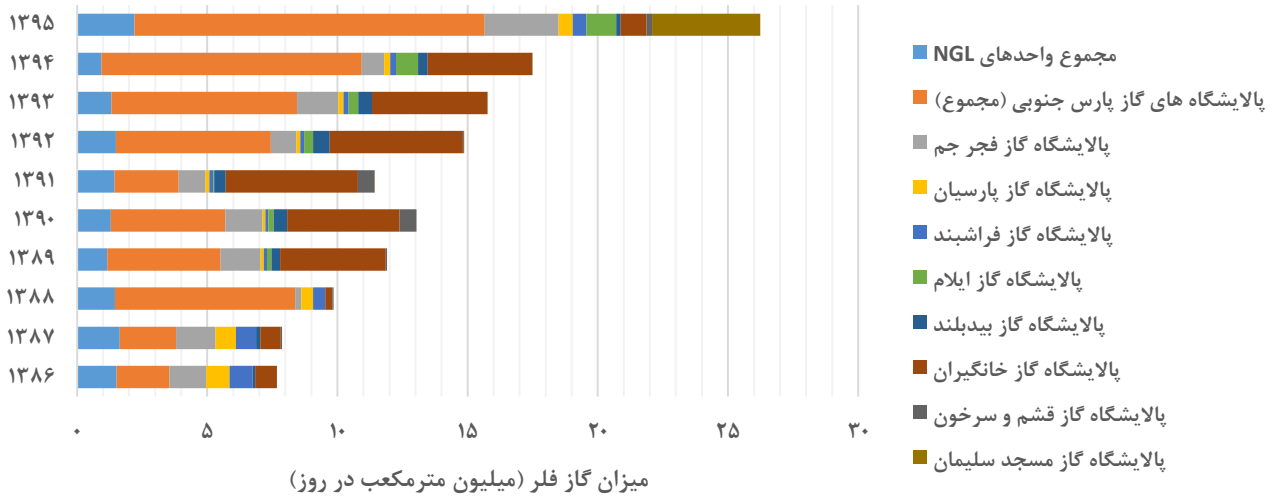
سوزاندن گاز در سایر شرکت‌ها نیز طی این سال افزایش داشته است. در نتیجه، مقدار گاز همراه سوزانده شده ۵۶٪ در این سال افزایش یافته است. لازم به ذکر است که نقطه کمینه موجود در سال ۱۳۹۱ به دلیل کاهش میزان تولید نفت و تحریم نفت کشور در این سال بوده است.

شرکت ملی نفت از اوایل دهه۸۰ تا به امروز، پروژه‌هایی را در قالب ۸ واحد NGL، ایجاد سیستم‌های جمع‌آوری و تزریق گازهای همراه نفت به مخازن نفتی و مزایده فروش گازهای همراه نفت طراحی کرده است. اما با توجه به مشکلاتی چون موانع جغرافیایی، موانع فنی و تکنولوژیکی، موانع اقتصادی، موانع ساختاری و نهادی و موانع قانونی و قراردادی این پروژه‌ها تا کنون پیشرفت معنا داری نداشته‌اند.

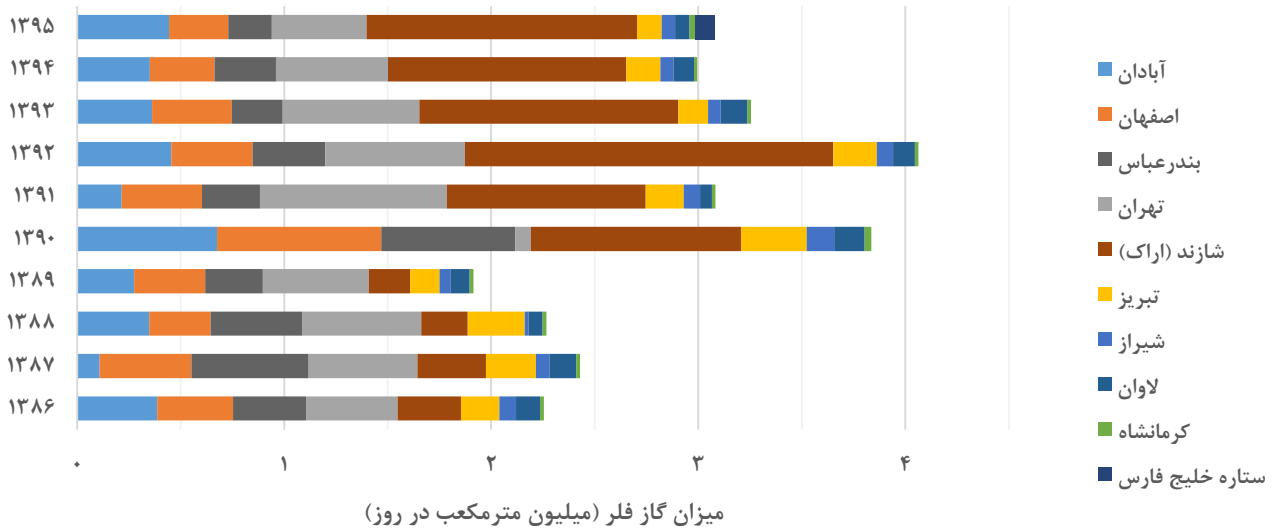



شکل ۳-۱. میزان گاز همراه سوزانده شده در شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت ایران بین سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۵
(براساس ترازنامه هیدروکربوری سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵)

در کنار گاز همراه نفت که بخش بالادستی صنعت نفت را تشکیل می‌دهد، بخش پایین دستی که شامل پالایشگاه‌های نفت و گاز و صنایع پتروشیمی می‌شوند نیز از اهمیت خاصی برخوردارند. به عنوان نمونه پالایشگاه‌های پارس جنوبی روزانه حدود ۱۵ میلیون مترمکعب گاز را در فازهای مختلف خود می‌سوزانند. واحدهای فرآوری گاز در ایران به دو بخش کارخانه‌های NGL و پالایشگاه‌های گازی تقسیم می‌شوند. واحدهای NGL در ایران شامل ۱۳ واحدهای فرآیندی با ظرفیت اسمی پردازش بیش از ۱۰۰ میلیون مترمکعب گاز در روز است، که هم اکنون به جز NGL سیری باقی واحدها در اختیار شرکت مناطق نفتخیز جنوب است. ۱۷ پالایشگاه گاز عملیاتی نیز هم‌اکنون در کشور فعال می‌باشند. مجموع گاز فلر سوزانده شده در این واحدها طی سال-های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵ در شکل ۳-۲ (الف) نشان داده شده است. همچنین، در ایران هم‌اکنون ۱۰ پالایشگاه نفت فعال وجود دارد که میزان گاز فلر آن‌ها نیز در شکل ۳-۲ (ب) نشان داده شده است. علاوه بر این، سهم صنایع پتروشیمی که بخشی از گاز فلر سالانه بخش پایین دستی را به خود اختصاص می‌دهند، نباید نادیده گرفته شود. حدود ۳۹ واحد پتروشیمی هم‌اکنون در کشور مشغول فعالیت هستند، اما اطلاعات کمی در مورد میزان و کیفیت گاز فلر در این واحدهای پتروشیمی موجود است. برای نمونه: پتروشیمی جم، بندر امام، بوعلی سینا و برزویه به ترتیب ۳٫۶۲ [۵] ، ۰٫۳۵ [۶] ، ۰٫۲۸ [۷] ، ۰٫۰۶ [۸] میلیون مترمکعب در روز گاز فلر را می‌سوزانند. نوسان زیاد به همراه سایر ملاحظات فنی باعث سختی در تخمین اطلاعات گاز فلر در صنایع پتروشیمی می‌شود؛ و این نوسان‌ها در مقدار و کیفیت گاز فلر پتروشیمی فرآیندهای بازیابی و بهره برداری از گاز فلر پتروشیمی را به چالش سخت و پیچیده تبدیل می‌کند.




**(الف)**

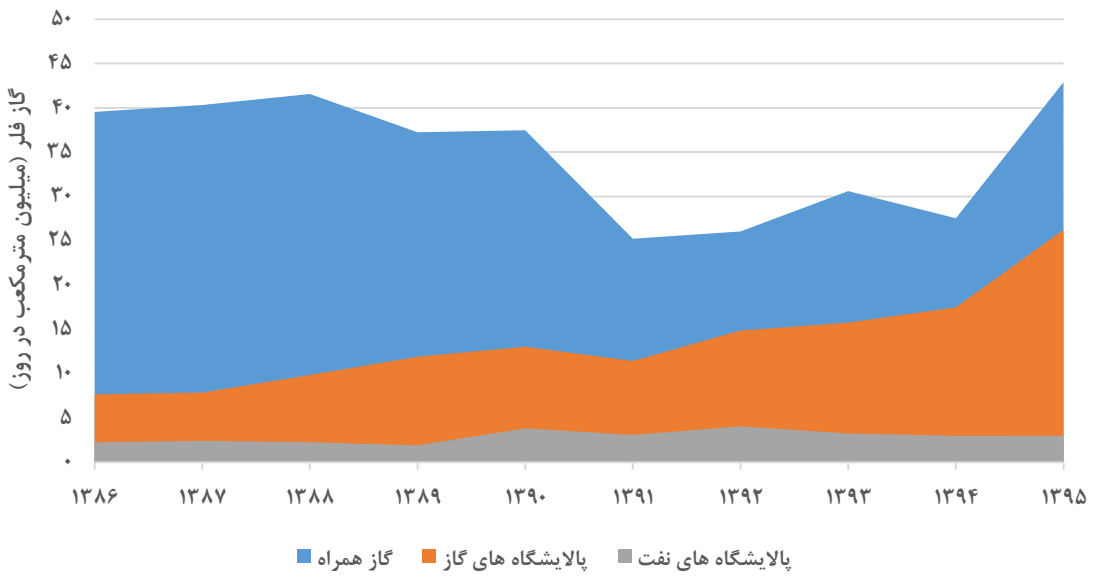



**(ب)**

شکل ۳-۲. میزان گاز فلر سوزانده شده در (الف) پالایشگاه‌های گاز و گاز مایع (NGL) و (ب) پالایشگاه‌های نفت بین سال‌های ۲۰۱۶-۲۰۰۷

(براساس ترازنامه هیدروکربوری سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵)

بررسی روند سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر بخش پایین دستی طبق ترازنامه هیدروکربنی انتشار یافته توسط وزارت نفت، طی دوره زمانی ۱۳۵۷–۱۳۹۵ نشان می‌دهد که طی این دوره حجم گازهای همراه و فلر سوزانده شده در ایران عمدتاً در دامنه ۳۵ تا ۴۵ میلیون متر مکعب در روز در نوسان بوده است [۴]. شکل۳-۳ روند تغییرات میزان گازهای همراه نفت و فلر بخش پایین دستی سوزانده شده را در بازه ۱۳۸۶–۱۳۹۵ نشان می‌دهد.




شکل ۳-۳. مجموع گاز فلر در بخش پایین دستی و بالادستی صنعت نفت ایران بین سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۵
(براساس ترازنامه هیدروکربوری سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵)

## ۳-۲ عوامل تاثیرگذار بر فرآیند بازیابی و بکارگیری گاز فلر

روش‌های مختلف بازیابی گازهای همراه میادین نفت و فلر و استفاده مجدد از آن بصورت زیر است [۹]:

۱- بازیابی گاز، افزایش فشار و تزریق

۲- تولید LNG و CNG

۳- واحدهای NGL

۴- فرآیند GTL و تولید سوخت‌های مایع

۵- تولید انرژی الکتریکی

انتخاب روش مناسب ملزم به بررسی معیارهای مختلفی است که در بیشتر مطالعات تنها به دو عامل اصلی میزان حجم گاز و فاصله تا بازار مصرف پرداخته شده است [۹]. اما عوامل مهم دیگری نیز در فرآیند بازیابی و بکارگیری گاز همراه میادین نفت و فلر وجود دارد که باید مورد توجه قرار گیرند، که در این قسمت به آن‌ها پرداخته می‌شود.

### ۳-۲-۱ ترکیب گاز

ترکیبات موجود در گاز فلر اولین معیار کلیدی است. حضور ترکیباتی مانند: $H_2S$، $CO_2$ هزینه سرمایه‌گذاری را نه تنها به دلیل نیاز به فرآیندهای تصفیه اضافی، بلکه به دلیل تأثیرگذاری بر مصالح تجهیزات و ملاحظات مدیریت پسماند به وضوح افزایش می‌دهند. در بخش صنایع پایین دستی نیز (پالایشگاه‌های نفت و صنایع پتروشیمی) حضور مقادیر قابل توجه هیدروژن در گاز فلر خود مسئله است که در انتخاب روش بازیابی موثر بوده و باید حتما در نظر گرفته شود. ترکیب گاز همراه می‌تواند در طی عمر مفید میدان نفتی تغییر یابد. در بخش پایین دستی میزان نوسانات ترکیبات با توجه به شرایط مختلف اضطراری، تعمیرات و ... بسیار بیشتر است. در نتیجه حساسیت فن‌آوری بازیابی و قابلیت بکارگیری آن در برابر این نوسانات باید مورد بررسی قرار گیرد. نمونه‌هایی از ترکیبات موجود در گاز همراه میادین نفت و فلر در جدول ۳-۱ آورده شده است.

جدول ۳-۱. نمونه ترکیبات موجود در گاز فلر میادین نفت، پالایشگاه‌های نفت و گاز و صنایع پتروشیمی [۹]

| جز مولی | گاز همراه میادین نفت | | پالایشگاه گاز | | پالایشگاه نفت | پتروشیمی |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | چشمه خوش | کوپال | خانگیران | پارسیان | تهران | آریا ساسول |
| متان | ۰٫۶۴۲ | ۰٫۸۵۴ | ۰٫۶۲۵ | ۰٫۹۱۰ | ۰٫۱۹۲ | ۰٫۰۵۳ |
| اتان | ۰٫۱۵۸ | ۰٫۰۹۱ | ۰٫۰۰۴ | ۰٫۰۳۵ | ۰٫۰۹۲ | ۰٫۲۰۱ |
| پروپان | ۰٫۰۸۸ | ۰٫۰۳۳ | ۰٫۰۰۱ | ۰٫۰۱۰ | ۰٫۱۲۶ | – |
| C4+ | ۰٫۰۶۳ | ۰٫۰۱۸ | ۰٫۰۰۱ | ۰٫۰۱۰ | ۰٫۱۳۱ | ۰٫۰۰۴ |
| آروماتیک | – | – | – | – | – | ۰٫۳۴۰ |
| $H_2S$ | ۰٫۰۱۳ | – | ۰٫۰۵۴ | ۳۳ ppm | ۰٫۰۲۸ | ۵۹ ppm |
| $CO_2$ | ۰٫۰۲۱ | ۰٫۰۰۳ | ۰٫۲۹۵ | ۰٫۰۰۴ | ۰٫۰۰۰ | ۰٫۰۰۱ |
| $H_2O$ | ۰٫۰۰۹ | ۰٫۰ | ۰٫۰ | ۰٫۰۰۱ | ۰٫۰۱۴ | ۰٫۰۴۹ |
| $H_2$ | – | – | – | – | ۰٫۳۶۷ | ۰٫۳۵۲ |
| $N_2$ | ۰٫۰۰۶ | ۰٫۰۰۱ | ۰٫۰۲۰ | ۰٫۰۳۰ | ۰٫۰۵۰ | – |

### ۳-۲-۲نوسانات و منحنی تولید گاز فلر

منحنی تولید چاه‌های نفت در میادین می‌توانند با توجه به شروع مکرر یا برنامه‌های متغیر تولید تغییر کند و در نتیجه نرخ جریان گاز همراه در طول عمر میدان نوسان می‌کند. به همین دلیل، در بیشتر موارد، شرکت‌های نفتی برای دستیابی به منحنی تولید کوتاه مدت یا بلند مدت سعی در ایجاد مراکز تجمع یا خوشه‌بندی به عنوان گزینه اقتصادی دارند. از طرف دیگر، در بخش صنایع پایین دست، میزان گاز فلر سوزانده شده نیز به دلیل نگهداری دوره‌ای واحدهای عملیاتی، ایمنی یا شرایط عملیاتی مختلف می‌تواند متفاوت باشد. در نتیجه اگر تسهیلات کوچک‌تر شوند، نه تنها تأمین مالی و تکمیل سریع‌تر و زمان اجرای کمتری خواهند داشت بلکه با پیچیدگی فنی کمتری نیز همراه خواهند بود.

### ۳-۲-۳ هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری

هزینه سرمایه‌گذاری مهمترین معیار تاثیرگذار در انتخاب روش بازیابی و بکارگیری گاز فلر است. هزینه عملیاتی یکی دیگر از عوامل مهم است که باید از دیدگاه‌های مختلف مانند: پیچیدگی عملیاتی یا فنی فرآیند، فاصله تا بازار مصرف و بهره‌وری انرژی بررسی گردد. نکات دیگری نیز وجود دارد که باید در برآورد سرمایه و هزینه‌های عملیاتی مانند آنچه در زیر آمده است در نظر گرفته شود.

- فضای اشغالی و یا زمین مورد نیاز

این مسئله بخصوص زمانی‌که تاسیسات در دریا و دور از ساحل هستند بسیار مهم است. این عامل ممکن است سرمایه-گذاری مورد نیاز را به میزان قابل توجهی تغییر دهد و می‌تواند برای حمل و نقل محصولات چالش برانگیز باشد.

- قابلیت اطمینان

فرآیندهایی با تعداد خطوط و یا وابستگی کمتر به تجهیزات و واحدهای جانبی به دلیل هزینه کم در بخش عملیات و تعمیرات و نگهداری معمولا بیشتر مدنظر هستند. با این حال هنگامی‌که این فرآیندها از مدار خارج می‌شوند، بدلیل نبود واحد جانبی، تمام گاز دوباره به فلر فرستاده می‌شود.

### ۳-۲-۴ملاحظات ایمنی

ملاحظات ایمنی عملیاتی و مطالعه HAZOP/HAZID معیار دیگری از عوامل افزایش سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی است، که به دلیل اهمیت آن در این مطالعه به صورت مجزا مدنظر قرار گرفته است.

### ۳-۲-۵ بلوغ فن‌آوری

هنگامی‌که یک فن‌آوری بصورت گسترده و برای مدت زمان کافی مورد استفاده قرار گیرد یا پیشینه علمی خوبی داشته باشد، می‌توان آن را فن‌آوری بالغ نامید. بلوغ این فن‌آوری نکته مهم دیگری است که باید مورد بررسی قرار گیرد.

### ۳-۲-۶ارزش افزوده محصول

درآمد واحد فرآیندی برای برآورد بازده سرمایه‌گذاری بسیار مهم است. همچنین، فرآیندهای منتهی به محصولات با ارزش افزوده به درآمد بیشتر و نرخ بازده کمتر منجر می‌شوند. به عنوان نمونه، در این مطالعه موردی، CNG و LNG می‌توانند برای کاربردهای عمومی مانند تولید برق بکار گرفته شوند و یا فرآیند GTL که محصولات پیچیده‌ای مانند دیزل یا بنزین را تولید می‌کند.

### ۳-۲-۷ انتقال به بازار مصرف

سهولت حمل و نقل محصولات به مصرف‌کننده یا بازارهای مصرف عامل مهم دیگری است. انواع مختلف حمل و نقل جاده‌ای، ریلی، دریایی و خطوط انتقال برق و محصولات با توجه به هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی در انتخاب بهترین گزینه موثر خواهند بود.

### ۳-۲-۸ بهره‌وری انرژی و کربن

بهره‌وری و یا کارایی انرژی و کربن فرآیند باید مورد بررسی قرار گیرد، زیرا محصولات ممکن است به سوخت‌های پیچیده با کربن بالاتر منجر شوند و یا برای تولید نیاز به صرف انرژی زیادی داشته باشند.

### ۳-۲-۹بازار مستقل

فرآیند ممکن است وابستگی متقابل/هم افزایی با جوامع محلی ایجاد کند که نه تنها به کاهش ریسک غیر فنی توسعه صنعت منجر می‌شود بلکه ممکن است یک بازار محلی را نیز تشکیل دهد که منجر به کاهش هزینه حمل و نقل شود.
با توجه به موارد بالا، معیارهای ذکر شده در سه دسته کلی: فنی و مهندسی، اقتصادی و ایمنی و محیط زیست قابل تقسیم‌بندی هستند. امتیازدهی بر اساس داده‌های موجود در منابع مختلف (مقاله، کتاب، مدارک فنی و ...) به عنوان مرجع، صورت گرفته است. نحوه امتیازدهی معیارهای مختلف در این تحقیق بر اساس امتیازدهی ۰ تا ۵ به معیارهای مختلف در جدول ۳-۲ آورده شده است. ۵ نشان دهنده بهترین عملکرد و ۰ نشانگر ضعیف‌ترین عملکرد است.

جدول ۳-۲. نحوه امتیازدهی به معیارهای در نظر گرفته شده

| حوزه | معیار | ۰ | ۵ |
|---|---|---|---|
| فنی و مهندسی | ترکیب گاز | بیشترین حساسیت | کمترین حساسیت |
| | | حساسیت فن‌آوری به تغییرات ترکیبات گاز در خوراک ورودی | |
| | نوسانات و منحنی تولید گاز | بیشترین حساسیت | کمترین حساسیت |
| | | حساسیت به تغییرات و پایداری با تغییر در میزان جریان خوراک ورودی | |
| | بلوغ تکنولوژی | TRL <5 | فن‌آوری بالغ |
| | | بر مبنای TRL فن‌آوری موجود در مقیاس‌های تجاری برای گاز همراه و فلر | |
| | انتقال به بازار مصرف | سخت یا نیازمند فن‌آوری خاص | آسان |
| | | سهولت حمل محصول به بازار مصرف | |
| اقتصادی | ارزش افزوده محصول | ارزش محصول پایین و یا بازار مصرف محدود | ارزش محصول بالا و بازار مصرف قابل توجه |
| | | براساس حجم بازار مصرف و ارزش محصول تولیدی | |
| | هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری | هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی بالا | هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی پایین |
| | | براساس هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی | |
| | بازار مستقل | ناممکن | ممکن |
| | | قابلیت تامین بازار محلی مستقل یا نیاز به حمل به مراکز | |
| ایمنی و محیط زیست | بهره وری انرژی و کربن | مصرف انرژی یا سوخت فسیلی بالا | مصرف انرژی یا سوخت فسیلی پایین |
| | | نیاز به مصرف انرژی یا سوخت فسیلی در فرآیند تولیدی | |
| | ملاحظات ایمنی | ملاحظات ایمنی مورد نیاز پیچیده و زیاد | ملاحظات ایمنی مورد نیاز محدود |
| | | حساسیت و پیچیدگی موراد ایمنی مورد نیاز | |

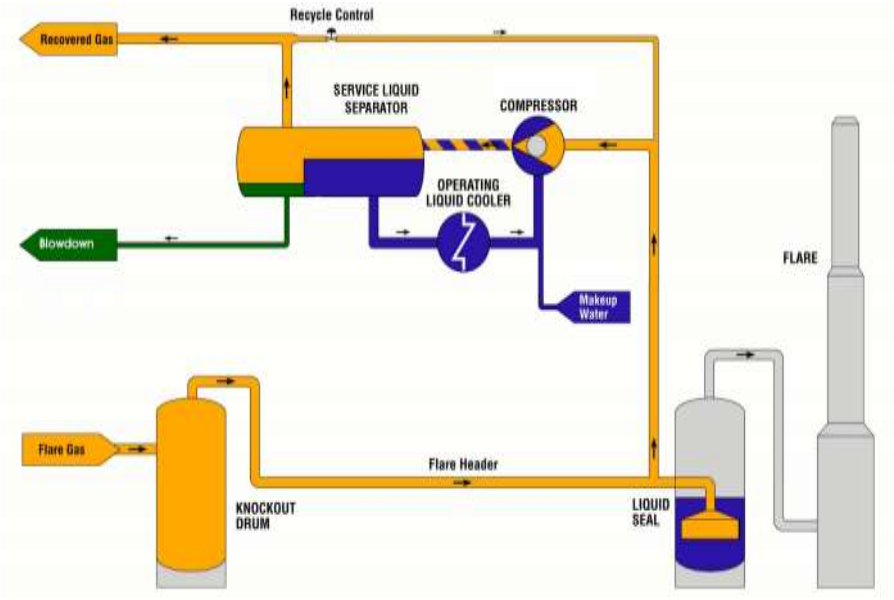
## ۴-۱- بازیابی و بکارگیری گاز فلر

همانطور که بیان شد معیارهای عملیاتی و ساختاری متعددی در انتخاب فرآیند مناسب جهت بازیابی و بکارگیری گاز همراه میادین نفت و فلر وجود دارد که در نتیجه این مسئله را به نمونه‌ای از مسائل تصمیم‌گیری چند معیاره مبدل می‌سازد. فرآیند تحلیل سلسله مراتبی یکی از معروف‌ترین فنون تصمیم‌گیری چند معیاره است که اولین بار توسط توماس. ال. ساعتی، دانشمند عراقی الاصل آمریکایی در دهه ۱۹۷۰، ارائه شد [۱۰]. تصمیم‌گیری در مورد مسائلی از نوع مدل‌های تصمیم‌گیری چند معیاره با استفاده از تحلیل سلسله مراتبی با تشکیل درخت سلسله مراتب تصمیم آغاز می شود. براساس روش تحلیل سلسله مراتبی، موضوع تصمیم‌گیری دارای درختی است که سطح یک آن، هدف و سطح آخر، گزینه‌های رقیب خواهد بود. سطح یا سطوح میانی نیز شامل عوامل بوده و تعداد سطوح بستگی به موضوع مورد ارزیابی دارد. در این قسمت با توجه به عوامل گفته شده در بالا و مطالعات تحلیل سلسله مراتبی به طبقه‌بندی روش‌های بازیابی و بکارگیری گاز فلر پرداخته می‌شود.

### ۴-۱-۱-بازیابی گاز، افزایش فشار و تزریق

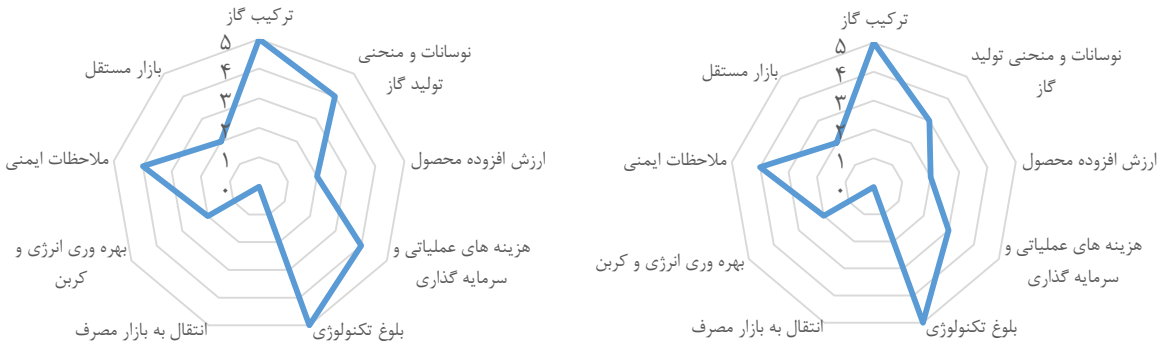
مهمترین نکته در طراحی سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر آن است که حضور سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر در کنار سیستم فلرینگ موجود، خدشه‌ای در عملکرد اضطراری سیستم فلرینگ ایجاد ننماید (شکل ۳-۴). عموما سیستم‌های موجود در پالایشگاه‌ها دارای تجهیزاتی مانند جداکننده دو فازی، کمپرسور و مخزن نگهداری مایعات می‌باشند. بهترین مکان سیستم بازیابی گاز فلر، مابین جداکننده و مخزن ذخیره مایع می‌باشد [۱۱]. گاز حاصل از بازیابی می‌تواند به عنوان خوراک از طریق خط لوله به واحدهای پتروشیمی منتقل گردد و یا پس از شیرین سازی به خط لوله گاز سراسری تزریق شود. همچنین در پالایشگاه-های گاز می‌توان گاز بازیافت شده را به چرخه‌ی پالایش گاز در پالایشگاه بازگرداند و یا در پالایشگاه‌های نفت به عنوان سوخت گاز در شبکه سوخت پالایشگاه (مانند تجهیزات تولید بخار و کوره‌ها) به مصرف رساند. در ایران، این روش در پالایشگاه گاز ایلام، پالایشگاه نفت تبریز و پتروشیمی تبریز اجرایی شده است. علاوه بر این، پالایشگاه‌های نفتی اصفهان و بندرعباس و

پتروشیمی مروارید قصد دارند از این روش برای بازیافت گازهـای فلـر خـود اسـتفاده کننـد [۹]. همچنـین، مطالعـه‌ای بـر روی سناریوهای مختلف این روش در پالایشگاه گاز فجر جم توسط حاجی‌زاده و همکاران صورت گرفته است [۱۲].




شکل ۳-۴. نمای کلی سیستم بازیابی گاز فلر [۱۱]

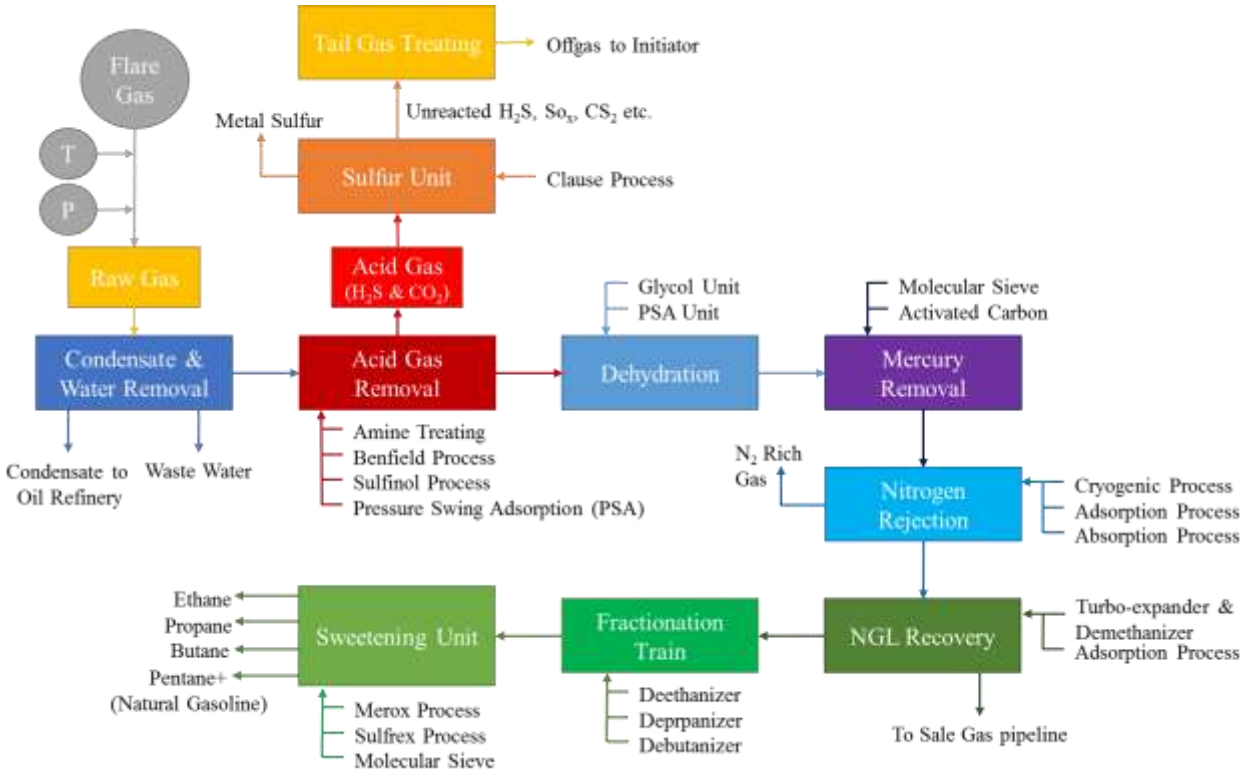
روش دیگری که برای استفاده از گازهای همراه نفت می‌تواند بکار گرفته شود، تزریق گازهای همراه نفت در مخازن نفتی اسـت. این روش که به منظور بهبود بازیافت نفت و یا حفظ سطح تولید فعلی استفاده می‌شود به عوامل مختلفی از جمله اندازه میـدان و تراوایی نفت در سنگ مخزن بستگی دارد و با توجه به تفاوت این مشخصات در میادین مختلف، امکان تزریق گاز به همه میادین وجود ندارد. در صورتی که تزریق گاز موجب حفظ تولید و یا افزایش تولید گردد آنگاه امکان وجـود توجیـه اقتصـادی بـرای ایـن روش استفاده از گازهای همراه نفت وجود خواهد داشت. البته تزریق مجدد برای پالایشگاه‌های نفت و گاز که معمـولا از میـادین نفتی دور می‌باشند، کارایی ندارد. در ایران تعداد زیادی از این تاسیسات تزریق گاز همراه هم اکنون در حال بهره برداری هسـتند: لب سفید، گچساران، بی‌بی حکیمه، کرنج، دارخوین، نرگسی، هفتکل، مارون، رامشیر، پارسی، پازنان، آغاجاری و کوپال [۴].




**(الف)** **(ب)**

شکل ۳-۵. بررسی معیارهای گوناگون در افزایش فشار گاز فلر جهت استفاده به عنوان (الف) گاز سوخت و یا بازگشت به خوراک ورودی و (ب) ازدیاد برداشت

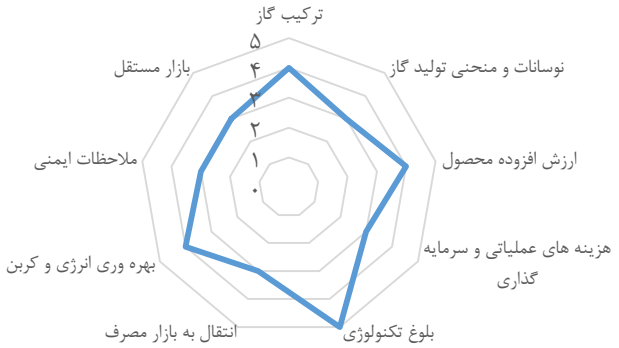
شکل ۳–۵ بررسی معیارهای تصمیم‌گیری برای بازیابی گاز فلر به منظور استفاده به عنوان گاز سوخت و یا بـازگردانی خـوراک و همچنین تزریق به میادین نفتی جهت ازدیاد برداشت را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود چـالش‌هـای اصـلی در ایـن اینجا نبود یک محصول با ارزش افزوده مشخص، بازار مستقل و بهره‌وری انرژی و کربن پایین است.




شکل ۳-۶. نمای کلی یک واحد NGL [۱۱]

## ۲-۴-۱-واحدهای NGL

واحدهای NGL در حقیقت پالایشگاه‌های گاز کوچکی هستند که به منظور فرآورش گازهای همراه نفت احداث می‌شوند و شامل تجهیزاتی برای تقویت فشار، آبزدایی، شیرین‌سازی، استخراج مایعات گازی، جداسازی مایعات گازی و بازاریابی محصولات (امکانات ذخیره‌سازی و بارگیری برای مایعات) می‌باشند (شکل ۳–۶). محصولات تولید شده در این فرآیند گاز خشک، اتان، LPG (ترکیب پروپان و بوتان) و بنزین طبیعی (پنتان و مایعات سنگین‌تر از آن) را شامل می‌گردد. واحدهای NGL می‌بایست گازهای همراه نفت را از طریق خطوط لوله دریافت نمایند. بنابراین این واحدها در جاهایی به کار می‌روند که سیستم جمع‌آوری گازهای همراه نفت موجود باشد و یا میادینی با حجم بالایی از گازهای همراه نفت وجود داشته باشند. در صورت پراکندگی میادین و یا وجود حجم پائین گاز همراه، ایجاد سیستم جمع‌آوری گازهای همراه نفت به منظور ارسال به واحدهای فرآورش، ممکن است جذابیت اقتصادی نداشته باشد. در این صورت، واحدهای متحرک به منظور جداسازی میعانات از گازهای همراه به عنوان روش جایگزین مورد استفاده قرار می‌گیرد [۱۳]. همانطور که در شکل ۳–۷ مشاهده می‌شود این فن‌آوری از تعادل خوبی در بین معیارهای مختلف تصمیم‌گیری برخوردار است و به همین دلیل همواره جز گزینه‌های اصلی می‌باشد. نکته اساسی در اینجا تنها وجود بازار مصرف و انتقال محصولات تولیدی است که معمولا خوراک پتروشیمی‌های کشور را تامین می‌کنند.

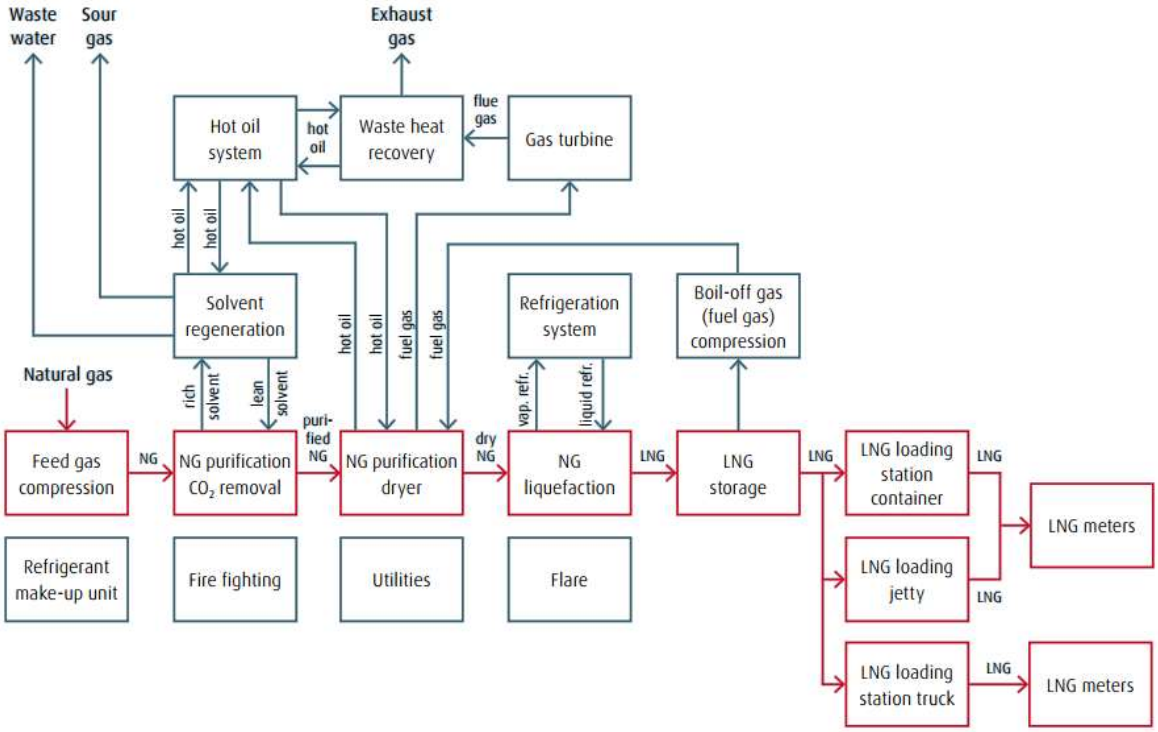



شکل ۳-۷. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز فلر در پالایشگاه گاز مایع

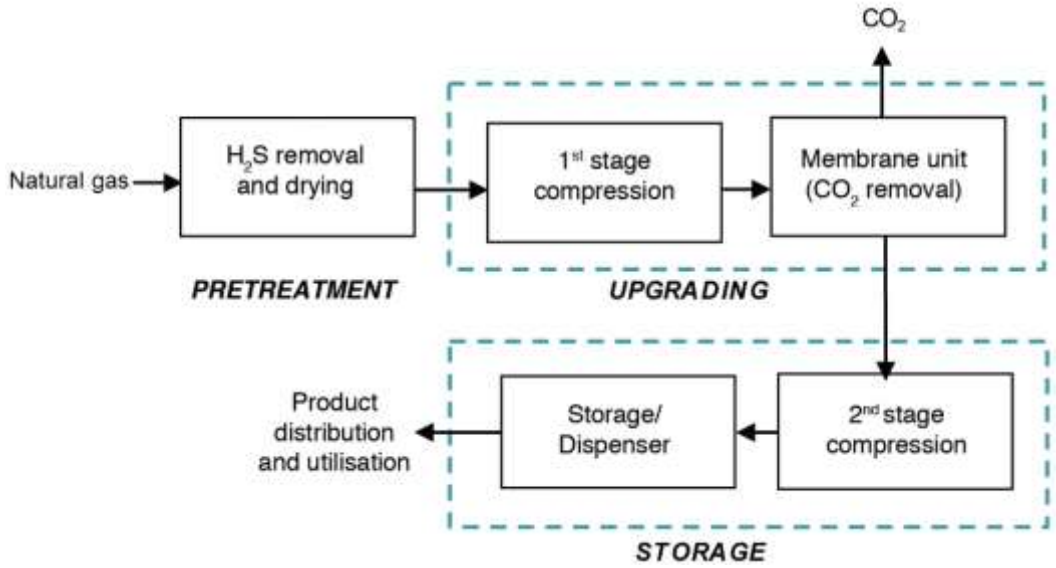
### ۳-۴-۱- تولید LNG و CNG

LNG گاز طبیعی است که برای اهداف ذخیره‌سازی و یا جابجایی به مایع تبدیل می‌شود. در واقع گاز طبیعی در حالت مایع حدود ۱/۶۰۰ حجم حالت گاز در فشار اتمسفر را می‌گیرد و بدون رنگ، بدون بو، غیر سمی و غیر خورنده است. قبل از فرایند مایع‌سازی ابتدا جداسازی اجزایی مانند گازهای اسیدی، هلیوم، آب و هیدروکربن‌های سنگین صورت می‌پذیرد در ادامه گاز در فشاری نزدیک به فشار اتمسفر تا دمای حدوداً ۱۶۰- درجه سانتیگراد سرد شده و به مایع تبدیل می‌گردد (شکل ۳-۸). LNG کاهش حجم بیشتری را درمقابل گاز طبیعی فشرده (CNG) می‌پذیرد و چگالی انرژی حجمی آن ۲/۴ برابر CNG است و این امر توجیه اقتصادی مناسبی برای انتقال و جابجایی LNG به ویژه برای مناطقی که از خطوط انتقال گاز بهره نمی‌برند ایجاد می‌کند. واحدهای مایع‌سازی کوچک کارا و باصرفه هستند چرا که اندازه کوچک آن‌ها امکان تولید LNG را نزدیک به مناطق مورد نیاز فراهم می‌کند و این نزدیکی کاهش هزینه‌های حمل و نقل و قیمت LNG را به دنبال دارد. علاوه بر این از خروج گازهای گلخانه‌ای در طول انتقال و جابجایی‌های طولانی نیز جلوگیری می‌شود [۱۴]. از دیگر مزایای واحدهای مایع‌سازی کوچک می‌توان به کنترل و بالانس گاز طبیعی مورد نیاز در طول دوره‌های کوتاه و بلند مصرف و همچنین امکان بهره‌مندی از گاز طبیعی برای مناطق دور از لوله‌کشی گاز با احداث ایستگاه‌های محلی توزیع گازی که از منابع LNG ذخیره شده تغذیه می‌شوند، اشاره نمود. در حال حاضر فن‌آوری‌های متفاوتی برای تبدیل گاز طبیعی به مایع در جهان مطرح است،که البته هر کدام مزایا و معایب خاص خودشان را دارند، اما مشکل عمده تمامی آن‌ها، مصرف بالای انرژی در آن‌ها است [۱۵].

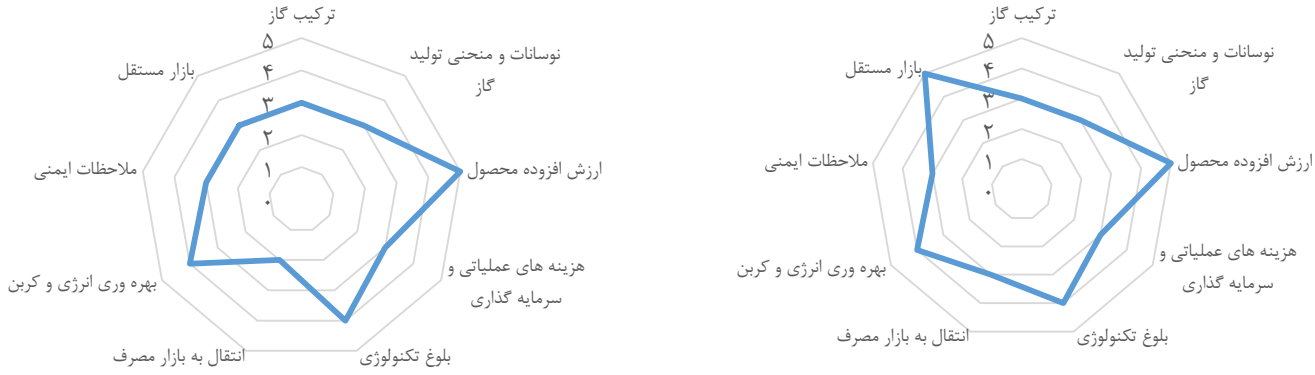
فن‌آوری CNG گزینه مناسبی برای انتقال گاز طبیعی در فواصل کوتاه و متوسط است. در فرآیند CNG، گاز طبیعی به منظور کاهش حجم تا ۱۰۰-۲۵۰ بار فشرده می‌شود (شکل ۳-۹). انتقال به بازار را می‌توان از طریق کامیون، قطار یا کشتی‌های مخصوص انجام داد. انتقال CNG توسط کشتی حدود ۹۰٪ هزینه‌های حمل‌ونقل را تشکیل می‌دهد. بارگیری و باربرداری با انجام نصبیات کوچکی آسان است. مقدار گاز مورد حمل کمتر از LNG است ولی فرآیند فشرده‌سازی و تولید مجدد گاز از آن ساده‌تر و کم‌هزینه‌تر است. پیش‌فرآورش‌های موردنیاز موارد زیر هستند: حذف هیدروکربن‌های سنگین برای جلوگیری از تشکیل میعانات، حذف آلاینده‌ها: $H_2S$، $CO_2$ و غیره، دی‌هیدراسیون و تنظیم نقطه شبنم گاز برای جلوگیری از تشکیل قطره مایع طی فرآیند فشرده‌سازی [۱۶]. در شکل ۳-۱۰ معیارهای مختلف مربوط به این دو فن‌آوری دیده می‌شود.




شکل ۳-۸. روند تولید LNG [۱۱]

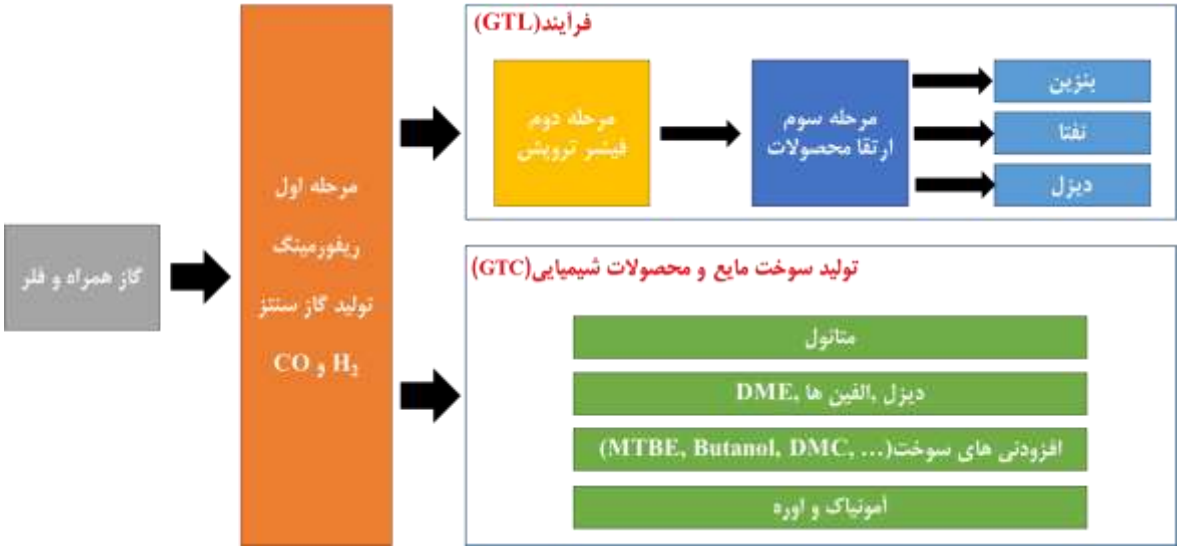



شکل ۳-۹. روند تولید CNG [۱۱]




(الف) (ب)

شکل ۳-۱۰. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز فلر در (الف) تولید CNG و (ب) تولید LNG

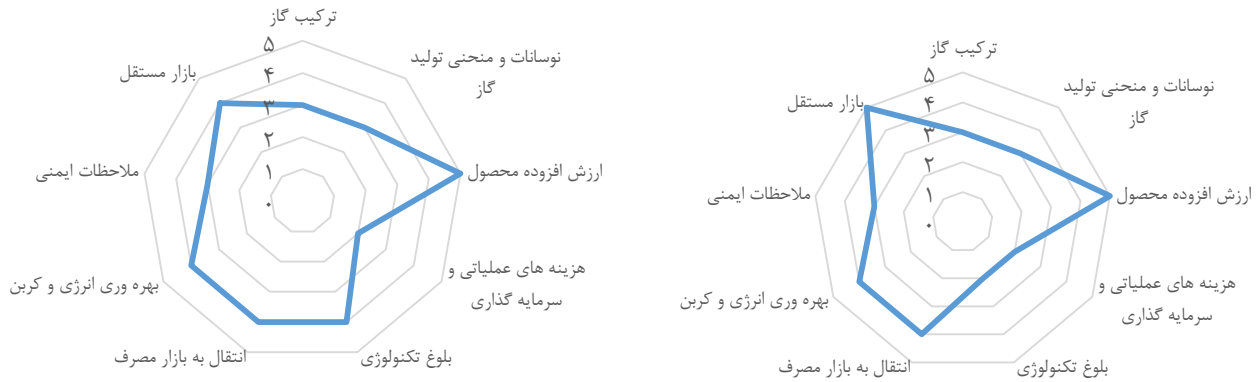



شکل ۳-۱۱. شماتیک مراحل موجود در فرآیندهای GTL و GTC و برخی محصولات قابل تولید

### ۴-۴-۱-فرآیند GTL و تولید سوخت‌های مایع

فن‌آوری تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع به فرآیندی کاتالیستی اطلاق می‌شود که می‌تواند از گاز طبیعی فرآورده‌هایی با ارزش افزوده همچون دیزل، نفتا، دی متیل اتر و ... تولید نماید. در این فرآیند نیز پیش از هرچیز باید آلاینده‌هایی همچون $CO_2$ و $H_2S$ که می‌توانند سبب مسمومیت کاتالیست‌های مورد استفاده گردند، حذف شوند. به همین دلیل فرآیند شیرین‌سازی در این روش نیز بکار گرفته می‌شود. سپس گاز سنتز از واکنش گاز با بخار آب و اکسیژن در راکتور رفرمینگ تولید می‌گردد. پس از آن در راکتور فیشر–تروپش محصولات اولیه تولید می‌گردد که با روش‌های معمول پالایشگاهی همچون تقطیر و کراکینگ می‌توان محصولات با ارزشی مانند دیزل، نفتا و روانکارهای صنعتی را بدست آورد. واحدهای GTL سرمایه‌بری بالایی داشته و در صورت وجود ظرفیت‌های بالای گاز همراه مورد استفاده قرار می‌گیرند [۱۷]. از گاز سنتز تولید شده می‌توان به منظور تولید سایر محصولات شیمیایی نیز بهره گرفت. محصولاتی مانند: متانول، اوره، آمونیاک، اتیلن، دی متیل اتر و ... از جمله محصولاتی هستند که محققان تاکنون به عنوان گزینه‌های خود در نظر گرفته‌اند. شکل ۳-۱۱ بصورت شماتیک مراحل مختلف موجود در

این فن‌آوری‌ها و برخی محصولات قابل تولید را نشان می‌دهد. همچنین، معیارهای مختلف مرتبط با این دو فن‌آوری در شکل ۳-۱۲ آورده شده است.

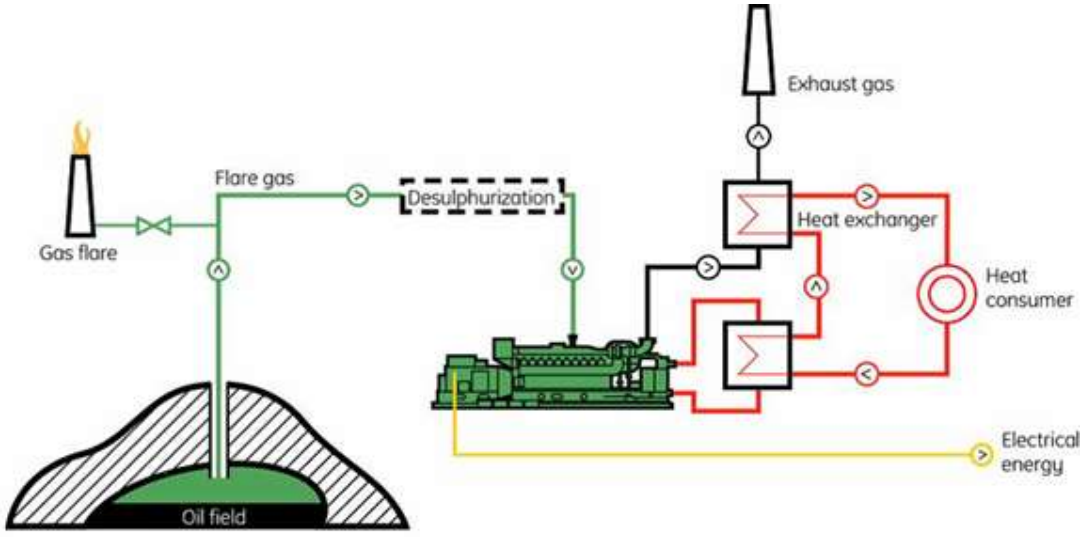



(ب) (الف)

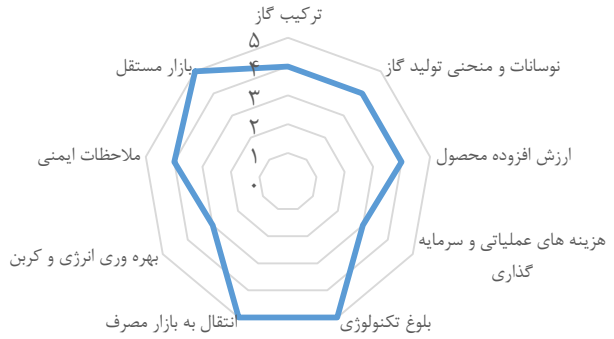
شکل ۳-۱۲. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز فلر در (الف) تولید سوخت‌های مایع (GTL) و (ب) تولید مواد شیمیایی (GTC)

## ۵-۴-۱- تولید انرژی الکتریکی

به کمک تکنولوژی سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر و مولدهای مقیاس کوچک در پالایشگاه‌های نفت و گاز، صنایع پتروشیمی و همچنین گازهای همراه در میادین نفتی، می‌توان انرژی الکتریکی تولید نمود (شکل ۳-۱۳). سیستم تولید انرژی الکتریکی از گازهای فلر علاوه بر این مزایای دیگری نیز دارد که از آن جمله می‌توان به کاهش هزینه سوخت مصرفی، کاهش شعله آشکار – کاهش مصرف و هزینه تأسیسات مرتبط با سیستم فلر و ... اشاره نمود. براساس گزارش بانک جهانی [۱۸] هزینه سوخت به منظور تولید هر MMBtu برق از گاز همراه میادین نفتی حدود ۲۵ درصد توان مشابه حاصل از مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌هاست. محاسبات نشان می‌دهد که با استفاده از هر متر مکعب گاز فلر می‌توان ۳/۶ کیلووات ساعت برق تولید کرد [۴]. برای استفاده از حجم‌های پایین گازهای همراه نفت و فلر، تولید برق (و یا گرما و آب شیرین) برای استفاده محلی از توجیه‌پذیری و جذابیت اقتصادی قابل قبولی برخوردار است. همچنین استفاده از میکروتوربین‌ها باعث افزایش میزان بهره‌وری و کاهش آلودگی شده و از آنجا که دارای وزن کم و قابل حمل هستند، برای استفاده در مناطق حفاری و سکوها بسیار مناسبند. میکروتوربین ها توانایی کارکرد با سوخت های مختلف، از جمله گاز ترش را دارند. تولید برق برای فروش به شبکه سراسری و ساخت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی نیز تنها برای استفاده از گازهای فلر با حجم بالا توجیه‌پذیر است. طراحی و بررسی سیستم تولید انرژی الکتریکی شامل آنالیز گازهای فلر، فشرده‌سازی و آماده‌سازی گاز فلر، انتقال گاز بازیافتی به واحدهای تولید برق و طراحی وانتخاب واحد تولید برق است. ازآنجا که مشخصات جریان گاز خط لوله اصلی سیستم فلر ازجمله شدت جریان، دما، فشار و ترکیب درصد و ... بشدت متغیر می‌باشد لذا نیاز به یک الگوی خاص جریان و خواص آن مورد نیاز خواهد بود تا مقدار حداقل مشخصات گاز مورد نیاز برای سیستم تولید برق مشخص گردد. براساس مطالعات انجام گرفته بر روی پالایشگاه‌های گاز همچون فراشبند [۱۹] و پارس جنوبی [۲۰] هچنین پالایشگاه‌های نفت و گاز همراه میادین نفت [۹ و ۲۱] تولید انرژی الکتریکی به عنوان گزینه برتر چه از لحاظ هزینه سرمایه‌گذاری و چه به دلیل سودآوری و دوران بازگشت سرمایه شناخته می‌شود. شکل ۳-۱۴ بررسی معیارهای مختلف تاثیرگذار در انتخاب این روش را نشان می‌دهد.




شکل ۳-۱۳. شمای کلی فرآیند تولید انرژی الکتریکی از گاز همراه در میادین نفتی




شکل ۳-۱۴. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز فلر در تولید انرژی الکتریکی

## ۳-۲-۱۰ جمع‌بندی فناوری‌های کاربردی

امروزه با گسترش صنعت پالایش و فراوری نفت و گاز در کشور و با توجه به اینکه ایران در میان تولیدکنندگان آلاینده‌های هیدروکربنی ناشی از سوزاندن گاز در فلر، رتبه سوم را در جهان دارا می‌باشد، تدوین یک برنامه جامع و اجرای پژوهش‌هایی در راستای کاهش این معضل امری ضروری است. راه‌حل‌های گوناگونی به منظور بازیابی گازهای فلر و استفاده مجدد از آن ارائه شده است. جمع‌بندی معیارهای موثر در انتخاب این روش‌ها که در این مطالعه به آن‌ها پرداخته شده است در جدول ۳-۳ آورده شده است. در بین روش‌های ارائه شده برخی از آن‌ها همچون فشرده‌سازی به صورت LNG و CNG در بحث ذخیره‌سازی انتقال به بازار مصرف دارای مشکل است. تبدیل کاتالیستی در فرآیند GTL با وجود راه‌اندازی اولین نمونه در برزیل در سال ۲۰۱۱ همچنان در حال توسعه و تحقیق است و همچنین هزینه سرمایه‌گذاری زیادی نیز نیاز دارد. تزریق مجدد به میادین نیز معمولا برای گازهای فلر که دارای آلاینده‌های فراوان هستند پیشنهاد می‌شود و همچنین هزینه کمپرسور مورد نیاز در این پروژه‌ها معمولا بالا است؛ البته تزریق مجدد برای پالایشگاه‌های نفت که معمولا از میادین نفتی دور می‌باشند کارایی ندارد. در بین این روش‌ها فرآیند تبدیل گاز به انرژی الکتریکی با توجه به ساده‌تر بودن و نیاز به هزینه سرمایه‌گذاری کمتر از اهمیت ویژه‌ای

برخوردار است. این روش می‌تواند به صورت تولید انرژی الکتریکی در نیروگاه و یا تولید انرژی الکتریکی با استفاده از مولدهای پراکنده صورت بگیرد.

جدول ۳-۳. جمع‌بندی و خلاصه نتایج حاصل از تحلیل سلسله مراتبی به منظور بازیابی و بکارگیری گاز فلر

| حوزه | معیار | ازدیاد برداشت | گاز سوخت | NGL | LNG | CNG | GTL | GTC | انرژی الکتریکی |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| فنی و مهندسی | ترکیب گاز | ۵ | ۵ | ۴ | ۳ | ۳ | ۳ | ۳ | ۴ |
| | نوسانات و منحنی تولید گاز | ۳ | ۴ | ۳ | ۳ | ۳ | ۳ | ۳ | ۴ |
| | بلوغ تکنولوژی | ۵ | ۵ | ۵ | ۴ | ۴ | ۲ | ۴ | ۵ |
| | انتقال به بازار مصرف | – | – | ۳ | ۲ | ۳ | ۴ | ۴ | ۵ |
| اقتصادی | ارزش افزوده محصول | ۲ | ۲ | ۴ | ۵ | ۵ | ۵ | ۵ | ۴ |
| | هزینه های عملیاتی و سرمایه گذاری | ۳ | ۴ | ۳ | ۳ | ۳ | ۲ | ۲ | ۳ |
| | بازار مستقل | ۲ | ۲ | ۳ | ۳ | ۵ | ۵ | ۴ | ۵ |
| ایمنی و محیط زیست | بهره وری انرژی و کربن | ۲ | ۲ | ۴ | ۴ | ۴ | ۴ | ۴ | ۳ |
| | ملاحظات ایمنی | ۴ | ۴ | ۳ | ۳ | ۳ | ۳ | ۳ | ۴ |

با توجه به مطالعات صورت گرفته در این تحقیق به منظور بازیابی و بکارگیری گاز فلر در بخش بالادستی و پایین دستی صنعت نفت می‌توان از جدول ۳-۴ بهره گرفت. همانطور که مشاهده می‌شود تولید انرژی الکتریکی در هر دو بخش می‌تواند راهگشا باشد. که بیشتر به دلیل تنوع در فن‌آوری‌های تولید برق و انعطاف‌پذیری بیشتر آن‌ها می‌باشد.

جدول ۳-۴. امکان‌سنجی بکارگیری روش‌های بازیابی گار فلر در بخش‌های بالادستی و پایین دستی صنعت نفت

| | ازدیاد برداشت | گاز سوخت | بازگردانی به خوراک | NGL | LNG | CNG | GTL | GTC | انرژی الکتریکی |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| گاز همراه | ✓ | × | × | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| پالایشگاه گاز | ✓ | ✓ | ✓ | × | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| پالایشگاه نفت | × | ✓ | ✓ | × | × | × | ✓ | ✓ | ✓ |
| پتروشیمی | × | ✓ | ✓ | × | × | × | × | ✓ | ✓ |

## مراجع


[1] Soltanieh M., Zohrabian A., Gholipour M.J., Kalnay E. "A review of global gas flaring and venting and impact on the environment: case study of Iran" International Journal of Greenhouse Gas Control, 2016, vol 49, pp 488-509.

[2] http://worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7, Available in February 2020.

[3] Al-Douri A., Sengupta D., El-Halwagi M.M. "Shale gas monetization – A review of downstream processing to chemicals and fuels" Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, vol 45, 436-455.

[۴] ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۵، موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری.

[۵] امیرانتظاری ک.، محمدی فرتخونی م. راهکاری پایدار به ممنظور کاهش فلرینگ در پالایشگاه‌های دوم و سوم و پتروشیمی جم. دومین کنگره راهبردی نفت و نیرو، ۱۳۹۵.

[۶] مردانی ع.، ناصر ا. بررسی و شبیه‌سازی فرآیند جداسازی و بازیابی گازهای ارسالی به فلر جهت بهینه‌سازی مصرف انرژی در واحد آروماتیک پتروشیمی بندر امام خمینی. دومین همایش علمی مهندسی فرآیند، تهران ۱۳۹۳.

[۷] ابوخمیس موسوی خ.، حمید ق.، جلالی ا. بازیافت گازهای ارسالی به فلر در پتروشیمی بوعلی سینا راهی در جهت حفاظت محیط زیست و کاهش اتلاف انرژی. هشتمین همایش ملی و نمایشگاه تخصصی مهندسی محیط زیست، ۱۳۹۵.

[۸] خراشه ف.، خوشگرد ا.، میزایی ش.، نعمتی صیاد ح. بررسی کاهش مصرف انرژی در واحد آروماتیک پتروشیمی نوری و کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای. نخستین همایش مهندسی فرآیند در صنایع نفت، گاز، پتروشیمی و انرژی ۱۳۹۲.

[۹] بررسی فرآیندهای بازیافت گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق در ایران، پژوهشگاه نیرو، اردیبهشت ۱۳۹۸.

[10] Saaty T. L., Multicriteria Decision Making: The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation, 2nd edition, RWS Pubns, 1990.

[11] Ojijiagwo E., Oduoza C.F., and Emekwurua N., "Economics of gas to wire technology applied in gas flare management", Engineering Science and Technology, an International Journal, 2016, vol 19, pp. 2109–2118.

[12] Hajizadeh A., Mohamadi-Baghmolaei M., Azin R., Osfouri S., Heydari I. "Technical and economic evaluation of flare gas recovery in agiant gas refinery" Chemical Engineering Research and Design, 2018, vol 131, pp 506-519.

[۱۳] گزارش راهبردی مدیریت اقتصاد شماره ۱۷، وضعیت گازهای فلر و آسیب‌شناسی عدم موفقیت جمع‌آوری این گازها، ۱۳۹۵.

[14] Khan M.S., Karimi I.A., Wood D.A. "Retrospective and future perspective of natural gas liquefaction and optimization technologies contributing to efficient LNG supply: A review" Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, vol 45, 165-188.

[15] Tractebel Engineering S.A. "Comparison of Mini-Micro LNG and CNG for commercialization of small volumes of associated gas" (World Bank Document), 2015a.

[16] Tractebel Engineering S.A. "CNG for commercialization of small volumes of associated gas" (World Bank Document), 2015b.

[17] Fleisch, T. "Associated Gas Monetization via miniGTL Conversion of flared gas into liquid fuels & chemicals-2015 GTL is a commercial reality for flaring reduction : report III" (English). Washington, D.C. : World Bank Group, 2015.

[18] Svensson B., "Best practices for evaluating and reducing emissions from oil and gas production an evaluation of Flare Gas Reduction Opportunities. (Adapted from material prepared for GGFR by Shell International Exploration and Production), Methane Expo., March 2013, pp. 12-15.

[19] Rahimpour M.R., and Jokar S.M., "Feasibility of flare gas reformation to practical energy in Farashband gas refinery: No gas flaring", Journal of Hazardous Materials, 2012, vol 209-210, pp. 204-217.

[20] Saidi M., Siavashi F., and Rahimpour M.R., "Application of solid oxide fuel cell for flare gas recovery as a new approach; a case study for Asalouyeh gas processing plant, Iran", Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, vol 17, pp. 13-25.

[21] Nezhadfard M., and Khalili-Garakani A., "Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviroeconomic evaluation of different scenarios", Energy, 2020, vol 204, 117940.

# فصل ۴ تولید انرژی الکتریکی به عنوان یک راه حل راهبردی

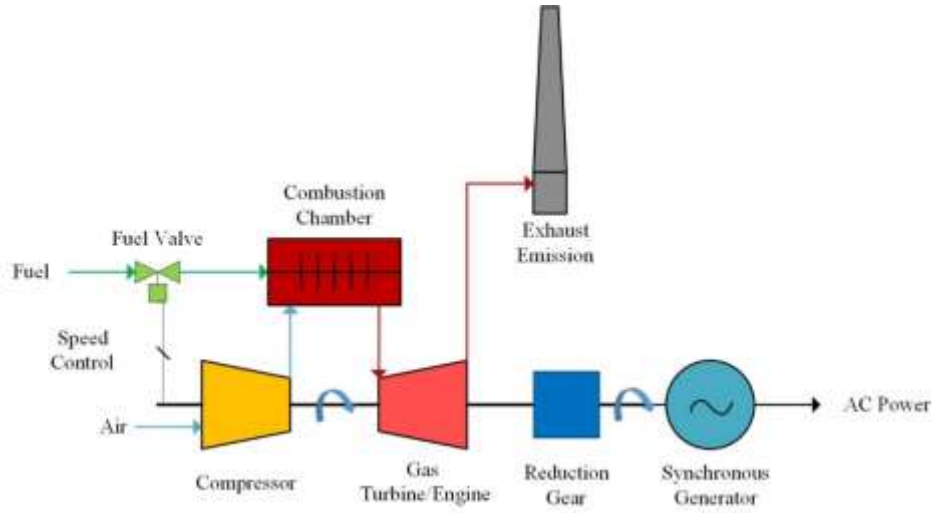
## ۴-۱ مقدمه

سوزاندن گاز همراه ناشی از چاه‌های نفت و گاز و همچنین گازهای اضافی حاصله از واحدهای فرآوری گاز و پالایشگاه‌های نفت یکی از مهم‌ترین منابع انتشار گازهای گلخانه‌ای است. سوزاندن این گازها، علاوه بر اثرات زیست محیطی، با توجه به ارزش گرمایی بالایی که معمولا این گازها دارند، منجر به خسارات اقتصادی قابل توجهی می‌شود. با توجه به حجم قابل توجه فلرینگ گاز در ایران، باید به فرآیندهای بازیابی توجه بیشتری شود. در فصل حاضر، چهار سناریوی تولید برق شامل چرخه توربین گاز، سیکل توربین گازی ترکیبی، چرخه موتور احتراق داخلی[۲۲] و سیکل پیل سوختی اکسید جامد/توربین گاز[۲۳] از نظر عملکرد اقتصادی و زیست محیطی برای اهداف بازیافت گاز فلر بررسی شده است. ارزیابی عملکرد سناریوهای مذکور با استفاده از هشت نمونه گاز فلر مختلف از منابع مختلف ایران، شامل چهار نمونه گاز همراه، دو نمونه از پالایشگاه گاز و دو نمونه از کارخانه‌های پالایشگاه نفت انجام شد. نتایج حاکی از آن است که در بین سناریوهای مورد مطالعه، چرخه RICE و SOFC/GT به ترتیب دارای بهترین و بدترین عملکرد اقتصادی هستند. نمونه‌هایی که دبی بالاتری داشتند، عملکرد اقتصادی بهتری نسبت به نمونه‌های دیگر نشان دادند. علاوه بر دبی، ترکیب گاز، یعنی مقدار $H_2S$ و $H_2$ موجود در گاز فلر می‌تواند عوامل تعیین‌کننده در سودآوری اقتصادی سناریوها باشد. از نظر انتشار آلاینده‌ها به جو، RICE بهترین عملکرد را در بین سناریوهای ارزیابی شده نشان داد.

## ۴-۲ سناریوهای موجود

### ۴-۲-۱ سیکل توربین گاز

یک چرخه توربین گاز معمولی انرژی سوخت را دریافت می‌کند، کار تولید می‌کند و گرما را به سینک در دمای پایین‌تر دفع می‌کند. اساس چرخه توربین گاز، با جریان ثابت هوا (یا گاز) از طریق کمپرسور، بخاری، توربین و خنک‌کننده در یک مدار بسته، چرخه بسته فشار ثابت ژول–برایتون است [۱]. یک چرخه معمولی توربین گاز برای تولید برق در شکل ۴-۱ نشان داده شده است. در این سناریو، فلر یا گاز همراه با هوای فشرده با نسبت تراکم ۱۲:۱ در محفظه احتراق توربین گاز می‌سوزد.




شکل ۴-۱. یک سیکل معمولی توربین گاز/موتور احتراق داخلی برای تولید برق.

---

22 Reciprocating Internal Combustion Engine Cycle (RICE)

23 Solid Oxide Fuel Cell/Gas Turbine Cycle (SOFC/GT)

از آنجایی‌که بیشتر گازهای فلر و همراه حاوی مقادیر قابل توجهی $H_2S$ هستند، این گازها به دوصورت در این مطالعه بررسی می‌شوند. در حالت ۱، گاز ترش بدون انجام هیچ‌گونه پیش‌تصفیه وارد چرخه توربین گاز می‌شود. از آنجایی‌که، برای ساخت توربین‌های گازی که با گازهای ترش کار می‌کنند، به آلیاژهای مقاوم در برابر خوردگی نیاز است، در این مورد، برای ارزیابی هزینه‌های تجهیزات باید یک عامل ماده[۲۴] در نظر گرفته شود. علاوه بر این، در مورد سوزاندن گاز ترش در توربین گاز، یک اسکرابر SOx با استفاده از فرآیند سنگ آهک مرطوب برای حذف SOx موجود در اگزوز توربین گاز در نظر گرفته می‌شود [۲]. در حالت ۲، یک فرآیند شیرین سازی مبتنی بر آمین و یک واحد بازیابی گوگرد (SRU) قبل از چرخه توربین گاز در نظر گرفته می شود و هزینه‌های سرمایه و عملیاتی فرآیند شیرین‌سازی به عنوان بخشی از هزینه‌های چرخه توربین گاز در نظر گرفته می‌شود [۳].

به منظور کاهش NOx موجود در اگزوز توربین گاز، سه سناریو مختلف در نظر گرفته شده است. در سناریوی اول، یک فرآیند کاهش کاتالیستی انتخابی (SCR) برای حذف NOx در اگزوز در نظر گرفته می‌شود. این فرآیند می‌تواند انتشار NOx را تا ۸۰ درصد کاهش دهد [۳]. روش دیگر برای کاهش انتشار NOx تزریق بخار به محفظه احتراق توربین گاز است تا دمای گاز داغ حاصل از احتراق را کنترل کند و در نتیجه تشکیل NOx را در وهله اول کاهش دهد. دو گزینه برای تزریق بخار به محفظه احتراق توربین گاز وجود دارد: اولی استفاده از بخار از تاسیسات خدماتی و دومی تولید بخار با استفاده از مولد بخار بازیابی حرارتی (HRSG[۲۵]). HRSGها از گرمای موجود در گاز داغ حاصل از احتراق در اگزوز توربین گاز برای تولید بخار استفاده می‌کنند. ارزیابی اقتصادی برای هر سه گزینه ذکر شده انجام شده است و بهترین گزینه مشخص می‌شود.

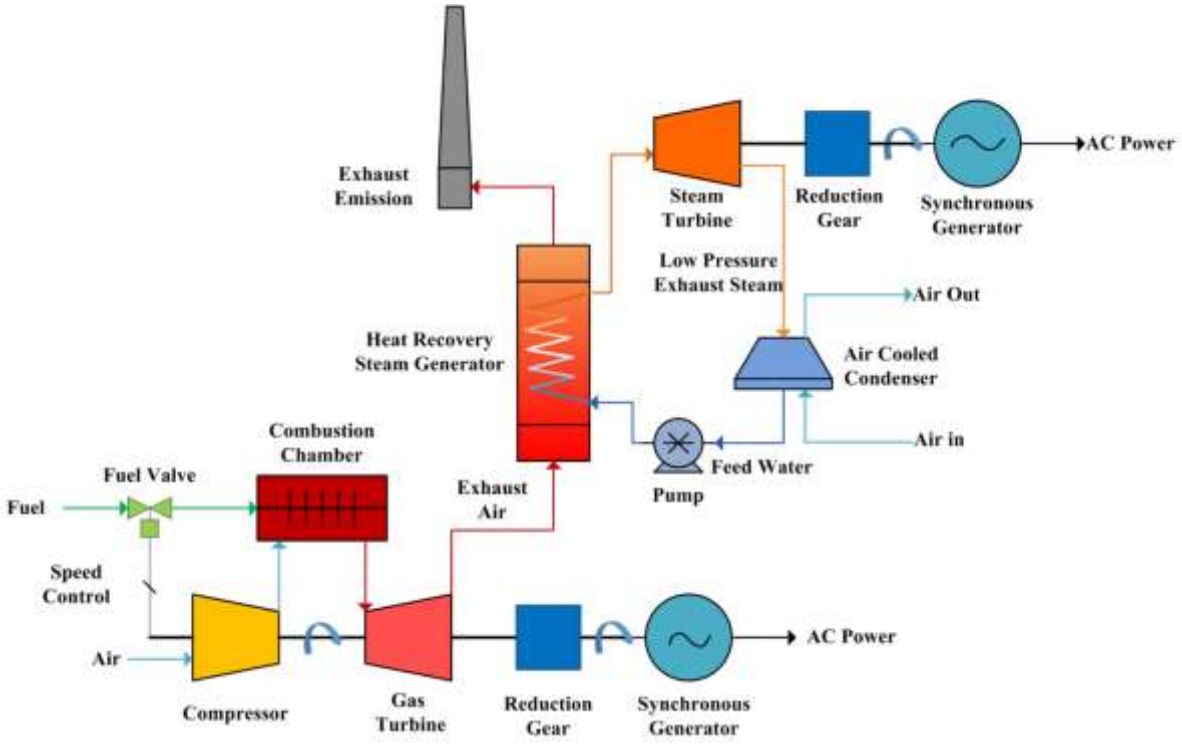
## ۴-۲-۲ سیکل ترکیبی توربین گاز

در یک توربین گازی سیکل ترکیبی، مقدار گرمای باقیمانده در گاز خروجی داغ از توربین گاز برای تولید بخار برای تولید و برق اضافی بازیابی می‌شود. در واقع، در سیکل ترکیبی، پس از چرخه توربین گاز، از یک سیکل دیگر، که معمولاً یک چرخه بخار بر اساس سیکل رانکین است، استفاده می‌شود. ژنراتورهای بخار (HRSG) برای تولید بخار از اگزوز داغ توربین گاز استفاده می‌شود و بخار حاصل در یک توربین بخار منبسط شده و الکتریسیته بیشتری تولید می‌کند. یک توربین گازی سیکل ترکیبی معمولی در شکل ۴-۲ نشان داده شده است.

---

24 Material factor

25 Heat Recovery Steam Generators




شکل ۴-۲. شماتیک یک توربین گازی سیکل ترکیبی معمولی.

مشابه چرخه توربین گاز، برای توربین گازی سیکل ترکیبی، دو حالت برای برخورد با گازهای فلر شامل مقادیر متفاوت $H_2S$ در نظر گرفته شده است. در حالت ۱، گاز ترش بدون هیچ‌گونه پیش‌تصفیه وارد توربین گاز موجود در سیکل ترکیبی می‌شود در این حالت، با توجه به نیاز به آلیاژهای مقاوم در برابر خوردگی برای ارزیابی هزینه‌های تجهیزات از عامل ماده استفاده می‌شود. علاوه بر این، در مورد سوزاندن گاز ترش در توربین گاز، یک اسکرابر SOx با استفاده از فرآیند سنگ آهک مرطوب برای حذف SOx موجود در اگزوز توربین گاز در نظر گرفته شده است [۲]. در مورد ۲، یک فرآیند شیرین‌سازی مبتنی بر آمین و یک واحد بازیابی گوگرد (SRU) قبل از توربین گازی سیکل ترکیبی در نظر گرفته می‌شود و هزینه‌های سرمایه و عملیاتی فرآیند شیرین‌سازی به عنوان بخشی از هزینه‌های چرخه توربین گاز ترکیبی در نظر گرفته می‌شود [۳].

## ۴-۲-۳سیکل موتور احتراق داخلی

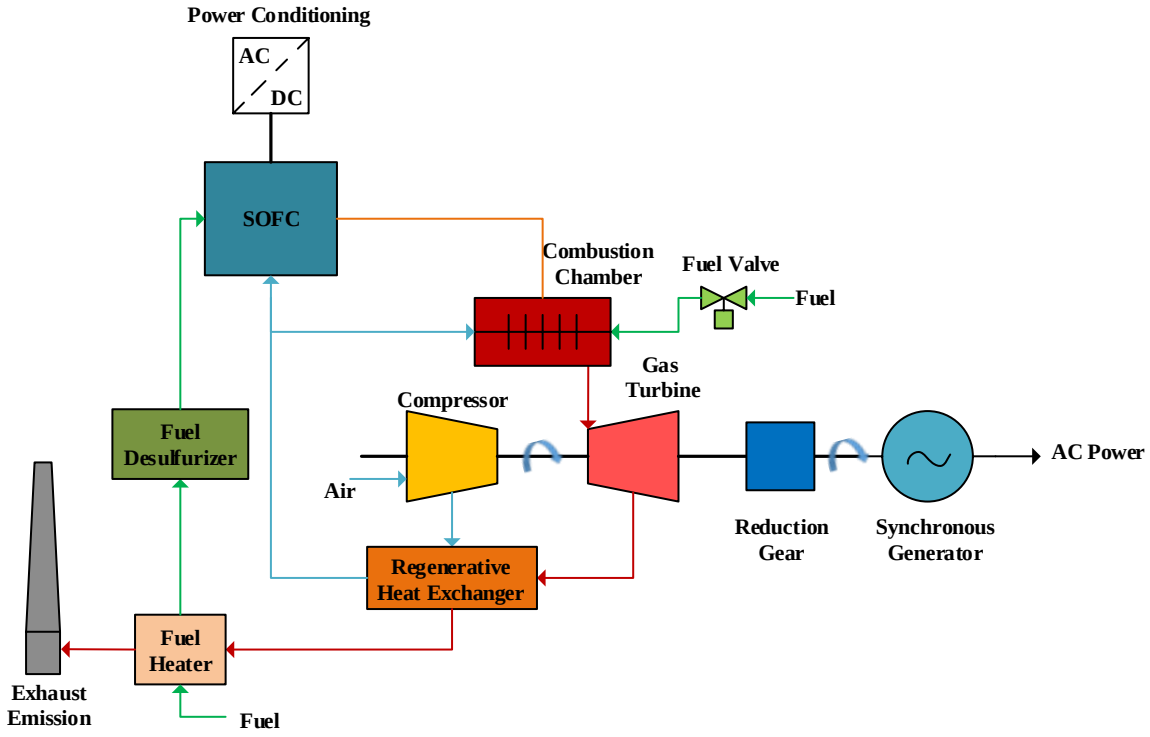
چرخه موتور احتراق داخلی (RICE) مشابه چرخه توربین گاز است، با این تفاوت که به جای توربین گاز، از موتور گازی برای تولید برق استفاده می‌شود. یک پیکربندی شماتیک از یک چرخه RICE در شکل ۴-۱ نشان داده شده است. موتور احتراق داخلی دارای چندین مزیت نسبت به توربین گاز است، از جمله راندمان تک چرخه بالاتر، کارکرد بار بخشی کارآمدتر، و عملکرد راه اندازی سریع. علاوه بر این، یک موتور احتراق داخلی یا گازی به فشار کمتری (نزدیک به ۶ بار) در مقایسه با توربین گاز نیاز دارد [۵].

موتورهای گازی در نظر گرفته شده در مطالعه حاضر، موتورهای Wartsila هستند که هر کدام دارای ظرفیت خروجی نامی خالص ۱۷ مگاوات هستند. بسته به مقدار جریان و گرمایش نمونه گاز فلر مورد مطالعه، تعداد واحدهای موتور گازی مورد نیاز تعیین می‌شود. هر موتور گازی یک موتور گازی چهار زمانه و با جرقه است که در چرخه اتو کار می‌کند. هر موتور شامل یک توربوشارژر با یک اینترکولر است که از انبساط گازهای داغ اگزوز برای به حرکت درآوردن کمپرسوری استفاده می‌کند که فشار و چگالی هوای ورودی به هر سیلندر را افزایش می‌دهد. توربوشارژر یک توربین/کمپرسور محوری است که توربین و کمپرسور گریز

از مرکز روی یک شفت نصب شده‌اند. اینترکولر با آب خنک کننده گرمای ایجاد شده از فشرده سازی هوای ورودی را حذف می-کند. توربوشارژ توان خروجی موتور را به دلیل ترکیب هوا/سوخت متراکم تر افزایش می دهد [۶].
برای این موتورها نیز همانند قبل دو حالت مختلف در سوزاندن گازهای ترش در نظر گرفته می‌شود. همچنین هر مجموعه ژنراتور موتور RICE از SCR و کاتالیزور اکسیداسیون واقع در سیستم اگزوز برای کنترل انتشار NOx و CO از تاسیسات استفاده می‌کند [۶]. هزینه‌های انتشار NOx و CO در ارزیابی‌های اقتصادی انجام شده برای چرخه RICE گنجانده شده است. موارد مختلف در نظر گرفته شده برای هر سناریو تولید برق در جدول ۱ فهرست شده است.

## ۴-۲-۴ سیکل پیل سوختی اکسید جامد/توربین گاز

استفاده از پیل سوختی اکسید جامد (SOFC) راه دیگری برای تولید نیرو از سوخت‌های هیدروکربنی است و می‌توان از آن برای اهداف بازیابی گازهای همراه و فلر استفاده کرد. SOFCها می‌توانند طیف وسیعی از سوخت‌های هیدروکربنی را مدیریت کنند. SOFC با داشتن دمای عملیاتی بالا در حدود ۱۰۰۰ درجه سانتی‌گراد، مقدار قابل توجهی گرمای اتلاف تولید می‌کند که می‌تواند با تولید آب گرم، بخار یا الکتریسیته اضافی از طریق یک چرخه ته‌نشینی به منظور افزایش کارایی سیستم بازیابی شود [۷]. در این مطالعه، یک SOFC/GT ترکیبی در نظر گرفته شده است. شماتیک یک کارخانه معمولی SOFC/GT در شکل ۴-۳ نشان داده شده است.




شکل ۴-۳. شماتیک یک کارخانه معمولی SOFC/GT.

در یک SOFC، سلول با دو الکترود متخلخل با یک الکترولیت در وسط ساخته شده است. هوا در امتداد کاتد جریان دارد. هنگامی که یک مولکول اکسیژن با رابط کاتد/الکترولیت تماس می‌گیرد، به طور کاتالیزوری چهار الکترون از کاتد می‌گیرد و به دو یون اکسیژن تقسیم می‌شود. یون‌های اکسیژن در مواد الکترولیت پخش می‌شوند و به سمت دیگر سلول که در آنجا با آند مواجه می‌شوند، مهاجرت می‌کنند. یون‌های اکسیژن در فصل مشترک آند/الکترولیت با سوخت مواجه می‌شوند و به طور

کاتالیزوری واکنش نشان می‌دهند و آب، دی‌اکسیدکربن، گرما و مهمتر از همه الکترون‌ها را تولید می‌کنند. الکترون‌ها از طریق آند به مدار خارجی منتقل می‌شوند و به کاتد برمی‌گردند و منبع انرژی الکتریکی مفیدی را در مدار خارجی فراهم می‌کنند. دو پیکربندی برای SOFC امکان پذیر است: طراحی مسطح و طراحی لوله‌ای.
سوخت تغذیه به SOFC ابتدا باید پردازش شود. اگر خوراک حاوی گوگرد باشد، باید قبل از ورود به سیستم SOFC حذف شود زیرا گوگرد کاتالیزورهای اصلاح سوخت را مسموم می‌کند. از این رو، بر خلاف سناریوهای قبلی، استفاده از $H_2S$ حاوی گاز فلربرای تولید برق برای چرخه های SOFC/GT در نظر گرفته نمی‌شود.

جدول ۴-۱. موارد مختلف در نظر گرفته شده برای سناریوهای تولید برق مورد بررسی.

| |
|---|
| Gas Turbine Cycle:<br>• Case 1:<br>- Burning sour feed- $SO_x$ scrubber in the GT exhaust<br>- $NO_x$ emission reduction using Selective Catalytic Reduction in the GT exhaust<br>• Case 2:<br>- Burning sour feed- $SO_x$ scrubber in the GT exhaust<br>- $NO_x$ emission reduction using steam injection to GT, steam generation using HRSG<br>• Case 3:<br>- Burning sour feed- $SO_x$ scrubber in the GT exhaust<br>- $NO_x$ emission reduction using steam injection to GT, steam from utility services<br>• Case 4:<br>- Amin-based sweetening process and a Sulfur Recovery Unit (SRU) considered before the GT<br>- $NO_x$ emission reduction using Selective Catalytic Reduction in the GT exhaust<br>• Case 5:<br>- Amin-based sweetening process and a Sulfur Recovery Unit (SRU) considered before the GT<br>- $NO_x$ emission reduction using steam injection to GT, steam generation using HRSG<br>• Case 6:<br>- Amin-based sweetening process and a Sulfur Recovery Unit (SRU) considered before the GT<br>- $NO_x$ emission reduction using steam injection to GT, steam from utility services |
| Combined Cycle Gas Turbine:<br>• Case 1: Burning sour feed- $SO_x$ scrubber in the CCGT exhaust<br>• Case 2: Amin-based sweetening process and a Sulfur Recovery Unit (SRU) considered before the CCGT |
| Reciprocating Internal Combustion Engine Cycle:<br>• Case 1: Burning sour feed- $SO_x$ scrubber in the RICE exhaust<br>• Case 2: Amin-based sweetening process and a Sulfur Recovery Unit (SRU) considered before the RICE cycle |

## ۴-۳ نتایج و بحث

در این بخش، نتایج اقتصادی و زیست‌محیطی به‌دست‌آمده برای نمونه‌های گاز همراه و فلر مورد مطالعه ارائه شده و به تفصیل مورد بحث قرار گرفته است. مشخصات نمونه‌های گازهای همراه و فلر بررسی شده در جدول ۴-۲ ارائه شده است.

### ۴-۳-۱ نتایج مطالعات اقتصادی

در انجام ارزیابی اقتصادی از مدارک IHS بهره گرفته شده است و ضریب جریان، درصد استهلاک، نرخ بهره، کل سال‌های عملیاتی و شاخص PEP در سال ۲۰۱۸ به ترتیب ۰/۹۵، ۵ درصد، ۱۸ درصد و ۲۰، ۱۲۱۱ در نظر گرفته شده است [۳ و ۱۶-۱۸]. قیمت گاز فلر نیز ۳ سنت برای هر متر مکعب گاز در نظر گرفته شده است.

جدول ۴-۲. مشخصات نمونه‌های گازهای همراه نفت و فلر بررسی شده

| | Associated Gas | | | | Gas Refinery | | Oil Refinery | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| **Conditions** | | | | | | | | |
| Temperature (°C) | 37.00 | 45.00 | 68.00 | 41.35 | 30.27 | 19.00 | 64.00 | 35.00 |
| Pressure (bar) | 1.08 | 5.00 | 5.00 | 1.20 | 8.00 | 1.00 | 1.03 | 2.00 |
| Flowrate (MMSCFD) | 4.00 | 24.00 | 65.00 | 99.24 | 4.18 | 13.61 | 1.72 | 9.03 |
| Heating Value (MMBTU/MSCF) | 1.05 | 1.62 | 1.28 | 1.26 | 0.94 | 0.61 | 1.15 | 0.69 |
| **Compositions (molar %)** | | | | | | | | |
| $CH_4$ | 85.47 | 66.74 | 66.26 | 64.24 | 91.00 | 62.53 | 19.16 | 17.00 |
| $C_2H_6$ | 9.16 | 13.11 | 13.02 | 15.82 | 3.46 | 0.36 | 9.24 | 3.30 |
| $C_3H_8$ | 3.48 | 6.31 | 6.26 | 8.81 | 0.95 | 0.06 | 12.56 | 4.50 |
| C4+ | 1.89 | 13.84 | 13.75 | 11.13 | 0.89 | 0.15 | 13.10 | 3.40 |
| $H_2O$ | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.94 | 0.06 | 0.00 | 0.04 | 0.00 |
| $H_2S$ | 0.00 | 0.71 | 0.70 | 1.27 | 0.00 | 5.38 | 2.82 | 0.70 |
| $CO_2$ | 0.33 | 0.00 | 0.00 | 2.05 | 0.44 | 29.54 | 0.00 | 0.40 |
| $N_2$ | 0.07 | 0.02 | 0.02 | 0.64 | 3.10 | 1.80 | 5.04 | 0.70 |
| $H_2$ | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 36.72 | 70.00 |

ارزیابی‌های اقتصادی چرخه توربین گاز و توربین گاز سیکل ترکیبی بر اساس هزینه‌های سرمایه و عملیاتی گزارش شده در گزارش IHS برای توربین گازی سیکل ترکیبی [۱۶] انجام می‌شود. با تخمین هزینه سیکل توربین بخار و کسر آن از هزینه سیکل ترکیبی، هزینه چرخه توربین گاز محاسبه می شود. لازم به ذکر است که برای مواردی که بخار تزریق شده به محفظه احتراق برای اهداف کاهش NOx با استفاده از HRSG تولید می‌شود، هزینه‌های سرمایه-گذاری و عملیاتی مربوط به HRSG نیز در نظر گرفته می‌شود. همانطور که در جدول ۴-۲ مشاهده می‌شود، نمونه-های ۱ و ۵ شیرین هستند و بنابراین نیازی به واحد شیرین‌سازی یا اسکرابر SOx در خروجی توربین گاز ندارند. برای تمام نمونه‌های دیگر درنظر گرفته شده که حاوی $H_2S$ هستند، case 6 (جدول ۴-۱) از نظر اقتصادی سودآورترین گزینه می‌باشد. در محاسبات، ظرفیت توان برق تولیدی بر اساس جریان HHV گاز فلر محاسبه می‌شود. برای چرخه توربین گاز و توربین گاز سیکل ترکیبی، فرض می‌شود که به ترتیب ۸۷ کیلووات و ۱۱۴ کیلووات توان از ۱ MMBtu/hr نمونه گاز فلر تولید می‌شود. قیمت برق برای محاسبات اقتصادی ۱۲۹,۳ USD/MWh در نظر گرفته شده است [۱۹]. به منظور به روز رسانی هزین‌های تجهیزات از سال مرجع گزارش تا سال ۲۰۱۸، از شاخص PEP استفاده شده است [۱۷]. از آنجایی که احتراق گازهای حاوی $H_2$ در توربین‌های گازی به فناوری احتراق بسیار پیشرفته نیاز دارد تا گاز را ایمن بسوزاند، برای نمونه‌های ۷ و ۸ که حاوی مقادیر قابل توجهی $H_2$ هستند، ضریب

ماده ۲,۵ برای توربین گاز در نظر گرفته می‌شود. . از سوی دیگر، برخی از فن‌آوری‌های پیشرفته از $H_2$ در توربین گاز به منظور کاهش انتشار NOx استفاده می کنند [۲۰]، بر این اساس برای نمونه‌های ۷ و ۸، هزینه‌های کاهش NOx حذف می‌شوند. نتایج اقتصادی بدست آمده برای سیکل توربین گاز و توربین گاز سیکل ترکیبی به ترتیب در جدول ۴-۳ و ۴-۴ ارائه شده است.

همانطور که در جدول ۴-۳ مشاهده می‌شود، برای ظرفیت‌های تولید برق کمتر از ۱۰۰ مگاوات، هزینه تراز انرژی[۲۶] برای چرخه توربین گاز بسیار بالا است و ارزش فعلی خالص برای این سناریو منفی است. برای ظرفیت‌های بالاتر از ۲۰۰ مگاوات، به نظر می‌رسد چرخه توربین گاز یک فرآیند تولید انرژی سودآور با زمان بازگشت کمتر از شش سال است.

جدول ۴-۳. پارامترهای اقتصادی برای چرخه توربین گازی ساده

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (MW) | 17 | 101 | 251 | 489 |
| Capital Cost (USD) | 54,473,676 | 253,959,989 | 509,011,098 | 842,411,897 |
| Operating Cost (USD/Y) | 8,438,055 | 40,561,068 | 83,803,269 | 132,393,706 |
| LCOE (USD/MWh) | 134.00 | 104.24 | 85.62 | 71.18 |
| Payback Time (Year) | -83.45 | 12.00 | 5.58 | 3.56 |
| NPV (USD) | -3,841,783 | 110,762,378 | 481,723,601 | 1,252,281,619 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (MW) | 16 | 31 | 8 | 22 |
| Capital Cost (USD) | 51,742,536 | 108,951,485 | 44,201,922 | 107,785,858 |
| Operating Cost (USD/Y) | 8,225,769 | 21,170,196 | 9,610,018 | 19,216,978 |
| LCOE (USD/MWh) | 137.75 | 158.66 | 274.83 | 213.77 |
| Payback Time (Year) | -47.14 | -14.18 | -4.67 | -6.93 |
| NPV (USD) | -6,187,769 | -41,588,975 | -50,601,199 | -83,402,501 |

همانطور که در جدول ۴-۴ مشاهده می‌شود، برای ظرفیت‌های تولید برق کمتر از ۵۰ مگاوات، ارزش فعلی خالص برای توربین گاز سیکل ترکیبی منفی است. استثنا برای نمونه ۱ و ۵ وجود دارد که ظرفیت پایینی دارند. از آنجایی که هزینه شیرین‌سازی برای این نمونه‌ها صفر است، به نظر می‌رسد با وجود ظرفیت کم، از نظر اقتصادی سودآور باشند. برای ظرفیت‌های بالاتر از ۱۰۰ مگاوات، توربین گاز سیکل ترکیبی گزینه مناسبی برای تولید برق از گاز فلر به نظر می‌رسد.

ارزیابی‌های اقتصادی چرخه موتور احتراق داخلی متقابل بر اساس هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی گزارش شده در گزارش EIA برای چرخه RICE انجام می‌شود [۶]. همانطور که در جدول ۴-۲ مشاهده می‌شود، نمونه‌های ۱ و ۵ شیرین هستند و بنابراین نیازی به شیرین کننده یا اسکرابر SOx در اگزوز موتور گازی ندارند. برای تمام نمونه های

[26] Levelized cost of energy (LCOE)

دیگر که حاوی $H_2S$ هستند، Case 2 از نظر اقتصادی سودآورترین گزینه بود. بر اساس گزارش EIA، نرخ حرارت اسمی برای چرخه RICE برابر 8500 Btu/kWh است، بنابراین ۱۱۷٫۶۵ کیلووات توان از ۱ MMBtu/hr نمونه گاز فلر تولید می‌شود. پارامترهای اقتصادی محاسبه شده در گزارش EIA بر اساس موتورهای Wartsila با ظرفیت خروجی ۱۷ مگاوات است. در ارزیابی اقتصادی انجام شده در این مطالعه برای چرخه‌های RICE، تعداد واحدهای موتور Wartsila مورد نیاز برای تولید برق و هزینه‌های مربوطه با تقسیم ظرفیت تولید برق گاز فلر بر ۱۷ محاسبه و ضرب هزینه‌های واحدهای ۱۷ مگاواتی در عدد محاسبه شده بصورت تخمینی بدست می‌آید. به منظور به روز رسانی هزینه‌های تجهیزات از سال مرجع گزارش تا سال ۲۰۱۸، از شاخص PEP استفاده شده است [۱۷]. از آنجایی که گازهای مخلوط با هیدروژن را می‌توان به آسانی به عنوان سوخت در یک موتور احتراق داخلی اصلاح نشده استفاده کرد [۲۱]، هیچ فاکتور ماده‌ای برای نمونه‌های ۷ و ۸ که حاوی $H_2$ هستند در نظر گرفته نمی‌شود. یک SCR و کاتالیزور اکسیداسیون در سیستم اگزوز موتور RICE برای کنترل انتشار NOx و CO در نظر گرفته شده است و هزینه‌های مربوطه در واحدهای چرخه RICE گنجانده شده است. نتایج اقتصادی به دست آمده برای چرخه RICE در جدول ۴-۵ ارائه شده است. همانطور که در جدول ۴-۵ مشاهده می‌شود، ارزش فعلی خالص برای چرخه موتور احتراق داخلی برای همه نمونه‌های گاز فلر مثبت است به جز نمونه ۷ که ظرفیت آن حداقل است. برای ظرفیت‌های بالاتر از ۱۰۰ مگاوات، RICE گزینه بسیار مناسبی برای تولید برق به نظر می‌رسد. علاوه بر این، برای نمونه‌های ۱ و ۵ که شیرین هستند، با وجود ظرفیت کم، زمان بازپرداخت کمتر از پنج سال است.

جدول ۴-۴. پارامترهای اقتصادی برای چرخه توربین گاز ترکیبی

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (MW) | 22 | 134 | 332 | 647 |
| Capital Cost (USD) | 53,000,907 | 271,718,632 | 534,001,940 | 873,097,294 |
| Operating Cost (USD/Y) | 7,750,061 | 41,824,776 | 85,596,615 | 134,241,840 |
| LCOE (USD/MWh) | 96.05 | 82.89 | 67.06 | 55.21 |
| Payback Time (Year) | 8.67 | 5.24 | 3.10 | 2.19 |
| NPV (USD) | 32,124,964 | 273,697,386 | 911,002,804 | 2,115,490,185 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (MW) | 21 | 42 | 10 | 29 |
| Capital Cost (USD) | 51,563,937 | 132,314,439 | 65,883,451 | 163,940,251 |
| Operating Cost (USD/Y) | 7,662,621 | 23,838,349 | 12,121,048 | 24,782,581 |
| LCOE (USD/MWh) | 100.65 | 140.24 | 284.03 | 227.51 |
| Payback Time (Year) | 10.48 | -34.93 | -4.95 | -6.85 |
| NPV (USD) | 25,817,117 | -21,039,330 | -71,200,421 | -128,280,126 |

جدول ۴-۵. پارامترهای اقتصادی برای چرخه موتور احتراق داخلی

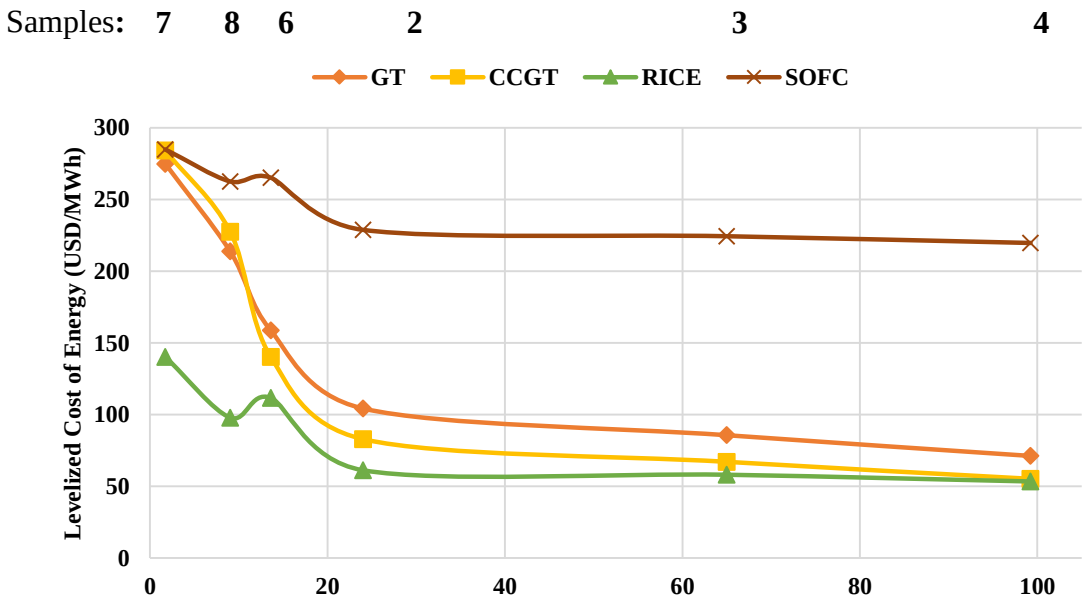
| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (MW) | 23 | 138 | 341 | 664 |
| Capital Cost (USD) | 37,700,852 | 184,484,517 | 434,119,355 | 806,635,730 |
| Operating Cost (USD/Y) | 5,241,973 | 35,689,645 | 83,616,421 | 144,378,677 |
| LCOE (USD/MWh) | 65.13 | 61.19 | 58.05 | 53.37 |
| Payback Time (Year) | 3.11 | 2.36 | 2.15 | 1.92 |
| NPV (USD) | 63,836,858 | 411,756,882 | 1,065,940,866 | 2,213,442,564 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (MW) | 21 | 43 | 10 | 30 |
| Capital Cost (USD) | 37,700,852 | 102,679,913 | 27,175,983 | 57,748,155 |
| Operating Cost (USD/Y) | 5,207,740 | 20,478,500 | 7,111,530 | 13,679,232 |
| LCOE (USD/MWh) | 69.46 | 111.59 | 140.21 | 97.88 |
| Payback Time (Year) | 3.57 | 16.32 | -28.65 | 7.35 |
| NPV (USD) | 55,658,759 | 33,183,760 | -5,002,164 | 41,425,141 |

جدول ۴-۶. پارامترهای اقتصادی برای سیکل سلول سوختی اکسید جامد/توربین گاز

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (MW) | 33 | 203 | 502 | 979 |
| Capital Cost (USD) | 216,064,840 | 1,330,070,151 | 3,259,954,349 | 6,299,220,394 |
| Operating Cost (USD/Y) | 19,287,717 | 117,557,015 | 279,359,045 | 517,917,288 |
| LCOE (USD/MWh) | 226.59 | 228.77 | 224.35 | 219.65 |
| Payback Time (Year) | -8.44 | -8.36 | -8.66 | -9.04 |
| NPV (USD) | -127,581,817 | -794,079,424 | -1,871,987,857 | -3,454,362,986 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (MW) | 31 | 63 | 15 | 44 |
| Capital Cost (USD) | 203,355,144 | 452,838,922 | 110,003,128 | 312,370,322 |
| Operating Cost (USD/Y) | 18,321,989 | 46,916,473 | 14,008,918 | 33,235,823 |
| LCOE (USD/MWh) | 228.77 | 265.15 | 284.87 | 262.53 |
| Payback Time (Year) | -8.31 | -6.72 | -5.83 | -6.72 |
| NPV (USD) | -122,152,053 | -342,366,257 | -96,451,759 | -235,916,188 |

ارزیابی اقتصادی پیل سوختی/توربین گازی اکسید جامد بر اساس هزینه‌های سرمایه و عملیاتی گزارش شده در گزارش IHS برای چرخه SOFC/GT انجام می‌شود [۱۸]. طراحی در نظر گرفته شده در اینجا مبتنی بر فناوری

شرکت برق زیمنس وستینگهاوس برای تولید ۲ مگاوات برق با یک نیروگاه هیبریدی لوله‌ای ثابت SOFC/GT است [۱۸]. بسته به مقدار جریان و گرمایش نمونه گاز فلر مورد مطالعه، تعداد واحدهای SOFC/GT مورد نیاز تعیین می‌شود. همانطور که قبلا ذکر شد، برای واحدهای SOFC، فرآیند شیرین‌سازی مبتنی بر آمین برای تمام نمونه‌های حاوی $H_2S$ در نظر گرفته شده است و هزینه‌های شیرین‌سازی نیز لحاظ می‌شود. بر اساس گزارش، فرض بر این است که با استفاده از یک سیکل SOFC/GT، توان ۱۷۳,۳۱ کیلووات از MMBtu/hr ۱ نمونه گاز فلر تولید می‌شود. هزینه‌های مربوطه برای چرخه SOFC/GT با تقسیم ظرفیت تولید برق گاز فلر بر دو و ضرب هزینه‌های واحدهای ۲ مگاواتی در عدد محاسبه شده بدست می‌آید. نتایج اقتصادی به دست آمده برای چرخه SOFC/GT در جدول ۴-۶ ارائه شده است. با توجه به پارامترهای اقتصادی ارائه شده در جدول ۵-۶، ارزش فعلی خالص در چرخه SOFC/GT برای همه نمونه‌ها منفی است زیرا هزینه تراز انرژی برای این سناریو قابل توجه است. این بدان دلیل است که، تعداد زیادی واحد ۲ مگاواتی برای تولید برق از نمونه‌های گاز فلر مورد نیاز است. به دلیل عدم بلوغ فناوری SOFC تاکنون برای ظرفیت‌های بالاتر توسعه نیافته است. بنابراین برای کاربردهای بازیابی گاز فلر مناسب نیست.




شکل ۴-۴. نمودار هزینه تراز شده انرژی سناریوهای مورد مطالعه در مقابل میزان جریان نمونه‌های گاز فلر

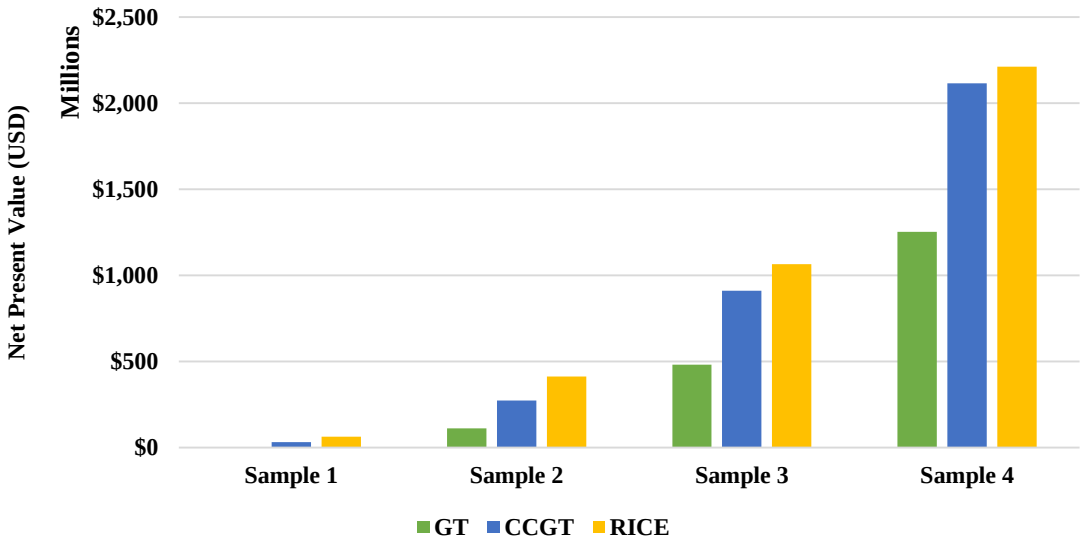
شکل ۴-۴ هزینه تراز انرژی محاسبه شده سناریوهای تولید برق مورد مطالعه در مقابل دبی نمونه‌ها را نشان می‌دهد. نمونه‌های گاز فلر شیرین (نمونه‌های ۱ و ۵) در این نمودار وجود ندارد. موارد زیر نکاتی است که می‌توان از شکل ۴-۴ نتیجه گرفت:

- سناریوهای SOFC/GT و RICE به ترتیب دارای بالاترین و کمترین مقدار هزینه تراز انرژی در بین فناوری‌های مختلف هستند.

- به طور کلی، هزینه تراز انرژی با افزایش دبی کاهش می‌یابد. با این حال، یک استثنا در نمودارهای RICE و SOFC/GT وجود دارد. علیرغم اینکه نرخ جریان نمونه ۶ بیشتر از نمونه ۸ است، افزایش هزینه تراز انرژی

بین نمونه‌های ۸ و ۶ مشاهده می‌شود. نمونه، که منجر به افزایش قابل توجهی در هزینه‌های شیرین‌سازی می‌شود. این افزایش هزینه تراز انرژی در نمونه ۶ را می‌توان به مقدار قابل توجه $H_2S$ (بیش از ۵۰۰۰۰ پی پی ام) در این نمونه نسبت داد که منجر به افزایش قابل توجه هزینه‌های شیرین‌سازی می‌شود. حال سوال اینجاست که چرا این روند در نمودارهای GT و CCGT مشاهده نمی‌شود. دلیل آن این است که هزینه شیرین‌سازی بالای نمونه ۶ با افزایش هزینه‌های سناریوهای GT و CCGT به دلیل وجود $H_2$ در نمونه ۸ جبران می‌شود، در حالی که در سناریوهای RICE و SOFC/GT این افزایش هزینه‌ها وجود ندارد. از این رو، روند کاهش هزینه تراز انرژی به عنوان نتیجه افزایش نرخ جریان برای GT و CCGT برقرار است.

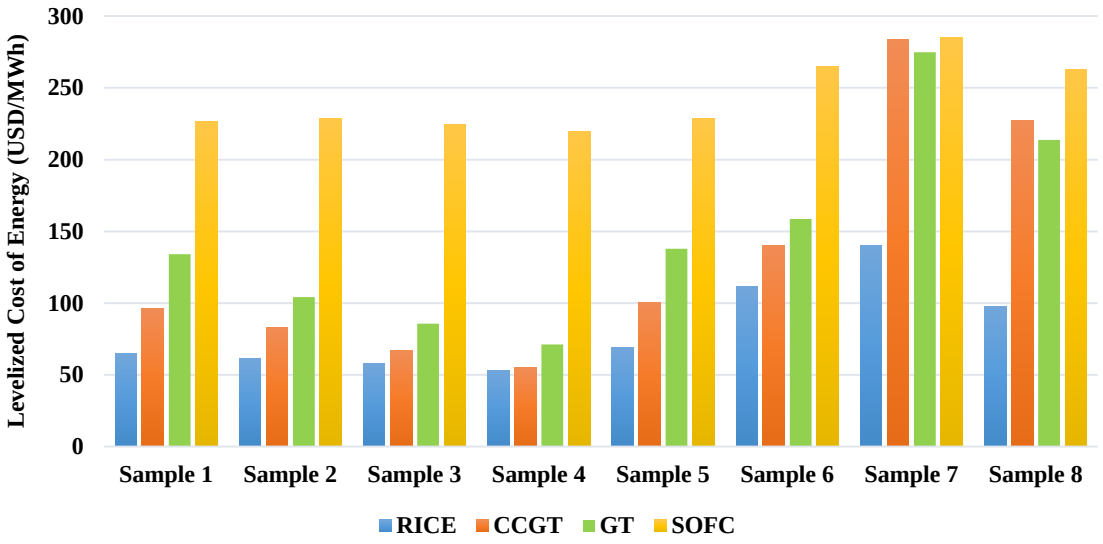
- در دو نمونه اول، نمودار CCGT بالای نمودار GT است. این احتمالاً به دلیل حذف ای کاهش NOx در GT به دلیل وجود $H_2$ در این دو نمونه است. در نمونه های باقی مانده، LCOE CCGTکمتر از GT است.
- •در حالی که در ابتدای نمودار (مقادیر دبی کمتر)، هزینه تراز انرژی برای CCGT بسیار بیشتر از RICE است، با افزایش دبی، نمودار هزینه تراز انرژی CCGT به RICE نزدیک می‌شود. برای بالاترین دبی (نمونه ۴)، ارزش تقریبا برابری دارند.
- • افزایش دبی به ترتیب بیشترین و کمترین تاثیر را بر روی نمودارهای CCGT و SOFC/GT دارد.




شکل ۴-۵. ارزش خالص فعلی محاسبه شده برای نمونه های گاز فلر

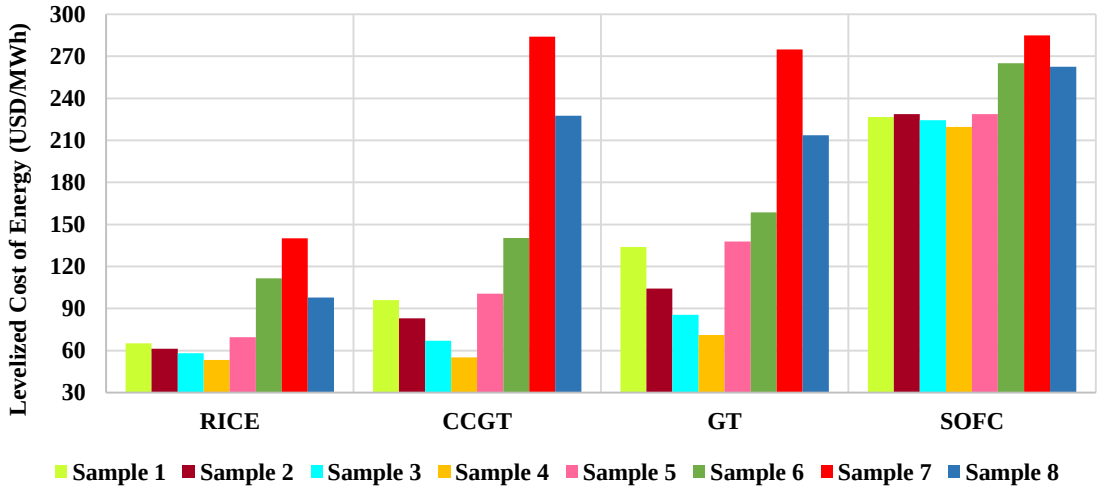
شکل ۴-۵ نمودار ارزش خالص فعلی[۲۷]های محاسبه شده برای نمونه‌های گاز مرتبط را نشان می‌دهد. از آنجایی که NPV محاسبه شده برای سناریوی GT نمونه ۱ و سناریوی SOFC/GT همه نمونه‌ها منفی بودند، آن‌ها در نمودار گنجانده نشده‌اند. برای تمام نمونه‌های گاز مرتبط، RICE و GT به ترتیب دارای بالاترین و کمترین NPV هستند.

27 Net present value (NPV)




شکل ۴-۶. نمودارهای هزینه تراز سناریوهای مختلف در نمونه‌های گاز فلر مورد مطالعه

رتبه‌بندی هزینه تراز شده برای نمونه‌های گاز فلر مورد مطالعه را می‌توان در نمودارهای ارائه شده در شکل ۴-۶ مشاهده کرد. در نمونه‌های ۱، ۲، ۳، ۴، ۵ و ۶ رتبه بندی هزینه تراز انرژی SOFC/GT > GT > CCGT > RICE است. در نمونه‌های ۷ و ۸، به دلیل وجود H2، در نتیجه حذف هزینه کاهش NOx برای GT، هزینه تراز انرژی CCGT بالاتر از GT است. در نمونه ۷ که کمترین دبی را در بین نمونه‌ها دارد، مقادیر هزینه تراز انرژی محاسبه شده برای سناریوهای GT، CCGT و SOFC/GT بسیار بالا و نزدیک است.




شکل ۴-۷. نمودارهای هزینه تراز انرژی نمونه‌های مختلف در سناریوهای مورد بررسی

از نمودارهای ارائه شده در شکل ۴-۷، رتبه‌بندی مقادیر هزینه تراز انرژی برای نمونه‌های مورد مطالعه در سناریوهای مختلف مشخص است. از نمودارها می‌توان دریافت که:

- در تمام سناریوها، نمونه ۷ دارای بالاترین هزینه تراز شده است، که احتمالاً به دلیل آن است که این نمونه حاوی $H_2S$ است و کمترین دبی را در بین نمونه‌های گاز فلر دارد. علاوه بر این، نمونه ۷ حاوی مقدار قابل توجهی $H_2$ است که هزینه توربین گازی را در سناریوهای GT و CCGT افزایش می‌دهد .
- نمونه ۴ کمترین هزینه تراز انرژی را در بین تمام نمونه‌ها دارد. می توان آن را به دبی بالای این نمونه نسبت داد.
- دومین و سومین مقادیر هزینه تراز انرژی در سناریوهای مختلف متفاوت است. در سناریوهای RICE و SOFC/GT، نمونه ۶ و پس از آن نمونه ۸ به ترتیب در رتبه‌های دوم و سوم از نظر هزینه تراز شده قرار دارند. برعکس، در سناریوهای GT و CCGT، این ترتیب برعکس برقرار است، که به دلیل وجود $H_2$ در نمونه ۸ و مواد گران قیمت مورد نیاز برای توربین‌های گاز مورد استفاده در سناریوهای GT و CCGT است که از هزینه شیرین‌سازی بالا در نمونه ۶ بیشتر است. از سوی دیگر، وجود $H_2$ در نمونه ۸ بر هزینه‌های RICE و SOFC/GT تأثیر نمی‌گذارد، بنابراین هزینه شیرین‌سازی بالای نمونه ۶ آن را به دومین نمونه گران قیمت در این سناریوها تبدیل می‌کند.
- در مقایسه با سناریوهای GT و CCGT، تفاوت در مقادیر هزینه تراز انرژی بین نمونه‌ها در سناریوهای RICE و SOFC/GT کمتر قابل توجه است. می‌توان نتیجه گرفت که RICE یک سناریوی اقتصادی سودمند برای تقریباً همه نمونه‌ها است. در حالی که RICE را می‌توان برای تولید برق از گازهای فلر با دبی و ترکیبات مختلف استفاده کرد، CCGT فقط برای گازهای فلر با دبی بالا مفید است.

### ۴-۳-۲ نتایج مطالعات زیست محیطی انتشار

نتایج حاصل از انتشار آلاینده‌های زیست محیطی برای فناوری‌های تولید برق به منظور مقایسه سناریوهای مختلف، در این بخش ارائه شده است. از آنجایی که نتایج بخش قبل نشان داد که، SOFC/GT از نظر اقتصادی گزینه‌ای جذاب برای تولید برق از گاز فلر نیست، این سناریو در ارزیابی محیطی گنجانده نشده است. اول، با فرض اینکه هیچ بازیابی انجام نشده و گازهای فلر سوزانده شده‌اند، انتشارات محیطی در جدول ۴-۷ فهرست شده است. میزان انتشار CO و NOx بر اساس فاکتورهای انتشار ارائه شده در دستورالعمل‌های AP-42 محاسبه شده است. آژانس حفاظت از محیط زیست [۱۴]. مقدار انتشار $CO_2$ با استفاده از ترکیب گاز فلر به همراه میزان انتشار CO محاسبه می‌شود. مقدار انتشار SOx بر اساس مقدار $H_2S$ موجود در گاز شعله ور محاسبه می شود.

انتشارات زیست محیطی از چرخه توربین گاز و توربین گاز سیکل ترکیبی در جداول ۴-۸ و ۴-۹ فهرست شده است. میزان انتشار CO و NOx بر اساس فاکتورهای انتشار ارائه شده در دستورالعمل‌های AP-42 ارائه شده توسط آژانس حفاظت از محیط زیست محاسبه شده است [۱۵]. مقدار انتشار $CO_2$ با استفاده از ترکیب گاز فلر و انتشار CO محاسبه می‌شود. مقدار انتشار SOx بر اساس مقدار $H_2S$ باقی‌مانده در گاز فلر پس از فرآیند شیرین‌سازی محاسبه می‌شود. انتشار در دو واحد مختلف ارائه می‌شود: کیلوگرم در ساعت، که نشان‌دهنده دبی خالص آلاینده منتشر شده به اتمسفر است، و کیلوگرم/کیلووات ساعت، که نشان‌دهنده نسبت آلاینده منتشر شده به توان تولید شده در چرخه است.

جدول ۴-۷. انتشار آلاینده‌های حاصل از سوختن گاز فلر در استک

| | Sample 1 | Sample 2 | Sample 3 | Sample 4 |
|---|---|---|---|---|
| **CO*** (Kg/hr) | 32 | 197 | 487 | 949 |
| **$CO_2$** (Kg/hr) | 6735 | 62949 | 170532 | 211797 |
| **$NO_x$**** (Kg/hr) | 5.95 | 36.15 | 89.47 | 174.33 |
| **$SO_x$** (Kg/hr) | 0 | 536 | 1450 | 4025 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| **CO** (Kg/hr) | 30 | 61 | 15 | 43 |
| **$CO_2$** (Kg/hr) | 6173 | 20968 | 3153 | 6486 |
| **$NO_x$** (Kg/hr) | 5.56 | 11.21 | 2.78 | 7.88 |
| **$SO_x$** (Kg/hr) | 0 | 2334 | 155 | 202 |

* Emission Factor: 0.37 lb/MMBtu [14]
** Emission Factor: 0.068 lb/MMBtu [14]

جدول ۴-۸. انتشارات زیست محیطی برای چرخه توربین گازی ساده

| | Sample 1 | | Sample 2 | | Sample 3 | | Sample 4 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh |
| **CO*** | 2.62 | 0.15 | 15.95 | 0.16 | 39.47 | 0.16 | 76.91 | 0.16 |
| **$CO_2$** | 6765 | 398 | 42508 | 421 | 104170 | 415 | 208130 | 426 |
| **$NO_x$**** | 27.99 | 1.65 | 170.12 | 1.68 | 421.02 | 1.68 | 820.35 | 1.68 |
| **$SO_x$** | 0.00 | 0.00 | 0.24 | 0.0024 | 0.63 | 0.0025 | 1.13 | 0.0023 |
| | **Sample 5** | | **Sample 6** | | **Sample 7** | | **Sample 8** | |
| | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh |
| **CO** | 2.45 | 0.15 | 4.94 | 0.16 | 1.23 | 0.15 | 3.48 | 0.16 |
| **$CO_2$** | 6201 | 388 | 12188 | 393 | 3163 | 395 | 6445 | 293 |
| **$NO_x$** | 26.17 | 1.64 | 52.74 | 1.70 | 7.86 | 0.98 | 22.26 | 1.01 |
| **$SO_x$** | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 0.0023 | 0.02 | 0.0023 | 0.11 | 0.0049 |

* Emission Factor: 0.03 lb/MMBtu [15]
** Emission Factor: 0.32 lb/MMBtu [15]

جدول ۴-۹. انتشارات زیست محیطی برای سیکل ترکیبی توربین گاز

| | Sample 1 | | Sample 2 | | Sample 3 | | Sample 4 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh |
| **CO*** | 2.62 | 0.12 | 15.95 | 0.12 | 39.47 | 0.12 | 76.91 | 0.12 |
| **$CO_2$** | 6765 | 307 | 42508 | 317 | 104170 | 314 | 208130 | 322 |
| **$NO_x$**** | 27.99 | 1.27 | 170.12 | 1.27 | 421.02 | 1.27 | 820.35 | 1.27 |
| **$SO_x$** | 0.00 | 0.00 | 0.24 | 0.0018 | 0.63 | 0.0019 | 1.13 | 0.0017 |
| | **Sample 5** | | **Sample 6** | | **Sample 7** | | **Sample 8** | |
| | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh |
| **CO** | 2.45 | 0.12 | 4.94 | 0.12 | 1.23 | 0.12 | 3.48 | 0.12 |
| **$CO_2$** | 6201 | 295 | 12188 | 290 | 3163 | 316 | 6445 | 222 |
| **$NO_x$** | 26.17 | 1.25 | 52.74 | 1.26 | 7.86 | 0.79 | 22.26 | 0.77 |
| **$SO_x$** | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 0.0017 | 0.02 | 0.0019 | 0.11 | 0.0037 |

* Emission Factor: 0.03 lb/MMBtu [15]
** Emission Factor: 0.32 lb/MMBtu [15]

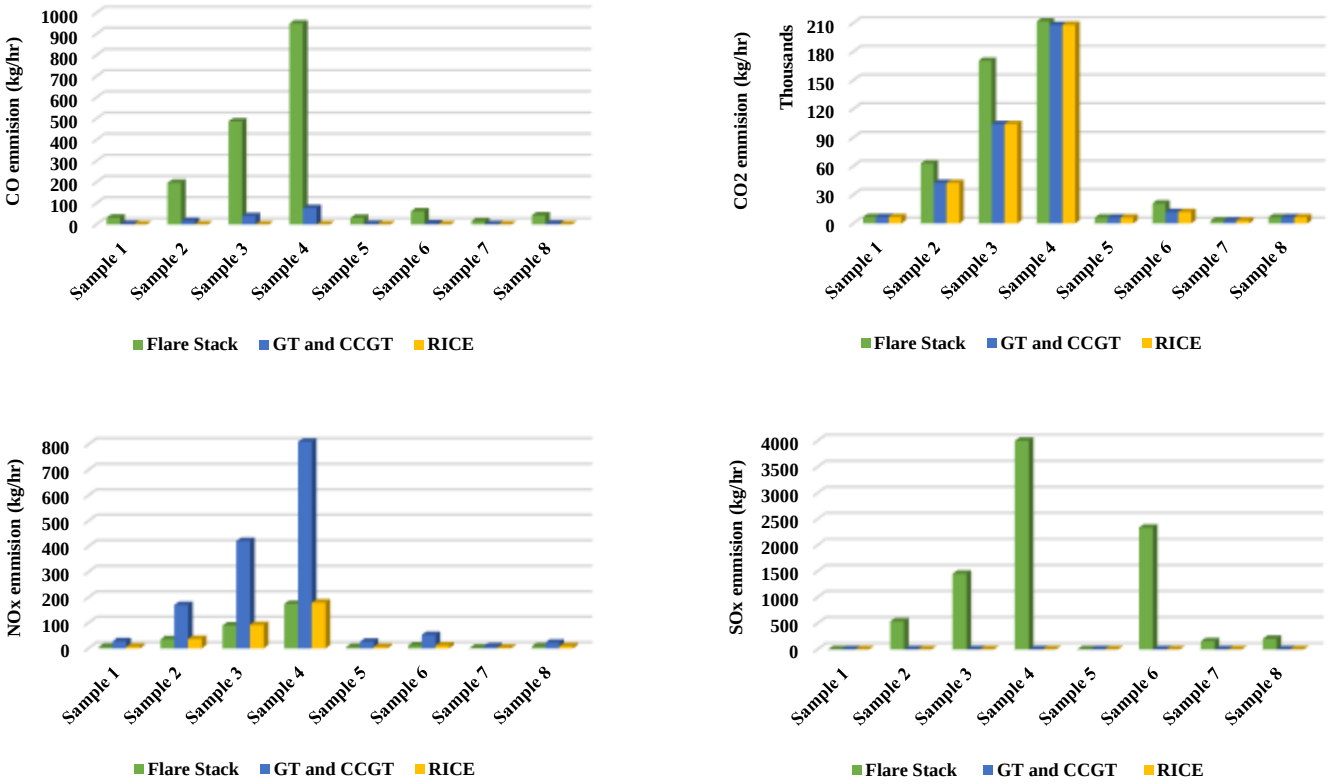
جدول ۴-۱۰. انتشارات محیطی برای چرخه موتور احتراق داخلی

| | Sample 1 | | Sample 2 | | Sample 3 | | Sample 4 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh |
| **CO** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **$CO_2$** | 6767 | 294 | 42524 | 308 | 104209 | 306 | 208207 | 314 |
| **$NO_x$*** | 6.12 | 0.27 | 37.21 | 0.27 | 92.10 | 0.27 | 179.45 | 0.27 |
| **$SO_x$** | 0.00 | 0.00 | 0.2438 | 0.0018 | 0.6283 | 0.0018 | 1.1265 | 0.0017 |
| | **Sample 5** | | **Sample 6** | | **Sample 7** | | **Sample 8** | |
| | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh | Kg/hr | Kg/KWh |
| **CO** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| **$CO_2$** | 6203 | 295 | 12192 | 284 | 3164 | 316 | 6448 | 215 |
| **$NO_x$** | 5.73 | 0.27 | 11.54 | 0.27 | 2.87 | 0.29 | 8.11 | 0.27 |
| **$SO_x$** | 0.00 | 0.00 | 0.0016 | 0.0016 | 0.0187 | 0.0019 | 0.1086 | 0.0036 |

* Emission Factor: 0.07 lb/MMBtu [6]

انتشارات زیست محیطی موتور احتراق داخلی در جدول ۴-۱۰ فهرست شده است. میزان انتشار $CO_2$ و NOx بر اساس فاکتورهای انتشار ارائه شده در گزارش EIA برای RICE محاسبه شده است [۶]. مقدار انتشار SOx بر اساس مقدار $H_2S$ باقی‌مانده در گاز فلر پس از فرآیند شیرین‌سازی محاسبه می‌شود. انتشار در دو واحد مختلف ارائه می‌شود:

کیلوگرم در ساعت که میزان جریان آلاینده منتشر شده به جو را نشان می‌دهد و کیلوگرم بر کیلووات ساعت که نسبت آلاینده منتشر شده به توان تولید شده در چرخه را نشان می‌دهد.



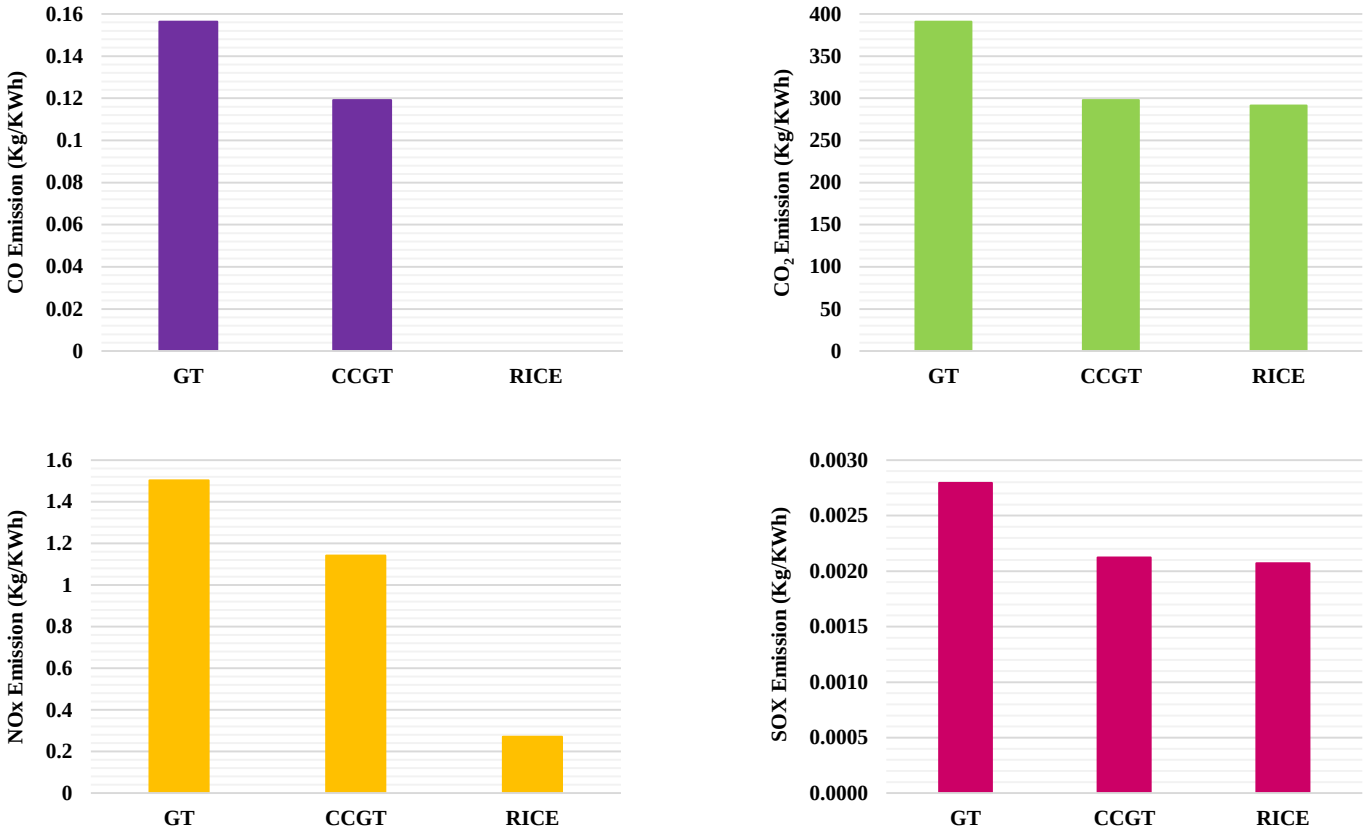

شکل ۴-۸. انتشارات زیست محیطی نمونه‌های گاز فلر در استک و سه سناریوی تولید برق ارزیابی شده

نتایج انتشارات محیطی در سناریوهای فلر استک و تولید برق در نمودارهای ارائه شده در شکل ۴-۸ نشان داده شده است. از نمودارها می‌توان دریافت که:

- تولید برق از گاز فلر منجر به کاهش قابل توجهی در انتشار SOx و CO می‌شود.
- انتشار $CO_2$ به میزان قابل توجهی با تولید برق کاهش نمی‌یابد.
- تولید برق با استفاده از سیکل توربین گاز و سیکل ترکیبی باعث افزایش انتشار NOx در مقایسه با استک می‌شود.
- در بین تمامی نمونه‌های گاز فلر، نمونه ۴ به دلیل دبی زیاد، بیشترین انتشار را دارد.
- هنگام رتبه‌بندی نمونه‌های گاز فلر از نظر انتشار CO، $CO_2$ و NOx، نمونه‌های ۳ و ۲ به ترتیب پس از نمونه ۴ مقام دوم و سوم را دارند.
- در رتبه‌بندی نمونه‌ها از نظر انتشار SOx، نمونه ۶ علیرغم داشتن دبی کمتر نسبت به نمونه‌های ۲ و ۳، رتبه دوم را بعد از نمونه ۴ دارد که به دلیل وجود مقدار قابل توجه $H_2S$ در نمونه ۶ است.

برای نشان دادن بهتر تفاوت سناریوهای مختلف تولید برق از نظر انتشارات محیطی، مقادیر متوسط انتشار آلاینده‌ها به ازای هر کیلووات ساعت توان تولیدی برای همه نمونه‌ها در نمودارهای نشان داده شده در شکل ۴-۹ آورده شده است. از شکل ۴-۹، می‌توان نتیجه‌گیری کرد که چرخه توربین گاز با داشتن ظرفیت تولید برق کمتر در مقایسه با RICE و CCGT، دارای مقادیر بیشتری از انتشار آلاینده به ازای هر کیلووات ساعت توان تولیدی است. نتایج حاصل

از انتشار گازهای گلخانه‌ای نشان می‌دهد که سناریوی RICE برای تولید برق از گاز فلر نیز از نظر انتشارات زیست محیطی عملکرد برتری دارد.




شکل ۴-۹. مقادیر انتشار آلاینده به ازای هر کیلووات ساعت توان تولیدی برای سناریوهای مختلف تولید برق.

## ۴-۴ جمع‌بندی

نتایج به‌دست‌آمده در تحقیق حاضر نشان می‌دهد که تولید برق از گاز فلر به طور بالقوه می‌تواند روشی مؤثر برای بازیابی گاز فلر باشد. با استفاده از این روش علاوه بر کاهش قابل توجه انتشار گازهای آلاینده، کسب سود اقتصادی قابل توجهی نیز قابل تصور است. بررسی روش‌های مختلف تولید برق بر روی نمونه‌های گاز فلر از منابع مختلف نشان داد که سود اقتصادی برای نمونه‌هایی با دبی بالاتر بسیار بیشتر است. همچنین ترکیب نمونه‌های گاز فلر عاملی اساسی در سودآوری اقتصادی روش‌های تولید برق است. اگر نمونه گاز فلر حاوی مقادیر قابل توجهی $H_2S$ باشد، هزینه‌های بالای فرآیند شیرین‌سازی یا استفاده از آلیاژهای مقاوم در برابر خوردگی در تجهیزات منجر به هزینه تراز انرژی بالاتر می‌شود و در نتیجه سودآوری را کاهش می‌دهد و زمان بازپرداخت هزینه سرمایه را در همه سناریوها افزایش می‌دهد. وجود $H_2$ در گاز فلر که در نمونه‌های گاز پالایشگاه‌های نفت ظاهر می‌شود، نیاز به تجهیزات توربین گازی خاص دارد که در برخی موارد، به‌ویژه در نمونه‌هایی با دبی پایین، سناریوهای GT و CCGT از نظر اقتصادی غیرممکن می‌سازد. همچنین نتایج نشان داد که به دلیل عدم بلوغ فناوری SOFC برای کاربرد در ظرفیت‌های بالا، سناریوی SOFC/GT گزینه مناسبی برای تولید برق از گاز فلر نیست. در میان سناریوهای مورد مطالعه، RICE نه تنها دارای هزینه تراز انرژی پایین‌تری برخلاف GT و CCGT، برای همه نمونه‌ها است، بلکه برای نمونه‌های گاز فلر شیرین با دبی کم نیز سودآور است. علاوه بر این، RICE نسبت به ترکیب گاز انعطاف پذیرتر است، زیرا می توان از

آن برای گازهای فلر حاوی $H_2$ بدون نیاز به هیچ گونه تغییری استفاده کرد. RICE همچنین در مقایسه با سایر سناریوها از نظر انتشار آلاینده‌ها عملکرد بهتری دارد. استنباط می‌شود که CCGT می‌تواند گزینه مناسبی برای تولید برق با استفاده از گازهای فلر با دبی بالا باشد. با این حال، RICE با داشتن راندمان، سودآوری و طول عمر بالاتر، انتشار کمتر و هزینه تعمیر و نگهداری و سازگاری بیشتر می‌تواند برای تولید برق از محدوده جریان و ترکیب گسترده‌تر گاز فلر استفاده شود.

## مراجع


[1] Paoli N. Simulation Models for Analysis and Optimization of Gas Turbine Cycles. Università di Pisa, 2009.
[2] Earl D. Oliver. SO2 Removal from Flue Gases, Supplement C, Process Economics Program, IHS Markit (SRI International), Report No. 63C.
[3] Agrawa A. Natural Gas Acid Gas Removal and Sulfur Recovery, Process Economics Program, IHS Markit Report 216A.
[4] Earl D. Oliver. NOx Removal, Process Economics Program, IHS Markit (SRI International), Report No. 200.
[5] https://www.power-eng.com/2016/11/17/turbines-vs-reciprocating-engines/#gref n.d.
[6] United States Energy Information Administration. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. United States Dep Energy 2016:1–201. doi:10.2172/784669.
[7] Zhang W. Simulation of Solid Oxide Fuel Cell-Based Power Generation Processes with CO 2 Capture. University of Waterloo, 2006.
[8] Smith RM. Fuel Cells for Vehicles and Power, Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), Report No. 243.
[9] Lacson J. Commercial Scale Cogeneration, Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), Report No. 181B. 2010.
[10] PEP Cost Index Upadate, Process Economics Program, IHS Markit, No. 97. n.d.
[11] https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/prices.php.
[12] Ansaldo Energia. https://www.ansaldoenergia.com/PublishingImages/Idrogeno/Ansaldo-Energia-H2.pdf.
[13] Premkartikkumar. SR PA. Effect of using hydrogen mixed gases as a fuel in internal combustion engines – A Review. Int J Innov Res Adv Eng 2015;2:27–31.
[14] United States Energy Information Administration. AP-42, Fifth Edition, Volume I Chapter 13: Miscellaneous Sources.
[15] United States Energy Information Administration. AP-42, Fifth Edition, Volume I Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources.
[16] Lacson J. Commercial Scale Cogeneration, Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), Report No. 181B. 2010.
[17] PEP Cost Index Upadate, Process Economics Program, IHS Markit, No. 97.
[18] Smith RM. Fuel Cells for Vehicles and Power, Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), Report No. 243.
[19] https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/prices.php
[20] Ansaldo Energia. https://www.ansaldoenergia.com/PublishingImages/Idrogeno/Ansaldo-Energia-H2.pdf
[21] Premkartikkumar. SR PA. Effect of using hydrogen mixed gases as a fuel in internal combustion engines – A Review. Int J Innov Res Adv Eng 2015;2:27–31.

# فصل ۵ مطالعات راهبردی و انتخاب گزینه مناسب در بخش پایین دستی و بالادستی

## ۵-۱ مقدمه

سوزاندن گاز فلر در حین استخراج نفت و در پالایشگاه‌های نفت و گاز منبع اصلی انتشار گازهای گلخانه‌ای (GHG) است که منجر به زیان اقتصادی قابل‌توجهی به دلیل هدر رفتن گازهایی می‌شود که عمدتاً دارای ارزش گرمایی بالایی هستند. به منظور جلوگیری از انتشار قابل توجه گازهای گلخانه‌ای و خسارات اقتصادی ناشی از سوزاندن این گازها، موضوع بازیافت گاز فلر به عنوان ضرورتی برای توسعه پایدار در صنایع نفت و گاز مورد توجه بسیاری از محققین قرار گرفته است، همچنین کاربرد صنعتی فن‌آوری‌های بازیابی گاز فلر به‌ویژه در کشورهای توسعه‌یافته آغاز شده است. با استفاده از بازیافت گاز فلر، می توان تقاضای انرژی و آب شیرین یک منطقه مسکونی را تامین کرد که منجر به سود اقتصادی قابل توجه و کاهش قابل توجهی در انتشار دی اکسید کربن می شود [۱].

همانطور که در فصل سوم توضیح داده شد، روش‌های مختلفی برای بازیابی و استفاده از گازهای فلر وجود دارد. روش اول استفاده از فرآیندهای افزایش فشار است که شامل فرآیند ساده و متداول استفاده از گاز فلر به عنوان گاز سوخت (پالایشگاه‌های نفت و گاز و مجتمع‌های پتروشیمی) یا بازگشت آن به جریان خوراک در بخش پایین دست (پالایشگاه‌های گاز و مجتمع‌های پتروشیمی) فشرده‌سازی و تزریق مجدد گازهای همراه به چاه‌های نفت برای اهداف ازدیاد برداشت نفت[۲۸] (EOR) است. پالایشگاه‌های مایع گاز طبیعی (NGL) را می‌توان یک روش جایگزین برای بازیافت گازهای همراه نفت و فلر در نظر گرفت که گازهای سبک را از مایعات جدا می‌کند و در درجه اول برای تهیه خوراک مجتمع‌های پتروشیمی استفاده می‌شود. گاز متان جدا شده را می‌توان برای تولید گاز طبیعی مایع (LNG) یا گاز طبیعی فشرده (CNG) استفاده کرد. سنتز سوخت از طریق فرآیند گاز به مایع (GTL) یا سنتز مواد شیمیایی مانند آمونیاک، اتیلن، متانول، دی متیل اتر (DME) و غیره، از دیگر راه‌های استفاده از گازهای همراه نفت و فلر هستند. آخرین اما نه کم اهمیت ترین روش در نظر گرفته شده، تولید برق یا فناوری گاز به سیم[۲۹] (GTW) است.

گازهای فلر به دو دسته بالادست و پایین دست تقسیم می‌شوند. گازهای فلر در بالادست شامل گازهاییی است که همراه با نفت در طول فرآیند استخراج نفت به سطح می‌آیند. اگر تسهیلات برای بهره‌برداری از آن در دسترس نباشد، این گازها ناگزیر سوزانده می‌شود. در فلرینگ پایین دست، برای تامین ایمنی فرآیند و تضمین شرایط عملیاتی قابل اطمینان در پالایشگاه نفت و گاز، گازهای اضافی این واحدها به شبکه گاز فلر هدایت شده و در فلر می‌سوزند. بسته به منبع گازهای فلر، مشخصات آن‌ها از نظر دبی، ترکیب و غیره متغیر است. از طرف دیگر، استفاده از فناوری‌های بازیابی و بکارگیری ذکر شده از نظر فنی و اقتصادی برای طیف گسترده مشخصات این گازها امکان پذیر نیست. در نتیجه، باید مناسب‌ترین فناوری برای بازیابی گاز فلر انتخاب شود. هنگام انتخاب بهترین فرآیند بازیافت و بهره برداری از گاز فلر، عوامل تصمیم گیری متفاوتی باید در نظر گرفته شوند، از جمله ترکیب گاز، هزینه‌های سرمایه و عملیاتی، قابلیت اطمینان، بلوغ فناوری، حمل و نقل به بازار، کربن و بهره وری انرژی و غیره [۲].

## ۲-۵ سناریوهای موجود

فن‌آوری‌های مورد بررسی در این فصل برای بازیابی و استفاده از فلر شامل فشرده‌سازی و تزریق مجدد گاز، پالایشگاه NGL، GTL، تولید مواد شیمیایی از جمله متانول و DME، فرآیند LNG و تولید برق است. فرآیندهای مورد بررسی

---

28 Enhanced oil recovery (EOR)

29 Gas to wire (GTW)

در فصل سوم بطور کامل شرح داده شده است و با توجه به نتایج فصل ۴ تولید برق تنها از طریق موتور احتراق داخلی در نظر گرفته شده است.

## ۳-۵ روش‌ها و محاسبات

برای انجام یک ارزیابی اقتصادی و محاسبه میزان انتشار $CO_2$ برای فناوری‌های بازیابی و بهره‌برداری از گاز فلر، ابتدا باید مقدار محصولات هر فرآیند برای نمونه‌های گاز محاسبه شود. برای انجام این کار، ابتدا فرآیندها با استفاده از نرم افزار Aspen HYSYS با توجه به داده‌های جمع‌آوری شده در پروژه قبلی، شبیه‌سازی شده است [۳]. مقادیر الکتریسیته تولید شده با استفاده از چرخه RICE برای نمونه‌های مختلف گاز فلر با استفاده از مقادیر گرمایش و دبی بالاتر نمونه‌ها محاسبه می‌شود. داده های گزارش اداره اطلاعات انرژی ایالات متحده (EIA) برای چرخه RICE برای محاسبه مگاوات ساعت تولید شده برای هر نمونه گاز فلر استفاده شده است [۴]. مشخصات نمونه‌های مختلف گاز فلر در نظر گرفته شده در این مطالعه در جداول ۵-۱ و ۵-۲ ارائه شده است.

جدول ۵-۱. جدول ۳. مشخصات نمونه‌های گاز همراه

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Temperature (ºC)** | 15.00 | 46.90 | 37.00 | 33.74 | 82.00 | 45.00 | 68.00 | 41.35 |
| **Pressure (bar)** | 10.13 | 4.60 | 1.08 | 2.21 | 1.43 | 5.00 | 5.00 | 1.20 |
| **Flowrate (MMSCFD)** | 1.47 | 2.27 | 4.00 | 11.27 | 19.60 | 24.00 | 65.00 | 99.24 |
| **Heating value (MMBTU/MSCF)** | 0.93 | 1.67 | 1.16 | 1.21 | 1.03 | 1.17 | 1.07 | 1.37 |
| | **Compositions (molar %)** | | | | | | | |
| **$CH_4$** | 83.25 | 54.59 | 85.47 | 72.81 | 60.94 | 66.74 | 66.26 | 64.24 |
| **$C_2H_6$** | 4.40 | 15.70 | 9.16 | 10.35 | 8.95 | 13.11 | 13.02 | 15.82 |
| **$C_3H_8$** | 1.30 | 12.79 | 3.48 | 5.93 | 4.55 | 6.31 | 6.26 | 8.81 |
| **C4+** | 2.36 | 14.25 | 1.89 | 4.21 | 4.22 | 13.84 | 13.75 | 11.13 |
| **$H_2O$** | 0.00 | 2.30 | 0.00 | 0.82 | 5.93 | 0.00 | 0.00 | 0.94 |
| **$H_2S$** | 1.90 | 0.06 | 0.00 | 0.79 | 0.70 | 0.71 | 0.70 | 1.27 |
| **$CO_2$** | 3.30 | 0.12 | 0.33 | 2.76 | 14.32 | 0.00 | 0.00 | 2.05 |
| **$N_2$** | 3.50 | 0.19 | 0.07 | 2.34 | 0.4 | 0.02 | 0.02 | 0.64 |
| **$H_2$** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

جدول ۵-۲. مشخصات نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه گاز و نفت، نمونه‌های ۹-۱۳: گاز فلر پالایشگاه گاز، نمونه‌های ۱۴-۱۶: گاز فلر پالایشگاه نفت.

| | Gas refinery | | | | | Oil refinery | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **Sample 9** | **Sample 10** | **Sample 11** | **Sample 12** | **Sample 13** | **Sample 14** | **Sample 15** | **Sample 16** |
| **Temperature (°C)** | 40.00 | 30.27 | 34.25 | 19.00 | 24.10 | 35 | 64.00 | 35.00 |
| **Pressure (bar)** | 1.00 | 8.00 | 2.03 | 1.00 | 1.05 | 2.00 | 1.03 | 2.00 |
| **Flowrate (MMSCFD)** | 0.85 | 4.18 | 10.38 | 13.61 | 18.00 | 0.39 | 1.72 | 9.03 |
| **Heating value (MMBTU/MSCF)** | 1.26 | 1.03 | 0.98 | 0.64 | 1.05 | 0.79 | 1.24 | 0.68 |
| | **Compositions (molar %)** | | | | | | | |
| **$CH_4$** | 75.69 | 91.00 | 75.11 | 62.53 | 87.36 | 23.90 | 19.16 | 17.00 |
| **$C_2H_6$** | 12.74 | 3.46 | 4.48 | 0.36 | 4.85 | 4.10 | 9.24 | 3.30 |
| **$C_3H_8$** | 5.87 | 0.95 | 1.70 | 0.06 | 1.79 | 4.00 | 12.56 | 4.50 |
| **C4+** | 3.72 | 0.89 | 2.69 | 0.15 | 1.19 | 5.70 | 13.10 | 3.40 |
| **$H_2O$** | 0.00 | 0.06 | 7.82 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.04 | 0.00 |
| **$H_2S$** | 0.00 | 0.00 | 2.31 | 5.38 | 0.10 | 7.20 | 2.82 | 0.70 |
| **$CO_2$** | 0.41 | 0.44 | 2.87 | 29.54 | 1.27 | 0.00 | 0.00 | 0.40 |
| **$N_2$** | 1.56 | 3.10 | 3.02 | 1.80 | 3.43 | 0.00 | 5.04 | 0.70 |
| **$H_2$** | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 55.10 | 36.72 | 70.00 |

Samples 9-13 are related to gas refineries.
Samples 14-16 are related to oil refineries.

### ۵-۳-۱ارزیابی اقتصادی فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز

ارزیابی اقتصادی فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر (به جز تولید برق با استفاده از RICE) بر اساس هزینه‌های گزارش‌شده در گزارش‌های IHS انجام می‌شود. فرآیندهای EOR و NGL با استفاده از فرآیند مایعات گاز طبیعی با انبساط توربو ارزیابی شده‌اند [۵]. فرآیند Sasol ATR برای بررسی فرآیند GTL در نظر گرفته شده است [۶،۷]. فرآیندهای تولید متانول به ترتیب با در نظر گرفتن فرآیند دو مرحله‌ای جانسون متی [۸] و فرآیند یکپارچه متانول-DME HALDOR TOPSOE [۹] بررسی می‌شوند. برای فناوری LNG، گاز طبیعی مایع شده توسط فرآیند مبرد مخلوط سه گانه [۱۰،۸] استفاده می‌شود. به عنوان یک مرحله پیش فرآورش برای نمونه‌های حاوی $H_2S$، حذف گاز اسیدی از گاز طبیعی توسط MDEA و حلال پیپرازین [۱۱] قبل از فرآیندهای بازیافت و بکارگیری در نظر گرفته می‌شود. اسناد IHS اطلاعات فنی و اقتصادی دقیقی را در مورد فرآیندها ارائه می‌دهد. هزینه‌های تجهیزات با افزایش یا کاهش هزینه‌های ارائه شده در گزارش‌های IHS با استفاده از توان‌های مربوطه محاسبه می‌شود. برای نمونه‌های حاوی $H_2S$، فرآیندهای شیرین‌سازی و بازیابی گوگرد نیز در هزینه‌های سرمایه و عملیات گنجانده شده است.

ارزیابی اقتصادی فرآیند تولید برق با استفاده از چرخه موتور احتراق داخلی بر اساس هزینه‌های سرمایه و عملیاتی گزارش شده در گزارش EIA برای چرخه RICE، انجام شده است [۴]. برای نمونه‌های حاوی بیش از ۱۰۰۰ ppm فرآیندهای شیرین‌سازی و بازیابی گوگرد $H_2S$ نیز در هزینه‌های تولید برق با استفاده از چرخه RICE بر اساس گزارش‌های IHS گنجانده شده است [۱۱].

به منظور به روز رسانی هزینه‌ها از سال مرجع گزارش، از شاخص PEP استفاده می‌شود. قیمت گاز فلر ۳ سنت برای هر متر مکعب گاز در نظر گرفته شده است. درصد استهلاک، نرخ بهره، کل سال‌های عملیاتی و شاخص فعلی PEP به ترتیب ۵، ۱۸، ۲۰ و ۱۲۱۱ در نظر گرفته شده است. ضریب مکان در نظر گرفته شده برای سرمایه گذاری‌ها ۱,۱۴ در نظر گرفته شده است که برای خاورمیانه است. [۱۲]. معادلات مورد استفاده در این مطالعه برای محاسبه پارامترهای اقتصادی در پیوست ج ارائه شده است. قیمت محصولات فناوری‌های بازیافت و استفاده از گاز فلر که برای ارزیابی‌های اقتصادی استفاده می‌شود در جدول ۵-۳ ارائه شده است.

جدول ۵-۳. لیست قیمت محصولات فن‌آوری‌های بازیابی و بکارگیری از گاز فلر

| Product | Price |
|---|---|
| EOR* | 87 |
| NGL* | 153 |
| GTL* | 753 |
| MeOH* | 398 |
| DME* | 645 |
| LNG* | 449 |
| Electricity** | 129 |

* Cost unit: (USD/T) [۱۳]

** Cost unit: (USD/MWh) [۱۴]

## ۵-۳-۲ محاسبه انتشار $CO_2$ برای فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر

با توجه به اینکه انتشار گازهای گلخانه‌ای به ویژه $CO_2$ یکی از مشکلات عمده سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر است، کاهش انتشار $CO_2$ مزیت مهم فن‌اوری‌های بازیابی و استفاده از گازهای فلر می‌باشد. در مطالعه حاضر، برای ارزیابی و مقایسه فن‌آوری‌ها از نظر اثرات زیست‌محیطی، مقادیر انتشار $CO_2$ برای فن‌آوری‌های بازیابی و بهره‌برداری از گاز فلر محاسبه می‌شود.

مقادیر انتشار $CO_2$ در استک برای نمونه‌های مختلف گازهای همراه نفت و فلر با استفاده از ترکیب نمونه‌های گاز محاسبه می‌شود. فرض بر این است که تمام کربن‌های موجود در گاز به CO و $CO_2$ در استک تبدیل می‌شوند. مقادیر انتشار CO با استفاده از عوامل انتشار موجود در دستورالعمل‌های AP-42 ارائه شده توسط آژانس حفاظت از محیط زیست [۱۵] محاسبه می‌شود. سپس، مقدار انتشار $CO_2$ با استفاده از ترکیب گاز فلر و انتشار $CO_2$ محاسبه شده در مرحله قبل محاسبه می‌شود.

برای محاسبه انتشار $CO_2$ در فرآیندهای فشرده‌سازی و تزریق مجدد، GTL، متانول، و تولید DME، ابتدا مقادیر آب و برق (برق و آب خنک‌کننده) مورد استفاده در این فرآیندها با شبیه‌سازی یا با استفاده از داده‌های موجود در گزارش های IHS محاسبه می‌شود. سپس مقادیر انتشار $CO_2$ با استفاده از مقادیر تاثیر گرمایش جهانی ارائه شده در [۱۶] محاسبه می‌شود. محاسبه انتشار $CO_2$ در فرآیندهای LNG و NGL با استفاده از فاکتورهای انتشار ارائه شده در حمیدزاده و همکاران انجام می شود [۱۷]. مقادیر انتشار $CO_2$ در فرآیند تولید برق با استفاده از RICE با استفاده از ترکیب نمونه‌های گاز فلر محاسبه می‌شود، با این فرض که تمام مول‌های کربن موجود در فلر و گازهای مربوطه در طول فرآیند تولید برق به $CO_2$ تبدیل می‌شوند.

لازم به ذکر است که از آنجایی که برای فرآیندهای تولید GTL، LNG متانول و DME، برخی مراحل پیش فرآورش لازم است تا ترکیب گازهای همراه نفا و فلر به مشخصات گاز طبیعی نزدیک شود، انتشار $CO_2$ فرآیند NGL نیز در محاسبات آن‌ها گنجانده شده است. در محاسبه انتشار $CO_2$ در فرآیندهای ذکر شده. برای نمونه‌های حاوی $H_2S$، انتشار $CO_2$ برای فرآیندهای شیرین سازی و بازیابی گوگرد نیز گنجانده شده است.

## ۵-۴ نتایج و بحث

این بخش نتایج اقتصادی و زیست‌محیطی به‌دست‌آمده برای شانزده نمونه گاز همراه نفت و فلر را به تفصیل ارائه و مورد بحث قرار می‌دهد.

### ۵-۴-۱ نتایج ارزیابی اقتصادی

پارامترهای اقتصادی محاسبه‌شده برای فناوری‌های بازیافت و استفاده از نمونه‌های گاز همراه نفت و فلر در جداول B1جداول ۵-۴ تا ۵-۱۰ ارائه شده است. در چندین مورد، مقادیر هزینه سالانه از درآمد سالانه فراتر می‌رود و سود سالانه، زمان بازپرداخت و NPV را منفی می‌نماید در برخی موارد، از آنجایی که هزینه‌های عملیاتی بیشتر از ارزش محصولات است، ارزش افزوده منفی است. در جداول ۵-۴ تا مقادیر منفی NPV، زمان بازپرداخت و ارزش افزوده گزارش نشده و با علامت (-) مشخص شده است.

در فرآیندهای NGL و LNG علاوه بر محصولات اصلی، محصولات جانبی نیز قابل فروش بوده و گاهاً سود قابل توجهی دارند. برای فرآیندهای NGL و LNG، دو مقدار برای هزینه تولید در جداول ۵-۵ و ۵-۹ ارائه شده است که یکی سود حاصل از فروش محصولات جانبی را در نظر می‌گیرد. در چند مورد خاص، مقادیر سود حاصل از فروش محصولات جانبی از هزینه تولید فراتر می‌رود و بهای تمام شده تولید را منفی می‌کند که در جداول ۵-۵ و ۵-۹ آمده است.

جدول ۵-۴. پارامترهای اقتصادی برای فرآیند فشرده سازی و تزریق مجدد

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (T/Y ) | 8,173 | 8,449 | 22,917 | 55,174 |
| Capital Cost (USD) | 1,800,275 | 1,329,019 | 2,726,189 | 7,120,054 |
| Operating Cost (USD/Y) | 3,611,627 | 3,876,902 | 6,620,758 | 13,689,219 |
| Production Cost (USD/T) | 483 | 488 | 311 | 272 |
| Payback Time (Year) | - | - | - | - |
| NPV (USD) | - | - | - | - |
| Added Value | - | - | - | - |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (T/Y ) | 80,352 | 107,479 | 291,088 | 432,857 |
| Capital Cost (USD) | 9,333,193 | 11,507,603 | 23,579,273 | 31,376,210 |
| Operating Cost (USD/Y) | 19,946,468 | 25,413,528 | 65,542,491 | 97,245,680 |
| Production Cost (USD/T) | 270 | 256 | 240 | 238 |
| Payback Time (Year) | - | - | - | - |
| NPV (USD) | - | - | - | - |
| Added Value | - | - | - | - |
| | **Sample 9** | **Sample 10** | **Sample 11** | **Sample 12** |
| Capacity (T/Y ) | 4,333 | 25,298 | 52,009 | 56,371 |
| Capital Cost (USD) | 821,738 | 2,927,295 | 6,823,543 | 7,230,928 |
| Operating Cost (USD/Y) | 2,837,419 | 7,042,091 | 12,945,588 | 14,527,610 |
| Production Cost (USD/T) | 690 | 300 | 273 | 282 |
| Payback Time (Year) | - | - | - | - |
| NPV (USD) | - | - | - | - |
| Added Value | - | - | - | - |
| | **Sample 13** | **Sample 14** | **Sample 15** | **Sample 16** |
| Capacity (T/Y ) | 104,900 | 622 | 2,286 | 10,376 |
| Capital Cost (USD) | 11,308,109 | 281,662 | 719,286 | 2,137,813 |
| Operating Cost (USD/Y) | 23,339,027 | 2,128,254 | 2,760,197 | 6,062,322 |
| Production Cost (USD/T) | 243 | 3509 | 1266 | 623 |
| Payback Time (Year) | - | - | - | - |
| NPV (USD) | - | - | - | - |
| Added Value | - | - | - | - |

جدول ۵-۵. پارامترهای اقتصادی برای فرآیند NGL.

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (T/Y) | 9,495 | 8,004 | 21,711 | 53,911 |
| Capital Cost (USD) | 10,565,173 | 5,824,482 | 5,610,332 | 35,020,125 |
| Operating Cost (USD/Y) | 7,831,605 | 3,807,387 | 6,432,199 | 18,817,972 |
| Production Cost (USD/T) | 1033 | 612 | 345 | 470 |
| Production Cost* (USD/T) | 946 | -174 | 212 | 216 |
| Payback Time (Year) | - | 0.52 | - | - |
| NPV (USD) | | 13,878,390 | - | - |
| Added Value | - | - | - | - |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (T/Y) | 87,114 | 112,060 | 325,770 | 383,067 |
| Capital Cost (USD) | 59,278,461 | 54,746,402 | 97,129,956 | 124,131,016 |
| Operating Cost (USD/Y) | 26,150,532 | 33,162,341 | 83,493,045 | 106,577,533 |
| Production Cost (USD/T) | 427 | 387 | 312 | 339 |
| Production Cost* (USD/T) | 161 | 90 | 60 | -87 |
| Payback Time (Year) | - | 6.04 | 2.53 | 1.02 |
| NPV (USD) | - | 37,319,589 | 160,971,658 | 488,020,718 |
| Added Value | - | - | - | - |
| | **Sample 9** | **Sample 10** | **Sample 11** | **Sample 12** |
| Capacity (T/Y) | 4,105 | 23,945 | 63,138 | 90,708 |
| Capital Cost (USD) | 2,374,264 | 4,727,602 | 32,545,380 | 55,319,949 |
| Operating Cost (USD/Y) | 2,801,767 | 6,830,579 | 19,892,151 | 26,312,027 |
| Production Cost (USD/T) | 791 | 322 | 411 | 404 |
| Production Cost* (USD/T) | 541 | 270 | 294 | 395 |
| Payback Time (Year) | - | - | - | - |
| NPV (USD) | - | - | - | - |
| Added Value | - | - | - | - |
| | **Sample 13** | **Sample 14** | **Sample 15** | **Sample 16** |
| Capacity (T/Y) | 117,733 | 1,010 | 2,128 | 22,693 |
| Capital Cost (USD) | 43,864,035 | 6,015,103 | 12,223,099 | 30,285,273 |
| Operating Cost (USD/Y) | 31,574,054 | 6,094,295 | 6,782,045 | 13,015,011 |
| Production Cost (USD/T) | 338 | 7143 | 4261 | 823 |
| Production Cost*(USD/T) | 262 | 6,512 | 2,428 | 180 |
| Payback Time (Year) | - | - | - | - |
| NPV (USD) | - | - | - | - |
| Added Value | - | - | - | - |

* Production cost considering the profit of selling byproducts.

جدول ۵-۶. پارامترهای اقتصادی برای سنتز سوخت توسط فرآیند GTL

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (T/Y) | 8,665 | 17,863 | 20,617 | 66,281 |
| Capital Cost (USD) | 26,464,124 | 31,632,946 | 35,073,114 | 103,868,591 |
| Operating Cost (USD/Y) | 10,166,216 | 8,870,487 | 10,099,281 | 29,838,247 |
| Production Cost (USD/T) | 1744 | 827 | 808 | 743 |
| Payback Time (Year) | - | - | - | 155.83 |
| NPV (USD) | - | - | - | 2,835,194 |
| Added Value | - | 0.52 | 0.54 | 0.67 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (T/Y) | 106,416 | 141,161 | 382,311 | 583,700 |
| Capital Cost (USD) | 156,355,154 | 173,807,993 | 334,460,764 | 468,876,057 |
| Operating Cost (USD/Y) | 42,867,484 | 55,404,770 | 137,741,383 | 206,501,827 |
| Production Cost (USD/T) | 677 | 623 | 524 | 504 |
| Payback Time (Year) | 19.41 | 9.44 | 3.82 | 3.22 |
| NPV (USD) | 41,747,772 | 96,732,210 | 463,712,232 | 769,938,220 |
| Added Value | 0.87 | 0.92 | 1.09 | 1.13 |
| | **Sample 9** | **Sample 10** | **Sample 11** | **Sample 12** |
| Capacity (T/Y) | 4,929 | 20,112 | 61,029 | 68,636 |
| Capital Cost (USD) | 12,517,333 | 34,452,541 | 98,210,550 | 129,505,174 |
| Operating Cost (USD/Y) | 4,965,569 | 10,011,329 | 28,044,980 | 32,217,655 |
| Production Cost (USD/T) | 1482 | 818 | 760 | 822 |
| Payback Time (Year) | - | - | - | - |
| NPV (USD) | - | - | - | - |
| Added Value | - | 0.51 | 0.64 | 0.60 |
| | **Sample 13** | **Sample 14** | **Sample 15** | **Sample 15** |
| Capacity (T/Y) | 105,871 | 2,121 | 10,124 | 53,140 |
| Capital Cost (USD) | 142,829,016 | 11,372,854 | 29,351,517 | 89,416,217 |
| Operating Cost (USD/Y) | 43,355,509 | 7,980,173 | 10,664,335 | 25,351,624 |
| Production Cost (USD/T) | 662 | 4764 | 1595 | 791 |
| Payback Time (Year) | 14.75 | - | - | - |
| NPV (USD) | 50,496,631 | - | - | - |
| Added Value | 0.84 | - | - | 0.58 |

جدول ۵-۷. پارامترهای اقتصادی برای تولید متانول

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (T/Y) | 21,085 | 43,469 | 50,171 | 161,289 |
| Capital Cost (USD) | 34,437,218 | 41,911,410 | 45,807,851 | 117,049,830 |
| Operating Cost (USD/Y) | 10,468,067 | 9,852,844 | 11,285,383 | 34,402,585 |
| Production Cost (USD/T) | 802 | 407 | 396 | 349 |
| Payback Time (Year) | - | - | 367.40 | 14.77 |
| NPV (USD) | - | - | 350,426 | 41,323,729 |
| Added Value | - | 0.76 | 0.77 | 0.87 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (T/Y) | 258,955 | 343,503 | 930,322 | 1,420,387 |
| Capital Cost (USD) | 168,746,419 | 184,667,861 | 326,303,528 | 425,887,284 |
| Operating Cost (USD/Y) | 50,401,049 | 65,508,798 | 165,685,904 | 249,345,336 |
| Production Cost (USD/T) | 316 | 291 | 244 | 232 |
| Payback Time (Year) | 7.98 | 5.03 | 2.27 | 1.80 |
| NPV (USD) | 111,221,941 | 193,878,198 | 761,304,863 | 1,253,878,179 |
| Added Value | 1.04 | 1.09 | 1.23 | 1.27 |
| | **Sample 9** | **Sample 10** | **Sample 11** | **Sample 12** |
| Capacity (T/Y) | 11,994 | 48,942 | 148,508 | 167,020 |
| Capital Cost (USD) | 18,863,617 | 45,109,048 | 111,369,204 | 142,684,259 |
| Operating Cost (USD/Y) | 4,991,031 | 11,160,077 | 32,220,757 | 36,956,213 |
| Production Cost (USD/T) | 710 | 400 | 357 | 381 |
| Payback Time (Year) | - | - | 18.32 | 49.87 |
| NPV (USD) | - | - | 31,561,183 | 14,238,654 |
| Added Value | - | 0.75 | 0.83 | 0.80 |
| | **Sample 13** | **Sample 14** | **Sample 15** | **Sample 16** |
| Capacity (T/Y) | 257,628 | 5,161 | 24,635 | 129,313 |
| Capital Cost (USD) | 155,239,410 | 15,735,377 | 37,807,650 | 102,459,283 |
| Operating Cost (USD/Y) | 50,848,734 | 7,797,900 | 11,074,117 | 28,943,812 |
| Production Cost (USD/T) | 310 | 2080 | 736 | 372 |
| Payback Time (Year) | 6.84 | - | - | 30.30 |
| NPV (USD) | 119,541,431 | - | - | 17,276,600 |
| Added Value | 1.02 | - | - | 0.78 |

جدول ۵-۸. پارامترهای اقتصادی برای تولید DME

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (T/Y) | 16,145 | 33,285 | 38,416 | 123,501 |
| Capital Cost (USD) | 37,868,281 | 49,740,884 | 54,913,621 | 145,480,481 |
| Operating Cost (USD/Y) | 10,494,989 | 9,908,345 | 11,349,441 | 34,608,520 |
| Production Cost (USD/T) | 1088 | 577 | 562 | 500 |
| Payback Time (Year) | - | 21.94 | 17.32 | 8.14 |
| NPV (USD) | - | 11,715,988 | 16,477,961 | 94,013,534 |
| Added Value | - | 1.17 | 1.18 | 1.30 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (T/Y) | 198,284 | 263,024 | 712,357 | 1,087,605 |
| Capital Cost (USD) | 212,431,821 | 240,772,836 | 468,949,587 | 598,501,248 |
| Operating Cost (USD/Y) | 50,731,684 | 65,947,386 | 166,873,746 | 251,158,896 |
| Production Cost (USD/T) | 456 | 422 | 357 | 334 |
| Payback Time (Year) | 5.67 | 4.10 | 2.29 | 1.77 |
| NPV (USD) | 197,777,793 | 310,538,416 | 1,086,564,535 | 1,795,648,287 |
| Added Value | 1.52 | 1.57 | 1.75 | 1.79 |
| | **Sample 9** | **Sample 10** | **Sample 11** | **Sample 12** |
| Capacity (T/Y) | 9,184 | 37,475 | 113,714 | 127,889 |
| Capital Cost (USD) | 20,457,936 | 53,982,134 | 137,708,282 | 172,044,383 |
| Operating Cost (USD/Y) | 5,006,346 | 11,222,566 | 32,410,373 | 37,169,465 |
| Production Cost (USD/T) | 961 | 569 | 511 | 542 |
| Payback Time (Year) | - | 18.85 | 9.05 | 13.06 |
| NPV (USD) | - | 14,857,963 | 79,914,486 | 68,881,167 |
| Added Value | 0.18 | 1.15 | 1.26 | 1.22 |
| | **Sample 13** | **Sample 14** | **Sample 15** | **Sample 16** |
| Capacity (T/Y) | 197,268 | 3,952 | 18,864 | 99,016 |
| Capital Cost (USD) | 198,724,818 | 15,985,385 | 41,950,410 | 125,604,921 |
| Operating Cost (USD/Y) | 51,177,675 | 7,804,490 | 11,105,572 | 29,108,919 |
| Production Cost (USD/T) | 448 | 2730 | 1004 | 531 |
| Payback Time (Year) | 5.10 | - | - | 11.12 |
| NPV (USD) | 205,629,917 | - | - | 59,168,848 |
| Added Value | 1.49 | - | 0.10 | 1.19 |

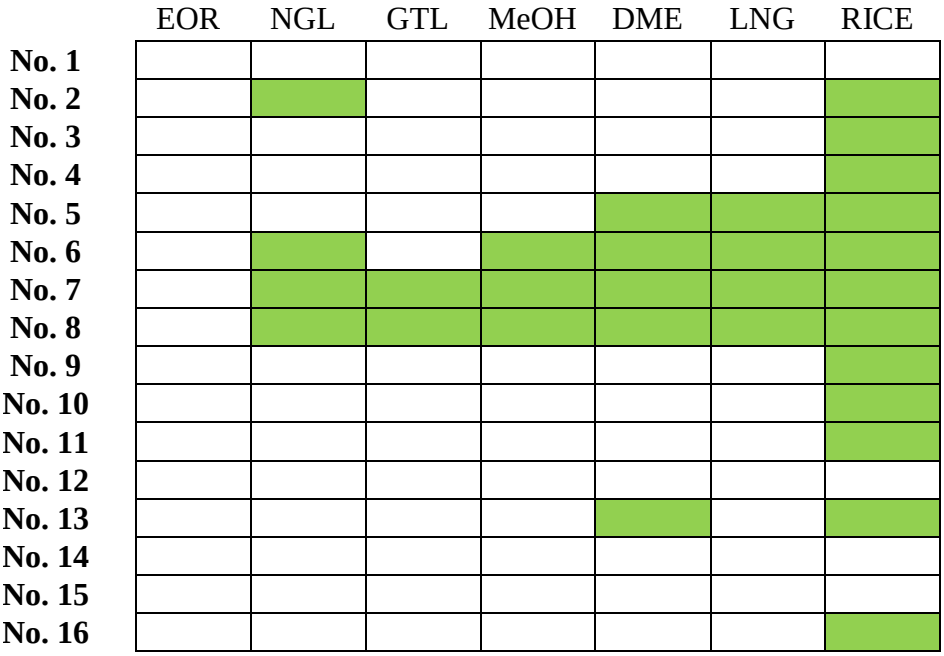
جدول ۵-۹. پارامترهای اقتصادی برای تولید LNG

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (T/Y) | 7,775 | 7,864 | 21,690 | 52,051 |
| Capital Cost (USD) | 24,207,806 | 24,389,112 | 47,160,772 | 83,309,556 |
| Operating Cost (USD/Y) | 4,502,456 | 4,731,677 | 6,301,738 | 10,716,634 |
| Production Cost (USD/T) | 1161 | 1181 | 697 | 505 |
| Production Cost* (USD/T) | 1,076 | 160 | 588 | 230 |
| Payback Time (Year) | - | 10.73 | - | 7.32 |
| NPV (USD) | - | 11,919,276 | - | 59,960,895 |
| Added Value | - | - | 0.54 | 1.18 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (T/Y) | 75,771 | 100,887 | 273,237 | 404,454 |
| Capital Cost (USD) | 106,338,816 | 128,088,410 | 244,774,521 | 315,849,823 |
| Operating Cost (USD/Y) | 14,904,481 | 18,107,361 | 43,095,666 | 62,962,248 |
| Production Cost (USD/T) | 459 | 417 | 325 | 302 |
| Production Cost* (USD/T) | 167 | -366 | -458 | -164 |
| Payback Time (Year) | 4.98 | 1.56 | 0.99 | 1.28 |
| NPV (USD) | 112,747,373 | 436,253,072 | 1,315,255,930 | 1,314,694,241 |
| Added Value | 1.28 | 1.50 | 1.84 | 1.88 |
| | **Sample 9** | **Sample 10** | **Sample 11** | **Sample 12** |
| Capacity (T/Y) | 4,078 | 24,098 | 49,443 | 53,861 |
| Capital Cost (USD) | 15,914,475 | 50,501,971 | 80,572,139 | 85,181,650 |
| Operating Cost (USD/Y) | 4,037,605 | 6,540,386 | 10,262,603 | 11,510,397 |
| Production Cost (USD/T) | 1719 | 663 | 512 | 509 |
| Production Cost* (USD/T) | 1,474 | 621 | 384 | 508 |
| Payback Time (Year) | - | - | 25.30 | - |
| NPV (USD) | - | - | 16,381,474 | - |
| Added Value | - | 0.65 | 1.16 | 1.10 |
| | **Sample 13** | **Sample 14** | **Sample 15** | **Sample 16** |
| Capacity (T/Y) | 99,763 | 585 | 2,090 | 9,742 |
| Capital Cost (USD) | 127,158,629 | 4,503,542 | 10,307,392 | 28,030,202 |
| Operating Cost (USD/Y) | 16,347,597 | 3,633,765 | 4,124,051 | 6,763,540 |
| Production Cost (USD/T) | 402 | 7653 | 2894 | 1232 |
| Production Cost* (USD/T) | 338 | 6,790 | 294 | 381 |
| Payback Time (Year) | 11.56 | - | 31.82 | 42.42 |
| NPV (USD) | 57,620,806 | - | 1,651,559 | 3,321,930 |
| Added Value | 1.74 | - | - | - |

* Production cost considering the profit of selling byproducts.

جدول ۵-۱۰. پارامترهای اقتصادی برای تولید برق توسط RICE

| | **Sample 1** | **Sample 2** | **Sample 3** | **Sample 4** |
|---|---|---|---|---|
| Capacity (MWh/Y) | 55,797 | 154,442 | 188,641 | 557,957 |
| Capital Cost (USD) | 15,109,048 | 20,578,387 | 25,135,050 | 96,905,631 |
| Operating Cost (USD/Y) | 5,931,822 | 3,260,772 | 4,362,366 | 19,643,772 |
| LCOE (USD/MWh) | 157 | 46 | 48 | 68 |
| Payback Time (Year) | - | 1.60 | 1.64 | 2.82 |
| NPV (USD) | - | 67,834,975 | 80,854,145 | 181,376,330 |
| Added Value | 0.22 | 5.12 | 4.59 | 2.67 |
| | **Sample 5** | **Sample 6** | **Sample 7** | **Sample 8** |
| Capacity (MWh/Y) | 826,518 | 1,146,484 | 2,837,301 | 5,528,464 |
| Capital Cost (USD) | 152,149,852 | 186,442,134 | 435,161,467 | 808,098,471 |
| Operating Cost (USD/Y) | 27,971,210 | 35,826,678 | 83,689,368 | 144,481,069 |
| LCOE (USD/MWh) | 68 | 62 | 58 | 53 |
| Payback Time (Year) | 3.01 | 2.40 | 2.16 | 1.93 |
| NPV (USD) | 266,152,143 | 409,105,772 | 1,064,529,581 | 2,211,461,640 |
| Added Value | 2.82 | 3.14 | 3.38 | 3.95 |
| | **Sample 9** | **Sample 10** | **Sample 11** | **Sample 12** |
| Capacity (MWh/Y) | 43,570 | 176,381 | 413,838 | 355,407 |
| Capital Cost (USD) | 5,805,386 | 23,501,588 | 76,736,864 | 93,484,128 |
| Operating Cost (USD/Y) | 984,439 | 4,213,791 | 16,792,365 | 19,834,795 |
| LCOE (USD/MWh) | 47 | 49 | 75 | 105 |
| Payback Time (Year) | 1.63 | 1.65 | 3.43 | 10.80 |
| NPV (USD) | 18,796,652 | 74,888,169 | 118,017,929 | 45,637,187 |
| Added Value | 4.72 | 4.41 | 2.19 | 1.32 |
| | **Sample 13** | **Sample 14** | **Sample 15** | **Sample 16** |
| Capacity (MWh/Y) | 770,705 | 12,622 | 86,929 | 249,989 |
| Capital Cost (USD) | 131,609,052 | 6,228,577 | 19,908,261 | 53,356,603 |
| Operating Cost (USD/Y) | 26,603,265 | 4,552,866 | 6,602,789 | 13,371,824 |
| LCOE (USD/MWh) | 66 | 453 | 119 | 93 |
| Payback Time (Year) | 2.72 | - | 21.69 | 5.94 |
| NPV (USD) | 255,546,120 | - | 4,840,177 | 47,372,417 |
| Added Value | 2.75 | - | 0.70 | 1.42 |



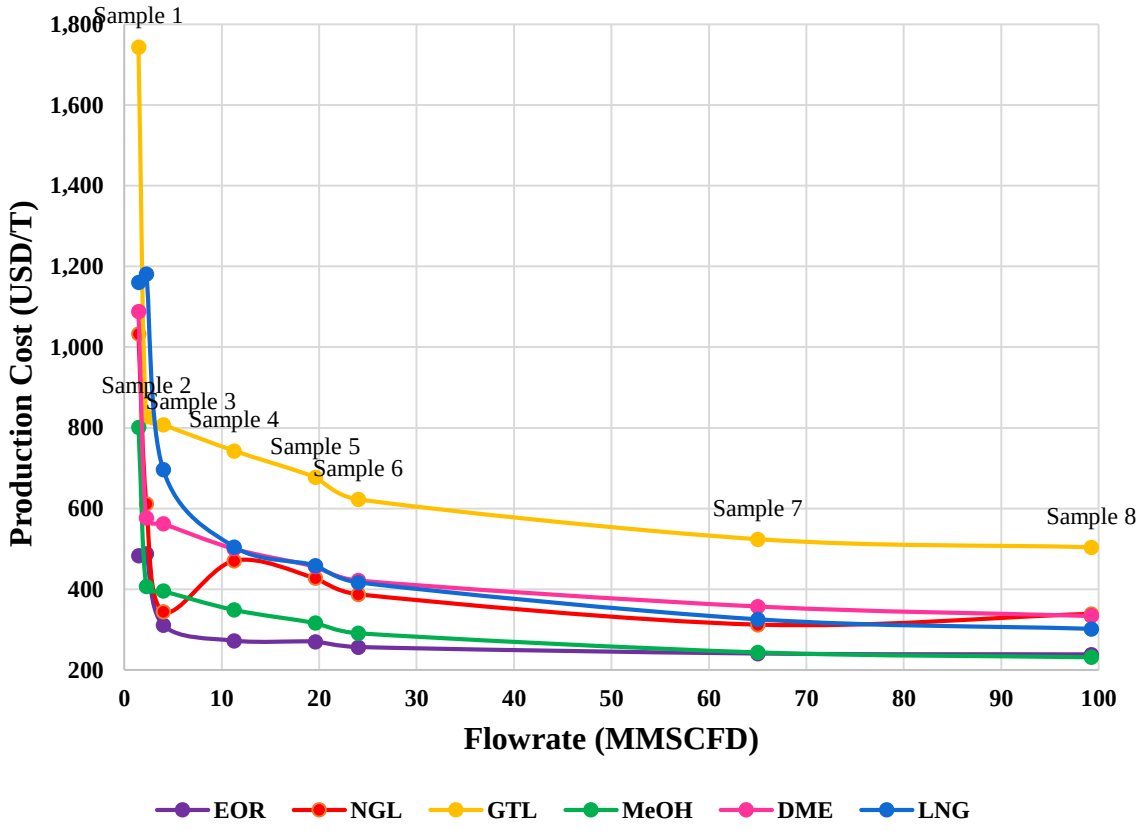

شکل ۵-۱. نمودار بقای اقتصادی برای فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر بررسی شده (رنگ های سبز نشان دهنده مواردی است که زمان بازپرداخت آن‌ها ۶ سال یا کمتر است)

در شکل ۵-۱ فن‌آوری‌های بازیابی و بکارگیری گاز فلر از نظر اقتصادی یرای نمونه‌های مختلف گاز فلر ارائه شده است. در این شکل، موارد با بازپرداخت ۶ سال و کمتر با رنگ سبز مشخص شده است. همانطور که در شکل ۵-۱ مشاهده می‌شود، فرآیند فشرده‌سازی و تزریق مجدد برای هیچ یک از نمونه‌های گازهای همراه نفت و فلر سودآور نیست. این فرآیند به چندین مرحله فشرده‌سازی نیاز دارد که باعث می‌شود هزینه تولید محصولات بسیار بالاتر از قیمت محصول باشد. بر اساس برخی مطالعات اخیر، استفاده از سیستم‌های اجکتور به جای کمپرسور می‌تواند هزینه این فرآیند را کاهش دهد و فرآیند فشرده‌سازی و تزریق مجدد به چاه را برای اهداف بازیابی گاز فلر سودآور کند [۱۸]

مطابق شکل ۵-۱، زمان بازپرداخت در هر فناوری مورد بررسی برای نمونه‌های ۱، ۱۲، ۱۴ و ۱۵ کمتر از شش سال نیست. در بین این نمونه‌ها، دبی نمونه‌های ۱، ۱۴ و ۱۵ کمتر از ۲ MMSCFD است که منجر به سود بسیار پایین می‌شود. آن‌ها همچنین حاوی مقدار نسبتاً بالایی از $H_2S$ هستند که منجر به هزینه‌های بالای شیرین‌سازی شده و سود را بیشتر کاهش می‌دهد. از طرف دیگر، نمونه ۱۲ دارای دبی نسبتاً بالایی است، اما مقدار قابل توجهی $H_2S$ در نمونه وجود دارد، که فرآیند شیرین‌سازی را بسیار پرهزینه می‌کند. در نتیجه، در هیچ یک از فن‌آوری‌های بازیابی و بکارگیری گاز فلر بررسی شده برای نمونه ۱۲، هزینه‌های شیرین‌سازی برای توجیه اقتصادی این فرآیند جبران نمی‌شود.

همچنین از شکل ۵-۱ می‌توان دریافت که فرآیند NGL برای نمونه‌های ۲، ۶، ۷ و ۸ زمان بازگشت سرمایه قابل قبولی دارد. همانطور که قبلاً ذکر شد، سود حاصل از فروش محصولات جانبی نیز برای ارزیابی اقتصادی فرآیند NGL در نظر گرفته شده است. . اگر به مشخصات نمونه‌های گاز فلر در جدول ۵-۱ دقت شود، مشاهده می‌شود که نه تنها دبی نمونه های ۶، ۷ و ۸ زیاد است، بلکه حاوی غلظت نسبتاً بالایی از اجزای C2+ هستند که باعث افزایش درآمد

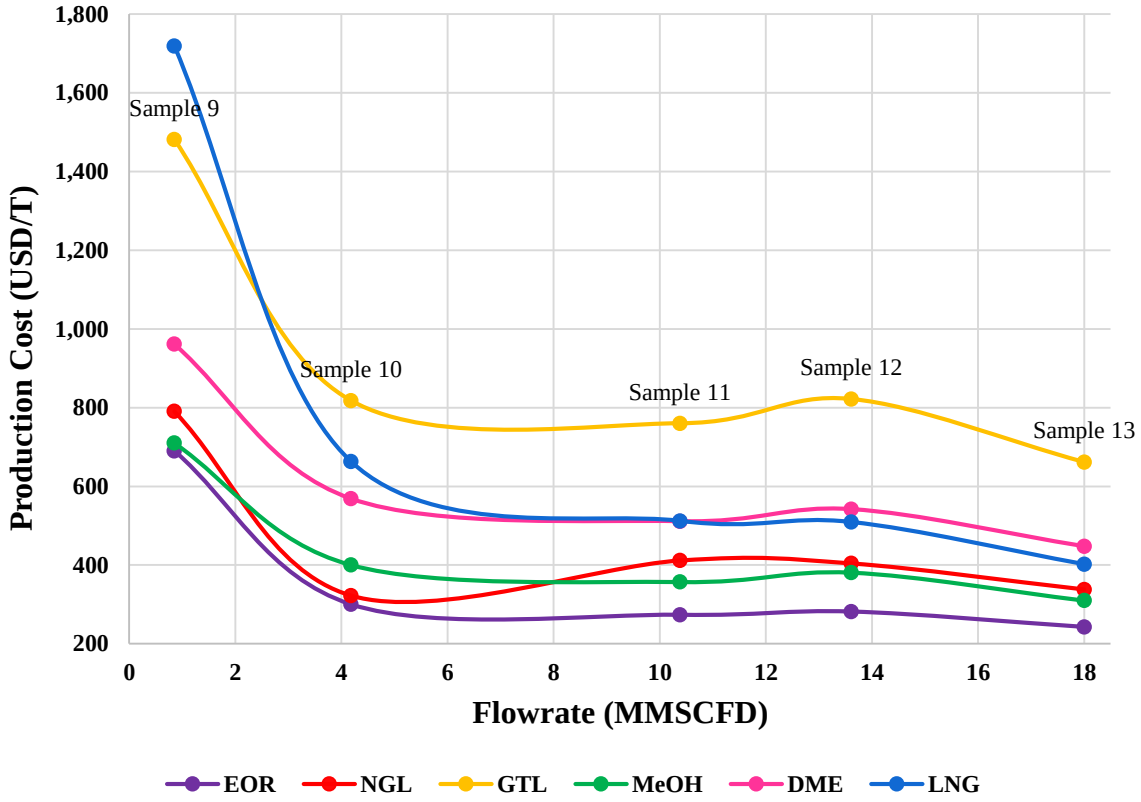
حاصل از قروش محصول جانبی و در نتیجه کاهش هزینه تولید و زمان بازگشت سرمایه شود. درصد بسیار بالای ترکیبات C2+ در نمونه ۲ که دبی پایینی دارد، باعث افزایش سود حاصل از فروش محصولات جانبی و جبران هزینه بالای تولید به دلیل دبی پایین این نمونه شده است.



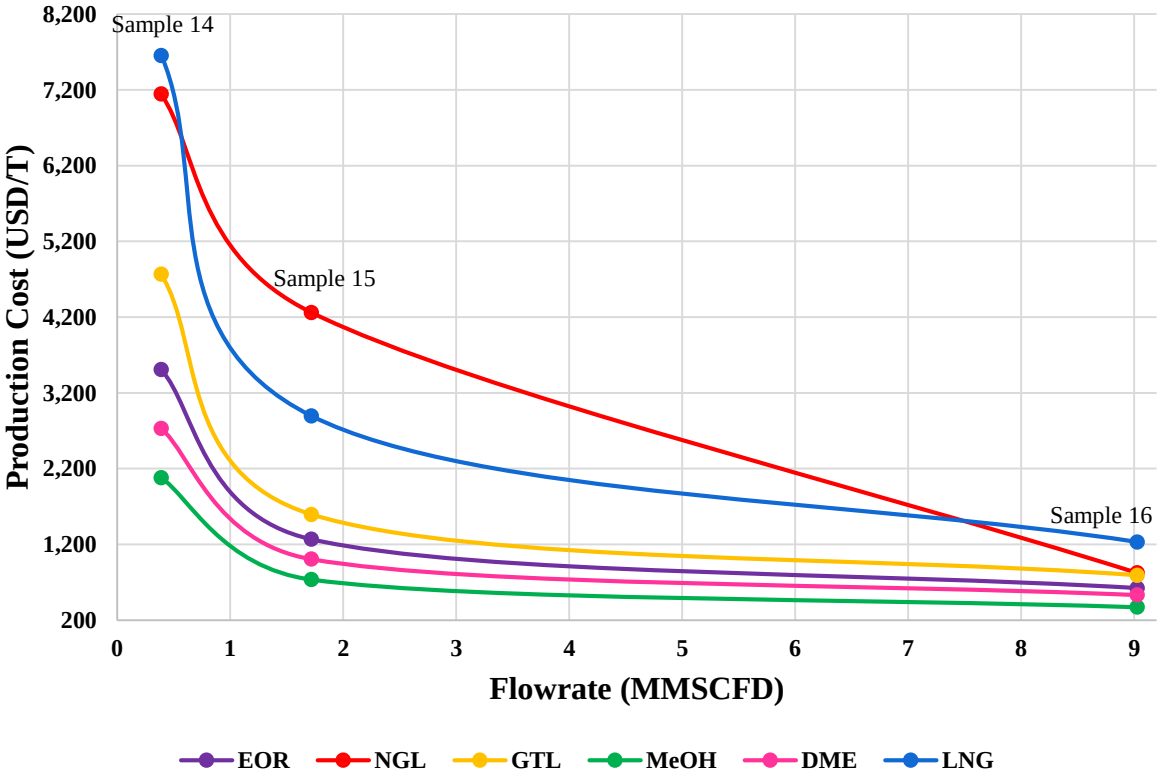

شکل ۵-۲. نمودار هزینه تولید در مقابل نرخ جریان برای فناوری‌های بازیابی بکارگیری برای نمونه‌های گاز همراه نفت

شکل‌های ۵-۲ تا ۵-۴ هزینه‌های تولید محاسبه‌شده برای محصولات فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر را در مقابل دبی نمونه‌های فلر پالایشگاه گاز، نفت و گاز همراه نشان می‌دهند. لازم به ذکر است از آنجایی که واحد برق با محصولات سایر فناوری‌های بازیابی و بهره‌برداری از گاز فلر متفاوت است، تولید برق در این نمودارها لحاظ نشده است.

از هر سه شکل مشهود است که هزینه تولید با افزایش دبی در اکثر موارد کاهش می‌یابد. با این حال، چند استثنا وجود دارد. در شکل ۵-۲ که برای نمونه‌های گاز همراه ارائه شده است، در فرآیند NGL، هزینه تولید برای نمونه ۳ کمتر از نمونه‌های بعدی با دبی بالاتر است. این احتمالاً به این دلیل است که نمونه ۳ شیرین است و نیازی به هزینه-های شیرین‌سازی ندارد و این باعث شده است که هزینه تولید آن به طور قابل توجهی کمتر از نمونه‌های دیگر حتی با دبی بالاتر باشد. همچنین از شکل ۵-۲ می‌توان دریافت که هزینه تولید برای فرآیند EOR کمترین هزینه تولید را در بین تمام فناوری‌ها دارد. با این حال، قیمت پایین محصول این فرآیند مانع از امکان‌سنجی اقتصادی آن می‌شود.



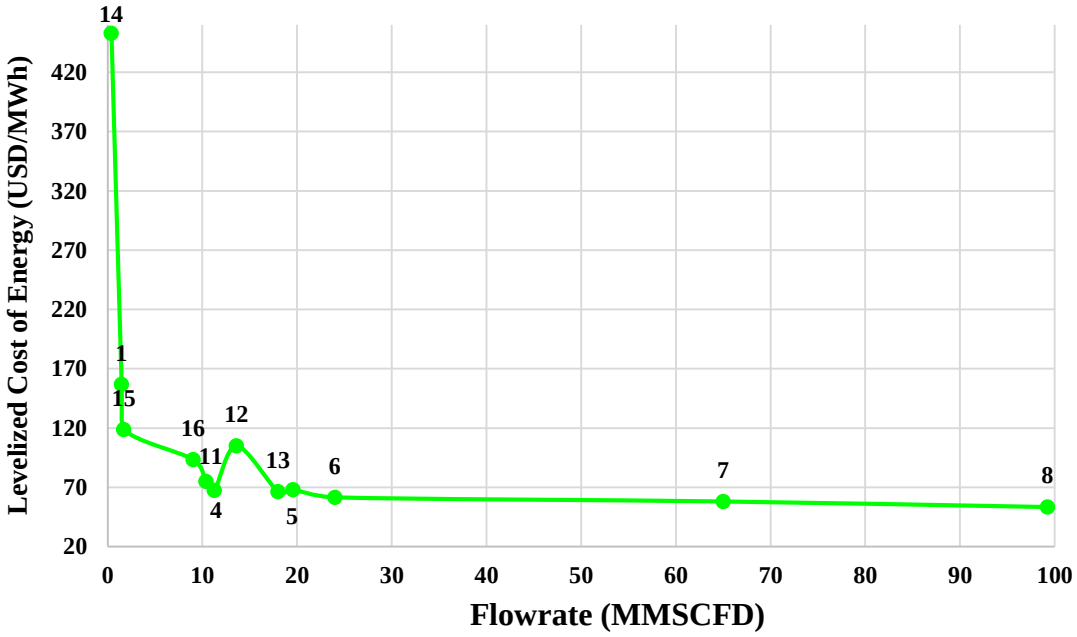

شکل ۵-۳. نمودار هزینه تولید در مقابل نرخ جریان برای فناوری‌های بازیابی بکارگیری برای نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه گاز




شکل ۵-۴. نمودار هزینه تولید در مقابل نرخ جریان برای فناوری‌های بازیابی و بکارگیری برای نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه نفت

در بیشتر فرآیندهای شکل ۵-۳، علیرغم روند نزولی هزینه تولید با دبی، افزایش هزینه تولید در نمونه ۱۲ مشاهده می‌شود که می‌توان آن را به دلیل محتوای $H_2S$ زیاد این نمونه نسبت داد و هزینه‌های شیرین‌سازی آن را به میزان قابل توجهی افزایش داد. مشابه شکل ۵-۲، در نمودار فرآیند NGL در شکل ۵-۳، نمونه ۱۰ هزینه تولید کمتری نسبت به نمونه‌هایی با دبی بالاتر به دلیل محتوای $H_2S$ کم در این نمونه دارد.

نکته دیگر از نمودارهای ارائه شده در شکل ۵-۲ تا ۵-۴ این است که فرآیندهای GTL و EOR بالاترین و کمترین هزینه تولید را در بین فناوری‌های مختلف در نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه گاز و گاز همراه دارند. در حالی که در شکل ۵-۴ که هزینه‌های تولید نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه نفت را نشان می‌دهد، فرآیندهای تولید NGL و متانول دارای بالاترین و کمترین هزینه تولید در بین فناوری‌های مختلف هستند. این تفاوت می‌تواند به این دلیل باشد که در نمونه‌های گاز مشعل پالایشگاه نفت، مقدار محصول NGL به دلیل کسر قابل توجه $H_2$ کاهش یافته است و هزینه تولید را افزایش می‌دهد. از سوی دیگر، در فرآیندهای تولید متانول و DME که شامل تولید گاز سنتز می‌شود، مقدار بالای $H_2$ موجود در نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه نفت، نرخ تولید را به میزان قابل توجهی کاهش نداده است و هزینه تولید این فرآیندها را نسبت به سایر فرآیندها پایین‌تر می‌سازد.

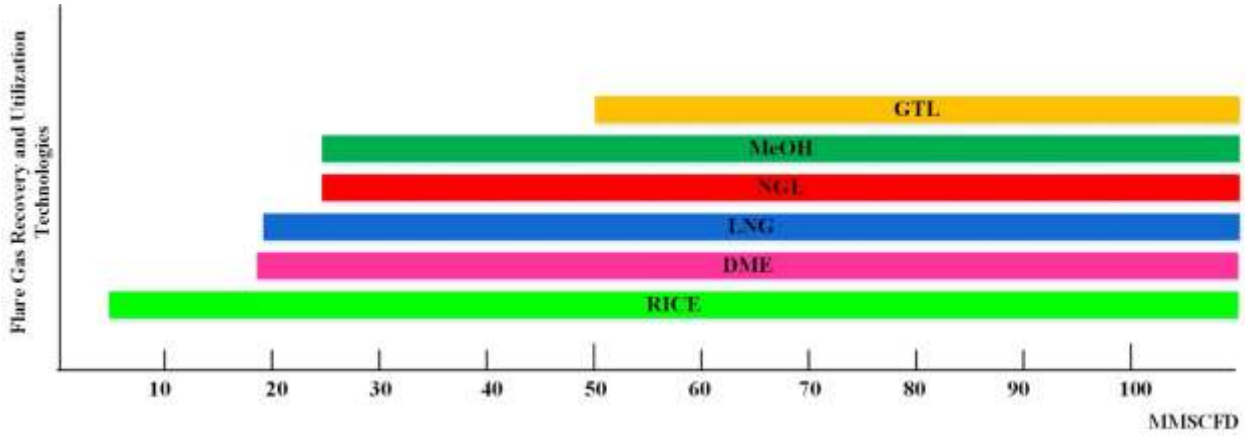



شکل ۵-۵. نمودار هزینه تراز انرژی در مقابل نرخ جریان برای فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر

شکل ۵-۵ هزینه تولید محاسبه شده برای الکتریسیته (هزینه تراز انرژی) در مقابل دبی نمونه‌های گاز همراه نفت و فلر را نشان می‌دهد. نمونه‌های حاوی کمتر از 1000 ppm، $H_2S$ مستثنی هستند. از نمودار مشخص است که LCOE با افزایش دبی کاهش می‌یابد. تنها استثنا نمونه ۱۲ است. LCOE محاسبه شده برای نمونه ۱۲، که حاوی بیش از 50000 ppm، $H_2S$ است، به طور قابل توجهی بالاتر از نمونه‌هایی با نرخ جریان مشابه است.

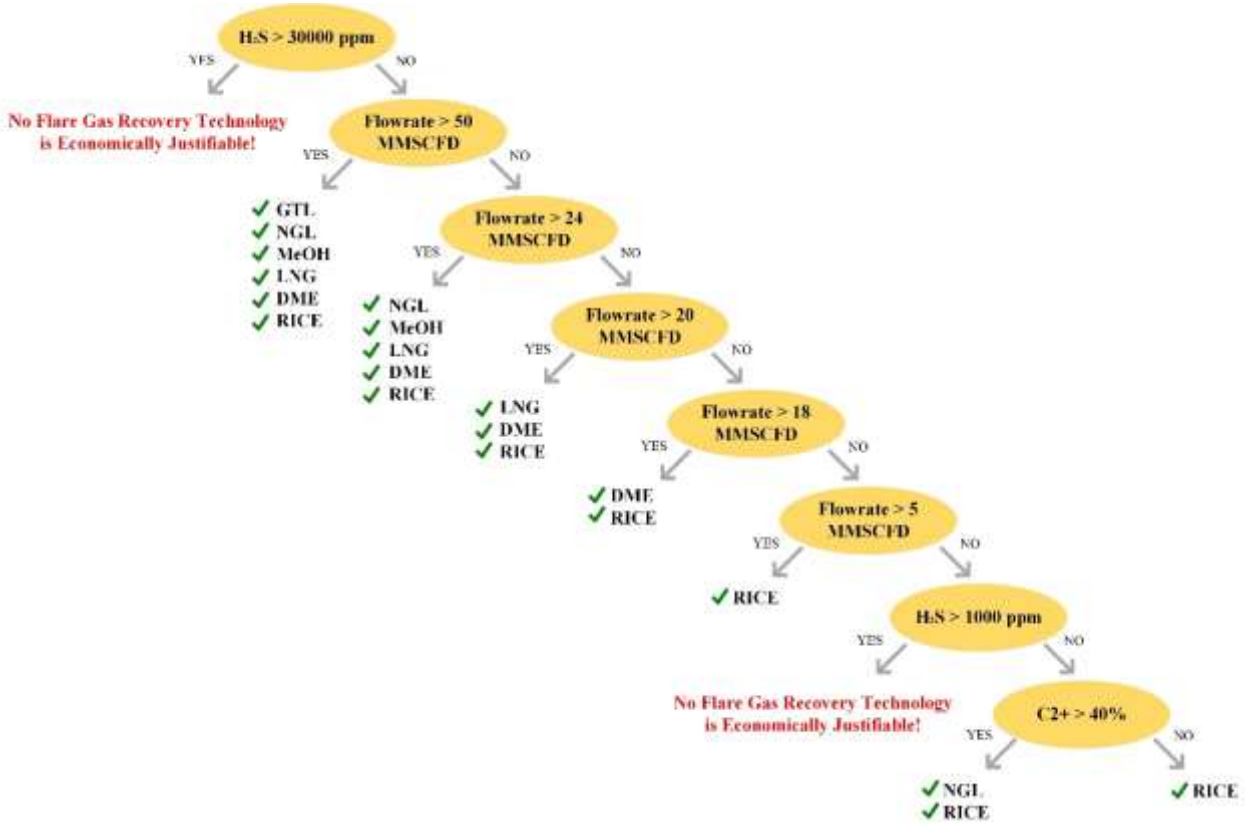
شکل ۵-۶ با استفاده از نتایج اقتصادی به‌دست‌آمده برای فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر، برای نشان دادن محدوده کاربرد فناوری‌ها بر اساس دبی نمونه‌های گاز فلر ارائه شده است. می‌توان مشاهده کرد که تولید برق با استفاده از چرخه RICE می‌تواند برای طیف گسترده‌ای از دبی فلر و گازهای مرتبط استفاده شود. از طرف دیگر،

فرآیند GTL فقط برای گازهای همراه نفت و فلر با دبی بیش از ۵۰ MMSCFD قابل استفاده است. لازم به ذکر است که این نمودار برای گازهای فلر حاوی بیش از ۳ درصد $H_2S$ باید با احتیاط استفاده شود..




شکل ۵-۶. محدوده کاربرد فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر بررسی شده بر اساس دبی جریان

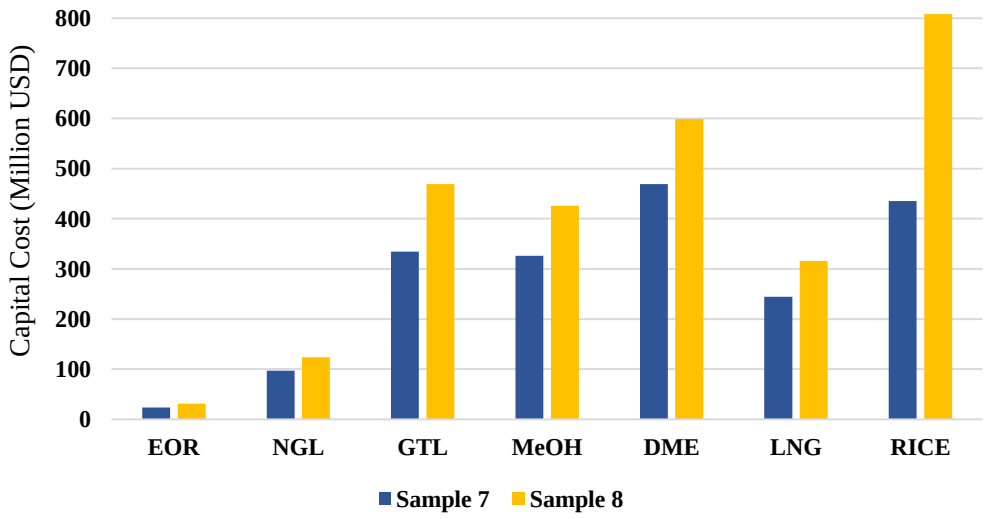
در شکل ۵-۷ درخت تصمیم، به منظور نشان دادن بهتر تأثیر دبی و محتوای $H_2S$ گازهای همراه نفت و فلر بر کاربرد فناوری‌های بازیافت و بکارگیری و همچنین ارائه دستورالعملی برای تعیین فناوری‌های مناسب برای بازیابی نمونه گاز فلر، ارائه شده است. با استفاده از این درخت تصمیم، می‌توان با توجه به مشخصات گاز فلر فن‌آوری‌های بازیابی را که از نظر اقتصادی سودآور است، تعیین کرد. مطابق شکل ۵-۷، چرخه RICE حتی برای گازهای فلر با دبی کمتر از ۵ MMSCFD در صورتی که محتوای $H_2S$ کمتر از ۱۰۰۰ ppm باشد، از نظر اقتصادی سودآور است.



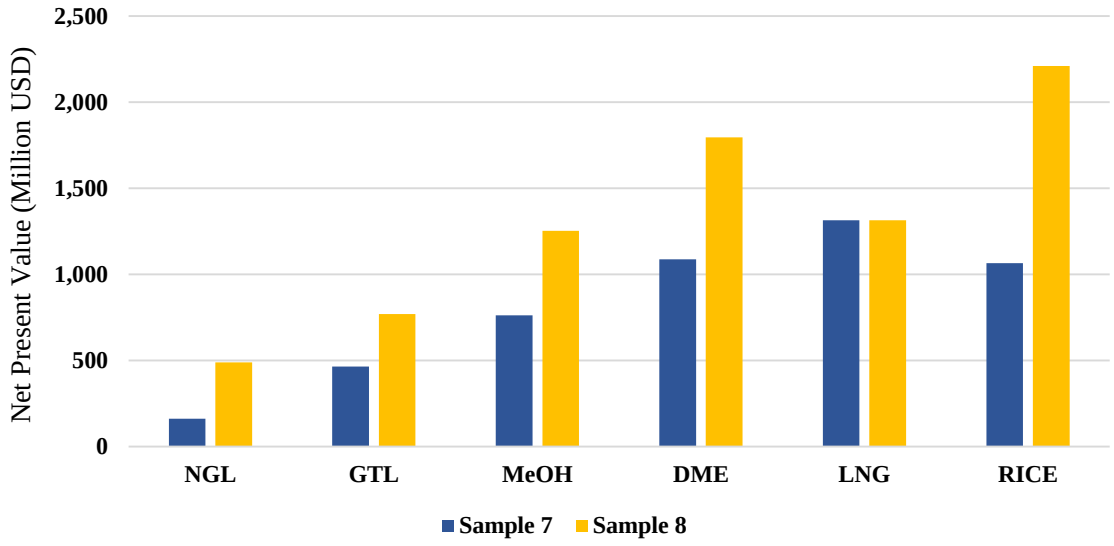

شکل ۵-۷. درخت تصمیم برای انتخاب فن‌آوری‌های بازیابی گاز فلر قابل توجیه اقتصادی با توجه به مشخصات گاز

در مواردی که چندین فناوری بازیابی و بکارگیری گاز فلر از نظر اقتصادی برای یک نمونه گاز فلر معین مقرون به صرفه است، سرمایه‌گذار باید بر اساس اولویت‌ها و تحقیقات دقیق‌تر تصمیم بگیرد. همانطور که در جداول ۵-۴ تا ۵-۱۰ مشاهده می‌شود، محدوده‌های گسترده‌ای برای هزینه سرمایه‌گذاری، کل هزینه سالانه، NPV، زمان بازگشت سزمایه و ارزش افزوده برای فناوری‌های مختلف و نمونه‌های گاز فلر وجود دارد. علاوه بر این، انتخاب بین فناوری‌های مختلف می‌تواند به پارامترهای دیگری مانند حمل و نقل به بازار، بلوغ فناوری و غیره نیز بستگی داشته باشد که در کارهای قبل به تفصیل مورد بحث قرار گرفته‌اند [۲]. نتایج مطالعه حاضر به انجام غربالگری اولیه بر روی فن‌آوری‌های مختلف بازیابی و و بکارگیری گاز فلر با توجه به مشخصات گاز فلرداده شده و تعیین گزینه‌های بازیابی مناسب کمک می‌کند.

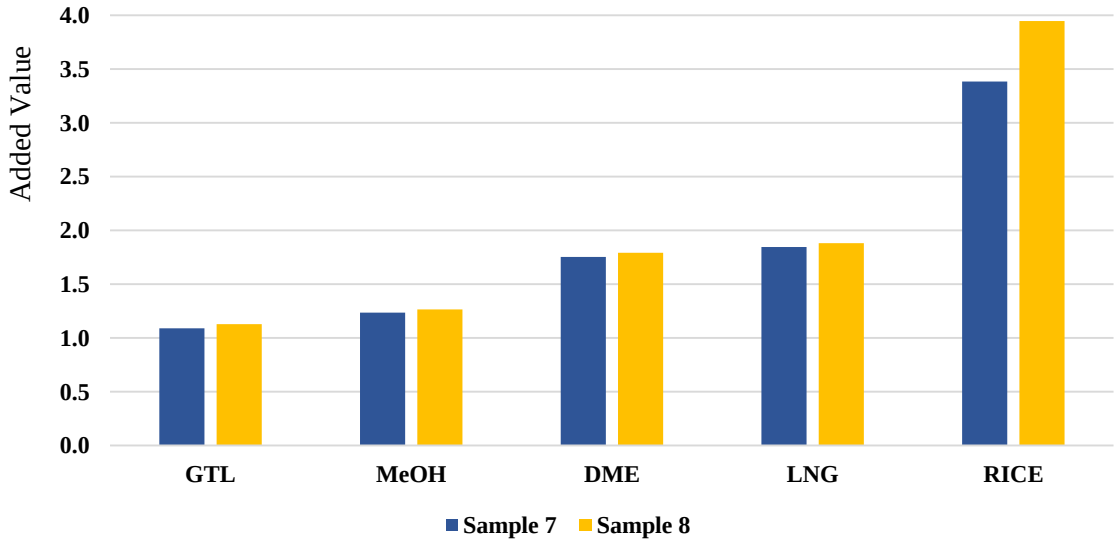
به منظور مقایسه فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر بررسی شده از نظر پارامترهای اقتصادی، هزینه سرمایه، NPV و نمودارهای ارزش افزوده در شکل‌های ۵-۸ تا ۵-۱۰ برای نمونه‌های ۷ و ۸ ارائه شده است که برای آن‌ها همه فناوری‌ها به جز EOR از نظر اقتصادی مقرون به صرفه بودند. از شکل ۵-۸، مشاهده می‌شود که فناوری‌های DME و RICE بیشترین هزینه سرمایه را برای نمونه ۷ و ۸ دارند. فرآیندهای EOR و NGL کمترین ارزش هزینه سرمایه را برای هر دو نمونه دارند. شکل ۵-۹ نشان می‌دهد که در تمام فرآیندها، NPV برای نمونه ۸ با دبی بالاتر به طور قابل توجهی بالاتر از نمونه ۷ است، به جز LNG. در فرآیند LNG، NPV ها برای هر دو نمونه مشابه هستند، که می‌توان آن را به محتوای بالای C5+ در نمونه ۷ و افزایش سود ناشی از آن به دلیل سود اضافی ناشی از فروش محصولات جانبی نسبت داد. از شکل ۵-۹ مشخص است که فناوری‌های RICE و LNG بالاترین NPV را برای نمونه‌های ۷ و ۸ دارند.




شکل ۵-۸. نمودار هزینه سرمایه‌گذاری برای فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر




شکل ۵-۹. نمودار NPV برای فناوری‌های مقرون به صرفه بازیابی و استفاده از گاز فلر




شکل ۵-۱۰. نمودار ارزش افزوده برای فناوری‌های مقرون به صرفه بازیابی و استفاده از گاز فلر

نمودارهای ارزش افزوده ارائه شده در شکل ۵-۱۰ (فرآیند NGL گنجانده نشده است زیرا مقادیر برای این فرآیند منفی بودند) نشان می‌دهد که ارزش افزوده برای فرآیند RICE به طور قابل توجهی بالاتر از سایر فناوری‌ها است. از نمودارها می‌توان نتیجه گرفت که به طور کلی تولید برق از گاز فلر با استفاده از RICE پتانسیل سودآوری خوبی دارد و می‌توان از آن در طیف گسترده‌ای از مشخصات گاز همراه نفت و فلر استفاده کرد. با این حال، باید توجه داشت که پس از غربالگری اولیه و تعیین فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر براساس نتایج و دستورالعمل‌های ارائه‌شده در تحقیق حاضر، باید بررسی‌های دقیق‌تری برای انتخاب مناسب‌ترین فناوری بازیافت گاز فلر انجام شود.

### ۵-۴-۲ نتایج انتشار $CO_2$

همانطور که در جدول ۵-۱۱ مشاهده می‌شود، در اکثر فن‌آوری های بازیابی و استفاده از گاز فلر، مقادیر انتشار $CO_2$ به طور قابل توجهی در مقایسه با استک فلر کاهش یافته است. فرآیند تولید برق یک استثنا است. از آنجایی که تولید برق با احتراق گازهای فلر سروکار دارد، در فرآیند تولید برق با استفاده از RICE، مقادیر انتشار $CO_2$ نزدیک به مقادیر برای استک فلر است، در برخی موارد حتی افزایش می‌یابد، که به دلیل وجود فرآیند شیرین‌سازی و محاسبه انتشار $CO_2$ آن است. لازم به ذکر است که موتور RICE از راکتور کاتالیزوری انتخابی[۳۰] و سیستم‌های کاتالیزور اکسیداسیون[۳۱] در اگزوز برای کنترل انتشار NOx و CO استفاده می‌کنند [۴]. از سوی دیگر، باید به این نکته توجه کرد که تولید برق در بسیاری موارد توسط سوخت‌های مایع و جامد مانند نفت کوره سنگین، نفت خام سبک، دیزل، زغال سنگ و غیره صورت می‌گیرد که جایگزینی گازهای همراه نفت و فلر می‌تواند در سناریوی کلان سبب کاهش انتشار الاینده‌ها نسبت به تولید برق از طریق این نوع سوخت‌ها گردد [۱۹].

جدول ۵-۱۱. انتشار $CO_2$ در استک فلر و فن آوری های بازیابی و استفاده از گاز همراه نفت و فلر

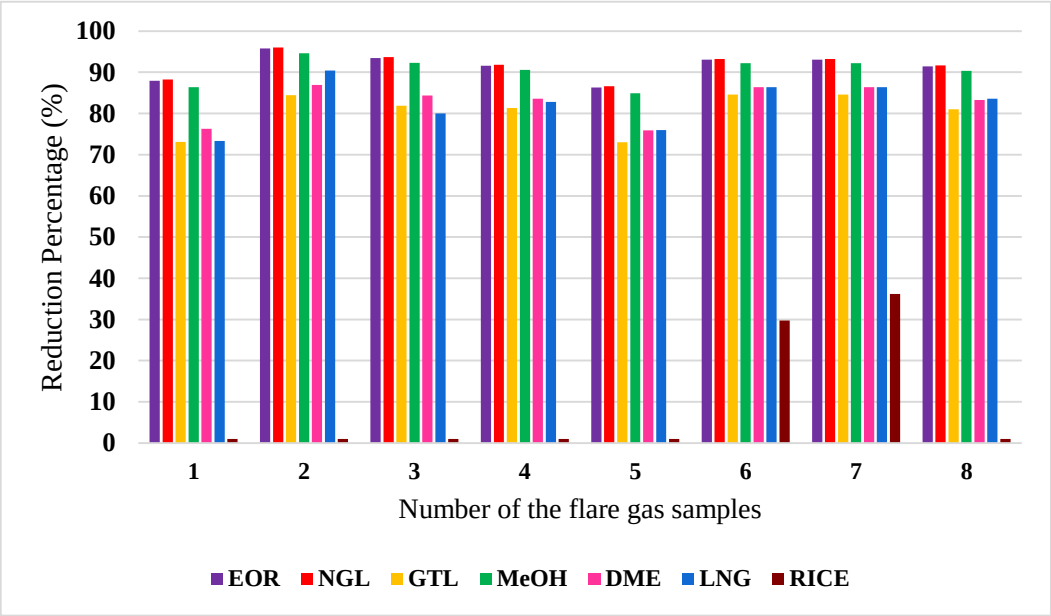
| | ***Flare Stack*** | ***EOR*** | ***NGL*** | ***GTL*** | ***MeOH*** | ***DME*** | ***LNG*** | ***RICE*** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ***Sample 1*** | 2327 | 269 | 262 | 597 | 302 | 526 | 592 | 2442 |
| ***Sample 2*** | 6002 | 251 | 241 | 931 | 325 | 786 | 575 | 6028 |
| ***Sample 3*** | 6735 | 443 | 424 | 1221 | 521 | 1053 | 1346 | 6767 |
| ***Sample 4*** | 25148 | 2054 | 2001 | 4564 | 2313 | 4023 | 4215 | 26051 |
| ***Sample 5*** | 36549 | 4172 | 4080 | 8194 | 4579 | 7326 | 7302 | 38694 |
| ***Sample 6*** | 62949 | 4375 | 4262 | 9720 | 4925 | 8569 | 8553 | 44243 |
| ***Sample 7*** | 170532 | .1849 | 11544 | 26324 | 13339 | 23206 | 23165 | 108864 |
| ***Sample 8*** | 211797 | .8091 | 17625 | 40190 | 20365 | 35431 | 34826 | 215314 |
| ***Sample 9*** | 1599 | 94 | 90 | 281 | 113 | 240 | 263 | 1606 |
| ***Sample 10*** | 6173 | 462 | 443 | 1220 | 537 | 1056 | 1467 | 6203 |
| ***Sample 11*** | 15411 | 1892 | 1843 | 4202 | 2129 | 3704 | 3946 | 16225 |
| ***Sample 12*** | 20968 | 4849 | 4785 | 7438 | 5107 | 6879 | 7076 | 15535 |
| ***Sample 13*** | 27436 | 3281 | 3197 | 7290 | 3694 | 6426 | 7440 | 28857 |
| ***Sample 14*** | 381 | 109 | 107 | 189 | 117 | 171 | 132 | 449 |
| ***Sample 15*** | 3153 | 314 | 306 | 697 | 353 | 615 | 395 | 3292 |
| ***Sample 16*** | 6486 | 1647 | 1605 | 3659 | 1854 | 3226 | 2019 | 7095 |

*lues are reported in kg/hr*

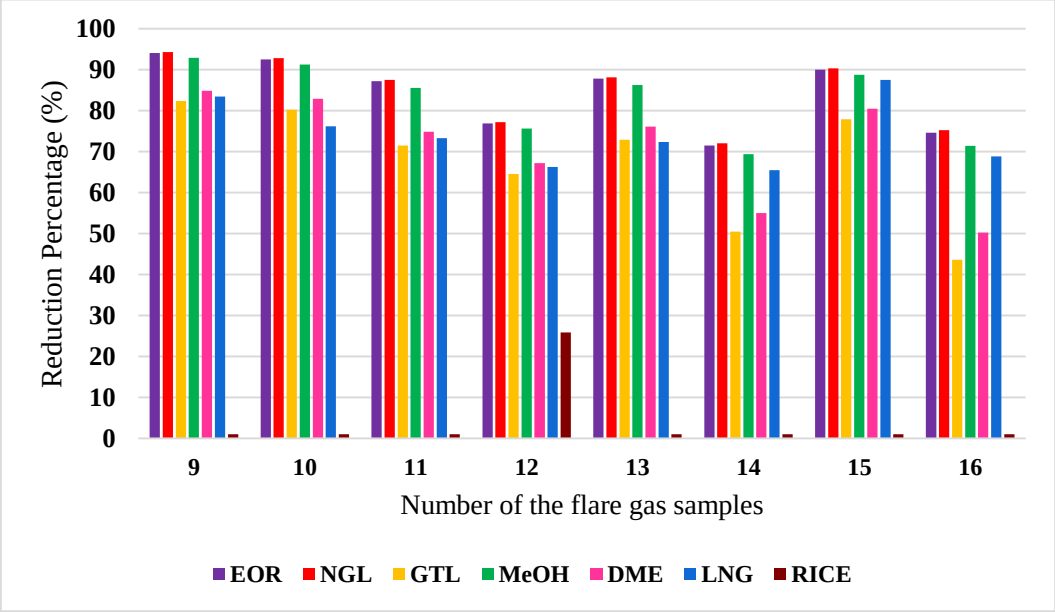
[30] Selective catalytic reactor

[31] Oxidation catalyst systems

شایان ذکر است که از آنجایی که بیشتر منابع گاز فلر در مجاورت چاه‌های نفت هستند، دی‌اکسید کربن تولید شده از طریق فرآیند تولید برق می‌تواند به منظور افزایش بازیابی نفت به چاه‌های نفت تزریق شود که هم می‌تواند انتشار $CO_2$ در فرآیند تولید برق را کاهش دهد. و هم سبب افزایش بازیافت در میادین نفتی گردد. اگرچه، توجیه اقتصادی تزریق $CO_2$ تولید شده به چاه‌های نفت باید بررسی شود، زیرا ممکن است بر عملکرد اقتصادی کل فرآیند تأثیر منفی بگذارد. واضح است که هر چه میزان جریان گاز فلر بیشتر باشد، انتشار $CO_2$ بیشتر است. بر این اساس، نمونه‌های ۸ و ۱۴ بیشترین و کمترین انتشار $CO_2$ را دارند. با توجه به اینکه فرآیندهای شیرین‌سازی و بازیافت گوگرد قبل از فرآیندهای بازیابی گاز فلر برای همه نمونه‌های گاز فلرحاوی $H_2S$ در نظر گرفته می‌شوند، مزیت مهم این فناوری‌ها نسبت به استک فلر از نظر اثرات زیست محیطی این است که انتشار SOx در این فرآیندها تقریباً صفر است.




(الف)




(ب)

شکل ۵-۱۱. درصد کاهش مقادیر انتشار $CO_2$ در مقایسه با استک فلر برای فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر، الف: نمونه‌های گاز همراه نفت، ب: نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه گاز و نفت.

با توجه به گستره وسیع مقادیر انتشار $CO_2$ در نمونه‌های گاز فلر بررسی شده و برای مقایسهٔ مقادیر ممکن، در شکل ۵-۱۱، نمودار مقایسه‌ای نمایانگر کاهش انتشار $CO_2$ نسبت به استک فلر به درصد برای فن‌آوری‌های بازیابی و بکارگیری برای نمونه‌های گاز همراه نفت و فلر ارائه شده است. مواردی که در آن مقادیر انتشار $CO_2$ بالاتر از استک فلر است با مقدار صفر نشان داده می‌شود، که بیانگر آن است که در آن موارد، کاهشی در انتشار $CO_2$ وجود ندارد. فرآیندهای EOR و NGL بالاترین مقادیر کاهش انتشار $CO_2$ را در مقایسه با استک فلر برای همه نمونه‌های گاز دارند. متانول به دلیل مصرف کمتر سیالات سرویس، سومین فرآیند با مقادیر کمتر انتشار $CO_2$ در مقایسه با استک فلر است. در اکثر نمونه‌ها، پس از تولید برق که حتی در برخی نمونه‌ها افزایش انتشار $CO_2$ را نشان می‌دهد، فرآیند GTL کمترین مقدار کاهش انتشار $CO_2$ را نسبت به استک فلر به دلیل مصرف بالای سیالات سرویس در این فناوری دارد.

در نمونه‌های گاز همراه (نمونه‌های ۱-۸)، همه فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز نشان‌داده شده در نمودار بیش از ۷۰ درصد کاهش انتشار $CO_2$ را نسبت به استک فلر نشان دادند که پتانسیل خوب فرآیندهای بازیابی گاز را در کاهش محیط زیست نشان داد. با این حال، در مقایسه با نمونه‌های گاز همراه، مقدار کاهش انتشار $CO_2$ برای گازهای فلر از پالایشگاه‌های نفت و گاز کمتر است (نمونه‌های ۹-۱۶). اما همچنان حداقل مقدار کاهش انتشار $CO_2$ در همه نمونه‌ها و برای فرآیندهای تولید سوخت و مواد شیمیایی از گاز فلر ۴۴ درصد است که قابل توجه است و طبق شکل ۵-۱۱، در بسیاری از موارد، فرآیندهای بازیافت گاز فلر می‌توانند انتشار $CO_2$ را به میزان قابل توجهی کاهش دهند.

## ۵-۵ جمع‌بندی

فناوری‌های مختلفی تاکنون برای بازیابی و استفاده از گاز فلر معرفی و ارزیابی شده است که همگی برای کاربرد در همه گازهای فلر مناسب نیستند. محدوده مشخصات گسترده گازهای همراه نفت و فلر، محتویات مختلف گازهای اسیدی و نیاز به مراحل پیش فرآورش، تفاوت در فن‌آوری‌های بازیابی و بکارگیری از نظر تجهیزات مورد نیاز، مقیاس کاربردی فناوری، حساسیت متفاوت فناوری‌ها به ترکیب گاز ورودی و تفاوت در مقادیر محصول نیاز به تجزیه و تحلیل اقتصادی دقیق برای انتخاب مناسب ترین فناوری بازیافت و استفاده از گاز برای هر نمونه دارد که زمان بر است. نتایج اقتصادی و انتشار $CO_2$ به‌دست‌آمده پس از بررسی هفت فناوری بازیابی و استفاده از گاز فلر برای شانزده نمونه گاز همراه نفت و فلر، ارائه دستورالعمل‌هایی برای غربالگری اولیه در مورد گزینه‌های مختلف بازیابی و استفاده از گاز با استفاده از مشخصات فلر مورد نظر ارائه می‌شود. نتایج اصلی به دست آمده در این مطالعه به شرح زیر است:

- ✓ با توجه به هزینه‌های قابل توجه فشرده‌سازی و تزریق مجدد به چاه در مقایسه با ارزش محصول آن، فناوری EOR از نظر اقتصادی برای بازیابی و استفاده از فلر و گاز مربوطه توجیه‌پذیر نیست.
- ✓ فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر از نظر اقتصادی برای گازهای همراه نفت و فلر با دبی کمتر از ۲ MMSCFD توجیه‌پذیر نیست.
- ✓ فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر از نظر اقتصادی برای گازهای همراه نفت و فلر با محتوای $H_2S$ بیش از ۳ درصد توجیه‌پذیر نیست.

- ✓ برای گازهای فلر با درصد بالای اجزای C2+، فرآیند NGL پتانسیل سودآوری خوبی حتی برای گازهایی با دبی کم دارد.
- ✓ اکثر فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر پتانسیل سودآوری خوبی برای نمونه‌های گاز همراه نفت و فلر با آن که حاوی مقادیر کم یا بدون $H_2S$ هستند، حتی در دبی‌های کم دارند.
- ✓ هزینه تولید با افزایش دبی نمونه‌های گاز همراه و فلر در تمام فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز کاهش می‌یابد.
- ✓ • در نمونه‌های گاز همراه و فلر پالایشگاه گازی، هزینه تولید فرآیند GTL نسبت به سایر فرآیندها بیشتر است.
- ✓ • در نمونه‌های گاز فلر پالایشگاه نفت با محتوای $H_2$ بالا، هزینه‌های تولید در فرآیندهای تولید DME و متانول کمتر از سایر فرآیندها است.
- ✓ • همه فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر از نظر اقتصادی برای گازهای همراه و فلر با دبی بیش از ۵۰ MMSCFD قابل توجیه هستند.
- ✓ • اگرچه تولید برق با استفاده از فناوری RICE برای بسیاری از نمونه‌های گازهای همراه و فلر با مشخصات مختلف از نظر اقتصادی یک گزینه سودآور است، اما این فرآیند تقریباً هیچ مزیتی در کاهش میزان انتشار $CO_2$ ندارد.
- ✓ • همه فن‌آوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر (به جز تولید برق) می‌توانند انتشار $CO_2$ را تا ۴۰-۹۰٪ در مقایسه با استک فلر کاهش دهند.
- ✓ • با معرفی فرآیندهای شیرین‌سازی و بازیابی گوگرد در ابتدای تمام فناوری‌های بازیابی و استفاده از گاز فلر در نمونه‌های حاوی $H_2S$، این فناوری‌ها انتشار SOx را تا ۱۰۰ درصد در مقایسه با گازهای سوزان در استک فلر کاهش دادند.

با استفاده از نتایج به‌دست‌آمده در این مطالعه، می‌توان به راحتی فناوری‌های بازیابی و بهره‌برداری از گاز فلر را برای یک نمونه گاز با مشخصات مشخص تعیین کرد. مزیت مهم این رویکرد کاهش تعداد فناوری‌های ارزیابی و در نتیجه صرفه‌جویی در وقت و کار کاربر است. پس از انجام غربالگری اولیه، با ارزیابی‌های دقیق‌تر و در نظر گرفتن سایر پارامترها مانند انتشار گازهای گلخانه‌ای، انتقال به بازار و غیره، می‌توان گزینه نهایی را از بین بقیه موارد انتخاب کرد.

## مراجع


[1] Tahmasebzadehbaie, M., Sayyaadi, H., 2021. Regional management of flare gas recovery based on water-energy-environment nexus considering the reliability of the downstream installations. Energy Convers. Manag. 239, 114189.

[2] Khalili-Garakani, A., Iravaninia, M., Nezhadfard, M., 2021. A review on the potentials of flare gas recovery applications in Iran. J. Clean. Prod. 123345

[3] Khalili-Garakani, A., Iravaninia, M., Nezhadfard, M., 2019. Investigation on Flare Gas Recovery for Generating Power in Iran (Gas to Wire Technology). https://doi.org/NRI-ER-653-PPCPN23-99-F

[4] United States Energy Information Administration (EIA), 2016. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. United States Dep. Energy 1–201.

[5] Nielsen, R.H., 2001. Natural Gas Liquids,Process Economics Program, IHS Chemical (SRI

Consulting), PEP Report No. 135A.
[6] Apanel, J.G., 2002. Gas to Liquids Update, Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), PEP Report No. 247.
[7] Naqvi, S., Kumar, G., 2015. Large-scale Gas-to-Liquids Plants, Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), PEP Report No. 247D.
[8] Naqvi, S., Lacson, J., 2014. Natural Gas Monetization Options: A Comparison of Economics, IHS Chemical (SRI Consulting), IHS Chemical Special Reports.
[9] Naqvi, S., 2005. Dimethyl Ether, IHS Chemical (SRI Consulting), Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), PEP Report No. 245A.
[10] Cesar, M., 2004. Liquefied Natural Gas, Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), PEP Report No. 103A.
[11] Agrawa A, 2016. Natural Gas Acid Gas Removal and Sulfur Recovery, Process Economics Program, IHS Chemical (SRI Consulting), PEP Report No. 216A.
[12] IHS Markit, 2018. PEP Cost Index Upadate, No. 97.
[13] IHS Markit, 2019. IHS Annual Report-Chemicals Price-Table B Saudi Arabi.
[14] United States Energy Information Administration (EIA), 2021. Short-term energy outlook [WWW Document]. URL https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/prices.php
[15] Unites States Environmental Protection Agency (EPA), 2018. AP 42, Compilation of Air Emissions Factors, Fifth Edition, Volume I Chapter 13: Miscellaneous Sources [WWW Document]. URL https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-fifth-edition-volume-i-chapter-13-miscellaneous-0
[16] Chauvy, R., Meunier, N., Thomas, D., Weireld, G. De, 2019. Selecting emerging CO2 utilization products for short- to mid-term deployment. Appl. Energy 236, 662–680.
[17] Hamidzadeh, Z., Sattari, S., Soltanieh, M., Vatani, A., 2020. Development of a multi-objective decision-making model to recover flare gases in a multi flare gases zone. Energy 203, 117815.
[18] Eshaghi, S., Hamrang, F., 2021. An innovative techno-economic analysis for the selection of an integrated ejector system in the flare gas recovery of a refinery plant. Energy 228, 120594.
[19] Saunier, S., Bergauer, M.-A., Isakova, I., 2019. Best Available Techniques Economically Achievable to Address Black Carbon from Gas Flaring: EU Action on Black Carbon in the Arctic – Technical Report 3.

# فصل ۶ بازیابی و بکارگیری گازهای فلر در صنعت پتروشیمی

جدول ۶۶–۵. هزینه سرمایه‌گذاری لازم برای استفاده از گاز فلر مجتمع‌های پتروشیمی

| مجتمع | میانگین مقدار فلرینگ (میلیون متر مکعب در سال) | روش استفاده از گاز فلر | هزینه سرمایه گذاری بازگردانی گاز فلر (میلیون دلار) | هزینه سرمایه گذاری تولید برق (میلیون دلار) | هزینه سرمایه گذاری کل (میلیون دلار) |
|---|---|---|---|---|---|
| ابادان | 30.19 | A * | 12.26 | | 12.26 |
| آریاساسول | 11.68 | B ** | 6.94 | 10.59 | 17.53 |
| اصفهان | 1.24 | B | 1.81 | 0.68 | 2.49 |
| امیرکبیر | 6.38 | A | 4.83 | | 4.83 |
| ایلام | 22.81 | B | 10.36 | 8.33 | 18.69 |
| بوعلی سینا | 54.50 | B | 17.47 | 18.51 | 35.99 |
| بیستون | 37.41 | B | 13.94 | 7.59 | 21.53 |
| پارس | 2.61 | A | 2.82 | | 2.82 |
| جم | 166.66 | B | 34.17 | 73.96 | 108.12 |
| پردیس | 450.15 | B | 62.02 | 80.03 | 142.05 |
| پروپیلن جم | 0.39 | B | 0.90 | 0.52 | 1.42 |
| پلی نار | 2.30 | A | 2.62 | | 2.62 |
| پلیمر کرمانشاه | 6.00 | B | 4.65 | 3.85 | 8.50 |
| تخت جمشید ماهشهر | 0.03 | A | 0.21 | | 0.21 |
| تندگویان | 2.28 | A | 2.60 | | 2.60 |
| خارک | 1.78 | A | 2.24 | | 2.24 |
| تبریز | 6.35 | B | 4.81 | 2.30 | 7.11 |
| رازی | 152.10 | B | 32.34 | 23.74 | 56.08 |
| زاگرس | 356.49 | B | 53.92 | 76.80 | 130.72 |
| شازند اراک | 49.65 | A | 16.52 | | 16.52 |
| شیراز | 21.10 | B | 9.89 | 2.88 | 12.77 |
| شیمی تکس آریا | 0.12 | A | 0.45 | | 0.45 |
| فرساشیمی | 4.23 | C*** | | | |
| فن آوران | 241.70 | B | 42.70 | 57.98 | 100.68 |
| کارون | 28.47 | B | 11.83 | 5.70 | 17.54 |
| کاویان | 60.94 | B | 18.68 | 53.58 | 72.26 |
| لرستان | 4.48 | B | 3.90 | 3.77 | 7.67 |
| مروارید | 37.77 | B | 14.02 | 17.87 | 31.89 |
| مهاباد | 5.52 | B | 4.42 | 5.54 | 9.96 |
| مهر | 9.19 | C*** | | | |
| نوری | 465.68 | B | 63.29 | 123.67 | 186.96 |
| نویدزرشیمی | 0.37 | A | 0.87 | | 0.87 |
| شیمی بافت | 1.25 | A | 1.81 | | 1.81 |
| بندرامام | 71.80 | B | 20.61 | 40.33 | 60.94 |
| مارون | 88.83 | B | 23.42 | 45.28 | 68.70 |
| کردستان | 5.55 | A | 4.44 | | 4.44 |

* بازگردانی گاز فلر و تزریق به شبکه گاز سوخت

** بازگردانی گاز فلر و تولید برق

*** ارزش حرارتی پایین گاز فلر (بدون پروژه بازیابی گاز فلر)

## مراجع


[1] Ojijiagwo E., Oduoza C.F., Emekwurua N., Economics of gas to wire technology applied in gas flare management, Engineering Science and Technology, an International Journal, 2016a, vol 19, pp. 2109–2118.

[۲] خلیلی گرکانی، امیرحسین، ایروانی‌نیا، مونا، نژادفرد، محیا، بررسی فرآیندهای بازیافت گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق در ایران، پژوهشگاه نیرو، اردیبهشت ۱۳۹۸.

[3] EPA EIIP 1999 - EIIP, Guidance for Emissions Inventory Development, Volume II: Estimating Greenhouse Gas Emissions, EIIP Greenhouse Gas Committee, October 1999.

[4] GRI 2001 - Gas Research Institute (GRI), GRI GHG Calc Version 1.0 Emission Factor Documentation, July 2001 and GRI-GHGCalc 1.21 Greenhouse Emissions Calculation Software.

[5] Peters M.S., Timmerhaus K.D., West R.E. Plant design and economics for chemical engineers. Vol. 4. New York: McGraw-Hill, 2003.

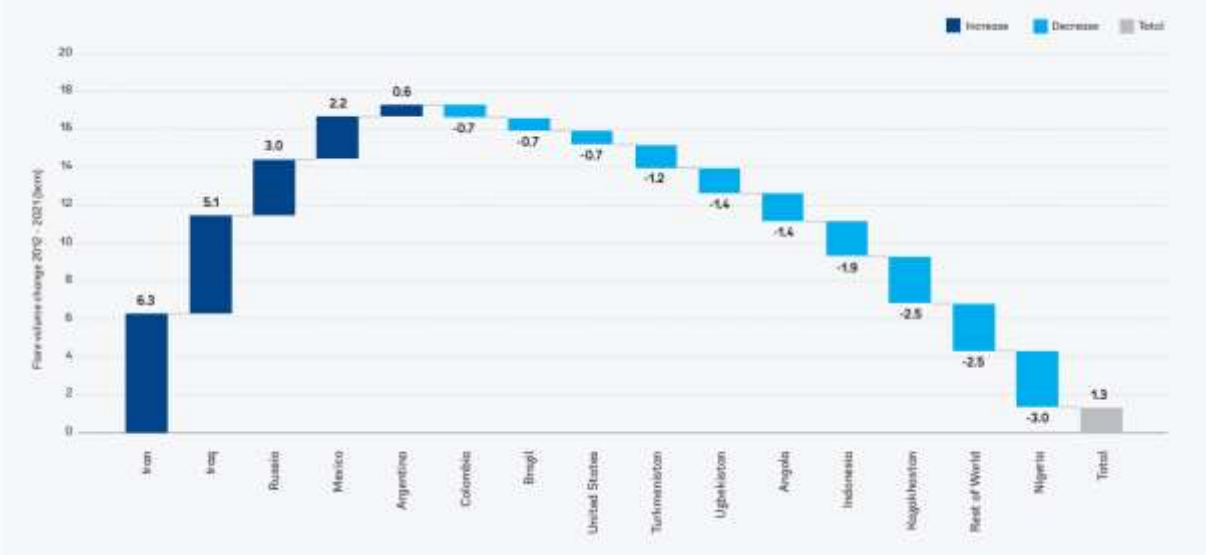
[6] https://www.chemengonline.com/Assets/File/CEPCI_2002.pdf

[7] Khalili-Garakani A., Nezhadfard M., Iravaninia M. Enviro-economic investigation of various flare gas recovery and utilization technologies in upstream and downstream of oil and gas industries. Journal of Cleaner Production (2022): 131218.

# فصل ۷ اطلس فلر ایران

## ۷-۱ مقدمه

همانطور که در فصل اول شرح داده شد، مجمع جهانی کاهش سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر تحت نظر بانک جهانی، یک صندوق امانی چند اهداکننده متشکل از دولت‌ها، شرکت‌های نفتی و سازمان‌های چندجانبه است که متعهد به پایان دادن به سوزاندن معمول گازهای همراه نفت در سایت‌های تولید نفت در سراسر جهان هستند. حجم سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر در جهان تا حد زیادی در ۱۰ سال گذشته ثابت مانده است و در حدود ۱۴۴ میلیارد متر مکعب بوده است. در همین دوره، سطح تولید جهانی نفت قبل از کاهش در سال ۲۰۲۰ به دلیل تأثیرات همه‌گیری کووید، اندکی افزایش یافت و به طور متوسط حدود ۸۰ میلیون بشکه نفت در روز بود. با این حال، با وجود کاهش قابل توجه سوزاندن این گازها توسط برخی از کشورها این کاهش با افزایش سوزاندن توسط سایر کشورها جبران می‌شود. همانطور که مشاهده می‌شود ایران بیشترین سهم را در افزایش سوزاندن این گازها در سطح جهانی داشته است و کشورهای عراق و روسیه در رتبه‌های بعدی قرار دارند.




شکل ۷-۱. تغییر در حجم گازهای فلر بین سال‌های ۲۰۱۲ و ۲۰۲۱ (کشورها با بیشترین تغییر (+ یا - ۰,۶ میلیارد مترمکعب) و سایر نقاط جهان در مجموع، نشان داده شده‌اند، تغییر کلی جهانی ۱,۳+ میلیارد مترمکعب)

GGFR در حال حاضر در حال توسعه Global Gas Flaring Explorer، یک پلت فرم آنلاین با همکاری Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) و موسسه Payne (مدرسه معادن کلرادو) است. از طریق توسعه این پلت فرم، نظارت بر زمان شرایط واقعی و بهبود یافتن سوزاندن گازهای فلر را در سطح جهانی امکان‌پذیر می‌باشد. این نقشه، قابلیت مشاهده و شفافیت داده‌های گازهای فلر در سایت‌های تولید نفت در سراسر جهان را دارا می‌باشد. ردیابی حجم سوزاندن در طول زمان توانایی نظارت و نشان دادن پیشرفت به سمت ابتکار عمل Zero Routine Flare تا سال ۲۰۳۰ بانک جهانی را بهبود می‌بخشد. نمایی از تصاویر ارائه شده در این پلت فرم در شکل ۷-۲ ارائه شده است.



شکل ۷-۲. نمای کلی از پراکندگی فلرهای موجود در جهان براساس تصاویر ماهواره‌ای NOAA[۳۲]

برای تولید این پلت فرم مجموعه‌ای از روش‌ها برای بررسی جهانی سوزاندن گاز فلر با استفاده از داده‌های جمع‌آوری‌شده توسط سازمان ملی هوانوردی و فضایی/اداره ملی اقیانوسی و جوی[۳۳] (NASA/NOAA) مجموعه رادیومتر تصویربرداری مادون قرمز مرئی[۳۴] (VIIRS) ارائه شده است. دقت تخمین حجم گاز فلر سوزانده شده ± ۹,۵٪ است. VIIRS به ویژه برای تشخیص و اندازه‌گیری انتشار تشعشعات ناشی از شعله‌های گاز از طریق جمع‌آوری داده‌های موج کوتاه و نزدیک به فروسرخ در شب مناسب است، و اوج انتشار تشعشعی از شراره‌ها را ثبت می‌کند. در سال ۲۰۱۲، در مجموع ۷۴۶۷ مکان شعله‌ور منفرد شناسایی شد. حجم کل گاز فلر ۱۴۳ (±۱۳,۶) میلیارد متر مکعب (BCM) برآورد شده است که معادل ۳,۵ درصد از تولید جهانی است. در حالی که ایالات متحده آمریکا بیشترین تعداد فلر را دارد، روسیه از نظر حجم گاز مشعل پیشرو است. ۹۰ درصد از حجم گاز فلر در مناطق تولید بالادست، ۸ درصد در پالایشگاه‌ها و ۲ درصد در پایانه‌های گاز طبیعی مایع (LNG) یافت شد. نتایج تأیید می‌کند که بخش عمده‌ای از گازهای فلر در مناطق تولید بالادست رخ می‌دهد. داده‌های VIIRS می‌توانند ردیابی محل‌های سوزاندن گاز فلر به منظور استفاده در ارزیابی‌ها و تلاش برای کاهش و حذف این گازها فراهم کنند. در شکل ۷-۳ پراکندگی گازهای فلر در ایران براساس اطلاعات ارائه شده و تصاویر ماهواره‌ای آورده شده است.

---

32 NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) flaring estimates produced by (VIIRS) satellite observations

33 National Aeronautics and Space Administration/National Oceanic and Atmospheric Administration

34 Visible Infrared Imaging Radiometer Suite




شکل ۷-۳. نقشه پراکندگی گازهای فلر در کشور براساس اطلاعات بانک جهانی

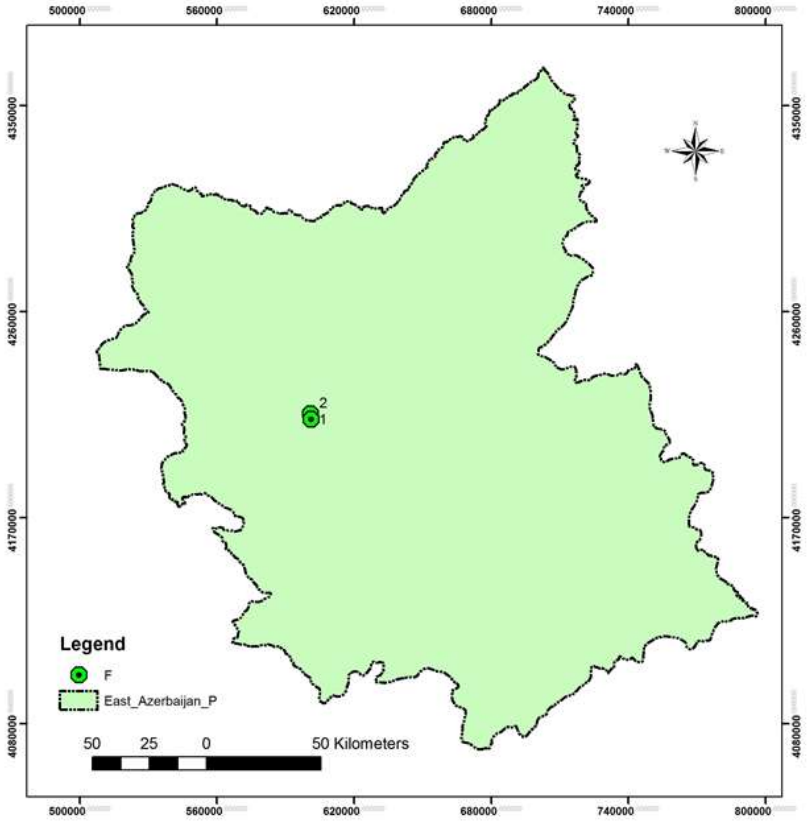
در ادامه این فصل به مطالعه وضعیت سوزاندن گازهای همراه نفت و فلر در ایران براساس اطلاعات بانک جهانی پرداخته می‌شود.

## ۷-۲ بررسی پراکندگی گازهای فلر در کشور

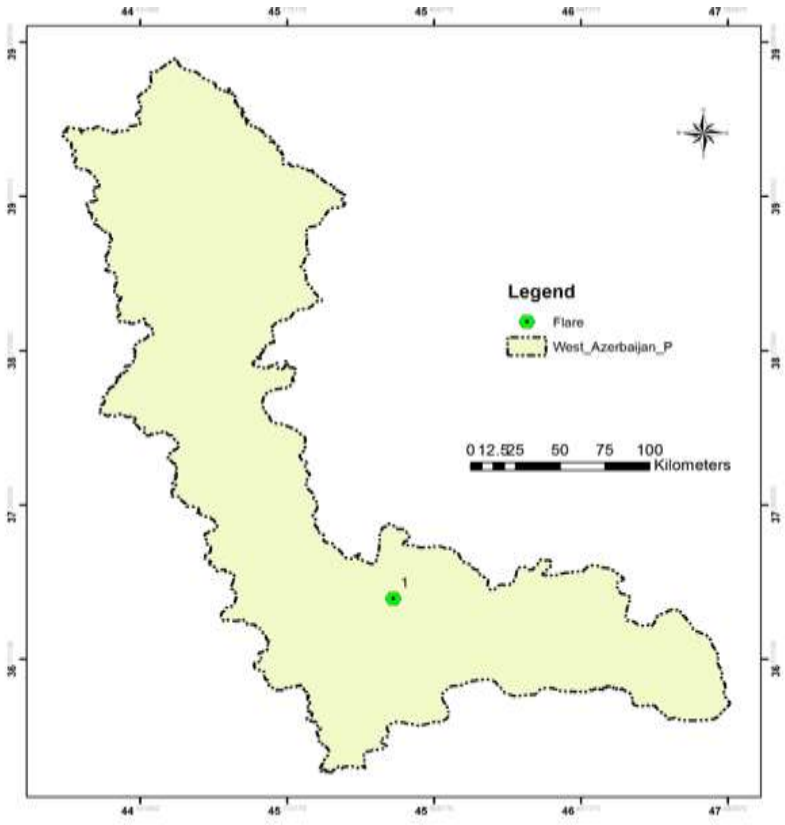
در این بخش، مطالعه فلرهای موجود در کشور در دو بخش خشکی (یا ساحلی) و فراساحلی انجام شده است. بخش ساحلی شامل اطلاعات برای ۱۶ استان (آذربایجان شرقی، آذربایجان غربی، اصفهان، ایلام، بوشهر، تهران، خراسان رضوی، خوزستان، سیستان و بلوچستان، فارس، قم، کرمانشاه، کهکیلویه و بویراحمد، لرستان، مرکزی و هرمزگان) است و بخش فراساحلی به فلرهای موجود در سکوهای بهره‌برداری در خلیج فارس را شامل می‌شود.

### ۷-۲-۱ فلرهای موجود در خشکی

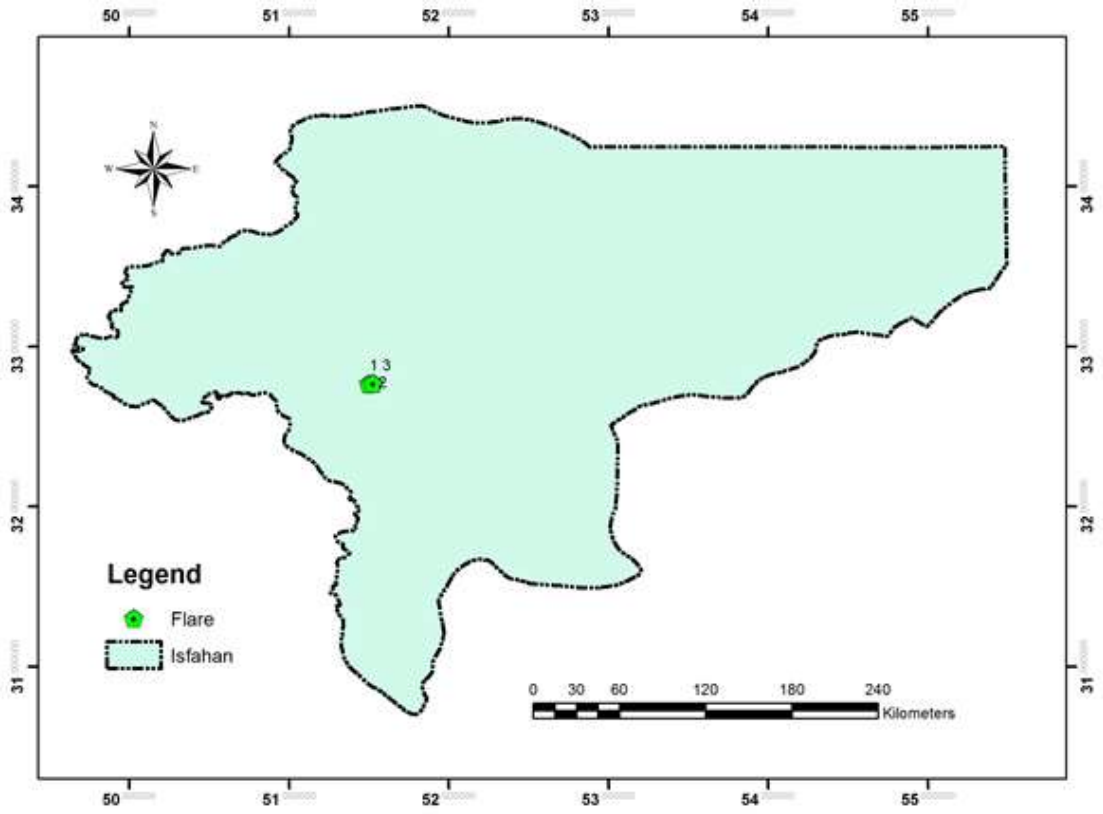
ابتدا براساس تصاویر موجود در بخش GGFR در سایت بانک جهانی اطلاعات فلرهای کشور شامل مختصات جغرافیایی و میزان فلر (براساس میلیون مترمکعب در سال) برای تک تک فلرهای کشور در نرم‌افزار Arc GIS وارد شده و نقشه پراکندگی فلرها برای استان‌های کشور ترسیم شده است که در شکل ۷-۴ نشان داده شده است.



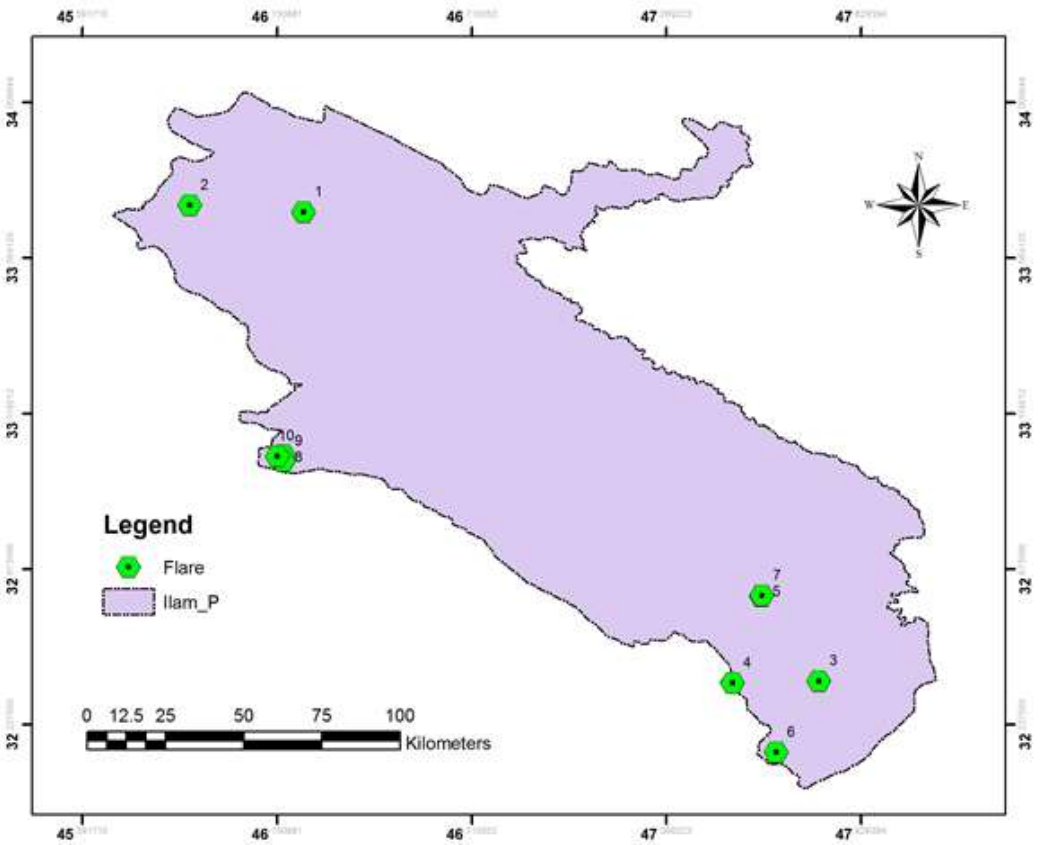

آذربایجان شرقی



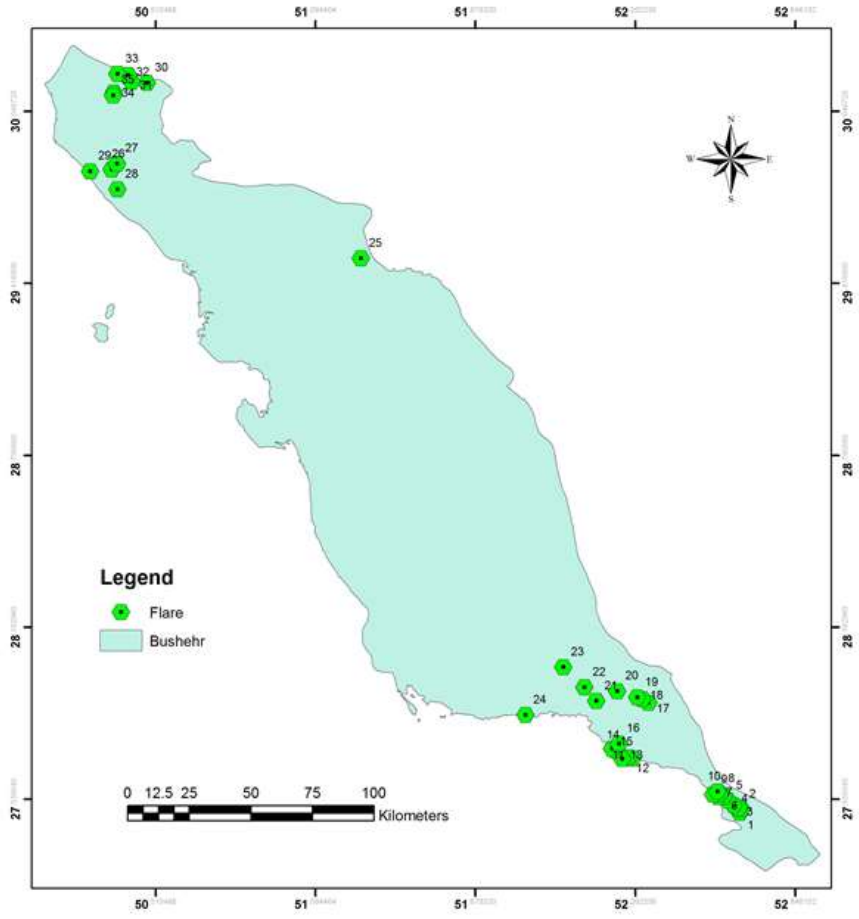

آذربایجان غربی



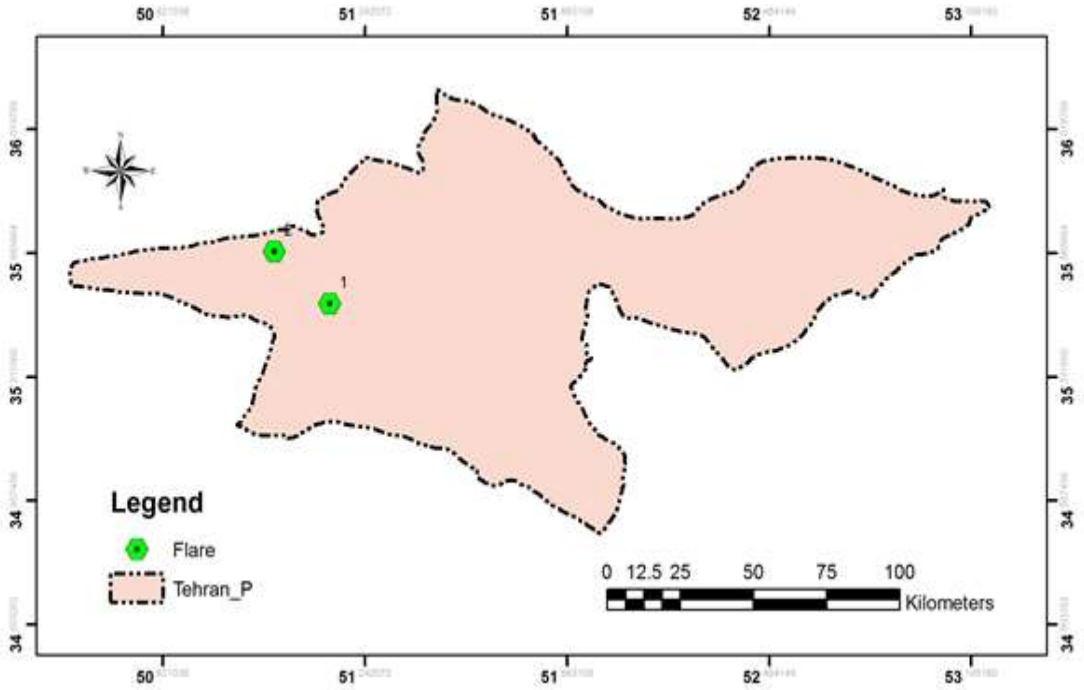

اصفهان



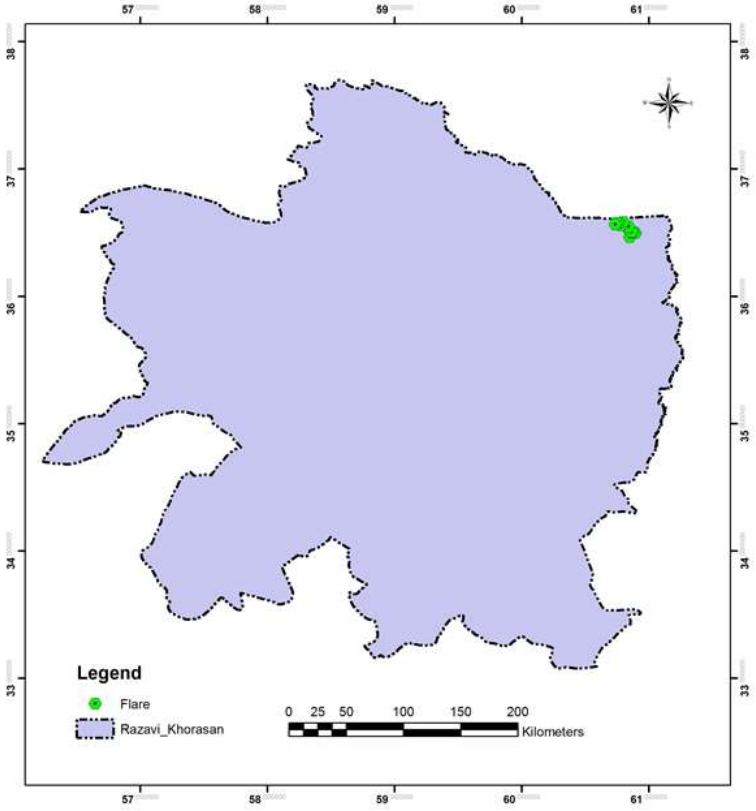

ایلام


Legend
Flare
Bushehr
0 12.5 25 50 75 100
Kilometers

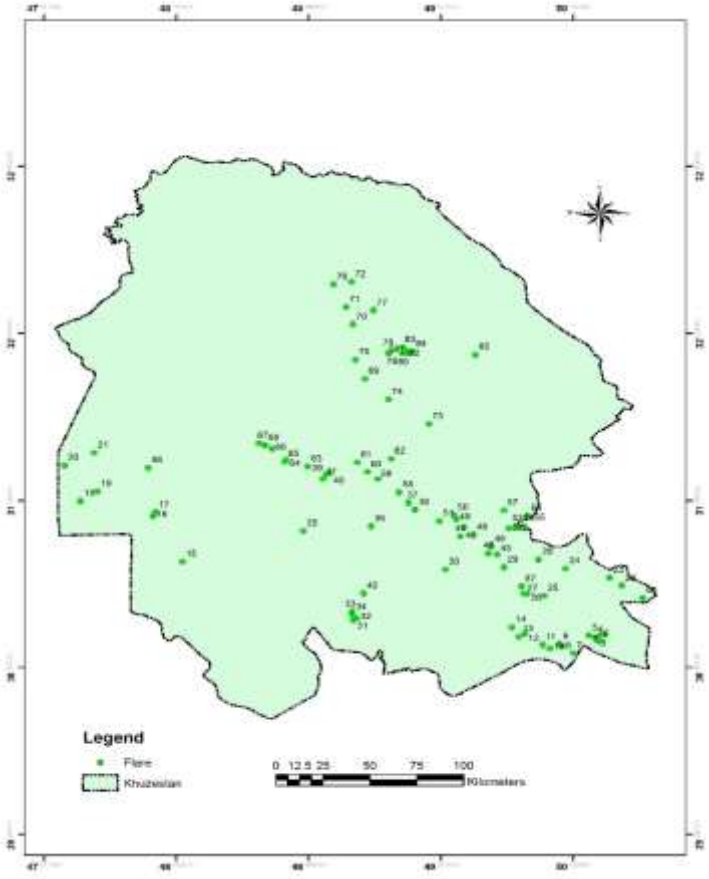
بوشهر


Legend
Flare
Tehran_P
0 12.5 25 50 75 100
Kilometers

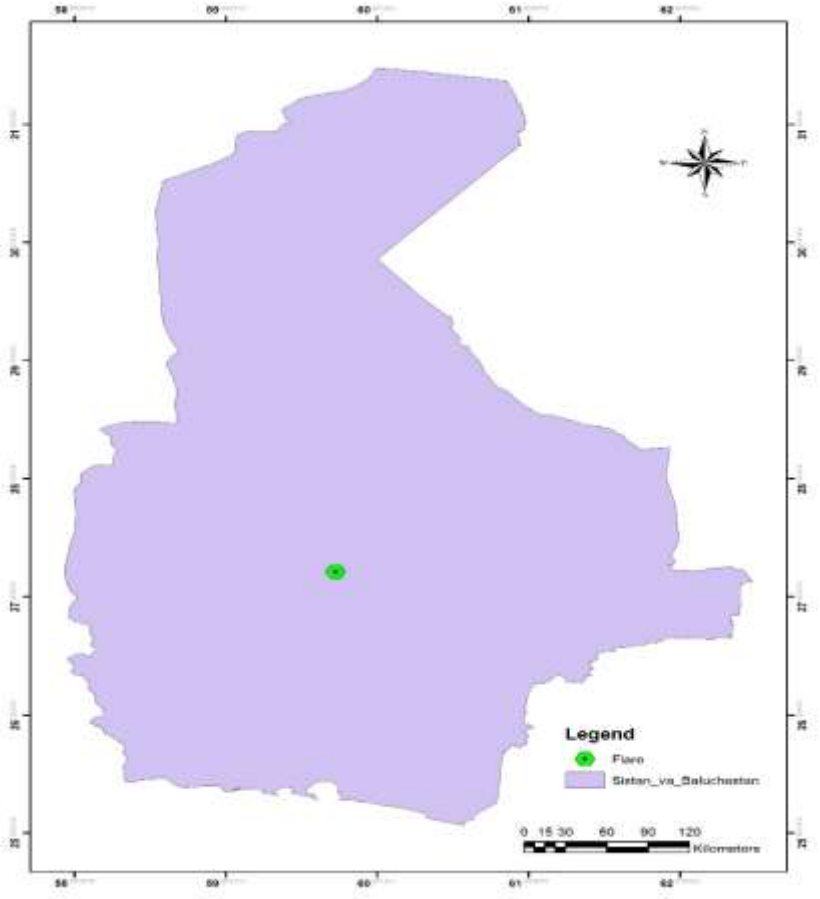
تهران



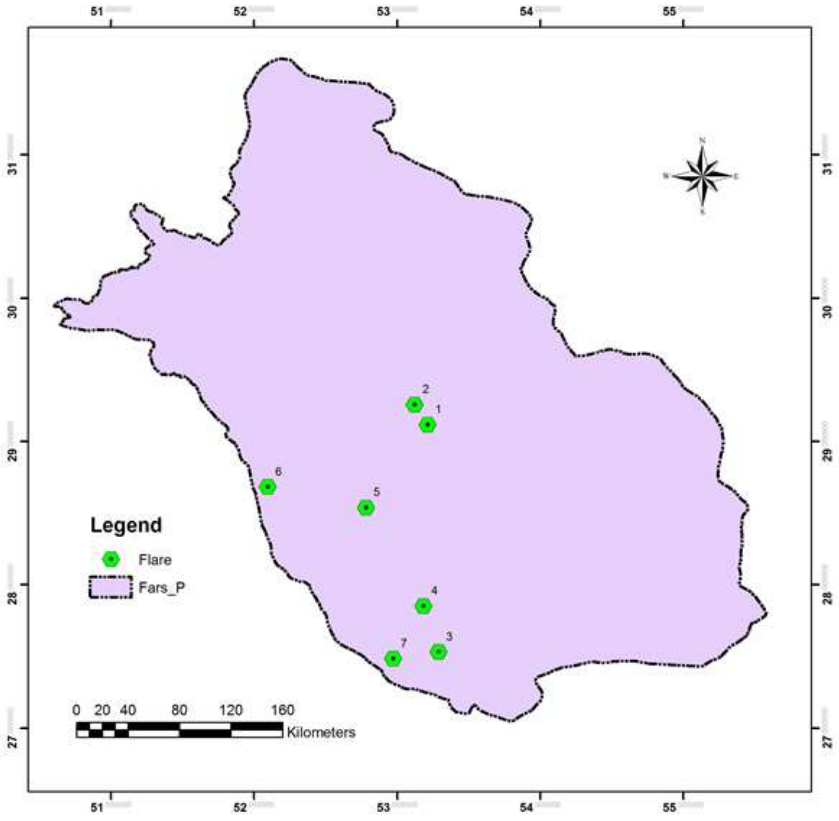

خراسان رضوی



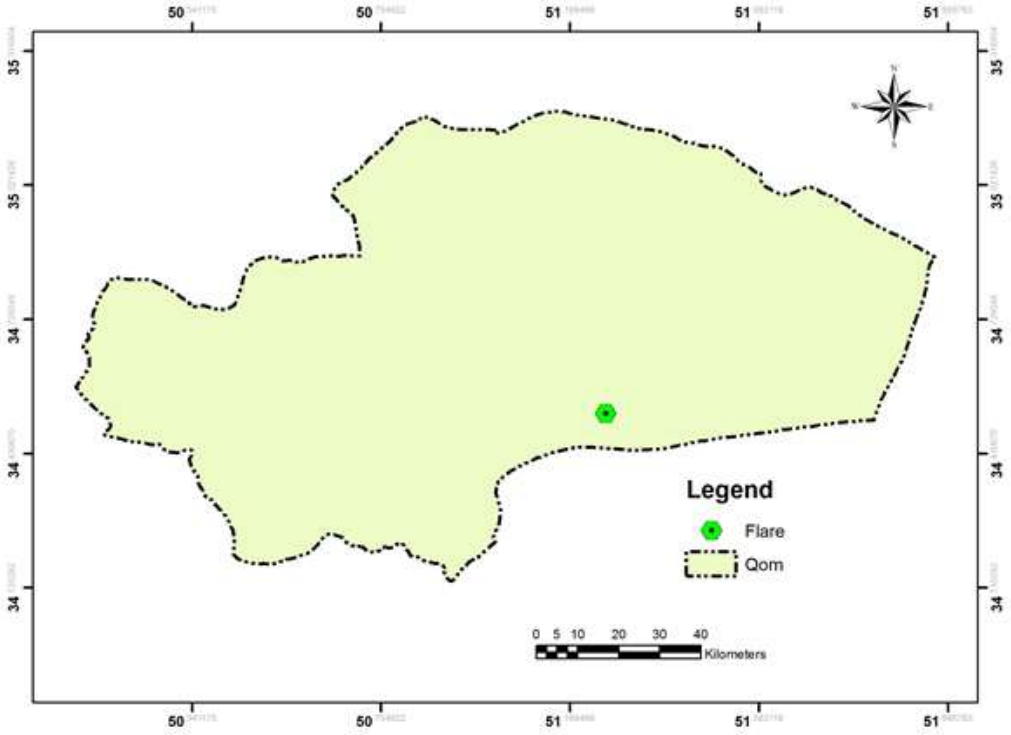

خوزستان



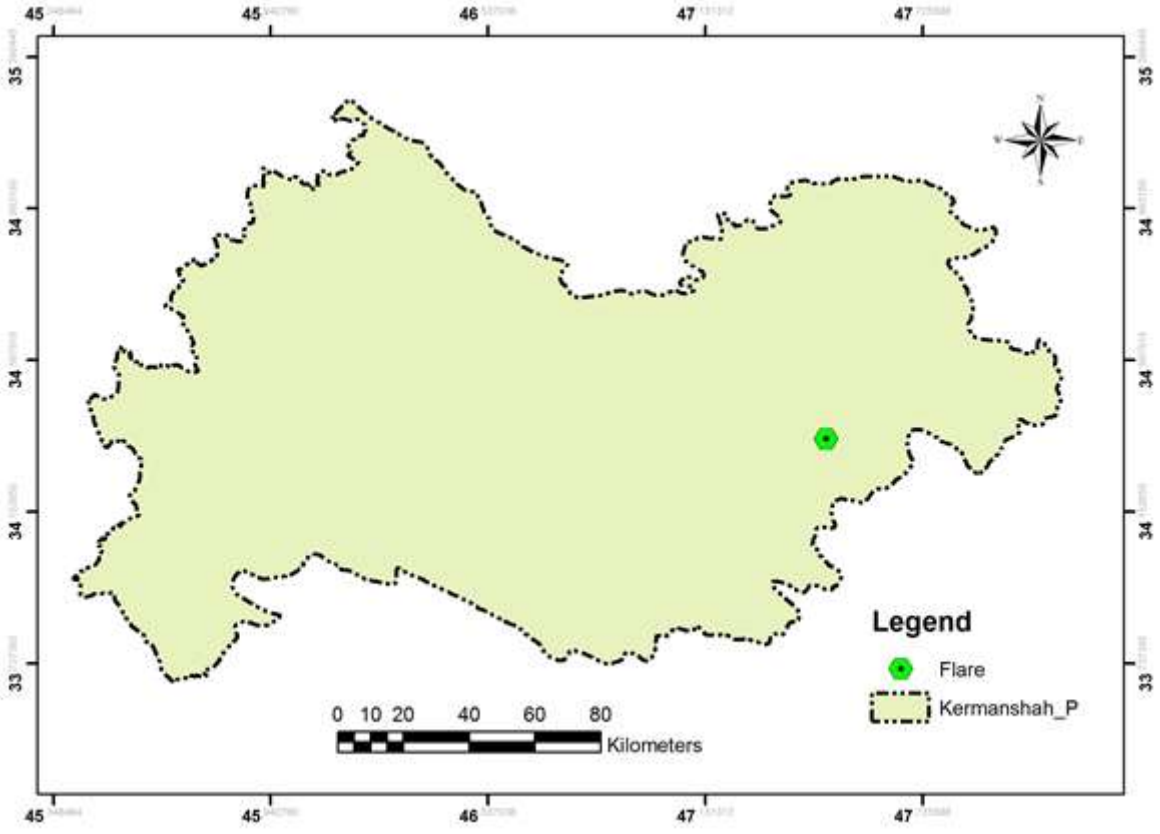

سیستان و بلوچستان



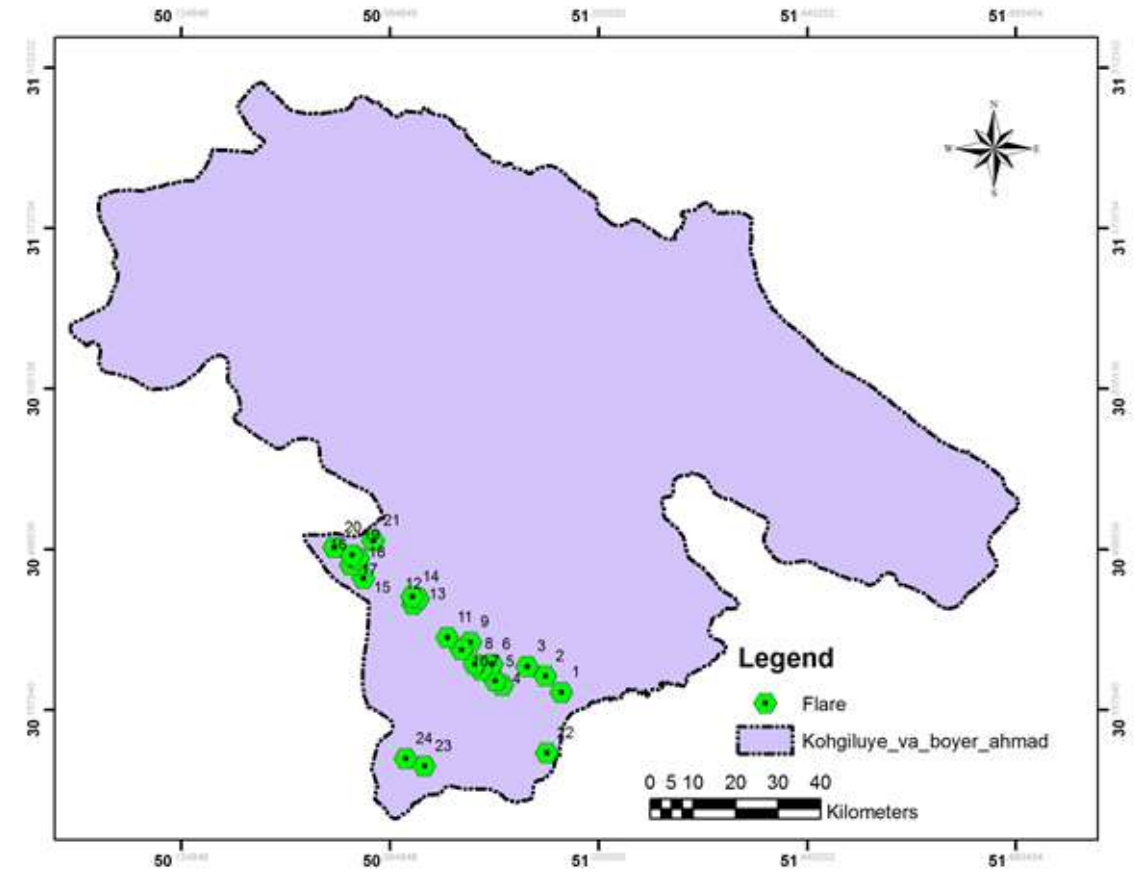

فارس


50
51
35
34
Legend
Flare
Qom
0 5 10 20 30 40
Kilometers

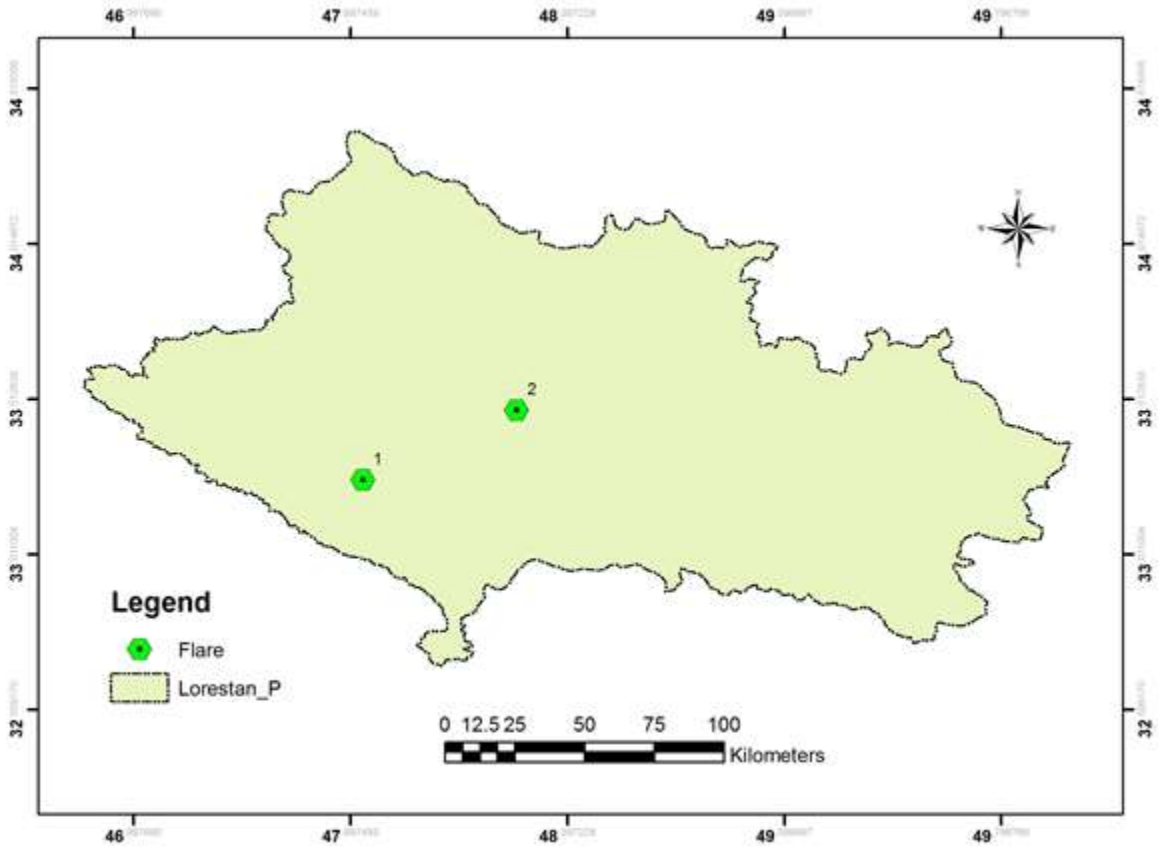
قم


45
46
47
35
34
33
Legend
Flare
Kermanshah_P
0 10 20 40 60 80
Kilometers

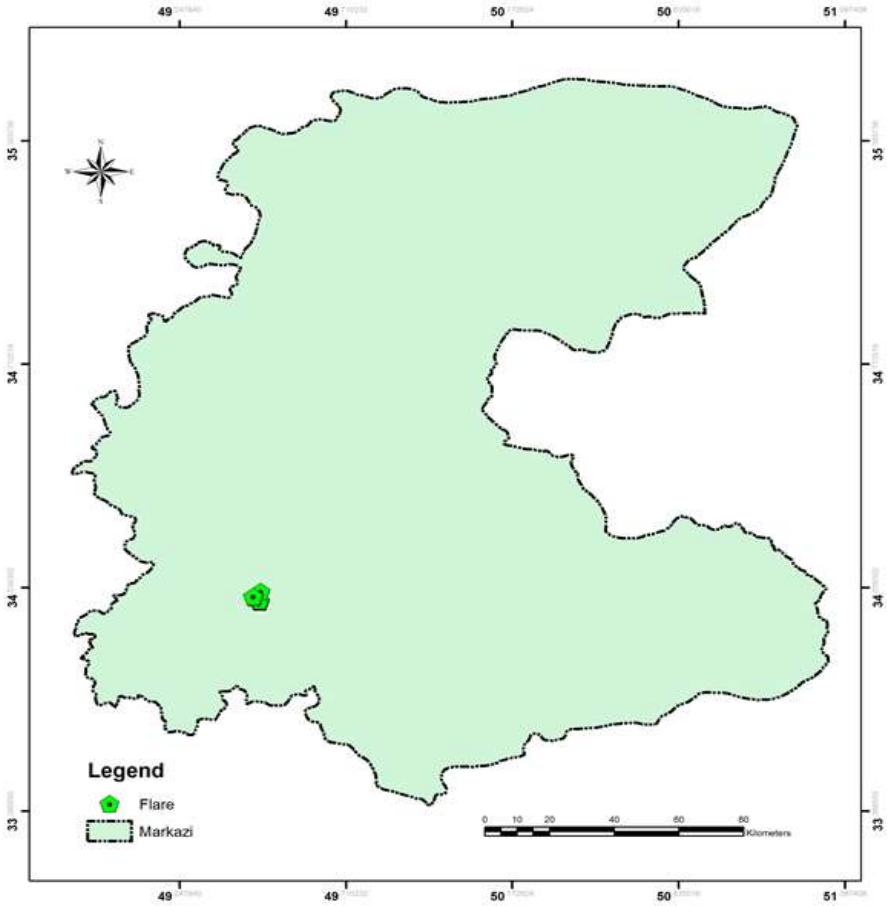
کرمانشاه



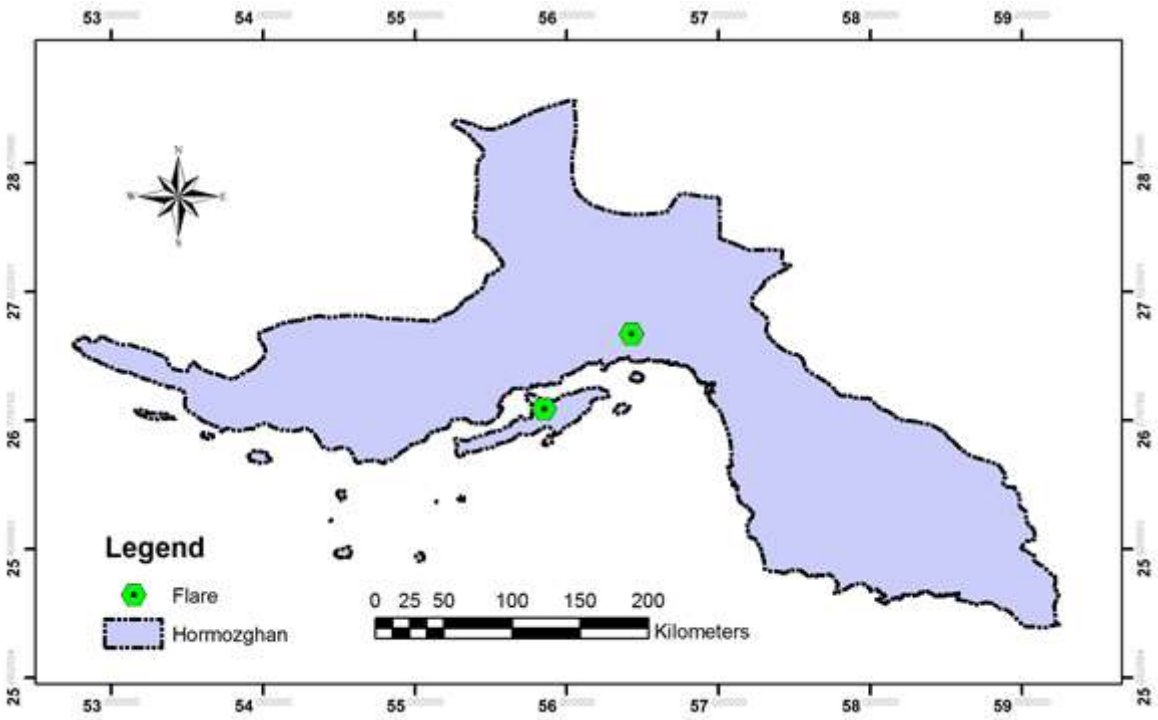

کهکیلویه و بویراحمد




لرستان



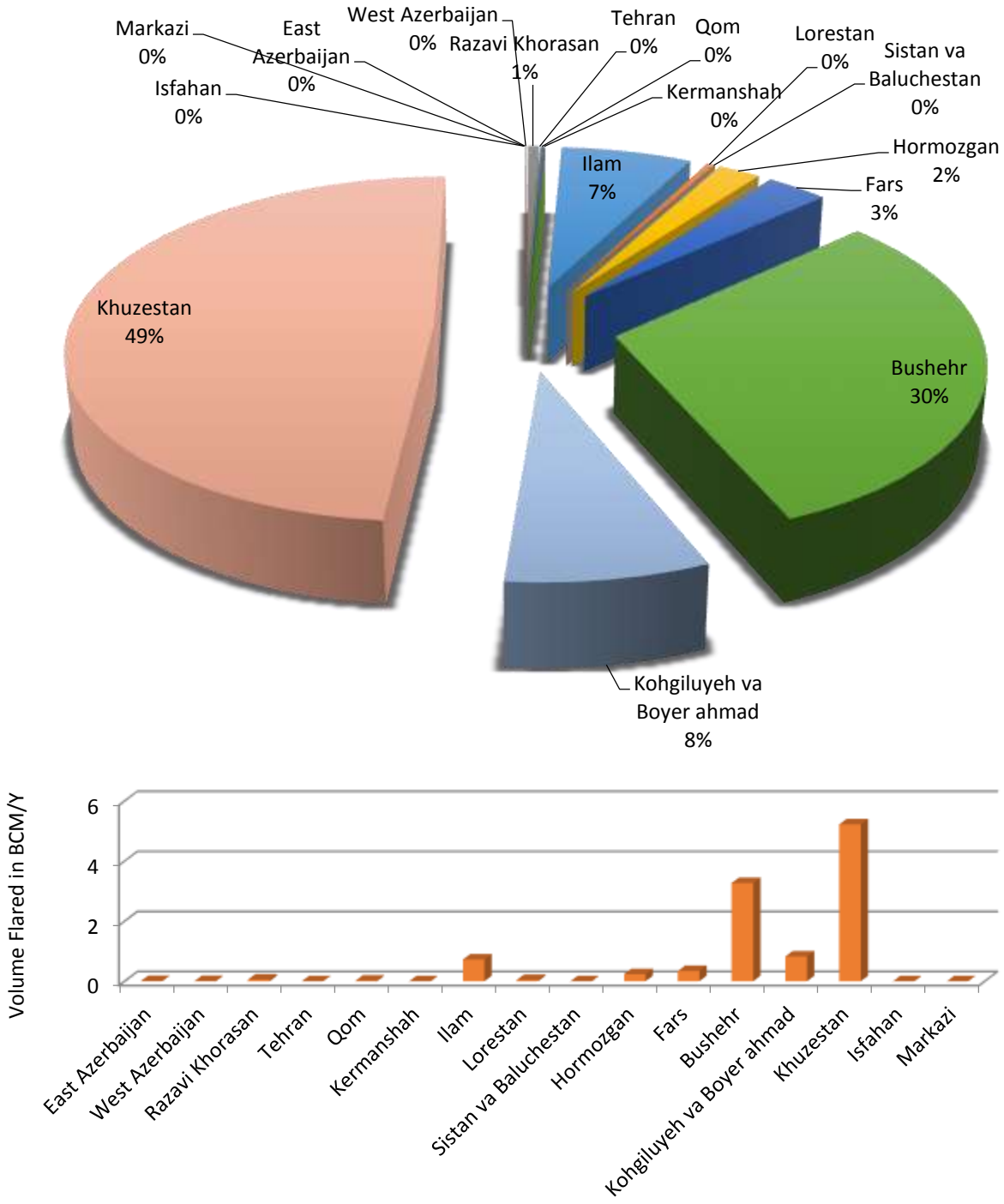

مرکزی




هرمزگان

شکل ۷-۴. پراکندگی فلرهای موجود در استان‌های کشور براساس اطلاعات بانک جهانی

شکل ۷-۵ حجم فلر سوزانده شده در استان‌ها کشور و سهم هرکدام از استان‌ها در این زمینه را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود استان خوزستان نزدیک نیمی از فلرینگ کشور را به خود اختصاص می‌دهد و استان‌های بوشهر (۳۰٪)، کهکیلویه و بویراحمد (۸٪)، ایلام (۷٪)، هرمزگان (۲٪) و خراسان رضوی (۱٪) در رتبه‌های بعدی قرار دارند.

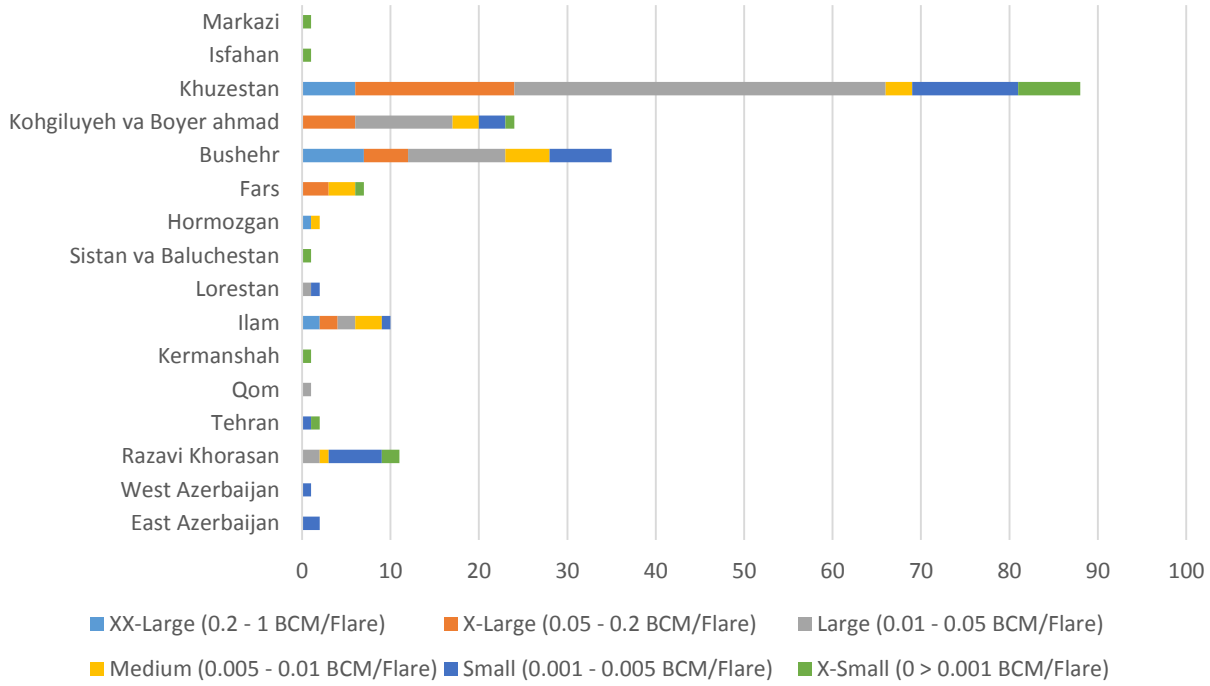



شکل ۷-۵. میزان حجم فلر و درصد سهم هر کدام از استان‌های کشور براساس داده‌های NOAA در سال ۲۰۲۰

برای بررسی دقیق‌تر و امکان تصمیم‌گیری مدیریتی در مورد فلرهای موجود یک تقسیم‌بندی براساس حجم و میزان گاز سوزانده شده انجام گرفته است. فلرهای موجود به شش دسته تقسیم‌می‌شود:

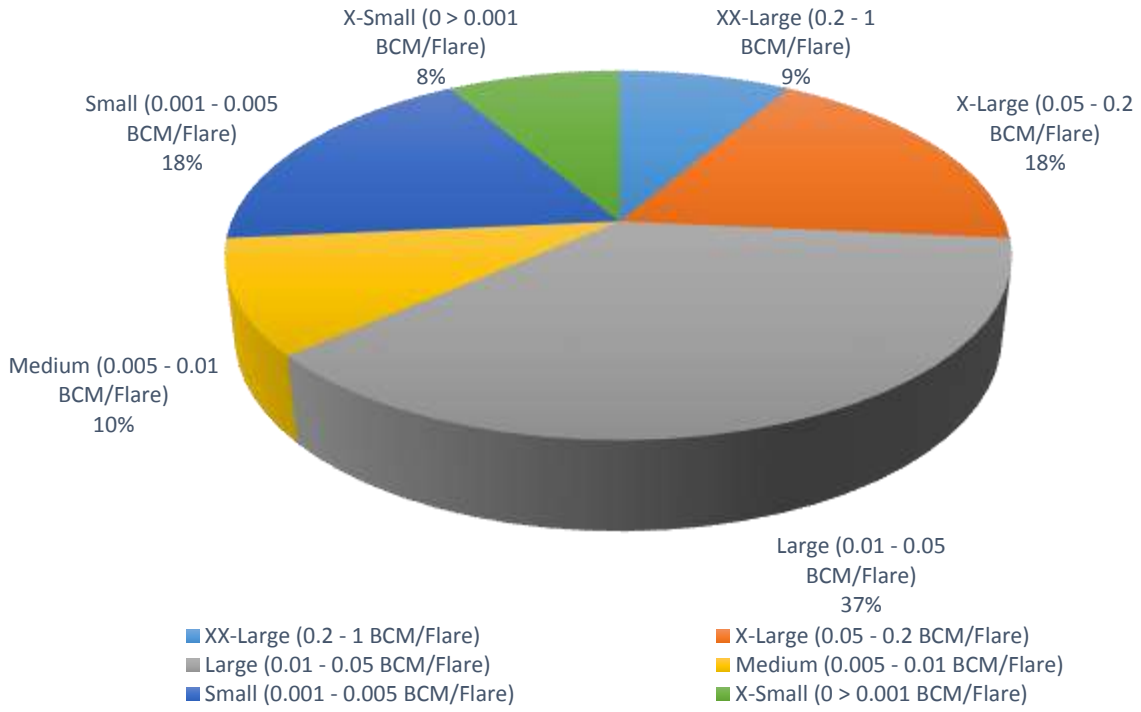
- خیلی کوچک (X-Small) با حجم کمتر از ۰/۰۰۱ میلیار مترمکعب در سال
- کوچک (Small) با حجم ۰/۰۰۱-۰/۰۰۵ میلیاردمترمکعب در سال
- متوسط (Medium) با حجم ۰/۰۰۵-۰/۰۱ میلیاردمترمکعب در سال
- بزرگ (Large) با حجم ۰/۰۱-۰/۰۵ میلیاردمترمکعب در سال
- بسیار بزرگ (X-Large) با حجم ۰/۰۵-۰/۲ میلیاردمترمکعب در سال
- بسیار بسیار بزرگ (XX-Large) با حجم ۰/۲-۱ میلیاردمترمکعب در سال

شکل‌های ۷-۶ و ۷-۷ تفاوت در تعداد و اندازه فلر را در استان‌های مختلف کشور نشان می‌دهند.




شکل ۷-۶. تعداد فلرهای موجود در استان‌های مختلف بر حسب اندازه

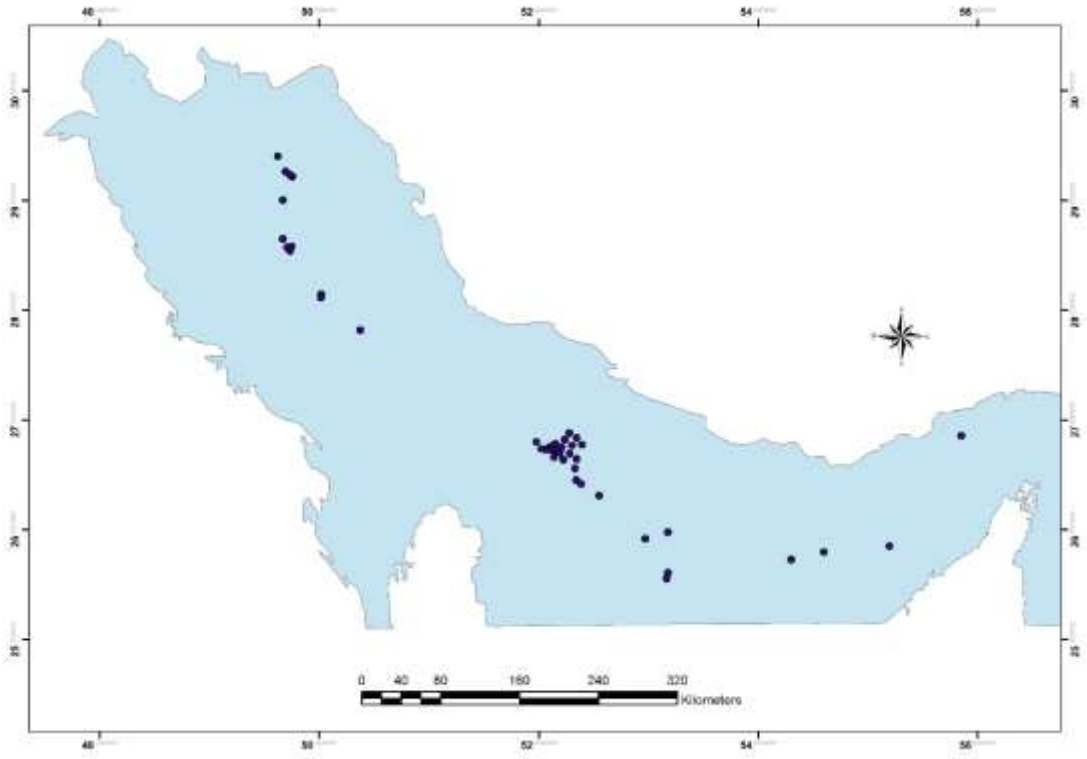
بر اساس داده‌های ماهواره‌ای، سهم فلرهای موجود در کشور از نظر اندازه کوچک تا بسیار بزرگ در شکل ۷-۷ نشان داده شده‌اند.



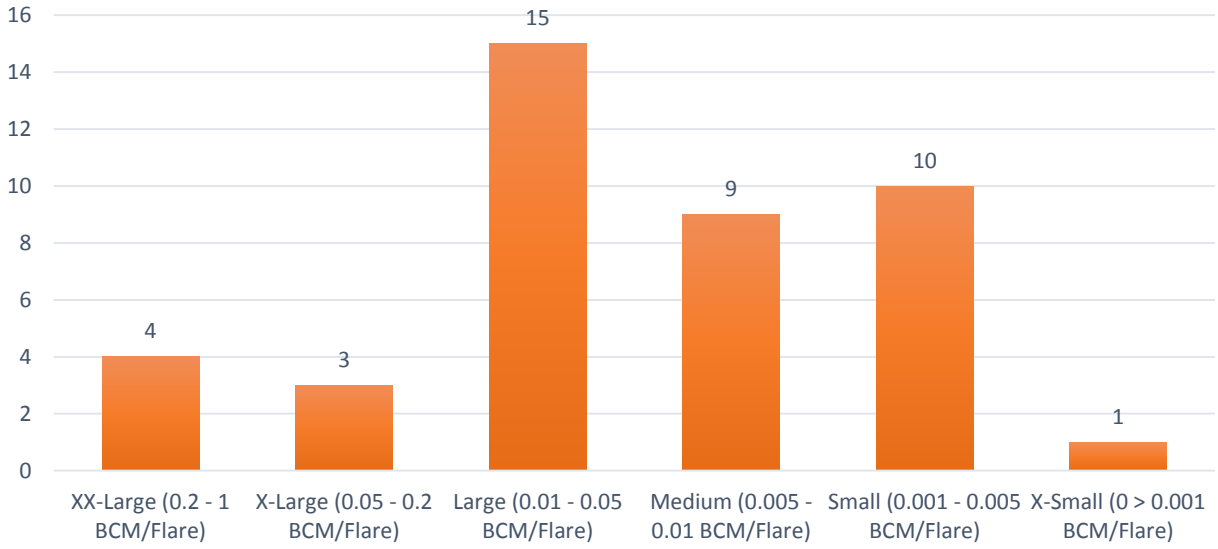

شکل ۷-۷. سهم مشارکت فلرهای موجود در خشکی بر اساس سایز آن‌ها در سطح کشور

### ۷-۲-۲ فلرهای فراساحلی

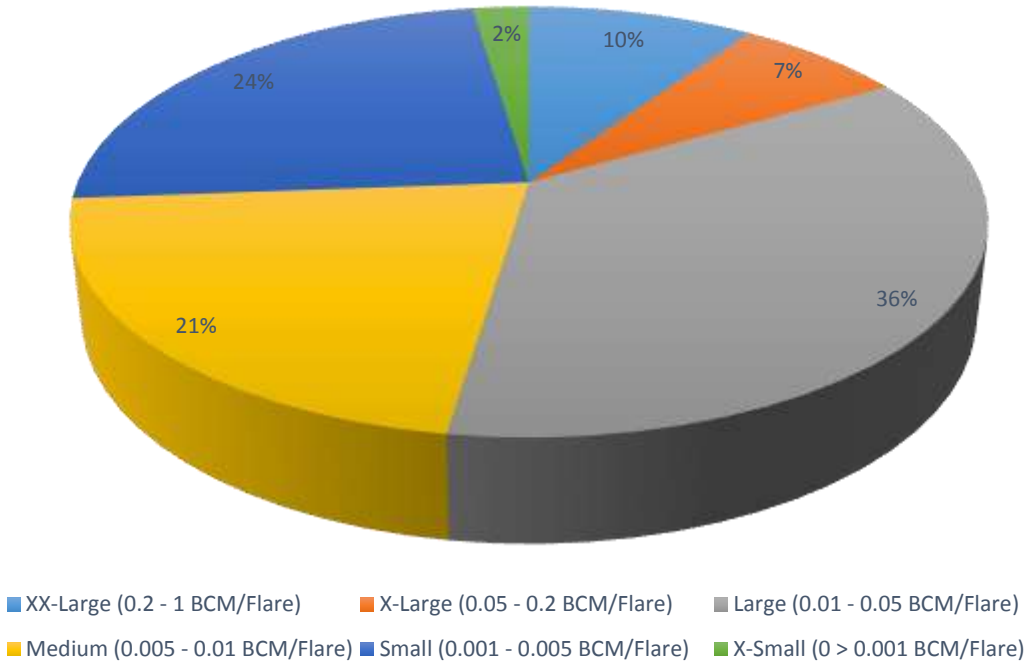
پراگندگی فلرهای فراساحلی ایران در حوزه خلیج فارس در شکل ۷-۸ نشان داده شده است. چالش اساسی در مورد فلرهای فراساحلی عدم وجود تسهیلات برای انتقال این گازها به واحدهای فرآیندی و یا استفاده از این گازها در سکوهای بهره‌برداری موجود است. در شکل‌های ۷-۹ و ۷-۱۰ تقسیم‌بندی این فلرها از نظر اندازه و همچنین سهم هرکدام از دسته‌بندی‌ها در میزان گاز فلر سوزانده شده نشان داده شده است.




شکل ۷-۸. پراکندگی فلرهای فراساحلی در خلیج فارس




شکل ۷-۹. تعداد فلرهای فراساحلی موجود مختلف بر حسب اندازه




شکل ۷-۱۰. سهم مشارکت فلرهای فراساحلی موجود بر اساس سایز آن‌ها

## ۷-۳ جمع‌بندی

با توجه به اطلاعات ارائه شده و نتایج بدست آمده در این گزارش، پراکندگی گازهای همراه نفت و فلر در سطح کشور موقعیت مناسبی را برای ایجاد نیروگاه‌های تولید پراکنده بخصوص در استان‌هایی مانند خوزستان، بوشهر، ایلام و کهکیلویه و بیراحمد بوجود می‌آورد و تولید برق به عنوان یکی از تکنیک‌های قابل اجرا برای کاهش انتشار گازهای آلاینده در این استان‌ها پیشنهاد می‌شود. این روش به عنوان بهترین گزینه در فلرهای کوچک‌تر قابل اجرااست، زیرا عمدتا این فلرها جز برنامه‌های بازیابی وزارت نفت نبوده و همچنین به عنوان فرصت برای توسعه و افزایش مقیاس فناوری در آینده در برخورد با فلرهای بزرگتر می‌باشند. در بخش بعد به بررسی قوانین موجود در کشور در راستای واگزاری این گازها به شرکت‌های خصوصی و چالش‌های موجود بر سر اجرای پروژه‌های بازیابی و بکارگیری گازهای همرا نفت و فلر پرداخته می‌شود.

# فصل ۸ قوانین موجود در کشور و چالش‌های اجرایی آن‌ها

## ۸-۱ فرآیند واگذاری گازهای همراه نفت به بخش خصوصی

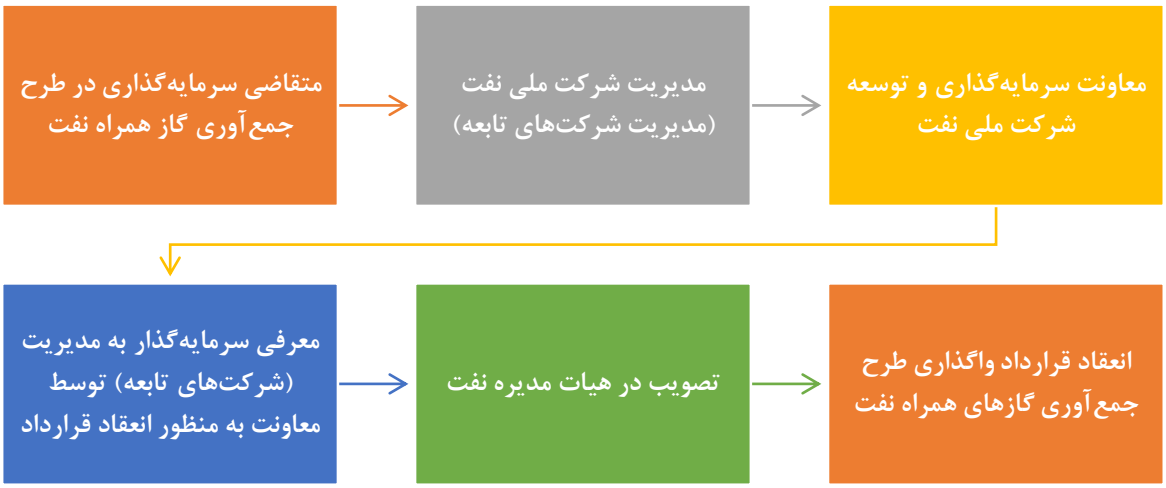
در واگذاری گازهای همراه نفت و طرح‌های مربوطه شرکت ملی نفت نقش اساسی دارد. روند کار به این شکل است که ابتدا پروژه معاونت برنامه‌ریزی تلفیقی نفت تصویب شده و به معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه ابلاغ می‌گردد. معاونت سرمایه-گذاری و توسعه و ظیفه اطلاع‌رسانی به شرکت‌های تابعه را برعهده دارد. از این مرحله به بعد سرمایه‌گذار بخش خصوصی می-تواند از دو طریق درخواست سرمایه‌گذاری را ارائه دهد:

۱- ارائه درخواست به معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه شرکت ملی نفت

۲- ارائه درخواست به شرکت‌های تابعه (که آن‌ها نیز درخواست را به معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه شرکت ملی نفت ارسال می‌کنند)

روند کلی بررسی درخواست سرمایه‌گذاری در طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت در شکل ۸-۱ ارائه دشه است. لازم به ذکر است که، معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه‌ی شرکت ملی نفت و یا شرکت‌های تابعه وظایف زیر را برعهده دارد:

- جمع‌آوری اطلاعات لازم از مدیریت تولید شرکت‌های تابعه جهت بررسی پیشنهادهای ارائه شده
- بررسی کارشناسی، ارزیابی مقایسه‌ای پیشنهادهای متقاضیان سرمایه‌گذاری و تهیه لیست کوتاه پیشنهادهای برگزیده
- بررسی احراز صلاحیت متقاضیان سرمایه‌گذاری




شکل۸-۱. شمای کلی فرآیند واگذاری طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه نفت

در نهایت معاونت سرمایه‌گذاری و توسعه پس از بررسی‌های خود گزینه نهایی را برای سرمایه‌گذاری و انعقاد قرارداد به شرکت ملی نفت ایران معرفی می‌نماید. با توجه به اهمیت طرح‌های بخش بالادستی پیشنهاد سرمایه‌گذاری بایستی به تصویب هیات مدیره شرکت نفت برسد و سپس قرارداد واگذاری منعقد می‌گردد.

## ۸-۲ مجوزهای مورد نیاز

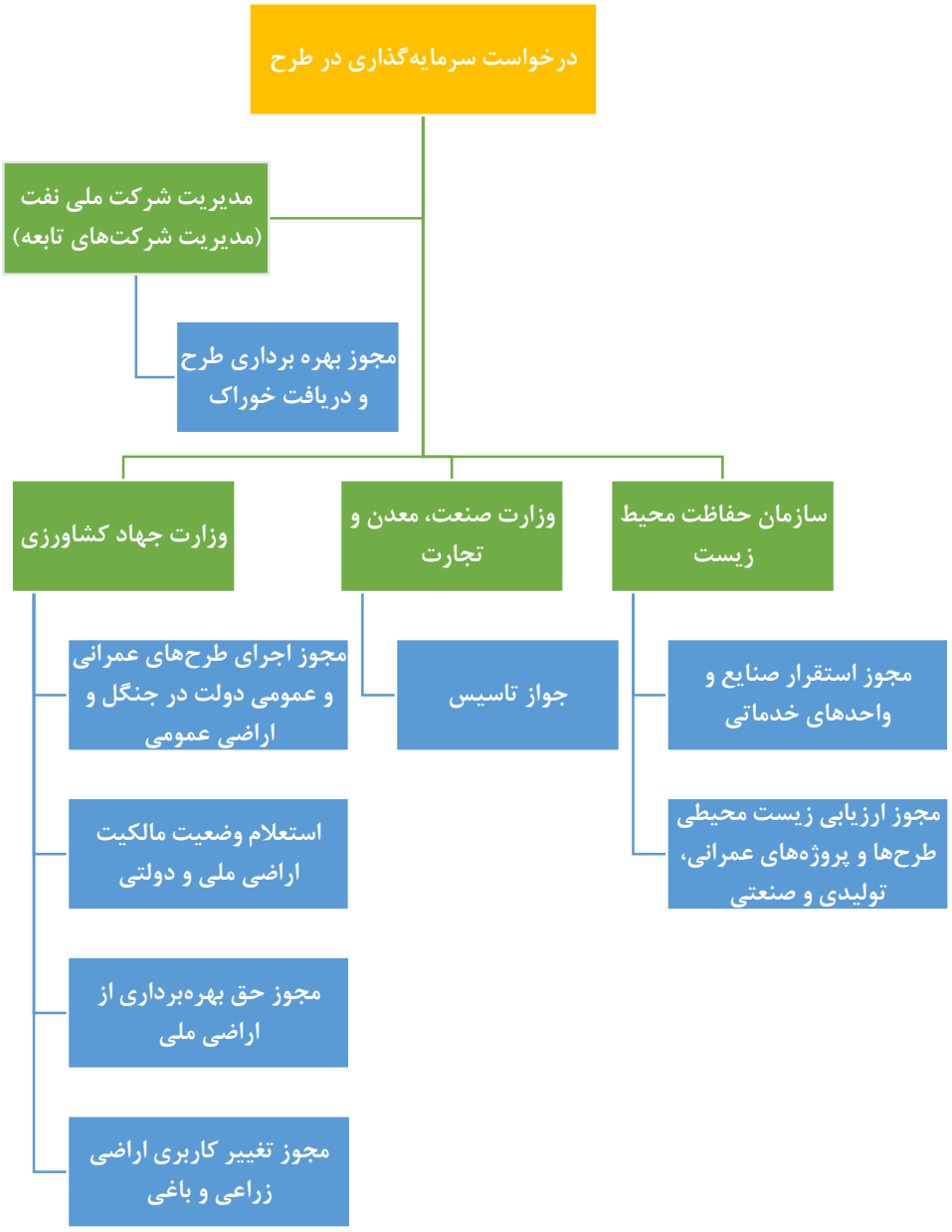
پس از طی شدن فرآیند واگذاری گازهای همراه نفت، شرکت ملی نفت مجوز بهره‌برداری طرح و دریافت خوراک را برای سرمایه‌گذار بخش خصوصی صادر خواهد کرد. اما در کنار این مجوز سازمان‌های دیگری نیز باید مجوز فعالیت مربوطه را برای سرمایه‌گذار صادر نمایند:

۱- سازمان حفاظت محیط زیست

۲- وزارت صنعت معدن و تجارت

۳- وزارت جهاد کشاورزی

توضیحات کاملی از این مجوزها و مدارک مورد نیاز در مرجع [۱] یافت می‌شود. بطور کلی شمای کلی مجوزهای مورد نیاز در شکل ۸-۲ ارائه شده است.




شکل ۸-۲. شمای کلی از مجوزهای موردنیاز [۱]

## ۸-۳ قوانین بودجه، رفع موانع تولید و برنامه‌های توسعه کشور

بررسی قوانین بودجه نشان می‌دهد که از سال ۱۳۸۱ در قوانین بودجه بطور مستقیم و غیر مستقیم، گازهای همراه نفت مورد توجه قرار گرفته‌اند. البته بررسی جزئیات نشان می‌دهد که از قانون بودجه سال ۱۳۹۰، فروش گازهای همراه نفت برای شرکت ملی نفت مجاز در نشر گرفته شده است. به هرحال بعد از سال ۱۳۹۰، در سال ۱۳۹۳ و در جز ۱ بند ق تبصره ۲ قانون

بودجه، مجلس مجوز واگذاری طرح‌های جمع‌آوری گازهای همراه به سرمایه‌گذاران بخش خصوصی را ارائه داده است. سپس در سال‌های ۱۳۹۵ و ۱۳۹۶ در ماده واحده تبصره ۴ بند ب اجازه ارائه تسهیلات ارزی از صندوق توسعه ملی به این طرح‌ها به ترتیب به دولت و بانک‌های عامل داده شده است.

جدول ۸-۱. بندهای قوانین بودجه کشور در زمینه بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر

| برنامه | شماره بند یا بخش | توضیحات |
|---|---|---|
| قانون بودجه سال ۱۳۸۱ | بند ل - تبصره ۲۱ | استفاده از منابع مالی خارجی تا سقف ۲ میلیارد دلار به منظور جمع آوری گاز همراه نفت |
| قانون بودجه سال های ۱۳۸۴، ۱۳۸۶، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ | بند د - تبصره ۱۱ | مستثنی کردن گاز همراه نفت در تعیین قیمت برای واریز ارزش آن به خزانه داری کل کشور |
| قانون بودجه سال ۱۳۸۵ | بند ل - تبصره ۱۱ | مکلف کردن شرکت های نفت و گاز برای کاهش آلودگی |
| قانون بودجه سال ۱۳۸۹ | بند ۴ - بخش ب | تعیین ارزش گاز همراه نفت معادل ۳۰ درصد قیمت گاز خام تولیدی از میادین نفت و گاز ایران |
| | بند ه - تبصره ۱۰ | پرداخت عوارض آلایندگی توسط شرکت های فعال در امور نفت و گاز |
| قانون بودجه سال های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۲ | بند ر - قسمت ۱ | اجازه فروش گاز همراه نفت و تعیین ارزش گاز همراه نفت معادل یک سوم قیمت گاز طبیعی تصفیه شده تحویلی به صنایع از میادین نفت و گاز ایران |
| قانون بودجه سال ۱۳۹۳ | جز ۱ – بند ق – تبصره ۲ | اجازه دادن به دولت برای استفاده از روش های مختلف از قبیل بیع متقابل، روش ساخت، بهره برداری و تحویل (BOT) و یا روش های مذکور در بند ب ماده ۲۱۴ قانون برنامه پنجم توسعه برای اجرای طرح های جمع آوری گازهای همراه نفت |
| قانون بودجه سال ۱۳۹۵ | ماده‌واحده - تبصره ۴ - بند ب | اجازه دادن به صندوق توسعه ملی نسبت به اعطای تسهیلات ارزی به سرمایه‌گذاران بخش های خصوصی، تعاونی و نهادهای عمومی غیردولتی برای طرح های توسعه‌ای بالادستی نفت و گاز با اولویت میدان‌های مشترک و جمع‌آوری گازهای همراه با تضمین وزارت نفت و بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و تولیدی از آن ها |
| قانون بودجه سال ۱۳۹۶ | ماده‌واحده - تبصره ۴ - بند ب | اجازه دادن به بانک های عامل از محل منابع در اختیار از جمله منابعی که با تصویب هیات عامل صندوق توسعه ملی در آن بانک سپرده گذاری شده است نسبت به اعطای تسهیلات ارزی به سرمایه‌گذاران بخش های خصوصی، تعاونی و نهادهای عمومی غیردولتی برای طرح های توسعه‌ای بالادستی نفت و گاز با اولویت میدان‌های مشترک و جمع‌آوری گازهای همراه در راستای افزایش ضریب بازیافت مخازن و احیای چاه‌های قدیمی با داشتن ذخایر نفتی درجا و بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و تولیدی از آن ها |
| قانون بودجه سال ۱۳۹۷ | ماده‌واحده - تبصره ۴ - بند الف - ۱ | اجازه دادن به بانک های عامل نسبت به اعطای تسهیلات ارزی از محل منابع در اختیار به سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی، تعاونی و نهادهای عمومی غیردولتی برای طرح‌های توسعه‌ای بالادستی نفت و گاز با اولویت میادین مشترک و جمع‌آوری گازهای همراه در راستای افزایش ضریب بازیافت مخازن و احیای چاه‌های قدیمی با داشتن ذخایر نفتی درجا و بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و تولیدی از آن ها |
| قانون بودجه سال ۱۳۹۸ | ماده‌واحده - تبصره ۴ - بند الف - ۱ | اجازه دادن به بانک های عامل نسبت به اعطای تسهیلات ارزی-ریالی از محل منابع در اختیار به سرمایه‌گذاران بخش‌های خصوصی، تعاونی و نهادهای عمومی غیردولتی برای طرح‌های توسعه‌ای بالادستی نفت و گاز با اولویت میادین مشترک و جمع‌آوری گازهای همراه در راستای افزایش ضریب بازیافت مخازن و احیای چاه‌های قدیمی با داشتن ذخایر نفتی درجا و بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و تولیدی از آن ها |
| قانون بودجه سال ۱۳۹۹ | ماده‌واحده - تبصره ۴ - بند الف - ۱ | اجازه دادن به بانک های تجاری و تخصصی نسبت به اعطای تسهیلات ارزی-ریالی از محل منابع در اختیار تا مبلغ سه میلیارد (۳،۰۰۰،۰۰۰،۰۰۰) دلار به سرمایه‌گذاران بخش های خصوصی، تعاونی و نهادهای عمومی غیردولتی و قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیاء برای طرح های توسعه‌ای بالادستی نفت و گاز با اولویت میادین مشترک برای افزایش ضریب بازیافت مخازن و احیای میادین قدیمی و جمع‌آوری گازهای همراه بدون انتقال مالکیت نفت و گاز موجود در مخازن و تولیدی از آن ها |

در ادامه در سال ۱۳۹۸ در ماده واحده تبصره ۴ بند الف مجوز ارائه تسهیلات بصورت ارزی–ریالی به سرمایه‌گـذاران بخـش خصوصی در این طرح‌ها مجاز شمرده شده است. و در نهایت در سال ۱۳۹۹ در همین ماده ماده واحده تبصره ۴ بند الف سقف سه میلیارد دلار برای این تسهیلات در نظر گرفه شده است.

همچنین بررسی برنامه‌های توسعه ملی اول تا ششم نشان دهنده اهمیت طرح‌های بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفـت و فلر است؛ بطوری‌که بغیر از برنامه سوم توسعه در تمام آن‌ها مطابق جدول ۸–۲ به این امر اشاره شده است.

جدول ۸-۲. بندهای برنامه‌های توسعه در راستای بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر

| برنامه | شماره بند یا بخش | توضیحات |
|---|---|---|
| برنامه اول توسعه | بخش ۴ – بند ب – قسمت یکم | اولویت به جمع آوری گازهای همراه نفت میادین مختلف فلات قاره |
| برنامه دوم توسعه | بند م – تبصره ۲۲ – تسهیلات بیع متقابل | اشاره به طرح هایی مانند گازهای همراه نفت لایه بنگستان (اماک)، جمع آوری گازهای همراه نفت و تزریق به میادین دورود و احداث کارخانجات گاز مایع |
| برنامه چهارم توسعه | بند د – ماده ۱۴ | اجرای طرح های نوسازی و بهینه سازی تاسیسات نفتی، تبدیل گاز طبیعی به فرآورده های مایع LNG، GTL و DME برای جمع آوری گازهای همراه |
| برنامه پنجم توسعه | بند ب – ماده ۲۲۹ | جمع آوری گازهای همراه نفت به منظور تامین نیاز داخلی به گاز و افزایش ظرفیت صادراتی |
| برنامه ششم توسعه | بخش ۱۰ – ماده ۴۸– بند الف | واگذاری با تعیین نرخ عادلانه خوراک ظرف مدت حداکثر سه‌ماه از تاریخ لازم‌الاجراء شدن این قانون از طریق فراخوان به مردم و بخش غیردولتی (مهار و کنترل حداقل نود درصد (۹۰٪) گازهای مشعل تا پایان برنامه) |

## ۸–۳–۱بند الف ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور

به کلیه وزارتخانه‌ها به‌ویژه نفت و نیرو و شرکتهای تابعه و وابسته به آنها و سازمان‌ها و مؤسسات دولتی و کلیه دارندگان عنوان و ردیف در قوانین بودجه کل کشور اجازه داده می‌شود سالانه تا سقف یکصد میلیارد (۱۰۰,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰) دلار بـه‌صـورت ارزی و پانصدهزار میلیارد (۵۰۰,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰,۰۰۰)ریال به‌صورت ریالی که هر ساله تا سقف نرخ تـورم سـال قبـل تعـدیل مـی‌گـردد، درموارد مربوط به بندهای ذیل این ماده که سرمایه‌گذاری یا اقدام اشخاص حقیقی یا حقوقی خارجی یا داخلی با اولویت بخشهای خصوصی یا تعاونی به تولید، صادرات، ارتقای کیفیت، صرفه‌جویی یا کاهش هزینه در تولید کالا یا خدمت و زمان و بهبود کیفیـت محیط زیست و یا کاهش تلفات جانی و مالی می‌انجامد برای نفت و گاز و میعانات گازی و فرآورده‌های نفتی و کالاها و خـدمات قابل صادرات یا واردات به قیمت‌های صادراتی یا وارداتی به نرخ روز ارز بازار آزاد یا معادل ریالی آن با احتسـاب حقـوق دولتـی و عوارض قانونی و سایر هزینه‌های متعلقه و برای سایر موارد با قیمت‌های غیریارانه‌ای با احتساب حقوق دولتی و عوارض قانونی و سایر هزینه‌های متعلقه قرارداد منعقد کنند.

**بند الف:** طرح‌های نفت و گاز از جمله افزایش ظرفیت تولید نفت خام، گاز و میعانات گازی با اولویت مخازن مشترک و افـزایش ظرفیت پالایش نفت خام و میعانات گازی، افزایش تولید محصولات پتروشیمی، ذخیره‌سـازی نفـت خـام، میعانـات گـازی و گـاز طبیعی مخازن مشترک در مخازن غیرمشترک و داخل کشور، ذخیره‌سازی گاز در فصول کـم مصـرف بـرای اسـتفاده در فصـول پرمصرف، تبدیل درجای نفت‌وگاز و میعانات گازی به محصول یا برق، تزریـق گـاز بـه میـادین داخلـی، رشـد صـادرات و عبـور (ترانزیت) و معاوضه(سوآپ) نفت خام، میعانات گازی و گاز و فرآورده‌هـای نفتـی، جلـوگیری از سـوختن گازهـای همـراه نفـت و

میعانات گازی و جایگزینی گاز داخلی یا وارداتی با فرآورده‌های نفتی ذی‌ربط و کلیه طرحهایی که به افزایش تولید یا صرفه‌جویی در مصرف نفت خام و میعانات گازی و گاز و فرآورده‌های نفتی بیانجامد.
بنابراین قانون دولت می‌تواند:
الف) معادل گاز طبیعی صرفه جویی شده به سرمایه گذار تحویل دهد تا آن را صادر نماید و یا در بازار انرژی عرضه کند.
ب) پرداخت میزان صرفه جویی حاصل از جایگزینی گاز فلر با گاز طبیعی به ازای تولید هر kW ساعت برق را با در نظر گرفتن قیمت صادرات گاز طبیعی (۰/۱۳ $/m$^3$) به سرمایه گذار پرداخت نماید.

با وجود مزایای زیادی که این قوانین می‌توانست ایجاد کند، اما مطابق گزارش مرکز پژوهش‌های مجلس با عنوان "چالش‌ها و راهکارهای رونق تولیددر سال ۱۳۹۸ بخش نفت و گاز"، دارای معضلات زیر است:
با وجود احکام قانونی و اقدامات اظهار شده متعدد توسط وزارت نفت، طی سال های اخیر نه تنها از حجم گاز فلر ایران کاسته نشده بلکه افزایش هم داشته است.

- قابلیت اجرا و شیوه نظارت بر اجرای برخی از قوانین در حین تدوین و تصویب در نظر گرفته نمی شود و حالت ارشادی دارند، لذا این نوع قوانین پس از تصویب ضمانت اجرایی نداشته و در نهایت اجرا نمی شوند.
- نبود نظام رگولاتوری مستقل و یا حداقل معتبر در حوزه انرژی کشور از مسائل و چالش های مهم حوزه انرژی است و این موضوع ساماندهی زنجیره ارزش تولید کالای نهایی از گاز فلر را تحت تاثیر قرار می دهد.

## ۸-۴ آنالیز ریسک‌های اجرایی و نحوه برون رفت از هرکدام از آن‌ها

به دلایل مختلف از جمله پیچیدگی فنی، نیاز به منابع ریالی و ارزی قابل توجه، نیاز به تجهیزات خاص و همبستگی بین فازهای مختلف، این پروژه‌ها در معرض ریسک‌های متعدد قرار دارند ، بنابراین مدیریت مؤثر ریسک یکی از الزامات این پروژه‌ها می باشد. از سوی دیگر هنوز کمبودهای قابل توجهی در حوزه‌ی ارزیابی و انتخاب اقدامات کاهش ریسک پروژه‌ها وجود دارد. برای انجام آنالیز ریسک نیروگاه‌های فلرسوز از مراجع [۲] و [۳] بهره گرفته شده است. چگونگی اجرای پروژه بصورت طراحی–تامین تجهیزات–ساخت می‌باشد. جدول ۸–۳ ساختار شکست کار پروژه را به همراه زمان‌بندی نمایش می‌دهد. لازم به ذکر است که پروژه ساخت و راه‌اندازی یک نیروگاه فلرسوز بالغ بر ۳۰۰۰ فعالیت را شامل می‌شود، که ساختار شکست ارائه شده کلی و در راستای اهداف این پروژه تحقیقاتی است. به منظور شناسایی و بررسی ریسک‌های موجود علاوه بر بررسی منابع مذکور [۳–۲] با توجه به مطالعات جامع انجام شده در پروژه "بررسی فرآیندهای بازیافت گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق در ایران" و تشکیل جلسات طوفان فکری و پرکردن فرم‌های مدل کسب و کار (پیوست ج) توسط افراد متخصص ریسک‌های مورد نظر شناسایی شده است. از بین تمام ریسک‌های شناسایی شده ۱۱ ریسک مهم در اجرای پروژه‌های تولید برق از گازهای همراه نفت و فلر در جدول ۸–۴ ارائه شده است. این جدول شباهت زیادی به اطلاعات ارائه شده در مرجع [۳] که با حمایت شرکت مپنا برای بررسی ریسک‌های موجود در مراحل طراحی، ساخت و راه‌اندازی نیروگاه‌های حرارتی در ایران انجام شده است دارد. همچنین از جدول ۸–۵ که از مرجع [۳] برگرفته شده است راه‌های برون رفت از مشکلات موجود بر سرراه نیروگاه‌های فلرسوز نشان داده شده است.

جدول ۸-۳. خلاصه ساختار شکست پروژه

| کد فعالیت | شرح فعالیت | زمان | کیفیت (٪) |
|---|---|---|---|
| **۱** | **احداث نیروگاه فلر سوز** | **۷۰** | **۱۰۰** |
| **۱,۱** | **انعقاد قرارداد** | **۴** | **۴** |
| ۱,۱,۱ | بین کارفرما و پژوهشگاه نیرو | ۲ | ۲ |
| ۲,۱,۱ | بین پژوهشگاه و شرکت پروژه | ۲ | ۲ |
| **۲,۱** | **تحویل سایت به پژوهشگاه نیرو** | **۴** | **۸** |
| ۱,۲,۱ | تحویل زمین به همراه نقشه کلی نیروگاه | ۲ | ۳ |
| ۲,۲,۱ | تحویل امکانات (گاز فلر، آب، ...) | ۲ | ۵ |
| **۳,۱** | **طراحی تجهیزات** | **۸** | **۱۸** |
| ۱,۳,۱ | ارائه اطلاعات طراحی تجهیزات اصلی توسط پژوهشگاه نیرو | ۲ | ۲ |
| ۲,۳,۱ | دریافت و بررسی پیشنهاد فنی شرکت‌های فناور | ۳ | ۴ |
| ۳,۳,۱ | بستن قرارداد طراحی و ساخت تجهیزات با شرکت‌های فناور منتخب | ۲ | ۲ |
| ۴,۳,۱ | طراحی تجهیزات توسط شرکت‌های فناور منتخب | ۳ | ۱۰ |
| **۴,۱** | **ساخت و تامین تجهیزات** | **۳۴** | **۳۵** |
| ۱,۴,۱ | تامین تجهیزات مطابق لیست AVL پژوهشگاه نیرو | ۱۲ | ۱۰ |
| ۲,۴,۱ | ساخت سایر تجهیزات توسط شرکت‌های فناور (به همراه ملزومات و تجهیزات راهبری و کنترل) | ۳۰ | ۲۰ |
| ۱,۲,۴,۱ | کمپرسور گاز ترش جهت فشار افزایی | ۲۴ | ۲ |
| ۲,۲,۴,۱ | واحد غشایی جهت جداسازی ترکیبات گوگردی | ۳۰ | ۶ |
| ۳,۲,۴,۱ | واحد تولید $Na_2S$ از گاز ترش خروجی واحد غشایی | ۲۴ | ۲ |
| ۴,۲,۴,۱ | سیستم تصفیه پساب | ۲۴ | ۲ |
| ۵,۲,۴,۱ | واحدهای ماشین گازی جهت تولید توان | ۳۰ | ۸ |
| ۳,۴,۱ | تحویل و حمل تجهیزات | ۴ | ۵ |
| **۵,۱** | **عملیات ساختمان سازی و اماده کردن سایت** | **۸** | **۱۵** |
| **۶,۱** | **نصب تجهیزات** | **۸** | **۱۰** |
| **۷,۱** | **تست و راه‌اندازی** | **۸** | **۵** |
| **۸,۱** | **تحویل نیروگاه** | **۸** | **۵** |
| ۱,۸,۱ | تحویل موقت | ۲ | ۱ |
| ۲,۸,۱ | بهره‌برداری آزمایشی | ۴ | ۲ |
| ۳,۸,۱ | تحویل نهایی | ۲ | ۲ |

جدول ۸-۴. ریسک‌های مهم

| کد ریسک | شرح ریسک |
|---|---|

| | |
|---|---|
| **R1** | مشکلات ایجاد شده توسط معارضین و ذینفعان پروژه |
| **R2** | ایجاد اختلال در واگذاری گاز فلر و یا سایر امکانات به سایت |
| **R3** | اختلال در تامین منابع مالی پروژه ناشی از تغییر نرخ ارز و ... |
| **R4** | ارائه‌ی اطلاعات نامناسب طراحی توسط زیرمجموعه شرکت نفت |
| **R5** | ایجاد اختلال در تامین تجهیزات از خارج کشور |
| **R6** | ایجاد اختلال در تامین تجهیزات از شرکت‌های فناور داخلی |
| **R7** | برآورد نامناسب احجام کاری |
| **R8** | تخصص و مهارت نامناسب نیروی انسانی |
| **R9** | عدم تطابق تجهیزات ارسالی با مدارک مهندسی تایید شده |
| **R10** | مدیریت مالی نامناسب توسط شرکت پروژه |
| **R11** | شرایط نامساعد جوی |

جدول ۸-۵. اقدامات پیشنهادی کاهش ریسک و هزینه‌های مربوطه

| کد اقدام | شرح اقدام | هزینه اقدام (میلیون تومان) |
|---|---|---|
| **A1** | بازنگری در زمان‌بندی تامین تجهیزات براساس برنامه ریزی | ۷۰ |
| **A2** | بازنگری در استانداردهای تدوین احجام کاری | ۲۰۰ |
| **A3** | کنترل دقیق مستندات طراحی | ۱۲۰ |
| **A4** | تهیه بانک اطلاعاتی جامع از تامیین‌کنندگان و پیمانکاران | ۱۰۰ |
| **A5** | تحقیق درباره اعتبار اسناد زمین و سایر موارد مرتبط با معارضین از قبیل راه‌های دسترسی به سایت | ۱۰ |
| **A6** | جایگزینی برخی از تجهیزات ساخت شرکت‌های فناور با تجهیزات خارجی و یا برعکس | ۵۰۰ |
| **A7** | بازنگری در سیستم مدیریت پروژه پیمانکاران فرعی | ۴۵ |
| **A8** | طراحی و برگزاری دوره‌های آموزشی و توجیهی | ۱۲۵ |
| **A9** | قرارداد با یک شرکت مشاور جهت بهبود طراحی تجهیزات | ۴۰۰ |
| **A10** | بهبود فرآیند کنترل کیفیت در حین ساخت تجهیزات | ۱۵۰ |
| **A11** | بازنگری در سیستم پرداخت‌ها به شرکت‌های فناور و پیمانکاران | ۷۵ |
| **A12** | افتتاح حساب مشترک بین شرکت پروژه و پیمانکاران فرعی | ۲۵ |
| **A13** | افزایش تعامل با ارگان‌های متولی خدمات عمومی | ۳۰ |
| **A14** | اصلاح روش‌های اجرایی و مدارک طراحی متناسب با شرایط جوی محل پروژه | ۳۰۰ |

## ۸-۵ توافق‌نامه بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر

با توجه به وضعیت سوزاندن گازهای فلر درایران، در حال حاضر لازم است که یک برنامه‌ریزی بسیار شفاف و دقیق، زمینه ایجاد یک جهش فناوری را در این زمینه فراهم سازد. با توجه به اهمیت بالای کاربرد فناوری‌های نوین و ضرورت استفاده از فناوری-

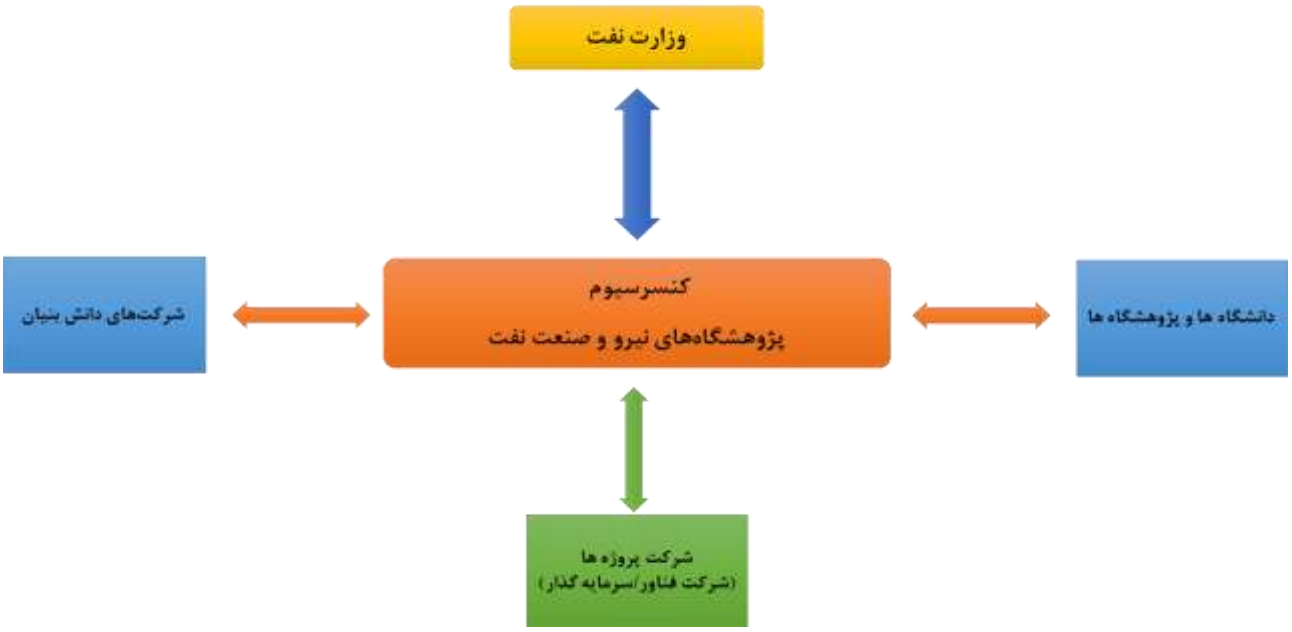
های پیشرفته در تمامی بخش‌های این حوزه، لازم است توجه خاصی برای سرعت بخشیدن به پیشبرد پروژه‌ها و طرح‌های مورد نیاز صورت گیرد. بدین منظور پژوهشگاه نیرو پیشنهاد دارد، تا مشابه قرارداد ازدیاد برداشت مخازن نفت با دانشگاه‌ها، با در نظر گرفتن یکی از دو رویکرد مدل حجمی‌پله‌ای و یا مدل کارگزاری اجرا بصورت مشترک با پژوهشگاه صنعت نفت طرحی را اجرا نماید. هدف اصلی این طرح ارائه چارچوبی کلی و جامع برای کلیه مطالعات گازهای همراه نفت و فلر در بخش‌های بالادستی و پایین دستی صنعت نفت می‌باشد. بدین معنی که اگر چه ممکن است برخی بخش‌ها در زیرمجموعه وزارت نفت انجام شده باشند و یا برخی دیگر در مراکز علمی داخل و خارج کشور مورد مطالعه قرار گرفته و به نتیجه لازم رسیده باشند، اما این طرح، همانند آنچه که در زمینه طرح‌های ازدیاد برداشت از مخازن نفت انجام شده، جایگاه هر بخش مطالعه را در ماموریت کلی در نظر گرفته و نشان می‌دهد که چگونه باید نتایج بخش‌های گوناگون را در کنار هم لحاظ کرد. در حقیقت هدف از این واگذاری، انتقال، بومی‌سازی، توسعه فناوری‌های مورد نیاز صنعت نفت؛ در حوزه بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر، بهبود تولید و در نهایت نهادینه‌سازی فناوری‌ها و پر کردن شکاف موجود در مسیر توسعه فناوری و برطرف کردن کمبودهایی است، که در گذار از مرحله تحقیق و پژوهش به مرحله تجاری‌سازی در طرح‌ها و پروژه‌های صنعت نفت وجود دارد.

همچنین پژوهشگاه‌های نیرو و صنعت نفت که در طرح کنسرسیوم نفت و نیرو نامیده می‌شوند، این همکاری را محدود به ارائه چند طرح پیشنهادی ندانسته، بلکه آن را بعنوان فرصتی برای ایجاد مراکزی تحقیقاتی و بین‌المللی با نیروهای آموزش دیده می‌داند تا نتیجه این همکاری، ایجاد زیرساخت‌های لازم برای تربیت نسل‌های بعدی باشد. همچنین در تلاش هستند تا بتوانند از طریق شبکه‌سازی با دانشگاه‌ها، مراکز توسعه فناوری، شرکت‌های دانش بنیان و بخش خصوصی آرایش جدیدی را در نحوه انجام کار و یا استفاده از خدمات این مراکز بوجود آورده و با تقویت کادر علمی مورد نیاز از این فرصت استثنایی برای ایجاد شرایط بهینه و در نهایت دست یافتن به فناوری‌های نوین استفاده کنند.

افزایش بهره‌وری انرژی، بکارگیری و توسعه فناوری‌های نوین، مدیریت بهینه آلاینده‌ها، کاهش هزینه‌های توسعه‌ای و عملیاتی و شناخت هرچه کامل‌تر رفتار پیچیده و مکانیزم‌های حاکم بر گازهای همراه نفت و فلر از نتایج فنی و اقتصادی اجرای این طرح مهم ملی خواهند بود. در این طرح تلاش می‌شود تا از طریق دانش‌های فنی موجود، علاوه بر روزآمد کردن اطلاعات، با هماهنگی و همکاری دانشگاه‌ها و شرکت‌های دانش‌بنیان کشور به فناوری‌های مورد نیاز در حوزه بالادست و پایین دست صنعت نفت دست پیدا کرده و در نهایت نتایج حاصله را در مقیاس صنعتی و تجاری جهت رفع این چالش ملی بکارگرفت.

### ۸-۵-۱ نقش و وظایف ذینفعان

بر مبنای مطالعات انجام شده، سرفصل فعالیت‌های نقشه راه اجرای روش‌های افزایش بهره‌وری برای رفع گلوگاه‌های تولید در یک بازه زمانی ۵ ساله (بعنوان قدم اول برای نیل به برنامه ۱۰ ساله همکاری)، در بخش‌های بالادستی و پایین دستی تعریف می‌شوند.




شکل ۸-۳. نحوه ارتباط ذینفعان

قراردادهای پژوهش و توسعه فناوری کاهش گاز همراه میادین نفت و فلر و بهبود تولید در قالب چهار بسته کاری تعریف خواهند شد که عبارتند از:

- بسته نخست شامل شناخت گاز همراه میادین نفت و فلر،
- بسته دوم مدل‌سازی و شبیه‌سازی
- بسته سوم انجام فعالیت‌های آزمایشگاهی
- بسته چهارم اجرای پایلوت میدانی

در مرحله بعد پروژه‌های با جذب سرمایه‌گذاران بخش خصوصی و توسط شرکت‌های فناور در مقیاس صنعتی به اجرا در می‌آید. کنسرسیوم نفت و نیرو به عنوان مشاور در تمام مراحل طراحی، ساخت و اجرا و بهره‌برداری به عنوان مشاور در کنار شرکت‌های فناور حضور خواهند داشت.

## وظایف وزارت نفت:

- اعلام سیاست‌ها و موضوعات راهبردی مورد نیاز در زمینه بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر در شرکت‌های زیرمجموعه وزارت نفت و اعلام آن به دو پژوهشگاه نیرو و صنعت نفت؛
- تأمین و اختصاص بخشی از منابع گازهای همراه نفت و فلر برای طرح‌های توافق‌نامه؛
- تدوین ساز و کار و فرآیند ارزیابی و اثربخشی عملکرد ماحصل از اجرای طرح‌ها؛
- تعریف ساز و کار و فرآیند تهیه و تصویب شرح نیازها و خدمات مربوطه؛
- تهیه و ارائه معیارهای برآورد اعتبارات مورد نیاز برای اجرای هر طرح؛
- تعیین شاخص‌های ارزیابی همکاران خارجی دانشگاه‌ها و مراکز تحقیقاتی منتخب؛
- حل اختلاف با تایید پیشنهاد فسخ و یا تعلیق قراردادها و موافقت‌نامه‌های منعقده؛
- تدوین و پیشنهاد حدود و نحوه نظارت عالی کمیته مشترک؛

- بهره‌برداری از نتایج پژوهش‌های موضوع توافق‌نامه.

## وظایف کنسرسیوم نفت و نیرو:

کنسرسیوم نفت و نیرو در این بازه زمانی طی چهار فاز طرح را پیش خواهند برد:

۱- شناسایی نهادها، مراکز تحقیقاتی، دانشگاه‌ها، شرکت‌های دانش‌بنیان و فناور و شبکه‌سازی، شکل‌دهی ارتباطات مورد نیاز

۲- عقدقرارداد در راستای اجرای پروژه‌های توسعه فناوری و اجرایی

۳- اجرای پروژه‌ها در مقیاس نیمه صنعتی و صنعتی با جذب سرمایه‌های داخلی (بخش خصوصی) و حمایت‌های بین‌المللی

۴- بهره‌برداری از پروژه‌ها و انتفاع از نتایج و درآمد حاصله

بطور کلی اقدامات کنسرسیوم نفت و نیرو در دو حوزه پژوهش و توسعه فناوری و پروژه‌های اجرایی به شرح زیر است:

### - حوزه پژوهش و توسعه فناوری:

- انجام کارگزاری پژوهش‌های مرتبط با بازیابی و بکارگیری گازهای همراه نفت و فلر در بخش بالادستی و پایین دستی صنعت نفت در راستای موضوعات توافق‌نامه؛
- احصاء نیازهای پژوهشی و توسعه فناوری در راستای موضوعات توافق‌نامه؛
- تعریف پروژه و انعقاد قرارداد با دانشگاه/پژوهشگاه؛
- نظارت بر حسن اجرای قراردادهای موضوع توافق‌نامه و اخذ گزارش‌های دوره‌ای و پایانی از دانشگاه/پژوهشگاه و انعکاس آن‌ها به وزارت نفت؛
- نظارت و تأیید صورت‌وضعیت‌های ارسالی به دانشگاه/پژوهشگاه؛
- مدیریت منابع اختصاص یافته از محل تبصره فوق‌الذکر؛
- انجام کلیه امور اداری و قراردادی مورد نیاز جهت اجرای توافق‌نامه به نمایندگی از وزارت نفت از جمله مبادله موافقت‌نامه با سازمان برنامه و بودجه و خزانه‌داری در چارچوب آئین‌نامه اجرایی؛
- درج قراردادهای موضوع توافق‌نامه در سامانه ملی عرضه و تقاضای پژوهش و فناوری؛
- شبکه سازی و تقویت زیرساخت‌ها و امکانات لازم برای اجرای فعالیت‌های تحقیقاتی توسعه فناوری در حوزه بازیابی و بکارگیری گازهای همراه میادین نفت و فلر؛
- رسمیت بخشیدن به مراکز تحقیقاتی در این زمینه، در قالب فعالیت تمام وقت اعضای هیئت علمی و کارکنان خود.

### - حوزه پروژه‌های اجرایی:

- مدیریت گازهای فلر واگذار شده؛
- ایجاد بسته‌های سرمایه‌گذاری جهت واگذاری به بخش خصوصی؛
- جذب سرمایه‌گذار بخش خصوصی جهت اجرای پروژها در مقیاس‌های پایلوت، نیمه صنعتی و صنعتی؛
- جذب سرمایه‌ها و حمایت‌های بین المللی از قبیل صندوق اقلیم سبز (GCF) و برنامه کاهش گازهای ارسالی به فلر بانک جهانی (GGFR)، ابتکار اقلیم نفت و گاز (OGCI) و ...؛
- اخذ مجوزهای لازم و تسهیل‌گری در تامین تجهیزات مورد نیاز در پروژه‌های اجرایی؛
- نظارت بر حسن اجرای پروژها و انعکاس به وزارت نفت؛
- مشاوره در تمام مراحل طراحی، ساخت و راه‌اندازی پروژه‌ها در مقیاس پایلوت، نیمه صنعتی و صنعتی.

از دیگر اقداماتی که درصورت موافقت انجام طرح توسط کنسرسیوم نفت و نیرو اجرا خواهد شد عبارتند از:

۱- ارتباطات ملی و بین‌المللی: برقراری ارتباطات ملی و بین‌المللی در قالب تفاهم‌نامه خارجی با دانشگاه‌ها و مراکز فعال داخلی در این حوزه از دیگر اهداف این طرح می‌باشد.

۲- راه‌اندازی دفتر مدیریت فنی طرح: کنسرسیوم نفت و نیرو جهت سامان بخشیدن به ارتباطات اداری با کارفرمای طرح (اعم از وزارت نفت، شرکت ملی نفت ایران و شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، شرکت ملی گاز ایران و شرکت ملی صنایع پتروشیمی) در نظر دارند تا دفتری را بدین منظور تاسیس نمایند. در این دفتر کلیه فعالیت‌های غیر آزمایشگاهی طرح انجام می‌پذیرد. تمامی امکانات سخت‌افزاری، نرم‌افزاری و نیروی انسانی این دفتر از درآمدهای حاصل از طرح تامین می‌شود.

۳- راه‌اندازی مراکز آزمایشگاهی طرح: آزمایشگاه‌های پژوهشگاه صنعت نفت و پژوهشگاه نیرو که به‌منظور انجام پروژه‌های مرتبط با در نظر گرفته شده‌اند، در صورت تایید طرح تجهیز و آماده ارائه خدمات خواهند شد.

## وظایف دانشگاه‌ها و شرکت‌های دانش بنیان

- انجام مطالعات و اجرای پروژه های ارجاع شده از سوی کنسرسیوم برای حل مسائل موضوع توافق‌نامه
- عقد قرارداد با کنسرسیوم نفت و نیرو در راستای موضوعات توافق‌نامه؛
- تخصیص منابع مالی دریافتی از کنسرسیوم نفت و نیرو صرفاً به قراردادهای مبادله شده؛
- انجام کلیه تعهدات قراردادی، حقوقی و فنی قراردادهای مبادله شده با کنسرسیوم نفت و نیرو؛
- عودت منابع مالی قراردادهای خاتمه یافته با مبلغ کمتر از سقف قرارداد و یا فسخ قراردادها به کنسرسیوم نفت و نیرو؛
- تهیه و ارائه کلیه گزارش‌ها و بروندادهای مرحله‌ای پروژه‌ها به کنسرسیوم نفت و نیرو؛
- تحویل محصول نهایی و گزارش پایانی پروژه‌ها به کنسرسیوم نفت و نیرو.

## وظایف شرکت پروژه‌ها در حوزه اجرا

شرکت‌پروژه‌ها در حقیقت خود کنسرسیومی از شرکت‌های فناور و سرمایه‌گذارانی هستند که وظیفه تامین مالی و اجرای پروژه‌های حوزه اجرا را درمقیاس صنعتی بر عهده دارند. اهم وظایف این شرکت پروژه‌ها به شرح زیر است:

- عقد قرارداد با کنسرسیوم نفت و نیرو در راستای اجرای پروژه احداث و بهره برداری واحد فرآوری در قالب قراردادهای BOO و BOT؛
- تامین و اختصاص منابع مالی مورد نیاز اجرای پروژه؛
- اجرای پروژه‌ها تحت نظارت و با مشاوره پژوهشگاه‌های نیرو و صنعت نفت؛
- انجام کلیه تعهدات قراردادی، حقوقی و فنی قراردادهای مبادله شده با کنسرسیوم نفت و نیرو.

## ۸-۵-۲ حوزه فعالیت هریک از ارکان کنسرسیوم پژوهشگاه‌های نیرو و صنعت نفت

**پژوهشگاه نیرو:** کارگزاری و اجرای کلیه امور مرتبط با راهبری پروژه‌های مرتبط با تحقیقات، توسعه فناوری، طراحی، ساخت و راه‌اندازی نیروگاه‌های فلرسوز و تولید توان مبتنی بر فناوری‌های میکروتوربین، ماشین‌گازی، توربین گازی و پیل‌های سوختی اکسید جامد در مقیاس‌های پایلوت، نیمه صنعتی و صنعتی

**پژوهشگاه صنعت نفت:** کارگزاری و اجرای کلیه امور مرتبط با راهبری پروژه‌های مرتبط با تحقیقات، توسعه فناوری، طراحی، ساخت و راه‌اندازی واحدهای فرآیندی تولید سوخت مایع (GTL)، فشرده‌سازی (LNG و CNG)، تولید مواد شیمیایی و ... در مقیاس‌های پایلوت، نیمه صنعتی و صنعتی

در این راستا و در جهت تدقیق نقش هریک از ارکان، پس از اخذ موافقت وزارت نفت، شرح دقیق وظایف و مسئولیت‌های دو پژوهشگاه تعیین خواهد گردید.

## ۸-۵-۳ تامین اعتبارات لازم برای اجرای توافق نامه

با توجه به نقش تسهیل گرانه کنسرسیوم و نیز تخصیص منابع به انجام مدیریت تحقیق و توسعه فناوری و دعوت و بکارگیری عوامل اجرا از سرمایه‌گذار، مشاور، شرکت فناور و مجری، هزینه هایی بر کنسرسیوم مترتب می‌باشد. بخشی از این هزینه‌ها از محل عواید حاصل از فرآوری تامین خواهد شد. همچنین جهت آغاز فعالیت، بخشی از اعتبارات لازم بصورت وام از سوی وزارت نفت در اختیار کنسرسیوم قرار خواهد گرفت که با اجرای طرح و آغاز جذب درآمدهای حاصله، بازپرداخت وام از همین محل صورت خواهد گرفت.

هزینه‌های تحقیقاتی کنسرسیوم نفت و نیرو از عواید حاصل از بازیابی گازهای فلر و سرمایه‌های جذب شده بصورت زیر تامین می‌شود:

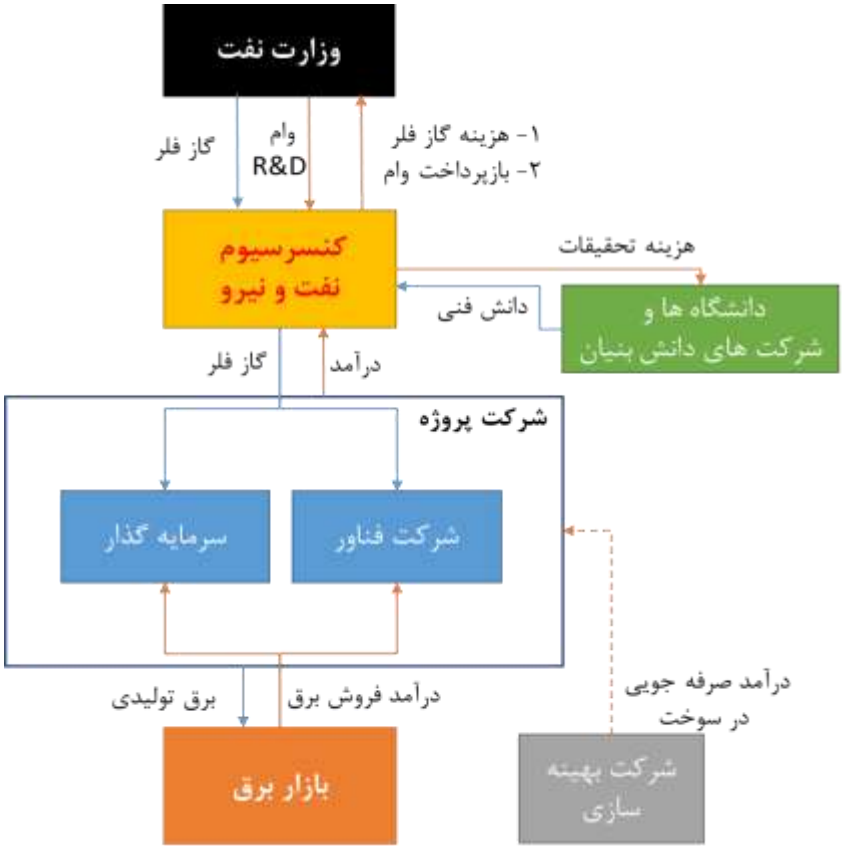
- از محل سرمایه حاصل از صرفه‌جویی در سوخت طبق ماده ۱۲ قانون رفع موانع تولید؛
- از محل سرمایه‌های جذب شده در پروژه‌های اجرایی نیمه صنعتی و صنعتی؛
- از سرمایه‌ها و حمایت‌های مالی جذب شده از طریق مکانیزم‌های جذب سرمایه بین‌المللی.
- بخشی از اعتبارات مورد نیاز در قالب وام جهت انجام امور مقدماتی و شکل‌دهی به شبکه متخصصین و شروع پروژه-های توسعه فناوری در اختیار کنسرسیوم قرار گرفته و بازپرداخت آن پس از دوره تنفس، از درآمد حاصل از اجرای پروژه‌ها صورت خواهد گرفت.

## ۸-۶ نمونه مطالعه موردی توجیه اقتصادی طرح فرآوری گاز فلر با هدف تولید برق

مدل جریان هزینه و درآمد ذینفعان و نحوه تعامل آن‌ها در این طرح به منظور تولید برق به ترتیب در شکل ۸-۴ نشان داده شده است. شایان ذکر است مطالعات انجام شده نشان می‌دهد، درصورت ارائه روند قانونی مشخص جهت واگذاری این گازها و ارائه مجوزهای لازم به آن‌ها جهت عرضه برق تولیدی به شبکه سراسری، صادرات و یا تولید رمز ارز، می‌تواند جذابیت برای مشارکت بخش خصوصی در این گونه پروژه‌ها را افزایش دهد. بدین ترتیب اینگونه پروژه‌ها علاوه بر کاهش گازهای گلخانه‌ای، ضمن سرمایه‌گذاری، انتقال تکنولوژی و ایجاد اشتغال به توسعه پایدار و حفظ محیط زیست در کشور کمک می‌کند.

با توجه به آنکه در بازار برق به جز شرکت مادر تخصصی توزیع برق (توانیر) برخی شرکت‌ها یا واحدهای صنعتی و تولیدی نیز می‌توانند بصورت مشتری در نظر گرفته شوند، در شکل الف با این عنوان آورده شده‌اند. یکی از مواردی که در این بازار اخیرا مطرح شده است تولید برق مورد نیاز به منظور تولید رمزارز است. از آنجاکه استفاده از برق شبکه سراسری برای این تاسیسات غیرقانونی است، طبق مطالعات انجام شده، درصورتیکه هزینه برق تولیدی از گاز فلر کمتر از ۳ سنت دلار به ازای هرکیلوات ساعت باشد، از جذابیت کافی برای تولید رمز ارز برخوردار است. در جداول الف تا ج زیر فرضیات و هزینه‌های ثابت و متغیر به همراه میزان درآمد و بازگشت سرمایه برای سه سناریو:

۱. تولید برق و انتقال به شبکه سراسری،
۲. تولید برق و صادرات
۳. تولید رمز ارز




شکل ۸-۴. جریان کار و درآمد در طرح بازیابی و بکارگیری گاز همراه نفت و فلر با اولویت تولید برق

جدول ۸-۶. فرضیات محاسبه تولید برق و رمز ارز

| | | |
|---|---|---|
| **فرضیات تولید برق** | | |
| میزان سوخت مصرفی نیروگاه متعارف فسیلی برای تولید هر کیلووات ساعت | ۰/۲۷ | مترمکعب |
| قیمت گاز تحویلی به پتروشیمی | ۱۱ | سنت بر مترمکعب |
| قیمت هر کیلووات ساعت برق تولیدی در نیروگاه‌های تولید پراکنده | ۱/۵ | سنت بر کیلووات |
| قیمت هر کیلووات ساعت برق صادراتی | ۸ | سنت بر کیلووات |
| قیمت دلار | ۲۲۰۰۰ | تومان |
| نرخ تنزیل | ٪۲۰ | - |
| هزینه نیروی انسانی | ٪۵ | - |
| **فرضیات تولید رمز ارز** | | |
| نوع دستگاه ماینر | Antminer S17 | - |
| هزینه دستگاه | ۱۲۰۰ | دلار |
| توان دستگاه قیمت دستگاه | ۲۳۸۵ | وات |
| مقدار برق مصرفی جهت خنک سازی | ۰/۵۵ | مگاوات |
| هزینه خنک سازی | ۱۰۰۶ | دلار بر کیلووات |
| قیمت بیت کوین | ۱۱۰۰۰ | دلار |

برای یک نمونه گاز همراه که حدودا ۵ میلیون فوت مکعب در روز است، تخمین زده شده است. در سناریو تولید برق بصورت پراکنده وتزریق به شبکه سراسری به منظور اقتصادی شدن طرح نیاز است تا در تعامل با وزارت نفت، گواهی صرفه‌جویی سوخت صادر گردد که به صورت جمعی یا از طریق بازار گواهی صرفه‌جویی موجب باز گشت سرمایه سرمایه‌گذار در ۵ سال نخست بهره-برداری گردد. اما باقی موارد یعنی برق انتقال برق بصورت صادراتی و تولید رمز ارز نیازی به این گواهی برای رسیدن به نقطه بازگشت سرمایه کمتر از ۵ سال ندارند.

جدول ۸-۷. هزینه‌های ثابت و متغیر برای یک نیروگاه تولید پراکنده و یا تولید رمز ارز

| ساختار هزینه | موضوع | تولید برق | تولید رمز ارز | واحد |
|---|---|---|---|---|
| ثابت | هزینه نیروگاه | ۵۰۰ | ۵۰۰ | $/kWh |
| | هزینه شیرین سازی | ۴۰۰ | ۴۰۰ | $/m$^3$ |
| | هزینه سخت افزار ارزکاوری | - | ۱۳۲۰۴۵۴۵ | $ |
| | هزینه سیستم خنک سازی | - | ۱۲۷۲۷۲۷ | $ |
| | هزینه سرور و شبکه | - | ۱۰۴۵۴۵۵ | $ |
| | هزینه زمین و ساختمان | ۳۰۰۰۰۰ | ۴۵۴۵۴۵ | $ |
| متغیر | هزینه گاز مصرفی | ۰/۰۱ | ۰/۰۱ | $/m$^3$ |
| | هزینه نیروی انسانی | ۱۷۲۵۰۰ | ۱۷۲۵۰۰ | $ |

جدول ۸-۸. میزان هزینه و درآمد برای یک نمونه نیروگاه ۲۵ مگاوات (بازیابی ۵ میلیون فوت مکعب گاز فلر)

| موضوع | تولید برق (شبکه سراسری) | تولید برق (صادرات) | تولید رمز ارز |
|---|---|---|---|
| میزان برق تولیدی (مگاوات در روز) | ۲۵ | ۲۵ | ۲۵ |
| هزینه تمام شده برق مصرفی ($/kWh) | ۳/۴۰ | ۳/۴۰ | ۱/۵۶ |
| تعداد رمز ارز استخراج شده | - | - | ۴/۷۵ |
| درآمد حاصل از فروش برق ($) | ۳۱۲۰۷۵۰ | ۱۲۴۸۳۰۰۰ | - |
| درآمد حاصل از صرفه جویی گاز ($) | ۶۱۷۹۰۸۵ | - | - |
| درآمد استخراج رمز ارز ($) | - | - | ۳۸۳۸۰۰۰۰ |
| جمع کل درآمد ($) | ۹۲۹۹۸۳۵ | ۱۲۴۸۳۰۰۰ | ۳۸۳۸۰۰۰۰ |
| جمع سود ($) | ۲۲۳۲۰۷۵ | ۱۱۵۹۴۳۲۵ | ۱۶۴۷۸۴۹۲ |
| نرخ بازده داخلی (٪) | ۲۱/۱۸ | ۴۳/۴۷ | ۵۴/۶۴ |
| دوره بازگشت سرمایه (سال) | ۴/۷۲ | ۲/۳۰ | ۱/۸۳ |

## مراجع


[۱] طاهری‌فرد ع.، مهدوی ر.، صاحب‌هنر ح.، کیپور ج. و کمالی م.ج. جمع‌آوری گازهای همرا نفت سوزانده شده در ایران، چالش‌ها و فرصت‌های فناوری و سرمایه‌گذاری برای بخش خصوصی. به سفارش مرکز همکاری‌های تحول و پیشرفت ریاست جمهوری، نشر تالاب، چاپ اول ۱۳۹۸.

[۲] سایه‌بانی م.، حاتمی ف. و هروی ح. اولویت‌بندی ریسک‌ها و ارائه مدل مدیریت ریسک در توسعه نیروگاه‌های بادی بر اساس استاندارد مدیریت پروژه، نشریه مهندسی عمران امیرکبیر، دوره ۵۰، شماره ۴، ۱۳۹۷، ۸۰۱-۸۱۲.

[۳] ذگردی س.ح.، رضایی‌نیک الف.، نظری الف. و هنری‌چوبر ف. ارائه مدلی برای کاهش ریسک پروژهای نیروگاهی براساس رویکرد بهینه‌سازی چندهدفه و فرآند تحلیل سلسله مراتبی فازی، فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی، سال هشتم، شماره ۳۱، ۱۳۹۰، ۱۶۱-۱۹۵.

# پیوست الف: تولید انرژی الکتریکی

به کمک تکنولوژی مولدهای مقیاس کوچک و سیستم بازیابی گازهای ارسالی به فلر در پالایشگاه‌های نفت و گاز، صنایع پتروشیمی و همچنین گازهای همراه، در میادین نفتی می‌توان انرژی الکتریکی تولید نمود. پیرو این فرآیند آلودگی ناشی از سوختن گازها نیز بطور بسیار محسوسی کاهش خواهد یافت. سیستم تولید انرژی الکتریکی از گازهای فلر علاوه بر این مزایای دیگری نیز دارد که از آن جمله می‌توان به کاهش هزینه سوخت مصرفی، کاهش شعله آشکار، کاهش مصرف و هزینه تأسیسات مرتبط با سیستم فلر و ... اشاره نمود. براساس گزارش بانک جهانی [۱] هزینه سوخت به منظور تولید برق از گاز همراه میادین نفتی حدود ۲۵ درصد هزینه برای توان مشابه حاصل از مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌هاست.

محاسبات نشان می‌دهد که با استفاده از هر متر مکعب گاز فلر معمولا می‌توان ۳/۶ کیلووات ساعت برق تولید کرد [۲]. در حجم‌های پایین گازهای همراه نفت و فلر، تولید برق (و یا گرما و آب شیرین) برای استفاده محلی از توجیه‌پذیری و جذابیت اقتصادی قابل قبولی برخوردار است. استفاده از میکروتوربین‌ها، از آنجا که دارای وزن کم و قابل حمل هستند، برای استفاده در مناطق حفاری و سکوها بسیار مناسب هستند. همچنین میکروتوربین‌ها توانایی کارکرد با سوخت‌های مختلف، از جمله گاز ترش را دارند. تولید برق برای فروش به شبکه سراسری و ساخت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی نیز تنها برای استفاده از گازهای فلر با حجم بالا توجیه‌پذیر است.

طراحی و بررسی سیستم تولید انرژی الکتریکی شامل آنالیز گازهای فلر، فشرده سازی و آماده‌سازی گاز فلر، انتقال گاز بازیافتی به واحدهای تولید برق و طراحی وانتخاب واحد تولید برق است. ازآنجا که مشخصات جریان گاز خط لوله اصلی سیستم فلر ازجمله شدت جریان، دما، فشار و ترکیب درصد و ... بشدت متغیر می‌باشد لذا نیاز به یک الگوی خاص جریان و خواص آن مورد نیاز خواهد بود تا مقدار حداقل مشخصات گاز مورد نیاز برای سیستم تولید برق مشخص گردد [۳]. براساس مطالعات انجام گرفته بر روی پالایشگاه‌های گاز همچون فراشبند [۴] و پارس جنوبی [۵]، و همچنین یک مجموعه شامل ۴ نمونه گاز همراه (کوپال، چشمه خوش، آزادگان و یادآوران)، دو پالایشگاه گاز (پارسیان و خانگیران) و دو پالایشگاه نفت (تهران و بندرعباس) [۳] تولید انرژی الکتریکی به عنوان گزینه برتر هم از لحاظ هزینه سرمایه‌گذاری و هم به دلیل سودآوری و دوران بازگشت سرمایه شناخته می‌شود.

## روش‌های تولید انرژی الکتریکی

یک نیروگاه تولید برق متداول انرژی سوخت را دریافت کرده و کار تولید می‌کند و گرما را در دمای پایین‌تر به یک سینک حرارتی باز می‌گرداند. اساس نیروگاه توربین گازی سیکل بسته فشار ثابت ژول- برایتون[۳۵] (JB) است که در آن جریان پایداری از هوا یا گاز در کمپرسور، هیتر، توربین و کولر در گردش است. در سیکل ژول- برایتون، کمپرسور کار لازم را از توربین می‌گیرد و کار باقیمانده برای تولید برق وارد ژنراتور می‌شود. حرارت در فشار ثابت وارد چرخه شده و از آن خارج می‌شود. در سیکل توربین گازی برق خالص تولیدی برابر با برق تولیدی در توربین گازی منهای برق مصرفی در کمپرسورهای گاز و هوا است.

تفاوت اصلی بین فرآیندهای تولید برق از گاز طبیعی و گاز فلر این است که در تولید برق مبتنی بر گاز طبیعی، هدف تولید مقدار معین برق، البته با حداقل مقدار مصرف گاز است؛ و فناوری مورد استفاده در تولید برق با در نظر گرفتن توجیه‌پذیری اقتصادی باید در برابر هزینه سوخت ارزیابی شود [۳]؛ ولی در فرآیند تولید برق از گاز فلر مقدار معینی از خوراک با شرایط مشخص

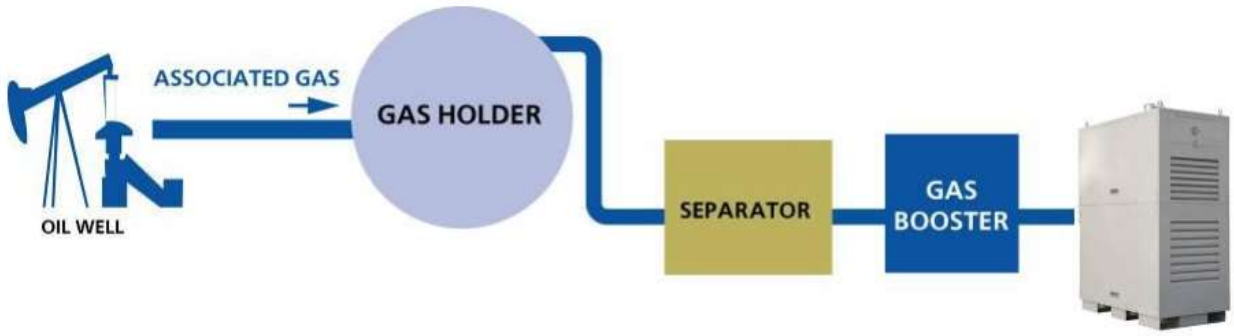
---

35 Joule-Brayton Cycle

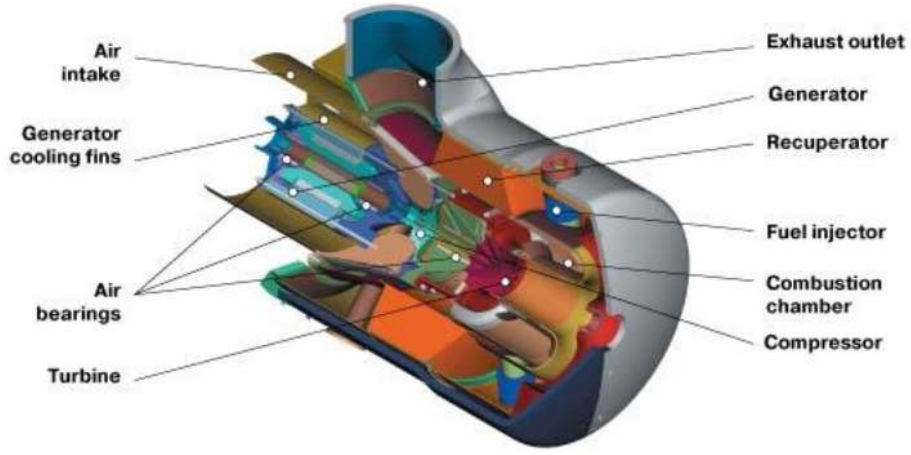
(ترکیب، دما، فشار و دبی) موجود است و هدف تولید حداکثر برق ممکن با صرف کمترین هزینه ثابت و عملیاتی با استفاده از خوراک موجود است.
روش‌های متفاوتی به منظور تولید انرژی الکتریکی از گاز فلر وجود دارد (با توجه به مشخصات گاز، میزان جریان، درصد ترکیبات گوگردی و ... تغییر می‌کند)، در این بخش به توضیح آن‌ها پرداخته می‌شود. در هر مورد نمونه‌هایی از پروژه‌های اجرا شده در دنیا و همچنین نمونه‌های قابل بکارگیری در ایران نیز آورده شده است.

## میکروتوربین

در واحدهایی که میزان گاز فلر کم است می‌توان از این فناوری بهره گرفت (شکل الف-۱). این سیستم در واقع توربین‌های کوچکی هستند که بصورت شماتیک در شکل الف-۲ قابل مشاهده می‌باشند. اطمینان‌پذیری بالا، عملکرد مستقل از شبکه، قابلیت حمل و نقل، هزینه عملیاتی پایین، دوره‌های تعمیر و نگهداری آسان، بهره‌وری بالا و قابلیت عملکرد بالا در شرایط سخت گاز همراه (ترکیبات سنگین و حضور ترکیبات گوگردی) از مزایای این سیستم‌ها است.




شکل الف-۱. شمای کلی فرآیند تولید برق از گاز همراه با استفاده از فناوری میکروتوربین




شکل الف-۲. شمای کلی یک میکروتوربین به همراه اجزای آن

هم اکنون در ایران دو نمونه ساخت شرکت‌های کپستون و توربینا در دسترس می‌باشد. محصولات شرکت کپستون دارای خروجی ۱۵-۱۰۰۰ کیلووات و محصولات شرکت توربینا دارای توان ۱۰۰-۲۰۰ کیلولات است.

این فناوری معمولا نیاز به سیسم آماده‌سازی سوخت نداشته و در محدوده وسیعی از انواع سوخت می‌تواند عمل کند. تجهیزات ساخته شده توسط این دو شرکت راندمان مناسبی تا غلظت‌های بالای ترکیبات گوگردی (۷۰۰۰۰ppm) را دارا می‌باشند. مشخصات سیستم‌های ساخت شرکت کپستون بصورت زیر است:

- میزان جریان ۲۵–۴۷۰۰ مترمکعب در ساعت
- فشار خروجی: ۰/۴۵–۲۴ مگاپاسکال
- دما از ۶۰- تا بالای ۵۰ درجه سانتیگراد
- ارزش حرارتی گاز ۲۵۰۰–۲۴۰۰۰ کیلوکالری به ازای هرمترمکعب

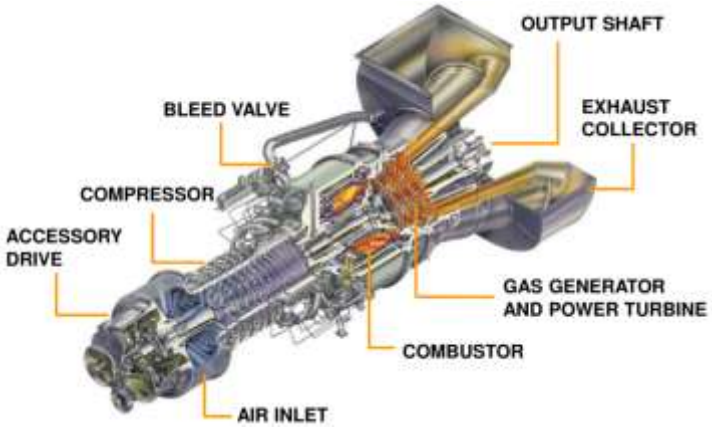
از نمونه‌های عملیاتی موجود (ساخت شرکت کپستون) موارد زیر را می‌توان در کشور روسیه نام برد که سوخت آن‌ها تماما از گاز همراه تامین می‌شود:

جدول الف-۱. نمونه‌های واحدهای تولید برق موجود با استفاده از میکروتوربین‌های کپستون در روسیه

| میدان نفتی | نوع عملکرد | توان خروجی (kW) | تعداد واحد عملیاتی | میزان $H_2S$ (٪) |
|---|---|---|---|---|
| Pogromenskoye | Stand-alone / CHP | ۱۹۵ | ۶۵×۳ | ۰ |
| Onbiyskoye | Grid connected / power generation | ۸۳۰ | ۳۰×۱ +۸۰۰×۱ | ۱/۵۶ |
| Shemeti | Parallel with the customer's grid / CHP | ۱۳۰ | ۶۵×۳ | ۰/۶۶ |
| Eastern-Sotchemyu-Talyu | Stand-alone / power generation | ۲۰۰۰ | ۱۰۰۰×۲ | ۱/۱۵ |

## توربین گازی

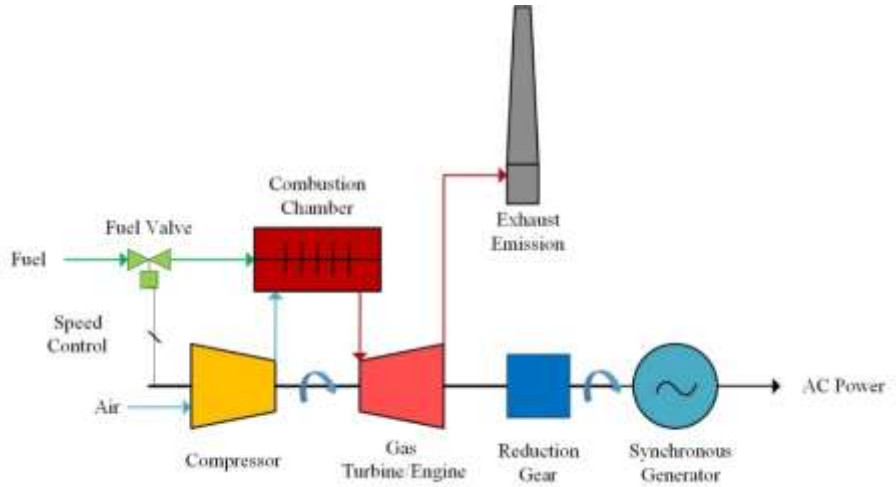
با افزایش میزان گاز همراه و فلر می‌توان از توربین‌های گازی به منظور تولید برق بهره گرفت. شمای کلی یک توربین گازی در شکل الف–۳ نشان داده شده است. همچنین شکل الف–۴ فرآیند کلی تولید برق با استفاده از توربین گازی را نشان می‌دهد.



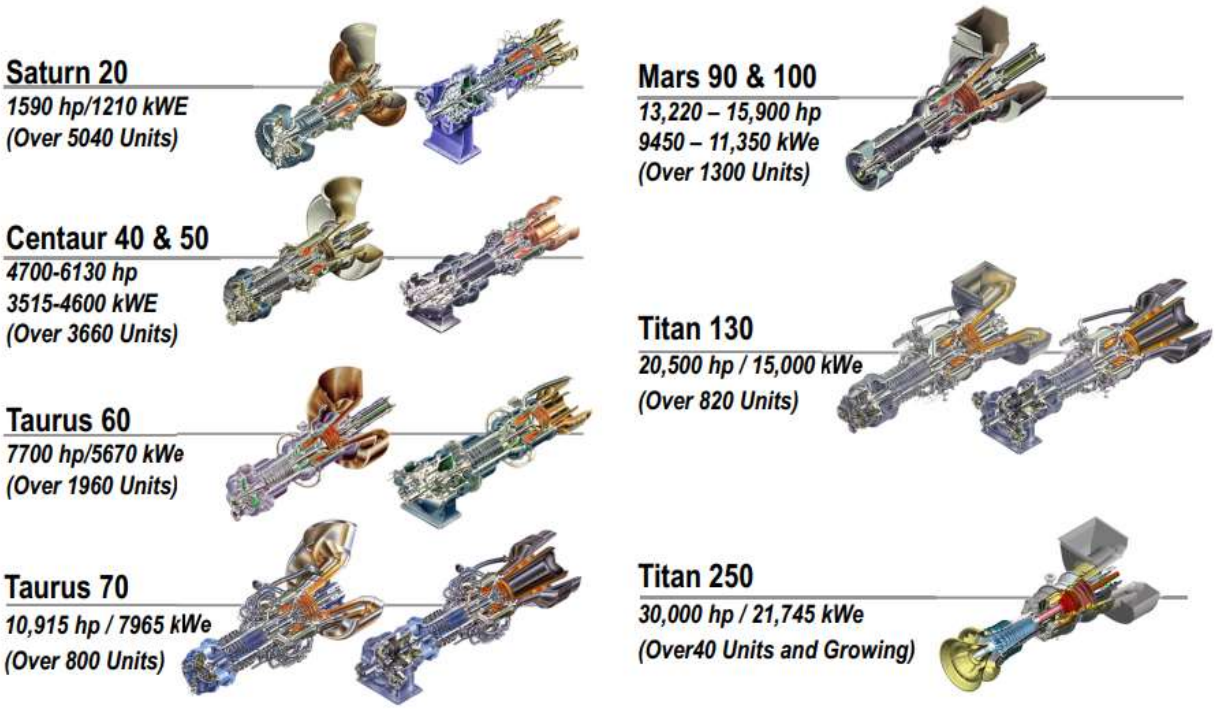

شکل الف-۳. شمای کلی یک توربین گازی به همراه اجزای آن

توربین‌های سولار از زیر مجموعه شرکت کاترپیلار آمریکا یکی از نمونه‌های مطرح در این زمینه است. این توربین‌ها عملکرد قابل قبولی تا ۳۰۰۰۰ppm ترکیبات گوگردی را دارا می‌باشند. نمونه‌های این شرکت به همراه توان تولید در شکل الف–۵ آورده

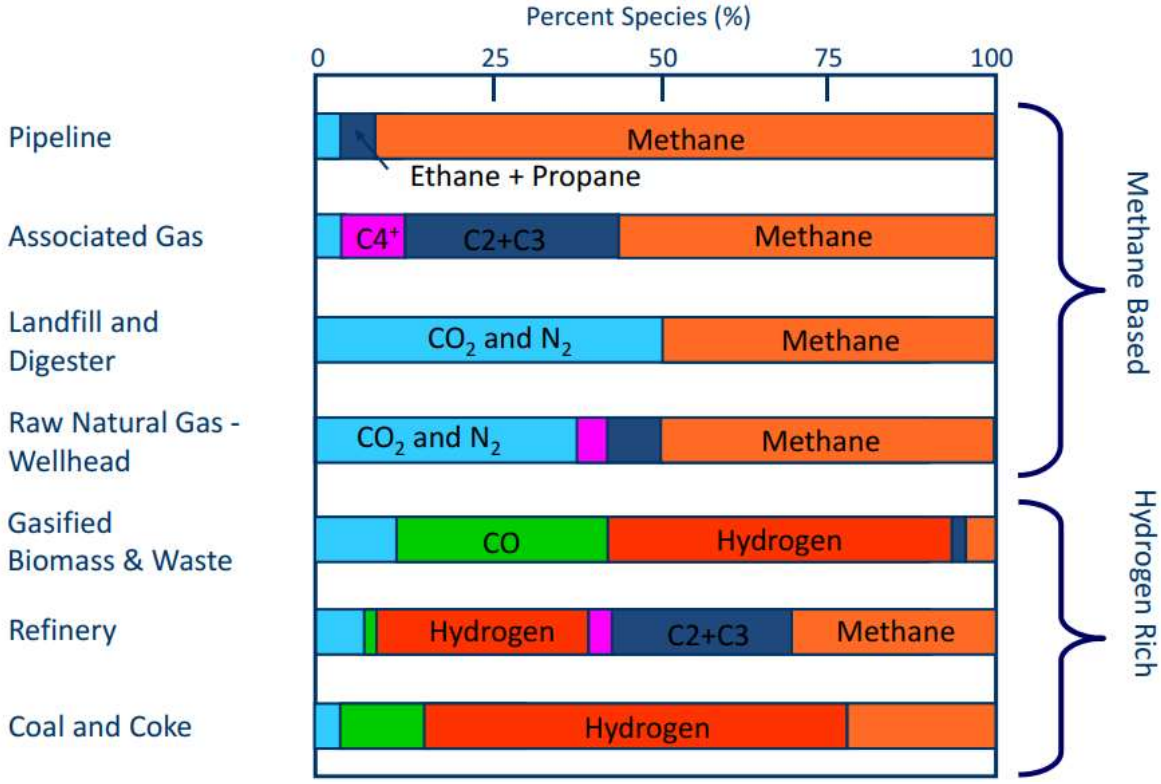
شده است. همچنین محدوده عملکردی سوخت‌های قابل استفاده به منظور تولید برق که توسط سازنده اعلام شده، در شکل الف-۶ آورده شده است.




شکل الف-۴. شمای کلی فرآیند تولید برق با سیکل توربین گازی




شکل الف-۵. خانواده توربین‌های شرکت سولار با توجه به توان تولیدی




شکل الف-۶. سوخت‌های قابل استفاده در سیستم‌های توربین شرکت سولار

جدول الف-۲. نمونه‌های واحدهای تولید برق موجود با استفاده از توربین‌های شرکت سولار

| میدان نفتی | نوع عملکرد | توان خروجی (MW) | تعداد واحد عملیاتی |
|---|---|---|---|
| Majnoon - Iraq | Power generation | ۲۲/۸ | ۵/۷×۴ |
| Niobrara Shale-USA | Power generation | ۱۱/۳ | ۵/۷×۲ |

مشخصات دو نمونه از واحدهای عملیاتی که برای تولید برق از گاز فلر از توربین‌های سولار بهره می‌برند در جدول الف-۲ آورده شده است. اطلاعات مربوط به شرکت سولار و پروژه‌های آن نیز به پیوست ارائه شده است.

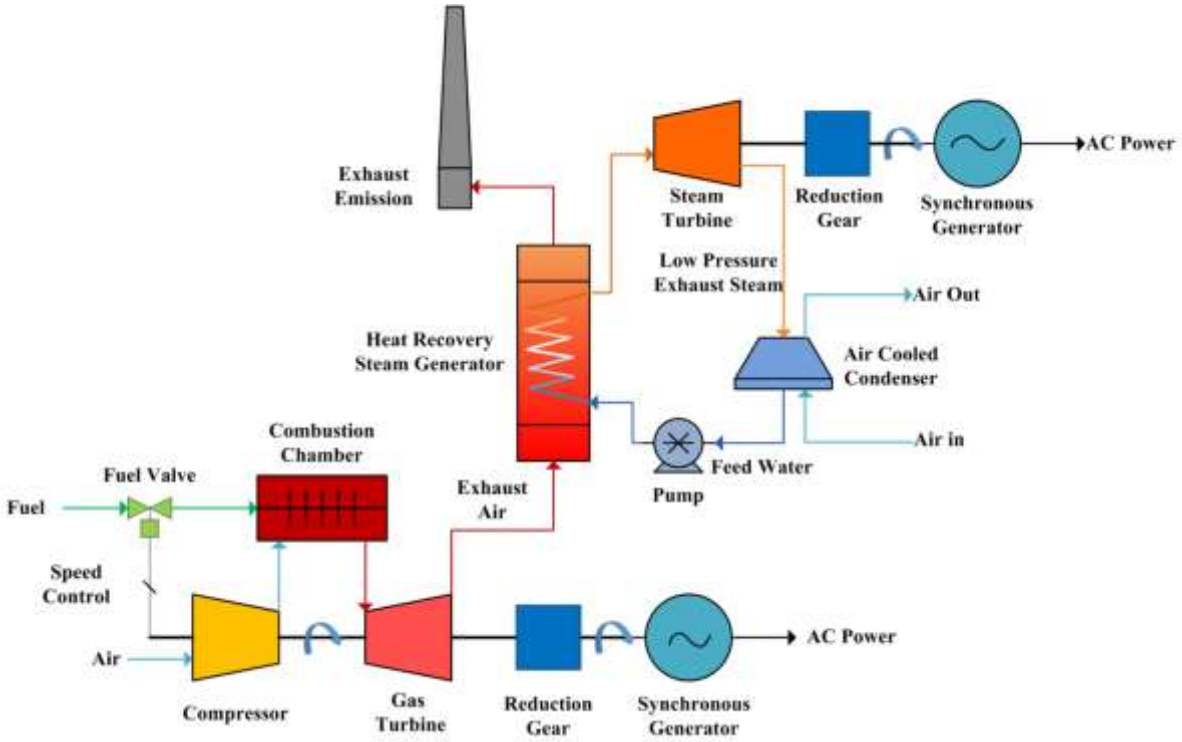
همچنین در این زمینه، توربین‌های ساخت شرکت مپنا نیز موجود است، که دارای دو نوع اصلی MGT-30 و MGT-40 به ترتیب با توان ۲۶ و ۴۲ مگاوات می‌باشند. تمام نمونه‌ها بر مبنای محصولات شرکت زیمنس هستند و قابلیت عملکرد تا ۱۰۰۰-۱۰۰ppm ترکیبات گوگردی را دارند.

## چرخه ترکیبی

با افزایش مقدار گاز می‌توان از چرخه ترکیبی به منظور تولید برق بهره گرفت. چرخه ترکیبی دارای دو چرخه بالایی و پایینی می‌باشد. در این نوع سیستم‌ها توربین گازی چرخه بالایی را تشکیل می‌دهد، که از آن برای تولید توان استفاده می‌شود. بخشی از حرارت خروجی از این چرخه به منظور تولید توان در چرخه پایینی مورد استفاده قرار می‌گیرد. سیکل پایینی معمولا یک چرخه

بخار است، که اساس کار آن سیکل رانکین[۳۶] می‌باشد[۳]. نمای کلی چرخه ترکیبی توربین گازی در شکل الف-۷ نشان داده شده است.

البته فناوری چرخه ترکیبی معمولا تنها در واحدهای بالای ۵۰ مگاوات توجیه اقتصادی دارد و حتی می‌توان بخشی از بخار کم فشار تولید شده را برای واحد شیرین‌سازی آب و آب آشامیدنی مورد استفاده قرار داد. یک نمونه از این سیستم‌ها، نیروگاه آفام در نیجریه است که از ۳ توربین گازی ۱۵۰ مگاواتی و یک توربین بخار ۲۰۰ مگاواتی تشکیل شده است و خوراک آن شامل ۲۴۰ میلیون فوت مکعب در روز از ترکیب گاز همراه و گاز طبیعی تامین می‌شود.




شکل الف-۷. شمای کلی فرآیند تولید برق با سیکل توربین گازی

## ماشین گازی

روش معمول به منظور تولید برق در مناطق دور افتاده (همانند میادین نفت و گاز)، استفاده از موتورهای دیزل برای تولید برق است، اما این روش به دلیل تغییرات قیمت محصولات نفتی، حمل و نقل و افزایش هزینه ذخیره دیزل روز به روز غیراقتصادی‌تر می‌شود. ماشین‌های گازی یکی از گزینه‌هایی است که در این زمینه مطرح شده است. مشخصات گاز همراه برای تولید برق از طریق ماشین‌های گازی بسیار مناسب است. بدین منظور ضروری است تا رطوبت و ترکیبات میعان شونده از گاز همراه حذف گردد. اگر میزان ترکیبات گوگردی زیاد باشد در برخی موارد به واحدهای گوگردزدایی نیز نیاز است. این سیستم‌ها معمولا به صورت یک مجموعه ماژولار نصب می‌شوند که تمام تجهیزات پشتیبانی (تهویه، کاهنده صدا، تاسیسات سرمایش و اتاق کنترل) را در خود جای می‌دهد. در شرایط خاص، حرارت خروجی موتور نیز می‌تواند در یک سیستم تولید همزمان مورد استفاده قرار گیرد. شکل الف-۸ تنوع سوخت‌های قابل استفاده در تولید توان با استفاده از ماشین‌های گازی را نشان می‌دهد. مزایای این سیستم‌ها عبارتند از:

---

[36] Rankine Cycle

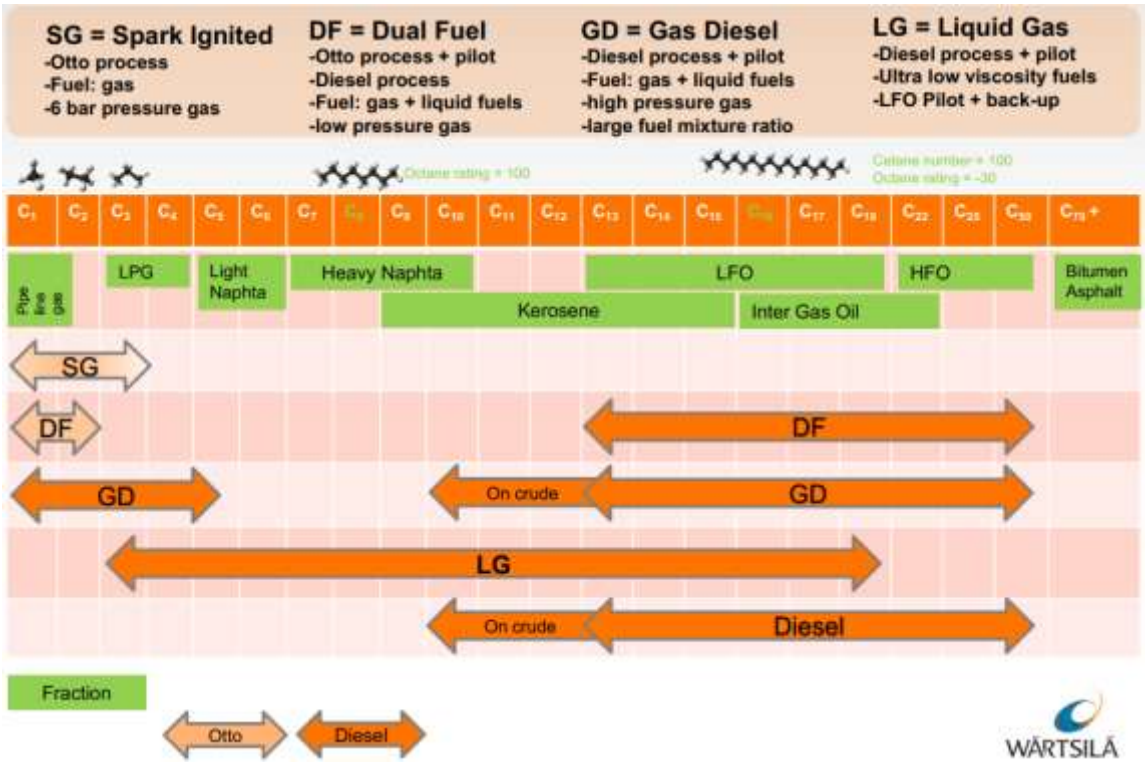
- استفاده از گاز همراه به جای دیزل و پرهیز از هزینه حمل و نقل دیزلی از راه دور
- عملکرد قابل اطمینان در دماهای محیطی تا ۵۰- درجه سانتی گراد
- راندمان تولید برق تا ۴۴٪
- عملکرد پایدار با وجود نوسانات در ترکیب و ناخالصی‌های موجود در گاز همراه
- استقلال از شبکه
- نیاز به فضای کم برای تجهیزات
- وجود تجهیزات بصورت کانتینر، به منظور نصب و بهره برداری سریع



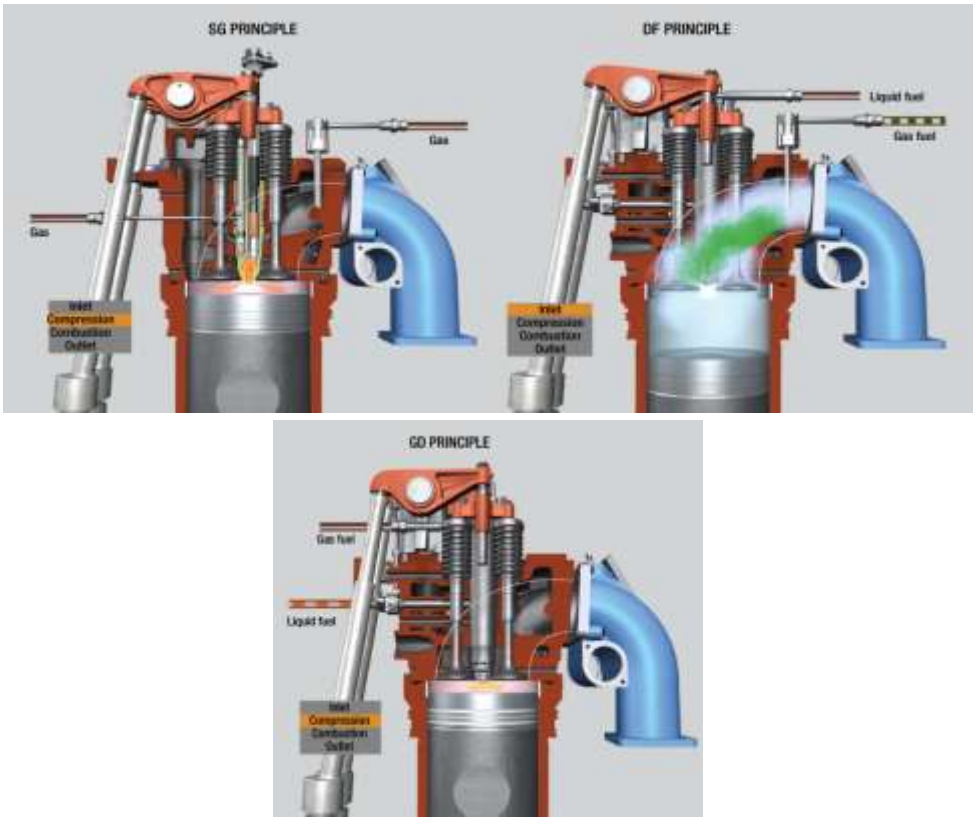

شکل الف-۸. تنوع سوخت قابل استفاده در ماشین‌های گازی

در مقایسه با توربین‌های گازی، که راندمان الکتریکی کمتر (۳۰-۳۷٪) و توانایی کمتری در سازگاری با گازهای فلر را دارند، ماشین‌های گازی نه تنها از راندمان بالاتر و توانایی سازگاری بالاتری برخوردار هستند، بلکه دارای عمر بالاتر، انتشار کمتر و هزینه تعمیر و نگهداری کمتری نیز می‌باشند.

یکی از معتبرترین شرکت‌های فعال در زمینه ماشین‌های گازی در زمینه تولید برق از گاز فلر شرکت واتسیلا می‌باشد. این شرکت دارای چهار نوع ماشین‌گازی یگانه سوز (SG)، دوگانه‌سوز (DF)، سوخت مایع (LG) و نمونه گاز-دیزل (GD) است که نمونه آخر برای کاربردهای گاز همراه و فلر توصیه می‌شود. شکل الف-۹ تنوع سوخت‌های هیدروکربنی قابل استفاده در این ماشین‌های گازی را نشان می‌دهد. همچنین نحوه سوخت‌رسانی و تفاوت انواع ماشین‌های ذکر شده در شکل الف-۱۰ نشان داده شده است. بر اساس ادعای این شرکت انواع GD با قابلیت عملکرد تا ppm ۱۰۰۰۰ ترکیبات گوگردی در دسترس است.




شکل الف-۹. تنوع سوخت قابل استفاده در ماشین‌های گازی شرکت واتسیلا




شکل الف-۱۰. نحوه سوخت‌رسانی در سه نوع ماشین گازی شرکت واتسیلا

همچنین جدول الف-۳ مشخصات انواع نمونه‌های محصولات دوگانه‌سوز و گاز-دیزل این شرکت را نشان می‌دهد.

جدول الف-۳. مشخصات ماشین‌های گازی دوگانه‌سوز و گاز-دیزل شرکت واتسیلا

| Wärtsilä 50DF | 18V50DF |
|---|---|
| Power, electrical (50 Hz/500 rpm) kW | 16640 |
| Power, electrical (60 Hz/514 rpm) kW | 17080 |
| Genset dry weight (tonne) ±5% | 369 |
| Reduced transport weight (tonne) ±5% | 297 |

| Wärtsilä 34DF | 9L34DF | 16V34DF | 20V34DF |
|---|---|---|---|
| Power, electrical (50 Hz/750 rpm) kW | 4340 | 7740 | 9730 |
| Power, electrical (60 Hz/720 rpm) kW | 4170 | 7430 | 9340 |
| Genset dry weight (tonne) ±5% | 79 | 120 | 134 |

| Wärtsilä 46GD | 12V46GD | 18V46GD |
|---|---|---|
| Power, electrical (50 Hz/750 rpm) kW | 11380 | 17080 |
| Power, electrical (60 Hz/514 rpm) kW | 11380 | 17080 |
| Genset dry weight (tonne) ±5% | 272 | 370 |
| Reduced transport weight (tonne) ±5% | 209 | 298 |

| Wärtsilä 32GD | 6L32GD | 9L32GD | 12V32GD | 16V32GD | 20V32GD |
|---|---|---|---|---|---|
| Power, electrical (50 Hz/750 rpm) kW | 2640 | 3970 | 5300 | 7120 | 8920 |
| Power, electrical (60 Hz/720 rpm) kW | 2580 | 3890 | 5180 | 6970 | 8730 |
| Genset dry weight (tonne) ±5% | 58 | 79 | 93 | 120 | 131 |



شکل الف-۱۱. تصویر نیروگاه ماشین گازی پتروآمازوناس

شاید بهترین نمونه از این نوع تولید برق از گاز فلر، نیروگاه پتروآمازوناس (شکل الف-۱۱) در میدان Eden-Yuturi در اکوادور باشد که شامل ۴ ماشین گازی 18V32GD شرکت واتسیلا است، که خوراک آن از گاز همراه تامین می‌شود. این نیروگاه در مجموع دارای ۱۳ ماشین گازی با توان تولیدی ۸۵ مگاوات برق به شرح زیر است:

- 4 × Wärtsilä 18V32GD
- 3 × Wärtsilä 18V34SG
- 6 × Wärtsilä 18V32

برای نمونه میزان برق تولیدی برای دو نمونه گاز همراه و بهره‌گیری از سه فناوری توربین گازی، ماشین گازی و چرخه ترکیبی در جدول زیر آورده شده است:

جدول الف-۴. میزان برق قابل تولید از گاز همراه نفت دو منطقه سرکان- ماله کوه و چشمه خوش

| Feed | Flowrate ($m^3/hr$) | $H_2S$ Content (ppm) | Power Generation Capacity (MW) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | GT* | CCGT** | RICE*** |
| Sarkan- Malehkooh | 5084 | 36000 | 24 | 36 | 28 |
| Cheshme Khosh | 116868 | 12700 | 565 | 856 | 664 |

*Gas Turbine/ **Combined Cycle Gas Turbine/ ***Reciprocating Internal Combustion Engines

## پوشش دادن توربین‌های گازی

پره‌های متحرک ردیف اول توربین‌های گازی بسته به شرایط کاری همواره در معرض بارهای ترمومکانیکی و محیط‌های خورنده قرار دارند. استفاده از پوشش‌های محافظ برای پره‌های متحرک توربین‌های گازی به منظور افزایش مقاومت آن‌ها در برابر

خوردگی و اکسیداسیون، لازم و ضروری می‌باشد. توسعه پوشش پره‌های توربین‌های گازی موجب ایجاد انواع پوشش‌ها گردیده است که شامل پوشش‌های نفوذی، پوشش‌های روکشی MCrAlY[۳۷] و پوشش‌های سرامیکی سد حرارتی[۳۸] (TBC) می‌باشند. روش‌های پوشش‌دهی مرسوم برای این پوشش‌ها، روش سمانتاسیون پودری، EB-PVD[۳۹] و اسپری پلاسمایی می‌باشند. شرایط کاری توربین‌های گازی، نوع و ترکیب سوخت، آلاینده‌های هوای ورودی، طراحی توربین و ...، نقش مهمی در انتخاب پوشش-های محافظ برای پره‌های متحرک توربین‌های گازی دارند. به هر حال اثر حفاظتی پوشش موقعی آشکار خواهدگردید که هم از لحاظ طراحی پره و هم از لحاظ شرایط بهره‌برداری توربین، پوشش مناسبی انتخاب گردد. رفتار این پوشش‌ها بسته به محیط خورنده، درجه حرارت، جنس آلیاژ پره، و شرایط کاری توربین به منظور انتخاب پوشش برای کاربردهای خاص متفاوت می‌باشد. از پوشش‌های تجاری نوین TBC علاوه بر پاشش بر روی قطعات داغ توربین‌ها در موتورهای هوایی، موتورهای جت و موشک‌ها نیز استفاده می‌شود.

در مورد گاز همراه میادین نفت و فلر با توجه به مشخصات گاز و سینتیک احتراق آن در محفظه احتراق توربین گاز، انواع پوشش موجود و روش‌های پوشش‌دهی آن‌ها برای پره‌های متحرک توربین‌های گازی می‌تواند مورد مطالعه قرار گیرد و پوشش‌های مختلف به همراه شرکت‌های پوشش‌دهی آن‌ها ارائه گردد. بدین ترتیب، این گزینه می‌تواند میزان قابل توجهی از هزینه‌های لازم جهت تامین تجهیزات مقاوم در برابر گازهای اسیدی را کاهش دهد.

## شیرین‌سازی گاز

قبل از ورود گاز به سیکل توربین گازی یا سیکل ترکیبی میزان $H_2S$ موجود در آن باید مورد بررسی قرار گیرد. در صورتی که $H_2S$ همراه با هالیدهای فلزات قلیایی مثل سدیم کلرید یا پتاسیم کلرید و بخار آب در گاز وجود داشته باشد، سولفات‌های قلیایی تشکیل می‌شود که موجب خوردگی آلیاژهای نیکل موجود در پره‌های توربین می‌گردد. از طرف دیگر در صورت بالا بودن میزان $H_2S$ گاز در واحد بازیابی حرارتی، کندانس شدن گاز موجب ایجاد خوردگی در مبدل‌ها می‌شود، بنابراین برای جلوگیری از کندانس گاز ترش، دما در مبدل باید بالاتر از نقطه شبنم اسیدی در نظر گرفته شود. در استانداردها مقدار مجاز $H_2S$ برای توربین‌های گازی ppm ۱۰۰۰–۱۰۰ ذکر شده است. به همین دلیل در صورتی که گاز فلر مورد استفاده برای تولید برق شامل مقادیر بالای $H_2S$ باشد، و نتوان تجهیزات مورد نیاز با عملکرد مناسب را تامین کرد، باید ابتدا گاز گوگردزدایی شده و سپس برای تولید برق مورد استفاده قرار گیرد. انواع روش‌های شیرین‌سازی در شکل الف–۱۲ نشان داده شده است.

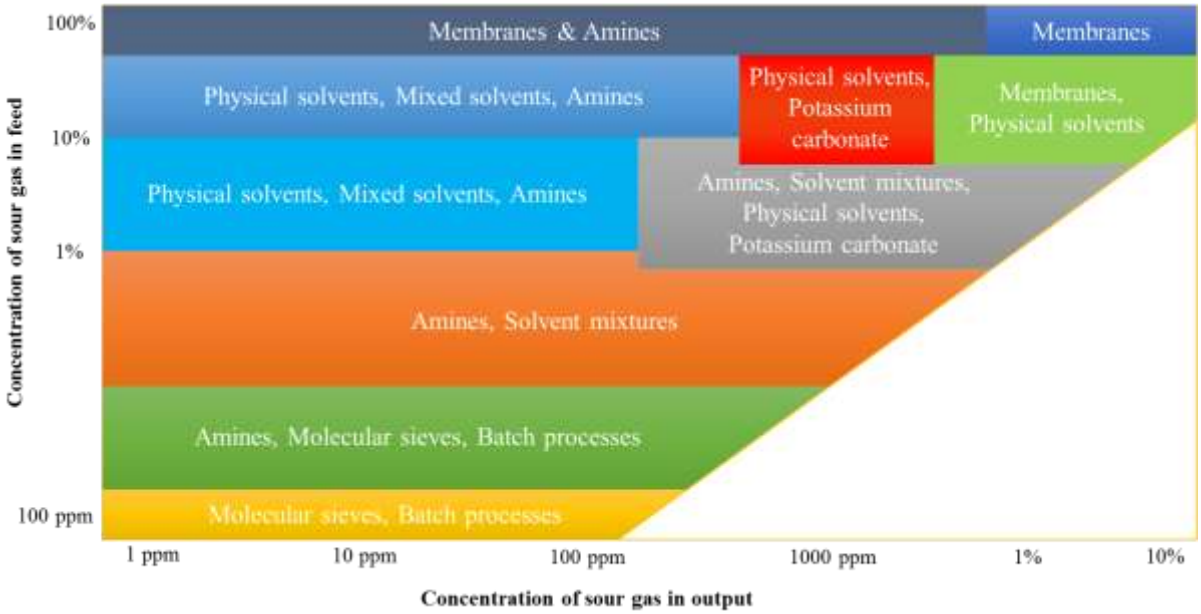
با توجه به هزینه‌های عملیاتی بالای واحدهای آمین، این فرآیند تنها در نمونه‌های با میزان جریان بالای گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد. در سایر موارد اگر میزان ترکیبات گوگردی کم باشد (کمتر از ppm ۱۰۰۰) می‌توان از سیستم‌های جذب سطحی و یا حتی آهن اسفنجی استفاده کرد. اخیرا استفاده از فناوری غشایی در شیرین‌سازی گاز و جداسازی گازهای اسیدی بسیار مورد توجه قرار گرفته است. این فناوری همانطور که در شکل (۱۲) نیز نشان داده شده است، می‌تواند میزان گوگرد موجود در جریان گازی را از مقادیر بسیار بالا به مقادیر قابل قبول به منظور تولید برق (محدوده ppm ۱۰۰–۱۰۰۰) برساند.

---

37 M= Co, Ni or Co/Ni

38 Thermal barrier coating (TBC)

39 Electron beam physical vapor deposition (EB-PVD)




شکل الف-۱۲. انواع روش‌های شیرین‌سازی با توجه به غلظت ترکیبات اسیدی در ورودی واحد و غلظت مورد نیاز در خروجی واحد شیرین‌سازی [۶]

## جمع‌بندی

با توجه به تنوع تجهیزات قابل بهره‌برداری در زمینه تولید برق از گاز همراه نفت و فلر محدودیتی از نظر کیفیت گاز و میزان ان وجود ندارد و این تجهیزات در محدوده وسیعی از پارامترها با توجه به بحث توجیه‌پذیری اقتصادی قادر به تولید برق می‌باشند. بطور کلی گزینه‌های مختلف تولید برق با استفاده از گاز همراه نفت و فلر بصورت شماتیک در شکل الف-۱۳ نشان داده شده است.




شکل الف-۱۳. شماتیک فرآیند تولید برق از گاز فلر و انواع فناوری‌های قابل بهره‌برداری [۷]

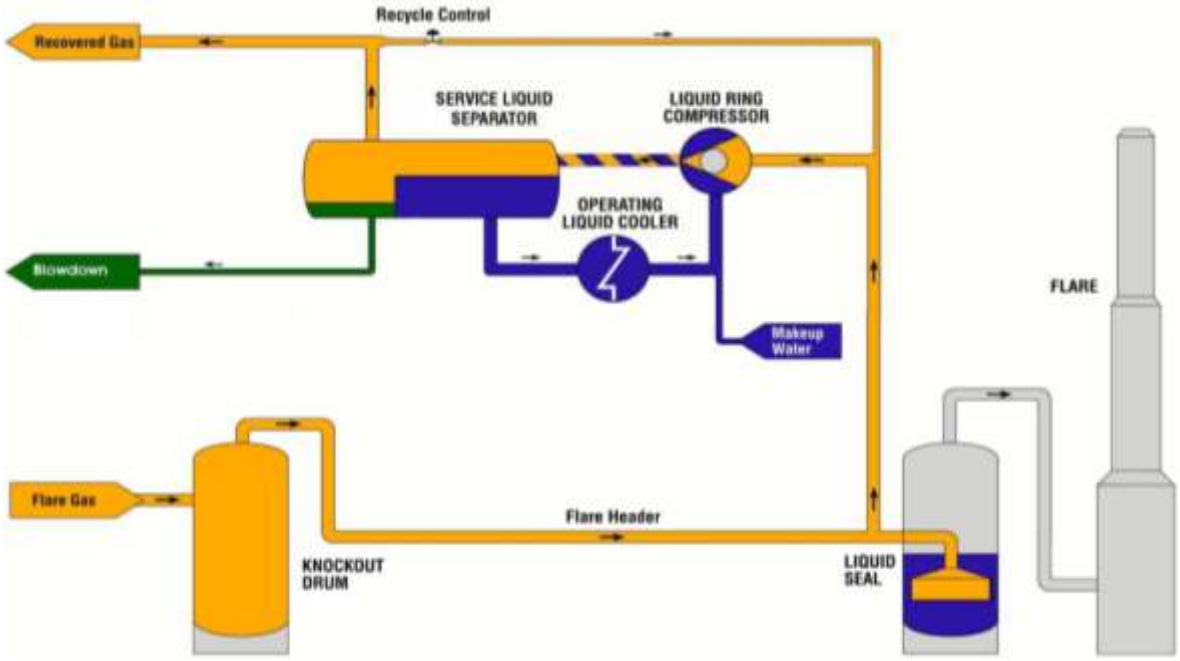
## مراجع

[1] Ojijiagwo E., Oduoza C.F., Emekwurua N., 2016, Economics of gas to wire technology applied in gas flare management. Engineering Science and Technology, an International Journal, 19, 2109–2118.

[۲] موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۹۵، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری.
[3] Nezhadfard M., Khalili-Garakani A., 2020, Power generation as a useful option for flare gas recovery: Enviroeconomic evaluation of different scenarios, 204, 117940.
[4] Rahimpour M.R., Jokar S.M., 2012, Feasibility of flare gas reformation to practical energy in Farashband gas refinery: No gas flaring. Journal of Hazardous Materials, 209-210, 204-217.
[5] Saidi M., Siavashi F., Rahimpour M.R., 2014, Application of solid oxide fuel cell for flare gas recovery as a new approach; a case study for Asalouyeh gas processing plant, Iran. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 17, 13-25.
[6] Santos J., Lobato A., Moraes C., Cunha A., Silva G., Santos L., 2016, Comparison of different processes for preventing deposition of elemental sulfur in natural gas pipelines: A review, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 32, 364-372.
[۷] بررسی فرآیندهای بازیافت گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق در ایران، پژوهشگاه نیرو، اردیبهشت ۱۳۹۸.

# پیوست ب: سامانه بازیافت گاز فلر

در این قسمت به توضیح مختصری در خصوص سامانه بازیافت گاز فلر[۴۰] پرداخته می‌شود و در آن به نحوه انتخاب کمپرسور واحد و هم‌چنین تجهیزات فرعی آن نیز اشاره می‌گردد. این سامانه به طور کلی از سه فرآیند جذب، تراکم و جداسازی تشکیل شده که در شکل ب–۱ نمایی از آن برای کمپرسور رینگ مایع نشان داده شده است.




شکل ب–۱. فرآیند کلی سیستم بازیافت گاز فلر با کمپرسور رینگ مایع

اجزای سامانه بازیافت گاز فلر شامل موارد زیر می‌باشد [۱].

۱. کمپرسور که به منظور افزایش فشار جریان گاز مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۲. جداکننده دوفازی یا سه فازی که به منظور جداسازی میعانات گازی که بر اثر فشرده‌سازی گازها تولید شده‌اند، مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۳. مبدل حرارتی سردکننده آب برگشتی به کمپرسور رینگ مایع.

۴. آب‌بند مایع که به منظور حفظ فشار مثبت در شبکه فلر و جلوگیری از ورود هوا به هدر اصلی شبکه فلر مورد استفاده قرار می‌گیرد که در شکل ب–۲ نیز نشان داده شده است. به عبارت دیگر آب‌بند به منظور هدایت گاز فلر از فلر به سامانه بازیافت گاز فلر استفاده می‌شود و سبب ایزوله شدن سیستم فلر از هدر فلر می‌گردد. زمانی که شدت جریان گاز فلر از ظرفیت سیستم بازیافت تجاوز نماید، آب‌بند شکسته می‌شود و جریان به سمت فلر باز می‌گردد. باید توجه داشت که طراحی آب‌بند سیستم بازیافت گاز فلر مطابق با استاندارد API 521 نمی‌باشد. در این استاندارد عمق آب‌بند حدود ۶ اینچ می‌باشد، در حالی‌که در سامانه بازیافت گاز فلر عمق آب‌بند حدود ۲۴ تا ۱۰۰ اینچ و حتی بیشتر مورد نیاز است. آب‌بند مایع دارای مزایای دیگری نیز می‌باشد، از جمله مستعد ساختن هدر فلر برای عملیات

[40] Flare Gas Recovery Unit

در فشار برگشتی که سبب افزایش راندمان کمپرسورهای سامانه بازیابی گاز فلر می‌شود. علاوه بر آن، از مکش هوا از طریق دهانه فلر به سیستم بازیابی، هنگامی که کمپرسور در ظرفیت کم کار می‌کند، جلوگیری می‌نماید.



شکل ب–۲. نمایی از آب‌بند [۲]

۵. کولرهایی که برای خنک‌سازی گازهای فلر بین مراحل فشرده‌سازی و انتهای فرایند فشرده‌سازی گاز فلر مورد استفاده قرار می‌گیرند. بسته به شرایط محیطی و در اختیار بودن آب خنک‌کننده از کولر هوایی یا مبدل‌های پوسته لوله استفاده می‌شود که در شکل ۳ نمایی از آن ارایه شده است.



شکل ب-۳. نمایی از کولر هوایی مورد استفاده در سیستم بازیابی گاز فلر [۲]

عملکرد این سیستم‌ها بدین صورت است که گاز ورودی به فلر را ابتدا وارد این پکیج کرده و در یک جدا کننده، قطرات مایع آنرا جدا می‌کنند. سپس گاز خشک را به داخل یک کمپرسور می‌فرستند تا فشار آن را بالا ببرند. بعد از آن گاز با فشار بالا را دوباره به خوراک ورودی واحد پالایشگاهی یا پتروشیمی تزریق می‌کنند و یا به عنوان سوخت واحدهایی که نیاز به گرم شدن دارند مانند کوره ها، ریبویلرها و... مورد استفاده قرار می‌دهند. در این سیستم‌ها قرار دادن جداکننده قطرات مایع الزامی است، زیرا ورود قطرات مایع به داخل کمپرسور باعث ضررهای جدی برای کمپرسور می‌شود. بنابراین خوراک ورودی به کمپرسور باید گاز خشک (بدون مایع) باشد. این سیستم‌ها بگونه‌ای طراحی شده‌اند که قابلیت ایزوله شدن از واحد اصلی را نیز دارا می‌باشند.

## عوامل موثر در انتخاب و طراحی سیستم بازیابی فلر

در یک نگاه کلی، عوامل موثر در انتخاب و طراحی سیستم بازیابی فلر عبارتند از [۳]:

- دبی گازهای ارسالی به فلر در حالت پیوسته

دبی گازهای ارسالی به فلر مهمترین عامل در تعیین مقیاس و اندازه تجهیزات سیستم بازیافت گاز فلر می‌باشد. مبنای طراحی و سایزینگ سیستم بازیابی گاز فلر معمولا فلر نرمال بوده و به حجم فلرینگ غیرمترقبه بستگی ندارد.

- حداکثر فشار مجاز در جداکننده K.O.DRUM

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

- ترکیب گاز 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 دی‌اکسید کربن و سولفید هیدروژن یا ترکیبات ناخواسته دیگر در نوع تجهیزات بازیافت و همچنین ارزش اقتصادی گاز بازیافت شده تاثیر دارد.

- دمای گاز

دمای گاز نیز در انتخاب تجهیزات بازیافت موثر است. اگر دمای گاز بالا باشد جهت فشرده‌سازی گاز به مبدل حرارتی از نوع سرمایشی نیاز می‌باشد.

- فشار خروجی واحد بازیافت

فشار خروجی واحد بازیافت از آن جهت حائز اهمیت است که تصمیم‌گیری برای استفاده از تجهیزاتی نظیر کمپرسور، دمنده، اجکتور و ... را تسهیل می‌نماید.

- دمای گاز خروجی از سیستم بازیافت

دانستن دمای گاز خروجی کمک خواهد نمود تا بتوان تجهیزات گرمایشی 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 می‌شود.

- قطر و جنس لوله انتقال گازهای فلر

به منظور تخمین هزینه تجهیزات و شیرهای دستی احتیاج به دانستن قطر و جنس لوله انتقال گاز فلر می‌باشد.

- ارزش گاز فلر

ارزش گازهای فلر، درآمد حاصل از فروش گازهای بازیابی‌شده را تعیین می‌کند که در بررسی اقتصادی کل طرح اهمیت دارد. این گازها می‌تواند به عنوان سوخت ارزش‌گذاری‌شده و یا به عنوان خوراک یک واحد فرایندی و یا حتی گاز تزریقی جهت افزایش برداشت از مخازن نفتی مورد توجه قرار گیرد.

## کمپرسور سامانه بازیافت گاز فلر

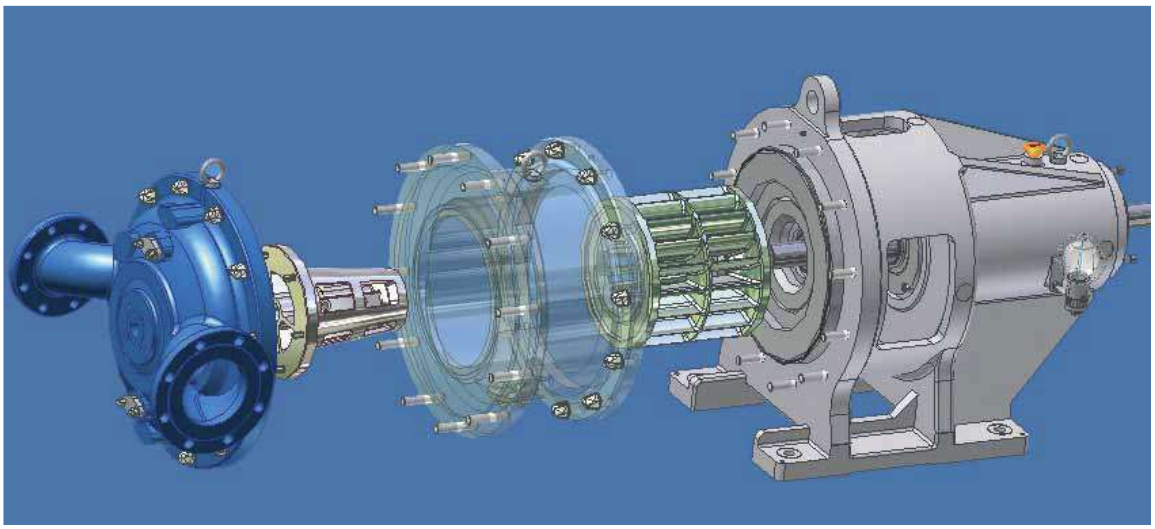
با توجه به مطالب ارایه شده در بخش قبلی، در این قسمت مروری بر کمپرسور بازیافت گاز فلر ارائه می‌گردد. کمپرسور مهم‌ترین قسمت سامانه و در واقع قلب سامانه بازیافت گاز فلر می‌باشد و باید در مقابل شک‌های فرآیندی آسیب‌پذیر نباشد که در ادامه به آنها اشاره می‌شود.

- تغییر ناگهانی فشار و مقدار جریان گاز ارسالی به شبکه فلر.
- تغییر ناگهانی دمای گاز.
- تغییر ناگهانی ترکیب درصد جریان گاز.
- جریان ناپایدار و منقطع گاز ورودی به کمپرسور.

کمپرسورهای مرسوم در سیستم بازیابی گاز فلر، کمپرسورهای رینگ مایع، مارپیچی خشک، مارپیچی روغن‌کاری شونده و رفت و برگشتی می‌باشند [۴]

**کمپرسورهای رینگ مایع:** این کمپرسور متداول‌ترین نوع کمپرسور برای کاربرد در سیستم بازیابی گاز فلر می‌باشند [۵]. طی فرایند فشرده‌سازی در واقع، کمپرسور رینگ مایع یک کمپرسور دورانی جا به جایی مثبت است که مشابه کمپرسورهای تیغه‌ای، یک روتور خارج از مرکز درون استاتور آن قرار دارد. بخشی از استاتور با مایعی مانند آب پر می‌شود که با چرخش روتور، نیروی گریز از مرکز، مایع را در یک مسیر حلقه‌ای شکل به اطراف محفظه استاتور کمپرسور منتقل کرده و به چرخش در می‌آورد. به دلیل خارج از مرکز بودن تیغه‌ها، حلقه مایع به صورت بیضی، اطراف روتور قرار می‌گیرد. مرکز حلقه ارتباط بین نازل ورودی و نازل خروجی را برقرار کرده و یک محفظه گاز تشکیل می-

دهد. با چرخش روتور گاز از نازل ورودی، محفظه گاز را پر کرده و به سمت نازل خروجی هدایت می‌شود. حلقه مایع باعث آب‌بندی فضای بین تیغه‌ها و محاصره شدن گاز درون محفظه شده و با حرکت تیغه‌ها و کاهش فضای خالی، گاز محاصره شده، متراکم می‌گردد و به نازل خروجی منتقل می‌شود [۶]. در شکل ب– اجزای داخلی این نوع کمپرسور نشان داده شده است.



شکل ب–۴. نمایی از اجزای کمپرسور رینگ مایع شرکت ایتالیایی Garo

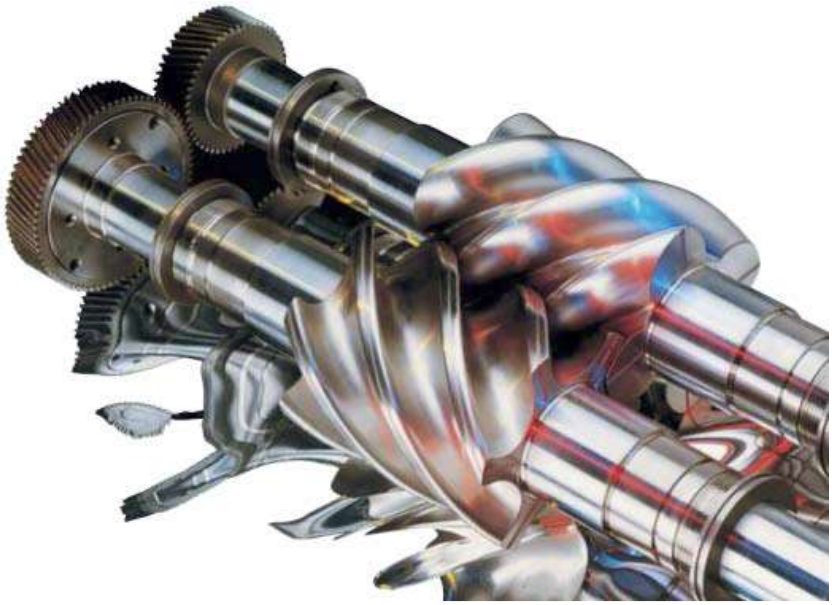
مزایای این کمپرسور موارد زیر می‌باشد.

- کارایی برای گازهای آلوده چاه‌ها.
- قابل کارایی در دامنه وسیعی از دماها و ترکیبات.
- عملیات با سرعت کم (۹۰۰ تا ۱۸۰۰ دور در دقیقه) و تولید صدا و لرزش کمتر.
- تکنولوژی اثبات شده در کاربردهای بازیافت گاز فلر.
- تعمیر و نگهداری آسان- API 681
- تولید حرارت فشرده‌سازی کم (مایع در سرویس بیشتر حرارت تولیدی را دفع می‌کند).

و از معایب این کمپرسور می‌توان به موارد زیر اشاره نمود.

- معمولاً فشار خروجی از ۱۵۰ psig بیشتر نمی‌شود.
- کمپرسورها معمولا در سرعت ثابت کار می‌کنند، لذا کاهش بار با فشرده‌سازی مرحله‌ای و یا استفاده از جریان برگشتی امکان‌پذیر می‌باشد.
- برای عملیات به آب نیاز می‌باشد.

**کمپرسور مارپیچی خشک:** در این کمپرسور یک جفت روتور هماهنگ در محفظه کمپرسور قرار دارند. موتور کمپرسور یکی از روتورها و دنده تایمینگ روتور دیگری را می‌چرخانند که در شکل ب– نمایی از آن نشان داده شده است.



شکل ب–۵. کمپرسور مارپیچی خشک.

- مزایا این نوع کمپرسور شامل موارد زیر می‌باشد.
- عدم نیاز به آب
- فشار بالای تخلیه
- امکان استفاده از چند مرحله برای تامین فشار بالا.
- امکان فشرده‌سازی گاز فلر همراه ذرات مایع.
- امکان کارایی در ۷۰ تا ۷۵ درصد ظرفیت طراحی با استفاده از درایورهای فرکانس متغیر جهت صرفه‌جویی در انرژی.
- امکان استفاده از جریان برگشتی جهت کار کردن در ظرفیت‌های پایین‌تر.
- معایب این نوع کمپرسور نیز شامل موارد زیر می‌باشد.
- عملیات در سرعت بالا (۷۰۰۰ تا ۹۰۰۰ دور بر دقیقه)، که منجر به تولید صدا و لرزش بیشتر نسبت به کمپرسور رینگ مایع می‌گردد.
- تولید حرارت زیاد و در نتیجه نیاز به فشرده‌سازی چند مرحله‌ای به همراه کولر بین مرحله‌ای جهت تامین فشارهای بالا
- هزینه زیاد

**کمپرسور مارپیچی روغن‌کاری شونده:** این کمپرسورها مشابه کمپرسور مارپیچی خشک هستند با این تفاوت که دنده تایمینگ برای چرخش دو مارپیچ وجود ندارد و برای انتقال قدرت چرخش بین روتورها با کمترین صدمه از روغن استفاده می‌شود، نمایی از سیستم انتقال قدرت این نوع کمپرسورها در شکل ۰ب– دیده می‌شود.



شکل ۰ب–۶. کمپرسور مارپیچی روغن‌کاری شونده.

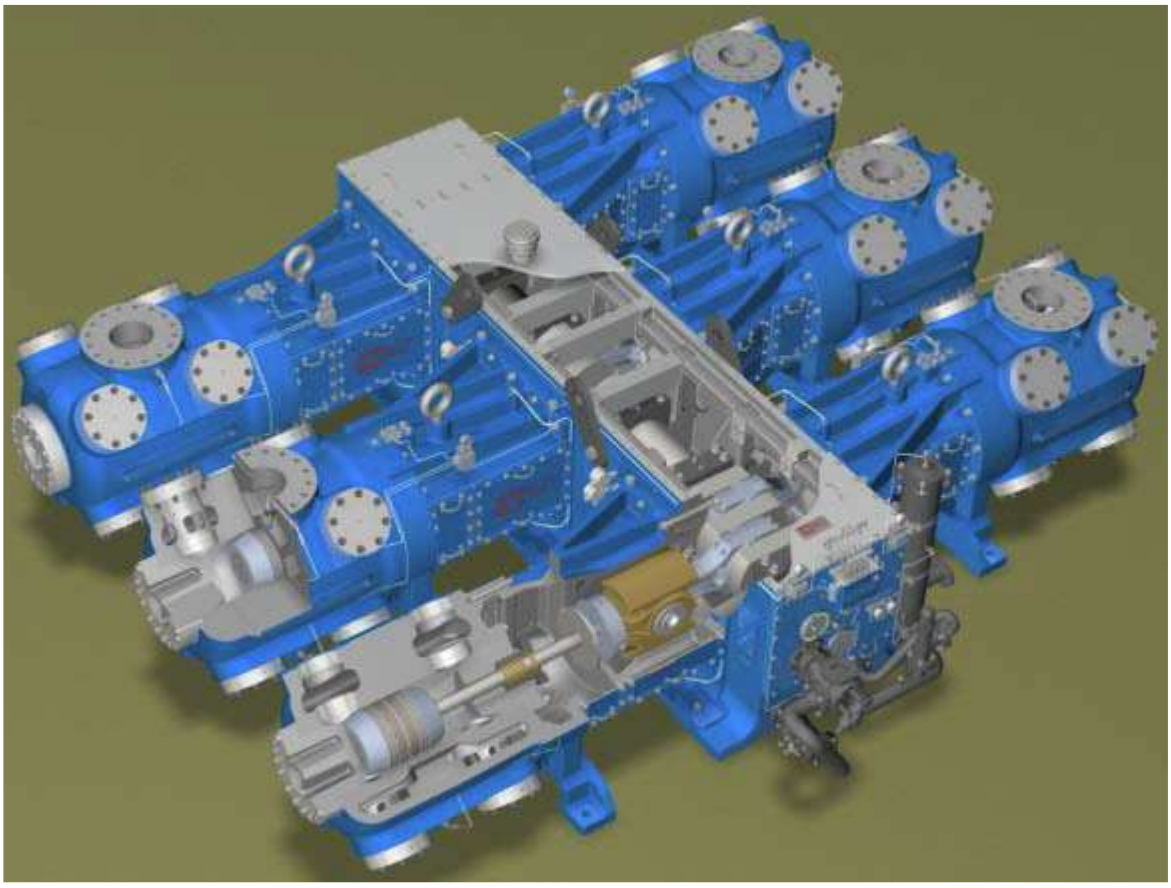
مزایا این نوع کمپرسور شامل موارد زیر می‌باشد.

- عدم نیاز به آب.
- فشار بالای تخلیه.
- امکان کارایی تا ۲۰ درصد ظرفیت طراحی با استفاده از شیر داخلی.

معایب اصلی این کمپرسور در ادامه ارایه شده است.

- آلودگی روغن مورد استفاده برای روغن‌کاری به گاز فلر
- عملیات در سرعت متوسط (۳۰۰۰ تا ۵۰۰۰ دور بر دقیقه) که منجر به تولید صدا و لرزش بیشتر نسبت به کمپرسور رینگ مایع می‌گردد.
- هزینه زیاد تعویض روغن.
- آب موجود در گاز فلر و میعانات سبب صدمه به روتور و یاتاقان‌ها می‌شود.

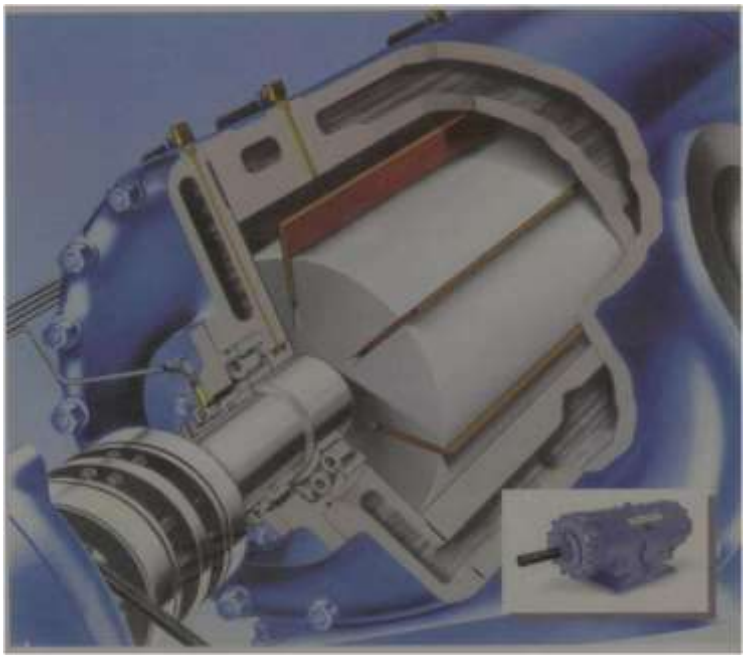
**کمپرسورهای رفت و برگشتی:** این نوع کمپرسورها قابل استفاده در سیستم بازیابی گاز فلر هستند و از پیستون‌های چند میل‌لنگی برای فشرده‌سازی گاز فلر بهره می‌گیرند که نمایی از آن در شکل ۰– دیده می‌شود.



شکل ۰–۷. کمپرسور رفت و برگشتی.

- مزایای این کمپرسور موارد زیر می‌باشد.
- فشار خروجی بالا
- شدت حجمی بالا
- همچنین از معایب این نوع کمپرسور نیز می‌توان به موارد زیر اشاره نمود.
- اندازه، صدا و لرزش زیاد.
- تعمیرات مکرر.
- نیاز به تجهیزات جانبی شامل KO drumها بین مرحله‌ای و تخلیه، کولرهای بین مرحله‌ای، کولر خروجی و ژاکت آب خنک‌کننده.
- تولید حرارت بالا

**کمپرسورهای تیغه لغزشی:** از یک محور چرخان به همراه پره یا فین جهت فشارافزایی گاز استفاده می‌کند که در شکل ب–۸ دیده می‌شود. سرعت چرخش این نوع کمپرسور در حدود ۴۰۰ تا ۱۶۰۰ دور در دقیقه می‌باشد.



شکل ب–۸. کمپرسور تیغه لغزشی.

مزایای این کمپرسور شامل موارد زیر است.

- نیاز به فضای کم
- هزینه کم
- کاهش ظرفیت سیستم با استفاده از VFD

از معایب این کمپرسور می‌توان موارد زیر را نام برد.

- کم بودن فشار خروجی در حدود ۱۵۰ psig
- مواد ساخت این کمپرسور چدن می‌باشد که برای استفاده در شرایط با ریسک آتش مناسب نمی‌باشد.
- استفاده دایمی از مقدار کمی روغن.
- عدم توانایی جهت قابل قبول بودن مواد و مشخصات خریدار.

**۸-۶-۱-۱ انتخاب کمپرسور مناسب برای سیستم بازیابی گاز فلر**

برای انتخاب کمپرسور پارامترهایی از جمله بازده زیاد، نیاز فرایندی، هزینه‌های عملیاتی، قیمت اولیه پایین، تعمیرات و نگهداری پایین در نظر گرفته می‌شود. از میان کمپرسورهای موجود که در صنعت مورد استفاده قرار می-گیرند، کمپرسور خاص رینگ مایع به عنوان مناسب‌ترین کمپرسور برای عملکرد مناسب سامانه FGR برای فشارافزایی پایین انتخاب می‌شود. مزایای سامانه FGR توسط شرکت‌های سازنده کمپرسور رینگ مایع عبارت اند از:

- امکان انتقال سیال دوفازی شامل گاز و مایع.
- امکان انتقال سیال گازی همراه با ذرات ناخالصی.
- امکان انتقال گازهای خورنده، آتش‌گیر و سمی.
- عملکرد بدون نیاز به روغن و ایجاد شرایط دما ثابت.

بررسی‌ها نشان می‌دهد که از میان انواع کمپرسورها، مناسب‌ترین نوع برای بازیابی گازهای فلر، نوع رینگ مایع است. زیرا ترکیبات گازهای فلر نسبت به حرارت حساس بوده و امکان انفجار از گرمای اصطکاک وجود دارد. کمپرسورهای رینگ مایع با شرایط کارکرد دما ثابت ایمن‌ترین تجهیزات جهت فشرده‌سازی گازها می‌باشد. هزینه تعمیر و نگهداری پایین و عدم ایجاد مشکلات بهره‌برداری از جمله عواملی است که این نوع کمپرسور را نسبت به انواع دیگر آن ارجحیت بخشیده است، سپس از جداکننده نیز جهت جداسازی هیدروکربورهای متراکم‌شده از گاز فلر و تخلیه آنها به سامانه سوخت‌رسانی یا خوراک استفاده می شود.

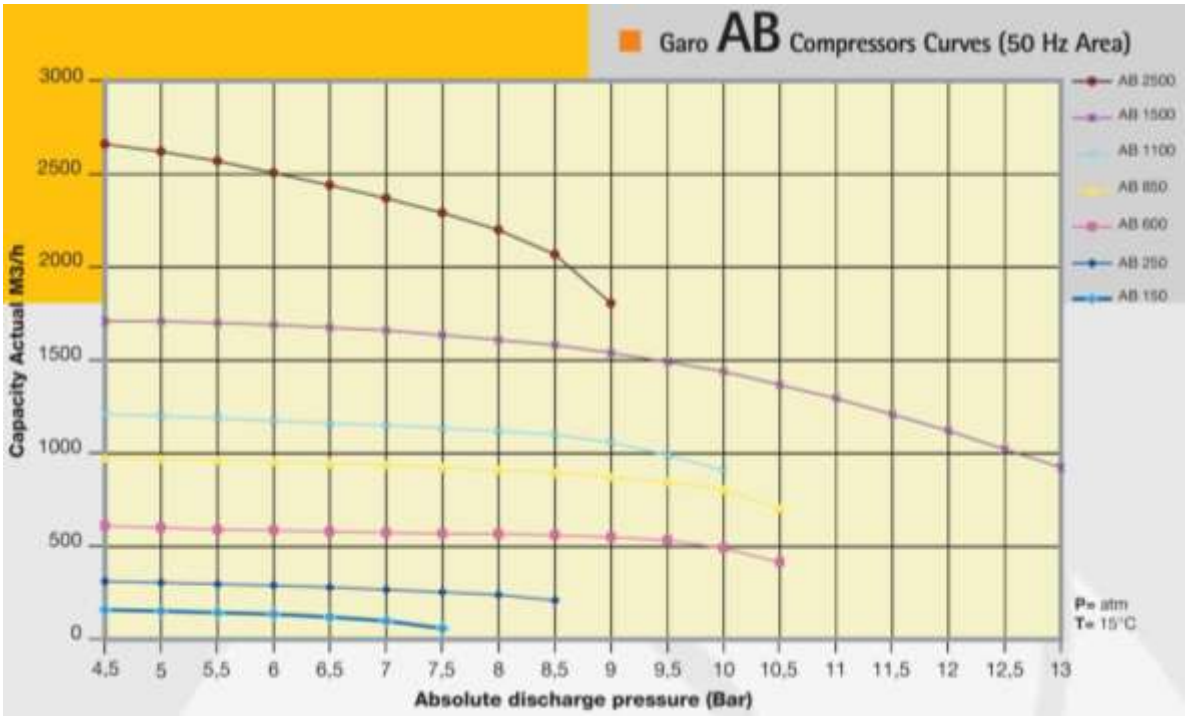
## پارامترهای طراحی سیستم FGRU

فاکتورهای متعددی در طراحی سیستم بازیابی گازهای فلر موثر می‌باشند و طراحی نامناسب می‌تواند منجر به صدمات جبران‌ناپذیری گردد، زیرا که این سیستم رابطه تنگاتنگی با سیستم فلر دارد. در ادامه برخی از این پارامترها شرح داده می‌شود:

- ظرفیت سیستم طراحی با ظرفیت کم منجر به تخلیه گاز به سیستم فلر می‌گردد و طراحی بیش از ظرفیت منجر به سیستمی با راندمان و بهره کم می‌شود.
- فشار مکش و تخلیه سیستم طراحی تجهیزات آب‌بند و لوله‌کشی بین آب‌بند مایع و کمپرسور، فشار مکش را تامین می‌کند. محل دریافت گاز بازیابی شده نیز فشار تخلیه را معین می‌نماید.
- ترکیبات فلر موثر در انتخاب نوع کمپرسور و همچنین کارایی و جنس آن می‌باشد.
- دمای گاز موثر در انتخاب کمپرسور و طراحی و انتخاب کمپرسور مارپیچی روغن‌کاری شونده، توقف سیستم و مبدل‌های حرارتی می‌باشد.
- محل سیستم موثر در انتخاب، طراحی و جانمایی تجهیزات می‌باشد.
- در دسترس بودن برق با ولتاژ کم یا متوسط مهم می‌باشد (دسترسی به یوتیلیتی).

- تعداد کانکشن‌های فلر به سیستم FGRU: اتصال چند سیستم فلر به یک سیستم FGRU متداول است اما طراحی، چیدمان، عملیات و کنترل فرایند آنها بسیار پیچیده می‌باشد.
- بازگشت سرمایه: در این رابطه باید پارامترهایی زیر ارزیابی گردند:
  - دبی جریان مورد انتظار بازیافت
  - ارزش مالی گاز بازیابی شده
  - هزینه سرمایه‌گذاری سیستم FGRU
  - هزینه نصب FGRU
  - هزینه بهره‌برداری FGRU
- نیاز به عملیات در ظرفیت کمتر: این پارامتر در طراحی و انتخاب کمپرسور مهم می‌باشد.
- طول عمر و تناوب توقف‌ها در انتخاب کمپرسور و جنس آن موثر می‌باشد.
- دسترسی به تجهیزات جهت تعمیرات، طراحی و چیدمان موثر است.
- مشخصات مشتری و فروشنده مصوب لیست مستقیما بر هزینه، مواد و برنامه تحویل تاثیر می‌گذارد.

نمونه‌ای از منحنی کمپرسورهای رینگ مایع دو مرحله‌ای شرکت Garo در شکل شکل ب– نشان داده شده است.




شکل ب–۹. نمونه‌ای از منحنی کمپرسورهای رینگ مایع دو مرحله‌ای شرکت Garo [۷]

## مراجع


[1] Smith S., Palfreeman N., Mashour M., Seefeldt G., "High Pressure Air Assist System and Flare Gas Recovery Technology for Continuous Flare Management", Flare Management and Reduction Summit 2012.

[2] Blackwell B., Leagas T., Seefeldt G., "practical flare gas recovery", Zeeco Inc. 2015.12.06.

[3] ONGC (Oil and Natural Gas Corporation) Limited, Project design document, "Flare gas recovery project at Hazira Gas Processing Complex (HGPC) ", Hazira plant, May 17, 2012.

[4] Lyons W.C., Gary Plisga J., Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Second Edition, Huston, Texas, USA, 1996.

[5] Smith S., Palfreeman N., Mashour M., Seefeldt G., Practical Flare Gas Recovery Hydrocarbon Engineering, Jan 2015.

[6] Project design document, "Flare Gas Recovery and Utilization of Recoverd Flare Gas for thermal requirements in IOCL", Guwahati Refinery, 2010.

[7] Specific Data Sheet of Garo Liquid Ring Compressors, Garo Dott. Ing. Roberto Gabbioneta S.p.A.

# پیوست ج: معادلات مورد استفاده برای محاسبه پارامترهای اقتصادی

Total Annual Cost (TAC) = Annualized Capital Cost + Operating Cost

$$\text{Annualized Capital Cost} = \text{Capital Cost} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Where n is the plant life time, and i is fractional interest rate per year

$$\text{Product Cost} = \frac{Total\ Annual\ Cost}{Production\ Rate}$$

Annual cash flow (profit) = (Production rate × Product Price) – Total Annual Cost

$$\text{ROR (\%)} = \frac{Annual\ Profit}{Capital\ Cost} \times 100$$

$$\text{Payback time (year)} = \frac{Capital\ Cost}{Annual\ Profit}$$

$$\text{Net Present Value (NPV)} = \sum_{t=0}^{n} \frac{Cash\ flow\ in\ year\ t}{(1+i)^{-t}}$$

Where i is fractional interest rate per year

$$\text{Added Value} = \frac{Specific\ Value\ of\ Product - Operational\ Cost}{Operational\ Cost}$$

## مراجع


[1] Seider, W.D., Lewin, D.R., Seader, J.D., Widagdo, S., Gani, R., Ng, K.M., 2016. Product and Process Design Principles: Synthesis, Analysis and Evaluation, 4th ed. John Wiley & Sons Inc.

[2] Chauvy, R., Meunier, N., Thomas, D., Weireld, G. De, 2019. Selecting emerging CO2 utilization products for short- to mid-term deployment. Appl. Energy 236, 662–680. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.096

# پیوست د: تحلیل حساسیت تاثیر عوامل هزینه گاز و اجرای قانون رفع موانع تولید بر اقتصاد فرآوری گاز فلر برای تولید برق

در این رابطه با توجه به نتایج پروژه انجام شده در پژوهشگاه نیرو موارد زیر جهت تسهیل در اجرای پروژه‌های اینچنینی به استحضار می‌رسد:

۱- با توجه به بازگشت سرمایه ۳-۵ سال در اکثر نمونه‌های مورد مطالعه افزایش دوره تحویلی گاز فلر به مدت ۸-۱۰ سال

۲- دسترسی به شبکه سراسری برای انتقال برق و یا اعطای مجوز جهت صادرات برق تولیدی

همچنین با توجه به نتایج پروژه مدل‌های اقتصادی زیر می‌تواند زمینه لازم را در راستای افزایش جذابیت برای سرمایه‌گذار در این زمینه فراهم آورد:

۱- با توجه به شیرین‌سازی لازم در اکثر موارد بررسی شده، به منظور رسیدن به استانداردهای زیست‌محیطی و ایجاد جذابیت برای سرمایه‌گذار، بهتر است قیمت تضمینی خرید برق به نرخ صادراتی آن نزدیک و قیمت فروش گاز فلر تحویلی تا حد ممکن کاهش یابد (محاسبات نمونه در پیوست).

۲- گزینه‌های موجود بر اساس استفاده از ماده ۱۲ قانون تولید رقابت‌پذیر و ارتقای نظام مالی کشور (رفع موانع تولید) که به صورت دو سناریوی زیر قابل اجرا است (محاسبات نمونه در پیوست):

۱-۲- پرداخت میزان صرفه‌جویی حاصل از جایگزینی گاز فلر با گاز طبیعی برای هر kW ساعت برق تولیدی با در نظر گرفتن قیمت صادرات گاز طبیعی (۰/۱۱ $/m$^3$) به سرمایه‌گذار

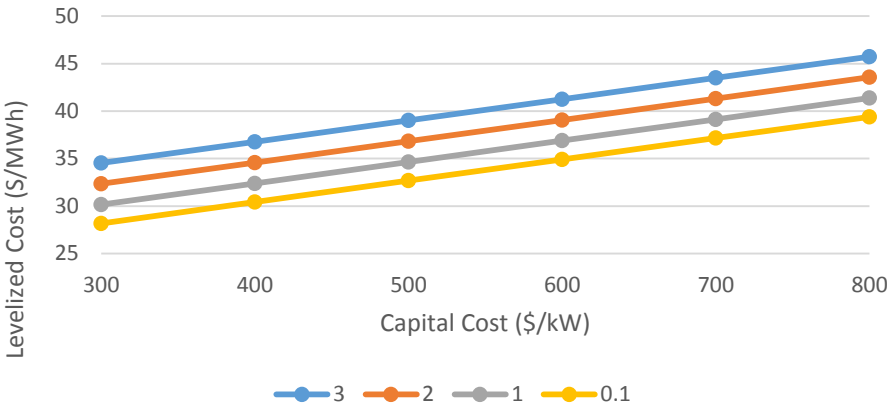
۲-۲- تحویل معادل گاز طبیعی صرفه‌جویی شده به سرمایه‌گذار تا آن را صادر نماید و یا با توجه به آیین‌نامه ایجاد بازار بهینه‌سازی انرژی و محیط زیست در بازار بورس انرژی عرضه کند.

۳- استفاده از حمایت‌های بین‌المللی جهت کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای از قبیل صندوق اقلیم سبز (GCF)، برنامه کاهش گازهای ارسالی به فلر بانک جهانی (GGFR) و ابتکار اقلیم نفت و گاز (OGCI) و ... قابل اقدام می‌باشد.

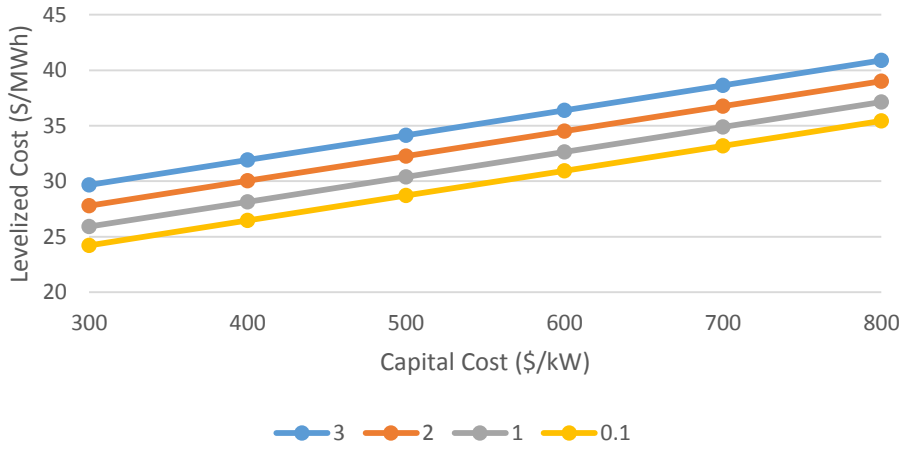
محدوده محاسبات هزینه تمام شده برق تولیدی و تغییرات آن با تسهیلاتی چون کاهش هزینه گاز فلر و استفاده از ماده ۱۲ به عنوان کسب درآمد از صرفه جویی گاز برای دو نمونه گاز همراه نفت در جدول زیر آورده شده است:

جدول د-۱ مشخصات گاز میادین کوپال و چشمه خوش

| | نمونه گاز کوپال | نمونه گاز چشمه خوش |
|---|---|---|
| میزان گاز فلر ( میلیون فوت مکعب در روز) | ۴ | ۹۹/۲۴ |
| میزان گوگرد (درصد مولی) | ۰/۰ | ۱/۲۷ |
| ارزش حرارتی (MMBtu/MSCFD) | ۱/۰۵ | ۱/۲۶ |

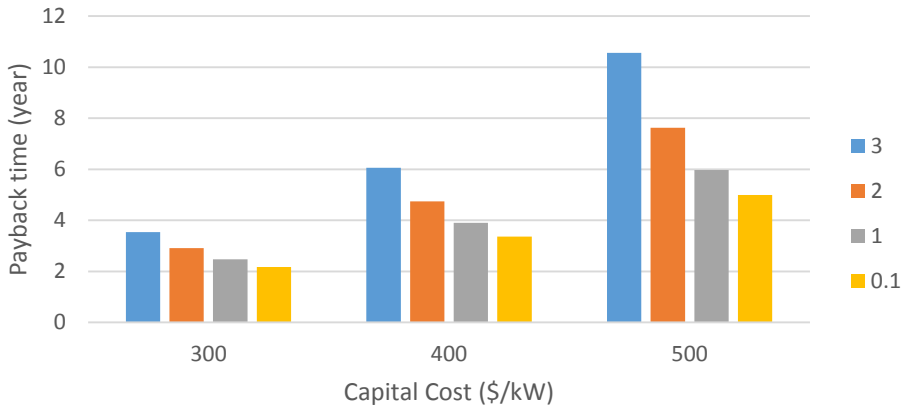



**الف) میدان کوپال**

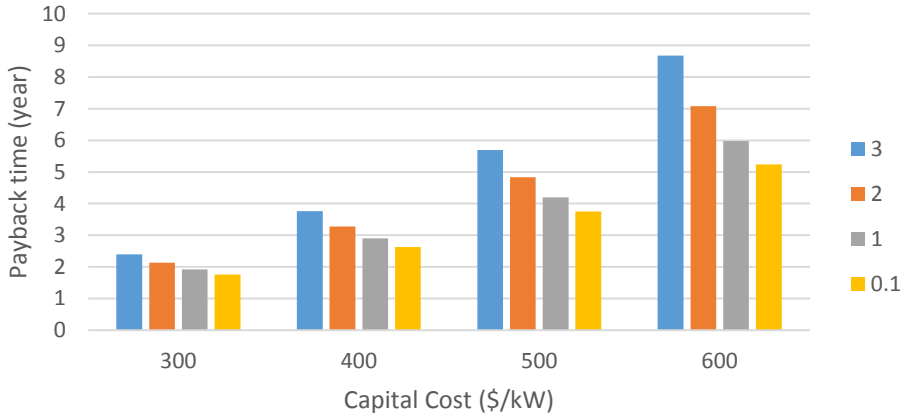



**ب) میدان چشمه خوش**

شکل د-۱. هزینه تمام شده به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی با در نظر گرفتن قیمت‌های متفاوت گاز فلر ۰/۱، ۱، ۲ و ۳ سنت به ازای هر مترمکعب



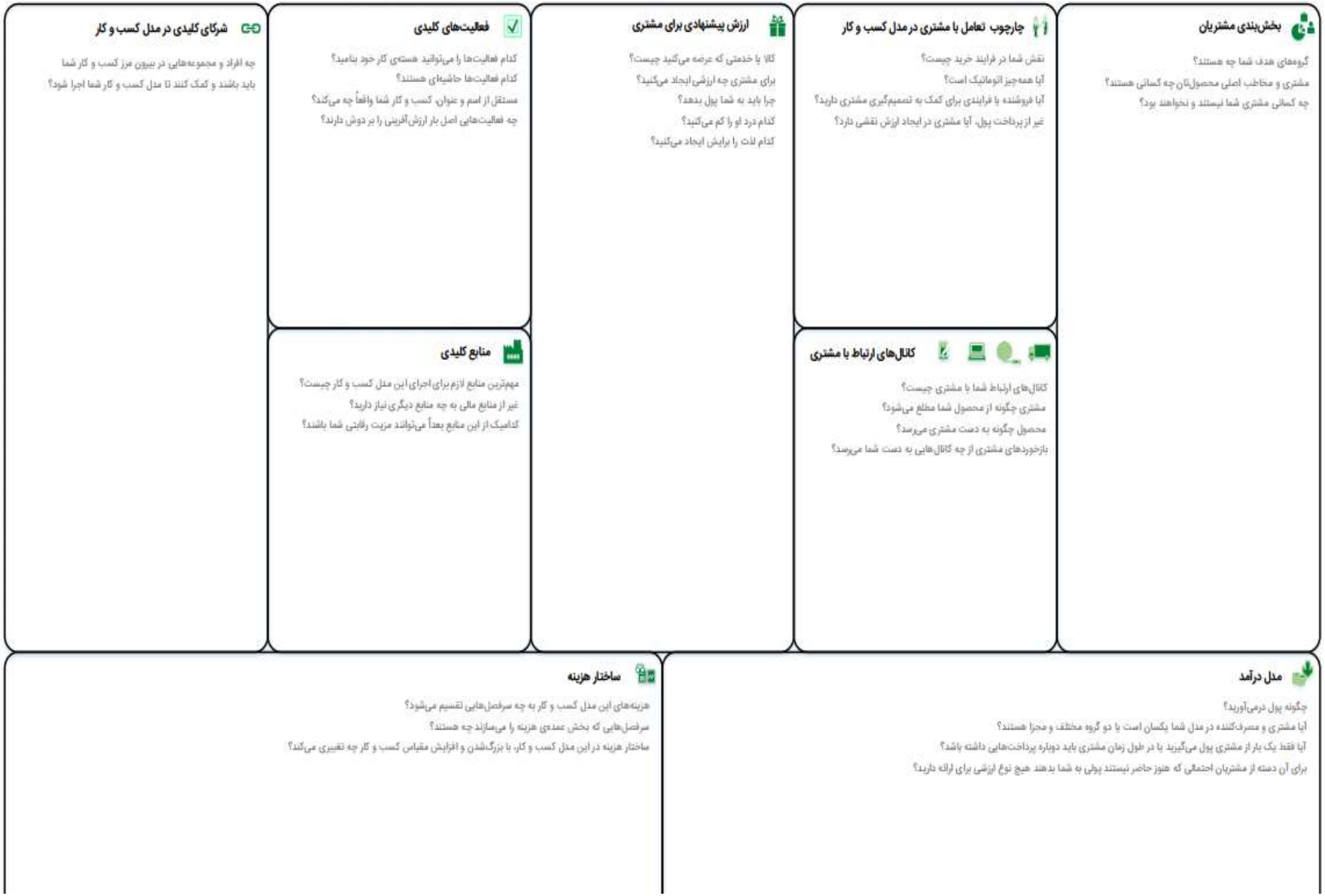

**الف) کوپال**




**ب)چشمه خوش**

شکل د-۲. بازگشت سرمایه با در نظر پرداخت هزینه صرفه‌جویی گاز طبیعی به ازای تولید هر کیلووات ساعت برق (اجرای ماده ۱۲ فانون رفع موانع تولید رقابت‌پذیر)

# بوم مدل کسب و کار




## پیوست ۵: بوم مدل کسب و کار و نمونه‌های پرشده

## مدل کسب و کار گازهای فلر و گازهای همراه

### بخش بندی مشتریان

شرکت های بهره بردار میادین نفتی جهت تزریق گاز جمع آوری شده به میادین

شرکت های پتروشیمی برای خرید خوراک گاز اتان و گاز مایع و میعانات گازی

شرکت های برق منطقه ای برای خرید برق تولیدی

شرکت های توزیع گاز مایع برای خرید محصول گاز مایع

شرکت های بازرگانی جهت صادرات فرآورده های تولیدی

### چارچوب تعامل با مشتری

- برگزاری جلسات پیوسته و منسجم بین کلیه ذینفعان با دستور جلسه مشخص و شرح وظایف و تقسیم بندی وظایف
- ایجاد هم افزایی و انسجام در ساختارهای تصمیم گیری در قالب کارگروه های تخصصی و مشترک با حضور کلیه ذینفعان

### کانال های ارتباط با مشتری

- جلسات، مکاتبات و مذاکرات با کارفرمایان بصورت تلفنی و حضوری
- مصاحبه با رسانه های دیداری و شنیداری جهت فشار بر ارکان تصمیم سازی
- قرارداد با کارفرمایان به عنوان مبنای اصلی تعاملات بعد از انعقاد قرارداد
- کمیته های تخصصی مشترک با هدف هماهنگی اجرایی

### ارزش پیشنهادی برای مشتری

- ایجاد منابع مالی از محل فروش گازهای مشعل برای کارفرمایان
- حذف مشکل آلایندگی زیست محیطی
- ایجاد ارزش افزوده از طریق بازیافت بیشتر نفت از محل تزریق گازهای جمع آوری شده به میادین
- صادرات محصولات و ارزآوری
- افزایش توان تولیدی مجتمع ها و طرح های پتروشیمی از طریق افزایش خوراک در دسترس
- افزایش توان تولید و صادرات برق از محل تبدیل گازهای مشعل و همراه به برق
- تأمین نیاز داخل به برخی فرآورده های حاصل از بازیابی گازهای همراه و مشعل
- ایجاد اشتغال در سطح گسترده

### اقدامات کلیدی

- بازنگری در سیاست های کلان بازیابی گازهای همراه و مشعل توسط شرکت ملی نفت ایران
- اصلاح زیرساخت های قانونی لازم جهت بازیابی گازهای مشعل و همراه
- مشخص نمودن متولی واحد در هر بخش
- انجام مطالعات فنی و اقتصادی دقیق توأم با تعیین اولویت ها و راهکارهای بازیابی مختص هر منطقه با توجه به ویژگیهای جغرافیایی، پراکندگی میادین، زیرساخت های انتقال گازهای همراه و مشعل، مشخصات فنی گاز های همراه و مشعل، عوامل فنی و تکنولوژیک، عوامل اقتصادی و حقوقی، عوامل کمی و کیفی، هزینه های سرمایه ای و دانش فنی مورد نیاز
- مذاکره با کلیه ذینفعان با هدف دستیابی به اجماع بر سر راهکارهای ارائه شده به تفکیک هر منطقه
- تدوین راهبرد و اهداف بلند مدت و عملیاتی با هدف تعیین پروژه های مختلف و برنامه زمانبندی اجرایی
- تدوین مدل تأمین مالی مختص هر یک از پروژه ها با هدف تسریع در اجرایی شدن پروژه ها

### منابع کلیدی

- دانش فنی و تکنولوژی
- تأمین مالی
- قراردادهای بلند مدت تأمین خوراک
- قراردادهای بلند مدت فروش محصولات
- نیروی انسانی متخصص

### شرکای کلیدی

- شرکت ملی نفت ایران
- شرکت ملی گاز ایران
- شرکت ملی صنایع پتروشیمی
- شرکت توانیر
- سازمان محیط زیست

### مدل درآمد

- تولید برق از گازهای همراه و مشعل و فروش برق حاصل از آن (به ازای هر مترمکعب گاز حدود ۴ کیلووات ساعت برق می توان تولید و به شبکه داخلی یا جهت صادرات عرضه نمود)
- تولید گاز شیرین و فروش آن به واحد های پتروشیمی یا عرضه به شبکه گاز سراسری
- فروش محصولات حاصل از جمع آوری و پالایش گاز در بازارهای داخلی یا صادرات
- دریافت حق الزحمه بابت جمع آوری و تحویل گاز ترش به شرکت های بهره بردار جهت تزریق در میادین

### ساختار هزینه

- انجام مطالعات فنی و اقتصادی
- خرید لایسنس و دانش فنی
- تأمین مالی
- اجرای پروژه
- نصب و راه اندازی
- بهره برداری و تعمیرات و نگهداری

# بوم مدل کسب و کار

### بخش‌بندی مشتریان

گروه‌های هدف:

- واحدهای تولیدی و فرآورش گاز و نفت که گاز فلر تولیدی در آنها دارای ارزش حرارتی مناسبی می‌باشد

### چارچوب تعامل با مشتری در مدل کسب و کار

- بررسی فنی و اقتصادی طرح پیشنهادی براساس خوراک فلر موجود
- ارائه پیشنهاد فنی جهت اجرای طرح
- طراحی واحد براساس دانش‌های فنی موجود
- انجام فرایندهای خرید، ساخت، اجراء و راه‌اندازی

### ارزش پیشنهادی برای مشتری

- کاهش آلایندگی محیط زیست
- کاهش جریمه‌های پرداختی توسط مشتری بابت آلایندگی محیط زیست
- کاهش مصرف انرژی
- افزایش درآمد ناشی از تبدیل گاز فلر به برق

### فعالیت‌های کلیدی

- امکان‌سنجی فنی و اقتصادی
- طراحی پایه واحد مورد نظر
- خرید، ساخت، اجراء و راه‌اندازی

### شرکای کلیدی در مدل کسب و کار

- شرکت‌های سرمایه‌گذار
- شرکت‌های خصوصی تأمین‌کننده کالا
- وضع قوانین و جرائم لازم جهت ملزم نمودن شرکت‌های تولیدی به کاهش فلرینگ (سازمان محیط زیست)
- تعیین تعرفه مناسب جهت فروش گاز فلر (وزارت نفت) و تعرفه خرید تضمینی برق (وزارت نیرو)
- ایجاد سازوکار حقوقی و قانونی مناسب برای تضمین دسترسی بلندمدت به خوراک و شبکه انتقال (وزارت نفت و نیرو)

### کانال‌های ارتباط با مشتری

- ارائه کاتالوگ‌های فنی
- برگزاری جلسات
- ارائه اطلاعات از طریق سایت اینترنتی
- ارتباط با مشتریان از طریق واحد ارتباط با صنایع

### منابع کلیدی

- داشتن منابع دانشی لازم جهت طراحی واحدهای تبدیل گاز فلر به برق
- دسترسی به بازارهای داخلی و خارجی جهت تأمین ادوات مورد نظر

### مدل درآمد

- فروش مدارک طراحی (دریافت پول یکبار در طول زمان)
- فروش واحد آماده بکار (دریافت پول یکبار در طول زمان)
- فروش برق (در صورت بهره‌بردار بودن)

### ساختار هزینه

- هزینه‌های نیروی انسانی جهت اجرای طرح
- هزینه‌های خرید، ساخت و نصب
- هزینه‌های خوراک و سرویس‌های جانبی (در صورت بهره‌بردار بودن)