

بازیابی گازهای همراه نفت و فلر به منظور تولید سوخت و انرژی

امیرحسین خلیلی گرکانی*

گروه پژوهشی شیمی و فرایند، پژوهشگاه نیرو، تهران، ایران

چکیده: جمع آوری و سوزاندن گازهای اضافی در فلر (گاز مشعل) به عنوان یکی از ابزارهای ایمنی و کنترل فشار در فرایندهای نفت، گاز و پتروشیمی شناخته می‌شود. ولی این گازها معمولاً از ارزش گرمایی بالایی برخوردار هستند و از آن‌ها می‌توان به عنوان خوراک در واحدهای صنعتی دیگر به منظور تولید فرآورده‌هایی با ارزش افزوده استفاده کرد، در حالی که سوزاندن آن‌ها سبب انتشار گازهای گلخانه‌ای و آلاینده‌های هوا، آلودگی صوتی و بوی ناخوشایند و به نوعی هدر دادن منابع اقتصادی نیز می‌شود. روش‌های گوناگونی به منظور بازیابی گازهای مشعل و استفاده دوباره از آن‌ها استفاده شده است، از جمله: افزایش فشار و تزریق، واحدهای NGL، تولید LNG و CNG، فرایند GTL و تولید مواد شیمیایی و تولید انرژی الکتریکی. انتخاب روش مناسب ملزم به بررسی معیارهای گوناگونی است که در بیش‌تر مطالعه‌ها تنها به دو عامل اصلی میزان حجم گاز و فاصله تا بازار مصرف پرداخته شده است. ولی عوامل مهم دیگری نیز در فرایند بازیابی و به‌کارگیری گاز همراه میدان‌های نفت و فلر وجود دارد که باید مورد توجه قرار گیرند. در این مطالعه با استفاده از تحلیل سلسله مراتبی روش‌های گوناگون بازیابی و به‌کارگیری گاز مشعل طبقه‌بندی و بررسی شد. نتیجه‌ها نشان می‌دهد که در بین این روش‌ها، فرایند مصرف گاز برای تولید انرژی الکتریکی از اهمیت ویژه‌ای برخوردار است.

کلمات کلیدی: گاز مشعل، گاز همراه، تولید سوخت و انرژی، سوخت، تحلیل سلسله مراتبی.

KEYWORDS: Associate gas, Flare gas, Fuel and energy production, Analytical hierarchy method.

مقدمه

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 گوناگون نیز استفاده کرد [۲]. سوزاندن این گازها در مشعل افزون بر ایجاد مشکل‌های زیست محیطی مثل انتشار گازهای گلخانه‌ای، انتشار آلاینده‌های هوا و بوی ناخوشایند و آلودگی صوتی، به نوعی هدر دادن منابع اقتصادی نیز به حساب می‌آید. بر اساس آمار بانک جهانی [۳] ایران در سال ۲۰۱۹ میلادی پس از روسیه، عراق و آمریکا، چهارمین کشور جهان و دومین کشور در منطقه از نظر انتشار گازهای آلاینده

گاز مشعل یا فلر در صنایع نفت و گاز به دو قسمت تقسیم می‌شود. در بخش بالادستی گاز مشعل 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 تأسیساتی برای بکارگیری این گاز وجود نداشته باشد به ناچار سوزانده می‌شود. در پایین دست نیز، در بیش‌تر فرایندهای 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 [۱]. در این شبکه گازهای اضافی پس از جمع آوری از واحدهای گوناگون

*E-mail: Akhalili@nri.ac.ir

* عهده‌دار مکاتبات

جدول ۱. رتبه بندی ۱۰ کشور اول از نظر حجم انتشار گازهای مشعل بر اساس میلیارد متر مکعب [۳]

رتبه	کشور	۲۰۱۴	۲۰۱۵	۲۰۱۶	۲۰۱۷	۲۰۱۸	۲۰۱۹	تغییرات	تغییرات
۱	روسیه	۱۸.۳	۱۹.۶	۲۲.۴	۱۹.۹	۲۱.۳	۲۳.۲۱	۱.۹۳	۴.۹۱
۲	عراق	۱۴.۰	۱۶.۲	۱۷.۷	۱۷.۸	۱۷.۸	۱۷.۹۱	۰.۰۹	۳.۹۱
۳	آمریکا	۱۱.۳	۱۱.۹	۸.۹	۹.۵	۱۴.۱	۱۷.۲۹	۳.۲۲	۵.۹۹
۴	ایران	۱۲.۲	۱۲.۱	۱۶.۴	۱۷.۷	۱۷.۳	۱۳.۷۸	-۳.۵۰	۱.۵۸
۵	ونزوئلا	۱۰.۰	۹.۳	۹.۳	۷.۰	۸.۲	۹.۵۴	۱.۳۲	-۰.۰۶
۶	الجزایر	۸.۷	۹.۱	۹.۱	۸.۸	۹.۰	۹.۳۴	۰.۳۳	۰.۶۴
۷	نیجریه	۸.۴	۷.۷	۷.۳	۷.۶	۷.۴	۷.۸۳	۰.۳۹	-۰.۵۷
۸	لیبی	۲.۹	۲.۶	۲.۴	۳.۹	۴.۷	۵.۱۲	۰.۴۵	۲.۲۲
۹	مکزیک	۴.۹	۵.۰	۴.۸	۳.۸	۳.۹	۴.۴۸	۰.۵۹	-۰.۴۲
۱۰	عمان	۲.۶	۲.۴۳	۲.۸۲	۲.۶۰	۲.۵۴	۲.۶۳	۰.۱	۰.۰۳

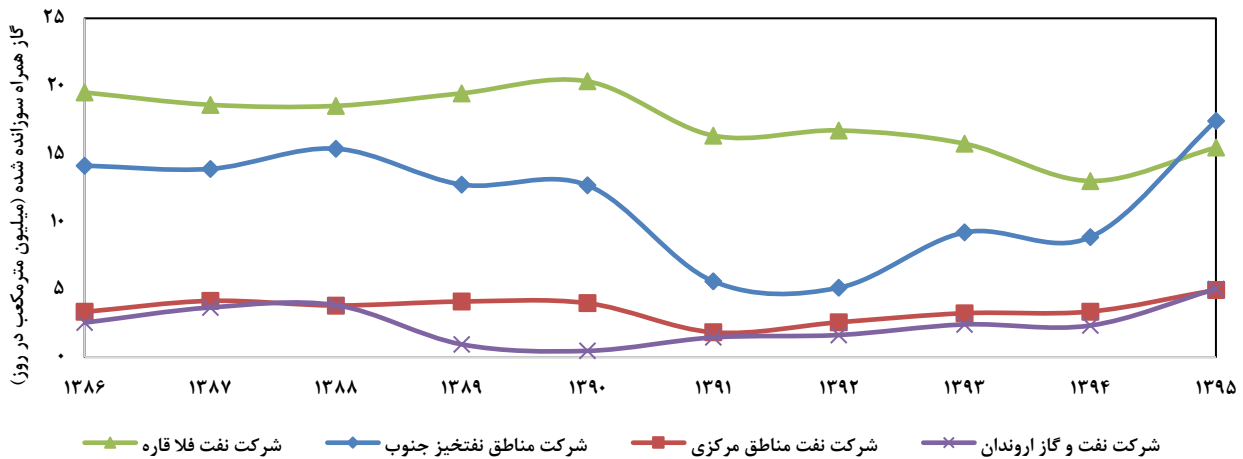
شرکت ملی نفت از آغاز دهه ۸۰ تا به امروز، پروژه‌هایی را در قالب ۸ واحد NGL، ایجاد سامانه‌های جمع‌آوری و تزریق گازهای همراه نفت به مخازن نفتی و مزایده فروش گازهای همراه نفت طراحی کرده است. اولی با توجه به مشکل‌هایی چون مانع‌های جغرافیایی، مانع‌های فنی، مانع‌های اقتصادی، مانع‌های ساختاری و نهادی و مانع‌های قانونی و قراردادی این پروژه‌ها تا کنون پیشرفت معناداری نداشته‌اند.

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 ویژه‌ای برخوردارند. به عنوان نمونه پالایشگاه‌های پارس جنوبی روزانه حدود ۱۵ میلیون مترمکعب گاز را در فازهای گوناگون خود می‌سوزانند. واحدهای فرآوری گاز در ایران به دو بخش کارخانه‌های NGL و پالایشگاه‌های گازی تقسیم می‌شوند. واحدهای NGL در ایران شامل ۱۳ واحد فرایندی با ظرفیت اسمی پردازش بیش از ۱۰۰ میلیون مترمکعب گاز در روز است، که هم اکنون به جز NGL سبیری باقی واحدها در اختیار شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب است. ۱۷ پالایشگاه گاز عملیاتی نیز هم‌اکنون در کشور فعال می‌باشند. مجموع گاز مشعل سوزانده شده در این واحدها طی سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵ در شکل ۲ (الف) نشان داده شده است. همچنین، در ایران هم‌اکنون ۱۰ پالایشگاه نفت فعال وجود دارد که میزان گاز مشعل آن‌ها نیز در شکل ۲ (ب) نشان داده شده است. افزون بر این، سهم صنایع پتروشیمی که بخشی از گاز مشعل سالانه بخش پایین دستی را به خود اختصاص می‌دهند، نباید نادیده گرفته شود. حدود ۳۹ واحد پتروشیمی هم‌اکنون در کشور

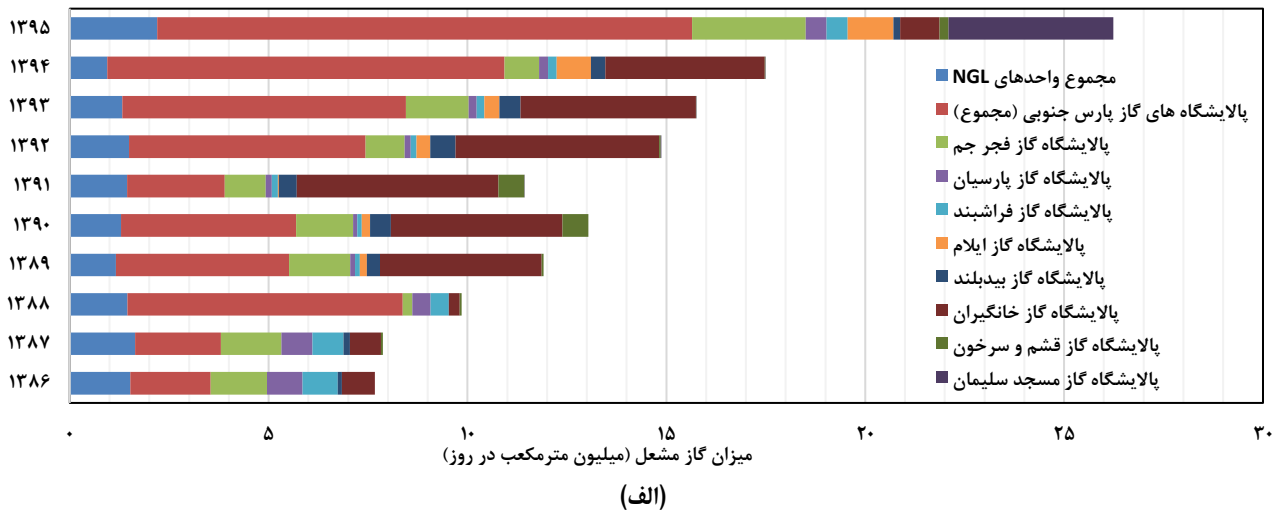
ناشی از سوزاندن گاز همراه و مشعل در تأسیسات بهره‌برداری صنایع نفت و گاز و همچنین صنایع پالایشگاهی و پتروشیمی است (جدول ۱). البته همان‌گونه که دیده می‌شود، نتایج در هر سال متغیر بوده رتبه‌بندی تغییر می‌کند. از سوی دیگر میزان این گازها رابطه مستقیم با تولید نفت خام کشورهای تولید کننده دارد، به طوری که با توجه به تحریم‌های ناعادلانه علیه کشورمان در سال ۲۰۱۹ میلادی و کاهش تولید نفت خام روند کاهشی در میزان تولید گازهای همراه و مشعل نیز قابل دیدن است. البته این نکته دارای اهمیت است که، در این پژوهش مقایسه‌ها و گزارشات آماری در حد کلی قابل استناد قرار گرفته و به‌طور معمول این گونه آمار با دقت‌های بالا در اختیار نیستند. به منظور استفاده از گازهای همراه نفت و مشعل که دارای ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی متغیری هستند در ابتدا این گازها باید بازیافت شوند. لذا، یکی از مهم‌ترین اقداماتی که در طرح 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 گوناگون انرژی در منطقه می‌تواند یاریگر انتخاب نحوه بازیابی و بکارگیری گازهای مشعل باشد [۴].

وضعیت گاز مشعل در ایران

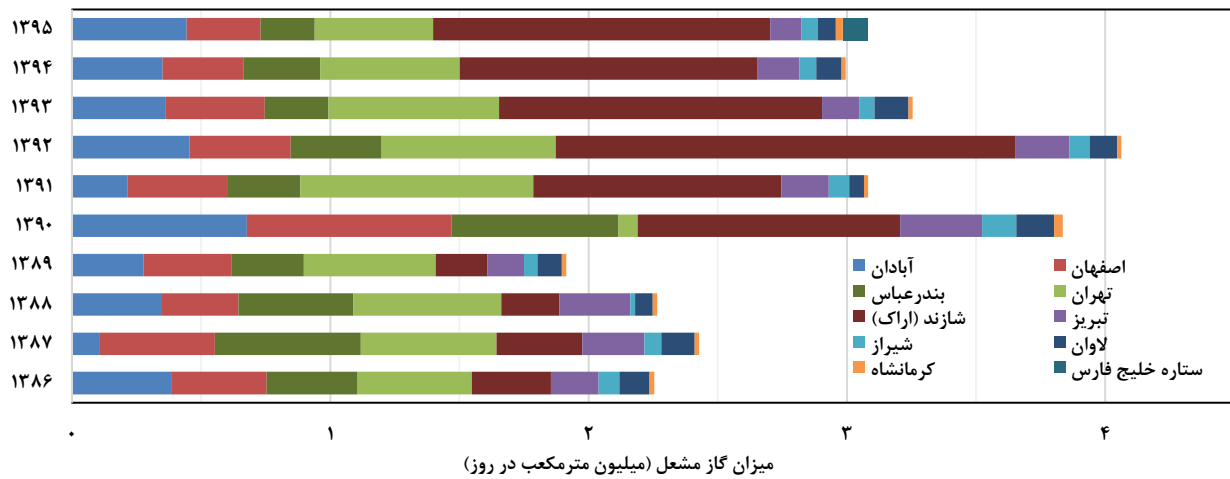
در ایران از پیش از انقلاب تا به امروز بخش عمده‌ای از گازهای همراه نفت سوزانده شده است، به نحوی که در طی سال‌های گذشته همواره ۳۵-۴۵٪ از گازهای همراه نفت سوزانده شده است [۵]. شکل ۱ میزان گاز همراه سوزانده شده در شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت ایران بین سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۹۵ را نشان می‌دهد. همان‌گونه که دیده می‌شود، 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 رده‌های بعدی قرار دارند. اما در سال ۱۳۹۵، با توجه به افزایش ظرفیت تولید، میزان گاز همراه سوزانده شده در شرکت مناطق نفت‌خیز جنوب به طور 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.



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



(الف)

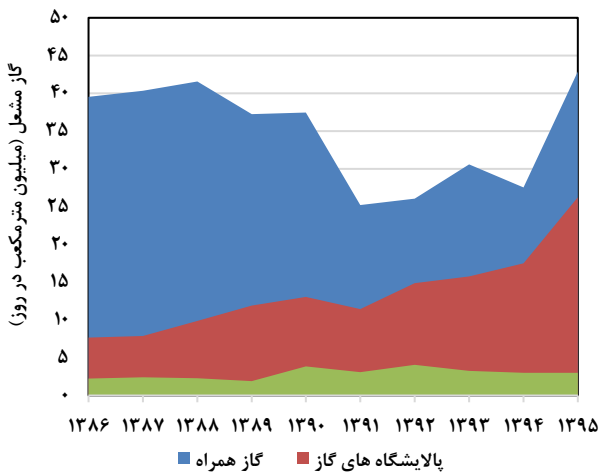


(ب)

شکل ۲. میزان گاز مشعل سوزانده شده در (الف) پالایشگاه‌های گاز و گاز مایع (NGL) و (ب) پالایشگاه‌های نفت بین سال‌های ۲۰۰۷-۲۰۱۶ (براساس ترازنامه هیدروکربوری سال‌های ۱۳۸۶ تا ۱۳۹۵)

جدول ۲: نمونه جز مولی ترکیبات موجود در گاز مشعل میادین نفت، پالایشگاه‌های نفت و گاز و صنایع پتروشیمی [۱۰]

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 ₂ S	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 ₂ O	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	-



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

مقدار چشمگیر هیدروژن در گاز مشعل خود مسئله است که در انتخاب روش بازیابی مؤثر 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 نوسان‌های ترکیب‌ها با توجه به شرایط گوناگون اضطراری، تعمیرات و ... بسیار بیش‌تر است. در نتیجه حساسیت فناوری بازیابی و قابلیت به‌کارگیری آن در برابر این نوسانات باید مورد بررسی قرار گیرد. نمونه‌هایی از ترکیب‌ها موجود در گاز همراه میادین نفت و مشعل در جدول ۲ آورده شده است.

نوسان‌ها و منحنی تولید گاز مشعل

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

مشغول فعالیت هستند، ولی اطلاعات کمی در مورد میزان و کیفیت گاز مشعل در این واحدهای پتروشیمی موجود است. برای نمونه: پتروشیمی جم، بندر امام، بوعلی سینا و برزویه به ترتیب ۳۶۲ [۶] ، ۰.۳۵ [۷] ، ۰.۲۸ [۸] ، ۰.۰۶ [۹] میلیون مترمکعب در روز گاز مشعل را می‌سوزانند. نوسان زیاد به همراه سایر ملاحظه‌های فنی باعث سختی در تخمین اطلاعات گاز مشعل در صنایع پتروشیمی می‌شود؛ و این نوسان‌ها در مقدار و کیفیت گاز مشعل پتروشیمی فرایندهای بازیابی و بهره‌برداری از گاز مشعل پتروشیمی را به چالش سخت و پیچیده تبدیل می‌کند.

بررسی روند سوزاندن گازهای همراه نفت و مشعل بخش پایین دستی طبق ترازنامه هیدروکربنی انتشار یافته توسط وزارت نفت، طی دوره زمانی ۱۳۵۷ تا ۱۳۹۵ نشان می‌دهد که طی این دوره حجم گازهای همراه و مشعل سوزانده شده در ایران به‌طور عمده در دامنه ۳۵ تا ۴۵ میلیون متر مکعب در روز در نوسان بوده است [۵]. شکل ۳ روند تغییرهای میزان گازهای همراه نفت و مشعل بخش پایین دستی سوزانده شده را در بازه ۱۳۸۶-۱۳۹۵ نشان می‌دهد.

عامل‌های تأثیرگذار بر فرایند بازیابی و بکارگیری گاز مشعل

روش‌های گوناگون بازیابی گازهای همراه میادین نفت و مشعل و استفاده دوباره از آن به‌صورت زیر است [۱۰]:

۱- بازیابی گاز، افزایش فشار و تزریق

۲- تولید LNG و CNG

۳- واحدهای NGL

۴- فرایند GTL و تولید سوخت‌های مایع

۵- تولید انرژی الکتریکی

انتخاب روش مناسب ملزم به بررسی معیارهای گوناگونی است که در بیشتر مطالعات تنها به دو عامل اصلی میزان حجم گاز و فاصله تا بازار مصرف پرداخته شده است [۱۰]. ولی عامل‌های مهم دیگری نیز در فرایند بازیابی و به‌کارگیری گاز همراه میادین نفت و مشعل وجود دارد که باید مورد توجه قرار گیرند، که در این بخش به آن‌ها پرداخته می‌شود.

ترکیب گاز

ترکیب‌های موجود در گاز مشعل اولین معیار کلیدی است. حضور ترکیب‌هایی مانند: CO₂، H₂S هزینه سرمایه‌گذاری را نه تنها به دلیل نیاز به فرایندهای تصفیه اضافی، بلکه به دلیل تأثیرگذاری بر مصالح تجهیزات و ملاحظه‌های مدیریت پسماند به روشنی افزایش می‌دهند. در بخش صنایع پایین دستی نیز (پالایشگاه‌های نفت و صنایع پتروشیمی) حضور

می‌توان آن را فناوری بالغ نامید. بلوغ این فناوری نکته مهم دیگری است که باید مورد بررسی قرار گیرد.

ارزش افزوده فراورده

درآمد واحد فرایندی برای برآورد بازده سرمایه‌گذاری بسیار مهم است. همچنین، فرایندهای منتهی به فراورده‌های 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 به کار گرفته شوند و یا فرایند GTL که فراورده‌های پیچیده‌ای مانند دیزل یا بنزین را تولید می‌کند.

انتقال به بازار مصرف

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

بهره‌وری انرژی و کربن

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

بازار مستقل

فرایند 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 گوناگون (مقاله، کتاب، مدارک فنی و ...) به عنوان مرجع، صورت گرفته است. نحوه امتیازدهی معیارهای گوناگون در این تحقیق بر اساس امتیازدهی ۰ تا ۵ به معیارهای گوناگون در جدول ۳ آورده شده است. ۵ نشان دهنده بهترین عملکرد و ۰ نشانگر ضعیف‌ترین عملکرد است.

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 مشعل سوزانده شده نیز به دلیل نگهداری دوره‌ای واحدهای عملیاتی، ایمنی یا شرایط عملیاتی گوناگون 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.

هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری

هزینه سرمایه‌گذاری مهم‌ترین معیار تأثیرگذار در انتخاب روش بازیابی و بکارگیری گاز مشعل است. هزینه عملیاتی یکی دیگر از عامل‌های مهم است که باید از دیدگاه‌های گوناگون مانند پیچیدگی عملیاتی یا فنی فرایند، فاصله تا بازار مصرف و بهره‌وری انرژی بررسی شود. 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 به‌ویژه زمانی که تأسیسات در دریا و دور از ساحل هستند بسیار مهم است. این عامل ممکن است سرمایه‌گذاری مورد نیاز را به میزان چشمگیری تغییر دهد و می‌تواند برای حمل و نقل فراورده‌ها چالش برانگیز باشد.

قابلیت اطمینان

فرایندهایی با تعداد خطوط و یا وابستگی کمتر به تجهیزات و واحدهای جانبی به دلیل هزینه کم در بخش عملیات و تعمیرات و نگهداری به‌طورمعمول بیش‌تر مدنظر هستند. با این حال هنگامی که این فرایندها از مدار خارج می‌شوند، به دلیل نبود واحد جانبی، تمام گاز دوباره به مشعل فرستاده می‌شود.

ملاحظه‌های ایمنی

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

بلوغ فناوری

هنگامی که یک فناوری به‌صورت گسترده و برای مدت زمان کافی مورد استفاده قرار گیرد یا پیشینه علمی خوبی داشته باشد،

جدول ۳. نحوه امتیازدهی به معیارهای در نظر گرفته شده

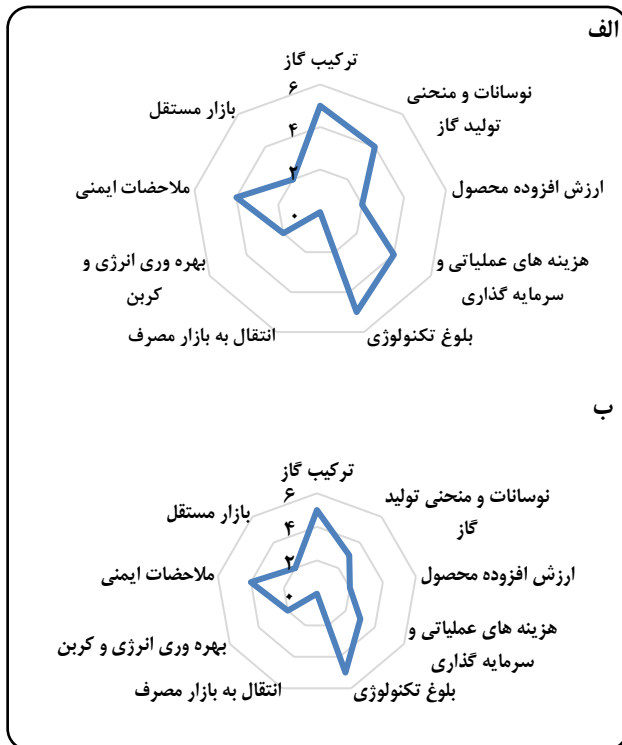
حوزه	معیار	۰	۵
فنی و مهندسی	ترکیب گاز	حساسیت فناوری به تغییرات ترکیبات گاز در خوراک ورودی	
		بیشترین حساسیت	کمترین حساسیت
	نوسانات و متحنی تولید گاز	حساسیت به تغییرات و پایداری با تغییر در میزان جریان خوراک ورودی	
		بیشترین حساسیت	کمترین حساسیت
	بلوغ تکنولوژی	بر مبنای TRL فناوری موجود در مقیاس‌های تجاری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

بازیابی و به‌کارگیری گاز مشعل

همان‌گونه که بیان شد معیارهای عملیاتی و ساختاری متعددی در انتخاب فرایند مناسب جهت بازیابی و بکارگیری گاز همراه میادین نفت و مشعل وجود دارد که در نتیجه این مسئله را به نمونه‌ای از مسائل تصمیم‌گیری چند معیاره مبدل می‌سازد. فرایند تحلیل سلسله مراتبی یکی از معروف‌ترین روش‌های تصمیم‌گیری چند معیاره است که اولین بار توسط *توماس. ال. ساعتی*، در دهه ۱۹۷۰ میلادی، ارائه شد [۱۱]. تصمیم‌گیری در مورد مسئله‌هایی از نوع مدل‌های تصمیم‌گیری چند معیاره با استفاده از تحلیل سلسله مراتبی با تشکیل درخت سلسله مراتب تصمیم آغاز می‌شود. 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 عامل‌ها بوده و تعداد سطوح بستگی به موضوع مورد ارزیابی دارد. در این قسمت با توجه به عامل‌های گفته شده در بالا و مطالعات تحلیل سلسله مراتبی به طبقه‌بندی روش‌های بازیابی و بکارگیری گاز مشعل پرداخته می‌شود.

بازیابی گاز، افزایش فشار و تزریق

مهمترین نکته در طراحی سامانه بازیابی گازهای ارسالی به مشعل آن است که حضور سامانه بازیابی گازهای ارسالی به مشعل در کنار سامانه فلرینگ موجود، خدشه‌ای در عملکرد اضطراری سامانه فلرینگ ایجاد نماید. به‌طورعموم سامانه‌های موجود در پالایشگاه‌ها دارای تجهیزهایی مانند جداکننده دو فاز، کمپرسور و مخزن نگهداری مایعات می‌باشند. بهترین مکان سامانه بازیابی گاز مشعل، مابین جداکننده و مخزن ذخیره مایع می‌باشد [۱۲]. گاز به‌دست‌آمده از بازیابی می‌تواند به عنوان خوراک از طریق خط لوله به واحدهای پتروشیمی منتقل شود و یا پس از شیرین‌سازی به خط لوله گاز سراسری تزریق شود. همچنین در پالایشگاه‌های 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 تجهیزهای تولید بخار و کوره‌ها) به مصرف رساند. در ایران، این روش در پالایشگاه گاز ایلام، پالایشگاه نفت تبریز و پتروشیمی تبریز اجرایی شده است. افزون بر این، پالایشگاه‌های نفتی اصفهان



شکل ۴. بررسی معیارهای گوناگون در افزایش فشار گاز مشعل جهت استفاده به عنوان (الف) گاز سوخت و یا بازگشت به خوراک ورودی و (ب) ازدیاد برداشت



شکل ۵. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز مشعل در پالایشگاه گاز مایع

ایجاد سامانه جمع‌آوری گازهای همراه نفت به منظور ارسال به واحدهای فرآوری، 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 [۱۴]. همان گونه که در شکل ۵ دیده می‌شود این فناوری از تعادل خوبی در بین معیارهای گوناگون تصمیم‌گیری برخوردار است و به همین دلیل همواره جز گزینه‌های اصلی می‌باشد. نکته اساسی در اینجا تنها وجود بازار مصرف و انتقال فرآورده‌های تولیدی است که معمولاً خوراک پتروشیمی‌های کشور را تامین می‌کنند.

و بندرعباس و پتروشیمی مروارید قصد دارند از این روش برای بازیافت گازهای مشعل خود استفاده کنند [۱۰]. همچنین، مطالعه‌ای بر روی سناریوهای گوناگون این روش در پالایشگاه گاز فجر جم توسط حاجی‌زاده و همکاران صورت گرفته است [۱۳].

روش دیگری که برای استفاده از گازهای همراه نفت می‌تواند بکار گرفته شود، تزریق گازهای همراه نفت در مخازن نفتی است. این روش که به منظور بهبود بازیافت نفت و یا حفظ سطح تولید فعلی استفاده می‌شود به عامل‌های گوناگونی از جمله اندازه میدان و تراوایی نفت در سنگ مخزن بستگی دارد و با توجه به تفاوت این مشخصات در میدان‌های گوناگون، امکان تزریق گاز به همه میدان‌ها وجود ندارد. در صورتی که تزریق گاز موجب حفظ تولید و یا افزایش تولید شود آنگاه امکان وجود توجیه اقتصادی برای این روش استفاده از گازهای همراه نفت وجود خواهد داشت. البته تزریق دوباره برای پالایشگاه‌های نفت و گاز که معمولاً از میدان نفتی دور می‌باشند، کارایی ندارد. در ایران تعداد زیادی از این تأسیسات تزریق گاز همراه هم اکنون در حال بهره‌برداری هستند: لب سفید، گچساران، بی‌بی حکیمه، کرج، دارخوین، نرگسی، هفتکل، مارون، رامشیر، پارسی، پازنان، آغاچاری و کوپال [۵].

شکل ۴ بررسی معیارهای تصمیم‌گیری برای بازیابی گاز مشعل به منظور استفاده به عنوان گاز سوخت و یا بازگردانی خوراک و همچنین تزریق به میدان نفتی جهت ازدیاد برداشت را نشان می‌دهد. همان گونه که دیده می‌شود چالش‌های اصلی در این اینجا نبود یک محصول با ارزش افزوده مشخص، بازار مستقل و بهره‌وری انرژی و کربن پایین است.

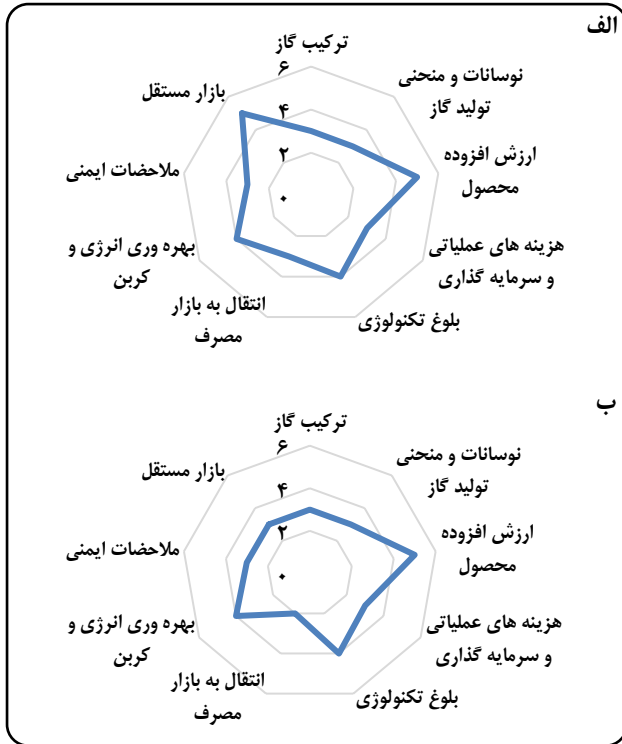
واحدهای NGL

واحدهای NGL در حقیقت پالایشگاه‌های گاز کوچکی هستند که به منظور فرآوری گازهای همراه نفت احداث می‌شوند و شامل تجهیزاتی برای تقویت فشار، آبردایی، شیرین‌سازی، استخراج مایعات گازی، جداسازی مایعات گازی و بازیابی فرآورده‌ها (امکانات ذخیره‌سازی و بازیابی برای مایعات) می‌باشند. فرآورده‌های تولید شده در این فرایند گاز خشک، اتان، LPG (ترکیب پروپان و بوتان) و بنزین طبیعی (پنتان و مایعات سنگین‌تر از آن) را شامل می‌شود. واحدهای NGL می‌بایست گازهای همراه نفت را از طریق خطوط لوله دریافت نمایند. بنابراین این واحدها در جاهایی به کار می‌روند که سامانه جمع‌آوری گازهای همراه نفت موجود باشد و یا میدان‌هایی با حجم بالایی از گازهای همراه نفت وجود داشته باشند. در صورت پراکندگی میدان‌ها و یا وجود حجم پائین گاز همراه،

فشرده‌سازی و 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 می‌شود. LNG کاهش حجم بیشتری را در مقابل 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. افزون بر این از خروج گازهای گلخانه‌ای در طول انتقال و جابجایی‌های طولانی نیز جلوگیری می‌شود [۱۵]. 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 فناوری‌های 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 [۱۶].

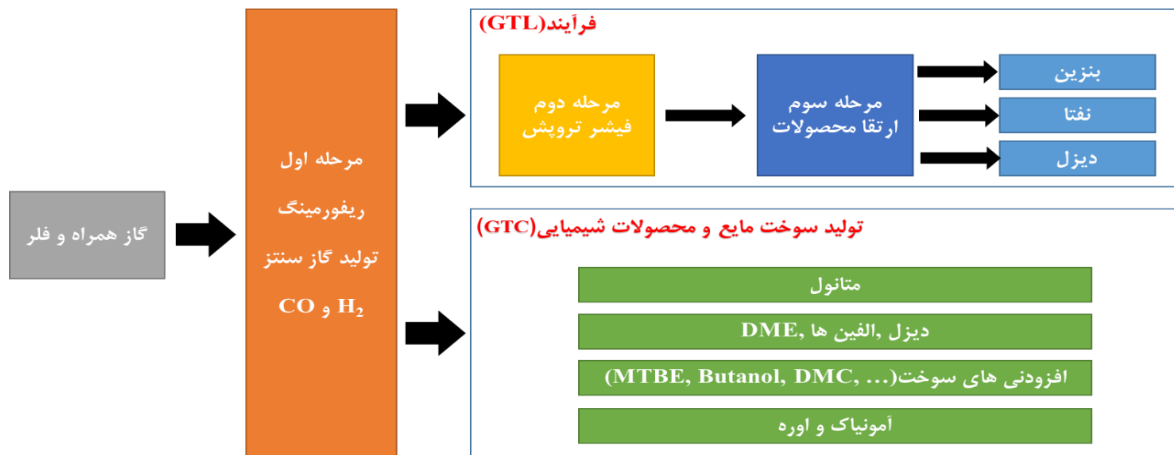
فناوری CNG گزینه مناسبی برای انتقال گاز طبیعی در فواصل کوتاه و متوسط است. در فرایند CNG، گاز طبیعی به منظور کاهش حجم تا ۲۵۰-۱۰۰ بار فشرده می‌شود. انتقال به بازار را می‌توان از طریق کامیون، قطار یا کشتی‌های ویژه انجام داد. انتقال CNG توسط کشتی حدود ۹۰٪ هزینه‌های حمل و نقل را تشکیل می‌دهد. بارگیری و باربرداری با انجام نصبیات کوچکی آسان است. مقدار گاز مورد حمل کمتر از LNG است ولی فرایند فشرده‌سازی و تولید دوباره گاز از آن ساده‌تر و کم‌هزینه‌تر است. پیش‌فروش‌های 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 فرایند فشرده‌سازی [۱۷]. در شکل ۶ معیارهای گوناگون مربوط به این دو فناوری دیده می‌شود.



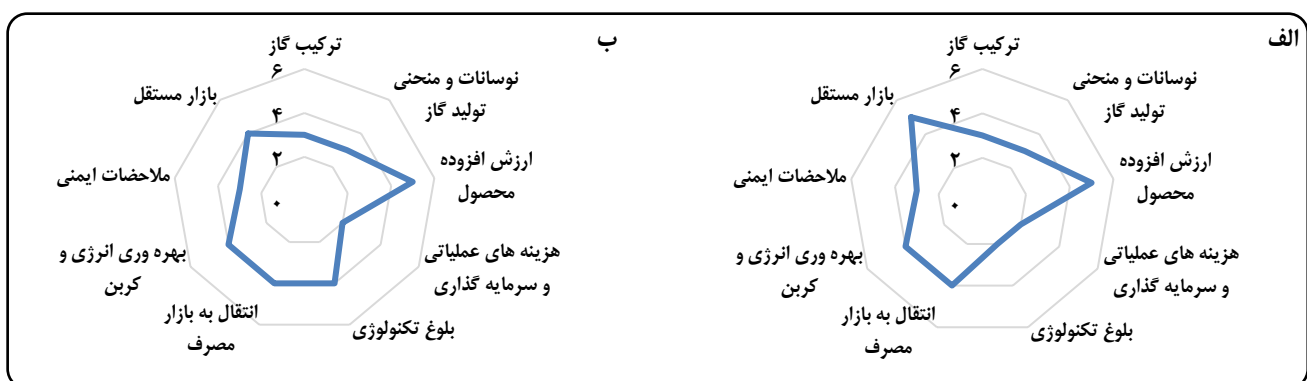
شکل ۶. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز مشعل در (الف) تولید CNG و (ب) تولید LNG

فرایند GTL و تولید سوخت مایع

فناوری تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع به فرایندی کاتالیستی اطلاق می‌شود که می‌تواند از گاز طبیعی فرآورده‌هایی با ارزش افزوده همچون دیزل، نفتا، دی متیل اتر و ... تولید نماید. در این فرایند نیز پیش از هرچیز باید آلاینده‌هایی همچون CO_2 و H_2S که می‌توانند سبب مسمومیت کاتالیست‌های مورد استفاده شوند، حذف شوند. به همین دلیل فرایند شیرین‌سازی در این روش نیز به کار گرفته می‌شود. سپس گاز سنتز از واکنش گاز با بخار آب و اکسیژن در راکتور فرمینگ تولید می‌شود. پس از آن در راکتور فیشر-تروپش فرآورده‌های اولیه تولید می‌شود که با روش‌های معمول پالایشگاهی همچون تقطیر و کراکینگ می‌توان فرآورده‌های با ارزشی مانند دیزل، نفتا و روانکارهای صنعتی را به‌دست آورد. واحدهای GTL سرمایه‌بری بالایی داشته و در صورت وجود ظرفیت‌های بالای گاز همراه مورد استفاده قرار می‌گیرند [۱۸]. از گاز سنتز تولید شده می‌توان به منظور تولید سایر فرآورده‌های شیمیایی نیز بهره گرفت. فرآورده‌هایی مانند: متانول، اوره، آمونیاک، اتیلن، دی متیل اتر و ... از جمله فرآورده‌های هستند که پژوهشگران تاکنون به عنوان گزینه‌های خود در نظر گرفته‌اند. شکل ۷ به‌صورت شمایی مرحله‌های گوناگون موجود در این فناوری‌ها و برخی فرآورده‌های قابل تولید را نشان می‌دهد. همچنین، معیارهای گوناگون مرتبط با این دو فناوری در شکل ۸ آورده شده است.



شکل ۷. شماتیک مراحل موجود در فرایندهای GTL و GTC و برخی فرآورده‌های قابل تولید



شکل ۸. بررسی معیارهای گوناگون در به کارگیری گاز مشعل در (الف) تولید سوخت‌های مایع (GTL) و (ب) تولید مواد شیمیایی (GTC)

تولید انرژی الکتریکی

به کمک فناوری سامانه بازیابی گازهای ارسالی به مشعل و مولدهای مقیاس کوچک در پالایشگاه‌های نفت و گاز، صنایع پتروشیمی و همچنین گازهای همراه در میدان‌های نفتی، می‌توان انرژی الکتریکی تولید نمود. سامانه تولید انرژی الکتریکی از گازهای مشعل افزون 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 سامانه مشعل و ... اشاره نمود. براساس گزارش بانک جهانی [۱۹] هزینه سوخت به منظور تولید هر واحد انرژی الکتریکی تولیدی از گاز همراه میدان نفتی حدود ۲۵ درصد توان مشابه حاصل از مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌هاست. محاسبات نشان می‌دهد که با استفاده از هر متر مکعب گاز مشعل می‌توان ۳/۶ کیلووات ساعت برق تولید کرد [۵]. برای استفاده از حجم‌های پایین گازهای همراه نفت و مشعل، تولید برق (و یا گرما و آب شیرین) برای استفاده محلی از توجه‌پذیری 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. میکروتوربین‌ها توانایی کارکرد با سوخت‌های گوناگون، از جمله گاز ترش را دارند. تولید برق برای فروش به شبکه سراسری و ساخت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی نیز تنها برای استفاده از گازهای مشعل با حجم بالا توجیه‌پذیر است. طراحی و بررسی سامانه تولید انرژی الکتریکی شامل آنالیز گازهای مشعل، فشرده‌سازی و آماده‌سازی گاز مشعل، انتقال گاز بازیافتی به واحدهای تولید برق و طراحی و انتخاب واحد تولید برق است. از آنجا که مشخصات جریان گاز خط لوله اصلی سامانه مشعل از جمله 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 کم‌ترین مشخصات گاز مورد نیاز برای سامانه تولید برق مشخص شود. براساس مطالعات انجام گرفته بر روی پالایشگاه‌های گاز همچون فراشیند [۲۰] و پارس جنوبی [۲۱] همچنین پالایشگاه‌های نفت و گاز همراه میدان‌های نفت [۱۰ و ۲۲] تولید انرژی الکتریکی به عنوان گزینه برتر چه از نظر هزینه سرمایه‌گذاری و چه به دلیل سودآوری و دوران بازگشت سرمایه شناخته می‌شود. شکل ۹ بررسی معیارهای گوناگون تأثیرگذار در انتخاب این روش را نشان می‌دهد.

جدول ۴. جمع‌بندی و خلاصه نتایج حاصل از تحلیل سلسله مراتبی به منظور بازیابی و بکارگیری گاز مشعل

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	۲	۳	۳	۵	۴	۵
ایمنی و محیط زیست	بهره وری انرژی و کربن	۲	۲	۴	۴	۴	۴	۴	۳
	ملاحظات ایمنی	۴	۴	۴	۳	۳	۳	۳	۴

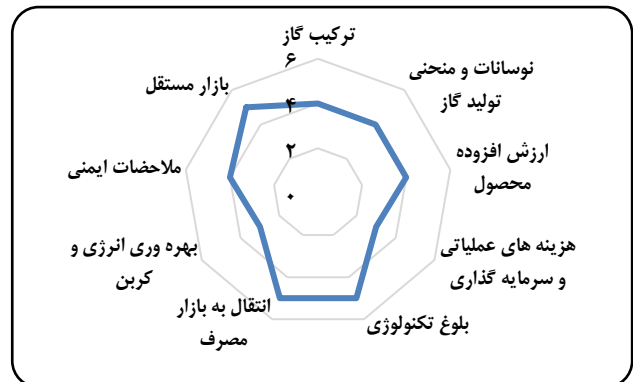
جدول ۵. امکان‌سنجی بکارگیری روش‌های بازیابی گاز مشعل در بخش‌های بالادستی و پایین دستی صنعت نفت

ازدیاد برداشت	گاز سوخت	بازگردانی به خوراک	NGL	LNG	CNG	GTL	GTC	انرژی الکتریکی
✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓
✗	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✓
✗	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓

همچون فشرده‌سازی به صورت LNG و CNG در بحث ذخیره‌سازی انتقال به بازار مصرف دارای مشکل است. تبدیل کاتالیستی در فرایند GTL با وجود راه‌اندازی اولین نمونه در برزیل در سال ۲۰۱۱ میلادی همچنان در حال توسعه و تحقیق است و همچنین هزینه سرمایه‌گذاری زیادی نیز نیاز دارد. تزریق دوباره به میدین نیز به‌طورمعمول برای گازهای مشعل که دارای آلاینده‌های فراوان هستند پیشنهاد می‌شود و همچنین هزینه کمپرسور مورد نیاز در این پروژه‌ها به‌طورمعمول بالا است؛ البته تزریق دوباره برای پالایشگاه‌های نفت که به‌طورمعمول از میدین نفتی دور می‌باشند کارایی ندارد. در بین این روش‌ها فرایند 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.

با توجه به مطالعه‌های صورت گرفته در این تحقیق به منظور بازیابی و بکارگیری گاز مشعل در بخش بالادستی و پایین دستی صنعت نفت می‌توان از جدول ۵ بهره گرفت. همان‌گونه که دیده می‌شود تولید انرژی الکتریکی در هر دو بخش می‌تواند راهگشا باشد. که بیشتر به دلیل تنوع در فناوری‌های تولید برق و انعطاف‌پذیری بیش‌تر آن‌ها می‌باشد.

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۷/۲۲ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۱۰/۲۹



شکل ۹. بررسی معیارهای گوناگون در بکارگیری گاز مشعل در تولید انرژی الکتریکی

نتیجه گیری

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 مشعل، 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 مشعل و استفاده دوباره از آن ارایه شده است. جمع‌بندی معیارهای مؤثر در انتخاب این روش‌ها که در این مطالعه به آن‌ها پرداخته شده است در جدول ۴ آورده شده است. در بین روش‌های ارایه شده برخی از آن‌ها

مراجع

- [۱] اویسی س.، چراغی الف.، بهینه سازی لوله‌ی گردابه‌ای جهت بازیابی مبعانات از گاز ارسالی به فلر، نشریه شیمی و مهندسی شیمی ایران، ۴۰(۲): ۲۵۹ تا ۲۶۹ (۱۴۰۰).
- [2] 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*, **49**: 488-509 (2016).
- [3] <http://worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction#7>, Available in February 2020.
- [4] 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*, **45**: 436-455 (2017).
- [۵] موسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، معاونت برنامه‌ریزی و نظارت بر منابع هیدروکربوری "ترازنامه هیدروکربوری کشور سال ۱۳۵۹" (۱۳۹۷).
- [۶] امیرانتظاری ک.، محمدی فرتخونی م. "راهکاری پایدار به منظور کاهش فلرینگ در پالایشگاه‌های دوم و سوم و پتروشیمی جم". دومین کنگره راهبردی نفت و نیرو (۱۳۹۵).
- [۷] مردانی ع.، ناصر ا. "بررسی و شبیه‌سازی فرایند جداسازی و بازیابی گازهای ارسالی به فلر جهت بهینه‌سازی مصرف انرژی در واحد آروماتیک پتروشیمی بندر امام خمینی". دومین همایش علمی مهندسی فرایند، تهران (۱۳۹۳).
- [۸] 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).
- [۹] 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 فرایند در صنایع نفت، گاز، پتروشیمی و انرژی (۱۳۹۲).
- [۱۰] "بررسی فرایندهای بازیافت گاز همراه میادین نفت و فلر به منظور تولید برق در ایران"، پژوهشگاه نیرو (۱۳۹۸).
- [11] Saaty T. L., "Multicriteria Decision Making: The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation", 2nd edition, RWS Pubns (1990).
- [12] 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*, **19**: 2109-2118 (2016).
- [13] 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*, **131**: 506-519 (2018).
- [۱۴] "وضعیت گازهای مشعل و آسیب‌شناسی عدم موفقیت جمع‌آوری این گازها"، گزارش راهبردی مدیریت اقتصاد شماره ۱۷، (۱۳۹۵).
- [15] 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*, **45**: 165-188 (2017).

- [16] Tractebel Engineering S.A., "Comparison of Mini-Micro LNG and CNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas", *World Bank Document* (2015).
- [17] Tractebel Engineering S.A., "CNG for Commercialization of Small Volumes of Associated Gas", *World Bank Document* (2015).
- [18] 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", *World Bank Group, Washington, D.C.* (2015).
- [19] 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.* (2013).
- [20] 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*, **209-210**: 204-217 (2012).
- [21] Saidi M., Siavashi F., 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*, **17**: 13-25 (2014).
- [22] Nezhadfar M., Khalili-Garakani A., Power Generation as a Useful Option for Flare Gas Recovery: Enviroeconomic Evaluation of Different Scenarios, *Energy*, **204**: 117940 (2020).