Archive of SID

نشریه علمی‌پژوهشی مهندسی و مدیریت انرژی
سال دهم، شمارهٔ اول/ بهار ۱۳۹۹/ صفحه ۴۶ـ۵۳

[DOI: 10.22052/10.1.46]
Downloaded from energy.kashanu.ac.ir at 12:54 +0430 on Tuesday August 25th 2020

امکان‌سنجی تولید گاز طبیعی مایع‌شده از خط لولهٔ سراسری گاز ایران برای مصرف در حمل‌ونقل جاده‌ای

علیرضا کوثری[۱]، بهزاد وافری[۲*]

[۱] گروه مهندسی شیمی، واحد لامرد، دانشگاه آزاد اسلامی، لامرد، ایران
alirezakosari90@gmail.com
[۲] باشگاه پژوهشگران جوان و نخبگان، واحد شیراز، دانشگاه آزاد اسلامی، شیراز، ایران
vaferi@iaushiraz.ac.ir

چکیده: رشد جمعیت و پیشرفت‌های صنعتی، مصرف سوخت‌های فسیلی و در نتیجه آلودگی هوا را افزایش داده است. از آنجایی که حمل‌ونقل جاده‌ای یکی از بخش‌های آلوده‌کنندهٔ هواست، لازم است که گازوئیل با گاز طبیعی مایع‌شده (LNG) جایگزین شود. در حالت کلی، گاز طبیعی مایع‌شده به‌وسیلهٔ تانکرهای ویژه از محل تولید به جایگاه‌های پخش ارسال شده و در آنجا به مصرف می‌رسد. در این مطالعه، امکان‌سنجی ایجاد فرایند مایع‌سازی گاز طبیعی با استفاده از خط لولهٔ سراسری گاز ایران بررسی شده است. روش مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای (SMR) با یک سری تغییرات به‌عنوان فرایند مناسب برای تولید LNG انتخاب و شبیه‌سازی آن در نرم‌افزار Aspen HYSYS V8.6 انجام گرفته است. مشخصات دما، فشار، و ترکیب گاز خط لولهٔ سراسری تولیدی در پالایشگاه‌های پارس جنوبی و ترکیب استاندارد در این شبیه‌سازی مورد استفاده قرار گرفته است. با مقایسهٔ عملکرد فرایند پیشنهادی با فرایندهای مرسوم، امکان اجرای این واحدها با استفاده از گاز خط لولهٔ سراسری مورد تأیید قرار گرفت. نتایج شبیه‌سازی گویای این مطلب است که با استفاده از گاز مجتمع پارس جنوبی و با مصرف ۱۵۶ تا ۱۶۲ مگاوات انرژی می‌توان به‌ترتیب ۶۲/۱ تا ۶۲/۵ تن LNG در ساعت تولید کرد. در این محدودهٔ عملیاتی حداکثر ۸۹/۳٪ خوراک گازی قابل تبدیل به LNG است. علاوه بر این، در واحد تبرید، میزان انرژی در محدودهٔ ۳۱۰ تا ۳۵۰ کیلووات بر تن LNG تولیدی مورد نیاز است. این کارخانجات از لحاظ مکانی بهتر است در مجاورت خط لولهٔ سراسری گاز و نزدیک شهرهای بزرگ ساخته شوند. با این روش، سوخت LNG مورد نیاز خودروهای سنگین دیزلی به‌راحتی تأمین می‌شود.

واژه‌های کلیدی: سوخت فسیلی، گاز طبیعی مایع‌شده، فرایند مایع‌سازی، خط لولهٔ گاز سراسری.

* نویسندهٔ مسئول

www.SID.ir

Archive of SID

[DOI: 10.22052/10.1.46]
Downloaded from energy.kashanu.ac.ir at 12:54 +0430 on Tuesday August 25th 2020

۱. مقدمه

لحاظ‌کردن مسائل زیست‌محیطی در فعالیت‌های تولیدی و همچنین استفاده از انرژی‌های پاک می‌تواند آلودگی هوا را تا حد زیادی کاهش دهد [۱]. استفاده از گاز طبیعی مایع‌شده به‌جای سوخت دیزلی در حمل‌ونقل جاده‌ای، یکی از سیاست‌هایی است که در کشورهای پیشرفته، گسترش روزافزونی داشته است. در سال ۲۰۱۴، گاز طبیعی ۲۶٪ از انرژی مصرفی جهان را به خود اختصاص داده است [۲]. حافظی و همکاران تلاش کردند تقاضای جهانی گاز طبیعی را با استفاده از مدل ترکیبی شبکه‌های عصبی مصنوعی و الگوریتم ژنتیک پیش‌بینی کنند [۳].

علاوه بر فرایندهای بزرگ تولید گاز طبیعی مایع‌شده، واحدهای کوچک آن نیز در جهان رشد سریعی داشته و بازارهای مصرف گسترده‌ای را تحت پوشش قرار داده‌اند [۴]. ایجاد واحدهای تولید LNG در مجاورت شبکهٔ گاز طبیعی فشار بالا راه‌حلی است که برای کاهش هزینه‌های عملیاتی تولید مد نظر قرار گرفته است [۵].

با توجه به وجود خطوط لولهٔ سراسری گاز در ایران، ایجاد واحدهای کوچک تولید گاز طبیعی مایع‌شده در همهٔ نقاط کشور قابل اجراست. از این طریق می‌توان بخشی از سوخت ماشین‌آلات گازوئیل‌سوز را با سوخت LNG جایگزین کرد.

هی و جو فرایندی را برای مایع‌سازی گاز طبیعی با استفاده از فشار خط لوله برای واحدهای کوچک تولید گاز طبیعی مایع‌شده ارائه دادند [۵]. هرچند تمرکز این تحقیق بر استفادهٔ مناسب از فشار خط لوله و کاهش اتلاف حرارتی از تجهیزات معطوف بوده، نویسندگان در نهایت نتیجه گرفته‌اند که میزان LNG تولیدی آن‌ها کمتر از مقدار تولیدی فرایندهای مرسوم است. استفاده از منابع غیرمتعارف گاز طبیعی و تبدیل آن به گاز طبیعی مایع‌شده به‌وسیلهٔ واحدهای کوچک تولید LNG با فرایند انبساطی نیتروژن توسط محققان مورد بررسی قرار گرفته است [۶]. در این تحقیق تلاش شده است با استفاده از الگوریتم ژنتیک اصلاحاتی در فرایند انبساط نیتروژن اعمال شود. نتایج نشان می‌دهد فرایند پیشنهادی برای مایع‌سازی گاز طبیعی در مقیاس کم مناسب است.

مقایسهٔ چهار فرایند تولید گاز طبیعی مایع‌شده در مقیاس کوچک توسط راملجیج و هودلی انجام شده است [۷]. عملکرد مایع‌سازی فرایندهای انبساطی نیتروژن، SMR و دو فرایند انبساطی چرخهٔ باز در مقیاس کوچک با هم مقایسه شده است [۷]. نتایج نشان داده است که فرایندهای انبساطی کمترین بازدهی را دارد. تولید LNG با فرایند انبساطی نیتروژن به همراه پیش‌سرمایش با چرخهٔ دی‌اکسید کربن توسط زونگ-مینگ و همکاران بررسی شده است [۸]. اثر فشار، دما و ترکیب خوراک بر فرایند بررسی و همچنین آنالیز اگزرژی تجهیزات مهم انجام شده است. نکسا و همکاران در سال ۲۰۱۰ واحد کوچک تولید LNG از گازهای تبخیرشده از مخازن کشتی‌های حمل گاز طبیعی مایع‌شده را طراحی و مورد آزمایش قرار دادند [۹]. شبیه‌سازی دینامیک فرایند مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای[1] برای تولید LNG در مقیاس کوچک در سال ۲۰۱۶ توسط تیان بیاو و یونگلین انجام گرفته است [۱۰]. تأثیر متغیرهای مختلف عملیاتی بر پایداری فرایند پاسخ گذرای آن بررسی شده است. محققان نتیجه گرفته‌اند که فرایند می‌تواند در برابر تغییرات اعمال‌شده به‌صورت پایدار عمل کند. ارزیابی اقتصادی زنجیرهٔ تولید LNG در واحدهای کوچک نیتروژن-مایع توسط جو-وون و همکاران انجام شده است [۱۱]. ارزیابی اقتصادی بر مبنای هزینه و سود چرخه انجام گرفته است. فشار ۷ بار خوراک و تولید LNG به مقدار ۲۷ تن بر ساعت به‌عنوان شرایط اقتصادی مناسب برای تولید LNG نتیجه‌گیری شده است. تکنولوژی‌های جدید برای تولید گاز طبیعی مایع‌شده و تفاوت‌های این تکنولوژی‌ها از نقطه‌نظر اقتصادی و بازدهی در تحقیقی مورد بررسی قرار گرفته است [۱۲]. مطالعه‌ای روی اثر گاز طبیعی و LNG بر عملکرد و میزان انتشار[2] موتورهای دیزلی سنگین انجام شده است [۱۳]. استفاده از سوخت ترکیبی، مصرف سوخت، بازدهی حرارتی و حجمی کمتری نشان داده است. به‌منظور دستیابی به بازدهی اگزرژی بالاتر، آنالیز پایداری[3] روی ترکیب مبرد در فرایند مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای توسط کاو و همکاران در سال ۲۰۱۶ انجام شده است [۱۴]. محققان نتیجه گرفته‌اند که ترکیب مبرد برای کاهش انرژی مصرفی کمپرسورها در بخش تبرید اهمیت زیادی دارد. بهینه‌سازی تغییرات خودکار ترکیب مبرد برای چرخهٔ مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای و کاهش کار مصرفی در سیستم توسط ژیونون و همکاران بررسی شده است [۱۵]. اثر تغییرات شرایط عملیاتی گاز خوراک بر عملکرد فرایند مایع‌سازی گاز طبیعی در چرخهٔ مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای را منگ-یو و همکاران بررسی کرده‌اند [۱۶]. نتایج نشان داده است که شدت جریان، فشار و ترکیب خوراک بر کار محوری[4] و هزینه‌های عملیاتی تأثیر مستقیم دارد. با گذر زمان و تغییر شرایط خوراک استخراج‌شده از مخازن زیرزمینی، میزان LNG تولیدی در سال از ۳ به ۲/۴ میلیون تن کاهش و هزینه‌های عملیاتی تولید هر تن LNG از

1. Single Mixed-Refrigerant (SMR)
2. Emission
3. Robustness Analysis
4. Shaft Work

www.SID.ir

Archive of SID

[DOI: 10.22052/10.1.46]
Downloaded from energy.kashanu.ac.ir at 12:54 +0430 on Tuesday August 25th 2020

۱۲۸ بـه ۱۵۴ دلار افـزایش یافتـه اسـت. در برخـی از تحقیقـات بـر مکان‌یابی ایجاد واحدهای تولید گاز طبیعی مایع‌شده نیز تمرکـز شـده است [۱۷].

در مقالهٔ حاضر، امکان‌سنجی تولید نیم میلیـون تـن در سـال گـاز طبیعی مایع‌شده با اعمـال یـک‌سـری اصـلاحات روی فراینـد مبـرد–مخلوط تک‌مرحله‌ای بررسی شده است. استفاده از مبـرد–مخلـوط در پیش‌سرمایش گاز ورودی به واحد رطوبت‌گیـری و همچنـین افـزایش فشار و تزریق گـاز مـایع‌نشـده بـه شـبکهٔ گـاز شـهری اصـلاحات و نوآوری‌هایی هستند که روی فرایند SMR اعمال شـده اسـت. فراینـد مربوطه با استفاده از گاز خط لولهٔ سراسری ایران به‌عنوان خـوراک در نرم‌افزار Aspen HYSYS V8.6 شبیه‌سازی شده است. اثر متغیرهای عملیاتی مختلف (دما، فشار و ترکیب خوراک) بر فاکتورهای طراحـی مختلفی از جمله حجم LNG تولیدی، میزان انـرژی مصـرفی، نسـبت محصول تولیدی به خوراک و... بررسی شده است.

۲. فرایند مایع‌سازی گاز طبیعی

۱.۲. انتخاب فرایند مناسب

با توجه به مقدار نسبتاً کم گاز طبیعی مایع‌شده که در مصارف منطقه‌ای مورد نیاز است، باید از یکی از فرایندهای مبرد–مخلوط تک‌مرحله‌ای[1] یا انبساطی نیتروژن[2] که عمدتاً برای تولید در مقیاس کوچک تا متوسط (کمتر از ۱/۵ میلیون تن در سال) کاربرد دارند، استفاده شود. با توجـه به مزایای فرایند اول نسبت به دومی (به‌ویژه کم بودن تعداد تجهیزات دوار و انرژی مصرفی آن به‌ازای تن LNG تولیدی)، در تحقیق حاضر از فرایند مبرد–مخلوط تک‌مرحله‌ای با یک سری اصلاحات برای تولید گاز طبیعی مایع‌شده استفاده می‌شود.

برای ایجاد نمودار جریان فرایند پیشنهادی لازم است برخی موارد به شرح ذیل در نظر گرفته شوند:

۱. غلظت دی‌اکسید کربن در گاز خط لولهٔ سراسری توسط فرایند جذب و دفع با محلول آمین به زیر ۵۰ ppm رسانده می‌شود.

۲. فشار گاز خط لولهٔ سراسری بین ۶۰ تا ۸۵ بار بـوده کـه بـرای استفاده در برج جذب دی‌اکسید کربن کافی بوده و نیاز بـه اسـتفاده از کمپرسور نیست.

۳. مقدار سولفید هیدروژن در محدودهٔ مجـاز بـوده و احتیـاج بـه جداسازی ندارد.

۴. گاز خروجی از برج جذب دی‌اکسید کربن مرطـوب بـوده کـه لازم است با عبور از بسترهای غربال مولکولی نم‌زدایی شود.

۵. گازی که به گاز طبیعی مایع‌شده تبدیل نشود، با افـزایش فشـار توسط کمپرسور، مجدداً به خط لوله گاز شهری تزریق می‌شود.

بنابراین فرایند پیشنهادی برای تولید گاز طبیعی مـایع‌شـده شـامل واحد آمین برای جذب دی‌اکسید کربن، واحد رطوبت‌زدایـی از گـاز، واحد مایع‌سازی[3]، واحد افزایش فشـار گـاز تبخیـری[4] و جریـان‌هـای ارتباطی بین واحدهاست. گاز طبیعی مایع‌شده خروجی در دمای منفـی ۱۶۲ درجهٔ سانتی‌گراد و فشار ۰/۵ بار به مخزن ذخیره ارسال و بخشی از خوراک که به مایع تبدیل نشده، وارد فشارندهٔ گازهای تبخیری شده و با فشار ۱۰ بار به خط لولهٔ کم‌فشار گاز شهری تزریق می‌شود.

در این تحقیـق از شـبیه‌سـاز Aspen HYSYS V8.6 بـه‌منظـور بررسی عملکرد فرایند تولید LNG در مقیاس کم استفاده شده اسـت. با استفاده از متغیرهای فشار، دما، ترکیب خوراک و مقدار LNG مورد نیاز می‌توان میزان تبدیل خوراک به محصول، انرژی و کار مـورد نیـاز سیستم و... را محاسبه و گزارش کرد.

۲.۲. مشخصات خوراک و محصول تولیدی

عمده گاز تولیدی ایران از پالایشگاه گـاز بیدبلنـد، مجتمـع‌هـای گـاز پارس جنوبی، پارسیان و جم، و پالایشگاه گـاز خـانگیران بـه خطـوط انتقال گاز سراسری تزریق مـی‌شـود. ترکیـب گـاز طبیعـی هریـک از پالایشگاه‌ها متفاوت بوده و امکان تغییر جزئی در ترکیب گاز تولیـدی آن‌ها در طول زمان نیز وجود دارد. مقدار استانداردی که شـرکت ملـی گاز ایران برای عرضهٔ گاز به مصرف‌کنندگان مشـخص کـرده اسـت و همچنین ترکیب گاز تولیدی در مجتمع‌های پارس جنـوبی در جـدول (۱) آورده شده است. در فرایند تولید LNG در واحدهای کوچـک از ترکیب درصد استاندارد و همچنـین ترکیـب درصـد گـاز خروجـی از پالایشگاه‌های گاز پارس جنوبی استفاده شده است.

۳.۲. سهم گاز طبیعی مایع‌شده جایگزین گازوئیل

مصرف گازوئیل در ایران حدود ۷۰ میلیـون لیتـر در روز بـوده کـه بـا فرض جایگزینی ۳۰٪ از این مقدار با سوخت گاز طبیعـی مـایع‌شـده، مقدار گاز طبیعی مایع‌شده مورد نیاز معادل ۲۱ میلیـون لیتـر گازوئیـل است.

1. Single Mixed Refrigerant
2. N_2 Expansion
3. Liquefaction Unit
4. Boil off Gas Compression

www.SID.ir

Archive of SID

[DOI: 10.22052/10.1.46]

Downloaded from energy.kashanu.ac.ir at 12:54 +0430 on Tuesday August 25th 2020

جدول (۱): ترکیب گاز طبیعی استاندارد و گاز طبیعی تولیدی پالایشگاه‌های پارس جنوبی

ترکیب	گاز خط لولهٔ پالایشگاه‌های پارس جنوبی (درصد مولی)	استاندارد خط لولهٔ گاز سراسری (درصد مولی)
نیتروژن	۴/۱۹	< ۶
دی‌اکسید کربن	۱/۱۳	< ۱/۵
متان	۸۹/۶۵	> ۸۰
اتان	۳/۰۵	< ۷
پروپان	۱/۱۱	< ۳
ایزو بوتان	۰/۳۴	< ۱
بوتان نرمال	۰/۵۰	
ایزو پنتان	۰/۰۰۲	< ۰/۵
پنتان نرمال	۰/۰۰۱	
C_5^+	۰/۰	
سولفید هیدروژن	۱/۳	< ۵ ppm

از آنجایی‌که یک لیتر گازوئیل معادل ۱/۷ لیتر گاز طبیعی مایع‌شده، می‌توان نتیجه‌گرفت که ۳۵ میلیون لیتر در روز گاز طبیعی مایع‌شده مورد نیاز است که این مقدار معادل ۱۲/۷۷۵ میلیون مترمکعب یا ۵/۴۹۳ میلیون تن در سال (چگالی گاز طبیعی مایع‌شده معادل ۰/۴۳ کیلوگرم بر لیتر) خواهد بود.

با هدف تولید ۵/۵ میلیون تن LNG در سال لازم است که ۱۱ واحد با ظرفیت ۰/۵ میلیون تن در سال (۱۳۷۰ تن گاز طبیعی مایع‌شده در روز) در مکان‌های مختلف کشور تأسیس شده و LNG تولیدی را به مراکز مصرف در سیستم حمل‌ونقل ارسال کنند. با سوخت‌گیری ۱۵۰ کیلوگرم گاز طبیعی مایع‌شده (معادل ۳۵۰ لیتر)، هر واحد تولید گاز طبیعی مایع‌شده قادر به تأمین روزانه سوخت ۹۲۶۰ کامیون در منطقهٔ جغرافیایی خود است.

گاز طبیعی مایع‌شدهٔ تولیدی در هر واحد توسط تانکرهای مخصوص به جایگاه‌های سوختگیری ارسال خواهد شد. با توجه به برآورد ارائه‌شده، در ادامهٔ این تحقیق، امکان‌سنجی ایجاد واحد تولیدی LNG با ظرفیت نیم میلیون تن در سال بررسی می‌شود.

۴.۲. شبیه‌سازی فرایند

در تحقیق حاضر، فرایند مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای (با یک سری اصلاحات) که برای تولید گاز طبیعی مایع‌شده در ظرفیت‌های کم تا متوسط مناسب است، شبیه‌سازی شده است. این فرایند برای محدودهٔ تولید حدود ۵۰ هزار تن تا ۱/۵ میلیون تن گاز طبیعی مایع‌شده در سال کاربرد دارد.

در شکل (۱) نمودار بلوکی واحد[1] تولید LNG با فرایند اصلاح‌شدهٔ مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای (موارد اصلاح‌شده با خط‌چین مشخص است) و در شکل (۲) نمای کلی شبیه‌سازی فرایند در Aspen HYSYS V8.6 ارائه شده است. فرایندی مشتمل بر واحد آمین برای جذب دی اکسید کربن[2]، واحد رطوبت‌زدایی از گاز[3]، واحد مایع‌سازی گاز طبیعی[4] و واحد افزایش فشار گاز تبخیری[5] و جریان‌های ارتباطی بین واحدها طراحی و شبیه‌سازی شده است. خوراک گازی از خط لولهٔ سراسری فشار بالا به‌منظور حذف دی اکسید کربن به واحد آمین وارد و عملیات شیرین‌سازی روی آن انجام می‌گیرد. پس از جدا شدن گازهای اسیدی و به‌دلیل مرطوب‌شدن گاز در مواجهه با محلول آمین، گاز وارد واحد رطوبت‌زدایی با بسترهای غربال مولکولی شده و پس از خشک شدن وارد واحد مایع‌سازی گاز طبیعی می‌شود. به‌منظور خنک‌سازی سیستم در واحدهای رطوبت‌سازی و مایع‌سازی از چرخهٔ تبرید استفاده شده است که این چرخه و تجهیزات آن در واحد مایع‌سازی قرار گرفته است.

خروجی این واحد، گاز طبیعی مایع‌شده که گاز طبیعی مایع‌شده به مخازن یا محل مصرف فرستاده می‌شود. علاوه بر LNG در فرایند تولید گاز طبیعی مایع‌شده، مقداری گاز تبخیری (خوراک مایع‌نشده) وجود داشته که بستگی به فرایند سوزانده، به فرایند برگردانده یا برای تولید برق در توربین‌ها استفاده می‌شود. انتخاب نحوهٔ بازیابی گازهای تبخیری و یا مصرف آن به شکل سوخت در توربین گازی به میزان سرمایه‌گذاری یا هزینهٔ عملیاتی بستگی زیادی دارد. با توجه به موقعیت ایجاد واحدهای تولید گاز طبیعی مایع‌شده که در نزدیک خطوط لوله فشار بالای سراسری و شهرها در نظر گرفته شده، در فرایند منتخب از روش بازیابی گازهای تبخیری با تزریق به خطوط لولهٔ گاز طبیعی شهرها در فشار کم استفاده کرده که هزینه‌های جاری واحد را کاهش خواهد داد.

۳. نتایج شبیه‌سازی

در این تحقیق، نتایج حاصل از شبیه‌سازی در فشار و دماهای مختلف خط لولهٔ گاز سراسری برای دو ترکیب درصد گاز استاندارد و خط لولهٔ گاز پارس جنوبی ارائه شده است. اثر پارامترهای عملیاتی بر مقدار انرژی مصرفی در کل فرایند و واحد مایع‌سازی، میزان LNG تولیدی و همچنین میزان تبدیل خوراک به محصول ارزیابی شده است.

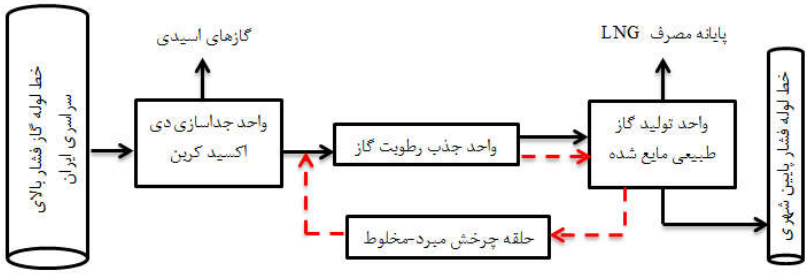
1. Block Flow Diagram (BFD)
2. Amine Unit
3. Dehydration Unit
4. Liquefacation Unit
5. Boil off Gas Compression

www.SID.ir

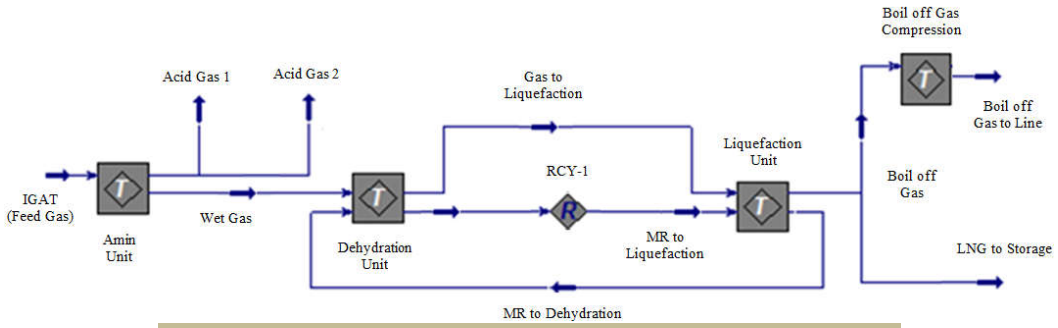
Archive of SID

[DOI: 10.22052/10.1.46]

Downloaded from energy.kashanu.ac.ir at 12:54 +0430 on Tuesday August 25th 2020

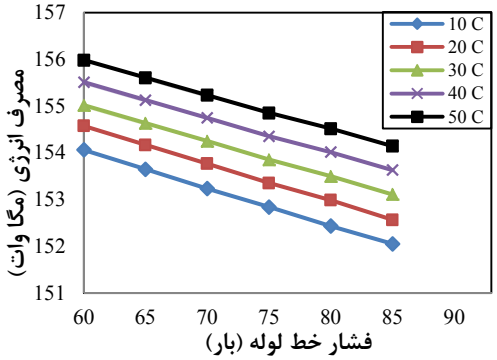


شکل (۱): نمودار بلوکی تولید LNG از خطوط لولهٔ سراسری گاز



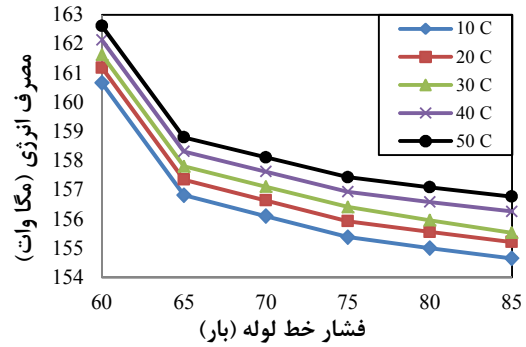
شکل (۲): نمودار کلی فرایند تولید LNG و واحدهای مختلف آن در شبیه‌ساز HYSYS

در شکل (۳)، میزان انرژی مصرفی فرایند تولید LNG به‌صورت تابعی از دما و فشار برای خوراک با ترکیب استاندارد رسم شده است. این شکل گویای این مطلب است که میزان انرژی مصرفی در فرایند با افزایش فشار و کاهش دما برای ترکیب ثابت خوراک، کاهش می‌یابد. کاملاً مشخص است که با افزایش فشار و کاهش دما، مولکول‌ها گاز به هم نزدیک‌تر و انرژی کمتری برای مایع‌سازی آن‌ها لازم است. علاوه بر این، با افزایش فشار خوراک، توان مصرفی کمپرسور برای تراکم گاز نیز کاهش یافته که خود تأثیر مستقیمی بر انرژی مصرفی در فرایند دارد.



شکل (۳): انرژی مصرفی در واحد تولید LNG از ترکیب خوراک استاندارد در دما و فشارهای مختلف

میزان انرژی مصرفی در واحد تولید LNG با ورودی ۷۰ تن در ساعت خوراک گاز پارس جنوبی در دما و فشارهای مختلف در شکل (۴) آمده است. شایان ذکر است که بخشی از دی اکسید کربن خوراک در واحد شیرین‌سازی جدا شده و باقی‌ماندهٔ گاز وارد واحد مایع‌سازی می‌شود. انرژی مصرفی برای مایع‌سازی یک خوراک با ترکیب مشخص و فشار ثابت به دمای آن بستگی داشته و با کاهش دما، کم می‌شود. علاوه بر این، شکل (۴) بیانگر کاهش انرژی مصرفی با افزایش فشار در دما و ترکیب ثابت خوراک است.



شکل (۴): انرژی مصرفی در واحد تولید LNG از گاز پارس جنوبی در فشار و دماهای مختلف

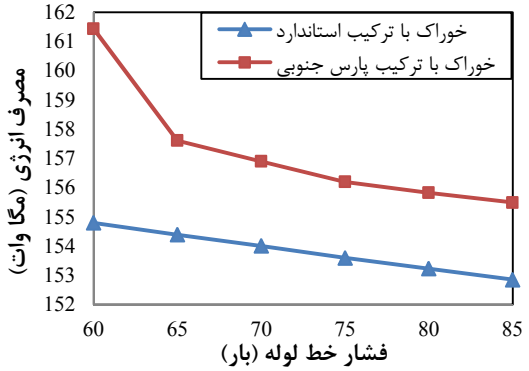
با توجه به پراکندگی پالایشگاه‌های گاز در کشور، ترکیب متفاوت گاز تولیدی آن‌ها، و وابستگی انرژی مصرفی واحد تولید LNG به ترکیب خوراک، اثر ترکیب خوراک روی انرژی مصرفی واحد تولید LNG بررسی شده است. در شکل (۵)، اثر ترکیب خوراک استاندارد و خط لولهٔ پارس جنوبی روی انرژی مصرفی واحد تولید LNG ارائه شده است. شکل (۵) نشان می‌دهد که انرژی مصرفی برای مایع‌سازی گاز با ترکیب استاندارد همواره کمتر از انرژی مصرفی برای مایع‌سازی گاز پارس جنوبی

www.SID.ir

Archive of SID

[DOI: 10.22052/10.1.46]
Downloaded from energy.kashanu.ac.ir at 12:54 +0430 on Tuesday August 25th 2020

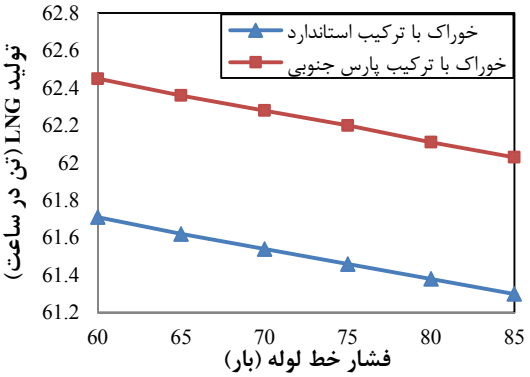
است. این مصرف کمتر انرژی را می‌توان به کمتر بودن مقدار ترکیبات سبک مانند متان در خوراک استاندارد نسبت داد. در این شبیه‌سازی نیز شدت جریان خوراک واحد ۷۰ تن در ساعت لحاظ شده است.



شکل (۵): انرژی مصرفی برای تولید LNG از خوراک با ترکیب متفاوت در دمای ۲۵ درجهٔ سانتی‌گراد و فشارهای مختلف

ذکر این نکته حائز اهمیت است که در واحد مایع‌سازی همهٔ گاز طبیعی به LNG تبدیل نمی‌شود و همواره مقداری از گاز طبیعی به همراه نیتروژن که مایع نشده است، به‌صورت گازهای تبخیری از سیستم خارج می‌شود. مقدار مایع‌سازی برای یک فرایند بدون چرخهٔ تبرید و با استفاده از یک شیر فشارشکن ۱۲/۶٪ به دست آمده است. همچنین در چرخهٔ انبساطی نیتروژن که مانند SMR برای تولید گاز طبیعی مایع‌شده در مقیاس کوچک تا متوسط به کار می‌رود، نسبت مایع‌سازی ۷۷ درصد گزارش شده است.

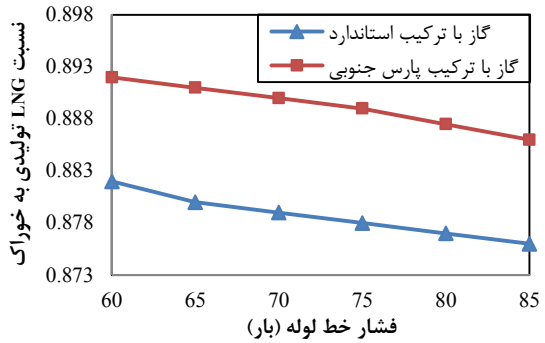
از آنجایی‌که مقدار LNG تولیدی در اغلب موارد به‌عنوان معیاری از عملکرد مناسب فرایند مطرح است، در شکل (۶) مقادیر گاز طبیعی مایع‌شدهٔ تولیدی در دمای ۲۵ درجهٔ سانتی‌گراد و در فشارهای مختلف برای خوراک با ترکیب استاندارد و خوراک با ترکیب پارس جنوبی نشان داده شده است.



شکل (۶): مقادیر LNG تولیدی از خوراک با ترکیب استاندارد و گاز پارس جنوبی در دمای ۲۵ درجهٔ سانتی‌گراد و فشارهای مختلف

میزان تبدیل گاز طبیعی به LNG یکی از شاخصه‌های واحدهای تولید گاز طبیعی مایع‌شده بوده که به‌نوعی نشان‌دهندهٔ بازدهی فرایند طراحی‌شده است. با کاهش فشار گاز طبیعی در شیر فشارشکن می‌توان به ظرفیت مایع‌سازی کم دست یافت اما برای رسیدن به تبدیل بالا و اقتصادی بودن فرایند باید از چرخهٔ تبرید و پیش‌سرمایش به‌منظور کاهش دمای خوراک استفاده کرد. در شکل (۷) نسبت LNG تولیدی به مقدار خوراک گازی با دو ترکیب متفاوت در دمای ۲۵ درجهٔ سانتی‌گراد و فشارهای مختلف خط لوله ارائه شده است.

نسبت مایع‌سازی خوراک گازی با ترکیب استاندارد (درصد تبدیل خوراک گاز به LNG) در محدودهٔ فشاری ۶۰ تا ۸۵ بار از ۸۷/۶ تا ۸۸/۳ درصد تغییر می‌کند. این مقادیر برای خوراک با ترکیب پارس جنوبی از ۸۸/۶ تا ۸۹/۲٪ محاسبه شده است. این نتایج اثبات می‌کند که خوراک گازی حاوی متان بیشتر نسبت به خوراک با متان کمتر راحت‌تر مایع شده و درصد تبدیل گاز به مایع آن نیز بیشتر است.



شکل (۷): میزان تبدیل گاز طبیعی به LNG در دمای ۲۵ درجهٔ سانتی‌گراد و فشارها و ترکیب‌های مختلف خوراک

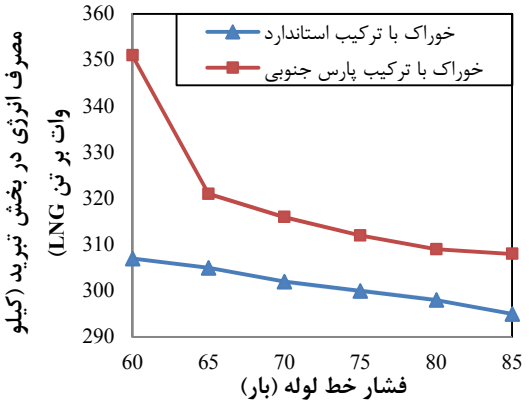
توان مصرفی فشارنده‌های بخش تبرید از مهم‌ترین شاخصه‌های فرایندهای مایع‌سازی گاز طبیعی است که در واحدهایی با فرایند مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای این مقدار حدود ۳۰۰ تا ۴۰۰ کیلو وات بر تن LNG تولیدی گزارش شده است.

میزان مصرف انرژی در بخش تبرید، فرایند پیشنهادی برای دو ترکیب متفاوت خوراک در فشارهای مختلف در شکل (۸) ارائه شده است. مقادیر انرژی مصرفی در این شکل نشان می‌دهد که توان مصرفی دو فشارندهٔ بخش تبرید فرایند پیشنهادی برای مایع‌سازی گاز طبیعی در محدودهٔ استاندارد است. این مقادیر از ۲۹۳ تا ۳۰۷ برای ترکیب استاندارد و از ۳۱۰ تا ۳۵۰ برای ترکیب گاز پارس جنوبی متغیر است. کاملاً مشخص است که با افزایش فشار خوراک، توان مصرفی کمپرسور و در نتیجه انرژی مصرفی واحد تبرید به‌صورت پیوسته کاهشی بوده است.

www.SID.ir

Archive of SID

[DOI: 10.22052/10.1.46]
Downloaded from energy.kashanu.ac.ir at 12:54 +0430 on Tuesday August 25th 2020



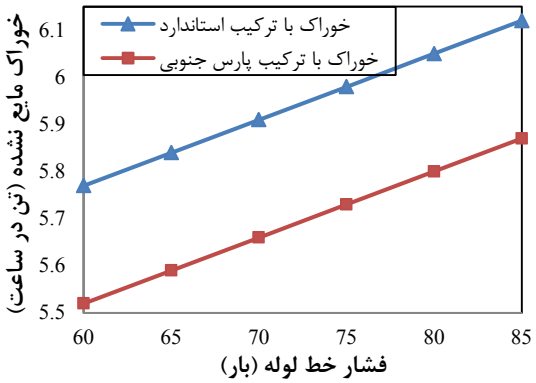
شکل (۸): انرژی مصرفی در واحد تولید LNG در فشارهای مختلف برای ترکیبات متفاوت خوراک

از شکل‌های (۴)، (۵) و (۸) کاملاً مشخص‌است که یک تغییر ناگهانی در میزان مصرف انرژی برای مایع‌سازی گاز با ترکیب پارس جنوبی در محدودهٔ فشاری ۶۰ تا ۷۰ بار وجود دارد. علت این کاهش ناگهانی را می‌توان به انتقال حرارت بهتر گاز در این محدودهٔ فشاری نسبت داد. با افزایش فشار، فاصلهٔ بین مولکول‌های متان کمتر شده و در نتیجه انتقال حرارت بین آن‌ها راحت‌تر صورت گرفته (مایع‌سازی آسان‌تر می‌شود) و در نتیجه، انرژی مصرفی کمپرسور کمتر می‌شود.

خوراک گازی واحدهای تولید LNG حاوی ترکیبات و ناخالصی‌هایی است که قبل از ورود به واحد مایع‌سازی جدا می‌شوند. در خوراک خط لولهٔ گاز طبیعی ایران ناخالصی دی‌اکسید کربن وجود داشته که در واحد شیرین‌سازی جدا می‌شود. مقادیر جیوه و سولفید هیدروژن نیز در حد استاندارد بوده و نیتروژن به‌عنوان ناخالصی دیگر به‌دلیل پایین‌تر بودن نقطهٔ جوش آن نسبت به گاز طبیعی تا خروجی واحد مایع‌سازی به‌صورت گاز باقی‌مانده و با مقداری از گازهای طبیعی مایع‌نشده واحد (گازهای تبخیری) مایع‌سازی بیرون فرستاده می‌شود. در اکثر واحدهای تولید LNG از گازهای تبخیری به‌عنوان سوخت استفاده می‌شود اما در فرایند پیشنهادی در تحقیق حاضر، افزایش فشار آن‌ها تا ۱۰ بار و تزریق به خط لولهٔ گاز شهری انجام شده است که علاوه بر جلوگیری از آلودگی محیط‌زیست، موجب بازیافت این بخش از گاز و کاهش هزینه‌های جاری طرح خواهد شد.

مقادیر گازهای تبخیری در دمای ۲۵ درجهٔ سانتی‌گراد و فشارهای مختلف برای دو خوراک استاندارد و گاز با ترکیب پارس جنوبی در شکل (۹) گزارش شده است.

همان‌طور که شکل (۹) نشان می‌دهد، مقدار گاز تبخیری برای خوراک با ترکیب استاندارد در محدودهٔ ۵/۷۵ تا ۶/۱٪ و برای گاز با ترکیب پارس جنوبی در بازهٔ ۵/۵ تا ۵/۸۵ در تغییر است. شایان ذکر است که این گازهای تبخیری حاوی ۶۰ تا ۶۵٪ متان و ۳۵ تا ۴۰٪ نیتروژن است. نصب فشارنده و تزریق این مقدار گاز به خط لولهٔ گاز شهری موجب کاهش هزینه‌های عملیاتی و جلوگیری از آلودگی محیط‌زیست شده که این تغییر در فرایند امکان‌سنجی اعمال گردیده است.



شکل (۹): مقدار گازهای تبخیری در دمای ۲۵ درجهٔ سانتی‌گراد و فشارهای مختلف

۴. نتیجه‌گیری

برای جایگزینی ۳۰٪ از گازوئیل مصرفی کشور با LNG، به ۵/۵ میلیون تن گاز طبیعی مایع‌شده در سال نیاز است. با ایجاد ۱۱ واحد تولیدی در مناطق مختلف کشور می‌توان این مقدار سوخت را برای خودروهای دیزل تأمین کرد.

با بررسی فرایندهای موجود، روش مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای برای تولید LNG از خوراک گازی خط لولهٔ فشار بالای سراسری انتخاب و یک سری اصلاحات روی آن اعمال شد. علاوه بر محدودهٔ گستردهٔ تولید با این فرایند، مقدار کم مصرف انرژی از دیگر مزایای این چرخه است که موجب انتخاب آن برای تولید گاز طبیعی مایع‌شده در مقیاس کوچک تا متوسط شده است.

در ابتدا امکان‌سنجی و اجرایی بودن ایجاد این واحدها با شبیه‌ساز HYSYS تأیید شد و سپس اطلاعات مربوط به میزان تبدیل گاز به LNG، میزان مصرف انرژی و... مورد ارزیابی قرار گرفت. علاوه بر این، اصلاحات ایجادشده در فرایند که شامل پیش‌سرمایش گاز طبیعی و بازیافت گازهای تبخیری (که با دیگر فرایندهای مایع‌سازی متفاوت است) تأیید و قابل اجرا شد.

نتایج شبیه‌سازی روشن کرد که مقدار انرژی مصرفی فرایند پیشنهادی برای تولید LNG در محدودهٔ استاندارد چرخه‌های سردکنندهٔ مخلوط یک‌مرحله‌ای قرار دارد.

مقدار انرژی مصرفی واحد تولید LNG با فشار و دمای خوراک گازی رابطه داشته و با افزایش فشار و کاهش دما، کار مصرفی چرخه کاهش می‌یابد.

www.SID.ir

Archive of SID

[DOI: 10.22052/10.1.46]
Downloaded from energy.kashanu.ac.ir at 12:54 +0430 on Tuesday August 25th 2020

ترکیب خوراک گازی (به‌خصوص میزان ترکیبات سبک آن) نیز بر میزان کار مصرفی چرخه، اثر مستقیم دارد. خوراک گازی با مقدار متان بالاتر، نسبت به خوراک با متان کمتر، به مقدار کار بیشتری برای مایع‌شدن نیاز دارد.

استفاده از مزیت پیش‌سرمایش گاز خوراک در چرخهٔ مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای و تزریق گازهای تبخیری به خط لولهٔ کم‌فشار شهری موجب کاهش هزینهٔ سرمایه‌گذاری و عملیاتی شده که قیمت تمام‌شدهٔ محصول را کاهش خواهد داد.

علائم اختصاری

BFD	Block flow diagram	نمودار بلوکی فرایند
IGAT	Iranian gas trunk line	خط لولهٔ گاز سراسری ایران
LNG	Liquified natural gas	گاز طبیعی مایع‌شده
ppm	Part per millione	تعداد مول در میلیون مول
MR	Mixed refrigerant	مبرد-مخلوط
SMR	Single mixed refrigerant	مبرد-مخلوط تک‌مرحله‌ای

مراجع

[۱] خویشتن‌دار، سهیلا، زندیه، مصطفی، درّی، بهروز، سیادت، سید امید رعنایی، **ارائهٔ مدل مکانیابی- تخصیص زنجیرهٔ تأمین چهارمرحله‌ای بیومتان (مورد مطالعه: طراحی زنجیرهٔ تأمین بیومتان در استان خراسان رضوی)**، مهندسی و مدیریت انرژی، دورهٔ ۷، شمارهٔ ۳، صفحهٔ ۶۴-۷۷، ۱۳۹۶.

[2] Moein, P., and Sarmad, M., "*Methane Addition Effect on a Dual Nitrogen Expander Refrigeration Cycle for LNG Production*", Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 33, pp. 1-7, 2016.

[۳] حافظی، رضا، اخوان، امیرناصر، پاک‌سرشت، سعید، **توسعهٔ مدل محاسباتی ترکیبی بر پایهٔ شبکهٔ عصبی مصنوعی برای پیش‌بینی تقاضای جهانی گاز طبیعی**، مهندسی و مدیریت انرژی، دورهٔ ۸، شمارهٔ ۴، صفحهٔ ۳۸-۴۹، ۱۳۹۷.

[4] Bets, J., Tatenhove, V., and Mol, P., "*Liquefied Natural Gas Production at Hammerfest: a Transforming Marine Community*", Marine policy, Vol. 69, pp. 52-61, 2016.

[5] He, T.B., and Ju, Y.L., "*Design and Optimization of Natural Gas Liquefaction Process by Utilizing Gas Pipeline Pressure Energy*", Applied Thermal Engineering, Vol. 57, No. 1–2, pp. 1–6, 2013.

[6] Tianbiao, H., and Yonglin, J., "*A Novel Conceptual Design of Parallel Nitrogen Expansion Liquefaction Process for Small-Scale LNG (Liquefied Natural Gas) Plant in Skid-Mount Packages*", Energy, Vol. 75, pp. 349–359, 2014.

[7] Remeljej, C., and Hoadley, A., "*An Exergy Analysis of Small-Scale Liquefied Natural Gas (LNG) Liquefaction Processes*", Energy, Vol. 31, pp. 2005-2019, 2006.

[8] Zongming, Y., Mengmeng, C., and Chunlin L., "*Design and Analysis of a Small-Scale Natural Gas Liquefaction Process Adopting Single Nitrogen Expansion with Carbon Dioxide Pre-Cooling*", Applied Thermal Engineering, Vol. 64, pp. 139-146, 2014.

[9] Neksa, P., Brendeng, E., Drescher, M., and Norberg, B., "*Development and Analysis of a Natural Gas Reliquefaction Plant for Small Gas Carriers*", Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 2, pp. 143-149, 2010.

[10] Tianbiao, H., and Yonglin, J., "*Dynamic Simulation of Mixed Refrigerant Process for Small-Scale LNG Plant in Skid Mount Packages*", Energy, Vol. 97, pp. 350–358, 2016.

[11] Juwon, K., Youngkyun, S., Daejun, C., "*Economic Evaluation of a New Small-Scale LNG Supply Chain Using Liquid Nitrogen for Natural-Gas Liquefaction,*" Applied Energy, Vol. 182, pp. 154-163, 2016.

[12] Castillo, L., Dorao, C., "*Influence of the Plot Area in an Economical Analysis for Selecting Small Scale LNG Technologies for Remote Gas Production*", Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 2, pp. 302-309, 2010.

[13] Kraipat, C., Chedthawut, P., "*Performance and Emissions of a Heavy-Duty Diesel Engine Fuelled with Diesel and LNG (Liquid Natural Gas)*", Energy, Vol. 53, pp. 52-57, 2013.

[14] Le, C., Jinping, L., Xiongwen, X., "*Robustness Analysis of the Mixed Refrigerant Composition Employed in the Single Mixed Refrigerant (SMR) Liquefied Natural Gas (LNG) Process*", Applied Thermal Engineering, Vol. 93, pp. 1155-1163, 2016.

[15] Xiongwen, X., Jinping, L., Le, C., Weiqiang, P., *"Automatically Varying the Composition of a Mixed Refrigerant Solution for Single Mixed Refrigerant LNG Liquefied Natural Gas) Process at Changing Working Conditions*", Energy, Vol. 64, pp. 931-941, 2014.

[16] Mengyu, W., Khalilpour, R., Abbas, A., "*Effect of Feed Natural Gas Conditions on the Performance of Mixed Refrigerant LNG Process*", Journal of Chemical and Biomolecular Engineering, Vol. 37, pp. 2309-2314, 2015.

[17] Jokinen, R., Pettersson, F., Henrik, S., "*An MILP Model for Optimization of a Small-Scale LNG Supply Chain along a Coastline*", Applied Energy, Vol. 138, pp. 423-431, 2015.

www.SID.ir