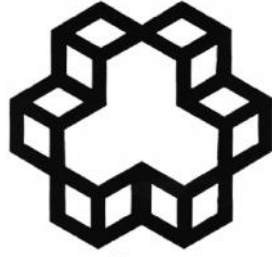




سورة الفاتحة

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ
الْحَمْدُ لِلَّهِ رَبِّ الْعَالَمِينَ
الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ
مَلِكِ يَوْمِ الدِّينِ
إِلهِ الْعَرْشِ الْعَظِيمِ
ذِي الْجَلَالِ وَالْإِكْرَامِ

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی

دانشکده مهندسی مکانیک

پایان نامه برای دریافت درجه کارشناسی ارشد
در رشته مهندسی مکانیک گرایش تبدیل انرژی

بهینه‌سازی سیکل سه طبقه مایع‌سازی گاز طبیعی با مبرد چند جزئی و راهبرد ترموآکونومیک

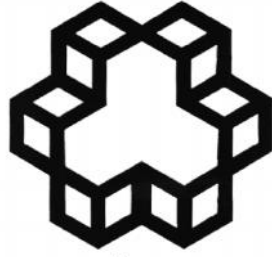
استاد راهنما:

دکتر مسعود ضیابشرحق

دانشجو:

علی اکبر ابراهیم‌زاده

زمستان ۹۱



دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی

دانشکده مهندسی مکانیک

پایان نامه برای دریافت درجه کارشناسی ارشد
در رشته مهندسی مکانیک گرایش تبدیل انرژی

بهینه‌سازی سیکل سه طبقه مایع‌سازی گاز طبیعی با مبرد چند جزئی و راهبرد ترموآکونومیک

استاد راهنما:

دکتر مسعود ضیابشرحق

استاد مشاور:

دکتر مجید عمیدپور

دانشجو:

علی اکبر ابراهیم‌زاده

چکیده

تجارت جهانی گاز طبیعی مایع شده (LNG) در طول دهه اخیر به بیش از دو برابر رسیده و ۲۸ درصد از حجم معاملات انجام شده در بازار گاز مربوط به گاز طبیعی مایع شده می‌باشد. در طول این دهه، جهت بهبود تکنولوژی مایع سازی گاز طبیعی و رسیدن به مقیاس تولید با صرفه اقتصادی تلاش‌های عمده‌ای صورت گرفته است. برای رسیدن به این نقطه، مطالعه بر روی سیکل‌های مختلف تولید LNG بسیار مورد اهمیت است. سیکل MFC که سیکلی سه طبقه و تحت لیسانس شرکت لینده می‌باشد یکی از مهمترین سیکل‌هایی است که در عرصه مایع سازی گاز طبیعی بسیار مورد توجه است. این سیکل دارای سه طبقه بوده و در همه طبقات آن از ترکیب چند مبرد استفاده شده است. همان‌طور که قابل پیش‌بینی است با انتخاب اصولی اجزای مبرد می‌توان به مقدار زیادی در هزینه کل و مصرف انرژی صرفه‌جویی نمود. در این پایان‌نامه، ابتدا یک سیکل MFC در نرم افزار اسپن پلاس شبیه سازی شده و سپس با تکیه بر متغیرهای تصمیمی نظیر اجزا مبرد مختلط و درصد مولی هر جز و همچنین بهره‌گیری از کدهای فرترن به کمینه نمودن میزان هزینه کل و بهبود میزان انرژی مصرفی همت گماشته شد و در پایان نیز نتایج مطلوبی حاصل گردید که از جمله این نتایج می‌توان به کاهش ۳/۱۶ درصدی در کار مصرفی کمپرسور، کاهش ۲/۹۵ درصدی در ظرفیت مبدل‌های حرارتی و همچنین کاهش حدوداً ۳ درصدی در میزان هزینه کل اشاره نمود.

کلید واژه: گاز طبیعی مایع شده، LNG، مبرد مختلط، بهینه سازی، نرم افزار اسپن پلاس، فرترن

فهرست مطالب

فهرست مطالب	أ
فهرست شکلها	ث
فهرست جداول	ح
فهرست علائم اختصاری	خ
۱-۱ روشهای انتقال گاز طبیعی	۲
۲-۱ فرآیندهای سرد	۴
۱-۲-۱ اجزای سیکل تبرید	۶
۱-۲-۱-۱ ماده سردکننده (مبرد)	۷
۲-۱-۲-۱ نیروی محرک کمپرسور	۸
۳-۱-۲-۱ مبدل‌های حرارتی	۱۰
۱-۳-۱-۲-۱ مبدل‌های صفحه پره‌ای	۱۰
۲-۳-۱-۲-۱ مبدل‌های مارپیچی	۱۲
۲-۲-۱ سیکل کارنو	۱۴
۳-۲-۱ سیکل رانکین	۱۵
۴-۲-۱ سیکل تبرید چند مرحله‌ای	۱۶
۵-۲-۱ استفاده از توربین انبساط مایع برای انبساط مبرد	۱۷
۳-۱ فرآیندهای مایعسازی گاز طبیعی	۱۹
۱-۳-۱ فرآیندهای مختلف	۱۹
۱-۱-۳-۱ فرآیند Propane Pre-cooled Mixed Refrigerant (C3MR)	۲۱
۲-۱-۳-۱ فرآیند AP-X	۲۳
۳-۱-۳-۱ فرآیند Phillips Optimized Cascade	۲۴
۴-۱-۳-۱ فرآیند Ploy-Refrigerant Integral Cycle Operation (PRICO)	۲۵
۵-۱-۳-۱ فرآیند Dual Mixed Refrigerant (DMR)	۲۶

۲۷.....	۱-۳-۱ فرآیند Liquefin
۲۸.....	۱-۳-۱ فرآیند Mixed Fluid Cascade (MFC)
۳۰.....	۴-۱ هدف از تولید LNG
۳۰.....	۵-۱ ذخیرهسازی LNG
۳۱.....	۶-۱ انتقال LNG
۳۱.....	۷-۱ مزایای زیست محیطی LNG
۳۱.....	۸-۱ تاریخچه LNG
۳۲.....	۱-۸-۱ صادرکنندگان LNG
۳۳.....	۲-۸-۱ صادرکنندگان خاورمیانه
۳۴.....	۹-۱ جایگاه ایران
۳۷.....	مقدمه
۳۷.....	۱-۲ تحقیقات انجام شده
۴۵.....	مقدمه
۴۵.....	۱-۳ شبیه‌سازی جداکننده
۴۶.....	۱-۱-۳ معادلات حاکم در جداسازی
۴۹.....	۲-۳ شبیه‌سازی مبدل حرارتی
۴۹.....	۱-۲-۳ معادلات حاکم بر مبدل‌های حرارتی
۴۹.....	۱-۱-۲-۳ ضریب کلی انتقال حرارت
۵۱.....	۲-۱-۲-۳ تحلیل مبدل حرارتی با استفاده از اختلاف دمای میانگین لگاریتمی
۵۱.....	۱-۲-۱-۲-۳ مبدل گرمایی با جریان هم‌سو
۵۲.....	۲-۲-۱-۲-۳ مبدل گرمایی با جریان ناهم‌سو
۵۶.....	۳-۳ شبیه‌سازی کمپرسور
۵۷.....	۱-۳-۳ قوانین حاکم بر کمپرسورها
۵۷.....	۱-۱-۳-۳ قوانین گازها
۵۸.....	۲-۱-۳-۳ تحولات ترمودینامیکی
۶۰.....	۳-۱-۳-۳ محاسبه توان در تحول‌های ترمودینامیکی

۶۳	۴-۳ شبیه سازی کولر.....
۶۴	۱-۴-۳ قوانین حاکم بر کولرها
۶۶	مقدمه
۶۶	۱-۴ مدل سازی
۷۱	۲-۴ بهینه سازی
۷۶	مقدمه
۷۶	۱-۵ اثر بهینه سازی بر کمپرسور
۷۷	۲-۵ اثر بهینه سازی بر مبدل های حرارتی
۸۳	۳-۵ اثر بهینه سازی بر تابع هدف:
۸۴	۴-۵ اثر بهینه سازی بر ضریب عملکرد سیکل
۸۵	نتیجه گیری
۸۶	پیشنهادات
۸۸	مراجع

فهرست شکل‌ها

- شکل ۱-۱: محدوده مناسب برای روشهای انتقال گاز طبیعی براساس مسافت و ظرفیت..... ۴
- شکل ۱-۲: نمودار جریانی فرآیند تولید LNG..... ۶
- شکل ۱-۳: منحنی خنک‌کاری و مبرد..... ۷
- شکل ۱-۴: مبدل‌های صفحه پره‌ای..... ۱۱
- شکل ۱-۵: روش قرارگیری صفحات مبدل پره‌ای..... ۱۱
- شکل ۱-۶: چیدمان لوله‌های مبدل مارپیچ..... ۱۳
- شکل ۱-۷: نمای کلی مبدل مارپیچ..... ۱۳
- شکل ۱-۸: شمایی از سیکل تبرید کارنو..... ۱۴
- شکل ۱-۹: نمودار دما- آنترופی سیکل تبرید کارنو..... ۱۵
- شکل ۱-۱۰: نمودار دما- آنترופی سیکل تبرید رانکین..... ۱۶
- شکل ۱-۱۱: شماتیک یک سیکل تبرید چند مرحله‌ای..... ۱۷
- شکل ۱-۱۲: نمودار فشار- آنترופی سیکل تبرید دارای اکونومایزر..... ۱۷
- شکل ۱-۱۳: نمودار دما- آنترופی سیکل تبرید..... ۱۸
- شکل ۱-۱۴: فرآیند C3MR..... ۲۲
- شکل ۱-۱۵: فرآیند AP-X..... ۲۳
- شکل ۱-۱۶: فرآیند Phillips Optimized Cascade..... ۲۴
- شکل ۱-۱۷: فرآیند PRICO..... ۲۶
- شکل ۱-۱۸: فرآیند DMR..... ۲۷
- شکل ۱-۱۹: فرآیند Liquefin..... ۲۸
- شکل ۱-۲۰: فرآیند MFC..... ۲۹
- شکل ۳-۱: توزیع دمای سیال سرد و گرم در مبدل با جریان همسو..... ۵۲
- شکل ۳-۲: توزیع دمای سیالات گرم و سرد در مبدل با جریان ناهمسو..... ۵۳
- شکل ۳-۳: ضریب تصحیح مبدلهای حرارتی..... ۵۵
- شکل ۳-۴: نمودار تحول تک دما..... ۶۱

- شکل ۳-۵: نمودار تحول تک دما و آدیباتیک ۶۲
- شکل ۴-۱: شماتیک طبقه اول یا پیش سردسازی سیکل سه طبقه مایع سازی گاز طبیعی..... ۶۷
- شکل ۴-۲: شماتیک طبقه دوم یا مایع سازی سیکل سه طبقه مایع سازی گاز طبیعی..... ۶۷
- شکل ۴-۳: شماتیک طبقه سوم یا زیرسردسازی سیکل سه طبقه مایع سازی گاز طبیعی..... ۶۸
- شکل ۴-۳: شماتیک سیکل سه طبقه مایع سازی گاز طبیعی با میرد مختلط شبیه سازی شده در نرم افزار اسپن پلاس..... ۶۸
- شکل ۵-۱: دیاگرام CC برای مبدل HX-01 قبل از بهینه سازی ۷۸
- شکل ۵-۲: دیاگرام CC برای مبدل HX-01 بعد از بهینه سازی ۷۸
- شکل ۵-۳: دیاگرام CC برای مبدل HX0 قبل از بهینه سازی ۷۹
- شکل ۵-۴: دیاگرام CC برای مبدل HX0 بعد از بهینه سازی ۷۹
- شکل ۵-۵: دیاگرام CC برای مبدل HX1 قبل از بهینه سازی ۸۰
- شکل ۵-۶: دیاگرام CC برای مبدل HX1 بعد از بهینه سازی ۸۰
- شکل ۵-۷: دیاگرام CC برای مبدل HX2 قبل از بهینه سازی ۸۱
- شکل ۵-۸: دیاگرام CC برای مبدل HX2 بعد از بهینه سازی ۸۱
- شکل ۵-۹: دیاگرام CC برای مجموع مبدلهای حرارتی قبل از بهینه سازی ۸۲
- شکل ۵-۱۰: دیاگرام CC برای مجموع مبدلهای حرارتی بعد از بهینه سازی ۸۲

فهرست جداول

- جدول ۱-۱: توان توربین‌های گازی در مدل‌های متفاوت ۹
- جدول ۱-۲: اسامی فرآیندهای شناخته شده تولید LNG در مقیاس کوچک تا بزرگ ۱۹
- جدول ۱-۳: مقادیر اجزای مبرد مختلط ارائه شده توسط گاندهیراجو ۴۱
- جدول ۱-۴: ضرایب گرفتگی سیال ۵۱
- جدول ۲-۳: مقادیر نماهای پلیترایپیک ۵۹
- جدول ۳-۳: مقادیر ثابت نمایی آدیاباتیک برای گازهای مختلف ۶۰
- جدول ۱-۴: مشخصات کمپرسورها و شیرهای انبساط ۶۹
- جدول ۲-۴: درصد مولی اجزا مبرد مختلط مربوط به هر سیکل و گاز طبیعی ۶۹
- جدول ۳-۴: مشخصات جریان ورودی به هر طبقه و گاز طبیعی ۷۰
- جدول ۴-۴: بازده مجاز تغییرات درصد مولی هر یک از اجزا مخلوط مبرد چند جزئی ۷۲
- جدول ۵-۴: مقادیر برخی ثوابت مورد نظر جهت محاسبات اقتصادی ۷۴
- جدول ۱-۵: کار مصرفی کمپرسور قبل و بعد از بهینه سازی ۷۶
- جدول ۲-۵: ظرفیت مبدل‌های حرارتی قبل و بعد از بهینه سازی ۷۷
- جدول ۳-۵: هزینه‌های بخش‌های مختلف سیکل MFC قبل و بعد از بهینه سازی ۸۳

فهرست علائم اختصاری

درصد مولی جز i ام در طبقه لام	Mfrac _{ij}	علائم انگلیسی	
جرم مولی	$\frac{M_{frac}}{M}$	مساحت سطح مقطع	A
عمر سیستم به سال	n	قطر	D
ساعات عملکرد سیستم در سال	N	شتاب گرانش	G
نرخ بهره سالیانه	k	ضریب انتقال حرارت جابجایی	H
قیمت برق	C _{elec}	آنتالپی	H
دمای گاز مایع خروجی	T _{LNG}	فشار	P
ظرفیت مبدل حرارتی i ام	Q _{HX,i}	فشار اشباع	$\frac{P}{P^{sat}}$
توان مصرفی کمپرسور اام	$\frac{Q_{HX,i}}{W_{comp,i}}$	فشار عملیاتی	$\frac{P_{oper}}{P^{sat}}$
هزینه کمپرسور i ام	$Z_{comp,i}^{comp,lt}$	گرمای منتقل شده	Q
هزینه مبدل i ام	$Z_{HX,i}^{comp,i}$	گرمای منتقل شده از منبع سرد	$\frac{Q}{Q^C}$
نرخ هزینه خرید و نگهداری جز i ام	$\frac{Z_{HX,i}}{Z_{I,Inv+Main}}$	گرمای منتقل شده از منبع گرم	$\frac{Q}{Q^H}$
نرخ هزینه خرید و نگهداری کل	$\frac{Z_{I,Inv+Main}}{Z_{I,Inv+Main}}$	ضریب گرفتگی	$\frac{H}{RF}$
نرخ هزینه های عملکردی	$\frac{Z_{v+Main}}{Z_{Oper}}$	آنتروپی	S
نرخ هزینه کل	$\frac{Z_{Oper}}{Z_{Total}}$	دما	T
علائم لاتین		دمای منبع سرد	$\frac{T}{T^C}$
فاکتور نگهداری		دمای منبع گرم	$\frac{T}{T^H}$

راندمان		ضریب انتقال حرارت کلی	U
لزجت دینامیکی	$\frac{\eta}{\mu}$	سرعت	V
چگالی	$\frac{\mu}{\rho}$	توان مصرفی	W

فصل اول

مقدمه

گاز طبیعی مایع یا LNG^۱، گاز طبیعی در فرم مایع است. هنگامی که گاز طبیعی تا 259°F - (۱۶۱- درجه سانتی‌گراد) سرد شد، به یک مایع شفاف، بی‌رنگ و بی‌بو تبدیل می‌شود. LNG نه سمی است و نه خورنده. گاز طبیعی عمدتاً از متان با غلظت کمی از دیگر هیدروکربن‌ها، آب، دی‌اکسیدکربن، نیتروژن، اکسیژن و ترکیبات سولفوردار تشکیل شده است. طی فرآیند مایع‌سازی، برای از بین بردن بسیاری از این ترکیبات، گاز طبیعی را تا زیر نقطه جوش سرد می‌کنند. باقی‌مانده گاز طبیعی عمدتاً متان با مقدار کمی از دیگر هیدروکربن‌ها است. وزن LNG کمتر از نصف وزن آب است، به همین دلیل اگر با آب مخلوط شود، روی آن شناور می‌ماند.

هنگامی که LNG سرد در تماس با هوای گرم‌تر قرار گیرد، به ابر بخاری تبدیل می‌شود که قابل مشاهده است. اگر گرم شدن ادامه پیدا کند، ابر بخار سبک‌تر از هوا شده و بالا می‌رود. هنگامی که بخار LNG با هوا مخلوط شود، اگر گاز طبیعی در هوا ۵ - ۱۵ باشد، قابل اشتعال است. اگر کمتر از ۵ باشد، گاز طبیعی به اندازه کافی در هوا برای سوزاندن وجود ندارد و قابل اشتعال نیست و اگر بیش از ۱۵ باشد، اکسیژن کافی برای سوزاندن این میزان گاز طبیعی وجود ندارد.

همچنین به عنوان یک مایع، قابل انفجار نیست اما اگر بخار LNG به مقدار ۵ - ۱۵ در هوا و در یک فضای محصور قرار گیرد، منفجر می‌گردد [۱].

۱-۱ روش‌های انتقال گاز طبیعی

اگر یک مقایسه کلی بین هزینه‌های جاری انتقال از طریق خط لوله و کارخانه LNG انجام شود، نتایج حاصل حاکی از آن است که بخش عمده هزینه جاری آن دو مربوط به گاز سوخت مصرفی بوده و سایر هزینه‌ها اولاً در قیاس با هزینه گاز سوخت ناچیزند، ثانیاً برای دو پروژه در یک مرتبه‌اند. به طور مثال در انتقال ۱۹۱۰ میلیون استاندارد فوت مکعب در روز گاز طبیعی از طریق خط لوله ۵۶ اینچ در فشارهای بالا به ازای هر ۱۰۰۰ کیلومتر بین ۰/۸ تا ۱/۱ درصد از گاز ورودی به خط لوله صرف سوخت

1-Liquefied Natural Gas

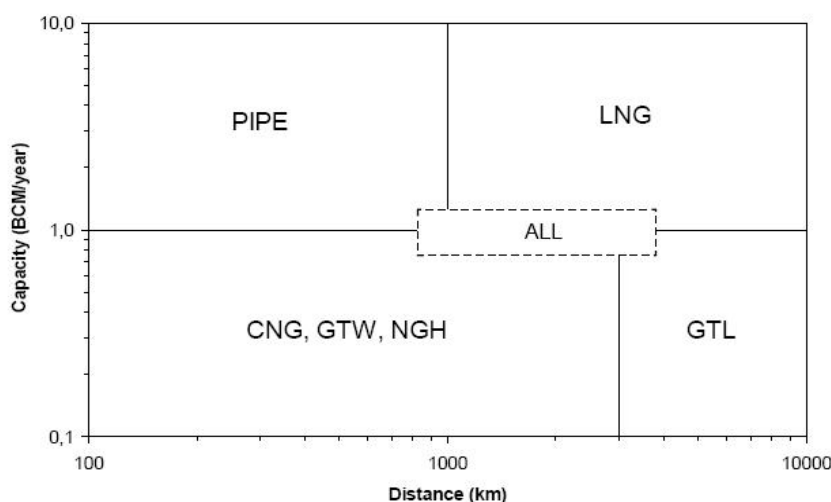
ایستگاه‌های تقویت فشار می‌شود که اگر مصرف گاز در پالایشگاه گاز به همراه برق مصرفی پالایشگاه‌هایی که نیروگاه ندارند، یعنی ۴ تا ۵ درصد از گاز ورودی به پالایشگاه گاز جزء هزینه‌های جاری طرح خط لوله در نظر گرفته شود، آنگاه در مقایسه با تولید گاز طبیعی مایع که حدود ۸/۵ درصد گاز ورودی به کارخانه را مصرف می‌کند (عمدتاً در نیروگاه کارخانه)، برای فواصل دورتر از ۲۰۰۰ کیلومتر در خشکی قطعاً هزینه جاری خط لوله بیشتر از کارخانه تولید LNG خواهد بود [۲،۳].

در روش انتقال گاز با تبدیل به هیدرات، برای تشکیل ۱ مترمکعب هیدرات باید ۰/۸ مترمکعب آب به راکتور اضافه شود و در هر مترمکعب از هیدرات حدود ۱۵۰ تا ۱۸۰ متر مکعب متان جا می‌گیرد. بنابراین به ازای هر ۱ حجم آب تقریباً به ۲۰۰ حجم گاز نیاز است. هزینه سیکل هیدرات گازی کمتر از LNG بوده ولی به دلیل مشکلاتی که فرآیند تولید هیدرات گازی وجود دارد هنوز صنعتی نشده است. از مشکلات اصلی این فرآیند می‌توان به پایین بودن نرخ تبدیل، کم بودن سرعت و مشکل بودن جداسازی آب اضافی اشاره کرد. برای بالا بردن سرعت تشکیل هیدرات و افزایش پایداری آن مواد مختلفی به عنوان تسریع کننده مورد استفاده قرار می‌گیرد. به نظر می‌رسد که با غلبه بر مشکلات فرآیند تولید هیدرات در آینده می‌توان از آن به عنوان رقیبی برای فرآیند شناخته شده LNG برای میادین کوچک و دورافتاده گازی استفاده کرد.

فناوری CNG برای انتقال گاز طبیعی در مسافت‌های طولانی قابلیت مهمی به شمار می‌رود. CNG را می‌توان در کشتی‌های مخصوصی ذخیره و به مقاصد مورد نظر حمل نمود. بالا بودن فشار آن در مخازن لوله‌ای شکل و خطر انفجار از مشکلات اساسی عملی نشدن کاربرد وسیع فناوری CNG در جهان می‌باشد. سادگی فرآیند تولید CNG و ساخت ساده‌تر کشتی‌های حمل آن نسبت به LNG، طرح‌های CNG را به گزینه مستعدی برای انتقال گاز تبدیل نموده است. با توجه به شرایط موجود، استفاده از CNG تنها برای انتقال گاز تا فواصل ۴۰۰۰ Km مطمئن به نظر می‌رسد. در صورت کاهش خطر انفجار در هنگام انتقال CNG، می‌تواند رقیبی برای LNG در فواصل کوتاه‌تر از ۴۰۰۰ Km باشد [۴].

با مایع‌سازی گاز طبیعی حجم آن ۶۰۰ برابر کاهش می‌یابد در صورتی که با فشرده‌سازی و تبدیل آن به CNG حجم آن ۲۰۰ برابر کم می‌شود [۹]. LNG گاز طبیعی است که با رساندن دمای آن تا حدود ۱۶۰°C- حاصل می‌شود تا از طریق کشتی‌های مخصوص LNG به بازار هدف منتقل گردد. عموماً LNG در پایانه‌های LNG درون مخازن حجیم ذخیره انباشته شده، سپس با تبخیر مجدد از طریق خط لوله به مصرف‌کنندگان منتقل می‌شود.

برای انتقال گاز طبیعی روش‌های مختلفی وجود دارد که بسته به حجم گاز انتقالی و طول مسیر انتقال یکی از این روش‌ها مقرون به صرفه خواهد بود. در شکل ۱-۱ یک روش تقریبی برای انتخاب نحوه انتقال گاز طبیعی (خط لوله، LNG، GTL^۱، CNG^۲، GTW^۳ و NGH^۴) ارائه می‌نماید [۵].



شکل ۱-۱: محدوده مناسب برای روش‌های انتقال گاز طبیعی براساس مسافت و ظرفیت [۵]

۲-۱ فرآیندهای سرد

LNG از انتقال حرارت گاز طبیعی با یک چاه گرمایی^۵ مثل هوا یا آب دریا از طریق یک یا چند سیکل تولید می‌گردد. گاز طبیعی قبل از عملیات سردسازی برای تبدیل شدن به گاز شیرین باید در

-
- 1-Gas to liquid
 - 2-Compressed Natural Gas
 - 3-Gas to Wire
 - 4-Natural Gas Hydrate
 - 5-Heat Sink

پالایشگاه گاز تصفیه شود. در پالایشگاه‌های گاز نوین واحدهای حذف گازهای اسیدی^۱، نم‌زدایی^۲، مرکاپتان‌زدایی^۳ و حذف جیوه به ترتیب برای کاهش غلظت سولفید هیدروژن (کمتر از ۰/۰۰۲۵ گرین در استاندارد فوت مکعب یا ۴ppm^۴ حجمی) و دی‌اکسیدکربن (۱-۰/۵ درصد [۹])، آب (کمتر از ۷ پوند در هر میلیون استاندارد فوت مکعب یا ۱۴۷ppm حجمی)، کربونیل سولفات (کمتر از ۸ppm حجمی)، مرکاپتان‌ها (کمتر از ۱۵ میلی‌گرم در نرمال مترمکعب گوگرد) و جیوه (کمتر از ۱۰ نانوگرم در نرمال مترمکعب) تعبیه شده‌اند. علت کاهش غلظت آب، سولفید هیدروژن و مرکاپتان‌ها به ترتیب به دلیل ممانعت از تشکیل جریان دوفازی در فصول سرد سال، جلوگیری از خوردگی (در حضور آب) و کاهش محتوای گوگردی گاز (به کمتر از ۱۴۱ میلی‌گرم در نرمال مترمکعب گوگرد) برای ایمنی بیشتر است [۱۰]. علاوه بر این کربونیل سولفات و سولفید هیدروژن به دلیل ورود به خوراک ورودی بخش دما پایین بازیافت اتان امکان انجماد دارند. جیوه به دلیل تشکیل ملغمه با آلومینیوم مبدل‌های صفحه پره‌ای^۵ در فرآیندهای دما پایین پالایشگاه و دی‌اکسیدکربن در درجه اول به دلیل نداشتن ارزش حرارتی^۶ و در نتیجه اشغال بیهوده ظرفیت و در درجه دوم و سوم به ترتیب به دلیل یخ زدن در دماهای پایین بخش بازیافت اتان پالایشگاه و خورنده بودن در حضور آب می‌بایست از گاز طبیعی جدا شوند. به دلیل مسائل زیست محیطی این کارخانه‌ها به واحد بازیافت گوگرد^۷ از گازهای اسیدی و سایر جریان‌های جانبی نیز مجهزند. علاوه بر این برای تثبیت نقطه شبنم هیدروکربوری گاز، واحدی به نام بازیافت مایعات گازی^۸ در پالایشگاه گاز وجود دارد که در آن ترکیبات هیدروکربوری سنگین گاز جدا می‌شوند (بخش بازیافت مایعات گازی در کارخانه گاز طبیعی مایع نیز چنین کارکردی دارد) تا از تشکیل جریان دوفازی جلوگیری شود. مایعات گازی شامل اتان، پروپان، بوتان و پنتان که سنگین‌تر است در واحد بازیافت به

1-Acid Gas Removal (AGR)

2-Dehydration

3-Mercaptan Removal

4-Parts Per Million

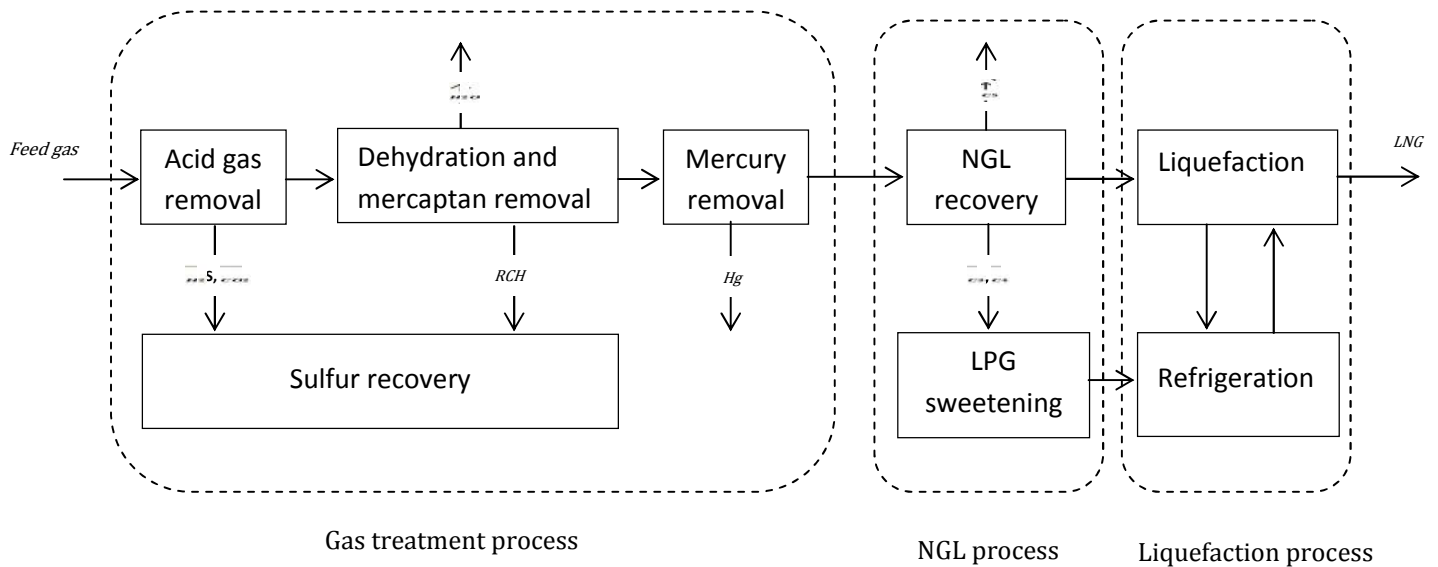
5-Plate-fin

6-Higher Heating Value (HHV)

7-Sulfur Recovery Unit (SRU)

8-Natural Gas Liquids (NGL) Recovery

ترتیب از هم جدا شده و پس از تصفیه ناخالصی‌های گوگردی به تفکیک فروخته می‌شوند [۳]. شکل زیر نمودار بلوکی فرآیندهای فوق‌الذکر را نشان می‌دهد.



شکل ۱-۲: نمودار جریان‌ی فرآیند تولید LNG [۳]

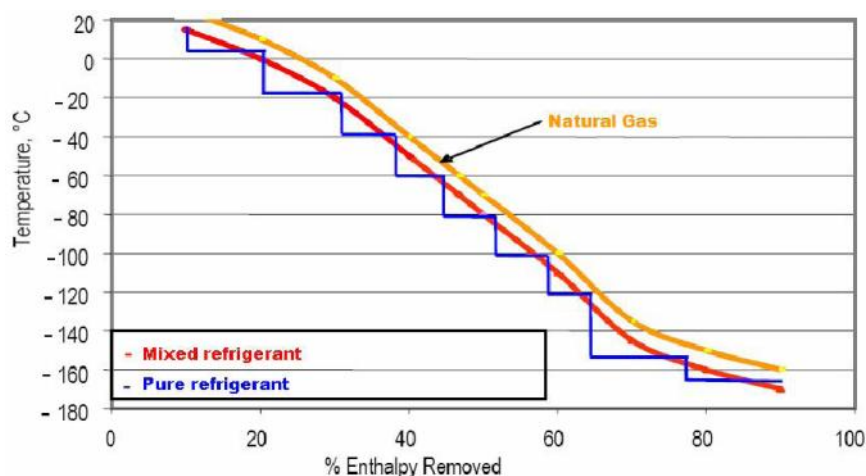
۱-۲-۱ اجزای سیکل تبرید

قلب یک کارخانه تولید LNG واحد مایع‌سازی است که معمولاً ۲۵ تا ۳۵ درصد از کل قیمت کارخانه را به خود اختصاص داده و مهم‌ترین بخش آن سیکل‌های تبرید می‌باشد.

یک سیکل تبرید ساده شامل دو مبدل حرارتی، یک شیر فشارشکن و یک کمپرسور است. مبرد گرم در اواپراتور جریان می‌یابد و در آنجا از گاز یا مایع حرارت جذب کرده و بخار می‌شود، سپس وارد کمپرسور شده تا به فشار طراحی برسد و از حالت دوفاز به تک فاز تبدیل شود. بعد از این که مبرد در کندانسور چگالیده شد، با طی کردن شیر فشار شکن و کاهش فشار، مجدداً برای ورود به اواپراتور آماده می‌گردد.

۱-۱-۲-۱ ماده سردکننده (مبرد)

در هر سیکل مایع‌سازی مبرد به عنوان یکی از مهم‌ترین اجزای سیکل محسوب می‌شود و انتخاب یک مبرد مناسب نقش زیادی در بهبود عملکرد و راندمان سیکل دارد. در شکل ۱-۳ منحنی خنک‌کاری گاز طبیعی به عنوان سیال گرم و مبرد به عنوان سیال سرد در قالب نمودار T-Q نشان داده شده است. همان‌طور که در نمودار مشخص است هرچه منحنی سیال گرم با منحنی سیال سرد همپوشانی بیشتری داشته باشد و اختلاف دمای آن‌ها به حداقل اختلاف دمای مجاز مبدل‌ها نزدیک‌تر باشد، راندمان سیکل بالاتر و اتلاف حرارتی کمتر است.



شکل ۱-۳: منحنی خنک‌کاری و مبرد [۲]

اختلاف اساسی در استفاده از مبرد خالص و مختلط در نوع شکل‌پذیری پروفایل منحنی مبرد در حالت تغییر فاز است. استفاده از مبرد خالص جهت خنک‌کاری، به خواص ترمودینامیکی یک ماده خالص محدود می‌شود حال آنکه ممکن است براساس شرایط عملیاتی و نوع منحنی خنک‌کاری گاز طبیعی منحنی مبرد با منحنی گاز همپوشانی کافی نداشته باشد، در حالی که با استفاده از یک مبرد مختلط مناسب و تغییر در نسبت ترکیب آن می‌توان تا آنجا که ممکن است اختلاف دمای متوسط بین دو منحنی را به حداقل اختلاف دمای مجاز مبدل‌ها نزدیک کرد و اتلاف حرارتی را به حداقل رساند. به عبارت دیگر وقتی از مبرد خالص مانند پروپان یا نیتروژن استفاده می‌شود، منحنی مبرد به صورت پله‌ای

درمی‌آید و در استفاده از مبرد مختلط، فرم منحنی نرم‌تر شده و به منحنی خنک‌کاری گاز نزدیک‌تر می‌شود.

معمولاً ترکیبی از متان، اتان، پروپان، بوتان، اتیلن و نیتروژن به عنوان مبرد انتخاب می‌شود و درصد ترکیبات آن طوری است تا براساس شرایط فرآیند در نزدیک‌ترین حالت ممکن نسبت به منحنی خنک‌کاری گاز طبیعی قرار گیرد.

۲-۱-۲-۱ نیروی محرک کمپرسور

عامل اصلی افزایش ظرفیت مایع‌سازی استفاده از نیروی محرک یا دراپورهای^۱ بزرگ‌تر برای کمپرسورها است. اغلب پروژه‌های اولیه مایع‌سازی از کمپرسورهایی که با توربین‌های بخار رانده می‌شدند، استفاده می‌کردند. از اواخر دهه ۸۰، توربین‌های بخار جای خود را به توربین‌های گازی دادند، چرا که علاوه بر عدم نیاز به تسهیلات تولید بخار و کندانس گسترده، توربین‌های گازی راندمان ترمودینامیکی بهتری نسبت به توربین‌های بخار دارند.

یکی از عیوب توربین‌های گازی این است که در مدل‌های استاندارد (فریم)^۲ تأمین می‌شوند و نمی‌توان آن‌ها را مطابق با نیازهای هر پروژه تغییر داد. همان‌طوری که در جدول ۱-۱ نشان داده شده است، تفاوت توان توربین‌های گازی بسیار زیاد است. شایان ذکر است که توان تولیدی توربین‌های گازی به دمای هوای محیط بستگی دارد و با افزایش دما، توان تولید آن کاهش می‌یابد.

1-Driver
2-Frame