مقایسه فنی اقتصادی روشهای CNG, GTL, LNG و NGH به عنوان راه‌های جدید انتقال گاز طبیعی

مجید پاکیزه[1]، صدیقه ثابت جازاری[2]
گروه مهندسی شیمی دانشکده مهندسی دانشگاه فردوسی مشهد
pakizeh@um.ac.ir

چکیده

استفاده از گاز طبیعی در نتیجه افزایش مستمر قیمت نفت، نیاز به انرژی‌های متنوع و امن، مسائل زیست محیطی و توسعه تکنولوژی‌های جدید، به عنوان یک منبع انرژی جهانی در سال‌های اخیر رواج بسیاری یافته‌است. روش‌های گوناگونی برای انتقال گاز طبیعی از حوزه‌های گاز و نفت به بازارهای مصرف وجود دارد، که شامل روش‌هایی نظیر خطوط لوله (PNG)، گاز طبیعی مایع‌شده (LNG)، فناوری گاز متراکم (CNG)، فناوری هیدرات گاز طبیعی (NGH) و تبدیل گاز به سوخت مایع (GTL)، می‌باشند. انتخاب روش‌های انتقال گاز وابسته به انتخاب نوع تکنولوژی، ظرفیت گاز و فاصله مبداء تا مکان انتقال متفاوت است، که این موارد بر اقتصاد طرح تاثیر گذارند. در این پروژه انتقال 12/75 میلیون استاندارد متر مکعب (450MMSCFD) گاز طبیعی از بندر عسلویه در جنوب ایران به بازارهای مصرف توسط تکنولوژی‌های CNG, GTL ,LNG و NGH مورد بررسی و مقایسه اقتصادی قرار گرفته‌است. جهت انجام این مطالعات فرآیندهای مورد نیاز برای تبدیل گاز طبیعی به محصول مطلوب ابتدا شبیه‌سازی و طراحی شده‌اند و سپس با استفاده از یک مدل اقتصادی، هزینه‌های مرتبط با تولید و انتقال به صورت تابعی از ظرفیت و فاصله (4000، 6000، 8000 و km ۱۰۰۰۰) برآورد شده‌اند. نتایج حاصل از این مطالعه نشان می‌دهد که برای فواصل کمتر از km 3500 روش CNG، بین 3500 و km 7500 روش LNG و بیشتر از km 7500 روش GTL از نظر اقتصادی کمترین هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی را دارند. قابل ذکر است رتبه‌های بعدی مناسب از لحاظ اقتصادی در هر یک از محدوده‌های انتقال، بین دیگر روش‌ها با تغییر فاصله انتقال جابه‌جا می‌شوند.

واژه‌های کلیدی: انتقال گاز طبیعی، محاسبات اقتصادی، NGH, GTL, LNG, CNG.

[1] دانشیار مهندسی شیمی
[2] دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی شیمی

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

1- مقدمه

تحولات ساختاری-تکنولوژیک در اقتصاد جهانی و در بخش انرژی، از جمله ضرورت‌های تنوع بخشیدن به منابع تامین انرژی می‌باشند. به طوریکه کشورهای توسعه یافته به دلایل مختلف، درصدد جانشینی گازطبیعی با نفت برآمدند. بنابراین ایران در آینده با در نظر گرفتن گستردگی بازار گاز در سطح بین المللی می‌تواند در فرآیند بازآرایی اقتصاد ملی و بخش انرژی کشور به عرصه مبادلات جهانی گاز وارد شود. امروزه مصرف جهانی گاز طبیعی به خاطر افزایش تقاضا برای انرژی‌های پاک و منطبق با محیط زیست به سرعت در حال افزایش است، به طوریکه پیش‌بینی می‌شود این تقاضا تا سال 2030 با نرخ متوسط 2/4 درصد افزایش یابد [1]. گاز طبیعی به دلیل ماهیت گازی بودن آن در فرآیند انتقال با مشکلات فراوانی مواجه است، به طوریکه گسترش راه‌های انتقال گاز امری ضروری به نظر می‌رسد. روش‌های انتقال گاز طبیعی از یک میدان گازی برای استفاده در مکانی دیگر عبارتند از: خطوط انتقال[1](PNG)، گاز طبیعی مایع شده[2](LNG)، تبدیل گاز به سوخت مایع[3](GTL)، فناوری گاز فشرده[4](CNG) و فناوری هیدرات گاز طبیعی[5](NGH).

در این مطالعه انتقال گاز طبیعی از منطقه عسلویه در جنوب ایران (میدان گازی پارس جنوبی) به بازارهای مصرف، با استفاده از روش‌های LNG, CNG NGH, GTL از نقطه نظر اقتصادی، برای انتقال 450MMSCFD از گاز طبیعی در مسافت‌های 4000، 6000، 8000، 1000 کیلومتر بررسی و مقایسه شده‌است. میدان گازی پارس جنوبی بزرگ‌ترین میدان گازی جهان است که در خلیج فارس قرار دارد. مساحت این میدان 9700 کیلومتر مربع است که 3700 کیلومتر مربع آن در آب‌های ایران و 6000 کیلومتر مربع آن در آب‌های سرزمین قطر قرار دارد. ذخیره بخش ایرانی میدان 14 تریلیون مترمکعب گاز درجا، 10 تریلیون مترمکعب گاز قابل برداشت و 17 بیلیون بشکه میعانات گازی (9 بیلیون بشکه قابل برداشت) است، که 50 درصد ذخایر گازی ایران و 8 درصد از ذخائر گازی جهان می‌باشد [2].

2- شرح کار:

هدف از انجام این مطالعه یافتن مناسب‌ترین روش برای صادرات دریایی گاز طبیعی از منطقه عسلویه در جنوب ایران به بازارهای مصرف از نقطه نظر اقتصادی می‌باشد. برای تحقیق این هدف ابتدا فلوشیت تولید روش‌های CNG, GTL, LNG و NGH، جهت تکمیل جداول موازنه جرم و انرژی به کمک نرم‌افزار هایسیس[6] شبیه‌سازی شده‌اند. در مرحله بعد، طراحی اولیه فرآیندها با استفاده از نتایج حاصل از شبیه‌سازی، استانداردها و روابط موجود در کتاب‌های مرجع [11، 12] صورت گرفته است. همچنین در این مرحله با توجه به اینکه زمان لازم برای هر سیکل انتقال شامل زمان بارگذاری، تخلیه و زمان سفر می‌باشد، زمان کل سیکل و سپس تعداد کشتی‌های لازم برای انتقال محصولات در فواصل مشخص محاسبه شده‌اند. در انتها با استفاده از روابط اقتصادی هزینه‌های سرمایه‌گذاری (TCI[7])، هزینه‌های عملیاتی (O&M[8])، هزینه‌های نهایی تولید محصول (TPC[9]) و میزان سودآوری هر یک از فرآیندهای مذکور (NPW[10]) برآورد شده‌اند.

در این مطالعه برای انجام مطالعات، از ترکیب گاز در شرایط عملیاتی فشار 9 MPa و دمای 50°C، که مطابق با شرایط مجتمع گاز پارس جنوبی می‌باشد، به عنوان خوراک اولیه ورودی به هر یک از فرآیندها استفاده شده‌است (جدول 1) [2].

---

۱ Pipe Line Natural Gas
۲ Liquefied Natural Gas
۳ Gas To Liquid
۴ Compressed Natural Gas
۵ Natural Gas Hydrate
۶ HYSYS
۷ Total capital investment
۸ Operating and maintenance Cost
۹ Total product Cost
۱۰ Net present worth

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

جدول 1) ترکیب گاز طبیعی تولیدی در مجتمع گاز پارس جنوبی [2].

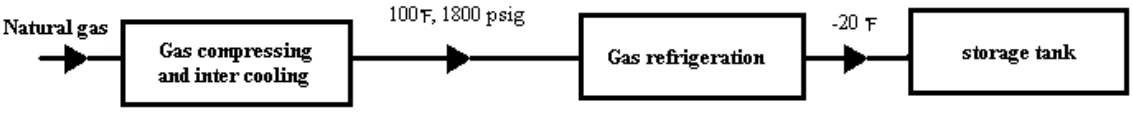
ترکیب	کسر مولی (درصد)
متان (CH_4)	0/8731
اتان (C_2H_6)	0/0490
پروپان (C_3H_8)	0/0203
نرمال بوتان ($n\text{-}C_4H_{10}$)	0/0051
ایزو بوتان ($i\text{-}C_4H_{10}$)	0/0036
دی اکسید کربن (CO_2)	0/0110
نیتروژن (N_2)	0/0379

2-1- گاز طبیعی فشرده (CNG)

تکنولوژی CNG برای انتقال گاز از مخازن آب‌های عمیق که عملاً انتقال گاز از آن‌ها با دشواری و هزینه بالا روبرو است، می‌تواند کاربردی و اقتصادی باشد. در این روش، گاز می‌تواند در محفظه‌هایی با فشار بالا حمل شود که معمولا برای گاز غنی (مقادیر قابل توجهی اتان و پروپان) فشاری برابر 1800 psig و برای گاز رقیق (عمدتاً متان) فشاری تا حدود 3600 psig را دارا می‌باشند.

در این روش با در نظر گرفتن دما و فشار عملیاتی گاز ورودی، حجم آن تا 200 برابر کاهش می‌یابد. کشتی‌های حمل CNG در ابتدا، دارای مخازن تحت فشار با دیواره‌های ضخیم (و بنابراین به لحاظ وزنی سنگین) بودند. اما اخیراً طرح‌های سبک‌تری برای آن‌ها پیشنهاد شده‌است، که مهمترین آنها عبارتند از: وترانز[1] و کاسل[2] [3].

در این مطالعه از تکنولوژی Votrans برای انتقال گاز فشرهد استفاده شده‌است. در این روش ابتدا خوراک گاز طبیعی توسط کمپرسور فشرده شده و پس از عبور از یک کولر هوا (یا کولر آبی) تا حدود 38 °C (100°F) خنک می‌شود، سپس در مرحله‌ی سردسازی تا دمای ذخیره‌سازی -29 °C (-20°F)، سرد شده و توسط کشتی‌های انتقال گاز فشرده به مقصد مورد نظر حمل می‌گردد. نمایی از فرآیند تولید CNG در شکل 1 نشان داده شده‌است [4].



شکل 1) نمایی از فرآیند تولید CNG.

2-2- تبدیل گاز به سوخت مایع (GTL)

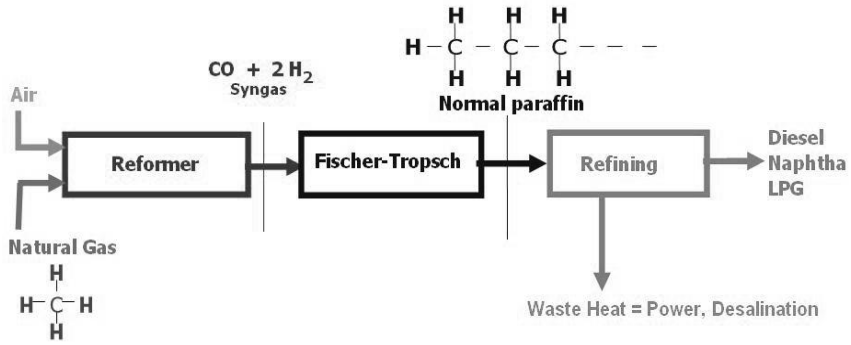
فناوری تبدیل گاز طبیعی به سوخت مایع (GTL) به فرآیندی اطلاق می‌شود، که در آن گاز طبیعی در یک رشته فعل و انفعالات شیمیایی، به مایعات میان تقطیر هیدروکربونی نظیر دیزل، بنزین، نفتا و سوخت جت که اکثراً معادل فرآورده‌های نفتی حاصل از برج تقطیر پالایشگاه‌های نفت خام‌اند، تبدیل می‌شود. مقایسهٔ فرآورده‌های GTL با فرآورده‌های حاصل از نفت خام، حاکی از مرغوبیت، کیفیت بالاتر و آلایندگی پایین‌تر فرآورده‌های حاصله است [5]. برای تولید مایعات هیدروکربنی در این مطالعه از فرآیند پیشنهادی شرکت سنترولیوم[3]، با استفاده از سنتز فیشر-تروپش و تبدیل اتوترمال بهره گرفته شده‌است.

---

[1] Votrans
[2] Cassel
[3] Syntroleum

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

در فرآیند تولید، ابتدا گاز طبیعی به عنوان خوراک باید تحت فرآیندهایی خالص‌سازی شود تا از ناخالصی‌هایی که موجب صدمه زدن به کاتالیست‌های گوناگون می‌گردد، زدوده شود. سپس در اولین مرحله، اکسیژن و گاز طبیعی در راکتور خاصی که بدین منظور ساخته شده‌است، به گاز سنتز تبدیل می‌شوند. در مرحله بعد با استفاده از فرآیند فیشر- تروپش، گاز سنتز به مایعات هیدروکربنی (پارافین‌هایی با زنجیرهٔ طولانی، الفین سبک و واکس با وزن مولکولی بالا) تبدیل می‌شود. میزان تولید در این مرحله، به کاتالیست مورد استفاده و همچنین شرایط عملیاتی در راکتور بستگی دارد. در مرحله پایانی، به علت محدودیت کاتالیست مورد استفاده، از فرآیندهای شناخته شده پالایشگاهی همچون هیدروکراکینگ، ایزومراسیون، کاتالیک رفورمینگ و الکیلیشن، برای شکست مولکول‌های سنگین به مولکول‌های سبکتر، استفاده می‌شود. در این مرحله محصولاتی چون گازوئیل، نفتا، نفت سفید و حتی بنزین یا فرآورده‌های ویژه‌ای همچون روغن‌های روانساز و پارافین حاصل می‌شود. نمایی از فرآیند تولید GTL در شکل 2 نشان داده شده‌است [3، 6].



شکل 2) نمایی از فرآیند تولید GTL.

2-3- گاز طبیع مایع شده (LNG)

گاز طبیعی مایع، مایعی است بی‌بو، شفاف، غیرسمی با وزن مخصوص 0/45 گرم بر سانتیمتر مکعب که با تبرید و میعان-سازی گاز طبیعی در حدود $160^{\circ}C$- و در حدود فشار یک اتمسفر تولید می‌شود. نکته مهم در این تکنولوژی این است که با میعان‌سازی گاز طبیعی حجم آن حدود 600 برابر کاهش می‌یابد[3]. در فرآیند تولید LNG، ابتدا گاز، پالایش می‌شود تا هرگونه ناخالصی که مانع فرآوری گاز است یا در محصولات نهایی نامطلوب می‌باشد، زدوده شود. این ناخالصی‌ها شامل گازهای اسیدی، ترکیبات گوگردی، آب و جیوه هستند. گاز طبیعی پس از ترک واحدهای پالایش، وارد واحد سردسازی و مایع‌سازی به منظوراز بین بردن گرمای محسوس و نهان در محدوده وسیع دمایی که سردساز در آن کار می‌کند می‌شود. در این مرحله گاز تا $160^{\circ}C$- سرد می‌شود و به صورت کامل مایع می‌گردد.

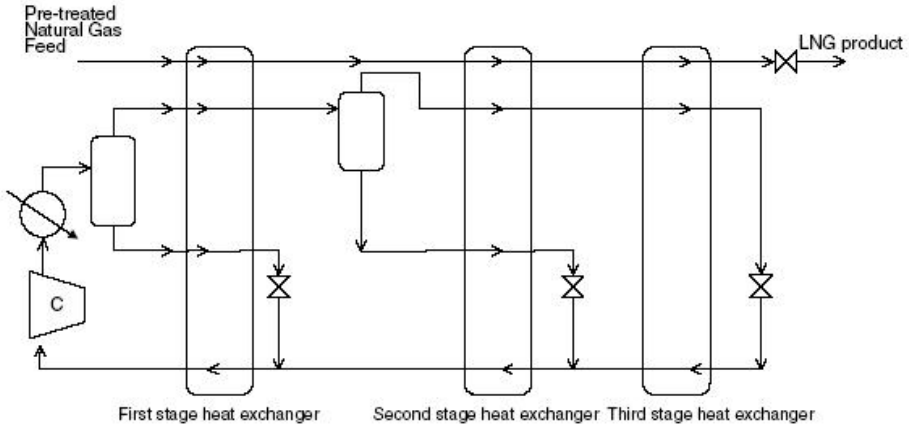
سه شیوه اصلی از سیکل‌های سردسازی که بدین منظور مورد استفاده قرار می‌گیرند عبارتند از: سیکل مبرد آبشاری[1]، سیکل مبرد مخلوط[2] و سیکل منبسط کننده[3]. در این مطالعه از سیکل مبرد مخلوط با توجه به فوایدی از قبیل سادگی پیکربندی تجهیزات، کم بودن تعداد تجهیزات و توان مصرفی کمتر (در طراحی‌های جدید آن با استفاده مبدل‌های صفحه و قاب با آلومینیوم فشرده)، استفاده شده‌است. در نهایت LNG در تانک‌هایی با فشار اتمسفریک ذخیره می‌شود.

---

[1] Cascade refrigerant cycle
[2] Mixed refrigerant cycle (MRC)
[3] Expander cycle

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

کشتی‌های حمل LNG بر حسب نوع و طراحی مخازن ذخیره آن طبقه‌بندی می‌شوند. در حال حاضر سه سیستم ذخیره LNG در کشتی وجود دارد که عبارتند از: مخازن کروی کاورنر- موس، سیستم غشایی و سیستم منشوری [3، 7]. نمایی از فرآیند تولید LNG در شکل 3 نشان داده شده‌است.



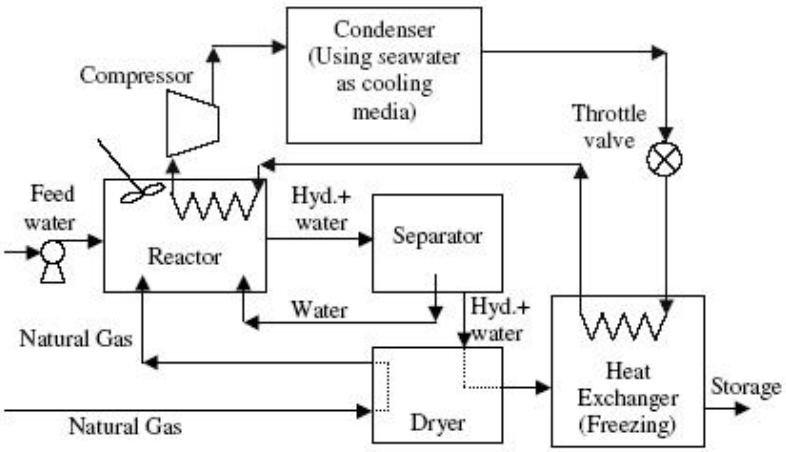
شکل 3) نمایی از سیکل مبرد مخلوط سه مرحله‌ای[8].

2-4- هیدرات گاز طبیعی (NGH)

هیدرات‌های گاز طبیعی ترکیبات جامد بلوری و یخ مانند هستند که از مولکول‌های آب یا یخ و مولکول‌های گاز درفشار بالا و دمای پایین تشکیل شده‌اند و اغلب به عنوان مولکول‌های میزبان و مهمان خوانده می‌شوند. پیوند هیدروژنی مولکول‌های آب باعث بوجودآمدن حفره‌هایی می‌شوند، که مولکول‌های کوچک گاز می‌توانند وارد این حفره‌ها شوند و باعث پایداری آن گردند. بطور کلی می‌توان هیدرات‌های گازی را بر اساس ساختار آنها به سه گروه: ساختار I (SI) ، ساختار II (SII) و ساختار H (SH) تقسیم نمود. در این مطالعه ساختار مورد مطالعه ساختار نوع SI فرض شده‌است، که هر واحد حجم آن حدود 170 واحد حجم استاندارد گاز متان را در خود جای می‌دهد [9].

با توجه به اینکه تاکنون تولید هیدرات گاز طبیعی در مقیاس صنعتی گزارش نشده‌است، در انجام مطالعات می‌توان از روش-های پیشنهادی که توسط محققین ارائه شده‌اند استفاده کرد. از جمله مهمترین آن‌ها می‌توان به پاشش آب/یخ به داخل رأکتور (فرایند گودمانسون) و تزریق گاز طبیعی به داخل آب (فرایند جوانمردی) اشاره کرد. در این مطالعه با توجه به جامعیت بیشتر روش جوانمردی از این روش برای انجام مطالعات استفاده شده‌است. در این روش ابتدا، گاز طبیعی پس از عبور از خشک‌کن به همراه آب تازه که خالص فرض می‌شود، وارد راکتور تولید هیدرات که در فشار 50 تا 90 بار و دمای حدود $^{\circ}C$ 15 عمل می‌کند، می‌شود. پس از این مرحله دوغاب هیدرات و آب آزاد به جداکننده (هیدروسیکلون و غربال) فرستاده می‌شوند تا آب آزاد پس از ترک جداکننده به راکتور برگردانده شود. در انتها برای قابلیت حمل هیدرات در فشار اتمسفریک، دمای هیدرات می‌بایست تا حدود $^{\circ}C$ 15- کاهش یابد. بدین منظور برای زدایش گرمای تشکیل هیدرات در راکتور و هچنین بار حرارتی سردسازی در مرحله آخر از یک چرخه سردساز خارجی پروپان استفاده شده‌است [8، 10]. در این مطالعه برای تولید هیدرات در دبی ورودی مورد نظر از 9 ترین موازی با ظرفیت 1/416 میلیون متر مکعب گاز ورودی در روز (50 MMSCFD) برای هر ترین، استفاده شده‌است. نمایی از فرآیند تولید NGH در شکل 4 نشان داده شده‌است.

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷



شکل 4) نمایی از فرآیند تولید هیدرات گاز طبیعی به روش جوانمردی [10].

3- مدل اقتصادی

بعد از طراحی تجهیزات موجود در هر فرآیند، با توجه به اینکه اقتصادی بودن روش، نیروی محرکه لازم را برای مطالعه هر چه بیشتر طراحی مورد استفاده در هر طرح پژوهشی به منظور صنعتی شدن آن، فراهم می‌کند، گام بعدی در یک مطالعه اقتصادی برآورد هزینه‌های مرتبط با آن می‌باشد. بدین منظور باید فاکتورهای تاثیر گذار متفاوت بر هزینه‌ها به طور کامل و صحیح بررسی شوند. بنابراین در این بخش از مطالعه به معرفی پارامترهای اقتصادی و روابط مورد نیاز برای برآورد هزینه‌های مورد بررسی که شامل: هزینه‌های سرمایه‌گذاری (TCI)، هزینه‌های عملیاتی (O&M)، هزینه‌های نهایی تولید محصول (TPC) و برآورد میزان سود-آوری (NPW) می‌باشند، پرداخته شده‌است. دراین مطالعه با توجه به اینکه هدف از انجام آن مقایسه اولیه‌ای برای انتخاب روش مناسب برای انتقال گاز طبیعی به منظور صادرات است، استفاده از یک برآورد مطالعاتی مطلوب به نظر می‌رسد. همچنین در این مطالعه از شاخص هزینه‌مارشال برای به روزرسانی هزینه‌ها استفاده شده‌است [11].

3-1- هزینه‌های سرمایه گذاری (TCI)

مجموع سرمایه‌گذاری ثابت (سرمایه مورد نیاز برای فراهم کردن تجهیزات تولیدی لازم و تاسیسات واحدها) و عملیاتی (سرمایه لازم در حین عملیات تولید محصول) را هزینه کل سرمایه-گذاری گویند. در این به منظور برآورد هزینه‌های TCI در هر فرآیند، ابتدا هزینه‌های مربوط به فرآیند تولید (معادله 1) و سپس هزینه‌های مربوط به بخش انتقال محصول توسط کشتی که همان هزینه خرید می‌باشد (معادله 2) برآورد شده‌اند. سپس هزینه‌های کلی TCI با توجه به مجموع دو هزینه فوق و روابط موجود (معادله 3) محاسبه گردیده‌اند [11، 12].

$$Production\ TCI\ cost = 2.36(Onsite) \quad (۱)$$

$$Transportation\ TCI\ Cost\ (MM\$) = Cost\ of\ any\ ships\left(\frac{MM\$}{ship}\right) \times Number\ of\ ships \quad (۲)$$

$$Total\ TCI\ Cost\ (MM\$) = Production\ TCI\ Cost + Transportation\ TCI\ Cost \quad (۳)$$

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

هزینه‌های درون‌واحدی (onsite) شامل هزینه‌های نصب تجهیزات مربوط به فرآیند می‌باشد که مستقیما از روابط ارائه شده در روش (Guthrie's correlation) قابل محاسبه اند [12].

3-2- هزینه‌های تعمیر و نگهداری (O&M)

هزینه O&M شامل هزینه‌های مربوط به عملیات در واحد فروش محصول است که قسمت عمده این هزینه ها شامل هزینه مواد خام ورودی به فرآیند، هزینه utility (آب، بخار، الکتریسیته و...) مورد استفاده در تجهیزات، هزینه تعمیر و نگهداری تجهیزات فرآیند تولید و هزینه کارگر می‌باشد. در بخش مربوط به هزینه‌های تعمیر و نگهداری، (O&M) هزینه‌های کلی به دو بخش هزینه-های مربوط به فرآیند تولید (معادله 4) و هزینه‌های فرآیند انتقال (معادله 5) تقسیم می‌شوند. که به طور جداگانه به محاسبه هر کدام پرداخته شده‌است. سپس هزینه‌های کلی عملیاتی با توجه به مجموع دو هزینه فوق و روابط موجود (معادله 6) محاسبه گردیده‌اند [8، 12].

$$Production\ O\&M\ Cost = 1.03(Raw\ Material + Utility) + 2.13(Labor) + 0.186(Onsite) + 0.025(Revenue) \quad (۴)$$

$$Transportation\ O\&M\ Cost\left(\frac{MM\$}{year}\right) = Cost\ of\ any\ ships\left(\frac{MM\$}{ship.year}\right) \times Number\ of\ ships \quad (۵)$$

$$Total\ O\&M\ Cost\left(\frac{MM\$}{year}\right) = Production\ O\&M\ Cost + transportation\ O\&M\ Cost \quad (۶)$$

3-3- هزینه‌های نهایی تولید محصول (TPC)

هزینه‌های نهایی تولید محصول شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی صرف شده برای تولید محصول مورد نظر می‌باشند. بررسی این هزینه به منظور مقایسه هزینه کل صرف شده با درآمد حاصله از فروش محصولات انجام می‌پذیرد. در این مطالعه با در نظر گرفتن دوره بهره‌برداری 20 ساله (N) از کارخانه و نرخ بهره نزولی پیوسته (i) برابر با 8% در سال، هزینه کل تولید محصول از روابط ارائه شده (معادلات 7 الی 9) محاسبه شده‌است [8].

$$Total\ product\ Cost = Amortized\ Tot.inv. + Amortized\ O\&M \quad (۷)$$

$$Amortized\ Tot.inv. = \frac{exp(0.08 \times 20)}{\sum_{N=1}^{19} exp(0.08 \times i)} \times TCI \quad \left(\frac{\$}{MJ}\right) \quad (۸)$$

$$Amortized\ O\&M = \frac{Total\ O\&M}{Capacity} \quad \left(\frac{\$}{MJ}\right) \quad (۹)$$

در این مطالعه هزینه مواد خام مصرفی (هزینه گاز طبیعی ورودی) و هزینه الکتریسیته مصرفی به ترتیب برابر با $/Mj 0/0036 و $/kWh 0/12 (محتوی انرژی گاز برابر MJ/m3 39/98 می‌باشد) در نظر گرفته شده‌اند. همچنین هزینه فروش (revenue) نیز وابسته به میزان هزینه فروش محصولات در نظر گرفته می‌شود. هزینه کارگر نیز با فرض 3 شیفت‌کاری 8 ساعته و تعداد واحدهای موجود در هر فرآیند، قابل محاسبه است.

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

4-3- میزان سودآوری فرآیند (NPW)

پروژه‌های جدید مثل ساخت یک کارخانه نیاز به تعهد یا تضمین سرمایه دارند. تصمیم‌گیری در این مورد بر اساس عوامل زیادی انجام می‌شود. در بخش خصوصی یک سیستم اقتصادی سرمایه‌داری شاید حصول سود اقتصادی مهمترین این عوامل باشد. یکی از روش‌های محاسبه سودآوری که ارزش زمانی پول را منظور می‌کند ارزش خالص فعلی است، که عبارت است از کل ارزش فعلی گردش‌های وجوه نقد منهای کل ارزش فعلی سرمایه‌گذاری (معادله 10) [11].

$$NPW = \sum_{j=1}^{N} PWF_{cf,j}\left[\left(S_j - C_{Oj} - d_j\right) \times (1 - \emptyset) + rec_j + d_j\right] - \sum_{j=1}^{N} PWF_{v,j} \times TCI \qquad (۱۰)$$

4- ارائه و بررسی نتایج

نتایج حاصل از بررسی‌ها و محاسبات صورت گرفته در این مطالعه در دو قسمت فرآیند تولید و فرآیند انتقال در ادامه ارائه شده‌اند. در فرآیند تولید نتایج کلی طراحی تمامی فلوشیت‌های شبیه‌سازی شده تولید محصولات، در هر روش انتقال که بر اساس نتایج حاصل از موازنه‌های جرم و انرژی حاصل از شبیه‌سازی و استانداردها و روابط موجود در کتابهای مرجع [11، 12] انجام پذیرفته‌است، در جداول مربوط به هر روش به صورت جداگانه ارائه شده‌است (جداول 2 الی 5).

جدول 2) نتایج طراحی و هزینه نصب تجهیزات (هزینه‌های درون واحدی) در فرآیند تولید CNG.

تجهیزات	مشخصات	هزینه نصب (میلیون دلار)
واحد فشرده‌سازی	توان مصرفی: 4897/48 Kw	6/4
واحد سرد سازی	توان مصرفی: 8339/91 Kw	10/53

جدول 3) نتایج طراحی و هزینه نصب تجهیزات (هزینه‌های درون واحدی) در فرآیند تولید GTL.

تجهیزات	مشخصات	هزینه نصب (میلیون دلار)
واحد تولید گاز سنتز	کوره (گرمایش اولیه خوراک گاز طبیعی) کمپرسور (افزایش فشار اکسیژن ورودی) مبدل (سرمایش گاز سنتز تولیدی) پمپ (افزایش فشار آب ورودی به راکتور) جداساز هیدروژن (غشاء الیاف توخالی) راکتور تولید گاز سنتز (بستر ثابت)	449/85
واحد سنتز فیشر-تروپش	کمپرسور (افزایش فشار جریان هیدروژن) مبدل (سرمایش محصولات فیشر-تروپش) راکتور سنتز فیشر-تروپش (چند لوله‌ای حاوی	223/292

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

	کاتالیست ترکیبی) جداکننده سه فازی (جداسازی گازها، میعانات آبی و میعانات الی) برج جداسازی محصولات (برش‌های سنگین از محصولات سبک) راکتور هیدروکراکینگ(شکست هیدروکربون-های سنگین به سبک) جداکننده دو فازی (جداساز گاز از مایعات) جداساز هیدروژن (غشاء هالوفیبر)	
واحد جداسازی محصولات	پمپ (افزایش فشار محصولات مرحله قبل) برج تقطیر حذف بوتان برج تقطیر نفتا برج تقطیر محصولات میانی (دیزل و کروزن) مبدل (سردسازی محصولات) تانک‌های ذخیره	115/018

جدول 4) نتایج طراحی و هزینه نصب تجهیزات (هزینه‌های درون واحدی) در فرآیند تولید LNG.

تجهیزات	مشخصات	هزینه نصب (میلیون دلار)
واحدهای پالایش	واحد نیتروژن زدایی واحد شیرین سازی واحد آب زدایی	324/297
کمپرسور	توان مصرفی: 28/92 MW بازده کمپرسور: 0/8 (ایزنتروپیک)	80/67
مبدل‌های تولید LNG	گرمای مبادله شده: 127/41 MW سطح مبدل‌ها: 5823 m^2	9/75
جداکننده	ظرفیت: 2662/2 m^3/hr	0/12
کندانسور	گرمای مبادله شده: 157 MW سطح مبدل: 2094 m^2	2/202

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

تانک ذخیره	ظرفیت هر تانک ذخیره‌سازی: $64000\ m^3$ تعداد تانک‌های ذخیره‌سازی: 3	117/09

جدول 5) نتایج طراحی و هزینه نصب تجهیزات (هزینه‌های درون واحدی) در فرآیند تولید NGH، در هر ترین.

تجهیزات	مشخصات	هزینه نصب (میلیون دلار)
کمپرسور	توان مصرفی: 23/65 MW بازده کمپرسور: 0/8 (ایزنتروپیک)	60/8
راکتور تولید هیدرات	گرمای مبادله شده: 44/7 MW سطح مبدل: $4024\ m^2$	8/7
جداکننده	ظرفیت: $1075\ m^3/hr$	3/322
کندانسور	گرمای مبادله شده: -77/172 MW سطح مبدل: $5436\ m^2$	8/115
خشک‌کن	گرمای مبادله شده: 0/74 MW سطح مبدل: $901\ m^2$	1/94
مبدل	گرمای مبادله شده: 8/822 MW سطح مبدل: $841\ m^2$	1/09
پمپ‌ها	توان مصرفی: 1/304 MW ظرفیت: $0/279\ m^3/hr$	0/2928
تانک ذخیره	ظرفیت هر تانک ذخیره‌سازی: $40000\ m^3$ تعداد تانک‌های ذخیره‌سازی (برای 9 ترین): 15	325/5

در فرآیند انتقال نتایج مربوط به انتقال محصولات مورد نظر در هر تکنولوژی ارائه شده‌است. در این بخش تعداد کشتی‌های مورد نیاز برای انتقال در فواصل مشخص، با توجه به اینکه زمان لازم برای هر سیکل انتقال شامل زمان بارگذاری، تخلیه و زمان سفر می‌باشد، محاسبه شده‌اند (جدول 7). داده‌های مورد نیاز برای محاسبه زمان هر سیکل انتقال در هر روش در جدول 6 ارائه شده‌است.

جدول 6) داده‌های مورد نیاز برای محاسبه زمان هر سیکل انتقال در هر یک از روش‌های مورد بررسی [4، 5، 7، 10].

تکنولوژی انتقال	ظرفیت کشتی	سرعت متوسط (Km/hr)	زمان بارگذاری و تخلیه (روز)
LNG	$138000\ m^3$	37	14
CNG	$99104\ m^3$	33	2

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

14	34	3000 Ton	GTL
12	29	25000 m^3	NGH

جدول 7) تعداد کشتی‌های مورد نیاز برای انتقال محصولات در هر روش در فواصل مختلف انتقال.

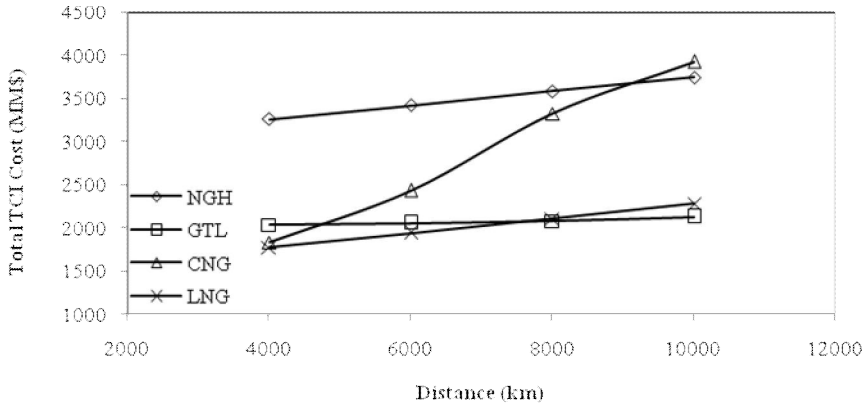
فاصله (کیلومتر)	LNG	CNG	GTL	NGH
4000	3	6	6	9
6000	4	8	7	10
8000	5	11	8	12
10000	6	13	10	14

بعد از تخمین تعداد کشتی‌های مورد نیاز برای انتقال محصولات، بر اساس داده‌های پایه (جدول 7) هزینه‌های مرتبط با انتقال محصولات (TCI ,O&M) در هر یک از فواصل مورد بررسی در این مطالعه قابل محاسبه می‌باشند.

جدول 7) هزینه‌های پایه فرآیند انتقال در هر تکنولوژی مورد بررسی [7، 8، 10].

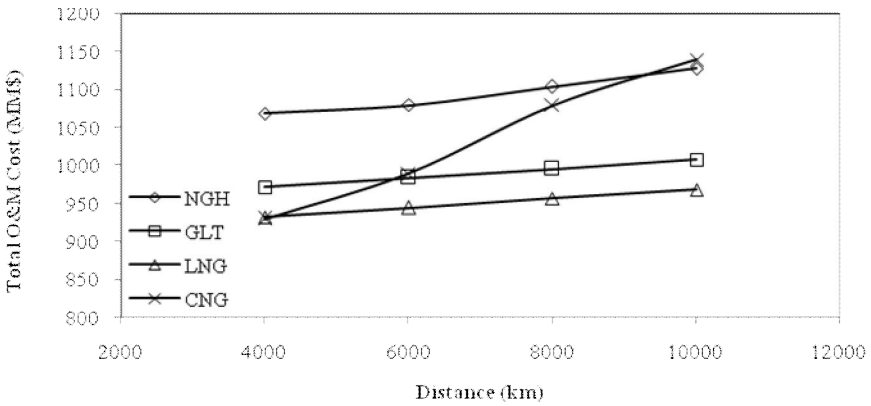
تکنولوژی انتقال	هزینه خرید هر کشتی (میلیون دلار)	هزینه تعمیر و نگهداری هر کشتی (میلیون دلار)
LNG	170	12
CNG	299	30
GTL	24	12
NGH	80	12

همانطور که در ابتدا مطالعه ذکر شد هدف از انجام این مطالعه یافتن بهترین روش از لحاظ اقتصادی برای انتقال گاز طبیعی به منظور صادرات است. بدین منظور با استفاده از نتایج بدست آمده در بالا، تمودارهای مقایسه‌ای هزینه‌های مورد بررسی در مطالعه (TCI, O&M, TPC, NPW) برای روش‌های متفاوت انتقال در مسافت‌های مورد بررسی، رسم شده‌اند (شکل‌های 5 الی 8).

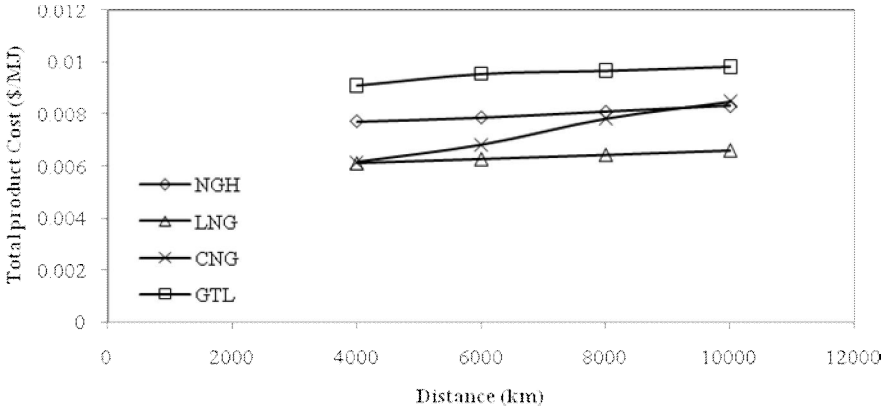


شکل 5) مقایسه هزینه‌های سرمایه‌گذاری هر یک از روش‌های انتقال گاز در برابر فاصله.

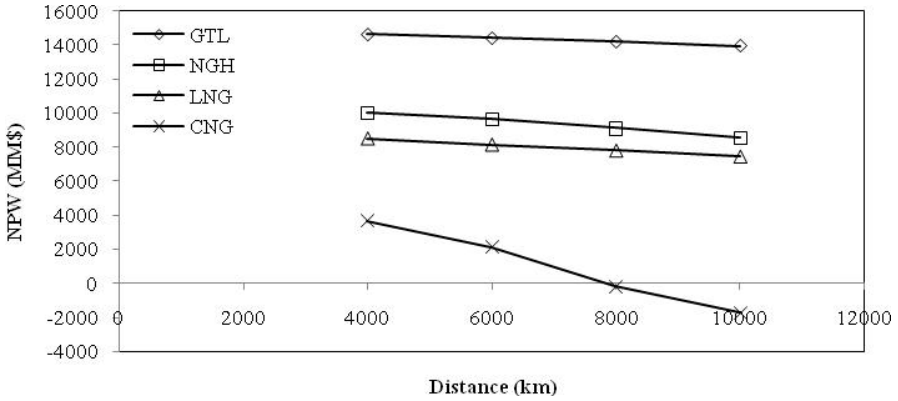
ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷



شکل 6) مقایسه هزینه‌های تعمیر و نگهداری هر یک از روش‌های انتقال گاز در برابر فاصله.



شکل 7) مقایسه هزینه‌های نهایی تولید هر یک از روش‌های انتقال گاز در برابر فاصله.



شکل 8) مقایسه میزان سودآوری هر یک از روش‌های انتقال گاز در برابر فاصله.

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

با توجه به شکل‌های 5 الی 8 نتایج زیر بدست آمده است.

- در تمامی روش‌های انتقال با افزایش مسافت انتقال در ظرفیت مورد نظر گاز طبیعی ورودی به فرآیند، به طور کلی هزینه‌ها افزایش می‌یابند. زیرا هزینه عمده سرمایه‌گذاری در هر روش مربوط به هزینه انتقال آن می‌باشد. در نتیجه هر چه تعداد کشتی‌های لازم برای انتقال محصولات افزایش یابد، هزینه نهایی نیز افزایش می‌یابد. لازم به ذکر است با افزایش مسافت انتقال، زمان سیکل انتقال افزایش یافته، در نتیجه تعداد کشتی‌های لازم برای انتقال افزایش می‌یابد.
- در تمامی روش‌های انتقال با افزایش مسافت انتقال، به طور کلی سودآوری کاهش می‌یابد. زیرا با افزایش مسافت انتقال محصولات، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی به دلیل افزایش تعداد کشتی‌های لازم برای انتقال افزایش می‌یابند در حالیکه هزینه حاصل از فروش محصولات با توجه به دبی مشخص آن میزانی ثابت باقی می‌ماند.
- با توجه به اینکه در فرآیندهای CNG و LNG هزینه عمده، مربوط به هزینه‌های انتقال (خرید کشتی) می‌باشد. شیب تغییرات هزینه‌های آنها در برابر افزایش مسافت بیشتر از فرآیندهای NGH وGTL است. به طوریکه منحنی مربوط به هزینه‌های سرمایه‌گذاری CNG در فاصله‌های تقریبی 3500، 5000 و 9000 km به ترتیب منحنی‌های مربوط به فرآیندهای LNG, GTL و NGH را قطع می‌کند. همچنین منحنی مربوط به LNG در فاصله تقریبی 7500 km منحنی GTL را قطع می‌کند.
- در مورد با هزینه‌های عملیاتی نیز روند بالا در مورد فرآیند CNG اتفاق می‌افتد، به طوریکه منحنی هزینه‌های عملیاتی آن در فاصله‌های 4000، 6000 و 9000 km به ترتیب منحنی‌های مربوط به فرآیندهای LNG, GTL و NGH را قطع می‌کند.
- در مورد با مقایسه سودآوری فرآیندهای مورد بررسی با توجه به نتایج حاصله، روندی نزولی برای فرآیندهای مورد بررسی در برابر فاصله مشاهده می‌شود. به طوریکه سودآوری فرآیندها به ترتیب GTL>NGH>LNG>CNG می‌باشد. نکته قابل توجه در این مورد این است که سودآوری فرآیند NGH نسبت به فرآیند LNG بیشتر است، همچنین فرآیند CNG در فاصله بیشتر از 8000 km با سودآوری منفی مواجه می‌گردد.

5- نتیجه گیری

در این مطالعه بعد از بررسی روش‌های متفاوت انتقال دریایی 450MMSCFD گاز طبیعی از جنوبی‌ترین منطقه ایران به بازارهای مصرف، بر اساس مناسب‌ترین تکنولوژی معرفی شده در هر روش، شبیه‌سازی فرآیند تولید و طراحی واحد شبیه‌سازی شده، انجام گرفت. در انتها نیز با استفاده از روابط اقتصادی هزینه‌های سرمایه‌گذاری (TCI)، هزینه‌های عملیاتی (O&M)، هزینه‌های نهایی تولید محصول (TPC) و میزان سودآوری هر یک از فرآیندهای مذکور (NPW) برآورد شدند. نتایج حاصل از این مطالعه نشان می‌دهد که با افزایش مسافت انتقال رتبه‌بندی اقتصادی روش‌ها تغییر می‌کند، به نحویکه که از بین روش‌های بررسی شده روش CNG برای مسافتهای کوتاه مناسب‌ترین می‌باشد. همچنین روش LNG بعد از CNG و روش GTL بعد از این دو در مسافت‌های بیشتر انتقال از لحاظ اقتصادی مناسب‌تر اند. در این مطالعه هزینه‌های مرتبط با فرآیند NGH بالا می‌باشند، که این مورد به خاطر دبی بالا گاز ورودی و همچنین دمای بالای آب دریای خلیج فارس که هر دو در هزینه‌های سیکل سردسازی تاثیر بسزایی دارند، می‌تواند باشد.

قدردانی

از شرکت گاز پارس جنوبی به دلیل حمایت مالی از این مطالعه قدردانی می‌گردد.

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷

فهرست علائم و متغیرها

MMSCFD	Million Standard Cubic feet per day
N	Interest periods
I	Compound interest rate
$PWF_{cf,j}$	Selectivity coefficient values for the current cash flow in my j
$PWF_{v,j}$	Selectivity coefficient for the current value of investment in my j
rec_j	Scrap value at the end of useful life
N_P	The net profit after tax
S_j	The annual sales
C_j	Operating Costs
d_j	Cost amortization
ø	Income tax rate

منابع:

[1] International Energy Outlook, Energy Information Administrative, June 2006.

[2] South pars gas company, Iran, available from: http://www.spgc.ir/neweng.

[3] G. Suberto, K. Sun, A. Deshpande, J. McLaughlin, J. Michael, "A Comparative Study of Sea-Going Natural Gas Transport", SPE 90243, September 2004.

[4] M. J. Economides, S Kai, G. Suberto, "Compressed Natural Gas (CNG) An Alternative for Liquid Natural Gas", SPE9 2047, April 2005.

[5] Base on information available from.http://library.niordc.ir

[6] S. C. Gandolphe, O. Appert, R. Dickel, "The Challenges of further cost reductions for new supply options (Pipeline, LNG, GTL)", 22nd World Gas Conference, 1-5 June 2003, Tokyo, Japan.

[7]J. Javanmardi, Kh. Nasrifar, S. H. Najibi, M. Moshfeghian, "Feasibility of transporting LNG from South-Pars gas field to potential markets", Thermal Engineering, 26 (2006) 1812–1819.

[8] R. Rezaei, "Economic Evaluation of Iran's Natural Gas Transportation to Market", M.Sc. Final Thesis, Petroleum University of Technology, Ahwaz Faculty of Petroleum Engineering, Gas Engineering Department, October 2007.

[9] R.A. Dawe, "Hydrate technology for transporting natural gas", Engineering Journal of the University of Qatar 16 (2003) 11–18.

[10] J. Javanmardi, Kh. Nasrifar, S.H. Najibi, M. Moshfeghian, "Economic evaluation of natural gas hydrates as an alternative for natural gas transportation", Applied Thermal Engineering 25 (2005) 1708–1723.

[11] M. S. Peters, K. D. Timmerhaus, "Plant Design & Economics for Chemical Engineers", Edition, Mc Grow-Hill, Inc, 2002.

[12] J.M. Douglas, "Conceptual Design of Chemical Process", McGraw-Hill Book Co., New York, NY, 1988.

ISBN ۹۷۸-۶۰۰-۹۲۷۳۷-۳-۷