Archive of SID

دریافت مقاله: ۸۷/۱/۲۰
پذیرش مقاله: ۸۷/۷/۱۶

ارزیابی فنی ـ اقتصادی احداث واحدهای تولید فرآورده‌های GTL در کشور

مصطفی توانپور[۱] ـ خلیل کاظمی[۲] ـ مجید فرمد[۳]

چکیده

تکنولوژی تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی به عنوان یکی از روش‌های فرآورش گاز طبیعی، ضمن تسهیل در انتقال گاز طبیعی به نقاط دور دست، با ایجاد ارزش افزوده و مزیت‌های زیست محیطی و نیز بازیابی گازهای همراه نفت و تبدیل به محصولات با ارزش، توجه کشورهای صاحب منابع گازی را به خود جلب کرده است. در این مقاله، ضمن معرفی اجمالی فرآیند GTL، توجیه اقتصادی احداث یک واحد فرضی GTL در دو الگوی "با" و "بدون" توسعه و بهره برداری از مخزن گازی مورد ارزیابی قرار گرفته است. براساس نتایج به‌دست آمده، احداث واحدهای GTL از نظر اقتصادی کاملا توجیه‌پذیر است؛ به طوری که ارزش افزوده محصولات GTL نسبت به گاز طبیعی بالا بوده و صادرات آن از نظر منافع ملی بسیار با ارزش‌تر از فروش گاز طبیعی از طریق خط لوله یا LNG می‌باشد. همچنین با توجه به هزینه بالای تولید محصولات نفتی با کیفیت از نظر زیست محیطی در پالایشگاههای نفت، محصولات GTL از نظر قیمت کاملا" توان رقابت با چنین محصولاتی را خواهند داشت. در نهایت، با مطالعه روش‌های سرمایه گذاری

۱. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، معاون مدیرکل دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی، وزارت نیرو، m.tavanpour@moe.org.ir
۲. کارشناس ارشد اقتصاد انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی، وزارت نیرو، khkazemi@moe.org.ir
۳. مدیرکل دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی، وزارت نیرو، mfarmad@tavanir.org.ir

www.SID.ir

Archive of SID

مرسوم در صنایع پایین‌دستی گاز، راهکارهای بهینه تامین منابع مالی و جذب دانش فنی طرح، معرفی و مورد بررسی قرار می‌گیرد.

واژه‌های کلیدی: تکنولوژی GTL، گازطبیعی، ارزش‌افزوده، فرآورش و انتقال گاز.

طبقه‌بندی JEL: Q42, O13, O14, O22, O32, C65

۱. مقدمه

گازطبیعی شامل ۹۵ درصد متان و ترکیبات سنگین‌تر مانند اتان یا پروپان و درصد ناچیزی از ناخالصی‌هاست. جهت استفاده از آن به صورت تجاری، ابتدا در پالایشگاه‌های گاز که اصولا در نزدیکی مخازن گازی نیز هستند، گاز طبیعی استخراج شده مورد تصفیه فیزیکی و شیمیایی قرار می‌گیرد تا پس از دستیابی به مشخصات فنی مورد نظر، از طریق یک روش مناسب به بازارهای مصرف مربوطه انتقال یابد. انتقال گاز طبیعی به مراکز مصرف دوردست می‌تواند با یکی از روش‌های استفاده از خطوط لوله و انتقال گاز طبیعی، روش‌های تسهیل در انتقال گاز طبیعی (صادرات گاز طبیعی فشرده و یا گاز طبیعی مایع) و در نهایت، تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی میان تقطیر GTL[1] با ارزش افزوده بالا انجام شود. فناوری GTL مجموعه یکپارچه‌ای از فناوری‌های مختلف است که سنتز فیشر- تروپش در قلب آن جای گرفته‌است. در این فرآیند، ابتدا بااستفاده از روش‌هایی‌چون تغییر مولکولی با بخار[2]، تغییر مولکولی خودگرمایی[3] و اکسیداسیون جزئی[4]، متان و اکسیژن ترکیب‌شده و گاز سنتز به‌دست می‌آید. تولید گاز سنتز براساس پیچیدگی واحدهای پایین‌دستی تا ۷۰٪ هزینه اولیه و عملیاتی کارخانه GTL را به خود اختصاص می‌دهد.

در مرحله بعدی، گاز سنتز تحت فشار اتمسفر و در درجه حرارت ۱۰۰ الی ۳۰۰ درجه سانتیگراد، در مجاورت کاتالیست‌های فلزی همچون آهن، کبالت، نیکل، روتنیم و یا رودیم به صورت هیدروکربنهای خطی و غیرخطی درمی‌آید. این فرآیند تحت عنوان فرآیند فیشر- تروپش شناخته می‌شود. در نهایت، در مرحله پالایش و بهبود کیفیت

1. Gas To Liquid
2. Steam Reforming
3. Auto thermal Reforming
4. Partial Oxidation (POX)

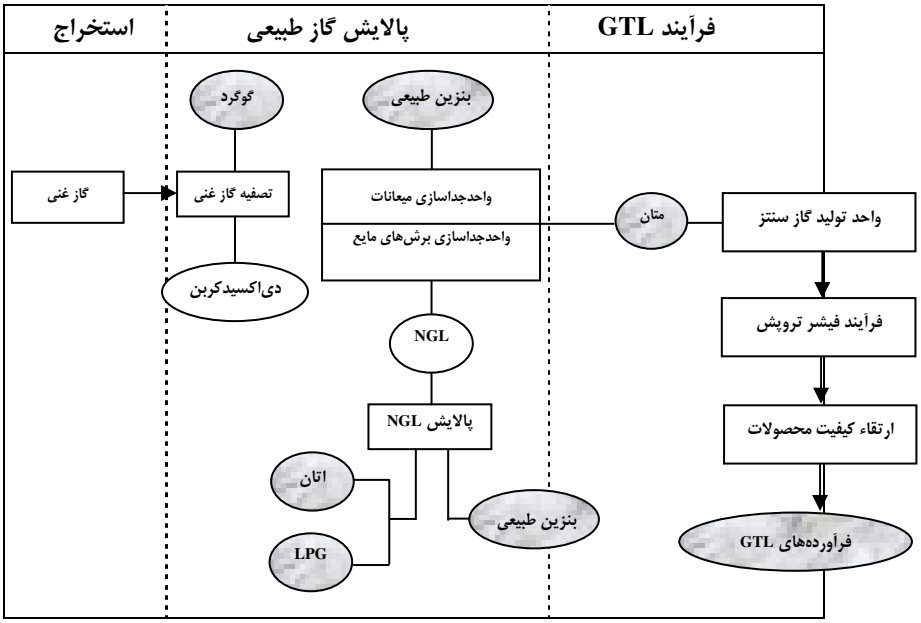
www.SID.ir

Archive of SID

هیدروکربن‌های خطی و غیرخطی، با استفاده از فرآیندهای شناخته شده پالایشگاهی همچون هیدروکراکینگ، ایزومراسیون و غیره، محصولاتی در دامنه C_{10} تا C_{20} همچون گازوئیل (محصول غالب)، نفتا، نفت سفید، بنزین و فرآورده‌های ویژه‌ای همچون روغن روان‌ساز و پارافین حاصل می‌شود. توزیع محصولات به عواملی مانند دمای عملیاتی، نوع کاتالیست، میزان یا نوع ارتقادهنده کاتالیست، ترکیب گاز خوراک، فشار عملیاتی و نوع راکتور مورد استفاده بستگی دارد. کیفیت محصولات GTL بسیار بالا بوده و عاری از گوگرد و ترکیبات حلقوی (معطره)[1] می‌باشد و خواص زیست‌محیطی آنها از نظر استفاده به عنوان سوخت‌های موتورهای پاک بسیار با ارزش است. کاربرد GTL در بازیابی گازهای همراه نفت و جلوگیری از سوزانده شدن این گازها و تبدیل آنها به محصولات با ارزش، یکی دیگر از ویژگی‌های خاص این فناوری است.

در واحدهای تولید فرآورده‌های GTL در نزدیکی مخازن گازی که با توسعه و بهره‌برداری از مخزن همراه هستند، گاز غنی پس از طی مراحل، اکتشاف، حفاری و استخراج از شرکت‌های مربوطه خریداری شده و توسط واحد پالایش گاز طبیعی که در

شکل ۱. طرح واحد GTL



1 . Aromatic

www.SID.ir

Archive of SID

کنار تأسیسات GTL احداث خواهد شد، گوگرد، میعانات گازی و مایعات گازی آن جدا شده و به‌عنوان محصولات جانبی و منابع درآمدزا در کنار محصولات اصلی فرآیند GTL به فروش می‌رسند.

براساس این رویکرد، مشخصات‌فنی پروژه مذکور در جدول ۱ ارائه شده‌است. لازم به ذکر است که پروژه مذکور براساس نتایج مطالعات صورت گرفته در ارتباط با مسائل فنی بازار GTL در ایران و جهان، و تجربیات داخلی و خارجی تعریف شده است.

جدول ۱. مشخصات پروژه مورد ارزیابی

<table>
<tr><td colspan="9">ظرفیت واحد: ۳۵،۰۰۰ بشکه در روز</td></tr>
<tr><td colspan="3">محصولات اصلی</td><td colspan="6">محصولات جانبی</td></tr>
<tr><td>نام محصول</td><td>واحد</td><td>حجم تولید</td><td colspan="2">نام محصول</td><td>واحد</td><td colspan="3">حجم تولید</td></tr>
<tr><td>LPG</td><td>بشکه در روز</td><td>۱،۰۲۹</td><td colspan="2">اتان</td><td>تن در سال</td><td colspan="3">۸۹،۱۴۵</td></tr>
<tr><td>نفتا</td><td>بشکه در روز</td><td>۷،۲۰۶</td><td colspan="2">LPG</td><td>تن در سال</td><td colspan="3">۱۶۸،۳۸۵</td></tr>
<tr><td>گازوئیل</td><td>بشکه در روز</td><td>۲۶،۷۶۵</td><td colspan="2">گوگرد</td><td>تن در سال</td><td colspan="3">۶۹</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td colspan="2">بنزین طبیعی</td><td>بشکه در روز</td><td colspan="3">۱۳،۲۷۳</td></tr>
<tr><td colspan="9">قیمت گاز طبیعی (گاز غنی): ۱/۵ دلار به ازای هر یک میلیون BTU(۵/۳ سنت به ازای هر مترمکعب با استناد به قیمت جهانی گاز غنی)</td></tr>
<tr><td colspan="9">هزینه پالایش هر متر مکعب گاز طبیعی: ۲/۵ سنت به ازای هر مترمکعب</td></tr>
<tr><td colspan="9">حجم گاز مورد نیاز به ازای هر بشکه محصول اصلی: ۳۲۲ مترمکعب</td></tr>
<tr><td colspan="9">تعداد روزهای کاری در یک سال: ۳۴۰ روز</td></tr>
<tr><td colspan="4">سهم تسهیلات‌مالی از کل‌سرمایه‌گذاری: ۷۰ درصد</td><td colspan="5">نرخ بهره بانکی: ٪۲ + Libor</td></tr>
<tr><td rowspan="2">دوران ساخت: ۳ سال</td><td colspan="2">سال اول</td><td colspan="2">سال دوم</td><td colspan="3">سال سوم</td></tr>
<tr><td colspan="2">۲۵ درصد</td><td colspan="2">۳۵ درصد</td><td colspan="3">۴۰ درصد</td></tr>
<tr><td rowspan="2">دوران بهره‌برداری: ۲۵ سال</td><td>سال اول</td><td>سال دوم</td><td>سال سوم</td><td>سال چهارم</td><td>سال پنجم</td><td>سال ششم</td><td>سال هفتم</td></tr>
<tr><td>٪۷۰</td><td>٪۷۵</td><td>٪۸۰</td><td>٪۸۵</td><td>٪۹۰</td><td>٪۹۵</td><td>٪۱۰۰</td></tr>
</table>

مأخذ: www.shell.com و www.gtltec.com

امکان‌سنجی اقتصادی کاربرد فناوری GTL برای ایران، علیرضا احمدخانی، رساله کارشناسی ارشد دانشکده اقتصاد، دانشگاه تهران، ۱۳۸۲

www.SID.ir

Archive of SID

۲. برآورد هزینه‌های سرمایه‌گذاری

کل هزینه‌های ثابت سرمایه‌گذاری طرح شامل هزینه احداث پالایشگاه گازطبیعی، تأسیسات و تجهیزات واحد GTL و هزینه خرید دانش فنی و لیسانس در حدود ۱/۲۱ میلیارد دلار برآورد شده است. در این بین تأسیسات و تجهیزات واحد GTL با هزینه‌ای معادل ۸۷۵ میلیون دلار ۷۲٪ از حجم کل سرمایه‌گذاری را به خود اختصاص داده است و پس از آن پالایشگاه گاز طبیعی با هزینه سرمایه‌گذاری حدود ۲۴۷/۶ میلیون دلار ۲۱٪ و خرید دانش فنی و لیسانس با هزینهٔ حدود ۸۷/۵ میلیون دلار ۷٪ از کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری را به خود اختصاص داده‌اند.

الف. هزینه‌های سرمایه‌گذاری واحد GTL: در برآورد هزینه‌های سرمایه‌گذاری واحدهای GTL دو عامل حجم سرمایه‌گذاری به ازای هر بشکه محصول نهایی؛ و ترکیب سرمایه‌گذاری در بخش‌ها یا واحدهای مختلف یک کارخانه GTL، نقش تعیین‌کننده‌ای خواهند داشت. حجم سرمایه‌گذاری به ازای هر بشکه محصول نهایی براساس مقیاس اقتصادی ارائه شده در جدول ۲، معادل ۲۵،۰۰۰ دلار به ازای هر بشکه در نظر گرفته شده است. براین اساس، حجم سرمایه‌گذاری واحد GTL با ظرفیت تولید ۳۵،۰۰۰ بشکه در روز معادل ۸۷۵ میلیون دلار برآورد می‌گردد. جهت محاسبه هزینه سرمایه‌گذاری ظرفیت‌های مابین محدوده‌ها، می‌توان از روش درونیابی استفاده کرد.

ترکیب سرمایه‌گذاری در بخش‌ها یا واحدهای مختلف یک کارخانه GTL پس از بررسی ترکیب‌های ارائه شده از سوی صاحبان تکنولوژی در جهان، نهایتا براساس ترکیب نسبتا مفصلی که کمپانی شل ارائه داده است در جدول ۳ به تفکیک واحدهای مختلف آورده شده است.

جدول ۲. مقیاس اقتصادی واحدهای GTL

اندازه واحد صنعتی	ظرفیت (بشکه در روز)	هزینه سرمایه‌گذاری (دلار به ازای هر بشکه)
کوچک	تا ۱۰،۰۰۰	۴۰،۰۰۰
متوسط	بین ۱۰،۰۰۰ تا ۳۵،۰۰۰	بین ۴۰،۰۰۰ تا ۲۵،۰۰۰
بزرگ	بیش از ۳۵،۰۰۰	بین ۲۵،۰۰۰ تا ۱۹،۷۰۰

مآخذ: Department of Industry, Science & Resources of Gaffney, Cline & Associates

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۳. ترکیب هزینه‌های سرمایه‌گذاری در واحدهای مختلف واحد GTL

ردیف	اقلام هزینه سرمایه‌گذاری	سهم نسبت به کل (درصد)	ارزش دلاری (هزار دلار)
۱	واحد تولید گاز سنتز	۳۳	۲۸۸،۷۵۰
۲	واحد فرآیند فیشرتروپش	۱۴	۱۲۲،۵۰۰
۳	واحد جداسازی هوا	۱۶	۱۴۰،۰۰۰
۴	تأسیسات و تجهیزات	۱۰	۸۷،۵۰۰
۵	برق (قدرت)	۸	۷۰،۰۰۰
۶	Hydro finishing	۱۰	۸۷،۵۰۰
۷	واحد تصفیه اولیه گاز طبیعی	۳	۲۶،۲۵۰
۸	سایر هزینه‌ها	۶	۵۲،۵۰۰
	جمع		۸۷۵،۰۰۰

توضیح ۱: اقلام هزینه‌های سرمایه‌گذاری براساس واحدهای واحد GTL در مطالعات کمپانی Shell در نظر گرفته شده است.

توضیح ۲: سهم هر یک از اقلام نسبت به کل نیز براساس الگوی ارائه شده از سوی Shell در نظر گرفته شده است.

ب. هزینه‌های سرمایه‌گذاری پالایشگاه گاز: در کنار کارخانه GTL، یک واحد پالایش گازطبیعی ضمن تولید متان مورد نیاز کارخانه GTL، به جداسازی میعانات، مایعات گازی و گازهای اسیدی، به منظور افزایش میزان سودآوری طرح می‌پردازد. برای این منظور از هزینه‌های سرمایه‌گذاری در پالایشگاه‌های فازهای مختلف پارس جنوبی استفاده شده است. در صورتی که هزینه احداث پالایشگاه گاز طبیعی با ظرفیت پالایش ۲۸ میلیون مترمکعب گاز در روز را معادل ۱ میلیارد دلار در نظر بگیریم. هزینه سرمایه‌گذاری جهت احداث پالایشگاه با ظرفیت پالایش ۱ مترمکعب گاز طبیعی در روز معادل ۳۵/۷ دلار در بخش خشکی و دریا برآورد می‌گردد که با احتساب ۷۰ درصد آن به عنوان هزینه‌های احداث پالایشگاه در بخش خشکی، پیش‌بینی می‌شود هزینه‌ای در حدود ۲۴۷/۶ میلیون دلار به عنوان هزینه سرمایه‌گذاری متوجه پروژه گردد.

ج. هزینه سرمایه‌گذاری جهت خرید دانش فنی و لیسانس‌های مورد نیاز: به طور کلی در طرح‌های صنعتی بین ۵ تا ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌گذاری به هزینه خرید دانش فنی و لیسانس‌های مورد نیاز طرح اختصاص می‌یابد. با توجه به جدید بودن تکنولوژی و همچنین اهمیت و حساسیت استراتژیک آن، این هزینه معادل ۱۰ درصد هزینه‌های

www.SID.ir

Archive of SID

سرمایه‌گذاری کارخانه GTL یعنی معادل ۸۷/۵ میلیون دلار برآورد شده است.

۳. برنامه تولید و برآورد هزینه‌های دوران بهره‌برداری

محصولات طرح مورد مطالعه به دو بخش محصولات اصلی حاصل از واحد GTL و محصولات جانبی حاصل از پالایش گاز طبیعی تقسیم می‌شوند. براساس مشخصات تعریف شده پروژه، ظرفیت طرح به عنوان یک ظرفیت پایه در مقیاس واحدهای متوسط GTL است و محصولات اصلی آن شامل LPG (۳٪ کل محصولات)، نفتا (۲۱٪ کل محصولات) و گازوئیل (۷۶٪ کل محصولات) می‌باشد که براساس موازنه جرم ارائه شده از سوی شرکت ساسول، در نظر گرفته شده است. از سوی دیگر با فرض استفاده از مخزنی مشابه مخزن گازی پارس جنوبی، در صورت احداث یک واحد پالایشگاهی در کنار کارخانه GTL امکان تولید و فروش محصولاتی همچون اتان، LPG، گوگرد و بنزین طبیعی به عنوان محصولات جانبی طرح فراهم خواهد آمد. در جدول ۴، انواع محصولات اصلی و جانبی و همچنین میزان قابل تولید هر محصول و نحوه محاسبه میزان آن ارائه شده است.

در صورتی که دوران بهره‌برداری را ۲۵ سال و تعداد روزهای کاری در هر سال را ۳۴۰ روز در نظر بگیریم، براساس روند ارائه شده در جدول ۵ در ارتباط با بهره‌برداری از ظرفیت اسمی کارخانه در هر سال، چنین پیش‌بینی شده است که طرح مذکور با ۷۰ درصد ظرفیت اسمی خود در سال اول بهره‌برداری آغاز به کار نموده و در گام‌های ۵ درصدی در سال هفتم بهره‌برداری به ظرفیت کامل برسد.

هزینه‌های دوران بهره‌برداری طرح به سه بخش هزینه‌های متغیر و ثابت و هزینه‌های اجتماعی تقسیم می‌شود. هزینه متغیر طرح شامل هزینه کاتالیست‌ها و مصارف تأسیساتی، هزینه گاز طبیعی، هزینه پالایش گاز طبیعی، هزینه نیروی انسانی، و هزینه‌های بالاسری است. هزینه‌های ثابت شامل استهلاک، هزینه‌های غیرعملیاتی ثابت، و هزینه‌های مالی طرح می‌شود. براساس طبقه‌بندی فوق، هزینه دوران بهره‌برداری طرح در صورت رسیدن به ظرفیت کامل در هر سال حدود ۴۳۶/۷ میلیون دلار برآورد می‌شود که در این بین هزینه‌های متغیر بهره‌برداری در حدود ۳۷۰ میلیون دلار، و هزینه‌های ثابت حدود ۶۶ میلیون دلار است. هزینه‌های اجتماعی شامل هزینه‌های زیست‌محیطی در حدود ۱۷۸۵ دلار در سال محاسبه شده است. در جدول ۶، هزینه‌های دوران بهره‌برداری به طور خلاصه ارائه شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۴. میزان قابل تولید محصولات اصلی و جانبی کارخانه

محصولات اصلی			
نام محصول	واحد	نحوه برآورد میزان قابل تولید	حجم قابل تولید
LPG	بشکه در روز	براساس موازنه جرم ارائه شده از سوی ساسول معادل ۳ درصد کل ظرفیت	۱،۰۲۹
نفتا	بشکه در روز	براساس موازنه جرم ارائه شده از سوی ساسول معادل ۲۱ درصد کل ظرفیت	۷،۲۰۶
گازوئیل	بشکه در روز	براساس موازنه جرم ارائه شده از سوی ساسول معادل ۷۶ درصد کل ظرفیت	۲۶،۷۶۵
جمع	بشکه در روز	-	۳۵،۰۰۰
محصولات فرعی			
نام محصول	واحد	نحوه برآورد میزان قابل تولید[1]	حجم قابل تولید
اتان	تن در سال	به ازای هر یک میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز ۹۰۰۰ تن در سال اتان تولید می‌شود	۸۹،۱۴۵
LPG	تن در سال	به ازای هر یک میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز ۱۷۰۰۰ تن در روز LPG تولید می‌شود	۱۶۸،۳۸۵
گوگرد	تن در روز	به ازای هر یک میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز ۷ تن گوگرد در روز تولید می‌شود	۶۹
بنزین طبیعی	تن در روز	به ازای هر یک میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز ۱۳۴۰ بشکه بنزین طبیعی در روز تولید می‌شود	۱۳،۲۷۳

توضیح ۱: معیارهای ارائه شده درنحوه برآورد میزان قابل تولید محصولات فرعی، فاز ۱۴ مخزن گازی پارس‌جنوبی می‌باشد.

مأخذ: www.sasol و مطالعات اولیه شرکت ساسول برای احداث واحد GTL در فاز ۱۴ پارس جنوبی

جدول ۵. روند بهره‌برداری از ظرفیت اسمی پروژه

سال‌های دوران بهره‌برداری	سال اول	سال دوم	سال سوم	سال چهارم	سال پنجم	سال ششم	سال هفتم
نرخ بهره‌برداری از ظرفیت اسمی	٪۷۰	٪۷۵	٪۸۰	٪۸۵	٪۹۰	٪۹۵	٪۱۰۰

مأخذ: محاسبات مختلف براساس مفروضات جدول ۱

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۶. هزینه‌های دوران بهره‌برداری

ردیف	اقلام هزینه	توضیحات	هزینه سالیانه در شرایط بهره‌برداری کامل از ظرفیت اسمی (میلیون دلار)
هزینه‌های متغیر دوران بهره‌برداری			
۱	کاتالیست‌ها و مصارف تأسیساتی	۳ دلار به ازای هر بشکه محصول نهایی	۳۵،۷
۲	هزینه گاز طبیعی	۰/۰۵۳ دلار به ازای هر متر مکعب	۲۰۲،۷
۳	هزینه پالایش گازطبیعی	۰/۰۲۵ دلار به ازای هر مترمکعب	۹۵،۶
۴	نیروی انسانی و هزینه‌های بالاسری	۳ دلار به ازای هر بشکه محصول نهایی	۳۵،۷
جمع کل هزینه‌های متغیر دوران بهره‌برداری			۳۷۰
هزینه‌های ثابت دوران بهره‌برداری			
۱	استهلاک	۴٪ هزینه‌های سرمایه‌گذاری به روش خط مستقیم	۴۸،۴
۲	هزینه‌های غیرعملیاتی ثابت	۵٪ هزینه‌های متغیر بهره‌برداری	۱۸،۴
۳	هزینه‌های مالی طرح	(در ۵ سال ابتدایی دوران بهره‌برداری)	۴۴،۵
جمع کل هزینه‌های ثابت دوران بهره‌برداری		(بدون در نظر گرفتن هزینه‌های مالی)	۶۶،۹
هزینه‌های اجتماعی طرح			
۱	هزینه زیست‌محیطی	۱۶،۳ دلار به ازای انتشار هر تن CO_2	۱،۷۸۵ دلار
جمع کل هزینه‌های اجتماعی طرح			۱،۷۸۵ دلار
جمع کل هزینه‌های بهره‌برداری			۴۳۶،۷

مأخذ: مطالعات اولیه شرکت ساسول و www.epa.gov/air/critieria

هزینه کاتالیست‌ها و مصارف تأسیساتی راکتور، برق و آب مورد نیاز کارخانه در طرح مورد مطالعه براساس نمونه‌های اجرا یا مطالعه شده و در دست اجرا توسط شرکت‌های ساسول و شل، به ازای هر بشکه معادل ۳ دلار در نظر گرفته شده است. بر این اساس پیش‌بینی می‌شود در صورت بهره‌برداری از ظرفیت اسمی کارخانه (۳۵۰۰۰ بشکه در روز)، با توجه به تعداد روزهای کاری در یک سال (۳۴۰ روز)، در حدود ۳۵/۷ میلیون

www.SID.ir

Archive of SID

دلار، سالانه به منظور تأمین کاتالیست‌ها و مصارف تأسیساتی هزینه گردد. همچنین گاز طبیعی مورد نیاز این کارخانه به دلیل احداث یک پالایشگاه گاز در داخل آن، گاز غنی می‌باشد، با توجه به اینکه برای تولید یک بشکه محصول GTL به حدود ۲۸۳ مترمکعب گاز سبک (متان) نیاز می‌باشد، لذا با توجه به ویژگی‌های گاز مخازن پارس جنوبی[۱]، پیش‌بینی می‌شود به ازای هر بشکه محصول نهایی، ۳۲۱/۶ مترمکعب گاز غنی مورد نیاز باشد. در این صورت حجم گاز غنی مورد نیاز کارخانه در شرایط بهره‌برداری از ظرفیت کامل طرح در هر روز حدود ۱۱/۲ میلیون مترمکعب و با در نظر گرفتن ۳۴۰ روز کاری در یک سال معادل ۳/۸ میلیارد مترمکعب برآورد می‌شود. در صورتی که با استناد به متوسط قیمت جهانی گاز طبیعی، قیمت هر مترمکعب آن را (گاز غنی) معادل با ۵/۳ سنت در نظر بگیریم، هزینه گاز طبیعی پروژه در هر سال (سالی که طرح به ظرفیت کامل بهره‌برداری رسیده باشد) در حدود ۲۰۲/۷ میلیون دلار برآورد می‌شود.

هزینه پالایش گاز غنی ورودی به تأسیسات پالایشگاهی کارخانه GTL، براساس نرخ‌های پالایشگاه‌های گاز بازای هر مترمکعب ۲/۵ سنت درنظر گرفته شده است. براین‌اساس پیش‌بینی می‌شود با توجه به حجم گاز مورد نیاز طرح در یک سال در شرایط بهره‌برداری‌از ظرفیت کامل، ۹۵/۶ میلیون‌دلار سالانه جهت پالایش و تصفیه گاز طبیعی هزینه گردد. هزینه نیروی انسانی و هزینه‌های بالاسری نیز براساس نمونه‌های اجرا یا مطالعه شده و در دست اجرا توسط شرکت‌های ساسول و شل، به ازای هر بشکه معادل ۳ دلار در نظر گرفته شده است. بنابراین در صورت بهره‌برداری از ظرفیت کامل کارخانه (۳۵۰۰۰ بشکه در روز)، با توجه به تعداد روزهای کاری در یک سال (۳۴۰ روز)، هزینه مذکور معادل ۳۵/۷ میلیون دلار برآورد می‌گردد. همچنین با توجه به طول دوران بهره‌برداری از طرح مذکور به مدت ۲۵ سال و به منظور مستهلک نمودن هزینه‌های سرمایه‌ای در پایان این مدت، نرخ استهلاک به روش خط مستقیم معادل ۴ درصد در نظر گرفته شده است. با توجه به رقم کل هزینه سرمایه‌گذاری (۱/۲ میلیارد دلار) هزینه استهلاک طرح مذکور در هر یک از سال‌های دوران بهره‌برداری در حدود ۴۸/۴ میلیون دلار برآورد می‌گردد.

از طرفی، ۵ درصد هزینه‌های متغیر بهره‌برداری در هر سال به‌عنوان هزینه‌های غیرعملیاتی ثابت طرح (غیروابسته به‌عملیات و حجم‌تولیدات‌کارخانه) درنظرگرفته می‌شود که شامل هزینه بیمه‌کارخانه، هزینه‌مصارف تأسیساتی مستقل از تولید، هزینه نیروی انسانی

۱. ۸۸ درصد از هر مترمکعب گاز میدان پارس‌جنوبی گاز سبک می‌باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

مستقل‌از تولید و... است. پیش‌بینی می‌شود که درصورت بهره‌برداری کامل از ظرفیت اسمی طرح‌مذکور، سالانه حدود ۱۸/۵ میلیون‌دلار صرف‌اینگونه هزینه‌ها شود. همچنین در بررسی هزینه‌های مالی طرح نیز فرض‌شده‌است که ۷۰ درصد هزینه‌های‌سرمایه‌گذاری از منابع خارجی[۱] تأمین گردد. در این صورت اگر نرخ بهره تسهیلات مالی اخذ شده معادل با ٪۲+ Libor (۵ درصد) و هزینه جانبی آن ۱/۲۵ درصد حجم تسهیلات مالی در نظر گرفته شود و از سوی‌دیگر دوران بازپرداخت۸ سال، شامل۳سال تنفس و ۵سال بازپرداخت باشد، آنگاه پیش‌بینی می‌شود که، از ابتدای سال اول بهره‌برداری تا پایان سال پنجم، سالانه حدود ۴۴/۵ میلیون دلار به‌عنوان هزینه‌مالی‌طرح، صرف‌شود. درنهایت، با توجه به‌اینکه در شرایط بهره‌برداری از ظرفیت اسمی کارخانه، در هر سال ۳/۸ میلیارد مترمکعب گاز غنی وارد تأسیسات پالایشگاهی کارخانه GTL خواهد شد، لذا برآورد می‌شود سالانه حدود ۱۰۹ تن دی‌اکسیدکربن[۲] از گاز غنی منتشر شود. در صورتی که هزینه اجتماعی زیست‌محیطی ناشی از انتشار دی‌اکسیدکربن، براساس استانداردهای EPA آمریکا برای هر مترمکعب ۱۶/۳ دلار در نظر گرفته شود، هزینه اجتماعی طرح سالانه معادل ۱۷۸۵ دلار خواهد بود.

۴. برآورد قیمت فروش محصولات و درآمدهای طرح

پیش از محاسبه درآمدهای طرح در هر یک از سال‌های بهره‌برداری، لازم است قیمت فرآورده‌های GTL براساس نتایج حاصل از مطالعات بازار و همچنین سایر محصولات جانبی تعیین شود. در این بخش جهت برآورد قیمت فروش فرآورده‌های GTL دو روش ارائه شده است که البته در ارزیابی‌های اقتصادی از محاسبات روش دوم به علت دقت بیشتر استفاده شده است.

الف. تعیین قیمت فروش فرآورده‌های GTL براساس قیمت نفت خام: عموما جهت برآورد قیمت فروش فرآورده‌های GTL از قیمت نفت خام استفاده می‌شود، بدین ترتیب که پس از تعیین قیمت نفت خام، با اضافه کردن تفاوت قیمت فرآورده‌های GTL با نفت‌خام و حق مرغوبیت اینگونه فرآورده‌ها[۳]، قیمت نهایی مشخص می‌شود. بر این اساس

۱. منظور از منابع خارجی، منابع مالی خارج از مجموعه سهامداران اصلی است.

۲. هر مترمکعب گاز غنی پس از تصفیه ۳۵ گرم دی‌اکسیدکربن آزاد می‌کند.

۳. فرآورده‌های GTL، به ویژه گازوئیل تولیدی آن، دارای خواص برتری همچون عاری بودن از سولفور و آروماتیک و همچنین درجه ستان بالاتر هستند به همین علت تحلیل‌گران و کمپانی‌های فعال در این صنعت انتظار مازاد قیمتی بین ۱ تا ۲/۵ دلار برای فرآورده‌های تولیدی خود نسبت به فرآورده‌های موجود دارند.

www.SID.ir

Archive of SID

در جدول ۷، آنالیز قیمت فرآورده‌های GTL براساس متوسط قیمت نفت خام طی سال‌های اخیر محاسبه شده است.

جدول ۷. برآورد قیمت فرآورده‌های GTL براساس متوسط قیمت نفت خام

سال	قیمت (دلار بر بشکه)	سال	قیمت (دلار بر بشکه)
۲۰۰۰	۳۰،۳۸	۲۰۰۱	۲۵،۹۷
۲۰۰۲	۲۶،۱۷	۲۰۰۳	۳۱،۰۹
۲۰۰۴	۴۱،۵۱	۲۰۰۵	۵۶،۶۳
۲۰۰۶	۶۸،۴۵	–	–
متوسط قیمت نفت در ۷ سال گذشته			۴۰،۰۳
تفاوت قیمت با GTL			۳،۵۰
حق مرغوبیت محصولات GTL			۲،۰۰
قیمت فروش فرآورده‌های GTL			۴۵،۵۳

مأخذ: قیمت‌های نفت در سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۰۶ برگرفته از سایت geology.utah.gor

با توجه به متوسط قیمت نفت‌خام در ۷ سال گذشته که براساس محاسبات جدول ۸ حدود ۴۰ دلار محاسبه شده است و در نظر گرفتن ۳/۵ دلار به عنوان تفاوت قیمت نفت خام با محصولات GTL و ۲ دلار به عنوان حق مرغوبیت محصولات GTL، قیمت فرآورده‌های این تکنولوژی به ازای هر بشکه معادل ۴۵/۵۳ دلار برآورد می‌گردد.

ب. تعیین قیمت فروش فرآورده‌های GTL براساس قیمت هر یک از فرآورده‌های تولید شده از نفت‌خام: در این روش ابتدا قیمت هر یک از محصولات (گازوئیل، نفتا و LPG) تولید شده از نفت‌خام در ۷ سال اخیر مورد بررسی قرار گرفته و بر این اساس متوسط قیمت هر یک محاسبه می‌شود. سپس تنها با اضافه کردن حق مرغوبیت محصولات GTL، قیمت هر کدام از فرآورده‌ها به صورت جداگانه محاسبه می‌گردد.

با توجه به متوسط قیمت هر یک از محصولات در ۷ سال گذشته و در نظر گرفتن حق مرغوبیت ۲ تا ۲/۵ دلار برای هر بشکه از محصولات GTL، قیمت گازوئیل حاصل از GTL حدود ۴۰ دلار، قیمت فروش نفتای حاصل از GTL، ۴۱ دلار و قیمت فروش LPG حاصل از فناوری GTL حدود ۴۵ دلار برآورد شده است.

ج. قیمت محصولات جانبی: محصولات جانبی طرح شامل گوگرد، بنزین طبیعی، اتان و LPG نیز براساس متوسط قیمت چندسال اخیر در محاسبات، مدنظر قرار گرفته است.

www.SID.ir

Archive of SID

در جدول ۹، قیمت محصولات جانبی جهت‌برآورد درآمدهای طرح ارائه شده‌است.

د. محاسبه درآمدها: درآمد طرح مورد مطالعه با ظرفیت تولید ۳۵۰۰۰ بشکه در روز و با توجه به قیمت فروش محصولات اصلی و جانبی در شرایط بهره‌برداری کامل از ظرفیت اسمی کارخانه حدود ۷۸۲/۸ میلیون دلار در سال برآورد گردیده است که در این بین درآمد حاصل از فروش محصولات اصلی طرح با حدود ۴۸۲/۸ میلیون دلار، ۶۲ درصد و محصولات جانبی با حدود ۳۰۰ میلیون دلار، ۳۸ درصد از کل درآمد طرح را به خود اختصاص داده‌اند.

جدول ۸. برآورد قیمت فرآورده‌های GTL براساس قیمت هر یک از فرآورده‌های تولیدی از نفت خام

تحلیل قیمت فروش گازوئیل حاصل از GTL		تحلیل قیمت فروش نفتای حاصل از GTL		قیمت فروش LPG از GTL	
سال	قیمت (دلار بر بشکه)	سال	قیمت (دلار بر تن)	سال	قیمت (دلار بر بشکه)
۲۰۰۰	۳۰،۴۷	۲۰۰۰	۲۴۱،۲۵	۲۰۰۰ -۲۰۰۳	۳۸،۷۰
۲۰۰۱	۲۴،۷۶	۲۰۰۱	۱۹۸،۱۳		
۲۰۰۲	۲۵،۸۷	۲۰۰۲	۲۱۳،۸۶	۲۰۰۶ -۲۰۰۵	۶۷،۸۰
۲۰۰۳	۲۹،۸۷	۲۰۰۳	۲۵۱،۱۴		
۲۰۰۴	۴۱،۱۰	متوسط ۲۰۰۵ و ۲۰۰۶	۵۴۰،۰۰	متوسط قیمت ۷ سال	۴۳،۵۵
متوسط ۲۰۰۵ و ۲۰۰۶	۷۴،۵۰	متوسط قیمت ۷ سال	۲۸۸،۸۸		
متوسط قیمت ۷ سال	۳۷،۷۶	متوسط قیمت ۷ سال براساس هر بشکه	۳۹،۰۰	حق مرغوبیت	۲،۰۰
حق مرغوبیت	۲،۵۰	حق مرغوبیت	۲،۰۰		
قیمت فروش گازوئیل GTL	۴۰،۲۶	قیمت فروش نفتای GTL	۴۱،۰۰	قیمت فروش LPG	۴۵،۵۵

مأخذ: آمار قیمت‌ها طی ۷ سال گذشته برگرفته از سایت www.platts.com

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۹. برآورد قیمت فروش محصولات جانبی طرح

تحلیل قیمت گوگرد (۱)		تحلیل قیمت فروش اتان (۲)		تحلیل قیمت فروش LPG (۳)		تحلیل قیمت میعانات گازی[1] مطابق با قیمت نفت‌خام(۴)	
سال	قیمت (دلاربرتن)	سال	قیمت(دلار بر تن)	سال	قیمت (دلاربربشکه)	سال	قیمت (دلاربربشکه)
۲۰۰۰	۴۳،۹۰	۲۰۰۰	۱۰۲،۸۳	۲۰۰۰–۲۰۰۳	۳۸،۷۰	۲۰۰۰	۳۰،۳۸
۲۰۰۱	۴۹،۴۰	۲۰۰۱	۱۲۶،۲۸			۲۰۰۱	۲۵،۹۷
۲۰۰۲	۵۰،۳۴	۲۰۰۲	۸۱،۹۴			۲۰۰۲	۲۶،۱۷
۲۰۰۳	۵۱،۳۰	۲۰۰۳	۱۳۴،۹۱	۲۰۰۵–۲۰۰۶	۶۷،۸۰	۲۰۰۳	۳۱،۰۹
۲۰۰۴	۵۲،۲۷					۲۰۰۴	۴۱،۵۱
۲۰۰۵	۵۳،۲۶	۲۰۰۴	۱۳۹،۳۵	متوسط قیمت ۷ سال	۴۳،۵۵	۲۰۰۵	۵۶،۶۳
۲۰۰۶	۵۴،۲۷					۲۰۰۶	۶۸،۴۵
متوسط قیمت ۷ سال	۵۰،۶۸	متوسط قیمت۷ سال	۱۱۷،۰۶	متوسط‌قیمت ۷ سال براساس‌هرتن	۳۱۸،۵۷	متوسط‌قیمت ۷ سال با ضریب۱/۳	۵۲،۰۴

۱. مأخذ: world mineral statistic، ۲. مأخذ: شرکت مهندسی نفت و گاز و پتروشیمی،
۳. مأخذ: www.platts.com، ۴. مأخذ: gelogy.utah.gov

جدول ۱۰. درآمد حاصل از فروش محصولات اصلی و جانبی طرح

برنامه تولید	واحد	قیمت واحد (دلار)	درآمد حاصل از فروش در شرایط بهره‌برداری از ظرفیت کامل (میلیون دلار)
LPG	بشکه	۴۵،۵۵	۱۶
نفتا	بشکه	۴۱،۰۰	۱۰۰،۴
گازوئیل	بشکه	۴۰،۲۶	۳۶۶،۳
جمع درآمد حاصل از محصولات اصلی			۴۸۲،۷
گوگرد	تن	۵۰،۶۸	۱،۲
بنزین طبیعی	بشکه	۵۲،۰۴	۲۳۴،۸
اتان	تن	۱۱۷،۰۶	۱۰،۴
پروپان و بوتان (LPG)	تن	۳۱۸،۵۷	۵۳،۶
جمع درآمد حاصل از محصولات فرعی			۳۰۰
مجموع درآمدها			۷۸۲،۸

مأخذ: نتایج محاسبات براساس مفروضات جداول ۷ تا ۹

۱. بررسی بازار میعانات گازی نشان می‌دهد قیمت این محصول معمولاً از قیمت نفت‌خام بیشتر است و این اختلاف غالباً تا حداکثر ۵۰ درصد قیمت نفت‌خام وجود دارد. بر این اساس در این مطالعات قیمت بنزین طبیعی ۳۰ درصد بیشتر از قیمت نفت‌خام در نظر گرفته شده است.

www.SID.ir

Archive of SID

۵. ارزیابی مالی و اقتصادی طرح

مدل ارائه شده در بررسی حاضر، به منظور ارزیابی مالی و اقتصادی طرح احداث کارخانه تولید فرآورده‌های GTL در ایران، بر مبنای مدل امکان‌سنجی پیشنهادی از سوی سازمان توسعه صنعتی ملل متحد[1] تهیه شده است. در این مدل، شاخص‌های مهم و مؤثر در تصمیم‌گیری، از تقابل جریان‌های ورودی و خروجی طرح استخراج می‌گردند. این شاخص‌ها عبارتند از: ارزش خالص فعلی[2]، نرخ بازده داخلی طرح[3] و دوره بازگشت سرمایه[4]. در جدول ۱۱، خلاصه نتایج محاسبات مربوط به این الگو ارائه شده است.

۶. احداث واحد تولید فرآورده‌های GTL به‌صورت مستقل

در طرح تعریف شده در بخش قبل، به منظور جداسازی میعانات و مایعات گاز طبیعی و تصفیه و پالایش آن، یک پالایشگاه در کنار کارخانه GTL در نظر گرفته می‌شود. بر این اساس خوراک اصلی مجموعه، گاز غنی فرض می‌گردد. در این الگو اگر به جای گاز غنی، گاز سبک وارد کارخانه کنیم، آنگاه دیگر نیازی به تأسیسات پالایشگاهی نخواهد بود. این فرضیه موجب خواهد شد تا هزینه‌های سرمایه‌گذاری تأسیسات پالایشگاهی صفر شده و هزینه پالایش و هزینه‌های زیست‌محیطی طرح از هزینه‌های دوران بهره‌برداری حذف گردد. از سوی دیگر به دلیل تغییر خوراک کارخانه از گاز غنی به گاز سبک یا متان، هزینه هر مترمکعب گاز مورد نیاز نیز از ۵/۳ سنت به ۳/۲[5] سنت کاهش خواهد یافت. در ارتباط با درآمدهای طرح نیز حذف محصولات جانبی موجب کاهش درآمدهای طرح از ۷۸۲/۸ میلیون دلار در سال به ۴۸۲/۷ میلیون دلار در سال خواهد شد. این تغییرات موجب آن خواهد شد تا نرخ بازده داخلی طرح از ۲۱ درصد به ۱۹ درصد کاهش یابد و ارزش خالص فعلی طرح نیز از ۸۱۰/۵ میلیون دلار در سناریوی پایه به ۴۸۴/۱ میلیون دلار کاهش یابد. ضمن اینکه دوره بازگشت سرمایه از ۴ سال به ۵ سال افزایش یافته و متوسط سود سالیانه طرح نیز به ۲۴۱ میلیون دلار خواهد رسید. نتایج حاصل از بررسی اقتصادی این الگو در جدول ۱۲ ارائه شده است.

1. United Nation Industrial Development Organization (UNIDO)
2. Net Present Value (NPV)
3. Internal Rate Of Return (IRR)
4. Pay Back Period (PBP)
۵. ۳/۲ نسبت قیمت گاز بدون میعانات و مایعات گازی پارس جنوبی می‌باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۱۱. نتایج ارزیابی اقتصادی طرح احداث واحد تولید فرآورده‌های GTL همراه با توسعه مخزن گازی

مقیاس اقتصادی تولید : متوسط				ظرفیت واحد: ۳۵،۰۰۰ بشکه در روز		
محصولات اصلی				محصولات جانبی		
نام محصول	واحد	حجم‌تولید		نام محصول	واحد	حجم تولید
LPG	بشکه در روز	۱۰۲۹		اتان	تن در سال	۸۹۱۴۵
نفتا	بشکه در روز	۷۲۰۶		LPG	تن در سال	۱۶۸۳۸۵
گازوئیل	بشکه در روز	۲۶۷۶۵		گوگرد	تن در سال	۶۹
				بنزین طبیعی	بشکه در روز	۱۳۲۷۳
هزینه‌های سرمایه‌گذاری	هزینه سرمایه‌گذاری به ازای یک بشکه محصول نهایی در روز				۲۵۰۰۰ دلار	
	هزینه سرمایه‌گذاری واحدهای GTL				۸۷۵ میلیون دلار	
	هزینه سرمایه‌گذاری پالایشگاه گاز طبیعی				۲۴۷،۶ میلیون دلار	
	هزینه خرید دانش فنی و لیسانس				۸۷،۵ میلیون دلار	
	مجموع کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری				۱،۲ میلیارد دلار	
درصد استفاده از منابع تأمین مالی: ۷۰ درصد سرمایه‌گذاری				حجم منابع تأمین مالی: ۸۴۷،۱ میلیون دلار		
هزینه‌های دوران بهره‌برداری	متغیر	کاتالیست و مصارف تأسیساتی	۳ دلار به ازای هر بشکه محصول نهایی			۳۵،۷ میلیون دلار در سال
		هزینه گاز طبیعی	۵،۳ سنت به ازای هر مترمکعب			۲۰۲،۶ میلیون دلار در سال
		پالایش گاز طبیعی	۲،۵ سنت به ازای هر مترمکعب			۹۵،۶ میلیون دلار در سال
		نیروی‌انسانی‌و هزینه‌بالاسری	۳ دلار به‌ازای هربشکه‌محصول‌نهایی			۳۵،۷ میلیون دلار در سال
	ثابت	استهلاک	۴٪هزینه‌های‌سرمایه‌گذاری(مستقیم)			۴۸،۴ میلیون دلار در سال
		هزینه‌های غیرعملیاتی ثابت	۵٪ هزینه‌های متغیر بهره‌برداری			۱۸،۵ میلیون دلار در سال
		هزینه‌های مالی	با نرخ بهره ۲٪ + Libor			۴۴،۵ میلیون دلار در سال
	اجتماعی	هزینه‌های زیست محیطی	۱۶،۳ دلار به ازای انتشار هر تن CO2			۱۷۸۵دلار در سال
مجموع کل هزینه‌های دوران بهره‌برداری				۴۳۶،۶ میلیون دلار در سال		
قیمت فروش محصولات اصلی				قیمت فروش محصولات جانبی		
LPG		۴۵،۵۵ دلار هر بشکه		گوگرد		۵۰،۶۸ دلار هر تن
نفتا		۴۱،۰۰ دلار هر بشکه		بنزین طبیعی		۵۲،۰۴ دلار هر بشکه
گازوئیل		۴۰،۲۶ دلار هر بشکه		اتان		۱۱۷،۰۶ دلار هر تن
				LPG		۳۱۸،۵۷ دلار هر تن
درآمدها	درآمد حاصل از فروش محصولات اصلی				۴۸۲،۷ میلیون دلار در سال	
	درآمد حاصل از فروش محصولات جانبی				۳۰۰ میلیون دلار در سال	
	مجموع کل درآمدها				۷۸۲،۸ میلیون دلار در سال	
نرخ مالیات بر سود ناویژه					۰ درصد	
شاخص‌های ارزیابی	نرخ بازده داخلی طرح (IRR)				۲۱ درصد	
	ارزش خالص فعلی (NPV) با نرخ تنزیل ۱۲ درصد				۸۱۰،۵ میلیون دلار	
	دوره بازگشت سرمایه (PBP)				۴ سال	
	متوسط سود یا زیان سالیانه				۳۴۶ میلیون دلار	

مأخذ: براساس مفروضات جداول قبلی

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۱۲. نتایج ارزیابی اقتصادی طرح احداث واحد تولید فرآورده‌های GTL به صورت مستقل

<table>
<tr><td colspan="4">مقیاس اقتصادی تولید : متوسط</td><td colspan="4">ظرفیت واحد: ۳۵،۰۰۰ بشکه در روز</td></tr>
<tr><td colspan="4">محصولات اصلی</td><td colspan="4">محصولات جانبی</td></tr>
<tr><td colspan="2">نام محصول</td><td>واحد</td><td>حجم تولید</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2">LPG</td><td>بشکه در روز</td><td>۱۰۲۹</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2">نفتا</td><td>بشکه در روز</td><td>۷۲۰۶</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2">گازوئیل</td><td>بشکه در روز</td><td>۲۶۷۶۵</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="5">هزینه‌های سرمایه‌گذاری</td><td colspan="3">هزینه سرمایه‌گذاری به ازای یک بشکه محصول نهایی در روز</td><td colspan="3">۲۵۰۰۰ دلار</td></tr>
<tr><td colspan="3">هزینه سرمایه‌گذاری واحدهای GTL</td><td colspan="3">۸۷۵ میلیون دلار</td></tr>
<tr><td colspan="3">هزینه سرمایه‌گذاری پالایشگاه گاز طبیعی</td><td colspan="3">۰ میلیون دلار</td></tr>
<tr><td colspan="3">هزینه خرید دانش فنی و لیسانس</td><td colspan="3">۸۷،۵ میلیون دلار</td></tr>
<tr><td colspan="3">مجموع کل هزینه‌های سرمایه‌گذاری</td><td colspan="3">۹۶۲،۵ میلیارد دلار</td></tr>
<tr><td colspan="4">درصد استفاده از منابع تأمین مالی: ۷۰ درصد سرمایه‌گذاری</td><td colspan="4">حجم منابع تأمین مالی: ۶۷۳،۷ میلیون دلار</td></tr>
<tr><td rowspan="7">هزینه‌های دوران بهره‌برداری</td><td rowspan="3">متغیر</td><td>کاتالیست و مصارف تأسیساتی</td><td>۳ دلار به ازای هر بشکه محصول نهایی</td><td colspan="4">۳۵،۷ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td>هزینه گاز طبیعی</td><td>۳،۲ سنت به ازای هر مترمکعب</td><td colspan="4">۱۲۱،۶ میلیون‌دلار درسال</td></tr>
<tr><td>نیروی انسانی و هزینه بالاسری</td><td>۳ دلار به ازای هر بشکه محصول نهایی</td><td colspan="4">۳۵،۷ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td rowspan="3">ثابت</td><td>استهلاک</td><td>۴٪ هزینه‌های سرمایه‌گذاری (مستقیم)</td><td colspan="4">۳۸،۵ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td>هزینه‌های غیرعملیاتی ثابت</td><td>۵٪ هزینه‌های متغیر بهره‌برداری</td><td colspan="4">۹،۶ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td>هزینه‌های مالی</td><td>با نرخ بهره ۲٪ + Libor</td><td colspan="4">۳۵،۳ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td colspan="3">مجموع کل هزینه‌های دوران بهره‌برداری</td><td colspan="4">۲۴۱،۱ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td colspan="3">قیمت فروش محصولات اصلی</td><td colspan="4">قیمت فروش محصولات جانبی</td></tr>
<tr><td colspan="2">LPG</td><td colspan="2">۴۵،۵۵ دلار هر بشکه</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2">نفتا</td><td colspan="2">۴۱،۰۰ دلار هر بشکه</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2">گازوئیل</td><td colspan="2">۴۰،۲۶ دلار هر بشکه</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">درآمدها</td><td colspan="3">درآمد حاصل از فروش محصولات اصلی</td><td colspan="4">۴۸۲،۷ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td colspan="3">درآمد حاصل از فروش محصولات جانبی</td><td colspan="4">۰ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td colspan="3">مجموع کل درآمدها</td><td colspan="4">۴۸۲،۷ میلیون دلار در سال</td></tr>
<tr><td colspan="3">نرخ مالیات بر سود ناویژه</td><td colspan="4">۰ درصد</td></tr>
<tr><td rowspan="4">شاخص‌های ارزیابی</td><td colspan="3">نرخ بازده داخلی طرح (IRR)</td><td colspan="4">۱۹ درصد</td></tr>
<tr><td colspan="3">ارزش خالص فعلی (NPV) با نرخ تنزیل ۱۲ درصد</td><td colspan="4">۴۸۴،۱ میلیون دلار</td></tr>
<tr><td colspan="3">دوره بازگشت سرمایه (PBP)</td><td colspan="4">۵ سال</td></tr>
<tr><td colspan="3">متوسط سود یا زیان سالیانه</td><td colspan="4">۲۴۱ میلیون دلار</td></tr>
</table>

مأخذ: نتایج محاسبات براساس مفروضات جداول ۱ تا ۱۱

www.SID.ir

Archive of SID

۷. تحلیل حساسیت در ارتباط با الگوی اول و دوم

طبق تحلیل حساسیت انجام شده در هریک از الگوهای احداث واحد تولید فرآورده‌های GTL با و بدون توسعه و بهره‌برداری از مخزن؛

الف. افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری در طرح‌های با مقیاس تولید بزرگ به شدت می‌توانند بر نرخ بازده داخلی طرح مؤثر باشند. این حساسیت در مقیاس‌های متوسط و کوچک نمود کمتری دارد.

ب. در شرایطی که تأسیسات پالایشی در کنار واحد GTL پیش‌بینی شود، قیمت فروش محصولات جانبی حاصل از پالایشگاه، مؤثرترین پارامتر در اقتصاد پروژه‌ها به حساب می‌آید. به طوری که با نوسان قیمت این نوع محصولات، نرخ بازده داخلی طرح نیز در دامنه نسبتاً بزرگی دچار نوسان خواهد شد.

ج. در صورتی که تأسیسات پالایشگاهی در کنار واحد GTL پیش‌بینی نشود، قیمت فروش محصولات اصلی طرح مؤثرترین پارامتر در اقتصاد پروژه به حساب خواهد آمد. این حساسیت همراه با افزایش ظرفیت کارخانه همواره افزایش خواهد یافت.

د. پس از قیمت فروش محصولات اصلی و جانبی، مؤثرترین پارامتر در اقتصاد پروژه، هزینه‌های بهره‌برداری طرح است، به نحوی که با کاهش این نوع هزینه‌ها می‌توان شرایط اقتصادی مناسبتری را برای پروژه رقم زد.

و. هزینه گاز طبیعی پارامتر بسیار مهمی در اقتصاد پروژه‌های GTL محسوب می‌شود، اما حساسیت طرح‌های GTL نسبت به این پارامتر از پارامترهای فوق‌الذکر کمتر است. تنها ویژگی که این پارامتر دارد رابطه خطی تغییرات آن با میزان حساسیت یک طرح است. به طوری که با کاهش یا افزایش ۲۰ درصدی قیمت گاز طبیعی نرخ بازده داخلی طرح نیز حدود ۲ درصد کاهش یا افزایش خواهد یافت.

و. تغییر هزینه‌های پالایش گاز در هزینه‌های بهره‌برداری، کمترین تغییرات را در سناریوهای مختلف ایجاد نموده و افزایش ظرفیت طرح، حساسیت آن را نسبت به این پارامتر با آهنگ بسیار کندی افزایش می‌دهد.

۸. الگوهای سرمایه‌گذاری و انتقال فناوری

در این بخش سعی خواهد شد تا شرایط سرمایه‌گذاری، انتقال دانش فنی و انعقاد قرارداد در الگوی مذکور براساس قالب‌های قراردادی قابل استفاده در صنایع پایین دستی نفت و گاز و پتروشیمی مورد بررسی و تحلیل قرار گیرد. لازم به توضیح است، با توجه به اینکه

www.SID.ir

Archive of SID

فناوری GTL، همانند پروژه‌های پتروشیمی به عنوان صنایع پائین دستی صنعت نفت و گاز کشور محسوب می‌شود. انتخاب روش مناسب سرمایه‌گذاری که شرایط انتقال تکنولوژی و انعقاد قرارداد را نیز شامل شود، در الگوی مذکور، بر اساس ارزیابی پارامترهای ساختار مالکیت، ساختار عملیات و مدیریت، ساختار انتقال تکنولوژی و ساختار تسهیم منافع صورت خواهد پذیرفت. الگوهای سرمایه‌گذاری و انتقال تکنولوژی در پروژه‌های GTL به صورت‌های مختلف از جمله سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی[1]، انتقال از طریق حق امتیاز یا لیسانس[2]، سرمایه‌گذاری مشترک[3]، قراردادهای بیع متقابل[4] و قراردادهای ساخت- بهره‌برداری- انتقال[5] خواهد بود. معمولا کشورها به منظور تشویق، جلب و حمایت از سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی به عنوان یکی از روش‌های کم هزینه جهت انتقال تکنولوژی قوانین حمایتی و تشویقی در این خصوص وضع می‌نمایند. به طور کلی در مواردی که اصل و حداقل سود سرمایه‌گذاری به منظور خروج سرمایه‌های خارجی از کشور توسط دولت‌ها تضمین شود علاقمندی حضور سرمایه‌گذاران مستقیم خارجی در کشورهای در حال توسعه افزایش پیدا می‌کند. در خصوص GTL، اگر احداث کارخانه توأم با توسعه مخزن باشد سرمایه‌گذاران مستقیم خارجی برای سرمایه‌گذاری از جذابیت زیادی برخوردار است در حالی که غالب دیدگاه‌ها در کشور در سرمایه‌گذاری صنایع استراتژیک نفت و گاز خصوصاً در بخش بالادستی، مخالف این شیوه می‌باشد. اگر صرفاً پروژه GTL، احداث کارخانه را در بر بگیرد و متان مورد نیاز از دولت‌های صاحبان منابع گازی خریداری شود، سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی برای دولت میزبان جذابیت بیشتری دارد اما این روش به دلیل شرایط و ثبات سیاسی و اصطکاک زیاد سرمایه‌گذار با دولت، برای سرمایه‌گذار خارجی ریسک بالایی به همراه خواهد داشت.

از طرفی، محصولات GTL در زمره محصولات جایگزین فرآورده‌های نفتی قرار می‌گیرند. در بازار، این نوع محصولات به تنهایی مبین کیفیت نمی‌باشند و عموماً فرآیند تولید و محصولات توسط صاحب لیسانس[6] آن شناخته می‌شود. بنابراین با استناد به شرایط عنوان شده درخصوص ویژگی‌های قراردادهای لیسانس در فصل سوم، پرواضح است که از این شیوه قراردادی جهت انتقال تکنولوژی GTL، چه در حالت واگذاری حق توسعه و

1. Foreign Direct Investment (FDI)
2. License
3. Joint Venture
4. Buy Back
5. Build – Operate - Transfer (BOT)
6. Licensor

www.SID.ir

Archive of SID

بهره‌برداری مخزن و چه در حالت فروش متان می‌توان بهره گرفت. اما از آنجا که اهمیت واگذاری حق امتیاز معطوف به کارخانجات GTL و فرآیند تولید آن است، لذا در روشی که حق بهره‌برداری از مخزن به سرمایه‌گذار داده نشود، با توجه به جایگاه امروزی GTL در چرخه عمر این تکنولوژی، دارندگان لیسانس علاقمند به واگذاری آن نبوده وتمایل دارند دانش فنی خود را در قالب یک بسته پیشنهادی سرمایه‌گذاری ارائه نمایند. در این راستا، ریسک بالای سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی در کشورهای در حال توسعه و همچنین عدم علاقه‌مندی به واگذاری صرف دانش فنی، موجب شده است تا در پروژه‌های بزرگ و به منظور پوشش مخاطرات سرمایه‌گذاری، از روش سرمایه‌گذاری مشترک استفاده شود. بدین ترتیب در احداث کارخانه‌های GTL چه به صورت مستقل و چه همراه با توسعه و بهره‌برداری از مخزن گازی، شرکت‌های صاحب تکنولوژی علاقمند سرمایه‌گذاری مشترک هستند. اما با توجه به بازده اقتصادی طرح بهره‌برداری از مخزن، تمایل بیشتری برای استفاده از این طرح در احداث کارخانه‌های GTL وجود دارد.

همچنین استفاده از قراردادهای بیع متقابل در سرمایه‌گذاری و انتقال تکنولوژی در پروژه‌های GTL امکان‌پذیر است. اما اولا استفاده از این نوع قراردادها در احداث کارخانجات GTL بدون امکان توسعه و بهره‌برداری مستقیم از مخازن گازی توصیه نمی‌شود. ثانیا به دلیل اینکه تکنولوژی GTL هنوز در مراحل پایانی دوران طفولیت و آغاز دوره رشد قرار دارد و با توجه به اینکه کشور میزبان پس از طی مراحل اجرایی کنترل تولید و بهره‌برداری را به دست می‌گیرد، شرکت‌های خارجی حاضر به انتقال تکنولوژی‌های برتری مانند GTL در معامله بیع متقابل نیستند. ضمن اینکه دوران کوتاه مدت قراردادهای بیع متقابل فرصت لازم را به منظور انتقال دانش و مهارت‌ها به داخل کشور میزبان، ایجاد نمی‌کند. در نهایت، ماهیت قراردادهای بی‌اُ تی به شکلی است که عموما قابلیت استفاده در هر دو شیوه احداث کارخانجات GTL را دارا می‌باشد که البته در صورت احداث کارخانه بدون حق توسعه و بهره‌برداری مخزن، به نظر می‌رسد با توجه به جدید بودن این تکنولوژی، قالب قراردادی از حالت «بی‌اُ تی» به حالت «بی او او»[1] ساخت، بهره‌برداری و مالکیت، تغییر وضعیت دهد. اما در شرایطی که امکان توسعه و بهره‌برداری از مخزن نیز همراه با احداث کارخانه وجود داشته باشد، پس از ساخت و بهره‌برداری حداکثر پس از پایان عمر مخزن، مالکیت تجهیزات و تأسیسات می‌تواند به کشور میزبان

1. Build-Operate-Own (BOO)

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۱۳. مقایسه تطبیقی الگوهای‌های اجرایی به لحاظ ساختارهای سرمایه‌گذاری

روش	واحدهای مستقل تولید فرآورده‌های GTL	واحدهای تولید فرآورده‌های GTL همراه با توسعه و بهره‌برداری از مخزن
FDI	قابل استفاده است اما به دلیل شرایط و ثبات سیاسی و اصطکاک زیاد سرمایه‌گذار خارجی با دولت میزبان و ضوابط و مقررات آن دارای ریسک بسیار بالایی برای سرمایه‌گذار خارجی می‌باشد.	قابل استفاده می‌باشد اما ریسک این روش به دلیل اینکه مالکیت مخزن از آن سرمایه‌گذار می‌شود، متوجه دولت میزبان خواهد بود.
License	با توجه به نو بودن تکنولوژی GTL هیچ‌کدام از صاحبان این تکنولوژی در دنیا حاضر نخواهند بود تنها حق استفاده از یک لیسانس را به کشور میزبان تکنولوژی بفروشند.	با توجه به نو بودن تکنولوژی GTL هیچ‌کدام از صاحبان این تکنولوژی در دنیا حاضر نخواهند بود تنها حق استفاده از یک لیسانس را به کشور میزبان تکنولوژی بفروشند.
J.V	این روش امروزه در دنیا در ارتباطات صنعتی بیشتر مورد توجه قرار می‌گیرد. در سرمایه‌گذاری مشترک، در حالت تأمین خوراک از طریق خرید متان از دولت، آورده طرف خارجی می‌تواند، دانش فنی، تکنولوژی و تجهیزات و آورده طرف داخلی می‌تواند، زمین و تأسیسات باشد. در این روش مدیریت بر عهده طرفی خواهد بود که سهام ممتاز متعلق به اوست. در این نوع سرمایه‌گذاری یک نوع تقسیم ریسک و مخاطرات صورت می‌پذیرد و دوطرف تلاش بالایی انجام می‌دهند که در یک فضای مناسب منافع خود را بیشتر کنند.	در حالت تأمین خوراک از طریق توسعه و بهره‌برداری مستقیم از مخزن، آورده طرف خارجی می‌تواند، دانش فنی، تکنولوژی و تجهیزات و آورده طرف داخلی می‌تواند، مخزن ، زمین و تأسیسات باشد. در این روش نیز مدیریت بر عهده طرفی خواهد بود که سهام ممتاز متعلق به اوست. در این نوع سرمایه‌گذاری یک نوع تقسیم ریسک و مخاطرات صورت می‌پذیرد و دوطرف تلاش بالایی انجام می‌دهند که در یک فضای مناسب منافع خود را بیشتر کنند.
Buy-Back	در این روش سرمایه‌گذار خارجی با آورده‌های خود (دانش فنی، تکنولوژی، تجهیزات و سرمایه) طرح را راه‌اندازی کرده و نهایتاً سود و اصل سرمایه خود را از محل فروش محصولات طرح طی مدت زمان مشخص دریافت می‌دارد. این روش با توجه به نو بودن تکنولوژی GTL برای سرمایه‌گذاران خارجی دارای ریسک بسیار بالایی در حوزه‌های بازاریابی و فروش محصولات می‌باشد.	واگذاری حق بهره برداری و توسعه مخزن به سرمایه‌گذار خارجی و متعاقب آن امکان فروش محصولات جانبی مانند میعانات و مایعات گازی، ریسک این روش را برای سرمایه‌گذار خارجی کمی کاهش خواهد داد.
BOT	این روش در صورتیکه با طرح به عنوان یک کارخانه GTL مستقل برخورد شود و بهره بردار طرح، گاز مورد نیاز خود را به عنوان ماده اولیه کارخانه از دولت خریداری نماید در بین سایر روش‌های عنوان شده از جذابیت بیشتری هم برای دولت و هم برای سرمایه‌گذار خارجی برخوردار است.	این روش به دلیل واگذاری مخزن به سرمایه‌گذار خارجی و با توجه به شرایط و ویژگی‌های استراتژیک مخازن نفت و گاز، حتی برای مدت معین کمتر مورد توجه دولت‌های میزبان واقع خواهد شد.

مأخذ: جریان سرمایه‌گذاری خارجی در کشورهای توسعه نیافته، مهدی ابزاری و هادی تیموری، ماهنامه الکترونیکی تدبیر، سال ۱۸، شماره ۱۷۹، ۱۳۸۶

سیری در قراردادهای نفتی ایران، ناصر فرشادگهر، تهران، انتشارات پژوهشکده امور اقتصادی ۱۳۸۱.

www.SID.ir

Archive of SID

منتقل گردد. به طور کلی در شرایط کنونی به نظر می‌رسد صاحبان فناوری GTL در دنیا حاضر به انتقال دانش فنی خود از طریق قراردادهای BOT نمی‌باشند.

بدین ترتیب علاوه بر روش‌های یاد شده فوق روش مالی[1] نیز به عنوان یکی از روش‌های سرمایه‌گذاری محسوب می‌شود. البته این امکان وجود دارد که در هر یک از روش‌های مذکور از الگوهای Finance جهت تأمین مالی پروژه نیز بهره گرفته شود. نکته دیگری که باید بدان توجه کرد این است که به علت ریسک و حجم نسبتاً بالای سرمایه‌گذاری، سرمایه‌گذاران و دارندگان دانش فنی به تنهایی تمایلی به سرمایه‌گذاری در پروژه‌های GTL ندارند و در این ارتباط دولت‌های میزبان نیز عموماً به عنوان دارنده سهام ممتاز در این نوع پروژه‌ها سهیم هستند. نکته قابل توجه این است که این مشارکت همه جانبه بوده و توسعه و بهره‌برداری از مخزن تا احداث و بهره‌برداری از کارخانه را شامل می‌شود. در این نوع پروژه‌ها معمولاً قرارداد ساخت تأسیسات و تجهیزات به صورت EPC[2] به یک شرکت دارای صلاحیت واگذار می‌گردد و با تضمین‌های دولت میزبان قابلیت تأمین هزینه‌های سرمایه‌گذاری پروژه از طریق فاینانس فراهم می‌شود.

۹. نتیجه‌گیری و پیشنهادها

محدودیت‌های ناشی از انتقال گاز طبیعی توسط خطوط لوله و همچنین مشکلات و پیچیدگی‌های فنی موجود در انتقال گاز طبیعی از طریق تکنولوژی LNG، راهکارهای مطلوب‌تری را مطرح ساخته است که امروزه با توجه به افزایش قابل توجه قیمت نفت خام و فرآورده‌های حاصل از پالایش آن، به صورت چشمگیری مورد توجه کشورهای دارنده منابع نفت و گاز و حتی صاحبان تکنولوژی‌های مرتبط با این صنعت قرار گرفته است. GTL یا تبدیل گاز طبیعی به سوخت‌ها و مواد شیمیایی مایع، یکی از راه‌کارهایی است که به نظر می‌آید با اتکاء به پتانسیل‌های صنعت گاز کشور، ضرورت دارد تا به منظور تحقق هرچه بهتر اهداف تعیین شده در چشم‌انداز ۲۰ ساله صنعت نفت و گاز کشور، مورد توجه مدیران و برنامه‌ریزان این صنعت قرار گیرد. ارزش افزوده محصولات GTL نسبت به گاز طبیعی بالا است و یقینا صادرات محصولات GTL از نظر منافع ملی بسیار با ارزش‌تر از

1. Finance
2. Engineering- Procurement- Construction (EPC)

www.SID.ir

Archive of SID

فروش گاز طبیعی از طریق خط لوله یا LNG می‌باشد. همچنین می‌توان با مصرف محصولات GTL در داخل کشور، از واردات فرآورده‌های نفتی نظیر بنزین و گازوئیل کاست. از طرف دیگر، با توجه به کیفیت محصولات GTL و قوانین زیست‌محیطی حاکم در کشورهای پیشرفته که استفاده از سوخت‌های عاری از گوگرد و مواد آروماتیکی را الزام‌آور کرده است، بازار مصرف این کشورها، بازاری مطلوب و رو به گسترش برای صادرات محصولات GTL می‌باشد. در نهایت، از آنجایی که تولید محصولاتی با کیفیت بالای زیست‌محیطی از طریق فرآورده‌های متداول پالایشگاه‌های نفت بسیار پرهزینه است، لذا محصولات GTL از نظر قیمت کاملاً توان رقابت با چنین محصولاتی را خواهند داشت. البته توجه به GTL و اصرار در به‌کارگیری این فناوری به منظور تولید محصولات و ایجاد ارزش افزوده، الزاما به معنی نفی سایر روش‌های انتقال و عرضه گاز طبیعی نیست.

با توجه به بررسی‌های انجام گرفته، شرکت‌های صاحب تکنولوژی تمایل چندانی به واگذاری حق لیسانس تکنولوژی GTL ندارند و در موارد مشابه با ایران از جمله قطر، پروژه‌های GTL عمدتاً به صورت سرمایه‌گذاری مشترک و نیز توسعه همزمان میادین گازی و احداث واحد GTL انجام گرفته است. این روش از نظر کشور میزبان نیز دارای مزیت‌های مختلفی از جمله یکپارچه‌سازی چندین پروژه می‌باشد. لذا پیشنهاد می‌شود پروژه‌های اولیه GTL به خصوص در میدان گازی پارس جنوبی به صورت توسعه همزمان میدان و احداث واحد GTL در نظر گرفته شوند. به این ترتیب علاوه بر تولید محصولات GTL، محصولات جانبی نظیر مایعات و میعانات گازی نیز از این مجتمع به دست خواهد آمد. در این راستا همجواری واحدهای GTL و واحدهای پتروشیمی می‌تواند بستر مناسبی برای تبادل مواد (LPG، نفتا، آب، نیتروژن، اکسیژن و دی‌اکسیدکربن) و انرژی (برق و بخار) فراهم نماید. در الگوی دوم با توجه به مستقل بودن آن از فرآیند توسعه و بهره‌برداری از مخزن، می‌توان در زمینه سرمایه‌گذاری و حتی انتقال دانش فنی از قالب قراردادهای BOT نیز استفاده نمود. در این شرایط قیمت گاز طبیعی در اقتصاد پروژه و شرایط مالی آن نقش تعیین‌کننده‌ای خواهد داشت و پیشنهاد می‌گردد همواره قیمت واقعی آن جهت فروش به اینگونه واحدها مدنظر دولت قرار گیرد. در نهایت، با توجه به تجربیات جهانی که محصولات واحدهای GTL آنها عمدتا بر پایه دیزل می‌باشد بهتر است از راکتورهای دما پایین[1] در سنتز FT[2] و از سنتز اتوترمال به دلیل بهینه‌سازی مصرف انرژی و

1 . LowTemperature Ficher Troops (LTFT)
2 . Ficher Troops

www.SID.ir

Archive of SID

نسبت مطلوب CO و H2 در تولید گاز سنتز استفاده نمود. با توجه به اینکه در این الگو محصولات بر پایه دیزل می‌باشد و دیزل حاصل از فرآیند GTL از کیفیت مناسب‌تری برخوردار است و تقاضا برای آن در خارج از کشور وجود دارد بهتر است مکان طرح به گونه‌ای در نظر گرفته شود که شرایط مصارف محصولات به سهولت فراهم گردد.

تشکر و قدردانی: این مقاله، برگرفته از مطالعاتی است که توسط شرکت مهندسین مشاور سنجش امکان طرح در دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو در سال ۱۳۸۵ انجام شده است که بدین وسیله تهیه کنندگان این مقاله، مراتب تشکر و قدردانی خود را از مدیریت و کارشناسان محترم آن شرکت به عمل می‌آورند.

فهرست منابع

۱. ابزری، مهدی و تیموری، هادی، ۱۳۸۶، «جریان سرمایه‌گذاری خارجی در کشورهای توسعه نیافته»، ماهنامه الکترونیکی تدبیر، سال هیجدهم، شماره ۱۷۹.

۲. بینش، رویا ، ۱۳۸۱، «پروژه تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع (GTL) در پژوهشگاه صنعت نفت»، وب سایت شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران.

۳. پیمان پاک، علیرضا، ۱۳۸۲، «روشهای جذب منابع مالی در صنایع نفت، گاز و پتروشیمی (دیدگاه دکتر خوش‌چهره)»، وب سایت شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران.

۴. فرشاد گهر، ناصر، ۱۳۸۱، «سیری در قراردادهای نفتی ایران»، تهران، انتشارات پژوهشکده امور اقتصادی.

5. BP Statistic Review of World Energy, June 2006

6. Iay, M. and Cook, P. (2003), "Fundamentals of Gas to Liquids", Petroleum Economist.

7. Kobayashi, H., 2002, "Gas to Liquids (GTL)", JGC Corporation.

8. Steynberg, A.P. and Dry, M.E., 2004, "Fischer- Tropsch Technology", Elsevier.

9. www.geology.utah.gor

10. www.NIGC.ir

11. www.platts.com

12. www.shell.com

www.SID.ir