

ارزیابی اقتصادی احداث واحد تبدیل گاز به فرآورده‌های مایع (GTL) پس از اجرای قانون هدفمندسازی یارانه‌ها در ایران

مصطفی سلیمی فر

دانشیار دانشکده‌ی اقتصاد دانشگاه فردوسی مشهد

mostafa@um.ac.ir

سید حامد حسینی*

کارشناس ارشد اقتصاد انرژی دانشگاه فردوسی مشهد

hamedsh2929@gmail.com

چکیده

استفاده از فناوری تبدیل گاز به فرآورده‌های مایع به عنوان جایگزین فروش گاز به صورت خام، برای ایران که دومین کشور صاحب ذخایر گازی است، اهمیت دارد و می‌تواند ارزش افزوده و درآمد سرشاری نصیب این کشور کند. هدف از ارائه‌ی این مقاله، بررسی امکان‌سنجی احداث واحد جی‌تی‌ال از بعد اقتصادی با توجه به تعیین قیمت خوراک گاز طبیعی در اجرای قانون هدفمندسازی یارانه‌ها و با توجه به اهمیت ارزیابی اقتصادی قبل از اجراست. این تحقیق با استفاده از نرم افزار کامفار و با تأکید بر معیارهای ارزش خالص فعلی، نرخ بازدهی داخلی، نرخ بازدهی داخلی تعدیل یافته و دوره‌ی بازگشت سرمایه‌ی عادی و متحرک انجام شده است. هم‌چنین در این تحقیق با استفاده از تحلیل حساسیت به بررسی میزان تأثیر عوامل اصلی بر سودآوری فرآورده‌های GTL پرداخته شده است، بنابراین پس از طراحی چندین سناریو با توجه به مقیاس و ظرفیت کارخانه، هزینه‌ی سرمایه، قیمت نفت خام و احداث با و بدون پالایشگاه گاز، بررسی‌های لازم در خصوص طرح منتخب انجام شده است. نتایج نشان می‌دهد که استفاده از این فناوری توجیه داشته و با کاهش هزینه‌ی سرمایه‌ای و هزینه‌ی عملیاتی و افزایش قیمت نفت خام و درآمد فروش، سودآوری پروژه بیش‌تر خواهد شد.

طبقه‌بندی JEL : C88, L71, O24, H43, P28

کلید واژه: گاز طبیعی، ارزیابی پروژه، درآمد ارزی، فرآورده‌های نفتی، نرم افزار کامفار.

۱- مقدمه

اقتصاد انرژی به مطالعه‌ی منابع پایان‌پذیر مولد انرژی و منابع تجدیدپذیر مولد انرژی می‌پردازد. برخلاف اقتصاد معمول که با ترکیب عوامل تولید در فرایند تولید، محصول به دست می‌آید، در اقتصاد انرژی، فرآورده‌ها با بهره‌برداری و استخراج منابعی که طبیعت در اختیار بشر قرار داده به دست می‌آیند. در این حوزه از اقتصاد، انرژی به دو صورت منابع اولیه‌ی انرژی و حامل‌های انرژی قابل بررسی است. در این مقاله تمرکز بر بهره‌برداری و تبدیل منابع اولیه به حامل‌های انرژی و سوخت‌های مایع بوده و سرمایه‌گذاری در صنعت^۱ GTL مورد بررسی و ارزیابی اقتصادی قرار گرفته است. در فرایند GTL، ابتدا گاز غنی به واحد پالایشگاه وارد شده و عملیات جداسازی گوگرد، میعانات گازی و مایعات گازی به عنوان محصولات جانبی و دارای ارزش افزوده، انجام می‌پذیرد. سپس گاز سبک در فرایند تولید گاز سنتز به کار می‌رود. در مرحله‌ی بعد طی فرآیند فیشر-تروپس^۲، گاز سنتز در مجاورت کاتالیزور به هیدروکربن‌های خطی و غیرخطی تبدیل می‌شود. در مرحله‌ی نهایی کیفیت هیدروکربن‌های تولیدی بهبود یافته و محصولات نهایی در دامنه‌ی C₁₀ تا C₂₀ تولید می‌شود. فرآورده‌های GTL به‌ویژه گازوئیل^۳ آن، دارای خواص برتری مانند عاری بودن از سولفور^۴ و آروماتیک^۵ و درجه‌ست^۶ بالاتر نسبت به گازوئیل عادی می‌باشند. اولین واحد GTL در مقیاس تجاری به وسیله‌ی شرکت ساسول^۷ آفریقای جنوبی جهت تأمین محصولات نفتی دوران آپارتاید، ایجاد شده است. تا اوایل دهه‌ی ۱۹۹۰، تمرکز اصلی بر استفاده از زغال سنگ به عنوان خوراک بوده و در سال‌های اخیر گاز طبیعی، جای‌گزین زغال سنگ شده است. ترکیب و توزیع محصولات به عواملی مانند دمای عملیات، نوع کاتالیزور، میزان یا نوع ارتقاء دهنده‌ی کاتالیزور، ترکیب گاز خوراک، فشار عملیات و نوع رآکتور مورد استفاده بستگی دارد.

1- Gas to Liquid.
2- Fischer-Tropsch.
3- Gasoil.
4- Sulfur.
5- Aromatic.
6- Cetane Number.
7- Sasol.

در ادامه در بخش ۲، مزایای اقتصادی GTL، بخش ۳، معیارهای اصلی ارزیابی پروژه، بخش ۴، مطالعات تجربی، بخش ۵، هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بخش ۶، هزینه‌های دوران بهره‌برداری، بخش ۷، برنامه‌ی تولید، بخش ۸، سایر موضوعات مهم در انجام تحقیق، بخش ۹، یافته‌های تحقیق و بخش ۱۰، نتیجه‌گیری و پیشنهادات ارائه می‌گردد.

۲- مزایای اقتصادی GTL

الف: نفت خام^۱ یکی از مهم‌ترین منابع تأمین انرژی در نیمه‌ی دوم قرن بیستم و دهه‌ی اخیر قرن بیست و یکم محسوب شده و زنجیره‌ی نیازها به فرآورده‌های حاصل از این ماده با ارزش، به خصوص سوخت‌های مایع، رو به افزایش است. رشد سالانه‌ی تقاضای نفت تا سال ۲۰۳۰ به طور متوسط ۱٪ پیش‌بینی می‌شود.^۲ از سوی دیگر پیش‌بینی استخراج، تولید و عرضه‌ی نفت بیانگر وقوع پیک تولید نفت، به معنی حداکثر نرخ استخراج از میادین نفتی، در آینده‌ای نزدیک است، به طوری که بر اساس پیش‌بینی انجام گرفته توسط مؤسسه‌ی بین‌المللی انرژی^۳ این مرحله در سال ۲۰۳۰ به وقوع می‌پیوندد.^۴ رابرت هرچ^۵ (۲۰۰۸)، ضمن ارائه‌ی نظریه‌ی وجود نسبت یک به یک میان درصد کاهش عرضه‌ی نفت و درصد کاهش رشد اقتصادی، یکی از راه‌کارهای کاهش شکاف میان عرضه و تقاضای فرآورده‌های نفتی را احداث واحدهای GTL و عرضه‌ی هر چه بیشتر سوخت‌های مایع حاصل از این فناوری و در نهایت کاهش اثرات اقتصادی حاصل از پیک می‌داند.

ب: برنامه‌ریزی و سرمایه‌گذاری قابل توجه برای ایجاد ارزش افزوده‌ی بیشتر از سوی کشورهای دارای ذخایر گاز همانند قطر و نیز توجه سایر کشورها به این فناوری، از انگیزه‌های اصلی استفاده از فناوری GTL به‌شمار می‌رود.

ج: انتقال گاز طبیعی با استفاده از خطوط لوله در فواصل طولانی با مشکلات زیادی روبرو است. تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های مایع و محصولات ارزشمند اقتصادی و زیست‌محیطی GTL به عنوان یک روش اقتصادی، توانسته است دشواری حمل گاز به بازارهای دوردست را تا حد زیادی برطرف کند.

1- Crude Oil.

2- World Energy Outlook (WEO), 2009.

3- International Energy Agency (IEA).

4- WEO, 2008.

5- Hirsch.

د: استفاده از GTL در دراز مدت وابستگی به نفت خام را کاهش خواهد داد. بنابراین احتمال کاهش وابستگی به نفت اوپک، توجه ویژه‌ی کشورهای مختلف را به سمت GTL معطوف کرده است.

ه: بهره‌برداری از ذخایر دورافتاده‌ی گاز، که در حال حاضر توجیه اقتصادی ندارد، با استفاده از GTL متحرک می‌تواند بهره‌گیری از تکنولوژی GTL را توسعه دهد.

و: با توجه به وضع استانداردهای زیست‌محیطی مبنی بر کاهش مواد آلاینده در فرآورده‌های پالایشگاهی از یک سو و افزایش سهم تولید نفت‌خام‌های متوسط و سنگین در جهان، انتظار می‌رود که فرآورده‌های GTL به تدریج از حق مرغوبیت بالایی نسبت به فرآورده‌های عادی برخوردار شوند، که در نتیجه سودآوری طرح‌های GTL افزایش خواهد یافت. ضمن این‌که این صنعت، علاوه بر پیدا کردن بازارهای جدید اقتصادی به دلیل تولید سوخت‌های پاک با حداقل آلاینده‌های زیست‌محیطی، می‌تواند گامی مثبت در جهت محیط زیست سالم محسوب شود.

با توجه به مطالب ذکر شده، مسأله به این شکل مطرح می‌شود که آیا ایران می‌تواند با احداث واحد GTL به طور بهینه از ارزش افزوده‌ی اقتصادی تولیدات آن به‌عنوان یکی از روش‌های جای‌گزین خام‌فروشی گاز بهره‌گیرد؟

۳- معیارهای اصلی ارزیابی پروژه

مقارن دهه ۱۹۷۰ و با وقوع شوک نفتی اول، محاسبه‌ی ارزش زمانی پول در پروژه‌های سرمایه‌گذاری بلندمدت و کاربرد معیارهایی که بر جریان‌ات نقدی تنزیل شده (DCF)^۱ بنا نهاده شده‌اند، کانون توجه تحلیل‌گران قرار گرفته است.

معیار ارزش خالص فعلی (NPV)^۲

این معیار با در نظر گرفتن ارزش زمانی پول، به ارزیابی پروژه می‌پردازد. اگر NPV مثبت باشد، پروژه، پذیرفته شده و اگر منفی باشد باید رد شود و با مقایسه دو پروژه، پروژه با NPV بیش‌تر باید انتخاب شود.

1- Discounted Cash Flow.

2- Net Present Value.

معيار نرخ بازدهی داخلی (IRR)^۱

IRR، نرخ بازدهی است که در آن NPV پروژه صفر باشد. لوری و ساویج^۲ (۱۹۵۵)، در مطالعه‌ی خود به بیان مشکل تعدد IRR پرداخته و نرخ بازدهی تعدیل شده^۳ را به عنوان جای‌گزینی مناسب برای IRR توصیه می‌کنند.

معيار دوره‌ی بازگشت سرمایه (PP)^۴

دوره‌ای است که مجموع درآمدها با هزینه‌ی سرمایه‌گذاری برابر شود. PP، به نفع طرح‌هایی است که در سال‌های اولیه، عایدات بیش‌تری دارند. بلات^۵ (۱۹۷۹)، معتقد است که وضع محدودیت زمانی بازگشت سرمایه، برای ادامه‌ی حیات پروژه ضروری تلقی می‌شود.

۴- مطالعات تجربی

در این بخش ابتدا مطالعات انجام شده‌ی خارجی و داخلی در زمینه‌ی GTL را به تفکیک ارائه می‌دهیم.

مطالعات انجام شده‌ی خارجی در زمینه‌ی GTL

با توجه به این‌که کاربرد جدی فناوری GTL و مصرف گاز طبیعی به عنوان خوراک در این فناوری، از اواخر دهه‌ی ۱۹۹۰ آغاز شده، با وجود تحقیقات فنی و زیست‌محیطی بسیار، مطالعات گسترده‌ی اقتصادی در این زمینه انجام نشده است. در این تحقیق به برخی از تحلیل‌های اقتصادی انجام شده، اشاره می‌شود. نکته‌ی قابل ذکر این است که با توجه به نوسان قیمت نفت در مقاطع مختلف و شرایط سیاسی و اقتصادی مکان اجرای پروژه، نتایج مطالعات، قابل تعمیم به یکدیگر نمی‌باشند.

اکونومایز^۶ (۲۰۰۵)، به مقایسه‌ی اقتصادی LNG^۷ و GTL با تمرکز بر مخازن گاز قطر پرداخته و به این نتیجه رسیده است که با NPV مشخص و در قیمت معین گاز،

1- Internal Rate of Return.

2- Lori & Savage.

3- Modified Internal Rate of Return (MIRR).

4- payback period.

5- Blatt.

6- Economides.

7- Liquefied Natural Gas.

افزایش قیمت نفت، طرح GTL را اقتصادی‌تر می‌کند و بر عکس در قیمت مشخص نفت‌خام، با افزایش قیمت گاز، طرح LNG توجیه بیش‌تری دارد.

آدوتا و همکاران^۱ (۲۰۰۷)، با بررسی اقتصادی GTL با خوراک گاز طبیعی در کشور بولیوی، به این نتیجه رسیده‌اند که احداث واحد GTL علاوه بر تأمین مصارف داخلی گازوئیل و یا بنزین و همچنین صادرات آن، اشتغال مستقیم و غیرمستقیم فراوانی ایجاد کرده و گازوئیل تولیدی در کاهش آلودگی نقش مؤثری داشته است.

چدید و همکاران^۲ (۲۰۰۷)، با هدف مطالعه‌ی تأثیر بالقوه‌ی فناوری GTL بر بازار انرژی، به بررسی GTL در قطر می‌پردازند. آن‌ها با توجه به پیش‌بینی قیمت نفت توسط مؤسسه‌ی بین‌المللی انرژی در سال ۲۰۰۵، به تجزیه و تحلیل پرداخته و به این نتیجه رسیده‌اند که افزایش قیمت نفت، IRR و در نهایت سودآوری را افزایش می‌دهد.

لیچان و همکاران^۳ (۲۰۰۸)، به مقایسه‌ی سودآوری فناوری‌های GTL و LNG پرداخته و به این نتیجه رسیده‌اند که با توجه به وابستگی قیمت محصولات GTL به قیمت نفت‌خام، ارزش افزوده‌ی بیش‌تری در هر میلیون BTU^۴ نسبت به LNG، ایجاد می‌کنند. همچنین با توجه به تمرکز شرکت‌های بزرگ نفتی به GTL، پیش‌بینی کرده‌اند که این صنعت در دهه‌ی آتی از رشد و توسعه‌ی چشم‌گیری برخوردار خواهد شد.

لی و هان^۵ (۲۰۰۹)، با مقایسه‌ی محصولات مختلف حاصل از فناوری GTL در کشور کره‌ی جنوبی، به این نتیجه رسیده‌اند که با توجه به اهمیت بسیار زیاد خوراک GTL، در صورت عرضه‌ی خوراک با قیمت ۳ دلار به ازای یک میلیون BTU، ایجاد واحد تولید DME^۶ سودآورتر بوده و در صورت عرضه‌ی آن به قیمت ۸ دلار به ازای هر یک میلیون BTU، تولید گازوئیل مقرون به صرفه‌تر می‌باشد.

لی و هان (۲۰۰۹)، با تمرکز بر تأثیر گاز طبیعی بر سودآوری تولیدات GTL در کره‌ی جنوبی دریافته‌اند که با تغییر هزینه‌ی خوراک، سودآوری فرآورده‌ها به شدت تحت تأثیر قرار می‌گیرد، و زمانی که بازار مصرف سالانه بیش از ۳/۶٪ گسترش می‌یابد،

1- Udaeta et al.

2- Chedid et al.

3- Lichun et al.

4- British thermal unit.

5- Lee & Han.

6-Dimethylether.

فرآورده‌ی دیزل^۱ سودآوری بیش‌تری داشته است و برعکس هنگامی که بازار مصرف سالانه کم‌تر از ۳/۶٪ گسترش می‌یابد، تولید DME سودآورتر است.

بالوگان و همکاران^۲ (۲۰۰۹)، به بررسی اقتصادی GTL در نیجریه پرداخته‌اند. نتیجه‌ی تحقیق آن‌ها نشان می‌دهد که تولید گازوئیل زمانی اقتصادی است که اولاً قیمت نفت بیش از ۳۵ دلار بوده و ثانیاً قیمت گاز در حدود ۰/۲۵ تا ۱/۵ دلار به ازای هر میلیون BTU باشد. هم‌چنین تولید متانول وقتی اقتصادی است که قیمت گاز در محدوده‌ی ۰/۲۵ تا ۰/۵ دلار به ازای هر میلیون BTU باشد.

باو و همکاران^۳ (۲۰۱۰)، با تحلیل نقطه‌ی سر به سر به این نتیجه رسیده‌اند که سودآوری طرح، ظرفیت تولید باید حداقل ۵۷۰۰۰ بشکه درروز باشد. کاهش قیمت گاز و افزایش قیمت سوخت‌های مایع، سودآوری طرح را افزایش می‌دهد.

مطالعات انجام شده‌ی داخلی در زمینه‌ی GTL

در ایران، مطالعات محدود و در عین حال ارزشمندی، پیرامون GTL در مقاطع زمانی مختلف انجام گرفته است که در زیر به آن‌ها اشاره می‌شود.

احمدخانی (۱۳۸۲)، به این نتیجه رسیده است که عوامل سودآوری پروژه‌ی احداث واحد GTL در ایران، استفاده از گاز ارزان (حداکثر ۵۰ سنت در هر میلیون BTU)، معافیت مالیاتی و ظرفیت بالای تولید و بهره‌گیری از مزایای مقیاس تولید می‌باشد.

خلیلی‌عراقی و همکاران (۱۳۸۷)، به این نتیجه رسیده‌اند که به‌کارگیری فناوری GTL در ایران توجیه‌پذیر بوده و کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری، افزایش قیمت نفت خام و دسترسی به گاز خوراک ارزان‌تر، سودآوری پروژه را افزایش می‌دهد.

توان‌پور و همکاران (۱۳۸۷)، در مطالعه‌ی خود دریافته‌اند که احداث واحدهای GTL در ایران از نظر اقتصادی کاملاً توجیه‌پذیر بوده و صادرات محصولات آن از نظر منافع ملی بسیار با ارزش‌تر از فروش گاز از طریق خط لوله و یا LNG می‌باشد.

لازم به ذکر است که تمامی این مطالعات قبل از تصویب قانون هدفمند کردن یارانه‌ها انجام پذیرفته و به این دلیل ویژگی برجسته‌ی این تحقیق در نظر گرفتن مفاد این قانون در تعیین قیمت خوراک گاز طبیعی می‌باشد.

1- Diesel.

2- Balogan et al.

3- Bao et al.

۵- هزینه‌های سرمایه‌گذاری^۱

هزینه‌ی سرمایه‌گذاری احداث واحد GTL، بر حسب حجم سرمایه‌ی مورد نیاز در تولید یک بشکه فرآورده تعریف می‌شود. با توجه به این که دانش فنی طرح در دنیا، در اختیار چند شرکت است، بنابراین باید هزینه‌ی تأمین فناوری نیز جزء هزینه‌های سرمایه‌گذاری قرار گیرد. هزینه‌ی احداث پالایشگاه گاز نیز بخشی از هزینه‌های سرمایه‌گذاری است که برای کشورهای دارای ذخایر گاز، حائز اهمیت است.

هزینه‌ی سرمایه‌گذاری پالایشگاه گاز

در کشورهای صاحب گاز مانند ایران، می‌توان در مطالعات امکان‌سنجی، احداث پالایشگاه گاز و تولید گاز سبک از گاز غنی در کنار واحد GTL را مورد بررسی قرار داد. البته با فرض تأمین گاز سبک، می‌توان هزینه‌های مربوط به احداث پالایشگاه را در نظر نگرفت. در این مقاله با توجه به مقیاس واحد GTL و میزان نیاز به خوراک و با توجه به این که هزینه‌ی احداث پالایشگاه به ازای هر مترمکعب گاز، ۳۵/۷ دلار برآورد شده، هزینه سرمایه‌گذاری در پالایشگاه محاسبه می‌شود.

هزینه‌های سرمایه‌گذاری واحد GTL

سرمایه‌گذاری به ازای هر بشکه محصول نهایی، در برآورد هزینه‌ی سرمایه‌گذاری واحد GTL نقش تعیین‌کننده‌ای ایفا می‌کند. در حال حاضر شرکت شل^۲، یکی از مهم‌ترین شرکت‌های فعال در صنعت GTL، هزینه‌های بهینه‌ی سرمایه‌گذاری به ازای هر بشکه محصول نهایی را به شرح زیر اعلام کرده است.

جدول ۱- هزینه‌ی سرمایه‌گذاری بهینه با توجه به مقیاس واحد GTL ارائه شده توسط شرکت

Shell		
اندازه‌ی واحد	ظرفیت (بشکه در روز)	هزینه‌ی سرمایه‌گذاری (دلار به ازای هر
کوچک	تا ۱۰۰۰۰	۴۰۰۰۰
متوسط	بین ۱۰۰۰۰ تا ۳۵۰۰۰	بین ۲۵۰۰۰ تا ۴۰۰۰۰
بزرگ	بیش از ۳۵۰۰۰	بین ۱۹۷۰۰ تا ۲۵۰۰۰

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

1- Capital Expenditure.

2- Shell.

کارشناسان صنعت نفت معتقد که هنوز هزینه‌های بهینه‌ی شرکت شل محقق نشده است و انجام هرگونه تحقیقی بر مبنای این هزینه‌ها، منجر به انحراف در تصمیم‌گیری خواهد شد، بنابراین بایستی هزینه‌ی سرمایه‌گذاری با توجه به مقیاس واحد مورد بررسی، ۴۰۰۰۰ تا ۶۰۰۰۰ دلار به ازای هر بشکه برآورد شود. این هزینه‌ها مورد تأکید و تأیید برخی از شرکت‌های فعال در عرصه‌ی پالایش نیز قرار دارد، بنابراین در این مقاله، با توجه به موارد پیش‌گفته و نیز با توجه به تحقیقات موجود و تأکید کارشناسان پژوهشگاه صنعت نفت، واحدهای با ظرفیت ۱۵۰۰۰، ۳۵۰۰۰ و ۷۰۰۰۰ بشکه در روز، به ترتیب با هزینه‌های ۶۰۰۰۰، ۵۰۰۰۰ و ۴۰۰۰۰ دلار به ازای هر بشکه، مورد ارزیابی قرار گرفته‌اند. همچنین به منظور مقایسه و تحلیل تأثیر کاهش هزینه‌ها و ارائه‌ی چشم‌انداز GTL در صورت تحقق هزینه‌های بهینه‌ی شرکت شل، طرح با توجه به این هزینه‌ها نیز مورد ارزیابی قرار گرفته است.

هزینه‌ی خرید دانش فنی طرح

در طرح‌های صنعتی، بین ۵ تا ۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌گذاری به هزینه‌ی خرید دانش فنی طرح، اختصاص می‌یابد. در مقاله‌ی حاضر، این هزینه به میزان حداکثر و معادل ۱۰٪ هزینه‌های سرمایه‌گذاری واحد GTL برآورد می‌شود.

۶- هزینه‌های دوران بهره‌برداری^۱

هزینه‌های دوران بهره‌برداری طرح شامل هزینه‌های متغیر، ثابت و هزینه‌های اجتماعی می‌باشد. هزینه‌های متغیر، شامل هزینه‌ی کاتالیست‌ها و مصارف تأسیساتی، هزینه‌ی تأمین و پالایش گاز، هزینه‌ی نیروی انسانی و هزینه‌های بالاسری است. هزینه‌های ثابت شامل استهلاک، هزینه‌های غیرعملیاتی ثابت و هزینه‌های مالی طرح می‌باشد. هزینه‌های اجتماعی نیز هزینه‌های زیست محیطی را در برمی‌گیرد.

1- Operation Expenditure.

هزینه‌ی خوراک گاز طبیعی

تولید یک بشکه محصول GTL، به حدود ۲۸۳ مترمکعب گاز سبک نیاز است. از آن‌جا که ۸۸٪ از هر متر مکعب گاز میدان پارس جنوبی را گاز سبک تشکیل می‌دهد، بنابراین به ازای هر بشکه محصول نهائی، ۳۲۱/۶ مترمکعب گاز غنی استحصالی میدان پارس جنوبی به عنوان خوراک پالایشگاه گاز نیاز است. با توجه به ظرفیت اسمی طرح و تعداد روزهای کاری و قیمت هر متر مکعب گاز، هزینه‌ی سالانه‌ی گاز طبیعی قابل محاسبه است. قیمت خوراک گاز طبیعی را تبصره‌ی بند (ب) ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها، مشخص کرده است. هم‌چنین دولت، وزارت نفت را مکلف نموده تا قیمت خوراک واحدهای پتروشیمی در سال اول، ۲۹٪ قیمت سبک گاز صادراتی، تعیین کند و در سال‌های آتی، سالانه ۴٪ به آن اضافه کرده و در سال دهم به ۶۵٪ قیمت سبک گاز صادراتی برساند. در این زمینه دو نکته حائز اهمیت است، اول؛ با توجه به ابهام در قیمت سبک صادراتی، در این مقاله، قیمت گاز صادراتی به ترکیه، مبنای تعیین قیمت خوراک در نظر گرفته شده و برای تعیین قیمت گاز در مدت باقی‌مانده‌ی طرح و از سال یازدهم اجرای قانون، ادامه‌ی روند مذکور مد نظر قرار گرفته است. دوم؛ در سناریوی احداث واحد GTL با پالایشگاه، با توجه به نظر کارشناسان، قیمت گاز غنی، ۳۰٪ قیمت گاز سبک منظور شده است.

سایر هزینه‌های متغیر عملیاتی

در طرح احداث واحد GTL با پالایشگاه، هزینه‌ی پالایش گاز غنی بر اساس نرخ پالایشگاه‌های گاز به ازای هر متر مکعب ۲/۵ سنت در نظر گرفته شده است. هزینه‌ی کاتالیست‌ها و مصارف تأسیساتی مورد نیاز طرح، هم‌چنین هزینه‌ی نیروی انسانی و هزینه‌های بالاسری به ازای هر بشکه ۳ دلار در نظر گرفته شده است.

استهلاک

بر اساس دستورالعمل‌های موضوع ماده‌ی ۱۵۱ قانون مالیات‌های مستقیم، برای تجهیزات صنعت نفت، روش خط مستقیم به کار می‌رود. در این مقاله با توجه به طول عمر طرح به مدت ۲۰ سال، نرخ استهلاک به روش خط مستقیم، معادل ۵٪ و با ارزش اسقاط صفر در نظر گرفته شده است.

هزینه‌ی غیرعملیاتی ثابت طرح

در هر سال، ۵٪ هزینه‌های متغیر بهره‌برداری، به عنوان هزینه‌های غیرعملیاتی ثابت طرح که به حجم تولیدات طرح بستگی ندارد، در نظر گرفته می‌شود.

هزینه‌ی مالی طرح

به منظور تأمین بخشی از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری می‌توان از تسهیلات ارزی ارائه شده توسط دولت و یا منابع تأمین مالی خارجی استفاده کرد، اگرچه استفاده از تسهیلات صندوق توسعه‌ی ملی به لحاظ عدم پرداخت سود به خارج از کشور اولویت دارد. در این مقاله، فرض بر این است که ۷۰٪ هزینه‌های سرمایه‌گذاری از محل تسهیلات ارزی تأمین می‌شود. بنابراین با توجه به تعیین نرخ سود تسهیلات ارزی بر اساس نرخ لایبور^۱ به اضافه‌ی ۲٪ و این که نرخ لایبور در ابتدای سال ۲۰۱۱، ۰/۷۸ بوده و پیش‌بینی می‌شود در ماه‌های آتی به ۱٪ افزایش یابد^۲، نرخ سود تسهیلات ارزی مورد استفاده در این طرح، ۳٪ در نظر گرفته شده است. هزینه‌های جانبی دریافت تسهیلات همانند مخارج تضمین پرداخت و سایر هزینه‌ها نیز به میزان ۱/۲۵٪ حجم تسهیلات مالی، پیش‌بینی می‌شود.

هزینه‌ی اجتماعی^۳

سوخت‌های فسیلی از بزرگ‌ترین منابع آلاینده‌ی جهان هستند که در جریان تولید، انتقال، پالایش و احتراق، سبب انتشار ذرات آلاینده به‌ویژه دی‌اکسیدکربن^۴ می‌شوند. پس از کنفرانس سال ۱۹۹۲ ملل متحد، ملاحظات زیست محیطی در استفاده از منابع انرژی با لحاظ هزینه‌های اجتماعی در قالب قانون مالیات زیست محیطی در دنیا مورد توجه قرار گرفته است. هزینه‌های اجتماعی انتشار CO₂ در ایران در تبصره‌ی ۱ ماده‌ی ۳۸ قانون مالیات بر ارزش افزوده، با عنوان عوارض آلاینده‌ی، معادل ۱٪ فروش تعیین شده است. در سناریوی احداث واحد GTL با پالایشگاه، با توجه به این که از پالایش هر مترمکعب گاز غنی، ۳۵ گرم CO₂ آزاد می‌شود، عوارض آلاینده‌ی، مبنای احتساب هزینه‌های اجتماعی در نظر گرفته شده است.

1- London Interbank Offered Rate (LIBOR).

2- www.Bankrate.com.

3- Social Cost.

4- CO₂.

۷- برنامه‌ی تولید

با توجه به مطالعات شرکت ساسول، فرآورده‌های واحد GTL شامل ۷۶٪ گازوئیل، ۲۱٪ نفتا^۱ و ۳٪ گاز مایع می‌باشد. در صورت احداث واحد GTL با پالایشگاه، امکان تولید و فروش محصولات جانبی طرح فراهم خواهد شد.

جدول ۲- برآورد میزان تولید محصولات جانبی در سناریوی احداث واحد GTL با پالایشگاه گاز

نام	واحد	نحوه‌ی برآورد میزان تولید
گازمایع	تن در سال	به ازای هر یک میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز ۱۷۰۰۰ تن در سال
اتان	تن در سال	به ازای هر یک میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز ۹۰۰۰ تن در سال
گوگرد	تن در سال	به ازای هر یک میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز ۷ تن در سال
بنزین	بشکه در روز	به ازای هر یک میلیون مترمکعب گاز طبیعی در روز ۱۳۴۰ بشکه در روز

مأخذ: www.Sasol.com و مطالعات اولیه‌ی شرکت ساسول برای احداث واحد GTL در ایران

پیش‌بینی قیمت نفت خام

در این مقاله، پیش‌بینی اداره‌ی اطلاعات انرژی آمریکا^۲ در قالب چشم‌انداز سالانه انرژی^۳، مبنای پیش‌بینی قیمت نفت خام و فرآورده‌ها قرار گرفته است. با توجه به گزارش سال ۲۰۰۹ اداره‌ی مذکور مبنی بر این که پیش‌بینی‌های قیمت نفت در تمامی AEOها به طور میانگین ۵۱/۱٪ کمتر از واقع انحراف داشته است، درصد مذکور به پیش‌بینی افزوده می‌شود، بنابراین پیش‌بینی بر اساس سناریوی مرجع EIA با پیش‌بینی IEA مبنی بر افزایش قیمت نفت خام به ۲۱۰ دلار در هر بشکه تا سال ۲۰۳۵، هم‌خوانی دارد.

قیمت فرآورده‌های نفتی

مطالعات مختلفی در رابطه با تعیین قیمت فرآورده‌های حاصل از پالایش نفت خام، انجام شده است که حاکی از وجود رابطه‌ی بلندمدت میان قیمت نفت خام و فرآورده‌های نفتی، می‌باشد. همچنین، توجه به قیمت نفت خام و فرآورده‌های حاصل از پالایش آن نشان می‌دهد که قیمت فرآورده‌های نفتی از قیمت نفت خام پیروی می‌کند.

1- Naphtha.

2- Energy Information Administration (EIA).

3- Annual Energy Outlook (AEO).

- قیمت دیزل

دیزل و گازوئیل در حقیقت یک ماده با تفاوت‌هایی در مشخصات فنی هستند. بررسی قیمت گازوئیل و نفت خام نشان می‌دهد که در سال‌های ۲۰۱۰-۲۰۰۷ اختلاف قیمت این مواد با ارزش حدود ۱۴/۵ دلار است. مقایسه‌ی قیمت نفت خام و گازوئیل به صورت ماهانه و در بازار آمریکا نیز نشان می‌دهد که اختلاف قیمت مذکور حدود ۱۳/۵ دلار می‌باشد، بنابراین در این مقاله، متوسط اختلاف قیمت گازوئیل با نفت خام به ازای هر بشکه ۱۴ دلار در نظر گرفته شده است.

- قیمت نفتا

نفتا فرآورده‌ای است میان گازوئیل و نفت سفید، که به عنوان ماده‌ی اولیه‌ی صنعت پتروشیمی کاربرد دارد. مقایسه‌ی قیمت نفت خام و نفتا در فاصله‌ی زمانی ۲۰۱۰-۲۰۰۷، تفاوت قیمتی حدود ۱۶ دلار به ازای هر بشکه را نشان می‌دهد. مقایسه‌ی قیمت ماهانه‌ی نفتا و نفت خام در سال ۲۰۱۰، تفاوت قیمتی حدود ۲۰ دلار را نشان می‌دهد، بنابراین با توجه به محاسبات فوق، در این مقاله متوسط تفاوت قیمتی نفتا با نفت خام، ۱۸ دلار به ازای هر بشکه در نظر گرفته می‌شود.

- قیمت گاز مایع^۱

با توجه به این‌که LPG به طور عمده از پروپان و بوتان تشکیل شده است، قیمت ترکیبی این دو عنصر مبنای محاسبه‌ی قیمت LPG و برآورد اختلاف قیمت این فرآورده با نفت خام قرار می‌گیرد. به قیمت‌های بازار نشان می‌دهد که قیمت پروپان و بوتان از قیمت نفت خام پیروی می‌کند. مقایسه‌ی قیمت LPG با نفت خام در دوره‌ی زمانی ۲۰۱۰-۲۰۰۷ نشان می‌دهد که قیمت LPG به طور متوسط حدود ۲۱ دلار کم‌تر از قیمت نفت خام است. تفاوت قیمت ماهانه‌ی سال ۲۰۱۰ نیز حدود ۱۵- دلار است، بنابراین در این مقاله، ۱۸- دلار به ازای هر بشکه، مبنای اختلاف قیمت LPG و نفت خام در نظر گرفته می‌شود.

1- Liquefied Petroleum Gas (LPG).

برآورد قیمت فروش فرآورده‌های اصلی طرح

تعیین قیمت محصولات GTL بر اساس قیمت نفت خام و محصولات پالایش آن انجام می‌گیرد. ابتدا با توجه به میانگین اختلاف قیمت فرآورده‌ها با قیمت نفت خام و سهم فرآورده‌ها از یک بشکه GTL، میانگین وزنی به عنوان مازاد قیمت یک بشکه فرآورده‌ی نفتی نسبت به یک بشکه نفت خام محاسبه می‌شود. تحلیل گران انتظار دارند با توجه به کیفیت فرآورده‌های GTL، مازاد قیمتی بین ۳ تا ۵ دلار به‌عنوان حق مرغوبیت^۱ فرآورده‌های تولیدی GTL نسبت به فرآورده‌های نفت خام حاصل شود. در این مقاله، حق مرغوبیتی معادل ۴ دلار برای این‌گونه فرآورده‌ها در نظر گرفته می‌شود. در نهایت مازاد قیمتی فرآورده‌های نفتی و حق مرغوبیت فرآورده‌های GTL به قیمت پیش‌بینی نفت خام افزوده می‌شوند و قیمت یک بشکه فرآورده‌ی GTL برآورد می‌شود.

جدول ۳- پیش‌بینی قیمت یک بشکه فرآورده‌ی GTL مورد استفاده در این تحقیق

سال	قیمت مرجع	خوشینانه	بدینانه	سال	قیمت مرجع	خوشینانه	بدینانه
۲۰۱۶	۱۶۶/۴۳	۲۵۴/۲۴	۹۶/۱۶	۲۰۲۶	۱۹۴/۲	۳۱۶/۵۶	۹۶/۱۳
۲۰۱۷	۱۷۰/۹۶	۲۷۰/۲۹	۹۶/۲۴	۲۰۲۷	۱۹۶/۷۸	۳۱۸/۴	۹۶/۱۳
۲۰۱۸	۱۷۵/۷۶	۲۸۳/۰۱	۳۵۱۲۵	۲۰۲۸	۱۹۹/۵۲	۳۲۰/۸۸	۹۶/۰۶
۲۰۱۹	۱۷۸/۸۸	۲۹۱/۸۱	۹۶/۴۴	۲۰۲۹	۲۰۲/۴	۳۲۳/۶۶	۹۶
۲۰۲۰	۱۸۱/۶۱	۲۹۸/۴۹	۹۶/۳۶	۲۰۳۰	۲۰۴/۶۱	۳۲۶/۱۱	۹۶/۰۱
۲۰۲۱	۱۸۳/۴۸	۳۰۲/۶۴	۹۶/۳۲	۲۰۳۱	۲۰۷/۷۲	۳۲۸/۲۴	۹۵/۹۵
۲۰۲۲	۱۸۵/۶	۳۰۶/۱۲	۹۶/۳	۲۰۳۲	۲۱۰/۵۵	۳۳۰/۳۷	۹۵/۸۶
۲۰۲۳	۱۸۷/۷۲	۳۰۹/۲۶	۹۶/۲۷	۲۰۳۳	۲۱۳/۳۶	۳۳۱/۹۶	۹۵/۸۲
۲۰۲۴	۱۸۹/۶۹	۳۱۱/۲۲	۹۶/۲۱	۲۰۳۴	۲۱۶/۳۲	۳۳۳/۳۵	۹۵/۸
۲۰۲۵	۱۹۱/۹	۳۱۴/۱۷	۹۶/۱۶	۲۰۳۵	۲۱۹/۳	۳۳۴/۷۱	۹۵/۷۳

مأخذ: یافته‌های تحقیق

1- GTL premium.

برآورد قیمت محصولات جانبی

با احداث پالایشگاه گاز در کنار واحد اصلی و پالایش گاز غنی، محصولاتی به دست می‌آیند که می‌توان با درآمد حاصل از فروش آن‌ها سودآوری طرح را افزایش داد. بنزین طبیعی^۱، گوگرد، اتان^۲ و گازمایع، این محصولات را تشکیل می‌دهند.

- قیمت گاز مایع

برای محاسبه‌ی قیمت هر تن گاز مایع، ابتدا ۱۸ دلار از قیمت هر بشکه‌ی نفت خام، کسر و سپس نتیجه برای تبدیل بشکه به تن، در ۱۱/۶ ضرب شده است.

- قیمت بنزین طبیعی

بررسی بازار میعانات گازی نشان می‌دهد، قیمت بنزین طبیعی، معمولاً بین ۳۰ تا ۵۰ درصد از قیمت نفت خام بیش‌تر است. در این مقاله، قیمت بنزین طبیعی ۳۰٪ بیش‌تر از قیمت پیش‌بینی نفت خام در نظر گرفته شده است.

- تعیین قیمت گوگرد

براساس گزارش موجود، قیمت فوب خلیج فارس در پایان سال ۲۰۱۰ حدود ۱۴۰ دلار در هر تن بوده است.^۳ با توجه به پیش‌بینی انجام گرفته قیمت گوگرد سالانه ۲٪ رشد خواهد یافت.^۴

- قیمت اتان

قیمت اتان نیز با توجه به پیش‌بینی انجام گرفته^۵، تا سال ۲۰۳۵ برآورد شده است.

۸- سایر موضوعات مهم در انجام تحقیق

- طول دوران ساخت در مطالعات مشابه ۳ و یا ۴ سال در نظر گرفته شده است، اما با توجه به این حقیقت که دوران ساخت در ایران بیش از حد انتظار طول می‌کشد، دوران ساخت در این تحقیق ۵ سال در نظر گرفته شده است.

- در این مقاله با توجه به شروع دوران بهره‌برداری طرح در سال ۲۰۱۵ و وجود پیش‌بینی قیمت نفت خام تا سال ۲۰۳۵، دوران بهره‌برداری طرح، ۲۰ سال در نظر گرفته

1- Natural Gasoline.

2- Ethane.

3- www.icis.com

4- AJM Petroleum Consultants.

5- AJM Petroleum Consultants.

شده است. روزهای کاری در هر سال نیز با توجه به تعطیلات رسمی در کشور و نیاز تأسیسات به استراحت، ۳۰۰ روز در نظر گرفته می‌شود. در سال اول بهره‌برداری، طرح با ۷۰٪ ظرفیت اسمی خود آغاز به کار می‌کند و با افزایش سالانه ۵٪ ظرفیت، در سال هفتم با ظرفیت کامل ادامه فعالیت خواهد داد.

- در نتایج اولیه، نرخ تورم در نظر گرفته نشده، ولی در تحلیل حساسیت، موضوع تغییر قیمت‌ها مورد بررسی قرار گرفته است.

- نرخ تنزیل، معادل نرخ سود اوراق مشارکت ریالی در طرح‌های صنعت نفت و پتروشیمی، منتشر شده در سال جاری، یعنی ۱۷٪ انتخاب شده است.

- بر اساس ماده‌ی ۱۳ قانون مالیات بر ارزش افزوده، صادرات کالا و خدمت به خارج از کشور از طریق مبادی خروجی رسمی، مشمول مالیات نمی‌باشد، بنابراین تمامی تولیدات با فرض صادرات به خارج، از شمول مالیات معاف هستند.

۹- یافته‌های تحقیق

با توجه به مفروضات گفته شده و داده‌های موجود، با نرم افزار کامفار به تحلیل اقتصادی طرح در حالت‌های مختلف پرداخته شده است. در خروجی نرم افزار کامفار، بر ارزیابی با معیارهای NPV، IRR، MIRR و PP تأکید می‌شود. قبل از ارائه‌ی نتایج، به این نکته مهم باید اشاره شود که در طرح‌های غیرعادی و در طرح‌های ناسازگار، استفاده از IRR به تصمیم نامناسب منتهی می‌شود، بنابراین MIRR به عنوان جای‌گزین مناسب از انحراف در تصمیم‌گیری جلوگیری می‌کند. در این تحقیق که الگوی جریان‌ات نقدی طرح‌های مورد مقایسه و طول عمر طرح‌ها یکسان است، MIRR معادل IRR در نظر گرفته شده است، بنابراین با توجه به سه ظرفیت تولید، دو نوع هزینه‌ی سرمایه‌ای و قیمت‌های سه‌گانه‌ی پیش‌بینی قیمت نفت خام و احداث با و بدون پالایشگاه، ۲۴ سناریو طراحی شده است.

خروجی نتایج مربوط به طرح احداث واحد GTL با توجه به سناریوهای مختلف

ردیف	ظرفیت	هزینه سرمایه‌گذاری	قیمت نفت خام	NPV(Million\$)	IRR(%)	MIRR(%)	مدت pay	مجموعه pay
۱	۷۰۰۰۰	۴۰۰۰۰	قیمت پایین نفت خام	۲,۵۵۱/۰۰۶۵۷۹	۲۲/۰۳۱	۲۲/۰۳۱	۷/۳۸	۱۱/۹۹
			قیمت مرجع	۱۰,۹۰۲/۵۵۵۴۰۷	۳۲/۳۲	۳۲/۳۲	۶/۲۹	۷/۹۸
			بدون پالایشگاه	۴۵۷/۴۳۱۳۳۰	۱۸/۳۸	۱۸/۳۸	۷/۷	۱۵/۹۶
			قیمت بالای نفت خام	۲۱,۶۲۳/۶۳۰۸۳۲	۴۰/۸۹	۴۰/۸۹	۵/۸۳	۶/۷۸
۲	۷۰۰۰۰	۲۰۰۰۰	قیمت پایین نفت خام	۴,۵۰۲/۳۴۱۰۵۵	۲۹/۰۳	۲۹/۰۳	۶/۴۹	۸/۶۳
			قیمت مرجع	۱۲,۸۵۳/۸۸۹۸۸۳	۴۰/۷۸	۴۰/۷۸	۵/۸	۶/۷۵
			بدون پالایشگاه	۲,۴۱۱/۸۹۹۱۹۵	۲۸/۲۱	۲۸/۲۱	۶/۴۶	۸/۴۵
			قیمت بالای نفت خام	۲۳,۵۷۴/۹۶۵۳۰۸	۵۰/۵۸	۵۰/۵۸	۵/۵	۶/۰۸
۳	۷۰۰۰۰	۵۰۰۰۰	قیمت پایین نفت خام	۷۸۶/۵۹۶۶۰	۱۹/۷۷	۱۹/۷۷	۷/۸۱	۱۴/۵۷
			قیمت مرجع	۴,۹۶۲/۱۹۷۰۸۶	۲۹/۵۸	۲۹/۵۸	۶/۵۳	۸/۶۵
			بدون پالایشگاه	۱۵/۶۴	۱۵/۶۴	۸/۳۱	یافت نشد
			قیمت بالای نفت خام	۱۰,۳۲۲/۵۱۴۳۶۵	۳۷/۷۳	۳۷/۷۳	۶	۷/۱۵
۴	۷۰۰۰۰	۲۵۰۰۰	قیمت پایین نفت خام	۲,۰۰۶/۱۸۰۶۴۸	۲۶/۸۱	۲۶/۸۱	۶/۷۲	۹/۳۷
			قیمت مرجع	۶,۱۸۱/۷۸۱۱۳۴	۳۸/۱	۳۸/۱	۵/۹۴	۷/۰۴
			بدون پالایشگاه	۹۶۱/۶۴۱۱۱۴	۲۴/۸۲	۲۴/۸۲	۶/۷۸	۹/۵۶
			قیمت بالای نفت خام	۱۱,۵۴۲/۰۹۸۴۱۳	۴۷/۵۲	۴۷/۵۲	۵/۵۹	۶/۲۵
۵	۷۰۰۰۰	۳۰۰۰۰	قیمت پایین نفت خام	۱۲۸/۰۴۱۷۰۶	۱۷/۹۵	۱۷/۹۵	۸/۲۲	۱۹/۰۵
			قیمت مرجع	۱,۴۰۰/۸۲۱۸۶۴	۲۷/۳۷	۲۷/۳۷	۶/۷۶	۹/۳۶
			بدون پالایشگاه	۱۳/۵۴	۱۳/۵۴	۸/۹۱	یافت نشد
			قیمت بالای نفت خام	۴,۲۱۴/۸۶۲۴۴۸	۳۵/۱۸	۳۵/۱۸	۶/۱۴	۷/۵۲
۶	۷۰۰۰۰	۴۰۰۰۰	قیمت پایین نفت خام	۵۴۶/۱۸۴۸۰۸	۲۲/۰۲	۲۲/۰۲	۷/۳۸	۱۱/۹۹
			قیمت مرجع	۲,۳۳۵/۷۲۸۱۵۲	۳۲/۳۲	۳۲/۳۲	۶/۲۹	۷/۹۸
			بدون پالایشگاه	۹۸/۰۲۰۹۹۹	۱۸/۳۸	۱۸/۳۸	۷/۷	۱۵/۹۶
			قیمت بالای نفت خام	۴,۶۳۳/۰۰۷۳۵۰	۴۰/۸۹	۴۰/۸۹	۵/۸۳	۶/۷۸

بررسی نتایج و انتخاب پروژه

قبل از ارائه و تحلیل نتایج نهایی، ذکر چند نکته ضروری به نظر می‌رسد. اول؛ سناریوهای اصلی تحقیق بر مبنای پیش‌بینی مرجع قیمت نفت خام و هزینه سرمایه‌گذاری واقعی طراحی شده‌اند و نتایج سایر سناریوها تنها با رویکرد توجه به چشم انداز کاهش هزینه سرمایه‌ای و نیز سناریوهای جایگزین پیش‌بینی قیمت نفت خام ارائه می‌شود. دوم؛ در ظرفیت تولید مفروض و با هزینه سرمایه‌گذاری مشخص،

افزایش قیمت نفت خام سودآوری پروژه را افزایش می‌دهد. سوم؛ در ظرفیت تولید مفروض و قیمت نفت خام معین، با کاهش هزینه‌ی سرمایه‌گذاری، سودآوری به شدت بالا می‌رود و پروژه‌های توجیه‌ناپذیر، حداقل سودآوری را به دست می‌آورند. چهارم؛ نتایج ارزیابی پروژه‌ی احداث واحد با ظرفیت ۱۵۰۰۰ بشکه در روز، در صورت تحقق هزینه‌ی سرمایه‌گذاری بهینه، از نظر IRR و PP به نتایج دقیقاً برابر با نتایج ارزیابی احداث واحد با ظرفیت ۷۰۰۰۰ بشکه در روز و با هزینه‌ی واقعی خواهد بود. پنجم؛ خوش‌بینانه‌ترین سناریو مربوط به واحد با ظرفیت ۷۰۰۰۰ بشکه در روز است که با فرض تحقق قیمت بالای نفت خام و هزینه‌ی بهینه‌ی سرمایه‌گذاری احداث شود. ششم؛ بدبینانه‌ترین سناریوی قابل اجرا مربوط به پروژه‌ی احداث واحد با ظرفیت تولید ۱۵۰۰۰ بشکه در روز و فرض تحقق قیمت هزینه‌ی سرمایه‌گذاری واقعی و قیمت پایین نفت خام است.

در ادامه با توجه به سناریوی اصلی تحقیق که بر اساس قیمت مرجع نفت خام و هزینه‌ی سرمایه‌گذاری واقعی طراحی شده، نتایج ذیل حاصل می‌شود:

۱- در ظرفیت تولید ۷۰۰۰۰ بشکه در روز، احداث واحد GTL با پالایشگاه نسبت به احداث آن بدون پالایشگاه گاز بسیار سودآورتر است.

۲- در ظرفیت تولید ۳۵۰۰۰ و ۱۵۰۰۰ بشکه در روز، پروژه‌ی احداث واحد بدون پالایشگاه، توجیه ندارد.

۳- احداث واحد بدون پالایشگاه با ظرفیت ۷۰۰۰۰ در روز، در مقایسه با احداث واحد با پالایشگاه در ظرفیت‌های ۳۵۰۰۰ و ۱۵۰۰۰ بشکه در روز، توجیه بسیار کم‌تری دارد. در نرم افزار کامفار، برای جلوگیری از انحراف در تصمیم‌گیری، برای طرح‌های با حجم سرمایه‌گذاری متفاوت، نسبت ارزش خالص فعلی^۱ تبیین شده است. NPVR در طرح‌های ۳۵۰۰۰ و ۱۵۰۰۰ بشکه در روز بیش از مقدار آن در طرح ۷۰۰۰۰ بشکه در روز می‌باشد و لذا نتایج معیارهای اصلی مورد تأیید قرار می‌گیرد.

۴- احداث واحد با پالایشگاه در ظرفیت ۱۵۰۰۰ بشکه در روز، در مقایسه با احداث واحد مشابه در ظرفیت ۳۵۰۰۰ بشکه در روز، توجیه پذیری کم‌تری دارد. با توجه به NPVR نیز درمی‌یابیم که نتایج معیارهای اصلی مورد تأیید است.

1- NPV Ratio (NPVR).

۵- مقایسه‌ی معیارهای ارزیابی احداث واحد با پالایشگاه و با ظرفیت ۳۵۰۰۰ بشکه در روز، و واحد مشابه با ظرفیت ۷۰۰۰۰ بشکه در روز، نیز نشان می‌دهد که احداث واحد GTL با ظرفیت ۷۰۰۰۰ بشکه در روز توجیه پذیری بیش‌تری دارد. NPVR دو طرح نیز نتایج معیارهای اصلی را مورد تأیید قرار می‌دهد.

در نتیجه‌ی طرح احداث واحد GTL با پالایشگاه و با ظرفیت ۷۰۰۰۰ بشکه در روز، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری ۴۰۰۰۰ دلار به ازای هر بشکه و احتساب پیش‌بینی قیمت مرجع نفت خام، به عنوان طرح منتخب، مورد بررسی بیش‌تر قرار می‌گیرد.

- ارزش خالص فعلی

- ۱- مطابق تئوری، با افزایش نرخ تنزیل، NPV طرح کاهش می‌یابد.
- ۲- در نرخ تنزیل ۱۷٪، NPV حدود ۱۰۹۰۳ میلیون دلار است.
- ۳- افزایش نرخ تنزیل در این طرح، NPV را به شدت کاهش می‌دهد.

- دوره‌ی بازگشت سرمایه

در دوران ساخت و سال اول دوران بهره‌برداری، خالص جریان‌ات منفی بوده و از سال دوم، خالص جریان‌ات تجمعی پروژه، مثبت و به طور یکنواخت در حال افزایش می‌باشد. PP عادی سرمایه نیز ۶/۲۹ سال می‌باشد، به این معنی که در پایان فصل اول سال ۲۰۱۷، سرمایه‌ی اولیه‌ی پرداخت شده دوباره حاصل خواهد شد. مفهوم PP متحرک سرمایه، این است که ارزش زمانی پول در دوره‌ی بازگشت سرمایه مورد محاسبه قرار گرفته و در نتیجه ۷/۹۸ سال یعنی تا پایان سال ۲۰۱۸ طول می‌کشد تا سرمایه‌ی اولیه‌ی پرداخت شده دوباره جذب شود.

- نسبت سود خالص به کل فروش

در کل دوران بهره‌برداری، نسبت سود خالص به فروش حدود ۸۰٪ است. در نتیجه اولاً سود خالص تقریباً متناسب با فروش تغییر یافته و ثانیاً این نسبت بسیار مطلوب است، بنابراین پروژه از نرخ سود مطلوبی برخوردار می‌باشد.

- نقطه‌ی سر به سر

نقطه‌ی سر به سر یکی از شاخص‌های بررسی ریسک سرمایه‌گذاری محسوب می‌شود که این ریسک با افزایش ظرفیت در نقطه‌ی سر به سر، افزایش می‌یابد. در نقطه‌ی سر به سر، درآمد فروش به طور کامل هزینه‌های ثابت و متغیر را پوشش می‌دهد. در این

پروژه، نقطه سر به سر در کم‌تر از ۱۰٪ ظرفیت تولید، رخ می‌دهد، بنابراین نقطه‌ی سر به سر و ریسک سرمایه‌گذاری در وضعیت مطلوبی قرار دارد.

- نسبت جاری

نسبت جاری، متداول‌ترین نسبت نقدینگی است. نسبت جاری بالا علامت مثبتی برای سرمایه‌گذاری دوباره است. در پروژه‌ی مورد نظر، نسبت جاری از روند و رشد مطلوب برخوردار است.

تحلیل حساسیت

با توجه به این‌که بررسی توجیه‌پذیری طرح‌ها معمولاً در حالت عدم اطمینان انجام می‌شود، تحلیل حساسیت معیار مهمی در بررسی ریسک سرمایه‌گذاری به شمار می‌رود. در حقیقت، در تحلیل حساسیت، با تکرار محاسبات مالی از طریق تغییر پارامترهای تأثیرگذار بر نتایج ارزیابی، نتایج به دست آمده با نتایج اولیه مورد مقایسه قرار می‌گیرد. اگر تغییرات ایجاد شده در متغیرها، پروژه را از توجیه‌پذیری خارج نکند، سرمایه‌گذاری با اطمینان بیش‌تری انجام خواهد گرفت.

تحلیل حساسیت IRR

نرم‌افزار کامفار پس از محاسبه‌ی IRR پروژه، عوامل مهم تأثیرگذار بر IRR شامل درآمد فروش، تغییر در دارایی‌های ثابت و هزینه‌های عملیاتی را به میزان ۲۰٪ در جهت‌های مثبت و منفی تغییر می‌دهد تا میزان تأثیر آن‌ها مورد بررسی قرار گیرد.

- مطابق تئوری، افزایش درآمد فروش، IRR را افزایش داده و کاهش درآمد فروش، IRR را می‌کاهد. همچنین، افزایش عوامل هزینه‌ای، شامل هزینه‌های عملیاتی و تغییر در دارایی‌های ثابت، IRR را کاهش داده و کاهش این عوامل، IRR را افزایش می‌دهد. - با افزایش یا کاهش درآمد فروش به میزان ۲۰٪، IRR طرح از ۳۲/۳۲٪ به ترتیب به ۳۵/۷۳٪ و ۲۸/۲۶٪ تغییر می‌یابد.

- با افزایش یا کاهش دارایی‌های ثابت به میزان ۲۰٪، IRR طرح از ۳۲/۳۲٪ به ترتیب به ۲۹/۵۶٪ و ۳۵/۹۱٪ تغییر می‌یابد.

- با افزایش یا کاهش هزینه‌های عملیاتی به میزان ۲۰٪، IRR از ۳۲/۳۲٪ به ترتیب به ۳۱/۷۶٪ و ۳۲/۸۶٪ تغییر می‌یابد، بنابراین IRR نسبت به تغییر در هزینه‌های عملیاتی حساسیت زیادی ندارد.

تحلیل حساسیت کلی طرح

در این قسمت، حساسیت پروژه در نرخ تنزیل ۱۷٪ نسبت به تغییر عوامل سه‌گانه‌ی ذکر شده، از طریق مقایسه‌ی معیارهای ارزیابی مورد بررسی و تحلیل قرار می‌گیرد.

- با ۵۰٪ افزایش در هزینه‌های عملیاتی، NPV حدود ۱۴٪ کاهش و IRR به ۹۵٪ حالت اولیه کاهش می‌یابد. هم‌چنین PP تغییر چندانی نمی‌کند، بنابراین هم‌چنان سود قابل توجهی نصیب طرح خواهد شد.

- با ۵۰٪ افزایش در دارائی‌های ثابت، سودآوری طرح بیش‌تر از حالت قبل تحت تأثیر قرار خواهد گرفت، به طوری که NPV ۲۱٪ کاهش یافته و IRR به ۸۳٪ حالت اولیه می‌رسد. اگرچه PP عادی تغییر چشم‌گیری ندارد، اما PP متحرک ۲۰٪، یعنی حدود یک‌سال و نیم بیش‌تر می‌شود.

- با ۵۰٪ افزایش در درآمد فروش، NPV و IRR افزایش چشم‌گیر و PP عادی و به‌ویژه PP متحرک سرمایه کاهش قابل توجه دارند. این تحلیل به‌ویژه در صورت تحقق پیک تولید نفت و در نتیجه افزایش بسیار زیاد قیمت نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی، حائز اهمیت خواهد بود، چرا که قیمت فروش فرآورده‌های GTL به قیمت نفت‌خام و فرآورده‌های آن وابستگی شدید دارد.

۱۰- نتیجه‌گیری و پیشنهادات

انتقال گاز، به خط لوله و LNG که در حال حاضر به طور گسترده مورد استفاده قرار گرفته است، محدود نمی‌شود. در این مقاله فناوری GTL به‌عنوان یکی از انواع تبدیلات شیمیایی و انتقال گاز، مورد بررسی قرار گرفته است. فرایند GTL و پالایش نفت‌خام موجب تولید فرآورده‌های یکسان می‌شوند، اما با توجه به ارزان‌تر بودن گاز طبیعی نسبت به نفت‌خام و با وجود حق مرغوبیت فرآورده‌های GTL نسبت به فرآورده‌های پالایش نفت‌خام، قابلیت اطمینان سودآوری بهره‌گیری از این فناوری به‌هنگام نوسان قیمت هیدروکربن‌های مایع افزایش می‌یابد. هم‌چنین با توجه به وضع استانداردهای زیست محیطی جدید انتظار می‌رود که فرآورده‌های GTL به تدریج از حق مرغوبیت بیش‌تری نسبت به فرآورده‌های معمولی برخوردار شوند. هم‌چنین با توجه به بازارهای بالقوه و بالفعل فرآورده‌های GTL و تقاضای رو به رشد دیزل و نفتا و پیش‌بینی کمبود عرضه در آینده، بازار گسترده‌ای برای فرآورده‌های GTL وجود خواهد داشت.

ایران دومین کشور دارنده‌ی ذخایر گاز جهان بوده و کسب درآمد ارزی حاصل از بهره‌برداری و صادرات این منبع طبیعی با بهره‌گیری از فناوری‌های موجود، موضوعی مهم و راهبردی به شمار می‌رود. هر ۳۲۱/۶ متر مکعب گاز غنی می‌تواند به یک بشکه فرآورده‌ی نفتی مرغوب تبدیل شود، بنابراین استفاده از فناوری GTL ایران را قادر می‌سازد تا به طور بالقوه ۲۹۶۱۰ میلیارد مترمکعب ذخیره‌ی گازی کشور را به بیش از ۹۲ میلیارد بشکه فرآورده‌ی نفتی تبدیل کند. با توجه به این که در حال حاضر راندمان پالایشگاه‌ها، در زمینه‌ی تولید برش‌های بارزش مانند گازوئیل، نفت سفید و بنزین، در سطح پایینی قرار دارد، استفاده از فناوری GTL می‌تواند، علاوه بر تأمین مصرف داخلی، به صادرات فرآورده‌های نفتی کمک کند. برنامه‌ریزی در جهت استفاده از گازهای همراه نفت در صنعت GTL، برنامه‌ریزی جهت تولید و بهره‌برداری از گاز موجود در میدان مشترک گازی پارس جنوبی با توجه به محدودیت زمانی و نیز بهره‌برداری از مخازن گازی مناطق دور افتاده و منابع پراکنده‌ی گازی با بهره‌گیری از فناوری GTL ایران را قادر می‌سازد تا بدون مواجهه با چالش‌های پیش روی خط لوله و محدودیت‌های بازاری پیش رو در بازار LNG و با توجه به این که بازار مصرف فرآورده‌های GTL به دولت‌ها و واحدهای سیاسی دنیا تعلق نداشته و فرآورده‌های آن به صورت تک محموله در بورس‌های نفتی قابل معامله هستند، اقدام به کسب درآمد ارزی از منابع گازی خود کند.

با توجه به نتایج بررسی این مقاله، اجرای طرح بهره‌گیری فناوری GTL در ایران تحت مفروضات سناریوی اصلی از توجیه اقتصادی لازم برخوردار است، بنابراین فرضیه‌ی تحقیق مبنی بر این که احداث واحد GTL در ایران، با توجه به قیمت‌های مطرح شده در قانون هدفمندکردن یارانه‌ها دارای توجیه اقتصادی است، پذیرفته می‌شود.

فهرست منابع

احمد خانی، علیرضا، (۱۳۸۲)، امکان سنجی فنی- اقتصادی کاربرد فناوری GTL برای ایران، رساله‌ی کارشناسی ارشد، دانشکده‌ی اقتصاد، دانشگاه تهران.

توانپور، مصطفی و همکاران، (۱۳۸۶)، ارزیابی فنی - اقتصادی احداث واحدهای تولید فرآورده‌های GTL در کشور، فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی، سال چهارم، شماره‌ی ۱۵، صفحات ۱۴۳-۱۶۶.

خلیلی‌عراقی، منصور و همکاران، (۱۳۸۷)، ارزیابی اقتصادی تولید فرآورده‌های حاصل از فناوری تبدیل گاز به مایع (GTL) در ایران، فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی، سال پنجم، شماره‌ی ۱۸، صفحات ۱-۳۴.

معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور، هفته‌نامه‌ی خبری - تحلیلی برنامه، شماره‌ی ۳۹۴، دی ماه ۸۹.

Annual Energy Outlook Retrospective Review: Evaluation of Projections in Past Editions (1982-2009).

Annual Energy Outlook, 2009.

Balogan, et al, (2009), "Economic Viability of Gas to Liquids in Nigeria" Laser Engineering and Resources Consultants Limited, Nigeria Annual International Conference and Exhibition 3-5 August 2009 Abuja, Nig.

Bao. B. M. et al, (2010), "Simulation, Integration, and Economic Analysis of Gas-to-Liquid Processes", Texas A&M University at Qatar.

Blatt. J. M, (1979), "Investment Evaluation Under Uncertainty", Financial Management, 8(2), 66-81.

Chedid. R. et al, (2007), "The Potential of Gas-to-Liquid Technology in the Energy Market : The Case of Qatar", American University of Beirut, Energy Policy (35), 4799- 4811.

Economides. M. J, (2005), "The Economics of Gas to Liquids Compared to Liquefied Natural Gas", University of Houston, World Energy magazine, 8(1), 136-140.

Hirsch. R.L, (2008), "Mitigation of Maximum World Oil Production: Shortage Scenarios", Energy Policy 36, 881-889.

Lee. C. J, C. Han, (2009), "Optimal Economic Decision Making for Gas-to-Liquid Product Selection in Market Dynamics Considering Competition", Computer Aided Chemical Engineering, 27, 1881-1886.

Lee. C. J, C. Han, (2009), "Comparative Economic Analysis of Gas-to-Liquid Process for Optimal Product Selection", Proceedings of the 1st Annual Gas Processing Symposium 354-361.

Lichun. D, et al, (2008)," GTL or LNG: Which is the Best Way to Monetize "Stranded" Natural Gas?", Petroleum Science,5, 388–394.

Lorie, J. H, Savage, L. J, (1955),"Three Problems in Rationing Capital", The Journal of Business, 28(4),229–239.

Udaeta, et al, (2007),"Economics of Secondary Energy from GTL Regarding Natural Gas Reserves of Bolivia", Energy Policy,35, 4095–4106

World Energy Outlook 2008, 2009.

www.ajmpc.com (AJM Petroleum Consultants)

www.Bankrate.com

www.icis.com/Articles/2010/12/24/9422356/Outlook-11.