

# بررسی فنی - اقتصادی کاربرد فناوری GTL برای ایران

علیرضا احمدخانی، محمد یوسف معتمد هاشمی

شرکت پرشیا انرژی (مرکز تحقیقات گسترش)، تهران، خیابان شهید بهشتی، شماره ۵۹-۶۱

[ahmadkhani@hotmail.com](mailto:ahmadkhani@hotmail.com)

## چکیده

یکی از گزینه‌های پیش‌رو برای استفاده از ذخایر فراوان گاز طبیعی کشور و ایجاد ارزش افزوده مناسب برای آنها، تبدیل گاز طبیعی به فرآورده‌های نفتی در یک فرآیند GTL (Gas to Liquid) است. تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی با استفاده از فرآیند فیشر-تروپش (F-T)، از ابتدای ابداع آن در سال ۱۹۲۳ توسط فرانس فیشر (F. Fischer) و هانس تروپش (H. Tropsch) مورد توجه بسیاری قرار داشته است که البته به دلیل اقتصادی نبودن، تاکنون به عنوان یک راه‌حل تجاری فراگیر برای بهره‌برداری از منابع گاز طبیعی بکار گرفته نشده است. در سال‌های اخیر پیشرفت‌های قابل توجهی در کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای مورد نیاز برای احداث واحدهای GTL در مقیاس اقتصادی به دست آمده است، به گونه‌ای که این فناوری را به عنوان یک گزینه اقتصادی برای بهره‌برداری مناسب از ذخایر گازی جهان مطرح ساخته است. در این مقاله برای نخستین بار در کشور، در کنار بررسی مقدماتی فنی-اقتصادی کاربرد فناوری GTL، اقتصاد پروژه‌های GTL برای ایران بر اساس مدل هزینه-فایده (C/BA) و بکارگیری به‌روزترین داده‌ها مورد مطالعه قرار گرفته است.

**واژه‌های کلیدی: فرآیند فیشر - تروپش، اقتصاد فرآیند، نرخ بازده داخلی، دوره بازگشت سرمایه**

## مقدمه

بزرگ متانول با ظرفیت سالیانه هر کدام ۱/۷ میلیون تن را فراهم نمود [۱]. نزدیک به ۷۳ درصد از ذخایر گاز طبیعی جهان در دو منطقه خاورمیانه و شوروی سابق قرار دارد و این در حالی است که هزینه انتقال گاز طبیعی از مناطق تولیدکننده به بازارهای مصرف بسیار بیشتر از هزینه انتقال مواد میانی و نفت خام است. روش‌های شناخته شده برای انتقال گاز طبیعی به عنوان یک حامل انرژی به بازارهای مصرف عبارتند از [۱]:

- برای فواصل کمتر از ۲۵۰۰ کیلومتر و شدت جریان گاز کمتر از ۸۰۰ میلیون متر مکعب در سال، بهتر است گاز طبیعی

بهره‌برداری و ایجاد ارزش افزوده مناسب برای ذخایر گاز طبیعی ایران به عنوان دومین کشور دارنده این ذخایر، سال‌ها است که مورد توجه برنامه‌ریزان و دست‌اندرکاران کشور قرار گرفته است. از سوی دیگر در حال حاضر سالیانه نزدیک به ۱۲۰ میلیارد متر مکعب از ذخایر گاز طبیعی دنیا به دلیل عدم فرآورش و در دسترس نبودن کاربرد مناسب سوزاننده می‌شود و این در حالی است که می‌توان با این مقدار گاز طبیعی می‌توان سالیانه بیش از یکصد میلیون تن فرآورده شیمیایی تولید کرد. برای نمونه با این مقدار گاز طبیعی می‌توان خوراک ۸۰ واحد

در نیروگاه به برق تبدیل شده و برق را به عنوان حامل انرژی به بازار مصرف انتقال داد.

- برای فواصل کمتر از ۲۵۰۰ کیلومتر و شدت جریان گاز در محدوده ۱/۵ تا ۶ میلیارد متر مکعب، لوله کشی برای انتقال گاز مقرون به صرفه است.

- برای فواصل بیش از ۲۵۰۰ کیلومتر و شدت جریان گاز در محدوده ۱/۵ تا ۶ میلیارد متر مکعب، تبدیل گاز طبیعی به گاز مایع (LNG) و انتقال LNG با کشتی مقرون به صرفه است. برای مقاصدی غیر از انرژی، گاز طبیعی به فرآورده‌های شیمیایی مانند متانول، آمونیاک، هیدروژن، DME و سوخت‌های مایع سنتزی تبدیل شده و به بازارهای مصرف منتقل می‌شود. شناخته‌شده‌ترین روش برای تبدیل گاز طبیعی به سوخت‌های مایع، روش سنتز فیشر - تروپش (F-T) است [۲]. در این روش که یک فرآیند سه مرحله‌ای است، گاز طبیعی پس از تبدیل به گاز سنتز (Syngas) به فرآورده‌های هیدروکربنی تبدیل می‌شود. محصولات اصلی این فرآیند عبارتند از نفتا، گازوئیل، نفت سفید و فرآورده‌های ویژه هیدروکربنی [۳].

### فرآیند فیشر - تروپش

از دیدگاه عملیاتی دو نوع فرآیند F-T وجود دارد، فرآیند F-T در دمای بالا و فرآیند F-T در دمای پایین [۴]. فرآیند نخست در دمای نزدیک به ۳۵۰ °C (دمای عملیاتی راکتور سنتز F-T) و در راکتور با بستر سیال انجام می‌شود. گاز سنتز مناسب برای این راکتور دارای ویژگی زیر است [۴]:

$$M = (H_2 - CO_2) / (CO + CO_2) = 2 \quad (1)$$

فرآورده‌های بدست آمده از فرآیند FT در دمای بالا، نسبتاً سبک و بیشتر اولفینی هستند. فرآیند F-T در دمای پایین‌تر از ۱۸۰ °C تا ۲۵۰ °C انجام شده و گاز سنتز مناسب برای آن دارای ویژگی زیر است [۴]:

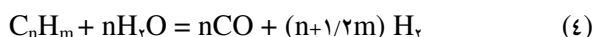
$$M = H_2 / CO = 2 \quad (2)$$

در فرآیند دمای پایین از راکتورهای بستر ثابت (Fixed Bed) و راکتورهای سه‌فازی دوغابی (Slurry Bed) استفاده می‌شود. از سوی دیگر فرآورده‌های این فرآیند هیدروکربون‌های پارافینی سنگین هستند. از دیدگاه فنی، سه مرحله اصلی یک فرآیند فیشر - تروپش عبارتند از:

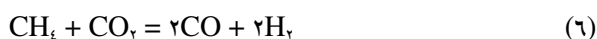
### ۱- تولید گاز سنتز (Syngas production)

برای تولید گاز سنتز از خوراک گاز طبیعی روش‌های گوناگونی وجود دارد که ریفورمینگ گاز طبیعی (متان) با بخار آب شناخته‌شده‌ترین آن‌ها است [۵]. فرآیند متداول ریفورمینگ گاز طبیعی با بخار قادر به تولید گاز سنتز با ویژگی‌های مورد نیاز فرآیند فیشر/تروپش (چه دمای بالا و چه دمای پایین) نبوده و بکارگیری روش‌های دیگر تولید گاز سنتز، ضروری است [۴]. تزریق CO<sub>2</sub> به خوراک ریفورمر، بکارگیری روش اکسایش پاره‌ای گاز طبیعی، روش ریفورمینگ خود گرمایی و بکارگیری همزمان ریفورمینگ با بخار و ریفورمینگ خود گرمایی از جمله این روش‌ها هستند [۵]. واکنش‌های اصلی تولید گاز سنتز عبارتند از [۴]:

- ریفورمینگ با بخار (Steam Reforming):



- ریفورمینگ با دی‌اکسید کربن (CO<sub>2</sub> Reforming)

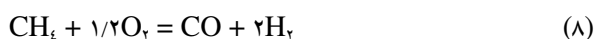


- ریفورمینگ خود گرمایی (Autothermal Reforming)



- اکسایش پاره‌ای کاتالیستی

(Catalytic Partial Oxidation)

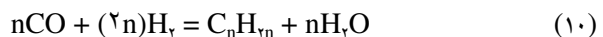
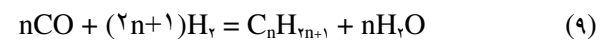


با توجه به اینکه صاحبان دانش فنی تولید گاز سنتز، کشورهایی به جز آمریکا را نیز در برمی گیرند (شناخته شده ترین آن‌ها غیر آمریکایی هستند) و از سوی دیگر تجربه بکارگیری واحدهای تولید گاز سنتز بیش از ۴ دهه در کشور قدمت دارد (راه اندازی پتروشیمی شیراز در سال ۱۳۴۲)، مشکل فنی چندانی در بکارگیری واحد تولید گاز سنتز در کشور وجود نداشته و نخواهد داشت. هم‌اکنون در واحدهای در دست ساخت متانول سوم (Haldor Topsoe)، متانول چهارم (Lurgi) و اوره و آمونیاک عسلویه و کرمانشاه (انگلستان Kellogg) واحدهای تولید گاز سنتز در حال ساخت و راه اندازی می‌باشند. یادآوری می‌شود که در واحد GTL Moss gas شرکت Sasol در آفریقای جنوبی از واحد گاز سنتز دومرحله‌ای شرکت لورگی مشابه به آن چه در طرح متانول چهارم در دست ساخت است استفاده می‌شود [۶].

در دماهای بالا تشکیل می‌شود) در محصول خروجی از راکتور وجود دارند [۳]. به دلیل توزیع نامناسب محصولات تولید شده در راکتورهای بستر سیال، بکارگیری این گونه از راکتورها در فرآیند GTL به تدریج کنار گذاشته شده است. از سوی دیگر در سال‌های اخیر، راکتورهای سه فازی دوغابی به دلیل مزایایی همچون هزینه کمتر، انتقال حرارت بهتر که امکان عملیات در شرایط هم‌دما (ایزوترمال) را امکان‌پذیر می‌کند، افت فشار کمتر، حجم کمتر کاتالیست مصرفی و سهولت تعویض کاتالیست‌های فرسوده با کاتالیست‌های تازه نسبت به راکتورهای با بستر ثابت در اولویت بکارگیری قرار گرفته‌اند. در بخش سنتز F-T، پژوهش‌های زیادی بر روی سینتیک، راکتور و کاتالیست مورد استفاده در فرآیند در کشور در دست انجام است [۶]. از میان صاحبان دانش فنی، شرکت‌هایی که تاکنون واحدهای GTL در مقیاس تجاری را راه‌اندازی کرده‌اند (Sasol, Shell) هیچ کدام آمریکایی نیستند.

## ۲- سنتز فیشر - تروپش (F-T Synthesis)

در این مرحله گاز سنتز تحت فشار ۲۰ تا ۳۰ اتمسفر و در دمای °C ۱۸۰ تا °C ۳۵۰ (بر اساس نوع فرآیند) و در مجاورت کاتالیزورهای فلزی چون آهن، کبالت و یا نیکل (فلزات نجیب رودیم و روتیم با وجود کارایی زیاد، هزینه و بهای بسیار بالایی دارند) بر اساس واکنش‌های زیر به هیدروکربن‌های سنگین (C<sub>۴۰</sub>-C<sub>۲۰</sub>) تبدیل می‌شود [۷]:



با وجود هزینه پایین‌تر و در دسترس بودن تجربیات عملی طولانی در بکارگیری کاتالیست‌های آهن، کاتالیست کبالت به دلیل طول عمر و فعالیت بیشتر، پایداری زیاد در برابر بخار آب موجود در خوراک و نیز گزینش‌پذیری (Selectivity) بهتر، در اولویت بالاتری قرار گرفته است. بر حسب دمای فرآیند و گزینش‌پذیری کاتالیست، آمیزه‌ای از هیدروکربن‌های پارافینی، اولفینی (مقدار کمی هیدروکربن‌های آروماتیک نیز

## ۳- پالایش و بهبود کیفیت فرآورده‌ها

در این مرحله، با استفاده از فرآیندهای متعارف پالایشگاهی مانند هیدروکراکینگ و ایزومریزاسیون، فرآورده‌هایی مانند گازوییل (Gasoil)، نفتا (Naphtha)، نفت سفید (Kerosene) و فرآورده‌های ویژه (Special Products) همچون روانکارها و پارافین حاصل می‌شود. تجربه زیادی درباره این فرآیندها و بکارگیری آن‌ها در پالایشگاه‌های کشور وجود دارد.

## اقتصاد پروژه‌های GTL

عوامل اثرگذار بر درآمدها و هزینه‌های یک پروژه GTL (اقتصاد یک پروژه GTL) عبارتند از [۸]:

۱- هزینه‌های سرمایه‌ای (Capital Expenditure, Capex)

۲- هزینه عملیاتی (Operational Expenditure, Opex)

۳- نسبت مالکیت به بدهی (Debt/Equity)

۴- سود فرآورده‌های نفتی

(Conventional Product Premium)

۵- نرخ تورم

۶- حق مرغوبیت فرآورده‌های GTL

(GTL Product Premium)

۷- هزینه گاز یا هزینه خوراک (Feedstock Cost)

۸- هزینه استهلاک (Depreciation)

۹- دوره ساخت

۱۰- مالیات

۱۱- بهای نفت خام

۱۲- دوره بهره برداری

هر یک از عوامل فوق تاثیر مستقیم بر جریان درآمدها و هزینه‌های پروژه دارد.

فناوری F-T یک فرآیند شناخته شده و با سابقه‌ای ۸۰ ساله است که از دیدگاه فنی کاملاً اثبات شده است، به گونه‌ای که در حال حاضر در آفریقای جنوبی روزانه بیش از ۲۰۰۰۰۰ بشکه فرآورده نفتی از این روش تولید می‌شود و کمپانی Shell نیز در کشور مالزی روزانه ۱۲۵۰۰ بشکه فرآورده نفتی از این روش تولید می‌کند [۸]. در جدول ۱، ظرفیت عملیاتی واحدهای GTL در سطح جهان گردآوری شده است که نشان می‌دهد این فناوری نه فقط در سطح آزمایشگاهی بلکه در مقیاس تجاری نیز کاربرد قابل توجهی دارد. اما آنچه که از اهمیت بسیار برخوردار است پاسخ به این پرسش است که چرا با این وجود، هنوز از این فناوری به عنوان راه‌کاری تجاری و سودآور برای بهره‌برداری از منابع فراوان گاز طبیعی استفاده نمی‌شود؟

علت اساسی این امر هزینه‌های سرمایه‌ای بالای ساخت و راه‌اندازی واحدهای GTL بوده است که تا اوایل دهه ۱۹۹۰ بیشتر از ۴۰۰۰۰ هزار دلار در ازای ایجاد هر بشکه ظرفیت بوده است [۸]. برای نمونه، هزینه ساخت و راه‌اندازی واحد GTL کمپانی Shell در کشور مالزی به ظرفیت ۱۲۵۰۰ بشکه

در روز ۸۵۰ میلیون دلار بوده است که معادل ۶۸۰۰۰ دلار به ازای هر بشکه ایجاد ظرفیت در روز است [۸]. از سال‌های میانی دهه ۱۹۹۰ به این سو، به دلیل فراهم آمدن امکان افزایش قابل توجه در ظرفیت راکتورها و در نتیجه بهره‌مندی از مزایای ناشی از افزایش مقیاس تولید، کاهش قابل توجهی در هزینه سرمایه‌ای ساخت واحدهای GTL ایجاد شده است، به گونه‌ای که هزینه ساخت واحد ۳۴۰۰۰ بشکه در روز شرکت Sasol در قطر نزدیک به ۹۰۰ میلیون دلار یعنی در حدود ۲۶۰۰۰ دلار در ازای ایجاد هر بشکه ظرفیت در روز است. در عین حال کمپانی‌های Sasol، Shell و BP مدعی هستند که با استفاده از مزایای ناشی از افزایش مقیاس تولید در ظرفیت‌های بالای ۶۰ تا ۷۰ هزار بشکه در روز می‌توان به هزینه سرمایه‌ای ۲۰۰۰۰ دلار در ازای ایجاد هر بشکه ظرفیت دست یافت [۸]. روند کاهش هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز برای ساخت واحدهای GTL در شکل ۱ نشان داده شده است.

### جدول ۱- واحدهای موجود GTL در مقیاس تجاری

[۸]

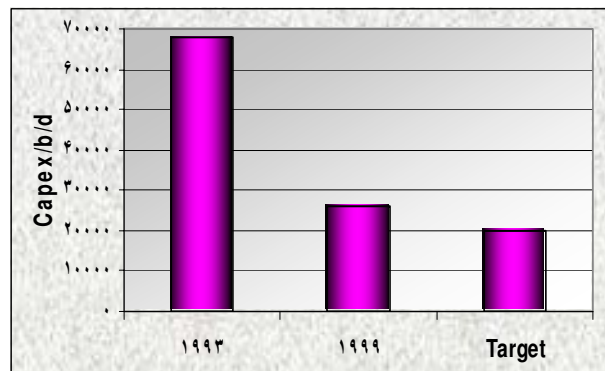
سال آغاز فعالیت	ظرفیت، (بشکه در روز)	مکان	مالکیت
۱۹۵۵	۸۰۰۰	آفریقای جنوبی	Sasol
۱۹۸۱	۱۶۰۰۰۰	آفریقای جنوبی	Sasol
۱۹۹۳	۲۵۰۰	آفریقای جنوبی	Sasol
۱۹۹۱	۳۶۰۰۰	آفریقای جنوبی	Mossgas (Petro SA)
۱۹۹۳	۱۲۵۰۰	مالزی	Shell

دارای یک حد (آستانه) است و نامحدود نمی‌باشد. بر اساس رابطه (۱۱) میتوان هزینه‌های سرمایه‌ای را در ازای ظرفیت‌های مختلف در یک واحد GTL محاسبه و میزان مزایای ناشی از افزایش ظرفیت تولید را بررسی کرد. بدین منظور در ادامه واحد GTL در حال ساخت در کشور قطر توسط کمپانی Sasol (که داده‌های مربوط به آن را می‌توان به‌عنوان یک واحد واقعی، با اطمینان بالا مورد استناد قرار داد) را به‌عنوان حالت مبنا در نظر گرفته شده است. با استفاده از رابطه (۱۱)، کاهش در هزینه سرمایه‌ای ساخت واحدهای GTL محاسبه و نتایج به‌صورت نموداری در شکل ۲ (پایان متن) نشان داده شده است.

### تحلیل هزینه فایده یک واحد GTL فرضی برای ایران

در ادامه اقتصاد پروژه‌های GTL فرضی در ایران بررسی شده و به‌این منظور، دوره بازگشت سرمایه (Payback Period) و نرخ بازده داخلی طرح (Internal Rate of Return, IRR) و بر اساس مدل هزینه-فایده (Cost-Benefit Analysis, C/BA) و بکارگیری به‌روزترین داده‌های گزارش شده از سوی شرکت‌های دست‌اندرکار این صنعت، مورد بررسی قرار گرفته است. فرض‌های پایه مورد استفاده در این بررسی در جدول ۲ گردآوری شده‌اند. این فرضیات به‌عنوان محتمل‌ترین سناریوی قابل تحقق برای ایران در نظر گرفته شده‌اند، زیرا [۸]:

- قیمت گاز تولیدی از بیشتر میداین گازی ایران کمتر از ۵۰ سنت در ازای هر میلیون Btu و برای میدان گازی پارس جنوبی در حدود ۵۰ سنت در ازای هر میلیون Btu است. با توجه به سایر پروژه‌های اجرا شده در منطقه خلیج فارس چون قطر و عمان، لحاظ این قیمت برای پروژه‌های GTL، منطقی به نظر می‌رسد. این در حالی است که وزارت نفت ایران در مذاکرات مقدماتی خود درباره احداث واحدهای GTL و LNG با شرکت‌های خارجی قیمت گاز ۶۰ تا ۷۰ سنت برای



شکل ۱: روند کاهش هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز برای

### ساخت واحدهای GTL [۸]

#### افزایش مقیاس تولید و کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای

در صنایع شیمیایی به‌طور متداول از رابطه توانی (Power Law) برای بررسی اثر تغییر ظرفیت واحدها بر هزینه‌های سرمایه‌ای ساخت آنها استفاده می‌شود [۹]:

$$C_i = C_n (Z)^y \quad (11)$$

رابطه یاد شده بیانگر این واقعیت است که با افزایش ظرفیت تولید یک کارخانه، هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز برای ایجاد هر واحد ظرفیت تولید در روز کاهش خواهد یافت. در این رابطه،  $C_i$  هزینه سرمایه‌ای واحد در دست برنامه‌ریزی برای ساخت و  $C_n$  کل هزینه سرمایه‌ای ثابت (Capex) یک واحد موجود، برای نمونه واحد GTL در حال ساخت شرکت Sasol در قطر است که هزینه آن ۹۰۰ میلیون دلار است. همچنین در این رابطه،  $Z$  یا نسبت ظرفیت عبارت است از ظرفیت واحد مورد نظر تقسیم بر ظرفیت واحد موجود (ظرفیت واحد GTL قطر ۳۴۰۰۰ بشکه در روز) است. همچنین مقدار  $y$  که در صنایع پالایش و پتروشیمی مقداری بین ۰/۵ تا ۰/۸ دارد، برای صنعت GTL برابر ۰/۶۶ گزارش شده است [۱۰]. یادآوری می‌شود که مقدار  $y$  با افزایش ظرفیت از یک میزان مشخص به بالا (که به صنعت مورد نظر مربوط است) به سمت عدد یک گرایش می‌یابد. مفهوم اقتصادی چنین ویژگی، آن است که استفاده از عامل مقیاس تولید برای کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای

هر میلیون Btu را پیشنهاد داده است. - با توجه به بهرمندی ایران از ذخایر بزرگ گاز طبیعی که هر کدام پتانسیل تامین گاز چندین پروژه بزرگ را دارا هستند، ظرفیت واحد تولیدی ۷۰۰۰۰ بشکه در روز لحاظ شده است تا با توجه به آن بتوان از صرفه‌های مقیاس ناشی از افزایش ظرفیت تولید بهره‌مند شده و دستیابی به سطح هزینه‌های سرمایه‌ای نزدیک به ۲۰۰۰۰ دلار در ازای هر بشکه ایجاد ظرفیت در روز را امکان‌پذیر سازد. لازم به ذکر است که گاز مورد نیاز یک واحد GTL به ظرفیت ۷۰ هزار بشکه در روز نزدیک به ۲۰ میلیون متر مکعب در روز خواهد بود که معادل گاز مصرفی یک واحد LNG به ظرفیت ۵ میلیون تن در سال است. در کل انتظار می‌رود با توجه به استفاده از صرفه‌های ناشی از افزایش ظرفیت تولیدی، دستیابی به سطح هزینه سرمایه‌ای ۲۲۰۰۰ دلار در ازای هر بشکه برای یک واحد GTL به ظرفیت ۷۰۰۰۰ بشکه در روز امکان‌پذیر باشد.

- هزینه عملیاتی فرآیند بسته به شرایط مختلف از جمله هزینه نیروی کار بین ۳/۵ تا ۵ دلار گزارش شده است. ایران نیز با توجه به بهرمندی از نیروی کار ارزان در صورت اعمال مدیریت هزینه دقیق در واحد، امکان دستیابی به سطح پائینی از هزینه عملیاتی را دارد و در این فرضیه به دلیل عدم دور بودن فرضیات از واقعیتهای موجود جهانی هزینه ۴/۵ دلار در نظر گرفته شده است.

- برای حفظ اعتبار تحلیل‌های این بررسی، تحت شرایط مختلف اقتصادی و به حداقل رساندن تاثیر ریسک ناشی نوسانات قیمت نفت بر تحلیل‌های اقتصاد پروژه، بهای نفت خام با توجه به ۳ پیش‌بینی مختلف ارائه شده توسط موسسات بین‌المللی (جدول ۳) در بدبینانه‌ترین حالت آن یعنی ۱۸ دلار در نظر گرفته شده است.

- حق مرغوبیت فرآورده‌های GTL نسبت به فرآورده‌های عادی یک مزیت بسیار مهم به‌شمار می‌آید. فرآورده‌های GTL به‌ویژه گازوئیل تولیدی آن دارای خواص برتری

همچون عاری بودن از سولفور و آروماتیک و همچنین درجه ستان بالاتر نسبت به گازوئیل عادی هستند. به‌همین علت تحلیلگران و کمپانی‌های فعال در صنعت GTL انتظار مازاد قیمتی بین یک تا ۳ دلار را برای فرآورده‌های تولیدی خود نسبت به فرآورده‌های موجود دارند، که در این بررسی حق مرغوبیت هر بشکه فرآورده GTL، ۲ دلار فرض شده است.

- در مورد استقراض این نکته قابل ذکر است که تامین مالی سرمایه مورد نیاز پروژه از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است، چرا که هر چه بتوان مقدار بیشتری از هزینه‌های سرمایه‌ای پروژه را از طریق استقراض تامین کرد می‌توان با انتقال هزینه‌های پروژه به سال‌های دورتر، ارزش واقعی آن را در جریان نقدینگی تنزیل شده (Discounted Cash Flow) پروژه کاهش داد و در نتیجه به سطح سود آوری بیشتری رسید.

با توجه به شرایط حاکم بر ایران و آخرین تحولات در مورد کاهش هزینه سرمایه‌ای واحدهای GTL، دستیابی به سطح هزینه سرمایه‌ای ۲۲۰۰۰ دلار برای هر واحد ایجاد ظرفیت و قیمت گاز ۶۰ سنت در ازای هر میلیون Btu گزینه‌ای کاملاً قابل دسترسی برای یک پروژه GTL در ایران است که تحت این شرایط نرخ بازده داخلی (IRR) پروژه ۱۶ درصد خواهد بود و دوره بازگشت سرمایه ۱۸ سال خواهد بود.

با توجه به مفروضات فوق هزینه تمام شده هر بشکه فرآورده ۱۷/۲۵ دلار خواهد بود که سهم هر یک از هزینه‌ها در یک بشکه فرآورده تولیدی در جدول ۴ محاسبه شده است.

### تحلیل حساسیت اقتصاد پروژه

در صورت امکان دستیابی به سطوح پائین‌تری از هزینه سرمایه‌ای، با استفاده از فاکتورهایی چون افزایش مقیاس تولید، امکان دستیابی پروژه به سودآوری بیشتر و سطوح بالاتر IRR وجود دارد. به‌طور مثال در صورت اجرای پروژه فوق با هزینه سرمایه‌ای ۲۰۰۰۰ دلار IRR پروژه به رقم قابل توجه ۱۹ درصد افزایش خواهد یافت.

## جدول ۲- فرض‌های مورد استفاده در تحلیل

### هزینه - فایده پروژه [۸]

۷۰۰۰۰	ظرفیت واحد، (بشکه در روز)
۲۲۰۰۰	هزینه سرمایه‌ای در ازای هر بشکه فر آورده، (\$) (Capex)
۴/۵	هزینه عملیاتی در ازای تولید هر بشکه فر آورده، (\$) (Opex)
۶۰	بهای گاز، (سنت در ازای هر میلیون Btu)
۴	نرخ استهلاک سالیانه، (%)
۲	نرخ تورم سالیانه، (%)
۷۰	سهم استقراض، (%)
۸	نرخ بهره سالیانه استقراض، (%)
۱۸	قیمت هر بشکه نفت خام برنت، (\$)
۳/۵	تفاوت قیمت هر بشکه فر آورده‌های GTL با نفت خام، (\$)
۲	حق مرغوبیت فر آورده‌های GTL نسبت به فر آورده‌های عادی، (\$ در ازای هر بشکه)
۱	هزینه حمل و نقل هر بشکه فر آورده، (\$)
۲۵	طول عمر پروژه، (سال)
صفر	مالیات
۹۵	عملکرد، (%)
۳	دوره ساخت، (سال)

## جدول ۳: پیش‌بینی بهای نفت خام تا سال ۲۰۲۵ [۸]

موسسه	۲۰۰۵	۲۰۱۰	۲۰۱۵	۲۰۲۰	۲۰۲۵
EIA	۲۳/۲۷	۲۳/۹۹	۲۴/۷۲	۲۵/۴۸	۲۶/۵۷
IEA	۲۱/۴۷	۲۱/۴۷	۲۳/۵۲	۲۵/۵۶	۲۷/۶۱
Altos	۲۲/۶۴	۲۳/۴۰	۲۵/۵۸	۲۷/۹۰	۳۱/۶۱
Dutche Bank	۱۹/۰۴	۱۸/۹۴	۱۹/۳۴	۱۹/۰۷	۱۹/۱۸

## جدول ۴: هزینه تمام شده یک بشکه فر آورده

### GTL و سهم اجزای تشکیل دهنده آن

درصد	دلار در هر بشکه	
۲۷	۴/۵۹	هزینه عملیاتی
۳۷	۶/۴۴	هزینه گاز
۳۶	۶/۲۱	هزینه سرمایه‌ای
۱۰۰	۱۷/۲۵	هزینه کل

در کل به ازای هر ۱۰۰۰ دلار تغییر در هزینه سرمایه‌ای IRR پروژه ۱ درصد تغییر خواهد کرد. همچنین در صورت تغییر قیمت گاز از ۶۰ سنت به ۵۰ سنت، IRR پروژه از ۱۶ درصد به ۱۹ درصد افزایش خواهد یافت، در کل هر ۵ سنت تغییر در قیمت گاز حدود ۲ درصد IRR پروژه را تغییر خواهد داد. تغییرات قیمت نفت اثر بسیار زیادی بر نرخ بازده داخلی پروژه دارد به گونه‌ای که هر یک دلار تغییر در قیمت نفت بیش از ۲ درصد بر نرخ بازده داخلی پروژه تاثیر می‌گذارد. اثر تغییرات هزینه سرمایه‌ای، بهای گاز طبیعی و نفت خام در جدول‌های ۵، ۶ و ۷ محاسبه و گزارش شده است.

**جدول ۵- اثر تغییرات هزینه سرمایه‌ای بر نرخ بازده داخلی پروژه**

نرخ بازده داخلی IRR (%)	هزینه سرمایه‌ای، (\$)
۱۹	۲۰۰۰۰
۱۸	۲۱۰۰۰
۱۶	۲۲۰۰۰
۱۵	۲۳۰۰۰
۱۳	۲۴۰۰۰
۱۲	۲۵۰۰۰

**جدول ۶- اثر تغییرات قیمت گاز بر نرخ بازده داخلی پروژه**

نرخ بازده داخلی IRR (%)	قیمت گاز در هر میلیون Btu، (سنت)
۱۹	۵۰
۱۸	۵۵
۱۶	۶۰
۱۵	۶۵
۱۳	۷۰
۱۱	۷۵

**جدول ۷- اثر تغییرات قیمت نفت خام بر نرخ بازده داخلی پروژه**

نرخ بازده داخلی پروژه IRR (%)	قیمت نفت خام، (دلار)
۶٪	۱۵
۹٪	۱۶
۱۲٪	۱۷
۱۶٪	۱۸
۱۸٪	۱۹
۲۰٪	۲۰
۲۳٪	۲۱
۲۶٪	۲۲

### نتیجه‌گیری

از دیدگاه فنی، فناوری GTL کاملاً شناخته شده و اثبات شده است و در عین حال صاحبان فناوری آن نیز از کشورهای مختلف جهان هستند به گونه‌ای که انحصار هیچ یک از فناوری‌های مورد نیاز این صنعت یعنی تولید گاز سنتز، فناوری F-T و فرآیندهای پالایش نفت خام در انحصار یک کشور و یا یک کمپانی نبوده و از لحاظ امکان استفاده از این فناوری محدودیت خاصی برای ایران وجود ندارد. سودآوری پروژه‌های GTL نیز تحت تاثیر عوامل متعددی قرار دارد که عمده‌ترین آنها هزینه سرمایه‌ای، قیمت گاز و قیمت نفت است. اظهار نظر در مورد اینکه پروژه‌های GTL اقتصادی هستند و یا خیر بستگی به عوامل متعدد، به ویژه رویکرد کشور میزبان به پروژه GTL دارد. در صورت بهره‌مندی از گاز ارزان (حداکثر ۵۰ سنت در هر میلیون Btu)، معافیت مالیاتی و ظرفیت بالای تولیدی برای بهره‌مندی از مزایای مقیاس تولید، می‌توان پروژه‌های GTL را به‌عنوان گزینه‌ای سودآور در بهره‌برداری از ذخایر گازی کشور دانست. علاوه بر این در فرآیند GTL به ازای تولید هر یک بشکه فرآورده نفتی، حدود یک بشکه آب به‌عنوان فرآورده جانبی (By-Product) تولید می‌شود که تمیز و قابل استفاده است و این امر در مناطق جنوبی ایران همچون عسلویه که با مشکل کمبود آب مواجه هستند از اهمیت زیادی برخوردار است.

## مراجع

۱- Holtmann, H.D. & Rothamel, M., "A Cost Effective methanol to Propylene Route", *Petrochemical and Gas Processing*, Autumn ۲۰۰۱.

۲- Van der Lean, G.P. "Kinetics, Selectivity and Scale Up of the Fischer-Tropsch Synthesis, RIJKSUNIVERSITEIT GRONINGEN, ۱۹۹۹.

۳- Naqvi, S.N. "Opportunities for Gas to Liquid Technologies", SRI Consulting, Report No. ۱۳۰C, February ۲۰۰۰.

۴- Rostrup-Nielsen, J.R. & Sehested, J. "Hydrogen and Synthesis Gas by Steam and CO<sub>2</sub> Reforming", *Adv. Cat.* ۴۷ (۲۰۰۲).

۵- محمد یوسف معتمد هاشمی، "شبه‌سازی و بهینه‌سازی کوره و راکتور تولید گاز سنتز در یک واحد احیای مستقیم"، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی شیمی، دانشگاه صنعتی شریف، ۱۳۸۰

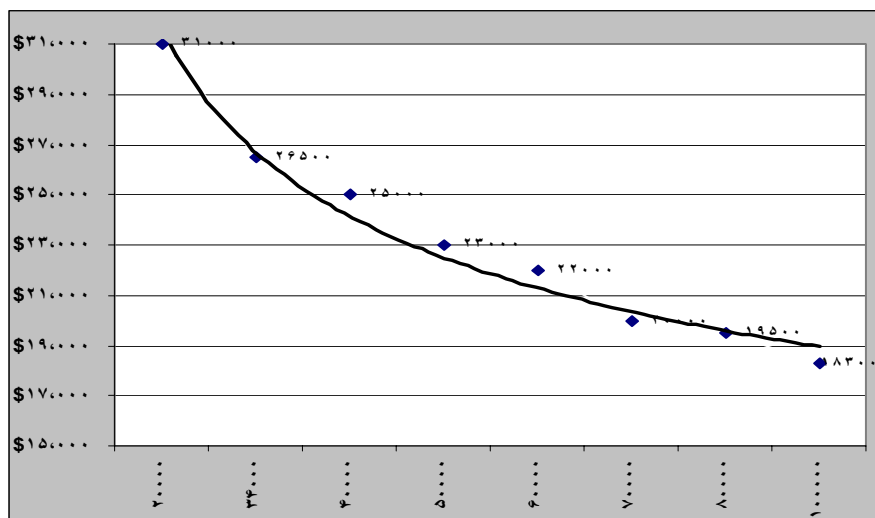
۶- دوازدهمین همایش ملی نفت، گاز و پتروشیمی (ویژه تبدیلات گازی)، تهران ۱۳۸۱

۷- Green, D.L. "An Assessment of Energy And Environmental Issues Related To The Use Of Gas-To-Liquid Fuels In Transportation", OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY, November ۱۹۹۹.

۸- علیرضا احمدخانی، "امکان‌سنجی اقتصادی کاربرد فتاوری GTL برای ایران، علیرضا احمدخانی، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده اقتصاد، دانشگاه تهران، ۱۳۸۲

۹- Peters, M.S & Timmerhaus, K.D. "Plant Design and Economic for CHEMical Engeenier", Third Edition , McGraw-Hill, ۱۹۸۱.

۱۰- Sherwood, K.W. & Craig, J.D. "Prospect for Development of Alaska Natural Gas, U.S. Department of the Interior, January ۲۰۰۱



شکل ۲: افزایش مقیاس تولید و کاهش در هزینه‌های سرمایه‌ای