بررسی اقتصادی فن‌آوری GTL

علیرضا احمدخانی[1]، افشین جوان[2]

۱ـ کارشناس ارشد بازاریابی LNG "شرکت ملی صادرات گاز ایران"

۲ـ کارشناس ارشد اقتصاد انرژی و بازاریابی

چکیده

تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی با استفاده از فرآیندFT، از بدو اکتشاف آن در سال ۱۹۲۳ توسط فرانس فیشر[1] و هانس تروپش[2] مورد توجه بسیار بوده است که البته به دلیل اقتصادی نبودن آن تا چند سال گذشته به عنوان یک راه حل تجاری برای بهره‌برداری از منابع گازی به کار گرفته نشده است.

در سال‌های اخیر پیشرفت قابل توجهی در کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای مورد نیاز برای احداث واحدهای در GTL مقیاس اقتصادی بدست آمده است بطوریکه این فنآوری را به عنوان یک گزینه اقتصادی برای بهره‌برداری از ذخایر گازی مطرح ساخته است. این مقاله سعی دارد تا ضمن بررسی آخرین وضعیت اقتصادی صنعت GTL ، وضعیت اقتصادی کاربرد این فنآوری برای ایران و برنامه‌های ایران در این رابطه را بررسی نماید.

البته راه‌های دیگری نیز برای تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی وجود دارد که برخی از آنها عبارتند از:

۱ـ اکسیداسیون زوجی متان OCM

۲ـ تبدیل متانول به بنزین MTG

۳ـ تبدیل متانول به پروپیلنMTP و استحصال بنزین، گازوئیل و نفتا به عنوان محصول جانبی

و چندین روش دیگر است که از لحاظ فنی و اقتصادی نسبت به فرآیندFT دارای مشکلاتی بوده و از تجربه عملیاتی کمتری برخوردارند، این مقاله فرآیندFT را به عنوان گزینه‌ای که از لحاظ فنی کاملا به اثبات رسیده و از لحاظ اقتصادی نیز در وضعیت مناسبی قرار گرفته است مورد بررسی قرار می‌دهد.

1- Franz Fisher
2- Hans Tropsch

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

۱ـ فرآیند GTL

فرآیند GTL به طور خلاصه شامل سه مرحله است:

۱ـ۱ـ تولید گاز سنتز[3] (مصنوعی):

در این مرحله با استفاده از روش‌های موجود همچون تغییر مولکولی با بخار[4]، اکسیداسیون جزئی[5] ریفورمینگ خود گرمایی[6] متان و اکسیژن ترکیب شده و گاز سنتز درست می‌شود.

فرمول گاز سنتز عبارت است از: $CO + H_2$

در واقع، گاز سنتز ترکیبی از هیدروژن و اکسید کربن است که معمولاً حاوی مقادیر کمی از بخار آب و دی‌اکسید کربن نیز می‌باشد.

جدول ۱ـ صاحبان فنآوری تولید گاز سنتز:

نام کشور	نام کمپانی
دانمارک	Haldro Tapsoe AS
آلمان	Lurgi AG
انگلیس	MW. Kellogg
انگلیس	Kynetix
انگلیس	Foster Wheeler Corp
آلمان	Unde GmbH

۱ـ۲ـ تولید هیدروکربن‌های خطی:

در این مرحله گاز سنتز تحت فشار اتمسفر، در درجه حرارت ۱۰۰ الی ۳۰۰ درجه سانتیگراد و در مجاورت کاتالیزورهای فلزی چون آهن، کبالت، نیکل، رتنیوم[7] و یا رودیم[8] به صورت هیدروکربن‌های خطی در می‌آید، که البته علاوه بر آن بخار آب و منواکسیدکربن نیز در این مرحله تولید می‌شود.

جدول ۲ـ صاحبان فنآوری FT:

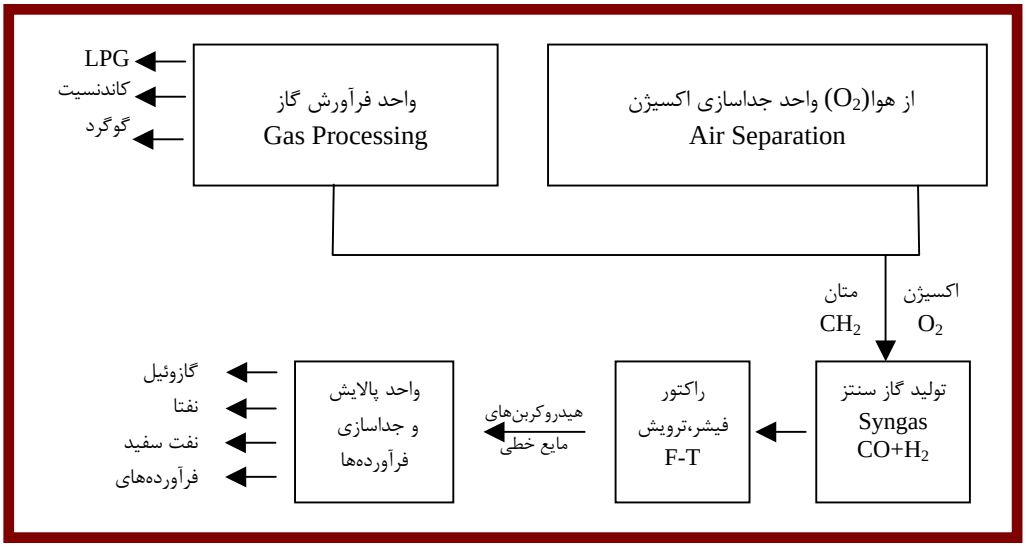
نام کشور	نام کمپانی
آفریقای جنوبی	Sasol
هلند ـ انگلیس	Shell
آمریکا	ExxonMobil
آمریکا	Syntroleum
انگلیس	BP
ایتالیا ـ فرانسه	ENI/IFP
آمریکا	Conoco
آمریکا	Rentech
آمریکا	Synfuels
آمریکا	Energy International

3- Synthesis Gas
4- Steam Reforming
5- Partial Oxidation
6- Auto Thermal Reforming (ATR)
7- Ruthenium
8- Rhodium

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

۱ـ۳ـ مرحله پالایش و بهبود کیفیت‌هیدروکربن‌های خطی

در این مرحله، با استفاده از فرآیندهای مشابه پالایش نفت خام همچون هیدروکرکینگ[۹]، ایزومراسیون[۱۰]، رفورمینگ کاتالیزوری[۱۱] و الکیلیشن[۱۲]، محصولاتی چون گازوئیل(Gasoil)، نفتا (Naphtha)، نفت سفید (Kerosene) و فرآورده‌های ویژه (Special Products) همچون روانکارها و پارافین حاصل می‌شود[۱۳].



منبع: Conoco Gas Solution , Conoco website

شکل ۱ـ فرآیند سه مرحله‌ای تبدیل گاز به فرآورده‌های میان تقطیری و ویژه

ذکر این مطلب لازم به نظر می‌رسد که فرآورده‌های نهایی بدست آمده از این فرآیند اکثراً معادل فرآورده‌های نفتی حاصل از برج تقطیر پالایشگاه‌های نفت خام است که در دامنه C_{10} تا C_{20} قرار دارند و اصطلاحاً به آنها فرآورده‌های میان تقطیری گفته می‌شود، از همین روی بعضاً واژه Gas to liquid با استفاده از روش FT را تبدیل گاز به فرآورده‌های میان تقطیری می‌گویند.

9- Hydrocraking
10- Isomerization
11- Cat. reforming
12- Alkylation
13- Kinetics, Selectivity and Scale Up of the Fischer-Tropsch Synthesis, Gerard P. van der Laan, RIJKSUNIVERSITEIT RONINGEN,1999, SBN 90 367 1011 1

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

جدول ۳ـ برش‌های اصلی حاصل از پالایش نفت خام و دامنه هیدروکربن‌های تشکیل دهنده آنها است.

گاز	C_1-C_2
LPG (بوتان و پروپان)	C_3-C_4
بنزین	C_5-C_{12}
نفتا	C_8-C_{12}
نفت سفید (Jet Fuel)	C_{11}-C_{13}
دیزل (Fuel oil)	C_{13}-C_{17}
فرآورده‌های میان تقطیری	**C_{10}-C_{20}**
هیدروکربورهای مومی سبک	C_{18}-C_{23}
هیدروکربورهای مومی متوسط	C_{24}-C_{35}
هیدروکربورهای مومی سنگین	C_{35}+

منبع: Kinetics, Selectivity and Scale Up of the Fischer-Tropsch Synthesis

البته در کنار فرآورده‌هایی چون گازوئیل، نفتا و نفت سفید و مقداری فرآورده‌های سنگین چون انواع روانکارها و پارافین نیز که اصطلاحاً فرآورده‌های ویژه گفته می شوند، تولید می‌گردد، که نسبت آن زیر ۲۰٪ درهر بشکه است.

در فرآیندهای رایج GTL موجود در سطح جهان معمولاً ۵۰٪ تا ۷۵٪ از ترکیبات هر بشکه گازوئیل، ۴۰٪ تا ۱۵٪ نفتا یا نفت سفید و ۱۰٪ باقیمانده LPG و فرآورده‌های ویژه چون پارافین و روانکارها است.

همانطور که گفته شد نوع و میزان فرآورده نفتی تولیدی حاصل از فرآیند بستگی به طراحی راکتور و نوع کاتالیست‌های به کار گرفته شده در فرآیند دارد امری که به آن گزینش پذیری گفته می‌شود.

بطور مثال در واحد GTL در دست بررسی کمپانی Shell برای ایران قرار بود که حدود ۴۰٪ از تولیدات فرآورده بسیار با ارزش روغن Based باشد که قیمت آن در حدود ۶۰ تا ۷۰ دلار در هر بشکه است. البته با تغییر در نوع محصولات مورد نظر هزینه سرمایه‌ای واحد نیز تغییر می‌کند.

لازم به ذکر است با تغییراتی در راکتور FT و مرحله ارتقاء کیفیت، میتوان بنزین نیز تولید کرد ولی کارایی فرآیند FT برای در تبدیل گاز به بنزین پائین است و از این روش استفاده نمی‌شود. در این مقاله اقتصاد یک واحد GTL که هدف آن عمدتاً تولید گازوئیل و نفتا است بررسی خواهد شد.

نکته قابل ذکر از لحاظ اقتصادی آن است که در این سه مرحله بیشترین هزینه مربوط به تولید گاز سنتز است در حالی که فنآوری تولید این گاز چندان پیچیده نبوده و امروزه کاملا شناخته شده است، بطوریکه در حال حاضر بیشتر پالایشگاه‌ها و مجتمع‌های پتروشیمی کشور نیز به کار می‌رود.

در عین حال کلیدی‌ترین قسمت این فرآیند فنآوری مربوط به راکتور FT و کاتالیزورهای آن است که در اختیار شرکت‌های معدودی است و شکل اقتصادی به اثبات رسید آن عملاً در اختیار چهار شرکت Shell، Sasol، Exxon، Syntroleum می‌باشد. در واقع تفاوت عمده فنآوری‌های موجود در، قسمت راکتور FT و ویژگی‌های آن است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

۲ـ اقتصاد پروژه‌های GTL

عوامل تأثیرگذار بر روند درآمدها و هزینه‌های یک پروژه GTL و در کل اقتصاد یک پروژه GTL عبارتند از:

۲ـ۱ـ هزینه‌های سرمایه‌ای[۱۴] ۲ـ۵ـ نسبت مالکیت به بدهی[۱۵] ۲ـ۹ـ سود فرآورده‌های نفتی[۱۶]

۲ـ۲ـ هزینه عملیاتی[۱۷] ۲ـ۶ـ نرخ تورم ۲ـ۱۰ـ حق مرغوبیت فرآورده‌های GTL[۱۸]

۲ـ۳ـ هزینه گاز یا هزینه خوراک[۱۹] ۲ـ۷ـ هزینه استهلاک[۲۰] ۲ـ۱۱ـ دوره ساخت

۲ـ۴ـ مالیات ۲ـ۸ـ قیمت نفت خام ۲ـ۱۲ـ دوره بهره‌برداری

هر یک از عوامل فوق تأثیر مستقیم بر جریان درآمدها و هزینه‌های پروژه دارد که با توجه به آخرین اطلاعات موجود ارائه شده توسط کمپانی‌های درگیر در این صنعت در زیر به تحلیل هزینه فایده یک واحد GTL فرضی برای ایران پرداخته شده است.

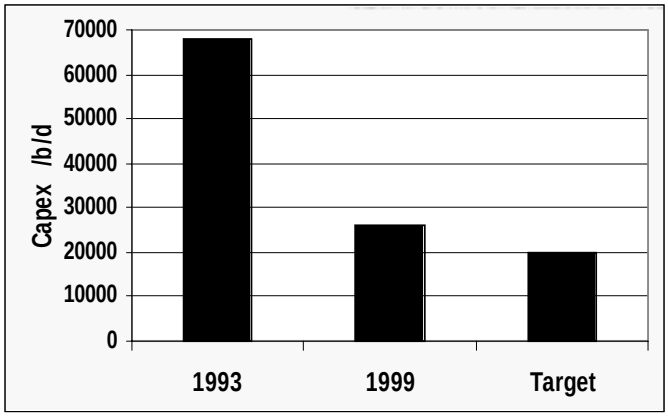
۲ـ۱ـ هزینه سرمایه‌ای

فنآوری FT، یک فرآیند شناخته شده و با سابقه‌ای ۸۰ ساله است و از لحاظ عملکرد فنی کاملا اثبات شده است بطوریکه در حال حاضر در آفریقای جنوبی روزانه بیش از ۲۰۰۰۰۰ بشکه فرآورده نفتی از این روش تولید می‌شود و کمپانی Shell نیز در مالزی روزانه ۱۲۵۰۰ بشکه فرآورده نفتی از این روش تولید می‌کند.

اما آنچه که از اهمیت بسیار برخوردار است پاسخ به این سئوال است که چرا با این وجود در دهه‌های گذشته از این فنآوری به عنوان راهکاری تجاری و سودآور برای بهره‌برداری از منابع گازی استفاده نمی‌شد؟ علت اساسی این امر هزینه‌های سرمایه‌ای بالای احداث واحدهای GTL بوده است که تا اوایل دهه ۱۹۹۰ بالای ۴۰۰۰۰ هزار دلار به ازای هربشکه ایجاد ظرفیت بوده است، بطور مثال هزینه احداث واحد GTL کمپانی Shell در بنطلوع 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.

14- Capital Expenditure. Capex
15- Debt/Equity
16- Conventional Product Premium
17- Operational Expenditure. Opex
18- GTL Product Premium
19- Feedstock Cost
20- Depreciation

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]



نمودار ۱ـ روند کاهش در هزینه سرمایه ای ساخت واحدهای GTL

از اواسط دهه ۱۹۹۰ به این طرف عمدتاً به علت فرآهم آمدن امکان افزایش قابل توجه در ظرفیت راکتورها و در نتیجه بهرمندی از مزایای صرفه‌های ناشی از مقیاس، کاهش قابل توجهی در هزینه سرمایه‌ای ساخت واحدهای GTL ایجاد شده است بطوریکه هزینه ساخت واحد ۳۴۰۰۰ بشکه‌ای کمپانی Sasol در قطر ۹۰۰ میلیون دلار یعنی در حدود ۲۶۰۰۰ دلار به ازای هربشکه ایجاد ظرفیت در روز است، در عین حال کمپانی‌های Sasol، Shell و BP مدعی هستند که با استفاده از صرفه‌های ناشی از افزایش مقیاس تولید در ظرفیت‌های بالای ۶۰ تا ۷۰ هزار بشکه در روز می‌توان به هزینه سرمایه‌ای ۲۰۰۰۰ دلار به ازای هر بشکه ایجاد ظرفیت دست یافت.

۲ـ۲ـ هزینه عملیاتی

این هزینه شامل هزینه‌های زیر است:

- نگهداری و حفظ تأسیسات[۲۱]
- کاتالیست‌ها و سایر اقلام مصرفی راکتور[۲۲]
- برق[۲۳]
- آب صنعتی
- اجاره زمین
- ذخیره سازی و بارگیری فرآورده‌ها[۲۴]
- روشنایی
- دستمزد و مزایای مدیران، متخصصین و نیروی کار
- هزینه‌های پزشکی
- هزینه‌های مسافرت پرسنل

21- Equipment & Associated Maintenance Cost
22- Catalyst & Consumables
23- Utilities
24- Product storage and Loading

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

- آموزش کارکنان

مجموع هزینه‌های فوق در صنعت GTL در حال حاضر حدود ۵ دلار است.

Sasol/Chevron هزینه عملیاتی پروژه GTL خود در استرالیا[۲۵] را که در سه فاز و در سال‌های ۲۰۰۶ ۲۰۰۸ و ۲۰۱۳ اجرا می‌شود را برای فاز نخست آن که حدود ۵ دلار تخمین زده‌اند در حالی که برای دو فاز بعدی این هزینه را ۳ دلار تخمین زده‌اند. این هزینه برای قطر ۴،۵ دلار گزارش شده است[۲۶].

۲ـ۳ـ هزینه گاز یا هزینه خوراک

یکی از مهمترین عوامل اثرگذار بر اقتصاد پروژهای GTL قیمت گازطبیعی مورد نیاز برای خوراک واحد می‌باشد. با توجه به اینکه در فرآیندهای مختلف بین ۸،۵ تا ۱۰ میلیون[۲۷] Btu برای تولید یک بشکه فرآورده سنتزی گاز طبیعی مورد نیاز است لذا هر ۱۰ سنت تغیر در قیمت گاز حدود ۱ دلار در هزینه تولید هر بشکه فرآورده تأثیر دارد.

در فرآیند SMDS کمپانی Shell گاز مورد نیاز برای تولید هر بشکه فرآورده ۸،۵ میلیون Btu است که هزینه گاز در هر بشکه را در قیمت‌های ۵۰، ۶۰ و ۷۰ سنت به ۴/۲۵، ۵/۱۰ و۶ دلار می‌رساند.

در حالی که در دیگر فرآیندها همچون فرآیند Sasol گاز مورد نیاز برای تولید هر بشکه فرآورده ۱۰ میلیون Btu می‌باشد که هزینه گاز در هر بشکه را در قیمت‌های ۵۰، ۶۰ و ۷۰ سنت به ترتیب به ۵، ۶ و۷ دلار می‌رساند.[۲۸]

به طور کلی هزینه تولید گاز طبیعی شامل هزینه‌های اکتشاف استخراج جمع‌آوری و پالایش و انتقال به واحد GTL است.

در عین حال ارزش مایعات گازی تولید شده به همراه گاز طبیعی بعضاً مقدار قابل توجهی هستند بطوریکه با لحاظ کردن ارزش آنها در اقتصاد پروژه‌های GTL می‌توان سودآوری آنها را تا حد زیادی افزایش داد، در میدان گازی پارس جنوبی به ازای تولید هر میلیون Btu (981 فوت مکعب) گاز طبیعی 0.044 بشکه میعانات گازی تولید می‌شود که با فرض قیمت‌های ۲۰،۱۵ و ۲۵ دلار برای نفت خام ارزش این مقدار مایعات گازی[۲۹] تولید شده به همراه هر میلیون Btu گاز تولیدی به ترتیب برابر با ٦٦ **سنت**، ۸۸ سنت و ۱،۱ دلار خواهد بود.

البته به علت ساختار حقوقی حاکم بر بخش بالادستی صنعت نفت و بویژه رایج بودن قراردادهای بیع متقابل در توسعه میدان گازی پارس جنوبی نمی‌توان ارزش این مایعات را مستقیم در پروژه‌های GTL لحاظ کرد.

۲۵ـ طرح Sasol/Chevron برای پروژه GTL استرالیا شامل سه فاز با **ظرفیت‌های۳۰، ۹۰ و۹۰** هزار بشکه در روز است که به ترتیب برای بهره‌برداری در سال‌های ۲۰۰۸،۲۰۰۶ و۲۰۱۳ برنامه‌ریزی شده‌اند.

26- Sasol Chevron Consulting Ltd. Incorporated in England & Wales, Submission to the Fuel Tax Inquiry, 29 September, 2001.

27- British Thermal Unit

هر یک میلیون Btu معادل ۱۰۰۰ (۹۸۱) فوت مکعب گاز طبیعی است که استاندارد رایج در قیمت‌گذاری گاز می‌باشد.

28- MEES, 2 December 2002

۲۹- مایعات گازی تولیدی به همراه گاز استخراجی شامل بنزین طبیعی و عمدتاً کاندنسیت است که نسبت به نفت خام بسیار سبک تر بوده و از ارزش بالاتری برخوردار است مقدار تولید این مایعات بستگی به مخزن گازی داشته و در هر مخزن متفاوت است به طور مثال در میدان گازی پارس جنوبی به ازای تولید ۲۵ میلیون مترمکعب گاز، ۴۰ هزار بشکه مایعات گازی تولید می‌شود.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

عوامل متعددی بر هزینه تولید گاز از یک میدان هیدروکربوری تأثیر دارند که مهمترین آنها عبارتند از:

- ❖ میزان ذخایر گاز مخزن
- ❖ همراه بودن یا مستقل بودن میدان گازی
- ❖ قرار گرفتن میدان هیدروکربوری در دریا و یا خشکی
- ❖ وضعیت آب و هوایی منطقه
- ❖ کیفیت گاز تولیدی

بالا بودن ذخایر میدان گازی مستقل بودن آن واقع شدن آن در خشکی مناسب بودن وضعیت آب و هوایی منطقه (عدم مواجهه با سرمای زیاد) و پائین بودن میزان سولفور باعث کاهش هزینه‌های نسبت به میادین گازی دارای ذخایر کم گازهای همراه حوزه‌های واقع در دریا و بالا بودن میزان سولفور می‌گردد.

هزینه تولید هر ۱۰۰۰ فوت مکعب گاز طبیعی همراه از میدان واقع در خشکی امارات با ذخیره ۱۱۱۳ میلیارد فوت مکعب گاز همراه فقط ۱۱ سنت است همین هزینه برای میدان دریایی Lapaz ونزوئلا با ذخیره ۵۴ میلیارد فوت مکعب گاز همراه ۳،۸۴ دلار است. همچنین میدان Oseberg نروژ با وجود ذخیره گازی ۳۸۱۱ میلیارد فوت مکعب به دلیل واقع شدن در دریای شمال و منطقه نامطلوب برای فعالیت از هزینه تولید نسبتا بالایی ۱،۳۴ دلار در هر میلیون Btu برخوردار است.[۳۰]

این در حالی است که در منطقه خلیج فارس بویژه ایران هزینه تولید گاز طبیعی از میادین مستقل و یا از میادین نفت تقریباً پائین‌ترین هزینه در جهان است علل اصلی این امر عبارتند از:

- ❖ بزرگی میادین نفتی و نرخ بالای تولید نفت و گاز همراه آنها
- ❖ بزرگی میادین گازی
- ❖ عمق بسیار کم خلیج فارس (حداکثر ۲۰۰ متر)
- ❖ هزینه پائین نیروی کار

که همگی تأثیر مستقیم بر کاهش هزینه‌های تولید داشته و منطقه خاورمیانه را برای اجرای طرح‌های GTL بسیار جذاب می‌سازند. این جذابیت برای ایران به لحاظ بهره‌مندی از میادین گازی مستقل متعدد دو چندان است. جدول شماره (٤) میزان ذخایر گازی برخی از میادین مستقل گازی ایران را نشان می‌دهد.

جدول ۴ـ میزان ذخایر گازی برخی از میادین گازی مستقل ایران (ذخیره درجا)

نام میدان گازی	ذخیره TCM	ذخیره TCF
پارس جنوبی	۱۴>	۵۰۰>
پارس شمالی	۱،۶	۵۹
کنگان	۰،۹۴	۳۴
تابناک	۰،۸۵	۳۰
نار	۰،۵۰	۱۷

منبع: نفت و توسعه، انتشارات وزارت نفت

30- An Assessment Of Energy And Environmental Issues Related To The Use Of Gas-To-Liquid Fuels In Transportation, David L. Greene, OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY, November 1999, p39

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

در پروژه‌های LNG که طی سال‌های اخیر در منطقه خاورمیانه (قطر و عمان) اجرا شده‌اند هزینه گاز طبیعی پروژه ۵۰ سنت برای هر هزار فوت مکعب (یک میلیون Btu) لحاظ شده است.[۳۱]

۲ـ۴ـ مالیات

در مناطق ویژه اقتصادی ایران همچون منطقه ویژه اقتصادی پتروشیمی واقع در بندر امام و منطقه ویژه اقتصادی ـ انرژی پارس با مرکزیت بندر عسلویه سرمایه‌گذاری از مزایای خاص همچون معافیت گمرکی واردات تجهیزات سرمایه‌ای مورد نیاز و معافیت مالیاتی تا ۱۰ سال برخوردار است.

نتایج تحقیق که در قسمت امکان‌سنجی واحد GTL برای ایران بدست آمده نتایج قبل از کسر مالیات محسوب می‌شوند.

۲ـ۵ـ نسبت مالکیت به بدهی (تأمین مالی طرح)

در مورد استقراض این نکته قابل ذکر است که تأمین 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 تأمین 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 سودآوری بیشتری رسید.

۲ـ۶ـ نرخ تورم

در طرح‌های در حال اجرا در سطح بین‌المللی نرخ تورم طرح‌هایی چون LNG و GTL براساس نرخ تورم بین‌المللی سنجیده می‌شود چرا که اکثر نیازهای این واحدها از بازارهای بین‌المللی و با ارز خارجی تأمین می‌شود این نرخ تورم در حال حاضر حدود ۲ درصد است.

۲ـ۷ـ هزینه استهلاک

در محاسبات استهلاک واحدGTL خطی لحاظ شده است که با توجه به طول عمر فرضی ۲۵ سال برای آن نرخ استهلاک ۴٪ خواهد بود.

۲ـ۸ـ قیمت نفت خام

قیمت نفت خام مهمترین عامل اثرگذار بر روی درآمدهای پروژه محسوب می‌شود در شرایطی که سرمایه‌گذاری ثابت برای ایجاد هر بشکه ظرفیت تولیدی در روز ۳۰۰۰۰ دلار باشد یک پروژه GTL در قیمت‌های نفت خام بالای ۲۲ دلار سودآور خواهد شد سطح قیمتی که طی سالهای۲۰۰۰، ۲۰۰۱ و ۲۰۰۲ میلادی وجود داشته است ولی تداوم سطوح قیمت ۲۲ دلار به بالا برای نفت خام با تردیدهایی روبرو است که همین تردیدها اقتصاد طرح‌های GTL را زیر سئوال می‌برد.

در سطوح سرمایه‌گذاری ۲۵۰۰۰ دلار برای ایجاد هر بشکه ظرفیت تولیدی در روز سطح قیمت نفت خام مورد نیاز برای سودآوری پروژه ۱۹ دلار گزارش شده است.

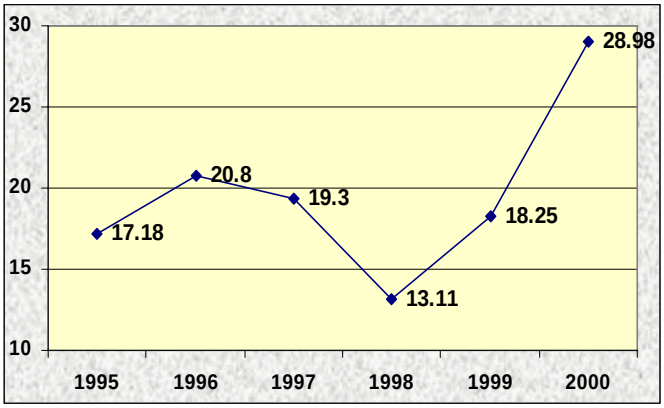
در کنفرانس GTL سال ۲۰۰۱ دوکمپانی اصلی فعال در این صنعت یعنی Sasol وSyntroleum مدعی شده‌اند که با پیشرفت‌های اخیر در زمینه کاهش هزینه و دستیابی به سطح ۲۰۰۰۰ برای ایجاد هر بشکه

31- Oil and Gas Journal, Sep 1998

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

ظرفیت تولیدی در روز پروژه‌های GTL در قیمت سطوح قیمت نفت خام ۱۵ دلار نیز سودآور خواهند بود.

موضوع مطرح در باره قیمت نفت خام نوسانات بالای آن در طول زمان و تا حد زیادی غیر قابل پیش‌بینی بودن آن است. شکل زیر نوسانات قیمت نفت خام را طی سالهای ۱۹۹۵ تا ۲۰۰۰ نشان می‌دهد.



منبع: review of world energy June 2002 BP statistical

نمودار ۲ـ قیمت نفت خام برنت طی سالهای ۱۹۹۵ الی ۲۰۰۰

همانطور که ملاحظه می‌شود قیمت نفت خام برنت که درسال ۱۹۹۸ حدود ۱۳ دلار بوده که در سال ۲۰۰۰ به حدود ۳۰ دلار رسیده است این امر خود دال بر نوسانات بالای قیمت نفت خام است ولی در تحلیل هزینه فایده یک پروژه قیمت‌های کوتاه مدت بر کل جریان نقدینگی پروژه اثرگذار نیستند بلکه میانگین قیمت نفت خام در طول عمر پروژه است که جریان نقدینگی پروژه را تعیین می‌کند. علارغم نوسانات بالای قیمت نفت خام می‌توان پیش‌بینی کرد که این قیمت این کالا در بلند مدت از یک سطح حداقل برخوردار خواهد بود که این سطح را عوامل زیر تعیین می‌کنند:

- هزینه تولید در کشورهای غیر اوپک که بعضاً بیش از ۱۴ دلار است[۳۲].
- هزینه تولید در مناطق جدید و توسعه نیافته همچون دریای خزر.
- دامنه سود مورد نیاز برای تداوم فعالیت‌های کمپانی‌های بزرگ فعال در صنعت نفت[۳۳].
- دامنه سود مورد نیاز برای تداوم و افزایش سرمایه‌گذاری در تولید نفت خام.[۳۴]
- وابستگی سوددهی طرح‌های انرژی بویژه تولید و صدور گاز به قیمت نفت خام.[۳۵]

۳۲ـ بر اساس گزارش؛ اداره اطلاعات انرژی آمریکا؛ EIA هزینه تولید نفت خام در دریای شمال در حدود ۱۴ دلار در هر بشکه است.
بر اساس تخمین کمپانی Shell هزینه تولید در کشورهای غیر اوپک در حدود ۱۵ دلار است
(Springboard for progress, Sir Mark Mody-Stuart, Institute of Petroleum, September 26, 2001)

۳۳ـ مهمترین عامل تأثیرگذار بر سود شرکتهای بین‌المللی نفت قیمت نفت خام است.

۳۴ـ بر اساس برآوردها در طول ۲۰ سال آینده فقط نزدیک به ۱۰۰۰ میلیارد دلار سرمایه‌گذاری برای حفظ و افزایش ظرفیت تولید نفت خام به سطح مورد نیاز لازم است (ExxonMobil Annual Report 2001,p4).

۳۵- در بیشتر قراردادهای فروش گاز قیمت گاز طبیعی تابعی از قیمت بین‌المللی نفت خام است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

در عین حال در طول ۳۱ سال گذشته (۱۹۷۱ الی ۲۰۰۱) علارغم نوسانات زیاد قیمت نفت خام میانگین ۳۱ ساله آن در حدود ۱۹ دلار و این میانگین در طول ۲۱ سال گذشته (۱۹۸۱ الی۲۰۰۱) ۲۱،۶ دلار و طی سالهای ۱۹۹۱ الی ۲۰۰۱ این میانگین ۱۹،۵ دلار بوده است[۳۶].

در ارزیابی اقتصادی یک پروژه با طول عمر ۳۰ سال و یا بیش از آن ارزش حال حاضر درآمدهای پروژه تابعی از قیمت در طول عمر پروژه بوده و لذا نوسانات قیمت نفت هرچند بر جریان نقدینگی پروژه در طی یک سال مالی اثرگذار هستند ولی بر ارزش حال حاضر (NPV) مجموع درآمدهای پروژه و نرخ بازده داخلی (IRR) آن اثر مستقیم ندارند بلکه روند بلندمدت قیمت است که بر این دو عامل اثرگذار خواهد بود.

از همین روی می‌توان فرض کرد که قیمت‌های نفت خام در بلندمدت با توجه به دلایلی که ذکر شد از سطوح ۱۷ الی ۱۸ دلار پائین‌تر نخواهد آمد و حتی فرض سطوح قیمتی ۲۲ الی ۲۵ دلار نیز با توجه به سیاست قیمتی اعمال شده از سوی اوپک مبنی بر حفظ قیمت سبد نفت اوپک در دامنه ۲۲ الی ۲۸ دلار فرضی به دور از واقعیت نخواهد بود.

جدول ۵ـ مقایسه پیش‌بینی قیمت نفت خام تا سال ۲۰۲۵

(2001 Dollars per Barrel)

Forecast	2005	2010	2015	2020	2025
سناریو پایه، EIA	23.27	23.99	24.72	25.48	26.57
Altos موسسه مطالعاتی	22.64	23.4	25.58	27.9	31.61
Global Insight Inc, GII	20.8	21.7	23.76	25.39	—
IEA آژانس بین‌المللی انرژی،	21.47	21.47	23.52	25.56	27.61
PIRA گروه تحقیقاتی،	22.43	23.33	26.32	—	—
NRCan اداره منابع طبیعی کانادا،	22.28	22.28	22.28	22.28	—
DBAB	19.04	18.94	19.34	19.07	19.18
EEA مؤسسه مطالعاتی،	20.98	20.47	19.98	19.5	—

منبع: International Energy Outlook 2003, May 2003, EIA

همانطور که ملاحظه می‌شود بدبینانه‌ترین پیش‌بینی‌ها یعنی پیش‌بینی Deutsche Bank (DBAB) به عنوان بدبینانه‌ترین پیش‌بینی موجود قیمت نفت خام تا سال را در دامنه ۱۹،۵ دلار تخمین زده است.

۲ـ۹ـ قیمت فرآورده‌های GTL

بر طبق گزارش‌های موجود هر بشکه فرآورده تولیدی یک واحد GTL بسته به تکنولوژی‌های مختلف شامل حدود ۵۰ درصد گازوئیل ۳۰ درصد نفتا و ۲۰ درصد فرآورده‌های خاص (رانکارها و واکس و...) است. لذا در قیمت‌گذاری هر بشکه از فرآورده‌های GTL از قیمت‌گذاری ترکیبی (یعنی میانگین وزنی قیمت فرآورده‌ها) استفاده می‌شود.

36- BP statistical review of world energy June 2002

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

بر اساس بررسی انجام شده توسط مؤسسه معتبر[۳۷] WoodMackenzi و همچنین اداره علم صنعت و منابع استرالیا[۳۸] در مطالعات مربوط به امکان سنجی پروژه‌های GTL اختلاف قیمت ترکیبی مورد انتظار برای هر بشکه فرآورده GTL بدون لحاظ مرغوبیت آن در سطوح مختلف قیمت نفت خام در حدود ۳،۵ دلار قابل فرض است.

۲ـ۱۰ـ حق مرغوبیت فرآورده‌های GTL نسبت به فرآورده‌های عادی

فرآورده‌های GTL بویژه گازوئیل تولیدی آن دارای خواص برتری همچون عاری بودن از سولفور و آروماتیک و همچنین درجه ستان بالاتر نسبت به گازوئیل عادی هستند که این خواص به تفصیل در فصل ۳ مورد بررسی قرار گرفته است به همین علت تحلیگران و کمپانی‌های فعال در صنعت GTL انتظار مازاد قیمتی بین یک تا ۲،۵ لار را برای فرآورده‌های تولیدی خود نسبت به فرآورده‌های موجود دارند.

جدول ۶ـ مقایسه کیفی فرآورده‌های حاصل از پالایش نفت خام (WTI) و فرآیند GTL

نوع فرآورده	عامل کیفیت	GTL	نفت خام WTI	ملاحظات
نفتا	۱- دانسیته g/ml 60°f	۰/۶۹	۰/۷۴	نفتای حاصل از فرآیند GTL خوراک مناسبی برای واحد ریفرمینگ پالایشگاه نمی‌باشد. اما خوراک مناسب برای واحدهای اتیلین است.
	۲- میزان گوگرد wt%	۰	۰/۰۷	
	۳- درجه اکتان RON	<۴۰	۶۷	
	۴- نیتروژن در مواد آروماتیکی	۵	۵۱	
نفت سفید و سوخت جت	۱- دانسیته g/ml 60°f	۰/۷۷	۰/۸۰	نفت سفید و سوخت جت حاصل از فرآیند GTL شامل مواد آروماتیک نبوده لذا دارای نقطه دود بالایی می‌باشند. استفاده از فرآورده‌های GTL در بخش بیشتری است.
	۲- میزان گوگرد wt%	۰	۰/۱۲	
	۳- نقطه دود (میلیمتر)	۴۵	۲۲	
	۴- نقطه انجماد (درجه فارنهایت)	-۵۳	-۵۳	
نفت گاز	۱- دانسیته g/ml 60°f	۰/۷۸	۰/۸۴	دانسیته پایین نفت گاز حاصل از روش GTL بر نرخ مصرف سوخت تاثیر منفی می‌گذارد. میزان کم مواد آروماتیکی و گوگرد و عدد ستان بالا درتولید GTL ارزش بالایی را برای این فرآورده بعنوان خوراک پالایشگاهی ایجاد می‌کند.
	۲- میزان گوگرد wt%	۰	۰/۳۷	
	۳- میزان آروماتیک‌ها (درصد باقیمانده)	<۱	۲۹	
	۴- عدد ستان	>۷۰	۵۶	
	۵- گرانروی (سانتی استوک)	۲/۳	۴	

منبع: IEEJ

۲ـ۱۱ـ دوره ساخت

دروره ساخت و راه‌اندازی واحدهای GTL در حال حاضر ۳۳ ماه یعنی کمی کمتر از ۳ سال است.

۲ـ۱۲ـ دوره بهره‌برداری

طول عمر واحدهای GTL ۲۵ سال در نظر گرفته.

37- The case for GTL Rationale, economics and the future, Rajnish Goswami, - GTL Summit London, 11-12th September 2002, rajnish.goswami@woodmac.com

38- Australia Department of Industry, Since & Resources (DISR), Gaffney & Associates Report. P 36

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

۳ـ امنیت تأمین گاز مورد نیاز واحد

بحث تأمین گاز مورد نیاز پروژه‌های گازی همچون خط لوله LNG وواحدهای بزرگ GTL مساله بسیار مهمی به شمار می‌رود. در بحث مکان‌سنجی احداث واحدهای GTL بزرگ جدای این امر از اهمیت زیادی برخوردار است چرا که اگر عمر یک واحد GTL را ۲۵ سال و ظرفیت آن را ۱۰۰۰۰۰ هزار بشکه در روز فرض کنیم این پروژه سالانه ۱۰ میلیارد مترمکعب و در طول کل عمر پروژه به ۲۵۰ میلیارد مترمکعب گاز نیاز دارد لذا در زمان مکان‌سنجی یک واحد GTL ازدر دسترس بودن این مقدار گاز در طول عمر پروژه می‌باست اطمینان حاصل شود.

به طور استاندارد نیز یک میدان گازی با ذخیره بین ۲۰۰ تا ۳۰۰ میلیارد مترمکعب می‌تواند پشتوانه انجام یک پروژه گاری با نیاز سالانه حدود ۱۰ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی و عمر پروژه ۲۰ تا ۳۰ سال که در حال حاظر رایج است قرار گیرد. از این لحاظ ایران دارای امکان بالقوه بالایی است به طوری که تنها میدان گازی پارس جنوبی با ذخیره ۱۳ تریلیون مترمکعب گاز می‌تواند تأمین‌کننده حدود ۵۰ پروژه مستقل با طول عمر ۲۵ سال و گاز مورد نیاز ۱۰ میلیارد مترمکعب در سال باشد.

میدان گازی پارس شمالی نیز با ذخیره ۱،۳ تریلیون مترمکعب می‌تواند پشتوانه انجام حداقل ۵ طرح مستقل گازی باشد.

لذا از حیث امنیت تأمین گاز مورد نیاز پروژه‌های GTL ایران کشوری کاملاً قابل اتکا و اطمینان محسوب می‌شود که همین امر مزیتی بزرگ برای جذب سرمایه‌های خارجی در بخش گاز و بویژه طرح‌های GTL در مقیاس بزرگ است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

۴ـ تحلیل هزینه فایده یک واحد GTL فرضی برای ایران

جدول ۸ـ فرض‌های مورد استفاده در تحلیل هزینه فایده پروژه

ظرفیت واحد	۶۰۰۰۰/b/d
هزینه سرمایه‌ای(Capex)	22000/b/d دلار[۳۹]
هزینه‌های عملیاتی(Opex)	4.5/bbl[۴۰] دلار
قیمت گاز	60 سنت
استهلاک	٪۷
نرخ تورم	٪۲
استقراض	٪۷۰
نرخ بهره استقراض	٪۸
قیمت نفت خام (برنت)	$20/bbl[۴۱]
تفاوت قیمت فرآورده‌های GTL با نفت خام	$3.5/bbl
حق مرغوبیت فرآورده‌های GTL	$2/bbl
هزینه حمل‌و نقل هر بشکه فرآورده	$1.5
طول عمر پروژه	۲۵ سال
مالیات	صفر
عملکرد	٪۹۵
دوره ساخت	۳ سال

مفروضات‌این سناریو به عنوان محتمل‌ترین سناریوی قابل تحقق برای ایران در نظر گرفته شده‌اند چرا که :

۱ـ قیمت گاز تولیدی از بیشتر میادین گازی ایران زیر ۵۰ سنت به ازای هر میلیون Btu است، با توجه به سایر پروژه‌های اجرا شده در منطقه خلیج فارس بویژه قطر، لحاظ قیمت۶۰ سنت به ازای هر میلیون Btu گاز تحویلی به واحد GTL منطقی به نظر می‌رسد.

۲ـ با توجه به بهرمندی ایران از ذخایر گازی بزرگ، که هر یک قابلیت تأمین گاز چندین پروژه بزرگ را داراست، لذا ظرفیت واحد تولیدی ۶۰۰۰۰ بشکه در روز لحاظ شده است تا با توجه به آن بتوان از صرفه‌های مقیاس ناشی از افزایش ظرفیت تولید بهره‌مند شد و دستیابی به سطح هزینه‌های سرمایه‌ای نزدیک به ۲۰۰۰۰ دلار به ازای هر بشکه ایجاد ظرفیت در روز را امکان‌پذیر سازد. لازم به ذکر است که گاز مورد نیاز یک واحد GTL به ظرفیت ۶۰ هزار بشکه در روز در حدود ۶۰۰ میلیون فوت مکعب در روز خواهد بود که معادل گاز مصرفی یک واحد LNG به ظرفیت ۴،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 برای یک واحد GTL به ظرفیت ۶۰۰۰۰ بشکه در روز امکان‌پذیر باشد.

۳۹ـ ۲۰۰۰۰ دلار برای ایجاد هر واحد ظرفیت در روز

۴۰ـ ۴،۵ دلار برای تولید هر بشکه در روز

۴۱ـ bbl یک بشکه

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

۳ـ هزینه عملیاتی Opex بسته به شرایط مختلف از جمله هزینه نیروی کار بین ۳،۵ تا ۵ دلار گزارش شده است ایران نیز با توجه به بهره‌مندی 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.

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 به ازای هر میلیون Btu گزینه‌ای کاملاً قابل دستری برای یک پروژه GTL در ایران است وضعیت مالی طرح در جدول شماره (۸) آمده است.

جدول ۸ـ وضعیت مالی پروژه تحت سناریو پایه

نرخ بازده داخلی	٪۲۸	
دوره بازگشت سرمایه	۱۰	سال پس از شروع به کار
درآمد کل طرح	۱۵/۶۶۱	میلیارد دلار
سود خالص طرح	۷،۶۹۷	میلیارد دلار
ارزش حال حاضر سود طرح در نرخ تنزیل ٪۸	۱/۶۸۱	میلیارد دلار
تولید تجمعی طرح	۵۰۳	میلیون بشکه

۳ـ هزینه تمام شده هر بشکه فرآورده

هزینه تمام شده یک بشکه فرآورده GTL در نرخ برگشت سرمایه‌های متفاوت در جدول زیر آورده شده است.

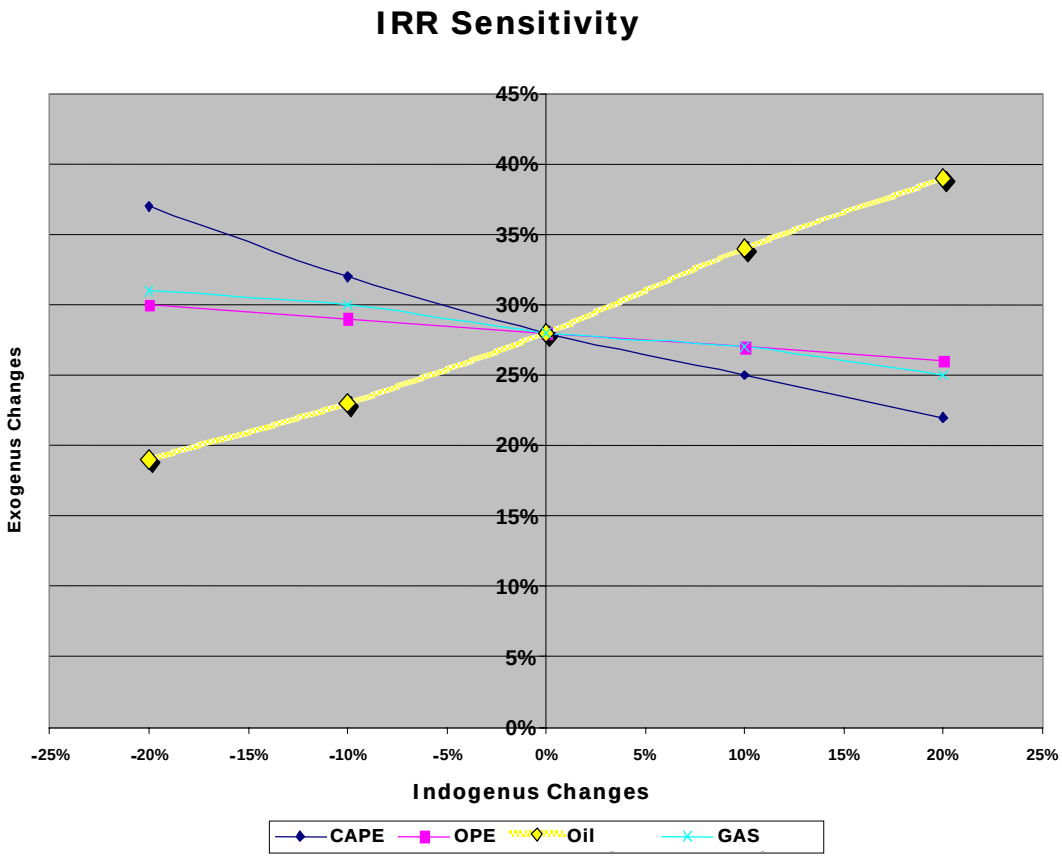
جدول ۹ـ قیمت تمام شده هر بشکه GTL

نرخ برگشت سرمایه	5%	10%	15%	20%	25%
هزینه تولید هر بشکه	17.38	19.15	20.95	22.72	24.50

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

۴ـ تحلیل حساسیت اقتصاد پروژه

الف) نرخ بازده داخلی پروژه و تأثیر سایر متغیرها بر آن



نمودار ۳ـ نرخ بازده داخلی پروژه و تأثیر سایر متغیرها بر آن

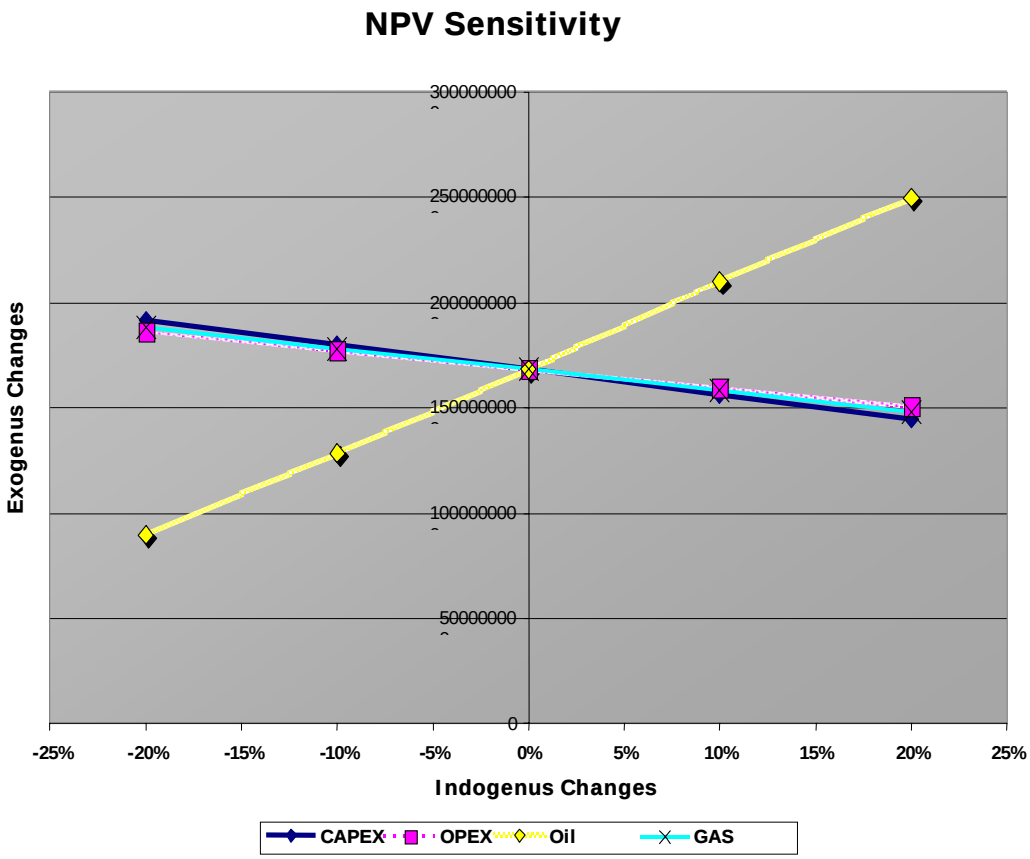
مهمترین متغیر تأثیرگذار بر اقتصاد پروژه‌های GTL قیمت نفت خام است به طوریکه در ازای ۱۰٪ تغییر قیمت نفت خام ؛نرخ بازده داخلی؛ پروژه ۴ تا ۶ درصد تغییر می‌کند، همانطور که مشخص است رابطه بین نوسانات قیمت نفت خام و نوسانات IRR یک رابطه مستقیم است.

دومین عامل از لحاظ میزان اثرگذاری بر اقتصاد پروژه GTL هزینه سرمایه‌ای Capex است که در ازای هر ۱۰٪ تغییر آن IRR پروژه ۳٪ تغییر می‌کند، رابطه بین تغییرات Capex و تغییرات IRR پروژه یک رابطه معکوس است..

هزینه گاز و هزینه عملیاتی Opex نیز دارای رابطه معکوس با IRR پروژه هستند که در ازای هر ۱۰٪ تغییر در این متغیرها IRR پروژه ۱٪ تغییر می‌کند.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

ب) ارزش حال حاضر پروژه و تأثیر سایر متغیرها بر آن



نمودار ۴ـ ارزش حال حاضر پروژه و تأثیر سایر متغیرها بر آن

نرخ بازده داخلی پروژه‌های GTL نسبت به تغییرات قیمت نفت خام رابطه مستقیم دارد و همانطور که در شکل شماره (۵) ملاحظه می‌شود قیمت نفت خام مهمترین عامل تأثیرگذار بر NPV پروژه است به طوریکه تنها با ۱۰٪ تغییر در قیمت نفت خام NPV پروژه حدود ۴۰۰ میلیون دلار تغییر می‌کند. هزینه عملیاتی، قیمت گاز و هزینه سرمایه‌ای دارای رابطه‌ای معکوس با NPV طرح هستند.

نتیجه‌گیری:

۱ـ از بعد فنی فنآوری GTL کاملاً شناخته شده و اثبات شده است و در عین حال صاحبان فنآوری آن نیز از کشورهای مختلف جهان هستند بطوریکه انحصار هیچ یک از فنآوری‌های مورد نیاز این صنعت

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

یعنی تولید گاز سنتز، فنآوری FT و فرآیندهای پالایش نفت خام در انحصار یک کشور و یا یک کمپانی نبوده و از لحاظ امکان استفاده از ین فنآوری محدودیت خاصی برای ایران وجود ندارد.

۲ـ سودآوری پروژه‌های GTL نیز تحت تأثیر 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، بویژه 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 GTLرا به عنوان گزینه‌ای سودآور در بهره‌برداری از ذخایر گازی کشور دانست.

۳ـ فنآوری GTL ایران را قادر می‌سازد تا بدون مواجه با چالش‌های پیش‌روی خطوط لوله (تنش‌های سیاسی، تعرفه) و محدودیت‌های بازاری پیش‌رو در بازار LNG اقدام به کسب درآمد ارزی از منابع گازی خود نماید و مهمتر آنکه مشتریان فرآورده‌های GTL واحدهای سیاسی (کشورها) نبوده بلکه فرآورده‌های آن به صورت تک محموله در بورس‌های نفتی معامله می‌شود.

٤ـ استفاده از فنآوری GTL ایران را قادر می‌سازد تا ده‌هزار فوت مکعب ذخایر گاز طبیعی کشور را به یک بشکه فرآورده نفتی مرغوب تبدل کرده و در نتیجه به صورت بالقوه ۹۴۰ تریلیون ذخیره گازی کشور قابل تبدیل به ۹۴ میلیارد بشکه فرآورده نفتی است.

در حال حاضر در پالایشگاه‌های کشور تنها در حدود ۶۰٪ از یک بشکه نفت خام قابل تبدیل به برش‌های پائین C_{20} (یعنی گازوئیل، نفت‌سفید، بنزین و نفت‌گاز) است و این درصد در پالایشگاه‌های پیشرفته جهان حداکثر ۷۰ تا ۸۰ درصد است این به معنای آن است که هر یک بشکه فرآورده GTL بر طبق استاندارد یک پالایشگاه پیشرفته معادل ۱،۲۵ بشکه نفت خام و بر طبق استاندارد پالایشگاه‌ها در ایران معادل ۱،۶۵ بشکه نفت خام است.

۵ـ با توجه به وضع استانداردهای زیست‌محیطی مبنی بر کاهش مواد آلاینده در فرآورده‌های پالایشگاهی از یک سو و افزایش سهم تولید نفت خام‌های متوسط و سنگین در جهان، انتظار می‌رود که فرآورده‌های GTL از سال ۲۰۱۰ به بعد به تدریج از حق مرغوبیت بالایی نسبت به فرآورده‌های عادی برخوردار شوند، که در نتیجه سودآوری طرح‌های GTL افزایش خواهد یافت.

٦ـ احداث واحدهای GTL کوچک، با ظرفیت ۵۰۰۰ الی ۱۵۰۰۰ بشکه در روز که خوراک گاز مورد نیاز آنها بین ۱،۵ تا حداکثر ۴،۵ میلیون مترمکعب در روز است یکی از راهکارهای پیش رو برای جلوگیری از سوزانده شدن گازهای همراه در میادین نفتی است.

۷ـ در فرآیند GTL به ازای هر بشکه تولید فرآورده نفتی حدود یک بشکه آب به عنوان فرآورده جانبی By-Product تولید می‌شود که می‌تواند به مصارف مورد نیاز واحد GTL، مصارف آبیاری و حتی در صورت تصفیه به مصرف آشامیدنی برسد که این امر در مناطقی چون عسلویه که برای تولید آب از شیرین کردن آب دریا (Desalination) استفاده می‌شود از ارزش اقتصادی بالایی برخوردار است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]

تشکر و قدردانی

با نهایت تشکر و سپاس از اساتید گرامی آقایان دکتر **احمد فرجی دانا** و دکتر **نرسی قربان**، که این تحقیق مرهون راهنمایی های ایشان است.

منابع:

۱ـ امکان‌سنجی اقتصادی کاربرد فنآوری GTL برای ایران، علیرضا احمدخانی، رساله کارشناسی ارشد، دانشکده اقتصاد، دانشگاه تهران، ۱۳۸۲.

2- PLANT DESIGN AND ECONOMICS FOR CHEMICAL ENGINIEER, Max S. Peters & Klaus D. Timmerhaus, Third Edition , McGraw-Hill, 1981.

Kinetics, Selectivity and Scale Up of the Fischer-Tropsch Synthesis, Gerard P. van der Laan, RIJKSUNIVERSITEIT GRONINGEN,1999, ISBN 90 367 1011 1.

3- PROSPECTS FOR DEVELOPMENT OF ALASKA NATURAL GAS, U.S. Department of the Interior, Kirk W. Sherwood and James D. Craig, January 2001.

4- An Assessment Of Energy And Environmental Issues Related To The Use Of Gas-To-Liquid Fuels In Transportation, David L. Greene, OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY, November 1999.

5- The case for GTL Rationale, economics and the future, Rajnish Goswami, - GTL Summit London, 11-12th September 2002, rajnish.goswami@woodmac.com

6- Frontiers, The BP magazine of technology and innovation, December 2002.

7- Petroleum Economist, September 2001.

8- MEES, 2 December 2002.

9- Oil and Gas Journal, Sep 1998.

10- International Energy outlook 2002/ Energy Information Administration.

[Downloaded from necjournals.ir on 2026-11-08]