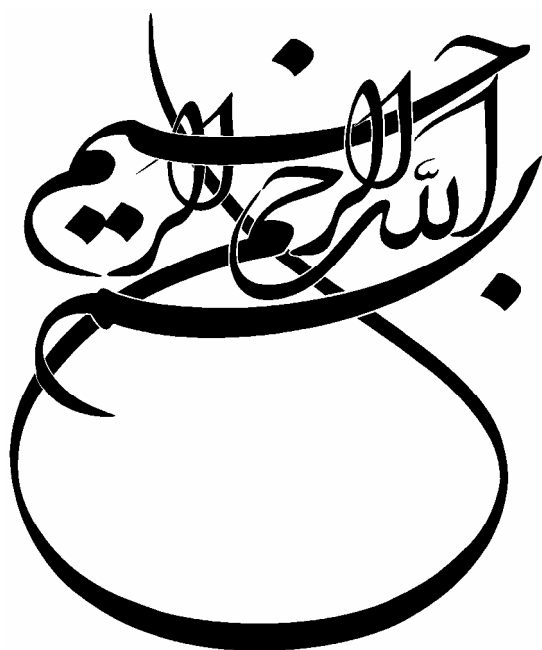


(با پیش درآمدی اجمالی بر صنعت گاز و صادرات آن)



تدوین و تالیف: میر مهدی ذالکوی

شرکت ملی گاز ایران، منطقه ۸ عملیات انتقال گاز



مختصری درباره مولف:

آقای میر مهدی ذاللوی^۱ متولد سال ۱۳۵۸ شهر تبریز می باشد وی در حال حاضر در شرکت ملی گاز ایران، منطقه ۸ عملیات انتقال گاز، مشغول به خدمت است.

سوابق علمی و تمصیلی :

- ۱- دیپلم ریاضی فیزیک، سال ۷۶
- ۲- لیسانس مهندسی برق - کنترل از دانشگاه صنعتی سهند سال ۸۰
- ۳- فوق لیسانس مهندسی برق - کنترل از دانشگاه صنعتی شاهرود، سال ۸۳

سوابق پژوهشی:

- ۱- طراحی و ساخت سیستم کنترل فرایند pH در اندازه آزمایشگاهی
- ۲- طراحی سیستم کنترل چند متغیره برای هواپیمای بدون سر نشین
- ۳- تحقیق در مورد سیستمهای کنترل صنایع نفت و گاز همچون *FIELD BUS*, *DCS*, *HMI*, *SCADA*، مرکز تحقیقات پتروشیمی ایران، سال ۸۳
- ۴- ارائه مقاله و عضو هیات رئیسه در کنفرانس بین المللی *ICCAS*، کره جنوبی، سال ۸۴
- ۵- عضو رسمی هیات داوری انجمن جهانی آکادمیک دانشمندان و مهندسین *WSEAS*
- ۶- مدعو برای کنفرانسهای *IPIS* نیویورک و اسپانیا و ایتالیا، سال، ۲۰۰۶
- ۷- ارائه مقاله در پانزدهمین و شانزدهمین همایش بین المللی خلیج فارس، دفتر مطالعات سیاسی و بین المللی وزارت امور خارجه جمهوری اسلامی ایران سال ۱۳۸۳، ۱۳۸۵
- ۸- عضو کمیته علمی کنفرانس *WSEAS*، دالاس آمریکا، سال ۲۰۰۶
- ۹- عضو رسمی هیات داوری ژورنال مهندسی سیستم و کنترل، انجمن جهانی آکادمیک دانشمندان و مهندسین *WSEAS*
- ۱۰- ارائه چندین مقاله در کنفرانسهای معتبر جهانی در کشورهای ترکیه، یونان و کره جنوبی

سوابق تدریسی :

دانشگاه صنعتی شاهرود و سهند، دانشگاه نبی اکرم (ص)، دانشگاه جامع علمی کاربردی.

¹ E-mail: zalloi@nigc.ir , m_zalloi@yahoo.com
Last Edition: Jun 2007.

چکیده:

با رشد سریع و روز افزون سهم گاز طبیعی در سبد انرژی، استفاده از فناوریهای نوین در انتقال گاز طبیعی امری مسلم بنظر می رسد ولی آنچه که همواره ذهن اندیشمندان و صامب نظران را به خود مشغول کرده، بمت انتقال گاز برای مسافتهای طولانی است چرا که انتقال گاز طبیعی به علت ماهیت گازی بودنش دارای مشکلات عدیده ای است. در این مجموعه سعی شده است تا با بهره گیری از منابع بروز در زمینه انتقال گاز بالاخص از اینترنت، به فناوریهای نوین در مد آشنایی کلی اشاره گردد. شایان ذکر است این مجموعه عاری از ضعف نبوده و از خوانندگان ممتزم تقاضا دارم نظرات، پیشنهادات و انتقادات خویش را به اینجانب اعلام دارند تا در جهت هر چه بهتر کردن مطالب همت گمارم.

تشکر و قدردانی:

در اینجا برفود واجب می‌دانم از کسانی که در تدوین این کتاب مرا یاری نمودند تشکر کنم. مخصوصاً از همکاران بزرگوارم آقایان مهندس مهردادفر، رئیس متمرکز منطقه ۸ عملیات انتقال گاز، مهندس میر شجاعی، سرپرست متمرکز معاونت مهندسی و تحلیل سیستمهای منطقه و دوست عزیزم مهندس مسن پور قدر دانی کرده و توفیقات روز افزودن آنها را از درگاه خدا مسئلت می‌نمایم. و همچنین از همسر فداکارم خانم دکتر کرمانی که در این مدت یاریگر من بودند کمال تشکر را دارم.

میر مهدی ذاللوی

۱۳۸۶

فصل اول: مروری اجمالی بر صنعت گاز

- ۱- مقدمه ۱۱
- ۲- میزان ظرفیت پالایشگاههای کشور ۱۲
- ۳- میزان مصرف گاز طبیعی در کشور ۱۴
- ۴- مقایسه تولید و مصرف گاز طبیعی در کشور ۲۰
- ۵- سیستم انتقال گاز طبیعی ۲۰
- ۶- سیستم توزیع گاز طبیعی ۲۱
- ۷- مصرف انرژی و چالش های زیست محیطی ۲۲
- ۸- جمع بندی ۲۳

فصل دوم: صادرات گاز طبیعی

- ۱- مقدمه ۲۴
- ۲- صادرات گاز به کشور ترکیه ۲۵
- ۳- صادرات گاز به اروپا ۲۶
- ۴- صادرات گاز به پاکستان ۲۸
- ۵- صادرات گاز به هند ۲۹
- ۶- صادرات گاز به ارمنستان ۳۲
- ۷- صادرات گاز به کویت ۳۲

۳۳.....	۸- صادرات گاز به امارات.....
۳۴.....	۹- صادرات گاز به عمان.....
۳۵.....	۱۰- تب و تاب انرژی و خواب اژدهای زرد.....
۳۸.....	۱۱- ترکمنستان به دنبال رقابت با کشورهای دارنده گاز.....
۴۰.....	۱۲- جمع بندی.....

فصل سوم: انتقال گاز با خطوط لوله و کاربرد فناوریهای نوین

۴۴.....	۱- مقدمه
۴۵.....	۲- انتقال گاز با خط لوله و کاهش هزینه ها.....
۴۶.....	۳- تقویت با لایه های کامپوزیتی
۴۸.....	۴- بهینه سازی شبکه خطوط لوله گاز طبیعی با شبکه های عصبی مصنوعی.....
۵۱.....	۵- مدل طرح بهینه شبکه.....
۵۳.....	۶- شبکه های عصبی هاپفیلد.....
۵۴.....	۷- طرح بهینه سازی شبکه گاز بر اساس HNN.....

فصل چهارم: گاز طبیعی مایع شده (LNG)

۶۲.....	۱- مقدمه.....
۶۳.....	۲- گاز طبیعی مایع شده LNG.....

فهرست مطالب

صفحه

عنوان

۶۴	۳- روشهای صنعتی تولید LNG.....
۶۶	۴- بررسی تحولات اخیر تکنولوژی و کاهش هزینه ها.....
۶۸	۵- تحولات قریب الوقوع آینده تکنولوژی LNG.....
۶۸	۵-۱- سیستم های شناور تولید LNG.....
۷۰	۵-۲- تاسیسات شناور تبدیل مجدد به گاز.....
۷۲	۶- ویژگیهای بازار LNG.....
۷۶	۷- بررسی عرضه و تقاضای LNG و روند آن تا سال ۲۰۱۰ میلادی.....
۷۹	۸- بررسی هزینه های عرضه LNG تولید شده در ایران به بازارهای مختلف جهان.....
۸۳	۹- موانع و مشکلات احداث طرح های LNG در ایران.....
۸۵	۱۰- جمع بندی.....

فصل پنجم : دی متیل اتر DME

۸۶	۱- مقدمه
۸۷	۲- مقایسه ویژگیهای DME و LPG و LNG و نفت کوره.....
۸۷	۳- سوخت نیروگاهها.....
۸۸	۴- جایگزینی در بازارهای LPG.....

۸۹.....	۵- جایگزینی در بازارهای نفت کوره.....
۸۹.....	۶- DME سوختی برای سلولهای سوختنی و سایر مصارف.....
۸۹.....	۷- فناوری تولید DME.....
۹۲.....	۸- جمع بندی.....

فصل ششم: ال پی جی LPG

۹۳.....	۱- مقدمه.....
۹۵.....	۲- مزایا و معایب مصرف ال پی جی
۹۷.....	۳- بازار و فرصت آتی.....
۱۰۱.....	۴- جمع بندی.....

فصل هفتم: جی تی ال GTL

۱۰۲.....	۱- مقدمه.....
۱۰۳.....	۲- فناوری GTL
۱۰۳.....	۲-۱- تولید گاز سنتز.....
۱۰۴.....	۲-۲- تولید هیدرو کربن های خطی.....
۱۰۵.....	۲-۳- مرحله پالایش و بهبود کیفیت هیدروکربن های خطی
۱۰۶.....	۳- عوامل موثر بر سود آوری پروژه های جی تی ال.....
۱۰۶.....	۳-۱- قیمت گاز طبیعی.....
۱۰۷.....	۳-۲- بودجه و رژیم مالی دولت های مالک گاز.....
۱۰۷.....	۳-۳- هزینه های عملیاتی.....

فهرست مطالب

صفحه

عنوان

۳-۴- کیفیت گاز.....	۱۰۸
۳-۵- مدت زمان کارکرد سیستم.....	۱۰۸
۴- بررسی عرضه و تقاضای جی تی ال در آسیا.....	۱۱۰
۵- منابع گازی آسیا و سیاستهای بهره برداری از آنها.....	۱۱۱
۶- سرمایه گذاری قطر در واحد های جی تی ال.....	۱۱۱
۷- مزایای فراورده های تولیدی از گاز طبیعی، جی تی ال.....	۱۱۲
۸- هزینه های عملیاتی و سرمایه ای جی تی ال.....	۱۱۵
۹- جمع بندی.....	۱۱۶

متابع ۱۱۹

مروری اجمالی بر صنعت گاز

۱

۱. مقدمه

جمهوری اسلامی ایران با دارا بودن مخازن عظیم نفت و گاز، در حدود ۱۵/۵ درصد از ذخایر گاز طبیعی در جهان، به عنوان دومین دارنده منابع گازی دنیا شناخته شده است. با توجه به اکتشاف منابع جدید نفت و گاز و آغاز بهره برداری از میادین گازی پارس جنوبی که با کشور قطر مشترک می باشد، این سوال در ذهن کارشناسان نقش بسته است که چگونه از این مخازن بهره برداری بهینه نماییم و چگونه از محصولات تولیدی آن استفاده کنیم؟ بهره برداری و توسعه میادین نفتی و گازی کشور، فرصت مناسبی را برای جذب، انتقال، بومی

سازی و توسعه فناوریهای مورد نیاز کشور فراهم آورده است که در صورت برنامه ریزی اصولی و مدیریت صحیح می توان حداکثر بهره برداری را از آن نمود و همچون شرکتهای بزرگ نفتی دنیا که با بهره گیری از موقعیتهای مشابه در کشورهای خود، ضمن بر طرف نمودن نیازهای خود، با کسب تجربه و آمادگی لازم، وارد بازارهای بین المللی شده اند. موضوعات این فصل در قالب چند قسمت به صورت خلاصه تدوین شده است تا خوانندگان محترم با مطالعه و تامل در آنها آشنایی هر چند اجمالی به وضعیت صنعت گاز کشور داشته باشند.

۲. میزان ظرفیت پالایشگاهی گاز طبیعی کشور

ظرفیت پالایشگاهی کشور در سالهای ۸۲-۱۳۷۶ از افزایشی قابل ملاحظه به میزان ۱۸۹/۶ میلیون متر مکعب در روز برخوردار شده است. ظرفیت پالایش و نم زدایی گاز طبیعی در این دوره با متوسط رشد سالانه به میزان ۱۴/۳ درصد، از روزانه ۱۲۸/۵ میلیون مترمکعب در سال ۱۳۷۵ به روزانه ۳۱۸/۱ میلیون مکعب در سال ۱۳۸۲ رسیده است این افزایش به طور عمده مربوط به پالایشگاههای بزرگ فجر، پارس جنوبی، خانگیران و پارسیان بوده است. افزایش ظرفیت پالایشگاه فجر (کنگان): افزایش مذکور از طریق بهینه سازی و افزایش ظرفیت واحدهای موجود و استفاده از واحد یدک در قالب بهره گیری از تسهیلات بیع متقابل گازرسانی انجام گرفته است. احداث فاز دوم پالایشگاه خانگیران: فاز دوم پالایشگاه خانگیران با ظرفیت ۱۷ میلیون متر مکعب در روز در سال ۱۳۸۲ به بهره برداری رسیده است. احداث پالایشگاه پارسیان: این پالایشگاه با ظرفیت ۲۵ میلیون متر مکعب در روز، در سال ۱۳۸۲ به بهره برداری رسید.

جدول ۱- ۱) ظرفیت پالایش و نم زدایی پالایشگاههای گاز طبیعی کشور (میلیون متر مکعب در روز)

پالایشگاه / سال	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲
فجر (کنگان)	۶۸	۷۹/۳	۹۰/۷	۱۰۵	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰	۱۱۰
خانگیران	۲۴	۲۶/۴	۲۷/۵	۲۷/۵	۲۷/۵	۴۴/۵	۴۴/۵	۴۴/۵
بیدبلند	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵	۲۲/۵
سرخون	۷/۱	۷/۱	۷/۱	۷/۱	۷/۱	۷/۱	۱۴/۱	۱۴/۱
دالان	-	-	-	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰
گورزین	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷	۱/۷
پارس جنوبی	-	-	-	-	-	-	۵۰	۷۵
پارسیان	-	-	-	-	-	-	-	۲۵
سایر	۵/۲	۵/۲	۵/۳	۵/۳	۵/۳	۵/۳	۵/۳	۵/۳
جمع کل	۱۲۸/۵	۱۴۲/۲	۱۵۴/۸	۱۸۹/۱	۱۹۴/۱	۲۱۱/۱	۲۶۸	۳۱۸/۱

جدول ۱- ۲) خلاصه عملکرد شرکتهای پالایش گاز در سال ۱۳۸۲

ردیف	نام شرکت	گاز دریافتی (میلیارد متر مکعب)	گاز خروجی (میلیارد متر مکعب)	مایعات گازی (هزار متر مکعب)	تولید گوگرد (هزار تن)	تولید گاز مایع (هزار متر مکعب)	توضیحات
۱	بیدبلند	۳/۱۳۵	۲/۹۷۰	-	-	-	ماه تفاوت گازهای ورودی و خروجی مربوط به گازهای اسیدی می باشد که تخلیه می گردد.
۲	هاشمی نژاد	۱۳/۲۹۲	۱۱/۴۰۹	۵۸/۳	۴۲۷/۸	-	-
۳	فجر	۳۴/۷۹۰	۳۳/۷۷۶	۲۲۸۷	-	-	-
۴	سرخون و قشم	۴/۷۱۹	۴/۷۱۹	۵۵۹	-	۴۸/۱	-
۵	پارس جنوبی	۲۰/۷۵۷	۱۸/۴۱۰	۴۷۴۴	۱۲۹/۴	-	تولید گوگرد به صورت دانه بندی می باشد
۶	پارسیان	۰/۷	۰/۷	۸۲	-	-	-

۳. میزان مصرف گاز طبیعی در کشور

همانطوریکه بیان شد کشور ایران با داشتن حدود ۱۶ درصد از ذخایر گاز طبیعی جهان پس از روسیه، دارای رتبه دوم میباشد آمارهای رسمی نشان می دهد که در سال ۱۳۸۳ کل مصرف گاز طبیعی در کشور ۱۰۵/۴ میلیارد متر مکعب بوده که از ۱۰۵/۴ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی جاری در خطوط لوله کشور، ۹۱/۴ میلیارد متر مکعب توسط مصرف کنندگان داخلی (خانگی، تجاری و صنعتی)، ۳/۳ میلیارد متر مکعب جهت تزریق، ۶/۳ میلیارد متر مکعب در مصارف عملیات گازرسانی شرکت ملی گاز، ۳/۵ میلیارد متر مکعب جهت صادرات و ۰/۹ میلیارد متر مکعب گاز هم سوزانده می شود. برای مصرف گاز طبیعی حالتهای متفاوتی پیش میآید که در ادامه به تک تک آنها بر حسب اولویت مصرف خواهیم پرداخت:

اولویت اول: مصرف داخلی (خانگی، تجاری و صنعتی)

ایران با داشتن ۷۰ میلیون نفر جمعیت و نیز صنایع بزرگ انرژی بر، بازار مصرف بزرگی می باشد بدون شک اصلی ترین اولویت کشور مصرف داخلی گاز طبیعی در بخش های مختلف (خانگی، تجاری، صنعتی و حمل و نقل) می باشد.

آمارهای رسمی سال ۱۳۸۳ نشان می دهد افزون بر ۱۰/۵ خانوار (۴۵/۲ میلیون نفر) تحت پوشش مصرف گاز طبیعی هستند. بدین ترتیب حدود ۴۲/۵ میلیون نفر جمعیت شهری تحت پوشش می باشند بنا بر همین آمار جمعیت روستایی تحت پوشش بسیار پایین تر از رقم مذکور حدود ۲/۷ میلیون نفر می باشد. علاوه بر مصرف کنندگان فوق، صنایع مختلفی از جمله نیروگاهها، صنایع فولاد، سیمان، شیشه و غیره در کشور وجود دارند که می توانند جزء مصرف کنندگان گاز طبیعی باشند. علیرغم تلاش های مفید صورت گرفته، هنوز بسیاری از صنایع مذکور، در گروه مصرف کنندگان گاز قرار نگرفته اند بر اساس آمارهای موجود، برای تامین مصرف داخلی کشور، نیازمند ۱۱۰ میلیارد متر مکعب گاز در سال هستیم.

در مجموع با توجه به ارزان و پاک بودن گاز طبیعی (در مقایسه با فرآورده های نفتی)، افزایش جمعیت و جایگزینی نفت خام، لازم است توسعه مصرف داخلی یکی از اولویت های اصلی وزارت نفت باشد.

در اینجا لازم به ذکر است که یکی از شاخصهای توسعه یافتگی کشورها، میزان مصرف انرژی بخش صنعت در مقایسه با بخش خانگی و تجاری می باشد.

اولویت دوم: استفاده از گاز طبیعی به جای فرآورده های نفتی

روزانه در کشور حدود ۸۰ میلیون لیتر بنزین مصرف می شود که نزدیک به یک سوم این مقدار از طریق واردات تامین می شود (اگرچه میزان مصرف روزانه بنزین در سال آینده به طور متوسط بیش از ۸۰ میلیون لیتر پیش بینی شده است)، صرف نظر از تاثیرات مثبت زیست محیطی استفاده از گاز طبیعی به جای بنزین که به یکی از معضلات جدی کشور تبدیل شده است، اگر بتوان فقط استفاده از گاز را با نیمی از بنزین مصرفی کشور جایگزین نمود، شاهد صرفه جویی اقتصادی بالغ بر ۲/۱ میلیارد دلار در سال خواهیم بود. برای اجرای این طرح، سالانه به ۱۰ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی نیاز می باشد.

اولویت سوم: تزریق گاز طبیعی به مخازن نفتی به منظور برداشت سیانی

یکی از موارد استفاده از گاز طبیعی، تزریق به میادین نفتی است که به نظر می رسد از دید مسئولین و کارشناسان محترم صنعت نفت مهجور مانده است و یا به صورت جدی به آن پرداخته نشده است.

با عنایت به نص صریح قانون اساسی، یکی از وظایف اصلی دولت در حوزه نفت، صیانت از مخازن نفتی کشور و افزایش ضریب بازیافت است که تنها از طریق تزریق گاز به میزان کافی به این مخازن امکان پذیر است که یکی از بهترین روشها، جهت افزایش بازیافت مخازن نفتی ایران، از طریق تزریق گاز می باشد به عنوان مثال، مطالعات انجام شده در قبل از

انقلاب و همچنین مطالعات انجام شده در خصوص میدان کرنج توسط شرکت مهندسين منشور کيش و شرکت کانادايي GMC، نشان داده است که تزریق روزانه حدود ۸۵ ميليون متر مکعب گاز طبيعي، ضريب بازيفت مخزن کرنج را از ۳۰ درصد در حالت تخليه کامل *Natural Depletion* به حدود ۵۶ درصد افزايش می دهد لازم به ذکر است اگر عمليات تزریق گاز در قبل از انقلاب انجام می شد ضريب بازيفت به ۵۷ درصد می رسيد. امروز حدود ۲۵ درصد کاهش ضريب بازيفت، بدليل تاخير در اجرای عمليات تزریق گاز خواهيم داشت که با تزریق به موقع و کامل گاز می توان ضريب متوسط برداشت مخازن را از حدود ۲۲ درصد فعلي، حداقل به بیش از ۳۲ درصد افزايش داد. مثالي ديگر در اين زمينه میدان آغاچاري است که حدود ۶۰ سال از شروع بهره برداری آن می گذرد. عدم تزریق گاز در اين میدان از شروع توليد، باعث از دست رفتن حدود ۱۰ ميليارد بشکه نفت شده است به عبارتي ديگر در صورتيکه از ابتدای توليد میدان آغاچاري، حجم لازم و کافي گاز برای تثبيت فشار مخزن در آن تزریق می شد نزديک به ۲۰ ميليارد بشکه نفت از اين میدان قابل استحصال بود در حالیکه در حال حاضر در صورت تزریق گاز، حدود ۱۰ ميليارد بشکه نفت از اين میدان استحصال است.

در جداول ۳ تا ۱۰ اطلاعات مفیدی در ارتباط با مصرف گاز طبيعي وسایر موارد ارائه شده است.

جدول ۱-۳) سهم مصرف گاز طبیعی در سبد مصرف نفت و گاز طی سالهای ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۲

ردیف	سال	سهم گاز طبیعی
۱	۱۳۷۵	۳۷/۶ درصد
۲	۱۳۷۶	۳۹/۸ درصد
۳	۱۳۷۷	۴۲/۴ درصد
۴	۱۳۷۸	۴۵/۹ درصد
۵	۱۳۷۹	۴۷/۹ درصد
۶	۱۳۸۰	۴۸ درصد
۷	۱۳۸۱	۵۱/۴ درصد
۸	۱۳۸۲	۵۴ درصد

جدول ۱-۴) ترکیب گاز مصرفی در بخش های مختلف (بدون احتساب تزریق)

سال	خانگی/تجاری		صنایع		نیروگاه ها	
	درصد	میلیارد مترمکعب	درصد	میلیارد مترمکعب	درصد	میلیارد مترمکعب
۱۳۷۵	۳۴/۸	۱۴/۵	۳۲	۱۳/۳	۳۳/۲	۱۳/۸
۱۳۷۶	۳۴/۸	۱۶/۳	۳۰/۲	۱۴/۱	۳۵	۱۶/۴
۱۳۷۷	۳۳/۳	۱۶/۹	۲۶/۹	۱۳/۷	۳۹/۸	۲۰/۲
۱۳۷۸	۳۳/۴	۱۹/۳	۲۸/۶	۱۶/۵	۳۸	۲۱/۹
۱۳۷۹	۳۳/۱	۲۱/۵	۲۹/۵	۱۹/۲	۳۷/۴	۲۴/۳
۱۳۸۰	۳۳/۳	۲۲/۶	۲۹/۱	۱۹/۷	۳۷/۶	۲۵/۵
۱۳۸۱	۳۵/۶	۲۷/۶	۲۸/۶	۲۲/۲	۳۵/۷	۲۷/۷
۱۳۸۲	۳۵/۶	۳۰/۶	۲۸/۶	۲۴/۶	۳۵/۸	۳۰/۸

جدول ۱-۵) وضعیت گاز رسانی در شرکتهای گاز رسانی استانی/شهری بر حسب جمعیت شهری تا پایان سال ۱۳۸۲

ردیف	نام استان	پرآورد جمعیت شهری	تعداد خانوار تحت پوشش	جمعیت تحت پوشش	تعداد شهرهای تحت پوشش	تعداد روستاهای تحت پوشش	درصد تحت پوشش شهری
۱	آذربایجان شرقی	۲۳۱۹۱۲۲	۵۸۱۷۶۴	۲۲۶۸۸۸۰	۴۲	۱۱۵	۹۸
۲	آذربایجان غربی	۱۴۹۱۲۲۸	۲۲۳۹۴۶	۱۲۳۱۷۰۳	۲۱	۸	۸۳
۳	اردبیل	۷۱۸۰۳۳	۱۷۰۳۸۵	۶۸۱۵۴۰	۱۴	۱۳	۹۵
۴	اصفهان	۳۵۸۶۷۹۴	۸۴۹۲۶۰	۳۳۰۴۱۴۹	۶۳	۹۱	۹۲
۵	تهران بزرگ	۸۹۸۹۰۰۰	۲۲۵۵۵۷۵	۸۵۷۱۱۸۵	۱	۱۴	۹۵
۶	توابع تهران	۳۹۹۰۲۸۱	۶۷۰۲۷۳	۳۳۵۱۳۶۵	۲۲	۳۷	۸۴
۷	چهارمحال بختیاری	۴۳۸۱۳۹	۱۱۷۵۶۳	۴۱۱۴۷۱	۲۱	۴۳	۹۴
۸	خراسان	۴۱۷۱۰۴۱	۹۸۳۴۰۸	۳۹۳۳۲۸۳	۳۲	۸۵	۹۴
۹	خوزستان	۲۸۸۷۳۱۳	۲۹۸۷۴۱	۴۰۹۱۱۸۷	۴۰	۳۱	۷۲
۱۰	زنجان	۵۱۷۴۴۲	۱۱۶۳۸۰	۴۶۵۵۲۰	۸	۱۳	۹۰
۱۱	سمنان	۴۶۱۲۲۸	۱۰۷۵۴۴	۴۳۰۱۷۶	۱۱	۳۷	۹۳
۱۲	فارس	۲۱۵۹۸۶۳	۴۴۴۷۲۳	۴۰۹۳۳۴۲	۳۲	۲۴	۹۷
۱۳	قزوین	۸۹۶۸۵۳	۱۶۴۸۰۶	۷۱۳۹۵۳	۹	۱۱	۸۰
۱۴	قم	۱۵۵۶۷۱۵	۲۳۱۱۴۱	۱۵۳۴۵۷۳	۳	۶	۹۹
۱۵	کردستان	۸۹۹۶۶۹	۱۳۵۲۶۳	۸۱۱۵۷۸	۹	۱	۹۰
۱۶	کرمان	۹۵۳۷۹۶	۲۲۹۸۹۵	۹۱۹۵۸۰	۹	۴	۹۶
۱۷	کرمانشاه	۱۰۲۲۹۷۶	۱۵۹۱۳۹	۷۸۰۵۵۶	۵	۱۲	۷۶
۱۸	کهگیلویه و بویراحمد	۲۴۶۰۴۱	۵۲۳۸۵	۴۰۹۵۴۰	۷	۱۹	۸۵
۱۹	گلستان	۷۴۳۲۲۳	۱۸۴۰۲۳	۷۳۶۰۹۲	۱۸	۱۱۳	۹۹
۲۰	گیلان	۱۲۰۱۱۹۷	۳۱۱۳۵۸	۱۱۳۲۰۰۰	۴۱	۱۷۸	۹۴
۲۱	لرستان	۱۱۵۷۱۹۸	۱۵۰۳۹۴	۹۰۲۳۶۴	۸	۳	۷۸
۲۲	مازندران	۱۴۲۳۸۳۸	۴۰۱۴۲۷	۱۴۰۴۹۹۵	۴۸	۲۹۰	۹۹
۲۳	مرکزی	۱۳۰۶۲۸۰	۲۴۶۰۱۲	۱۱۸۰۸۵۸	۳۸	۴۷	۹۰
۲۴	همدان	۱۰۳۱۱۷۲	۲۴۴۹۸۵	۹۷۹۹۴۰	۴۰	۶۶	۹۵
۲۵	یزد	۶۸۷۵۳۱	۱۳۹۴۵۳	۵۸۵۸۸۷	۷	۵	۸۵
	جمع	۴۴۸۵۵۹۷۳	۹۴۶۹۶۴۳	۴۰۷۲۵۷۱۵	۴۸۹	۱۴۶۶	

جدول ۱-۶) میزان دریافت گاز طبیعی و واردات (میلیارد متر مکعب در سال)

سال	۱۳۷۵	۱۳۷۶	۱۳۷۷	۱۳۷۸	۱۳۷۹	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	متوسط رشد سالانه ۸۲-۱۳۷۶
میزان دریافت و واردات	۴۴/۲	۴۹/۳	۵۲/۹	۵۹/۱	۶۴/۶	۷۱/۹	۸۲/۰۸	۹۲/۱۳	۱۱/۱ درصد

جدول ۱-۷) موازنه در یافت و مصرف گاز طبیعی (میلیارد متر مکعب در سال)

ردیف	شرح فعالیت	سال ۸۱	سال ۸۲
۱	دریافت گاز طبیعی از شرکت ملی نفت ایران	۷۶/۸	۸۶/۴
۲	واردات گاز طبیعی	۵/۲۸	۵/۷۳
	جمع تولید و واردات	۸۲/۰۸	۹۲/۱۳
۳	فروش گاز در داخل کشور	۷۴	۸۱/۴۴
۴	مصارف عملیاتی شرکت ملی گاز	۳/۵	۴/۵۲
۵	تحويل به شرکت نفت برای تزریق	۳/۱	۲/۵۱
۶	صادرات گاز طبیعی	۱/۲۸	۳/۴۱
۷	تخلیه گاز (برداشت نشده)	۰/۲	۰/۲۲
۸	تغییرات ذخیره گاز در خطوط انتقال	-	۰/۰۳
	جمع مصارف	۸۲/۰۸	۹۲/۱۳

جدول ۱-۸) وضعیت مصرف گاز طبیعی در سالهای آتی (میلیارد متر مکعب در سال)

سال	۲۰۰۹	۲۰۰۸	۲۰۰۷	۲۰۰۶	۲۰۰۵	۲۰۰۴	۲۰۰۳	۲۰۰۲
تقاضا	۱۵۶/۲	۱۴۷/۸	۱۳۶/۵	۱۲۱/۷	۱۰۸/۴	۹۷/۴	۸۷/۶	۷۷/۵

۴. مقایسه تولید مصرف گاز طبیعی در کشور

بر اساس آمار موجود، میزان تولید گاز در سال به میزان ۹۹/۵ میلیارد متر مکعب بوده است و با احتساب بهره برداری از فاز دیگر پارس جنوبی در آینده این مقدار تا میزان ۲۶۰ میلیارد متر مکعب افزایش خواهد یافت. با توجه به اولویتهای مطرح شده و اعداد و ارقام مذکور سالانه ۱۱۰ میلیارد متر مکعب توسط مصرف کنندگان داخلی که با رشد متوسط ۱۱/۵ درصد، مواجه می باشد. جایگزینی سالانه ۱۰ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی به جای مصرف بنزین و نیاز به تزریق حدود ۲۰۰ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی در میدین نفتی، بیانگر این واقعیت است که گاز طبیعی مازادی در کشور وجود نداشته و نخواهد داشت که بتوان از طریق خط لوله و یا بصورت LNG صادر نمود.

۵. سیستم انتقال گاز طبیعی

سیستم انتقال گاز کشور شامل خطوط انتقال فشار قوی و ایستگاه های تقویت فشار گاز بوده و طی دهه های اخیر از افزایش قابل ملاحظه ای برخوردار بوده است. بطوریکه خطوط انتقال گاز کشور طی دهه آخر با متوسط رشد سالانه به میزان ۸/۲ درصد در پایان سال ۸۰ به ۱۵/۳ هزار کیلومتر رسیده است. ایران در حال حاضر دارای سه خط لوله اصلی فشار قوی می باشد و احداث خطوط چهارم و پنجم سراسری نیز در (IGAT I&II&III) سراسری مرحله اجرا قرار دارد. ضمناً مطالعات مربوط به احداث خط ششم سراسری شروع شده است. علاوه بر این در مناطق شمال شرق و شمال غرب کشور نیز دو خط لوله فشار قوی سرخس-نکا-رشت به-اقطار ۳۶" و ۳۰" و نیز خطوط انتقال گاز آذربایجان به اقطار ۴۸" و ۳۰" جهت انتقال گاز مورد نیاز مناطق یاد شده و صادرات احداث گردیده اند. در برنامه سوم توسعه کشور (۸۳-۷۹) احداث ۵۰۰۰ کیلومتر خط لوله فشار قوی جدید پیش بینی گردیده است و لذا با تحقق این برنامه مجموع کل خطوط انتقال گاز کشور به ۱۸۳۰۰ کیلومتر خواهد رسید.

برخی از پروژه های احداث خط انتقال در برنامه سوم توسعه بشرح زیر است:

- احداث خط انتقال ۵۶ سوم سراسری بطول ۸۷۰ کیلومتر
- احداث خط انتقال ۵۶ چهارم سراسری بطول ۸۱۵ کیلومتر
- احداث خط انتقال ۵۶ پنجم بطول ۵۰۰ کیلومتر
- احداث خط انتقال ۴۸ دوم آذربایجان بطول ۴۴۰ کیلومتر
- احداث خط انتقال ۳۶ سرخس - مشهد بطول ۱۴۵ کیلومتر
- طراحی، خرید و احداث ۳۰ ایستگاه تقویت فشار گاز با قدرت ۲۴۰۰ هزار اسب بخار

۶. سیستم توزیع گاز طبیعی

سیستم توزیع گاز طبیعی ایران طی دهه اخیر (۱۳۸۰-۱۳۷۰) از گسترش قابل ملاحظه ای برخوردار گردیده است. شبکه گذاری گاز طبیعی کشور در این دوره با متوسط رشد سالانه ای به میزان ۱۰/۳ درصد در پایان سال ۱۳۸۰، به ۶۹ هزار کیلومتر رسیده است. انشعابات نصب شده گاز نیز در این دوره از متوسط رشد سالانه ای به میزان ۱۰/۴ درصد برخوردار بوده و در پایان سال ۱۳۸۰ به بیش از ۳/۷۲ میلیون انشعاب افزایش یافته است. سیستم توزیع گاز ایران تا پایان سال ۱۳۸۰ بالغ بر ۳۹۲ شهر و ۴۱۶ روستا را تحت پوشش قرار داده است و تا پایان سال ۸۰ مجموع واحدهای صنعتی و مصرف کننده عمده گاز طبیعی کشور به ۳۵۰۰ واحد و تعداد شهرکهای صنعتی گازرسانی شده به ۳۰ عدد رسیده است. در این سال ۴/۷ میلیون خانوار کشور (معادل ۳۲ میلیون نفر) از مزایای گاز طبیعی استفاده نموده اند. گازرسانی به نیروگاهها همواره به عنوان یکی از سیاستهای مهم بخش انرژی بوده و در حال حاضر ۳۶ نیروگاه کشور تحت پوشش گازرسانی قرار گرفته اند.

۷. مصرف انرژی و چالش های زیست محیطی پیوستن به WTO

نکته بسیار حائز اهمیت آن است که با توجه به شرایط جدید حاکم بر اقتصاد جهانی، خطری جدی صنایع داخلی را تهدید می کند هم اکنون زمزمه تجارت آزاد جهانی و پیوستن کشور های مختلف به سازمان تجارت جهانی به کرات شنیده می شود این امر دیر یا زود حیطه اقتصاد کشور ما را نیز در بر خواهد گرفت حال فرض کنید که ایران مانند بسیاری از کشورهای دیگر به سازمان تجارت جهانی پیوندد. در آن صورت بعید به نظر نمی رسد که صدور کالا به بازارهای جهانی مستلزم رعایت استانداردهای بین المللی باشد از آن جمله رعایت استاندارد های سری ISO 14000 که مشخصاً با مسائل زیست محیطی در ارتباط است.

اگر احراز استاندارد مذکور شرط صدور کالا به بازارهای جهانی قرار گیرد در آن صورت کالاهایی که طی یک فرایند آلاینده تولید می شوند اگرچه خود دارای کیفیت مطلوب باشند ولی اگر حائز استاندارد مذکور نباشند شرط لازم را برای صدور به بازارهای جهانی نخواهند داشت .

می دانیم که سال های سال است که صنایع ما به مصرف بی رویه انرژی در خط تولید خو گرفته اند و مصرف بی رویه انرژی های فسیلی ، به معنای تولید بیش از حد اکسید های کربن (CO_x) ، ازت (NO_x) و گوگرد (SO_x) است که تماماً مخرب زیست محیط هستند لذا مصرف بی رویه انرژی در خطوط تولید نه تنها قیمت تمام شده کالا را افزایش می دهد و از رقابت پذیری در بازار کاهش می دهد بلکه در صورت عدم احراز استاندارد مذکور به دلیل آلوده بودن محیط زیست ، می تواند بازار صادراتی خویش را از دست بدهد صد البته که این پایان ماجرا نیست بلکه با پیوستن به سازمان تجارت جهانی، جلوگیری از ورود کالای مشابه خارجی که دارای استاندارد مذکور است نیز امکان پذیر نیست و این یعنی از دست

دادن یا حداقل کاهش بازار داخلی. ولذا توسعه مصرف انرژیهای پاک همچون گاز طبیعی در صنعت، امری اجتناب ناپذیر است و باید مسئولین امر در این خصوص اهتمام ورزند.

۸. جمع بندی

کشور ایران با دارا بودن ذخایر و منابع عظیم گاز در رتبه دوم جهانی واقع شده است و با عنایت به اینکه صادرات نفت اصلی ترین منبع درآمد ارزی کشور است لذا توسعه مصرف گاز در کشور برای کاهش مصرف نفت و به تبع آن صادرات نفت امری ضروری است نکته شایان ذکر این است که نسبت مصرف انرژی در بخش صنعت به سایر مصارف، شاخصی از رشد و توسعه اقتصادی آن کشور است و همچنین بر اساس اظهار نظر کارشناسان، جهت افزایش بازیافت چاههای نفت بهترین روش تزریق گاز است و لذا این امر باید جزء اولویتهای مسئولین صنعت نفت باشد.

صادرات گاز طبیعی



۱. مقدمه

کشور ایران به عنوان دومین دارنده ذخایر گاز طبیعی در جهان، برنامه‌های متعددی را برای استفاده از گاز بویژه برای صادرات از طریق خط لوله دنبال می‌نماید. برنامه‌های صادرات گاز از طریق خط لوله، عمدتاً به کشورهای همجوار طرح‌ریزی شده است. مطلب زیر می‌کوشد علاوه بر تصویر کشیدن تمامی گزینه‌های موجود صادراتی گاز توسط خط لوله، صادرات گاز از طریق خط لوله را در مقایسه با سایر روش‌ها مورد ارزیابی قرار دهد. با وجود ذخایر بیکران گاز، توان بالقوه صادرات گاز طبیعی برای ایران همواره وجود دارد. صادرات گاز طبیعی یکی از مقوله‌های مهم و استراتژیک کشور به شمار می‌رود. به‌طور کلی صادرات گاز برای کشور از سه راه امکان‌پذیر می‌باشد:

- ۱- انتقال گاز طبیعی از طریق خط لوله
- ۲- انتقال گاز از طریق تبدیل گاز به LNG و حمل توسط کشتی به بازارهای مصرف
- ۳- تبدیل گاز به فرآورده‌های مایع (GTL) و سپس انتقال آن به بازارهای هدف یکی از مهمترین و سهل‌الوصول‌ترین راه‌ها برای صادرات گاز بویژه برای نواحی همجوار، انتقال

گاز از طریق خط لوله می‌باشد. به منظور بررسی پروژه‌های صادرات گاز ایران از طریق خط لوله، ابتدا به بررسی هر یک از گزینه‌های پیش‌روی صادرات گاز با خط لوله می‌پردازیم.

۲. صادرات گاز طبیعی به کشور ترکیه

صادرات موجود گاز طبیعی کشور جمهوری اسلامی ایران از طریق خط لوله، تنها به کشور ترکیه می‌باشد. در سال ۱۳۷۵ بر طبق توافقات بین کشورهای ایران و ترکیه، قرارداد ۲۳ ساله‌ای برای صادرات گاز ایران به ترکیه امضا رسید که براساس آن قرار شد، صادرات گاز به ترکیه در سال ۲۰۰۷ به میزان سالانه ۱۰ میلیارد متر مکعب برسد. براساس این توافق، در مجموع طی ۲۳ سال، ۲۲۸ میلیارد متر مکعب گاز به ترکیه صادر خواهد شد. این پروژه از سال ۱۳۸۰ آغاز شده است که به دلایل فنی و مشکلات اقتصادی ترکیه، چند بار با وقفه مواجه شده است. لازم به ذکر است، در سال ۲۰۰۲، تنها حدود ۶۷۰ میلیون متر مکعب گاز از طریق خط لوله به کشور ترکیه صادر شده است.

پیش‌بینی‌ها حاکی بر آن است که مصرف گاز کشور ترکیه طی دو دهه آینده با افزایش چشمگیری مواجه خواهد شد. مصرف گاز ترکیه در سال ۲۰۰۱ میلادی، ۱۶ میلیارد متر مکعب در سال گزارش شده است که نسبت به سال ۲۰۰۰، حدود ۱۰ درصد رشد داشته است. براساس پیش‌بینی‌های شرکت بوتاش (شرکت دولتی گاز ترکیه) مصرف گاز این کشور در سال ۲۰۱۰ به ۵۵ و در سال ۲۰۲۰ به ۸۳ میلیارد متر مکعب در سال خواهد رسید. این در حالی است که بسیاری از تحلیلگران از جمله "اداره اطلاعات انرژی آمریکا" مقدار بسیار کمتری را پیش‌بینی کرده‌اند.

در عین حال، شرکت بوتاش پروژه‌های بسیاری را برای واردات گاز در دست اجرا دارد که عبارتند از:

۱ - واردات گاز از روسیه موسوم به "جریان آبی" (Stream Blue)

۲ - واردات گاز از ایران

۳ - واردات گاز از ترکمنستان و آذربایجان

۴ - واردات گاز به صورت LNG از کشورهای الجزایر، لیبی و مصر.

براساس برآورد آژانس بین‌المللی انرژی، هزینه فروش گاز ایران به ترکیه شامل هزینه تولید و انتقال گاز از خلیج فارس به مرز ترکیه در حدود ۱/۵ دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو خواهد بود. البته این هزینه با فرض احداث خط لوله جدید برای این منظور محاسبه شده است و استفاده از زیر ساخت‌های موجود در آن لحاظ نگردیده است.

۳. صادرات گاز به اروپا

بزرگترین بازار گاز مورد نظر ایران برای صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله، اتحادیه اروپا و مشخصاً اروپای غربی می‌باشد. مصرف گاز اروپا در سال ۲۰۰۲ حدود ۴۸۰ میلیارد متر مکعب گزارش شده است که پیش‌بینی می‌شود در سال ۲۰۱۰ به ۶۰۰ میلیارد متر مکعب و در سال ۲۰۲۰ به ۸۳۰ میلیارد متر مکعب برسد.

علی‌رغم تقاضای فزاینده برای سوخت پاکی همچون گاز طبیعی در اروپا، قیمت‌های فعلی گاز به ویژه در کشورهای مصرف‌کننده مهمی چون آلمان، فرانسه و ایتالیا باعث می‌شود تا صادرات گاز از حوزه‌های گازی جنوب ایران به اروپای غربی آنچنان مقرون به صرفه نباشد. لازم به ذکر است، صادرات گاز ایران به اروپا توسط خط لوله تنها از دو مسیر امکان‌پذیر است:

۱- خط لوله از مسیر ترکیه

۲- خط لوله از طریق ارمنستان، گرجستان و اوکراین

خط لوله مورد نیاز برای انتقال گاز ایران به اروپا از خاک ترکیه و یا مسیری از اوکراین طولی بیش از ۵۰۰۰ کیلومتر خواهد داشت که در عین حال، علاوه بر هزینه خط لوله مورد نیاز، هزینه تعرفه پرداختی به کشورهای مسیر خط لوله نیز پروژه را گران و غیر اقتصادی می‌سازد.

در جدول شماره ۱، هزینه صدور گاز ایران به اروپا طبق برآورد آژانس بین‌المللی انرژی آورده شده است.

جدول ۱-۲) هزینه صدور گاز ایران به اروپا (دلار / میلیون بی تی یو)

شرح	هزینه گاز	هزینه انتقال	حق ترانزیت	کل هزینه
صادرات گاز از طریق عبور از ترکیه	۰/۳	۲/۵	۰/۵	۳/۳
صادرات گاز از طریق عبور از ارمنستان و اکراین	۰/۳	۲/۵	۰/۸	۳/۶

این در حالی است که در طرح‌های اخیر شرکت ملی نفت ایران برای پروژه‌های LNG و GTL هزینه هر میلیون بی‌تی‌یو گاز طبیعی بین ۵۰ تا ۷۰ سنت پیشنهاد شده است که براساس این رقم، وضعیت هزینه‌ها به صورت جدول شماره ۲ تغییر خواهد یافت.

جدول ۲-۲) هزینه گاز ایران به اروپا (دلار / میلیون بی تی یو) طبق سناریوی قیمتی جدید

شرح	هزینه گاز	هزینه انتقال	حق ترانزیت	کل هزینه
صادرات گاز از طریق عبور از ترکیه	۰/۵	۵/۲	۰/۵	۳/۵
	۰/۷	۲/۵	۰/۵	۳/۷
صادرات گاز از طریق عبور از ارمنستان و اکراین	۰/۵	۲/۵	۰/۸	۳/۸
	۰/۷	۲/۵	۰/۸	۳/۹

علاوه بر این محاسبه، برآورد دیگری نیز توسط آژانس بین‌المللی انرژی، انجام پذیرفته است که براساس آن ایران برای رساندن گاز خود به اروپای غربی (در این برآورد مشخصاً آلمان مد نظر قرار گرفته شده است)، باید حدود ۲/۹۰ دلار در هر میلیون BTU هزینه (شامل هزینه تولید گاز، هزینه حمل و تعرفه) متقبل شود.

با مقایسه هزینه انتقال گاز به اروپا و قیمت گاز طبیعی تحویلی در این بازار می‌توان دیدی نسبی در مورد اقتصادی بودن و یا نبودن صدور گاز طبیعی از طریق خط لوله به اروپا بدست آورد.

جدول ۲-۳ قیمت گاز طبیعی در اتحادیه اروپا طی سالهای ۱۹۹۰ الی ۲۰۰۱ (دلار/میلیون BTU)

سال	۱۹۹۰	۱۹۹۱	۱۹۹۲	۱۹۹۳	۱۹۹۴	۱۹۹۵	۱۹۹۶	۱۹۹۷	۱۹۹۸	۱۹۹۹	۲۰۰۰	۲۰۰۱
قیمت	۲/۸۲	۲/۱۸	۲/۷۶	۲/۵۳	۲/۲۴	۳/۲۷	۲/۴۳	۲/۶۵	۲/۲۶	۲/۸	۳/۲۵	۴/۱۹

این مقایسه نشان می‌دهد که با سطح فعلی قیمت‌های گاز در اتحادیه اروپا، صادرات از طریق خط لوله نمی‌تواند برای ایران اقتصادی باشد؛ زیرا به غیر از سال‌های ۲۰۰۰ و ۲۰۰۱ که به علت قیمت بالای نفت، قیمت گاز طبیعی به بیش از ۴ دلار در هر BTU رسیده بود، قیمت گاز حدوداً زیر ۴ دلار برای هر BTU می‌باشد. در حالی که هزینه انتقال گاز ایران به بازارهای اصلی اروپا در همین حدود است. لازم به ذکر است که میانگین قیمت گاز طبیعی در اتحادیه اروپا، طی سال‌های ۱۹۸۴ تا ۲۰۰۱، حدود ۲/۸۲ دلار در هر میلیون BTU بوده است.

علاوه بر این، آینده قیمت گاز در اتحادیه اروپا مبهم است؛ زیرا در حال حاضر، تمامی بازارهای گاز عمده جهان چون بازار گاز منطقه آسیا و اقیانوسیه، آمریکای شمالی و اروپا به-ویژه ناحیه اتحادیه اروپا در حال مقررات‌زدایی است و پیش‌بینی می‌شود در نتیجه این عوامل قیمت گاز با کاهش بیشتری مواجه شود.

۴. صادرات گاز ایران به پاکستان

پس از ترکیه پاکستان بزرگترین کشور همسایه متقاضی گاز ایران محسوب می‌شود؛ زیرا مصرف گاز پاکستان در سال ۲۰۰۱، در حدود ۲۰ میلیارد متر مکعب بوده است. پیش‌بینی می‌شود که با کاهش تولید داخلی گاز و افزایش تقاضای گاز به‌ویژه در بخش تولید برق، پاکستان از سال ۲۰۱۰ به بعد با افزایش قابل توجه تقاضا برای گاز روبرو شود.

مطالعات و مذاکرات مربوط به احداث خط لوله گاز ایران به پاکستان از سال ۱۹۹۰ آغاز شده است که به دلایل مختلف سیاسی و اقتصادی بارها به تعویق افتاده است. وجود تنش بین روابط هند و پاکستان، و همچنین روابط سیاسی سرد پاکستان و ایران به علت حمایت پاکستان از دولت طالبان در طول سال‌های ۱۹۹۶ الی ۲۰۰۱، بی‌ثباتی سیاسی داخلی در پاکستان، عدم اتخاذ موضع مشخص از سوی پاکستان نسبت به طرح صادرات گاز ایران به این کشور و نهایتاً اکتشافات جدید میدین گازی در پاکستان، از جمله عواملی بوده‌اند که باعث تعویق طرح صادرات گاز ایران به پاکستان شده‌اند. در عین حال پاکستان اقدام به انعقاد تفاهم‌نامه‌ای جهت واردات سالانه ۱۸ میلیون متر مکعب گاز طبیعی از ترکمنستان از مسیر افغانستان نموده است. بطوریکه شرایط پروژه خط لوله ایران را با رقابت بیشتری مواجه می‌سازد. در کل به نظر می‌رسد که با توجه به مجموعه عوامل زیر:

۱- رشد اقتصادی کند پاکستان

۲- انعقاد قرارداد واردات گاز از ترکمنستان

۳- عدم اجرای هیچ طرح عملی تا ابتدای سال ۲۰۰۳ میلادی

پروژه صادرات گاز ایران به پاکستان در صورت تحقق، بین سال‌های ۲۰۰۷ الی ۲۰۱۰ (با در نظر گرفتن حداقل ۴ سال زمان برای تکمیل خط لوله و زمان آغاز تأسیس) آغاز شود که حداکثر امکان جذب ۱۰ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی ایران را طی سال‌های ۲۰۱۰ الی ۲۰۲۰ داشته باشد.

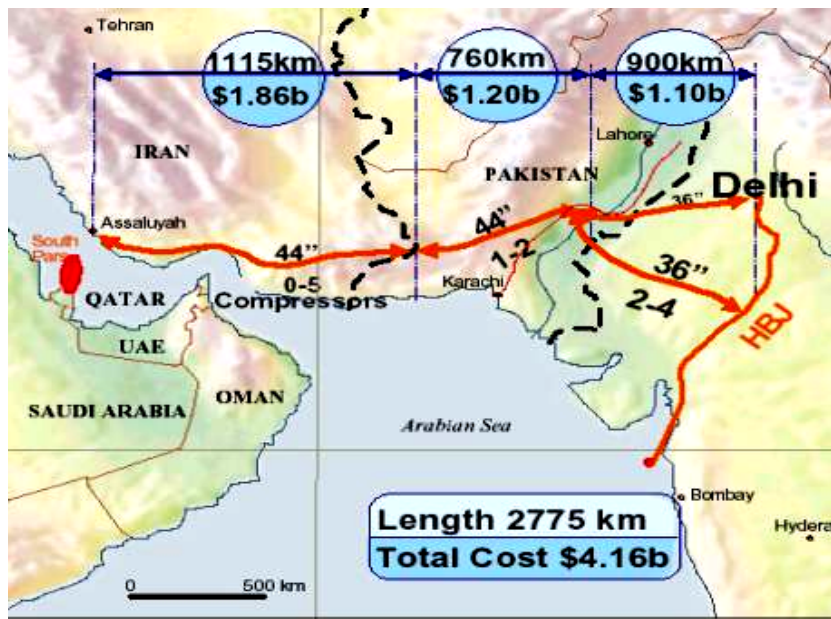
۵. صادرات گاز ایران به هند

بعد از اروپای غربی، بزرگترین بازار گاز پیش روی ایران برای صادرات از طریق خط لوله، بازار گاز هند می‌باشد. براساس پیش‌بینی‌ها، مصرف گاز هندوستان طی دو دهه آینده به علت نیاز نیروگاه‌های برق و ملاحظات زیست‌محیطی با افزایش قابل توجهی روبرو خواهد شد. بطوری که نیاز گاز این کشور در سال ۲۰۱۰ به حدود ۷۰/۷ میلیارد متر مکعب و در سال ۲۰۲۰ به حدود ۹۶/۲ میلیارد متر مکعب خواهد رسید. ولی باید اشاره کرد که ارقام پیش‌بینی شده قابل اتکا نمی‌باشد زیرا سهم مصرف گاز طبیعی از کل انرژی مصرفی هند بسیار ناچیز می‌باشد. مصرف گاز طبیعی هند در سال ۲۰۰۲، حدود ۲۸ میلیارد متر مکعب بوده است که در مقایسه با سایر انرژی‌های اولیه سهم ناچیزی را به خود اختصاص داده است.

صادرات گاز از طریق خط لوله به بازار هند از چند راه میسر است:

- ۱- خط لوله از مسیر خشکی بعد از عبور از خاک پاکستان.
 - ۲- خط لوله خشکی تا مرز پاکستان سپس عبور از آبهای ساحلی و کم عمق پاکستان و در نهایت رساندن گاز به هندوستان.
 - ۳- خط لوله از مسیر آبهای عمیق بدون گذر از آبهای ساحلی پاکستان.
- بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد، خطوط لوله پیشنهادی که از مسیر دریا بگذرند، مقرون به صرفه نمی‌باشند و شاید بهترین گزینه همان خط لوله خشکی به‌شمار رود. شکل ۱، مشخصات خط لوله پیشنهادی از مسیر خشکی را نشان می‌دهد. بر اساس اطلاعات منتشره توسط موسسه مالی *Billiton BHP* استرالیا، طول خط لوله گاز ایران به هند (که از مسیر خشکی عبور کند) ۲۷۷۵ کیلومتر خواهد بود که از این مسیر ۱۱۱۵ کیلومتر آن در ایران، ۷۶۰ کیلومتر در پاکستان و ۹۰۰ کیلومتر در هند خواهد بود. هزینه احداث خط لوله در خاک ایران ۱/۸۶ میلیارد دلار، در خاک پاکستان ۱/۲ میلیارد دلار و در خاک هند ۱/۱ میلیارد دلار و در کل ۴/۱۶ میلیارد دلار است. حجم گاز انتقالی بسته به توافق طرفین در حدود ۱۵ تا ۳۰ میلیارد متر مکعب در سال خواهد بود.

شکل ۲-۱) مشخصات خط لوله پیشنهادی



بر اساس برآوردهای اولیه یکی از هزینه‌های این طرح مربوط به حق ترانزیت انتقال گاز از پاکستان است که در حدود ۵۰۰ تا ۷۰۰ میلیون دلار در سال برآورد می‌شود. با این وجود، موانع قابل توجهی روبروی خط لوله گاز ایران به هند وجود دارد که عبارتند از:

۱- ساختار مالی پروژه و وضعیت توان مالی شرکت‌های هندی چندان مشخص نبوده و به علت وابستگی شدید هند به زغال سنگ، همواره گاز از رقیب ارزان قیمتی برخوردار خواهد بود که بر نرخ فروش گاز ایران اثر منفی می‌گذارد.

۲- علاوه بر موضوع فوق‌الذکر، پاکستان و هند از بدو استقلال پاکستان بر سر منطقه کشمیر دارای اختلاف هستند؛ به‌طوری‌که این اختلاف سه بار در سال‌های ۱۹۴۹، ۱۹۶۵ و ۱۹۷۱ باعث بروز جنگ تمام عیار بین این دو کشور شده است و منازعه دو کشور در سال ۱۹۸۸ میلادی تا حد تهدیدهای اتمی از سوی پاکستان پیش‌رفته است.

۶. صادرات گاز طبیعی به کشور ارمنستان

ایران به منظور صادرات گاز به ارمنستان از اوایل استقلال این کشور، مذاکراتی را با ارمنستان انجام داده است و تفاهم‌نامه‌ای نیز به همین منظور در سال‌های ۱۹۹۲ و ۱۹۹۵ بین دو کشور به امضاء رسیده است. براساس مطالعات انجام شده، طول خط لوله مورد نیاز برای اتصال شبکه گاز ایران به ارمنستان از تبریز ۸۴ مایل و هزینه آن ۱۲۰ میلیون دلار برآورد شده است. قیمت درخواستی ایران برای گاز تحویلی ۳ تا ۳/۲۰ دلار در هر میلیون BTU پیشنهاد شده است، پیش‌بینی می‌شود که حداکثر امکان صدور سالانه یک میلیارد متر مکعب گاز از ایران به ارمنستان وجود داشته باشد.

لازم به ذکر است، مصرف گاز طبیعی ارمنستان در سال ۲۰۰۱ حدود ۱/۴ میلیارد متر مکعب گزارش شده است. در حال حاضر، این کشور گاز مورد نیاز خود را از روسیه و گرجستان وارد می‌کند. در مجموع، بازار گاز ارمنستان به علت جمعیت کم و نامناسب بودن وضعیت اقتصادی این کشور، بازار قابل توجهی محسوب نمی‌شود.

۷. صادرات گاز به کویت

ذخایر گاز طبیعی کویت ۱/۵ تریلیون متر مکعب است که میزان قابل توجهی می‌باشد. ولی این کشور برای توسعه ظرفیت تولید گاز خود با مشکلات فنی مواجه است زیرا ذخایر گازی این کشور بطور عمده، گاز همراه نفت بوده و هر گونه برداشت نسنجیده از این ذخایر باعث افت شدید ضریب برداشت نفت می‌شود.

در طول چند سال گذشته، مصرف گاز این کشور روندی ثابت داشته و در حدود ۹ میلیارد متر مکعب در سال بوده است. البته انتظار می‌رود که با افزایش نیاز این کشور به تولید برق و آب شیرین، تقاضای آن برای گاز طبیعی نیز افزایش یابد؛ به همین منظور کویت برای تامین گاز مورد نیاز خود با ایران و قطر مذاکراتی را داشته است. کویت و ایران تاکنون دو

تفاهم‌نامه برای صادرات گاز از ایران به کویت امضاء کرده‌اند؛ ولی مذاکرات نهایی هنوز انجام نشده است.

براساس برآوردهای اولیه در صورت عملی شدن قرارداد، صادرات گاز ایران به کویت از سال ۲۰۰۵ یا ۲۰۰۶ آغاز خواهد شد و میزان گاز مورد مبادله در حدود ۸۵ میلیون متر مکعب در روز (۳ میلیارد متر مکعب در سال) خواهد بود.

گاز مورد نیاز می‌تواند به راحتی از میدان گازی پارس جنوبی تامین گردد، ولی انتظار می‌رود به علت کاهش در هزینه خط لوله مورد نیاز، گاز صادراتی به کشور کویت از گازهای همراه میادین نفتی چون سروش، نوروز، ابوذر، اسفندیار و بویژه لایه گازی میدان مشترک آرش (دورا) تامین گردد.

لازم به ذکر است، کویت تفاهم‌نامه‌ای نیز به منظور واردات گاز طبیعی از قطر با حجم بیش از ۱۵ میلیارد متر مکعب در سال امضاء کرده است که انتظار می‌رود که اجرای هر دو طرح با توجه به تقاضای محدود کویت عملی نباشد.

۸. صادرات گاز به امارات

امارات متحده با داشتن ۶/۱ تریلیون متر مکعب ذخایر گاز اثبات شده پس از قطر و عربستان در رده پنجم جهان قرار دارد؛ ولی این کشور برای توسعه ظرفیت تولید گاز خود مانند کویت با موانع جدی روبرو است.

مصرف گاز امارات در سال ۲۰۰۲ در حدود ۴۰ میلیارد متر مکعب گزارش شده است که در طول سالهای گذشته همواره از نرخ صعودی برخوردار بوده است.

امارات متحده عربی در سال ۲۰۰۰ پروژه‌ای به ارزش ۳/۵ میلیارد دلار برای واردات گاز از قطر به امضاء رسانده است که براساس آن سالانه حدود ۲۲ میلیارد متر مکعب گاز به امارات صادر خواهد شد. البته این خط لوله ۴۰۰ کیلومتری امکان افزایش صادرات تا ظرفیت ۳۳ میلیارد متر مکعب را در سال دارا می‌باشد.

پروژه مذکور که به طرح دولفین (Project Dolphin) معروف است برای بهره‌برداری در سال ۲۰۰۵ برنامه‌ریزی شده است.

علاوه بر این، ایران و امارات در اسفند ماه سال ۱۳۸۱ تفاهم‌نامه‌ای به منظور بررسی صادرات گاز از ایران به امارات امضاء کردند. براساس این تفاهم‌نامه، طی یک دوره ۲۵ ساله روزانه حدود ۱۴ میلیون متر مکعب گاز (حدود ۵/۲ میلیارد متر مکعب در سال) به امارات صادر خواهد شد. انتظار می‌رود که گاز مورد نیاز طرح، از گاز همراه میداین نفتی ایران در جنوب خلیج فارس بویژه میدان نفتی و گازی سلمان تامین گردد. با این حال در این پروژه نیز علی‌رغم نزدیکی به بازار امارات، وجود رقابتی چون قطر مانعی بزرگ به‌شمار می‌رود.

۹. صادرات گاز طبیعی به کشور عمان

عمان دارای ذخایر گاز طبیعی اثبات شده معادل ۸۳۰ میلیارد متر مکعب است. تولید گاز این کشور در سال ۲۰۰۰، حدود ۹ میلیارد متر مکعب و مصرف آن ۶/۲ میلیارد متر مکعب گزارش شده است.

عمان در راستای تلاش‌های خود برای افزایش امکان صادرات گاز طبیعی مایع شده LNG، قراردادهایی با چند شرکت بین‌المللی برای انجام عملیات اکتشافی به امضاء رسانده است. علاوه بر این، عمان می‌تواند یک هدف بالقوه برای پروژه دولفین قطر و امارات محسوب شود. میدان گازی هنگام (بوخا)، واقع در خلیج فارس و نزدیکی بین ایران و عمان (تنگه هرمز)، می‌تواند یکی از دلایل صادرات گاز ایران به عمان باشد. در سال ۲۰۰۰، ایران و عمان موافقت کردند که پس از توسعه مشترک میدان هنگام سهم گاز تولیدی ایران به عمان صادر گردد.

۱۰. تب و تاب انرژی و خواب آشفته اژدهای زرد

چین پر جمعیت ترین کشور جهان با جمعیتی حدود ۱/۳ میلیارد نفر (۲۰ درصد جمعیت جهان)، در سه دهه گذشته ۵ دوره تحول اقتصادی و ده برنامه عمرانی را پشت سر گذاشته است. که در بیشتر دوره ها رشد تولید ناخالص داخلی آن از مقدار برنامه پیشی گرفته و این کشور را از تحولات عمده ای برخوردار کرده است. اتخاذ سیاست درهای باز، آزاد سازی اقتصاد با حفظ مالکیت دولت، رها شدن از سیستم "مدیریت سنتی" و جداسازی مالکیت از مدیریت در واحدهای تولیدی و ورود به سازمان تجارت جهانی با ۱۲۸ نوع کالا در سال ۲۰۰۱ مهمترین اقدام های دولت در این راستا به شمار می رود.

چین بعد از ایالات متحده امریکا، از نظر مصرف انرژی مقام دوم را در جهان داراست. در این کشور زغال سنگ مهمترین منبع انرژی به شمار می رود که از نظر تولید و مصرف آن در جهان بیشترین مقدار را به خود اختصاص داده است. به علت افزایش تقاضای نفت در دو دهه گذشته، این کشور یکی از مؤثرترین کشورها در بازار نفت جهان به شمار می رود. اقتصاد چین در سالهای اخیر از بیشترین رشد برخوردار بوده است، (چین دارای اقتصاد مختلط ترکیبی از شرکت های دولتی و خصوصی) و جذب سرمایه گذاری خارجی است. در چین بخش انرژی توسط سه سازمان دولتی اداره می شود. اولین بخش که مربوط به سطح وزارتی است. فعالیت های بسیار متمرکز در امور انرژی هسته ای و نفت را در دست دارد و پس از آن وزرای انرژی و شرکت های تابعه دولتی هستند که در بخش های برق و زغال سنگ فعالیت می کنند. سومین مرکز دولتی اداره کننده در بخش انرژی چین، کمیسیون برنامه ریزی دولتی است که مسئولیت تصویب پروژه ها، تخصیص بودجه و تأمین منابع مالی را به عهده دارد. علاوه بر آن کمیسیون های تجارت و اقتصادی دولت و علوم و تکنولوژی نیز در مجموعه بخش انرژی و توسعه آن قرار می گیرند و در نهایت شرکت ملی سرمایه گذاری انرژی چین مسئولیت سرمایه گذاری در خارج از کشور را بر عهده دارد. سیاست های انرژی دولت چین برای ارتقاء سطح توسعه در نقاط مختلف کشور، سیاست هایی را اتخاذ

کرده که در برنامه های پنج ساله خود آنها را برای هر یک از بخش های اقتصادی کشور به کمک وضع قوانین و مقررات خاص لحاظ کرده است. اهداف عمده برنامه پنج ساله (۲۰۰۵ - ۲۰۰۱) چین عبارت بودند از:

۱. تنوع بخشیدن در مصرف حامل های مختلف انرژی
۲. افزایش امنیت انرژی
۳. افزایش کارآیی و شدت انرژی
۴. بهبود ساختار عرضه و تقاضای انرژی
۵. افزایش فعالیت در وضع قوانین و مقررات لازم در حمایت از حفظ محیط زیست در زمینه تنوع بخشیدن به مصرف انرژی، تلاش برای توسعه مصرف گاز و دیگر انرژی های تجدید پذیر و نیز توسعه انرژی هسته ای مد نظر قرار گرفته است. دولت چین در اتخاذ تدابیر فوق عوامل مهمی از جمله روند مصرف ذغال سنگ به عنوان یکی از منابع تأمین انرژی اولیه در کشور تا میزان ۶۴ درصد کل انرژی مورد مصرف کشور، و طراحی هایی نیز برای ذخیره سازی نفت برای شرایط اضطراری و در هنگام کاهش عرضه نفت در نظر گرفته شده است. و این کشور تلاش زیادی کرده تا خود را با بازار های جهانی انرژی مرتبط سازد، به طوری که از سرمایه گذاری شرکت های خارجی برای فعالیت در بخش بالادستی انرژی کشور استقبال می کند. وضعیت انرژی این کشور پر جمعیت جهان در طول سه دهه گذشته، از رشد اقتصادی بسیار سریعی برخوردار بوده است به طوری که تولید ناخالص داخلی آن از سال ۱۹۷۱ تا ۲۰۰۵ از رشدی معادل ۸/۲ درصد برخوردار بوده است که با مقداری معادل ۴/۹ هزار میلیارد دلار در سال ۲۰۰۰، چین را به عنوان دومین اقتصاد بزرگ جهان پس از ایالات متحده امریکا معرفی کرده است. با ورود چین به سازمان تجارت جهانی در اواخر سال ۲۰۰۱، انتظار می رود که در آینده نزدیک این کشور در زمره ده کشور اول جهان در تجارت بین المللی به شمار رود.

چین به عنوان دومین کشور عمده مصرف کننده انرژی جهان، همواره نقش کلیدی و مهمی را در بازار انرژی جهان ایفا کرده است و از نظر تولید انرژی پس از آمریکا و روسیه در جایگاه سوم قرار داشته است. اگر چه در ده سال گذشته استفاده از انرژی های نو در چین رشد سریعی یافته است با این حال واردات نفت این کشور نیز از رشد بالایی برخوردار بوده است. این کشور یکی از مصرف کنندگان عمده بیوماس و سوخت های سنتی در جهان به شمار می رود. چین از نظر مصرف زغال سنگ به عنوان مهمترین منبع تأمین انرژی در جهان در مقام اول جای دارد و ۳۱ درصد زغال سنگ مصرفی جهان را در سال ۲۰۰۳ به خود اختصاص داده است. زغال سنگ حدود ۶۴/۵ درصد نیاز چین را به انرژی تأمین می کند و تقریباً ۹۰ درصد انرژی مصرفی در بخش الکتریسیته به زغال سنگ اختصاص داشته است. در این میان نفت با ۲۴/۵ درصد و پس از زغال سنگ دومین منبع مهم انرژی مورد نیاز چین بوده و گاز طبیعی و برق نیز تقریباً به ترتیب به ۳/۱ و ۷/۹ درصد انرژی مصرفی چین را در بر گرفته است. با اینکه مصرف زغال سنگ در این کشور بسیار بالاست ولی تکنولوژی سوخت این ماده انرژی را در چین کارا نیست، به همین دلیل در سال ۲۰۰۰، حجمی بالغ بر ۱۴ درصد انتشار گاز آلاینده گاز کربنیک به این کشور اختصاص داشت که حدود ۳ میلیارد تن را در برمی گرفت به طوری که از نظر میزان آلاینده گی چین پس از ایالات متحده در ردیف دوم قرار دارد. چین از نظر برخورداری از ذخایر انرژی، کشور ثروتمندی است، به طوری که در ابتدای سال ۲۰۰۴، دارای ذخایر قابل ملاحظه زغال سنگ معادل ۱۱۴/۵ میلیارد تن (۱۱/۶ درصد کل ذخایر زغال سنگ جهان، ۸/۱ تریلیون متر مکعب ذخایر اثبات شده گاز، یک درصد مجموع ذخایر اثبات شده گاز جهان و ۲۳/۷ میلیارد بشکه نفت خام ۲/۱ درصد مجموع ذخایر اثبات شده نفت خام جهان) را داراست. اما مشکل چین در این زمینه پراکندگی ذخایر در سطح کشور و دور از نواحی مورد نیاز است، به طوری که بخش عظیمی از ذخایر گاز و زغال سنگ در بخش های شرقی و شمال غرب چین واقع شده اند، در حالی که مهمترین نواحی مصرف کننده انرژی در کشور در بخش های شرقی و جنوب یا

سواحل آن در دریای چین قرار دارند که انتقال انرژی مورد نیاز از مبادی تولید به مقاصد مصرف، سرمایه گذاری بسیاری را طلب می کند.

۱۱. ترکمنستان به دنبال رقابت با کشورهای بزرگ دارنده گاز

ترکمنستان جزء ۱۵ کشور بزرگ دارنده گاز در جهان است، هر چند که اختلاف میزان ذخایر این کشور با ذخایر روسیه به عنوان بزرگترین دارنده گاز، بسیار زیاد و در حد یک به بیست است. این کشور در مجموعه کشورهای اتحادیه جماهیر شوروی سابق پس از روسیه، دومین رتبه تولید گاز را داراست و از این رو، با صادرات گاز اندک، رقیبی برای گاز پروم محسوب می شود.

واقع شدن این کشور در مجاورت روسیه و غول بزرگ گازی دنیا، گازپروم، سبب شده است که صادرات آن با مشکل روبه رو شود؛ به گونه ای که روسیه این کشور را از بازار جهانی گاز عقب رانده است.

صادرات گاز ترکمنستان در دهه ۱۹۹۰ به طور چشمگیری کاهش یافت؛ به طوری که از ۶۲/۳ میلیارد متر مکعب در سال ۱۹۹۲ به ۱۳/۲ میلیارد متر مکعب در سال ۱۹۹۸ کاهش یافت و صادرات این کشور پس از مشاجره بر سر قیمت با گازپروم در سال ۱۹۹۸ از سوی روسیه کاملاً مسدود شد. بر اساس گزارش بریتیش پترولیوم، میزان ذخایر این کشور در پایان سال ۲۰۰۴، کمتر از ۳ تریلیون متر مکعب برآورد شده است. میزان تولید گاز طبیعی این کشور در سال ۲۰۰۵ نزدیک به ۶۳ میلیارد متر مکعب بوده که ۴۵/۲ میلیارد متر مکعب آن را به اوکراین، روسیه و ایران صادر کرده است. این کشور در ژانویه ۲۰۰۵ در توافق نامه ای با روسیه، تضمین کرده است که در سال ۲۰۰۶ حدود ۳۰ میلیارد متر مکعب گاز به قیمت ۶۵ دلار به ازای هر ۱۰۰۰ متر مکعب و در سال ۲۰۰۷ نزدیک به ۶۸ میلیارد متر مکعب گاز و در سال های ۲۰۲۸-۲۰۰۹ حدود ۷۹/۳ میلیارد متر مکعب گاز به روسیه صادر کند. همچنین ترکمنستان برای سال ۲۰۰۶ قراردادی با اوکراین منعقد کرده است که بر اساس آن ۴۰

میلیارد متر مکعب گاز در ۶ ماه اول به قیمت ۵۰ دلار و در ۶ ماه دوم به قیمت ۶۰ دلار به ازای هر ۱۰۰۰ متر مکعب به آن کشور صادر کند. علاوه بر این، ترکمنستان ۸ میلیارد متر مکعب سالانه گاز به ایران صادر می کند.

مصرف داخلی گاز طبیعی این کشور نیز در سال ۲۰۰۴، ۱۵/۵ میلیارد متر مکعب و تولید گاز این کشور در سال ۲۰۰۴ به میزان ۵۴/۶ بوده است. با وجود اینکه حجم قراردادهای صادراتی گاز این کشور در سال ۲۰۰۶، در حدود ۸۰ میلیارد متر مکعب و میزان تولید گاز این کشور در سال ۲۰۰۵، ۶۳ میلیارد متر مکعب است، اما همچنان این کشور به دنبال بازارهایی برای صادرات گاز است.

نیاز شدید کشورهای هند و پاکستان به انرژی به خصوص گاز طبیعی آنها را به بازارهای بالقوه صادراتی در نظر ترکمنستان برای این کشور تبدیل کرده است؛ به گونه ای که مذاکرات این کشور با کشورهای افغانستان، پاکستان و هند برای احداث خط لوله و صادرات گاز نشان از آن دارد که قراردادهای منعقد شده با گازپروم نارضایتی هایی برای این کشور در بر داشته که سبب شده است ترکمنستان به دنبال بازارهای جدید صادرات گاز باشد. حجم عظیم قراردادهای این کشور برای صادرات، ذخایر اندک این کشور و همچنین فرسایش حوزه های عمده گازی کشور ترکمنستان همگی سبب شده اند که کشورهای هند و پاکستان در انعقاد قرارداد دچار شک و تردید باشند. با آنکه گفته می شود این کشور چندین میدان بزرگ گازی دارد و میدان گازی دولت آباد که قرار است برای صادرات گاز این کشور به کشورهای افغانستان و پاکستان مورد استفاده قرار گیرد، یکی از آنهاست، اما در دسترس نبودن اطلاعات دقیق مبنی بر برآورد ذخایر این میدان، نشان دهنده قابل اتکا نبودن این میدان برای سرمایه گذاری چندین میلیارد دلاری و ایجاد خط لوله برای صادرات گاز ترکمنستان به کشورهای افغانستان، پاکستان و هند است. ضریب امنیتی پایین تر این مسیر نسبت به مسیر خط لوله ایران- پاکستان- هند و همچنین قیمت بالاتر گاز صادراتی

ترکمنستان به هند به میزان ۲۰ درصد در قیاس با قیمت گاز صادراتی ایران، این پروژه را تقریباً ناممکن می سازد

۱۲. جمع بندی

علی رغم توان صادرات گاز طبیعی، ارسال گاز ایران از طریق خط لوله به بازارهای جهانی با مشکلات زیادی مواجه است که ممکن است بسیاری از برنامه های موجود را بلندپروازانه جلوه دهد. این مشکلات عبارتند از:

- ۱- عدم توجیه اقتصادی بالا برای صادرات گاز به اروپای غربی به عنوان بزرگترین بازار: اروپا گرچه بازار مهمی می تواند برای طرح های صادراتی به شمار رود ولی ارسال گاز از طریق خط لوله از ایران به این بازار نمی تواند منافع اقتصادی برای کشور رقم زند.
 - ۲- وجود موانع جدی سیاسی و جغرافیایی در راه صدور گاز به بازار هندوستان و مواجه بودن پروژه با ریسک سیاسی بالا به دلیل کشمکش بین هند و پاکستان: این مشکل جذابیت طرح های صادرات با خط لوله به هند را با مشکل مواجه می سازد. لذا گزینه پیشنهادی صادرات گاز به این کشور، تبدیل گاز به LNG و نهایتاً حمل آن به بازار هند می باشد.
 - ۳- وجود رقاباتی بزرگ چون قطر در پروژه های صادرات گاز ایران به کشورهای عضو شورای همکاری خلیج فارس: این موضوع، قطعاً طرح های صادرات گاز از ایران به وسیله خط لوله به این منطقه را با مشکلاتی مواجه می سازد. از طرف دیگر، کشور ترکمنستان نیز توان ارسال مقادیر قابل توجهی گاز به کشور پاکستان را داراست.
 - ۴- محدود بودن بازار گاز شوراهایی چون ارمنستان و نخجوان؛ در آینده نیز پیش بینی می شود، تقاضای گاز این کشورها ناچیز باشد
- نکته:

طرح‌های صادرات گاز از طریق خط لوله به برخی بازارهای نزدیک در مقایسه با سایر گزینه‌ها از جمله LNG و GTL گزینه‌ای نسبتاً اقتصادی و توجیه‌پذیر جلوه می‌نماید، اما با توجه به مسائل ذکر شده ریسک‌های سیاسی متعددی برای آن وجود دارد. در مقاصد دوردست از جمله بازارهای اروپا و هندوستان، مطالعات نشان می‌دهد.

که انتقال گاز توسط تکنولوژی LNG بسیار مطلوبتر از انتقال گاز با خط لوله است. این نکته را نیز باید مد نظر قرار داد که طرح‌های صادرات گاز از طریق خط لوله نسبت به بکارگیری تکنولوژی‌های پیچیده‌تری از جمله LNG و GTL به میزان کمتری در به کارگیری طیف وسیعی از متخصصان و شرکت‌های پیمانکار در این صنعت تاثیر گذار است. در مجموع باید گفت، با توجه به محدودیتهای موجود در بازارهای LNG، برخی کارشناسان عقیده دارند روی‌آوری به استفاده از تکنولوژی‌های GTL که دستاوردهای مهمی از کسب دانش فنی آن در داخل کشور وجود دارد، فرصتهای جذابتری را برای به کارگیری از گاز در کشور می‌تواند به وجود آورد.

ایران اگر چه ۲۷ تریلیون مترمکعب گاز طبیعی (حدود ۱۶ درصد ذخایر گاز دنیا) در اختیار دارد، اما هنوز نتوانسته است به جایگاهی شایسته در بازار جهانی صادرات گاز دست یابد. به گزارش شانا، از سوی دیگر، رقیبان ایران در زمینه دارا بودن گاز طبیعی و صادرات آن، روسیه و قطر، اولین و سومین دارندگان ذخایر گاز طبیعی دنیا هستند. روسیه با وجود جنگ سرد، خط لوله ای به اروپا کشیده است. برخی از کشورهای اروپای غربی از روسیه گاز خریده‌اند و زیر ساخت‌های صنعت گاز در روسیه به طور کامل وجود دارد، هر چند به عقیده برخی مستهلک شده‌اند، ولی در حال حاضر روسیه بدون هیچ هزینه‌ای از گاز استفاده می‌کند. قطر هم هیچ مشکلی برای جذب سرمایه ندارد و بهترین شرکت‌های دنیا در آنجا سرمایه گذاری می‌کنند و با تمام توان گاز تولید می‌کنند نکته قابل توجه این است که قطر ۳۹ میلیارد و ۲۰۰ میلیون مترمکعب در سال ۲۰۰۴ تولید گاز داشته که بخش عمده آن هم از حوزه مشترک با ایران در پارس جنوبی است. زیرساخت‌های قطر در حوزه گاز، بسیار

پیشرفته تر از ایران است و حتی در بازار "ال.ان.جی" نیز، این کشور رقیب پرقدرتی برای ایران به شمار می آید. با توجه به تحریم ایران از سوی آمریکا و بالا بودن هزینه های سرمایه گذاری در کشور، باید راهکارهای مناسبی برای جذب سرمایه های خارجی بیابیم. در نهایت برای آگاهی بیشتر، در جداول زیر به سبد انرژی مصرفی در سطح جهان و میزان ذخایر و تولید کشورهای عمده دارنده منابع گاز و همچنین میزان صادرات کشور مان توجه فرمائید:

جدول ۲-۴) کشورهای دارنده عمده ذخایر گاز طبیعی در سال ۲۰۰۲ (میلیارد متر مکعب)

کشور	ذخایر (۱)	تولید (۲)	سهم در ذخایر جهان (درصد)	نسبت ذخایر به تولید (سال)
شوروی سابق	۵۵۲۹۱	۷۴۱/۳	۳۴/۵	۷۶/۴
کانادا	۱۷۰۲	۱۸۳/۵	۱/۱	۹/۳
قطر	۱۴۴۰۰	۲۹/۳	۹	۲۰۴/۲
امارات متحده عربی	۶۰۰۶	۴۶/۱	۳/۷	۱۳۰/۲
عربستان سعودی	۶۳۴۹	۵۷/۳	۴	۱۱۰/۸
آمریکا	۵۱۹۵	۵۳۹/۴	۳/۲	۹/۶
الجزایر	۴۵۲۲	۸۴/۱	۲/۸	۵۳/۸
وتزولا	۴۱۹۱	۲۹/۸	۲/۶	۱۴۰/۶
نیجریه	۳۵۱۱	۱۵/۱	۲/۲	۲۳۲/۲
عراق	۳۱۰۹	۲/۳	۱/۹	۱۳۵۱/۷
سایر کشورها	۲۸۵۰۴	۷۹۰	۱۷/۸	۳۶/۱
کل جهان بدون ایران	۱۳۲۷۸۰	۲۵۱۸/۲	-	-
ایران	۲۷۴۳۰ ^(۳)	۷۶/۸	۱۷/۱	۳۵۷/۲
کل جهان	۱۶۰۲۱۰	۲۵۹۵	۱۰۰	۶۱/۷

جدول ۲-۵) سهم گاز طبیعی در سبد مصرف نفت و گاز طی سالهای ۱۳۷۵ الی ۱۳۸۲

سال	۲۰۰۰	۲۰۱۰	۲۰۲۰	۲۰۲۵	متوسط رشد سالانه ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۰	متوسط رشد سالانه ۲۰۱۰ تا ۲۰۲۰	متوسط رشد سالانه ۲۰۲۰ تا ۲۰۲۵
انرژی	۹۰۰۸/۳	۱۰۹۰۸	۱۳۴۵۵	۱۴۸۹۰	۱/۹	۲/۱	۲/۰
نفت	۳۶۱۴	۴۲۲۵	۵۰۵۹	۵۴۹۲	۱/۶	۱/۸	۱/۷
گاز طبیعی	۲۱۰۱	۲۸۰۰	۳۸۰۸	۴۴۳۳	۲/۹	۳/۱	۳/۲
زغال سنگ	۲۳۴۱	۲۸۱۸	۳۴۳۵	۳۷۵۰	۱/۹	۲/۰	۱/۸
تجدیدپذیر و هسته‌ای	۹۵۳	۱۰۶۵	۱۱۵۳	۱۱۹۵	۱/۱	۰/۸	۰/۷

جدول ۲-۶) چشم انداز جهانی تقاضای انواع حاملهای انرژی تا سال ۲۰۲۵ (واحد: میلیون تن معادل نفت)

ردیف	سال	میزان صادرات سال	میزان صادرات تا کنون
۱	۱۳۸۰	۰/۳۵۷	۰/۳۵۷
۲	۱۳۸۱	۱/۲۸۳	۱/۶۴
۳	۱۳۸۲	۳/۴	۵/۰۴

انتقال گاز با خطوط لوله و کاربرد فناوریهای نوین



۱. مقدمه

کاهش عمده در هزینه‌های خطوط لوله، بیشتر بدلیل ساخت لوله‌های جدیدی می‌باشد که تحمل فشار بالای گاز را دارند. فشار بالای گاز لازمه حمل گاز به مسافت‌های طولانی‌تر است. لوله‌های با ضخامت بیشتر و استفاده از جوشکاری اتوماتیک سبب شده است در برخی از پروژه‌ها یک گروه کاری در یک روز تا حدود ۲۰۰ اتصال را جوشکاری نماید که این میانگین در ۲۰ سال گذشته، در حدود ۷۵ جوشکاری در روز بوده است.

۲. انتقال گاز با خط لوله و کاهش هزینه‌ها

این پیشرفت‌ها سبب کاهش زیادی در میانگین هزینه‌های احداث خطوط لوله در هر واحد ظرفیت گاز انتقالی شده است. تام کویگلی، معاون رئیس تکنولوژی برق و گاز شرکت بی‌پی تخمین زده است که هزینه‌های ساخت خط لوله با قطر بالا، نسبت به هزینه‌های قبلی تا حدود ۲۵ درصد کاهش یافته است. بر اساس این کاهش هزینه و دیگر عوامل، از جمله بهبود مدیریت پروژه، شرکت BP اعلام نموده که حمل گاز از آلاسکا به شیکاگو در آمریکا را احتمالاً می‌توان با تعرفه‌ای معادل ۲ دلار در هر هزار فوت مکعب صورت داد.

پیشرفت در تکنولوژی‌های احداث خطوط لوله دریایی باعث شده است تا هزینه احداث اینگونه خطوط لوله از بیش از ۱۰۰ هزار دلار در هر اینچ - کیلومتر (قطر به اینچ $\times$ طول خط لوله)، به حدود ۵۰ هزار دلار کاهش یابد. دستیابی به این نتایج در گزارش وزارت انرژی نروژ در زمینه انتقال گاز نروژ به اتحادیه اروپا از طریق خط لوله زیردریایی جدید درج شده است. شرکت Exxon نیز در سال ۱۹۹۷ در زمینه احداث خط لوله دریایی مالزی هزینه‌ای در همین حدود را گزارش نموده است اهمیت تأمین سوخت، یکی از مسایل اساسی هر کشور بوده و انتقال ارزان و مطمئن آن مساله‌ای قابل تأمل است. یکی از راه‌های سریع، مطمئن و پیوسته در انتقال گاز (به عنوان سوخت) استفاده از لوله‌کشی سراسری است. در بعضی از شرایط لازم است، خطوط لازم برای انتقال گاز از مناطق شوره زار با خاصیت اسیدی بالا و یا مناطق مرطوب و خورنده نیز عبور کند. این شرایط باعث خوردگی و فساد تدریجی لوله می‌شود. برای دور نگه داشتن لوله از محیط و شرایط خورنده، راه‌هایی چون حفاظت کاتدی و عایق‌بندی سطح لوله‌های فولادی را می‌توان به کار برد. ولی با وجود این تدابیر، گاه پیش می‌آید که لوله به قدری خورده شود که ضخامت آن از ضخامت مطمئن طراحی پایین‌تر بیاید. در این زمان بر اساس روش سنتی رایج، بخش خورده شده را از خط خارج کرده و با لوله‌ای سالم جایگزین می‌کنند که این راه مستلزم قطع گاز در لوله، بریدن بخش خورده شده و جوشکاری پس از جایگزینی است. به این ترتیب مقداری سوخت به

هدر رفته و در محیط کاری باقی می ماند و گاهی سبب انفجار در مرحله جوشکاری خواهد شد. با توجه به مسائل و مشکلات مطرح شده استفاده از یک روش بهتر، لازم به نظر می رسد. روش تقویت لوله های انتقال با مواد کامپوزیت، راهی مطمئن و ارزان (جدول ۱) است.

جدول ۱-۳) مقایسه تعمیر لوله های گاز با روشهای سنتی و استفاده از کامپوزیت

تعمیر به روش سنتی	تقویت با لایه های کامپوزیت	اجایگزینی ۱۶ کیلو متر لوله)
۵۰۰ دلار	۵۰۰ دلار	بهای مواد اولیه
۱۲۰۰۰ دلار	۵۰۰۰ دلار	هزینه کارگر
۱۹۰۰۰ دلار	۰ دلار	گاز به هدر رفته
۲۰۰۰۰ دلار	۷۰۰۰ دلار	هزینه های جانبی
۵۱۵۰۰ دلار	۱۲۵۰۰ دلار	مجموع هزینه های تعمیر
	۳۵۸۰۰ دلار	میزان صرفه جویی در روش استفاده از لایه های کامپوزیت
	۸۰۰ Psig	فشار کاری نسبی لوله

۳. تقویت با لایه های کامپوزیتی

در این روش از لایه های کامپوزیت با الیاف شیشه استفاده می شود. زاویه های الیاف و تعداد لایه ها با توجه به فشار، استانداردهای طراحی و مقدار و وسعت خوردگی در لوله محاسبه می شود. رزین مناسب نیز با توجه به شرایط شیمیایی و حرارتی محل برگزیده شده و به کار برده می شود لایه های کامپوزیت به صورت پارچه هایی تهیه شده، در محل با رزین آغشته شده و به وسیله کارگران متخصص با زاویه های استاندارد، به روش پیچش روی لوله ای که سطح آن از پیش آماده شده پیچیده می شود.

برتری‌ها:

- ۱- در این روش، هزینه‌های مربوط به جوشکاری و قطع گاز در لوله حذف می‌شود.
 - ۲- این روش قابلیت بازگرداندن لوله‌های خورده شده به وضعیت اولیه طراحی را دارا است و همچنین از خوردگی آنها در آینده جلوگیری می‌کند.
 - ۳- خطوط لوله به هنگام تعمیر می‌توانند در شرایط و فشار کاری معمولی خود، کار کنند و نیازی به قطع گاز نیست. هم چنین در این روش گاز به هدر نخواهد رفت.
 - ۴- به علت وزن کم مواد کامپوزیت، نصب آن بسیار راحت است و تعمیر به وسیله دو نفر بدون نیاز به لوازم و دستگاه‌های ویژه انجام می‌شود.
 - ۵- چون در این روش نیازی به قطع گاز، تکه تکه کردن لوله و جوشکاری نیست در زمان هم صرفه جویی خواهد شد
- جدول (۱) مقایسه این دو روش را نشان می‌دهد. اعداد و ارقام ارایه شده بر اساس هزینه‌های مصرف شده پس از جایگزینی ۱۶ کیلومتر لوله به روش سنتی و تعمیر همین مقدار لوله با روش ارایه شده است. این پروژه توسط موسسه کامپوزیت ایران انجام شده است.
- تحلیل:
- با توجه به جدول فوق این روش نسبت به روش‌های قبلی با صرفه‌تر است. میزان صرفه جویی رقم بالایی را به خود اختصاص داده است. با توجه به اینکه صنعت گاز در کشور رو به گسترش است و گازرسانی به مناطق مختلف در حال انجام است، ضمناً خط انتقال گاز ایران به ترکیه راه اندازی شده است و خط لوله انتقال گاز ایران به هند نیز در دست بررسی است، توجه به این تکنولوژی می‌تواند صرفه‌جویی زیادی در هزینه‌های تعمیر و نگهداری خطوط انتقال گاز برای کشور داشته باشد. حتی می‌توان این خدمات را برای کشورهای وارد کننده گاز نیز انجام داد. توجه به این روش برای نگهداری خطوط انتقال نفت و آب در صورت امکان، خالی از فایده نخواهد بود که توجه مسئولان را در این زمینه می‌طلبد و انجام تحقیقات بیشتر را گوشزد می‌نماید.

۴. بهینه سازی شبکه خطوط لوله گاز طبیعی با شبکه های عصبی مصنوعی

با گسترش انتقال گاز طبیعی با خطوط لوله، بهینه سازی شبکه های خطوط لوله امری بدیهی به نظر می رسد لذا طرح شبکه انتقال گاز می تواند نمودی از بهینه سازی شبکه باشد در بیستمین کنفرانس جهانی گاز، بهینه سازی شبکه های خطوط لوله به عنوان یک مساله نوین در صنعت گاز مطرح گردید.

طرح مساله بدین صورت بود که چگونه گره ها (منابع و مصارف) را به همدیگر وصل نمائیم تا یک سیستم انتقال و توزیع بهینه داشته باشیم البته این کار مستلزم به دست آوردن دیتا و اطلاعات لازم از ساختار شبکه است.

هنگامی که مسیر خط لوله از شهرها و مراکز مصرفی گوناگون عبور می نماید طبیعتاً مسیر های مختلف و نامنظم و در عین حال پیچیده را طی خواهد کرد و لذا در این صورت می توان مسیر های مختلفی را انتخاب نمود و در این حالت منطقاً باید مسیری انتخاب گردد که بهینه باشد

روش کلی برای حل مساله شامل مینیموم سازی طرح درختی و هزینه ها و سایر موارد دینامیکی تاثیر گذار بر سیستم است. در بحث مینوم سازی، ساختار درختی را به عنوان یک گراف غیر مستقیم در نظر می گیرند که الگوریتم Dijkstra در این زمینه موثر است مینوم سازی طرح درختی برای شبکه های شاخه ای مفید است و برای طرح شبکه مدور (Circle) کارایی چندانی ندارد و لذا روش بهینه سازی هزینه Circulation یک روش شبکه بوده که فقط برای حل مسائلی نظیر برنامه ریزی خطی بکار می رود در برنامه ریزیهای دینامیکی روشها و راه حلهای زمانی و فازی را انتخاب می کنیم نکته قابل توجه این است که تعداد متغیر های تاثیر گذار با افزایش موانع زیاد می گردد و حل مساله چند متغیره با برنامه ریزی دینامیکی مشکل است.

در نتیجه مساله بهینه سازی طرح شبکه انتقال گاز به حل مسئله کو تاثرین مسیر بر می گردد که این هم به نوبه خود به حل مسئله بهینه سازی Nonlinear Programming بر می گردد و روشهای حل بهینه سازی هوشمند برای حل مسائلی از این قبیل مفید می باشد Pedrycz. W. روش مدلسازی با شبکه های عصبی مصنوعی ANNs را برای طراحی خطوط لوله گاز انتخاب کرد و شبکه های عصبی به صراحت می توانند Correlation را بیان نمایند.

در دهه ۸۰ میلادی، هاپفیلد (۱۹۸۲) و Tank (۱۹۸۵) از روش شبکه های عصبی مصنوعی برای حل TSP به صورت موفقیت آمیز بهره گرفتند و لذا این روش توجه بسیاری را برای توانایی حل مسائلی از این دست جلب نمود و برای حل مسائلی نظیر انتقال برق و در مخابرات به کار رفت در صنعت نفت و گاز این روش برای طرح جمع آوری از مخازن و سیستم های انتقال نفت و گاز به کار برده می شود که تکنیک اصلی عبارت است از انتخاب تابع انرژی مطابق با تابع هدف مساله، با تشخیص وزنهای، تغییر حالت شبکه انرژی به مقدار مینیموم می رسد و حالت تعادل به دست می آید و به یک راه حل بهینه می رسد و از آنجایی که شبکه های عصبی مصنوعی هاپفیلد می تواند مسائلی نظیر TSP (مسئله فروشنده دور گرد) را حل کند و مسئله طراحی خطوط لوله بهینه شبیه TSP است پس شبکه هاپفیلد فی نفسه قادر است در حل مسئله بهینه سازی خطوط لوله به کار رود.

آنالیز های چیدمان شبکه خطوط لوله

قدم اول در بحث ساختار انتقال گاز، مطالعه و پیمایش زمین از منابع گاز تا مراکز مصرف است و خطوط لوله بر اساس اطلاعات به دست آمده از این مطالعات طراحی می گردد هنگامی که تعداد شهرها زیاد و مسیر انتقال گاز پیچیده و دارای موانع فیزیکی همچون رودخانه و سایر موارد باشد در این صورت می توان از روشهای گوناگونی برای طراحی استفاده کرد و نتیجه را با هم مقایسه نمود.

اساساً سه روش برای طراحی خطوط انتقال و مسیر های گاز وجود دارد

Trunk- Branch- Loop-

هزینه روش Trunk و Branch از روش سوم نسبتاً پایین تر است اما قابلیت اعتماد حلقه از دو روش دیگر بالاتر می باشد و در اینجا ما سیستم انتقال گاز با روش حلقه را بررسی خواهیم نمود مهمترین ویژگی روش حلقه این است که مصرف کننده در آن می تواند گاز را از دو طرف دریافت نمایند و محل منابع و مراکز مصرف ثابت می باشند خطوط انتقال گاز حلقوی، منابع تولید و مراکز مصرف و شبکه ها را به هم دیگر وصل نماید. برای درک بهتر شبکه تک حلقه ای را بررسی خواهیم کرد

در نهایت آخرین مورد مطالعه ای که انجام خواهد گرفت بررسی تابع هزینه براساس طرح خط لوله است که هدف بررسی نیز به دست آوردن کوتاهترین مسیر ممکن است اما مراتب grades انتقال در روی زمین متفاوت است چرا که در طول خط انتقال ممکن است مسیر خط با موانعی همچون رودخانه ها و یا تپه ها برخورد نماید و هزینه واقعی را افزایش دهد برای مثال جنس و نوع لوله در مسیرهای با رتبه بالا متفاوت بوده و دارای هزینه بالاتری است و لذا در این گونه موارد نمی توان کوتاهترین مسیر بهینه را انتخاب کرد برای ایجاد محاسبات عمومی و ساده در اینجا از وزن دهی استفاده خواهد شد ابتدا هزینه کلی بر حسب طول خط را به صورت یک هزینه استاندارد در نظر می گیریم که قطر لوله و رتبه زمین مشخص شده باشد جمع طول واقعی و طول تبدیل شده وزن طول است که از رابطه زیر به دست می آید:

$$I_w = I_a + \frac{S_p}{S_s}$$

I_w وزن طول بوده و I_a طول واقعی و S_s هزینه استاندارد بر طول می باشد و S_p هزینه افزایش یافته تعریف می شود پس خواهیم داشت :

$$w = 1 + \frac{S_p}{S_s l_a}$$

بنابراین ویژگی هزینه استاندارد بر حسب طول هدف انتخاب بوده که کمترین وزن طول به دست آید وزن طول هم عبارتست از جمع وزن خط واقعی و طول واقعی میزان ضخامت خط لوله مطابق با زمین های مختلف متفاوت است مطابق با تعداد و ساختار زمین چهار نوع درجه بندی پیشنهاد می گردد لذا بهره f در جدول زیر آمده است:

جدول ۳-۲) ضرایب طراحی

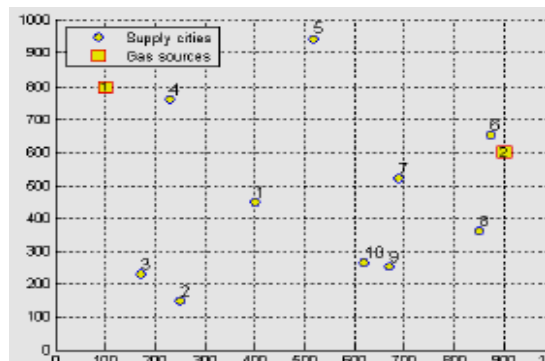
Region grade	Intensity coefficient F
1	0.72
2	0.6
3	0.5
4	0.4

مطابق با جدول f در مسیر قطر و ضخامت خط لوله تشخیص داده می شود و وزن رودخانه و تپه می تواند با هزینه مشخص گردد.

۵. مدل طرح بهینه شبکه

سیستم انتقال گاز، گاز را به شهرها و مراکز مصرف می رساند همانطوریکه قبلاً هم ذکر شد برای افزایش قابلیت اعتماد سیستم لازم است که مصرف کننده ها از دو جهت به عرضه کننده ها متصل گردند

شکل ۳-۱): موقعیت مراکز مصرف و تولید



در شکل (۱) مشاهده می شود که n تا مصرف کننده و مراکز تولید وجود دارد که عبارت است از مسیر بین i و j . در اینجا مود v_{ij} اتصال می تواند صفر و یا یک باشد اگر ارتباطی وجود نداشته باشد در این صورت v_{ij} صفر است و اگر ارتباطی برقرار باشد در این صورت یک است و لذا می توان با یک ماتریس نمایش داد در شبکه های حلقوی می توان فرض کرد که گاز در جهت معکوس نیز می تواند حرکت کند و لذا در شبکه ها از جهت معکوس استفاده نشده است و ماتریس مذکور متقارن است تابع هدف نیز به عنوان تابع هزینه کلی حداقل انتخاب می گردد و در عین حال قیودی نیز وجود دارند پس مدل بهینه را می توان به صورت زیر بهینه سازی کرد:

$$\begin{aligned} \min & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_{ij} l_{ij} S_z v_{ij} \\ \text{s.t.} & \sum_{j=1, j \neq i}^n v_{ij} = 2 \quad (i = 1, 2, \dots, n) \\ & \sum_{i=1, i \neq j}^n v_{ij} = 2 \quad (j = 1, 2, \dots, n) \\ & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n v_{ij} = 2n \end{aligned}$$

که w_{ij} وزن بین station های i و j است و l_{ij} طول واقعی بین i و j است واحد ها بر اساس km است هزینه بر حسب طول و v_{ij} عنصر ماتریس اتصالات است و n نیز تعداد station است.

در مدل بهینه هدف مینیموم سازی تابع هزینه است که دارای قیود مذکور در رابطه زیر است هزینه استاندارد خط لوله بر حسب طول ثابت است و معادل طول کلی است پس داریم:

$$\begin{aligned} \min & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_{ij} l_{ij} v_{ij} \\ \text{s.t.} & \sum_{j=1, j \neq i}^n v_{ij} = 2 \quad (i = 1, 2, \dots, n) \\ & \sum_{i=1, i \neq j}^n v_{ij} = 2 \quad (j = 1, 2, \dots, n) \\ & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n v_{ij} = 2n \end{aligned}$$

۶. شبکه های عصبی هاپفیلد

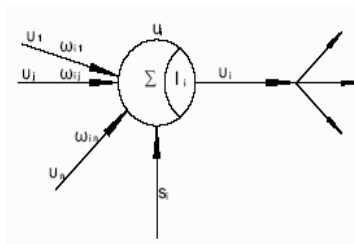
در روش شبکه های عصبی هاپفیلد تابع اطلاعات بر اساس مود بیولوژیکی کار می نماید و ویژگیهای شبکه های عصبی هاپفیلد عبارتند از :

۱- تولرانس اشتباه و خطای کم

۲- دارای قدرت خود تطبیقی و خود سازمانی

تداخل بین نورونها با وزن شاخه ها تحقق می یابد ساختار یک شبکه عصبی به صورت زیر می باشد:

شکل (۳-۲) ساختار یک شبکه عصبی



که U_i ورودی شبکه بوده و W_{ij} وزن بین U_i و U_j است و S_i سیگنال ورودی خارجی می باشد پس داریم:

$$u_i = \sum_{j=1}^n \omega_{ij} v_j + I_i - s_i$$

لذا خروجی شبکه تابعی از ورودی است و خروجی عبارتست از $v_j = f(u_j)$ که f تابع

عصبی است و تابع نرمال ، تابع خطی ، سیگموئید و یا سایر توابع threshold است.

در هر یک از شبکه های عصبی هاپفیلد چندین ارتباط وجود دارد مقدار اولیه داده شده به شبکه عصبی، به یک مقدار مینیموم می رسد که آن نیز به نوبه خود پایدار است.

تابع انرژی HNN به صورت زیر تعریف می گردد:

$$E = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_{ij} v_i v_j - \sum_{i=1}^n I_i v_i + \sum_{i=1}^n \int_0^{v_i} f^{-1}(v) dv / R$$

تابع انرژی تابعی از زمان است و W_{ij} وزن ارتباطی بین U_i و U_j است v_i سیگنال ورودی بوده و I_i مقدار threshold شبکه عصبی است. R مقدار ثابت مثبت است و state با زمان تغییر می کند و تغییرات انرژی شبکه را در شبکه عصبی نشان می دهد و انرژی با تغییر حالت کاهش می یابد پس داریم:

$$\frac{du_i}{dt} = -\frac{\partial E}{\partial v_i}$$

برای نمایش تغییرات حالت با زمان معادله دیفرانسیل دینامیک زیر را داریم:

$$\frac{du_i}{dt} = -\frac{u_i}{R} + \sum_{j=1}^n \omega_{ij} v_j + I_i$$

متغیر U_i نورون i ام است سیگنال خروجی شبکه عصبی پیوسته بوده و تابع محرک تغییر حالت افزایش می یابد و تابع Sig داریم:

$$v_i = f(u_i) = 1 / (1 + e^{(-\frac{u_i}{T})})$$

T پارامتر تابع Sig است و تابع انرژی شبکه هاپفیلد با زمان به مقدار کمینه کاهش می یابد و مساله شامل حل حالت شبکه برای زمانی است که تابع انرژی به مقدار کمینه کاهش می یابد:

۷. طرح شبکه بهینه سازی گاز بر اساس HNN

مطابق با شبکه های عصبی هاپفیلد، برای حل مساله بهینه باید مدل بر اساس مساله واقعی طرح گردد تابع انرژی شامل تابع هدف و شرایط و قیود است پس داریم:

$$E = D \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_{ij} I_{ij} v_{ij} + \frac{A}{2} \sum_{i=1}^n (\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n v_{ij} - 2)^2 + \frac{B}{2} \sum_{j=1}^n (\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n v_{ij} - 2)^2 \\ + \frac{C}{2} (\sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n v_{ij} - 2n)^2 + \frac{A+B}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n v_{ij} (1 - v_{ij})$$

مورد اول سمت راست معادله ای است که تابع هدف طرح شبکه گاز است که هدف از آن کوتاهترین مسیر در طول کلی است مورد دوم و سوم این است که در هر ردیف فقط دو عنصر ۰ و ۱ می تواند باشد و مورد چهارم نیز این است که ماکزیمم جمع عناصر $2n$ است آیتم پنجم هم این است که خروجی شبکه بین ۰ و ۱ است و هنگامی که قیود بر آورد شوند آیتم چهارم به صفر میل می کند و تابع انرژی E پاسخ بهینه است

ضرایب A, B, C, D و فاصله l_{ij} بیشتر از صفر است و تابع انرژی نیز بالاتر از صفر است لذا بر اساس پیش داوریهای فوق تابع انرژی همگرا است و مشتق جزئی تابع انرژی عبارتست از:

$$\begin{aligned}\frac{\partial E}{\partial t} &= \sum_i \sum_j \frac{\partial E}{\partial v_{ij}} \frac{\partial v_{ij}}{\partial t} = - \sum_i \sum_j \frac{du_{ij}}{dt} \frac{\partial v_{ij}}{\partial t} \\ &= - \sum_i \sum_j \left(\frac{du_{ij}}{dt} \right)^2 \frac{\partial v_{ij}}{\partial u_{ij}}\end{aligned}$$

خروجی شبکه عصبی پیوسته و یکنواخت است پس داریم:

$$\frac{\partial E}{\partial t} < 0 \quad \frac{\partial v_{ij}}{\partial u_{ij}} > 0$$

تابع انرژی با زمان کاهش می یابد و به مقدار Min می رسد که حالت پایدار شبکه عصبی است:

معادله دینامیک شبکه عصبی پروسه تغییرات متغیر حالت با زمان را بیان می کند:

$$\frac{\partial E}{\partial v_{ij}} = - \frac{du_{ij}}{dt}$$

مطابق با صورت معادله تابع انرژی، معادله دینامیک به دست می آید:

$$\begin{aligned}\frac{du_{ij}}{dt} &= -D \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_{ij} l_{ij} - A \sum_{i=1}^n \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n v_{ij} - 2 \right) - B \sum_{j=1}^n \left(\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n v_{ij} - 2 \right) \\ &\quad - C \left(\sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n v_{ij} - 2n \right)\end{aligned}$$

مطابق با معادله دینامیک، تابع انرژی و حالت تغییر می کند مدل شبکه عصبی هاپفیلد شامل تابع انرژی و معادله دینامیکی می باشد و راه حل نیز شامل طراحی مدارات الکتریکی برای معادله دینامیک و مدل سازی کامپیوتری می باشد دستورالعمل مدلسازی کامپیوتری ساده بوده و در اینجا مدل شبکه هاپفیلد برای مدل سازی کامپیوتری انتخاب شده است.

مثالها و تحلیلها:

مطابق با موقعیتهای شهری عرضه گاز طبیعی، طول خط بین مراکز مشخص می باشد در ضمن تراز سطح در طول خط و موانع و قطر لوله نیز معلوم است وزن خط و چیدمان مسیر مشخص بوده و لذا طرح و چیدمان مسیر نیز معلوم است لذا طرح و چیدمان بهینه را می توان با بهره گیری از الگوریتم شبکه های عصبی بدست آورد با توجه به شکل (۱) فاصله نسبی منابع تولید و مراکز مصرف در صفحه مختصات در جدول (۲) آورده شده است:

جدول ۳-۲

Node	x (km)	y(km)
1	400.0	449.3
2	249.3	146.3
3	170.7	229.3
4	229.3	761.0
5	517.1	941.4
6	873.2	653.6
7	687.8	521.9
8	848.8	360.9
9	668.3	253.6
10	619.5	263.4
Gas sources 1	100.0	800.0
Gas sources 2	900.0	600.0

در جدول (۳) نیز فاصله نسبی بین منابع تولید و مراکز مصرف گاز آورده شده است:

جدول ۳-۳

node	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	338.4	317.8	355.4	505.8	515.4	296.8	457.4	332.1	287.6
2	338.4	0	114.3	615.0	839.0	804.1	577.4	636.8	432.5	388.3
3	317.8	114.3	0	534.9	791.9	820.7	594.1	690.8	498.2	450.1
4	355.4	615.0	534.9	0	339.7	652.8	517.1	737.5	671.0	632.3
5	505.8	839.0	791.9	339.7	0	457.9	452.9	668.6	704.2	685.7
6	515.4	804.1	820.7	652.8	457.9	0	227.4	293.7	449.4	465.4
7	296.8	577.4	594.1	517.1	452.9	227.4	0	227.7	269.0	267.4
8	457.4	636.8	690.8	737.5	668.6	293.7	227.7	0	210.0	249.2
9	332.1	432.5	498.2	671.0	704.2	449.4	269.0	210.0	0	49.8
10	287.6	388.3	450.1	632.3	685.7	465.4	267.4	249.2	49.8	0

مطابق با ضریب طراحی، وزنهای موانع و قطر خطوط در جدول (۴) آورده شده است:

جدول ۴-۳

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1.0	1.0	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
2	1.0	0	1.0	1.2	1.0	1.0	1.0	1.2	1.0	1.1
3	1.0	1.0	0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2
4	1.2	1.2	1.0	0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
5	1.0	1.0	1.0	1.0	0	5.0	1.0	1.0	1.0	1.0
6	1.0	1.0	1.0	1.0	5.0	0	1.0	1.0	1.0	1.0
7	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0	1.0	1.0	1.0
8	1.0	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0	1.0	1.0
9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0	1.0
10	1.0	1.1	1.2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0

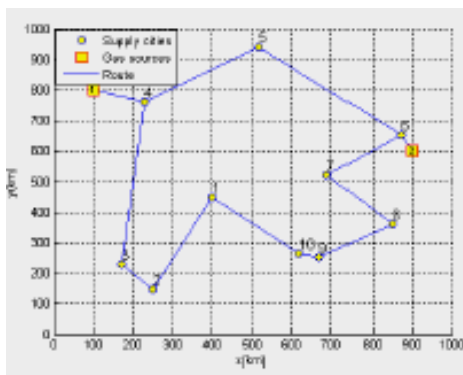
در جدول (۵) نیز با عنایت به راه حل پیشنهادی ماتریس ارتباط عناصر آورده شده است:

جدول ۳-۵

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
5	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
7	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0
9	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
10	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0

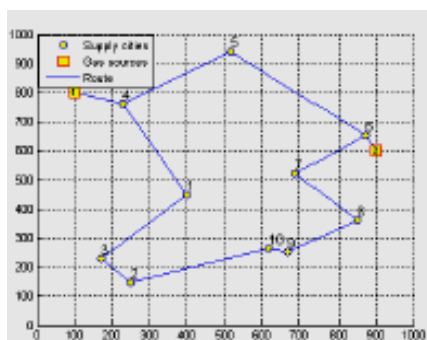
در طول فرایندهای حل نتایج نشان داده شده در شکل ۳ راه حل امکان پذیر را نمایش می دهد:

شکل ۳-۳

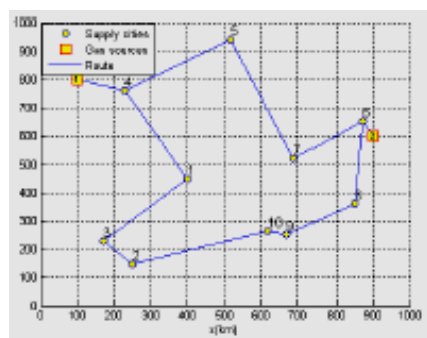


در شکل (۳-۴) راه حل پیشنهادی برای ایجاد کوتاهترین مسیر نشان داده شده است:

شکل ۳-۴



شکل ۳-۵



در جدول زیر نتیجه کلی و راه‌های موجود ارائه شده است که شامل تعداد تکرار تابع انرژی و طول واقعی و طول مرتبط است:

جدول ۳-۵

Layout solutions	Iteration number	Energy function	Layout length(km)	Correspond length(km)
feasible solution	105	0.000012	2787.7	4619.3
Actual length satisfied solution	74	0.000015	2698.7	4519.9
Correspond satisfied solution	57	0.000011	2749.3	2859.2

همانطوریکه در جدول مشاهده می‌گردد هنگامی که وزن‌ها مطرح است راه حل بهتر از راه حل طول واقعی است طول Correspond می‌تواند هزینه مهندسی شبکه خط لوله را منعکس کند از راه حل بهینه، تابع انرژی با افزایش تعداد تکرار کاهش می‌یابد و تابع انرژی به حالت پایدارتر می‌رسد و کمینه می‌گردد و شبکه به حالت پایدار می‌رسد:

نکته شایان ذکر این است که روش شبکه های عصبی هاپفیلد برای شبکه های پیچیده مطلوب نیست و در اینجا ما سیستم انتقال تک خطی را بررسی کردیم که مورد ساده ای بود. برای افزایش توان انتقال سیستم شبکه circle بهتر است و انتخاب راه حل شبکه پیچیده انتقال گاز بسیار مهم است.

سیستم انتقال گاز شامل چندین عنصر می باشد و زمینه طراحی بهینه یک بحث جدیدی است که نیاز به بهبود اساسی دارد نمود های زیادی برای مطالعه وجود دارد دیتا های اقتصادی نیز باید مورد مطالعه قرار گیرند و روش حل شبکه های عصبی هاپفیلد می تواند برای حل مساله چیدمان و طرح بهینه سیستم انتقال گاز به کار رود ضروری است که مدل هزینه کلی و طول مسیر مد نظر قرار گیرد مطابق با مدل تابع انرژی و معادله دینامیکی شبکه به دست می آید.

شبکه های عصبی هاپفیلد برای طرح بهینه سیستم انتقال گاز با در نظر گرفتن موانع در حالت برنامه ریزی دینامیکی بررسی می گردد لذا پارامتر طول مسیر به تنهایی کافی نبوده و سایر پارامتر ها همانند شرایط و ویژگیهای زمین و غیره در نظر گرفته شود میزان هزینه بر حسب طول خط رابطه خطی ندارد. بهینه سازی پارامتر و چیدمان با هم ترکیب می شوند و به تبع آن پیچیدگی سیستم افزایش می یابد.

گاز طبیعی مایع شده (LNG)

۴

۱. مقدمه

همانطوریکه پیشتر ذکر شد گاز طبیعی مهمترین منبع تامین انرژی این قرن است و توسعه سریع صنعت گاز تاثیرپذیر از تکنولوژی های مهمی بوده است که از اواسط قرن بیستم مطرح شده اند. انتقال گاز طبیعی به واسطه ماهیت گازی آن عموماً با دشواریهایی مواجه است و حتی استفاده از خطوط لوله در فواصل طولانی عموماً با مشکلات عدیده ای روبرو می شود. با توجه به توانایی های موجود تکنولوژی برای انتقال گاز به فواصل دوردست (روش ال ان جی) گاز طبیعی مایع شده، به عنوان یک روش اقتصادی و قابل اطمینان

توانسته دشواریهای مذکور را تا مقدار زیادی مرتفع سازد. و لذا این روش، جذابیت‌های زیادی داشته و توجه ویژه کشورهای دارنده منابع گاز طبیعی نظیر ایران، قطر، الجزایر، گینه و غیره را برای سرمایه‌گذاری در پروژه‌های LNG جلب نموده است. اما زمانی این سرمایه‌گذاری‌ها نتیجه خواهد داد که ویژگی‌ها و چالش‌های بازار فروش LNG شناخته شده و اقدامات لازم صورت پذیرد. از این رو مطلب زیر سعی بر این داشته که علاوه بر بررسی تحولات تکنولوژی اخیر، چشم‌انداز آتی این صنعت و اثرات شگرف آن بر بازارهای LNG را نشان دهد

۲. گاز طبیعی مایع شده LNG

گاز طبیعی مایع شده (LNG)، مایعی روشن و بدون هیچ رنگ و بو است که بخش اعظم آن از گاز متان تشکیل شده است و درصد ناچیزی از هیدروکربن‌های آلی و نیتروژن در آن یافت می‌شود.

با توجه به ترکیبات آلی این ماده، خواص آن از جهت ارزش حرارتی و چگالی، می‌تواند متفاوت باشد. ولی به‌طور کلی مشخصات فیزیکی LNG به شرح زیر است:

وزن مخصوص: ۰/۴۲۵ گرم

چگالی: ۲۶/۵ پوند بر فوت مکعب

نقطه جوش: ۱۶۱/۵- درجه سانتی‌گراد

LNG را میتوان از سردسازی گاز طبیعی در دمای ۱۶۲- سانتی‌گراد به دست آورد. حجم گاز طبیعی در این تبدیل، به یک شش‌صدم تقلیل می‌یابد و این امر در اقتصادی نمودن طرح‌های صدور گاز به مناطق دوردست سهم بسزایی دارد.

امروزه در جهان، تاسیسات متعددی برای تبدیل گاز طبیعی به LNG موجود می‌باشد و برنامه‌های زیادی نیز برای توسعه این تاسیسات یا ایجاد طرح‌های جدید در دست بررسی می‌باشد.

هر طرح LNG از چندین بخش مایع سازی گاز، حمل و نقل دریایی، تخلیه و ذخیره سازی و تبدیل مجدد به گاز طبیعی تشکیل یافته است. از این رو پیشرفت های تکنولوژی در هر یک از بخش ها باعث می گردد که ایجاد و اجرای طرح های LNG توجیه اقتصادی بیشتری پیدا نمایند.

۳. روش های صنعتی تولید LNG

اساس روش های مختلف تولید LNG، سردسازی گاز طبیعی تا دمای ۱۶۲- درجه سانتی- گراد در فشار اتمسفریک است. در همه این روش ها گاز طبیعی پس از خروج از مخزن و جداسازی مایعات گازی و طی مراحل نم گیری و سولفورزدایی، ابتدا تا دمای ۳۵- درجه سانتی گراد سرد شده و سپس وارد بخش مایع سازی می گردد. در این فرآیند، گاز طبیعی طی تبادل حرارتی با یک سیال مبرد (Refrigerant)، تا دمای ۱۶۱- درجه سانتی گراد سرد شده و به حالت مایع در می آید. عمل سردسازی سیال مبرد بر اساس پدیده ژول تامسون اتفاق می افتد؛ بدین صورت که با عبور این سیال از یک شیر انبساط و کاهش فشار ناگهانی، دمای سیال مبرد نیز ناگهان افت می یابد. گاز پس از تبادل حرارتی با سیال مبرد، توسط کمپرسورهایی با توربین های گازی بسیار بزرگ، متراکم می گردد.

نکات کلیدی که تفاوت تکنولوژیهای مایع سازی در آنها تمرکز یافته است، عبارتند از:

- ۱- نوع سیال مبرد (خالص یا مخلوط)
 - ۲- نوع مبدل حرارتی (در فاکتورهای متفاوتی نظیر ابعاد، فشار عملیات، تنوع سازندگان و هزینه ساخت).
- تفاوت عمده دیگر این مبدل ها در نوع سیال مورد استفاده در بخش خشک کن (آب یا هوا) می باشد. هم اکنون به علت خوردگی ایجاد شده در مبدل های Cooled Water، اکثر مجتمع های تولید LNG از هوا استفاده می کنند.

از اوایل دهه ۱۹۸۰ میلادی، فرآیند PPMR در اکثر مجتمع‌های تولید LNG مورد استفاده واقع شده است. شرکت Phillips صاحب امتیاز فرآیند Cascade، مدعی افزایش راندمان در فرآیند مایع سازی می‌باشد و شاهد خود را بر این ادعا به کارگیری این تکنولوژی در پروژه ترینیداد می‌داند که به تازگی راه‌اندازی و برای توسعه فازهای جدید نیز انتخاب شده است. مطالعاتی که به منظور مقایسه تکنولوژیهای تولید LNG صورت گرفته است، حاکی از آن است که هزینه تجهیزات و دستگاه‌ها در فرآیند Cascade بطور قابل توجهی در مقایسه با فرایند PPMR بیشتر است. علیرغم شرایط عملیاتی سخت و دشوار در قطب شمال (Alaska)، با این حال کارشناسان اذعان دارند که این دو تکنولوژی در شرایطی تقریباً پایاپای با یکدیگر رقابت می‌کنند.

تکنولوژی‌های مورد مقایسه، در راندمان ترمودینامیکی کم و بیش برابرند، اما صرفه جویی - های اصلی در تعداد و طراحی کمپرسورهای مورد نیاز نهفته است. این مسئله به‌خصوص در شرایط خاص (نظیر پروژه‌هایی که با محدودیت مخازن گازی همراه‌اند و یا مواردی که احتمال به کارگیری واحدهای شناور LNG وجود دارد) می‌تواند تفاوت محسوسی در نتایج مقایسه ایجاد کند. یک طراح واحدهای LNG اظهار می‌دارد: اگرچه سیکل‌های LNG با ایجاد تغییرات در شکل و طراحی ادوات می‌توانند به یک راندمان تقریباً "مساوی برسند، اما هر سیکل مایع‌سازی، شرایط بهینه منحصر به فرد خود را داراست که توسط فاکتورهای خاص موجود در پروژه قابل دستیابی است. این بدان معنی است که فرآیندهای متفاوت تولید LNG بایستی در پروژه‌های مختلف LNG به کار گرفته شوند و لزوماً نمی‌توان این فرآیندها را بدون در نظر گرفتن عوامل جانبی نظیر موقعیت مکانی طرح، پیش‌بینی‌های بازار و همچنین میزان گاز موجود در مخزن مقایسه جامع نمود. دیگر تکنولوژی‌های مطرح شده به خصوص DMR و SMR نیز در حال اصلاح و نو شدن هستند، اما به مقدار کمتری از این فرآیندها استفاده می‌شود. جهت مطالعه بیشتر به منابع مربوطه مراجعه شود.

۴. بررسی تحولات اخیر تکنولوژی و کاهش هزینه‌ها

با وجود پیشرفت‌های فراوان در صنعت LNG هنوز این صنعت ماهیتی سرمایه‌بر دارد. در دو دهه اخیر هزینه‌های زنجیره LNG ۳۰ تا ۴۰ درصد کاهش یافته است. به طور مثال در ۱۰ سال اخیر، قیمت کشتی حمل LNG از ۳۰۰ میلیون به ۱۷۰ میلیون دلار کاهش یافته است. هزینه‌های تبدیل مجدد به گاز نیز ۲۰ درصد کاهش یافته است. عمده این کاهش هزینه در زنجیره LNG بیشتر به دلیل پیشرفت‌های تکنولوژی بوده که اینک به بررسی آنها می‌پردازیم:

۱- در قسمت تولید، کاهش هزینه ناشی از بهبود طراحی در مبدل‌های حرارتی جالب توجه بوده است. تلاش‌های زیادی برای یافتن راه‌هایی به‌منظور بهبود اقتصادی مبدل‌های حرارتی مورد استفاده در واحدهای تولید LNG که بسیار پرهزینه و بزرگ هستند، در جریان است که امید آن می‌رود تا کاهش بیشتری را در هزینه‌های تولید شاهد باشیم. با این حال، باید خاطر نشان کرد که اگر هزینه ساخت مبدل‌های حرارتی تا میزان نصف هزینه‌های فعلی کاهش یابد، کاهش کلی در هزینه سرمایه‌گذاری تنها در حدود ۶ درصد خواهد بود.

۲- افزایش کارایی در توربین‌های گازی و به‌کارگیری توربین‌های بزرگتر (که باعث شده نیاز به توربین‌های گازی در تاسیسات LNG به نصف کاهش یابد) تا حد زیادی بر کاهش هزینه‌های تولید موثر بوده است.

۳- امروزه با بهره‌گیری از تکنولوژی جدید مایع‌سازی گاز که نسل جدید این تکنولوژی نامیده می‌شود، می‌توان ۲۵ تا ۳۰ درصد از هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه احداث تاسیسات LNG را کاست که به کاهش ۱۵ تا ۲۰ درصد هزینه کل زنجیره منجر می‌شود. از اوایل دهه ۱۹۸۰، تغییر فرآیند سردسازی و بهبود کارایی در آن باعث کاهش هزینه‌ها شده است. کاربرد فرآیند سردسازی پروپان (MR -P) برای واحدهای مایع‌سازی نیز به عقیده بسیاری از توسعه‌گران تکنولوژی این صنعت، می‌تواند نسبت به کارگیری فرآیندهای قدیمی‌تر نظیر Cascade، هزینه‌های مربوط به تولید را کمتر نماید.

۴- افزایش در ظرفیت تولید نیز باعث صرفه‌های اقتصادی در این زمینه می‌گردد. ظرفیت اسمی هر واحد تولید LNG در ۳۰ سال گذشته، برای اکثر تاسیسات جاری تقریباً از یک میلیون تن در سال به بیش از ۴ میلیون تن در سال افزایش یافته است. این افزایش ظرفیت موجب گردیده است که هزینه‌های تولید LNG کاهش یابد. زیرا هزینه‌های عملیاتی واحدهای بزرگتر برای تولید یک میلیون تن LNG در سال، به مراتب کمتر از واحدهای کوچکتر می‌باشد. به طور مثال هزینه‌های عملیاتی برای تولید هر یک میلیون تن در سال در تاسیساتی با دو واحد که در مجموع ظرفیت آنها ۸ میلیون تن در سال است، ۱۰ تا ۱۵ درصد کمتر از هزینه‌های تولید ۲ واحد با مجموع ظرفیت ۶ میلیون تن در سال می‌باشد.

۵- اهمیت قائل شدن برای هزینه‌های اساسی زیربنایی، شامل تسهیلات بندر و آماده‌سازی محوطه برای ترمینال‌های مایع‌سازی نیز از نکات قابل توجه در کاهش هزینه‌ها می‌باشد. از این رو، گسترش پروژه‌های LNG می‌تواند با توسعه محوطه‌های تاسیسات موجود دنبال شود. به عنوان مثال سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای احداث یک واحد مایع‌سازی جدید در یک مجموعه، تقریباً نصف هزینه ساخت همان واحد در یک محوطه مستقل جدید خواهد بود.

۶- بر طبق آخرین برآوردها، هزینه سرمایه‌ای مورد نیاز برای هر تن ظرفیت سالانه، حدود ۲۰۰ تا ۲۸۰ دلار می‌باشد. هزینه عملیاتی نیز در حدود ۳۰ دلار برای هر تن ظرفیت در سال خواهد بود. پیشرفت‌های تکنولوژی موجب کاهش هزینه‌های عملیاتی شده و این رقم نیز در آینده کاهش بیشتری خواهد یافت.

۷- یکی از نکات کلیدی هزینه‌های زنجیره LNG مربوط به حمل و نقل دریایی آن می‌باشد. در ده سال اخیر، به طور مثال قیمت کشتی حمل LNG از ۳۰۰ میلیون به ۱۷۰ میلیون دلار کاهش یافته است که این خود تاثیر چشمگیری در کاهش هزینه‌های حمل داشته است. افزایش ظرفیت کشتی‌ها و پیشرفت تکنولوژی در ساخت آنها، هزینه‌های حمل و نقل دریایی را به طور چشمگیری کاهش داده است. نوآوری‌های فنی از قبیل سیستم عایق‌بندی با شدت تبخیر پایین و سیستم اتوماسیون پیچیده، باعث قابل اطمینان شدن و کاهش هزینه

گردیده است. از طرفی افزایش ظرفیت مخزن از ۱۲۵ هزار متر مکعب به ۱۳۵ هزار متر مکعب، باعث گردیده تا هزینه حمل و نقل کاهش پیدا کند. در آینده، عقیده بسیاری از کارشناسان بر این است که ظرفیت به ۱۶۰ هزار متر مکعب نیز خواهد رسید. اما نکته اساسی در افزایش بیشتر ظرفیت کشتی‌ها، مشکلات کناره‌گیری آنها در ترمینال‌های موجود می‌باشد. چنانچه فاکتور افزایش حجم را نیز در نظر بگیریم، کاهش در سرمایه‌گذاری ممکن است تا ۲۰ درصد هم برسد.

در حال حاضر، هزینه کشتی‌های حامل LNG (بزرگترین اندازه)، بین ۱۵۰ تا ۱۸۰ میلیون دلار است و هزینه اجاره بلندمدت برای این قبیل کشتی‌ها در حدود ۷۰ تا ۱۰۰ هزار دلار در روز است.

۸- کاهش دیگر در هزینه‌ها، در ساخت تاسیسات تبدیل مجدد می‌باشد. هزینه ایجاد تاسیسات تبدیل مجدد به گاز نیز در دو دهه اخیر، ۲۰ درصد کاهش یافته است. در آینده انتظار می‌رود تا در ترمینال‌های دریافت‌کننده نیز پیشرفت حاصل شود. البته عمده این صرفه‌جویی در هزینه، در اثر کاهش اندازه مخازن ساحلی LNG خواهد بود. شایان ذکر است، هزینه این ترمینال‌ها، بطور مثال در مقیاس ظرفیت سالانه ۶/۶ میلیون تن در سال و با ذخیره‌سازی ۵۴۵ هزار متر مکعب، در حدود ۵۱۰ میلیون دلار است.

۵. تحولات قریب‌الوقوع آینده تکنولوژی LNG

۵.۱ سیستمهای شناور تولید LNG

زمانی که برای اولین بار سیستمهای شناور تولید LNG در جهان مطرح گردید، تنها شرکت اکسون‌موبیل یک طرح با جزییات کامل آن را ارائه داد. اخیراً شرکت شل نیز در این زمینه اقداماتی را انجام داده است. اکسون‌موبیل قصد دارد که تا انتهای دهه میلادی حاضر، گاز استحصالی از مخزن گازی گرگن را توسط سیستمهای شناور تولید LNG به صورت مایع درآورد. گرچه این طرح هنوز جنبه عملی پیدا نکرده است اما شرکت

اکسون موبیل برآورد نموده است که استفاده از سیستم شناور، هزینه‌های عملیاتی مخزن گازی گرگن تا یک دلار به ازای هر میلیون بی‌تی‌یو کاهش می‌دهد. در کشور استرالیا نیز، شرکت شل طراحی یک کشتی تولید LNG برای توسعه میادین گازی فراساحلی شمال استرالیا را انجام داده‌است که در آینده‌ای نه چندان دور، این سیستم احداث خواهد شد. سیستمهای شناور تولید در دو مدل طراحی شده است، مدل اول به صورت نصب تاسیسات تولید LNG بر روی یک کشتی می‌باشد و مدل دوم، پیشنهاد نصب تاسیسات بر روی یک برج است. کشتیهای تولید LNG برای ظرفیت‌های ۱/۵ تا ۳ میلیون تن در سال طراحی شده‌اند.

مدل دوم که به صورت یک برج است، (به ویژه در طراحی شرکت موبیل قبل از ادغام با اکسون تاکید خاصی بر روی آن شده بود) قادر خواهد بود ظرفیت‌های تولید تا ۶ میلیون تن در سال را نیز فراهم آورد. این مدل به ویژه برای مخزن گازی گرگن که در عمق ۲۰۰ متری زیر دریا قرار دارد مورد استفاده قرار خواهد گرفت.

با استفاده از سیستمهای شناور تولید می‌توان گاز طبیعی حاصل از میادین دوردست و پراکنده در دریاها تبدیل به LNG نمود. این کار بدون انتقال گاز به وسیله خط لوله به ساحل انجام خواهد گرفت. این موضوع باعث خواهد شد که استفاده از مخازن گازی که در دریا و آبهای عمیق قرار دارند نیز اقتصادی گردد. با وجود مزیت اشاره شده، نگرانیهای ناشی از ایمنی این تاسیسات هنوز در پرده‌ای از ابهام قرار دارد و نوآوریهای تکنولوژی هنوز به طور کامل نتوانسته پاسخ‌گوی مشکلات در این زمینه باشد زیرا تغییرات آب و هوایی فصلی و همچنین طوفان‌هایی نظیر هاریکان برای چنین تاسیساتی بسیار مشکل ساز خواهد بود. علاوه بر این، سیستمهای شناور پیشنهاد شده، هنوز آشکارا توانایی کافی مواجهه با گازهای خورنده نظیر SO_2 و یا گازهای مختل‌کننده فرآیند تولید مانند CO_2 را ندارند.

۵.۲. تاسیسات شناور تبدیل مجدد به گاز

همانطور که می‌دانید LNG برای مصرف مجدداً باید تبدیل به گاز شود. این امر در تاسیساتی به همین منظور صورت می‌گیرد. تبدیل مجدد به گاز طبیعی معمولاً با تبادل حرارتی میان آب دریا و LNG صورت می‌پذیرد. از این رو این تاسیسات، عموماً ساحلی می‌باشند.

امروزه در یک پیشنهاد جسورانه، احداث تاسیسات تبدیل مجدد شناور و یا فراساحلی توسط شرکت‌های اکسون موبیل، بی‌اچ‌پی، بی‌پی، گاز دی فرانس، کورنر و همچنین شرکت‌های شل، توتال فینا الف، میتسویی و میتسوبیشی مطرح شده‌است. احداث سیستم‌های شناور تبدیل مجدد در کشورهای نظیر ایتالیا، تایوان، ترکیه، یونان و هند پیشنهاد شده‌است. احتمال می‌رود شرکت ادیسون، اولین تاسیسات فراساحلی خود را با ظرفیت سالانه ۵/۵ تا ۸/۵ میلیون تن احداث نماید. این سایت در آبی به عمق ۲۸ متر نصب می‌گردد و برنامه‌ریزی شده‌است که تا پایان سال ۲۰۰۴ تکمیل شود.

این ترمینال‌ها به دو صورت تاسیسات تبدیل مجدد شناور (SRT) و یا تاسیسات فراساحلی (GBS) مطرح می‌باشند. تاسیسات SRT به خریداران اجازه می‌دهد که خریدهای کوچک LNG را به صورت تک‌محموله انجام دهند. سیستم‌های SRT و GBS هزینه‌های مربوط به لایروبی و هزینه‌های پهلوگیری کشتی‌ها را ندارند و در صورت بروز حوادث احتمالی نظیر انفجار به دلیل دوری تاسیسات از مناطق مسکونی شهری خطر کمتری را به وجود می‌آورند. همچنین تاسیسات فوق‌الذکر، محدودیتهای کناره‌گیری کشتی‌های بزرگتر LNG را نخواهند داشت. لازم به یادآوری است، هم‌اکنون کشور تایوان در حال انتقال تکنولوژی ساخت تاسیسات SRT از شرکت اکسون‌موبیل است.

آنچه مشهود است تکنولوژی LNG در حال حاضر یک راه‌حل اقتصادی و منطقی برای صادرات گاز طبیعی به مناطق دوردست است. زیرا در انتقال گاز به وسیله خط لوله، علاوه بر نداشتن توجیه اقتصادی در مسیرهای بلند، محدودیت‌های دستیابی به سایر بازارهای

فرمانطقه‌ای نیز وجود دارد. عبور خط لوله برای برخی از مسافت‌های طولانی که از کشورهای ثالث بگذرد همواره با ریسک‌های سیاسی نیز روبرو خواهد بود. اما استفاده از تکنولوژی LNG، فاقد این قبیل ریسک‌ها و محدودیتها می‌باشد.

ظهور تکنولوژی‌های تولید و دریافت شناور LNG و رفع مشکلات فنی آن، در آینده‌ای نه چندان دور، بازارهای مصرف LNG را می‌تواند بسیار گسترش دهد. به‌ویژه در گسترش بازارهای تک‌محموله بسیار موثر خواهد بود. این امر تضمین‌های بیشتری را برای بازگشت سرمایه طرحها به وجود خواهد آورد.

پیشرفت تکنولوژی تولید شناور، حتی امکان استفاده از مخازن کوچک و پراکنده گاز در دریاها را براحتی به وجود خواهد آورد و جذابیت بسیاری را برای کشورهای دارنده این-گونه ذخایر خواهد داشت. از طریق تولید شناور LNG، امکان استفاده از گازهای همراه نفت مخازن فلات‌قاره به منظور تولید LNG و صادرات آن میسر خواهد بود. از این رو میتوان از سوزاندن گازهایی که هیچ‌گونه توجیهی برای استفاده از آن وجود ندارد جلوگیری نمود.

با وجود پیشرفت‌های موجود در زنجیره LNG و کاهش قابل ملاحظه هزینه آن و همچنین با وجود مطالعات امکان‌سنجی متعدد، متأسفانه هنوز تاسیسات قابل توجهی برای تولید LNG در کشور احداث نگردیده است. از زمانی که اولین مطالعه امکان‌سنجی احداث تاسیسات LNG در ایران دهه ۱۹۷۰ توسط شرکت کالین گاز انجام گردید، سال‌های زیادی می‌گذرد و هنوز اقدام عملی برای صادرات گاز طبیعی به صورت LNG صورت نگرفته است.

پتانسیل بسیار مطلوبی هم از لحاظ ذخائر عظیم گاز در کشور وجود دارد. استفاده از میدین مشترک مانند پارس جنوبی، بهترین گزینه در مقوله صادرات گاز به صورت LNG برای کشور می‌باشد. همانا آنکه کشور قطر از سال ۱۹۹۲، با استفاده از ذخائر گاز مشترک پارس جنوبی، توانسته مقادیر زیادی گاز به صورت LNG صادر نماید. توجه

بیشتر به پیشرفت‌های تکنولوژی LNG و سعی در به کارگیری این تکنولوژی همت بیشتر صنعت نفت کشور را در استفاده سریعتر از فازهای ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ پارس جنوبی می‌طلبد.

۶. ویژگی‌های بازار LNG

در کنار توسعه بازار LNG، نوسانات و ویژگی‌های خاص این بازار نیز بسیار حائز اهمیت و نیازمند بررسی و مطالعه است. برخی از این ویژگیها در پی می‌آیند:

الف- پراکندگی و تعدد عرضه کنندگان و متقاضیان

گاز طبیعی مایع، تجارت منطقه‌ای را پشت سر گذاشته و رفته‌رفته یک تجارت جهانی را شکل می‌دهد. پس از اولین صادرات گاز طبیعی مایع در سال ۱۹۶۴، تعداد کشورهای صادرکننده در سال ۱۹۸۴، به هفت کشور افزایش یافت. وارد کنندگان مهم LNG نیز در طی این دوره به شش کشور افزایش یافتند و پیش‌بینی می‌شود تا سال ۲۰۱۰، بیست کشور به صادرات LNG پرداخته و به همین تعداد واردکننده LNG داشته باشیم. توانایی صادرات LNG به مناطق دوردست، پراکندگی این صادر کنندگان و وارد کنندگان را در اقصی نقاط جهان باعث شده است.

ب- تغییرات جدید بازار

در سال‌های اخیر، تغییرات جدیدی در بازار انرژی جهان بوجود آمده است. رویکرد جهانی به سمت تجارت آزاد بین کشورها، وضعیت انحصاری بازارها و هم‌پیمانان قدیمی را دچار مشکل ساخته است. این موقعیت به مصرف کنندگان بزرگتر حق انتخاب بیشتری داده و فروشندگان را دچار یک رقابت تنگاتنگ در بازاریابی برای صادرات خود نموده است.

در کنار این مساله رشد بازار گاز طبیعی مایع، کشورهای صاحب منابع گاز طبیعی را به توسعه طرح‌های تولید LNG و افزایش تناژ تولید خود واداشته که همین مساله موجبات

آشفته‌گی بیشتر بازار را پدید می‌آورد. توسعه طرح‌های LNG در قطر، ورود گینه به بازار LNG و طرح‌های ایران برای تولید LNG در مقیاس‌های بالا، نمونه‌ای از این اقدام‌ها است.

ج) بازار بالقوهٔ اروپا

رشد تقاضا برای گاز طبیعی، نیازمند رشد مشخصی در صادرات کشورهای تولیدکننده در هر دو زمینهٔ LNG و خطوط لوله است. در حال حاضر در اروپا پنج بازار مناسب برای صادرات LNG وجود دارد. یکی از بازارها، بازار کشورهای حاشیه دریای شمال است که از سوی روسیه و کشورهای آفریقایی شمالی تغذیه می‌شود. چهار بازار دیگر، پتانسیلی مناسب برای ورود گاز کشورهای خاورمیانه و خصوصاً ایران است. گاز مورد نیاز این بازارها را می‌توان از طریق خط لوله و LNG تامین نمود. اما صادرات گاز خاورمیانه به اروپا، نیازمند همکاری مالکین منابع، کشورهای میزبان، سرمایه‌گذاران و کشورهای محل عبور، دستیابی به فناوری‌های جدید و توان چانه‌زنی و بازاریابی قوی است. امروزه گاز طبیعی حدود ۲۵ درصد انرژی اروپا را تامین می‌کند که سهم LNG در این میان نسبتاً کم است، تا اوایل دهه ۱۹۹۰، این بازار تقریباً به طور انحصاری با خطوط لوله گاز پشتیبانی می‌شد و گاز طبیعی مایع وارداتی از الجزایر و لیبی فقط بخش کوچکی از گاز مورد نیاز را تامین می‌نمود.

د) کاهش قیمت ناشی از قراردادهای مبتکرانه

یکی از تغییرات اساسی که در صنعت گاز طبیعی مایع بوجود آمد، کاهش چشمگیر بهای تحویل LNG است. این تغییر، از ترکیب توسعه فناوری‌های نوین و قراردادهای جدید و مبتکرانه فراهم شده است. این مسائل موجب شد تا هزینه حمل و نقل گاز طبیعی مایع از ۱۹۰۰ دلار در متر مکعب به ۱۲۰۰ دلار در هر متر مکعب کاهش یابد. این کاهش قیمت

در کنار کاهش هزینه ترمینال‌های وارداتی تا یک چهارم، سرمایه‌گذاری در زمینه صادرات LNG را جذاب‌تر نموده است.

بدین ترتیب تجارت گاز طبیعی مایع از نظر مقیاس توسعه یافته، از پیچیدگی تکنولوژی آن کاسته شده و قابلیت انعطاف‌پذیری آن در مقابل تقاضای بازار، مدت قرارداد، قیمت و فاصله بازار خرید و فروش افزایش یافته است.

ه) حساسیت‌های خریداران (قراردادهای طویل‌المدت)

تجارت گاز طبیعی مایع، اساساً بر پایه قراردادهای طویل‌المدت تحویل (حدود ۲۵-۲۰ سال) و با شرایط قابل اعتماد از نظر قیمت و ظرفیت بنا شده است؛ به نحوی که هر ناظری می‌تواند گاز طبیعی مایع را به یک "خط لوله شناور" تعبیر نماید. با توجه به مدت قرارداد و نیز هزینه‌ای که جهت سرمایه‌گذاری برای این مدت صرف می‌شود، امکان تغییر خریدار توسط فروشندگان کم می‌شود. لذا شناخت حساسیت‌های خریداران به منظور پاسخگویی به نیازهای آنها، یک عامل کلیدی جهت موفقیت در بازار رقابتی LNG است.

شناخت این ویژگی‌ها و حساسیت‌ها که بسیار متفاوت است، نیازمند بررسی‌های دقیق پیش از سرمایه‌گذاری و بازاریابی است. وجود بازار داخلی مناسب برای مصرف گاز طبیعی، سیاست‌های جایگزینی مصرف گاز طبیعی با فرآورده‌های نفتی، اختلاف بهای گاز طبیعی مایع و نفت خام، میزان توسعه‌یافتگی و یا برنامه‌های توسعه بازار از جمله این ویژگی‌ها به شمار می‌رود.

در سال گذشته حدود ۹۵ درصد از کل گاز طبیعی مایع که در سطح جهانی معامله شد، طبق قراردادهای طویل‌المدت به مشتریان فروخته شد. علاوه بر این، اشتراک منافع فروشندگان و همکاری میان آنان می‌تواند، عامل دیگری جهت موفقیت و سودبری کلیه شرکا باشد. بعنوان مثال در سال گذشته، شرکت بی‌پی، محموله‌ای را که از ابوظبی عازم اسپانیا بود به سمت تپ‌کو در ژاپن سوق داد تا نیاز مقطعی تپ‌کو را به گاز طبیعی مایع برآورده نماید. پس از آن تعهدات تحویل گاز به اسپانیا با همکاری بی‌پی و وزارت

آتلانتیک جبران شد. این گونه همکاری ها نه تنها سودآوری مناسبی بدنبال دارد، بلکه هزینه حمل و نقل را کاهش داده و حتی توجه خریداران محافظه کاری نظیر ژاپن را نیز جلب می نماید.

(و) لزوم کاهش ریسک پروژه

در روزهای اولیه شکل گیری صنعت گاز طبیعی مایع، ریسک پروژه ها بین فروشنده و خریدار تقسیم می شد. اما امروزه بدلیل افزایش خریداران و فروشندگان، این راه کار از ارزش کمتری برخوردار بوده و ریسک پذیری، بیشتر متوجه تولید کنندگان می شود. خریداران در پروژه هایی شریک می شوند که شفاف و قابل رقابت بوده و صاحبان طرح از تجربیات و اعتبار مناسبی در بازار LNG برخوردار باشند. کشورهایی نظیر ایران که به تازگی وارد بازار LNG می شوند، بایستی این اعتبار را از طریق ایجاد نگیزه های لازم جهت افزایش رغبت سرمایه گذاران معتبر بوجود آورند. این مساله با حداکثر نمودن نرخ برگشت سرمایه، ایجاد اطمینان در سودآوری متقابل برای هر دو طرف و اصلاح و بهبود توان بازاریابی، دیپلماسی و چانه زنی سیاسی امکان پذیر است.

(ن) انتخاب صحیح شرکا

همانند سایر حوزه های زندگی، در تجارت گاز طبیعی مایع نیز مهم است که دوستان خود را با دقت انتخاب کنیم. ایجاد شراکت صحیح می تواند باعث اجرا و جلوگیری از توقف یک پروژه گردد. قطعاً شراکت با شرکایی که سابقه مناسبی در بازار گاز طبیعی مایع داشته و از قدرت مالی لازم و سیاست های تجاری هدفمندی برخوردار باشند، باعث تامین اعتبار لازم و جلب توجه خریداران خواهد شد. انتخاب شرکای قدرتمند در هر دو جنبه تولید و ایجاد ارتباط میان تولید کنندگان و خریداران، مؤثر است.

۵) نوآوری و فناوری

همانگونه که در بخش‌های پیش مطرح شد، رقابت برای دستیابی به بازار اروپا و سایر بازارهای جهانی جدی بوده و خریداران به افزایش فشار برای حداکثرسازی توجه تولیدکنندگان به پتانسیل‌های موجود، جهت کاهش قیمت ادامه خواهند داد. برای شرکت در این رقابت لازم است کشورهای نوظهور در بازار، نظیر ایران، از مزایای متعددی در فن‌آوری، بازاریابی، نوآوری مالی، حقوقی و روابط تجاری بهره‌مند گردند.

چنانچه قراردادهای اخیر که بازار اروپا را هدف قرار داده مورد ارزیابی قرار دهیم، اهمیت این موضوع را بیشتر درمی‌یابیم. توجه به کاربری فناوری‌های جدید، تلاش برای استفاده از قطارهای بزرگ‌تر، تولید و یا خریداری کشتی‌های بزرگ‌تر جهت پشتیبانی بازارهای دورتر و ایجاد تسهیلات بیشتر و انعطاف‌پذیرتر برای خریدار، از جمله اقدامات در حال انجام است. این مساله خصوصاً برای ایران که اولین پروژه گاز طبیعی مایع خود را توسعه می‌دهد اهمیت ویژه‌ای دارد؛ چرا که باید با پروژه‌های گسترده گاز طبیعی مایع مانند پروژه‌های نیجریه، قطر و الجزایر که تماماً از نظر اقتصادی و مقیاس در وضعیت مناسبی قرار دارند رقابت نماید.

۷. بررسی عرضه و تقاضای LNG و روند آن تا سال ۲۰۱۰ میلادی

در حال حاضر، ۱۲ عرضه‌کننده بزرگ در بازار جهانی LNG فعال می‌باشند. این کشورها عبارتند از ابوظبی، عمان، قطر، آلاسکا، استرالیا، برونئی، اندونزی، مالزی، الجزایر، لیبی، نیجریه، ترینیداد و توباگو. براساس آمارهای موجود در پایان سال ۲۰۰۰، ظرفیت کل تاسیسات تولید در جهان بالغ بر ۱۲۳/۴ میلیون تن می‌باشد براساس پیش‌بینی‌های انجام شده، مجموع کل ظرفیت مایع‌سازی گاز طبیعی جهان تا سال ۲۰۱۰ به ۱۷۰ میلیون تن خواهد رسید که ۳۷ میلیون تن آن ناشی از راه‌اندازی تاسیسات جدید در آن زمان و ۱۳۳ میلیون تن دیگر، تولید تاسیسات موجود و ظرفیت‌های ناشی از توسعه این تاسیسات خواهد بود.

واردکنندگان و مصرف کنندگان عمده LNG نیز در جهان شامل کشورهای ژاپن، کره و تایوان در آسیای شمالی، بلژیک، فرانسه، یونان، ایتالیا، پرتغال، اسپانیا و ترکیه در اروپا و ایالات متحده آمریکا می‌باشند. بر طبق پیش‌بینی‌های انجام شده، چهار کشور چین، هندوستان، برزیل و پرتوریکو در آینده‌ای نه چندان دور به جرگه واردکنندگان LNG در جهان ملحق خواهند شد.

کل تقاضا تنها برای آسیا در سال ۲۰۰۱، رقمی نزدیک به ۷۴/۵ میلیون تن بوده است. پیش‌بینی می‌شود، تقاضای LNG در این منطقه، در ۱۰ سال آینده، سالانه بطور متوسط بین ۴ تا ۶/۵ درصد رشد نماید. این امر بستگی زیادی به توسعه استفاده از LNG در بازارهای نوظهور چین و هندوستان خواهد داشت. جدول ۱ میزان تقاضا برای بزرگترین بازار آن یعنی آسیا همراه با پیش‌بینی آینده آن را به ما نشان می‌دهد.

جدول ۴-۱) تقاضای LNG در بازار آسیا تا سال ۲۰۱۰ (ارقام به میلیون تن)

نام کشور	تقاضای سال ۲۰۰۱	تقاضای سال ۲۰۰۵		تقاضای ۲۰۱۰	
		سناریوی حداقل	سناریوی حداکثر	سناریوی حداقل	سناریوی حداکثر
ژاپن	۵۴/۰۷	۵۸	۶۴	۶۱	۶۸
کره	۱۵/۹۳	۱۹	۲۰	۲۳	۲۷
تایوان	۴/۵	۹	۹	۱۲	۱۳
چین	۰	۵	۱۰	۱۰	۲۵
هندوستان	۰	۳	۳	۸	۱۲

در اروپا نیز، ظهور و گسترش قراردادهای تک محموله، همچنین قراردادهای انعطاف‌پذیر و کوتاه‌مدت باعث فعال شدن تجارت LNG در این منطقه شده است. به طوری که در سال ۲۰۰۱، تقاضای LNG در اروپا به ۲۴/۴۷ میلیون تن بالغ گردید.

بیشترین تقاضای LNG در این منطقه مربوط به کشور فرانسه و حدود ۷/۶ میلیون تن در سال می‌باشد.

آنچه مشهود است، پیش‌بینی تقاضای LNG در بازار اروپا، به علت امکان گسترش صادرات گاز روسیه از طریق خط لوله بسیار دشوار خواهد بود.

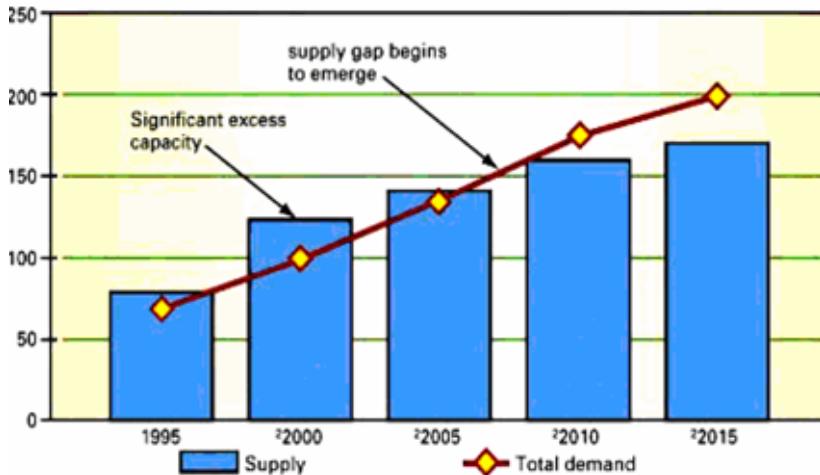
براساس پیش‌بینی‌ها، در سال ۲۰۰۵، شش کشور اروپایی بلژیک، فرانسه، اسپانیا، یونان، پرتغال و ترکیه در مجموع ۲۵ تا ۲۸ میلیون تن LNG وارد خواهند نمود و با توجه به احداث ترمینال‌های جدید در اروپا، تا سال ۲۰۱۰، قابلیت جذب ۱۰ میلیون تن دیگر در این منطقه فراهم خواهد گشت. بیشترین پتانسیل تقاضا در سالهای آینده در اروپا متعلق به کشور اسپانیا می‌باشد، به طوری که تقاضای این کشور در سال ۲۰۰۵ به ۸ تا ۱۰ میلیون تن خواهد رسید.

شایان ذکر است، در قاره آمریکا تقاضای LNG در کشور ایالات متحده آمریکا در سال ۲۰۰۱ در حدود ۴/۸۱ میلیون تن بوده است که پیش‌بینی می‌شود در سال ۲۰۱۰ تقاضای LNG در این کشور به ۱۰ میلیون تن بالغ گردد. این استفاده فراگیر در آینده بیشتر به منظور تولید الکتریسیته خواهد بود.

ظهور بازارهای جدید در آمریکای لاتین، مانند برزیل که ساخت ۳ واحد دریافت‌کننده LNG در آن کشور در دستور کار است، قابل توجه می‌باشد. تقاضای LNG در سال ۲۰۰۵ در برزیل بالغ بر ۴ میلیون تن برآورد می‌گردد و تا سال ۲۰۱۰ این رقم به ۱۰ میلیون تن خواهد رسید.

اگر بخواهیم در یک نگاه، روند عرضه و تقاضای جهانی LNG را تا سال ۲۰۱۵ ببینیم، نمودار شماره ۱ آن را به ما ارائه می‌نماید.

نمودار ۴-۱) بررسی عرضه و تقاضای LNG در جهان



۸. بررسی هزینه‌های عرضه LNG تولید شده در ایران به بازارهای مختلف جهان

برای محاسبه قیمت تولید و نهایتاً عرضه LNG به بازارهای جهانی از مدل هزینه، فایده در طرح‌های LNG سود می‌جوییم. برای محاسبه قیمت تولید LNG در ایران، تحلیل فایده، هزینه خود را با سناریوهای مختلف، با کمک مدلی کامپیوتری محاسبه نمودیم. مفروضات مدل مذکور عبارتند از:

- هزینه سرمایه‌ای احداث تأسیسات ۶ میلیون تن در سال، ۲ میلیارد دلار منظور گردیده است که این رقم برای احداث تأسیسات ۹ میلیون تن در سال، ۲ میلیارد دلار و پانصد و پنجاه میلیون دلار مد نظر قرار گرفته است.
- هزینه عملیاتی و نگهداری ضریبی برابر ۵ درصد هزینه سرمایه‌ای در سال در نظر گرفته شده است.

- برای اداره تأسیسات LNG در ظرفیتهای ۶ میلیون تن و ۹ میلیون در سال به ۳۰۰ نفر پرسنل ثابت با دستمزد میانگین ماهیانه ۵۰۰ دلار نیاز است.
- هزینه تانکر ذخیره LNG، در حدود ۷۵ میلیون دلار است و فرض می شود در پایان سال چهارم دوره احداث ساخته شود.
- دوره احداث نیز یک دوره ۴ ساله در نظر گرفته می شود بطوریکه طرح از سال پنجم به بهره برداری می رسد.
- طول عمر طرح نیز ۲۰ سال و ارزش اسقاط صفر در پایان دوره در نظر گرفته شده است.
- نرخ تورم ۲ درصد در سال فرض شده است.
- هزینه های عملیاتی فوق الذکر شامل هزینه های بیمه، هزینه های تعمیر و نگهداری تأسیسات و هزینه های احتمالی ناشی از اتفاقات غیرمنتظره در عملیات تولید می باشد.
- در حالت پایه، نرخ بازده داخلی ۱۶ درصد، قیمت گاز خوراک ۵۰ سنت به ازای هر میلیون بی تی یو و دوره راه اندازی و رسیدن به ظرفیت کامل ۴ سال (تولید سال اول ۳۰ درصد ظرفیت، سال دوم ۵۰ درصد، سال سوم ۷۰ درصد، سال چهارم ۹۰ درصد ظرفیت) فرض می گردد.
- قیمت به دست آمده در هر سناریو، در واقع قیمت FOB (قیمت تحویل در مبدا) تولید LNG در ایران می باشد. با توجه به هزینه های حمل و نقل، با یک جمع ساده می توان قیمت CIF (قیمت تحویلی در مقصد) آن را نیز به دست آورد. نتایج حاصله به منظور محاسبه قیمت تولید هر واحد LNG (به ازای دلار بر حسب هر میلیون بی تی یو)، در جدول شماره ۲ با سناریوهای پایه بیان گردیده است

جدول ۴-۲) بررسی تغییرات هزینه های تولید ناشی از تغییرات ظرفیت تولید

حالات مختلف تولید	ظرفیت تولید	هزینه تولید (دلار / میلیون پی تی یو)
حالت دوم	تولید با ظرفیت ۶ میلیون تن در سال	۱,۷۵
حالت اول	تولید با ظرفیت ۹ میلیون تن در سال	۱,۵۵
کاهش قیمت تولید در اثر افزایش مقیاس تولید (درصد)		۱۱,۴

از قسمتهای مهم در زنجیره LNG، مباحث مربوط به حمل و نقل آن می باشد که قسمت قابل توجهی از هزینه ها را به خود اختصاص می دهد. برای به دست آوردن قیمت عرضه LNG ایران به بازارهای مختلف نیاز به محاسبه هزینه های حمل LNG به آن مناطق می - باشیم. هزینه های حمل LNG از عسلویه به بنادر مختلف جهان در جدول ۳ نشان داده شده است.

هزینه های حمل براساس استفاده از کشتی هایی، با ظرفیت ۱۳۸ هزار متر مکعب و با سرعت های ۱۹ تا ۲۰ گره دریایی و همچنین ضریب تبخیری برابر با ۱۲ صدم درصد در روز محاسبه شده است.

جدول ۴-۳) محاسبه هزینه حمل LNG از ایران (بندر عسلویه) به نقاط مختلف جهان

کشور مقصد	نام بندر مورد نظر	فاصله بر حسب مایل	هزینه حمل (دلار بر حسب میلیون BTU)
ژاپن	Tokyo	۶۴۷۰	۱۰۱
کره	Inchon	۶۱۲۰	۰٫۹۳
تایوان	Kaohsiung	۵۱۹۰	۰٫۸۰
چین	Shanghai	۵۸۰۰	۰٫۸۸
چین	Guangzhou	۵۱۰	۰٫۷۹
هندوستان	Dabhol	۱۲۶۰	۰٫۲۶
هندوستان	Kakinada	۲۸۱۰	۰٫۴۷
هندوستان	Chennai	۲۵۹۰	۰٫۴۳
هندوستان	Cochin	۱۷۳۰	۰٫۳۲
هندوستان	Hazira	۱۲۷۰	۰٫۲۶
هندوستان	Pipavav	۱۲۱۰	۰٫۲۵
ترکیه	Marmaris Eriglisi	۳۴۲۰	۰٫۵۵
اسپانیا	Barcelona	۴۶۲۰	۰٫۷۲
بلژیک	Zeebrugge	۶۲۴۰	۰٫۹۵

برای محاسبه هزینه‌های حمل، قیمت هر کشتی ۱۷۰ میلیون دلار در نظر گرفته شده است. هزینه‌های عملیاتی سیستم حمل و نقل زنجیره LNG برای کشتی‌های ژاپنی ۱۲ میلیون دلار در سال و برای سایر کشتی‌ها ۱۱ میلیون دلار در سال در نظر گرفته شده است که شامل هزینه‌های مربوط به نگهداری، سوخت و هزینه‌های پرسنلی کشتی می‌باشد. طول عمر کشتی‌های LNG، ۲۰ سال و نرخ تورم ۲ درصد در نظر گرفته شده است. حال، با توجه به شرایط محتمل در سناریوی پایه و پیشنهاد ساخت تاسیسات ۹ میلیون تن در سال می‌توان قیمت ارائه شده به بازارهای مهم LNG را محاسبه نمود. جدول ۵ قیمت‌های عرضه LNG ایران به برخی از بازارهای مطرح آن را نشان می‌دهد.

۹. موانع و مشکلات موجود احداث طرح‌های LNG در ایران

مهمترین مساله در احداث طرح‌های LNG ایران، نبود سرمایه و منابع مالی لازم برای تامین مالی می‌باشد. بسیاری از شرکتهای نفتی بین‌المللی اشتیاق چندانی به شرکت در چنین مناقصاتی ندارند. حتی در صورت فراهم نمودن تمام شرایط قانونی برای جذب سرمایه‌های لازم در تامین مالی پروژه‌ها، عدم ثبات اقتصادی، مالی و مقرراتی در کشور، انگیزه سرمایه‌گذاران در مشارکت چنین طرح‌هایی را کاهش می‌دهد.

طرف دیگر، مربوط به وجود جو خصمانه کشورهای نظیر آمریکا و وجود آوردن تحریم‌هایی در زمینه محدود و یا منع نمودن فعالیت شرکت‌های صاحب تکنولوژی در ایران و کسب تکنولوژی‌های مایع سازی در این زمینه می‌باشد. فعالیت شرکت‌های آمریکایی و همکاری آنها به منظور انتقال تکنولوژی LNG، با وجود این تحریم‌ها، عملاً وجود ندارد. البته شرکتهای دیگری امکان همکاری با ایران در این زمینه را دارند. شرکت‌های مذکور که تجارب اندکی در کاربرد عملی طرح‌های پیشنهادی خود داشته‌اند به صورت فزاینده‌ای فاکتور ریسک تکنولوژی طرح را افزایش می‌دهند. بطوری که با بروز موانع و مشکلات فنی احتمالی در حین عملیات تاسیسات و عدم فعالیت در ظرفیت‌های مورد نظر، اقتصادی بودن طرح را مورد مخاطره قرار می‌دهند.

جدول ۴-۴) قیمت عرضه LNG به برخی از بازارهای مهم

کشور مقصد	نام بندر مورد نظر	قیمت تحویلی
ژاپن	Tokyo	۲۰۵۶
کره	Inchon	۲۰۴۸
تایوان	Kaohsiung	۲۰۳۵
اسپانیا	Barcelona	۲۰۲۷
بلژیک	Zeebrugge	۲۰۵۰

شرکت‌های صاحب‌نام دیگر که روابط آنها با ایران شامل تحریم‌های مذکور نمی‌گردد نیز با شناخت وضعیت موجود، عموماً قیمت‌های بالاتری برای احداث تاسیسات و حق امتیاز اعطای تکنولوژی خود قائل می‌شوند. این امر باعث می‌گردد تا محاسبات اولیه اقتصادی دچار تغییراتی شود و سودآوری طرح نسبت به شرایط عادی، کاهش یابد.

تحولات اخیر صنایع انرژی از جمله صنعت گاز در کشورهای مصرف‌کننده، از عوامل تاثیرگذار و مطرح دیگر در این زمینه می‌باشد. این تحولات به صورت مقررات‌زدایی و تمرکززدایی کشورهای مزبور در بخش انرژی می‌باشد و رشد این تحولات باعث می‌گردد کشورهای مصرف‌کننده انرژی به سمت تعیین قیمت‌های حاصل از تعادل بین عرضه و تقاضای انرژی حرکت نمایند که این امر به عقیده بسیاری از کارشناسان، سبب کاهش قیمت‌های آتی گاز مخصوصاً LNG در بازارهای جهانی آن می‌گردد. هر چند که بروز این تحولات در بازارهای مصرف باعث به کارگیری بیشتر گاز طبیعی در بخش‌های مختلف نظیر صنعت گردد.

در حال حاضر، استفاده از حوضه مشترک گازی پارس جنوبی مطلوب‌ترین راه در تامین خوراک مورد نیاز تاسیسات LNG (که برنامه‌هایی برای احداث آن با به کارگیری فازهای ۱۱و۱۲و۱۳ پارس جنوبی وجود دارد) خواهند بود و انتخاب عسلویه و مناطق همجوار آن نظیر تمبک، به علت تامین خوراک ارزان گاز برای طرح‌های LNG، بهترین گزینه برای احداث چنین واحدهایی می‌توانند به شمار روند. لیکن تهدید دیگر، تمرکز بیش از حد تاسیسات گاز و پتروشیمی در منطقه عسلویه و نواحی مجاور آن می‌باشد. منطقه عسلویه و یا مناطق مجاور آن، گرچه بهترین گزینه در احداث تاسیسات LNG از نقطه نظر مزیت در تهیه خوراک ارزان می‌باشند، ولی از نقطه نظر امنیت ملی، در صورت بروز ناآرامی در منطقه خلیج فارس و خاورمیانه، به علت وجود تاسیسات متعدد و سرمایه‌ای، ریسک سرمایه‌گذاری در این منطقه به شدت افزایش پیدا می‌کند. در صورت بروز تنش‌های سیاسی و یا نظامی در

منطقه خلیج فارس بین هریک از کشورها با جمهوری اسلامی ایران، امکان بروز لطمات جبران‌ناپذیر اقتصادی برای کشور همواره پررنگ می‌باشد.

نداشتن یک استراتژی بازاریابی قوی و بین‌المللی در زمینه صادرات گاز و نبود توان رقابت کافی با سایر عرضه کنندگان منطقه، از نکات ضعف مهم در زمینه طرح‌های LNG در کشور به شمار می‌رود. هرگونه عدم فعالیت در ظرفیت‌های برنامه‌ریزی شده برای تولید نیز موجب می‌شود تا سودآوری طرح کاهش یابد.

۱۰. جمع‌بندی

با توجه به تغییراتی که در حال حاضر در تجارت گاز طبیعی مایع رخ داده و تغییراتی که در آینده قریب‌الوقوع است، می‌بایست طرح‌های توسعه تولید گاز طبیعی مایع را مورد بازنگری قرار داد و نکاتی را که یاریگر ما در این رقابت سخت است. ایران از نظر جغرافیایی از مزایایی برخوردار است که می‌تواند به راحتی نیاز بازار اروپا، هند، آسیا و حتی ایالات متحده را تامین نماید. اگر چه رقابت جهت عرضه به این بازارها سخت است، اما صاحب‌نظران بر این عقیده‌اند که اگر مقیاس و کیفیت منابع عظیم گازی ایران، با یک برنامه‌ریزی منسجم همراه شود، از شرکای قوی و با سابقه استفاده شود و از فناوری روز بهره‌گیری گردد، ایران در موقعیت مناسبی در رقابت موجود قرار خواهد گرفت.

متأسفانه در برنامه‌های توسعه طرح‌های LNG ایران این مسائل چندان مدنظر قرار داده نشده است. تولید یکباره در مقیاس‌های بالا نظیر ۴۰ میلیون تن در سال، استفاده از تکنولوژی‌هایی نظیر تکنولوژی شرکت لینده که هنوز در مقیاس صنعتی مورد آزمایش قرار نگرفته، هماهنگ نبودن سیاست‌های مصرف داخل و صادرات و در نتیجه نبود توازن میان تولید و مصرف و پیام‌آمد آن امکان قطع صادرات و ایجاد نارضایتی مشتری، تلاش برای حضور در بازارهای ناامنی نظیر هند که توجه سرمایه‌گذاران معتبر را چندان جلب نخواهد کرد و مسائلی از این قبیل، نمونه‌هایی است که نشان می‌دهد در طرح‌های توسعه صادرات و خصوصاً صادرات LNG، از مطالعات و برنامه‌ریزی منسجم و کارشناسی شده کمتر بهره

گرفته شده است. در چنین مسائل مهمی، نمی توان به الگوبرداری صرف از کشورهای نظیر قطر پرداخت چون شرایط سیاسی و جغرافیایی آنها کاملاً متفاوت با ما است.

دی متیل اتر DME

۵

۱. مقدمه

دی متیل اتر مولکول ساده اتر به فرمول $\text{CH}_3\text{-O-CH}_3$ میباشد. این ماده را میتوان مانند LPG به کار برد. اشتعال این ماده نیز مانند گاز طبیعی است. در این ماده مقدار NO_2 و مشتقات سولفور بسیار پایین می باشد و کمتر از 15 ppm است. این نشانگر مزیت های زیست محیطی DME است و به عبارتی حالت دوستی با محیط زیست دارد و با H_2O و CO_2 واکنش نشان می دهد. یکی از مهمترین بازارهای مصرف DME نیروگاه ها می باشند. در حال حاضر پیش بینی میگردد که این سوخت بتواند در

یک نیروگاه ۹۰۰ مگاواتی مصرف گردد. تمام انتخاب ها برای LPG (گاز فشرده مایع) را میتوان به DME تغییر داد و به عبارتی در حمل و نقل نیز میتوان از آن استفاده به عمل آورد. در حال حاضر در بیش از ۱۳ کارخانه تجاری، DME از طریق دی‌هیدرات-کردن (آب‌زدایی) متانول به دست می‌آید. میزان تولید DME به این روش، ۱۰ هزار تن در روز در ژاپن و ۱۵۰ هزار تن در روز در جهان می‌باشد. ویژگی‌های خاص DME سبب شده است که به‌عنوان جذاب‌ترین جایگزین LPG (گاز مایع) و نفت کوره و به-عنوان یک سوخت پاک بدون SO_x و دود، شناخته شود.

۲. مقایسه ویژگی‌های DME با LPG، LNG و نفت کوره

نقطه جوش DME، زیر صفر و نزدیک به نقطه جوش LPG است و به راحتی قابل تبدیل شدن به مایع و ذخیره کردن است. بنابراین، زیرساخت‌های موجود LPG (همانند تانکرها و سردکننده‌ها)، می‌توانند برای DME استفاده شوند. و DME به راحتی می-تواند در موتورهای دیزل استفاده گردد. همچنین DME، خاصیت خوردندگی فلزات معمولی را ندارد. نهایتاً اینکه DME گرانروی پائین و لغزندگی کم و خاصیت کائوچو و پلاستیک را نیز دارد. در هر صورت، نکته مهم این است که با کمترین اصلاحات در زیرساخت‌های موجود در کارخانه‌های LPG و نفت کوره، می‌توان از آنها در جهت تولید DME استفاده نمود. مطالعات شرکت TEC ژاپن نشان می‌دهد که یک کارخانه بزرگ DME از کارخانه LPG و LNG، اقتصادی‌تر است.

۳. سوخت نیروگاهها

در حال حاضر، در ژاپن از LNG، LPG، نفت خام و زغال سنگ به عنوان سوخت در نیروگاه‌ها استفاده می‌شود. نفت خام و زغال سنگ، هر دو آلوده کننده محیط زیست هستند و استفاده از آنها به اقدامات جبرانی برای کاهش آلودگی هوا نیاز دارد. به عبارت دیگر، آلودگی دی اکسیدکربن حاصل از نفت و زغال به مراتب بیشتر

از LNG است. LNG و LPG سوخت های پاک محسوب می شوند، اما از یک طرف هزینه های سرمایه گذاری LNG بالا است و از طرف دیگر، عرضه LPG خاورمیانه به آسیای جنوب شرقی و کشورهای خاور دور محدود است. به عنوان مثال، ژاپن در سال ۲۰۰۱، حدود ۱۵ میلیون تن LPG وارد کرده است که بیش از ۸۰ درصد آن از خاورمیانه و با مشخصات بازار خاورمیانه، وارد شده است. در مقابل، اولاً DME یک سوخت پاک است، ثانیاً کل هزینه سرمایه گذاری آن، به خاطر وجود زیرساخت های LPG که با اندک تغییراتی قابل استفاده برای DME هستند، بسیار کم است و ثالثاً منابع DME محدود به منطقه و کشور خاصی نیست و ذخایر کوچک گاز طبیعی با هزینه اندکی قابل استفاده برای تولید DME هستند. بنابراین، به نظر می رسد که DME سوخت آینده نیروگاه ها خواهد بود. آزمون احتراق DME در شرکت General Electric انجام شده است و مشاهده شده است که نشر آلاینده ها، بسیار شبیه گاز طبیعی است. نرخ گرما یا Heat Rate آن از گاز طبیعی پایینتر است و می توان نتیجه گرفت که کارایی انرژی DME از گاز طبیعی بالاتر است. مقدار برق ایجاد شده توسط DME از گاز طبیعی در مقادیر یکسان بالاتر است.

۴. جایگزینی در بازارهای LPG

تقاضای LPG در ژاپن، چین، هند و آسیای جنوب شرقی در حال افزایش است. استفاده اصلی از LPG در ژاپن، در بخش های خانگی و تجاری است. بنابراین، میزان اختلاف عرضه و تقاضای LPG در آینده، بستگی به طرح های پتروشیمی در خاورمیانه خواهد داشت. در هر صورت، به نظر می رسد که قیمت LPG به لحاظ افزایش تقاضا برای آن در آینده، افزایش یابد. بنابراین، بازارهای LPG یکی از بازارهای بالقوه DME در آینده خواهند بود.

۵. جایگزینی در بازارهای نفت کوره

در حال حاضر، نفت کوره مورد استفاده در کامیونها و اتوبوسها در شهرهای بزرگی چون توکیو، عامل اصلی آلودگی هوا محسوب می شود. از این رو تحقیق و توسعه (R&D) بر روی موتورهای DME، به عنوان جایگزین موتورهای دیزلی شروع شده است. البته عرضه تجاری این موتورها در بلندمدت امکان خواهد یافت.

۶. DME سوختی برای سلولهای سوختی و سایر مصارف

در حال حاضر، مطالعات (R&D) وسیعی بر روی سلولهای سوختی در مراکز تحقیقاتی و دانشگاهی در حال انجام است. اما هنوز اختراعات و پیشرفتهای بیشتری مورد نیاز است تا DME بتواند با سایر سوختهای مورد استفاده در سلولهای سوختی (مثل گازوئیل و متانول) قابل رقابت شود. همچنین DME، قابلیت استفاده در فرایندهای مصارف شیمیایی را نیز دارد. به عنوان مثال، پروپیلن حاصل از DME در حال توسعه است.

۷. فناوری تولید DME

در فناوری DME، اثبات شده است که کارخانه های تبدیل گاز طبیعی به DME بسیار مشابه کارخانه های تولید متانول می باشند. به عبارتی هیچگونه مشکل فناوری وجود ندارد.

تجهیزات عمومی برای اجرای طرح DME عبارت است:

- ۱- گاز طبیعی (مقدار ۲ تریلیون فوت مکعب ظرف ۲۵ سال طرح).
- ۲- تجهیزات تهیه گاز شیرین.
- ۳- قیمت گاز در ابتدای واحد DME باید تقریباً ۵۰ سنت به ازای هر میلیون BTU باشد.

۴- واحد DME (با مشخصات عنوان شده ظرفیت چنین واحدی حدود ۵۰۰۰ تن در روز و هزینه سرمایه گذاری چنین واحدی حدود نیم میلیارد دلار تخمین زده می شود). در حال حاضر بسیاری از کشورهای در حال توسعه از جمله هندوستان، درصدد استفاده از این سوخت نوین هستند و در عین حال شرکت ملی نفت ایران نیز در این زمینه فعالیتهایی را آغاز نموده است. شرکت بی پی نیز از شرکت‌های دارای این فناوری است و تلاشهای زیادی را در این زمینه انجام داده است. روش تولید DME از طریق آبزدايي (دی هیدرات کردن) متانول از فرایند سنتز متانول و آبزدايي متانول $\text{CO} + \text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O} = \text{CH}_3\text{OCH}_3 + 2\text{H}_2\text{O}$ این فرایند به ثبت رسیده و در حال حاضر در سطح تجاری در جهان برای تولید DME مورد استفاده قرار می گیرد. البته باید توجه شود که ظرفیت فعلی تولید DME در مقایسه با آنچه که به عنوان یک سوخت مطرح، معرفی شود، بسیار کم است. اما تکنولوژی آبزدايي متانول بسیار شبیه فرایند سنتز، اما ساده تر از این فرایند است. فرایند آبزدايي یک فرایند گرمازا است، اما تولید گرما در این روش بسیار کمتر از روش سنتز است.

بنابراین با توجه به این ویژگیها، تکنولوژی آبزدايي (دی هیدرات کردن) متانول می تواند در مقیاس‌های وسیع در کارخانه های بزرگ تولید DME به سادگی استفاده شود. این تکنولوژی در ۱۰ سال گذشته توسعه داده شده است. به عنوان مثال، شرکت TEC یک کارخانه با مقیاس تولید ۱۰ هزار تن در روز، در سال ۱۹۹۷ تاسیس نموده است. در حال حاضر نیز پروژه‌های متانول با مقیاس ۵ هزار تن در روز در ایران، توباگو (Tobago) و ترینیداد (Trinidad) طراحی شده و در حال تکمیل هستند.

فرایند آبزدايي متانول، یک فرایند ساده است. در این روش با استفاده از یک رآکتور ثابت خوابیده (افقی)، بدون اینکه وسیله خاصی در داخل آن برای انتقال گرما نیاز باشد، میتوان DME تولید نمود. کاتالیست مورد استفاده برای آبزدايي نیز یک کاتالیست با مأخذ آلومین (Alumin) است که در بازار کاتالیستی، یک ماده شناخته شده است. البته حجم خلل و فرج موجود بر روی کاتالیست، برای تبدیل DME بسیار مهم است.

مزیت دیگر این روش نسبت به فرایند سنتز، میزان کمتر مصرف اکسیژن در آن است. اکسیژن مورد نیاز در این روش و روش فرایند سنتز از یک واحد سرمازای مجزا به دست می آید که اولاً تجهیزات آن خیلی گران می باشد و ثانیاً یک واحد مصرف کننده انرژی هم هست. در حال حاضر در شرکت TEC، در فرایند آبزدایی متانول با کاتالیست اصلاح شده ISOP برای تولید DME با ظرفیت ۵ تا ۶ هزار تن در روز، اصلاً اکسیژن لازم نیست. ولی برای تولید روزانه بیش از ۶ هزار تن متانول (معادل ۴۲۰۰ تن DME)، از یک فرایند ترکیبی استفاده میشود که در آن مقداری اکسیژن هم مورد استفاده قرار می گیرد.

در حال حاضر در فرایند آبزدایی متانول در شرکت TEC، برای تولید ۲/۵ میلیون تن DME، به حدود ۲۶۰۰ تن در روز، اکسیژن نیاز است که این میزان کمتر از اکسیژن مورد نیاز در یک فرایند ساده سنتز با حداکثر ظرفیت ۳/۳ میلیون تن است.

ویژگی های یک کارخانه ۲/۵ میلیون تنی DME به شرح ذیل است:

۱- کاتالیست و طرح سنتز DME به لحاظ تجاری به ثبت رسیده و قابل دسترسی هستند.

۲- هر نسبتی از متانول (۰ تا ۱۰۰ درصد) و DME (۰ تا ۱۰۰ درصد) بر اساس تقاضای بازار، قابل تولید است.

۳- فرایند سنتز DME بسیار ساده است و هزینه سرمایه گذاری آن اندک است.

۴- یک رآکتور افقی ثابت با یک جریان شعاعی (پرتویی) و بدون فرایند انتقالی گرما، میتواند برای تولید ۲/۵ میلیون تن مورد استفاده قرار گیرد.

۵- برای تولید به میزان کمتر از ۱/۵ میلیون تن در سال، نیازی به اکسیژن نیست.

۶- کل هزینه سرمایه گذاری به همراه یک واحد کوچک و مجزای هوا، اندک است.

۷- در فرایند سنتز DME، دی اکسید کربن تولید نمی شود.

در هر صورت آنچه که مسلم است، این است که DME در مقایسه با قیمت‌های LPG و LNG اقتصادی‌تر است. همچنین یک کارخانه بزرگ ۲/۵ میلیون تنی بر اساس تکنولوژی‌های موجود قابل تاسیس است.

۸. جمع بندی

سوخت‌های گازی مایع به صورت‌های LNG و CNG در کشور شناخته شده و مورد بحث و بررسی قرار دارند. اما دی‌متیل اتر (DME)، نیز یک سوخت پاک با منشأ گاز و قابل ذخیره و جابجایی به صورت مایع است که به خاطر مزیت‌هایی که دارد، آینده خوبی برای آن قابل پیش‌بینی است و لذا در این فصل به اجمال، به بررسی آن پرداختیم.

ال پی جی LPG



۱. مقدمه

ال.پی.جی با فرمول شیمیایی C_4H_{10} , C_3H_8 یکی از محصولات جانبی صنعت نفت و شامل پروپان، پروپیلن، بوتان و بوتیلن در نسبت های مختلف است. قسمت عمده ال.پی.جی از پروپان و بوتان با نسبتی تقریباً مساوی ترکیب شده است. در کشورهایی که نفت برداشت شده با مقدار قابل توجهی گاز همراه است، تولید ال.پی.جی از این گازها کاملاً به صرفه است. LPG در آمریکا عمدتاً از ۹۰٪ پروپان، ۲/۵٪ بوتان و هیدروکربنهای سنگین و مقدار کمی نیز اتان و پروپیلن تشکیل شده است. گاز مایع فاقد رنگ، بو و مزه است و بطور کلی

زیان آور نیست ولی در صورتیکه حجم زیادی از آن استشمام گردد باعث بیهوشی خواهد شد. به منظور آگاهی از نشت گاز مایع ترکیبات گوگرد دار بنام مرکاپتان شامل "اتیل مرکاپتان" و "متیل مرکاپتان" به گاز مایع افزوده میشود. LPG در شرایط فشار و دمای عادی بصورت گاز است و تحت فشار 8-10 atm، اجزا آن به مایع تبدیل می شود. بنابراین نگهداری و حمل و نقل این محصول به سادگی امکان پذیر است. البته ترکیبات LPG برای مکانهای مختلف و در فصول مختلف متفاوت است. برای مثال گاز مایع ارائه شده به مصرف کنندگان در ایران در فصول مختلف بین (۵۰-۹۰) درصد بوتان و (۵۰-۱۰) درصد پروپان و تا ۲٪ ترکیبات سنگین تر مثلاً پنتان دارد. به علت کیفیت سوخت گاز مایع LPG و کاهش انتشار آلاینده ها، استفاده از این سوخت در جهان به صورت فزاینده ای مورد توجه بوده و در کشورهای مختلف مانند ایتالیا (با ۱۵۰۰۰۰۰ خودرو)، ژاپن، امریکا، انگلیس استفاده از این سوخت جایگزین مورد حمایت و تشویق دولتها می باشد. از ال.پی.جی بیشتر به عنوان سوخت جانشین برای وسایل نقلیه و گاه به عنوان سوخت در بخش خانگی و تجاری استفاده می شود. وسایل نقلیه با سوخت ال.پی.جی نسبت به وسایل بنزین سوز و گازوئیل سوز آلودگی کمتری دارند. گاز های گلخانه ای و اکسیدهای نیتروژن حاصل از احتراق ال.پی.جی در وسایل نقلیه، بسیار کمتر از بنزین و گازوئیل است. همچنین در مرحله تولید، انتقال و سوخت گیری به دلیل ماهیت گازی ال.پی.جی، بر خلاف بنزین و افزودنی های آن نظیر MTBE آلودگی را برای آب های زیرزمینی در پی ندارد. به طور کلی ظرفیت آلودگی آب و خاک و هوا به دلیل مصرف ال.پی.جی به عنوان جانشین بنزین و گازوئیل تا حد قابل قبولی کاهش میابد. از این رو، ال.پی.جی به عنوان یک سوخت گازی که حالتی شبیه به سوخت های معمولی دارد، میتواند جانشین مناسبی برای نفت خام، همچنین بنزین و گازوئیل گران قیمت وارداتی در کشورهای توسعه یافته اروپایی و آمریکایی باشد.

۲. مزایا و معایب مصرف ال.پی.جی

مزایای LPG شامل در دسترس بودن (در کشورهای تولید کننده)، ایمنی، نیاز به تغییرات جزئی در موتور خودروها و بازدهی مناسب سوخت می باشد. جهت مایع نمودن، این گاز در فشار حدود ۸ تا ۱۰ اتمسفر در مخازن فلزی با استحکام مناسب ذخیره می شود. چون این مخازن مجهز به شیر قطع جریان در صورت نشت از خطوط انتقال سوخت هستند استفاده از آنها ایمن تر از بنزین می باشد. LPG به موتور محفظه احتراق به صورت بخار وارد می شود، لذا روغن را از دیواره سیلندرها نمی شوید، یا در شرایط سرد بودن موتور، روغن را رقیق نمی کند. همچنین، مواد آلاینده مانند اسید سولفوریک، یاذرات کربن را وارد روغن موتور نمی نماید. بنابراین موتورهایی که با سوخت گاز مایع کار می کنند هزینه تعمیرات و نگهداری کمتری خواهند داشت. چون LPG دارای عدد اکتان بالا حدود (RON=105) می باشد قدرت موتور یا بازدهی سوخت بدون افزایش ضربه در موتور، با افزایش ضریب تراکم قابل افزایش است. در حالت کلی مزایای استفاده از LPG عبارتند از:

- ۱- به دلیل حالت گازی ال.پی.جی، موتور خودروی ال.پی.جی سوز در هوای سرد نیز به راحتی روشن می شود
- ۲- سیستم های سوخت ال.پی.جی پوشیده و ضایعات تبخیری آنها قابل چشم پوشی است.
- ۳- حمل و نقل آن آسان و سوخت گیری آن برای مصرف کنندگان بر خلاف LNG و CNG راحت است
- ۴- وسایل نقلیه ال.پی.جی سوز برای استاندارد شدن گازهای خروجی به استفاده از کاتالیزر نیاز ندارند.
- ۵- ذرات سمی حاصل از احتراق آن نسبت به بنزین و گازوئیل ناچیز است.
- ۶- در مقایسه با سایر سوخت ها، هرگونه افزایش تقاضا برای ال.پی.جی از منابع گاز طبیعی و نیز منابع پالایش نفت خام قابل تامین است.

۷- نثر PAH و آلدئید حاصل از احتراق ال.پی.جی نسبت به وسایل نقلیه با سوخت های فسیلی ناچیز است.

عیب های مصرف ال.پی.جی عبارتند از

در مقایسه با بنزین، LPG دارای محتوای انرژی (energy content) کمتر است، لذا مخزن سوخت باید بزرگتر از مخزن بنزین بوده و بعلاوه اینکه مخزن تحت فشار می باشد سنگین تر خواهد بود و هزینه خودروهای با سوخت LPG بین ۲۰۰۰-۱۰۰۰ دلار گرانتر از خودروهای بنزینی می باشد. البته قیمت LPG در سطح جهانی تقریباً "مشابه قیمت بنزین است با توجه به اینکه گاز مایع بعنوان محصول فرعی پالایشگاههای گاز و نفت تولید می شود لذا فراوانی منابع آن کاملاً محدود است. لذا بعنوان راه حل اساسی در کاهش آلودگی و جایگزینی سوخت در بسیاری از نقاط جهان نمی تواند مطرح باشد. به لحاظ ایمنی، چون گاز پروپان سنگین تر از هواست در صورت نشت، بصورت لکه روی سطح زمین باقی مانده و در آبهای زیرزمینی نیز نفوذ می کند. امکان شعله ور شدن آن روی سطح زمین نیز هست. لذا از این حیث باید در حمل و نقل و حین استفاده، نهایت دقت در جلوگیری از نشت LPG صورت گیرد. از سایر معایب این سوخت می توان به افت قدرت موتور در موتورهای تبدیلی به میزان ۱۰-۱۵ درصد و عدم توانایی مناسب موتور در عبور از سربالائی ها اشاره نمود. در موتورهای تبدیلی اگر موتور به طور مناسب تبدیل نگردیده باشد در تابستانها گاز بصورت خشک سوخته و باعث جوش آمدن موتور می گردد. و در زمستان نیز برای شروع و استارت موتور دارای مشکل بوده و باید با بنزین موتور تبدیلی روشن گردد. ولذا می توان معایب را به صورت زیر لیست کرد:

۱- مقدار انرژی ال.پی.جی پایین است و از این رو تانک های ال.پی.جی در قیاس با

تانک های بنزینی و گازویلی فضای بیشتری اشغال میکنند

۲- تانک های ال.پی.جی فشرده و دارای وزن بیشتری نسبت به نوع بنزینی و دیزلی

هستند.

- ۳- ال.پی.جی دارای ضریب انبساط است، بنابراین، تانک های ال.پی.جی میتوانند تا ۸۰ درصد ظرفیت پر شوند
- ۴- ال.پی.جی سنگینتر از هواست، از این رو برای شعله ور شدن نیازمند جابه جایی مناسب است
- ۵- ال.پی.جی در شکل مایع، در موارد کاربرد نامناسب سبب سوختگی از سرمای پوست می شود.

۳. بازار و فرصت های آتی

در سال ۱۹۹۱ مصرف جهانی ال.پی.جی از مرز ۹ میلیون تن در سال گذشت. طبق آمار، خودروهایی که با ال.پی.جی کار می کنند، ۳/۳ میلیون خودرو هستند. تنها در اروپا، به ویژه در ایتالیا و هلند بیش از ۱/۴ میلیون خودرو در جاده ها تردد می کنند. علاوه بر این، کشورهای نظیر ژاپن، ایالات متحده، کانادا، کره جنوبی و تایلند نیز برنامه هایی برای استفاده از این سوخت در خودروهای سبک خود دارند.

بازار مصرف ال.پی.جی در اروپا طبق آمارهای گزارش شده در هلند، ال.پی.جی به تدریج از حالت یک سوخت جانشین به یک سوخت معمول تبدیل میشود. تمامی ایستگاه های تحویل سوخت در طول جاده ها و خیابانها، ال.پی.جی عرضه میکنند. در حال حاضر در این کشور بیش از ۱۵ درصد خودروهای مسافری ال.پی.جی سوز هستند. تعداد زیادی از کمپانی های حمل و نقل عمومی در حال خرید اتوبوس های ال.پی.جی سوز و یا تغییر سوخت اتوبوس های خود به این سوخت هستند. ناوگان های شهرهای بزرگ نظیر آمستردام، گرونینگن، آیندوهون و هرتوگن بوخ از این نوع اتوبوس ها بهره میگیرند. در انگلستان، در سال های گذشته مصرف ال.پی.جی با نوعی کاهش روبه رو بوده است. تعداد ایستگاه های تحویل سوخت ال.پی.جی از حدود ۵۰۰ ایستگاه در سال ۱۹۸۰ به حدود ۲۰۰ ایستگاه در حال حاضر کاهش یافته که ناشی از کاهش تقاضای ایجاد شده و

افزایش مالیات بر ال.پی.جی است. در حال حاضر تعداد محدودی از وسایل نقلیه ال.پی.جی سوز که در انگلستان باقی مانده است، در خارج از جاده های مرکزی شهرها در حال تردد هستند. با وجود این، اخیراً افزایش تمایل به استفاده از ال.پی.جی به عنوان سوخت در این کشور مشاهده شده است. در حال حاضر یک شرکت عملیاتی اتوبوس خصوصی (گاید فرای دی) نوعی روش تبدیل اتوبوس دیزلی به ال.پی.جی سوز را آغاز کرده که از برخی از محصولات آن استفاده شده است. پیش بینی می شود در صورت موفقیت آمیز بودن این طرح استفاده از خودروهای ال.پی.جی سوز گسترش یابد. در اسپانیا نیز ال.پی.جی برای اولین بار در سال ۱۹۸۶ به عنوان سوخت وسایل نقلیه از طریق دو جایگاه سوخت رسانی عرضه شد. در حال حاضر تقریباً در ۵۰ نقطه سوخت ال.پی.جی به ۱۲۰۰۰ خودرو که همگی تاکسی هستند، عرضه میشود. ناوگان حمل و نقل شهر والادولید، اخیراً تصمیم به استفاده از ۲۴ اتوبوس با سوخت ال.پی.جی گرفته که در صورت بهره گیری از این خودروها، اولین ناوگان حمل و نقل شهری اسپانیایی مجهز به این فناوری است.

دیگر بازارها در استرالیا، ۴ درصد وسایل نقلیه مسافری (۳۳۰،۰۰۰ خودرو) با سوخت ال پی جی کار میکنند. این رقم در مکزیک حدود ۴۰۰ هزار خودرو است. در ایالات متحده و کانادا نیز به ترتیب ۳۵۰ هزار و ۱۷۰ هزار خودرو ال.پی.جی مصرف میکنند. یکی از بزرگ ترین بازارهای آینده برای مصرف ال. پی. جی. آسیاست. رشد جمعیت، شتاب توسعه و افزایش نیاز به انرژی در کشورهای آسیایی به ویژه هند و چین، به رشد بازار مصرف ال.پی.جی در این قاره منجر شده است. در کره جنوبی و ژاپن این سوخت برای مصرف تاکسی ها در نظر گرفته شده که در چند سال اخیر ۹۰ درصد رشد داشته است. این رشد به ویژه در کره جنوبی، به افزایش مصرف ال.پی.جی تا حد یک میلیون تن در سال منجر شده است. نیاز شرق آسیا و هند به انرژی و حامل های آن نظیر ال.پی.جی و وجود منابع غنی نفت و گاز، مجتمع های پتروشیمی و پالایشگاهی در حال توسعه در غرب آسیا، به ویژه خاور میانه، شبکه تولید و مصرف بزرگی را در این قاره ایجاد خواهد

کرد. مسائلی مانند نداشتن وابستگی به یک نوع حامل انرژی برای تامین امنیت ملی کشورها، استفاده از ال.پی.جی به جای گاز طبیعی که هم با محیط زیست سازگار است و هم پیچیدگی و مشکلات نقل و انتقال گاز طبیعی را ندارد، همچنین قیمت پایین آن نسبت به LNG و نیز هزینه نسبتاً پایین تغییرات خودرو برای استفاده از ال.پی.جی سبب شده، با وجود برخی مشکلات مانند نبود شبکه مطمئن پشتیبانی و برخی مسائل ایمنی، نیاز جهان به ال پی جی از ۴/۱ میلیون بشکه در روز در سال ۱۹۹۰ به ۵/۹ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۰۰ برسد. گزارش ها نشان دهنده افزایش بازار مصرف و رشد مصرف جهانی ال.پی.جی تا سقف ۷/۹ میلیون بشکه در روز در سال ۲۰۱۰ است. رشد بازار مصرف ال.پی.جی. در نقاط مختلف جهان که سال های ۱۹۹۸ تا ۲۰۰۵ به شرح زیر است:

آمریکای شمالی: ۴۵۰ هزار بشکه در روز

آمریکای لاتین: ۲۱۰ هزار بشکه در روز

اروپا: ۲۱۰ هزار بشکه در روز

آسیا: ۵۰۰ هزار بشکه در روز

خاور میانه: ۱۲۰ هزار بشکه در روز

آفریقا: ۱۵۰ هزار بشکه در روز

طبق آمار موجود، واردات ال.پی.جی در آمریکا از ۲/۲ میلیون تن در سال ۲۰۰۰ به ۳/۶ میلیون تن در سال ۲۰۰۴ رسیده و تا سال ۲۰۱۰ به ۴/۶ میلیون تن خواهد رسید.

چشم انداز مصرف ال پی جی کاهش و یا گسترش بازار مصرف ال.پی.جی به عواملی مانند هزینه و فناوری های تغییرات موتور خودرو، هزینه سوخت، میزان تولید و تامین سوخت ال.پی.جی، مالیات سالیانه و سیاست های دولت ها بستگی دارد. در هلند مالیات جاده برای وسایل نقلیه با سوخت ال.پی.جی از وسایل نقلیه بنزین سوز بیشتر است، اما مالیات بنزین از مالیات ال.پی.جی بالاتر است. نصب تجهیزات ال پی جی میبایست بر اساس گواهینامه و استانداردهای ثبت شده صورت پذیرد. این مسئله به نصب تجهیزات

گران قیمتتر و در نتیجه افزایش هزینه منجر شده است. با وجود این، دولت هلند تصمیم بر کاهش مالیات ال.پی.جی و در نتیجه افزایش مصرف این سوخت در این کشور دارد.

علاوه بر این، مالیات جاده ای شرکت های حمل و نقل عمومی بخشیده شده و سرمایه گذاری های مناسبی برای توسعه جایگاه های سوخترسانی صورت پذیرفته است. در انگلستان برنامه خاصی برای حرکت به سوی سوخت ال.پی.جی تدوین نشده است، بلکه تنها به تشویق دارندگان خودرو به استفاده از این سوخت، اکتفا شده است. از این رو، سیاست خاصی برای تولید وسایل نقلیه ال.پی.جی سوز در این کشور دنبال نشده و تمام وسایل نقلیه استفاده کننده از ال.پی.جی باید مرحله تبدیل را طی کنند. در اسپانیا، از ال.پی.جی در خدمات حمل و نقل عمومی نیز استفاده کرد که شامل اتوبوس های عمومی و تاکسیها است. در این کشور مالیات وضع شده در زمینه ال.پی.جی نسبت به بنزین کمتر است. پشتیبانی بازار ال پی جی در اروپا تهیه فرمول ال پی جی برای استاندارد کردن آن به منظور کمک به تولید و تبدیل بهینه وسایل نقلیه ال.پی.جی سوز کارخانجات، از مهم ترین اقدام های پشتیبانی بازار ال.پی.جی است. کاهش عوارض جاده ها و مالیات، همچنین کمک های مادی و معنوی دولت ها برای انعقاد قراردادها و انجام پروژه های مرتبط از دیگر عوامل موثر در بهبود و پیشرفت بازار ال.پی.جی است. از جمله اقدام هایی که هم اکنون کشورهای مصرف کننده برای گسترش بازار مصرف ال.پی.جی انجام می دهند. شامل:

- کاهش عوارض جاده ها و مالیات های گوناگون
- ایجاد تناسب میان قیمت های ال.پی.جی و گازوئیل به گونه ای که سوخت جانشین ال.پی.جی را قابل رقابت کند.
- نصب تجهیزات تعمیر و سرویس دهی به خودروهای ال.پی.جی سوز در گاراژها، پارکینگ ها و شرکت های حمل و نقل
- کمک دولت ها به کارگاه های تبدیل
- سرمایه گذاری در تحقیق و توسعه برای افزایش بازده خودروهای ال.پی.جی سوز و

کاهش هزینه های تبدیل و تولید

- به کارگیری سیاست های ویژه برای جانشین کردن بنزین و گازوئیل با ال.پی.جی یکی از عوامل اصلی رشد دهنده بازار مصرف ال.پی.جی، تامین امنیت سوخت است. اگر کشورهای مصرف کننده، سرمایه گذاری کشورهای تولید کننده ال.پی.جی و هزینه تمام شده این سوخت را مناسب ارزیابی کنند، با توجه به مزیت های این سوخت نسبت به سوخت های فسیلی و هزینه سوخت های گازی، تلاش خود را برای گسترش بازار مصرف و جانشینی بنزین و گازوئیل با ال.پی.جی افزایش خواهند داد.

به طور کلی عرضه ال.پی.جی در جهان از میزان ۳/۹ میلیون بشکه در روز به ۵/۵ میلیون بشکه در روز افزایش داشته است. با مقایسه این آمار نسبت به مصرف آن به طور میانگین، سالانه ۲۰۰ هزار بشکه در روز کمبود ال.پی.جی مورد نیاز جهان مشاهده می شود.

۴. جمع بندی

در حال حاضر بازار مناسب ال.پی.جی، سرمایه گذاری برای فروش و تولید ال.پی.جی را به ویژه در کشورهای صاحب منابع طبیعی نفت و گاز، به گزینه ای مناسب تبدیل کرده است. وجود پالایشگاه های نفت و گاز بهره مند از فناوری های نوین با بازده قابل قبول در کنار منابع نفت و گاز ارزان میتواند کشورهای صاحب منابع به ویژه ایران را که هنوز سیاست خاصی برای استفاده از گازهای همراه خود ندارد، به کسب ارزش افزوده ای بیشتر از فروش فرآورده های خام موفق سازد.

ایران در حال حاضر به تولید حدود ۲۰۰ هزار بشکه در روز ال.پی.جی در پالایشگاه های نفت و گاز خود اقدام کرده است. با توجه به این نکته که کشور ما از منابع عظیم گاز طبیعی برخوردار است، وجود شبکه توزیع مناسب گاز طبیعی و نیز برنامه جانشینی سوخت های فسیلی با CNG بهره مند است، میتواند به تولید و صادرات ال.پی.جی اقدام کند که مباحث طرح شده، نشان دهنده بازار رو به رشد و مناسب برای تولید و صادرات آن است. این مسئله نیازمند جانشینی صحیح ال.پی.جی در خودروها، مراکز تجاری و خانگی و نیز

پتروشیمی ها با گاز طبیعی است. این مسئله آنگاه به نتیجه خواهد رسید که برنامه جامع و استراتژی مشخصی برای تولید، صادرات، تزریق و مصرف داخلی گاز طبیعی تدوین شود و هرگونه تصمیم گیری در حوزه گاز، بر پایه این برنامه جامع استوار باشد. آنچه در صنعت گاز ما در عمل مشاهده نمی شود.

جی تی ال GTL



۱. مقدمه

اگر چه هنوز استفاده از فناوری GTL در سطح جهان گسترش زیادی نیافته است، لیکن سرمایه گذاری قابل توجه کشورهای صاحب منابع گاز نظیر قطر، برای استفاده از این تکنولوژی، نشانگر توسعه و سودآوری این فناوری در آینده ای نزدیک است. فناوری تبدیل گاز طبیعی به فراورده های مایع (Gas to Liquids)، به فرآیندی اطلاق می گردد که در آن، بتوان گاز طبیعی را به فرآورده های با ارزش، از جمله متانول، دی متیل اتر و سایر فرآورده های میان تقطیر (مانند بنزین، گازوییل و نفت سفید) تبدیل نمود. این فناوری هر

چند بیش از ۷۰ سال قدمت دارد، ولی در مقیاس تجاری، هنوز در ابتدای راه توسعه خویش قرار دارد. فناوری تبدیل گاز به فرآورده‌های مایع گرچه برای بسیاری از توسعه‌دهندگان عمده این تکنولوژی، مانند شرکت‌های شل، ساسول، اکسان‌موویل و سنترولیوم شناخته شده است، اما تعداد واحدهای بزرگ تجاری در جهان در این زمینه بسیار محدود است و امروزه مقدار کمی از منابع مالی مؤسسات بزرگ به این امر اختصاص یافته است. با این حال، در سال‌های اخیر، توجه زیادی به کاربرد این فناوری برای استفاده از منابع گازی شده است.

۲. فناوری GTL

تبدیل گاز به فرآورده‌های نفتی (GTL) با استفاده از فرآیند فیشر-تروپس (FT)، در سال ۱۹۲۳ توسط فرانس فیشر و هانس تروپس ابداع گشت. این فرایند از همان زمان مورد توجه بسیار بوده است، ولی به دلیل اقتصادی نبودن آن، تاکنون برای بهره‌برداری بیشتر از منابع گازی به کار گرفته نشده است. در سال‌های اخیر، پیشرفت‌های قابل توجهی در تکنولوژی GTL بدست آمده است، به‌طوری‌که این فناوری را به عنوان یک گزینه مناسب و اقتصادی برای بهره‌برداری از ذخایر گازی مطرح ساخته است. فرآیند فیشر-تروپس (Tropsch-Fischer) به طور خلاصه شامل سه مرحله است:

۱.۲ - تولید گاز سنتز (Syngas)

در این مرحله با استفاده از روش‌های موجود تولید گاز سنتز، همچون تغییر مولکولی با بخار (Reforming Steam)، تغییر مولکولی خود گرمایی (Auto Thermal Reforming) یا اکسیداسیون جزئی (POX)، متان و اکسیژن ترکیب شده و گاز سنتز درست می‌شود. در واقع گاز سنتز آمیزه‌ای است از هیدروژن و اکسید کربن که معمولاً حاوی مقادیر کمی از بخار آب و دی‌اکسید کربن نیز است.

فناوری تهیه گاز سنتز، فناوری شناخته شده‌ای می‌باشد و شرکت‌های متعددی در فهرست دارندگان دانش فنی آن قرار دارند. جدول ۱ برخی از صاحبان شناخته شده این فناوری را در جهان نشان می‌دهد.

جدول ۷-۱) برخی صاحبان شناخته شده فناوری تولید گاز سنتز

نام کشور	کمپانی
دانمارک	Haldro Tapsoe AS
آلمان	Lurgi AG
(شعبه انگلستان)	MW.Kellogg
انگلستان	ICI(Kynetix)
انگلستان	Foster Wheeler
آلمان	Unde GmbH

۲.۲- تولید هیدروکربن‌های خطی

در این مرحله، گاز سنتز تحت فشار اتمسفر و در درجه حرارت ۱۰۰ الی ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد، در مجاورت کاتالیست‌های فلزی همچون آهن، کبالت، نیکل، رتینوم و یا رودیم به صورت هیدروکربن‌های خطی در می‌آید. البته در این مرحله مقادیر متناهی بخار آب و اکسیدکربن نیز تولید می‌شود. علی‌رغم پیچیدگی نسبتاً زیاد این مرحله، در این فرآیند نیز شرکت‌های متعددی به عنوان صاحبان دانش فنی به‌شمار می‌روند. جدول ۲، برخی صاحبان شناخته شده فناوری FT را نشان می‌دهد.

جدول ۷-۲) برخی صاحبان شناخته شده فناوری FT

نام کشور	نام کمپانی
آفریقای جنوبی	Sasol
هلند - انگلیس	Shell
آمریکا	Exxon Mobile
آمریکا	Synthroleum
انگلیس	BP
ایتالیا - فرانسه	ENP/IFP
آمریکا	Conoco
آمریکا	Rentech
آمریکا	Synfuels
آمریکا	Energy International

۳.۲ - مرحله پالایش و بهبود کیفیت هیدروکربن‌های خطی

در این مرحله، با استفاده از فرآیندهای شناخته شده پالایشگاهی همچون هیدروکراکینگ، ایزومراسیون، کاتالیک رفورمینگ و الکیلشن، محصولاتی چون گازوئیل، نفتا، نفت سفید و حتی بنزین یا فرآورده‌های ویژه‌ای همچون روغنهای روانساز و پارافین حاصل می‌شود.

لازم به ذکر است، 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.

۳. عوامل مؤثر بر سودآوری پروژه‌های GTL

علاوه بر هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه، عوامل دیگری نیز هستند که مقرون به صرفه بودن پروژه‌های GTL را تعیین می‌کنند. مدیر کارخانه فرآورده‌های میان تقطیر از شرکت SMDS، مهمترین این عوامل را قیمت گاز در بازار، وضعیت بودجه، هزینه‌های عملیاتی جاری و سرانجام قیمت سوخت‌های سنتزی و گازوئیل و نفت مرغوب تولید شده در این کارخانجات می‌داند. عواملی نظیر کیفیت گاز مصرفی و زمان کارکرد نیز بر سودآوری پروژه مؤثرند. در ذیل به شرح بیشتری از عوامل فوق می‌پردازیم:

۱.۳- قیمت گاز طبیعی

چنانچه قیمت گاز مصرفی برای تولید سوخت مایع معادل ۵۰ سنت در هر میلیون بی.تی.یو باشد، سهم آن در هزینه تمام شده هر بشکه سوخت مایع، به ۵ دلار می‌رسد. این یک حساب تقریبی برای پروژه‌های منطقه خاورمیانه است. البته به نظر می‌رسد که بیشتر پروژه‌هایی که در آینده احداث می‌شوند، در مکان‌هایی قرار خواهند گرفت که به گاز طبیعی با قیمت کمتر دسترسی خواهند داشت. یکی از اینگونه مکان‌ها حوزه گاز شمال قطر است. البته در اغلب موارد، گاز همراه، معمولاً ماده اولیه ارزانتر برای صنایع GTL است زیرا تولید آن اجتناب ناپذیر بوده و در صورتیکه فروخته نشود، تولید کننده برای پرهیز از پرداخت جریمه‌های زیست محیطی بابت سوزاندن آن، باید هزینه‌ای حدود ۳۰ سنت در هر میلیون بی.تی.یو را صرف تزریق دوباره آن به چاه کند.

۲.۳- بودجه و رژیم مالی دولت‌های مالک گاز

قوانین مالیاتی در محل استقرار یک پروژه GTL، می‌تواند نقش تعیین‌کننده‌ای در سودآوری آن داشته باشد. در قراردادهای اعطای امتیاز اکتشاف و تولید و یا قراردادهای مشارکت در تولید که در گذشته منعقد می‌گردیده، غالباً در خصوص امکان بهره‌برداری تجارتي از گازهای همراه، یا منابع مستقل گاز از حوزه‌های نفتی - گازی، پیش‌بینی لازم صورت می‌گرفت. ضمناً مقرر می‌گردید که شرکت نفتی طرف قرارداد، هیچگونه حقی در زمینه اکتشاف گاز در کشورهای میزبان نداشته باشد و این حق منحصرأ از آن دولت محلی و یا شرکت نفتی مربوطه باشد. بنابراین ارزش یک پروژه GTL به این امر بستگی دارد که امکان بهره‌برداری تجارتي گاز در قراردادهای نفتی یا گازی بین شرکت‌های نفتی خارجی و دولت میزبان پیش‌بینی شده باشد.

۳.۳- هزینه‌های عملیات جاری

شرکت استات‌اویل و شرکت ساسول هزینه عملیات جاری در یک پروژه GTL را ارائه داده‌اند یکی از مزایای فرایند GTL، تولید گازوئیل با کیفیت نسبتاً بالا است. لیکن برای استفاده از آن در خودروهای دیزلی باید تغییراتی در موتور خودرو داده شود. بنابراین برای اینکه این گازوئیل در بازار به فروش برسد، بهترین راه در کوتاه مدت این است که آن را با گازوئیل حاصله از نفت خام مخلوط کرده و از این طریق با بهبودی که در نوع سوخت حاصل می‌شود، می‌توان سوخت مزبور را به قیمتی بالاتر (تا ۲۰٪ گرانتر در ایالات متحده آمریکا) به فروش رساند. مدیر بازاریابی سوخت‌های سنتزی شرکت ساسول در این باره معتقد است که گازوئیل ترکیبی فوق‌الذکر را، می‌توان چند دلار در هر بشکه، گرانتر به فروش رساند (این چند دلار در شرایط مناسب می‌تواند به ۵ دلار هم برسد!).

۴.۳- کیفیت گاز

گاز طبیعی ایده‌ال برای مصرف در یک کارخانه GTL ترجیحاً باید شیرین و عاری از مواد اضافه باشد. در صورتی که گاز حاوی گوگرد باشد، باید تمام گوگرد آن را قبل از استفاده جدا ساخت، البته وجود کربن را در گاز می‌توان تا حدودی تحمل کرد. کارشناسان شرکت شل معتقدند که میزان CO_2 موجود در گاز نباید بیشتر از ۵ درصد باشد، همچنین نیتروژن نیز باید در صورت لزوم از گاز جدا شود که این امر بستگی به تکنولوژی به کار رفته در فرایند تولید گاز سنتز دارد. در اغلب فرایندها نیتروژن نقش چندانی ندارد اما در برخی از فرایندها مانند فرایندی که در شرکت سینترولیوم به کار می‌رود به جای بخار آب و اکسیژن هوا، از مخلوط اکسیژن و نیتروژن استفاده می‌شود. مقرون به صرفه بودن این امر به کیفیت گاز مصرفی بستگی دارد.

۵.۳- مدت زمان کارکرد سیستم

این امر در واقع به معنی ضریب بهره‌برداری از ظرفیت موجود است. شرکت‌هایی که در حال حاضر از تجربه عملی نسبتاً طولانی در زمینه تکنولوژی GTL برخوردار هستند، این عامل را در سودآوری بسیار موثر می‌دانند. با استانداردهای موجود، چنانچه یک مجتمع تولید سوخت مایع از گاز، با ظرفیت ۹۰ درصد به فعالیت خود ادامه دهد، می‌توان عملکرد آن را از این نقطه نظر مقرون به صرفه دانست.

برخی پروژه‌های مطالعاتی در جهت کاهش هزینه‌های GTL

بدون شک توسعه تکنولوژی، نقش اساسی در کاهش هزینه‌های GTL دارد و لذا طرح‌های مطالعاتی مختلفی در دنیا در این زمینه در حال انجام است. به برخی از آنها در زیر اشاره شده است:

الف- اصلاح فرایندی

در ژوئن ۱۹۹۸، نتایج یک پروژه تحقیقاتی به رهبری شرکت ملی گاز بریتانیا (BG) که با حمایت مالی اتحادیه اروپا ظرف مدت دو سال و نیم به انجام رسیده بود، منتشر شد. در این تحقیق بر روی فرایند، اصلاحاتی انجام شد که در زمینه پالایش گاز طبیعی و کاهش هزینه عملیات در راکتورهای FT و فرایندهای تبدیل گاز به مایع سنتز شده، کاربرد دارد.

ب- تکنولوژی استفاده از غشاء سرامیکی

این پروژه در ایالات متحده آمریکا با کمک مالی وزارت انرژی این کشور و با هزینه‌ای بالغ بر ۸۴ میلیون دلار و ظرف مدت ۸ سال سرانجام سال گذشته به نتیجه رسید. این پروژه تحقیقاتی که سرپرستی آن را شرکت Air Products بر عهده داشت، مطالعه‌ای مفصل و دامنه‌دار پیرامون کاربرد تکنولوژی انتقال یونی غشاء سرامیکی انجام داده بود که هدف از آن، کاهش هزینه عملیات در مرحله تبدیل گاز طبیعی به گاز سنتز می‌باشد. تعداد زیادی از دانشگاه‌های آمریکایی و شرکت‌های معروفی نظیر آراکو، شورون، نورسک هیدرو و غیره در این پروژه مشارکت داشتند. این پروژه به موازات پروژه دیگری، تحت سرپرستی شرکت بی‌پی انجام شد که پیرامون همین موضوع به اجرا درآمده است. در پروژه تحقیقاتی مزبور تلاش شده است تا با آزمون مواد مختلف در فرایند تولید گاز سنتز، جنبه‌های مهندسی و حتی فرایند ارزیابی شود.

به طور کلی، تحقیقات در زمینه غشاهای سرامیکی بسیار پر هزینه و وقت گیر است و چندین سال طول می‌کشد تا از نظر تجاری قابل بهره‌برداری باشد. اما به نظر می‌رسد که رمز کاهش هزینه تولید سوخت‌های سنتزی در همین پژوهش‌ها نهفته باشد. وزارت انرژی ایالات متحده که حمایت مالی مؤثری از این گونه پژوهش‌ها به عمل آورده است، در صدد است تا نتیجه این پژوهش‌ها، هزینه تبدیل گاز طبیعی به گاز سنتز (پر هزینه ترین بخش از

فرایند GTL را حدود ۲۵٪ کاهش دهد. آنچه در این پژوهش‌ها مدنظر است، پایین آوردن هزینه تامین اکسیژن خالص برای افزودن متان در فرایند تهیه گاز سنتز است. شرکت Air Products مدعی است با ترکیب عملیات واحد سازی هوای کرایونیک و واحد تولید گاز پر حرارت گاز سنتز می‌توان هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برای پروژه‌های GTL را بین ۲۵ تا ۵۰ درصد کاهش داد.

ج - تبدیل مستقیم

با پیشرفت تحقیقات در زمینه تکنولوژی‌های مختلف که با GTL ارتباط دارند، در آینده امکان تبدیل مستقیم گاز متان به فراورده‌های مایع، در یک مرحله فراهم خواهد شد. برخی از کارشناسان معتقدند با دستیابی به این تکنولوژی می‌توان آن را جایگزین راکتورهای FT ساخته و هزینه تبدیل را تا ۵۰ درصد کاهش داد. شرکت آمریکایی کاتالیستا، در حال حاضر در این زمینه پیشرو است و بخشی از هزینه‌های تحقیقات این شرکت را کمپانی‌های میتسوبیشی و پتروکانادا بر عهده دارند و شرکت سینترولوم به شرط برخورداری از حق انحصار فروش و بازاریابی این تکنولوژی، حاضر به ارائه کمک مالی به این تحقیقات شده است.

۴. بررسی عرضه و تقاضای GTL در آسیا

طبق پیش‌بینی‌های موجود، تقاضای نفت در آسیا، در سال ۲۰۲۰ به ۳۴/۹۹ میلیون بشکه در روز بالغ می‌گردد. (یعنی در حدود دو برابر تقاضای ۱۷/۵۸ میلیون بشکه‌ای آن در سال ۱۹۹۶). بنابراین، GTL آینده‌ای امیدوارکننده در رقابت تنگاتنگ با دیگر طرح‌های توسعه‌ای مراکز پالایشی و با هدف پاسخ به رشد تقاضای نفت، خصوصاً فرآورده‌های میان تقطیر در آسیا خواهد داشت؛ همچنین، کاهش آلودگی ناشی از انتشار CO₂ از جمله موارد قابل توجه در توسعه تولید GTL در آینده به‌شمار می‌رود.

۵. منابع گازی آسیا و سیاست‌های بهره‌برداری از آنها

ساختار منابع عظیم گاز طبیعی آسیا در تمرکز منابع آن در سواحل و حجم کوچک و متوسط میادین گازی آن، تبلور می‌یابد. میادین کوچک گازی با حجم ۰/۳ تا یک تریلیون فوت مکعب و یک تا سه تریلیون فوت مکعب، در حدود ۴۰ درصد از کل ذخایر قابل بهره‌برداری این منطقه هستند. زمانی که میادین گازی با حجم سه تا ۱۰ تریلیون فوت مکعب به این میادین افزوده شوند، مقدار فوق به حدود ۸۰ درصد خواهد رسید. بنابراین، از نظر اقتصادی، بهره‌برداری بهینه از میادین کوچک و متوسط در منطقه، اهمیت ویژه‌ای یافته است و این نکته، به نفع توسعه استفاده از فناوری GTL است که برای این میادین مناسبتر است. علاوه بر آن، با توجه به توانایی‌های بالقوه عرضه گاز طبیعی در این منطقه و طرح‌های در دست اقدام LNG پیش‌بینی‌ها نشان‌دهنده احتمال اشباع بازار LNG آسیا تا سال ۲۰۲۰ و در مقابل توسعه بازار GTL است. شرکت‌های نفتی اکسون، بی‌پی، آموکو و ساسول، طرح‌هایی برای ساخت واحدهای GTL در آلاسکا و قطر دارند. براساس تجزیه و تحلیل‌های اقتصادی انجام شده در واحدهای GTL، قیمت فرآورده‌های حاصل از گازهای همراه در فرآیند مذکور، بر اساس هزینه‌های سرمایه‌گذاری، در حد ۲۰ دلار در هر بشکه به همراه هزینه‌های عملیاتی در حدود ۵/۱۱ دلار در هر بشکه، تخمین زده می‌شود. براساس پیشنهاد شرکت اکسون، با توجه به هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی، بالاترین قیمت فرآورده‌های GTL حاصل از میادین بزرگ، در حدود ۲۰ الی ۳۰ دلار در هر بشکه و برای میادین متوسط و کوچک، در حدود ۳۰ تا ۳۵ دلار در هر بشکه در نظر گرفته شده است.

۶. سرمایه‌گذاری قطر در واحدهای GTL

کشور قطر به دلیل دارا بودن منابع عظیم گاز طبیعی، به یک مرکز سرمایه‌گذاری در واحدهای GTL دنیا تبدیل شده است. مجموع ذخایر گاز طبیعی این کشور، ۹۰۰ تریلیون فوت مکعب تخمین زده شده است و طبق برنامه، یک واحد GTL به ظرفیت حدود

۱۴۰ هزار بشکه در روز، با سرمایه ۵ میلیارد دلار و مشارکت شرکت نفت قطر و شرکت shell تا سال ۲۰۰۹ به بهره‌برداری خواهد رسید. عملیات مهندسی اولیه طرح، به شرکت ژاپنی JGC واگذار شده است. از سوی دیگر، شرکت نفت قطر در حال مذاکره با شرکت ساسول است تا ظرفیت واحد GTL مشترک خود را از ۳۴ هزار بشکه در روز، به ۱۰۰ هزار بشکه در روز افزایش دهد. ظرفیت اولین خط تولید این واحد، روزانه ۶۵ هزار بشکه است که قرار است در سال ۲۰۰۹ به بهره‌برداری برسد. فرآیند به‌کاررفته در این واحد، فرایند SPDP متعلق به شرکت ساسول است و عملیات طراحی و ساخت واحد را شرکت فرانسوی تکنیپ با هزینه ۶۷۵ میلیون دلار انجام خواهد داد. شرکت Exxon Mobil نیز در حال گفتگو با شرکت نفت قطر به منظور احداث یک واحد GTL بر پایه فرآیندی تحت عنوان تبدیل پیشرفته گاز طبیعی در قرن ۲۱ AGC₂₁ است که در آن، طی یک فرآیند سه مرحله‌ای، گاز طبیعی به سوخت، روغن‌های روان‌کننده و خوراک اولیه واحدهای پتروشیمیایی تبدیل می‌شود.

۷. مزایای فرآورده‌های تولیدی از گاز طبیعی (GTL)

مقایسه GTL با نفت خام، حاکی از برتری کیفی فرآورده‌های حاصل از تبدیل گاز نسبت به فرآورده‌های پالایشی نفت خام است. کیفیت بهتر و درجه خلوص بیشتر، از جمله مشخصات تولیدات حاصل از GTL است که در جدول شماره ۱ آورده شده است. برش‌های نفتی حاصل از GTL، به دلیل عدد ستان پایین نسبت به خوراک پالایشگاهی، مواد مناسب‌تری برای واحدهای تولید اتیلن در واحدهای پتروشیمی به‌شمار می‌روند.

جدول ۷-۳) مقایسه کیفی فرآورده‌های حاصل از پالایش نفت خام (WIT) و فرآیند GTL

نوع فرآورده‌ها	عامل کیفیت	GTL	نفت خام WIT	ملاحظات
نفتا	دانسیته 60^0 f g/ml میزان گوگرد $\text{wt \%}$ درجه اکتان RPN نیتروژن در موارد آروماتیکی	۰/۶۹ ۰ < ۴۰ ۵	۰/۷۴ ۰/۰۷ ۶۷ ۵۱	نفتای حاصل از فرآیند GTL خوراک مناسبی برای واحد ریفرمینگ پالایشگاه نمی‌باشد. اما خوراک مناسب برای واحدهای اتیلن است.
نفت سفید و سوخت جت	دانسیته 60^0 f g/ml میزان گوگرد $\text{wt \%}$ نقطه دود (میلیمتر) نقطه انجماد (درجه فارنهایت)	۰/۷۷ ۰ ۴۵ -۵۳	۰/۸۰ ۰/۱۲ ۲۲ -۵۳	نفت سفید و سوخت جت حاصل از فرآیند GTL شامل مواد آروماتیک نبوده، لذا دارای نقطه دود بالایی هستند... استفاده از فرآورده‌های GTL ارزش بالایی را برای این فرآورده به عنوان خوراک پالایشگاهی ایجاد می‌کند.
نفت گاز	دانسیته 60^0 f g/ml میزان گوگرد $\text{wt \%}$ میزان آروماتیک‌ها (درصد باقیمانده) عدد ستان گرانروی (سانتی استوک)	۰/۷۸ ۰ < ۱ > ۷۰ ۲/۳	۰/۸۴ ۰/۳۷ ۲۹ ۵۶ ۴	دانسیته پایین نفت گاز حاصل از روش GTL، بر میزان مصرف سوخت تاثیر منفی می‌گذارد. میزان کم مواد آروماتیکی و گوگرد و عدد ستان بالا در تولید GTL ارزش بالایی را برای این فرآورده‌های به عنوان خوراک پالایشگاهی ایجاد می‌کند.

سوخت جت حاصل از فرآیند GTL، شامل مقدار کمی مواد آروماتیکی است که احتراق مناسب و استارت خوب موتور را امکان‌پذیر می‌نماید. نفت سفید حاصل از فرایند

GTL که در بردارندهٔ مواد پارافینیک نیز هست، به دلیل وجود مواد کاهنده دود، سوخت بسیار مناسبی به حساب می‌آید. لازم به ذکر است که در مقایسه با هیدروکربورهای پایه نفتینیکی و آروماتیکی، هیدروکربورهای پارافینیکی دارای توانایی احتراق بهتری هستند. نفت گاز پارافینیک حاصل از فرآیند GTL دارای عدد ستان بالا است و به دلیل عدم وجود مواد آروماتیکی، سوخت مناسبی به‌شمار می‌رود. مقایسه نفت گاز حاصل از فرآیند GTL با نفت گاز مصرفی در بازار آمریکا نشان‌دهنده کاهش ۳۰ درصدی اکسید نیتروژن، ۴۶ درصدی منواکسید کربن و ۳۸ درصدی هیدروکربورها در نفت گاز حاصل از فرآیند GTL است. حذف مواد مسمومیت‌زای گوگردی در نفت گاز حاصل از نفت خام، نیازمند طراحی سیستم‌های جذب‌کنندهٔ مواد آلاینده‌ای همچون اکسید نیتروژن و هیدروکربورهای اشباع شده است؛ لذا پیش‌بینی می‌شود که در آینده، تقاضای نفت گاز بدون گوگرد تولیدی به روش GTL افزایش یابد. هیدروکربورهای اشباع‌شده حاصل از فرآیند GTL، کاربردهای دیگری از جمله در زمینه روغن‌های روان‌کننده دارند. تولیدات XHVI شرکت شل که از واحدهای GTL در مالزی (Bintulu) به پالایشگاه‌های ژاپن (Yakkachi) حمل می‌شود، پایه بسیاری از تولیدات این پالایشگاه به‌شمار می‌رود. با ترکیب افزودنی‌های لازم در این پالایشگاه، انواع مختلفی از روغن‌های روانساز صنعتی برای کاربردهای مختلف تولید می‌گردد. با توجه به این مطلب، فرآورده‌هایی همچون نفت سفید و نفت گاز حاصل از فرایند GTL، به دلیل محتوای کم گوگرد و مواد آروماتیکی، همسویی بهتری با محیط زیست دارند. بعلاوه، هیدروکربورهای اشباع‌شده (پارافین‌ها) حاصل از این فرآیند، همانند واکس‌ها و روغن‌های روانساز، با توجه به کیفیت مطلوب آنها، دارای ارزش افزودهٔ بالایی در تولید دیگر فرآورده‌ها هستند. با این حال، هنوز تقاضا برای محصولات آن محدود است.

۸. هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌ای GTL

۸.۱- هزینه سرمایه‌ای

در سال‌های اخیر، توسعه این تکنولوژی باعث شده است که هزینه سرمایه‌ای واحدهای GTL به میزان قابل توجهی کاهش یابد. که با مروری بر کتب صنعتی اخیر و نظر سنجی فروشندگان تکنولوژی GTL، برآورد هزینه سرمایه‌ای حدود ۲۰۰۰۰ تا ۴۵۰۰۰ دلار آمریکا برای هر بشکه به دست می‌آید. البته این نکته را باید مدنظر قرار داد که عوامل متعددی بر هزینه‌های سرمایه‌ای تاثیر گذار است که عبارتند از:

الف- تکنولوژی به کار برده شده

ب- موقعیت مکانی تاسیسات پیشنهادی برای ساخت

ج- اندازه و میزان تجهیزات مربوط به ارتقای کیفیت محصولات

د- ظرفیت تاسیسات GTL

همچنین گفتنی است، همجواری با سایر تاسیسات پتروشیمی می‌تواند به میزان قابل توجهی موجب کاهش هزینه‌های جانبی شود. از عوامل موثر دیگر در کاهش هزینه‌ها، می‌توان به افزایش تجارب مهندسی در این امر و ساختار شرکت‌های مجری طرح اشاره نمود. از آنجا که تکنولوژی GTL یک تکنولوژی مرکب است، هزینه‌های سرمایه‌ای بین فازهای مختلف این فرایند متفاوت است همانطور که می‌دانیم، در این تکنولوژی نیازمند تهیه اکسیژن از طریق هوا هستیم. از آنجا که تکنولوژی تهیه اکسیژن از هوا در حال پیشرفت است، می‌توان انتظار داشت که بر روی هزینه‌های تولید هر بشکه فراورده تاثیر بگذارد. همچنین تحقیق و پژوهش در مورد بهبود کاتالیست‌های مورد استفاده و بهبود طراحی راکتورها نیز از عوامل موثر در کاهش هزینه سرمایه‌ای است.

۸. ۲- هزینه‌های عملیاتی

هزینه‌های عملیاتی به غیر از مواد اولیه برای تاسیسات GTL بنا به آنچه که گزارش شده است، رقمی در حدود ۴ تا ۵/۵ دلار برای هر بشکه از فرآورده‌های مایع است. البته در مورد هزینه‌های عملیاتی باید هزینه گاز به عنوان خوراک و همچنین حمل و نقل آن را در مورد این تاسیسات مد نظر قرار دارد.

۹. جمع بندی

۱. ۹- از بعد فنی فناوری GTL کاملاً شناخته شده و اثبات شده است و در عین حال صاحبان فناوری آن نیز از کشورهای مختلف جهان هستند. بطوریکه هیچ یک از فناوری‌های مورد نیاز این صنعت یعنی تولید گاز سنتز، فناوری FT و فرآیندهای پالایش نفت خام، در انحصار یک کشور و یا یک شرکت نبوده و در استفاده از این فناوری محدودیت خاصی برای ایران وجود ندارد.

۲. ۹- سودآوری پروژه‌های GTL 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، 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 GTL را گزینه‌ای سودآور در بهره‌برداری از ذخایر گازی کشور دانست.

۳. ۹- فناوری 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 تک‌محموله در بورس‌های نفتی معامله می‌شوند.

۴.۹- استفاده از فناوری GTL ایران را قادر می‌سازد تا ده‌هزار فوت مکعب ذخایر گاز طبیعی کشور را به یک بشکه فرآورده نفتی مرغوب تبدیل 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 درصد از یک بشکه نفت خام قابل تبدیل به برش‌های پائین (یعنی گازوئیل، نفت سفید، بنزین و نفت گاز) است و این درصد در پالایشگاه‌های پیشرفته جهان حداکثر ۷۰ تا ۸۰ درصد است.

۵.۹- 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 حق‌مرغوبیت بالایی نسبت به فرآورده‌های عادی برخوردار شوند، که در نتیجه سودآوری طرح‌های GTL افزایش خواهد یافت.

۶.۹- 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 متر مکعب در روز است، یکی از راهکارهای پیش رو برای جلوگیری از سوزانده شدن گازهای همراه در میادین نفتی است. ۷.۹- در فرآیند GTL به ازای هر بشکه تولید فرآورده نفتی، حدود یک بشکه آب به عنوان فرآورده جانبی Product-By 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.

۸.۹- با توجه به اهمیت استراتژیک صنعت GTL برای آینده اقتصادی منابع گازی ایران لازم است تا با سرمایه‌گذاری در احداث واحدهای GTL از ابتدای شکل‌گیری بازار خاص برای فرآورده‌های این محصول، به صورت یک بازیگر فعال ایفای نقش کرده و

علاوه بر کسب تجربیات عملی در زمینه‌های مختلف این صنعت امکان کسب تکنولوژی GTL را فراهم سازیم.

۹.۹ - در نهایت توصیه می‌شود تا قبل از هرگونه ایجاد تعهد نسبت به صادرات گاز از طریق خطلوله و یا LNG به بازار اروپا و آسیای شرقی، وضعیت اقتصادی چنین طرح‌هایی با وضعیت اقتصادی طرح‌های GTL مورد بررسی و مقایسه کامل قرار گیرد و سپس اقدام به سرمایه‌گذاری در چنین طرح‌هایی گردد.

نکته مهم

در استفاده از ذخایر بیکران گاز باید به این نکته اشاره کرد که کسب ارزش افزوده حاصل از فعالیتهای سطوح بالاتر تکنولوژی، مطلوبتر از کسب درآمد از طریق صدور مواد خام و اولیه است. پژوهشگاه صنعت نفت، سالهای زیادی است که در زمینه فناوری GTL فعالیتهای مهمی را انجام داده و به سطوح مناسبی از دانش فنی آن دست یافته است. انتخاب فناوری GTL به عنوان راهکاری در استفاده از منابع گازی، علاوه بر آنکه می‌تواند درآمدهای مناسبی را برای کشور به وجود آورد، قادر است زمینه مساعدی را برای رشد و توسعه دانش فنی آن در کشور فراهم نماید تا حتی بتوان روزی از دانش فنی آن ارزش افزوده بیشتری نسبت به صدور فرآورده به دست آورد. استفاده از فناوری GTL نیازمند طیف وسیعی از تجهیزات، دانش فنی و نیروی انسانی ماهر می‌باشد که خود محرکی برای توسعه صنعت و اقتصاد کشور می‌تواند تلقی شود. امید است به این نکات جنبی فراتر از اقتصاد اولیه چنین طرح‌هایی نگریسته شود و در برنامه‌ریزی‌های کلان صنعت گاز کشور لحاظ شود.

منابع

۱. سایت اینترنتی توسعه فناوری نفت ایران، مقاله "آیا صادرات گاز منافع ملی ایران را تامین می کند؟ ۱۳۸۵/۰۷/۰۹" www.tdca.ir
۲. سایت اینترنتی وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران به آدرس : www.nioc.org/publications/naft&toseeh/76-82/a1.htm
۳. چالش های انرژی در بخش صنعت در یک بازار رقابتی ، دکتر محمد رضا امید خواه دانشگاه تربیت مدرس.
۴. شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران ، گروه نفت و گاز، مروری بر توان صادرات گاز طبیعی از طریق خط لوله.
۵. شبکه اطلاع رسانی نفت و انرژی شانا گروه مقاله ۱۳۸۵/۰۴/۲۱ تب و تاب انرژی و خواب آشفته ارژدهای زرد.
۶. شبکه اطلاع رسانی نفت و انرژی شانا گروه مقاله ۱۳۸۵/۰۳/۲۱ ترکمنستان به دنبال رقابت با کشورهای بزرگ دارنده گاز.
۷. سایت اینترنتی وزارت نفت جمهوری اسلامی ایران به آدرس : <http://www.nioc.org/publications/naft&toseeh/76-82/a1.htm>
۸. تقویت لوله های انتقال گاز با لایه های کامپوزیت از سایت اینترنتی: www.assaluyeh.com
۹. شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، ارزیابی طرح های LNG در ایران ۱۳۸۲/۰۲/۳۰ www.itanetwork.org
۱۰. شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، تحولات و نوآوری تکنولوژی LNG ۱۳۸۱/۰۹/۰۷ www.itanetwork.org

۱۱. شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، روشهای جدید تولید و صرفه‌های اقتصادی دی‌متیل اتر. ۱۳۸۱/۰۵/۱۰
۱۲. شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، تکنولوژی تبدیل گاز طبیعی به فراورده‌های مایع (GTL) ۱۳۸۰/۱۱/۱۶
۱۳. شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، ارزیابی فناوری GTL برای ایران،
۱۴. شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، بازار عرضه و تقاضای فراورده‌های حاصل....
۱۵. شبکه تحلیلگران تکنولوژی ایران، عوامل مؤثر بر سودآوری پروژه‌های GTL ۱۳۸۰/۱۲/۰۷
16. Outlook for Gas Demand and Supply to 2020, Dr. Fatih Birol, Agency“, CONFERENCE ON Energy International NATURAL GAS TRANSIT AND STORAGE IN SOUTHEST MAY 2002 EUROPE, 31
17. BP statistical review of world energy June 2003
18. U.S Energy Information Administration, Armenia Country Analysis Brief
19. Kuwait to negotiate gas import from Iran, IRANEXPERT, 24 September 2002
20. Offshore Magazine, June 2002, P.76
21. Iran signs 25-year contract to sell gas to UAE, IRANEXPERT, 22. April 2003

23. Pipeline &. Gas Journal, January 2002
24. OPTIMAL LAY-OUT OF NATURAL GAS PIPELINE NETWORK, *Main author* Ting-zhe, Nie, *23rd World Gas Conference, Amsterdam 2006*
25. Marketability of Liquid from natural Gas, IEEJ, September 2000
26. Frontiers, The BP magazine of technology and innovation, December 2002
27. Kinetics, Selectivity and Scale Up of the Fischer-Tropsch
van der Laan, RIJKSUNIVERSITEIT Synthesis, Gerard P.
GRONINGEN, 1999, ISBN 90 367 10111

Gas Transition by High Technologies
Edited by: M.M.Zaloi

