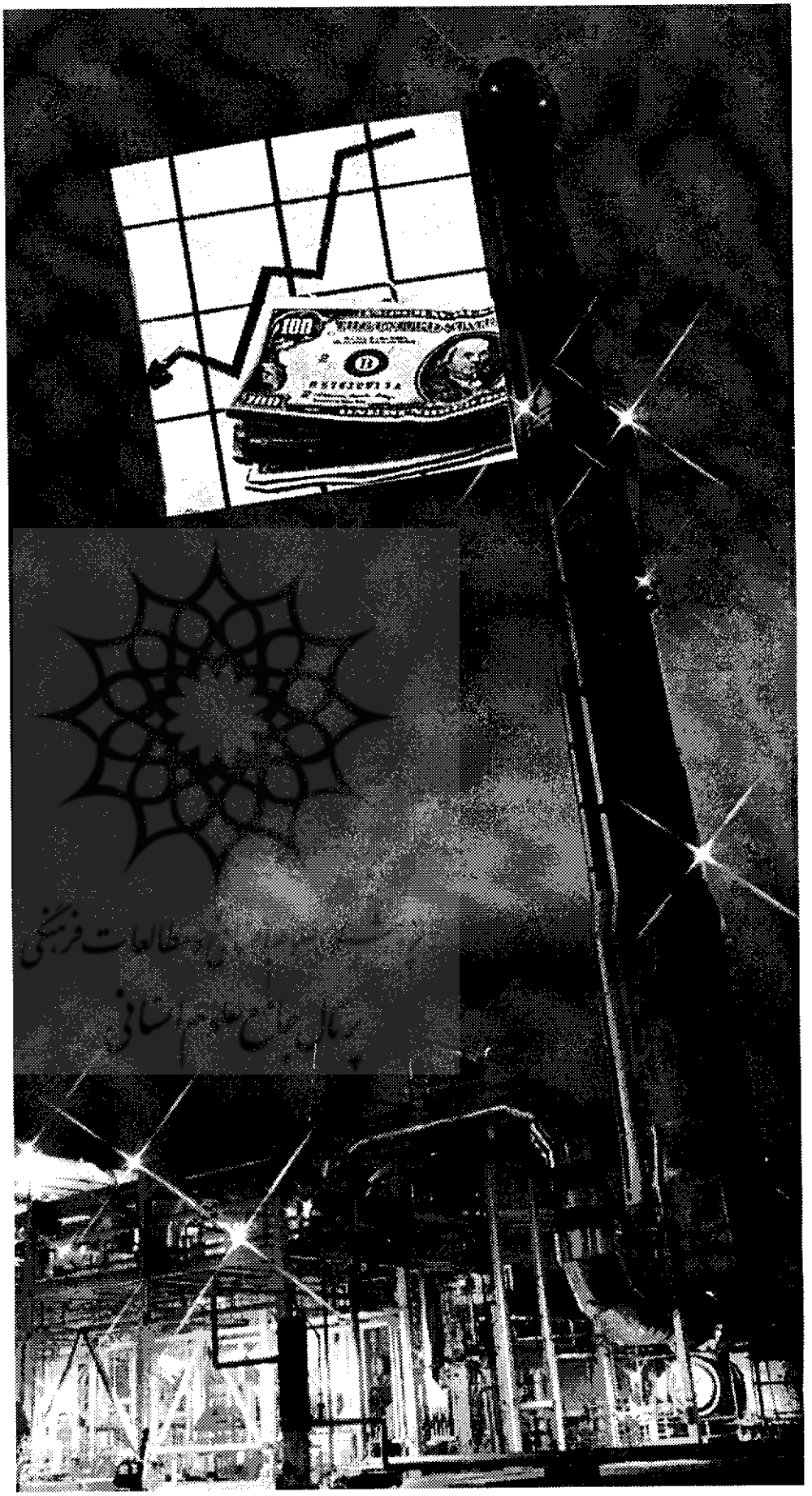
کاهش هزینه‌ها عامل کلیدی در اجرای پروژه‌های گاز



مصطفی شریف‌النبی

ناپایداری گستردهٔ قیمت‌های انرژی، باعث ایجاد نگرانی در زمینهٔ اجرای پروژه‌های هزینه‌بر در بخش گاز طبیعی شده است.

در حالی که طی دو سال گذشته، خرید برخی از محصولات LNG از سوی خریداران لغو شده و یا به تعویق افتاده است، اما اخیراً بازار LNG به ویژه در آسیای جنوب شرقی و حتی آمریکا، مجدداً رونق گرفته است.

چشم‌انداز مصرف گاز طبیعی طی دههٔ اول قرن ۲۱ بسیار روشن است، زیرا گاز طبیعی سوختی تمیز با کارایی بالا و با قیمتی رقابتی در مقایسه با سایر سوختهاست.

مروری بر وضعیت صنعت گاز در جهان

ذخایر اثبات شدهٔ گاز طبیعی در سطح جهان در طی ۲۰ سال گذشته رشد مداومی داشته و اکنون به ۱۴۶/۴۳ تریلیون مترمکعب بالغ شده است. با سطح فعلی تولید در جهان، تا ۶۲ سال آینده گاز طبیعی جهت مصرف در دسترس خواهد بود. در حدود ۳۸/۷ درصد از ذخایر اثبات شدهٔ گاز جهان در جمهوریهای شوروی سابق (FSU) و ۳۳/۸ درصد در خاورمیانه قرار دارد. آمریکای شمالی، اروپا و کشورهای FUS، بیش از ۷۵ درصد از تولید گاز جهان را به مصرف می‌رسانند. در حدود ۴۵۶ میلیارد مترمکعب از ۲۳۲۹/۶ میلیارد مترمکعب گاز تولید شده در سال ۱۹۹۹ یا ۲۰ درصد آن در داخل کشورهای تولیدکننده به مصرف رسیده است. ۷۵ درصد از کل تجارت ۴۸۴ میلیارد مترمکعبی گاز در این سال از طریق خط لوله و بقیه به صورت LNG صادر شده است.

فدراسیون روسیه بزرگترین صادرکنندهٔ گاز (۱۲۵/۵۴bcm) و ایالات متحدهٔ آمریکا بزرگترین واردکننده (۹۹/۲۰bcm) در جهان است. بیشترین حجم واردات گاز در سال ۱۹۹۹ توسط آمریکا و از کانادا (۹۴/۷bcm) انجام شده است، پس از آن آلمان با واردات ۳۴/۸ میلیارد مترمکعب از طریق خط لوله از روسیه و ژاپن با واردات ۲۴/۸ میلیارد مترمکعب به صورت LNG از اندونزی قرار دارد.

مصرف گاز طبیعی در سطح جهان رشدی سریعتر از رشد مصرف نفت داشته، در حالی که مصرف فعلی گاز طبیعی معادل نیمی از مصرف نفت است. احتمالاً تا سال ۲۰۲۰، حدود ۱۰۰ میلیون بشکه معادل نفت در روز گاز مصرف خواهد شد و اگر مسائل زیست‌محیطی و مصوبات مربوط به محدودیت انتشار CO2 و سایر گازهای گلخانه‌ای از بعد اقتصادی نیز حساسیت لازم را برانگیزد، آن گاه مصرف گاز طبیعی رشدی به مراتب بیشتر خواهد داشت.

در حالی که اکنون گاز طبیعی سهم کلی در مصرف سوخت بخش حمل و نقل دارد، اما در صورت رفع موانع زیرساختی در استفاده از CNG و LNG، می‌تواند در این بخش نیز سهم بالاتری کسب نماید. علاوه بر آن، توجه روزافزون به توسعهٔ GTL به عنوان سوخت، روان‌کننده‌ها و فرآوردهای ویژه‌ای نظیر نفتای مخصوص صنایع پتروشیمی می‌تواند باعث افزایش بیشتر تقاضا برای گاز و به ویژه در مورد گازهای در حال سوختن و یا منابع گازی دور از دسترس گردد.

توسعهٔ آیندهٔ گاز طبیعی بستگی به تداوم ایمنی، قابلیت اطمینان و مزایای زیست‌محیطی به ویژه حفاظتهای زیست‌محیطی در تأسیسات گاز طبیعی و خطوط لوله، کشتی‌های LNG و پایانه‌های دریافت و بارگیری LNG دارد. در این حال، قیمتهای گاز طبیعی باید موقعیت رقابتی خود را در مقایسه با سایر سوختها حفظ نماید. در برخی از بازارها، قیمت گاز طبیعی، به دلیل ملاحظات عرضه و تقاضا و یا معافیتهای مالیاتی وضع شده از سوی دولتها، به طور مشخصی پایین‌تر از قیمت نفت (بر پایهٔ معادل BTU) می‌باشد.

کاهش هزینه‌های LNG

LNG از چندین جهت و از جمله ایمنی زیاد، قابلیت اطمینان در عرضه و مراقبتهای زیست‌محیطی در تأسیسات تولید آن مورد توجه بوده است که این سابقهٔ خوب باید حفظ شود. در عین حال، قیمت تمام شدهٔ آن باید همگام با موقعیت‌های محیط بازار انرژی و به ویژه مقررات‌زدایی در کشورهای مصرف‌کننده که فشار مضاعفی را بر قیمت فروش گاز در این کشورها به وجود می‌آورد، پایین بیاید.

جدول ۱

تجارت بین‌المللی گاز طبیعی جهان در سال ۱۹۹۹ (میلیارد مترمکعب)

خط لوله			LNG		
از	به	میزان	از	به	میزان
کانادا	آمریکا	۹۴/۷۰	اندونزی	ژاپن	۲۴/۸
روسیه	آلمان	۳۴/۸	مالزی	ژاپن	۱۴/۳۷
هلند	آلمان	۱۹/۸۰	الجزایر	فرانسه	۱۰/۱۰
الجزایر	ایتالیا	۲۲/۶۰	استرالیا	ژاپن	۹/۲۶
نروژ	آلمان	۱۶/۱۸	اندونزی	کره‌جنوبی	۱۱/۳۶
روسیه	ایتالیا	۱۹/۱	امارات	ژاپن	۶/۲
روسیه	فرانسه	۱۱/۹۶	برونئی	ژاپن	۷/۲
نروژ	فرانسه	۱۳/۰۰	الجزایر	بلژیک	۲/۰۲
روسیه	چک	۷/۸۰	مالزی	کره‌جنوبی	۲/۲
روسیه	مجارستان	۷/۲	الجزایر	اسپانیا	۲/۲۲
روسیه	لیتوانی	۷/۲	قطر	ژاپن	۵/۹۰
روسیه	اسلواکی	۲/۲	الجزایر	ترکیه	۳/۱
روسیه	ترکیه	۸/۸	اندونزی	تایوان	۲/۶۵
هلند	فرانسه	۵/۶	مالزی	تایوان	۲/۷
هلند	بلژیک	۵/۲	الجزایر	آمریکا	۲/۲
نروژ	بلژیک	۵/۶۲	الجزایر	ایتالیا	۲/۱۰
الجزایر	اسپانیا	۵/۲۲	امریکا	ژاپن	۱/۶۵
روسیه	فنلاند	۲/۲			
روسیه	رومانی	۳/۲			
روسیه	بلغارستان	۳/۲			
هلند	ایتالیا	۲/۸			
جمع کل		۱۶۰/۵۱	جمع کل		۱۲۴/۲۰

منبع: آمار سالانه شرکت BP ، ژوئن ۲۰۰۰

تکنولوژی LNG (در طول زنجیرهٔ تولید، انتقال و تبدیل) در مقابل این فشارها به خوبی در حال رشد است و اکنون هزینه‌های تمام شدهٔ پروژه‌های LNG نسبت به دههٔ گذشته، بین ۳۰ تا ۵۰ درصد کاهش یافته است و در پروژه‌های جدید برای رسیدن به هزینهٔ تمام شده پایین‌تر تلاش بسیاری صورت می‌پذیرد.

برای تداوم این روند، باید تغییرات مداومی در قسمتهای مختلف زنجیرهٔ تولید و عرضهٔ LNG به وجود آید. پروژه‌های موفق، یکپارچگی بین توسعه دهندگان تجاری طرح را، به نمایندگی از منافع مالکان پروژه و نیاز مشتریان، فراهم می‌سازد.

این دو جزء از هر پروژه، یعنی منافع مالکان و تأسیسات LNG و نیازهای مشتریان باید در مرحلهٔ ابتدایی و فاز تعریف پروژه به خوبی مشخص شود.

بررسی برای یافتن فرصتهای موجود در کاهش هزینه‌های تمام شدهٔ تأسیسات LNG، نیازمند بررسی و نگاه دقیق به کل این تأسیسات است. هزینه‌های مایع سازی، هزینه‌های عمل‌آوری و خالص‌سازی گاز طبیعی، هزینه‌های واحدهای جانبی و ذخیره‌سازی، هر کدام کمتر از ۲۰ درصد کل هزینهٔ تأسیسات LNG را شامل می‌شوند. در حال حاضر، هزینه‌های تمام شدهٔ زیرساختهای لازم، قریب ۳۵ درصد از کل هزینه‌ها را شامل می‌شوند. بنابراین، فرصتهای صرفه‌جویی هزینه‌ها در هر یک از قسمت‌ها و البته در کل سیستم یکپارچهٔ تولید وجود دارد.

مقایسهٔ هزینه‌های تمام شدهٔ واحدهای مختلف مایع‌سازی LNG با یکدیگر بر اساس مبنای خاصی مشکل است. زیرا هزینه‌های کلی مهندسی، اجرا و ساخت واحد LNG هم‌اکنون در حدود ۲۰۰ دلار در هر تن ظرفیت نصب شدهٔ

LNG است و هزینه‌های مربوط به مالکان، بیشتر بستگی به ترجیحات آنها دارد.

هزینه‌های تأسیسات LNG، همچنین بسته به موقعیت و مکان آنها، شرایط مالی پروژه و همچنین نظام‌های مالیاتی کشور میزبان، استراتژی اجرای پروژه، محیط و شرایط قرارداد با توجه به قوانین کشور میزبان و سهامداران اصلی در زمان اجرا و راه‌اندازی، تعداد خطوط تولید (train) و هزینه‌های تمام شدهٔ فعلی در حدود ۵۰ درصد کمتر از دو دههٔ قبل است که بیشترین کاهش در هزینه‌ها طی سالهای اخیر در اثر رشد تکنولوژی و سایر عوامل به‌وجود آمده است.

روند کاهش هزینه‌ها به چند عامل مهم مربوط می‌شوند:

ـ اقتصاد مقیاس- تکنولوژی جدید باعث افزایش اندازهٔ واحدهای LNG در یک خط تولید از حدود یک میلیون تن در سال در ۲ دههٔ گذشته به ۳ تا ۵ میلیون تن در سال برای واحدهای کنونی شده است.

ـ محیط رقابتی- تکنولوژی‌های جدید و افزایش رقابت بین دارندگان دانش فنی و دارندگان مجوز تولید از یک طرف و شرکتها و مقاطعه‌کاران EPC از طرف دیگر، باعث بهره‌دهی بالاتر صنعت LNG شده است.

ـ طراحی بهتر پروژه- استفادهٔ بیشتر از استراتژی «مطابق با مقصود»[1] در خصوص مالکان تأسیسات و مصرف‌کنندگان می‌توانند میزان خطرپذیری، هزینه‌ها و سود حاصل از زنجیرهٔ LNG را بهینه نماید.

ـ بهبود در اجرای پروژه- همکاری نزدیک‌تر بین مقاطعه‌کاران و مالکان تأسیسات LNG، باعث درک متقابل بهتر و کاهش هزینه‌ها و انجام پروژه‌ها در زمانی کوتاه‌تر شده است.

فرصتهای بیشتری برای صرفه‌جویی هزینه‌ها در پایانه‌های دریافت LNG در کشورهای مقصد وجود دارد. پایانه‌های قبلی، ایمن و قابل اطمینان هستند، اما باید در زمینهٔ کاهش هزینه‌های ساخت آنها کارهای بیشتری انجام داد. چالش‌های اصلی در خصوص ساخت پایانه‌های LNG در زمینهٔ کاهش هزینه‌ها عبارتند از:

● پایانه‌های بزرگ با هزینهٔ پایین‌تر مطابق با فلسفهٔ طراحی «مطابق با مقصود» به خصوص در بازارهایی که اخیراً در آنها مقررات‌زدایی شده است، جایی که نمی‌توان هزینه‌های تمام شدهٔ بالاتر را به مشتری و مصرف‌کننده انتقال داد. زیرا هرگونه هزینهٔ اضافی می‌تواند موقعیت رقابتی را در بازارهای آزاد شده متزلزل نماید.

● ساخت پایانه‌های قابل توسعه با افزایش نیاز بازار.

● ساخت پایانه‌های کوچکتر با هزینهٔ کمتر برای بازارهای کوچکتر.

● ساخت پایانه‌های برون ساحلی با هزینهٔ مناسب در مناطقی که پایانه‌های ساحلی بسیار گران تمام شده و یا زمینی برای ساخت آنها در اختیار نیست (برای نمونه، مقامات محلی یا اهالی ساکن در ساحل با ساخت چنین تأسیساتی مخالفت می‌نمایند).

ظرفیت عرضهٔ LNG در حال حاضر بیش از ۹۰ میلیون تن در سال است. بزرگترین عرضه‌کنندگان LNG به ترتیب عبارتند از: اندونزی، الجزایر، مالزی، برونئی، ابوظبی، استرالیا، آمریکا و لیبی.

قطر، ترینیداد، نیجریه و عمان نیز به تازگی به جرگهٔ عرضه‌کنندگان LNG در بازار گاز پیوسته‌اند. پروژه‌های جدیدی نیز در استرالیا، یمن، جزایر ساخالین، اندونزی، مالزی و ونزوئلا دنبال می‌شود و علاوه بر آن، طرحهای توسعهٔ تأسیسات موجود در ترینیداد، نیجریه و قطر در حال اجرا و یا در دست بررسی است.

از تأسیسات شرکت فیلیپس در آلاسکا، برای مدت ۳۰ سال، هر ساله یک میلیون تن LNG به ژاپن صادر می‌شود و به تازگی طرح ترانس-آلاسکا جهت انتقال گاز از نور اسلوپ[2] به پایانهٔ برنامه‌ریزی شدهٔ صادرات LNG در جنوب آلاسکا ارائه شده است.

میزان توجیه‌پذیری اقتصادی این طرح اخیراً با شرایط مالی بهتر به وجود آمده و کاهش هزینه‌های اجرای طرحهای LNG افزایش یافته است. البته رقیب سرسخت این طرح، پروژهٔ تبدیل گاز به مایع، GTL، است که پس از تبدیل گاز به مایع (نظیر فرآورده‌های نفتی) می‌توان آن را از طریق خط لولهٔ سراسری نفت آلاسکا انتقال داد، بدون آن که هزینهٔ اضافی جهت احداث خط لولهٔ جدید گاز لازم باشد.

استراتژی پروژه

یکی از کلیدی‌ترین عوامل انجام پروژه‌های گاز طبیعی، انجام مرحلهٔ اجرای پروژه با کمترین هزینه است. در گذشته، صاحبان تأسیسات گاز طبیعی در مواقعی که هزینه‌های تکمیل پروژه با اهداف زمانی و هزینه‌ای از پیش تعیین شده مطابقت بیشتری داشت، راضی می‌شدند.

در محیط رقابتی‌تر، امروزه علاوه بر مطابقت با اهداف زمانی و هزینه‌ای، عوامل دیگری نیز در موفقیت یک پروژه مؤثر هستند:

● مزیت «هزینهٔ چرخهٔ زندگی[3]» در بین پروژه‌های رقیب.

● رویارویی موفقیت‌آمیز با چالشهای اهداف زمانی و هزینه‌ای.

● سابقهٔ بسیار خوب از ایمنی پروژه.

پروژه‌های گاز طبیعی می‌توانند از چند جهت مختلف اجرا شوند که بستگی به ترجیحات صاحبان پروژه دارد (که معمولاً کنسرسیومی از مالکان است)، قوانین دولت میزبان، تصویب وام‌دهندگان و دیگر موارد تکمیلی نیز در انجام طرح مؤثر خواهد بود.

تلاش برای توسعهٔ پروژهٔ داخلی می‌تواند به طول انجامد. صاحبان آن با یک برنامهٔ کاملاً مشخص که از ابتدا تا انتهای طرح را شامل می‌شود، حداکثر با ۶ تا ۱۲ ماه و هزینه‌ای بالغ بر ۳ تا ۳۰ میلیون دلار مواجه هستند.

تجربه نشان داده است که، تعریف مشخصی از A تا Z هر پروژه در ابتدای کار برای موفقیت پروژه بسیار حیاتی است. در سالهای اخیر، به نظر می‌رسد استفاده از «رقابت‌های طراحی»[4] که در آن صاحبان پروژه فقط یک مجموعه از طراحی مهندسی پروژه را نداشته، بلکه چندین طراحی را به صورت رقابتی با یکدیگر مقایسه و بهترین را انتخاب می‌نمایند، بسیار افزایش یافته است.

درحالی‌که رقابت‌های‌طراحی می‌تواند باعث بهبود کارایی و پایین آمدن هزینه‌ها گردد، مالکان پروژه در مورد استفاده از آن دقت لازم را به عمل می‌آورند. آنها می‌توانند خطرپذیری و مسئولیت خود را از این طریق به پیمانکاران پروژه منتقل کنند. به کرات مشاهده شده که کم و کاستی کارهای مهندسی در طی فاز تعریف ابتدا و انتهای پروژه، فقط باعث تغییرات آینده، افزایش هزینه‌ها و تأثیرات مداوم در اجرا شده است.

به دنبال تکمیل کار تعریف A تا Z پروژه، پروژه‌های بزرگ به یک شرکت EPC و یا به کنسرسیومی از چند شرکت EPC ارائه می‌شود. در واقع طرح اولیه برای آنها ارسال می‌شود.

سه رویکرد اصلی برای اجرای هر پروژه را می‌توان به صورت زیر تعریف نمود:

۱ـ قرارداد تضمین شده در مقابل زیان

۲ـ مناقصه در شرایط رقابتی با تضمین تکمیل از سوی پیمانکار

۳ـ اتحاد و مشارکت مالکان و شرکتهای EPC در اجرای طرح.

در حالی که به نظر می‌رسد رویکرد اول در حال حاضر از جذابیت کمتری برخوردار است، روشن نیست که هر یک از این رویکردها همیشه برای هر نوع پروژه‌ای مناسب باشند. تجزیه و تحلیلی که پیش از اجرای ۲۰۰۰ پروژه به وسیلهٔ رستون، مؤسسهٔ مستقل تحلیل پروژه (IPA)[5] انجام شده است، نشان می‌دهد شرکتهایی که دارای تجربیات خوبی در زمینهٔ اجرای پروژه، به ویژه مطابق با برنامهٔ زمانی و هزینه‌ای بوده‌اند، می‌توانند در موقعیت رقابتی بهتری قرار گیرند.

بهترین شرکت‌ها می‌توانند نرخ بازگشت سرمایهٔ پیش‌بینی‌شدهٔ (ROI) ۱۵ درصدی یک پروژه را به یک پروژه با بازگشت سرمایهٔ ۲۲ درصدی تبدیل کنند. درحالی‌که شرکت‌های ضعیف، چنین پروژه‌ای را در مرحلهٔ اجرا طوری به انجام می‌رسانند که ROI آن تا ۹ درصد کاهش می‌یابد.

نحوهٔ اجرای پروژه‌ها طی ۲۰ سال گذشته بهبود چشمگیری یافته‌اند. هزینه‌های مازاد بر برنامه اکنون به طور مشخصی کمتر شده، زمان انجام پروژه ۲۰ درصد سریعتر شده و ایمنی ساخت نیز به طور قابل توجهی افزایش یافته است.

بسیاری از پروژه‌ها هنوز هم نمی‌توانند یک یا تعداد بیشتری از اهداف اصلی اولیهٔ خود را محقق سازند و هنوز شکاف بزرگی بین پروژه‌های موفق و کمتر موفق وجود دارد.

اگرچه ۲۰ سال قبل تقریباً در تمامی شرکتهای بزرگ تهیهٔ طرح جزییات مهندسی و اجرای پروژه در شرکت انجام می‌شد، اکنون دیگر این گونه عملکردها نه قابل قبول و نه شدنی است و اصولاً در یک طرح، دهها شرکت مختلف با یکدیگر کار می‌کنند. به ویژه با رشد تکنولوژی و در واقع با ورود تکنولوژی‌های پیشرفته و تخصصی شدن هر چه بیشتر وظایف ضروری‌برای تکمیل یک طرح، بازیگران بیشتری باید در انجام موفق یک پروژه با یکدیگر همکار کنند. اکنون در واقع شرکت اصلی تنها وظیفهٔ مدیریت را که همان برنامه‌ریزی، سازماندهی، کنترل و هماهنگی است، انجام می‌دهد.

علاوه بر آن، کشورها یا شرکت‌های مالک پروژه یا شرکت‌های دیگر در جهت بهینه نمودن کارها در اجرای پروژه شرکت‌های دیگر به صورت فعال متحد می‌شوند و البته در عین حال از مخدوش شدن وظایف و مسئولیت‌ها نیز جلوگیری به عمل می‌آورند.

خطوط لوله با مسافت‌های طولانی

تکنولوژی احداث خطوط لولهٔ گاز، به ویژه در طی دو دههٔ گذشته، توسعهٔ زیادی یافته است. چالشهای همیشگی در این مورد، عبارتند از: اندازهٔ قطر لوله، فاصله، حداکثر عمق آب در مسیر خطوط لولهٔ دریایی و حرکت به سوی پایین بردن هزینهٔ حمل گاز.

به گفتهٔ برخی تحلیل‌گران، هزینهٔ خطوط لوله در فواصل طولانی در مقایسه با کاهش هزینه‌های LNG دو برابر کاهش هزینه داشته‌اند که با این کاهش هزینه‌ها، اقتصاد طرحهای خط لوله تغییر و بهبود زیادی یافته است. بهبود تکنولوژی متالوژی در ساخت لوله‌ها، طراحی لوله‌ها برای کار در فشارهای بسیار بالا، روشهای طراحی بهتر خط در جهت کاهش هزینه‌ها به ویژه با استفاده از مسیریابی و نقشه‌برداری ماهواره‌ای باز هم قابل بهبود بوده و می‌توانند در آینده هزینه‌ها را کاهش دهند.

تحلیل‌گران در صنعت گاز، اکنون به این نتیجه رسیده‌اند که خطوط لولهٔ صادراتی حتی در آبهای با عمق بیشتر از ۳۰۰۰ متر نیز قابل توجیه اقتصادی هستند. علاوه بر آن، توانایی صنعت در ساخت لوله‌های با ضخامت لایهٔ زیاد و نوع خاص مقاوم در برابر میزان سولفور بالا در مناطق دریایی، هر روز در حال افزایش است. اگر بخواهیم به طور متوسط رقمی برای هزینه‌های EPC ارائه دهیم، در حال حاضر این هزینه‌ها ۲ میلیون دلار در هر کیلومتر برای خط لوله‌ای با ظرفیت ۱۰ میلیارد مترمکعب است.

انتخاب مسیر برای احداث یک خط لوله، به ویژه در مورد خطوط لوله در آبهای عمیقی نظیر خلیج مکزیک بسیار مهم می‌باشد. روش‌های انتخاب مسیرهای احداث خطوط لوله به طور فزاینده‌ای از تکنولوژی‌های جدید MIS[6] (سیستم اطلاعات مدیریت)، نقشه‌برداری بهتر و دقیق‌تر با استفاده از ماهواره‌ها، تجهیزات دریایی کنترل از راه دور برای تعیین موقعیت و خاصیت شیمیایی و فیزیکی به ویژه در کف آبهای عمیق سود برده‌اند. انتخاب مواد، تکنیک‌های جوشکاری، به ویژه جوشکاری در کف دریا، تکنولوژی خواباندن لوله‌ها بر کف دریاهای عمیق، نظیر تکنیک S-laying و L-laying از اهمیت فوق‌العاده‌ای برخوردارند.

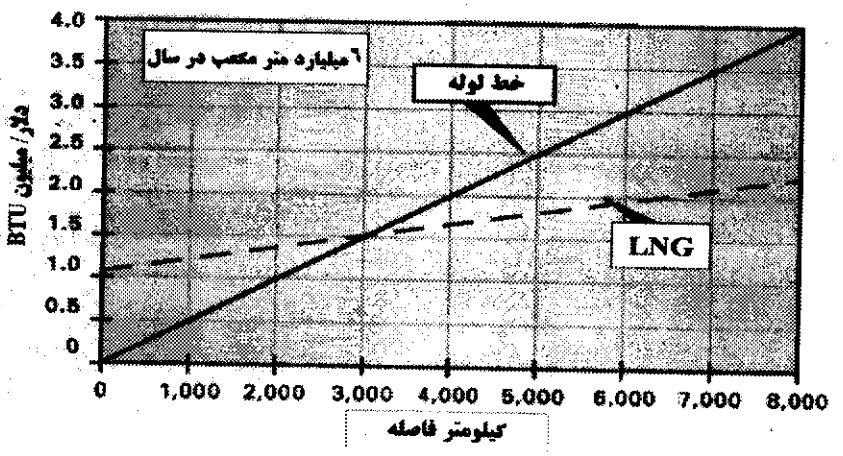
دسترسی به کشتی‌هایی با تکنولوژی برتر که کار احداث خطوط لولهٔ دریایی را انجام می‌دهند نیز در کاهش هزینهٔ پروژه‌های خطوط لولهٔ دریایی بسیار مؤثر است. کشتی‌های مخصوص احداث این گونه خط لوله‌ها، با استفاده از تکنیک J-laying که مخصوص عملیات در آبهای با عمق بیشتر از ۱۰۰۰ متر می‌باشد، به کار می‌روند که بسیار گران هستند. هم‌اکنون در سطح جهان، دو کشتی برای نصب خط لولهٔ دریایی در عمق ۲۰۰۰ متر وجود دارد. به نظر می‌رسد که در آینده در حداکثر عمق ۳۰۰۰ متر نیز بتوان با استفاده از همین تکنیک‌ها خطوط لولهٔ دریایی را احداث نمود.

LNG به عنوان یک منبع عرضهٔ تکمیلی برای خطوط لولهٔ موجود اروپا و آمریکا، به این دو منطقه عرضه می‌شود. در حالی که LNG در مورد منطقهٔ آسیا-پاسیفیک (ژاپن، کره و تایوان) تنها منبع عرضهٔ گاز محسوب می‌شود. به طول کلی، LNG در فواصل عرضهٔ بیش از ۳۰۰۰ کیلومتر برای عرضهٔ اسمی ۶ میلیارد مترمکعب در سال در مقابل خطوط لوله از موقعیت رقابتی بهتری برخوردار است. البته این برآورد بستگی به شرایط محل اجرای پروژه نیز دارد.

خطوط لوله می‌توانند در فواصل ۶۰۰۰

نمودار ۱

نقش فاصله در اقتصاد طرحهای انتقال گاز



کیلومتری، یا بیشتر، برای مقادیر بسیار بزرگ عرضهٔ گاز مناسب باشند. مقادیری در حد ۳۰ میلیارد مترمکعب از گاز در سال، برای بازارهایی نظیر آمریکای شمالی و اروپا که به خوبی بتوانند این عرضه را جذب نمایند، مناسب است. اگرچه روند رو به رشد بازارهای آسیا می‌تواند احداث این گونه خطوط لوله را زمانی که این بازارها توسعه یافتند، توجیه نماید.

البته انتخاب بین LNG و خط لوله برای حمل مقادیر فراوان گاز به سادگی امکان‌پذیر نبوده و باید عوامل گوناگونی را مدنظر قرار داد. این عوامل عبارتند از:

- مقایسهٔ اقتصادی بین این دو روش (LNG و خط لوله).
- ملاحظات ژئوپولتیک- حق عبور خطوط لوله از کشورهای واسط، ثبات اقتصادی و سیاسی و نظایر آن.
- ثبات و پایداری فنی مسیر خط لوله (زمین‌لرزه، رانش زمین، سیل و صعب‌العبور بودن).
- مسائل لجستیکی و پشتیبانی از پروژه- LNG برای بازارهایی که رشد پلکانی دارند، مناسب‌تر است.
- ملاحظات مربوط به تأمین مالی و مقررات دولتی در کشور مبداء و مقصد و کشورهای در مسیر. علاوه بر اینها، ملاحظات مربوط به کارایی بیشتر و انتظار CO_2 کمتر می‌تواند بر انتخاب این مسیرها مؤثر باشد، به خصوص وقتی LNG را با خط لوله و یا با GTL مقایسه کنیم.

بسیاری از پروژه‌های بین‌المللی خطوط لولهٔ گاز، در مراحل مختلف توسعهٔ خود هستند که برخی از آنها عبارتند از:

- دریای سیاه، پرچالش‌ترین پروژهٔ خط لولهٔ دریایی با نام جریان آبی، برای عرضهٔ ۱۶ میلیارد مترمکعب گاز در سا تا سال ۲۰۱۰ که از روسیه به ترکیه طراحی شده است.

جریان آبی مشارکتی است بین گاز پروم و شرکت انی که شرکت فرعی آن، یعنی اسنام پروجتی اخیراً کارهای طراحی جزییات مهندسی طرح در بخش برون ساحلی آن را شروع نموده است. در این پروژه، دو خط لولهٔ ۳۷۵ کیلومتری هر یک به قطر ۲۴ اینچ احداث خواهد شد، این خطوط در عمق ۲۱۵۰ متری آب بر کف دریای سیاه نصب می‌شوند.

برای اجرای چنین پروژه‌ای به توسعهٔ بیشتر تکنولوژی‌های موجود برای خواباندن لوله در این عمق و با این مسافت نیاز است. این توسعه شامل تغییرات اساسی در کشتی‌ها، نظیر تغییر در ساختار کشتی مخصوص Saipem 7000 که نیازمند ساخت برج جدید احداث خط لوله طبق روش J-lay و بهبود وضعیت دینامیکی کشتی در زمان نصب خطوط لولهٔ طولانی‌تر است. زیرا به دلیل ملاحظات فنی و شرایط آب، لوله‌هایی که قرار است در این پروژه به کار روند، بسیار سنگین‌تر از لوله‌های دریایی دیگر هستند.

چالشهای سیاسی و مالی، به ویژه در رابطه با مقررات دولتی، اگر مهمتر از چالشهای فنی نباشد دست کمی از آنها ندارند. پارلمان روسیه در زمینهٔ خط لولهٔ جریان آبی، مالیات بر آن را لغو نمودکه‌همین مصوبهٔ مجلس روسیه باعث کاهش ۱/۵ میلیارد دلار در هزینه‌های این طرح شد.

هم‌اکنون چندین پروژهٔ رقیب برای این پروژه وجود دارد که از آن جمله، احداث خط لولهٔ ترکمنستان از مسیر ایران است که هم هزینهٔ کمتری دارد و هم چالشهای فنی مسیر آن به مراتب کمتر است، اما احداث آن با ملاحظات سیاسی به ویژه مخالفت کورکورانهٔ آمریکا مواجه شده است.

حتی پروژهٔ ترانس خزر نیز که از پروژه‌های پرچالش از نظر فنی و سیاسی است، در مقابل پروژهٔ جریان آبی از نظر اقتصادی توجیه‌پذیرتر است.

گروه افست امارات که در ابوظبی مستقر است قصد دارد تا در منطقهٔ خلیج‌فارس، یک شبکهٔ خطوط لولهٔ گاز را به اجرا درآورد. در این پروژهٔ ۸ میلارد دلاری، قرار است طی ۶ سال میادین گازی توسعه یافته، خطوط لوله احداث شده و مناطق جدید صنعتی ساخته شوند.

این پروژه قصد دارد ۳۱ میلیارد مترمکعب از گاز حوزهٔ گنبد شمالی قطر (مشترک با پارس جنوبی ایران) را به امارات و سپس به عمان و پاکستان انتقال دهد. انتقال گاز به پاکستان نیازمند رفع چالشهای فنی عبور خطوط لوله از خلیج‌فارس است که احتمالاً از پیچیدگی زیادی نظیر پروژهٔ جریان آبی برخوردار خواهد بود.

پروژهٔ دیگر، پروژهٔ پیشنهادی غرب آفریقاست که گاز نیجریه را به غنا، بنین و توگو انتقال می‌دهد.

نیجریه در چهارچوب توسعهٔ استفادهٔ بهینه از منابع خود و همچنین جلوگیری از سوختن گازهای همراه تولیدی در میادین نفتی این کشور، توسعهٔ استفاده از گاز طبیعی را در اولویت برنامه‌ریزی خود قرار داده است. LNG نیجریه، کار صادرات خود را از اکتبر سال گذشته آغاز نموده و کار توسعهٔ آن هم در جریان است

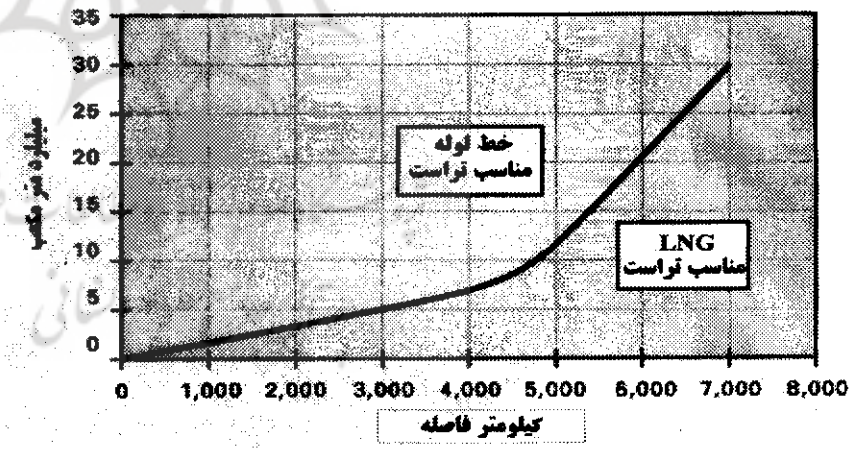
شرکت ملی نفت نیجریهٔ NNPC، شورون، ساسول هم قصد دارند تا یک واحد GTL به ظرفیت ۳۰ هزار بشکه در روز، در این کشور احداث نمایند.

در شمال آفریقا، صادرات گاز الجزایر اکنون به بیش از ۵۵ میلیارد مترمکعب در سال رسیده است که دو سوم از آن از طریق خط لولهٔ مغرب-اروپا، ترانس مد[۷] به ایتالیا، اسپانیا و پرتغال ارسال می‌شود.

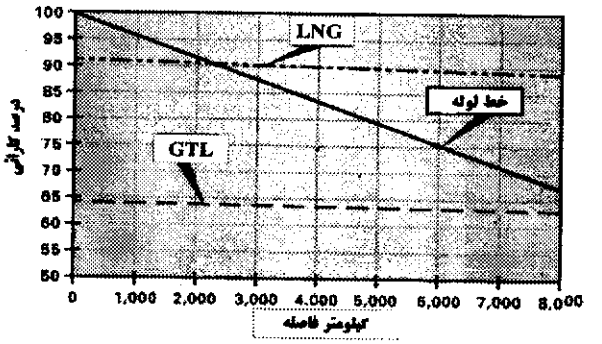
هم‌اکنون برنامه‌هایی برای توسعهٔ این خط در دست‌تهیه‌است وهمچنین‌پروژه‌ای به رهبری BP قصددارد‌تاگازحاصل ازمنطقهٔ صلاح را در جنوب الجزایر به ایتالیا منتقل نماید. البته در این طرح، خط لوله مستقیماً از الجزایر به ایتالیا، از طریق مسیردریایی‌انتقال‌یافته ومغرب در آن نقش ندارد.

نمودار ۲

نقش حجم در اقتصاد طرحهای انتقال گاز



نمودار ۳
کارایی اسمی حمل گاز در سه روش انتقال



GTL، انتخابی دیگر

همهٔ ذخایر گاز به طور یکسان قابل بهره‌برداری نیستند، برخی از ویژگیهای ذخایر گاز به صورت زیر می‌باشند:

● ذخایر بزرگ گاز با توجه به ملاحظات مربوط به هزینه، عرضه و تقاضا به شبکه‌های سراسری و اصلی خطوط لولهٔ گاز نزدیک نیستند (نظیر ذخایر آمریکای شمالی، آلاسکا و اروپا).

● استفاده از ذخایر بزرگ گاز دور از مراکز مصرف و دور افتاده[8] با توجه به ملاحظات مربوط به هزینهٔ حمل، توسعه و بازار مناسب محدود می‌باشد (نظیر ذخایر عظیم گاز در خزر و برخی نقاط خاورمیانه).

● مشکل گازهای همراه در حال سوختن که می‌توانند تولید نفت را محدود نمایند و همچنین وجود برخی ذخایر کوچک گاز که از نظر فنی یا اقتصادی، توسعه و انتقال گاز آنها مناسب نیست. در مورد گازهای همراه تولیدی در میادین نفتی، برخی از اوقات به دلیل کم‌بودن حجم و یا پایین بودن فشار تزریق مجدد آنها اقتصادی نبوده و سوزاندن آنها نیز دیگر در برخی مناطق نظیر دریای شمال و امریکای شمالی از نظر مقررات زیست‌محیطی قابل قبول نیست.

در مورد دستهٔ اول، ذخایر انتقال خط لوله و برای دستهٔ دوم، LNG و خطوط لولهٔ انتخابی مناسب هستند. با توجه به هزینه، مقیاس و مسائل لجستیکی، خطوط لوله و LNG معمولاً انتخاب مناسبی برای کاربرد بهینه از گازهای دسته سوم نیستند.

انتخابهای دیگری نیز می‌تواند مورد نظر باشد. یکی از این انتخابها، ساخت نیروگاههای تولید برق و واحدهای کوچک پتروشیمی در نزدیکی محل این گونه ذخایر است و روش دیگر انتقال آنها به صورت CNG و یا پس از تبدیل به مایع می‌باشد.

● یکی از راههای استفاده از گازهای دستهٔ سوم، تولید متانول از آنهاست که متانول اغلب برای تولید MTBE استفاده می‌شود. ظرفیت تولید متانول طی سالهای اخیر بسیار افزایش یافته، اما اکنون به دلیل محدودیت بازار مصرف، به ویژه محدودیت تقاضا برای MTBE، به سطح ۳۰۰۰ تن در روز کاهش یافته است.

پیشرفتهای اخیر در تولید گاز-سنتز و تکنولوژی متانول همراه با توانایی طراحی واحدهای به مراتب بزرگتر، می‌تواند باعث کاهش بیشتر هزینهٔ تولید متانول، به ویژه در خاورمیانه که قیمت گاز نیز پایین است، گردد. اگر هزینه‌ها در سطح مطلوبی پایین باشد، متانول حتی می‌تواند به عنوان سوخت توربین‌های نیروگاهی و یا به عنوان مادهٔ اولیه در واحدهای GTL، مطرح باشد.

اخیراً تلاشها و حرکتهای بسیار خوبی در جهت استفادهٔ بهینه از گازهای دستهٔ سوم با استفاده از تکنولوژی GTL و تولید فرآورده‌های مایع از گاز با کیفیت بسیار بالا انجام گرفته است. از نظر نوع بازارها، نمی‌توان GTL را با LNG مقایسه نمود، زیرا محصول GTL وارد بازار بسیار عظیم فرآورده‌های نفتی شده، ولی LNG بازار منحصر به فرد خود را دارد.

تکنولوژی GTL می‌تواند گاز طبیعی را به سوختهای میان تقطیری نظیر گازوییل، نفتا، و به خصوص موم‌های صنعتی، روغن‌های مخصوص و روان‌کننده‌های مخصوص حفاری، بنزین، LPG و حتی در نهایت پروپیلن و ترکیبات آروماتیک تبدیل نماید. فرآورده‌های حاصل عاری از سولفور بوده و از بسیاری جهات دیگر نسبت به سوختهای به دست آمده از نفت برتری دارند.

تاکنون چندین واحد تجاری GTL ساخته شده است. ساسول، تکنولوژی GTL را از سال ۱۹۵۰ به کار گرفته است. تأسیسات شرکت اکسان موبیل در نیوزیلند که در سال ۱۹۸۵ راه‌اندازی شده و به ظرفیت ۱۴۵۰۰ بشکه در روز می‌باشد، نمونه‌ای از تأسیسات GTL با پایهٔ متانول است. شل نیز در مالزی، تأسیسات GTL را به ظرفیت ۱۲۵۰۰ بشکه در روز در اختیار دارد.

شرکتهای دیگری نیز در حال توسعهٔ تکنولوژی خود در زمینهٔ GTL هستند، شرکت سینترولیوم اخیراً طرح GTL خود را به ظرفیت ۱۰۰۰۰ بشکه در روز در استرالیا معرفی نموده است.

مطالعات اخیر نشان می‌دهد که هزینهٔ EPC ساخت یک واحد GTL در سالهای اخیر به شدت کاهش یافته و اکنون برخی از شرکتهای با سابقه در این زمینه، این هزینه‌ها را برای ظرفیت‌های جدید، در حدود ۲۰ تا ۲۵ هزار دلار برای تولید هر بکشه در روز تخمین زده‌اند.

این کاهشها باعث شده است تا توسعهٔ GTL با توجه به قیمت‌های نفت در دامنهٔ ۱۸ تا ۲۰ دلار در هر بشکه، از توجیه اقتصادی برخوردار گردد. البته علاوه بر آن، قیمت گاز رژیم‌های مالی در کشور میزبان و موقعیت و اندازهٔ تأسیسات نیز مهم و تأثیرگذار هستند.

● روش دیگر حمل گاز، استفاده از گاز هیدراته یا یخ متانول[9] می‌باشد. استفاده از این روش، مدتهای مدیدی مطرح بوده، اما هنوز طرحی عملی در مورد آن به اجرا درنیامده است. البته روسها در سالهای گذشته، جهت حمل گاز حاصل از سیبری شرقی به ژاپن در مورد آن مطالعه نمودند که به دلیل مشکلات مالی و ضعف مدیریتی توانستند آن را به اجرا درآورند. در این روش، گاز آبدار در دمای ۱۶- درجه یخ زده شده و پس از حمل توسط کشتی‌های مخصوص، در مقصد یخ به گاز آبدار تبدیل و پس از جداسازی مصرف می‌شود.

● CNG یا گاز طبیعی فشرده شده، به عنوان رقیبی برای LNG مطرح می‌باشد. در سالهای ۱۹۶۰، اولین کشتی مخصوص حمل CNG در نیوجرسی آمریکا آزمایش شد، اما حمل CNG اقتصادی نبوده و تاکنون بیشتر برای تبدیل گاز در محل تولید و مصرف به کار رفته است.

تلاشهای اخیر در صنعت تبدیل گاز، باعث جلب توجه به نسل جدیدی از کشتی‌های دارای مخازن تحت فشار که "Coselle" نامیده می‌شود، شده است. ■

یادداشتها:

1- Fit-for-Purpose
2- North Slpe
3- Life-Cycle Cost
4- Design Competitions
5- Independent Project Analysis
6- Managment Information System
7- Trans Med- MEG (Morocco-Europe Gas)
8- remoted gas reserve
9- Methanol Gas