صنعت نفت
Oilindustry.ir
CLICK HERE

انتقال گاز طبیعی

تحقیق و تدوین : مهندس مهدی دریجانی، مهندس سیدحمزه علم‌الهدی

غالباً مخازن گازطبیعی از بازار مصرف فاصله زیادی دارند. بیشتر این مخازن در بیابان‌ها، ساحل دریاها و همچنین نواحی صخره‌ای واقع شده‌اند. ازسوی دیگر ذخیره‌سازی گازطبیعی درپالایشگاه یا نزدیکی آن غالباً امکان‌پذیر نبوده و توجیه اقتصادی نیز ندارد. به صورت معمول پس از پالایش گازطبیعی، فاز گاز که عمدتاً از متان تشکیل شده است، بلافاصله با خط لوله منتقل شده یا پس از مایع‌سازی برای مصرف ارسال می‌شود. برش‌های سنگین‌تر که در دما و فشار نزدیک به شرایط طبیعی مایع می‌باشند به صورت LPG و میعانات‌گازی پس از ذخیره موقت در مخازن برای مشتری ارسال می‌شوند. درصورت وجود مقدار قابل توجه اتان، این فرآورده نیز بیشتر به صورت مایع به واحدهای پتروشیمی ارسال می‌گردد. گوگرد به عنوان فرآورده فرعی به صورت جامد فروخته می‌شود. برخی مخازن گازطبیعی دارای مقدار قابل توجهی ناخالصی نظیر گازهلیوم می‌باشند که در صورت استحصال غالباً به صورت فشرده با تانکر به فروش رسانده می‌شود. دی‌اکسیدکربن غالباً برای جلوگیری از انتشار به جو به لایه‌های خالی در اعماق زمین تزریق می‌گردد و به ندرت خالص‌سازی و فروخته می‌شود و در نهایت جیوه و نیتروژن به ویژه در پالایشگاه‌هایی که دارای بخش جداسازی و فرآوری NGL یا تولید LNG می‌باشند، پس از جداسازی فروخته می‌شوند. به هرحال بعد از پالایش گازطبیعی، انتقال آن به مصرف‌کننده مهمترین بخش زنجیره گازطبیعی می‌باشد. خط لوله، تانکرهای جاده‌ای، تانکرهای ریلی و کشتی گازفشرده یا مایع، روش‌های معمول انتقال گازطبیعی می‌باشند. گازطبیعی می‌تواند به شکل هیدرات، تبدیل به برق، هیدروژن، DME، GTL، متانول یا تولید کالا با ارزش افزوده [نظیر کود شیمیایی] نیز منتقل گردد. در این مقاله به بررسی روش‌های انتقال معمول و نوین گازطبیعی و مقایسه آنها پرداخته می‌شود.

انتقال گازطبیعی بخشی از زنجیره گازطبیعی است که در آن سیال از تاسیسات سرچاهی به پالایشگاه و از پالایشگاه، گازطبیعی فشرده یا گازطبیعی مایع برای استفاده توسط خطوط لوله یا تانکرهای جاده‌ای، تانکرهای ریلی یا کشتی انتقال داده می‌شود. امروزه انتقال اقتصادی و ایمن این حامل مهم انرژی با توجه به افزایش سیر صعودی سهم آن در سبد انرژی بسیار اهمیت پیدا کرده است. در این مقاله به موضوعات مرتبط با انتقال گازطبیعی پرداخته می‌شود.

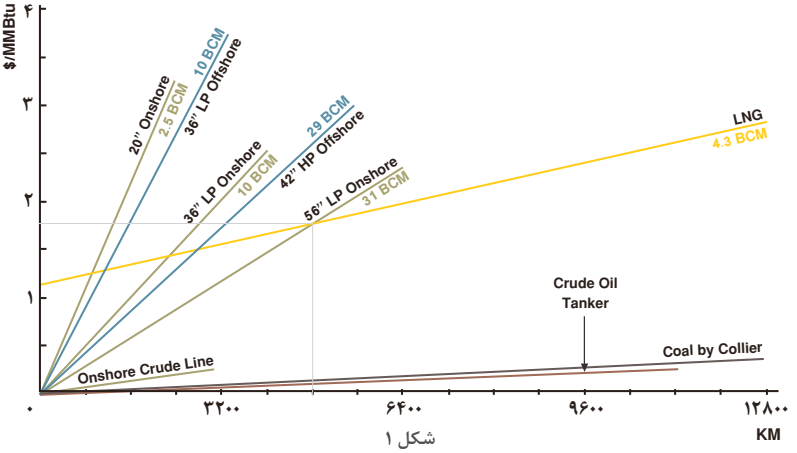
۱ منابع گازطبیعی

بیشترمنابع گازطبیعی جهان در خاورمیانه، روسیه و ترکمنستان واقع شده‌اند. منابع پراکنده و قابل توجهی نیز در کشورهای آمریکا، کانادا، الجزایر، نیجریه، چین، مالزی و اندنزی قرار دارند. جدول۱ آمار سال ۲۰۱۲ میلادی مربوط به کشورهای دارای منابع بزرگ گاز، تولیدکنندگان، صادرکنندگان و واردکنندگان مهم را نشان می‌دهد. آمار مربوط به گازطبیعی مرتباً با کشف منابع جدید یا ساخت تاسیسات جدید گازی دچار تغییر می‌شود. تا قبل از سال ۲۰۱۲ میلادی رتبه اول منابع گازی متعلق به کشور روسیه بود و با تحقیقات جدید که توسط شرکت BP انجام شده است، مشخص گردید که استخراج گاز از برخی منابع کشورهای روسیه و ترکمنستان اقتصادی نمی‌باشد، رتبه اول ذخایرگازی دنیا به ایران تعلق گرفت. ایران علیرغم داشتن رتبه اول ذخایرگازی، از نظر تولید در رتبه سوم و با اندکی فاصله با کشورهای کانادا و قطر قرار گرفته است که با توجه به طرح‌های آماده بهره‌برداری قطر امکان پیشی گرفتن این کشور نیز وجود دارد. از طرف دیگر کشورهای آمریکا و کانادا و برخی کشورهای آمریکای جنوبی دارای منابع گازی از نوع Shale gas و Tight gas می‌باشند. استخراج این نوع گاز در گذشته اقتصادی نبود ، از نظر فنی نیز مشکلات فراوانی جهت استخراج آن وجود داشت.

کشور ↓	ذخایر اثبات شده		تولید	مصرف	واردات		صادرات	
	مقدار	درصد			LNG	خط لوله	LNG	خط لوله
۱ ایران	۳۳۶۰۰	۱۸	۱۶۰/۵	۱۵۶/۱	–	۹/۴	–	۸/۴
۲ روسیه	۳۲۹۰۰	۱۷/۶	۵۹۲/۳	۴۱۶/۲	–	۲۹/۸	۱۴/۸	۱۸۵/۹
۳ قطر	۲۵۱۰۰	۱۳/۴	۱۰۲/۸	۲۶/۲	–	–	۱۰۵/۴	۱۹/۲
۴ ترکمنستان	۱۷۵۰۰	۹/۳	۶۴/۴	۲۳/۳	–	–	–	۴۱/۱
۵ آمریکا	۸۵۰۰	۴/۵	۶۸۱/۴	۷۲۲/۱	۴/۹	۸۳/۸	۰/۸	۴۵/۱
۶ کانادا	۲۰۰۰	۱/۱	۱۵۶/۵	۱۰۰/۷	۱/۸	۲۷/۵	–	۸۳/۸
۷ نروژ	۲۱۰۰	۱/۱	۱۱۴/۹	۴/۳	–	–	۴/۷	۱۰۶/۶
۸ عربستان	۸۲۰۰	۴/۴	۱۰۲/۸	۱۰۲/۸	–	–	–	–
۹ الجزایر	۴۵۰۰	۲/۴	۸۱/۵	۳۰/۹	–	–	۱۵/۳	۳۴/۸
۱۰ چین	۳۱۰۰	۱/۷	۱۰۷/۲	۱۴۳/۸	۲۰	۲۱/۴	–	۲/۸
۱۱ اندونزی	۲۹۰۰	۱/۶	۷۱/۱	۳۵/۸	–	–	۲۵	۱۰/۲
۱۲ مالزی	۱۳۰۰	۰/۷	۶۵/۲	۳۳/۳	–	۲/۳	۳۱/۸	–
۱۳ ژاپن	–	–	–	۱۱۶/۷	۱۱۸/۸	–	–	–
۱۴ هند	۱۳۰۰	۰/۷	۴۰/۲	۵۴/۶	۲۰/۵	–	–	–
۱۵ کره جنوبی	–	–	–	۵۰	۴۹/۷	–	–	–
۱۶ کل جهان	۱۸۷۳۰۰	۱۰۰	۳۳۶۳/۹	۳۳۱۴/۴	۳۲۷/۹	۷۰۵/۵	۳۲۷/۹	۷۰۵/۵

جدول ۱: منابع گاز طبیعی در سال ۲۰۱۲، تولید، مصرف و تجارت گاز طبیعی بر حسب میلیارد متر مکعب (BCM)

اما در سال‌های اخیر از نظر فنی پیشرفت به‌گونه‌ای بوده است که استخراج این منابع اقتصادی شده است. پیش بینی می‌شود که درآینده استخراج گاز از منابع هیدرات واقع در نزدیکی ساحل برخی دریاها نیز از نظر فنی امکان‌پذیر شده و تولید آن اقتصادی شود. در کنار منابع گازطبیعی نباید از نقش گاز و مایعات قابل سوختن تولید از منابع ذغال‌سنگ نظیر CCT[Clean Coal Technology] و CBM[Coal Bed Methane] و همچنین Bio gas و سایر گازهای ساختنی پایه متان نیز غافل شد. تبدیل گازطبیعی یا گاز ذغال‌سنگ به برق نیز یک گزینه مناسب و مطلوب در انتقال انرژی محسوب می‌شود. انتقال الکتریسته به صورت کلی برای فواصل بالای ۲۵۰۰ کیلومتر و به ویژه به صورت HVDC اقتصادی‌تر از انتقال گاز می‌باشد و برای مصرف نیز گزینه مناسب‌تری می‌باشد. البته در فواصل کمتر از ۲۵۰۰ کیلومتر نیز اقتصادی‌بودن تبدیل به برق و انتقال برق باید مطالعه شود. با توجه به روش پاک IGCC و همچنین امکان تبدیل گازطبیعی در سیکل ترکیبی به اضافه CHP جایگزینی برق به جای گازطبیعی در سبد انرژی شهرها و مراکز صنعتی تاثیر مهمی بر کاهش آلودگی مناطق مسکونی و شهرها خواهد داشت. به هر حال در آینده با حضور جدی انواع گازهای پایه متان و منابع گاز طبیعی و همچنین موضوعاتی نظیر تبدیل گازطبیعی به برق یا سوخت‌های پاک‌تر نظیر هیدروژن معادلات مربوط به ذخایر گازطبیعی به صورت کلی دستخوش تغییر خواهد شد. شکل ۱ رابطه میان هزینه انتقال برحسب فاصله تا بازار مصرف ذغال‌سنگ، نفت‌خام، گازمایع و گاز فشرده خط لوله(PNG) به‌وسیله کشتی و خط لوله را نشان می‌دهد.



شکل ۱

در داخل ایران فاصله‌ها به گونه‌ای است که انتقال انرژی مصرفی داخلی از طریق خطوط انتقال گاز دارای توجیه فنی و اقتصادی است. همچنین صادرات گاز ایران نیز از طریق خطوط لوله با توجه به فاصله زمینی تا بازارهایی نظیر کشور ترکیه یا اروپا اقتصادی‌تر می‌باشد. بنابراین گسترش سریع شبکه فشارقوی گازطبیعی در ایران کاملاً منطقی به نظر می‌رسد. البته انتقال انرژی از طریق تبدیل به الکتریسیته یا LNG نیز گزینه‌های اقتصادی مطلوبی می‌باشند که خوشبختانه در سال‌های اخیر مورد توجه قرار گرفته‌اند.

۲ انتقال گازطبیعی

انتقال گاز از چاه تولیدی به پالایشگاه و انتقال گاز تصفیه شده به مصرف کننده، بخشی از زنجیره تامین گازطبیعی می‌باشد. از روزگار کهن که برای انتقال گاز از لوله‌های بامبو استفاده می‌شد تا امروز، فناوری و دانش انتقال گازطبیعی به صورت مستمر توسعه یافته است. در حالیکه ۱۰۰ سال پیش خطوط لوله و تانکرهای LPG تنها راه‌های انتقال گازطبیعی محسوب می‌شدند، امروزه روش‌های متنوعی برای انتقال گاز ابداع شده است. مهمترین این روش‌ها را می‌توان اینگونه دسته‌بندی نمود:

» خط لوله انتقال گازطبیعی خام به پالایشگاه
» خط لوله انتقال گازفشرده یا CNG
» خط انتقال LPG, LNG، اتان مایع و مایعات گازی
» تانکرهای جاده‌ای و ریلی حمل گاز و مایع
» کشتی‌های حمل LPG, LNG و CNG
» حمل هیدرات گازی جامد

خطوط انتقال می‌توانند در خشکی یا دریا احداث شوند. احداث خطوط لوله با وسایل کاملاً ابتدایی نظیر بیل و کلنگ برای آماده‌سازی بستر و ترانشه و همچنین اتصال لوله‌ها به صورت رزوه و حدیده آغاز شده و امروزه به ماشین‌آلات پیشرفته آماده‌سازی بستر، حفر ترانشه و لوله‌اندازی و همچنین اتصال لوله‌ها به‌وسیله روش‌های پیشرفته جوشکاری و جوشکاری نیمه ماشینی و کاملاً ماشینی و اتومات انجامیده است. امروزه برای عبور خطوط لوله از زیر جاده‌ها، خطوط ریلی و بستر رودخانه‌ها به جای عملیات طاقت‌فرسای حفر کانال و ساخت Casing از روش کاملاً مدرن HDD استفاده می‌شود. در این مبحث هدف بررسی احداث خطوط لوله و عملیات مرتبط با آن نیست، هدف این مقاله معرفی مختصر روش‌های انتقال و تا حد امکان مقایسه آنها می‌باشد. در ادامه این قسمت خطوط انتقال خشکی و دریایی و سپس انتقال گازطبیعی به صورت مایع یا گازفشرده توسط کشتی بررسی خواهند شد.

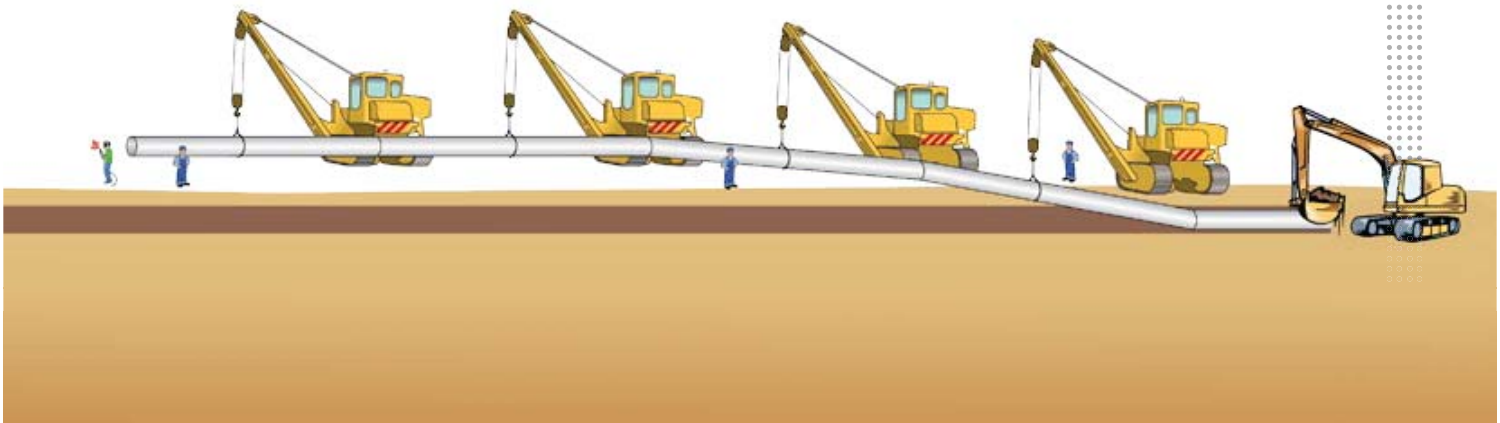
۳ خطوط انتقال خشکی و دریایی

انتقال نفت‌خام، فرآورده‌های نفتی، گازطبیعی، گازفشرده یا مایع ازطریق خطوط لوله کاملاً معمول می‌باشد. خطوط لوله مناسب انتقال حامل‌های انرژی در فازهای مایع یا گاز می‌باشند. بعد از کشف نفت ابتدا از بشکه‌های چوبی برای انتقال نفت‌خام استفاده می‌شد. به همین دلیل به هربشکه نفت خام [bbl[beer barrel گفته می‌شود. با افزایش تولید، بتدریج انتقال نفت خام و فرآورده در فواصل نزدیک و سپس در فواصل دورتر توسط خطوط لوله معمول گردید. اولین خطوط لوله‌های نفت و گاز از جنس کنده درختان بودند. اولین لوله گازطبیعی به طول ۱۵ متر در سال ۱۸۰۶ میلادی در لندن برای انتقال گازذغال(Town gas) احداث شد. انتقال به‌وسیله لوله‌های چوبی اصلاً ایده خوبی به حساب نمی‌آمد و به زودی لوله‌های فلزی از جنس چدن و فولاد به این صنعت نوپا وارد شدند. احداث خط انتقال گازطبیعی در سال ۱۹۵۳ میلادی به طول ۲۵ کیلومتر از جنس چدن در کشور کانادا را می‌توان از اولین خطوط لوله انتقال گازطبیعی و طولانی در جهان به شمار آورد. اولین خط انتقال نفت خام نیز به طول ۹/۷ کیلومتر و به قطر ۲ اینچ، در سال ۱۸۶۲ میلادی در پنسیلوانیای آمریکا احداث شد. در سال ۱۲۹۸ هجری اولین خط انتقال در ایران بین مسجدسلیمان و آبادان احداث شد. درسال ۱۳۳۶ هجری اولین خط لوله سراسری و طولانی در ایران احداث گردید. از این تاریخ به بعد احداث خطوط نفت و گاز سرعت گرفت به شکلی که در حال حاضر بالغ بر ۱۶،۵۶۲ کیلومتر خطوط لوله نفت‌خام و فرآورده نفتی و ۲۰،۱۵۵ کیلومتر خطوط فشارقوی انتقال CNG در کشور احداث شده است. درمجموع آمریکا با ۵۴۸،۶۶۵ و روسیه با ۱۶۰،۹۵۲ در رتبه‌های اول و دوم و پس از آن‌ها چین، اوکراین، آرژانتین، استرالیا و آلمان قرار دارند، در رتبه هشتم ایران با ۲۰،۷۹۴ کیلومتر در رتبه‌بندی انتقال گازطبیعی در سطح جهان قرار گرفته است. **جدول ۳** لیست کشورهای دارای رتبه اول تا ۱۰ خطوط لوله گازطبیعی را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که در این آمار فقط خطوط لوله اصلی گازطبیعی فشرده لحاظ شده است. همچنین لازم به ذکر است که این جدول بر اساس خطوط لوله گاز مرتب شده و به عنوان مثال کشور کانادا با ۷۵،۰۰۰ کیلومتر خطوط انتقال نفت‌خام و فرآورده، تنها ۸۳۵ کیلومتر لوله‌کشی اصلی گازطبیعی دارد. این خطوط بیشتر شامل شاه‌لوله‌ها(Trunkline) و خطوط فرعی با قطر بالا می‌باشند.

	نام	قطر (Inch)	طول (km)	ظرفیت (MMm^3/day)	مسیر
۱	سراسری اول	۴۰ و ۴۲	۱۱۰۳	۳۲ و ۴۶	بیدبلند - آستارا
۲	سراسری دوم	۵۶	۱۰۳۹	۸۰	کنگان - قزوین
۳	سراسری سوم	۵۶	۱۲۶۷	۹۰	عسلویه - نیزار - ساوه
۴	سراسری چهارم	۵۶	۱۱۴۵	۱۱۰	عسلویه - نیزار - ساوه
۵	سراسری پنجم	۵۶	۵۰۴	۹۵	عسلویه - آغاجاری
۶	سراسری ششم	۵۶	۶۲۵	۹۵	عسلویه - بیدبلند - اهواز
۷	سراسری هفتم	۵۶	۹۰۲	۱۱۰	عسلویه - سرخون - ایرانشهر
۸	سراسری هشتم	۵۶	۱۰۵۰	۱۱۰	عسلویه - نائین - تهران
۹	سراسری نهم	۵۶	۱۸۶۳	۱۱۰	عسلویه - اهواز - دهگلان - بازرگان
۱۰	سراسری دهم	۵۶	۵۹۰	۶۵	کنگان - پتاوه - اصفهان
۱۱	خط سوم آذربایجان	۴۰ و ۴۸	۴۷۰	۴۰ ،۴۸	ساوه - همدان - بیجار - میاندوآب
۱۲	خط دوم شمال- شمال شرق	۴۲ و ۴۸	۹۰۵	۴۲ ،۴۸	تهران - سمنان- سنگ بست
۱۳	ادامه خط دوم شمال - شمال شرق	۴۸	۱۲۰	۵۰	سنگ بست- پالایشگاه هاشمی‌نژاد

جدول ۲ : خطوط لوله اصلی کشور

شبکه انتقال گازطبیعی در ایران نیز از مجموعه خطوط اصلی به نام [IGAT[Iranian Gas Trunkline و خطوط فرعی متصل با آن تشکیل شده است. اولین خط سراسری ایران ۱ IGAT می‌باشد که برای صادرات گاز به شوروی سابق احداث شد. این خط لوله از پالایشگاه گازبیدبلند درخوزستان تا آستارا در شرق استان گیلان امتداد دارد و قطر آن ۴۲ اینچ تا کیلومتر ۶۰۰ و از آنجا با قطر ۴۰ اینچ ادامه می‌یابد. پس از پیروی انقلاب اسلامی از این خط برای توزیع داخلی و صادرات به ترکیه استفاده می‌شود. پس از خط سراسری اشاره شده ۹ خط اصلی با نام‌های ۲ IGAT تا ۱۰ IGAT احداث یا در حال احداث می‌باشد. برخی از این خطوط نظیر ۲ IGAT صرفاً برای مصرف داخلی طراحی شده‌اند. خط ۷ IGAT یا خط صلح برای مصرف داخلی و همچنین صادرات به هند از طریق پاکستان اجراء شده است. ۹ IGAT نیز برای صادرات به اروپا در حال احداث می‌باشد. علاوه بر خطوط اصلی تعدادی خطوط منطقه‌ای نظیر خط ۲۴ اینچ سرخون به کرمان، خط شمال غرب، خط شمال-شمال شرق، خط آذربایجان و خط صادرات به ترکیه نیز در حال بهره‌برداری می‌باشد. مطابق گزارش شرکت ملی گاز مجموع خطوط فشارقوی موجود و درحال احداث تا پایان سال ۱۳۸۸ هجری ۳۲۰۵۵ کیلومتر می‌باشند. جدول ۲ مشخصات خطوط سراسری ایران و وضعیت آنها را نشان می‌دهد. گازطبیعی پالایش نشده، گازطبیعی پالایش شده و فشرده، گازمایع به صورت NGL, LPG یا LNG و اتان مایع، قابل انتقال به‌وسیله لوله می‌باشند. در کل از خطوط لوله برای جمع‌آوری و ارسال گازطبیعی به پالایشگاه و ارسال گازپالایش شده فشرده یا فرآورده‌های مایع به فواصل دور یا شبکه‌های توزیع محلی استفاده می‌شود. برای انتقال در فاز گاز، متان با مقدار کمی اتان و مقدار بسیاراندک از برش‌های سنگین‌تر نظیر پروپان توسط کمپرسور فشرده شده و گازطبیعی فشرده[CNG[Compressed Natural Gas به‌وسیله نیروی محرکه همان کمپرسور از طریق خطوط لوله فشارقوی منتقل می‌شود. در برخی از کشورها به این گاز [PNG[Pipeline Natural Gas گفته می‌شود. علاوه بر گاز فشرده امکان انتقال LPG و برای مسافت‌های کوتاه انتقال LNG نیز امکان‌پذیر می‌باشد.



پارامتر		خطوط لوله گازطبیعی	خطوط لوله نفت‌خام و فرآورده
۱	آمریکا	۵۴۸,۶۶۵	۲۴۴,۶۲۰
۲	روسیه	۱۶۰,۹۵۲	۹۴,۴۷۸
۳	چین	۴۸,۵۰۲	۳۸,۳۷۰
۴	اوکراین	۳۶,۷۲۰	۸,۸۷۷
۵	آرژانتین	۲۹,۹۳۰	۹,۸۷۹
۶	استرالیا	۳۰,۰۵۴	۳,۶۸۱
۷	آلمان	۲۶,۹۸۵	۷,۳۰۵
۸	ایران	۲۰,۷۹۴	۱۶,۵۶۲
۹	ایتالیا	۲۰,۲۲۳	۲,۹۶۷
۱۰	مکزیک	۱۸,۰۷۴	۱۶,۳۴۰

جدول ۳: خطوط لوله گازطبیعی و نفت
(برحسب کیلومتر)

شکل ۲ : اجرای خط لوله سراسری هفتم، معروف به خط لوله صلح

گازغنی[گازی که علاوه بر متان شامل مقداری اتان و مقداری کمتری پروپان و بوتان باشد، که به آن Gross gas نیز می گویند] را برای انتقال از خط لوله می توان تا ۱۸۰۰psi و گازخشک[گاز متان که به آن Dry gas می گویند.] را می توان تا ۴۰۰۰psi تحت فشار قرار داد. فشرده‌سازی گاز تا مقادیر حداکثری، نیازمند وجود کمپرسورهای بسیارقوی است و باید از لوله، اتصالات و شیرآلات فشار قوی استفاده نمود. این تجهیزات هزینه زیادی را تحمیل می کنند، به همین دلیل متناسب با شرایط، در بیشتر مواقع فشارهای پایین‌تر انتخاب می‌شوند. به هرحال لازم است با مطالعه فنی و اقتصادی، بهترین شرایط از میان فشار و اندازه لوله انتخاب شود.

به عنوان مثال فشار بعد از کمپرسور در خط IGAT ۴ برابر ۱۳۰۵psi و در خط صادراتی ۱۰۵۰psi می‌باشد. با فناوری موجود در اغلب خطوط انتقال خشکی فشار بین ۷۰۰psi تا ۱۱۰۰psi و برای خطوط انتقال فراساحل و دریایی بین ۱۴۰۰psi تا ۲۱۰۰psi می‌باشد. خطوط اصلی انتقال گاز در ایران غالباً ۵۶ اینچ با فشار کمتر از ۱۵۰۰psi می‌باشند. یکی از دلایل محدود شدن فشار محدودیت‌های استانداردی می‌باشد. کلاس تجهیزات برای مقادیر کمتر از ۱۵۰۰psi با فشار بالاتر از آن فرق داشته و از نظر هزینه با هم تفاوت زیادی دارند.

بنابراین بیشتر طراحان سعی می کنند خطوط لوله را با فشار پایین‌تر از ۱۵۰۰psi طراحی نمایند. البته ممکن است شرایط به گونه‌ای باشد که فشار بالاتر دارای توجیه فنی و اقتصادی باشد و این موضوع برای ساخت خطوط فراساحل و دریایی بیشتر صادق می‌باشد. در برخی از کشورها خطوط لوله اصلی با قطر کمتر و فشار بیشتر انتخاب می‌شوند. کمپرسورها در خطوط لوله با فشرده کردن گاز، تا حدود ۲۵۰ برابر حجم آن را کاهش می‌دهند، این کمپرسورها که غالباً از نوع گریزازمرکز انتخاب می‌شوند با افزایش فشار ضمن افزایش چگالی گازانتقالی، فشار موردنیاز برای انتقال گاز را نیز تامین می کنند. بیشتر منابع گازطبیعی دنیا در فراساحل قرارگرفته‌اند یا اینکه برای انتقال گازطبیعی خطوط لوله باید از دریاها، دریاچه‌ها یا نواحی ساحلی عبورکنند. عبور لوله از این مناطق مشکلات خاصی به همراه دارد. مسیریابی، آماده‌سازی بستر، لوله‌اندازی و همچنین نگهداری آن و جلوگیری از آسیب فیزیکی، خوردگی و خراشیدگی لوله‌ها و تعمیرات مواردی هستند که نسبت به خطوط خشکی مشکل‌تر و پرهزینه‌تر بودن خطوط دریایی را سبب می‌شوند. و در مجموع نیازمند فناوری و دانش‌فنی بالاتری هستند.

۴ انتقال گازطبیعی از طریق دریا

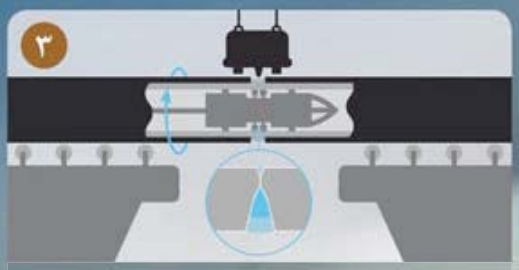
هرکجا که بندری وجود داشته باشد، یعنی به اقیانوس، دریا یا رودخانه‌های بزرگ قابل کشتی‌رانی متصل باشد، حمل و نقل با کشتی اقتصادی‌ترین گزینه می‌باشد. اگر یک کشور یا شهر به صورت مستقیم به آب‌های آزاد ارتباط نداشته باشد، غالباً حمل و نقل تا نزدیک‌ترین بندر به صورت دریایی صورت می گیرد و از بندر تا مقصد نهایی این کالا به وسیله حمل و نقل جاده‌ای یا ریلی صورت می گیرد. در مورد گازطبیعی ممکن است برای انتقال گاز تا مقصد نهایی پس از حمل تا بندر در ادامه انتقال به وسیله خط لوله صورت گیرد. بیشتر بازارهای مصرف گازطبیعی غالباً دارای فاصله زیادی تا تولیدکنندگان اصلی گازطبیعی دارند. اما خوشبختانه در بیشتر موارد میان مصرف‌کننده و تولیدکننده دریا یا اقیانوس وجود دارد، بنابراین همانند حمل نفت‌خام و فرآورده‌های نفتی، حمل دریایی گازطبیعی نیز اقتصادی‌ترین گزینه به حساب می‌آید. به همین دلیل انتقال میعانات گازی، LPG و LNG به وسیله کشتی‌های کوچک، بزرگ و ابرکشتی‌ها معمول شده است. علاوه بر گازمایع در سال‌های اخیر انتقال CNG با فشار خیلی بالا نیز از نظر فنی و اقتصادی توجیه‌پذیر شده است و در برخی موارد نسبت به حمل گازمایع نیز اقتصادی‌تر می‌باشد. در ادامه این قسمت روش‌های انتقال گاز مایع و گاز فشرده به وسیله کشتی‌بررسی و تاحد امکان مقایسه می‌شوند.

لوله‌های ۲۲ تنی بوسیله یک بارج حمل‌کننده از محل انبار لوله‌ها که در امتداد مسیر قرار دارد به شناور لوله‌گذار حمل می‌گردد.

جرثقیل
دو جرثقیل برروی عرشه قرار دارند که قابلیت چرخش کامل و حرکت بر روی ریل را دارا می‌باشند. هرکدام از آنها می‌توانند روزانه ۲۰۰ لوله را به داخل شناور بارگیری کند. ظرفیت هریک از این جرثقیل‌ها ۱۳۴ تن می‌باشد.

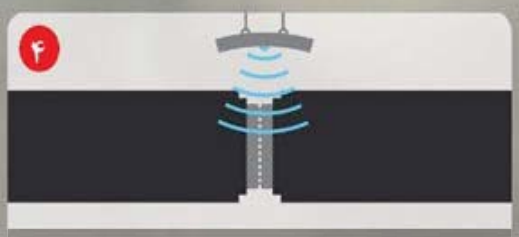
با استفاده از استینگر (Stinger) ضمن هدایت خط لوله به سمت محل طراحی شده، با تنظیم زاویه آن، خمش رشته لوله کنترل می‌گردد.

» تخلیه لوله از کشتی حمل‌کننده و انبار آنها
» لوله ها به طور منظم تحویل شناور می گردند تا این اطمینان حاصل گردد که پشتیبانی از عملیات ساخت مطابق برنامه‌زمانبندی صورت می‌گیرد.



» در ایستگاه جوش دو لوله ۱۲ متری به یکدیگر جوش داده می‌شوند.
» بعد از NDT این بخش به لوله اصلی که در مسیر قرار گرفته است متصل [جوش] می‌گردد.

» پخ‌زنی و آماده‌سازی لوله‌ها برای جوشکاری
» داخل لوله‌ها قبل از انتقال به ایستگاه جوشکاری بوسیله هوای فشرده تمیز می‌گردد.

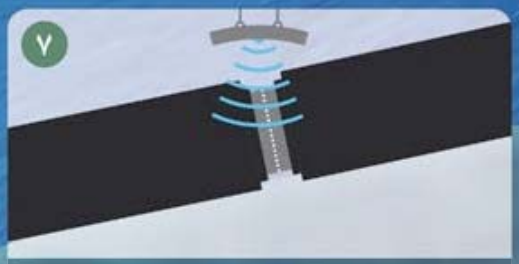


» جفت لوله‌هایی که به یکدیگر متصل‌گردیده‌اند برای آزمایش غیرمخرب (NDT) ارسال می‌گردند.
» تمامی قسمت‌های جوش خورده برای عیب‌یابی مورد آزمایش قرار می‌گیرد و در صورت نیاز تعمیر می‌گردند.

یکی از روش‌های معمول اجرای خطوط لوله در بستر دریا استفاده از کشتی‌های لوله‌گذار می‌باشد؛ شناوری که در این صفحه ملاحظه می‌کنید کشتی لوله‌گذار Castoro Sei متعلق به شرکت سایپم می‌باشد. این شناور توانایی لوله‌گذاری لوله‌هایی با قطر تا ۶۰ اینچ را دارا می‌باشد. این کشتی همانند کارخانه‌ای شناور است که پس از دریافت لوله‌های حمل شده توسط کشتی‌های پشتیبان، آنها را به یکدیگر جوش داده و در بستر دریا نصب می‌کند. جوشکاری در این شناور با سیستم اتومات به روش GMAW صورت می‌پذیرد. خط تولید این شناور شامل یک رمپ ثابت جهت لوله‌گذاری، در قسمت میانی است که در امتداد مسیر لوله‌گذاری قرار می‌گیرد. این رمپ به یک رمپ خارجی و داخلی دیگر متصل است که دارای شیب قابل تنظیم جهت انجام عملیات لوله‌گذاری در اعماق مختلف می‌باشد. در رمپ ثابت این این شناور ۹ ایستگاه کاری قرار گرفته که جوشکاری، پرتونگاری و پوشش محل اتصالات را انجام می‌دهند. همچنین سه عدد Tensioner با ظرفیت ۱۱۰ تن در این شناور قرار دارند که با وارد کردن کشش مناسب به خط لوله، خمش در ناحیه Sagbend را کنترل می‌کند. قدرت مورد نیاز این کشتی به‌وسیله ۶ دستگاه ژنراتور که جمعاً ۲۰/۵ Mw برق تولید می‌کنند تامین می‌گردد و یک ژنراتور ۸۰۰ کیلوواتی به عنوان ژنراتور اضطراری درنظر گرفته شده است. از مهمترین پروژه‌هایی که این شناور در اجرای آن نقش داشته خط انتقال گاز طبیعی شمال اروپا (Nord Stream) می‌باشد. این پروژه شامل دو خط لوله به طول ۱۲۲۴ کیلومتر بر بستر دریای بالتیک بوده که از شهر وایبورگ (Vy-borg) روسیه آغاز و در گریفزوالد (Greifswald) آلمان پایان می‌یابد. این خط لوله با انتقال سالانه ۵۵ میلیارد مترمکعب گاز طبیعی از روسیه نیاز ۲۶/۵ میلیون خانواده اروپایی را برطرف می‌کند. در این پروژه شناور Castro Sei حدود ۷۰درصد از کل لوله‌گذاری پروژه را انجام داده و بطور میانگین روزانه ۲/۵ کیلومتر لوله را در کف دریا کار گذاشته است.

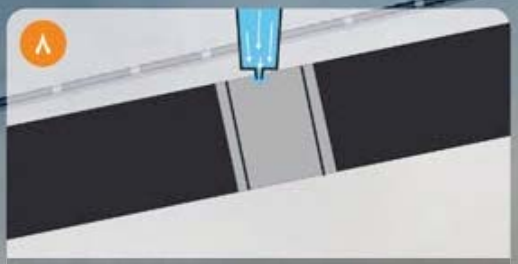
» پس از NDT، لوله‌ها به خط مونتاژ اصلی ارسال می‌شوند.
» در این قسمت داخل لوله از بابت ضایعات باقی‌مانده کنترل می‌شوند و انتهای لوله‌های بهم پیوسته پیش از جوش دادن به خط لوله اصلی بوسیله حرارت تنش‌زدایی می‌شوند.

ROV[Remotely Operated Vehicle]
که یک ماشین کنترل از راه دورمی‌باشد، بوسیله سنسور، تجهیزات ابزاردقیق و دوربین اطلاعات مورد نیاز عملیات را برداشت و به کشتی منتقل می‌کند.



» در مرحله بعد لوله ۲۴ متری جوش داده شده به خط لوله اصلی مجدداً با اولتراسونیک مورد آزمایش قرار می‌گیرد.
» هرگونه عیب غیرقابل قبول تعمیر می‌گردد.

» لوله ۲۴ متری مهیا شده در این مرحله طی جوشکاری نیمه اتومات به انتهای خط لوله جوش داده می‌شود.
» جوشکاران دارای صلاحیت تمامی مراحل را کنترل می‌کنند تا عملیات جوش‌کاری با مطابق استاندارد انجام گردد.



» جوش‌های، باعایق مقاوم در مقابل خوردگی پوشانده می‌شوند.
» سپس فوم پلی‌یورتان داخل قالبی که اطراف ناحیه جوش را فراگرفته ریخته می‌شود. این فوم پس از سفت شدن، وظیفه حفاظت از لوله را برعهده دارد.

۵ انتقال با کشتی در فاز مایع

اولین کشتی حمل LNG در سال ۱۹۵۹میلادی در خلیج لویزیانا در آمریکا با نام Methane Pioneer و ظرفیت ۵۰۰۰m³ به مقصد Canvey Island در انگلستان به آب انداخته شد. از آن تاریخ کشتی‌های زیادی برای حمل گاز مایع در ظرفیت‌های مختلف طراحی و ساخته شده است. امروزه ظرفیت حمل کشتی‌های حمل LNG به ۲۶۵،۰۰۰m³ بالغ شده است. به دلیل فاصله زیاد میان واحدهای تولید گازمایع و بازارهای مصرف، وجود کشتی‌های بزرگ با ظرفیت اشاره شده ضروری می‌باشد. البته در حال حاضر تنها ۹ فروند کشتی با این ظرفیت در حال سرویس است. میزان گاز حمل شده توسط هریک از این کشتی‌های غول‌پیکر برای مصرف ۱۲۰،۰۰۰ خانه در طول یکسال کفایت می کند. کشتی‌های حمل LNG در چهار مدل کوچک(Small) و مدل‌های بزرگ Q-flex و Q-max ساخته می‌شوند. مشخصات این ۶ مدل را در **جدول ۴** مشاهده می‌نمایید. علاوه بر آن این کشتی‌ها برحسب فناوری ساخت نیز به کلاس‌های مختلفی تقسیم می‌شوند. کشورهای ژاپن، نروژ، آلمان، فرانسه، ایالات متحده، سوئد، فنلاند و اسپانیا از گذشته بزرگترین سازندگان کشتی حمل گازمایع می‌باشند. در این میان کشور نروژ با فناوری MOSS و کشور فرانسه با فناوری غشا در این صنعت پیشرو می‌باشند و در حال حاضر ۹۰% از مخازن ذخیره کشتی‌های حمل گاز مایع با این فناوری‌ها ساخته می‌شوند. بیشتر شرکت‌های صاحب نام دیگر مخازن ذخیره را یکی از فناوری‌های اشاره شده یا با تغییرات اندکی می‌سازند. در ژاپن Mitsubishi Nagasaki, Kawasaki Sakaide, Koyo Dock, Mitsui Chiba, NKK Tsu, Universal و IHI Chita شرکت‌هایی هستند که تا کنون ۱۰۵ کشتی بزرگ ساخته یا در حال ساخت آن می‌باشند. اما از این میان با فناوری اختصاصی ارائه شده توسط IHI Chita تنها ۲ کشتی ۸۹ هزار مترمکعبی با قیمت بسیار بالای ۱۸۴ میلیون دلار ساخته شده است. همچنین با فناوری توسعه یافته Sayaendo توسط میتسوبیشی نیز فقط ۵ کشتی ۱۵۵ هزار مترمکعبی در حال ساخت می‌باشد. در سال‌های اخیرشرکت‌های کره‌ای Samsung, Hyundai و Daewoo با دریافت دانش‌فنی از کشورهای اشاره شده به بزرگترین سازنده کشتی‌های حمل LNG در کلاس‌های مختلف به ویژه ابرکشتی‌های کلاس Q-max تبدیل شده‌اند. Hanjin H.I, STX Shipbuilding دیگر شرکت‌های کره‌ای فعال در بازار ساخت کشتی‌های حمل LNG می‌باشند. مجموع کشتی‌های ساخته‌شده یا درحال ساخت در کره در حال حاضر ۲۸۲ فروند می‌باشد. دلیل تمرکز این صنعت در کشور کره، وجود بنادر با یاردهای کشتی‌سازی پیشرفته و وجود زیرساخت‌های مناسب می‌باشد که باعث شده قیمت تمام شده در این کشور پایین‌تر از سایر مناطق جهان باشد. به همین دلیل کشورهای صنعتی و دارای دانش‌فنی نیز ساخت کشتی حمل LNG و سایر کشورها، کشتی‌های مورد نیازشان را به شرکت‌های کره‌ای سفارش می‌دهند. Hudong Zhonghua یک شرکت چینی است که با ۱۴ کشتی ساخته شده و در حال ساخت از تازه وارد شده به این صنعت می‌باشد. جالب است که بدانید نروژ، کشور صاحب فناوری MOSS تنها ۳ کشتی و در فرانسه که صاحب فناوری غشا است فقط ۲۴ کشتی ساخته شده یا در حال ساخت می‌باشد. از طرف دیگر ابرکشتی‌های Q-max در حال حاضر متعلق به کشور قطر به عنوان بزرگترین صادرکننده LNG دنیا و دارای رتبه سوم ذخایرگاز طبیعی جهان و همچنین کشور لیبریا می‌باشند و کشور ایران به عنوان رتبه اول ذخایر گاز دنیا فاقد کشتی حمل LNG در ناوگان جهانی می‌باشد. کشتی‌حمل LNG، یک کشتی با فناوری پیشرفته و باکیفیت ساخت بالا می‌باشد که قابلیت ذخیره‌سازی ایمن گازمایع در محفظه‌های عایق را دارا می‌باشد. بنابراین برخی از بخش‌های این نوع کشتی مشابه انواع دیگر کشتی‌هاست و بخش‌هایی از آن دارای تفاوت می‌باشد. یک کشتی حمل LNG مشابه تاسیسات کوچک LNG می‌باشد که در دریا شناور است، به همین دلیل این کشتی همزمان با مسایل طراحی و ایمنی حوزه گازطبیعی و حمل و نقل دریایی درگیر می‌باشد. به همین دلیل سازندگان مخازن ذخیره و همچنین سازندگان لوله‌های انتقال LNG از دانش‌فنی شرکت‌های سازنده مخازن کشتی‌های حمل LNG بهره می گیرند. در ادامه بخش‌های مهم یک کشتی حمل LNG توضیح داده خواهند شد.

» مخازن ذخیره محموله

مهمترین بخش کشتی حمل گاز مایع، مخزن ذخیره(Cargo) و سیستم جلوگیری(Containment system) از گرم‌شدن مایع و تبخیر آن می‌باشد. در حال حاضر بیشتر کشتی‌های ساخته شده یا در حال ساخت با مخازن کروی(Spherical tanks) با فناوری Kvaerner-Moss یا با مخازن مکعب مستطیل/ منشور شکل با فناوری غشا(Membrane Containment System) ساخته می شوند. در حال حاضر فناوری‌های ساخت مخازن ذخیره گازمایع متکی بر عایق‌هایی از جنس پلیمر، چوب، پشم یا سیمان می‌باشند. استفاده از سوپرعایق‌های نسل جدید نظیر Aerogel در حال حاضر اقتصادی نمی‌باشد. در صورت توسعه اقتصادی عایق‌هایی با هدایت گرمایی پایین‌تر قطعاً در این حوزه انقلابی روی خواهد داد. فناوری Moss که در سال ۱۹۷۱ میلادی ابداع و در سال ۱۹۷۳ میلادی توسط شرکت Aker Kvaerner بکارگرفته شد، در حال حاضر متعلق به شرکت Moss Maritime از زیرمجموعه‌های ENI-Saipem می‌باشد. در این فناوری مخزن گاز مایع از یک دیواره داخلی کروی از جنس آلومینیوم، یک عایق از جنس پلی‌یورتان و یک دیواره کروی فولادی تشکیل شده‌است. از این فناوری بیشتر در محدوده ۱۲۵،۰۰۰–۱۴۵،۰۰۰m³ استفاده می‌شود. اگرچه تاکنون کشتی‌های زیادی با فناوری Moss ساخته شده است و تعداد زیادی نیز درحال ساخت است، اما به دلیل گرانی نسبی و ویژگی‌های مناسب‌تر فناوری غشایی و عدم امکان فنی و اقتصادی ساخت کشتی با ظرفیت خیلی زیاد، شرکت GTT[AZ Transport and Technigaz] فرانسه توانست با فناوری غشایی، بخش بزرگی از این بازار را در اختیار بگیرد. از سال ۲۰۰۷ میلادی تقریباً ۸۰ درصد بازار ساخت کشتی‌های LNG به فناوری Memberane متمایل شده و ۱۷ درصد به فناوری Moss تعلق داشته است و تنها ۳ درصد از این بازار را سایر فناوری‌ها نظیر Esso, IHI, Morrison, Hitachi, Sener و Conch پوشش می‌دهند. این در حالی است که قبل از سال ۲۰۰۷ میلادی تنها ۵۵ درصد بازار به فناوری غشایی و ۴۲ درصد به فناوری Moss اختصاص داشت و قبل از این تاریخ درصد فناوری Moss بیشتر از فناوری غشایی بود. از سوی دیگر به تدریج تقاضا برای کشتی‌های با ظرفیت متوسط به بالا افزایش یافته است.

پارامتر ↓	کلاس ←	Small	Med-Max	LNGC	new-LNGC	Q-flex	Q-max
۱ ظرفیت(۱۰۰۰m³×)		۱۹	۷۵	۱۲۵–۱۴۵	۱۵۵–۱۷۰	۲۱۶	۲۶۶
۲ طول(متر)		۱۳۰	۲۲۰	۲۷۶	۲۸۸	۳۱۵	۳۴۵
۳ عرض (متر)		۲۵/۶	۳۵	۴۳/۴	۴۴/۲	۵۰	۵۴
۴ آبخور[طراحی، متر]		۶/۵	۹/۷	۱۱/۳	۱۱/۶	۱۲	۱۲
۵ سرعت(گره دریایی)		۱۵	۱۸/۳	۲۱	۲۰	۱۹/۵	۱۹/۵
۶ توان[SMCR, HP]		۵۳۰۰	۱۴،۲۰۰	۲۸،۰۰۰	۳۵،۰۰۰	۵۰،۰۰۰	>۵۰،۰۰۰
۶ قیمت(میلیون دلار)		۱۲	۱۲	۱۰۰–۱۲۰	۲۰۰–۲۲۵	۲۴۰	۲۹۰

جدول ۴ : مقایسه کشتی‌های حمل LNG از نوع غشایی، اطلاعات جدول بالا به صورت نمونه و مقادیر حداکثر می‌باشند. به عنوان مثال برخی از کشتی‌های new-LNGC با امکانات پیشرفته و سیستم مایع‌سازی مجدد، دارای قیمتی معادل کشتی‌های Q-max می‌باشند.

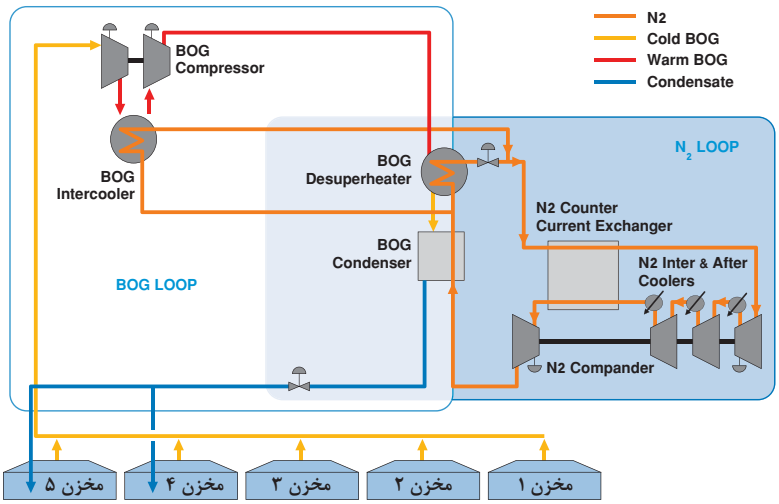
در حال حاضر بیش از ۳۷۰ کشتی به حمل LNG مشغول بوده که از این تعداد، ۱۰ فروند از نوع Q-max می‌باشند که با فناوری غشایی از نوع TZ Mk. III توسط سامسونگ کره جنوبی و باظرفیت ۲۶۶،۰۰۰m^3 ساخته شده‌اند. ۳ کشتی نیز با ظرفیت ۲۶۱،۷۰۰m^3 توسط دووکره جنوبی با فناوری غشایی از نوع GT NO ۹۶ برای کشور قطر ساخته شده است. همه کشتی‌های بالای ۲۶۶،۰۰۰m^3 از نوع غشایی و با فناوری‌های GT No ۹۶, TZ MK. III ساخته می‌شوند. بزرگترین کشتی ساخته شده با فناوری Moss دارای ظرفیت ۱۸۲،۰۰۰m^3 می‌باشد.
GT No 82, 85, 88, IHI SPB, TGE, TZ Mk. I, Sayaendo و CS1 سایر فناوری‌هایی می‌باشند که برای ظرفیت‌های تا ۱۵۳،۵۰۰m^3 در رده بعدی قرار می‌گیرند. **شکل ۳** یک نمونه غشا ساخت GTT را نشان می‌دهد.

» سیستم نیروی محرکه

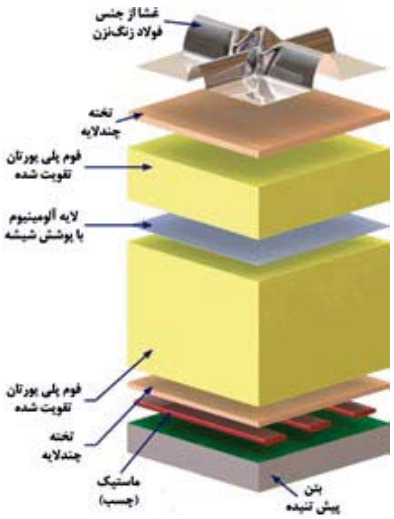
سیستم سوخت و تامین نیروی محرکه(Prime Mover) پره کشتی‌های حمل گازمایع شبیه دیگر کشتی‌های بزرگ می‌باشد با این تفاوت که با توجه به وجود سوخت LNG و تبخیر مقدار قابل توجهی از آن در طول سفر، می‌توان از آن به عنوان سوخت استفاده نمود. بعد از عصر پارو که مختص قایق‌ها و کشتی‌های کوچک بود و عصر باد و بادبان که با آن می‌شد کشتی‌های متوسط را نیز به حرکت درآورد، عصر کشتی‌های بخار آغاز شد. در این نوع کشتی، بخار تولید شده در بویلر باعث حرکت یک موتور رفت و برگشتی می‌شد. این نوع سیستم محرکه دارای بازده بسیار پایینی بود و سیستم توربین بخار جایگزین آن شد. در این سیستم سوخت می‌تواند ذغال‌سنگ، سوخت‌های مایع نظیر HFO[Heavy Fuel Oil] یا MDO[Marine Diesel Oil]، گازطبیعی، گازمایع یا سوخت هسته‌ای[راکتورهسته‌ای] باشد. سوخت باعث تولید بخار فوق گرم شده و بخار توربین بخار را به حرکت در می‌آورد. این سیستم در سیکل ترکیبی و استفاده از CHP می‌تواند بازده بسیار خوبی داشته باشد. به همین دلیل نوع توسعه‌یافته این روش هنوز نیز با تغییراتی کاربرد دارد. مهمترین توسعه این است که در سیستم‌های پیشرفته ابتدا انرژی سوخت به انرژی الکتریکی تبدیل شده و نیروی محرکه پره را الکتروموتور تامین می‌کند. به صورت کلی سیستم‌های محرکه کشتی‌ها را می‌توان بر حسب موتور بخار، توربین بخار، موتور دیزل و موتور گازسوز دسته‌بندی کرد. برای بهینه شدن و افزایش راندمان در سیستم تامین نیروی محرکه از سیستم‌های چندسوختی به اضافه الکتروموتورالکتریکی نظیر DFDE[Dual Fuel DRL[Diesel with ReLiquefaction], [Diesel Electric] یا DFGTE[Dual Fuel Gas Turbine Electric] استفاده می‌شود.

» سیستم مایع‌سازی مجدد

علیرغم استفاده از مواد عایق با میزان هدایت گرمایی بسیار پایین بازهم در مدتی که گاز مایع در مخزن کشتی قرار دارد، بخشی از مایع، تبخیر(Boil off) می‌شود. این تبخیر باعث می‌شود که مایع باقی مانده سرد بماند و میزان کمتری تبخیر شود. بنابراین طراحان مخزن گازمایع میزان تبخیر مجاز و مناسب را محاسبه می‌کنند و سیستم به گونه‌ای طراحی می‌شود که جریان تبخیر به صورت مستمر ادامه داشته باشد. به همین دلیل مایع تبدیل شده به گاز باید از مخزن خارج شود. جدای از موضوع اشاره شده به صورت معمول و به ویژه مخازن با فناوری غشایی نمی‌توانند فشار ناشی از تبخیر را تحمل کنند. بخشی از گاز تولید شده می‌تواند به عنوان سوخت در سیستم محرکه کشتی مصرف شود. اما گاز اضافه به ویژه در هنگام توقف کشتی در بندرگاه‌ها یا در هنگام خرابی و



شکل ۴ : سیستم BOG و مایع‌سازی مجدد گاز در کشتی حمل LNG



شکل ۳ : نمونه‌ای از غشا ساخت GTT قابل استفاده در مخازن ذخیره LNG یا مخازن کشتی‌های حمل LNG

موارد مشابه، تبخیرشده و به جو رها (Vent) می‌شود. با توجه به اینکه متان یکی از گازهای گلخانه‌ای می‌باشد، رهاسازی آن مجاز نبوده و جریمه دارد. به همین دلیل در کشتی‌های جدید با استفاده از سیستم مایع‌سازی مجدد از ورود مایع تبخیرشده[گاز متان] به جو جلوگیری می‌کنند. این امکان هزینه ساخت کشتی را بالا می‌برد اما در عوض از هدر رفتن میزان زیادی گاز متان جلوگیری می‌کند. میزان مایع تبخیر شده بستگی به فناوری، طول مسیر و دمای محیط دارد. به عنوان نمونه در یک سفر ممکن است ۰/۱۱ درصد از محموله LNG تبخیر شود. **شکل ۴** یک نمونه از سیستم مایع‌سازی مجدد ساخت Cryostar را نشان می‌دهد. در این سیستم‌ها با توجه به اینکه میزان گازی که باید تبخیر شود زیاد نمی‌باشد، باید از فناوری استفاده کرد که از نظر اقتصادی توجیه‌پذیر باشد. خوشبختانه دمای گاز تبخیر شده بسیار پایین و نزدیک نقطه جوش متان می‌باشد و به همین جهت به انرژی زیادی جهت مایع‌سازی مجدد نیاز نمی‌باشد.

» سایر قسمت‌ها

علاوه بر بخش‌های اشاره شده، بدنه، سیستم بارگیری و تخلیه، سیستم ناوبری و ارتباطات و سیستم آشکارسازی نشت گاز و اعلان و اطفای حریق از دیگر بخش‌های کشتی به حساب می‌آیند. همچنین لوله‌های انتقال LNG، مخازن ذخیره و تبدیل مجدد مایع به گاز(Regasification) بخش‌های دیگری هستند که در فرایند انتقال اهمیت دارند. لازم است به این موضوع توجه شود که نوع توسعه‌یافته‌ای از کشتی‌ها وجود دارند که علاوه بر تبدیل گاز به LNG امکان ذخیره‌سازی و حمل آن را نیز دارا می‌باشند.

تاریخچه انتقال LNG بوسیله کشتی

دهه ۱۹۵۰-۶۰

۱۹۵۴ ساخت کشتی حمل LNG با مخزن کروی شکل توسط شرکت Norske Veritas

۱۹۵۴ انجام مطالعه فنی و اقتصادی توسط شرکت Gaz de France برای واردات LNG به فرانسه و انتخاب کشتی به عنوان مناسب‌ترین و اقتصادی‌ترین روش انتقال.

۱۹۵۸ اولین انتقال LNG توسط کشتی با نام Methane Pioneer که حامل ۵ هزار متر مکعب LNG از مبدا Lake Charles ایالات متحده به Canvey Island در انگلستان بود.

۱۹۶۴ دو کشتی با نام‌های Methane Princess و Methane Progress با ظرفیت ۲۷،۴۰۰ مترمکعب وارد سرویس شدند، این کشتی‌ها از مایع تبخیر شده به عنوان سوخت استفاده می‌کردند. (قبل از آن، مایع تبخیر شده در هوا رها می‌شد)

۱۹۶۵ ساخت کشتی Jules Verne با ظرفیت ۲۵،۵۰۰ متر مکعب به شرکت Gaz de France سفارش داده شد.

۱۹۶۷ اولین قرارداد انتقال LNG از Kenai در آلاسکا به ژاپن، توسط دو کشتی با نام‌های Polar Alaska و Arctic Tokyo

۱۹۶۷ ساخت اولین کشتی حمل LNG با فناوری غشاء شرکت Gaz Transport با نام Polar Alaska

دهه ۱۹۷۰

۱۹۷۰ ۹ فروند کشتی حمل LNG در حال کار

۱۹۷۱ استفاده از فناوری غشاء برای اولین بار بر روی کشتی Descartes متعلق به شرکت Technigaz

۱۹۷۳ اولین کشتی با تانک کروی ساخته شده به روش Moss Rosenberg در کشور نروژ با نام Norman lady با ظرفیت ۸۷،۶۰۰ مترمکعب.

۱۹۷۹ تاسیس SIGTTO

۱۹۷۹ (ژانویه) به گل نشستن کشتی موسوم به El Paso Paul Kaiser با سرعت ۱۷ گره دریایی در تنگه جبل‌الطارق با بار ۱۲۵ هزار متر مکعب LNG

۱۹۷۹ (جولای) منتقل کردن مخزن کشتی به گل نشسته El Paso Paul Kaiser به کشتی همسان.

۱۹۷۹ (دسامبر) به گل نشستن کشتی LNG Taurus

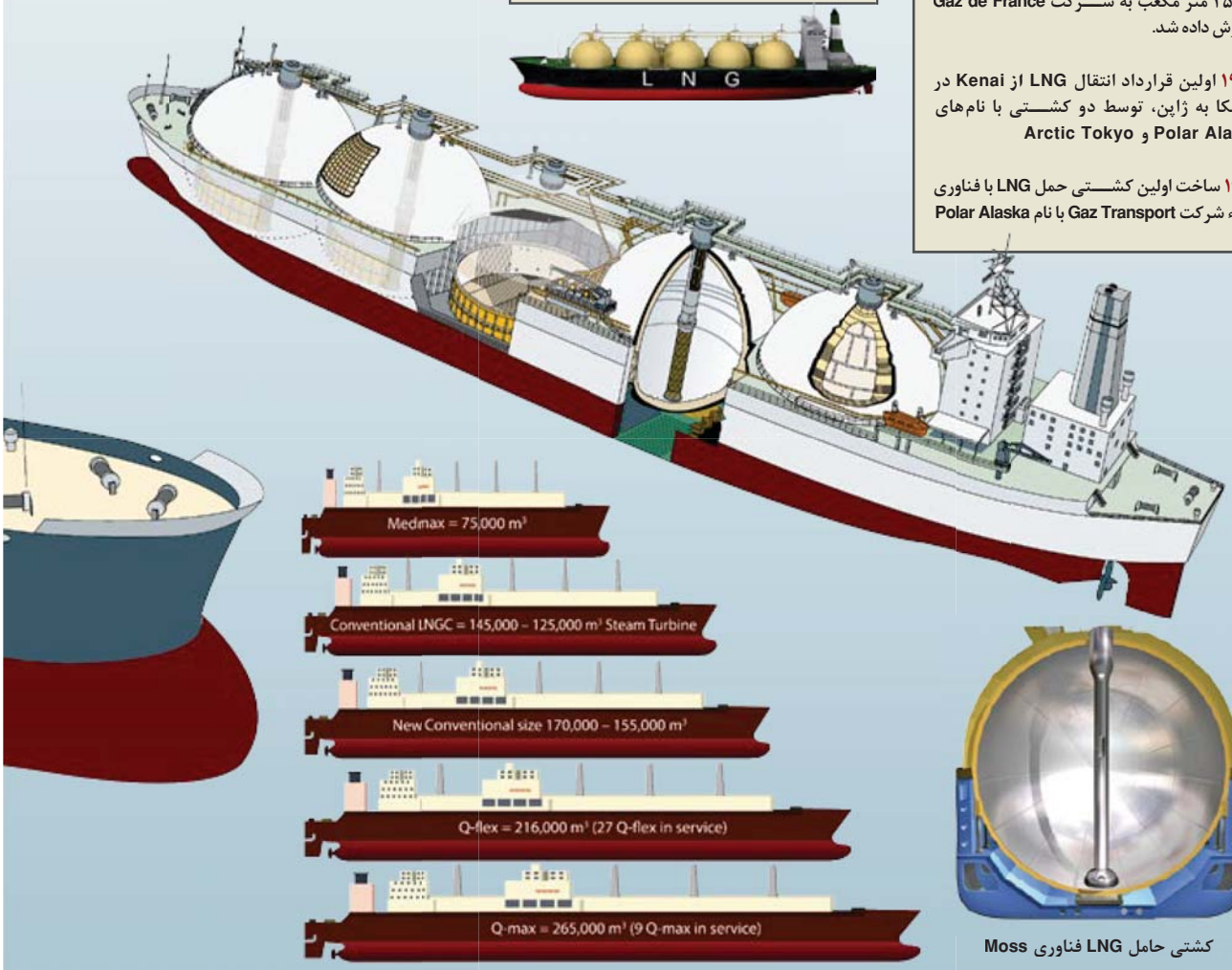
دهه ۱۹۸۰

۱۹۸۰ ۴۹ فروند کشتی حمل LNG در حال کار

۱۹۸۳ از کار باز ایستادن بیش از ۳۰ کشتی حمل LNG به دلایل اقتصادی (برخی از این کشتی‌ها تا بیش از ۲۰ سال به سرویس باز نگشتند)

۱۹۸۵ سفارش دو کشتی با تکنولوژی IHI SPB و تحویل آن‌ها در سال ۱۹۹۳

کشتی حامل LNG فناوری Moss



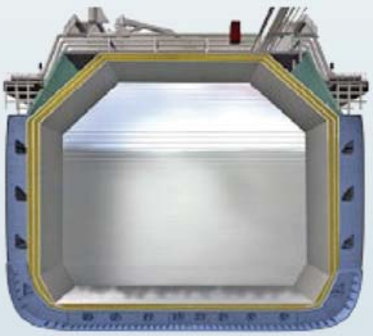
کشتی حامل LNG فناوری Moss

دهه ۱۹۹۰

۱۹۸۰ ۷۱ فروند کشتی حمل LNG در حال کار

۱۹۹۷ اسقاط شدن کشتی Methane Princess پس از ۳۲ سال، به دلایل غیر اقتصادی بودن اندازه و ظرفیت آن.

۱۹۹۸ گذر تعداد ناوگان کشتی‌های حمل LNG جهان از مرز ۱۰۰ فروند.



کشتی حامل LNG فناوری Membrane

دهه ۲۰۰۰

۲۰۰۴ اثبات غیر سمی بودن گاز LNG

۲۰۰۵

- رشد چشمگیر بازار LNG در جهان
- ارائه بهترین تجربه در زمینه صنعت LNG توسط SIGTTO

۲۰۰۶

- وارد سرویس شدن اولین کشتی مجهز به مایع‌سازی مجدد گاز
- اولین امکان تجاری انتقال LNG بین کشتی‌ها
- اولین کشتی با سیستم سوخت دوگانه و دیزلی - اکتریکی
- افزایش تعداد کشتی‌های ناوگان جهانی حمل LNG به ۲۰۰ کشتی در حال سرویس

۲۰۰۷ اولین تاسیسات تبدیل LNG به گاز در اسکله‌ای در انگلستان

۲۰۰۹ افزایش تعداد کشتی‌های ناوگان جهانی حمل LNG به ۳۰۰ کشتی در حال سرویس

۲۰۱۰ از کار باز ایستادن ۱۱ کشتی حمل LNG

دهه ۲۰۱۰

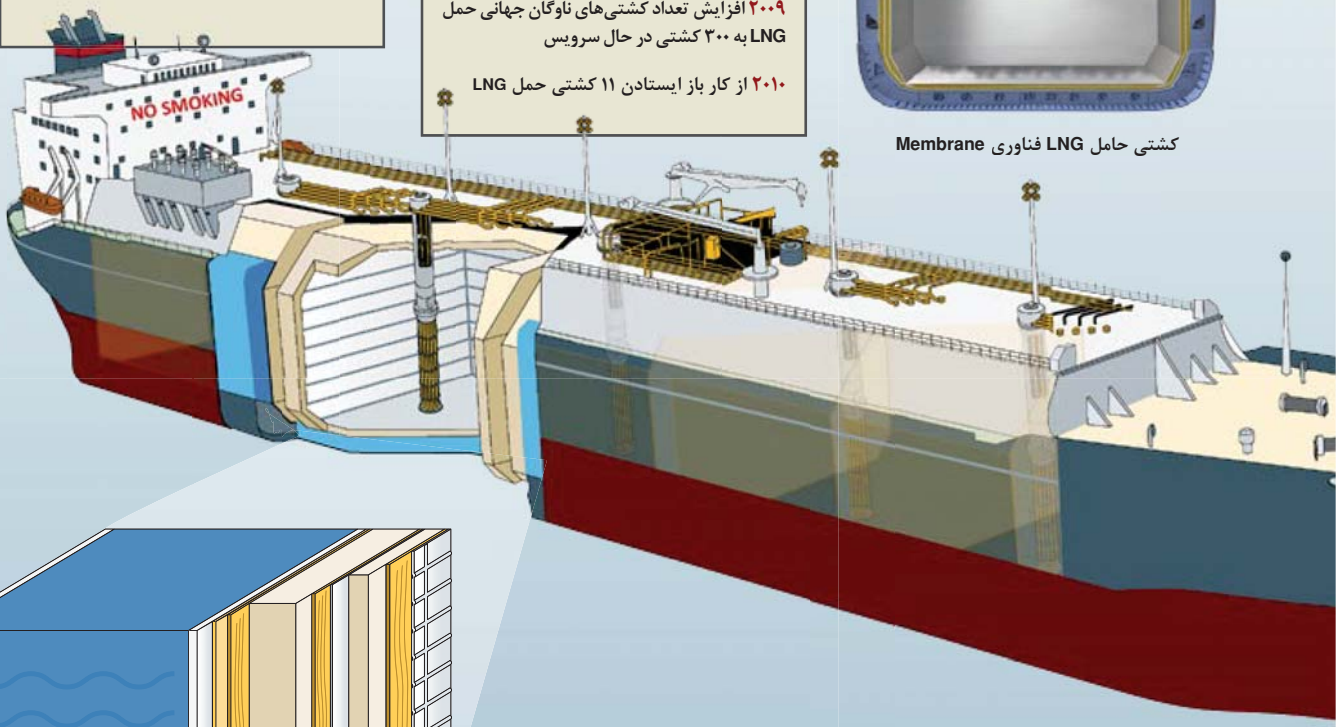
۲۰۱۱ (می) عقد قرارداد FLNG بین شرکت Shell و شرکت Samsung

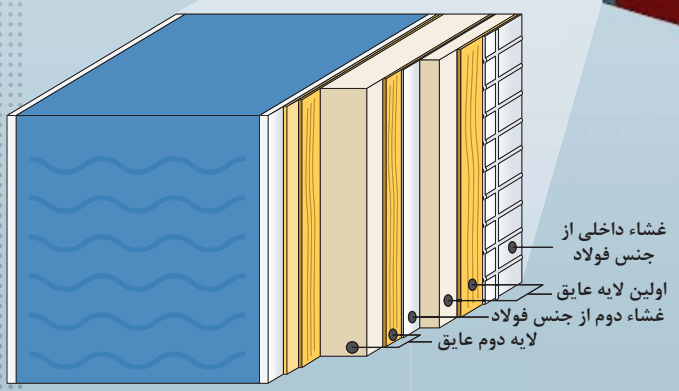
۲۰۱۱ (پایان سال) افزایش سطح تجارت جهانی به ۲۴۱ میلیون تن در سال

۲۰۱۲ (ژانویه) دستیابی کشور قطر به صادرات ۷۷ میلیون تن LNG در سال

۲۰۱۲ (اکتبر) اولین کشتی LNG سوز با وزن ۵۶ هزار تن به نام Viking Grace

- بیش از ۳۷۰ فروند کشتی حمل LNG در حال کار
- بیش از ۴۵۰۰ خدمه در حال کار در کشتی‌های حمل LNG



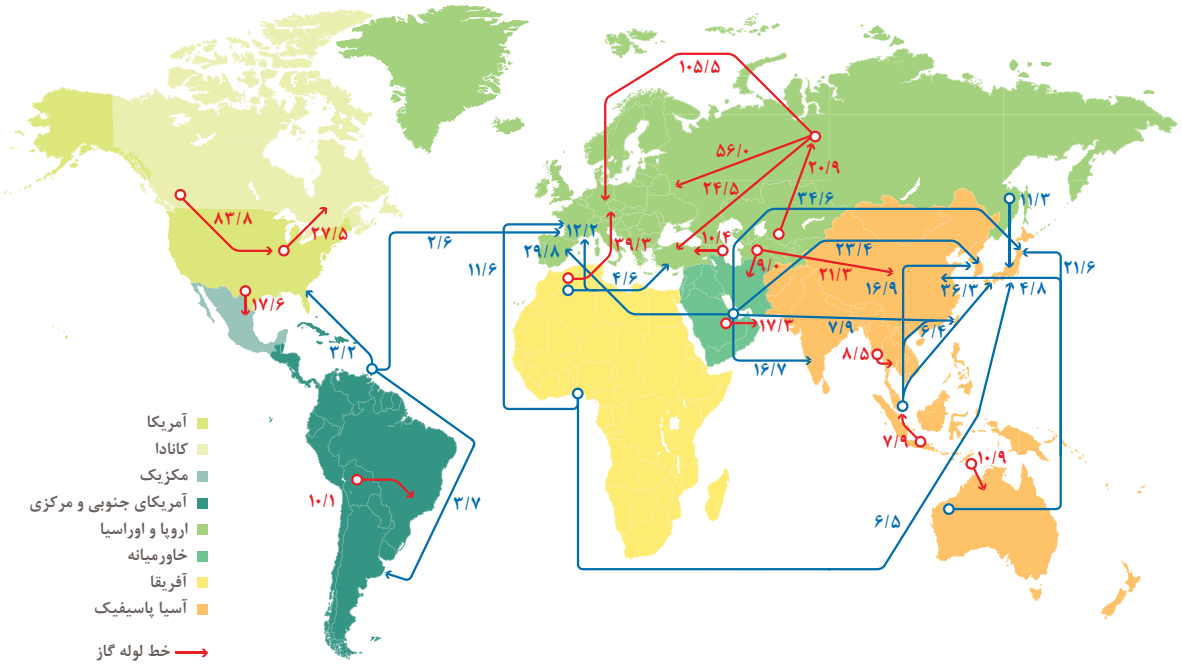


۶ حمل LPG

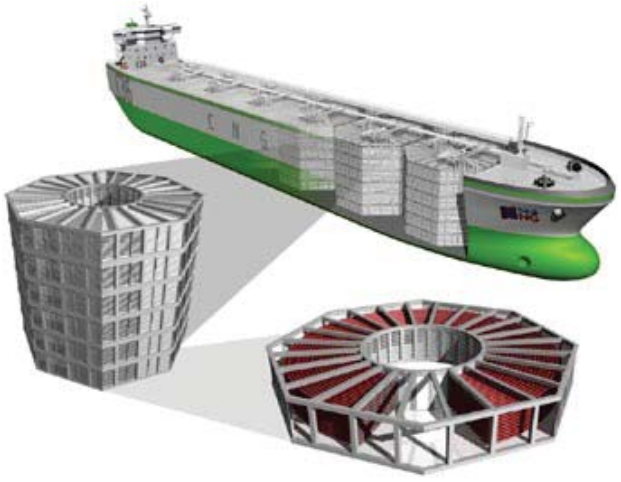
به نسبت‌های مختلفی از پروپان و بوتان LPG گفته می‌شود. این سوخت دارای ارزش حرارتی بالاتر از LNG می‌باشد. میزان پروپان و بوتان در مخازن گازطبیعی بسیار کمتر از میزان گاز متان می‌باشد. به عنوان نمونه در یکی از مخازن پارس جنوبی میزان گازهای متان، پروپان و بوتان به ترتیب ۸۱، ۱/۹۲، ۱/۱۸ درصد گازاستحصالی می‌باشد. یعنی فقط ۳/۸ درصد ذخیره این مخزن را LPG تشکیل می‌دهد. بنابراین تجارت این گاز به همین نسبت کمتر می‌باشد. در گذشته LPG بیشتر از گازهای همراه نفت و NGL فرآوری می‌شد. اما امروزه درصد LPG بدست آمده از گازطبیعی بیشتر می‌باشد. تا چند سال پیش مصرف خانگی و صنعتی LPG بیشتر از گاز متان بود. LPG بسته به نسبت پروپان و بوتان دارای نقطه‌جوشی بین ۱°C- و ۴۲°C- می‌باشد. بنابراین برای انتقال آن نیازی به استفاده از تجهیزات گران‌قیمت مشابه انتقال LNG نمی‌باشد و می‌توان این گاز را بدون سرد نگه داشتن و تنها به‌وسیله فشار در مخازن فلزی نگهداری و حمل و نقل نمود. این مخازن می‌توانند، مخزن‌های کوچک و متوسط قابل استفاده در خانه‌ها یا صنعت باشد و یا مخازن بزرگ نصب شده بر روی تریلرکش‌های بزرگ، یا واگن‌های قطار، همچنین جهت حمل دریایی از کشتی‌های بزرگ حمل LPG استفاده می‌شود. به غیر از موارد اشاره شده برای انتقال این گاز از خطوط لوله نیز استفاده می‌شود. به دلیل کوچک بودن بازار LPG نسبت به بازار گازطبیعی به این بازار، با عنوان بازارگوشه (Niche market) یاد می‌شود. هند، آلمان و انگلیس از مشتریان این بازار و دارندگان کشتی‌های حمل LPG محسوب می‌شوند.

۷ انتقال با کشتی در فاز گاز

انتقال گاز طبیعی مایع برای فواصل طولانی به وسیله کشتی نسبت به انتقال گازفشرده توسط خط لوله دارای توجیه اقتصادی بیشتری می‌باشد. اما ساخت تاسیسات مایع‌سازی گاز و همچنین تاسیسات تبدیل گازمایع به گازفشرده مناسب مصرف، از هزینه بالایی برخوردار است. تا مسافت حدود ۲۵۰۰ کیلومتر انتقال گاز طبیعی به صورت CNG اقتصادی می‌باشد. در گذشته برای مسافت‌های طولانی تر یا در شرایطی که احداث خط لوله به دلایل فنی، اجتماعی یا سیاسی توجیه نداشت، حمل LNG به وسیله کشتی تنها گزینه قابل انتخاب بود. در سال‌های اخیر ابداع فناوری‌های نوین درحوزه انتقال CNG به وسیله کشتی باعث شده تا برای فواصل طولانی تر هم انتقال به صورت گازفشرده، اقتصادی باشد. در سال ۲۰۱۲ میلادی انتقال[تجارت] گازطبیعی از طریق خطوط لوله ۷۰۵/۵BCM و از طریق تجارت دریایی به میزان ۳۲۷/۹BCM بوده است. میزان فشرده‌سازی گازطبیعی در میزان گازانتقالی و هزینه نهایی کاملاً تاثیرگذار می‌باشد. در خطوط انتقال برای بهینه کردن هزینه‌ها نمی‌توان از حداکثر فشار استفاده نمود. اما برای انتقال CNG توسط کشتی هرچه میزان فشار افزایش یابد، مجموع هزینه‌های انتقال کاهش می‌یابد. در این حالت فشارگاز را تا بیش از ۲۷۵Bar [حدود ۳۹۸۸psi] افزایش می‌دهند. با این میزان فشار نسبت فشردگی به ۱:۳۵۰ می‌رسد. باید توجه داشت که در انتقال گاز از میادین فراساحل انتقال CNG توسط کشتی نسبت به انتقال از طریق خط لوله اقتصادی تر می‌باشد. علاوه بر خط انتقال یا تانکر و تجهیزات انتقال یا جبران فشار، شرایط مصرف نیز در طراحی روش انتقال تاثیرگذار می‌باشد. درگذشته خودروها از LPG به عنوان سوخت استفاده می‌کردند، امروزه CNG و LNG به عنوان دو سوخت مناسب جایگزین LPG شده‌اند. بخش عمده گازطبیعی را متان تشکیل می‌دهد، به همین دلیل منابع تولید CNG و LNG بسیار بزرگتر و درنتیجه ارزان تر از LPG می‌باشند. ازسوی دیگر استفاده مستقیم از LNG کاملاً جدید می‌باشد و هنوز بیشتر خودروها و تجهیزات و تاسیسات مرتبط با آن مناسب استفاده از CNG طراحی شده‌اند. انتخاب روش انتقال و رقابت میان خط لوله، انتقال CNG و انتقال LNG بستگی کامل به فاصله و میزان تقاضا برای انتقال دارد. فناوری ذخیره‌سازی و نگهداری نیز در هزینه‌های نهایی تاثیرگذار می‌باشد. همچنین باید توجه داشت که CNG و LNG قابل تبدیل به یکدیگر می‌باشند. برخی از خودروهای جدید می‌توانند هم از LNG و هم از CNG استفاده نمایند. برای تامین سوخت این خودروها پمپ‌بنزین‌های نسل جدید امکان تبدیل CNG به LNG و برعکس را دارا می‌باشند.



شکل ۵ : مسیرها و حجم تجارت جهانی گازطبیعی در سال ۲۰۱۲ میلادی، مرجع گزارش سال ۲۰۱۳ شرکت BP



شکل ۶ : یک کشتی حمل گاز طبیعی فشرده با فناوری Coselle™

هایتان(Hythane) سوخت تقریباً جدیدی می‌باشد که از حدود ۲۰ درصد هیدروژن و ۸۰ درصد متان تشکیل شده است. این سوخت که گاهی آن را با علامت HCNG نشان می‌دهند باعث به‌سوزی، افزایش توان موتور و افزایش گشتاور می‌شود. در سال ۱۹۶۸ میلادی یکی از اولین کشتی‌های حمل CNG به روش مخزن عمودی (Vertical Pressure Bottles) در نیوجرسی آمریکا مورد آزمایش قرار گرفت. این نوع کشتی علیرغم آنکه تاییدیه USCG را دریافت نمود اما برای حمل CNG و رقابت با انتقال توسط خط لوله و LNG اقتصادی نبود و عملاً با شکست روبرو شد. این کشتی محفظه ذخیره گاز را در دمای ۶۰°C- و فشار ۸۰bar نگه می‌داشت. شرکت کانادایی Cran & Stenning روش جدیدی به نام Coselle را ابداع نمودند که باعث اقتصادی شدن انتقال CNG توسط کشتی شد. بخش اصلی هزینه‌های یک کشتی CNG مربوط به محفظه ذخیره گاز، سیستم کنترل و ایمنی آن می‌باشد. درحالی که هزینه بخش نگهداری گاز در یک کشتی از نوع Bottle درحدود ۳۰۰ میلیون دلار می‌باشد، این هزینه در کشتی CNG Coselle™ کمتر از ۱۱۵ میلیون دلار می‌باشد. این نوع کشتی توانسته است تایید ABS[American Bureau of Shipping], DNV و Lloyd's را اخذ نماید. در این روش هر محفظه نگهداری گاز از یک حلقه(Coil) از لوله ۶ اینچ با ضخامت ۰/۲۵ اینچ تشکیل شده است. طول لوله در هر حلقه حدود ۱۶ کیلومتر می‌باشد. فشار معمول در این سیستم ۳۰۰۰psi و دما در حدود ۱۰ درجه سانتیگراد حفظ می‌گردد. با این مشخصات در هر حلقه می‌توان ۳/۱MMcf گاز ذخیره نمود. یک کشتی با ظرفیت ۳۳۰MMcf از ۱۰۸ حلقه تشکیل شده است. به هرحال در سال‌های اخیر رقابت میان حمل دریایی گازطبیعی به صورت گاز فشرده یا گاز مایع بسیار جدی شده است. با توجه به وجود واحدهای تولید و کشتی‌های متعدد حمل LNG ساخته شده و درحال ساخت، وضعیت در حال حاضر به نفع LNG می‌باشد، اما در آینده به نظر

شکل ۷ : یک کشتی حمل گاز طبیعی فشرده با فناوری VOTRNS™

می‌رسد که این وضعیت تغییر نماید. بیشتر پارامترهای مهم نظیر هزینه تولید و حمل در آینده این رقابت به نفع CNG می‌باشند. پارامترهای مهم و تحلیل مختصری در مورد آنها به این صورت می‌باشد:

» هزینه فشرده‌سازی گاز در حدود ۳ درصد هزینه مایع‌سازی آن می‌باشد. به همین دلیل سرمایه‌گذاری در کشورهایی که ثبات سیاسی کافی ندارند یا کشورهای که مستعد حوادث طبیعی می‌باشند، از ریسک کمتری برخوردار می‌باشد. همچنین احداث خطوط لوله در چندین کشور، تحت تاثیر روابط سیاسی متعددی قرار دارد. در حالی که به صورت معمول کشتی‌رانی تنها تحت تاثیر کشور مبدا و مقصد قرار دارد. بازار CNG گسترده‌تر از LNG می‌باشد. به دلیل هزینه اندک تاسیسات دریافت و تقلیل فشار CNG نسبت به دریافت LNG و تبدیل آن به گاز(Regasification)، ریسک سرمایه‌گذاری کمتر و بازار پایدارتری وجود دارد.

» انرژی مصرفی در تاسیسات تولید CNG یک سوم تا یک دوم واحدهای تولید LNG و تقریباً یک هفتم مصرف انرژی در تاسیسات متانول یا GTL با حجم تولید مشابه می‌باشد.

» هزینه ساخت کشتی‌های حمل CNG به دلیل عدم نیاز به استفاده از عایق‌های گران‌قیمت و همچنین سیستم BOG و مایع‌سازی مجدد پایین‌تر می‌باشد. ازطرف دیگر انتقال LNG نیز نسبت به CNG از هزینه بیشتری برخوردار می‌باشد.

» درصورت نیاز می‌توان به واحدهای Coselle™ یا VOTRNS™ را بر روی شناورها(Barges) یا کشتی‌های کوچک نیز نصب نمود.

» در سیستم CNG، سیال به صورت گاز در دمای محیط می‌باشد، درحالی که سیال سیستم LNG مایع در دمای بسیار پایین[حدود ۱۶۲- درجه سانتیگراد] بنابراین تجهیزات در سیستم LNG همواره تحت تاثیر آسیب‌های مربوط به دمای پایین می‌باشند. درصورت برخورد تصادف به دلیل ساختار محفظه CNG که از لوله‌های قطر پایین فولادی ساخته شده است، احتمال آسیب دیدن محفظه CNG نسبت به محفظه LNG کمتر می‌باشد و در مجموع ایمنی سیستم CNG بیشتر می‌باشد.

» دوره ساخت یک پروژه CNG به همراه ساخت خطوط انتقال در حدود نصف دوره ساخت یک واحد کامل LNG با ظرفیت مشابه، به همراه ساخت کشتی می‌باشد.

» در مجموع زیرساخت‌های مربوط به گازفشرده گسترده‌تر و توسعه یافته‌تر می‌باشند و مصرف کننده‌های CNG نیز از تنوع و گستردگی بیشتری برخوردارند. البته در سال‌های اخیر علاوه بر توسعه زیرساخت‌های مربوط به LNG، انواع خودروها، کشتی‌ها و ماشین آلاتی که به صورت مستقیم از LNG به عنوان سوخت استفاده می‌نمایند، گسترش یافته است.

۸ جمع‌بندی

در این مبحث انتقال گازطبیعی به صورت مایع یا گازفشرده از طریق خط لوله و دریا بررسی شد. اگرچه در حال حاضر موضوع انتقال انرژی یا ارزش افزوده بر روی LNG و CNG متمرکز شده است، اما انتقال انرژی از طریق تبدیل گازطبیعی به برق و انتقال برق از طریق خطوط فشار قوی به ویژه HVDC گزینه مناسبی برای فواصل بیش از ۲۵۰۰ کیلومتر می‌باشد. انتقال هیدرات گازی GTS[Gas To Solid] به صورت سوختی جامد و همچنین تبدیل گازطبیعی به سوخت‌های دیگر نظیر هیدروژن، متانول یا DME روش‌هایی نوین برای پوشش بهتر زنجیره ارزش گاز طبیعی می‌باشند.

منابع

1- Handbook of Natural Gas Transmission and Processing;, Saeid Mokhatab, William A. Poe; 2012 Gulf Professional Publishing

2- www.shipbuildinghistory.com/today/highvalueships/Ingactivefleet.htm

3: www.airliquide.com