انجمن مهندسی شیمی ایران

N.I.O.R.D.C

واحد گچساران

شرکت ملی نفت ایران
شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب
شرکت بهره برداری نفت و گاز گچساران

اولین همایش نفت، گاز و پتروشیمی

۱۳و۱۲،۱۱
خرداد ماه
۱۳۸۷

گواهی ارائه مقاله

جناب آقای : علی احمدپور

از اینکه با ارائه مقاله خود تحت عنوان :

بررسی و مقایسه روش های ذخیره سازی و انتقال گاز طبیعی

به صورت سخنرانی در اولین همایش ملی *" نفت، گاز و پتروشیمی"* در تاریخ ۱۱ لغایت ۱۳ خردادماه ۱۳۸۷ در دانشگاه آزاد اسلامی واحد گچساران شرکت نموده اید، کمال تشکر را داریم.

کرم جلالی پور
رئیس دانشگاه آزاد اسلامی واحد گچساران
و دبیر اجرایی همایش

واحد گچساران
اولین همایش نفت، گاز و پتروشیمی

نشر حفظی : خیابان ناصر خسرو. کوچه حاجی نایب . پلاک ۲۹ تلفن : ۳۳۹۳۶۴۶۱ - ۳۳۱۱۵۴۵۷ حق چاپ محفوظ . اثر هوشنگ نعمتی شماره ۸۶۰۹/۱

بررسی و مقایسه روش های ذخیره سازی و انتقال گاز طبیعی

حامد رشیدی
دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی شیمی، دانشگاه فردوسی مشهد
علی احمدپور
استادیار گروه مهندسی شیمی، دانشگاه فردوسی مشهد

چکیده :

امروزه گاز طبیعی به عنوان یکی از منابع مهم انرژی به حساب می آید و افزایش روز افزون تقاضای آن موجب گردیده تا روش هایی مناسب و کم هزینه در خصوص ذخیره سازی و انتقال آن جستجو گردد که در عین حال بتواند مقادیر زیاد گاز را نیز انتقال دهد. از طرف دیگر تقاضا برای مصرف گاز در مقیاس کم به عنوان مثال در اتومبیل ها نیز به شدت رو به افزایش است. در این مقاله برخی روش های انتقال گاز طبیعی که در آنها ماهیت گاز طبیعی حفظ می گردد، مورد بحث و بررسی قرار گرفته اند. برخی از این روش ها تنها برای انتقال گاز در مقیاس زیاد مورد استفاده قرار می گیرند و بر خی دیگر هم برای انتقال و هم برای استفاده در مقیاس کم مورد توجه واقع شده اند. از میان روش های بررسی شده، روش گاز طبیعی مایع شده از اهمیت ویژه ای جهت انتقال گاز در مقادیر زیاد و برای فواصل دور برخوردار بوده و روش گاز طبیعی فشرده شده بیشتر برای استفاده در اتومبیل ها مورد توجه است.

کلید واژه ها :

گاز طبیعی مایع شده ، گاز طبیعی فشرده شده ، گاز طبیعی جذب شده ، هیدرات

مقدمه :

امروزه مصرف انرژی در جهان به شدت رو به افزایش است و همین امر موجب گردیده که گاز طبیعی به یکی از منابع مهم انرژی درجهان تبدیل شود. در سال ۲۰۰۴ میلادی، مصرف گاز طبیعی در جهان حدود [۲۴] Tcf ۹۹/۶۶۵ بوده است. در طول دهه گذشته مصرف گاز طبیعی تقریباً ۲۵٪ افزایش داشته و پیش‌بینی می‌شود در سال ۲۰۲۰ مصرف آن در جهان بالغ بر Tcf ۱۴۹/۹ و در سال ۲۰۳۰ حدود Tcf ۱۸۲ گردد [۱]. همچنین برآورد گردیده که در سال ۲۰۲۰ حدود۵۰٪ از انرژی مصرفی دنیا توسط گاز طبیعی تامین شود و این در حالی است که رقم مذکور در حال حاضر ۲۲٪ می‌باشد. عمده ترین افزایش در مصرف گاز طبیعی مربوط به تولید الکتریسته در نیروگاهها است. انتشار کمتر آلاینده های ناشی از احتراق گاز طبیعی نسبت به بنزین (مواد هیدروکربنی ۹۶٪ کمتر)، (منوکسید کربن ۹۰٪ کمتر)،

[24] - Trillion cubic feet

(اکسید نیتروژن ۳۰٪ کمتر) و عدم انتشار ذرات جامد، گاز طبیعی را از دیدگاه زیست محیطی نیز جذاب ساخته است. مساله مهم دیگر اینکه هزینه تولید نیرو از گاز طبیعی ۵۰٪ کمتر از هزینه‌های تولید آن توسط زغال سنگ می باشد. همین فاکتورها منجر به پیش‌بینی افزایش مصرف گاز در بخش تولید الکتریسته از ۵/۲۳ Tcf در سال ۲۰۰۰ به ۹/۳۹ Tcf در سال ۲۰۲۰ می گردد [۲]. بدین ترتیب با توجه به ذخایر عظیم گاز در جهان و به خصوص در خاورمیانه، انتخاب شیوه مناسب برای ذخیره‌سازی و انتقال گاز طبیعی بسیار حائز اهمیت می‌باشد. در حال حاضر حدود ۷۵٪ از گاز طبیعی توسط خطوط لوله و ۲۵٪ باقیمانده توسط روش گاز طبیعی مایع شده منتقل می‌شود.

مهمترین روش های ذخیره سازی گاز طبیعی :

مهمترین روش های ذخیره سازی و انتقال گاز طبیعی که امروزه مطرح هستند عبارتند از:

۱- گاز طبیعی مایع شده (LNG)
۲- گاز طبیعی مایع تحت فشار (PLNG)
۳- گاز طبیعی فشرده شده (CNG)
۴- گاز طبیعی جذب شده (ANG)
۵- هیدرات گاز طبیعی (NGH)

در این روش ها ماهیت گاز طبیعی حفظ می شود ولی در روش های دیگر نظیر تبدیل گاز به مایعات هیدروکربنی (GTL) ماهیت گاز تغییر می کند.

۱- گاز طبیعی مایع شده (LNG) :

امروزه گاز طبیعی مایع شده یکی از روش های بسیار موثر در انتقال گاز از طریق دریا به حساب می آید. LNG دارای کاهش حجمی معادل ۶۰۰ برابر نسبت به گاز طبیعی است و به همین سبب مقادیر زیادی از گاز را در حجم بسیار کمتری می توان انتقال داد [۳]. امروزه هزینه‌های مربوط به زنجیره تولید LNG کاهش یافته و به دلیل پیشرفت های فنی، امکان ساخت واحدهایی با ظرفیت ۸ میلیون تن LNG در سال فراهم آمده است. به وجود آمدن بازارهای تک محموله‌ای و بالاخره مسائل زیست محیطی، از دیگر دلایلی هستند که موجب شده اند امروزه توجه خاصی به LNG مبذول شود [۴]. به طور عمده دو نوع واحد تولید LNG در جهان وجود دارد. نوع اول در مناطقی موجود است که به لحاظ شرایط جغرافیایی امکان ذخیره گاز طبیعی درمخازن زیرزمینی وجود ندارد و در این مناطق از LNG به منظور تامین گاز در دوره پیک مصرف استفاده می‌شود. نوع دوم واحدهایی هستند که بر مبنای یک تولید ثابت در طول سال جهت صادرات طراحی شده اند. در حال حاضر در جهان حدود ۲۰۰ کارخانه از نوع اول و ۲۵ کارخانه از نوع دوم وجود دارند. همچنین در زمینه انتقال، ۱۵۶ کشتی مخصوص حمل LNG، ۱۷ پایانه صادراتی و ۴۰ پایانه وارداتی و تبخیر مجدد در جهان موجود است [۴].

۱-۱- تکنولوژی های مختلف مایع سازی گاز طبیعی :

تفاوت عمده این تکنولوژی ها در نوع فرآیند تبرید و مبدل حرارتی مورد استفاده می باشد.

مبدل های حرارتی اصلی مورد استفاده در واحدهای LNG به دو نوع صفحه‌ای[25] و لوله مارپیچی[26] محدود می‌باشند. نوع لوله مارپیچی و صفحه‌ای به ترتیب برای ظرفیت های تبرید ۵ و ۱/۵ میلیون تن درسال جوابگو هستند. تکنولوژی ساخت مبدل های لوله مارپیچی انحصاری بوده و در اختیار شرکت های Linde و APCI می‌باشد. مبدل های حرارتی صفحه ای اگر چه انحصاری نمی‌باشند، لیکن درصورت گرفتگی و رسوب قابل تمیز کردن نیستند و تعمیرات آنها توسط خود سازنده امکان‌پذیر است.

۱-۲- انواع مخازن نگهداری LNG :

پس از مایع سازی، LNG تولیدی در مخازن مخصوص ذخیره می‌شود تا امکانات بارگیری به کشتی مهیا گردد. مخازن ذخیره از موادی که تحمل دماهای پایین را داشته باشند، ساخته می شوند. دیواره داخلی مخازن از آلیاژ ۹٪ نیکل یا فولاد ساخته می‌شود. از بتن تقویت شده به همراه آلومینیوم نیز در ساخت دیواره داخلی می‌توان استفاده نمود. ضمناً مخازن LNG به صورت دو لایه که بین آنها را عایق پرکرده است می‌باشند [۳]. سقف مخازن نیز به دو صورت سقف شناور و سقف ثابت است. تخلیه مخازن نیز از بالای مخزن توسط پمپ صورت می گیرد تا در صورت شکستگی، لوله خروجی گاز مایع درون مخزن تخلیه نشود.

۱-۳- حمل و نقل با کشتی :

به طورکلی ساختار تانکرهای حمل LNG به سه نوع زیر تقسیم بندی می‌شوند[۴]:

۱- طرح کروی ۲- طرح غشایی ۳- طرح منشوری

در مجموع ۵۲٪ طراحی‌ها مربوط به نوع کروی، ۴۶٪ مربوط به طرح غشایی و ۲٪ باقیمانده سایر طرح ها را شامل می شود (شکل ۱).

ظرفیت کشتی‌های حمل LNG بین $125000\ m^3$ تا $140000\ m^3$ (۵۸۰۰۰ تا ۶۵۰۰۰ تن LNG) می‌باشد که با تکنولوژی جدید قیمت آنها حدود ۱۷۰ میلیون دلار است [۵].

شکل ۱ – ساختارهای مختلف تانکرهای حمل LNG از راست به چپ: طرح منشوری، طرح کروی، طرح غشایی [۴]

25 - Plate Fin Heat Exchanger (PFHE)

26 - Spiral Wound Heat Exchanger (SWHE)

۴-۱- ذخیره سازی در پایانه دریافت و تبخیر مجدد :

در پایانه‌های وارداتی، LNG باید مجددا به گاز تبدیل شود تا آماده تزریق به شبکه مصرف گردد. در حال حاضر در دنیا حدود ۲۰ پایانه وارداتی LNG وجود دارد و تعداد دیگری نیز در حال ساخت می‌باشند. نه تنها تعداد پایانه‌ها رو به افزایش است بلکه اندازه آنها نیز به واسطه افزایش تقاضای گاز طبیعی روند صعودی دارد. بنابر این به دلیل افزایش اندازه پایانه‌ها انتخاب روشی که دارای هزینه‌های سرمایه‌گذاری ثابت و عملیاتی پایین باشد، حائز اهمیت است [۶]. ظرفیت پایانه‌ها در حال حاضر حدود ۱۲۰۰MMscfd می‌باشد.

۵-۱- بازار LNG و هزینه‌های معمول در زنجیره آن :

طی سالیان اخیر هزینه‌های تولید LNG کاهش یافته است که از دلایل مهم آن می‌توان به موارد زیر اشاره نمود [۴]:

۱- کاهش هزینه‌های مایع سازی به علت افزایش ظرفیت کارخانه‌ها از ۱ به ۸ میلیون تن در سال به دلیل امکان استفاده ازتوربین‌های گازی با ظرفیت بالا، استفاده ازمبدل های مارپیچی با کارآیی و ظرفیت بالا و استفاده از مبردهای مخلوط

۲- کاهش زمان اجرای پروژه‌ها از ۶ سال به حدود ۴ سال و همچنین هزینه‌های حمل و نقل تکنولوژی‌های جدیدی نیز ابداع شده اند که لزوم ساخت بنادر و اسکله ها را که عملیاتی پرهزینه اند کاهش داده است. در این خصوص می‌توان به سه تکنولوژی بویه شناور به همراه خط لوله تا ساحل، مخازن شناور به همراه سیستم تبخیر مجدد و سکوی شناور با استفاده از نیروی ثقلی اشاره نمود [۷،۸].

۶-۱- ایمنی :

در مقوله حمل و نقل LNG تا کنون هیچ حادثه‌ای رخ نداده است و به همین جهت LNG از نظر حمل و نقل ایمن‌ترین سوخت مایع می‌باشد. ضمناً LNG دارای محدوده آتش‌گیری ۵ تا ۱۵ درصد بوده و به دلیل دمای پایین سرعت سوزش کمی دارد. در صورت ریزش LNG، در اطراف محدوده ریزش، ابر سفیدی ناشی از میعان بخار آب موجود در هوا تشکیل می گردد و بدین ترتیب مکان نشت را به راحتی می‌توان شناسایی نمود [۳]. در نهایت از نقطه نظر زیست محیطی باید توجه داشت که متان به عنوان اصلی‌ترین ماده LNG، یک گاز گلخانه‌ای محسوب شده و آزاد شدن احتمالی آن در طبیعت منجر به تشدید مساله گازهای گلخانه‌ای می‌گردد.

۲- گاز طبیعی مایع تحت فشار (PLNG) :

تکنولوژی مذکور مشابه LNG است با این تفاوت که فشار در این مورد در محدوده ۷/۶-۱ MPa می‌باشد که عدد دقیق آن بستگی به نظر طراح، مسائل اقتصادی و تکنولوژیکی و ترکیب گاز دارد. در این محدوده فشاری، دمای مایع شدن متان بین ۱۲۳- تا ۶۲- ^{o}C می‌باشد. طبق طراحی اکسون موبیل فشار بهینه حمل و نقل برابر ۱/۷ MPa و دمای بهینه ۱۱۵-^{o}C است [۹].

از مزایای بزرگ روش مذکور آن است که در محدوده دما و فشار بیان شده، حلالیت CO_2 بین ۳ تا ۶ درصد مولی می‌باشد، در صورتی که در مورد LNG ، حلالیت CO_2 بین ۵۰ تا ppm ۱۰۰ بوده و بنابر این در استفاده از روش فوق برای بسیاری از مخازن گازی در دنیا، نیازی به جدا کردن CO_2 نمی باشد. این موضوع یک مزیت بزرگ بوده چون سبب کاهش تاسیسات مورد نیاز می گردد [۱۰]. همچنین به دلیل دمای بالاتر مایع سازی، اندازه تجهیزات نیز کاهش پیدا می کنند. طبق بررسی های شرکت اکسون موبیل و برای خروجی‌های یکسان، تاسیسات مورد نیاز برای تولید PLNG حدوداً نصف تاسیسات لازم برای تولید LNG است که این موضوع به دلیل حذف تعدادی از واحدهای فرآیندی می باشد. لازم به ذکر است که حذف واحد جداسازی CO_2 از تاسیسات فرآیندی بستگی به میزان این گاز در خوراک ورودی دارد [۹].

کاهش قابل ملاحظه در تجهیزات سبب می شود که در صورت فشرده سازی فرآیند، امکان اجرا کردن آن بر روی سکوهای دریایی به وجود آید و بارگیری در محل سکو انجام شود. در تولید PLNG به سبب دمای مایع‌سازی بالاتر، سوخت کمتری نیز مصرف می‌شود و انرژی مورد نیاز درحدود ۵۰ الی ۶۰ درصد انرژی مورد نیاز در فرآیند LNG می‌باشد.

این بدان معنی است که تاسیسات مورد نیاز برای تولید نیرو حدوداً ۵۰ درصد کاهش خواهد یافت. از سوی دیگر، اگرچه به سبب کاهش تاسیسات مورد نیاز، فرآیند PLNG ایمن تر است، لیکن در مقوله حمل و نقل به دلیل فشار عملیاتی بالاتر نیاز به ساخت کشتی‌هایی متفاوت با کشتی‌های حمل LNG خواهد بود. در مجموع هزینه های حمل PLNG در مسافت‌های کم تا متوسط کمتر از هزینه های حمل LNG می باشد [۱۰].

۳- گازطبیعی فشرده شده (CNG):

یکی از راههای افزایش دانسیته گاز طبیعی، استفاده از روش CNG می‌باشد که امروزه در مخازن سوخت برخی اتومبیل ها به دلیل قیمت پایین گاز نسبت به بنزین و گازوئیل و همچنین به دلیل کاهش قابل ملاحظه آلاینده‌های زیست محیطی به کار برده شده است. CNG در فشاری بیشتر از ۲۰۰ اتمسفر ذخیره سازی می‌شود. تحت شرایط فشار مذکور و دمای محیط، دانسیته گاز طبیعی در حدود ۲۳۰ برابر بیشتر از دانسیته گاز در شرایط استاندارد بوده و دانسیته انرژی آن در حدود ۸/۸ MJ/L می باشد که حدود ۲۵٪ انرژی حاصل از سوخت بنزین در شرایط استاندارد است [۱۱].

فرآیند فشرده سازی معمولاً از ۴ مرحله تشکیل می شود که انرژی مصرفی آن در حد انرژی حاصل از احتراق ۱۵٪ ازکل گاز فشرده شده می‌باشد. به دلیل فشار بالا، ذخیره سازی گاز به این روش نیاز به مخازن فولادی سنگین وزن و یا مخازن با الیاف کربنی سبک وزن ولی گران قیمت دارد. حجم داخلی مخازن مورد استفاده در اتومبیل ها حدود ۷۰٪ از حجم کل مخزن بوده و بدین ترتیب با در نظرگرفتن حجم دیواره مخازن، میزان ذخیره‌سازی حدود ۱۶۵ v/v ۷ می باشد [۱۲].

۳-۱- فرآیند تولید CNG :

فرآیند تولید CNG کاملاً شناخته شده بوده و شامل چندین مرحله فشرده سازی می باشد که تعداد این مراحل بستگی به فشار گاز ورودی به سیستم دارد. به دلیل فشار بالای CNG، از کمپرسور های رفت و بر گشتی برای فشرده سازی استفاده می کنند. فشار و دمای ذخیره سازی به گونه ای در نظر گرفته می شود که در تمامی مراحل و در انتها هیچ گونه مایعی تشکیل نگردد.

۳-۲- انتقال CNG :

سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای انتقال CNG، ۸۵ الی ۹۰ درصد از سرمایه‌گذاری کل را به خود اختصاص می‌دهد [۱۳]. در تکنولوژی قدیمی، CNG در فشار ۸۰ bar و در دمای $-50\ ^{o}C$ حمل می شد.

در طراحی های جدید، سردسازها روی کشتی قرار دارند و موجب حذف تاسیسات بارگیری خاص برای انتقال گاز سرد شده گردیده اند. بدین ترتیب عملّ بارگیری به راحتی توسط بویه انجام می گیرد.

۳-۳- مزایای حمل گاز طبیعی به طریقه CNG :

اولین مزیت این روش، سرمایه گذاری ثابت نسبتاً کم آن می باشد. همچنین روش CNG در مواردی از جمله فروش گاز در محل به دلیل عدم نیاز به تاسیسات پیچیده و خاص نظیر LNG ، اندازه مخزن و میزان تولید گاز در محل میدان گازی دارای انعطاف پذیری خوبی می باشد. همچنین تولید CNG ساده و کم هزینه بوده و فرآیند آن پیچیدگی خاصی ندارد.

۴- گاز طبیعی جذب شده (ANG) :

گاز طبیعی می تواند در روزنه های برخی جاذب های ویژه به صورت سطحی جذب و ذخیره سازی شود که این روش ANG نام دارد. این روش می تواند روش بسیار مناسبی برای فایق آمدن بر مشکلات تکنولوژی CNG باشد. ذخیره سازی گاز در این روش در فشار ۳/۵-۴ MPa و دمای محیط انجام می پذیرد و ظرفیت ذخیره سازی آن وابستگی زیادی به خصوصیات جاذب مورد استفاده دارد [۱۱]. انرژی در واحد حجم نیز بسته به خصوصیات جاذب مورد استفاده تغییر می کند [۶].

جاذب های متعددی با مقادیر متفاوت جذب موجود می باشند که از جمله آنها می‌توان از انواع کربن های فعال، زئولیت‌ها، سیلیکاژل، آلومینای فعال شده، غربال های مولکولی، مواد سنتزی مانند کربن PVDC و نانو لوله‌های کربنی نام برد. در مقالات متعدد نشان داده شده که زئولیت ها در مقایسه با کربن های فعال دانسیته بالاتری دارند ولی کربن های فعال دارای حجم بالاتر روزنه های باریک می باشند [۱۱].

در ضمن زئولیت ها بسیار آبدوست بوده و در صورت وجود رطوبت به سرعت ظرفیت خود را از دست می دهند. به همین دلیل، کربن های فعال جاذب های بسیار خوبی برای جذب متان می باشند [۱۶-۱۴]. در جذب گاز طبیعی علاوه بر اینکه میزان جذب (مقدار تعادلی) مهم است، سرعت جذب و دفع (سینتیک فرآیند) نیز حائز اهمیت می‌باشد.

لذا در تعیین مشخصات جاذب ها، هر دو عامل فوق بایستی مورد بررسی قرار گیرند. جذب مولکول های گاز در کربن های فعال توسط نیروهای ضعیف واندروالسی بین مولکول ها و دیواره روزنه‌های جاذب انجام می‌گیرد. در روزنه های باریک تر به دلیل تاثیر دیواره از اطراف، پتانسیل جذب بیشتر می‌باشد [۱۷].

۴-۱- عوامل موثر بر سرعت و میزان جذب :

از عوامل تاثیرگذار بر میزان و سرعت جذب گاز در جاذب های کربنی می توان موارد زیر را برشمرد:

- دانسیته کربن فعال: درمورد دو جاذب که سطح یکسانی دارند، هر چه دانسیته جاذب بیشتر باشد دانسیته گاز جذب شده نیز به دلیل کاهش حجم جاذب، افزایش می‌یابد.
- شرایط فعال سازی جاذب (مدت زمان فعال سازی، دمای فعال سازی، نوع گاز عبوری، نوع ماده فعال ساز، شدت جریان گاز عبوری از روی بستر کربنی و ...)
- دما و فشار ذخیره سازی
- وجود ناخالصی ها و سایر ترکیبات موجود در گاز جذب شونده
- میزان گرمای آزاد شده در حین جذب (گرمای جذب)

کربن ایده آل از نظر میزان جذب، کربنی است که تمامی روزنه های آن دارای قطر ۷/۴ آنگستروم باشد و روزنه‌ها حدود ۶۶٪ از فضای کل جاذب را به خود اختصاص داده باشند. دانسیته چنین کربنی gr/ml ۰/۷۵ می باشد [۱۷]. در مورد روش ANG معمولاً دو عدد برای میزان ذخیره سازی بیان می شود: یک عدد بیشترین مقدار جذب متان در فشار Mpa ۳/۵ و دمای $25^{\circ}C$ را نشان می دهد که برای کربن های فعال برابر ۲۱۳ v/v است و عدد دیگر مربوط به میزان دفع گاز پس از جذب می باشد که برابر ۱۲۰v/v می باشد [۱۴]. میزان دفع در اکثر جاذب ها بیشتر از این مقدار است [۱۱].

۴-۲- مخازن ذخیره ANG :

مخازن ANG به دلیل فشار نسبتاً پایین ذخیره سازی دارای جداره نازک‌تر و در نتیجه وزن پایین تر هستند و ضمناً میزان فضای اشغال شده نیز کاهش می‌یابد. همچنین مخازن مذکور را به دلیل فشار کم ذخیره سازی می‌توان از آلومینیوم که فلزی سبک وزن است ساخت. مخازن ANG به شکل های مختلفی ساخته می شوند و می‌توان آنها را در اتومبیل به گونه‌ای جاسازی نمود تا فضای کمتری را اشغال کنند. یکی از معایب ANG، کاهش میزان جذب و دفع گاز پس طی سیکل‌های متوالی جذب و دفع است. از طرفی جاذب‌ها نسبت به ناخالصی های موجود در گاز حساسند و برخی ناخالصی ها هنگام دفع از جاذب جدا نمی‌شوند و به مرور انباشته شده و موجب کاهش فعالیت جاذب می‌گردند.

۵- هیدرات گاز طبیعی (NGH)

هیدرات های گازی، کریستال های جامد یخ مانندی هستند که از مولکول های آب به عنوان میزبان و مولکولهای گاز به عنوان میهمان تشکیل شده اند. آب تحت فشار و دمای خاصی در حضور مولکول های گاز یک شبکه قفس مانند را به وجود می آورد که مولکول های گاز می توانند وارد این قفسه ها یا

حفره ها شده و هیدرات گازی جامد را به وجود آورند. فرمول عمومی هیدرات های گازی در ترکیب با متان به صورت $CH_4.nH_2O$ بوده که $n\geq 5/75$ است. یک متر مکعب هیدرات گازی می تواند حاوی ۱۶۰ متر مکعب متان باشد. ترکیباتی که می توانند تشکیل هیدرات بدهند عبارت از ترکیبات گازی آبدوست حاوی مولکولهای کوچک، گازهای اسیدی محلول در آب و نمکهای آلکیل آمونیوم هستند [۱۸-۲۰].

۱-۵- تولید هیدرات گازی :

تکنولوژی نسبتاً جدید مذکور، یک راه حل مناسب برای انتقال گاز مخازنی است که دارای مقدار کم تا متوسط گاز بوده و مسافت انتقال گاز نیز متوسط باشد [۲۰]. گاز استخراج شده از چاه پس از فشرده شدن سرد می شود تا به دمای تشکیل هیدرات در فرآیند مورد نظر برسد. سپس، گاز وارد راکتور تولید هیدرات می‌گردد. معمولاً آب را به صورت اضافی وارد راکتور می‌کنند و به همین دلیل هیدارت خارج شده به صورت دوغاب می‌باشد که حاوی ۵ الی ۱۵ در صد وزنی هیدرات است. با توجه به اینکه هر متر مکعب از هیدرات می‌تواند حدود ۱۶۰ مترمکعب متان را در خود جای دهد، بنابراین به ازای هر ۱ حجم آب نیازمند تقریباً ۲۰۰ حجم گاز می باشیم. آب اضافه شده اگر از دریا تأمین گردد باید نمک زدایی شده و سپس وارد فرآیند شود. پس از آبگیری از دوغاب خارج شده از راکتور، آب جدا شده دوباره به راکتور باز می گردد. سپس، هیدرات به صورت پودر در آمده و آن را برای سهولت حمل و نقل به صورت بلوک‌هایی در می‌آورند. در نهایت بر روی بلوک‌های هیدرات، مقداری آب به صورت اسپری می‌پاشند تا پوسته‌ای از یخ حول بلوک هیدرات تشکیل شود. پس از آن نوبت به حمل هیدرات می‌رسد.

۲-۵- حمل و نقل هیدرات توسط کشتی

هیدرات گازی می تواند به مدت ۱۰ روز در فشار اتمسفری و دمای $-20\,^{\circ}C$ به صورت تقریباً پایدار باقی بماند و تنها مقدار بسیار کمی از آن تجزیه شود. در صورتی که مسافت و سرعت کشتی به گونه‌ای باشد که در کمتر ۱۰ روز، کشتی به مقصد برسد می‌توان هیدرات را در فشار اتمسفری و در دمای $-20\,^{\circ}C$ حمل کرد [۱۸]. مخازن کشتی های حمل هیدرات دو جداره بوده و بین جداره‌ها به خوبی عایق کاری می شود.

۶- مقایسه روش های مختلف ذخیره سازی گاز :

۱-۶- CNG در مقایسه با ANG :

جذب گاز طبیعی یک تکنولوژی مناسب برای ذخیره سازی می‌باشد که این تکنولوژی معمولاً با CNG مقایسه می شود. علت این امر نزدیک بودن ظرفیت‌های ذخیره سازی در این دو روش است. از سوی دیگر، اکثر تلاشهای صورت گرفته در زمینه ANG به منظور جایگزینی آن با CNG به عنوان سوخت خودروها می‌باشد. در فشار 5MPa میزان ذخیره سازی متان به روش ANG حدود ۳ برابر بیشتر از CNG در همان فشار است. در 10MPa ظرفیت‌ها به هم نزدیک شده و در فشار 20MPa میزان ذخیره سازی متان به روش CNG، ۳۰٪ بیشتر از ANG می‌باشد. فشار ذخیره سازی ANG به

منظور بهره گیری از حداکثر اختلاف آن با CNG برابر MPa ۳/۴ در نظر گرفته شده است. این فشار حدود یک ششم فشار CNG ذخیره شده در اتومبیل‌ها (حدود MPa ۲۰) می‌باشد.

در فشار MPa ۳/۴ میزان ذخیره سازی به روش ANG حدوداً v/v ۱۶۵ بوده و میزان گاز قابل دفع ۱۵۰v/v می‌باشد. لازم به ذکر است که این مقدار بسته به نوع جاذب متغیر بوده و در مورد کربن های فعال اعداد بیان شده به ترتیب تا v/v ۱۹۳ و v/v ۱۶۳ نیز گزارش شده اند [۱۵]. مقدار استاندارد ذخیره سازی برابر ۱۵۰v/v برای گاز قابل دفع تعیین گردیده است [۱۶]. این ارقام نشان می‌دهند که ANG می‌تواند در یک ششم فشار CNG معادل ۸۵٪ از کل گاز ذخیره شده توسط روش مذکور را ذخیره سازی کند.

۲-۶- CNG در مقایسه با LNG :

امروزه CNG و LNG به عنوان راههای حمل و نقل گاز از طریق دریا مطرح هستند. از لحاظ اقتصادی برای مسافت های تا ۲۵۰۰ مایل قیمت حمل و نقل به روش CNG در محدوده ۰/۹۳$ تا ۲/۲۳$ به ازای هر MMBTU قرار دارد، در حالی که LNG دارای محدوده قیمتی ۱/۵ تا ۲/۵ دلار به ازای هر MMBTU می باشد. برای مسافت های بیش از ۲۵۰۰ مایل ، هزینه حمل و نقل هر دو روش تقریباً برابر می شود.

در این حالت، انتخاب روش حمل به میزان تقاضای خریدار و مسائل تکنولوژیکی بستگی دارد. یکی از موارد مربوط به LNG نیاز به تقاضای زیاد آن در محل تخلیه است. در مواردی که تقاضا کم بوده و مخزن گازی نیز کوچک باشد، روش CNG مقرون به صرفه تر است. در حجم یکسان تانکر و جایی که بتوان Bcf ۲/۱ گاز را در شرایط استاندارد به شکل LNG حمل کرد، Bcf ۱/۲ گاز را می توان به روش CNG حمل نمود.

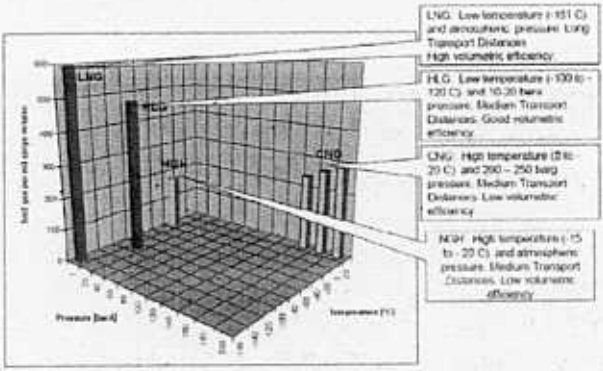
در پروژه های LNG برای اینکه پروژه از لحاظ اقتصادی قابل توجیه باشد، Bcf/d ۱/۰-۰/۵ گاز طبیعی مورد نیاز است ولی در پروژه های CNG با مخزن متوسط گاز نیز می توان خوراک مورد نیاز را تامین نمود. LNG نیازمند تاسیسات ویژه در محل تخلیه برای تبدیل آن به گاز است که هزینه های ساخت این ترمینال ها بین ۵۰۰ تا ۵۵۰ میلیون دلار می باشد، در صورتی که تاسیسات تخلیه CNG هزینه ای بین ۱۶ تا ۲۰ میلیون دلار را شامل می شود. سرمایه گذاری کل برای پروژه های CNG بین ۱ تا ۲ میلیارد دلار است که به طور عمده بستگی به تعداد تانکرهای مورد نیاز دارد. برای LNG سرمایه گذاری کل بین ۱/۵ تا ۲/۵ میلیارد دلار می باشد است [۲۱ و۱۳].

در مورد CNG بیشترین ارزش مربوط به دارایی های متحرک است در صورتی که در مورد LNG بیشترین ارزش مربوط به دارایی های ثابت می باشد. بنابر این ریسک سرمایه گذاری CNG به این دلیل که می توان از تجهیزات آن در گسترش پروژه های دیگر استفاده کرد کمتراست. به طور معمول در دنیا پروژه های LNG بین ۴ تا ۵ سال از ابتدای شروع پروژه تا بارگیری اولین تانکر به طول

می انجامد در صورتی که برای پروژه های CNG از ابتدای زمان طراحی تا بارگیری اولین تانکر، ۳۰ تا ۳۶ ماه طول می کشد [۲۱].

۳-۶- هیدرات گازی در مقایسه با LNG و CNG:

در مورد هیدرات باید بیان نمود که انرژی موجود در یک کیلوگرم هیدرات ۸ تا ۱۲ برابر کمتر از انرژی موجود در یک کیلوگرم LNG می باشد و اگر درصد تخلخل هیدرات را ۳۰٪ در نظر بگیریم نسبت مذکور به عدد ۱۷ می رسد. لیکن انرژی موجود در هیدرات درمقایسه با CNG در فشار ۱۲۰bar و در حجم های مساوی تقریباً برابر است. بنابراین اگر تنها انرژی بر واحد جرم مورد نظر باشد، LNG برنده قطعی این مقایسه خواهد بود. این مقایسه می‌تواند توسط میزان سرمایه‌گذاری ثابت و سایر هزینه ها وهمچنین عوامل تکنولوژیکی تحت تاثیر قرار گیرد. سرمایه گذاری ثابت برای تولید هیدرات حدوداً نصف سرمایه‌گذاری برای LNG بوده و سرمایه گذاری برای CNG از هر دو کمتر است، بنابر این دوره بازگشت سرمایه برای هیدرات و CNG کمتر می باشد. در شکل زیر مقایسه ای بین تمامی روش های ذخیره سازی و انتقال با یکدیگر انجام شده است.



شکل ۲ – *مقایسه شرایط ذخیره سازی روش های مختلف ذخیره سازی بر حسب دما و فشار*

نتیجه گیری:

بطور کلی روش های مختلف ذخیره سازی و انتقال گاز طبیعی بستگی به نوع مخزن گازی (ترکیب و حجم گاز)، مسافت آن تا بازارهای مصرف، میزان سرمایه گذاری مورد نظر و سایر پارامترهای عملیاتی و تکنولوژیکی هر کدام از خصوصیات ویژه ای برخوردار می باشند. روش LNG برای مسافت های بیش از ۲۵۰۰ مایل و در حجم زیاد گاز دارای راندمان حجمی بالا و بهترین گزینه جهت انتقال گاز می باشد. روش PLNG برای مسیرهای متوسط دارای راندمان حجمی خوبی است. روش CNG معمولاً جهت مسافت های کم تا متوسط مناسب بوده و دارای راندمان حجمی پایین می باشد. هیدرات گازی را می توان برای مخازن دارای مقدار کم گاز و برای مسافت های متوسط استفاده نمود و راندمان حجمی در

روش مذکور نیز کم می باشد. از مزایای روش هیدرات آن است که نیازمند دماهای خیلی پایین نظیر دمای LNG و یا نیازمند فشار خیلی بالا نظیر فشار CNG نبوده و در ضمن پروسه تولید آن کوچک می باشد و می توان آنرا در دریا و در محل چاه بر روی سکو استفاده نمود.

مراجع :

[1] http://www.eia.doe.gov/emeu/international/gasconsumption.html.

[2] Economides M., Oligney R., Demarchos A., "Natural Gas: The Revolution is Coming", J. Petroleum Technology, 102, (2001).

[3] Foss M.M., "LNG safety and security", Published by CEE, October 2003.

[۴] محمدرضا رجائی، " LNG فناوری پر دردسر ولی پر سود"، پایگاه اینترنتی مشاوران جوان وزیر نفت، (۱۳۸۵).

[5] https://www.piersystem.com/go/site/569.

[6] Eisentrout B., Wintercorn S., Weber B., "Study focuses on six LNG regasification systems", LNG Journal, 21-22, July/August (2006).

[7] Cooper B., "LNG Development Update", LSU Center for Energy Studies Energy Summit, October (2006).

[8] Hubbard B., "Four offshore floating LNG regas concepts offer air vaporization", LNG Journal, November/December (2006).

[9] Bowen R.R., Gentry M.C., Nelson E.D., Papka S.D., Leger A.T., "Pressurised liquefied natural gas (PLNG): a new gas transportation technology", Gastech 2005 conference, Spain, March (2005).

[10] Rushfeldt P., "HLG–Heavy liquefied gas", Aker Kvaerner Engineering & Technology, (2005).

[11] Lozano-Castello D., Alcaniz-Monge J., De la Casa-Lillo M.A., Cazorla-Amoro D., Linares-Solano A., "Advances in the study of methane storage in porous carbonaceous materials", Fuel 81,1777, (2002).

[12] Perrin A., Celzard A., Mareche J.F., Furdin G., "Improved methane storage capacities by sorption on wet active carbons", Carbon 42, 1249, (2004).

[13] Deshpande A., Economides M.J., "CNG: An alternative transport for natural gas instead of LNG", Report, University of Houston.

[14] Parkyns N., Quinn D., "Porosity in Carbons: Characterization and Applications", Editor: Patrick J.W., Halsted Press, John Wiley, N.Y., (1995).

[15] Alcaniz-Monge J., De la Casa-Lillo M.A., Cazorla-Amoro´s D., Linares-Solano A., "Methane storage in activated carbon fibres", Carbon 35, 291, (1997).

[16] Cracknell R.F., Gordon P., Gubbins K.E., "Influence of Pore Geometry on the Design of Materials for Methane Storage", J. Phys. Chem. 97, 494, (1993).

[17] Quinn D., "Adsorption Storage A viable alternative to compression for natural gas powered vehicles", Presented to ALL-CRAFT Columbia, Mo, July (2005).

[18] Gudmundsson J.S., Parlaktuna M., Levik O.I., Andersson V., "Storing Natural Gas as A Frozen Hydrate", SPE Production & Facilities 9, 69, (1994).

[19] Gudmandsson J.S., Mork M., Graff O.F., "Hydrate Non Pipeline Technology", 4th International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, Japan, May 19-23, (2002).

[20] Gudmandsson J.S., Andersson V., Durgut I., Levik O.I., Mork M., "NGH on FPSO: Slurry process and cost estimate", SPE Annual Technical Conference, Houston, TX, 3-6 October (1999).

Hanssen K.F., "CNG by ship Technology status and challenges", DNV Research, February 17-18, (2005)