

# ТРАНСПОРТ НА КОМПРЕСИРАН ПРИРОДЕН ГАЗ (CNG) – АЛТЕРНАТИВАТА ПРЕД ТЕХНОЛОГИЯТА ЗА ВТЕЧНЯВАНЕ (LNG)

Маргин Бояджиев, инж.Николай Найденов

## **РЕЗЮМЕ**

*Природния газ се превръща в един от най-важните енергийни ресурси през 21 век. Прогнозите показват, че до 2020 година неговият дял в световната енергийна консумация ще достигне до 40 %, ако ръстът му в енергийния баланс се запази. В момента природния газ се доставя до потребителите най-вече по тръбопроводи, както и под формата на втечен газ (LNG). Тръбопроводните системи са подходящи и икономически обосновани за транспорт на газа по суша, но поради географските характеристики на дадени райони се налага пресичането и на водни басейни. В такива случаи този вид пренос става труден от техническа гледна точка и понякога необосновано скъп, особено при по-големи водни дълбочини, както е случая с Черно море (на участъци дълбочината на водния стълб достига 2200 м). Технологията за втечняване е ефективна за воден транспорт при дълги разстояния (повече от 4500 км.), нейният дял в световния пренос е около 25%, но употребата ѝ изисква твърде високи инвестиции в даден район и то комбинирани с наличието на достатъчно голямо количество природен газ поддържан в резервоари за съхранение.*

*Технологията за компресиране на природен газ (CNG) предоставя ефективно и сравнително евтино решение за пренос на по-къси разстояния. Целта ѝ е разработване на икономически изгодно и надеждно решение за воден транспорт, когато тръбопроводите и LNG са твърде скъпи и необосновани технически. От технологична гледна точка CNG е лесно изпълним метод, а изискванията към съоръженията и инфраструктурата са сравнително по-ниски. При разстояния до 4000 километра, с тази технология може да се доставя газ с цена от 0,03 до 0,08 долара за кубичен метър, за сравнение при втечняване на газа цената е от 0,05 до 0,09 долара за кубичен метър в зависимост от реалното разстояние. При по-големи дистанции (над 4000 км.) двете технологии се доближават като транспортни разходи. В този случай главна роля за избора на метода играе значително по-големите обеми на резервоарите за съхранение и пренос CNG пред тези за LNG.*

## **ВЪВЕДЕНИЕ**

Консумацията на природен газ се увеличава с постоянни темпове, което превръща този екологичен ресурс в един от най-важните енергийни източници осигуряващи устойчивост в енергетиката. През 2009 година световната консумация на природен газ възлизаше на 2,93 трилиона ( $\times 10^{12}$ ) кубически метра, ръста в сравнение с предходната година е бил 3 %. За последният Век потреблението е нараснало с почти 25 %. До 2020 година дялът на природния газ в световния пазар на енергия се очаква да достигне 40 %. Според

специалистите, това се дължи на повишената консумация на електрическа енергия и ролята на природния газ в генерирането ѝ, в световен мащаб.

По ниските емисии на въглеродни окиси в сравнение с въглищата и течните горива, както и понижените нива на изхвърляните с димните газове азотни окиси и твърди частици, правят природният газ екологично гориво. Въпреки тези предимства, все още голяма роля играе цената на произвежданата енергия от него, а тя е с 50 % по-ниска в сравнение с генерирането на същото количество от гориво като въглищата. Тези фактори оказват много голямо влияние върху дългосрочните прогнози за консумацията на природна газ в бъдеще, а повишението на консумацията за генериране на енергия в САЩ се очаква от 0,15 трилиона кубически метра през 2000 година да достигне 0,27 трилиона кубически метра през 2020 година, това е ръст от 80 % в рамките само на 20 години. Подобен модел на развитие се наблюдава и в останалите развиващи се райони на света.

Повишаващото се търсене на природен газ и същевременното свиване на пазарният дял на наличните горива (въглища и нефт) води до така нареченият недостиг, породен от невъзможността за покриване на желаните доставки на тази суровина. В съответствие с тези пазарни условия и новоразкритите отдалечени газови находища, транспортът на газа от хранилища намиращи се във водни басейни и преноса по морски пътища предизвиква нови интереси за инвеститорския пазар.

Сегашните методи за транспорт и пренос на газ в по-голяма част се ограничават с тръбопроводен транспорт, заемащ 75 % от този дял, и LNG технологията. Тръбопроводите са разумно решение за сухоземен транспорт, при прекосяване на воден басейн обаче в зависимост от дълбочината му и разстоянието което трябва да бъде преодоляно, тръбопроводите стават икономически неизгодни и необосновани. В такива случаи технологията за втечняване минава на преден план, но за нейната реализация и икономическа ефективност са важни няколко фактора. Поради значителните инвестиции които трябва да се направят в такъв проект, най-важно е осигуряването на достатъчни запаси от природен газ (находище или газово хранилище) в близост до завода за втечняване и регазификация на брега. Икономическото условие за изграждането на нов терминал за LNG е потребление от около 10 до 30 милиона ( $\times 10^6$ ) кубически метра на ден. За тази цел потребителят трябва да притежава инсталирани мощности от 5000 MW, това значително ограничава пазара на потенциални клиенти. Задоволяването на потреблението за по-малки потребители и обезпечаване на рентабилност на добива от малките находища на природен газ са двете основни цели на технологията за транспорт на компресиран газ.

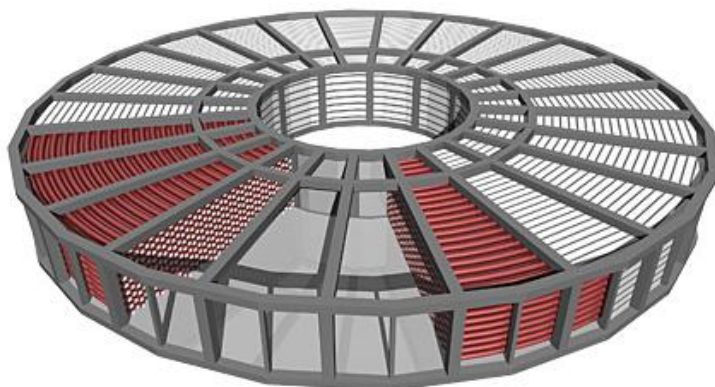
CNG може да се използва при добиването и транспорта на газа от малки залежи или полу-изчерпани газови находища със сравнително малък дебит. Технологията може лесно да се използва за снабдяване на промишлени или битови обекти. За сега няма осъществена мащабна разработка в тази насока, но проекти като „ДЕВЕНЦИ”, в близост до община Червен бряг показват, че технологията е достатъчно развита и ефективна.

## КОМПРЕСИРАН ПРИРОДЕН ГАЗ

Компресираният природен газ (CNG) като технология за транспортиране на е нова, но едва сега се апробира успешно. Ранните опити за комерсиализиране на идеята през 1960 година срещат технически затруднения, и заедно с твърде високата първоначална инвестиция са обречени на предсказуем провал.

С развитието на технологията и материалознанието както и откритите така наречените „неизползваеми“ находища с малък капацитет и запаси, събуди завиден интерес към CNG технологиите .

Една от първите компании предложили технологията, още през 1990 година, е “Cran & Stennings Technology” Inc. Те предлагат концепция “Coselle™”, за намаляване на технологичните разходи по акумулиране и съхранение на газа. Целта била постигната чрез изграждане на пакет от спираловидно навита тръба с диаметър от 168 mm и обща дължина около 17 km. При този метод се поддържа налягане от около 220 bar. Подобни решения, с различия в конструктивната част, са предложени и от “Trans Ocean Gas”, “Canadian enterprise” и “Knutsen O.A.S Shipping of Norway”.



Фиг. 1 Разрез на пакет тип: “Coselle”

Друга концепция за съхранение е предложена от “EnerSea Transport LLC”. Разработката се нарича “VOTRANS™”, идеята ѝ включва компресирането и последващо намаляване температурата на газа с цел намаляване на обема.

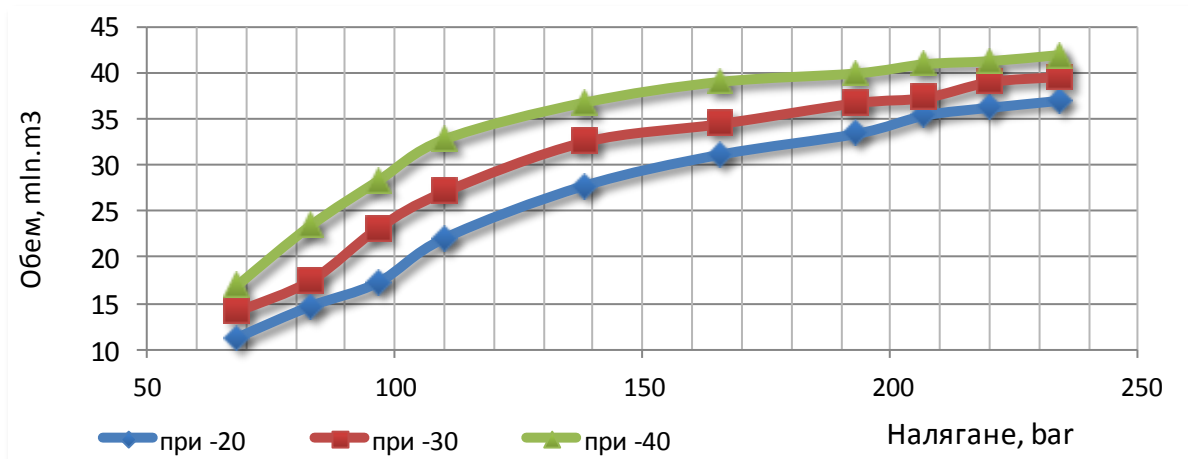
В доклада представяме методи за оптимизиране на технологията CNG, използвайки за основа концепцията разработена от “EnerSea Transport LLC” и изхождайки от развитието на криогенните технологии и оптимизиране на икономически интереси.

## ТЕХНОЛОГИЯТА ОХЛАДЕН CNG

Технологията е относително проста - природен газ бива компресиран и охладен с цел намаляване на неговият обем. След което посредством специални транспортни средства: най-вече кораби, оборудвани със система за съхранение, състояща се от групирани контейнери (хоризонтални или вертикални), газът бива транспортиран до потребителите. Технологията може да бъде разделена на три основни етапа: **компресиране**, **охлаждане** и **транспорт**, като транспортването включва товаренето, пътуването и процеса на разтоварване.

## Компресиране на природен газ

За целта на разработката използваме примерен обем от 100 000 кубически метра. Налягането и температурата на съхранение са подбрани така, че газът да е с докритични параметри, за да избегнем втечняването му. Използваният газ по състав е близък до руският природен газ и е с относителна плътност (към въздуха) от 0.56; критично налягане – 4.6МРа и критична температура 190К. Първоначалното му налягане от което започва компресирането е 55 bar, а температура е около 15 °С. Сравнението е направено с три температури за съхранение: (минус 20)<sup>0</sup>С, (минус 30)<sup>0</sup>С и (минус 40)<sup>0</sup>С. Използвайки закона за състоянието на реални газове са пресметнати съответните обеми на съхранен газ в резервоари за съответните температури при различни налягания – показано на Фигура 2.



Фиг.2 Съхранен обем газ в зависимост от температура и налягане

От фигурата става ясно, че опити за оптимизиране на процеса на пренос на газа, базирани на налягане над 250 бара са безполезни. Комбинациите от налягане и температури които да са по ефективни от останалите, зависят най-вече от температурата. При минус 40 градуса и налягане 250 бара се транспортира най-много газ, както се вижда и от фигурата.

За определянето на необходимата мощност за компресиране са избрани бутални компресори, заради по-високата им степен на компресия и техният висок К.П.Д. (75 – 85%). Газът ще се компресира до 180 bar, с дебит от 14 милиона кубически метра за ден (млн. m<sup>3</sup>/d). Коефициента на компресия “γ” е в граници от 1,42 до 2,58.

Изчислението на необходимата мощност, в конски сили, се прави по следната формула:

$$BHP = 0.857 \cdot Z_{av} \cdot \left( \frac{q_g \cdot T_g}{E} \right) \cdot \left( \frac{k \cdot \eta}{k - 1} \right) \cdot \left[ \left( \frac{p_d}{p_s} \right)^{\frac{k-1}{k \cdot \eta}} - 1 \right]$$

$$Z_{av} = \frac{Z_s + Z_d}{2}$$

Където:

$q_g$  – дебит на газа, MMscf/d (x 0,028316 = млн. m<sup>3</sup>/d);

$T_s$  – температура на засмукване, °R (/1.8 = °K);

$Z_s$  – коеф. на свръхсвиваемост при налягане на засмукващата страна;

$Z_d$  – коеф. на свръхсвиваемост на нагнетяващата страна;

$E$  – ефективност (обикновено около 0.80 за такъв тип компресори);

$\eta$  – ефективност на политропен процес ( равен на 1 за този тип компресори);  
 $k$  – отношението на спец. топлинни капацитети при постоянно налягане и обем ( $C_p/C_v$ );  
 $p_s$  – налягане при засмукващата страна, psia ( $\times 6\,894.757 = \text{Pa}$ );  
 $p_d$  – налягане при нагнетяващата страна, psia ( $\times 6\,894.757 = \text{Pa}$ ).

В таблица 1 е показана необходимата мощност (в конски сили) за компресиране на съответното количество газ до налягане.

Табл. 1 Налягане и необходима мощност

Налягане, bar	HP
До 95,00	7750
110,00	11000
125,00	13950
140,00	16600
150,00	22100
165,00	25000
180,00	27500

Температурата на газа след компресора зависи от типа на охладителното устройство. При въздушен тип температурата е около  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ако използваме морска вода за охлаждане тази температура може да се понижи до около  $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Приемаме, че оперативните разходи (производствени и др.) остават постоянни и при двата типа охлаждане. При средна цена на ел. енергията от  $0,025\text{ лв/kWh}$ , годишните разходи възлизат на **164** лева за инсталиране на 1 HP.

Средните разходи за поддръжка, включително резервни части възлизат на  $100\,000\text{ \$}$ .

### Охлаждане на природен газ

Необходимото количество студ за постигане на желаните температури:  $(-20)^{\circ}\text{C}$ ,  $(-30)^{\circ}\text{C}$  и  $(-40)^{\circ}\text{C}$  е изчислено по следните уравнения:

$$Q_{ch} = \frac{Q}{12000}$$

Където:

$Q_{ch}$  – охлаждаща енергия, Tons of refrigeration (1 TOR =  $12\,000\text{ BTU/h}$ ).

$$Q = M_s \times C_p \times \Delta T$$

Където:

$M_s$  – масов дебит на газа, lbm ( $\times 0,45359237 = \text{kg}$ );

$\Delta T$  – температурна разлика.

$$M_s = \frac{Q_g \times SG_g \times 0.0763}{24}$$

Където:

$Q_g$  – обемен дебит на газа, MMscf/d ( $\times 0,028316 = \text{млн. m}^3/\text{d}$ );

0,071 – плътност на въздуха при стандартни условия, lbm/ft<sup>3</sup>;

$SG_g$  – относителна плътност на газа.

За определяне на реалното количество енергия за процеса на охлаждане е въведен корекционен коефициент “h”, който е в граници от 1,89 до 1,63, в зависимост от това колко стъпален е компресора.

За определяне на реалните разходи за охлаждане е въведен и корекционен коефициент “f<sub>2</sub>” с граници от 1,2 до 1,4. Имайки в предвид тези коефициенти са изчислени необходимото количество енергия и разходите за охлаждането на газа до определените температури.

$$BHP_{ch} = Q_{ch} \times h$$

$$$/BHP_{ch} = $/BHP \times f_2$$

Табл. 2

-	h	f <sub>2</sub>	Въздушно охлаждане	Водно охлаждане
			\$/BHP <sub>ch</sub>	\$/BHP <sub>ch</sub>
Едностъпален компресор	1,89	1,2	1361	2268
Двустъпален компресор	1,71	1,3	1334	2223
Тристъпален компресор	1,63	1,4	1369	2282

От таблицата се вижда, че финансово най-ефективен е двустъпалният компресор.

### **Транспортиране на природен газ**

Транспортът е финансово перо костващо 85-90 % от общите разходи за CNG. Основната инфраструктура намираща се в даденото пристанище е компресорната станция. Инсталацията за охлаждане е разположена на транспортния кораб, с което се премахва необходимостта от специално оборудване пригодено за охладени флуиди при процеса на товарене.

Големината на транспортните кораби зависи само от желаният товарен капацитет. Съхранението на охладеният газ се извършва в специални изолирани контейнери наречени CNG модули, като конструкцията може да е съставена от хоризонтални или вертикални бутилковидни инсталации с диаметър 42“, изработени от въглеродна стомана. Разположението зависи от обема на транспортираният газ. За относително малки количества – 20 милиона кубически метра е подходяща вертикалната конструкция. Модулите са топлинно изолирани за намаляване на въздействието на външната температура.

Процеса на разтоварване се извършва чрез изместващ флуид, най-често етиленгликолов разтвор, като това може да става и директно от кораба.

Кораб снабден с инсталация за охлаждане и разтоварване има стойност около \$230 милиона. Броя на корабите необходими за покриването на определена дистанция зависи от скоростта на товарене, транспортното разстояние и необходимото време за завършване на пълен цикъл от товарене, транспорт, разтоварване и връщане в отправната точка.

### **РАЗХОДИ**

За целите на изследването е направен икономически анализ при различни налягания и температури на съхранение, както и редица дистанции за транспорт. Критерия по който е направена оценката е възможно най-ниски разходи за предварително определените обем на

транспортирания газ. В сметката са включени разходите за компресиране и охлаждане, както и цената на кораби оборудвани със система за съхранение тип: CNG модул. Дебитът на разтоварване е приет 28 млн. m<sup>3</sup>/d. В таблица 3 са показани оптималните разходи в \$ за Mm<sup>3</sup> (x 10<sup>6</sup>), заедно с оптималното налягане и стандартен обем за определена температура.

Резултатите са за компресор с охладител от въздушен тип. При използването на водно охлаждане, със запазване на основните разходи, се наблюдава увеличение на цената с около 0,01 \$/Mm<sup>3</sup>, това отговаря на оскъпяване на всеки курс с 8 000 \$ до 12 000 \$.

Табл.3

При температура (минус 20) <sup>0</sup> С			
Дистанция, <i>km</i>	Разходи, <i>\$/m<sup>3</sup></i>	Налягане, <i>bar</i>	Обем на газа, <i>MMm<sup>3</sup></i>
800	0.034	124.00	25.00
1600	0.044	124.00	25.00
2400	0.053	124.00	25.00
3200	0.063	124.00	25.00
4000	0.083	124.00	25.00
5600	0.103	124.00	25.00
8000	0.142	124.00	25.00
При температура (минус 30) <sup>0</sup> С			
Дистанция, <i>km</i>	Разходи, <i>\$/m<sup>3</sup></i>	Налягане, <i>bar</i>	Обем на газа, <i>MMm<sup>3</sup></i>
800	0.034	110.00	27.00
1600	0.042	110.00	27.00
2400	0.052	110.00	27.00
3200	0.062	110.00	27.00
4000	0.071	110.00	27.00
5600	0.91	110.00	27.00
8000	0.133	140.00	32.00
При температура (минус 40) <sup>0</sup> С			
Дистанция, <i>km</i>	Разходи, <i>\$/m<sup>3</sup></i>	Налягане, <i>bar</i>	Обем на газа, <i>MMm<sup>3</sup></i>
800	0.033	97.00	29.00
1600	0.040	97.00	29.00
2400	0.052	110.00	33.00
3200	0.061	110.00	33.00
4000	0.066	110.00	33.00
5600	0.090	110.00	33.00
8000	0.118	110.00	33.00

## СПРАВНЕНИЕ: CNG – LNG

За сравнението са използвани транспортни кораби с един и същ полезен товарен обем, като в случая показателя по който е извършена оценката е обема (стандартен) на транспортираното гориво при двата метода. При тези начални условия LNG има капацитет от 0,06 милиарда кубически метра транспортиран газ, съответно CNG – 0,03 милиарда кубически метра.

На база само на това сравнение не можем да направим основно заключение, необходимо е провеждането на обстойна икономическа проверка на необходимите капиталовложения и производствени разходи за двата метода.

Минимално икономическо изискване за стартирането на проект по технологията LNG е потребление от 14 – 20 милиона куб. метра газ на ден. Практически стандартна централа за LNG с мощност 3 милиона метрични тона за година (ММТРА) се нуждае от дневен дебит – 11 до 12 милиона куб. метра газ. Това отговаря на добив от 0,23 трилиона куб. метра за 20 годишен период на икономически живот на проекта, зависейки и от количеството на добития кондензат. CNG от друга страна няма такива високи изисквания по отношение на добива на газ. Изтощените газови находища и такива залежи с ограничени запаси са икономически изгодни и приложими за този тип решение.

Най-голямо капиталовложение при LNG се прави в инсталацията за втечняване, почти 50 процента от необходимата първоначална инвестиция. Вземайки в предвид и необходимата средна стойност на капиталовложението от 200 \$ за инсталирана мощност от 1 тон втечен газ за година, за проект с дневен дебит от 14 милиона кубически метра (0,11 милиона тона годишно) са необходими 750 милиона долара. За сравнение CNG проект включващ компресорна станция, съоръжения за товарене, тръбопроводи и система за съхранение струва около 30 – 40 милиона долара за същите количества газ. Значително по-ниската инвестиционна цена и сравнително по-опростената технология допринасят за значителният интерес към този тип проекти в инвестиционното планиране и проектиране.

При CNG основно капиталовложение се явява транспортните средства. Цената достига 230 милиона долара за кораб, в сравнение с 160 милиона при LNG. Камионите с които може да се транспортира компресираният газ достигат цена от около 200 000 евро.

При транспорт с кораби инвестиция за CNG възлиза на 1 – 2 милиарда долара в зависимост от необходимата бройка обслужващи кораби. За LNG инвестицията е в рамките на 1,5 – 2,5 милиарда долара в зависимост от пазарните особености и броя кораби. На Фигура 3 е показано разпределението на инвестициите за примерни проекти LNG и CNG.



Фиг.3 Разпределение на финансовите инвестиции при LNG и CNG



От фигурата ясно се вижда основното предимство на CNG – основната част от капиталовложенията са във вид на транспортното средство – танкери или камиони. Това значително понижава инвестиционният риск, поради възможността за възстановяване на голямата част от вложените средства чрез преструктуриране или продажба на тези съоръжения.

Следващата стъпка в изследването е определяне и сравнение на общите разходи за пълен транспортен цикъл.

При LNG основният цикъл включва: разработка на находище и добив – 0,018 до 0,035  $\$/m^3$ ; втечняване – 0,028 до 0,042  $\$/m^3$ ; регазификация и съхранение – 0,011 до 0,018  $\$/m^3$ . Транспортът е във функционална зависимост от дистанция и различните такси, вземайки в предвид тези фактори цената варира от 0,014 до 0,053  $\$/m^3$  за разстояния от 800 до 8000 километра. Всички разходи взети заедно сформират обща цена от 0,071 до 0,149 $\$/m^3$  за представените разстояния.

При CNG основният цикъл включва: разработка на находище и добив – 0,018 до 0,035  $\$/m^3$ ; обработка и транспорт – 0,018 до 0,035 $\$/m^3$  за същата дистанция. Общата цена е от 0,049 до 0,171  $\$/m^3$ .

Вземайки себестойност на газа – 0,027  $\$/m^3$ , цена за втечняване – 0,035 $\$/m^3$  и цена за регазификация – 0,014  $\$/m^3$  е създадена таблица 5 показваща общата цена за различни разстояния при LNG.

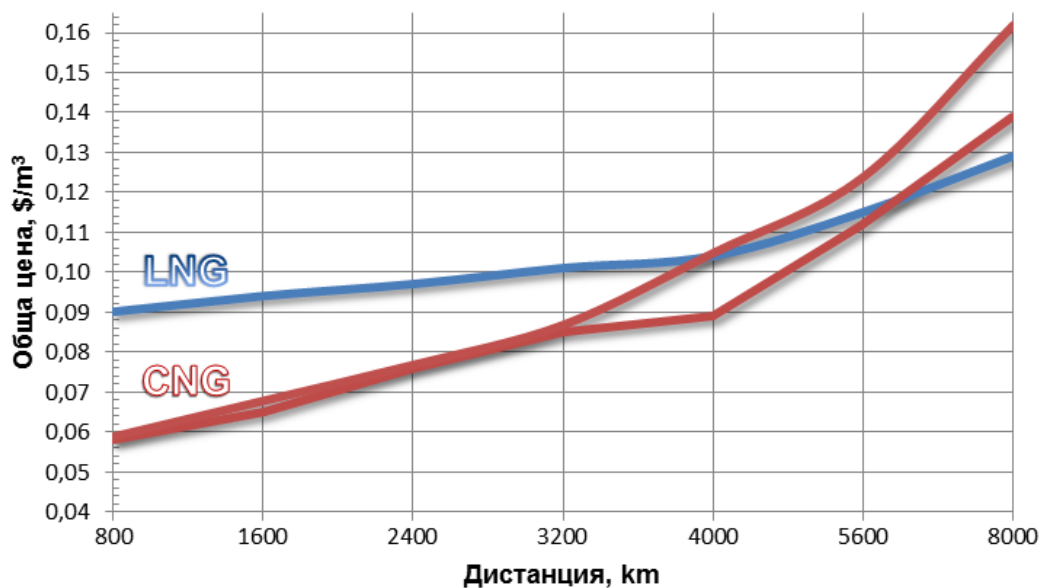
Табл. 5

Дистанция, <i>km</i>	Транспортни разходи, $\$/m^3$	Обща цена, $\$/m^3$
800	0,014	0,09
1600	0,018	0,094
2400	0,021	0,097
3200	0,025	0,101
4000	0,028	0,104
5600	0,039	0,115
8000	0,053	0,129

На следващата таблица е сравнена цената на CNG и LNG.

Табл. 6

Дистанция, <i>km</i>	LNG, $\$/m^3$	CNG, $\$/m^3$
800	0,09	0,058 – 0,059
1600	0,094	0,065 – 0,068
2400	0,097	0,076 – 0,077
3200	0,101	0,085 – 0,087
4000	0,104	0,089 – 0,105
5600	0,115	0,112 – 0,124
8000	0,129	0,139 – 0,162



Фиг.3 Графична зависимост: обща цена – транспортна дистанция

От таблица 6 и фигура 3 се вижда, че за разстояния до 4000 км доставената цена на CNG е по изгодна от тази на LNG. Над това разстояние CNG става неефективен метод поради значителните капиталовложения в кораби за покриване на по-дълги дестинации.

Още един важен фактор при избора между двете технологии е необходимото техническо време за реализация на проекта за изграждане на дадена централа. Обикновено за реализацията на средностатистически LNG обект, от фаза на проект до първа доставка, са необходими от 4 до 5 години. За сравнение при CNG това време е сведено до 30 – 36 месеца. Реално технологията CNG е атрактивна за бърза реализация и „осребряване“ на малки резерви и залежи, които не отговарят на условията за тръбопроводен транспорт или транспорт на втечен газ.

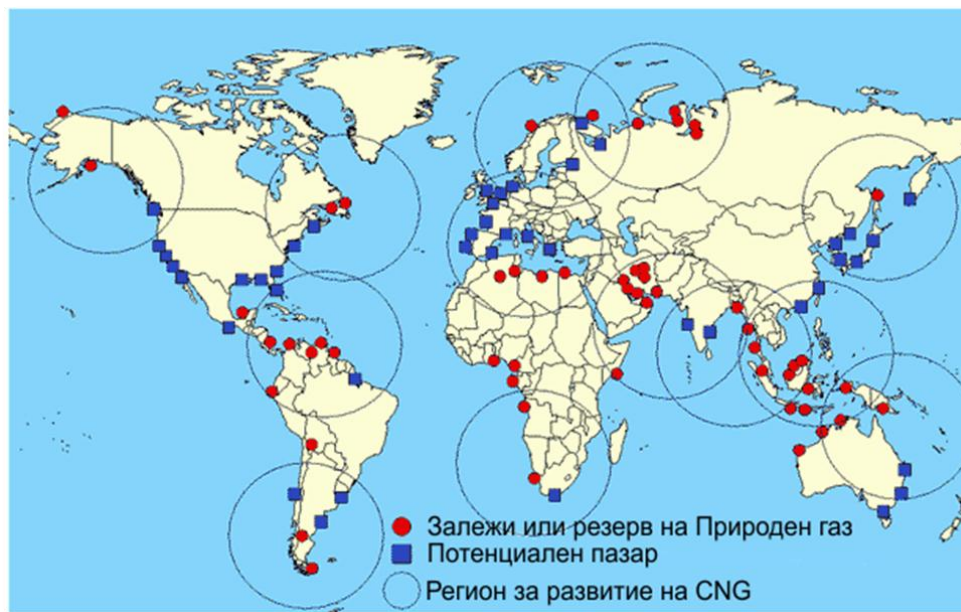
От изследването става ясно, че има място за съревнование между двете технически решения за транспорт на газа. LNG е силна при транспорт на големи количества и дълги разстояния, но при по-малки или полуизчерпани резерви, както и при условия на „свит“ пазар, CNG става значително по-атрактивен вариант за транспорт.

## ПАЗАРНИ ВЪЗМОЖНОСТИ

Какъв е потенциалът за реализация на CNG в условия на разрастване на LNG проектите, които така или иначе внасят напрежение в свитият пазар на изчерпващите се, но с нарастващо търсене ресурси на природен газ.

Както установихме по-рано, CNG е ефективен метод за транспорт при разстояние до 4000 километра следователно на фигура 4 са показани регионите в света, където има потенциал за развитие на тази технология. Те включват Северна Америка, Азия и Европа. Отчитайки себестойност на газа към момента и възможността на LNG за пренос на по-големи обеми, LNG бива предпочитан за транспорт между: Индонезия, Нигерия, САЩ, Япония и Китай. CNG на свой ред е очевидното решение за пренос между: Русия – Япония и Китай, Алжир и Либия - Европа, Канада – североизточното крайбрежие на САЩ. Дори наскоро

обявените проекти като Тринидат – САЩ и Венецуела – САЩ могат да бъдат реализирани с CNG вместо LNG.



Фиг.4 Райони с потенциал за развитие на CNG

Друг подход за употреба на CNG е като допълнение към LNG. Компресирането се използва като временно решение за съхраняване на природен газ, които в бъдеще могат да се втечнат. Подобно приложение на технологията значително би ускорило паричният поток и възвръщаемостта на дадения обект, което само по себе си е предпоставка за по нататъшно развитие. CNG също така може да се използва за резервен вариант при незадоволителни икономически резултати от LNG технологията, като осигурява желаната гъвкавост в условия на финансова криза.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Технологията CNG е финансово ефективна за воден транспорт на Природен газ и определени случаи на сухоземен транспорт. Необходимите технологични процеси за реализирането ѝ, като компресиране и охлаждане, са постижими със стандартно индустриално оборудване. Корабите и влекачите използвани за преноса са със специална изработка, но за сметка на цената си предоставят високо ефективен метод за складиране и транспорт на охладен и компресиран газ. Простотата на операциите по товарене и разтоварване предоставят голямо предимство при съхранение при потребителите.

90% от инвестицията е за транспортните съоръжения (трейлери), което означава понисък финансов риск. Това дава „гъвкавост“ на активите в случай на незадоволителни икономически резултати.

Недостатък е намаленият обем транспортиран газ в сравнение с LNG, до три пъти по малко (при сегашното ниво на развитие на технологията).

Основни предимства са ниската цена при дистанции до 4000 km и възможността за използване на технологията при малки обеми на хранилищата.

Технологията има поле за развитие в пазарните условия на Черноморската акватория.

## ИЗТОЧНИЦИ:

1. BP Statistical Review of World Energy 2003.
2. Economides, M., Oligney, R., Demarchos, A.: “Natural Gas: The Revolution is coming”, SPE 62884, 2000.
3. Economides, M., Oligney, R.: “Natural Gas: The Excruciating Transition”, SPE 77371, 2002.
4. Energy Information Administration, Department of Energy. ([www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov))
5. Hakes, J.: “Worldwide Natural Gas Supply and Demand and the Outlook for Global LNG Trade”, Energy Information Administration/ Natural Gas Monthly, August 1997.
6. Dunlop, J.P., White, C.N., Enersea Transport LLC: “CNG Transport Technology is Delivering on Promises”, SPE 84254, 2003.
7. Valsgard, S., Tveitnes, T.: “LNG Technological Developments and Innovations- Challenges with Sloshing Model Testing”, Det Norske Veritas AS Paper Series No. 2003-P005.
8. Enersea Transport LLC ([www.enerseatransport.com](http://www.enerseatransport.com))
9. Ikoku, C.U.: *Natural Gas Engineering*, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
10. Arnold, K. and Stewart, M.: *Surface Production Operations, Volume.2 - Design of Gas Handling Systems and Facilities*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1999.
11. Toromont Process Systems ([www.toromontprocess.com](http://www.toromontprocess.com))
12. Paragon engineering Services, Inc. ([www.paraengr.com](http://www.paraengr.com))
13. Stone, J.B., ExxonMobil: “Applying New Technology to Lower LNG Cost”, 4th Doha Conference on Natural Gas, March 2001.
14. Flower, A.: “Market Access- the Key Challenge for LNG producers”, GPA technical meeting on LNG and GTL, February 2002.
15. “Introduction to LNG”, Institute of Energy, Law & Enterprise, University of Houston, January 2003.
16. Andersen, A.T.: “Development Patterns for LNG Supply and Demand”, Energy Information Administration/ Issues in Midterm Analysis and Forecasting, 1997.
17. Димитров А., Р. Христов, К. Богданов, Влияние на различни степени на сгъстяване върху екологичните характеристики на двигател Г3900 при работа с природен газ, Научна сесия РУ „Ангел Кънчев”, ISSN 1311-3321, Русе 2007 г., стр.186-193
18. Димитров А.Й., К.Ц.Богданов, Р.П.Христов, Параметри на горивния процес и индикаторни показатели на високочестотен дизелов двигател “Rover” 2,0D при работа с добавка на природен газ, Годишник на Технически университет Варна, 2008, стр.
19. Христов Р.П., Индикаторни показатели на дизелов двигател Д3900 , преоборудван за работа със сгъстен природен газ, ЕКО Варна 2009, ISBN 954-20-00030, стр. 199-208