

## АЛТЕРНАТИВНИ СПОСОБИ ЗА ТРАНСПОРТ И СЪХРАНЯВАНЕ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

**Георги Николов, Мартин Бояджиев**

*Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", 1700 София; martinb@mgu.bg*

**РЕЗЮМЕ.** Представен е сравнителен анализ на алтернативни на газопроводния методи на транспорт на природен газ. Съпоставени са транспорта на газохидрати, втечнен и компресиран природен газ. Разгледани са технически средства и технологии по които да се реализира транспорта при алтернативните методи. Икономическата ефективност от разгледаните технологии за пренос е получена, като резултатите от моделирането са сравнени в полеви условия и изчислителни експериментални данни получени в инженерната дейност на газовите компании.

### ALTERNATIVE METHODS FOR TRANSPORT AND STORAGE OF NATURAL GAS

**Georgy Nikolov, Martin Boiajiev**

*University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia; martinb@mgu.bg*

**ABSTRACT.** Presented is a comparative analysis of alternative methods of pipeline transportation of natural gas. Compared are the transport of gas hydrates, liquefied (LNG) and compressed natural gas (CNG). Discusses techniques and technologies to be implemented in alternative transport methods. Economic efficiency of the considered technology transfer has been obtained by the results of modeling texture conditions were compared with computational and experimental data confirmed the engineering activities of gas companies.

### Въведение

Консумацията на природен газ се увеличава с постоянни темпове, като превръща това гориво в един от най-важните енергийни ресурси през новото хилядолетие. До 2020 година делът на природният газ в световния пазар на енергия се очаква да достигне 40 %. Според специалистите, това се дължи на повишената консумация на електрическа енергия и замяната на течни горива в транспорта.

Тази тенденция ще се запази и в бъдеще, независимо от факта, че газа достига до потребителите от все по-отдалечени газови находища.

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 още по-привлекателен и определението „зелено гориво“ най-пълно изразява екологичните му предимства пред другите фосилни горива.

Повишаващото се търсене на газ обаче би довело до дефицит, породен от невъзможността за осигуряване на доставките от източници в близост до потребителите. В съответствие с тези реални обстоятелства и новоразкритите газови находища в дълбоко море, са развити съвременни технологии за транспортиране газ от хранилища и находища намиращи се във морски условия.

Този подход предлага нови предизвикателства пред газовите компании, като в същото време намаляването на разходите за транспорт е цел на много газови проекти, защото могат да достигнат над 70% от себестойността на природния газ.

Настоящите методи за транспорт на газ в по-голяма част се ограничават с тръбопроводен транспорт, заемащ 75% от търговията, и транспорт на втечнен природен газ (LNG) с танкери. Тръбопроводите са добро решение за сухопътен 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 са важни няколко фактора. Поради значителните инвестиции които трябва да се направят в такъв проект, най-важно е осигуряването на значими ресурси от природен газ както до завода за втечняване, така и до терминалите за регазификация. Икономически рентабилно е изграждането на нов терминал за LNG при потребление над 12 млн. кубически метра на ден. За тази цел потребителят трябва да притежава работещи мощности над 5000 MW, което значително ограничава пазарните възможности на метода.

Задоволяването на търсенето при отдалечено потребление под посоченото или в случай на добив от малките находища на природен газ може да бъде все пак

рентабилно при използване на някоя от изследваните подолу технологии, част от които са представени на фиг. 1:

- ▢ Пренос на компресиран природен газ (CNG);
- ▢ Пренос на газ под формата на газохидрати (NGH);
- ▢ Пренос на абсорбиран газ;
- ▢ Производство на диметил етер.



Фиг. 1. Форми на транспорт на природен газ

### Компресиран природен газ (CNG)

Компресираният газ може да се използва при добиването на газа от малки залежи или изчерпани газови находища със сравнително малък дебит. Технологиата може лесно да се използва за снабдяване на промишлени или битови обекти. За сега няма осъществена мащабна разработка в тази насока в България, но проекти като "ДЕВЕНЦИ" показват, че технологията е достатъчно развита и ефективна.

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

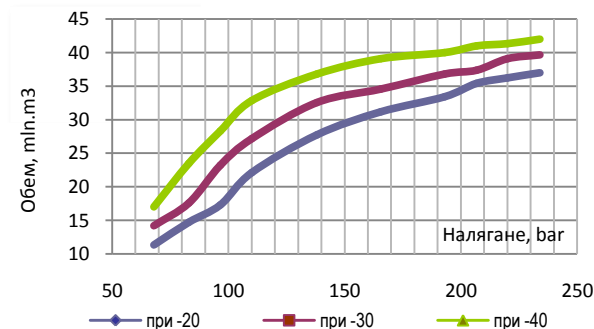
С развитието на технологията на материалите и обещаващият фронт за развитие на така наречените "неизползваеми" залежи, CNG буди отново интерес.

### Технологията охладен CNG

Технологията се базира на физични зависимости при определяне на обема на газа и по-конкретно влиянието на температурата върху коефициентът на свръхсвиваемост при еднакви налягания. Компресираният газ се охлажда с цел намаляване на неговият обем. След което посредством специални 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*.

За целта на изследването използваме примерен съд с капацитет 100 000 кубически метра. Налягането и температурата на съхранение са подбрани така, че газът да е с надкритични параметри, за да избегнем втечняването му. Използваният газ е с относителна

плътност 0,56 и критично налягане 4,6 МПа, а критична температура е 190 К. Първоначалното налягане от което стартираме от 55 bar, а температура е около 15°C. Сравнени са три температури за съхранение: (-20)°C, (-30)°C и (-40)°C. Използвайки закона за състоянието на реални газове са пресметнати съответните обеми на съхранен газ в кораба за съответните температури при различни налягания (фиг. 2).



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

От фигурата става ясно че каквито и да е опити за оптимизиране на процеса на пренос на газа, базирани на налягане над 250 бара са малко ефективни. Комбинация от термобарични параметри която да е по ефективна от останалите, зависи най-вече от температурата. При минус 40 градуса и налягане 250 бара се транспортира най-много газ.

### 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 определения обем транспортиран газ. В таблица 1 са показани оптималните разходи, заедно с оптималното налягане и стандартен обем за определена температура.

### Сравнение: CNG – LNG

За сравнението са използвани съдове 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 60 млн. кубически метра транспортиран газ, съответно CNG – 30 млн. кубически метра.

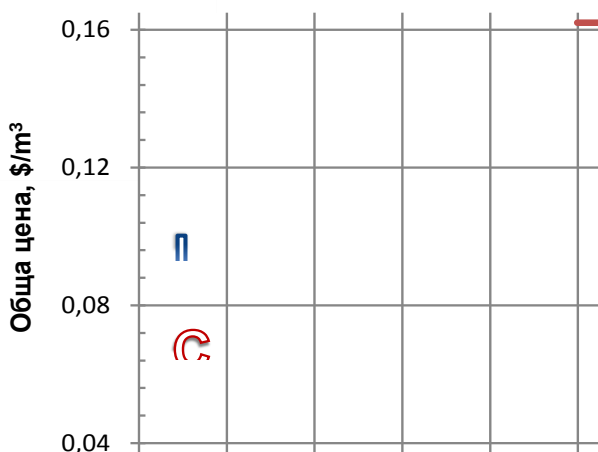
При LNG основният цикъл включва: разработка на находище и добив – 0,018 до 0,035 \$/m³; втечняване – 0,028 до 0,042 \$/m³; регазификация и съхранение – 0,011 до 0,018 \$/m³. Транспортът е във функционална зависимост от дистанция и видове такси, взимайки в предвид всички фактори (нов кораб и др.) цената варира от 0,014 до 0,053 \$/m³ за разстояния от 800 до 8000 километра. Всички разходи взети заедно сформират обща цена от 0,071 до 0,149 \$/m³ за дадените разстояния.

Таблица 1. Разходи за транспорт при зададените дистанции

| При температура (-20)°C |                            |               |                                   |
|-------------------------|----------------------------|---------------|-----------------------------------|
| Дистанция, km           | Разходи, \$/m <sup>3</sup> | Налягане, bar | Обем на газа, млн. m <sup>3</sup> |
| 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                             |
| При температура (-40)°C |                            |               |                                   |
| Дистанция, km           | Разходи, \$/m <sup>3</sup> | Налягане, bar | Обем на газа, Млн. m <sup>3</sup> |
| 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                             |

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

Вземайки себестойност на газа – 0,027\$/m<sup>3</sup>, цена за втечняване – 0,035 \$/m<sup>3</sup> и цена за регазификация – 0,014 \$/m<sup>3</sup> е сформирана общата цена за различни разстояния при LNG.



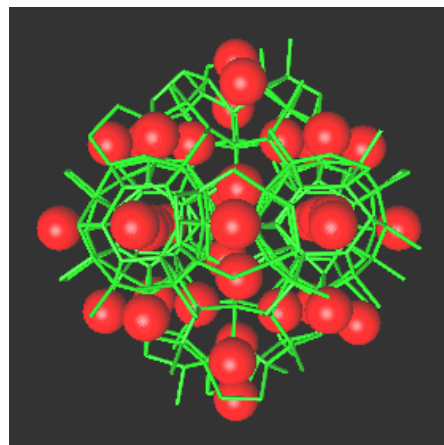
Фиг. 3. Графична зависимост: обща цена – транспортна дистанция

От фигура 3 става ясно, че за разстояния до 4000 км доставната цена на CNG е значително 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 LNG или тръбопроводен транспорт.

## Газохидрати

Газовите хидрати са твърди кристални съединения, които се образуват при определени термобарични условия от вода (воден разтвор), лед, водни пари и нискомолекулни газове. На външен вид приличат на лед или сняг. Отнасят се към клатратните съединения. Открити са преди повече от 200 години. Компютърното моделиране на образуването на газовите хидрати е представено на фигура 4.

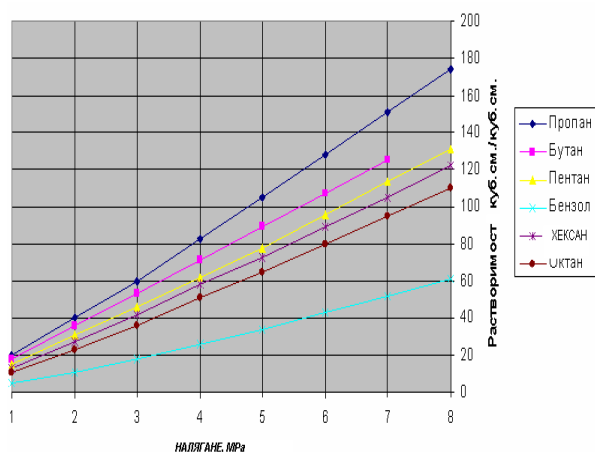


Фиг. 4. Компютърно моделиране на образуването на хидрати

Основните предимства на транспортирането на газови хидрати се изразяват в липсата на високи налягания за съхраняване като при компресирания газ и криогенните температури при транспорта на втечнения природен газ. По отношение на транспорта метода е гъвкав, като инвестициите могат да се увеличават пропорционално на нарастването на транспортираните обеми. Основните недостатъци се изразяват в необходимостта от преноса на голямо количество „паразитна“ вода, която след добиването на газа трябва да се утилизира.

## Разтворен газ

Технологията за транспорт на природен газ разтворен във втечнен въглеродороден газ не е достатъчно добре изучена, но като основен недостатък може да се отбележи факта, че с природният газ се транспортират и огромни количества от газа-разтворител (пропан, бутан, етан). На фигурата е представена диаграма на разтворимостта на метана при различни разтворители при температура 25°C.



Фиг. 5. Разтворимост на природен газ,  $\text{cm}^3/\text{cm}^3$

## Заклучение

Технологиите за транспорт са обобщени в таблицата:

Таблица 2. Основни методи на транспорт на природен газ и основни характеристики на метода

| Технология               | Запаси газ, млрд. $\text{m}^3$ | Размер        | Използван метод    | Съхраняване | Гъвкавост при търсене |
|--------------------------|--------------------------------|---------------|--------------------|-------------|-----------------------|
| Газопроводи              | -                              | големи        | широки възможности | не          | не                    |
| Втечен природен газ      | 150                            | големи        | от крайбрежие      | не          | да, в широк диапазон  |
| Компресиран природен газ | 1                              | малки         | широки             | да          | ограничена            |
| Газохидрати              | без ограничения                | не ограничени | широки             | да          | да                    |
| Абсорбция на газ         | 1                              | малки         | широки             | да          | ограничена            |
| Диметилов етер           | 50                             | средни        | широки             | да          | ограничена            |

Технологията CNG е финансово ефективна за воден транспорт на Природен газ. Необходимите технологични процеси за реализирането ѝ, като компресиране и охлаждане, са постижими със стандартно индустриално оборудване. Корабите използвани за преноса са със специален дизайн, 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 извън пристанищни трансфери. От инвестицията 90% е за транспортните съоръжения (движимо имущество), което означава по-нисък финансов риск. Това дава "гъвкавост" на активите в случай на незадоволителни

резултати. Недостатък е намаленият обем на транспортиран газ в сравнение с LNG, до три пъти по малки количества (за сегашното ниво на развитие на технологията).

Основни предимства са ниската цена при дистанции до 4000 km и възможността за употребата на технологията при малки резерви. Технологията има поле за развитие в пазарните условия на Източна Америка, Япония, Китай и Европа.

## Литература

- Веселков, В. Г. *Алтернативни начини за добив, транспорт, съхраняване и използване на природен газ*.
- Истомин, В. А. 2010. *Физико-химични основи при използване на газо-хидратни технологии*.
- Andersen, A. T. 1997. Development Patterns for LNG Supply and Demand, Energy Information Administration, Issues in Midterm Analysis and Forecasting.
- Arnold, K., M. Stewart. 1999. *Surface Production Operations, Volume 2. Design of Gas Handling Systems and Facilities*. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- BP Statistical Review of World Energy. 2003.
- Dunlop, J. P., C. N. White. 2003. Enersea Transport LLC: CNG Transport Technology is Delivering on Promises. SPE 84254.
- Economides, M., R. Oligney, A. Demarchos. 2000. Natural Gas: The Revolution is coming, SPE 62884.
- Economides, M., R. Oligney. 2002. Natural Gas: The Excruciating Transition, SPE 77371.
- Energy Information Administration, Department of Energy. ([www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)).
- Enersea Transport LLC ([www.enerseatransport.com](http://www.enerseatransport.com)).
- Flower, A. 2002. Market access- the Key Challenge for LNG producers. – GPA technical meeting on LNG and GTL, February 2002.
- Hakes, J. 1997. Worldwide Natural Gas Supply and Demand and the Outlook for Global LNG Trade. – Energy Information Administration, Natural Gas Monthly, August.
- Ikoku, C. U. 1980. *Natural Gas Engineering*. Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Introduction to LNG. 2003. Institute of Energy, Law & Enterprise, University of Houston, January 2003.
- Paragon engineering Services, Inc. ([www.paraengr.com](http://www.paraengr.com)).
- Stone, J. B. 2001. ExxonMobil: Applying New Technology to Lower LNG Cost. – 4th Doha Conference on Natural Gas, March 2001.
- Toromont Process Systems ([www.toromontprocess.com](http://www.toromontprocess.com)).
- Valsgard, S., Tveitnes, T. 2003. LNG Technological Developments and Innovations- Challenges with Sloshing Model Testing. – Det Norske Veritas AS Paper Series 2003-P005.

Препоръчана за публикуване от  
Катедра "Сондиране и добив на нефт и газ", ГПФ