

## СРАВНИТЕЛЕН АНАЛИЗ НА ВЪЗМОЖНОСТИТЕ ЗА ПРЕНΟΣ НА ПРИРОДЕН ГАЗ

Георги Николов, Мартин Бояджиев

Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", София 1700, e-mail: martinb@mgu.bg

### РЕЗЮМЕ

Докладът представя постиженията и технологичния напредък в технологиите по пренос на газ през последните години. Разгледани са основни технически варианти при преноса на природен газ: втечен природен газ и транспорт на газ по газопроводи при различни налягания. Сравнени са технологичните и икономическите условия при преноса на газ при големи разстояния по различните методи. Получените резултати са представени графично, като са анализирани възможностите за доставки на природен газ на големи разстояния. Направени са изводи, обобщаващи съвременните технологии при преноса на природен газ.

### ПРЕДИЗВИКАТЕЛСТВАТА НА НОВИЯ ПАЗАР НА ГАЗ

Проучванията на международната агенция по енергетика MAE [Natural Gas Consumption. 2002] потвърждават прогнозите, че световното потребление на енергия ще продължи да нараства по сценарий, при който дялът на природния газ в потреблението на първична енергия постоянно ще се увеличава. При запазване на сегашните тенденции се очаква потреблението на природен газ да се увеличи от 2,300 трилиона стандартни кубични метра /тс<sup>3</sup>/ годишно до 2,500-3,000 тс<sup>3</sup> годишно през 2010 година и до 3,300-4,100 тс<sup>3</sup> през 2030 година.

Развитието на процеса на газификация се насърчава от огромните количества доказани запаси от природен газ  $150 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  [Бояджиев, 2001], от екологичния характер на газовото гориво и от усъвършенстващите се технологии по преноса на газ на големи разстояния. Като причина за нарастване на търсенето може да се посочи и увеличаващото се производство на електроенергия от природен газ, както и замаяната на течни горива в транспорта. Тази тенденция ще се запази и в бъдеще, независимо от факта, че газът достига до потребителите от все по-отдалечени газови находища. Намаляването на разходите за транспорт на природния газ е цел на много газови проекти, тъй като те могат да достигнат над 35% от пазарната му цена. Ето защо от изключително значение за стойността на природния газ е разстоянието между газовите находища и консуматорите, както и технологията за пренос.

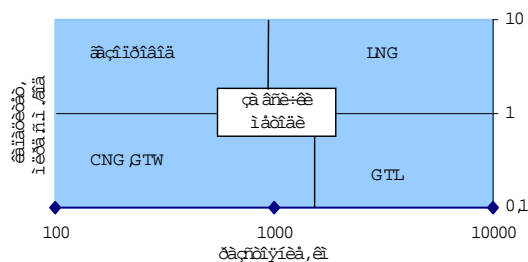
Основните способности за пренос на природен газ са следните:

- Пренос на газ по тръбопроводи: налягане до 75 бара, налягане до 220 бара /GTP/;
- Пренос на втечен природен газ /LNG/;
- Пренос на течни въглеводороди получени на газовите находища /GTL/;
- Пренос на компресиран природен газ /CNG/;

- Пренос на електроенергия, получена от газ на находищата /WTG/;

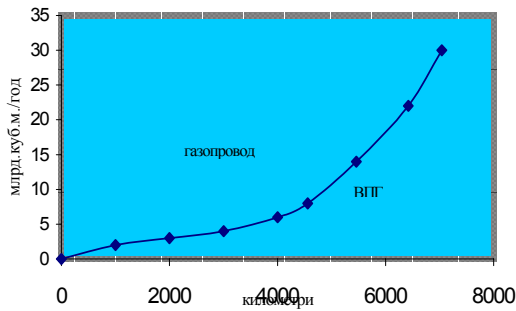
Изборът на транспортна схема зависи от много фактори и се определя на база технико икономическа обосновка включваща:

- Икономическо сравнение за определено разстояние и капацитет;
- Техническа възможност за осигуряване на избрания маршрут;
- Възможности за въвеждане на управленски и организационни системи;
- Геополитически анализ и политическа стабилност.



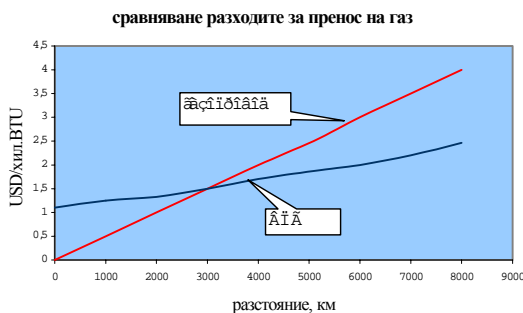
Фигура 1. Основни решения за пренос на газ във функция на обемите и разстоянията

На фигура 1 са показани практически решения за преноса на определени количества газ като функция на разстоянието между източника на газ и потребителя. Традиционната възможност за пренос на газ по тръбопровод се препоръчва в случай на пренос на количества газ над  $5 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  годишно и на разстояние по-малко от 3,000 км по суша. Това е причина търговията с втечен природен газ /ВППГ/ непрекъснато да се увеличава, като през 2005г се очаква да достигне 30% от общите количества продаван газ. Икономическата ефективност при преноса на природен газ в зависимост от разстоянието и транспортираните количества за ВППГ и газопроводи с налягане до 75 бара е представена на фигура 2.



Фигура 2. Сравнение на ефективността при преноса на газ с газопровод и ВПГ

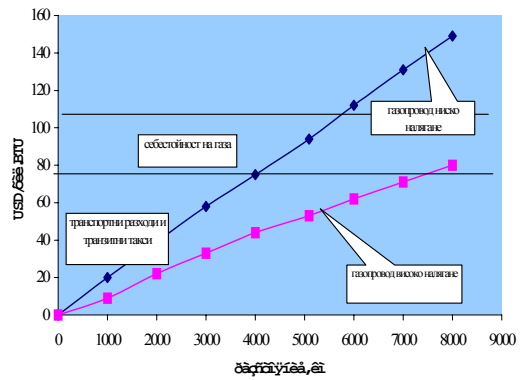
Преносът по тръбопроводи с работно налягане до 75 бара се получава икономически необоснован за разстояния по-големи от 4 000 км по суша. В същото време новооткритите газови находища са на разстояние над 6000 км от консуматорите. В този случай се препоръчва пренос на втечнен природен газ, който се решава за всеки конкретен случай. Както се вижда от изследването на фигура 3 при номинален капацитет от 6 млрд.м<sup>3</sup>/год, пресечената точка за двата метода на пренос е при дистанция от 3000 км, над която преноса на ВПГ е по-ефективен.



Фигура 3. Сравняване разходите за пренос на газ по газопровод и ВПГ

### ПРЕНΟΣ НА ГАЗ ПО ГАЗОПРОВОДИ, СВРЪХВИСОКО НАЛЯГАНЕ

Всеобщо признато е, че транспорта по газопроводи е сред най-безопасните технологии за пренос на огромни количества природен газ. Последните проучвания установяват, че пренос под високо налягане или с други думи налягане на входа на компресорните станции /КС/ по-голямо от 10 МРа прави избора на пренос на газ по тръбопровод конкурентен на този чрез ВПГ при по-големи разстояния. В резултат на проучването на хипотетични газопроводи през евро-азиатския континент на фигура 4 е показано разстоянието, при което себестойността на газа е приемлива в сравнение с единица еквивалентна енергия от други енергоносители. Показани са разстоянията, при които е ефективен преносът по газопроводи с различно налягане.

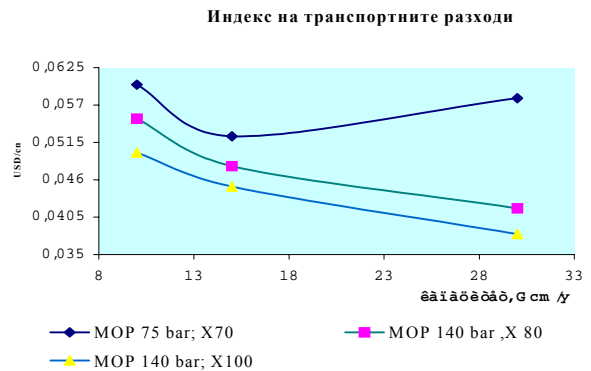


Фигура 4. Структура на разходите за пренос на газ по газопроводи до 75 (над 75) бара

В анализа са отчетени: проектирането на системата или определянето на хидравличния диаметър, дебелината на стените на тръбите, разстоянието и броят на междинни компресорни станции.

Основните резултати от оптимизираното проучване са показани на фиг. 5. Представен е индексът на транспортните разходи /ИТР/ за газопроводи с различно налягане. ИТР е съотношението между основните разходи (инвестиции + експлоатационни разходи) и транспортните обеми газ.

Кривите позволяват да се направи сравнение между газопроводните системи с работно налягане 75 и 140 бара по отношение на пропускателната способност до 30.10<sup>9</sup> м<sup>3</sup>.



Фигура 5. Индекс на транспортните разходи

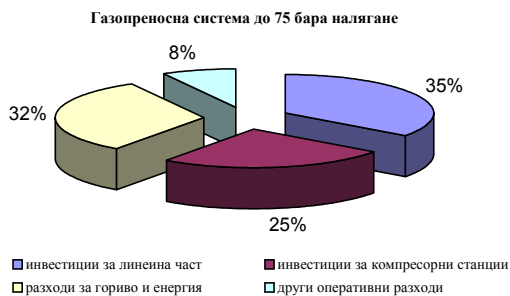
Анализът на резултатите от техническото и икономическото проучване дава основание за следните по-важни заключения:

- оптималното проектно налягане за магистрален (5,000 км) газопровод с високо налягане е около 14 МРа. Над това налягане получените резултати не говорят за подобряване на икономическите показатели. Оптималният експлоатационен диапазон на компресорната станция е от 10 МРа (на входа) до 14 МРа (на изхода), коефициент на компресия 1,4;
- технологията с високо налягане предлага по-ниски разходи за пренос при различна пропускателна способност и нейната конкурентноспособност спрямо

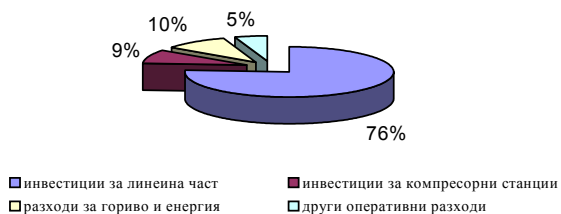
технологията с ниско налягане се увеличава с нарастването на капацитета и придобива изключителни предимства при огромни обеми, надхвърлящи  $15 \cdot 10^9$  стандартни куб. м. годишно;

- за преносна система с дължина 5,000 км технологията с високо налягане позволява да се спестят транспортните разходи с 35% в сравнение с обикновените технологии. Икономическите предимства на технологиите с високо налягане се състоят в това, че при определен капацитет системата с високо налягане инвестицията е подобна на инвестицията за система с ниско налягане по отношение на магистралния тръбопровод, но се нуждае от по-малко компресорни станции и по-ефективна експлоатация;
- значителна част от икономии се постига благодарение на внедряването на висококачествена стомана – X80 по API 5L или еквивалента на X100 вместо традиционната X65 или X70 по API 5L.

Във връзка с аналитичните изводи от фиг. 5 на фиг. 6 е показана цената на разглеждания газопровод, която включва инвестициите за линейната част и компресорните станции плюс разхода на електрическа енергия и други експлоатационни разходи. Повече от 75% от общите разходи за пренос под високо налягане се дължат на линейната част! Ето защо, въвеждането на висококачествени стомани и разумното преразглеждане на проектните показатели, по-специално по отношение на изискването за минимална дебелина на стената, ще допринесат за по-нататъшно оптимизиране на инвестиционните разходи.



Газопреносна система свръхвисоко налягане, 200 бара



Фигура 6 а,б/ Инвестиционни и експлоатационни разходи за газопроводи с дължина от 5,000 км за  $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$  годишно.

В тази връзка основната област, към която са насочени изследователските и развойните дейности на големите компании има за цел първо да предложи нова

висококачествена стомана – еквивалент на X100, и след това да провери способността на избрания производител да отговори на строгите изисквания за издръжливост, заваряемост, якост и др., които производителите на тръби са възприели за такива стратегически газопроводи.

## ИЗВОДИ

Увеличаването на търсенето и предлагането на газ в света е благоприятно условие за встъпването на нови страни производители и потребители на газовия пазар, вследствие на което се появява необходимостта от нови газопреносни системи (в Близкия Изток, Централна Азия, Китай и Далечния Изток, на индийския подконтинент и др.)

В този смисъл усилията в областта на технологиите е насочено към следните въпроси:

- Намаляване стойността на инсталациите за втечняване на природен газ;
- Строителство на морски газопроводи :
  - свръх дълбочини: DN > 20" на дълбочина > 2,000м.
  - сурова среда: рисков геоложки терен, остър профил на морското дъно;
 Подобен е газопровода от Русия до Турция през Черно море-"Син поток"
- Пренос на газ под високо налягане
  - високо налягане: 10.0 – 20.0 МРа на сушата (или повече под вода)
  - на далечно разстояние: от 3,000 км (под вода) до 7,000 км (по сушата)
- Дебелостенни тръби с голям диаметър
  - на сушата: от 48" до 56" ND; от 20 мм до 32 мм WT
  - под вода: от 20" до 32" ND; от 30 мм до 50 мм WT
- Висококачествена стомана
  - API 5L X80 до еквивалента X100 (все още неуточнен); заваряеми и издръжливи.

В заключение следва да се отбележи, че количественият анализ на риска показва, че преносът на газ по магистралните газопроводи с високо налягане и голяма пропускателна способност може да се осъществява напълно безопасно, както показаха и проучванията.

На основата на анализа на статистиката за повредите по тръбопроводите за нефт и газ е възможно да се направи заключение, че вероятността от повреда, е обратно пропорционална на квадрата на дебелина на стената ( $\delta^2$ ) и право пропорционална на налягането (P) и диаметъра на квадрат ( $D^2$ ).

Ето защо тръбопровод с голям диаметър и малка дебелина на стената, ако се експлоатира при ниско налягане, може да представлява по-голям риск от тръбопровод, работещ при по-високо налягане, който има по-малък диаметър и по-дебели стени.

Преносът на природен газ над 4000 км по газопроводи налягане под 75 бара е по-малко ефективен от преноса на ВПГ, чрез танкери.

При магистралните тръбопроводи с налягане над 100 бара разстоянието между компресорните станции е от 4 до 5 пъти по-голямо, отколкото при тръбопроводите с ниско налягане. Затова преносът по тръбопроводите с високо налягане се очаква да бъде икономически по-ефективен.

Тръбопроводите под високо налягане са реална конкурентноспособна технологическа възможност на преноса с ВПГ.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Бояджиев, М. Б. 2001. Газоснабдяването – фактор за устойчиво развитие в енергийния сектор. – *Варна, SGEM*, 81-86.
- Николов, Г. К. 1993. *Транспорт и съхраняване на нефта и газа*. С., МГУ.
- Ercolani, D. 2000. Long Distance Transport of Natural Gas. – *World Gas Conference, Calgary-Alberta*.
- Natural Gas Consumption*. 2002. Доклад на МА.
- Standerson, N. 2000. Study of X100 Line Pipe Cost Points to Potential Savings. – *Oil & Gas Journal*, March 15.

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