



# **GÁS NATURAL NÃO-CONVENCIONAL**

**Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus  
Derivados e Gás Natural**

**Abril 2010**

## **Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural**

José Cesário Cecchi

### **Superintendente Adjunta**

Ana Beatriz Stepple da Silva Barros

### **Assessores**

Heloise Helena Lopes Maia da Costa  
Marcelo Meirinho Caetano

### **Equipe Técnica**

Bianca Fernandes Lima (estagiária)  
Almir Beserra dos Santos  
Ary Silva Junior  
Guilherme de Biasi Cordeiro  
Felipe da Silva Alves  
Helio da Cunha Bisaggio  
Heloise Helena Lopes Maia da Costa  
Jader Conde Rocha  
Luciana Rocha de Moura Estevão  
Luciano de Gusmão Veloso  
Marcelo Meirinho Caetano  
Marco Antonio Barbosa Fidelis  
Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho  
Mário Jorge Figueira Confort  
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias  
Patrícia Mannarino Silva

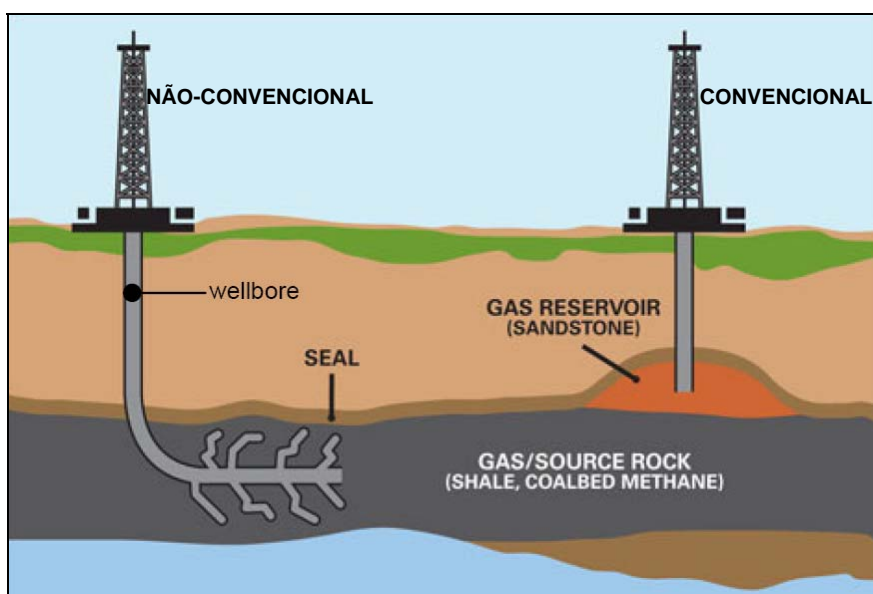
### **Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica**

Helio da Cunha Bisaggio  
Luciana Rocha de Moura Estevão  
Mário Jorge Figueira Confort

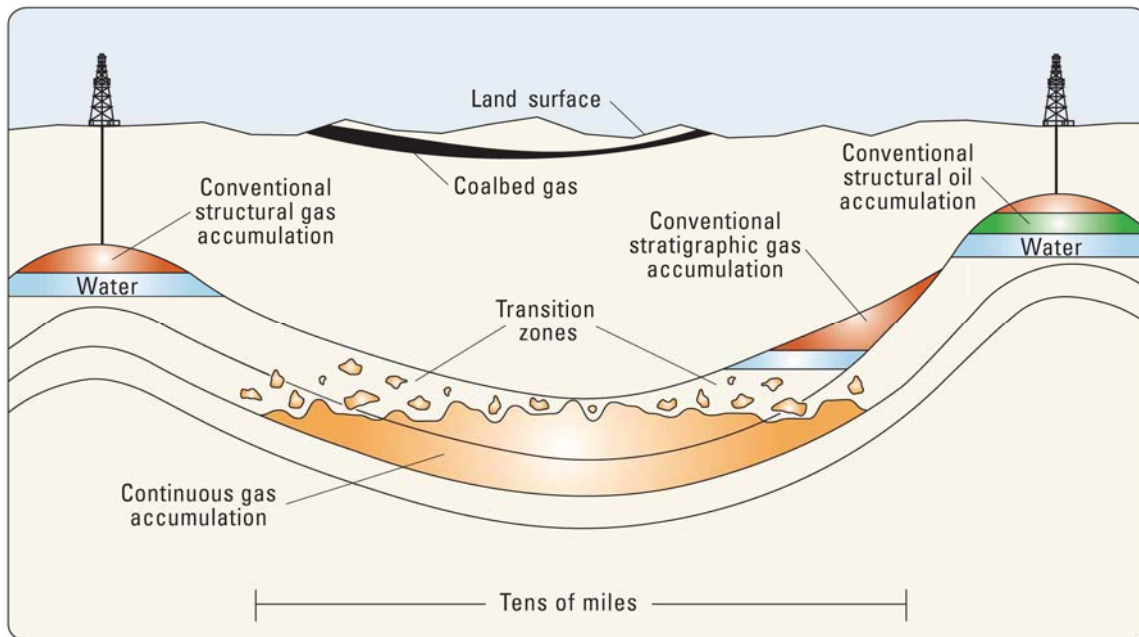
## ASSUNTO: GÁS NÃO-CONVENCIONAL

### I – Introdução

Historicamente, são tidos como reservatórios convencionais de gás aqueles cuja extração do produto é considerada fácil, prática e econômica em um dado estágio tecnológico de desenvolvimento. Por outro lado, o gás de difícil acesso, e conseqüentemente pouco atrativo economicamente, é conhecido como gás não-convencional. Com o avanço do conhecimento geológico e da tecnologia disponível, o gás não-convencional pode vir a representar um percentual importante das fontes de suprimento, como vem ocorrendo nos Estados Unidos (EUA). Portanto, o conceito de gás natural não-convencional não é preciso, pois o gás que fora outrora assim considerado, pode vir a tornar-se convencional através de novos processos e técnicas. De uma forma ampla, gás não-convencional pode ser considerado todo gás natural que é mais difícil e menos atrativo, economicamente, de ser extraído, conceito este que varia no tempo e de reservatório para reservatório. As Figuras 1 e 2 ilustram reservatórios convencionais e não-convencionais de gás natural.

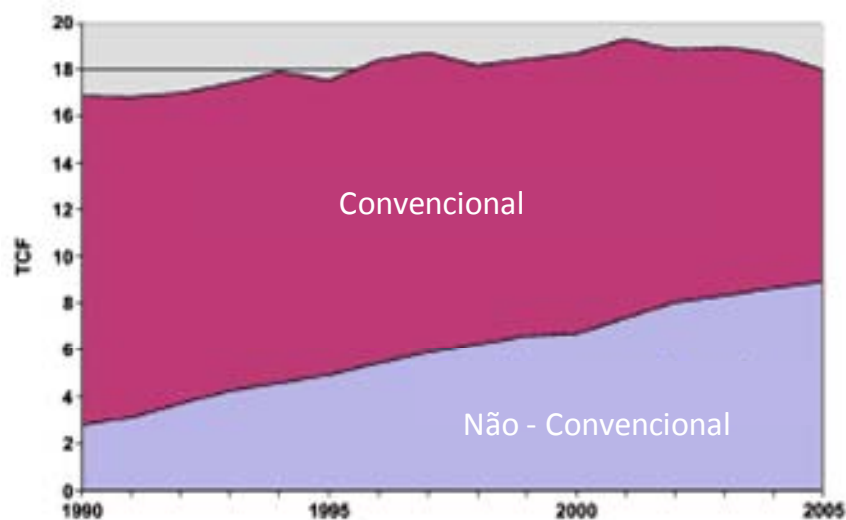


**Figura 1.** Desenho esquemático da produção de gás natural convencional e não-convencional (BC OIL & GAS COMMISSION, 2010).



**Figura 2.** Desenho esquemático de reservatórios convencionais e não-convencionais de gás natural (DUNCAN, 2009).

De 2006 a 2030, de acordo *International Energy Outlook 2009*, publicação da *Energy Information Administration – EIA*, a produção de gás natural norte-americana aumentará em mais de 5 trilhões de pés cúbicos, sendo que o gás considerado não-convencional será o maior responsável por esse crescimento. A participação do gás não-convencional no total da produção do produto nos EUA deve saltar de 47%, em 2006, para 56%, em 2030, segundo dados da Agência. A proporção entre a produção de gás natural a partir de reservatórios convencionais e não-convencionais nos Estados Unidos está ilustrada na Figura 3.



**Figura 3.** Proporção entre as produções de gás a partir de reservatórios convencionais e não-convencionais nos Estados Unidos (NEHRING, 2008).

Essencialmente, existem diversas categorias de gás não-convencional, a saber: gás alocado em reservatórios a grande profundidade (*deep gas*) ou em águas profundas (*deep water*), em formações muito pouco permeáveis (*tight gas*), gás de xisto (*gas-containing shales*), gás de carvão (*coalbed methane*), gás de zonas geopressurizadas (*geopressurized zones*) e hidratos submarinos e árticos.

O grande avanço na prospecção e exploração do chamado gás não-convencional nos EUA tem propiciado o incremento das reservas totais provadas neste país, apesar das reservas do chamado gás convencional estarem diminuindo. A Figura 4 representa o perfil da produção diária de gás natural naquele país a partir das diversas fontes do produto, enquanto que a Figura 5 ilustra a estimativa da proporção de gás não-convencional produzido no período entre 1990 e 2005.

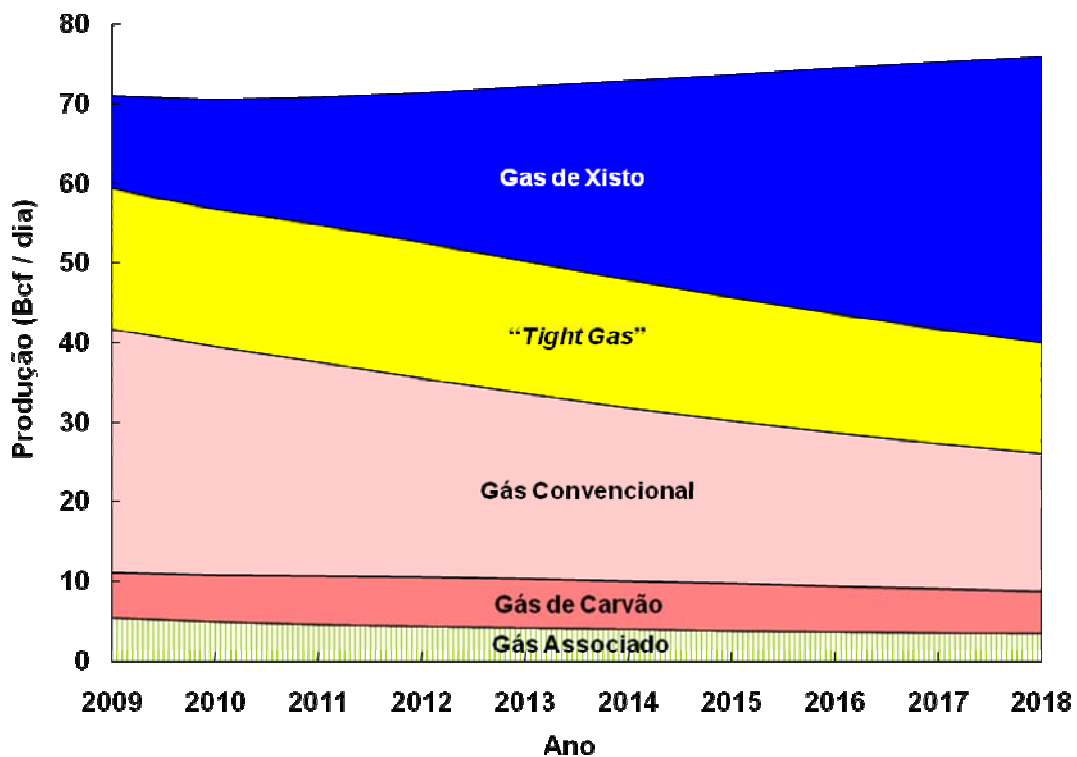


Figura 4. Distribuição da produção de gás natural na América do Norte (CERA, 2010).

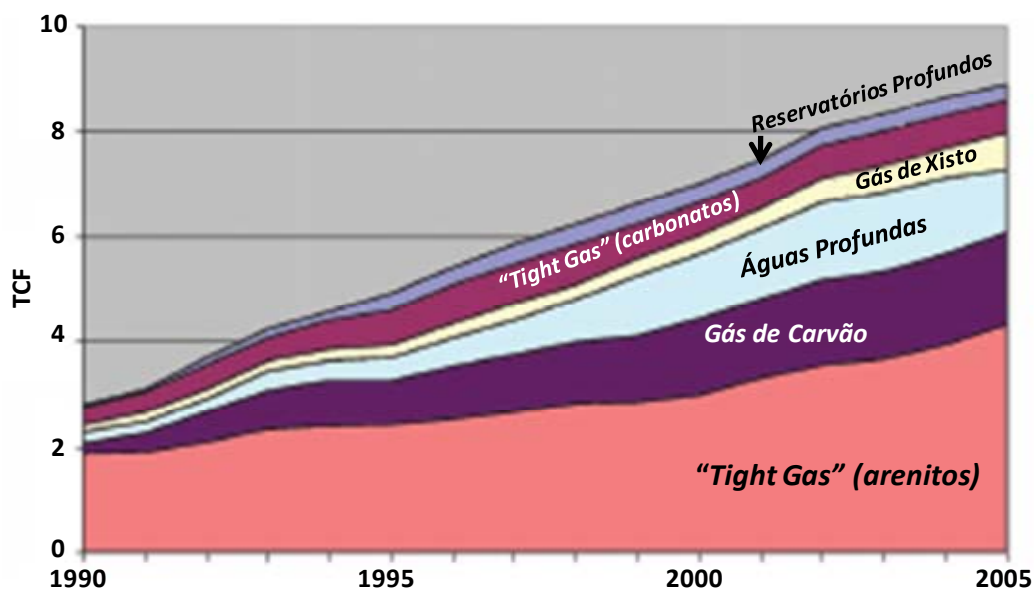


Figura 5. Produção de gás não-convencional nos Estados Unidos (NEHRING, 2008).

## II – Categorias de Gás Não-Convencional

Nos itens a seguir estão brevemente apresentadas as principais características das fontes não-convencionais de gás natural.

### II.1 – Gás alocado em reservatórios profundos (*deep gas*)

*Deep gas* corresponde ao gás natural encontrado em reservatórios profundos, situados em profundidades superiores àquelas comumente consideradas “convencionais”. São reservatórios localizados, tipicamente, além dos 4.500 metros (15.000 pés) de profundidade. O surgimento de novas tecnologias para perfuração, exploração e desenvolvimento tem contribuído para tornar a extração desse tipo de gás mais econômica (NATURALGAS.ORG, 2010).

### II.2 – Gás alocado em reservatórios em águas profundas (*deep water*)

O que define o gás não-convencional em águas profundas é a lâmina d’água que deve ser vencida até o fundo do mar (NEHRING, 2008). Lâminas d’água superiores a 400 metros caracterizam esta denominação.

### **II.3 – Gás alocado em formações de baixa permeabilidade (*tight gas*)**

*Tight gas* é o termo, em inglês, que se refere ao gás natural contido em reservatórios de baixa permeabilidade que requer o emprego de técnicas específicas para a sua produção comercial, tais como acidificação, fraturas em formações subterrâneas e, mais recentemente, utilização de poços horizontais e multilaterais. A aplicação destas técnicas aumenta o custo da produção do gás natural e, portanto, existe a necessidade de incentivos econômicos para a viabilização da atuação de empresas nesse setor (NATURALGAS.ORG, 2010; NEHRING, 2008).

O gás natural produzido a partir desses reservatórios é o mais representativo dentre as fontes de gás não-convencional exploradas comercialmente. Em 2005, esta produção representou 24,1% da produção total de gás e 48,8% da produção de gás considerado não-convencional nos EUA (NEHRING, 2008).

Conforme o *EIA*, as reservas totais de gás nos EUA foram estimadas, em 2009, como sendo de 309,58 Tcf, das quais 17% se classificam como reservas de *tight gas* (NATURALGAS.ORG, 2010).

A produção do *tight gas* é caracterizada por um curto período de alta produção com rápida queda, seguida por um longo período de baixa produção e declínio lento. Um poço de *tight gas* pode ter uma vida útil de até 50 anos, dependendo da capacidade de remoção de líquidos e do custo de produção com o avançar do tempo. Melhorar a produtividade nos estágios iniciais de produção tem uma grande influência na atratividade econômica do empreendimento, enquanto que gerenciar a produção nos estágios mais avançados de produção impacta diretamente a reserva possível de ser recuperada (SMITH *et al.*, 2009).

A geometria do poço também afeta a sua produtividade. Historicamente, tem-se adotado o uso de poços únicos verticais para a recuperação do *tight gas*, principalmente em decorrência do pouco conhecimento da região subterrânea e dos altos riscos envolvidos. À medida que os estudos avançam buscando a melhor compreensão do campo, o risco vai se tornando gerenciável, dando margem à implementação de novos projetos e envolvendo até mesmo a utilização de poços horizontais, como ocorreu em Nobel, no Canadá (SMITH *et al.*, 2009).

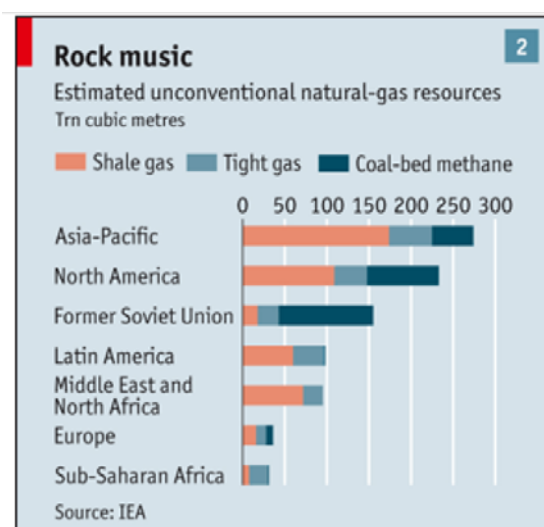
## II.4 – Gás de Xisto (*shale gas*)

O gás natural também pode estar presente em depósitos de xisto, rocha sedimentar formada a partir da lama existente em águas rasas durante a Era Devoniana (era geológica ocorrida há aproximadamente 350 milhões de anos). O xisto é constituído por camadas paralelas facilmente friáveis que podem conter gás natural confinado no espaço entre elas. Sua recuperação também é mais complexa e mais cara, se comparada à do gás convencional (NATURALGAS.ORG, 2010).

O xisto é rico em material orgânico e pode ser encontrado em diversas partes do mundo. Há uma década, ele possuía pouca utilidade como fonte de gás, até que empresas americanas desenvolveram novas técnicas de fraturar a rocha e perfurá-la horizontalmente. Atualmente, o gás de xisto representa dois terços das reservas tecnicamente recuperáveis de gás dos EUA, quantidade suficiente para abastecer o país durante 90 anos (API, 2010).

Com base na experiência americana, diversas empresas têm também demonstrado interesse em explorar formações de xisto na Europa, uma vez que, apesar de possuir grande mercado, infraestrutura de gasodutos estabelecida e demanda crescente, o continente é fortemente dependente de gás natural importado. Analistas acreditam que as reservas de gás europeias (incluindo a Turquia) poderão aumentar nas próximas duas décadas de modo comparável ao aumento ocorrido nos EUA nos últimos anos (CHEW, 2010).

As reservas de gás de xisto estimadas no mundo estão comparadas àquelas de *tight gas* e de gás de carvão na Figura 6.



**Figura 6.** Estimativas das reservas não-convencionais de gás natural no mundo (THE ECONOMIST, 2010).



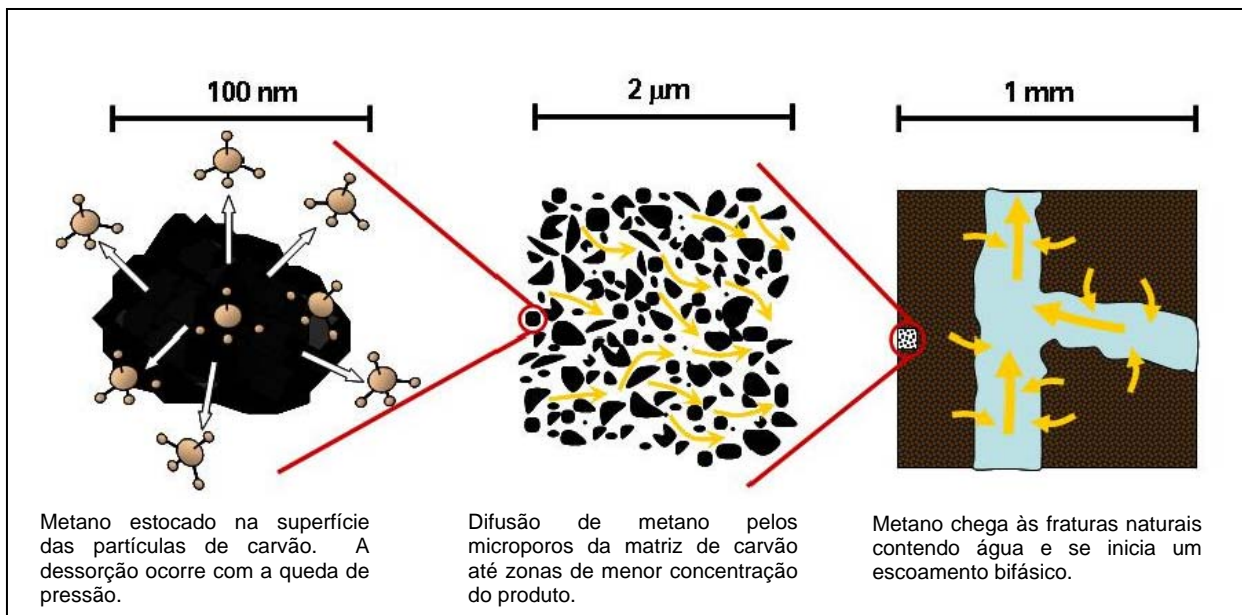
## II.5 – Gás de Carvão (*coalbed methane*)

O carvão, formado em condições geológicas similares à do gás natural e petróleo, também pode conter gás que permanece trapeado até o início da atividade de extração do mineral. Historicamente, o gás de carvão tem sido considerado um grande problema no processo de lavra, uma vez que elevadas concentrações de metano em minas representam séria ameaça à segurança dos trabalhadores. No passado, o metano acumulado em uma mina de carvão era usualmente liberado para a atmosfera por meio de *vents*. Atualmente, no entanto, o gás adsorvido nas camadas de carvão constitui uma fonte de gás não-convencional (NATURALGAS.ORG, 2010).

O armazenamento nas camadas de carvão ocorre pelo fenômeno de adsorção, que é fundamentalmente diferente do processo de estocagem em reservatórios convencionais, onde o gás é estocado sob pressão nos espaços porosos das rochas reservatórios. Na adsorção, o metano adere à superfície das pequenas partículas de carvão promovendo um aumento da densidade do fluido até valores próximos daqueles do líquido correspondente. Este processo permite que a capacidade de estocagem nesses sistemas exceda, em muito, aquela normalmente encontrada nos reservatórios convencionais (LOFTIN, 2009).

A adsorção do metano no carvão é controlada por alterações de pressão. A diminuição de pressão provoca a dessorção das moléculas da superfície sólida, fazendo com que retornem à fase gasosa. As moléculas livres na fase gasosa permeiam os microporos da matriz de carvão por meio de difusão. O processo de difusão é lento, e só ocorre em pequenos percursos até que sejam atingidas as fraturas naturais do material (*cleat system*). As fraturas naturais constituem o principal sistema de transferência de gás do reservatório até o poço (LOFTIN, 2009).

Salvo raras exceções, as fraturas naturais se encontram repletas de água, sendo a pressão hidrostática capaz de manter o gás adsorvido na superfície do carvão. Assim sendo, a retirada de água do conjunto de fraturas promove a redução de pressão necessária para a produção de gás. Por ser um líquido altamente incompressível, a retirada de água em grandes volumes acarreta uma abrupta queda na pressão do reservatório, permitindo a dessorção do gás, sua difusão pela rede carbonífera e, por fim, a sua penetração no conjunto de fraturas naturais (LOFTIN, 2009). O sistema de extração de gás de camadas de carvão está exemplificado na Figura 7.



**Figura 7.** Movimentação do gás em camadas de carvão com o aumento de escala (adaptado de LOFTIN, 2009).

No início da produção, obtém-se quase que exclusivamente água, uma vez que a quantidade de gás livre no sistema é muito pequena. Com o avançar do tempo, o grau de saturação de gás na água aumenta e a taxa de recuperação de gás começa a atingir níveis comerciais. Este comportamento se opõe àquele de produção de gás de reservatórios convencionais, onde a vazão de gás é maior e a produção de água é menor exatamente nos primeiros estágios do processo (LOFTIN, 2009).

Entretanto, deve-se ressaltar que nem todos os reservatórios de carvão contêm água. Existem os chamados “carvões secos” cuja produção não pode se basear na retirada de água como forma de reduzir a pressão. Esses reservatórios têm a vantagem de produzir gás imediatamente e de não gerar grandes quantidades de água. Contudo, essas estruturas são normalmente sensíveis à água e contém baixo teor de gás (LOFTIN, 2009).

Como em qualquer projeto de exploração, a escala do empreendimento contemplado deve ser levada em consideração. Nos projetos de obtenção de gás das camadas de carvão a escala torna-se fator primordial, tendo em vista que as vazões de produção e a recuperação tendem a ser relativamente baixas. Adicionalmente, um campo de produção de gás de carvão envolve uma infraestrutura considerável quando comparada àquela necessária em campos “onshore”. Assim sendo, os campos de extração de gás das camadas de carvão tendem a abranger grandes áreas e centenas de poços (LOFTIN, 2009).

Nos EUA, o Comitê de Gás Potencial (*Potential Gas Committee*) estima que o gás de carvão corresponda a 7,8% do total de recursos de gás, sendo utilizado primordialmente para aquecimento e para geração elétrica (NATURALGAS.ORG, 2010).

A Austrália é outro país que tem interesse na produção de metano a partir do carvão para utilização como combustível ou para liquefação. Atualmente, existem cinco projetos planejados ou em desenvolvimento em seu território, estando alguns deles planejados para entrar em operação até o final de 2012 (NATURALGAS.ORG, 2010).

Vale ressaltar que o carvão pode estocar outros gases além do metano, sendo o CO<sub>2</sub> um dos gases adsorvidos preferencialmente pelo sólido. Uma vez que a afinidade do carvão pelo CO<sub>2</sub> é maior que pelo metano, à medida que este último é liberado, a quantidade de CO<sub>2</sub> adsorvido no carvão tende a aumentar. Este efeito permite vislumbrar a possibilidade de, no futuro, se utilizar campos de carvão depletados para seqüestro de CO<sub>2</sub> ou utilizar este fenômeno para aumentar a recuperação de metano pela injeção do dióxido de carbono (LOFTIN, 2009).

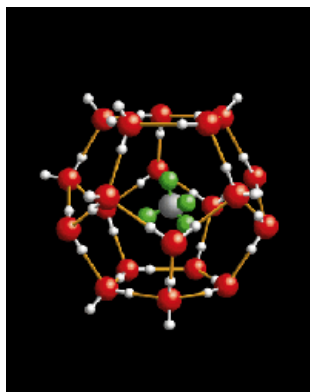
## **II.6 – Zonas geopressurizadas (*geopressurized zones*)**

Zonas geopressurizadas são formações naturais subterrâneas que estão sob altas pressões, as quais extrapolam aquelas esperadas para sua profundidade. Essas áreas são formadas por camadas de argila que se depositam e se compactam muito rapidamente sobre materiais mais porosos e absorventes, tais como areia ou silte. Devido à rápida compressão, a água e o gás natural presentes nessa argila são expulsos para as regiões de maior porosidade. Este efeito faz com que o gás confinado nessas zonas encontre-se sob altíssimas pressões (daí, o termo geopressurização). As zonas geopressurizadas estão localizadas, usualmente, em grandes profundidades, compreendidas entre 3000 e 7600 m, o que torna difícil o seu aproveitamento econômico. Nos EUA, boa parte das zonas geopressurizadas se encontra na região da Costa do Golfo. Embora a quantidade de gás natural presente nessas zonas seja incerta, especialistas estimam que exista algo entre 5.000 a 49.000 Tcf do produto, sendo que as reservas atuais recuperáveis daquele país encontram-se próximas a 1.100 tcf, segundo dados do Anuário Estatístico da ANP de 2009, ano base de 2008.

## **II.7 – Hidratos de Metano (*methane hydrates*)**

O gás metano proveniente de hidratos tem sido objeto das mais recentes pesquisas relacionadas com gás não-convencional. Os hidratos são formados quando moléculas de água se solidificam formando uma estrutura do tipo “gaiola” em torno de moléculas de

metano (Figura 8). Os hidratos se assemelham à neve derretida e foram descobertos, pela primeira vez, em regiões árticas. A Figura 9 ilustra a combustão de hidratos de metano.



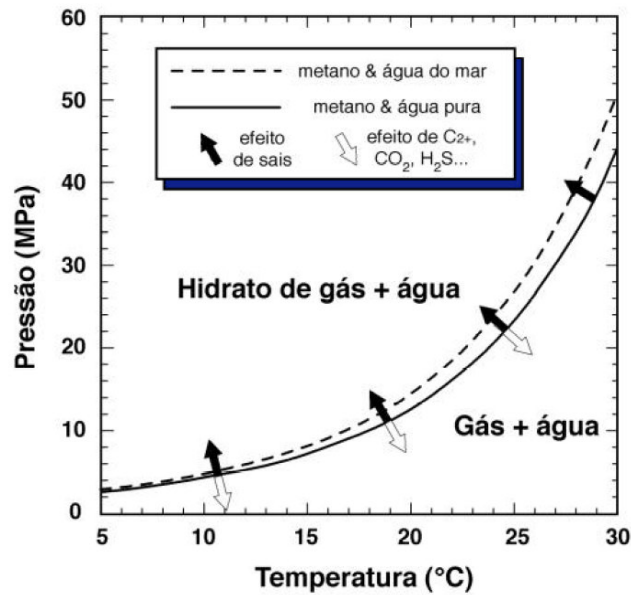
**Figura 8.** Estrutura dos hidratos de metano – Gaiolas (*cages*) formadas por moléculas de água que “aprisionam” moléculas de metano (PEER, 2010).



**Figura 9.** Combustão de hidratos de metano (DOE, 2010; CIMM, 2010).

Os hidratos de gás também são conhecidos como clatratos, do latim *clathratus*, que significa “aprisionado pelas barras de uma grade”. Nestas estruturas, pequenas moléculas são completamente aprisionadas nas cavidades formadas pela água.

As condições de formação e estabilidade dos hidratos são determinadas pela relação entre três variáveis: concentração do metano, temperatura e pressão. O composto tende a se formar em locais onde há temperaturas relativamente baixas, pressões relativamente altas e quantidades suficientes de água e gás formador do hidrato. A Figura 10 apresenta a curva de estabilidade dos hidratos de gás em função da temperatura e pressão.



**Figura 10.** Curva de estabilidade dos hidratos de metano (MACHADO, 2009, a partir de CLENELL, 2000).

Os hidratos têm a peculiaridade de serem grandes fontes de gás. A dissociação de 1 m<sup>3</sup> de hidrato à temperatura ambiente resulta em 164 m<sup>3</sup> de metano e 0,8 m<sup>3</sup> de água (KVENVOLDEN, 1993).

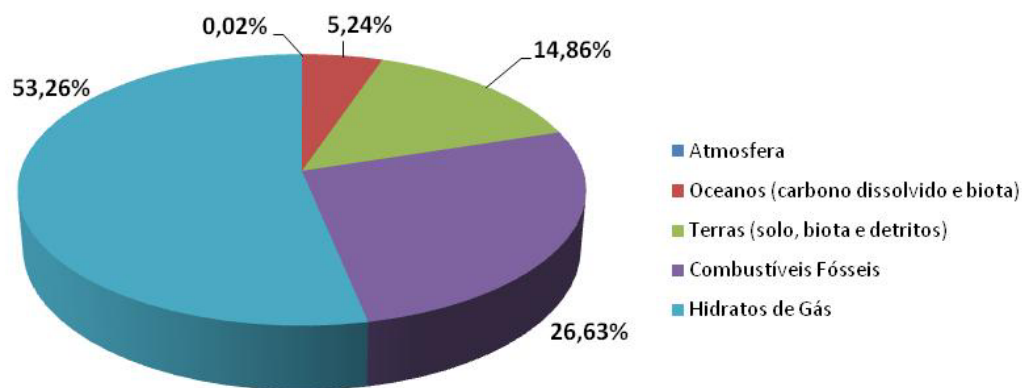
Um método que teve êxito em produzir o gás economicamente a partir de hidrato é o "método de depressurização". Este método só é aplicável a hidratos que existem em regiões polares sob o chamado "*permafrost*".

Segundo MACHADO (2009), as pesquisas no Brasil ainda são primordialmente voltadas para o desenvolvimento de inibidores de hidratos de gás para evitar os prejuízos causados pela obstrução dos dutos de óleo e gás. Entretanto, algumas dessas pesquisas, publicadas entre o final da década de 80 e o início dos anos 2000 na forma de artigo em periódicos e anais, já indicaram a existência de reservas no Brasil e registraram a presença do composto na foz do Amazonas e na Bacia de Pelotas. MACHADO (2009) apresenta uma revisão da literatura de hidratos de gás e considera grandes as probabilidades de que sejam encontrados nas bacias sedimentares de Campos, Espírito Santo e Cumuruxatiba. A Figura 11 identifica as áreas consideradas promissoras para a exploração de hidratos.



**Figura 11.** Áreas de ocorrência de hidratos no Brasil (MACHADO, 2009).

Nos EUA, pesquisas relacionadas com os hidratos revelam que eles podem conter entre 0,250 e 2,6 trilhões de m<sup>3</sup> de gás natural. O *U.S. Geological Survey* estima que hidratos de metano possam conter mais carbono orgânico que todas as reservas mundiais de carvão, petróleo e gás natural convencional juntas. A Figura 12, elaborada a partir de dados do *U.S. Geological Survey* de 1992, estima que mais da metade do carbono existente no planeta encontra-se sob a forma de hidratos.



**Figura 12.** Distribuição do carbono no planeta (Adaptado de DILLON, 1992).

Esse percentual expressivo justifica a existência, nos Estados Unidos, de regulamentação específica (*Methane Hydrate Research and Development Act*, de 2000 - *Public Law 106–193*, alterado pela *EPA Act* de 2005) para o incentivo a atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas com hidratos de metano, cabendo a coordenação do programa de pesquisas ao Departamento de Energia (*Department of Energy – DoE*) dos EUA. Diretrizes para o estabelecimento de contratos e convênios com instituições de ensino superior e empresas também estão incluídas nesta regulamentação. Estima-se que um quarto das reservas de hidratos de gás no mundo se encontra nos EUA. Pesquisas relacionadas com hidratos de metano, no entanto, ainda são muito preliminares e não se sabe ainda os efeitos que a extração destas formações poderá ter no ciclo natural do carbono.

### III – Gás não-convencional na Lei do Petróleo e na Lei do Gás

As principais normas do ordenamento jurídico relativas ao petróleo e gás natural são as Leis 9.478, de 06 de agosto de 1997, conhecida como “Lei do Petróleo”, e a Lei 11.909, de 04 de março de 2009, também denominada “Lei do Gás”.

A Lei do Gás teve como finalidade introduzir um marco regulatório direcionado para as atividades específicas do gás natural, tal como tratamento, processamento, transporte, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização. Embora tenha tido como foco o estabelecimento de regras relacionadas com a movimentação e o armazenamento do produto, esta nova Lei manteve inalterados diversos dispositivos da Lei do Petróleo no tocante à exploração e à produção.

Embora essas leis não possuam referências diretas ao termo “gás não-convencional”, para a maioria das fontes do produto, poder-se-ia enquadrá-lo na definição de gás natural, levando-se em consideração a definição de reservatório da Lei do Petróleo:

Lei nº 9.478/1997

“Art. 6º (...)

*II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;”*

*X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;*

Lei nº 11.909/2009

“Art. 2º (...)

*XIV - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, cuja composição poderá conter gases úmidos, secos e residuais;”*

Tendo em vista que o gás natural se caracteriza como um hidrocarboneto gasoso extraído de reservatórios e que um reservatório é uma configuração geológica capaz de armazenar gás, pode-se depreender que, à exceção do gás de hidrato de metano, o produto obtido de todas as demais fontes não-convencionais poderia ser enquadrado simplesmente como “gás natural” conforme as supracitadas Leis.

Adicionalmente, conforme explicitado no Art. 8º, inciso X da Lei do Petróleo, cabe à ANP “*estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento*”. Uma vez que a facilidade de extração e a atratividade econômica de um empreendimento do projeto são determinadas pela tecnologia disponível, e que são exatamente estes fatores que caracterizam a “não-convencionalidade” de um gás, conclui-se que a ANP tem, como uma de suas funções, apoiar o desenvolvimento tecnológico que viabilizará a utilização de gás natural proveniente de fontes não-convencionais.

Apenas no Art. 58 da Lei do Gás faz-se menção explícita a uma fonte de gás não-convencional, o metano associado às formações de carvão:

*“Art. 58. Os arts. 2º, 8º, 23, 53 e 58 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passam a vigorar com a seguinte redação:*

*“Art. 23 .....*

*§ 1º .....*

*§ 2º A ANP poderá outorgar diretamente ao titular de direito de lavra ou de autorização de pesquisa de depósito de carvão mineral concessão para o aproveitamento do gás metano que ocorra associado a esse depósito, dispensada a licitação prevista no caput deste artigo.”*



Assim sendo, conclui-se que a ANP possui competência para regular as atividades envolvidas na extração e movimentação de praticamente todas as categorias de gás não-convencional listadas na presente Nota Técnica. Restariam dúvidas, face ao exposto, quanto à competência da Agência para regular, sob os aspectos técnico e jurídico, as atividades relacionadas com a produção e movimentação de gás proveniente de hidratos, tendo em vista as definições para “reservatório” constantes na Lei do Petróleo e na Lei do Gás.

#### **IV – Considerações Finais**

É possível inferir, a partir da presente Nota Técnica, que o conceito de “gás não-convencional” é bem mais amplo que o termo pode sugerir, abarcando, dentre outros, gás alocado em grandes profundidades. A partir dessa filosofia, reservatórios de gás natural da camada pré-sal, por exemplo, poderiam ser tratados como gás não-convencional, segundo as fontes utilizadas para a elaboração da Nota Técnica.

As impressionantes estimativas de reservas de gás não-convencional, em especial o gás contido em hidratos de metano, justificam o interesse de nações envolvidas na pesquisa e no desenvolvimento de tecnologias mais eficazes para sua produção.

Espera-se que a presente Nota Técnica, de cunho conceitual e genérico, contribua para direcionar estudos regulatórios mais específicos relacionados com o tema.

#### **V – Referências Bibliográficas**

API – AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE - *Facts About Shale Gas*. Disponível em: [http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/shale\\_gas.cfm](http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/shale_gas.cfm). Acesso em abril de 2010.

BC OIL & GAS COMMISSION – *About Unconventional Gas*. Disponível em: [http://www.ogc.gov.bc.ca/documents/publications/Fact%20Sheets/3\\_About%20Unconventional%20Gas.pdf](http://www.ogc.gov.bc.ca/documents/publications/Fact%20Sheets/3_About%20Unconventional%20Gas.pdf). Acessado em abril de 2010.

BRASIL, Lei 9.478, de 06 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 07 de agosto de 1997.

\_\_\_\_\_, Lei 11.909, de 04 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e

comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Publicada no Diário Oficial da União em 05 de março de 2009.

CERA (Cambridge Energy Research Associates) - *What Role for Natural Gas in the Future Global Energy Mix?*. Apresentado em Global Gas Summit 2010, Houston, 2010.

CHOW, K. – The Shale Frenzy Comes to Europe. E & P, Março 2010. Disponível em: [http://www.worldshalegas.org/CWCFiles/MicroSite\\_Files/WSG\\_10/Event\\_Content/The%20shale%20frenzy%20comes%20to%20Europe%20-%202010-02-26.pdf](http://www.worldshalegas.org/CWCFiles/MicroSite_Files/WSG_10/Event_Content/The%20shale%20frenzy%20comes%20to%20Europe%20-%202010-02-26.pdf). Acessado em abril de 2010.

CIMM (CENTRO DE INFORMAÇÃO METAL MECÂNICA) - “Gelo inflamável” pode ser fonte de energia alternativa. Disponível em [http://www.cimm.com.br/portal/noticia/exibir\\_noticia/5776-gelo-inflamvel-pode-ser-fonte-de-energia-alternativa](http://www.cimm.com.br/portal/noticia/exibir_noticia/5776-gelo-inflamvel-pode-ser-fonte-de-energia-alternativa). Acessado em março de 2010.

DILLON, W., U.S. *Geological Survey, Gas (Methane) Hydrates - A New Frontier*, Setembro de 1992. Disponível em <<http://marine.usgs.gov/fact-sheets/gas-hydrates/title.html>>. Acessado em março de 2010.

DOE (US DEPARTMENT OF ENERGY) - Methane Hydrate - The Gas Resource of the Future. Disponível em <http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/hydrates/>. Acessado em abril de 2010.

DUNCAN, D. – *Statement of Douglas Duncan Research Geologist, US Geological Survey, US Department of Interior, Before the Committee on Natural Resources, Subcommittee on Energy and Mineral Resources*, junho 2009.

EIA (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION), *International Energy Outlook 2009, Chapter 3 – Natural Gas*. Disponível em < [http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat\\_gas.html](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/nat_gas.html)>. Acessado em março de 2010.

ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA, Methane Hydrate Research and Development Act of 2000, PUBLIC LAW 106–193—May 2, 2000, To promote the research, identification, assessment, exploration, and development of methane hydrate resources, and for other purposes. Disponível em: <<http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/hydrates/pl106-193.pdf>>. Acessado em março de 2010.

KVENVOLDEN, K.A - *Gas hydrates-geological perspective and global change*. Rev.Geophys. **31**, p. 173-187, 1993.

LOFTIN, P. – *Thirty Years of Lessons Learned – Tips and Tricks for Finding, Developing and Operating a Coalbed Methane Field*. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 2009.

MACHADO, C.X., A importância do hidrato de gás como fonte de energia alternativa e como possível agente das mudanças climáticas, Dissertação de Mestrado em Geografia, Florianópolis, 2009.

NATURALGAS.ORG, Unconventional Natural Gas Resources, disponível em <[http://www.naturalgas.org/overview/unconvent\\_ng\\_resource.asp](http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp)>. Acessado em março de 2010.

NEHRING, R. – *Growing and Indispensable: The Contribution of Production of Tight Gas Sands to U.S. Gas Production*. In: S.P. Cumella, K. W. Shanley, and W. K. Camp, Eds, Understanding, exploring and developing tight-gas sands. Vail Hedber Conference: AAPG Hedber Series, nº 3, p 5-12, 2008.

PEER (PARTNERSHIP FOR ENVIRONMENTAL EDUCATION AND RURAL HEALTH) – *Ecosystems – Images*. Texas A&M University. Disponível em [http://peer.tamu.edu/curriculum\\_modules/ecosystems/Images/methane.hydrate.gif](http://peer.tamu.edu/curriculum_modules/ecosystems/Images/methane.hydrate.gif). Acessado em abril de 2010.

THE ECONOMIST – *An Unconventional Glut*. Publicado em 11 de março de 2010. Disponível em [http://www.economist.com/business-finance/displaystory.cfm?story\\_id=15661889](http://www.economist.com/business-finance/displaystory.cfm?story_id=15661889). Acessado em abril de 2010.

SMITH, P.S.; COOPER, C.; RUEDA, J.I.; LIEBER, R. – *Applying New Technology to Tight Gas Developments*. Anais do 24th World Gas Conference, Buenos Aires, 2009.