

# Hidratos de Metano

*Aspectos técnicos, econômicos e ambientais*

**Rio de Janeiro  
12 de dezembro de 2016**

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



# Hidratos de Metano

*Aspectos técnicos,  
econômicos e ambientais*

GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo

Paulo Pedrosa

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Márcio Félix Carvalho Bezerra



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Ricardo Gorini de Oliveira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Amílcar Gonçalves Guerreiro

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

José Mauro Ferreira Coelho

**Diretor de Gestão Corporativa**

Álvaro Henrique Matias Pereira

**Superintendente**

Giovani Vitória Machado

**Superintendente Adjunto**

Marcelo Ferreira Alfradique

**Consultor Técnico**

Gabriel de Figueiredo da Costa

**Equipe Técnica**

Cláudia Maria Chagas Bonelli

Gabriel da Silva Azevedo Jorge

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

SAN - Quadra 1 - Bloco B - Sala 100-A

70041-903 - Brasília - DF

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro  
12 de dezembro de 2016

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>RECURSOS DE HIDRATOS DE METANO</b>	<b>11</b>
2.1	OCORRÊNCIA NA NATUREZA	11
2.2	ESTIMATIVAS DE RECURSOS	15
<b>3</b>	<b>ASPECTOS TÉCNICOS</b>	<b>25</b>
3.1	INVESTIGAÇÃO GEOLÓGICA	25
3.2	AMOSTRAGEM E SIMULAÇÃO	27
3.3	MÉTODOS DE PRODUÇÃO	28
3.3.1	Despressurização	29
3.3.2	Estimulação térmica	30
3.3.3	Outros Métodos	31
<b>4</b>	<b>ASPECTOS ECONÔMICOS</b>	<b>34</b>
4.1	ESTIMATIVA DE CUSTO NO MUNDO	34
4.2	ESTIMATIVA DE CUSTO NO BRASIL	35
<b>5</b>	<b>ASPECTOS AMBIENTAIS</b>	<b>38</b>
<b>6</b>	<b>PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA</b>	<b>44</b>
6.1	ANÁLISE DE ARTIGOS	44
6.2	ANÁLISE DE PATENTES	45
6.3	TESTES DE CAMPO	47
6.3.1	Rússia	47
6.3.2	Canadá	48
6.3.3	Estados Unidos	49
6.3.4	Brasil	49
6.3.5	Japão	51
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>56</b>
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>58</b>

**Histórico de Revisões**

<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrição</b>
0	12/12/2016	Publicação Original

# ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Preços de oferta de gás natural a partir de hidratos de metano (US\$ <sub>2015</sub> /MMBtu).	35
Tabela 2 - Parâmetros utilizados na estimativa dos preços de oferta de hidratos de metano	36
Tabela 3 - Estimativa de preços de oferta de hidratos de metano no Brasil (US\$ <sub>2015</sub> /MMBtu)	37
Tabela 4 - Riscos ambientais e propostas para sua mitigação em atividades de E&P de hidratos de metano	41
Tabela 5 - Resumo dos testes de produção de gás natural a partir de hidratos de metano	54

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Estruturas possíveis de hidratos de gás	11
Figura 2 - ZEHM em permafrost (esquerda) e em ambiente marinho (direita)	12
Figura 3 - Morfologias possíveis de reservatórios de hidratos de gás	13
Figura 4 - Classes de reservatórios de hidratos de metano	13
Figura 5 - Pirâmide de recursos de hidratos de metano	14
Figura 6 - Ocorrências de hidrato de metano no mundo	15
Figura 7 - Ilustração esquemática de recursos de hidratos em reservatórios de arenito	17
Figura 8 - Distribuição de recursos de hidrato de metano no Japão	18
Figura 9 - Distribuição de recursos de hidrato de metano na China	19
Figura 10 - Distribuição de recursos de hidrato de metano na Índia	20
Figura 11 - Distribuição de recursos de hidrato de metano nos EUA	21
Figura 12 - Distribuição de recursos de hidrato de metano no Canadá	22
Figura 13 - <i>Plays</i> de hidratos de metano no Brasil.	23
Figura 14 - Seção sísmica 2D do Cone do Rio Grande (Rio Grande do Sul, Brasil) apresentando feição BSR (linha tracejada).	25
Figura 15 - Exemplos de <i>pockmarks</i> observados na costa da Noruega (A, B e C, à esquerda) e representação esquemática (direita)	26
Figura 16 - Reator HiGUMA (esquerda) e esquema de funcionamento (direita)	28
Figura 17 - Produção de hidratos de metano por despressurização	29
Figura 18 - Produção de hidratos de metano por estimulação térmica	30
Figura 19 - Produção de hidratos de metano por estimulação com inibidores	31
Figura 20 - Produção de hidratos de metano por deslocamento com CO <sub>2</sub>	32
Figura 21 - Produção de hidratos de metano por extração e processamento	33
Figura 22 - Curvas de produção utilizadas nos cálculos	36
Figura 23 - Estimativas de fontes de emissão de metano no mundo	38
Figura 24 - Observação de plumas de metano na coluna d'água da margem continental de Svalbard	39
Figura 25 - Teste de simulação da difusão de metano liberado do fundo do mar	40
Figura 26. Esquema do monitoramento ambiental de teste de produção no Japão	42
Figura 27 - Análise de artigos publicados sobre hidratos de metano	44
Figura 28 - Distribuição das patentes analisadas por área de conhecimento	45
Figura 29 - Número de publicações por ano dentre as patentes analisadas	46
Figura 30 - Localização dos testes de campo de produção de gás a partir de hidratos	47
Figura 31 - Pressão e produção de gás no campo de Messoyakha.	48
Figura 32 - Mapa com a localização das áreas de estudo no Cone Rio Grande	50
Figura 33 - Fotografias ilustrando diferentes amostras de hidratos de metano recuperadas no Cone Rio Grande	51
Figura 34 - Esquema do teste de produção utilizado na Fossa de Nankai.	53
Figura 35 - Linha do tempo de programas de hidratos de metano e atividades futuras	55



# 1 INTRODUÇÃO

A expectativa de aumento da demanda mundial de energia nas próximas décadas é significativa, mesmo com as desacelerações decorrentes da crise econômica mundial e seus efeitos. Projeções indicam aumento de 33% entre 2014 e 2040 (IEA, 2015). Os países que mais contribuem para este aumento são China, Estados Unidos e Índia. Alguns países, notadamente o Japão, que possuem dependência energética elevada, direcionam suas políticas energéticas para o incremento da eficiência energética e para a diversificação de fontes de energia, privilegiando recursos domésticos. Assim, a procura por novas fontes energéticas tem sido intensificada, em particular por fontes que minimizem a emissão de gases de efeito-estufa.

Projeções indicam que mais de 74% da energia mundial continuará sendo proveniente de combustíveis fósseis - petróleo, carvão e gás natural - até 2040. Dentre eles, o gás natural é o que apresenta o maior percentual de crescimento (IEA, 2014). Há diversas razões para tal crescimento, entre elas sua menor emissão de CO<sub>2</sub> por unidade de energia, quando comparada com outros combustíveis fósseis.

Recursos convencionais de gás atendem 83% da demanda global de gás natural, passando a 69% em 2040 (IEA, 2014), enquanto que o restante é proveniente de recursos não convencionais: gás de folhelho (*shale gas*), gás em formações fechadas (*tight gas*) e metano de carvão (*coal bed methane*). A descoberta de grande quantidade de gás de folhelho nos Estados Unidos provocou uma revolução energética e econômica no país, com a queda no preço do gás, principalmente no Henry Hub, e alteração na geopolítica mundial.

Demandas crescentes de energia e preocupações ambientais têm aumentado cada vez mais o interesse em fontes de energia renováveis e combustíveis fósseis com menores emissões de gases de efeito estufa. Neste contexto, embora ainda não exista produção em escala comercial, os hidratos de metano podem acarretar em uma nova revolução na indústria de gás natural como um futuro recurso energético de gás não convencional pois, entre diversos fatores, ocorrem em grandes volumes e estão distribuídos em diferentes locais ao redor do planeta.

Os hidratos de gás natural são estruturas cristalinas, semelhantes a gelo, formadas a partir de moléculas de água e de gás natural sob condições adequadas de temperatura e pressão (UNEP, 2014a). Nos hidratos, o metano encontra-se em uma forma altamente concentrada. Quando trazido à superfície, um metro cúbico de hidrato de metano pode liberar mais de 160 metros cúbicos de metano (RUPPEL, 2011).

Os hidratos de gás foram descobertos em 1811 por Humphry Davy, que observou que água e cloro (Cl<sub>2</sub>) formavam uma substância cristalina sob certas condições em laboratório (MAKOGON *et al*, 2007; UNEP, 2014a). Até o início da década de 1930 eram considerados apenas uma curiosidade científica, sem nenhuma ocorrência significativa conhecida na natureza ou utilidade prática. Em 1934, Hammerchmidt notou a presença de bloqueadores de fluxo (*plugs*) durante a inspeção em dutos nas atividades de petróleo e gás, durante o inverno, e provou que se tratavam de hidratos de metano (MAKOGON *et al*, 2007). Assim, no

período de 1934 a 1966, as pesquisas ficaram concentradas na investigação detalhada da ocorrência do fenômeno e na sua conseqüente prevenção através de inibidores, uma vez que o hidrato de metano era considerado um risco industrial.

Na década de 1960, cientistas russos encontraram evidências da existência de hidratos de metano em reservatórios de gás na Sibéria, através da detecção do fenômeno em seção rochosa de um poço perfurado no local, em 1963. Em 1965 foi formulada a idéia da existência de acumulações de hidrato de metano na natureza através de estudos comparativos das condições de formação do fenômeno na natureza com condições teóricas. Finalmente, tal idéia foi confirmada experimentalmente em laboratório em 1966, através da formação de hidratos de metano em meio poroso e em amostras reais de sedimentos. Estes experimentos marcaram a descoberta científica de hidratos de metano na natureza (MAKOGON *et al*, 2007). Em 1969, um grupo de jovens geólogos russos encontrou o primeiro depósito de hidratos de metano no campo de Messoyakha, na Sibéria. Tal descoberta foi considerada um catalisador da exploração de hidratos de metano ao redor do mundo por diversos países; essa exploração foi estimulada também pela crise econômica mundial da década de 1970 e conseqüente aumento do preço do petróleo (MAKOGON *et al*, 2007).

Assim, diversos países realizaram expedições no final da década de 1970 e início da década de 1980. Em 1982, os EUA iniciaram o primeiro programa de pesquisa e desenvolvimento em hidratos de metano. Nas décadas de 1990 e 2000, países como Japão, Índia, Coréia, Canadá e China também criaram seus próprios programas de pesquisa e desenvolvimento, os quais reconheceram a abundância de hidratos de metano na natureza (MAKOGON *et al*, 2007; UNEP, 2014a).

Devido à grande predominância do metano como o gás que se encontra na natureza na forma de hidratos, convencionou-se na literatura em geral e na presente Nota Técnica por utilizar o termo hidratos de metano - embora em alguns casos possa também ser utilizado o termo hidratos de gás natural.

No que se refere à estruturação da presente Nota Técnica, o documento é dividido em sete capítulos, além das referências bibliográficas. O Capítulo 2 apresenta as definições relativas aos hidratos de metano, os tipos de ocorrência na natureza e as estimativas desses recursos ao redor do mundo e em países nos quais há programas de pesquisa e desenvolvimento. No Capítulo 3 são apresentados a principal forma de identificação de hidratos em levantamentos sísmicos, os simuladores utilizados atualmente para estudo dos hidratos de metano e os métodos de produção de gás a partir de hidratos. No Capítulo 4, são apresentadas estimativas de custos de produção de gás natural a partir de hidratos de metano no mundo e, particularmente, no Brasil. No Capítulo 5 são apresentados os possíveis impactos ambientais associados à exploração do recurso hidratos de metano. No Capítulo 6 é apresentada uma análise dos artigos e patentes que abordam o assunto hidratos de metano, bem como um relato dos testes de produção de gás a partir de hidratos já realizados. No Capítulo 7 são retomados os assuntos abordados em capítulos anteriores, e são apresentadas conclusões acerca da importância da utilização dos hidratos de metano como fonte energética.

## 2 RECURSOS DE HIDRATOS DE METANO

Os conceitos físico-químicos relativos a hidratos de metano, assim como os ambientes e os fatores que favorecem sua ocorrência na natureza, têm sido objeto de diversos estudos desde o final dos anos 1960. Estes estudos, por sua vez, permitiram a elaboração de estimativas, tanto qualitativas quanto quantitativas, desses recursos ao redor do mundo e em países nos quais há programas de pesquisa e desenvolvimento.

### 2.1 Ocorrência na Natureza

Hidratos (ou clatratos) de gás são estruturas cristalinas formadas por moléculas de água e estabilizadas por moléculas gasosas em seu interior, que ocorrem na natureza sob condições específicas de temperatura e pressão compreendidas em uma faixa chamada zona de estabilidade de hidratos. Geralmente, o gás contido na estrutura cristalina dos hidratos de gás é o metano ( $\text{CH}_4$ ), porém também é possível a ocorrência de hidratos contendo dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) ou hidrocarbonetos mais pesados, como o etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ). A Figura 1 apresenta algumas estruturas possíveis dos hidratos de gás.

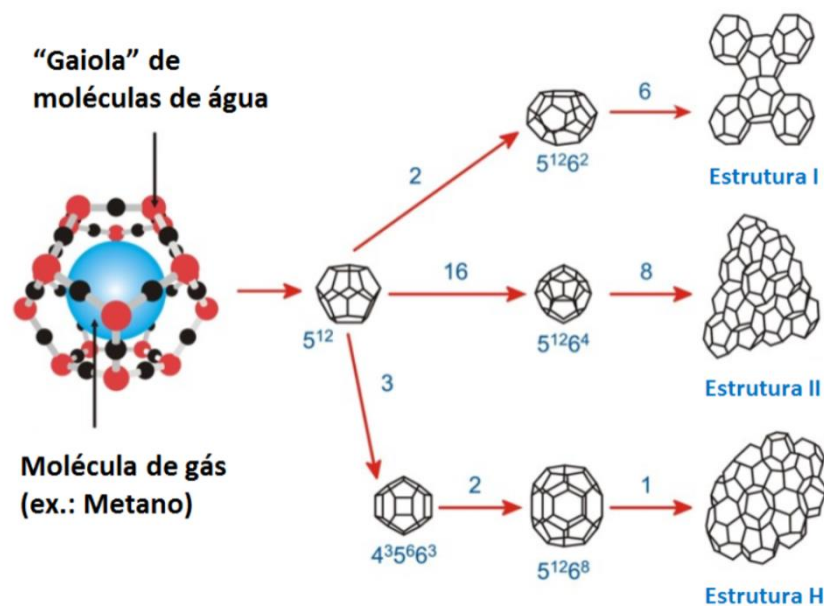


Figura 1 - Estruturas possíveis de hidratos de gás

Fonte: adaptado de DOE (2014).

Os hidratos de metano possuem uma fórmula molecular média representada por  $(\text{CH}_4)_4(\text{H}_2\text{O})_{23}$ , correspondendo a 13,4% em massa de metano, sendo que cada  $\text{m}^3$  de hidrato de metano pode conter aproximadamente 160  $\text{m}^3$  de metano nas CNTP após sua dissociação (CHONG *et al.*, 2016). Por este motivo, e dadas às vultosas estimativas de tais recursos no planeta, os

hidratos de metano podem vir a se constituir como importante fonte de gás natural a ser produzida no futuro.

Os dois principais ambientes que favorecem a ocorrência de hidratos de metano, devido às condições favoráveis de temperatura e pressão, são as camadas de gelo perene existentes em algumas localidades do planeta (conhecidas como *permafrost*) e as regiões no subsolo marinho, geralmente na margem continental, que se encontram sob grandes extensões de lâmina d'água em conjunto com temperaturas favoráveis. Na Figura 2 são apresentadas as zonas de estabilidade de hidratos de metano (ZEHM) em exemplos dos dois tipos de ocorrência.

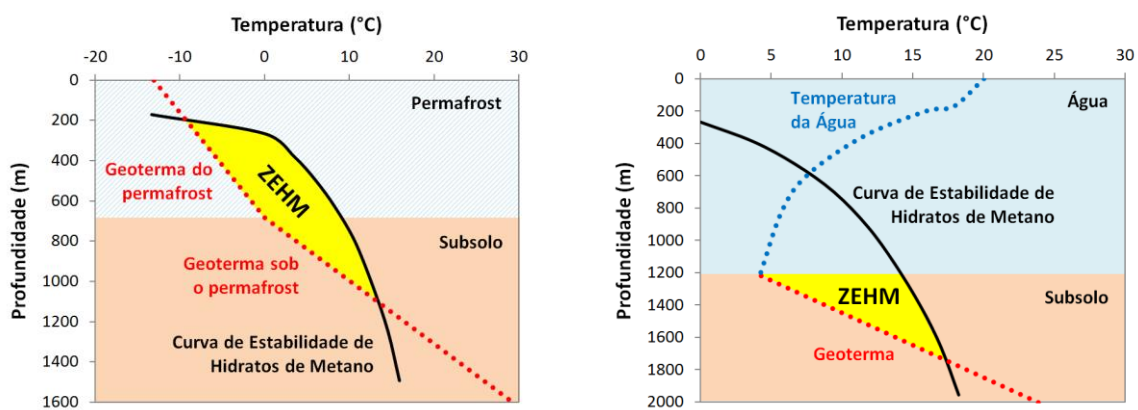


Figura 2 - ZEHM em permafrost (esquerda) e em ambiente marinho (direita)

Fonte: adaptado de Chong *et al.* (2016).

Embora as ZEHM sejam geralmente definidas em termos de pressão e temperatura, outros fatores são essenciais para que haja a ocorrência de hidratos de metano nestas regiões, como a disponibilidade de quantidades suficientes de gás natural, sua composição, salinidade adequada da água, condições adequadas de porosidade e permeabilidade do solo, além das variações sazonais das geotermas e da temperatura da água. Os hidratos de metano podem estar presentes de diversas formas em relação à rocha matriz ou à camada de sedimentos às quais estão associados. Configurações possíveis incluem a formação nas regiões de contato dos grãos de sedimentos, ou revestindo os mesmos, e ainda fazendo parte da matriz granular ou preenchendo os poros da mesma. Outras morfologias possíveis incluem uma matriz de hidratos contendo grãos de sedimento, ou uma matriz rochosa contendo fraturas e falhas preenchidas por hidratos, como apresentado na Figura 3.

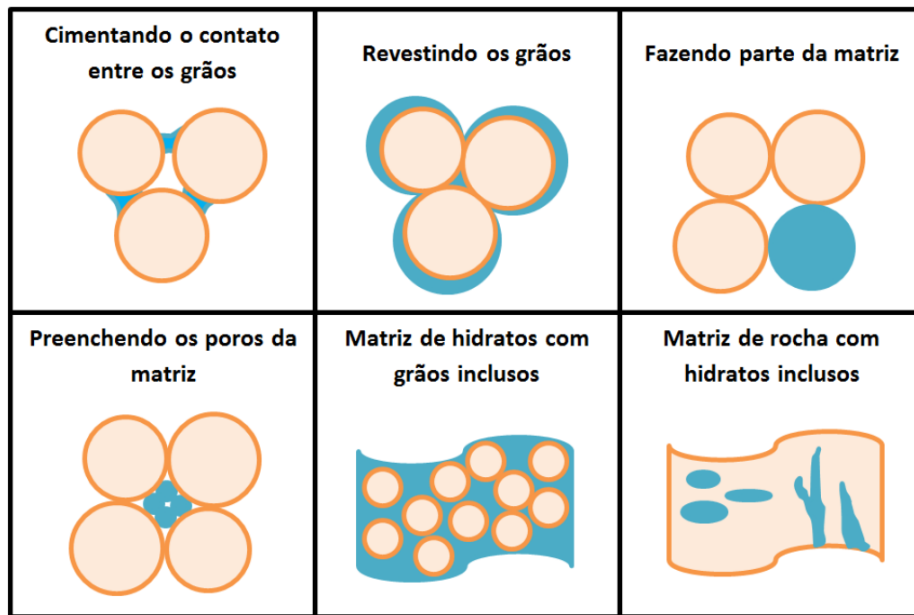


Figura 3 - Morfologias possíveis de reservatórios de hidratos de gás

Fonte: adaptado de Birchwood (2010).

Além disso, dependendo da combinação de fatores predominantes durante a formação dos reservatórios de hidratos de metano, estes podem pertencer a quatro classes diferentes, apresentadas na Figura 4.

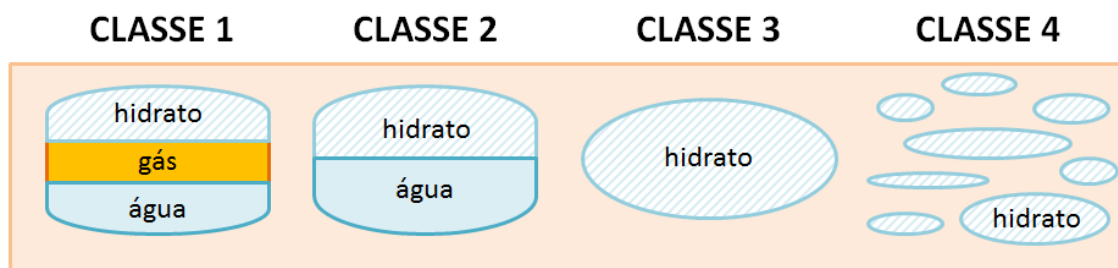


Figura 4 - Classes de reservatórios de hidratos de metano

Fonte: adaptado de Walsh *et al.* (2009).

Os reservatórios de classe 1 são reservatórios de hidratos que estão situados sobre uma camada de gás livre e uma camada de água. Já os reservatórios de classe 2 não possuem camada de gás livre, compreendendo apenas uma camada de hidratos e uma camada de água. Os reservatórios de classes 3 e 4 são constituídos apenas por hidratos de metano, porém as formações de hidratos na classe 3 são maciças e majoritariamente contínuas, enquanto na classe 4 se encontram dispersas em uma matriz rochosa.

Apesar da conveniência desta classificação, geralmente os reservatórios de hidratos de metano se apresentam como uma combinação destas classes, ou com regiões que podem ser classificadas de forma distinta. No entanto, as técnicas utilizadas, assim como a viabilidade técnica e econômica de sua produção, dependem da classe predominante no reservatório de interesse. Nesse contexto, os reservatórios de Classe 1 seriam os mais viáveis economicamente, por possibilitarem a produção concomitante de gás natural convencional, o que permite aprimorar o fluxo de caixa do projeto, e os de Classe 4 teriam menor viabilidade econômica por necessitarem da perfuração de vários poços com produção individual reduzida (WALSH *et al.*, 2009).

Quanto aos tipos de rocha que favorecem sua formação, destacam-se formações geológicas com permeabilidade e porosidade adequadas ao fluxo de água e de gás necessários para sua composição. Embora estas condições possam ser encontradas em uma grande diversidade de tipos de rocha e sedimentos, a produção de gás a partir de reservatórios de hidratos de metano é mais viável em rochas com elevada porosidade, o que permite a ocorrência de uma alta saturação de hidratos de metano, e de permeabilidade, favorecendo o fluxo do gás até os poços de produção.

Neste sentido, destacam-se os arenitos e sedimentos com granulometria alta existentes no Ártico e na plataforma continental de diversos países, que embora representem a menor parte dos recursos de hidratos de metano no mundo, possuem melhores condições de produção (UNEP, 2014a). A Figura 5 apresenta a comparação qualitativa e quantitativa entre os tipos de reservatórios de hidratos de metano.

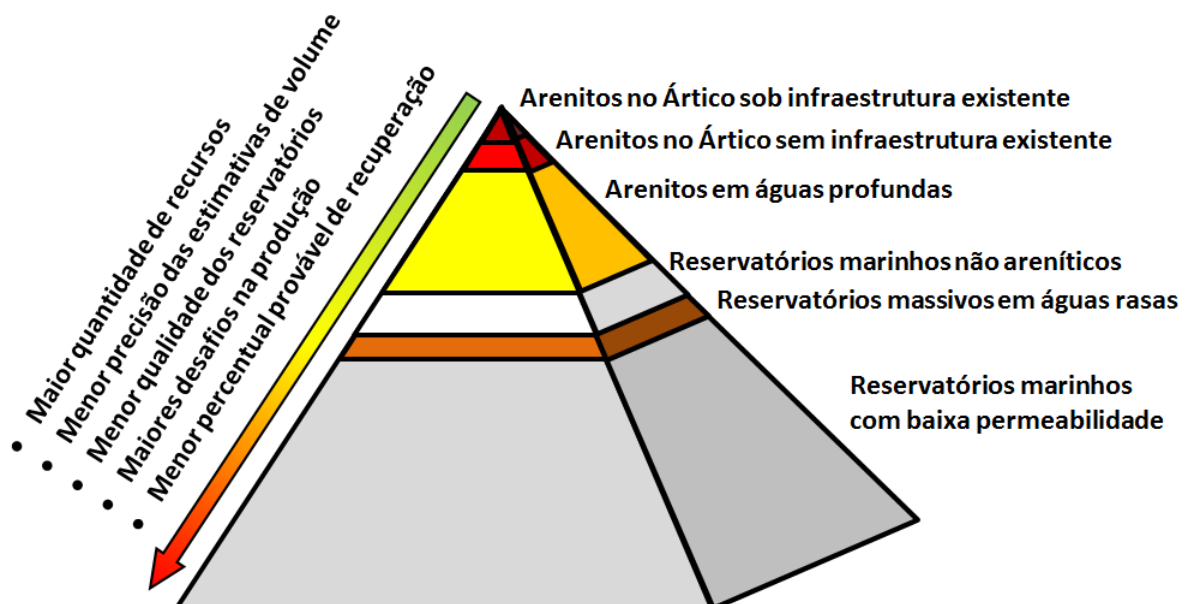


Figura 5 - Pirâmide de recursos de hidratos de metano

Fonte: adaptado de Boswell e Collett (2006).

## 2.2 Estimativas de Recursos

As primeiras avaliações sistemáticas do volume de acumulações de hidrato de metano na natureza foram realizadas nos EUA pela USGS (*United States Geological Survey*), em 1995, e no Japão, através de um projeto de perfuração exploratório na região denominada Fossa de Nankai, entre 1999 e 2000. A partir daí, outros países iniciaram suas estimativas de recursos, tais como Índia, China e Canadá, as quais forneceram uma grande quantidade de informações sobre a ocorrência de hidratos de metano na natureza.

A Figura 6 ilustra a localização das ocorrências de hidrato no mundo que foram recuperadas e que foram inferidas. A maior parte das amostras de hidrato de metano recuperadas foram obtidas através de projetos de testemunhagem de poços<sup>1</sup> (THOMAS, 2004; DOE, 2014), enquanto que as ocorrências inferidas foram obtidas através de técnicas sísmicas ou de sensoriamento remoto nos diferentes continentes (COLLETT *et al.*, 2013; UNEP, 2014b; LU, 2015).

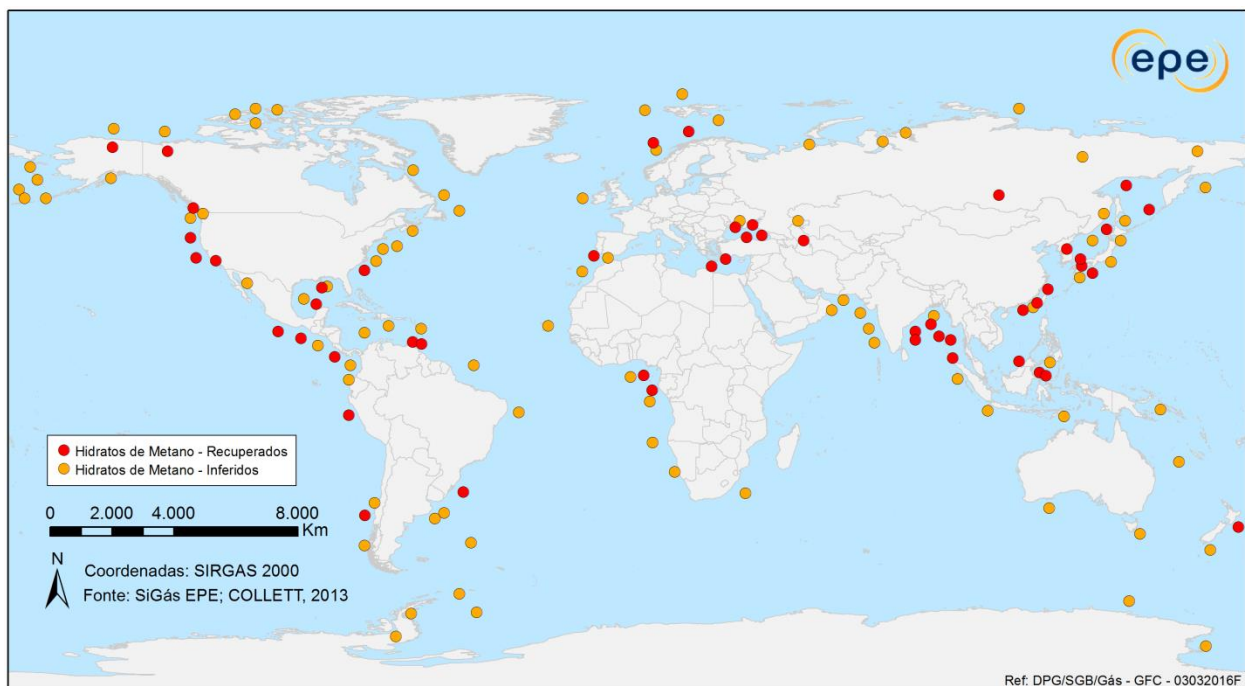


Figura 6 - Ocorrências de hidrato de metano no mundo

Fonte: elaboração própria EPE com base em Collett (2013).

Estima-se que 99% das ocorrências de hidratos de metano existam em sedimentos marinhos nas margens continentais, a profundidades de até 1.000 m, aproximadamente, em regiões com lâminas d'água de 300 a 500 m ou maiores (USGS, 2014).

<sup>1</sup> Processo de obtenção de amostra real de rocha de subsuperfície (testemunho) com alterações mínimas nas suas propriedades naturais, para análise (THOMAS, 2004).

A presença de hidratos de metano principalmente nas margens continentais está associada à maior disponibilidade de gás natural, a qual se relaciona à disponibilidade de carbono orgânico para sua produção. Em ambiente marinho, por exemplo, são comumente encontrados aproximadamente 90% de carbono orgânico disponível em sedimentos oceânicos (UNEP, 2014a). Por outro lado, há pouco carbono orgânico em sedimentos no oceano aberto, e assim os hidratos de metano ficam ausentes nessas áreas.

Ao longo do tempo, as estimativas do volume *in situ*<sup>2</sup> de acumulações de recursos decresceram significativamente em função do maior entendimento dos fatores limitantes durante a formação de hidratos de metano. As primeiras estimativas, realizadas entre 1973 e 1984, chegaram a um máximo de 3 milhões de tcm (*trillion cubic meters* - trilhões de metros cúbicos); no período de 1985 e 1999, a estimativa média foi de 20.000 tcm, enquanto que, entre 2000 e 2014, esse valor foi reduzido para 3.000 tcm (CHONG *et al.*, 2016). Ainda assim, essas estimativas são expressivas quando comparadas com as estimativas de recursos mundiais de gás convencional - aproximadamente 404 tcm - e gás de folhelho - 214,5 tcm (EIA, 2015).

Cabe ressaltar que há atualmente um consenso entre os pesquisadores que os recursos de hidrato de metano localizados em reservatórios de arenitos são os alvos mais promissores para avaliação da potencial produção, principalmente em função de sua alta permeabilidade; tais reservatórios possuem saturações de hidratos de metano na faixa de 50 a 90% (BOSWELL, 2001; UNEP, 2014a). Neste sentido, os reservatórios de arenitos podem ser considerados volumes tecnicamente recuperáveis e representam apenas uma parcela do volume *in situ* de hidratos (UNEP, 2014b).

Em 2011 foi feita uma estimativa da parcela das ocorrências mundiais de hidratos localizada em reservatórios de arenitos, que indicou um valor médio total de 1.217 tcm (JOHNSON, 2011). Neste estudo foram utilizados os seguintes parâmetros críticos: a probabilidade de tipos de rocha adequados como reservatórios e de concentração adequada de gás, e a espessura da zona de estabilidade de hidratos de metano (ZEHM). A Figura 7 apresenta uma ilustração esquemática da estimativa de hidratos de metano em reservatórios de arenito em diferentes regiões<sup>3</sup> (UNEP, 2014c).

<sup>2</sup> Volume de petróleo ou gás natural, apurado em uma determinada data, contido em reservatórios descobertos ou de existência inferida com base em critérios geológicos e estatísticos (ANP, 2000).

<sup>3</sup> Nesta Figura foram utilizadas 18 regiões definidas pelas Nações Unidas para avaliações globais de energia; também foram considerados os Oceanos Ártico e Antártico (GEA, 2012).



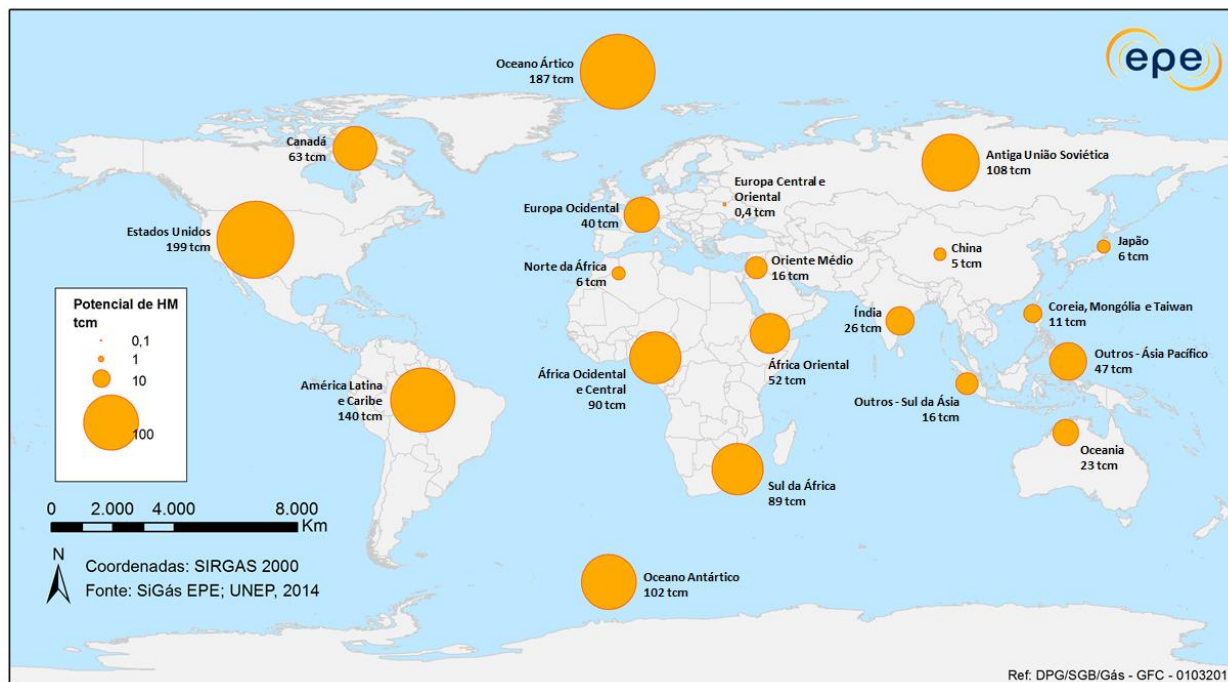


Figura 7 - Ilustração esquemática de recursos de hidratos em reservatórios de arenito

Fonte: elaboração própria EPE com base em UNEP (2014).

O estudo sugere que há um potencial significativo de recursos tecnicamente recuperáveis de hidratos de metano em diversas regiões do mundo. Contudo, tais estimativas são especulativas e necessitam de confirmação de testes de campo adicionais (UNEP, 2014c).

A pesquisa e o desenvolvimento (P&D) na área de hidratos de metano são afetados pela política energética de cada país, especialmente direcionada pela segurança de suprimento energético e pela preocupação com a escassez energética. Os países que se destacam nesse setor são aqueles com recursos domésticos limitados ou com demandas crescentes de energia, tais como: Japão, Estados Unidos, China, Índia e Canadá.

O Japão possui recursos limitados de energia e sua estrutura energética é mais vulnerável que a de outros países desenvolvidos (cabe ressaltar que 98% da demanda de energia do país é importada de outros países). Assim, o país se tornou pioneiro no investimento de grandes quantias em atividades de exploração e programas de P&D na área de hidratos de metano, principalmente em função da busca de seus próprios recursos energéticos. Estima-se que os recursos *in situ* de hidrato de metano nos sedimentos marinhos do Japão estejam na faixa de 4,7 a 7,4 tcm. De acordo com os resultados obtidos a partir de técnicas sísmicas, os mares ao redor do Japão possuem abundantes recursos de hidratos, que estão distribuídos nos sedimentos marinhos de fossas e de cadeias de ilhas vulcânicas, em uma área de cerca de 44.000 km<sup>2</sup> (LU, 2015).

A Figura 8 mostra a distribuição dos recursos de hidrato de metano no Japão. A região mais rica em hidratos está localizada na Fossa de Nankai, com lâmina d'água de 4.800 m e situada

entre as Placas Tectônicas das Filipinas e Eurasiana. Possui volume estimado em 1,14 tcm (LU, 2015).

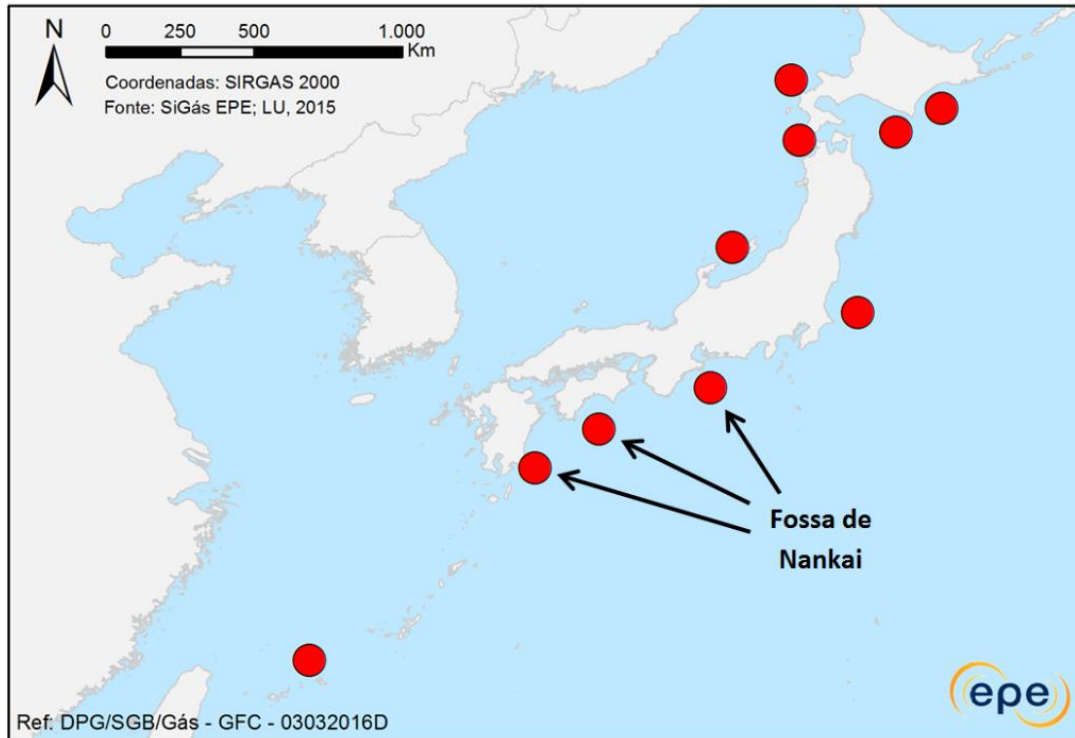


Figura 8 - Distribuição de recursos de hidrato de metano no Japão

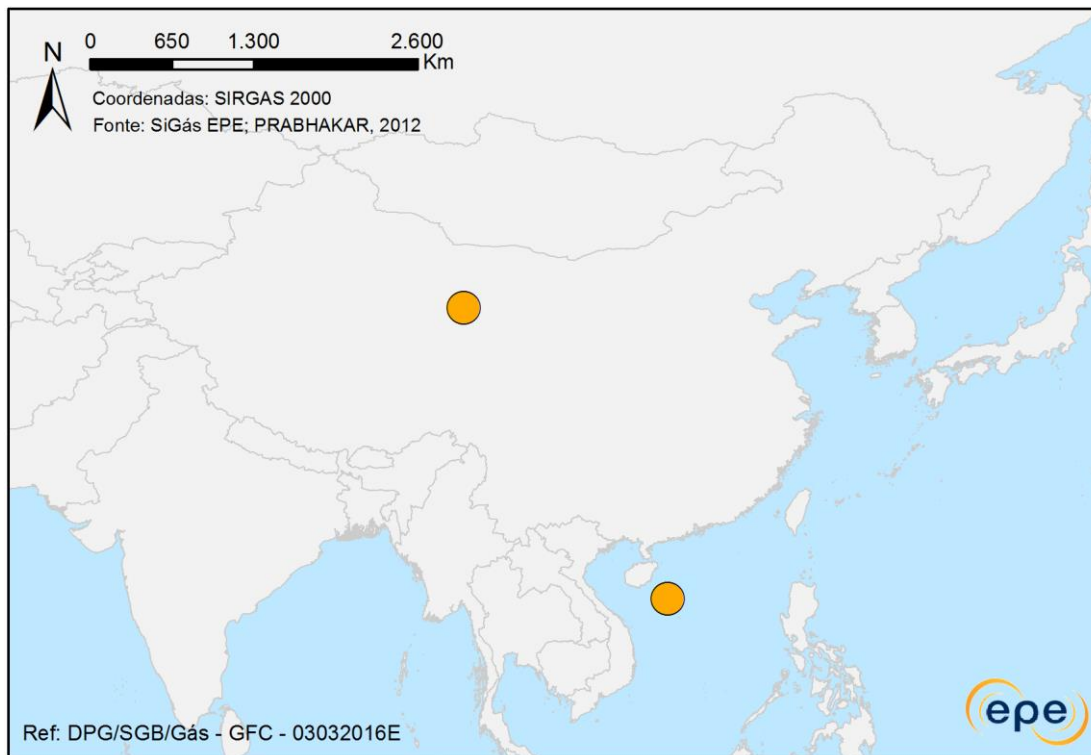
Fonte: elaboração própria EPE com base em Lu (2015).

A China possui a maior demanda energética do mundo, além de ser a maior emissora de CO<sub>2</sub>. A política energética chinesa lida com o dilema entre a segurança energética e a necessidade de redução do nível de poluição, com a diversificação de sua matriz energética. O governo chinês tem tomado uma série de medidas para redução do nível de intensidade energética, além de elevar a participação de fontes de energia com menor emissão (SOUZA, 2014). Neste contexto, a China iniciou suas atividades de exploração de hidratos de metano em 1999 e, com a criação programas de P&D, tem concentrado atualmente suas atividades de pesquisa no mar do Sul da China e no Plateau Tibetano (LU, 2015).

O mar no sul da China é tido como uma das áreas mais cobiçadas da Ásia, principalmente por seus recursos de petróleo e gás natural. O mar se estende por 3,5 milhões de km<sup>2</sup> e banha países como China, Vietnã, Indonésia, Malásia, Taiwan e Filipinas, entre outros. As disputas territoriais marítimas pelo controle da região a tornam bastante contestada, com aspectos geopolíticos relevantes para a economia global (KALLAY, 2014).

Estima-se que o volume *in situ* de hidratos de metano na China seja de 107,7 tcm (LU, 2015). Os resultados preliminares de estimativas de hidratos de metano no sul do mar da China

indicaram 65 tcm, com um nível de confiança de 50% (SONG *et al.*, 2014). A Figura 9 mostra a localização das reservas de hidrato na China.



**Figura 9 - Distribuição de recursos de hidrato de metano na China**

Fonte: elaboração própria EPE com base em Prabhakar (2012).

Quanto à Índia, cabe ressaltar que o país apresenta a terceira maior demanda de energia do mundo, atrás apenas da China e dos Estados Unidos. Apesar disso, a demanda de grande parte da população não é atendida. O consumo *per capita* na Índia corresponde a 15% do consumo no Japão. Em função do tamanho da população - 1.370 milhões - e do crescimento econômico acelerado, estima-se que a demanda de energia da Índia irá dobrar até 2030, colocando o abastecimento energético como um dos desafios centrais para o desenvolvimento indiano (BICALHO, 2012).

Neste panorama, a Índia iniciou suas atividades de exploração em hidratos de metano a partir de 2006. As maiores descobertas de hidratos foram feitas na Bacia de Krishna-Godavari, ao longo da costa oriental (DGH, 2016). Estima-se que os recursos *in situ* de hidrato de metano localizados no Oceano Índico seriam de 1.900 tcm, com 95% de probabilidade, divididos entre a área leste *offshore*, na qual se encontra a Bacia de Krishna-Godavari, 54%; na Baía de Bengala, 23%; e no mar Arábico, 12% (LU, 2015). Tais estimativas apresentam valores muito superiores aos que foram reportados por outros países em seus estudos, representando mais da metade da estimativa mundial atual de 3.000 tcm (CHONG *et al.*, 2016) mencionada anteriormente; isto provavelmente se deve ao fato deste estudo ter sido realizado com base em dados preliminares. A Figura 10 mostra a localização das reservas de hidrato na Índia.

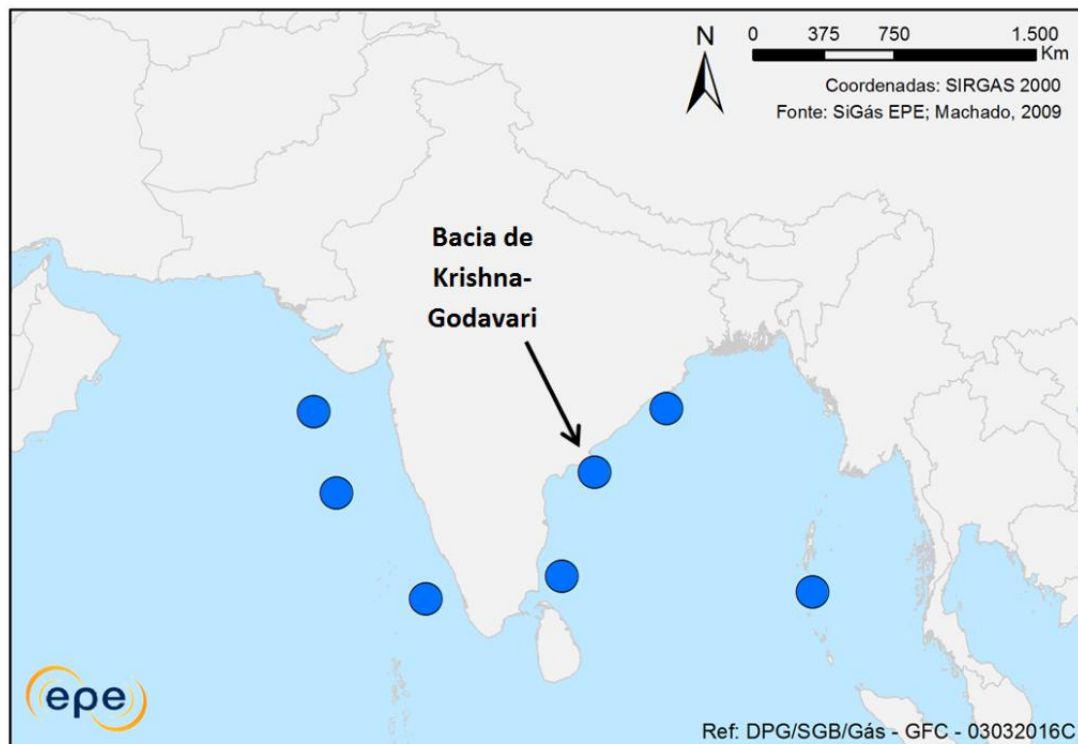


Figura 10 - Distribuição de recursos de hidrato de metano na Índia

Fonte: elaboração própria EPE com base em Machado (2009).

Na América do Norte, tanto os EUA quanto o Canadá possuem programas de P&D em hidratos de metano desde a década de 1990. Porém, as estimativas de volume *in situ* ainda são bastante preliminares, em ambos os casos.

Os Estados Unidos apresentam a segunda maior demanda energética do mundo, atrás apenas da China. A diminuição da dependência das importações de hidrocarbonetos, especialmente petróleo, tem sido um objetivo perseguido pelo país desde a primeira crise do petróleo, em 1973. Neste contexto, iniciou-se a prospecção de reservas de gás de folhelho no país, o que levou a resultados muito positivos. A participação do gás de folhelho na produção total de gás americana aumentou de cerca de 5%, em 2004, para 56%, em 2015 (STAUB, 2015), provocando uma mudança no mercado norte-americano e contribuindo para promover modificações na geopolítica mundial do petróleo e gás (IEA, 2014).

Cabe ressaltar que o governo dos Estados Unidos, principalmente em função de sua demanda energética, continua em busca da diversificação de fontes energéticas, principalmente fontes renováveis, do aumento da eficiência energética e da produção doméstica de hidrocarbonetos.

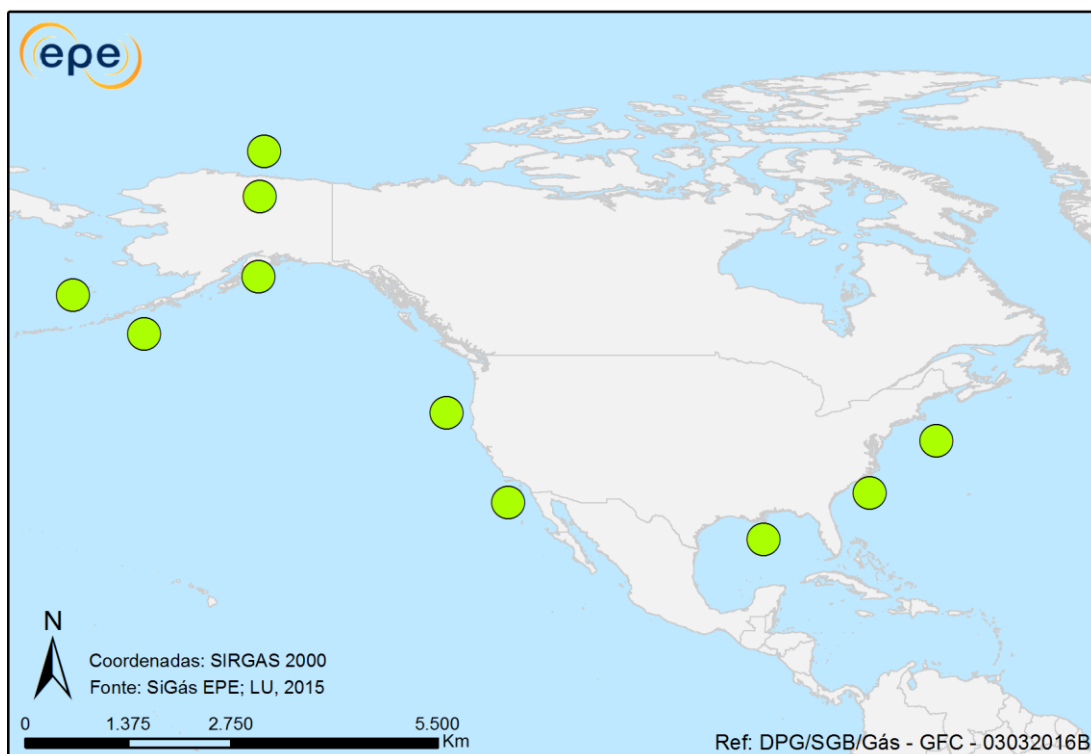
Neste panorama, os Estados Unidos iniciaram seu programas de P&D em hidratos na década de 1990. As primeiras estimativas de volume *in situ* de hidratos de metano foram realizadas de forma preliminar, em 1995 e, posteriormente, em 2008 e 2012, quando foram observadas sensíveis reduções de valores de volumes, para todas as regiões. Tais reduções são resultado de maior conhecimento adquirido com os testes de campo realizados.

As estimativas mais recentes de recursos de hidratos de metano foram realizadas separadamente por órgãos diferentes, tanto para o Alasca e Golfo do México quanto para a região central dos Estados Unidos.

As estimativas de volume *in situ*, realizadas pelo *Bureau Ocean Energy Management* (BOEM) em 2012 para a região central dos Estados Unidos, formada por 48 estados, foi apresentada de forma desagregada, em 3 regiões: Golfo do México, 607,2 tcm; Oceano Atlântico, 614,5 tcm e Oceano Pacífico, 232 tcm. A estimativa média de volume *in situ* das 3 regiões citadas é de 1.454 tcm (BOEM, 2012).

Cabe ressaltar que os programas de P&D em hidratos de metano criados nos EUA promoveram atividades de exploração, que indicaram a região offshore do Alasca e o Golfo do México como promissoras para a ocorrência de volumes tecnicamente recuperáveis, uma vez que os testes apresentaram resultados positivos nesses locais. Em 2008, as estimativas de volumes tecnicamente recuperáveis, tanto as realizadas pela USGS para a região de talude do Norte do Alasca, quanto as realizadas pelo BOEM para o Golfo do México, indicaram valores médios de 2,4 tcm e 190 tcm de hidratos de metano, respectivamente (USGS, 2008; BOSWELL, 2011).

A Figura 11 ilustra a distribuição de hidratos de metano nos EUA (LU, 2015).



**Figura 11 - Distribuição de recursos de hidrato de metano nos EUA**

Fonte: elaboração própria EPE com base em Lu (2015).

Quanto ao Canadá, o país envia 57% de toda a sua produção de gás diretamente para os EUA. Há projeções de início de declínio da produção de gás no país e de crescimento da demanda, tanto no Canadá quanto nos EUA (GRACE *et al.*, 2008). Neste contexto, a possibilidade de produção futura de gás a partir de hidratos de metano se tornaria particularmente importante. Por outro lado, a disponibilidade de diversas opções de fontes energéticas renováveis no país, bem como fontes não convencionais de energia, reduziu a possibilidade de incentivos para pesquisas direcionadas para os hidratos de metano. Cabe ressaltar que a maior parte dos países que possuem altos investimentos em hidratos de metano são altamente dependentes de importação de energia, além de possuírem opções limitadas de recursos energéticos.

As estimativas de recursos de hidratos de metano no Canadá são bastante preliminares. Estimativas de 2001 indicam que o volume *in situ* de hidratos no país esteja na faixa de 44 a 810 tcm, divididos pelas seguintes regiões: Delta do Mackenzie e Mar de Beaufort; Arquipélago Ártico; margem do Oceano Atlântico e margem do Oceano Pacífico (Lu, 2015). Em 2005 foi realizada uma avaliação mais detalhada da região do Delta do Mackenzie e mar de Beaufort, que indicou um volume *in situ* entre 8,8 e 10,2 tcm (GRACE *et al.*, 2008). Nesta região foram realizados testes de campo que originaram o projeto Mallik. A Figura 12 ilustra a distribuição de recursos *in situ* de hidratos de metano no Canadá.

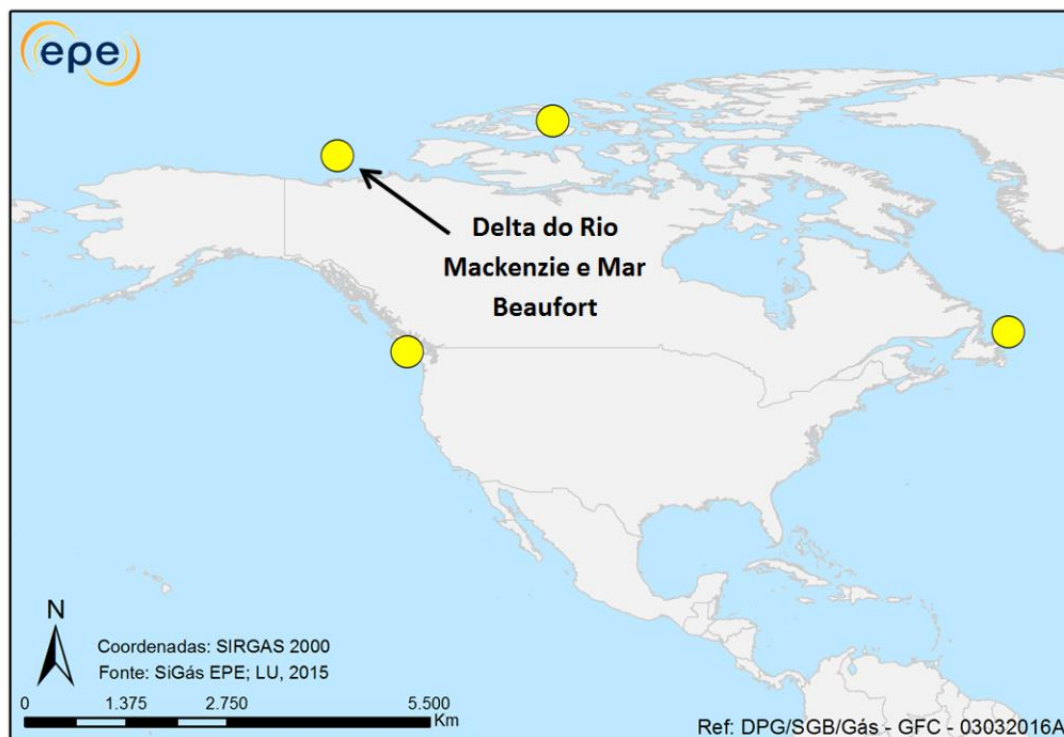


Figura 12 - Distribuição de recursos de hidrato de metano no Canadá

Fonte: elaboração própria EPE com base em Lu (2015).

Pesquisadores indicam que são necessários mais testes de campo para obtenção de estimativas mais confiáveis de tais acumulações, provavelmente envolvendo a busca de acumulações de hidratos em áreas de fronteira do Canadá. Vale ressaltar que foram catalogadas muitas regiões no Canadá com presença de hidratos de metano no passado pela indústria durante a exploração de hidrocarbonetos convencionais (GRACE *et al.*, 2008), e o estudo destas áreas pode ser aprofundado.

Já na América do Sul, existem indícios que a ocorrência de hidratos de metano se estenda por toda a costa oeste do continente. Estimativas realizadas em 2003, no Chile, indicam que o volume *in situ* na margem continental do país seja de 32 tcm (MORALES, 2003; PARTAIN, 2015). Com relação à costa leste, as principais ocorrências seriam na Argentina, Uruguai, e no Sul do Brasil (PARTAIN, 2015).

No caso do Brasil, os estudos sobre hidratos de metano são escassos. Porém, já foram registrados dados que indicam sua presença na Foz do Amazonas e na Bacia de Pelotas (EPE, 2012). A Figura 13 apresenta a localização de ambas acumulações de hidratos no país.

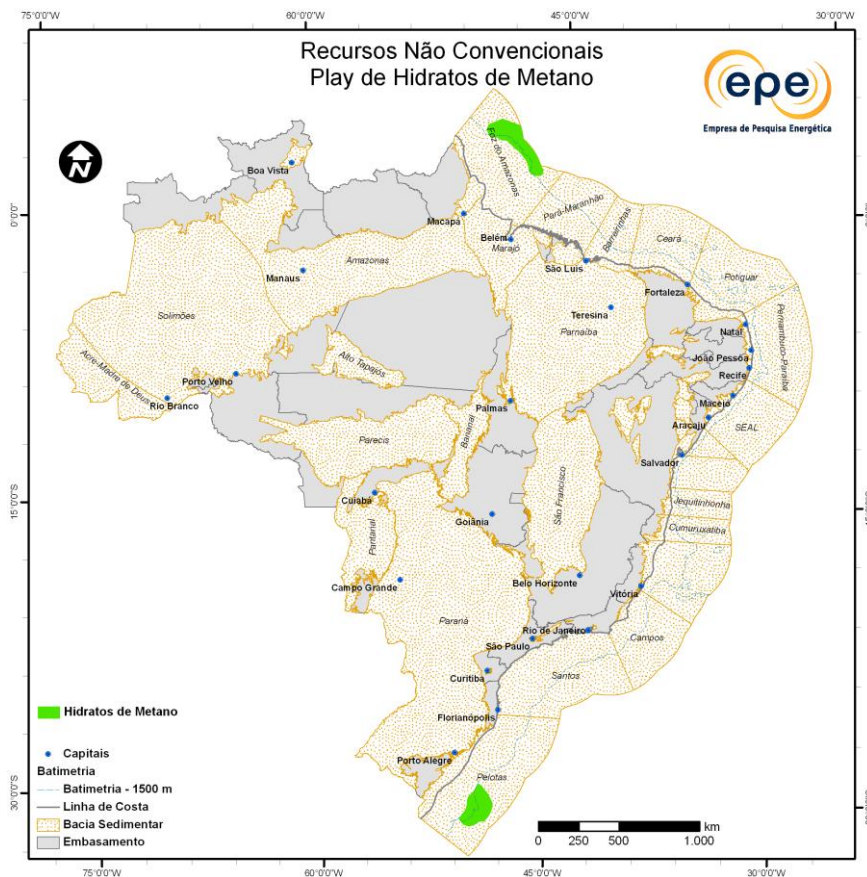


Figura 13 - Plays de hidratos de metano no Brasil.

Fonte: EPE (2012).

A acumulação de hidratos na bacia da Foz do Amazonas é estimada em 12 tcm, ocupando uma área de cerca de 28.000 km<sup>2</sup> com lâmina d'água de 600 a 2.800 m, com espessura da ZEHM de cerca de 450 m. Já na bacia de Pelotas, a acumulação é estimada em 22 tcm de gás, em uma

área de, aproximadamente, 45.000 km<sup>2</sup>, sob lâminas d'água de 500 a 3.500 m, com espessura da ZEHM de cerca de 600 m (EPE, 2012).

No entanto, outros pesquisadores consideram a possibilidade de encontrar hidratos de gás nas bacias sedimentares de Campos, Espírito Santo e Cumuruxatiba, onde existem estruturas geológicas favoráveis a ocorrência de hidratos de metano associados à exsudações localizadas (CLENNELL, 2000).



### 3 ASPECTOS TÉCNICOS

Durante as etapas de Exploração, Desenvolvimento e Produção a partir de campos de hidratos de metano, é necessário que sejam observadas algumas especificidades, devido às condições diferenciadas do ambiente exploratório e às propriedades únicas deste tipo de recurso. Desta forma, o entendimento dos aspectos técnicos relacionados a estas etapas é de primordial importância para que os hidratos de metano venham a ser utilizados de forma comercial nos próximos anos.

A etapa de exploração já possui grande volume de conhecimento acumulado, com algumas feições sísmicas já reconhecidamente estando relacionadas a hidratos de metano, o que facilita sua localização.

Avanços recentes também foram realizados em relação à amostragem e à coleta de testemunhos incluindo hidratos de metano, sem que os mesmos se dissociem com o retorno à superfície (onde a pressão e a temperatura se encontram fora da ZEHM). A simulação do comportamento dos hidratos de metano já tem sido satisfatoriamente realizada por algumas equipes da área - tanto de forma computacional como em unidades de laboratório que mimetizam as condições encontradas em reservatórios de hidratos de metano.

Variadas técnicas de produção, por sua vez, já são conhecidas e vêm sendo aplicadas em testes de campo, apresentando resultados cada vez mais satisfatórios, embora ainda não tenham se mostrado viáveis economicamente na maioria dos casos.

#### 3.1 Investigação Geológica

A presença de hidratos pode ser inferida baseando-se em ensaios sísmicos a partir de feições conhecidas como *Bottom-Simulation Reflectors* (BSR) em conjunto com *blanking* (ausência de sinal), que surgem quando há uma camada de hidrato sobre uma camada de gás livre, com mudança brusca de impedância acústica. A Figura 14 apresenta um exemplo da ocorrência de BSR.

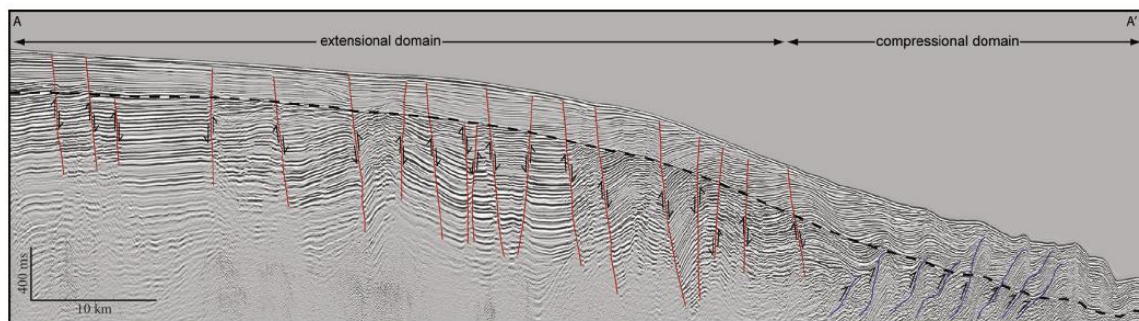


Figura 14 - Seção sísmica 2D do Cone do Rio Grande (Rio Grande do Sul, Brasil) apresentando feição BSR (linha tracejada).

Fonte: MILLER (2015).

Porém, estudos recentes mostraram que, em alguns casos, a baixa saturação de hidratos de metano no solo ou a ausência de gás livre abaixo dos hidratos de metano pode fazer com que não sejam observados BSR's em ensaios sísmicos, portanto estes não são indicadores definitivos da presença deste tipo de recurso (UNEP, 2014a).

Outro indício que permite inferir a presença de hidratos de metano em ambiente marinho é a observação de feições geológicas conhecidas como *pockmarks*. Estas feições se apresentam quando o metano contido no subsolo acaba sendo liberado por fraturas e rachaduras até a superfície, formando chaminés que vão do reservatório de gás ou hidratos de metano até o leito marinho. A Figura 15 apresenta exemplos de feições do tipo *pockmark* observadas na costa da Noruega, assim como uma representação esquemática dos reservatórios que podem formar tais feições.

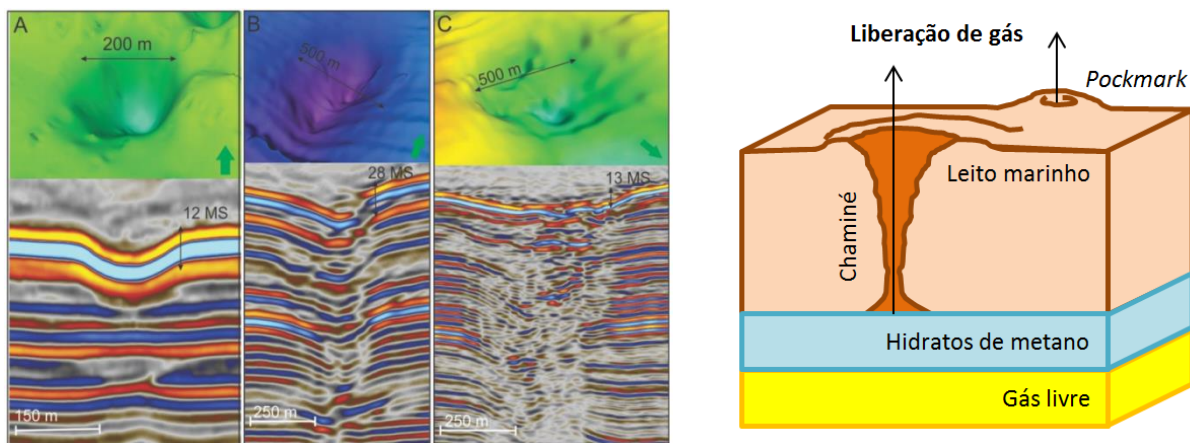


Figura 15 - Exemplos de *pockmarks* observados na costa da Noruega (A, B e C, à esquerda) e representação esquemática (direita)

Fonte: adaptado de Virs (2015).

Após a detecção por métodos visuais, a liberação de metano a partir destas chaminés pode ser mensurada por métodos de detecção de gás dissolvido na água em suas regiões de ocorrência.

Após a identificação em perfis sísmicos ou localização por meio de indícios morfológicos, a presença de hidratos de metano pode ser confirmada por meio de coleta de amostras e testemunhos de sedimentos. Porém, a amostragem e a preservação de sedimentos contendo hidratos de metano são complexas e requerem técnicas e equipamentos diferenciados, uma vez que as condições ambientes de pressão e temperatura estão fora da ZEEM, o que faz com que os hidratos se dissociem ao chegar à superfície. Avanços recentes têm sido feitos em relação à obtenção e à análise de amostras deste tipo, com diversos grupos de estudo no Japão e no Golfo do México, e diversos dispositivos desenvolvidos (NMHP, 2013).

### 3.2 Amostragem e Simulação

Para que sejam estudadas as estratégias de desenvolvimento dos campos de hidratos de metano e realizadas análises de viabilidade técnica, econômica e ambiental (EVTEA) de forma preliminar, sem a necessidade de numerosos testes em campo com custo elevado, já estão disponíveis simuladores computacionais e dispositivos para testes em escala de laboratório, que têm sido usados para testar as técnicas de produção dos hidratos de metano e reproduzido de maneira satisfatória o comportamento de reservatórios reais.

Dentre os simuladores computacionais desenvolvidos, podem ser citados o CMG-STARs, adaptado a partir de um simulador de óleo e gás onde o óleo possui um parâmetro de viscosidade elevada (para mimetizar o comportamento dos hidratos, que são sólidos), e o TOUGH+HYDRATE, que conta com acoplamento dos balanços de massa e energia e permite simular a dissociação não-isotérmica dos hidratos de metano (SONG *et al.*, 2015).

Na literatura são reportados diversos experimentos realizados em laboratório. Entre eles, encontram-se dois tipos de abordagens: usando amostras reais obtidas em campo, ou usando amostras sintéticas produzidas *in situ* no intuito de reproduzir as condições dos reservatórios. Além disso, nos últimos anos têm sido patenteados diversos métodos objetivando a criação de amostras deste tipo em laboratório que visam mimetizar a morfologia real dos reservatórios de hidratos de metano.

Neste sentido, podem ser citados como exemplo os estudos realizados no reator HiGUMA (*High-Pressure Giant Unit for Methane-Hydrate Analysis*), que permite produzir amostras de hidratos de metano sob condições controladas dentro no próprio reator, para que a produção de gás natural possa ser simulada. Este reator, que fica localizado no Japão e tem volume interno de 1.710 litros, é apresentado na Figura 16, junto a um diagrama representando seu funcionamento.

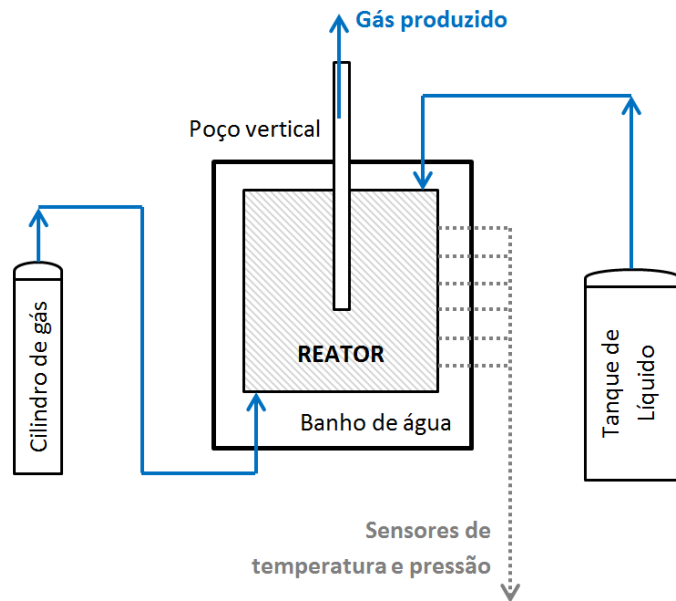


Figura 16 - Reator HiGUMA (esquerda) e esquema de funcionamento (direita)

Fonte: adaptado de <https://unit.aist.go.jp/rief/mhpu/mhptg.html> e Song *et al.* (2015).

### 3.3 Métodos de Produção

No que concerne à produção de gás a partir de reservatórios naturais de hidratos de metano, são conhecidas várias técnicas que baseiam-se em diferentes aspectos físico-químicos inerentes a este recurso energético. De forma geral, os equipamentos utilizados nesta atividade são os mesmos usados convencionalmente na atividade de E&P em ambiente terrestre ou marinho, porém devem ser observadas algumas especificidades em relação aos parâmetros de pressão e temperatura empregados, entre outros.

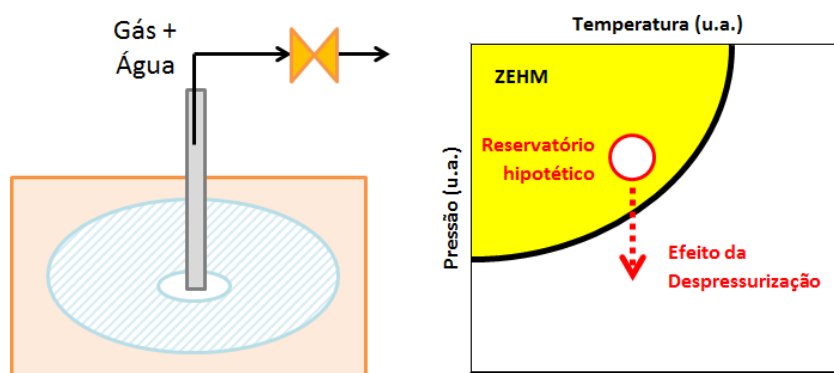
A maioria dos campos de gás convencional exige alguma compressão para maximizar a recuperação de hidrocarbonetos, mas, tipicamente, isto ocorre no período de declínio da produção. Para um campo de produção a partir de hidratos, a utilização de compressores poderia se dar desde o início, já que a despressurização é um dos métodos utilizados para a dissociação do gás, o que exigiria maiores investimentos e custos de operação.

Além disso, a produção de água não é incomum na produção de gás convencional, no entanto a razão água/gás nestes casos é tipicamente inferior a 56. Quando um poço produz quantidade excessiva de água, este geralmente é abandonado. Já na produção a partir de hidratos, a razão água/gás poderia atingir valores de 5.600 (WALSH *et al.*, 2009). A água produzida deverá ser removida para dar continuidade ao processo de dissociação do gás, exigindo equipamentos para sua elevação, o que causaria maior investimento e maiores custos de operação.

Poderia também ser necessária a utilização de unidades de separação, tratamento e injeção de água, maiores volumes de inibidores para evitar a formação de hidratos nos dutos, sistemas para controle de produção de areia e sedimentos, além de sistemas para estimulação térmica, entre outros. As técnicas mais conhecidas para a produção de hidratos de metano são a despressurização (liberação de metano por redução da pressão) e a estimulação térmica (liberação de metano por aumento da temperatura), que vêm sendo testadas e têm apresentado resultados satisfatórios em termos de volume de gás produzido, principalmente quando utilizadas em conjunto (SONG *et al.*, 2015). Há ainda outros métodos que vêm sendo estudados para a produção de gás a partir de hidratos de metano, que também são descritos a seguir.

### 3.3.1 Despressurização

A técnica da despressurização baseia-se em perfurar poços e bombear água para a superfície com a finalidade de reduzir a pressão do reservatório de hidratos de metano. Isto faz com que as condições no interior do reservatório se desloquem para uma região fora da ZEHM, e, desta forma, o metano aprisionado é liberado. Esta técnica é esquematizada na Figura 17.



**Nota:** a pressão e a temperatura são apresentadas em unidades arbitrárias.

**Figura 17 - Produção de hidratos de metano por despressurização**

**Fonte:** elaboração própria EPE.

Além de ser o método mais simples conhecido para a produção de hidratos de metano, a despressurização demanda uma quantidade consideravelmente menor de energia para a obtenção do metano quando comparada com outros métodos, além de gerar uma corrente de gás e água com alta pureza, necessitando apenas de separação da água para que o gás possa ser utilizado.

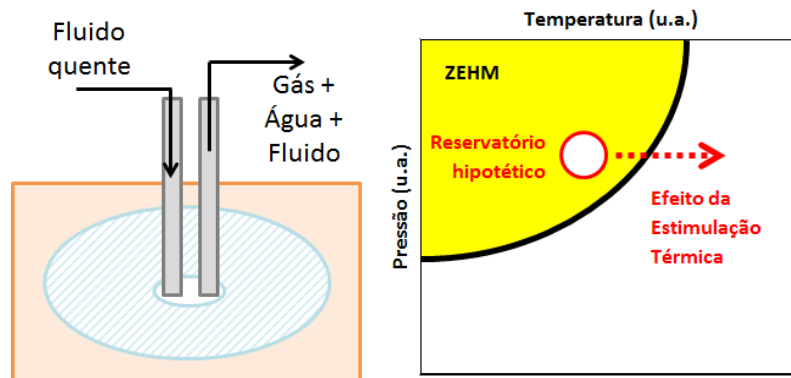
Por outro lado, este método tem algumas desvantagens, como o fato de a despressurização ocorrer de forma muito localizada (uma vez que a dissociação dos hidratos de metano para de ocorrer quando não há calor disponível para promover a reação), o que demanda a perfuração de muitos poços para atingir uma produção em níveis adequados. Outra desvantagem é o

longo intervalo de tempo necessário até que os poços atinjam seu pico de produção, o que atrapalha o fluxo de caixa dos projetos e faz com que as instalações fiquem subutilizadas nos primeiros anos de produção (SONG *et al.*, 2015).

Para aumentar a produtividade dos poços, em conjunto com esta técnica pode ser utilizada a estimulação térmica, que permite que a produção de gás ocorra de forma prolongada e provê maiores volumes e percentuais de recuperação.

### 3.3.2 Estimulação térmica

O método da estimulação térmica consiste na introdução de um fluido quente em reservatórios de hidratos de metano, causando seu derretimento e a consequente liberação do gás devido à sua dissociação das moléculas de água, como esquematizado na Figura 18.



**Nota:** a pressão e a temperatura são apresentadas em unidades arbitrárias.

**Figura 18 - Produção de hidratos de metano por estimulação térmica**

Fonte: elaboração própria EPE.

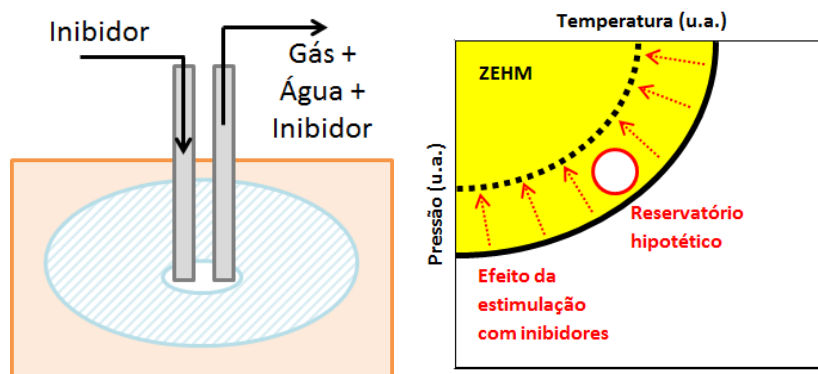
O fluido quente utilizado pode ser vapor superaquecido ou fumaça quente produzida por motores ou geradores a bordo de uma plataforma de produção, ou mesmo uma corrente de água aquecida. Esta técnica possui a desvantagem de demandar uma maior quantidade de energia do que a despressurização, devido à necessidade de aquecimento do fluido usado na estimulação térmica (SONG *et al.*, 2015). Tal aquecimento pode ser feito utilizando parte do gás natural obtido, consumindo assim parte de seu volume e reduzindo a quantidade disponível para venda.

Observa-se que a produção de gás é aprimorada quando, em conjunto com a estimulação térmica, se aplica a técnica da despressurização, que pode ser realizada sem consumo adicional de energia.

### 3.3.3 Outros Métodos

As técnicas da despressurização e da estimulação térmica são os métodos mais simples e de menor custo no que tange à produção de gás a partir de reservatórios de hidratos de metano. Porém, existem outras técnicas sendo estudadas para este fim, e que embora ainda estejam em fase inicial de desenvolvimento possuem algumas vantagens frente à despressurização e à estimulação térmica, em termos de uma maior eficiência energética ou menor impacto ambiental.

Além do aquecimento, é possível estimular a dissociação de hidratos de metano por meio da introdução de inibidores nos reservatórios. Os compostos que podem ser classificados como inibidores são aqueles que deslocam a curva de estabilidade de hidratos de metano, reduzindo a ZEHM e fazendo com que a mesma passe a não englobar a região de temperatura e pressão na qual o reservatório se encontra. Este efeito é esquematizado na Figura 19.



Nota: a pressão e a temperatura são apresentadas em unidades arbitrárias.

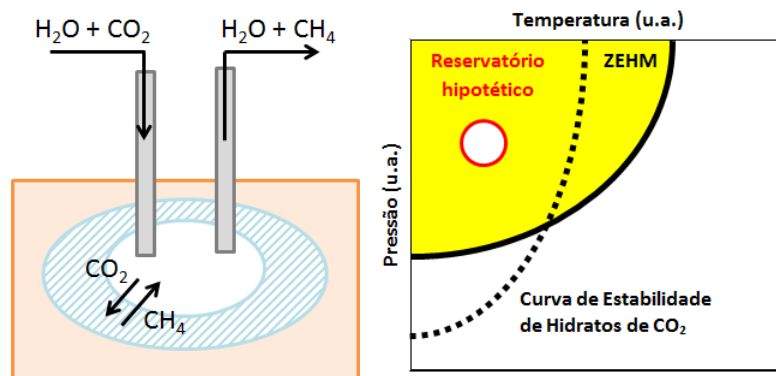
Figura 19 - Produção de hidratos de metano por estimulação com inibidores

Fonte: elaboração própria EPE.

O inibidor utilizado neste caso pode ser, por exemplo, água salgada (BUNIO, GATES e WANG, 2012), que é atóxica e de fácil obtenção no ambiente *offshore*. Porém, também podem ser usadas soluções de glicóis (MEG, DEG ou TEG) para este fim, desde que observados os aspectos ambientais. Tais inibidores podem ainda ser introduzidos no reservatório de hidratos de metano após aquecimento, para aprimorar a produção de gás.

Dentre as desvantagens deste método encontram-se o custo dos inibidores (no caso de glicóis) e a necessidade de separação posterior, além dos impactos ambientais que podem advir do uso de tais substâncias.

Outro método de produção é o deslocamento com dióxido de carbono, que permite recuperar metano a partir de reservatórios de hidratos de metano com concomitante estocagem de CO<sub>2</sub>, como mostrado na Figura 20.



Nota: a pressão e a temperatura são apresentadas em unidades arbitrárias.

Figura 20 - Produção de hidratos de metano por deslocamento com  $\text{CO}_2$

Fonte: elaboração própria EPE.

Esta técnica tem fundamento na maior estabilidade dos hidratos de dióxido de carbono frente aos hidratos de metano que ocorre em determinadas condições de temperatura, pressão e concentração de  $\text{CO}_2$  e  $\text{CH}_4$ . Esta maior estabilidade faz com que as moléculas de  $\text{CO}_2$  entrem na matriz cristalina de moléculas de água, e as moléculas de  $\text{CH}_4$  passem para a fase gasosa. O gás carbônico pode ser introduzido nos reservatórios de hidratos de metano na forma líquida, na forma supercrítica, ou ainda como uma emulsão de  $\text{CO}_2$  em água (SCHAEF e McGRAIL, 2012).

Apesar da baixa eficiência, este método é vantajoso por ser neutro em emissões de carbono e por preservar a estabilidade mecânica do reservatório, evitando assim a implosão deste após a retirada do metano. Porém, alguns aspectos como a baixa difusão dos gases nos reservatórios e o alto custo para obtenção e transporte da corrente contendo  $\text{CO}_2$  devem ser melhor estudados para que este método se torne viável economicamente.

É ainda possível a produção de hidratos de metano por meio da extração dos hidratos propriamente ditos seguida de processamento por métodos tradicionais, em ambiente externo ao reservatório - como apresentado na Figura 21.



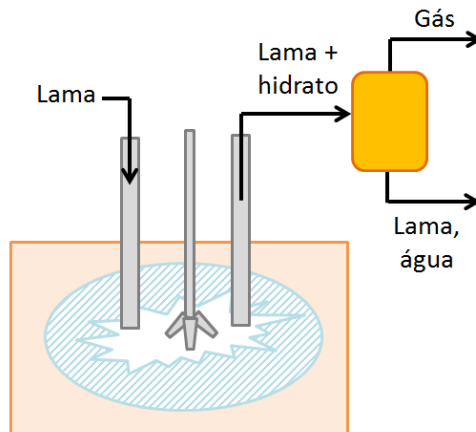


Figura 21 - Produção de hidratos de metano por extração e processamento

Fonte: elaboração própria EPE.

Neste método, o reservatório é continuamente escavado para a liberação de fragmentos sólidos de hidrato, enquanto uma lama de arraste é introduzida e recolhida do interior do mesmo para que possa ser processada em um reator subaquático ou na superfície (em uma plataforma, por exemplo). A lama então é separada e retornada para o processo, enquanto a água é descartada e o gás natural pode ser utilizado (EFTHYMIU *et al.*, 2014).

Embora seja mais custoso, este método tem a vantagem de utilizar apenas métodos conhecidos no estado-da-arte, e permitir maior controle das condições de dissociação do hidrato, que ocorre em um reator fora do reservatório.

## 4 ASPECTOS ECONÔMICOS

Para avaliar a competitividade do gás natural obtido através de hidratos de metano, foram consultadas referências internacionais que realizaram o levantamento dos respectivos custos de produção. Ademais, foi realizado um estudo simplificado de viabilidade econômica para estimar o custo de produção de gás a partir desta fonte no Brasil.

### 4.1 Estimativa de Custo no Mundo

Um projeto de produção de gás natural a partir de um depósito de hidrato de metano difere razoavelmente de um projeto convencional, principalmente em termos de equipamentos necessários e do perfil das curvas de produção obtidas, o que resulta em diferenças significativas nos custos de capital e de operação.

Walsh *et al.* (2009) estimaram o preço de oferta (ou *break-even*) de gás produzido a partir de hidratos de metano através do uso de simuladores. Foram feitos estudos com depósitos de hidratos classe 1 e classe 2 em terra e, também, depósitos de hidratos classe 3 *offshore*<sup>4</sup>. Após a análise econômica, foram obtidos os valores de US\$<sub>2015</sub> 5,65/MMBTU para o depósito classe 1, US\$<sub>2015</sub> 6,44/MMBTU para o depósito classe 2 e US\$<sub>2015</sub> 3,58/MMBTU a US\$<sub>2015</sub> 5,43/MMBTU para o classe 3 *offshore* (custos atualizados para 2015 pelo CEPCI - *Chemical Engineering Plant Cost Index*).

Já segundo IEA (2010), o custo de produção de gás natural a partir de hidratos de metano seria entre US\$<sub>2015</sub> 4,83/MMBTU e US\$<sub>2015</sub> 9,45/MMBTU, enquanto que o custo do gás natural convencional seria de US\$<sub>2015</sub> 0,55/MMBTU a US\$<sub>2015</sub> 6,26/MMBTU (custos atualizados para 2015 pelo CEPCI).

Utilizando programas desenvolvidos no Japão para simular a produção de hidratos de metano e seus custos associados, o MH21 (2010a) estimou que os custos de produção de gás natural seriam da ordem de US\$<sub>2015</sub> 11,67/MMBTU a US\$<sub>2015</sub> 44,15/MMBTU<sup>5</sup> (custos atualizados para 2015 pelo CEPCI).

A Tabela 1 apresenta um resumo das estimativas de preços de oferta apresentadas, não incluindo *government take*.

<sup>4</sup> A definição das classes é apresentada no capítulo 2, item 2.1.

<sup>5</sup> O MH21 (2010) apresenta 3 estimativas de custo de produção. US\$<sub>2015</sub> 11,67/MMBTU, caso o preço para construção seja por volta dos apresentados em 2004; US\$<sub>2015</sub> 23,34/MMBTU, caso os preços de construção sejam os apresentados em 2007, que eram o triplo do apresentado em 2004; e US\$<sub>2015</sub> 44,15/MMBTU para caso a produção obtida seja 25% menor que o esperado.

Tabela 1 - Preços de oferta de gás natural a partir de hidratos de metano (US\$<sub>2015</sub>/MMBtu).

Walsh <i>et al.</i> (2009)	
Classe 1 <i>onshore</i>	5,65
Classe 2 <i>onshore</i>	6,44
Classe 3 <i>offshore</i>	3,58 - 5,43
IEA (2010)	
Convencional	0,55 - 6,26
Hidrato	4,83 - 9,45
MH21 (2010a)	
Classe 3 <i>offshore</i>	12,46 - 47,13

Fonte: elaboração própria com base em Walsh *et al.* (2009), IEA (2010) e MH21 (2010a).

Os preços de oferta apresentados na literatura aproximam-se aos preços do gás de folhelho, que encontram-se na faixa de US\$<sub>2015</sub> 4,0/MMBtu a US\$<sub>2015</sub> 6,0/MMBtu (WEIJERMARS, 2013; corrigidos para 2015 pelo CEPCI), e são cerca de US\$<sub>2015</sub> 3/MMBtu mais caros do que o gás convencional produzido em campos no mesmo tipo de ambiente exploratório (IEA, 2010).

## 4.2 Estimativa de Custo no Brasil

O preço de oferta do gás natural produzido a partir de hidratos de metano foi estimado utilizando o Sistema de Avaliação de Custos de Exploração e Produção (SAEP), ferramenta desenvolvida pela EPE que permite estimar custos de petróleo e gás natural com base em informações de CAPEX, OPEX, curvas de produção de petróleo e de gás natural, entre outros dados. A estimativa é feita pela metodologia do fluxo de caixa descontado, onde o preço de venda do gás natural é calculado de forma a remunerar o projeto com base no custo de capital próprio definido pelo usuário.

Considerou-se que o gás natural produzido não necessitaria de processamento, uma vez que, após a retirada da água que ocorre durante o tratamento nas próprias instalações de E&P, o gás é composto praticamente por metano puro e não possui hidrocarbonetos mais pesados.

As curvas de produção consideradas nos cálculos foram as mesmas usadas por Walsh *et al.* (2009), obtidas por meio de simulação computacional usando modelos calibrados com dados de campos reais. Estas curvas são apresentadas na Figura 22.

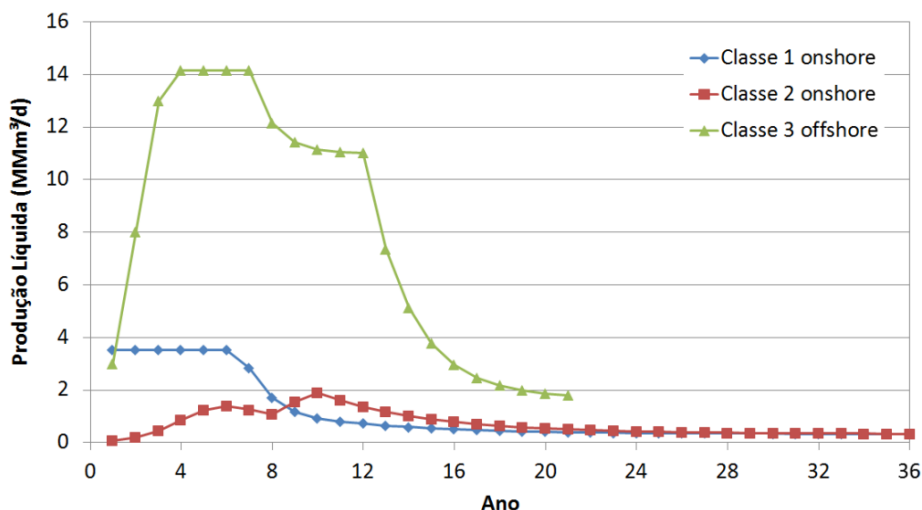


Figura 22 - Curvas de produção utilizadas nos cálculos

Fonte: adaptado de Walsh *et al.* (2009).

Além disso, foram utilizados os custos (atualizados para 2015 usando o CEPCI) apresentados por Walsh *et al.* (2009) e outros parâmetros econômicos típicos necessários para o cálculo. Os principais parâmetros utilizados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Parâmetros utilizados na estimativa dos preços de oferta de hidratos de metano

Parâmetros Econômicos	
Custo de Capital Próprio	9,67% a.a.
IR	25%
CSLL	9%
ICMS	18%
PIS/COFINS	9,25%
Outros parâmetros	
Regime Regulatório	Concessão
Royalties	10%
Composição do gás	100% metano

Fonte: elaboração própria EPE.

O preço de oferta estimado<sup>6</sup> para cada tipo de campo, por meio do SAEP, é apresentado na Tabela 3.

<sup>6</sup> A incerteza recomendada pela AACE para este nível de detalhamento é de -50% a +100% (AACE, 2011).

Tabela 3 - Estimativa de preços de oferta de hidratos de metano no Brasil (US\$<sub>2015</sub>/MMBtu)

Tipo de campo	Preço sem tributos	Preço com tributos <sup>1</sup>
Classe 1 <i>onshore</i>	7,60	10,45
Classe 2 <i>onshore</i>	14,73	20,25
Classe 3 <i>offshore</i>	6,90	9,48

Nota: <sup>1</sup> ICMS e PIS/COFINS

Fonte: elaboração própria EPE.

Pode ser observado que o gás natural produzido em campos Classe 1 e Classe 3 teria um preço de oferta mais baixo, devido aos grandes volumes produzidos, o que faz com que haja ganho de escala no caso destes projetos. O intervalo de tempo de cerca de 5 anos até que os campos Classe 2 atinjam o pico de produção faz com que o preço de oferta do gás natural seja maior nesse caso, uma vez que a remuneração dos projetos ocorre de forma mais tardia, com menores valores presentes.

## 5 ASPECTOS AMBIENTAIS

Neste capítulo serão discutidos os aspectos ambientais relativos aos hidratos de metano, no que diz respeito ao seu papel nas mudanças climáticas e nos impactos gerados principalmente a partir de sua futura produção.

A concentração atmosférica de metano e de gás carbônico tem aumentado desde o início da Revolução Industrial. Embora o metano seja encontrado na atmosfera em concentrações menores que o CO<sub>2</sub>, seu impacto é significativo, pois possui um alto potencial de aquecimento global, sendo vinte e cinco vezes mais potente que o CO<sub>2</sub> na geração do efeito estufa (IPCC, 2007). Os hidratos de metano são um enorme depósito de carbono orgânico na forma de gás metano.

A produção de gás metano na natureza ocorre pela degradação de material orgânico por bactérias em meios anaeróbicos. A emissão global de metano é estimada na faixa de 450 a 500 milhões de toneladas/ano, através de fontes naturais e antropogênicas. A Figura 23 ilustra as fontes de emissão de metano no mundo (AUGENBRAUN, 2000).

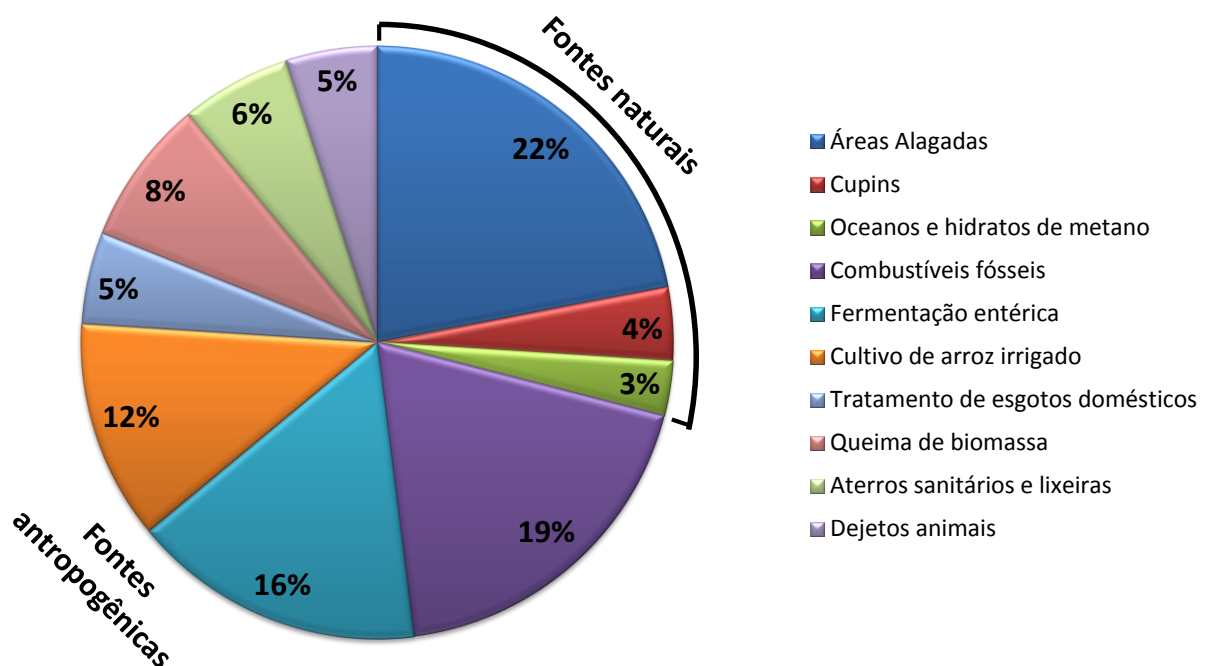


Figura 23- Estimativas de fontes de emissão de metano no mundo

Fonte: adaptado de Augenbraun (2000).

Pode-se observar que o percentual de metano liberado em oceanos, incluindo a produção de microorganismos e a dissociação de hidratos de metano, é de 3%. Esse valor é muito pequeno, quando comparado com outras fontes de emissão no mundo (AUGENBRAUN, 2000). Outras estimativas indicam que até 2% do metano atmosférico seja originado da dissociação de hidratos (DOE, 2014). Cabe ressaltar que estas emissões ocorrem sem que haja atividade de E&P relevante em campos de hidratos de metano, a qual poderia vir a alterar este perfil de emissões.

Apesar desta pequena contribuição, a alta estimativa de recursos *in situ* de hidratos de metano ao redor do mundo conduziu os pesquisadores a sugerirem que a liberação de metano proveniente da dissociação dos hidratos teria desempenhado papel importante nos eventos climáticos no passado e poderá ser um fator importante nas mudanças climáticas futuras.

Pesquisadores sugeriram que houve dissociação em larga escala dos hidratos de metano durante aquecimento extremo há 55 milhões de anos, no limite entre o Paleoceno e o Eoceno, caracterizado por um aumento de 5 a 6°C na temperatura do fundo dos oceanos (MACHADO, 2009). Os resultados existentes até o momento indicam que os hidratos de metano poderiam desempenhar um papel significativo apenas em grandes eventos climáticos globais, de larga escala (BOSWELL, 2011).

Outros estudos realizados no Oceano Ártico em 2009 e 2010 indicaram liberação de metano a partir de sedimentos marinhos no Mar da Sibéria Oriental e na região *offshore* de Svalbard, arquipélago situado na Noruega (BOSWELL *et al.*, 2011). A Figura 24 mostra a formação de plumas de metano na coluna d'água da margem continental de Svalbard, detectadas em registros de pesquisa acústica. Todas as plumas mostram deflexão para o norte, causadas pela corrente do mar, e as bolhas de metano podem ser observadas pela maior amplitude da resposta acústica; o assoalho oceânico, com profundidade aproximada de 240 m, apresenta resposta mais intensa, com coloração avermelhada (UNEP, 2014b).

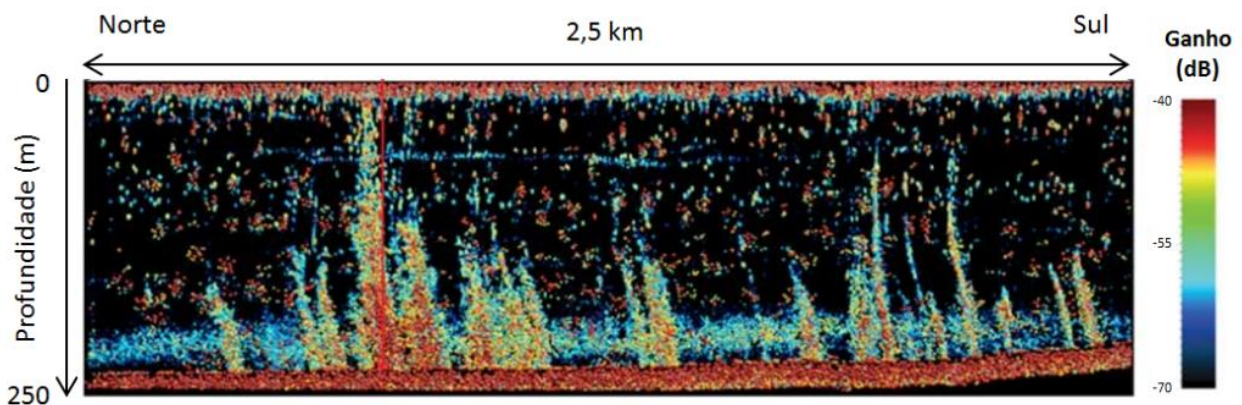


Figura 24 - Observação de plumas de metano na coluna d'água da margem continental de Svalbard

Fonte: adaptado de UNEP (2014b).

Do ponto de vista ambiental, é importante esclarecer se as mudanças climáticas são responsáveis pela criação das plumas de metano. A literatura reporta que o processo de

transferência de calor através dos sedimentos contendo hidratos de metano é lento. Além disso, tal processo é desacelerado pelo calor absorvido pela própria dissociação e estima-se em média um tempo de 3000 anos ou mais entre o aquecimento do fundo do mar e a subsequente dissociação do hidrato em profundidade (UNEP 2014b). Esses fatores combinados indicam que é improvável a associação direta entre aquecimento dos oceanos e a dissociação de hidratos.

Estudos recentes de impacto ambiental de liberação de metano em ambiente *offshore*, realizados por pesquisadores japoneses entre 2009 e 2011, envolveram a criação de um modelo numérico para simulação da difusão de metano liberado no leito marinho, em condições específicas de lâmina d'água, taxa de liberação e tempo de liberação. A Figura 25 apresenta os resultados do teste de simulação da difusão do gás em lâmina d'água de 710 m, à taxa de liberação de  $0,1 \text{ m}^3/\text{s}$  e tempo de liberação de 3 horas (ARATA *et al.*, 2011).

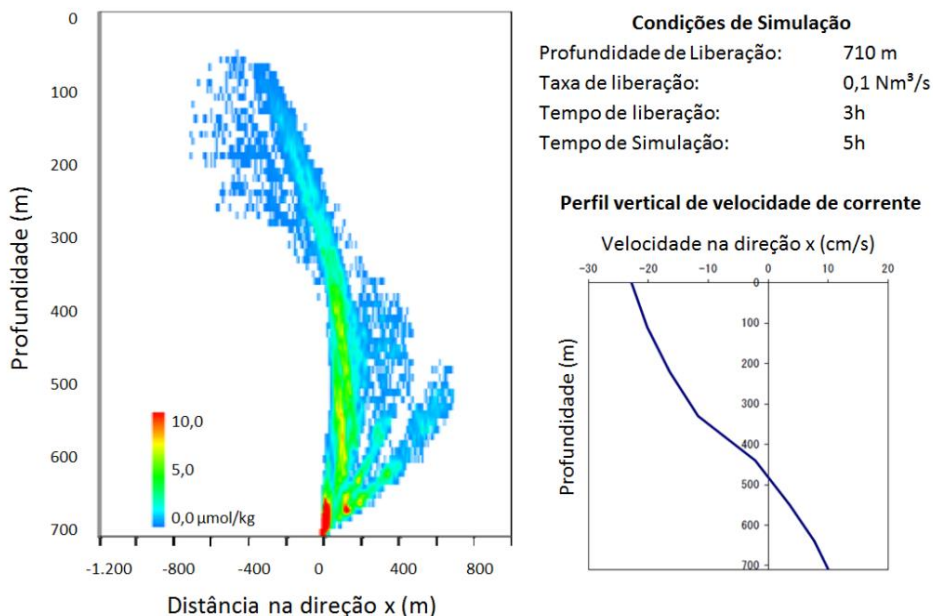


Figura 25 - Teste de simulação da difusão de metano liberado do fundo do mar

Fonte: adaptado de Arata (2011).

Por meio deste estudo, foi possível inferir que o metano liberado iria se dissolver e se dispersar a curto prazo antes de alcançar a superfície do mar, mesmo que uma grande quantidade de metano fosse liberada.

Os principais riscos ambientais nas atividades de exploração e produção de hidratos de metano são: a liberação de metano durante a perfuração, a subsidência<sup>7</sup> do solo marinho; o descarte da água produzida diretamente no oceano, entre outros (CHONG *et al.*, 2016;

<sup>7</sup> Subsidência é o fenômeno de rebaixamento de uma superfície devido a alterações ocorridas nas camadas subterrâneas, ou seja, redução do nível do terreno devido à remoção de suporte subterrâneo.



ARATA, 2011). A Tabela 4 resume os riscos ambientais durante as atividades de E&P e a as propostas para a sua mitigação.

**Tabela 4 - Riscos ambientais e propostas para sua mitigação em atividades de E&P de hidratos de metano**

Riscos ambientais	Propostas para mitigação
Liberação de metano em torno de poços de produção	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desenvolvimento de modelos numéricos de avaliação de impacto da liberação</li> <li>• Sistema de monitoramento</li> </ul>
Descarte de água produzida no oceano	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desenvolvimento de modelos numéricos de avaliação de impacto do descarte</li> <li>• Elaboração de projeto de equipamentos de prevenção e minimização impactos</li> </ul>
Subsidência do solo marinho	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Melhor entendimento das formações geológicas</li> <li>• Sistema de monitoramento</li> </ul>

Fonte: adaptado de Arata (2011) e Chong (2016).

Cabe ressaltar que, durante o primeiro teste de produção realizado na fossa de Nankai, no Japão, realizado no início de 2013, foram planejados mecanismos de monitoramento ambiental de vazamento de metano e de deformação do assoalho oceânico, conforme ilustrado no esquema do teste de produção apresentado na Figura 26. Os pesquisadores prevêem o monitoramento dos sistemas no fundo do mar durante e após o término das atividades de produção, por aproximadamente três meses (ARATA, 2011).

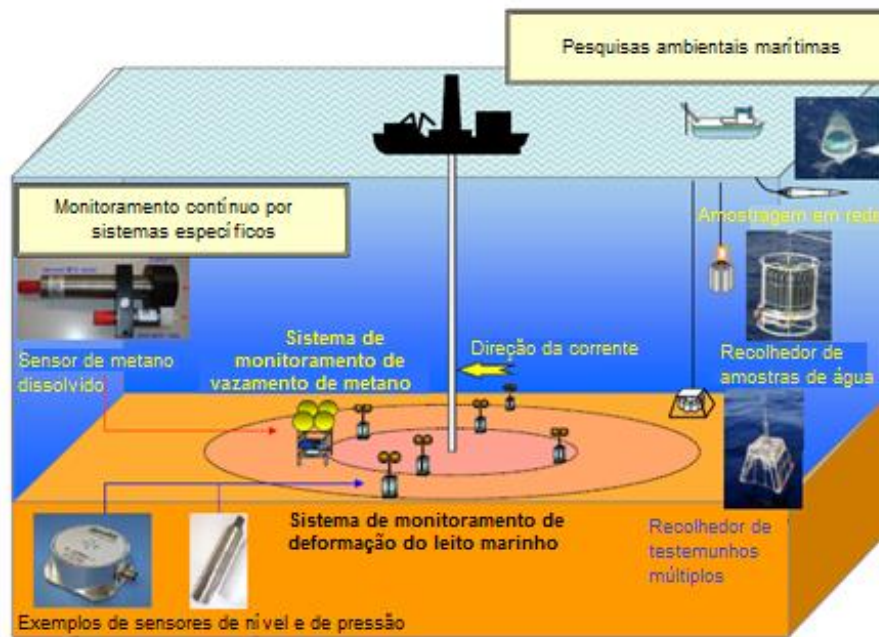


Figura 26. Esquema do monitoramento ambiental de teste de produção no Japão

Fonte: adaptado de Arata (2011).

Nas expedições realizadas para perfuração de poços através de seções de hidratos de metano conduzidas no Golfo do México, nos Estados Unidos, durante os anos de 2005 e 2009, os riscos associados à liberação descontrolada de hidratos foram mitigados principalmente através do controle da temperatura do fluido de perfuração, entre outros parâmetros (COLLETT, 2015; BOSWELL, 2011; RUPPEL, 2011).

Quanto à subsidência do solo marinho, cabe ressaltar que estudos ambientais mais recentes, realizados no Japão, sugerem que a estrutura dos grãos constituintes dos sedimentos de arenitos permanece quase inalterada após a dissociação do hidrato de metano. Assim, a probabilidade de ocorrência significativa de subsidência do solo na região é baixa (MH21, 2010b).

Quanto à descarga de água produzida no oceano, estudos realizados em áreas *offshore* de hidratos de metano mostram que a estimativa de volume de água produzida é significativa e que um tratamento prévio ao descarte seria necessário, em função de sua baixa salinidade, baixa temperatura, alta concentração de sólidos em suspensão e baixa concentração de oxigênio dissolvido (MH21, 2010b). Pesquisadores japoneses desenvolveram modelos de simulação de difusão da água produzida no oceano e, baseado nos resultados obtidos, foi desenvolvido um projeto básico de unidade de tratamento de água necessária para evitar ou minimizar os impactos ambientais a níveis de tolerância aceitáveis (ARATA *et al.*, 2011).

Quanto ao deslizamento de terra submarino, diversos investigadores têm argumentado que a mudança global no nível do mar e o aquecimento dos oceanos poderiam estabelecer novas condições de equilíbrio para a estabilidade de hidrato de metano, o que induziria a instabilidade de taludes e deslizamentos de terra. Entretanto, há evidências que a

dissociação de hidratos de metano não ocorre à magnitude tal que possa provocar uma instabilidade generalizada (COLLETT, 2015; MH21, 2010b).

Os programas de pesquisa e desenvolvimento japoneses e norte-americanos têm afirmado que o monitoramento do impacto ambiental durante os testes de produção deverá ser prioritário, mas a curta duração dos testes de campo até então realizados dificulta a avaliação quantitativa desses riscos geológicos (BOSWELL, 2011; ARATA, 2011; COLLETT, 2015). Em suma, todas estas questões devem ser melhor avaliadas para o entendimento dos riscos operacionais associados à futura produção de hidratos de metano.

## 6 PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA

No intuito de avaliar a exequibilidade da produção de gás a partir de hidratos de metano, bem como as expectativas de prazo para que esta fonte venha a ser utilizada em escala comercial, foram realizadas análises acerca do número de artigos recentemente publicados sobre o assunto, o número e o conteúdo das patentes recentemente depositadas sobre o assunto em diversos países, e os resultados dos testes de campo que já foram realizados em todo o mundo.

### 6.1 Análise de Artigos

As atividades de investigação em hidratos de metano começaram a ganhar atenção na década de 1960 em função das pesquisas para prevenção da formação de bloqueadores de fluxo em dutos nas atividades de petróleo e gás. Após a descoberta das evidências de hidratos em reservatórios de gás na Sibéria no final da década de 1960, diversos países começaram a realizar pesquisas, confirmando a existência de hidratos na natureza.

Em 1995 o Japão iniciou o primeiro programa nacional em hidratos de metano, o que impulsionou um crescimento exponencial nas publicações de investigação ao longo dos anos. Assim, a partir de 2010, foram publicados acima de 400 artigos/ano, sendo que em 2015 foram publicados aproximadamente 300 artigos/ano. A Figura 27 condensa a análise de artigos publicados sobre hidratos de metano: o crescimento exponencial das publicações em hidratos de metano ao longo dos anos e as distribuições de publicações em função da área de interesse e em função dos países.

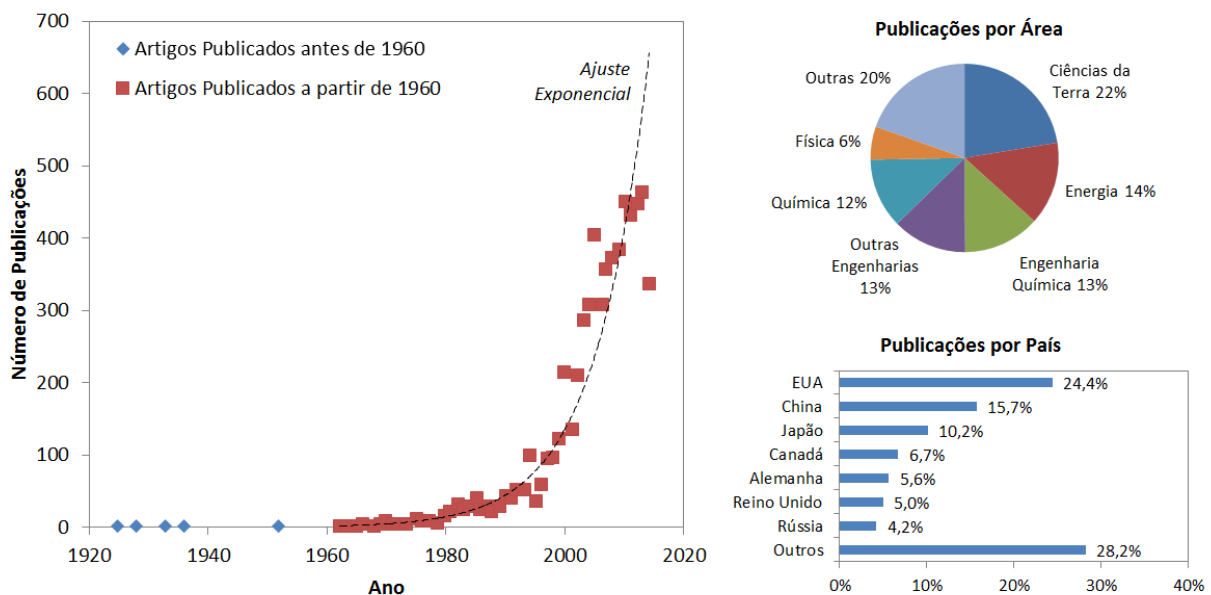


Figura 27 - Análise de artigos publicados sobre hidratos de metano

Fonte: adaptado de Chong *et al.* (2016).

Estes artigos foram publicados segundo várias áreas de interesse, com concentração em ciências da terra (22%), energia (14%), engenharia química (13%), engenharia em geral (13%), química (12%) e física (6%). Um estudo dos trabalhos de pesquisa publicados sobre a área de hidratos de metano por país mostra que há 82 países envolvidos nestes artigos. Dentre eles, os 3 países que concentram mais de 50% dos artigos são: Estados Unidos (24%), China (16%) e Japão (10%) (CHONG *et al.*, 2016).

## 6.2 Análise de Patentes

Foram realizadas buscas em três bases de patentes, a saber: a do INPI (Instituto Nacional da Propriedade Industrial, do Brasil), a do USPTO (*United States Patent and Trademark Office*, dos EUA) e a do EPO (*European Patent Office*, da Europa), com a finalidade de mapear os avanços recentes relacionados a hidratos de metano e analisar a evolução do interesse de empresas nesta fonte de energia. Os 40 resultados mais recentes de cada base referentes ao assunto foram catalogados, bem como analisados quanto à área da inovação, seu conteúdo, ano de publicação e empresa depositante.

Observou-se que as inovações recentes no campo técnico podem ser basicamente agrupadas em três áreas principais: (i) área de Exploração & Produção (E&P), acerca da produção de metano a partir de reservatórios naturais de hidratos de metano; (ii) área de dutos, com foco na inibição da formação de hidratos de metano em tubulações; e (iii) área de processamento, principalmente quanto ao armazenamento de gás natural para transporte na forma de hidratos de metano. A distribuição das patentes analisadas dentre as áreas de conhecimento é apresentada na Figura 28.

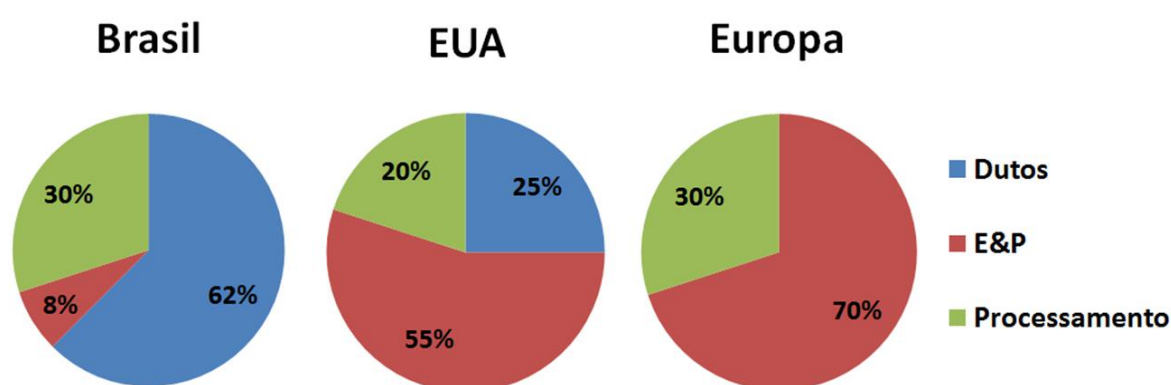


Figura 28 - Distribuição das patentes analisadas por área de conhecimento

Fonte: elaboração própria EPE.

As 40 patentes mais recentes depositadas no Brasil tiveram maior foco em inibidores de hidratos em tubulações, por ser um assunto de suma importância não só em relação à

produção de gás a partir de hidratos de metano, mas também nas atividades convencionais de E&P e de processamento de gás natural. Tanto nos EUA quanto na Europa, o foco das patentes recentes vem sendo a produção de gás a partir de reservatórios de hidrato de metano marinhos e em permafrost, e usando as diferentes técnicas citadas neste documento, área que compreende a maior parte das publicações. Nas três bases analisadas, observa-se a presença de patentes referentes ao armazenamento e ao transporte de gás natural na forma de hidratos, que já possuem bastante conhecimento técnico, porém ainda não vêm sendo realizados de forma comercial.

A distribuição temporal das patentes pode ser observada na Figura 29.

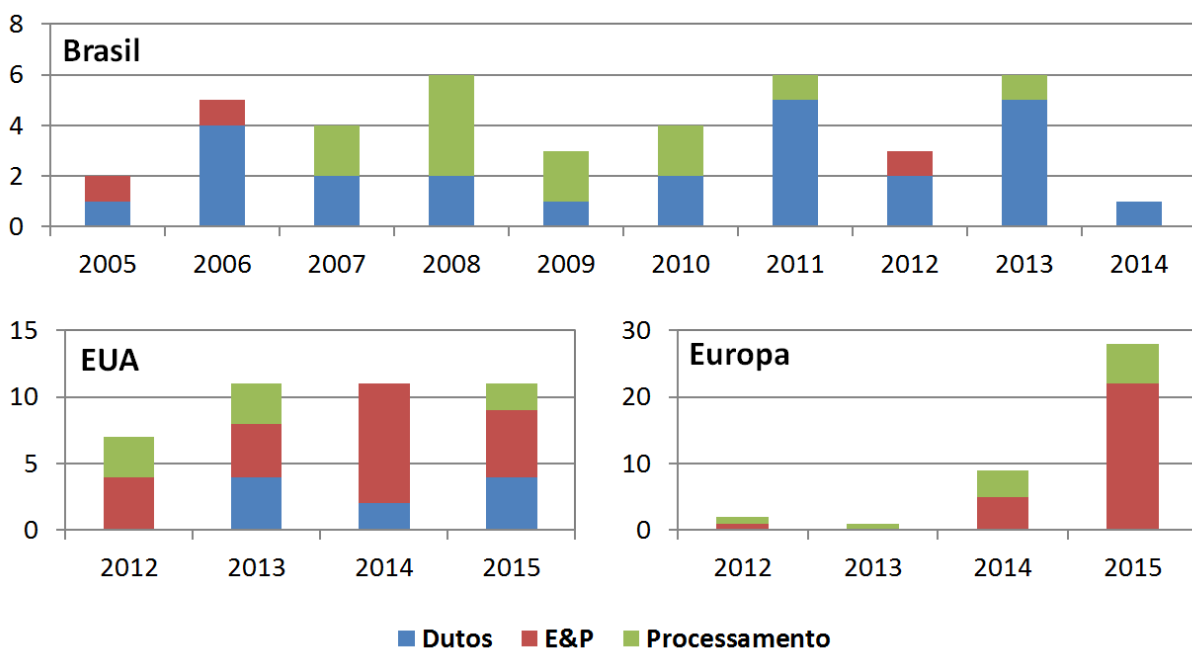


Figura 29 - Número de publicações por ano dentre as patentes analisadas

Fonte: elaboração própria EPE.

Tanto no Brasil quanto nos EUA, as patentes analisadas tiveram uma distribuição uniforme entre os anos, com uma média de 4 patentes por ano no Brasil e 10 patentes por ano nos EUA. Já no caso da Europa, observou-se que o número de patentes publicadas entre 2013 e 2015 sofreu um aumento significativo, sendo que 28 das 40 patentes analisadas na base de dados da EPO foram publicadas em 2015 - o que indica um crescente interesse das empresas em estudar e desenvolver técnicas de exploração e produção de hidratos de metano neste continente. Entre as empresas que mais possuem patentes publicadas sobre o assunto nestas três bases, encontram-se Chevron, Statoil, Mitsui, Halliburton e Baker Hughes.

## 6.3 Testes de Campo

Diversos testes de campo foram realizados nos últimos anos com o intuito de estudar o comportamento de campos de hidratos de metano, assim como de recolher dados para calibragem de simuladores. A Figura 30 apresenta os locais onde já ocorreu alguma produção de gás natural a partir de hidratos de metano associada a estes testes de campo.

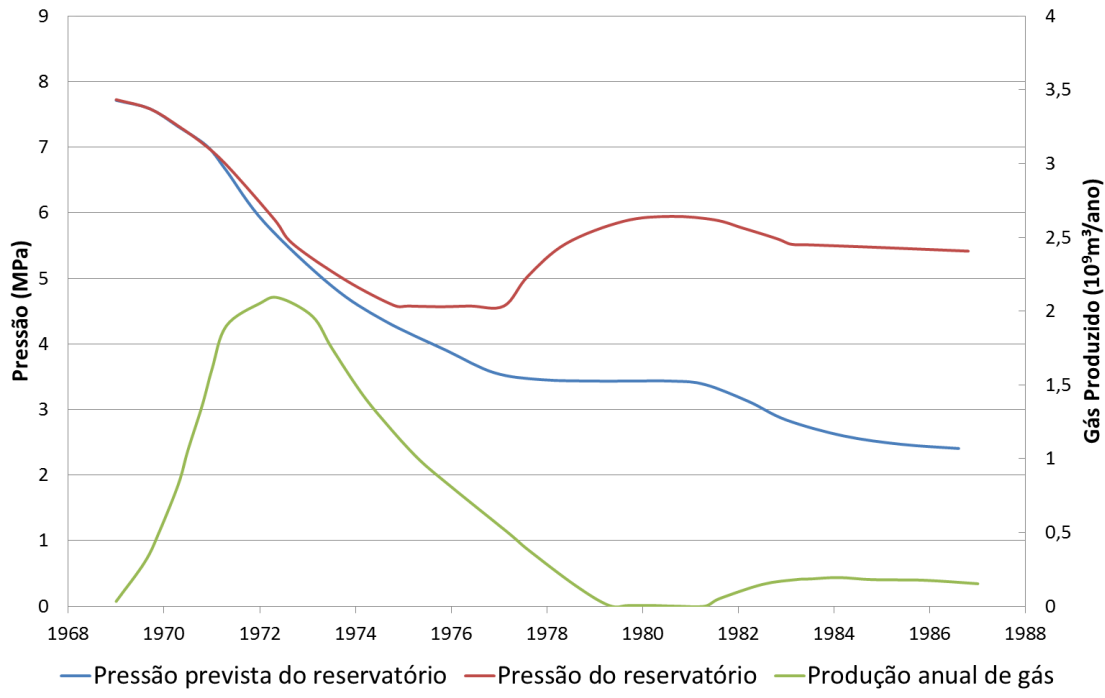


Figura 30 - Localização dos testes de campo de produção de gás a partir de hidratos

Fonte: elaboração própria EPE.

### 6.3.1 Rússia

O campo de Messoyakha, localizado na porção oeste da Bacia da Sibéria, é um campo de gás natural convencional normalmente citado por ter produção concomitante de gás a partir de hidratos, através de despressurização. A produção de gás neste campo iniciou-se em 1969 e a pressão medida do reservatório seguiu o declínio esperado para o campo; no entanto, em 1971, a pressão começou a se desviar do previsto, passando a apresentar valores superiores (COLLETT *et al.*, 2009). A partir de dados geológicos e de produção, foi inferida a presença de hidratos na parte superior da acumulação de hidrocarbonetos. A Figura 31 apresenta as curvas com a pressão medida, a pressão esperada e a produção anual de gás em Messoyakha.



**Figura 31 - Pressão e produção de gás no campo de Messoyakha.**

Fonte: adaptado de COLLETT *et al.* (2009).

Esse aumento da pressão do reservatório foi atribuído à liberação de metano dos hidratos, sendo estimado que cerca de 36% (aproximadamente 5 bilhões de m<sup>3</sup>) do gás produzido até hoje seja proveniente de hidratos de metano. Outros estudos, porém, contestam os números, afirmando que a produção de gás a partir de hidratos não teria contribuído significativamente na produção de Messoyakha (COLLETT *et al.*, 2009).

### 6.3.2 Canadá

O projeto Mallik 2002 foi criado como uma série de vários testes de curta duração para avaliar a viabilidade de produção de gás natural a partir de técnicas de despressurização e de estimulação térmica, bem como para levantamento de dados e parâmetros para calibração de simuladores capazes de prever o comportamento do reservatório de hidratos em campanha de produção a longo prazo.

Após diversos testes, foi verificado que a produção por despressurização era mais efetiva que o previsto, devido a uma permeabilidade maior que a esperada; e que a produção por estimulação térmica é limitada pela dificuldade de aquecimento de uma grande massa de rocha por um fluido quente circulante (COLLETT *et al.*, 2009).

Embora bem sucedido, o projeto Mallik 2002 não apresentou dados suficientes para a calibração de simuladores, com isso foi criado o projeto Mallik 2006-2008. O objetivo da primeira metade do projeto era a instalação de equipamentos e instrumentos que



permitissem os testes de longa duração que ocorreriam na segunda metade do projeto (COLLETT *et al.*, 2009).

Após a instalação dos equipamentos, um teste curto foi realizado apenas para verificação dos equipamentos instalados, e em 12,5 horas de teste o total de gás produzido foi de 830 m<sup>3</sup>. No ano seguinte, nos testes de longa duração, foram obtidos cerca de 13.000 m<sup>3</sup> de gás natural, com vazão que variou de 2.000 a 4.000 m<sup>3</sup>/d durante seis dias (139h), com produção de água inferior a 100 m<sup>3</sup>, mostrando que a produção contínua de gás somente através do método de despressurização do reservatório de hidrato é viável (COLLETT *et al.*, 2009).

### 6.3.3 Estados Unidos

Em 2006, mesmo com caracterizações geológicas e geofísicas combinadas com estudos de modelagem da produção de reservatórios, ainda havia dúvidas quanto ao potencial de reservas de hidratos no talude do Norte do Alasca. Neste ano, a BP, em colaboração com o USGS e com *United States Department of Energy* (DOE), decidiu iniciar a perfuração de um poço teste para mitigar as incertezas.

A caracterização das acumulações de hidratos, combinada com os estudos realizados com dados obtidos através do teste em Mount Elbert, permitiu ao USGS estimar que o volume de gás tecnicamente recuperável dos hidratos de metano no talude do Norte do Alasca é de 2,4 tcm (HUNTER *et al.*, 2011).

O primeiro teste para produzir gás natural a partir de hidratos de metano utilizando a técnica do deslocamento por CO<sub>2</sub> foi realizado no talude do Norte do Alasca, no projeto Ignik Sikumi, em 2012. A ConocoPhillips, em parceria com a *Japan Oil, Gas & Metals National Corp.* (JOGMEC) injetou, aproximadamente, 5.900 m<sup>3</sup> de um gás composto de 77% de nitrogênio e 23% de CO<sub>2</sub> no reservatório de hidrato. Do gás injetado, cerca de 70% do nitrogênio e apenas 40% do CO<sub>2</sub> foram recuperados; e foram produzidos cerca de 24.000 m<sup>3</sup> de metano durante as seis semanas de teste (CHONG *et al.*, 2016).

### 6.3.4 Brasil

Embora houvesse indícios de acumulações de hidratos no Brasil desde os anos 60, essas foram, por muito tempo, inexploradas. Com a possibilidade de explorar este tipo de recurso como fonte de energia, surgiu, em 2010, um projeto entre a Petrobras e a Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul chamado Projeto CONEGAS. Tal projeto tinha o intuito de realizar amostragens e caracterização dos depósitos de hidratos no Cone Rio Grande, na bacia de Pelotas.

De acordo com características geológicas, pesquisadores do Projeto CONEGAS escolheram duas áreas com potencial de apresentar grandes reservas de hidrato de metano próximas ao leito marinho. As áreas escolhidas, por apresentarem depressões circulares no leito marinho,

não muito profundas, geralmente associadas a escapes de fluidos, podem ser observadas na Figura 32.

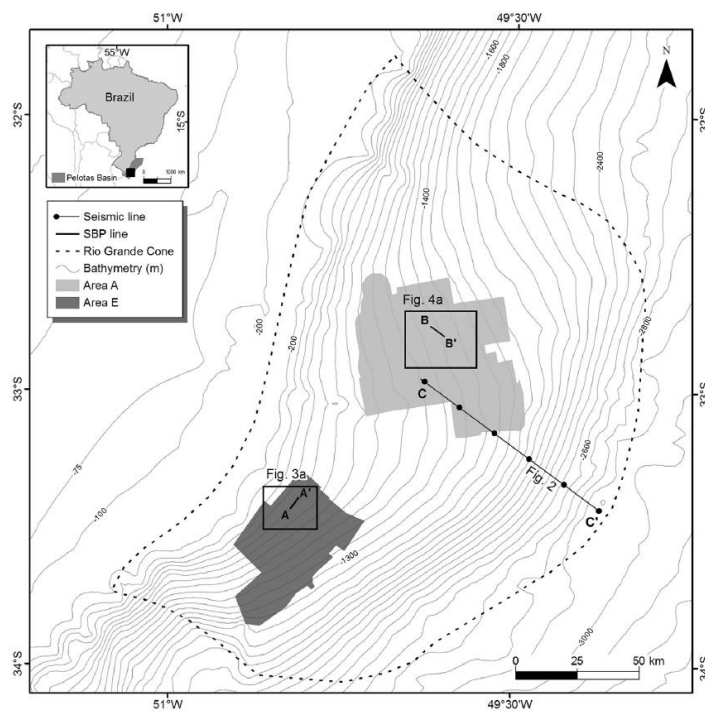
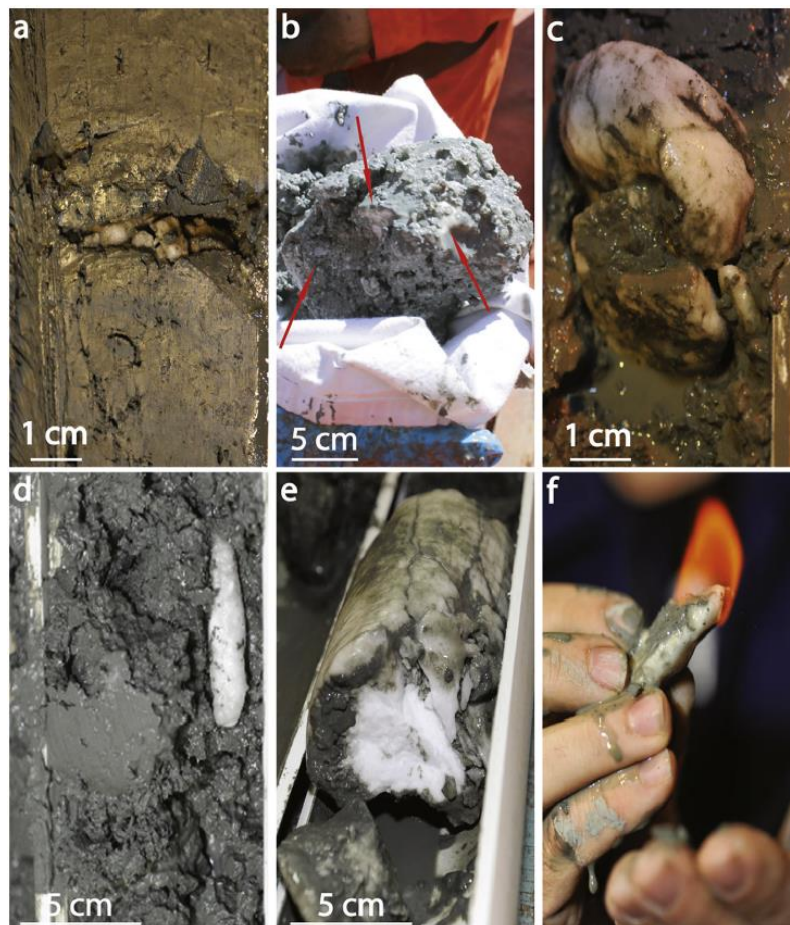


Figura 32 - Mapa com a localização das áreas de estudo no Cone Rio Grande

Fonte: MILLER *et al.* (2015).

Nessas áreas, foram realizadas sísmicas e, posteriormente, coletas de testemunhos de até 40 m abaixo do leito marinho. A Figura 33 apresenta as diversas formas em que o hidrato foi encontrado.



**Notas:** (a) hidratos laminados de 2 - 3 mm (até 7cm) de espessura, (b) grãos finamente dispersos em lama, (c) grandes nódulos de 2 - 3 cm em diâmetro, (d) cilindros de 1 - 2 cm de diâmetro e (e) grandes camadas de até 25 cm de espessura. Quando queimados, os hidratos recuperados formam chama de cor amarela a laranja (f) (MILLER *et al.*, 2015).

**Figura 33 - Fotografias ilustrando diferentes amostras de hidratos de metano recuperadas no Cone Rio Grande**

Fonte: MILLER *et al.* (2015).

Em fevereiro de 2016, a Petrobras anunciou que firmou um intercâmbio tecnológico com a JOGMEC, pioneira em testes de produção offshore de gás natural de hidratos de metano (PETROBRAS, 2016).

### 6.3.5 Japão

Com indícios consideráveis da presença de hidratos de metano na costa japonesa, em 2001 o Programa de P&D em Hidratos de Metano (*Japan's Methane Hydrate R&D Program*) foi criado pelo Ministério da Economia, Comércio e Indústria (*Ministry of Economy, Trade and Industry - METI*, substituindo o *Ministry of International Trade and Industry - MITI*) do Japão. Dividido em três fases, este projeto tinha como objetivo facilitar o desenvolvimento de tecnologia que

viabilizasse a exploração comercial da produção de gás natural a partir de hidratos de metano. Na primeira fase, entre 2001 e 2008, a meta era realizar testes de produção em território canadense, no sítio de Mallik, através de uma cooperação internacional entre Japão e Canadá, e, além disso, realizar atividades de investigação geofísica e perfuração de poços exploratórios na fossa de Nankai. Na segunda fase, entre 2009 e 2015, o objetivo era realizar testes de produção no Japão. Já na terceira fase, entre 2016 e 2018, o projeto traça como objetivo a avaliação do potencial econômico e do impacto ambiental de uma possível produção comercial no Japão (LU, 2015).

De forma a atingir os objetivos definidos pelo programa, foi criado o MH21 (*The Research Consortium for Methane Hydrate Resources in Japan*), um consórcio formado pela JOGMEC, AIST (*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology*) e ENAA (*Engineering Advancement Association of Japan*). Após levantamentos sísmicos e recolhimento de testemunhos, o consórcio identificou e quantificou os depósitos de hidratos de metano na Fossa de Nankai (na costa do Pacífico). Com o mapeamento dos depósitos e o conhecimento obtido nos testes realizados no sítio de Mallik, Canadá, planejou-se um teste de produção de gás a partir de hidratos em um ambiente *offshore* (MASUDA *et al.*, 2009).

O programa incluía a perfuração de um poço de produção, que por sua vez seria realizada utilizando o método de despressurização, e dois poços para monitoramento do alcance da dissociação do hidrato. Este programa é apresentado esquematicamente na Figura 34.

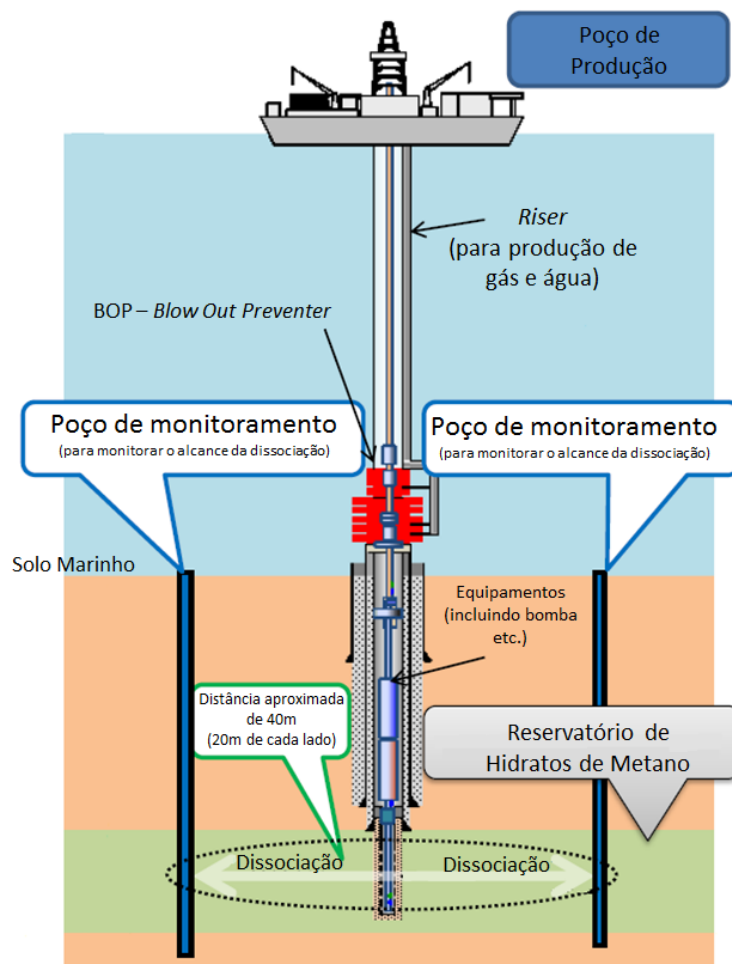


Figura 34 - Esquema do teste de produção utilizado na Fossa de Nankai.

Fonte: adaptado de Kawamoto (2013).

Em março de 2013, o teste de produção foi realizado, com produção total de 120.000 m<sup>3</sup> de gás natural, e média de aproximadamente 20.000 m<sup>3</sup>/d, mas após seis dias o teste foi interrompido devido ao aumento na produção de areia (DOE, 2013).

A Tabela 5 apresenta um resumo dos testes de produção já realizados.

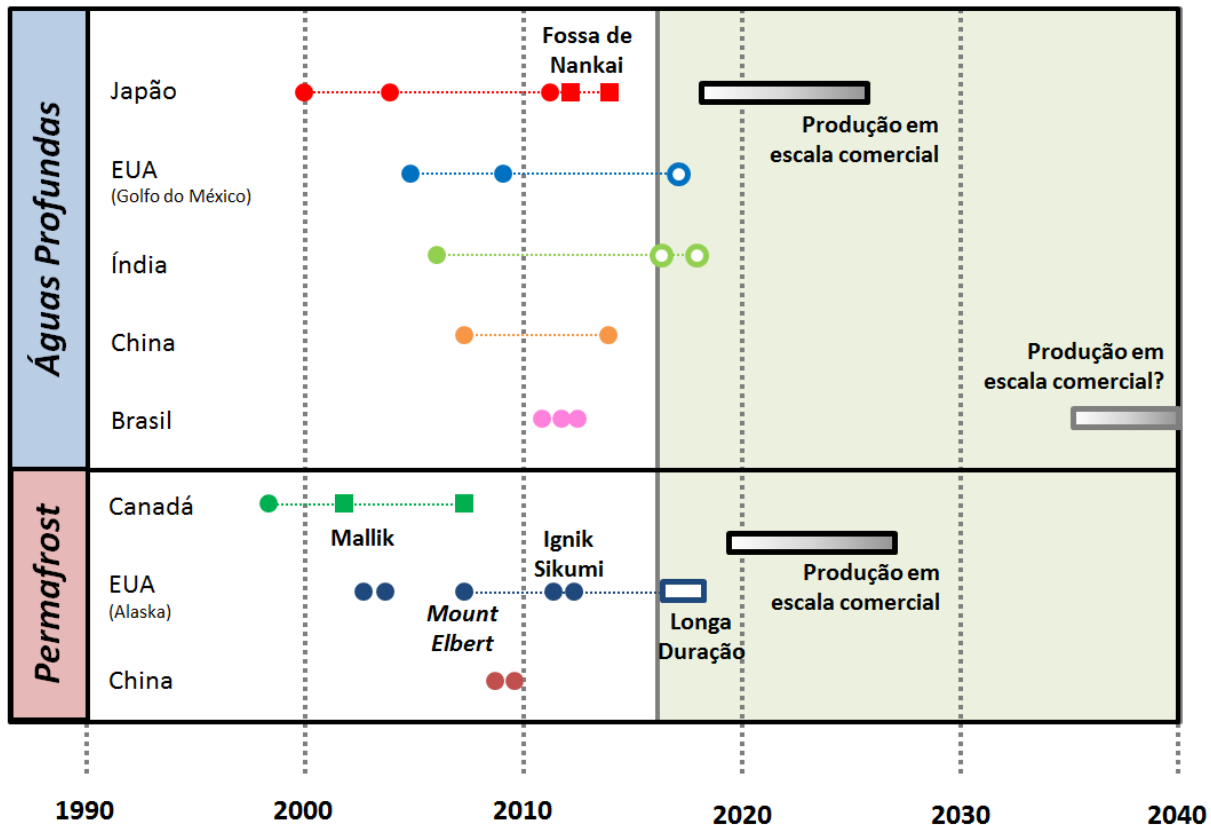
Tabela 5 - Resumo dos testes de produção de gás natural a partir de hidratos de metano

Nome do campo	Local	Ano	Método de produção	Duração do teste	Produção Acumulada (m <sup>3</sup> )
Mt. Elbert	Talude da região Norte do Alaska	2007	Despressurização	11 h	-
Mallik	Delta do Rio Mackenzie, Canadá	2002	Estimulação térmica	5 dias	516
		2007	Despressurização	12,5 h	830
		2007-2008	Despressurização	139 h	13.000
Ignik Sikumi	Talude da região Norte do Alaska	2012	Deslocamento com CO <sub>2</sub>	~6 semanas	24.085
Fossa de Nankai	Mar das Filipinas	2013	Despressurização	6 dias	120.000

Fonte: adaptado de Chong *et al.* (2016).

Com base nos resultados obtidos até o momento em relação à produção de gás a partir de hidratos de metano, podem ser analisadas as expectativas de produção em escala comercial em alguns países. A Figura 35 apresenta uma linha do tempo que resume as atividades ligadas à exploração dos hidratos de metano como uma nova fonte de gás natural, e possíveis atividades futuras.

COMPLETOS | FUTUROS



Notas: os círculos correspondem a levantamento geológico e/ou coleta de testemunhos; quadrados correspondem a atividades de produção; símbolos sólidos representam atividades completas enquanto os vazados representam atividades planejadas ou em potencial; símbolos com preenchimento em gradiente referem-se a expectativas de produção a longo prazo.

Figura 35 - Linha do tempo de programas de hidratos de metano e atividades futuras

Fonte: elaboração própria EPE com base em DOE (2014).

É esperado, que até 2020, países que ainda não estão muito ativos na área iniciem seus projetos para mapeamento de hidratos de metano em áreas marítimas. Além disso, mais testes de produção, com possível escala comercial, já estão programados para serem realizados em países como Japão e Estados Unidos. A técnica de produção de gás natural de hidratos a partir da injeção de CO<sub>2</sub>, utilizada no projeto Ignik Sikumi, será mais desenvolvida, por funcionar como sequestro de carbono e trata-se de um método sustentável para a produção deste recurso. Concomitantemente, outros países realizarão expedições para localizar hidratos de metano tecnicamente recuperáveis em novas bacias (RUPPEL, 2011).

Estima-se que a produção de hidratos de metano em escala comercial seja realizada primeiramente no Japão, entre 2018 e 2027, e nos EUA, na região do Alaska, entre 2019 e 2028 (DOE, 2014). Considerando uma defasagem de cerca de dez anos após a consolidação da produção nestes dois países, é possível que a produção de gás a partir de hidratos de metano esteja disponível no Brasil entre 2035 e 2040.

## 7 CONCLUSÕES

Os volumes significativos e a grande dispersão dos hidratos de metano pelo mundo tornam este um recurso interessante em termos de expansão da oferta energética, o que está levando grupos e empresas de diversos países a realizarem estudos nesta área nos últimos anos. Estima-se que existam 3.000 tcm de reservas recuperáveis de hidratos de metano no mundo, das quais 1.226 tcm se encontram em reservatórios areníticos, de mais fácil perfuração e exploração.

Analisando todos os fatores relacionados aos hidratos de metano, é possível observar que estes recursos podem vir a ser a força motriz de uma mudança de paradigma não só no setor energético, como também no campo geopolítico, nas próximas décadas - como ocorreu recentemente em relação ao gás de folhelho nos EUA - assim que forem superados os desafios relacionados à sua produção em escala comercial. Sua produção pode vir a ocorrer em países que até então não possuem reservas suficientes de gás natural para atendimento de sua demanda interna, o que teria influência nos fluxos globais de importações e exportações de GNL e possivelmente outros combustíveis sólidos e líquidos.

No caso do Brasil, os potenciais de hidratos de metano mais estudados até hoje estão localizados na Bacia de Pelotas (cerca de 22 tcm), inclusive com recuperação de hidratos de metano em testemunhos obtidos na região, e na Bacia da Foz do Amazonas (cerca de 12 tcm). Além destas Bacias, das quais dispõe-se de maior conhecimento geológico, também foram observadas feições geológicas que podem abrigar hidratos de metano nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Cumuruxatiba, porém sem confirmação de recursos nestas áreas.

Apesar dos avanços no conhecimento sobre os hidratos de metano e das amostras recuperadas em diversas partes do mundo, as tecnologias para produção deste recurso ainda não estão disponíveis em escala comercial, se restringindo a testes em laboratório e alguns testes de campo de longa duração. No Brasil, estas tecnologias também não estão disponíveis e ainda não foram patenteadas, o que indica que o país necessitará importar equipamentos e *know-how* junto a empresas que venham a desenvolver processos de produção de hidratos de metano em escala comercial em outros países.

Outro entrave ao uso dos hidratos de metano como fonte energética é o preço de oferta deste tipo de recurso. Por necessitar de tecnologia mais avançada, estima-se que o custo de produção dos hidratos de metano seja maior que o dos tipos de gás natural que já são produzidos no Brasil e que continuarão a ser produzidos em grande volume nos próximos anos (por exemplo, gás natural não associado em terra e gás natural do Pré-Sal). Além disso, as estimativas de preço do gás natural proveniente de hidratos de metano estão acima do preço do GNL importado atualmente pelo Brasil, e das estimativas para preços futuros de GNL.

Os impactos ambientais da exploração e da produção de hidratos de metano possuem baixa probabilidade de ocorrência, como observado em diversos estudos realizados no mundo. Porém, é necessária a avaliação destes riscos - entre eles, os riscos de afundamento do



assoalho marinho e de liberação descontrolada de metano - no caso específico das bacias sedimentares brasileiras.

As expectativas de diversos órgãos quanto à produção comercial de hidratos de metano nos próximos anos apontam para o início da produção em escala comercial entre os anos de 2018 e 2027 no Japão, e entre os anos de 2019 e 2028 nos EUA.

Sendo assim, estima-se que os hidratos de metano possam ser produzidos em escala comercial no Brasil entre os anos de 2035 e 2040, considerando-se uma margem de 10 a 15 anos de defasagem em relação aos países que lideram os esforços atuais, Japão e EUA (*first movers*). Porém, como mencionado, devem ser observadas questões relacionadas à demanda e à competitividade do gás natural proveniente de hidratos de metano para que esta produção realmente ocorra.

## 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AACE - American Association of Cost Engineers. International Recommended Practice No. 18R-97, 2011. Disponível em <[http://www.aacei.org/toc/toc\\_18R-97.pdf](http://www.aacei.org/toc/toc_18R-97.pdf)>. Acesso em 7 de março de 2016.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Portaria nº 9/2010. Disponível em <<http://anp.gov.br/?id=478>>. Acesso em 21 de março de 2016.

ARATA, N. et al. Environmental impact assessment studies on Japan's methane hydrate R&D program. In: Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates (ICGH). Edinburgh, Jul. 2011. Disponível em: <<http://www.pet.hw.ac.uk/icgh7/papers/icgh2011Final00580.pdf>>. Acesso em 7 de março de 2016.

AUGENBRAUN, H. *et al.* The Global Methane Cycle. EUA: NASA Goddard Institute for Space Studies, 2000. Disponível em: <<http://icp.giss.nasa.gov/education/methane/intro/cycle.html>>. Acesso em 4 de agosto de 2015

BICALHO, R.. O desafio energético indiano: pobreza, segurança energética e mudança climática. Blog Infopetro, Grupo Economia da Energia, Instituto de Economia/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/tag/politica-energetica-indiana/>>. Acesso em 8 de março de 2016.

BOEM. Bureau of Ocean Energy Management. Assessment of in-place gas hydrates resources of the lower 48 United States Outer Continental Shelf. BOEM Fact Sheet RED-2012-01. Washington, DC, 2012. Disponível em: <[http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Oil\\_and\\_Gas\\_Energy\\_Program/Resource\\_Evaluation/Gas\\_Hydrates/BOEM-FactSheetRED\\_2012-01.pdf](http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Oil_and_Gas_Energy_Program/Resource_Evaluation/Gas_Hydrates/BOEM-FactSheetRED_2012-01.pdf)>. Acesso em 31 de março de 2016.

BIRCHWOOD, R. et al. Developments in Gas Hydrates. Oilfield Review, v. 22, n. 1, pp. 18-33, 2010. Disponível em: <[https://www.slb.com/~media/Files/resources/.../02\\_gashydrates.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/.../02_gashydrates.pdf)>. Acesso em 22 de março de 2016.

BOSWELL, R.; COLLETT, T.S. The gas hydrates resource pyramid. Fire in the Ice. National Energy Technology Laboratory - DOE, 2006. Disponível em: <[https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/FIT106\\_Pyramid.pdf](https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/FIT106_Pyramid.pdf)>. Acesso em 23 de março de 2016.

BOSWELL, R. Gas hydrates: Research status and potential as future energy supply for the United States. National Petroleum Council, Paper #1-11, Washington, 15 set. 2011. Disponível em: <[http://www.npc.org/prudent\\_development-topic\\_papers/1-11\\_methane\\_hydrates\\_paper.pdf](http://www.npc.org/prudent_development-topic_papers/1-11_methane_hydrates_paper.pdf)>. Acesso em 9 de março de 2016.

BUNIO, G.; GATES, I.D.; WANG, J. In Situ Process to Recover Methane Gas from Hydrates. Publicação de patente dos EUA - US 2012/0145388 A1. USPTO, 2012.

CHONG, Z.R. et al. Review of natural gas hydrates as an energy resource: Prospects and challenges. Applied Energy 162, pp 1633-1652. Elsevier, 2016.

CLENNELL, M. B. Hidrato de gás submarino: natureza, ocorrência e perspectivas para exploração na margem continental brasileira. *Revista Brasileira de Geofísica*, v. 18, n.3, pp. 397-410, 2000.

COLLETT, T.S. et al. Natural Gas Hydrates: A Review. In: COLLETT, T.S. et al. *Natural Gas Hydrates - Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards*. The American Association of Petroleum Geologists Memoir 89, pp. 146-219, 2009.

COLLETT, T.S. et al. Historical methane hydrate project review. Consortium for Ocean Leadership. U.S. Department of Energy. Washington, 2013. Disponível em: <<https://pubs.er.usgs.gov/publication/70074263>>. Acesso em 22 de fevereiro de 2016.

COLLETT, T.S. et al. Methane hydrates in nature - current knowledge and challenges. *Journal of Chemical Engineering Data* 60, pp 319-329. ACS, 2015.

DGH. Directorate General of Hydrocarbons. Gas Hydrate. Ministry of Petroleum & Natural Gas, Government of India, 2016. Disponível em: <http://www.dghindia.org/NonConventionalEnergy.aspx?tab=0#3>. Acesso em 9 de março de 2016.

DOE - Department of Energy. Japan Completes First Offshore Methane Hydrate Production Test - Methane Successfully Produced from Deepwater Hydrate Layers. National Energy Technology Laboratory, 2013. Disponível em: <[http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/MHNews\\_2013\\_October.pdf](http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/MHNews_2013_October.pdf)>. Acesso em 22 de fevereiro de 2016.

DOE - Department of Energy. Methane Hydrate Field Program. National Energy Technology Laboratory, 2014. Disponível em: <<http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/fe0010195-final-report.pdf>>. Acesso em 22 de março de 2016.

EFTHYMIU, M. et al. Method for Converting Hydrates Buried in the Waterbottom into a Marketable Hydrocarbon Composition. Publicação de patente dos EUA - US 8,678,514 B2. USPTO, 2014.

EIA. US Energy Information Administration, (2013). EIA projects world energy consumption will increase 56% by 2040. Washington, 25 jul. 2013. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=12251#>>. Acesso em 21 de março de 2016.

EIA - US Energy Information Administration. World Shale Resource Assessments. Washington, 2015. Disponível em <<https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>. Acesso em 18 de março de 2016.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Atualização 2011. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: EPE, 2012.

FOLGER, P. Gas Hydrates: Resource and Hazard. Washington: Congressional Research Service, 2010. Disponível em: <<https://www.fas.org/sgp/crs/misc/RS22990.pdf>>. Acesso em 9 de março de 2016.

GEA. Global Energy Assessment. Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future, Laxenburg: International Institute for Applied Systems Analysis, Anexo II, 2012. Disponível em: <[http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/GEA\\_Annex\\_II.pdf](http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/GEA_Annex_II.pdf)>. Acesso em 11 de março de 2016.

GRACE, J. et al. Energy from gas hydrates - assessing the opportunities and challenges for Canada., Ottawa: The Council of Canadian Academies, 2008. Disponível em:

<[http://www.scienceadvice.ca/uploads/eng/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/hydrates/\(2008-11-05\)%20report%20on%20gh.pdf](http://www.scienceadvice.ca/uploads/eng/assessments%20and%20publications%20and%20news%20releases/hydrates/(2008-11-05)%20report%20on%20gh.pdf)>. Acesso em 3 de março de 2016

HUNTER, R. B., COLLETT, T. S., BOSWELL, R. et al. Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: Overview of scientific and technical program. *Marine and Petroleum Geology*, v. 28, p. 295-310, 2011.

IEA - International Energy Agency. Energy Policies of IEA Countries - The United States - 2014 - Review. Paris, 2014. Disponível em: <<http://www.iea.org/Textbase/npsum/US2014sum.pdf>>. Acesso em 9 de março de 2016.

IEA - International Energy Agency. World Energy Outlook 2014. Paris, 2014.

IEA - International Energy Agency. World Energy Outlook 2015 - Executive Summary. Paris, 2015.

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change, 2007. Disponível em: <[https://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html](https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html)>. Acesso em 4 de agosto de 2016.

JOGMEC - Japan Oil, Gas and Metals Corp. Methane Hydrate: A Next-Generation Resource. Japão, 2016. Disponível em <[http://www.jogmec.go.jp/english/oil/technology\\_015.html](http://www.jogmec.go.jp/english/oil/technology_015.html)>. Acesso: em 26 de janeiro de 2016.

JOHNSON, A. Global resource potential of gas hydrate - a new calculation. In: Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2011). Escócia, 2011. Disponível em: <<http://www.pet.hw.ac.uk/icgh7/papers/icgh2011Final00070.pdf>>. Acesso em 10 de fevereiro de 2016.

KALLAY, J. As Disputas no Mar do Sul da China. Trabalho Final MBA em Relações Internacionais T1, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, set. 2014. Disponível em: <[https://www.academia.edu/10510321/As\\_disputas\\_no\\_Mar\\_do\\_Sul\\_da\\_China](https://www.academia.edu/10510321/As_disputas_no_Mar_do_Sul_da_China)>. Acesso em 8 de março de 2016.

KAWAMOTO, T. The First Offshore MH Production Test. 2013. Disponível em <<http://energy.gov/sites/prod/files/2013/06/f1/Takami%20Kawamoto%20-%20The%20First%20Offshore%20Production%20Test.pdf>>. Acesso em 4 de fevereiro de 2016.

KNEAFSEY, T.J.; MORIDIS, G.J. Methane Hydrate Dissociation by Depressurization in a Mount Elbert Sandstone Sample: Experimental Observations and Numerical Simulations. EUA, University of California: 2012.

KOH, D. Energy-efficient natural gas hydrate production using gas Exchange. *Applied Energy* 162, pp 114-130. Elsevier, 2016. No prelo.

LU, S-M. A global survey of gas hydrate development and reserves: Specifically in the marine field. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41, pp 884-900. Elsevier, 2015.

MACHADO, C. X. A importância do hidrato de gás como fonte de energia alternativa e como possível agente das mudanças climáticas. 2009. 87 f. Dissertação (Mestrado em Geografia) - Programa de Pós-Graduação em Geografia, Departamento de Geociências, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

MAKOGON, Y.F.; HOLDITCH, S.A; MAKOGON, T.Y. Natural Gas-Hydrates: A Potential Energy Source for the 21st Century. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 56, pp 14-31, Elsevier, 2007.

MASUDA, Y. et al. Japan's Methane Hydrate R&D program Progresses to Phase 2. Fire in the Ice. EUA: National Energy Technology Laboratory - DOE, 2009. Disponível em: <<http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/MHNewsFall09.pdf>>. Acesso em 23 de fevereiro de 2016.

MH21 (MH21 Research Consortium). Methane hydrate development and cost-effectiveness. Tokyo: 2010a. Disponível em <http://www.mh21japan.gr.jp/english/mh21-1/4-2/>. Acesso em 16 de fevereiro de 2016.

MH21 (MH21 Research Consortium). Methane hydrate development and environment. Tokyo: 2010b. Disponível em: <<http://www.mh21japan.gr.jp/english/mh21-1/5-2/>>. Acesso em 7 de março de 2016

MILLER, D.J.et al. Natural gas hydrates in the Rio Grande Cone (Brazil): A new province in the western South Atlantic. *Marine and Petroleum Geology* 67, pp 187-196. Elsevier, 2015.

MIT. MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2011). The future of natural gas: an interdisciplinary MIT study. Boston. Disponível em: <<http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas>>. Acesso em 11 de março de 2016.

MORALES, E. Methane hydrates in the Chilean continental margin. *Electronic Journal of Biotechnology* 6, nº. 2, pp 80-84, 2003. Disponível em: <http://www.ejbiotechnology.info/index.php/ejbiotechnology/article/view/v6n2-i01/579>. Acesso em 3 de maio de 2016.

NMHP - NATIONAL METHANE HYDRATE R&D PROGRAM. The Technical Coordination Team of. An interagency roadmap for methane hydrate research and development: 2015-2030. EUA: 2013. Disponível em: <<http://energy.gov/sites/prod/files/2013/06/f1/Roadmap%202013%20FAC%20Draft%205-28-13.pdf>>. Acesso em 11 de janeiro de 2016.

PARTAIN, R. A. Avoiding Epimetheus: Planning Ahead for the Commercial Development of Offshore Methane Hydrates. *Sustainable Development Law & Policy* 15, nº. 1: pp. 16-25, 56-58. 2015.

PETROBRAS. Pesquisas indicam novas fontes para produção de gás natural no país. Petrobras - Fatos e Dados, 08 fev. 2016. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/nossas-pesquisas-indicam-novas-fontes-para-producao-de-gas-natural-no-pais.htm>>. Acesso em 17 de fevereiro de 2016.

PRABHAKAR, M.K. Gas Hydrates as an Unconventional Resource: Asian Perspective. In: *Geoscience Technology Workshop*, 2012. Singapura, 2012. Disponível em: <[http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/80221prabhakar/ndx\\_prabhakar.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/80221prabhakar/ndx_prabhakar.pdf)>. Acesso em 2 de março de 2016.

RUPPEL, C. Methane Hydrates and the Future of Natural Gas. MITEI Natural Gas Report, Supplementary Paper on Methane Hydrates. 2011. Disponível em: <[https://mitei.mit.edu/system/files/Supplementary\\_Paper\\_SP\\_2\\_4\\_Hydrates.pdf](https://mitei.mit.edu/system/files/Supplementary_Paper_SP_2_4_Hydrates.pdf)>. Acesso em 18 de março de 2016.

SCHAEF, H.T.; McGRIL, B.P. Downhole Fluid Injections, CO2 Sequestration Methods, and Hydrocarbon Material Recovery Methods. Publicação de patente internacional - WO 2012/119058 A2. WIPO, 2012.

SONG, Y. et al. The status of natural gas hydrate research in China: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 31, pp778-791. Elsevier, 2014.

SONG, Y. et al. Evaluation of gas production from methane hydrates using depressurization, thermal stimulation and combined methods. *Applied Energy* 145, pp 265-277. Elsevier, 2015.

SOUZA, F.. Segurança energética e mudança climática na China. Blog Infopetro, Grupo Economia da Energia, Instituto de Economia/Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/02/10/seguranca-energetica-e-mudanca-climatica-na-china/#comments>>. Acesso em 8 de março de 2016.

STAUB, J. The Growth of U.S. Natural Gas: An Uncertain Outlook for U.S. and World Supply. In: 2015 EIA ENERGY CONFERENCE. Washington, 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/conference/2015/pdf/presentations/staub.pdf>>. Acesso em 30 de março de 2016.

THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

UNEP - United Nations Environmental Program. Frozen Heat: A Global Outlook on Methane Gas Hydrates - Volume 1. Noruega: GRID-Arendal, 2014a. Disponível em: <<http://www.grida.no/publications/e-book.aspx?id=6580&url=grid.cld.bz/FROZEN-HEAT-Volume-1>>. Acesso em 24 de fevereiro de 2016.

UNEP - United Nations Environmental Program. Frozen Heat: A Global Outlook on Methane Gas Hydrates - Executive Summary. Noruega: GRID-Arendal, 2014b. Disponível em: <<http://www.grida.no/publications/e-book.aspx?id=6580&url=grid.cld.bz/FROZEN-HEAT-A-Global-Outlook-on-Methane-Gas-Hydrates1>>. Acesso em 24 de fevereiro de 2016.

UNEP - United Nations Environmental Program. Frozen Heat: A Global Outlook on Methane Gas Hydrates - Volume 2. Noruega: GRID-Arendal, 2014c. Disponível em: <<http://www.grida.no/publications/e-book.aspx?id=6580&url=grid.cld.bz/FROZEN-HEAT-A-Global-Outlook-on-Methane-Gas-Hydrates>>. Acesso em 24 de fevereiro de 2016.

VIRS, R. A comparative seismic study of gas chimney structures from active and dormant seepage sites offshore mid-Norway and west-Svalbard. 141 f. Master Thesis in Geology - Faculty of Science and Technology, Department of Geology. Noruega: The Arctic University of Norway, 2015. Disponível em: <<http://munin.uit.no/handle/10037/7742>>. Acesso em 22 de março de 2016.

USGS - United States Geological Survey. Gas Hydrate Primer. U.S. Geological Survey Gas Hydrates Project. EUA, 2014. Disponível em: <<http://woodshole.er.usgs.gov/project-pages/hydrates/primer.html>>. Acesso em 10 de fevereiro de 2016.

WALSH, M.R. et al. Preliminary report on the commercial viability of gas production from natural gas hydrates. *Energy Economics* 31, pp. 815-823. Elsevier, 2009.

WEIJERMARS, R.; Economic Appraisal of Shale Gas Plays in Continental Europe. *Applied Energy* 106, pp. 100-115. Elsevier, 2013.

XU, Chun-Gang; LI, Xiao-Sen. Research progress on methane production from natural gas hydrates. *RSC Advances* 5, p 54672. Royal Society of Chemistry, 2015.

YAMAMOTO, K. Overview and introduction: Pressure core-sampling and analyses in the 2012-2013 MH21 offshore test of gas production from methane hydrates in the eastern Nankai Trough. *Marine and Petroleum Geology*, vol. 66, parte 2, p. 296-309, 2015.