

Energia e a Economia Mundial

Ecosistema e Tendências

Catarina Mendes Leal



FUNDAÇÃO
CALOUSTE GULBENKIAN

ÍNDICE

Introdução	4
I. Enquadramento do Tema – Energia e a Economia Mundial	6
I.1 Tendências de Crescimento da Procura de Energia	6
I.2 Comparação do Consumo; Produção e Reservas Provadas de Petróleo e Gás Natural por Macrorregiões	8
I.3 Petróleo e GN: Exportação, Redes e Rotas de Transporte	12
II. O “Ecosistema Oil & Gas”	19
II.1 O “Ecosistema Oil & Gas” – Padrões de Comportamento dos Atores e Funcionamento	19
II.2 Os EUA, as IOC e as Vagas de Expansão da Oferta – O Exemplo dos Anos 90	23
III. O Superciclo Da Matérias-Primas e as Novas Descobertas de Jazigos de Petróleo e de Gás Natural	26
III.1 O Superciclo das Matérias-Primas e o Caso da Energia	26
III.2 A Explosão dos Preços do Petróleo Pós-2000 e a Vaga de Investimento na Expansão da Oferta	28
III.3 As Descobertas dos Novos Jazigos de Petróleo e de Gás Natural Convencional e Não Convencional	29
Considerações Finais	31
Bibliografia	32

LISTA DE FIGURAS, CAIXAS E TABELAS

	Págs.	
Figura I.1	Greenhouse Gas Mitigation Scenarios for Major Emitting Countries	4
Figura I.2	Energia Primária: Procura e PIB no New Policies Scenario (1990-2040)	5
Figura I.3	Produção e Consumo de Petróleo por Macrorregiões da Economia Mundial (2018)	5
Tabela I-1	Reservas Provadas de Petróleo por Macrorregiões da Economia Mundial (1998-2008-2018)	7
Tabela I.2	Líderes em Reservas de Petróleo (Finais de 2018)	7
Figura I.4	Consumo e Produção de GN por Macrorregiões na Economia Mundial (2018)	7
Tabela I.3	Reservas Provadas de GN por Macrorregiões da Economia Mundial (1998-2008-2018)	8
Tabela I.4	Líderes em Reservas de GN (Finais de 2018)	8
Figura I.5	Principais Movimentos de Comércio de Petróleo em 2018 (milhões de toneladas)	9
Figura I.6	Principais Movimentos de Comércio do GN em 2018 (BMC)	10
Tabela I.5	Principais “Pontos de Estrangulamento” (SLOC) nas Rotas Petrolíferas a Nível Mundial	13
Figura I.7	Principais Pontos de Estrangulamento de Petróleo a Nível Mundial	14
Tabela II.1	Classificação dos Players do Mercado Energético	17
Caixa II.1	Produção Não OPEP e “Choques Petrolíferos”	20
Figura III.1	Preços das Matérias-Primas	23
Figura III.2	Global Oil Investment and Oil Price (Billions of constant 2010 US\$, unless noted otherwise)	26
Figura III.3	Investimentos & Produção: Convencional e Não Convencional	26
Figura III.4	Distribuição Global de “Campos Gigantes”	27

INTRODUÇÃO

Presentemente, vive-se uma nova era marcada pela volatilidade do preço do petróleo, pelas preocupações com o aquecimento global, a emergência das energias renováveis e a utilização do petróleo como uma arma política, à qual se juntará a prazo o gás natural.

Dois terços das reservas petrolíferas convencionais encontram-se no Golfo Pérsico, na Rússia (Mar Cáspio) ou no Golfo da Guiné. Pode-se identificar uma Eclipse Estratégica na área do Golfo Pérsico, quer para o petróleo, quer para o gás natural. A Elipse abarca 71% das reservas mundiais do petróleo e 69% das reservas mundiais de gás natural. Atualmente, as companhias petrolíferas nacionais (NOCs) detêm mais de 75% de reservas provadas de petróleo, enquanto as companhias petrolíferas internacionais (IOCs) controlam menos de 10%.

À semelhança do que se verifica em relação ao petróleo, também as reservas de gás natural estão repartidas de forma desequilibrada em termos geográficos. Dois países sozinhos – Rússia e Irão – detêm praticamente metade das reservas provadas de gás. E, são também as NOCs que dominam as reservas deste hidrocarboneto.

Em relação às infraestruturas de transporte de petróleo e de gás natural, estas são extremamente caras e as suas construções implicam prazos alargados e contextos económicos e políticos previsíveis para que os investidores invistam o seu capital e know how. Enquanto o mercado petrolífero é global, o mesmo já não se pode afirmar em relação ao gás natural que ainda é regional. Em ambos os recursos verifica-se um afastamento dos centros produtores em relação às áreas de consumo (EUA, Europa Ocidental, China, Brasil, Índia). As relações emergentes entre os principais consumidores chave finais refletir-se-ão a níveis elevados na política económica e de segurança.

Nos últimos 40 anos, foi-se estruturando, de forma evolucionária e sob liderança dos EUA um ecossistema que organizou, a nível mundial, a oferta de petróleo e a regulação do seu preço – que rompeu com as abordagens mercantilistas de necessidade de controlo pelos Estados consumidores de territórios com recursos energéticos de grande valia - ecossistema que reuniu atores com características, funções e interesses muito diversos, permitindo gerir um recurso chave para o funcionamento das economias desenvolvidas e em desenvolvimento e marcado por uma profunda assimetria geográfica na distribuição das suas reservas.

Do lado da oferta as mudanças parecem mais promissoras, do que do lado da procura, pelas seguintes razões:

- Uma vaga de descobertas de jazigos no offshore ultra profundo, no Golfo do México e no Brasil;
- Uma revolução institucional num país da OPEP, com o início da abertura do sector petrolífero do Iraque às multinacionais petrolíferas e às NOCs das economias emergentes e de países produtores não OPEP;
- A decisão da Arábia Saudita ampliar a sua produção até ao 12 milhões de barris /dia e do Catar iniciar a produção em larga escala de GTL;
- Um maior aproveitamento dos gases que se libertam na exploração de petróleo para os transformar em combustíveis líquidos, processo que foi alargado ao aproveitamento de jazigos de gás natural;
- Uma verdadeira revolução tecnológica que permitiu, pela combinação de horizontal drilling, iniciar a exploração do shale gas, nos EUA, fazendo multiplicar as reservas provadas de gás.

Face ao que antecede este documento está organizado em três capítulos. O primeiro, tem como propósito efetuar um retrato sobre a situação do sector energético à escala global, apresentando um enquadramento sobre o sistema energético em termos mundiais, no relativo a stocks, fluxos e mercados.

No segundo capítulo, é feita uma descrição muito breve do ecossistema do petróleo e gás natural mundial, das funções e padrões de comportamento de alguns dos seus atores principais e do funcionamento do conjunto; e uma abordagem que procura evidenciar o papel central dos EUA na organização, e “gestão” desse ecossistema. No último capítulo, aflora-se a questão do superciclo das matérias-primas, com enfoque na energia, analisando a relação entre o aumento da procura e o pico da produção de algumas províncias energéticas; bem como, a componente financeira e cambial do aumento de preços de petróleo no novo milénio. Seguidamente, analisa-se a explosão dos preços do petróleo pós-2000 e a vaga de investimento na expansão da oferta; terminando com um breve apontamento sobre as descobertas dos novos jazigos de petróleo e de gás natural convencional e não convencional.

I. ENQUADRAMENTO DO TEMA – ENERGIA E A ECONOMIA MUNDIAL

I.1 Tendências de Crescimento da Procura de Energia

Para se compreender o atual panorama energético, devemos começar por analisar as questões não políticas que condicionam e têm um impacto importante nas tendências da energia, ou seja: população, crescimento económico, preços de energia, emissões de CO₂ e tecnologia.

O rápido crescimento da população mundial e a crescente prosperidade colocam pressões insustentáveis sobre os recursos. Nas próximas duas décadas, estima-se um aumento da procura de 30% a 50% e, simultaneamente, um acentuar das disparidades económicas levando a respostas de curto prazo em relação à produção e ao consumo que afetam a sustentabilidade a longo prazo.

Importantes tendências de longo prazo continuam a influenciar a atual economia energética, nomeadamente: a industrialização, a urbanização e a motorização. Estas tendências estão interrelacionadas com o aumento crescente de consumo de energia, o aumento da eficiência do uso de energia, de produção e de consumo.

Por sua vez um leque de razões e fatores explicam a extrema volatilidade dos preços do petróleo: perturbações no abastecimento, crescimento económico, limitações da spare capacity da OPEP, aumento dos stocks de petróleo mundiais, a gradual viragem dos países desenvolvidos a produção de gás não convencional.

Em relação ao gás natural, o mercado não é global e não existe preço global. Portanto, as alterações dos preços em termos regionais são os que espelham as forças subjacentes da procura e da oferta, bem como os padrões de mudança num determinado período. A média anual dos preços spot de GNL poderá ser impulsionada por uma combinação de preços mais elevados do petróleo aumentando os preços dos contratos indexados ao petróleo, e uma grande procura adicional de GNL (por exemplo, do Japão, para substituir as perdas que teve com a energia nuclear).

O forte crescimento da energia traduz-se em consequências negativas para as emissões de CO₂. Na última década, as emissões cresceram 2,8% ao ano (ou seja, mais elevado do que o consumo de energia primária). Com o crescente consumo de carvão, sendo a taxa mais elevada entre o consumo de combustíveis fósseis, as emissões globais de CO₂ da energia - medidas por taxas de conversão padrão - têm crescido mais rapidamente do que o consumo total de energia. As emissões estão a crescer cada vez mais, quer em países da OCDE, quer em países não-OCDE.

Segundo a figura seguinte, de acordo com o Relatório do New Climate Institute (de dez. de 2019):

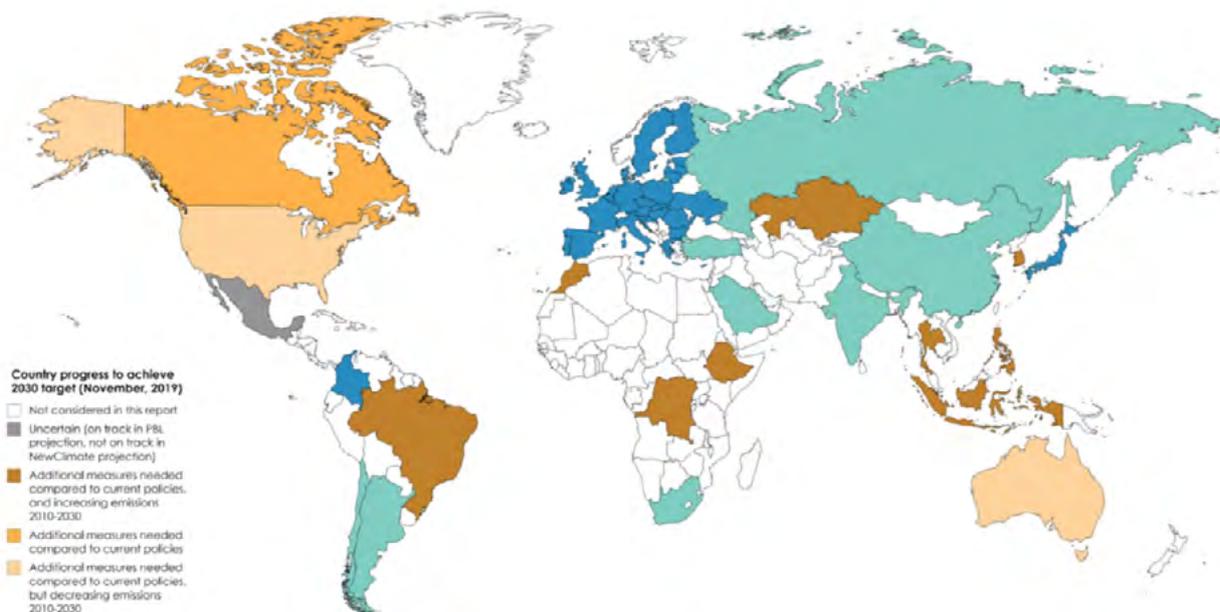
- Sete dos 13 países (Austrália, Canadá, China, UE28, Japão, Turquia e EUA) têm projeções de cenário de políticas atuais mais baixas em comparação com os valores do relatório deste instituto de 2015.
- No Brasil, Índia, México e Federação Russa, os intervalos de projeção de emissões para 2030 neste relatório foram semelhantes ou aumentaram em comparação aos do relatório de 2015.
- Para o Brasil, os dados atualizados do inventário de GEE, especialmente no setor LULUCF, tiveram um impacto significativo - o inventário atualizado mostra uma tendência crescente de emissões de GEE desde 2010, com mais de 1.500 MtCO₂e / ano para 2017 e atingindo cerca de 4% a 17% acima 2010 até

2030, enquanto o relatório de 2015 projetou uma tendência decrescente de emissão desde 2010, com cerca de 1.500 MtCO₂e / ano para 2017, e atingindo 10% abaixo dos níveis de 2010 até 2030.

- Na Indonésia, as trajetórias de emissões vêm mudando substancialmente anualmente, em parte devido à revisão dos relatórios nacionais de inventário de GEE. Embora as projeções de emissões para 2030 sejam aproximadamente semelhantes entre os relatórios de 2015 e 2019, as emissões históricas para 2010 são significativamente mais baixas no último relatório de inventário de GEE usado nesta atualização de 2019.

Figura I.1

Greenhouse Gas Mitigation Scenarios for Major Emitting Countries



Fonte: New Climate Institute, Greenhouse gas mitigation scenarios for major emitting countries, 2019.

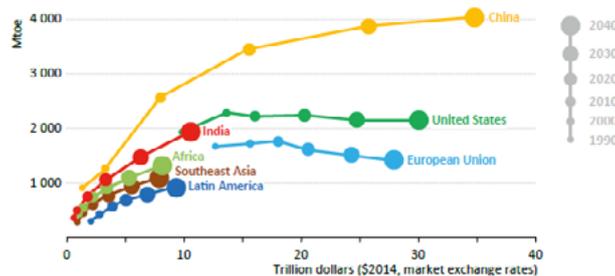
Finalmente, em relação à tecnologia, têm-se vindo a registar importantes avanços, permitindo uma maximização dos fatores de recuperação e, simultaneamente, adiam o Peak Oil. A nível da exploração, uma ferramenta chamada Seabed Logging (SBL) baseada em métodos de eletromagnéticos, com uma integração sísmica a 3D permite uma melhor resolução; a nível do desenvolvimento/ produção, uma nova abordagem na recolha e processamento de dados designado Digital Field Concept, deteta o que está a ocorrer no reservatório. No entanto, estas tecnologias exigem substanciais investimentos.

No futuro, a procura de energia primária aumentará 25%, entre 2017-2040. Todavia, a relação entre o crescimento da população mundial e da economia será menor em termos de “energia intensiva”. Os combustíveis fósseis continuarão a ter um peso central na procura de energia em 2040, destacando-se o petróleo que continuará a ser o combustível dominante no cabaz de energia primária. No cenário central apresentado pelo World Energy Outlook, o crescimento da procura mundial desacelerará acentuadamente - 1% a 2% até 2040. Esta situação será o resultado dos preços e os efeitos da política, e de uma mudança estrutural na economia global para os serviços mais leves e setores industriais.

Os grandes consumidores encontram-se, sobretudo, na Europa, Japão, Coreia do Sul e América do Norte, registando-se um aumento do consumo no resto da Ásia (60% do total mundial), na África, no Médio Oriente e na América Latina. No início de 2030, a China tornar-se-á no maior consumidor de petróleo, cruzando-se com os Estados Unidos, em que a utilização deste hidrocarboneto reduzir-se-á para níveis não verificados há décadas. Nessa altura, a Índia, o Sudeste Asiático, o Médio Oriente e a África subsaariana tornar-se-ão nos motores do crescimento global da procura de energia.

Figura 1.2

Energia Primária: Procura e PIB no New Policies Scenario (1990-2040)



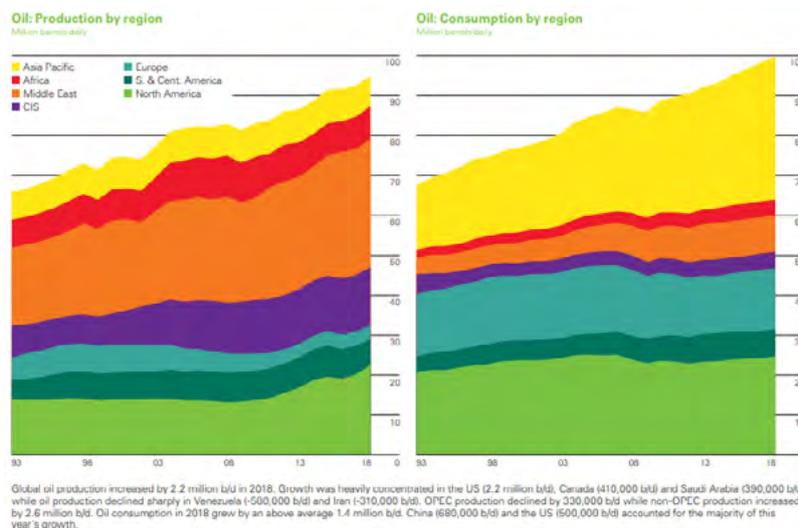
Fonte: OCDE/IEA, World Energy Outlook 2015, p.61.

1.2 Comparação do Consumo; Produção e Reservas Provadas de Petróleo e Gás Natural por Macrorregiões

Em termos globais, o consumo de petróleo apresenta uma distribuição geográfica bastante desigual. As três áreas que mais consomem são a Ásia/ Pacífico (35,9%), América do Norte (24,8%) e Europa e Eurásia (19,4%). Três áreas não atingem os 10% - Médio Oriente (9,2%), América Central e do Sul (6,8%) e África (4,0%). Se se olhar para os países em termos individuais, em termos de consumo per capita, os Estados Unidos são o maior consumidor (20,5%), seguido pela China (13,5%), pela Índia (5,2%), pelo Japão (3,9%) e pela Federação Russa (3,2%). Em 2018, em termos globais, os países fora da OCDE consumiram mais 5,4% (52,5%) em relação ao conjunto dos países da OCDE (47,5%).

Figura 1.3

Produção e Consumo de Petróleo por Macrorregiões da Economia Mundial (2018)



Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2019, p. 22.

A observação da figura 1.3 permite concluir que:

- A macrorregião na economia mundial com maior ritmo de crescimento do consumo de petróleo e, simultaneamente, com maior expressão no consumo total em 2018 é a Ásia/ Pacífico (que inclui a Índia

e o Paquistão) e que apresenta níveis de produção estabilizados e muito inferiores aos níveis de consumo, sendo por isso uma macrorregião muito dependente das importações.

- Seguem-se, em termos de dimensão do consumo, a América do Norte, com produção ainda inferior aos consumos - e, portanto, dependente das importações -, embora em anos recentes esta dependência se esteja a reduzir devido ao aumento muito significativo de produção. No que respeita à Europa/Eurásia, assistiu-se a uma quebra ligeira do consumo. E para efeito de comparação com a produção é necessário separar a Europa e a Eurásia para que ressalte a dependência das importações da Europa e a forte orientação exportadora da Eurásia.
- A macrorregião do Médio Oriente, fortemente exportadora de petróleo, tem vindo a crescer no consumo interno.
- As macrorregiões das Américas Latina e Central, por um lado, e da África, por outro, são regiões exportadoras de petróleo, com um movimento ascensional no consumo.

Observando agora as reservas provadas no ano de 2018 e o ratio reservas/produção ressaltam as seguintes conclusões:

- O Médio Oriente tem as maiores reservas provadas do mundo (48,3%), podendo manter-se como região grande exportadora, não obstante o crescimento do seu consumo interno de petróleo (8,8%), mas no quadro de uma forte redução do ratio reservas /produção (72 anos).
- A Ásia/ Pacífico, em contraste, detém reduzidas reservas provadas (2,8%), comparando com as restantes macrorregiões e irá continuar a ver agravada a sua dependência das importações, se o seu consumo continuar a crescer por via da industrialização, urbanização e motorização, no futuro com um maior contributo da Índia do que até agora.
- A Europa/Eurásia, também a este nível tem que ser obviamente separada nas suas duas componentes, detendo a Europa reservas reduzidas de petróleo convencional (0,8%), apontando para a permanência de necessidades de importação, apenas controláveis por via da travagem do crescimento do consumo – nomeadamente nos transportes que são o setor mais consumido A Eurásia detém reservas (18,4%), mas muito inferiores às do Médio Oriente no que respeita ao petróleo.
- A América do Norte - graças à soma das reservas dos EUA, Canadá e México -apresenta reservas provadas (13,7%) superiores à Europa/ Eurásia e tem vindo a aumentar as suas reservas de petróleo não convencional (shale e tight oil).
- A América Latina tem reservas provadas (18,8%) muito superiores às de África e apresenta um ratio reservas/ produção (136,2 anos) excepcionalmente elevado o que lhe permitirá eventualmente vir a tornar-se uma exportadora mais significativa se o aumento das reservas se traduzir em aumento de produção (não obstante, o crescimento do seu consumo).

Tabela 1.1

Reservas Provadas de Petróleo por Macrorregiões da Economia Mundial (1998-2008-2018)

Áreas	1998	2008	2018
Médio Oriente	60,0%	50,5%	48,3%
CIS	10,6%	9,7%	8,4%
Ásia/ Pacífico	3,6%	3,2%	2,8%
África	6,8%	8,1%	7,2%
América do Norte	8,8%	14,5%	13,7%
América C. e do Sul	8,4%	13,1%	18,8%
Europa	1,9%	0,9%	0,8%
Total	1141,2 mmb	1493,8 mmb	1729,7 mmb

Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2019, p. 15.

Tabela I.2

Líderes em Reservas de Petróleo (Finais de 2018)

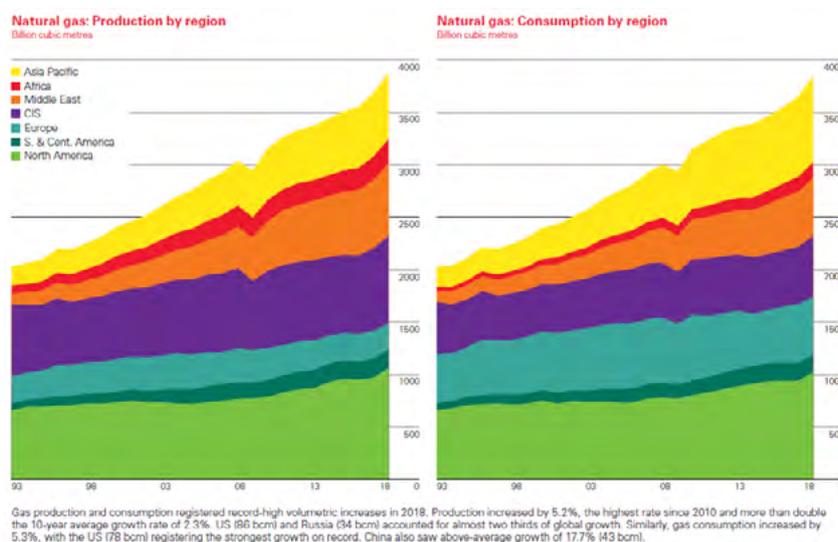
PETRÓLEO			
Ranking	País	Mil Milhões de Barris	% Posição em Termos Mundiais
1	Venezuela	303.3	17,5
2	Arábia Saudita	297.7	17,2
3	Canadá	167.8	9,7
4	Irão	155.6	9,0
5	Iraque	147.2	8,5
6	Federação da Rússia	106.2	6,1
7	Kuweít	101.5	5,9
8	EAU	97.8	5,7
9	EUA	61.2	3,5
10	Líbia	48.4	2,8

Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2019, p. 14.

A tabela I.2 permite identificar dentro das macrorregiões exportadoras quais os principais Estados detentores de reservas. Assim, no Médio Oriente destacam-se a Arábia Saudita, Irão, Iraque, Koweit e Emiratos Árabes Unidos; na Eurásia a Rússia; na América Central e do Sul a Venezuela, em África – a Líbia e a Nigéria.

Figura I.4

Consumo e Produção de Gás Natural por Macrorregiões na Economia Mundial (2018)



Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2019, p. 36.

Já no que respeita ao gás natural o consumo concentra-se atualmente em três macrorregiões - Ásia/ Pacífico, Europa/ Eurásia e América do Norte - ficando residual o Resto do Mundo e de acordo com a figura I.4, ressaltam duas conclusões:

- Um consumo concentrado na América do Norte Europa/ Eurásia, mas taxas de crescimento do consumo maiores na Ásia/ Pacífico e Resto do mundo, mas com menores desequilíbrios Consumo/ Produção do que se verificava com o petróleo.

- Reservas provadas concentradas no Médio Oriente e na Europa/Eurásia (tendo neste caso a Europa reservas significativas na Noruega e sendo o resto maioritariamente concentrado na Eurásia).

Tabela I.3

Reservas Provadas de GN por Macrorregiões da Economia Mundial (1998-2008-2018)

Áreas	1998	2008	2018
Médio Oriente	39,4	43,3	38,4
CIS	29,9	26,9	31,9
Ásia/ Pacífico	8,0	8,8	9,2
África	7,9	8,2	7,3
América do Norte	5,3	5,1	7,1
América C. e do Sul	5,2	4,4	4,2
Europa	4,2	3,2	2,0
Total	130,8 tmc	170,2 tmc	196,9 tmc

Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2019, p. 31.

- A Ásia/ Pacífico apresenta reservas mais significativas do que no petróleo (devido às reservas da Austrália, Indonésia e Malásia);
- As principais reservas concentram-se no Médio Oriente e na Europa/ Eurásia (sobretudo nesta última), enquanto a América Central e do Sul e África apresentam montantes de reservas reduzidos;
- A América do Norte apresenta também reservas pouco significativas – mas sem contar com o shale gas por se tratar, neste caso, de reservas de formas convencionais de gás natural.
- A tabela I.4 indica como principais Estados com reservas convencionais de GN:
- No Médio Oriente – destacam-se o Irão e o Catar, muito acima da Arábia Saudita e dos Emiratos Árabes Unidos;
- Na Eurásia – a Rússia e o Turquemenistão;
- Na América Central e do Sul a Venezuela e em Africa a Argélia e a Nigéria.
- Saliente-se a presença entre as maiores reservas - a dos EUA.

Tabela I.4

Líderes em Reservas de GN (Finais de 2018)

GÁS NATURAL			
Ranking	País	TMC	% Posição Mundial
1	Federação da Rússia	38.9	19,8
2	Irão	31.9	16,2
3	Catar	24.7	12,5
4	Turquemenistão	19.5	9,9
5	EUA	11.9	6,0
6	Venezuela	6.3	3,2
7	Arábia Saudita	5.9	3,0
8	EAU	5.9	3,0
9	Nigéria	5.3	2,7
10	Argélia	4.3	2,2

Fonte: BP, BP Statistical Review of World Energy, 2019, p. 30.

O país que mais exportou gás via gasoduto foi a Rússia. A Europa é a principal utilizadora de gás natural via gasodutos. Os países Europeus são abastecidos por países do próprio continente e da Eurásia, destacando-se a Federação Russa (193,8 bmc), a Noruega (114,3 bmc) e a Holanda (32,5 bmc). A Europa é ainda abastecida por países africanos (destacando-se a Argélia, 34,2 bmc; e, em menor volume, a Líbia, 4,3 bmc). As importações europeias são inferiores às suas exportações.

Em relação ao continente Americano, os movimentos registados através dos gasodutos são intra-continente. Assim, na América do Norte registam-se movimentos entre os EUA, o Canadá e o México, destacando-se como principal exportador dessa área o Canadá que, em 2018, forneceu apenas os EUA (77,2 bmc). Na América Central e do Sul, a Bolívia exportou o seu gás maioritariamente para o Brasil (7,6 bmc) e para a Argentina (5,7 bmc).

Apesar de, o Médio Oriente ser a região com as maiores reservas provadas, a verdade é que os movimentos via gasodutos são poucos; as importações (26,6 bmc) excedem em pouco as exportações (24,6 bmc).

O continente africano é um exportador de gás natural através de gasodutos (48,0 bmc), tendo como destinatários os países europeus – Holanda (Argélia e Líbia), Espanha (Argélia), Portugal (Argélia) e outros países Europeus.

Em relação à região Ásia/ Pacífico, tal como ocorre no continente Americano, registam-se movimentos intra-continente, em que se destacam como fornecedores o Myanmar (10,5 bmc), a Indonésia (7,6 bmc); os destinatários são Singapura (8,8 bmc) e Tailândia (7,8 bmc), Austrália (7,6 bmc) e China (2,9 bmc). A China importou 45,0 da Eurásia.

Em relação às rotas do GNL (e observando uma vez mais a figura I.6) constata-se que o país que, em 2018, mais exportou foi o Catar (104,8 bmc), cujos destinos se encontram-se distribuídos por 3 continentes – Americano, Europeu e Asiático.

A seguir ao Catar, como maiores exportadores surgem a Austrália (91,8 bmc), a Malásia (33,0 bmc) e a Indonésia (20,8 bmc), cujos destinos se situam na própria região (Índia, Japão, Coreia do Sul e Taiwan).

Em termos de regiões, a maior importadora de GNL, em 2018, foi a Ásia/ Pacífico – 322,8 bmc (destacando-se claramente o Japão que importou 113 bmc).

O comércio internacional expandir-se-á mais rapidamente do que o output, em virtude do desequilíbrio geográfico entre os detentores e os consumidores deste recurso. As principais regiões consumidoras desta matéria-prima ficarão cada vez mais dependentes das suas importações.

O GNL tem um peso de mais de metade do aumento no comércio global inter-regional. A baixa percentagem de trocas internacionais deve-se sobretudo aos elevados custos de transporte. Este último é complexo e implica elevados investimentos, sobretudo porque grande parte das reservas estão longe dos centros de consumo. Há também que ter em conta que, quer a construção, quer a gestão de gasodutos criam problemas legais e jurídicos. As preocupações com a segurança de gás são atenuadas pelo aumento da disponibilidade de GNL.

Em relação aos grandes exportadores de gás natural, destacam-se quatro grandes zonas de aprovisionamento, conforme a diversificação dos mercados consumidores que abastecem com escala significativa:

1. Uma região Central, Médio Oriente/ Golfo Pérsico que abastece Ásia/ Pacífico, EUA e Europa;
2. Uma primeira Coroa, constituída pela Eurásia, que abastece a Europa e a Ásia, até agora com claro predomínio da primeira, mas em evolução para um maior envolvimento com os fornecimentos à Ásia,

quer pela Rússia, quer pelo Turquemenistão, sendo o abastecimento da China e, em menor escala, do Japão, o motor dessa viragem para a Ásia/ Pacífico;

3. Uma segunda Coroa, incluindo os países exportadores que abastecem a Europa e, em menor escala, os EUA (África do Norte e Ocidental);

4. Uma terceira Coroa, constituída pelos fornecedores regionais, Indonésia, Brunei, Malásia e Austrália para a Ásia/ Pacífico (embora também possam vir a exportar para os EUA); o Canadá e as Caraíbas (Trinidad e Tobago) para os EUA.

Em síntese, o gás natural continua a ser comercializado largamente numa base regional, tanto mais que existem poucas ligações físicas entre os principais mercados regionais da América do Norte, Europa, Ásia/ Pacífico e América Latina. Todavia, à medida que o comércio do GNL se for expandindo, estes mercados ir-se-ão tornar cada vez mais integrados.

Recorrência de Disrupções do Aprovisionamento Energético: Ataques Terroristas, Pirataria e Desastres Naturais

Como já se viu nos pontos anteriores, o desequilíbrio da localização entre os centros de produção e os de consumo é muito grande no petróleo, bem como no gás natural. Vários fatores podem condicionar o transporte, via terrestre ou via marítima, desde as regiões produtoras até aos centros de consumo, do petróleo e do gás natural. A instabilidade política, económica e social nos países produtores pode constituir uma séria ameaça à interrupção da produção.

No âmbito da segurança energética os riscos associados ao transporte destes dois hidrocarbonetos, sobretudo em determinados locais geográficos, foram, desde sempre, tomados em consideração, quer pelos produtores, quer pelos consumidores.

Como se sabe, grande parte do transporte do petróleo e do gás natural é feito através de navios (petroleiros, metaneiros, butaneiros) e de pipelines (oleodutos, gasodutos).

Por seu turno, o transporte via marítima enfrenta problemas de segurança devido aos estrangulamentos dos corredores de navegação (SLOC). Os actos de terrorismo e de pirataria são, sem dúvida, os mais preocupantes, sobretudo nos Estreitos de Ormuz, Malaca (no Sudeste Asiático), Bab el-Mandab, Bósforo e Dardanelos e nos Canais do Suez e do Panamá, conforme se pode observar na tabela seguinte.

Tabela I.5

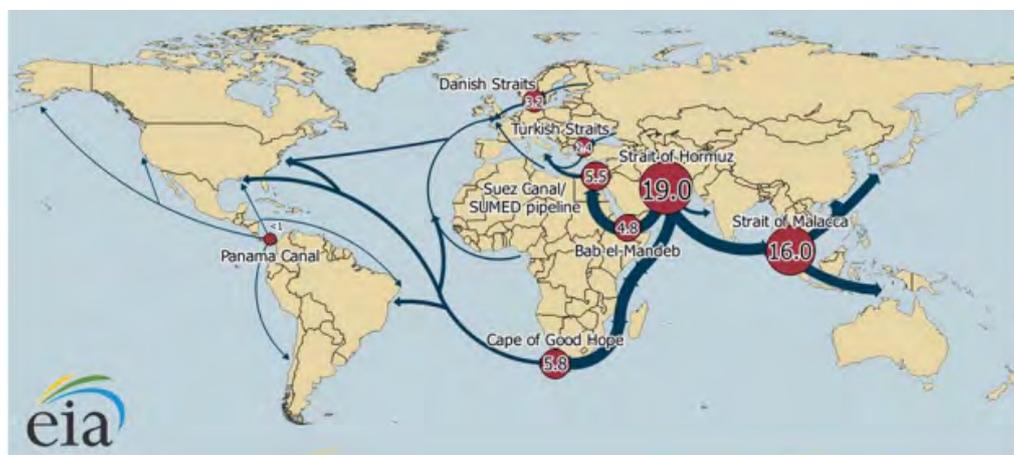
Principais “Pontos de Estrangulamento” (SLOC) nas Rotas Petrolíferas a Nível Mundial

Nome, e Fluxo Petróleo (mb/d) 2013	Origem do Petróleo	Destino Primário	Distúrbios Anteriores	Rotas Alternativas
Estreito de Ormuz (18.5 milhões)	Nações do Golfo Pérsico, incluindo Arábia Saudita, Irão e Emirados Árabes Unidos.	85% foi para Japão, Índia, Coreia do Sul e China.	Minas marítimas instaladas durante a Guerra Irão-Iraque, na década de 80. Ameaças terroristas pós-11/09.	Arábia Saudita: (a) Oleoduto “Petroline Leste-Oeste”; b) Gasoduto Abqaiq-Yanbu; c) Iraqi Pipeline (IPSA) – gasoduto. EAU: a) Oleoduto Abu Dhabi
Estreito de Malaca (16.0 milhões)	Nações do Golfo Pérsico, África Ocidental.	Todos os consumidores da Ásia/Pacífico incluindo Japão, China e Coreia do Sul.	Disrupções devido a atos de pirataria, os quais são uma ameaça constante, incluindo o ataque terrorista em 2003. Desde 2005 têm vindo a diminuir as colisões e derrames de petróleo.	Desvio através de Lombok ou do Estreito de Sunda na Indonésia. China e Tailândia: 2013 - acordo para construção de Gasoduto; 2014-15 - Abertura de oleoduto pipeline entre Malásia e Tailândia.
Canal do Suez & Pipeline SUMED (5.5 milhões)	Nações do Golfo Pérsico, sobretudo Arábia Saudita, Iraque, Kuwait, EAU, Irão, Omã, Catar e Bahrein; Europa; Norte de África.	Europa, EUA, mercados asiáticos.	O Canal do Suez foi fechado durante 8 anos após a Guerra dos Seis Dias em 1967. Dois petroleiros encalharam em 2007 suspendendo o tráfego.	Desvio através do SUMED - transporte feito através do Egito do Mar Vermelho para o Mediterrâneo.
Bab el-Mandab (4.8 milhões)	Golfo Pérsico.	Europa (em 2009, com a crise económica o tráfego diminuiu 1/3 para a Europa), EUA e Ásia.	Ataque ao USS Cole em 2000, a um petroleiro francês em 2002.	Tráfego pela margem Norte pode utilizar o oleoduto Leste-Oeste através da Arábia Saudita; desvio, contornando o (Cabo da Boa Esperança); 966 km adicionais.
Estreitos Dinamarqueses (3.2 milhões)	Rússia Menos de 100,000 b/d), da Noruega e RU.	Europa Mercados escandinavos (em 2013).		Rússia deslocou uma parcela significativa das suas exportações de petróleo bruto para os seus portos do Báltico, após a abertura do porto de Primorsk em 2005. Em 2011, as exportações de petróleo de Primorsk foram responsáveis por mais de metade de todas as exportações através dos Estreitos dinamarqueses (apesar do volume ter caído para 42% em 2013).
Estreitos Turcos (Bósforo e Dardanelos) 2.4 milhões	Região do Mar do Cáspio.	Europa Ocidental e do Sul.	Numerosos acidentes de navegação no passado devido à geografia sinuosa dos estreitos. Foram feitas algumas ameaças terroristas pós-11/09.	Turquia tem sugerido que uma rota alternativa poderia ser desenvolvida entre o Mar Negro e o Mar de Marmara.
Canal do Panamá (0.9 milhões)	EUA (Ligação do Pacífico – Mar das Caraíbas – Atlântico)	EUA e China		As alternativas incluem o Estreito de Magalhães, ao Cabo Horn e à passagem Drake para a ponta sul da América do Sul. Todavia, estas rotas iriam significar um grande aumento de tempo em trânsito, bem como dos custos.

<p>Cabo da Boa Esperança (5.8 milhões)</p> <p>Extremo sul da África do Sul Parte é oriunda da África (2,2 milhões de b/d) e da América do Sul e do Caribe (1,6 milhões de b/d)</p>	<p>Mercados asiáticos (4,1 milhões b/d). Em direção oposta, quase todos os fluxos no sentido oeste vêm do Médio Oriente (1,5 milhões de b/d), destinando-se, sobretudo para as Américas, destacando-se os EUA.</p>	<p>O Cabo da Boa Esperança é também uma rota alternativa por mar, por navios que viajam para o oeste, procurando não passar pelo Golfo de Aden, e pelo estreito Bab el-Mandeb e ou o Canal de Suez. Todavia, há que ter em consideração que o desvio de rotas pelo Cabo da Boa Esperança, aumentará os custos e o tempo de envio.</p>
--	--	---

Fonte: EIA, World Oil Transit Chokepoints, jul. 2017.

Figura 1.7
Principais Pontos de Estrangulamento de Petróleo a Nível Mundial



Note: All estimates in million barrels per day. Includes crude oil and petroleum products.

Fonte: U.S. Energy Information Administration baseado em Lloyd’s List Intelligence, Panama Canal Authority, Eastern Bloc Research, Suez Canal Authority e UNCTAD, 2017.

Os “pontos de estrangulamento” são canais e estreitos bastante utilizados a nível global nas rotas marítimas do transporte do petróleo e do gás. Cerca de 61% da produção mundial de petróleo e outros líquidos movimentaram-se em rotas marítimas em 2015, constituindo um factor crítico na segurança energética global, devido ao elevado volume de petróleo comercializado através desses pontos. Os dois pontos de trânsito mais estratégicos, a nível mundial, são os Estreitos de Ormuz e o de Malaca (que faz a ligação entre os Oceanos Índico e Pacífico e é a rota mais curta entre o Médio Oriente e os mercados asiáticos em crescimento). Com efeito, o mercado energético internacional está claramente dependente de transportes fiáveis. O bloqueio dum chokepoint, mesmo que seja temporário, poderá conduzir ao aumento substancial dos custos totais energéticos. Acresce ainda que, os chokepoints colocam os navios de carga petrolífera ou de gás vulneráveis a atos de pirataria, ataques terroristas, confrontos políticos sob a forma de guerras ou de hostilidades e ainda acidentes nas navegações as quais podem dar origem a derrames de crude desastrosos para as populações e para o ambiente¹.

Outro perigo que deve ser integrado nos perigos de trânsito das passagens mencionadas, são os ataques informáticos aos sistemas de informação que processam e controlam o transporte de crude e de GNL (ciberterrorismo), um factor não menos perigoso.

¹ Como foi o caso do Prestige, um navio petrolífero monocasco, que afundou na costa galega, em novembro de 2002, produzindo uma imensa maré negra. O derrame de 5 000 toneladas de petróleo afetou uma ampla zona compreendida entre o Norte de Portugal e as Landas ou Vendée em França, tendo especial incidência na Galiza

Concomitantemente, as infraestruturas de petróleo e de gás têm sido um alvo privilegiado para várias organizações terroristas. Estes actos que têm vindo a multiplicar-se nos últimos anos, ocorrem quer nos países produtores, quer nos grandes centros de consumo. Com efeito, têm tido lugar não apenas no transporte marítimo como também se têm alargado aos pipelines, estações de abastecimento, refinarias, depósitos de petróleo e raptos de trabalhadores.

O transporte através de pipelines enfrenta um conjunto mais complexo de problemas do que o transporte marítimo. Com efeito, os problemas tornam-se mais óbvios quando um pipeline atravessa mais do que um país.

Um pipeline transfronteiriço demora uma década ou mais antes da construção ter início, dada a sua complexidade (que inclui vários factores geopolíticos). Com efeito, segundo Tatsuo Masuda² para a construção dum pipeline é necessário ter em conta vários elementos, nomeadamente:

- Disponibilidade das reservas de petróleo ou de gás natural que justifiquem o investimento na construção dum pipeline;
- Ter o apoio do(s) país(es) de trânsito e das autoridades/ comunidades locais (por exemplo, a nível das preocupações ambientais, benefícios sociais e financeiros);
- Disponibilidade de capital de risco e financeiro para apoiar o investimento massivo necessário para a construção das infraestruturas do pipeline;
- Regime financeiro adequado para que o negócio do pipeline seja rentável;
- Estabilidade política e social dos países de trânsito e das regiões vizinhas;
- Gestão adequada dos riscos geopolíticos. Uma vez construído o pipeline, os países ligados por um pipeline têm um compromisso a muito longo prazo.

Muitas vezes no caso dos pipelines transfronteiriços, os interesses geopolíticos sobrepõem-se aos económicos. Por exemplo, a forma mais económica para transportar petróleo do Cáspio para o mercado global seria através do Irão. Para a Índia a forma mais económica para importar gás natural do Irão é através do pipeline Irão-Paquistão-Índia (IPI).

Finalmente, outro fator a ter em conta nas potenciais disrupções dos aprovisionamentos energéticos são as catástrofes naturais. A título ilustrativo, os furacões Katrina e Rita tiveram efeitos nefastos no aprovisionamento e nas infraestruturas energéticas. Entre agosto e setembro de 2005. As tempestades devastaram grande parte da zona costeira do Alabama, da Louisiana e do Mississippi, tendo provocado estragos importantes nas infraestruturas (on-shore e off-shore) do petróleo e do gás natural, para além de inflacionar os preços dos combustíveis.

O furacão Katrina destruiu 44 plataformas no Golfo do México e provocou estragos em outras 20; o furacão Rita destruiu 69 plataformas e provocou estragos em outras 32. A produção do Golfo do México reduziu-se em 1 379 milhões de b/d de petróleo bruto e 8 299 milhões b/d de gás natural, ou seja, 90 % da capacidade de petróleo antes da catástrofe e 83 % da do gás.

Em síntese, um leque variado de disrupções de abastecimentos energéticos pode, sem dúvida, constituir uma séria ameaça à segurança energética dos países. Uma subida abrupta de preços pode decorrer de eventos técnicos (acidentes), políticos (sabotagens) ou meteorológicos (furacões).

² Tatsuo Masuda, Geopolitics of Oil and Gas Pipelines, (CGEMP, University of Paris-Dauphine, 19 de Março de 2007, [On-line] Disponível em <http://www.dauphine.fr/cgemp/>).

II. O “ECOSSISTEMA OIL & GAS”

II.1 O “Ecosistema Oil & Gas” – Padrões de Comportamento dos Atores e Funcionamento

Ecosistema de Petróleo e de Gás Natural – Funções e Atores

No ecossistema energético mundial coexiste um conjunto de funções desempenhadas por distintos atores, empresariais e estatais, as quais se organizam em torno de alguns pontos-chave:

- Geração de procura de petróleo e gás natural dirigida ao mercado mundial - dominada pelas grandes economias consumidoras e/ou grandes importadoras;
- Oferta de produção de petróleo e gás natural destinada ao mercado mundial;
- “Produção” de novas reservas de petróleo e gás natural devido à descoberta de jazidas;
- Geração de novas tecnologias de prospeção e exploração de petróleo e gás natural, incluindo as que permitem melhorar o rendimento de jazidas em exploração e aumentar o volume de reservas conhecidas;
- Regulação de curto prazo do mercado mundial de petróleo, sob o ponto de vista físico (quantidades transacionadas);
- Oferta de “serviços” de segurança de abastecimento energético, quer oferecendo proteção militar a países produtores, quer garantindo a segurança das Sea Lanes of Communication (SLOC) que permitem abastecer os principais países consumidores;
- Geração de tecnologias que dispensem a utilização ou reduzam a necessidade de utilização de petróleo e gás natural;
- Utilização do petróleo como ativo financeiro e reserva de valor mediante a intervenção nos mercados financeiros da energia (vd. mercado de futuros);
- Controlo sobre reservas de outros combustíveis fósseis parcialmente concorrentes com o petróleo e/ou gás natural.

Estas funções são desempenhadas por diversos atores:

- Empresas de petróleo e/gás natural, clusters de Oil & Gas, Estados e organizações de Estados com interferência no mercado do petróleo e gás natural - quer Estados exportadores, quer Estados importadores;
- Investidores internacionais e mercados financeiros com influência na fixação do preço spot e nos preços dos futuros;
- Estados que intervêm na segurança das grandes regiões exportadoras e das rotas marítimas de acesso.

A Estrutura Empresarial na Oferta de Petróleo e Gás Natural

Podemos distinguir, a um primeiro nível – e de acordo com a estrutura do seu capital - entre as NOCs – National Oil Companies controladas pelos Estados - e as IOCs - International Oil Companies companhias privadas, com escala de atuação global.

O “Ecosistema Oil & Gas” – Padrões de Comportamento dos Atores

Os EUA reagiram à profunda transformação na oferta de petróleo e de gás natural, que se verificou na década de 70, quando deixaram de dispor de capacidade excedentária para poder interferir diretamente na formação dos preços e assistiram a uma vaga de nacionalizações que retirou ao grupo das principais empresas petrolíferas ocidentais o acesso direto aos jazigos, em que assentava até então a sua base de produção.

O conjunto de atuações dos EUA criou um novo ecossistema para o petróleo a nível mundial que sobreviveu até hoje.

Nos EUA, a Administração Nixon declarou, em 1971, a inconvertibilidade ouro/ dólar que pôs fim ao sistema monetário, criado pelo acordo de Bretton Woods. Após a guerra Israelo-Árabe de 1973, face ao embargo de petróleo contra os EUA sob liderança da Arábia Saudita e ao choque petrolífero de 1973, a Administração norte-americana conseguiu travar o ataque à posição dominante do dólar por parte da Alemanha e da França, fazendo substituir o sistema monetário de padrão ouro-dólar por uma solução que se convencionou designar por padrão dólar e que envolveu a colaboração da Arábia Saudita e do Japão – países que eram a expressão da maior assimetria mundial na disponibilidade de petróleo, com efeito:

- O Japão - uma economia industrial desenvolvida completamente dependente do petróleo importado e sem meios estratégicos para assegurar a defesa das suas extensas linhas marítimas de abastecimento energético - função que caberia aos EUA.
- A Arábia Saudita - o maior exportador de petróleo do mundo, com grandes reservas, mas localizado numa das regiões mais turbulentas da economia mundial – o Golfo Pérsico/ Levante - e sem capacidade de prover a sua própria defesa - face a rivais como o Irão e Iraque - para a qual seria crucial o papel dos EUA renovarem uma parceria com Arábia Saudita.

Em 1974, os EUA negociaram com a Arábia Saudita um novo compromisso segundo o qual o petróleo continuaria a ser transacionado em dólares, ao mesmo tempo que no Pacífico os EUA asseguravam que o Japão - podendo aceder ao mercado dos EUA para crescer com o seu modelo exportador - aceitaria ser pago em dólares, com que depois poderia pagar o petróleo importado de que necessitasse.

Neste novo sistema, a OPEP passou a desempenhar um papel chave na fixação do preço do petróleo, mas em tandem com os EUA - o que supunha a existência no seio da OPEP de um ator com capacidade física (capacidade excedentária) e flexibilidade económica para intervir na regulação conjuntural do preço, fazendo variar a produção - e que esse ator fosse aliado dos EUA, como era o caso da Arábia Saudita.

Refira-se que o poder da OPEP sobre os preços depende da coesão e disciplina do cartel que se tem revelado mais fácil quando o que está em causa é o aumento das quotas do que quando se exige redução das mesmas. E, neste caso, a disciplina será tanto mais fácil quanto as novas quotas forem próximas da capacidade de produção sustentável da maioria dos produtores. A Arábia Saudita desempenhou ao longo dos anos e em vários momentos um papel disciplinador do cartel, envolvendo mudanças na distribuição das quotas e/ou na relação destas com a formação dos preços.

Por seu lado, os EUA não dispendo de capacidades excedentárias para cogerir diretamente os preços, constituíram reservas estratégicas com dimensão tal que permitem influenciar na margem os preços do petróleo.

Mas, em termos estruturais, para que a OPEP não tivesse um poder monopolista no sistema, era necessário estar permanentemente em busca de novos jazigos de petróleo fora da OPEP. O aumento da produção não OPEP, acima do crescimento da procura mundial, passou a ser uma condição para a manutenção dos preços a nível moderado e supunha um fluxo contínuo de novas descobertas e/ou de reavaliações em alta do potencial de recursos já descobertos. E quanto aos jazigos não OPEP era vantajoso que surgissem, não isoladamente, mas em vagas geograficamente referenciadas por proximidade, para, através da sucessão de novos campos e extensão de outros, terem um impacto prolongado no tempo na oferta de petróleo.

Essa tarefa de ampliar a base de produção fora da OPEP coube a um conjunto cada vez mais variado e interligado e empresas que constituíram os clusters petróleo/gás com três polos atrás referidos – as principais IOC, as empresas de serviços e tecnologia e as empresas especializadas na pesquisa em territórios menos conhecidos, dispensando parcialmente as maiores IOC dos riscos inerentes a esta função.

Ao mesmo tempo que se desenvolveu um mercado spot para o petróleo, libertando os países consumidores da total dependência de acordos de fornecimento de longo prazo passando assim a funcionar um mercado mais sensível à conjuntura económica mundial.

O novo compromisso EUA – Arábia Saudita negociado após a crise de 1973 - supunha que os excedentes obtidos com as receitas de petróleo em períodos de preços mais elevados seriam “reciclados” pela Arábia Saudita e outros produtores do Golfo Pérsico aliados dos EUA, junto dos bancos ou nos mercados de capitais dos EUA e Reino Unido. Mais recentemente, alguns dos países produtores procuraram sofisticar a sua reciclagem de excedentes, criando Fundos Soberanos que constituíram carteiras de ativos financeiros mais diversificados do que as que os Bancos Centrais dos respetivos países (opção que o Kuwait fora pioneiro, já no final da década de 80).

Por último, o petróleo foi transformado em ativo financeiro, funcionando em grande sintonia com o ouro. Ou seja, em períodos de desvalorização do dólar e de relativo equilíbrio físico no mercado do petróleo a OPEP tem todo o interesse em elevar os preços para manter o poder de compra das suas receitas, fazendo com que o petróleo se transformasse numa reserva de valor com que os investidores se pudessem “proteger” “dessa desvalorização do dólar.

E, como “fecho da abóbada” deste Ecosistema, os EUA desempenham a função de “garante em última instância” da segurança no Golfo Pérsico e nas principais rotas de abastecimento de petróleo e gás natural, a nível mundial; prosseguindo o objetivo de impedir que um poder rival se tornasse dominante no Golfo Pérsico (e, simultaneamente, ameaçasse a segurança de Israel).

CAIXA II.1**Produção Não OPEP e “Choques Petrolíferos”**

Poder-se-ia colocar como hipótese a seguinte:

- Os Choques Petrolíferos (altas pronunciadas e súbitas de preços) coincidem no tempo com a entrada em declínio de produção das províncias energéticas do Ocidente (não OPEP nem ex-URSS), quando tal coincide com período de forte crescimento da procura mundial de petróleo;
- Os Choques Petrolíferos ocorrem em períodos de desvalorização do dólar, e quando os produtores da OPEP estão melhor posicionados para fazer subir os preços;
- Os Choques Petrolíferos, por sua vez, geram investimentos no desenvolvimento de novas províncias energéticas que anos depois permitem fazer reduzir os preços.

Seriam exemplos:

- 1970-73 - Convergência de picos de produção em várias províncias energéticas Não OPEP (nomeadamente, nos EUA), na fase de forte procura de petróleo resultante da recuperação das economias da Europa Ocidental e do Japão, desvalorização do dólar pós 1971 – Choque Petrolífero de 1973;
- 2001-2003 - Convergência de picos de produção em várias províncias energéticas não OPEP (vide Mar do Norte, Alasca, México) e forte crescimento da procura de petróleo devido à emergência das economias gigantes da Ásia, - nomeadamente da China – desvalorização do dólar pós-2002 - Choque Petrolífero de 2002/3.

II.2 Os EUA, as IOC e as Vagas de Expansão da Oferta – O Exemplo dos Anos 90

Os EUA, a sua Administração, as suas empresas e os seus clusters de Oil & Gas têm desempenhado um papel chave na regular expansão da capacidade de produção de petróleo e gás natural fora da OPEP e da Rússia, procurando mesmo intervir na produção no núcleo central da OPEP ou desencadeando mudanças tecnológicas que alteram a capacidade de oferta no território dos EUA o seu sistema financeiro. Ao fazê-lo asseguram uma gestão global que trava no longo prazo o poder do cartel que é a OPEP. Vamos, seguidamente, exemplificar contando de perto com empresas como a BP e a Shell (e mais recentemente a norueguesa Statoil) para formar alianças em consórcios que permitem distribuir os riscos de desenvolvimento de novos jazigos

Vamos exemplificar esse papel com um processo que marcou a década de 90 do século XX.

Anos 90 –O Colapso da URSS e Abertura do Espaço Ex-Soviético às IOC's

A implosão da URSS e a independência dos Estados do Cáucaso e da Ásia Central que rodeavam o Mar Cáspio, onde a URSS tinha importantes bases de produção energética em exploração e em desenvolvimento, transformou a bacia energética do Cáspio numa nova fronteira em que as companhias petrolíferas “anglo saxónicas” Chevron, Exxon Mobil e Conoco Philips, BP, BG, e Shell procuraram ocupar em parceria com outras IOCs, como a ENI e a TOTAL, e em parceria com companhias estatais constituídas nesses novos Estados. Ao mesmo tempo, na Rússia essas companhias aproximavam-se dos novos oligarcas que controlavam firmas petrolíferas em processo de privatização. Esta primeira fase, corresponde, grosso modo, ao período da Presidência de Boris Ieltsin na Federação Russa.

A Administração Clinton iria orientar a atuação dessas companhias, na bacia do Cáspio, no sentido de libertar essa nova fronteira do monopólio das infraestruturas de transporte de petróleo e gás natural herdadas da URSS, que atravessavam o território da Rússia. A Turquia, dada a sua posição única como “teto” do Golfo Pérsi-

co e como “ponte” para o Cáucaso e Ásia Central, passou a ocupar um lugar central na estratégia geopolítica e geoeconómica dos EUA numa nova Grande Província energética.

Em termos geoeconómicos, a Turquia viu valorizar-se a sua posição.³

O Azerbaijão, o Cazaquistão e o Turquemenistão representaram três casos diferentes no que respeita à combinação de duas variáveis - entrada das IOCs no desenvolvimento e exploração de jazigos e construção de alternativas de transporte – oleodutos e gasodutos- que não utilizassem as infraestruturas da energéticas da Rússia.

Azerbaijão⁴

No caso do Azerbaijão, as empresas internacionais envolvidas no desenvolvimento dos novos campos, em que assentou nos anos seguintes à independência a emergência do país como um produtor chave da bacia do Cáspio, estiveram, no essencial, organizadas no consórcio Azeri Chirag Guneshli (ACG). De dez companhias que assinaram contratos de extração com o Governo do País, o consórcio Azerbaijan International Operating Company, que incluía algumas das maiores IOCs, como a BP, a Chevron e a Exxon, mas também a NOC norueguesa STATOIL e independentes como a Devon ou a Amerada Hess; mas que, também, integra empresas de países sem tradição empresarial de primeiro plano no mundo do petróleo, como as japonesas Inpex e Itochu ou a turca Turkie Petrolleri, e, naturalmente, a Companhia estatal azeri, a Socar.

A importância do Azerbaijão não resultava só do seu potencial de produção, mas também do papel chave que veio a desempenhar na instalação de oleodutos e gasodutos que permitiram fazer o by pass da rede russa, utilizando a Geórgia e a Turquia como países de trânsito tais como:

- O oleoduto Baku - Tiblíssi-Ceyhan (BTC), que ligava os campos petrolíferos ACG no Cáspio ao porto turco de Ceyhan, no Mediterrâneo Oriental, atravessando a Geórgia. Este oleoduto começou a funcionar, em 2006, fornecendo vários países europeus, nomeadamente, a Itália, sendo operado pela BP mas propriedade do consórcio AIOC;
- O oleoduto Baku- Supsa, de muito menor escala, que ligava o Azerbaijão ao porto de Supsa na costa da Geórgia no Mar Negro, sendo igualmente propriedade do consórcio AIOC e operado pela BP.

Mais recentemente, o Azerbaijão passou a estar envolvido na colocação de gás natural na Europa através do jazigo de Shah Deniz.

Cazaquistão

Neste Estado da Ásia Central, as IOC “anglo saxónicas” estiveram associadas desde 1993, ao desenvolvimento do maior campo petrolífero do país, Tengiz, que era o principal responsável pela produção do Cazaquistão e o maior do mundo à profundidade a que foi explorado. Assim, o seu desenvolvimento coube à joint venture Tengizchevroil entre a empresa estatal Kazmuniagas (20%), a Chevron (50%), a Exxon Mobil (25%) e a russa, Lukarco (5%), envolvendo um investimento de 20 biliões de dólares. A sua produção máxima era, na altura, estimada em 750 mil barris/ dia.

³ Com efeito, os EUA apoiaram a entrada das empresas petrolíferas anglo-americanas, no Cáucaso e na Ásia Central procurando transformá-la em local obrigatório de passagem das novas rotas da bacia do Cáspio para o exterior

⁴ Tradicionalmente o Azerbaijão podia aceder aos mercados internacionais para colocar o seu petróleo através de um oleoduto de dimensão reduzida (100 mil barris /dia) que ligava o terminal de Sangachal ao porto russo de Novorossiysk, no Mar Negro.

Anos mais tarde, entraria em desenvolvimento outro campo gigante - Karchaganak, situado na proximidade da fronteira do Cazaquistão com a Rússia, que passou a ser explorado pelo consórcio KPO na base de um PSA (Production Sharing Agreement), assinado em 1997, com o compromisso de desenvolvimento total do jazigo em 40 anos. O consórcio incluía inicialmente a AGIP/ENI (32,5%) a BG-British Gas (32,5%), a Chevron (20%) e a russa Lukoil (15%). As dificuldades surgidas durante a fase de desenvolvimento deste campo - que o tornaram num dos mais caros da história do petróleo - originaram sucessivas recomposições do consórcio inicial. Atualmente, integram-no a BG Group (adquirida pela Shell), a italiana ENI, a russa Lukoil, a norte americana Chevron e a KazMunay Gas – empresa do Estado do Cazaquistão.

No caso do Cazaquistão, a possibilidade de escoar o petróleo e o gás natural por rotas alternativas às que passassem pela Rússia e utilizassem a Turquia foi cerceada, pela decisão tomada em, 2001, de construir um novo oleoduto Rússia/Cazaquistão, que ligava os jazigos gigantes de Tengiz e de Karachagank ao porto russo de Novo rossiyk no Mar Negro (tendo a Rússia e o Cazaquistão acordado em expandir a sua capacidade de 700 mil barris/dia para um pouco mais do dobro em 2013, data inicial da sua finalização). O consórcio que explora este novo oleoduto tem a participação minoritária da norte americana Chevron e da Oman Oil.

O Turquemenistão, impenetrável às IOC

Os EUA para além do Cazaquistão olhavam com grande interesse para o Turquemenistão como base de produção de gás natural que – em vez de estar ligado principalmente à rede de gasodutos da Rússia poderia ser orientada numa dupla direção, nomeadamente:

- Para reforçar o Azerbaijão na oferta de gás natural à Europa – e, neste quadro, avançaram com o projeto do Trans Caspian Gas Pipeline (TCGP);
- Para abastecer a Ásia do Sul - Paquistão e Índia - dependendo do Afeganistão como país de passagem e neste caso avançaram com o projeto do TAPI - Trans Afghanistan Pipeline (também conhecido como Turquemenistão - Afeganistão – Paquistão - Índia Pipeline - TAPI).

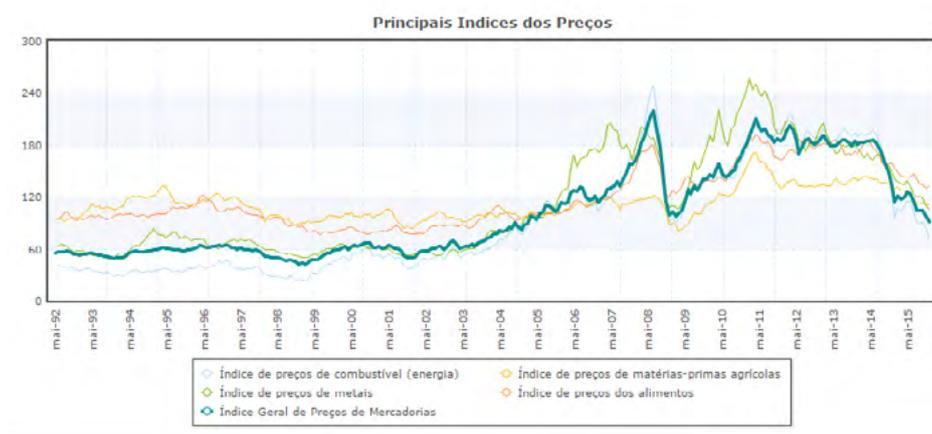
A primeira proposta chocava frontalmente com o interesse da Rússia na altura – que pretendia continuar a ser o principal comprador gás do Turquemenistão – mas também do Irão – tendo ambos utilizado a questão não resolvida da soberania sobre as águas do mar Cáspio para travar o projeto. E, a segunda proposta que a intervenção dos EUA no Afeganistão poderia ter tornado possível, acabou por ser sucessivamente adiada devido às operações militares em territórios por onde o gasoduto deveria passar.

III. O SUPERCICLO DAS MATÉRIAS-PRIMAS E AS NOVAS DESCOBERTAS DE JAZIGOS DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL

Define-se como Superciclo das Matérias Primas um período de aumento significativo e continuado dos preços das matérias-primas (figura III.1) como consequência da procura desencadeada a partir da Ásia-Pacífico e da Ásia do Sul - com destaque para a procura de energia, minérios e produtos alimentares. Ao qual se segue um declínio dos preços resultantes do aumento da oferta entretanto conseguida graças a uma vaga de investimento durante a fase ascendente.

Figura III.1

Preços das Matérias-Primas



Fonte: Banco de Portugal

III.1 O Superciclo das Matérias-Primas e o Caso da Energia

A Relação entre Aumento da Procura e o Pico de Produção de Algumas Províncias Energéticas

No caso da energia, este aumento da procura deu-se em simultâneo com o pico da produção em regiões energéticas que haviam sido determinantes na oferta após os choques petrolíferos da década de 70 (Mar do Norte, Alasca e México); este superciclo de matérias-primas desencadeou como é habitual neste tipo de ciclos um aumento do investimento na prospeção, desenvolvimento e entrada em produção –anos depois-de novos jazigos.

No início do novo milénio vários fatores interagiram para criar expectativas de um forte desequilíbrio entre a procura de petróleo e a expansão da oferta previsível, com inevitáveis impactos na subida dos preços do petróleo.

A economia mundial atravessou uma fase de crescimento sustentado da procura de petróleo, sendo que esse crescimento foi ampliado em termos de procura internacional pelo aumento da dependência das importações, por parte de dois grandes consumidores, EUA e China. A dinâmica das economias emergentes da Ásia e o

próprio aumento do auto consumo de petróleo e gás natural pelos países da OPEP, devido ao seu desenvolvimento, apontavam inequivocamente para um crescimento continuado da procura.

Por outro lado, o ritmo de descobertas de novos jazigos de petróleo nas duas décadas anteriores e da ampliação da oferta, reduziu-se. Colocado em confronto com este acréscimo sustentado de procura, foi insuficiente para compensar a redução de produção da atual base de produção.

E, por volta de 2000/ 2002, chegaram à fase de maturidade, as províncias petrolíferas externas ao controlo da OPEP (por exemplo, Mar do Norte, Alasca), que tinham sido fundamentais para aumentar a oferta mundial no período pós-choque petrolífero de 1973.

O aumento da produção e de reservas não OPEP é, em grande parte, realizada pelas IOCs, dependendo de variáveis internas ao sistema, como sejam a dinâmica previsível da procura, o nível de preços do petróleo, as margens de refinação, as reduções de custos na prospeção, o desenvolvimento e exploração e o nível de investimento em prospeção e exploração, tornado possível pelos recursos financeiros gerados internamente pelas companhias internacionais. Mas, o nível de investimento das companhias internacionais em prospeção, desenvolvimento e exploração pode ser afetado, não só por estas variáveis internas ao sistema, mas também pela conjuntura no mercado de capitais e pelas exigências de valorização bolsista das ações das empresas do setor energético.

Ora no período de 1995 a 2001, durante o boom da internet (1995 a 2001), as IOCs tiveram que competir no mercado de capitais com as excepcionais valorizações bolsistas de empresas das tecnologias da Informação/ Internet num período de volatilidade nos preços do petróleo que afetou os seus resultados (quebra de preços em 1998 e recuperação gradual nos anos seguintes). E optaram por valorizar as suas cotações, cortando nos investimentos em prospeção e, investindo na compra de ações próprias, afetando, a prazo, o ritmo de crescimento da oferta não OPEP.

Assistiu-se, igualmente, na transição do milénio, a uma redução da capacidade excedentária da OPEP, devido à limitada expansão da capacidade produtiva dos países petrolíferos do Golfo Pérsico (sobretudo, do Iraque e do Irão, mas também da Arábia Saudita) que, ou reduziram drasticamente o investimento no sector energético devido a dificuldades internas; ou hesitaram em fazer o investimento para o aumento de produção, sem ter segurança sobre o nível de preços futuros do petróleo. Esta redução da capacidade excedentária tornaria o mercado mais vulnerável a movimentos especulativos.

Esta evolução teve ainda mais impacto pelo facto de a Administração Bush ter procedido a uma alteração na política relativa à utilização da reserva estratégica dos EUA que retirou um segundo elemento de regulação conjuntural ao mercado, tornando menos arriscada a atividade especulativa.

Por sua vez, a perceção por parte dos mercados de um aumento do risco de interrupção de fornecimentos por vários produtores de petróleo – desde o Iraque à Venezuela, Nigéria e Rússia – neste caso por instabilidade empresarial - fez aumentar o prémio de risco incluído na formação dos preços do petróleo.

O Novo Milénio e a Componente Financeira e Cambial do Aumento dos Preços de Petróleo

A estes fatores intrínsecos ao sector energético vieram adicionar-se outros que contribuíram para um acumular de pressões á elevação dos preços, que em grande parte radicavam no funcionamento interno da economia americana e no seu sistema financeiro. Destacam-se os seguintes fatores:

- Um fator de natureza financeira, estreitamente associada ao respirar da economia americana, que viu os fundos de pensões e bancos de investimento a colocar montantes muito elevados nos hedge funds, como forma de compensar as perdas gigantescas sofridas nas suas carteiras de títulos durante a quebra bolsista de 2000, tendo-se assistido a um investimento em larga escala dos hedge funds nos mercados de futuros do petróleo. A abundante liquidez a nível mundial, num contexto de poucas oportunidades de aplicações de elevada rentabilidade, facilitou esta orientação de volumes significativos de capitais para os mercados de futuros de petróleo e gás natural, levando a fortes acréscimos de preços nestes mercados.
- Um fator de natureza cambial, envolvendo a desvalorização do dólar, a partir de 2002, ocorrendo num período de tensões na oferta de petróleo, permitiu aos principais produtores jogar num acréscimo limitado da oferta para levar a aumentos dos preços em dólares que compensassem a desvalorização da moeda dos EUA; ao mesmo tempo, a desvalorização do dólar, num contexto de razões fundamentais para manutenção de um patamar elevado de preços do petróleo levou investidores a aplicar fundos no mercado de petróleo, como forma de se protegerem contra essa mesma desvalorização cambial.

A conjugação de vários, ou de todos estes fatores, levou a um acréscimo dos preços do petróleo desde 2002, com uma clara aceleração em 2007.

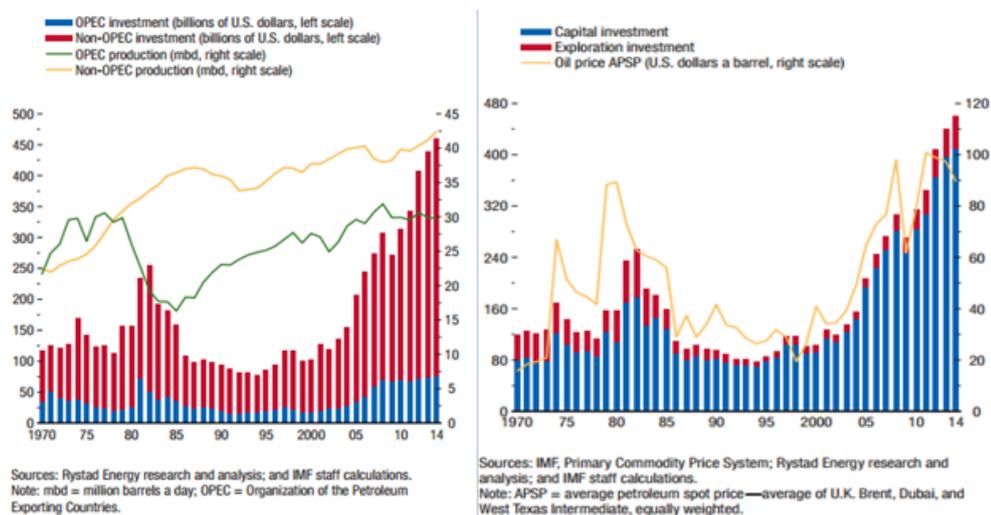
III.2 A Explosão dos Preços do Petróleo Pós-2000 e a Vaga de Investimento na Expansão da Oferta

A observação das figuras III.2 e III.3 permitem retirar três conclusões:

- Os períodos de alta dos preços do petróleo, traduzindo crescente pressão sobre a capacidade instalada de produção, são acompanhados por anos de forte investimento na prospeção e desenvolvimento de novos jazigos com o objetivo de ampliar oferta com a consequência de tal investimento poder contribuir para reduções significativas de preços (vide o ciclo 1970-1990).
- O investimento em prospeção e desenvolvimento é esmagadoramente realizado fora da OPEP em que predomina o investimento das empresas internacionais privadas (IOC) e de um número reduzido de companhias nacionais de Estados que não integram a OPEP.

Figura III.2

Global Oil Investment and Oil Price (Billions of constant 2010 US\$, unless noted otherwise)

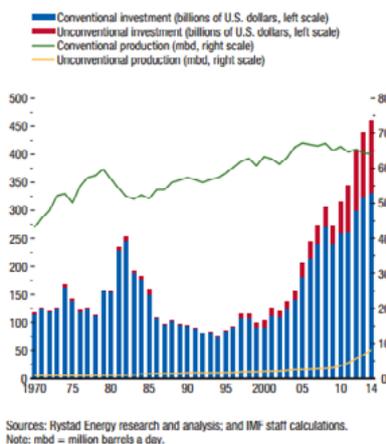


Fonte: IMF, [on-line] disponível em <http://www.imf.org/>

- No período de 2001 a 2014 o montante de investimento durante o período 2002 a 2014 foi excepcionalmente elevado. Admitindo, no entanto, que os custos de descoberta e desenvolvimento de novos jazigos tenha também experimentado um nível mais elevado do que em períodos anteriores. Refira-se que neste último período assistiu-se à emergência de investimentos em recursos não convencionais (exemplo, shale oil).

Figura III.3

Investimentos & Produção: Convencional e Não Convencional



Fonte: IMF, [on-line] disponível em <http://www.imf.org/>

- Um volume de investimento nesta escala foi seguramente cofinanciado por um elevado recurso ao crédito bancário nas economias em que se localizam as empresas mais responsáveis por esse investimento. Como um dos resultados de uma vaga de investimento para “desapertar o nó” de uma limitação anterior na oferta só uma redução posterior dos preços naturalmente que um aparte das empresas que se endividaram para investir se encontrem em dificuldades de respeitar os seus compromissos, podendo, pois, eclodir crises bancárias localizadas.

III.3 As Descobertas dos Novos Jazigos de Petróleo e de Gás Natural Convencional e Não Convencional

A descoberta de campos de petróleo e gás natural considerados “gigantes”(incluem-se nesta categoria os campos com reservas provadas e recuperáveis de 500 milhões de BOE ou mais) e “supergigantes” têm marcado evolução da oferta de ambos os hidrocarbonetos ao longo das décadas. Mas a ritmos muito diferentes, como ilustra a figura seguinte. Assim, de 1960 a 1980 foram realizadas descobertas de campos “gigantes” e “supergigantes” sem comparação com as décadas anteriores ou posteriores. Após 2000 foram “apenas” descobertos 52 campos gigantes de petróleo e 68 de gás natural.

Estas descobertas concentram-se em sete clusters indicados na figura III.4, nomeadamente: Médio Oriente (28 campos); Offshore do Brasil (19 campos); Offshore da África Oriental (13 Campos); Ásia Central (9 campos); Fronteira nordeste da Austrália (8 campos); Offshore da África Ocidental (6 campos); e, Golfo do México (5 campos). E as províncias ou bacias energéticas com a maior concentração de reservas provenientes deste tipo de campos foram Amu Darya (Ásia Central) com 27% das reservas descobertas nestes campos; Santos (Brasil) 13,2%; Arábia (9,8%); Cáspio Norte (7,6%); Zagros (Irão) 6,9%; Tanzânia (6,8%).

Figura III.4

Distribuição Global de “Campos Gigantes”



Basins with giant field discoveries 2000-12

Former Soviet Union	2003 Arabian	3062 Krishna	North America	6043 Santa Cruz-Tarija
1004 North Caspian	2007 Levantine	3077 Kutei	5038 Gulf of Mexico	Africa
1005 North Ustyurt	Asia-Pacific	3081 Brunei-Sabah	Central and South America	7015 Gulf of Guinea
1006 Middle Caspian	3004 Songliao	3082 Greater Sarawak	6002 Santos	7017 Niger delta
1015 South Bohaiwan	3010 Bohaiwan	3102 Papuan	6003 Campos	7020 Kwanza
1016 Amu-Darya	3013 Ordos	3103 Bonaparte	6004 Espirito Santo	7026 Tanzania
1023 West Siberia	3021 Tarim	3105 Browse	6016 Foz de Amazonas	7031 Melut
Middle East	3024 Sichuan	3107 North Carnarvon	6020 Trinidad	7038 Sirte
2001 Zagros	3055 Bengal	Europe	6027 Guajira	7039 Murzuk
2002 Oman	3059 Bombay	4006 North Sea Graben	6039 Ucayali	7040 Illizi

Distribuição Global de “Campos Gigantes”

Em termos individuais, os maiores dos campos descobertos foram o campo de gás natural de Galkynysh - na bacia de Ama Darya (Ásia Central); o campo de petróleo Kashagan - na bacia do Cáspio Norte (Ásia Central); o campo de gás Kish 2 - na bacia Arábica; campos de petróleo Lula, Franco e Libra - na bacia de Santos (Brasil); o campo Sulige - na bacia de Ordos.

Comparados com os campos gigantes de petróleo e gás natural descobertos em década anteriores, os 120 que foram descobertos entre 2000 e 2012 apresentam cinco traços comuns que os distinguem de épocas anteriores:

- Os campos gigantes são descobertos de forma contínua, em áreas onde anteriormente já tinham sido descobertos outros campo gigantes; mas a esta norma escapam os campos localizados nas bacias energéticas da Tanzânia, Santos, Levantine e Krishna;
- As descobertas em offshore profundo e muito profundo têm vindo a crescer de importância como local onde se descobrem campos gigantes;
- Neste período inicial do novo milénio foram descobertos mais campos gigantes de gás natural e mais reservas de gás do que em qualquer outro período;
- As “armadilhas” (traps) estratigráficas encerram uma proporção crescente das reservas associadas a campos gigantes;
- Mais campos e mais reservas estão ser descobertas a profundidades iguais ou superiores a 15 mil pés.

A observação do mapa revela que no Espaço Lusófono (Brasil, África Ocidental -Angola e África Oriental - Moçambique) se incluem alguns dos grandes campos gigantes de petróleo e gás natural descobertos desde o início do novo milénio.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O setor energético mundial está atualmente atravessar um período de profunda transformação:

- A economia mundial atravessa uma nova fase de expansão significativa da oferta de petróleo e gás natural, em consequência da fase ascendente do superciclo das matérias primas ciclos caracterizada por fortes e continuados aumentos de preços da energia, dos minérios e dos produtos agrícolas, que incentivavam a alocação de investimento na expansão da sua oferta.
- Esta expansão da oferta permitirá responder ao acréscimo de procura de energia fóssil gerado pelos processo de industrialização, urbanização e motorização nas economias emergentes da Ásia, bem como pelo próprio aumento da procura interna em regiões produtoras de petróleo e gás natural.
- O aumento da oferta e, sobretudo, a sua redistribuição geográfica, ocorrendo fora dos países do Golfo Pérsico aponta para um possível enfraquecimento do papel da OPEP na oferta de petróleo e na regulação do seu preço.
- A expansão da oferta ocorre ao mesmo tempo que, a nível internacional, se vem consolidando um consenso em torno das exigências na mitigação das alterações climáticas, muito centrada na redução das emissões de CO₂ por substituição dos combustíveis fósseis por outras formas de energia primária e de tecnologias de transformação energética. Sem que, no entanto, tenham até agora surgido inovações de ruptura no processo de transformação energética que tornariam mais plausível atingir as metas ambiciosas de redução de CO₂ definidas nos fora internacionais.
- Nas economias desenvolvidas, os avanços tecnológicos gerados noutros setores, e, nomeadamente, em torno das tecnologias da informação, estão em fase de penetração no funcionamento do sistema energético permitindo uma eficiência muito maior na utilização da energia primária e/ou maior flexibilidade no seu mix.
- Mas, se porventura a economia mundial continuar durante décadas a assentar o seu sistema energético nos hidrocarbonetos, tem que realizar três mudanças radicais no modo de os usar:
 - Extrair deles combustíveis mais ricos em hidrogénio e materiais mais ricos em carbono;
 - Utilizar os hidrocarbonetos na produção de eletricidade sem recorrer à sua queima direta;
 - Aprender a “fechar o ciclo do carbono” gerado pelo seu uso.

BIBLIOGRAFIA

BAKER INSTITUTE – CENTER FOR ENERGY STUDIES, 2019, [On-line] Disponível em <https://www.bakerinstitute.org/center-for-energy-studies/>

BP, BP Statistical Review of World Energy, 68º ed., Londres: BPstats, 2019.

CIATTONI, Annette; VEYRET, Y., Géographie et Géopolitique des Énergies, Paris: Hatier, 2007.

EIA, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, 2013, [on-line], disponível em <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>, INTERNATIONAL

ENERGY AGENCY (IEA), Energy Supply Security - Emergency Response of

IEA Countries, 2014, [On-line], Disponível em <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ENERGYSUPPLYSECURITY2014.pdf>

COMITE PROFESSIONNEL DU PETROLE, [On-line] Disponível em <http://www.cpdp.org/login.asp>.

EIA, World Oil Transit Chokepoints, EUA, jul. 2017.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL, Commodity Special Feature - World Economic Outlook: Uneven Growth—Short- and Long-Term Factors, EUA, abr. 2015

LEAL, Catarina Mendes, O Magrebe e o Islamismo - Risco Energético de Portugal, Lisboa: Tribuna da História, Set. 2011.

NEW CLIMATE INSTITUTE, Greenhouse Gas Mitigation Scenarios for Major Emitting Countries, Colónia, Dez. 2019.

OCDE/IEA, World Energy Outlook – Golden Rules Report, França: 2012.

OCDE/IEA, World Energy Outlook 2015, França: IEA, 2015.

OCDE/IEA, World Energy Outlook 2018, França: IEA, 2018.

YERGEN, Daniel, The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World, EUA: Penguin Group, 2011.