PROVAS DE AGREGAÇÃO EM

CIÊNCIAS DA TERRA

Cristina Fernanda Alves Rodrigues

LIÇÃO

"PRÉ-SAL DA BACIA DO KWANZA (ANGOLA):

MODELO DE MATURAÇÃO FACE AO CONTEXTO GEODINÂMICO"

(Elaborada nos termos das alíneas c) dos artigos 5º e 8º do

Decreto-Lei n.º 239/2007 de 19 de junho)

Janeiro 2020

ÍNDICE

1. Introdução 3
2. Enquadramento da temática abordada 3
3. Sumário pormenorizado 5
   3.1. Introdução 5
   3.2. Lista dos tópicos relevantes a desenvolver 6
4. Bibliografia geral temática (incluindo as "referências" citadas no texto do item 2) 7

Anexo 16

Capítulo intitulado "Pré-Sal da Bacia do Kwanza e a Problemática do Gás Natural em Angola". Capítulo 5. In: Relatório Energia em Angola 2017, p.62-94, p.158-160. Universidade Católica de Angola, Centro de Estudos e Investigação Científica, Luanda. 2018.

1. INTRODUÇÃO

O presente documento contém os elementos relativos **à lição**, incluindo o **sumário pormenorizado**, referida nas alíneas c) dos artigos 5º e 8º do Decreto-Lei n.º 239/2007 de 9 de junho, como um dos requisitos para efeito da prestação de provas para a obtenção do título académico de Agregado.

Esta lição poderá e deverá ser encarada como uma das aulas da unidade curricular "Sistemas petrolíferos", da especialidade em "Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia" do curso que integra o programa de doutoramento em Ciências da Terra da Universidade Fernando Pessoa. Na realidade, sendo a unidade curricular ministrada em regime teórico-prático, tal implica, obrigatoriamente, a apresentação e discussão de vários casos de estudo de sistemas petrolíferos a nível mundial. Neste contexto, na unidade curricular em causa, apresentar-se-ão alguns dos principais sistemas petrolíferos mundiais, quer convencionais, quer não-convencionais. Assim sendo, esta lição terá cabimento integrada no módulo V - "Sistemas Petrolíferos Convencionais *versus* Sistemas Petrolíferos Não-convencionais" (veja-se Relatório intitulado "Sistemas Petrolíferos" igualmente elaborado para as provas de agregação).

Por outro lado, no que respeita aos Sistemas petrolíferos do hemisfério sul cabe, sem sombra de dúvida, abordar como casos de estudo, alguns dos sistemas petrolíferos mais problemáticos do continente africano e, especificamente, da África Subsariana, como é o caso dos Sistemas petrolíferos que integram a Bacia do Kwanza, em Angola.

2. ENQUADRAMENTO DA TEMÁTICA ABORDADA

O sumário da lição tem como propósito principal focar um tema problemático: a eficiência dos sistemas petrolíferos da Bacia do Kwanza, especificamente no que se refere ao Sistema petrolífero do Pré-sal.

À escala regional, a existência de três sistemas foi considerada, por vários autores, uma realidade, a saber (i) o Sistema petrolífero do Pré-sal (incluindo o subsistema petrolífero pré-sal/pré-sal e o subsistema petrolífero pré-sal/pós-sal); (ii) o Sistema petrolífero Binga, do pós-sal e (iii) o Sistema petrolífero terciário, do pós-sal (Brognon & Verrier 1966; Brownfield & Charpentier 2006; Burwood 1999; Burwood et al. 1990; Hartwig et al. 2012; Huc 2004; Jackson et al. 2000; Pedentchouk et al. 2004; Rodrigues el al. 2014, 2017; Schiefelbein et al. 2000).

Nas últimas décadas desenvolveram-se vários estudos no âmbito da identificação e caracterização dos sistemas petrolíferos presentes na Bacia do Kwanza, estudos estes que foram, com toda a certeza, fortemente intensificados face aos excelentes resultados obtidos na Bacia de Santos, no Brasil. Assim, em 2014, foi implementada uma nova campanha de prospeção/pesquisa na Bacia do

Kwanza, a qual rapidamente culminou em desânimo por parte das grandes empresas operadoras. Com efeito, esta campanha permitiu identificar estruturas extremamente compartimentadas, reservatórios despressurizados e com permeabilidades muito baixas e, por último, e o mais preocupante, acumulações de gás natural ao contrário do inicialmente expectável, ou seja, petróleo. Realmente, o que, claramente, se esperava por parte dos investidores, era encontrar, na Bacia do Kwanza, as grandes acumulações de petróleo identificadas no pré-sal da Bacia de Santos (Brasil). De facto, a referida campanha de prospeção/pesquisa no pré-sal da Bacia do Kwanza baseava-se na analogia de modelos entre esta bacia e a de Santos, sustentada pela teoria da abertura simétrica do Oceano Atlântico Sul por Mackenzie (1978b). Porém, uma teoria mais recente, isto é, a da abertura assimétrica do Oceano Atlântico Sul, tem sido a defendida por vários autores. Assim, Crosby & McKenzie (2009) focam os seus estudos na assimetria da batimetria do fundo do Oceano Atlântico, tendo outros autores (Flament et al. 2014; Sclater & Mckenzie 2015) desenvolvido estudos sobre a assimetria dos modelos paleobatimétricos. Por último, refira-se que esta teoria da abertura assimétrica do Oceano Atlântico Sul tem sido, fortemente, suportada pela complexa geodinâmica das margens continentais, segundo a qual estas margens foram submetidas a diferentes evoluções multifásicas de rifte, assim como a distintas reativações das falhas lístricas e da atividade magmática, o que culminou em diferentes fisiografias das bacias, promovendo, logo à partida, a formação de distintos ambientes de deposição e, posteriormente, a arquiteturas tectono-sedimentares diferentes (Heine et al. 2013; Gaullier et al. 1993; Mauduit et al. 1997; Pichel et al. 2018; Mohriak & Leroy 2012; Rosante 2013; Wiltshire & Wright 2016).

A ação combinada dos eventos tectónicos e dos processos de subsidência tiveram um papel preponderante na arquitetura atual da Bacia do Kwanza e, consequentemente, são considerados como os promotores do modelo de maturação. Com efeito, o expectável era que uma bacia sedimentar tão jovem (Meso-Cenozoica) não tivesse tido tempo suficiente de evolução da maturação que permitisse gerar hidrocarbonetos em quantidades economicamente viáveis. Contudo, o modelo de maturação identificado na Bacia do Kwanza é função do seu complexo contexto tectónico em associação com fortes períodos de sedimentação. Esta interdependência dos processos pode, aliás, ser facilmente analisada e compreendida tendo por base o Diagrama de Karweil permitindo, além disso, justificar a geração predominante de hidrocarbonetos gasosos identificada no pré-sal da Bacia do Kwanza, sendo que esta produção, economicamente viável, pode ser encarada como uma nova oportunidade de negócio e um novo desafio para o setor petrolífero angolano.

O tema abordado nesta lição encontra-se desenvolvido, em pormenor, no capítulo 5 do livro “Relatório Energia em Angola 2017” de que se junta cópia em anexo.

3. SUMÁRIO PORMENORIZADO

3.1. Introdução

O sumário está organizado por tópicos relevantes, os quais são agrupados em dois blocos, designados por A e B, a saber: bloco (A) relativo à apresentação da revisão do enquadramento regional da Bacia do Kwanza, bloco (B) respeitante ao caso de estudo do pré-sal da Bacia do Kwanza.

O **bloco (A)** consiste no seguinte: (i) apresentação da evolução tectóno-sedimentar da Bacia do Kwanza correspondente, em termos gerais, à internacionalmente mais aceite; (ii) abordagem da estratigrafia da Bacia do Kwanza, enfatizando a divergência dos modelos apresentados por diferentes autores; (iii) apresentação dos elementos essenciais que compõem os sistemas petrolíferos regionais da bacia, os quais são fortemente condicionados pelos dois itens anteriores, cuja relação de dependência é analisada, em pormenor, no bloco B.

O **bloco (B)** inicia-se com a seguinte questão pertinente: **É viável a produção, economicamente viável, de hidrocarbonetos no pré-sal da Bacia do Kwanza?** A resposta a esta questão conduz--nos a uma outra questão: **Será o atual modelo geológico da Bacia do Kwanza suficientemente consistente, de forma a permitir o estabelecimento de sistemas petrolíferos locais eficientes?** Posteriormente, apresenta-se e discute-se o modelo análogo comummente utilizado para estabelecer o modelo geológico da Bacia do Kwanza, isto é, o modelo geológico da Bacia de Santos, Brasil, o que, por sua vez, conduz à apresentação das duas teorias contraditórias no que respeita à abertura do Oceano Atlântico Sul: abertura simétrica e abertura assimétrica. Sendo necessário construir um modelo geológico consistente será, então, indispensável, passar à discussão de um dos aspetos que tem sido negligenciado: a maturação térmica de sedimentos geologicamente jovens. Com efeito, como é do conhecimento geral, a geração de hidrocarbonetos em quantidades economicamente viáveis, implica a atuação de uma determinada temperatura de maturação durante um período de tempo, sendo a geração de hidrocarbonetos tanto maior quanto maior for o tempo de atuação da temperatura. O passo seguinte consiste, assim, na apresentação das características gerais das fácies orgânicas das unidades litostratigráficas do pré-sal da Bacia do Kwanza, assim como do grau de maturação identificado em locais específicos da bacia. Esta apreciação leva à formulação de nova questão pertinente, quiçá condicionante das atividades do setor petrolífero angolano: **As unidades litostratigráficas do pré-Sal da Bacia do Kwanza podem ser consideradas potenciais rochas-mãe de petróleo e/ou de gás natural?** Ora, esta questão só poderá ser respondida caso se compreenda o papel que a tectónica exerceu no desenvolvimento dos sistemas petrolíferos presentes na Bacia do Kwanza e, especificamente, no seu modelo de maturação. O modelo de maturação da Bacia do Kwanza é, então, analisado tendo por suporte a abordagem e os parâmetros do Diagrama de Karweil, permitindo responder às questões colocadas ao longo da apresentação da lição. Por

último, apresentam-se as novas oportunidades que o gás natural poderá promover no setor petrolífero angolano.

3.2. Lista dos tópicos relevantes a desenvolver

Bloco A – Enquadramento regional da Bacia do Kwanza – Estado da arte

- Evolução tectóno-sedimentar
  - Fisiografia da bacia
  - Evolução da subsidência
  - Halocinése ("Tectónica salífera")
- Estratigrafia
  - A coluna estratigráfica na perspetiva de diferentes autores
  - Novas contribuições
- Facto inquestionável: A existência de sistemas petrolíferos na Bacia do Kwanza
- Os sistemas petrolíferos da Bacia do Kwanza
  - Sistema petrolífero do pré-sal
    i. Subsistema petrolífero pré-sal/pré-sal
    ii. Subsistema petrolífero pré-sal/pós-sal
  - Sistema petrolífero Binga, do pós-sal
  - Sistema petrolífero terciário, do pós-sal

Bloco B – Caso de estudo: O pré-sal da Bacia do Kwanza

- A questão chave: É viável a produção, economicamente viável, de hidrocarbonetos no pré-sal da Bacia do Kwanza?
- O problema principal existente na identificação dos sistemas petrolíferos locais da Bacia do Kwanza: Ausência de um modelo geológico coerente
  - Os modelos análogos entre a geologia das margens do Oceano Atlântico Sul
  - Abertura simétrica das margens do Oceano Atlântico Sul
  - Abertura assimétrica das margens do Oceano Atlântico Sul
  - Abertura assimétrica das margens do Oceano Atlântico Sul e suas implicações nos elementos dos sistemas petrolíferos
- O potencial gerador das unidades litostratigráficas do pré-sal da Bacia do Kwanza: Duas questões relevantes:

- É possível ocorrer maturação térmica em sedimentos tão recentes (mesozoicos)?
- Como é que é possível ocorrer geração de hidrocarbonetos na Bacia do Kwanza?

- As potenciais rochas-mãe do pré-sal da Bacia do Kwanza: Parâmetros básicos:
  - Caracterização das fácies orgânicas, nas duas vertentes quantidade (carbono orgânico total) e qualidade (tipo de cerogéneo)
  - Grau de maturação
- O pré-sal da Bacia do Kwanza: Potencial gerador de petróleo e/ou de gás natural?
- O papel da tectónica no desenvolvimento dos sistemas petrolíferos da Bacia do Kwanza
- Modelo de maturação face à evolução geodinâmica da Bacia do Kwanza
  - Geometria da bacia sedimentar
  - Janela do petróleo
- Elementos e processos essenciais dos sistemas petrolíferos da Bacia do Kwanza: Estado da arte
- Modelo de maturação e geração de hidrocarbonetos na Bacia do Kwanza
  - Modelo de maturação face à classificação internacional
  - Os parâmetros do Diagrama de Karweil
  - O modelo de maturação suportado pelo Diagrama de Karweil
- Gás natural angolano: Novas oportunidades
  - O atual cenário do gás natural em Angola
  - Recursos e reservas de gás natural em Angola
  - Novos desafios do gás natural em Angola

4. BIBLIOGRAFIA GERAL TEMÁTICA (INCLUINDO AS "REFERÊNCIAS" CITADAS NO TEXTO DO ITEM 2)

Al-Hajri, Y., White, N. & Fishwick, S., 2009. Scales of transient convective support beneath Africa. Geology, 37, 10: 883–886.
Doi: https://doi.org/10.1130/g25703a.1

Anderson, J. E., Cartwright, J., Drysdall, S. J. & Vivian, N., 2000. Controls on turbidite sand deposition during gravity-driven extension of a passive margin: examples from Miocene sediments in Block 4, Angola. Marine and Petroleum. Geology, 17, 10: 1165–1203.
Doi: https://doi.org/10.1016/S0264-8172(00)00059-3

Anka, Z., Séranne, M. & di Primio, R. 2010. Evidence of a large upper-Cretaceous depocentre across the Continent-Ocean boundary of the Congo-Angola basin. Implications for palaeo-drainage and potential ultra-deep source rocks. Marine and Petroleum Geology, 27,3: 601–611.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2009.08.015

Aslanian, D. & Moulin, M., 2010. Comment on "A new scheme for the opening of the South Atlantic Ocean and the dissection of an Aptian salt basin" by Trond H.Torsvik, Sonia Rousse, Cinthia Labails and Mark A. Smethurst. Geophysical Journal International, 183, 1: 20–28.
Doi: https://doi.org/10.1111/j.1365-246x.2010.04727.x

Aslanian, D. & Moulin, M., 2012. Palaeogeographic consequences of onservational models in the South Atlantic Ocean. Geological Society Special Publications 369, 1, p. 75–90, Geological Society, London.
Doi: https://doi.org/10.1144/sp369.5

Aslanian, D., Moulin, M., Olivet, J.-L., Unternehr, P., Matias, L., Bache, F., Rabineau, M., Nouzé, H., Klingelheofer, F., Contrucci, I. & Labails, C., 2009. Brazilian and African passive margins of the Central Segment of the South Atlantic Ocean: Kinematic constraints. In: G. Péron-Pinvidic, J. Van Wijk, D.J. Shillington, L. Gernigon, Eds., Role of magmatism in continental lithosphere extension continental lithosphere extension. Tectonophysics, 468, 1-4: 98–112.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.tecto.2008.12.016

Beglinger, S. E., Doust, H. & Cloetingh, S., 2012. Relating petroleum system and play development to basin evolution: West African South Atlantic basins. Marine and Petroleum Geology, 30, 1: 1–25.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.08.008

Brognon, G. P. & Verrier, G. R., 1966. Oil and Geology in Cuanza Basin of Angola. American Association Petroleum Geologists Bulletin, 50,1: 108-153.

Brownfield, M. E. & Charpentier, R. R., 2006. Geology and Total Petroleum Systems of the West-Central Coastal Province (7203), West Africa. U.S. Geological Survey Bulletin 2207-B, p.1-52.

Brun, J.-P. & Fort, X., 2004. Compressional salt tectonics (Angolan margin). Tectonophysics, 382, 3-4. 129–150.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.tecto.2003.11.014

Brun, J.-P. & Fort, X., 2011. Salt tectonics at passive margins: Geology versus models. Marine and Petroleum Geology, 28, 6: 1123–1145.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.03.004

Brun, J.-P. & Fort, X., 2012. Salt tectonics at passive margins: Geology versus models – Reply. Marine and Petroleum Geology, 37, 1: 195–208.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.04.008

Burke, K., MacGregor, D. S. & Cameron, N. R., 2003. Africa's petroleum systems: four tectonic "Aces" in the past 600 million years. Geological Society Special Publications 207, 1, p. 21–60. Geological Society, London.
Doi: https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2003.207.3

Burwood, R., 1999. Angola: source rock control for Lower Congo Coastal and Kwanza Basin petroleum systems. Geological Society Special Publications 153, 1, p.181–194. Geological Society London.
Doi: https://doi.org/10.1144/gsl.sp.1999.153.01.12

Burwood, R., Jacobs, L. & Paulet, J., 1990. Kerogen pyrolysis-carbon isotope technology: Application to source-oil correlation problems. In: E.M. Truswell & J.A. Owen, Eds., Proceedings of the Seventh International Palynological Congress - Part II. Review of Palaeobotany and Palynology, 65, 1-4: 367–377.
Doi: https://doi.org/10.1016/0034-6667(90)90087-y

Cappelletti, A., Tsikalas, F., Nestola, Y., Cavozzi, C., Argnani, A., Meda, M., & Salvi, F., 2013. Impact of lithospheric heterogeneities on continental rifting evolution: Constraints from analogue modelling on South Atlantic margins. Tectonophysics, 608: 30–50.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.tecto.2013.09.026

Cazier, E.C., Bargas, C., Buambua, L., Cardoso, S., Ferreira, H., Inman, K., Lopes, A., Nicholson, T., Olson, C., Saller, A. & Shinol, J., 2014. 1960883 Petroleum Geology of Cameia Field, Deepwater Pre-Salt Kwanza Basin, Angola, West Africa, 11 pp. (Adaptado de um resumo alargado preparado para uma apresentação oral na AAPG International Conference and Exhibition, Istanbul, Turkey, September 14-17).

Chaboureau, A.-C., Donnadieu, Y., Sepulchre, P., Robin, C., Guillocheau, F. & Rohais, S., 2012. The Aptian evaporites of the South Atlantic: a climatic paradox? Climate of the Past, 8, 3: 1047–1058.
Doi: https://doi.org/10.5194/cp-8-1047-2012

Chaboureau, A.-C., Guillocheau, F., Robin, C., Rohais, S., Moulin, M. & Aslanian, D., 2013. Paleogeographic evolution of the central segment of the South Atlantic during Early Cretaceous times: Paleotopographic and geodynamic implications. In: M. Scheck-Wenderoth, F. Roure, H.-P. Bunge & U. A. Glasmacher, Eds., Progress in understanding the South Atlantic margins. Tectonophysics, 604: 191–223.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.tecto.2012.08.025

Cramez, C. & Jackson, M. P. A., 2000. Superposed deformation straddling the continental-oceanic transition in deep-water Angola. Marine and Petroleum Geology, 17, 10: 1095–1109.
Doi: https://doi.org/10.1016/S0264-8172(00)00053-2

Crosby, A. G. & McKenzie, D., 2009. An analysis of young ocean depth, gravity and global residual topography. Geophysical Journal International, 178, 3: 1198–1219.
Doi: https://doi.org/10.1111/j.1365-246x.2009.04224.x

Davison, I., 2007. Geology and tectonics of the South Atlantic Brazilian salt basins. Geological Society Special Publications 272, 1, p. 345–359. Geological Society, London.
Doi: https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2007.272.01.18

Davison, I. A. N., 1997. Wide and narrow margins of the Brazilian South Atlantic. Journal of the Geological Society, 154, 3: 471–476.
Doi: https://doi.org/10.1144/gsjgs.154.3.0471

Doughty-Jones, G., Mayall, M. & Lonergan, L., 2017. Stratigraphy, facies, and evolution of deep-water lobe complexes within a salt-controlled intraslope minibasin. Americam Association of Petroleum Geologists Bulletin, 101, 11: 1879–1904.
Doi: http://dx.doi.org/10.1306/01111716046

Dribus, J., 2012. Integrating New Seismic Technology and Regional Basin Geology Now a Must. Journal of Petroleum Technology, 64, 10: 84-87.

Flament, N., Gurnis, M., Williams, S., Seton, M., Skogseid, J., Heine, C. & Dietmar Müller, R., 2014. Topographic asymmetry of the South Atlantic from global models of mantle flow and lithospheric stretching. Earth and Planetary Science Letters, 387, 107–119.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.epsl.2013.11.017

Fort, X., Brun, J.-P. & Chauvel, F., 2004. Salt tectonics on the Angolan margin, synsedimentary deformation processes. American Association Petroleum Geologists Bulletin, 88, 11: 1523–1544.
Doi: https://doi.org/10.1306/06010403012

Gaullier, V., Brun, J. P., Guérin, G. & Lecanu, H., 1993. Raft tectonics: the effects of residual topography below a salt de collement. Tectonophysics, 228, 3-4: 363-381.
Doi: https://doi.org/10.1016/0040-1951(93)90349-o

Guiraud, M., Buta-Neto, A. & Quesne, D., 2010. Segmentation and diffrential post-rift uplift at the Angola margin as recorded by the transform-rifted Benguela and oblique-to-orthogonal-rifted Kwanza basins. Marine and Petroleum Geology, 27, 5: 1040–1068.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.01.017

Gyorgy Marton, L., Tari, G. C. & Lehmann, C. T., 2000. Evolution of the Angolan passive margin, West Africa, with emphasis on post-salt structural styles. In: W. Mohriak & M. Taiwani, Eds., Atlantic Rifts and Continental Margins. Geophysical Monograph Series, Vol. 115, p.129-149. AGU, Washington, D.C.

Hartwig, A., di Primio, R., Anka, Z. & Horsfield, B., 2012. Source rock characteristics and compositional kinetic models of Cretaceous organic rich black shales offshore southwestern Africa. Organic Geochemistry, 51, 17–34.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2012.07.008

Heine, C., Zoethout, J. & Müller, R. D., 2013. Kinematics of the South Atlantic rift. Solid Earth, 4, 2: 215–253.
Doi: https://doi.org/10.5194/se-4-215-2013

Huc, A. Y., 2004. Petroleum in the South Atlantic. Le pétrole de l'Atlantique Sud. Oil & Gas Science and Technology-Rev.IFP, 59, 3: 243-253.
Doi: https://doi.org/10.2516/ogst:2004017

Hudec, M. R. & Jackson, M. P. A., 2002. Structural segmentation, inversion, and salt tectonics on a passive margin: Evolution of the Inner Kwanza Basin, Angola. Geological Society of America Bulletin, 114, 10: 1222-1244.

Hudec, M. R. & Jackson, M. P. A., 2004. Regional restoration across the Kwanza Basin, Angola: Salt tectonics triggered by repeated uplift of a metastable passive margin. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 88, 7: 971–990.

Huismans, R. S. & Beaumont, C., 2008. Complex rifted continental margins explained by dynamical models of depth-dependent lithospheric extension. Geology, 36, 2: 163-166.
Doi: https://doi.org/10.1130/g24231a.1

Jackson, M. P., Cramez, C. & Fonck, J.-M., 2000. Role of subaerial volcanic rocks and mantle plumes in creation of South Atlantic margins: implications for salt tectonics and source rocks. Marine and Petroleum Geology, 17, 4: 477–498.
Doi: https://doi.org/10.1016/s0264-8172(00)00006-4

Jackson, M. P. A. & Hudec, M. R., 2005. Stratigraphic record of translation down ramps in a passive-margin salt detachment. Journal of Structural Geology, 27,5: 889–911.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.jsg.2005.01.010

Jackson, M. P. A. & Vendeville, B. C.,1994. Regional extension as a geologic trigger for diapirism. Geological Society of America Bulletin, 106, 1: 57–73.
Doi: https://doi.org/10.1130/0016-7606(1994)106<0057:REAAGT>2.3.CO;2

Jackson, M. P. A., Vendeville, B. C. & Schultz-Ela, D. D. 1994. Structural Dynamics of Salt Systems. Annual Review of Earth and Planetary Sciences, 22, 1: 93–117.
Doi: https://doi.org/10.1146/annurev.ea.22.050194.000521

Karner, G. D., Driscoll, N. W. & Barker, D. H. N., 2003. Syn-rift regional subsidence across the West African continental margin: the role of lower plate ductile extension. Geological Society Special Publications 207, 1: 105–129. Geological Society, London.
Doi: https://dx.doi.org/10.1144/gsl.sp.2003.207.6

Karner, G. D. & Gambôa, L. A. P., 2007. Timing and origin of the South Atlantic pre-salt sag basins and their capping evaporites. Geological Society Special Publications 285, 1: 15–35. Geological Society, London.
Doi: https://dx.doi.org/10.1144/sp285.2

Katz, B. J. & Mello, M. R., 2000. Petroleum systems of South Atlantic Marginal basins - an overview, Chapter 1. In: M. R. Mello & B. J. Katz, Eds., Petroleum systems of South Atlantic margins. American Association Petroleum Geologists Memoir 73, p. 1–13.

Koyi, H., 1998. The shaping of salt diapirs. Journal of Structural Geology, 20,4: 321–338.
Doi: https://doi.org/10.1016/s0191-8141(97)00092-8

Lemos de Sousa, M. J., Rodrigues, C. F. & Dinis, M. A. P., Eds., 2012. O Carvão na Actualidade, Vol 1 - Petrologia, Métodos analíticos, Classificação e Avaliação de Recursos e Reservas, Papel no contexto energético, Carvão em Portugal/The current status of coal, Vol 1- Petrology, Methods of analyses, Classification and Resources/Reserves Assessment, Coal in World Energy Scenario, Coal in Portugal, 467 pp. Universidade Fernando Pessoa (Porto), Academia das Ciências de Lisboa.
ISBN: 978-989-643-103

Liro, L. M. & Coen, R., 1995. Salt deformation history and postsalt structural trends, offshore southern Gabon, West Africa. In: M.P.A. Jackson, D.G.Roberts & S.Snelson, Salt Tectonics: A Global Perspective. American Association Petroleum Geologists Memoir 65, p.323-331.
Doi: https://doi.org/10.1306/M65604C15

Liu, J.-P., Pan, X., Ma, J., Tian, Z., Chen, Y. & Wan, L., 2008. Petroleum geology and resources in West Africa: An overview. Petroleum Exploration and Development, 35, 3: 378–384.
Doi: https://doi.org/10.1016/s1876-3804(08)60086-5

Liu, Z. & Li, J., 2011. Control of salt structures on hydrocarbons in the passive continental margin of West Africa. Petroleum Exploration and Development, 38, 2: 196–202.
Doi: https://doi.org/10.1016/S1876-3804(11)60025-6

Lundin, E. R., 1992. Thin-skinned extensional tectonics on a salt detachment, northern Kwanza Basin, Angola. Marine and Petroleum Geology, 9, 4: 405–411.
Doi: https://doi.org/10.1016/0264-8172(92)90051-f

Masse, P. & Laurent, O., 2016. Geological exploration of Angola from Sumbe to Namibe: A review at the frontier between geology, natural resources and the history of geology. Comptes Rendus Geoscience, 348, 1: 80–88.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.crte.2015.09.007

Mauduit, T., Gaullier, V., Brun, J. P. & Guerin, G., 1997. On the asymmetry of turtle-back growth anticlines. Marine and Petroleum Geology, 14, 7-8: 763–771.
Doi: https://doi.org/10.1016/s0264-8172(97)00053-6

Mauduit, T., Guerin, G., Brun, J.-P. & Lecanu, H., 1997. Raft tectonics: the effects of basal slope angle and sedimentation rate on progressive extension. Journal of Structural Geology, 19, 9: 1219–1230.
Doi: https://doi.org/10.1016/s0191-8141(97)00037-0

Maurya, V., Fontes, S. & La Terra, E., 2017. An Enhanced and Effective Technique for Demarcation of Continental — Oceanic Transition - Application for South Atlantic Conjugate Margins. Conference Proceedings, 79th EAGE Conference and Exhibition 2017, June 2017, Volume 2017, p.1 – 5.
Doi: https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701310

McKenzie, D., 1978a. Active tectonics of the Alpine--Himalayan belt: the Aegean Sea and surrounding regions. Geophysical Journal International, 55, 1: 217–254.
Doi: https://doi.org/10.1111/j.1365-246x.1978.tb04759.x

Mckenzie, D., 1978b. Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth and Planetary Science Letters, 40, 1: 25–32.
Doi: https://doi.org/10.1016/0012-821x(78)90071-7

Mohriak, W., Nemčok, M. & Enciso, G., 2008. South Atlantic divergent margin evolution: rift-border uplift and salt tectonics in the basins of SE Brazil. Geological Society Special Publications, 294, 1: 365–398. Geological Society, London.
Doi: https://dx.doi.org/10.1144/sp294.19

Mohriak, W. U., Brown, D. E. & Tari, G., 2018. Sedimentary Basins in the Central and South Atlantic Conjugate Margins Deep Structures and Salt Tectonics. Central Atlantic Conjugate Margins Conference – Halifax 2008, 15 pp.

Mohriak, W. U. & Leroy, S., 2012. Architecture of rifted continental margins and break-up evolution: insights from the South Atlantic, North Atlantic and Red Sea–Gulf of Aden conjugate margins. Geological Society Special Publications, 369, 1: 497–535. Geological Society, London.
Doi: https://dx.doi.org/10.1144/sp369.17

Mohriak, W. U. & Rosendahl, B. R., 2003. Transform zones in the South Atlantic rifted continental margins. Geological Society Special Publications, 210, 1: 211–228. Geological Society, London.
Doi: https://dx.doi.org/10.1144/gsl.sp.2003.210.01.13

Moucha, R. & Forte, A. M., 2011. Changes in African topography driven by mantle convection. Nature Geoscience, 4, 10: 707–712.
Doi: https://doi.org/10.1038/ngeo1235

Moulin, M., Aslanian, D. & Unternehr, P., 2010. A new starting point for the South and Equatorial Atlantic Ocean. Earth-Science Reviews, 98, 1-2: 1–37.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2009.08.001

Parnell, J. & Chen, H., 2003. Application of fluid inclusion studies to understanding oil charge, Pre-Salt succession, offshore Angola. Geological Society Special Publications, 207,1: 275–283, Geological Society, London.
Doi: https://doi.org/10.1144/gsl.sp.2003.207.14

Pedentchouk, N., Freeman, K. H., Harris, N. B., Clifford, D. J. & Grice, K., 2004. Sources of alkylbenzenes in Lower Cretaceous lacustrine source rocks, West African rift basins. Organic Geochemistry, 35, 1, 33–45.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2003.04.001

Pichel, L. M., Peel, F., Jackson, C. A.-L. & Huuse, M. 2018. Geometry and kinematics of salt-detached ramp syncline basins. Journal of Structural Geology, 115, 208–230.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.jsg.2018.07.016

Picot, M., Droz, L., Marsset, T., Dennielou, B. & Bez, M., 2016. Controls on turbidite sedimentation: Insights from a quantitative approach of submarine channel and lobe architecture (Late Quaternary Congo Fan). Marine and Petroleum Geology, 72, 423–446.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.02.004

Quirk, D. G., Schødt, N., Lassen, B., Ings, S. J., Hsu, D., Hirsch, K. K. & Von Nicolai, C., 2012. Salt tectonics on passive margins: examples from Santos, Campos and Kwanza basins. Geological Society Special Publications, 363, 1: 207–244. Geological Society, London.
Doi: https://dx.doi.org:/10.1144/sp363.10

Rabinowitz, P. D. & LaBrecque, J., 1979. The Mesozoic South Atlantic Ocean and evolution of its continental margins. Journal of Geophysical Research, 84, B11: 5973-6002.
Doi: https://doi.org/10.1029/jb084ib11p05973

Rodrigues, C., 2018. Pré-Sal da Bacia do Kwanza e a Problemática do Gás Natural em Angola (Capítulo 5). In: Relatório Energia em Angola 2017, p.62-94; p.158-160. Universidade Católica de Angola, Centro de Estudos e Investigação Científica, Luanda.

Rodrigues, C. F., Carvalho, J. & Lemos de Sousa, M. J., 2014. Overview on Kwanza Basin Potential Source Rocks. In: XIV Congresso da ALAGO (Associação Latino-Americana de /Geoquímica Orgânica), Búzios, Rio de Janeiro, 2 a 5 de novembro de 2014. (Extended Abstract e Poster).

Rodrigues, C.F., Carvalho, J. & Lemos de Sousa, M.J., 2015. An evaluation of source rocks of the Kwanza Basin (Angola): A Review. AAPG European Regional Conference & Exhibition, "Tethys-Atlantic Interaction Along the European-Iberian-African Plate Boundaries", Abstracts, 18 th -19 th May 2015, Atlantic Session, p.41. Calouste Gulbenkian Foundation, Lisbon, Portugal in Partnership with Partex Oil and Gas.

Rodrigues, C., Pereira, Z., Fernandes, P., Cunha, D., Gonçalves, F., Barroso, L., Barata, S., N'sungani, P.C., Carvalho, J. & Lemos de Sousa, M.J., 2017. Source Rocks of the Onshore Kwanza Basin: A New Geochemical Approach. In: First EAGE/ASGA Workshop on Petroleum Exploration, 2-4 October 2017, Luanda, Angola. 5pp.
Doi: https://doi.org/10.3997/2214-4609.201702362

Rosante, K. T., 2013. Evolução termocronológica do Sudoeste de Angola e correlação com o Sudeste Brasileiro: termocronologia por traços de fissão em apatita, 116 pp. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual Paulista.

Rowan, M. G., Peel, F. J. & Vendeville, B. C., 2004. Gravity-driven fold belts on passive margins, In: K. R. McClay, Ed., Thrust tectonics and hydrocarbon systems. American Association Petroleum Geologits Memoir 82, p.157-182.
Doi: https://doi.org/10.1306/M82813C9

Sahagian, D., 1988. Epeirogenic motions of Africa as inferred from Cretaceous shoreline deposits. Tectonics, 7, 1: 125–138.
Doi: https://doi.org/10.1029/tc007i001p00125

Saller, A., Rushton, S., Buambua, L., Inman, K., McNeil, R. & Dickson, J. A. D. (Tony), 2016. Presalt stratigraphy and depositional systems in the Kwanza Basin, offshore Angola. American Association Petroleum Geologists Bulletin, 100, 7: 1135–1164.

Schiefelbein, C. F., Zumberge, J. E., Cameron, N. C. & Brown, S. W., 2000. Geochemical Comparison of Crude Oil Along the South Atlantic Margins. In: M.R. Mello & B.J. Katz, Eds., Petroleum systems of South Atlantic margins. American Association Petroleum Geologists Memoir 73, p.15-26.

Schoellkopf, N. B. & Patterson, B. A., 2000. Petroleum systems of offshore Cabinda, Angola. In: M.R. Mello & B.J. Katz, Eds., Petroleum systems of South Atlantic margins. American Association Petroleum Geologists Memoir 73, p. 361–376.

Sclater, J.G. & McKenzie, D.P., 1973. Paleobathymetry of the South Atlantic. Geological Society of America Bulletin, 84, 10: 3203-3216.
Doi: https://doi.org/10.1130/0016-7606(1973)84<3203:POTSA>2.0.CO;2

Séranne, M., 1999. Early Oligocene stratigraphic turnover on the west Africa continental margin: a signature of the Tertiary greenhouse-to-icehouse transition? Terra Nova, 11, 4: 135–140.
Doi: https://doi.org/10.1046/j.1365-3121.1999.00246.x

Séranne, M. & Anka, Z., 2005. South Atlantic continental margins of Africa: A comparison of the tectonic vs climate interplay on the evolution of equatorial west Africa and SW Africa margins. Journal of African Earth Sciences, 43, 1-3: 283–300.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2005.07.010

Serié, C., Huuse, M., Schødt, N. H., Brooks, J. M. & Williams, A., 2016. Subsurface fluid flow in the deep-water Kwanza Basin, offshore Angola. Basin Research, 29, 2: 149–179.
Doi: https://doi.org/10.1111/bre.12169

Spathopoulos, F., 1996. An insight on salt tectonics in the Angola Basin, South Atlantic. Geological Society Special Publications, 100,1: 153–174. Geological Society, London
Doi: https://dx.doi.org/10.1144/gsl.sp.1996.100.01.11

Steffens, G. S., Biegert, E. K., Scott Sumner, H. & Bird, D. 2003. Quantitative bathymetric analyses of selected deepwater siliciclastic margins: receiving basin configurations for deepwater fan systems. Marine and Petroleum Geology, 20, 6-8: 547–561.
Doi: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.03.007

The Oil & Gas Year, 2015 - Existing and Planned GTL Plants Worldwide Quatar 2015. The Oil & Gas Year Ltd. In: http://shop.theoilandgasyear.com/existing-and-planned-gtl-plants-worldwide-qatar-2015/ (consultado em 2017.10.12).

Thompson, D. L., Stilwell, J. D. & Hall, M., 2015. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: Pre-Salt coquinas of Brazil and West Africa. Gondwana Research, 28, 1: 26–51. **Doi**: https://doi.org/10.1016/j.gr.2014.12.005.

Tissot, B. P. & Welte, D.H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence, 2nd Ed., 699 pp. Springer, Berlin.

Torsvik, T. H., Rousse, S., Labails, C. & Smethurst, M. A., 2009. A new scheme for the opening of the South Atlantic Ocean and the dissection of an Aptian salt basin. Geophysical Journal International, 177, 3: 1315–1333. **Doi**: https://doi.org/10.1111/j.1365-246x.2009.04137.x

Wiltshire, J. & Wright, S., 2016. Pre-salt of West Africa twin or distant relative of Brazil sub-surface? Gaffney, Cline & Associates (16th July 2016).

ANEXO



UNIVERSIDADE CATÓLICA DE ANGOLA
Centro de Estudos e Investigação Científica

RELATÓRIO ENERGIA EM ANGOLA

2017

ANGOLA CATHOLIC UNIVERSITY Press VERITAS VITA

TÍTULO
Relatório Energia em Angola 2017

EDITOR
Universidade Católica de Angola
Rua Pedro de Castro Van-Dúnem, 24,
Bairro Palanca, C.P. 2064 Luanda
Web site: www.ucan.edu
Email: info@ucan.edu

PRÉ-IMPRESSÃO
LeYa, SA

CAPA
LeYa, SA

IMPRESSÃO E ACABAMENTOS
Multitipo

Reservados todos os direitos. É proibida a reprodução desta obra por qualquer meio (fotocópia, *offset*, fotografia, etc.) sem o consentimento escrito da Editora, abrangendo esta proibição o texto, a ilustração e o arranjo gráfico. A violação destas regras será passível de procedimento judicial.

LUANDA, 2018 • 1.ª EDIÇÃO
1.ª TIRAGEM (500 exemplares)
Registado na Biblioteca Nacional de Angola sob o n.º 8406/2018

ÍNDICE

INTRODUÇÃO 6

Capítulo 1: **O petróleo e a macroeconomia de Angola** 11
1.1 Pontos prévios 11
1.2 Tudo por culpa do petróleo 13
1.3 Conclusão 21

Capítulo 2: **O petróleo e o gás em Angola** 22
2.1 Introdução 22
2.2 Recursos, pesquisa e reservas 22
2.3 Desenvolvimento de descobertas 25
2.4 Produção 27
2.5 Refinação e mercado interno 30
2.6 Comércio internacional 32

Capítulo 3: **A política de preços dos combustíveis em Angola** 35
3.1 Quantificação dos subsídios implícitos 35
3.1.1 Os efeitos económicos das subvenções dos combustíveis 36
3.2 O impacto dos subsídios aos combustíveis em Angola 41
3.3 Política de formação de preços dos combustíveis 48
3.4 Considerações finais 52

Capítulo 4: **Reflexões sobre a estratégia do gás natural em Angola** 54
4.1 Introdução 54
4.2 A importância do Angola LNG 55
4.3 O que é necessário para o sucesso do gás natural em Angola? 56

Capítulo 5: **Pré-sal da Bacia do Kwanza e a problemática do gás natural em Angola** 62
5.1 Introdução 62
5.2 Contexto energético mundial 62
5.3 Gás natural: nova posição estratégica no mercado energético internacional 68
5.4 *LNG* (*Liquified Natural Gas*) *versus GTL* (*Gas-to-Liquid*) 75
5.4.1 Processos tecnológicos 76
5.4.2 Mercados internacionais 76
5.5 Angola e gás natural: uma relação factível? 85
5.5.1 Caso-de-estudo: Bacia do Kwanza 85
5.5.2 O potencial da geração de gás natural no pré-sal da Bacia do Kwanza 88
5.6 O *LNG* e o *GTL* em Angola 92

Capítulo 6: **As alterações provocadas pelo *shale oil*** 96
6.1 Introdução 96
6.2 Crescimento da produção americana 97
6.2.1 Aumento das exportações de petróleo 99
6.2.2 Produção americana de gás natural 100
6.2.3 Consumo americano de gás natural 101
6.3 Consumo americano de derivados do petróleo e do gás 102
6.4 Exportações nigerianas 105
6.5 Exportações angolanas 108
6.6 Preços do petróleo angolano 110
6.7 Aumento das importações americanas 112

Capítulo 7: **O sector eléctrico em Angola** 115
7.1 Introdução 115
7.2 Resumo histórico do sistema eléctrico, 2009-2017 116
7.3 Evolução anual da indústria de fornecimento de electricidade 120
7.4 Estrutura orgânica e tecido empresarial 131
7.5 O processo de reforma da IFE 136
7.6 Investimentos públicos e privados 137
7.6.1 Projectos prioritários 137
7.6.2 Projectos estruturantes 138
7.7 Electrificação rural e mini-hídricas 139
7.8 Novas e renováveis fontes de energia 141
7.9 Parcerias público-privadas (PPP) 141
7.10 Conclusões 142

Capítulo 8: **Os riscos ambientais – resposta e adaptação** 145
8.1 Introdução 145
8.2 Risco ambiental 146
8.3 Prevenção 151
8.4 Resposta e adaptação aos riscos ambientais 154

BIBLIOGRAFIA 158

CAPÍTULO 5: PRÉ-SAL DA BACIA DO KWANZA E A PROBLEMÁTICA DO GÁS NATURAL EM ANGOLA

Cristina Rodrigues
Unidade de Investigação FP-ENAS
Universidade Fernando Pessoa
Porto - Portugal

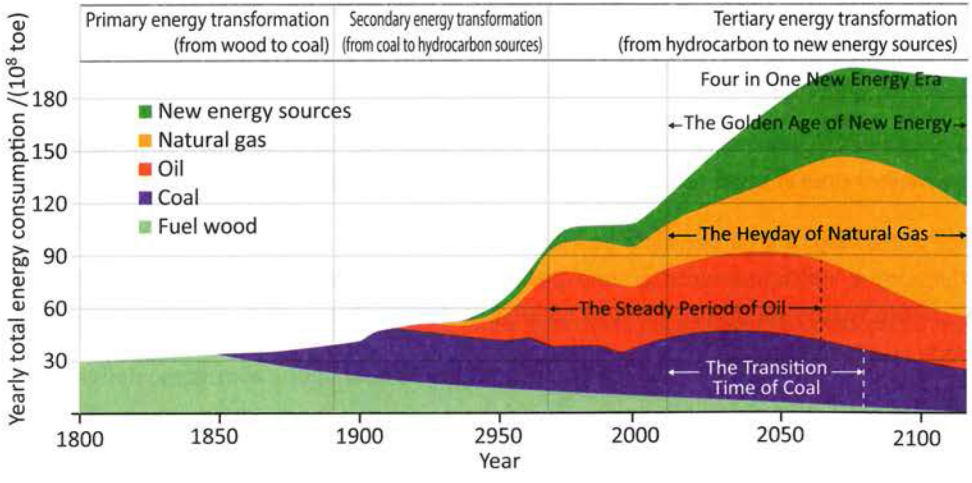
5.1 Introdução

Neste capítulo faz-se uma primeira análise do potencial do pré-sal da Bacia do Kwanza quanto à geração de gás natural. Inicia-se pela contextualização internacional do sector energético, seguida da futura posição estratégica do gás natural em face do desenvolvimento do sector petrolífero em geral e das questões ambientais. A questão do potencial do gás natural em Angola é, de seguida, abordada usando, a título de exemplo, a Bacia sedimentar do Kwanza e, especificamente, a sequência do pré-sal. Termina com a avaliação do estado-da-arte e das perspectivas futuras de tecnologias inovadoras em Angola, como é o caso do *LNG* e do *GTL*.

5.2 Contexto energético mundial

No cenário energético mundial, a análise das diferentes fontes de energia primárias deverá ser sempre contextualizada na dualidade oferta/procura e da sua relação com a viabilidade económica e o seu consumo. Nesta perspectiva, a fonte de energia primária dominante tem variado ao longo dos anos. O século XX nasceu com a supremacia energética do carvão (década de 40), desenvolveu-se graças ao domínio do petróleo (década de 70) e terminou com a ascensão "tímida" do gás natural, sendo já evidente que o século XXI será marcado pelo desenvolvimento de novas fontes de energia primária (figura 1).

FIGURA 1 – EVOLUÇÃO HISTÓRICA E PREVISÕES DO BALANÇO ENERGÉTICO GLOBAL



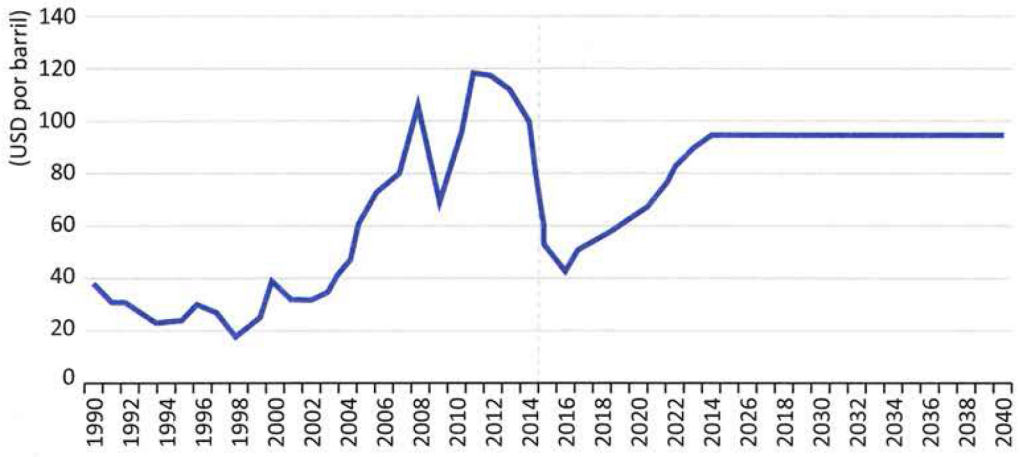
FONTE: Cainenga *et al.*, 2016.

O petróleo tem sido encarado como o combustível dominante capaz de dar resposta às necessidades energéticas mundiais. No entanto, é, hoje, internacionalmente aceite que o fornecimento de petróleo deverá atingir o pico máximo ainda no primeiro quarto deste século, período em que iniciará o seu real declínio.

Na realidade, tendo em linha de conta os esforços tecnológicos e financeiros aplicados nestes últimos anos, tem sido possível identificar novas acumulações de petróleo (quer convencional, quer não-convencional) numa proporção mais elevada do que a do seu consumo, facto este que, combinado com uma baixa relativa do consumo por motivo da conjuntura económica, tem permitido aumentar o seu tempo de vida na matriz energética mundial (figura 1).

Contudo, a diminuição da produção de petróleo irá ocorrer independentemente do aumento da procura de energia. A combinação entre o aumento do consumo energético e a redução do fornecimento de petróleo irá conduzir a um aumento significativo do preço do petróleo (figura 2).

FIGURA 2 – EVOLUÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO



FONTE: GECF, 2017.

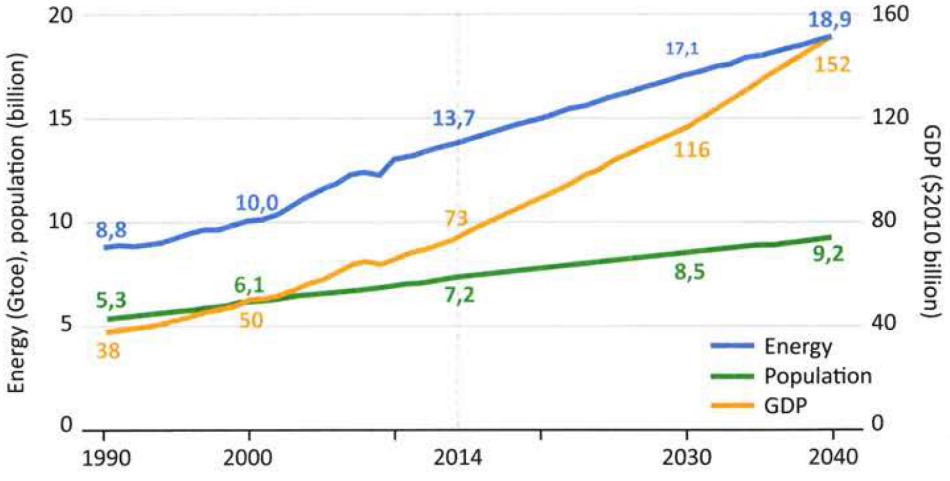
Esta projecção apresenta a evolução do preço do petróleo tendo como referência o cenário definido com as metas estabelecidas na Conferência de Paris, em Novembro de 2015 (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC)). Na Conferência de Paris focou-se, especialmente, a necessidade de controlar o aumento da temperatura média global com vista à sua redução e de forma a atingir o objectivo final das emissões zero dos gases com efeito de estufa (GEE) já na segunda metade do século XXI. Este cenário é definido caso exista a possibilidade de limitar em 50% o aumento a longo prazo da temperatura média global em 2 °C.

O aumento do consumo energético apresenta uma relação directa com o aumento da população, da industrialização e da qualidade de vida das populações. Embora se preveja, entre 2014 e 2040, um aumento significativo da população de 1,6 mil milhões, o PIB (Produto Interno Bruto (*GDP – Gross Domestic Product*)) deverá aumentar para o dobro, mas o consumo de energia deverá aumentar só 30% (figura 3). Este cenário é suportado pelas alterações ao nível do sector industrial, do melhoramento na urbanização e na conservação de energia que serão expectáveis, principalmente, nos países da OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (*OECD – Organisation for Economic Co-operation and Development*)). Os aumentos que deverão ocorrer no PIB e no consumo de energia mundial estão fundamentalmente relacionados com o crescimento rápido das economias emergentes, das quais a China e a Índia são responsáveis por metade desse aumento (figura 4).

A redução do fornecimento de petróleo será, assim, uma realidade, uma vez que estamos a lidar com enquadramentos geológicos cada vez mais complexos e, adicionalmente, com estruturas cada vez mais profundas. Estas adversidades no âmbito da geologia implicam a implementação de tecnologias de prospecção/pesquisa e exploração mais avançadas, o que, por sua vez, envolve custos mais elevados, tornando este recurso, numa visão futura, como uma solução energética financeiramente impraticável.

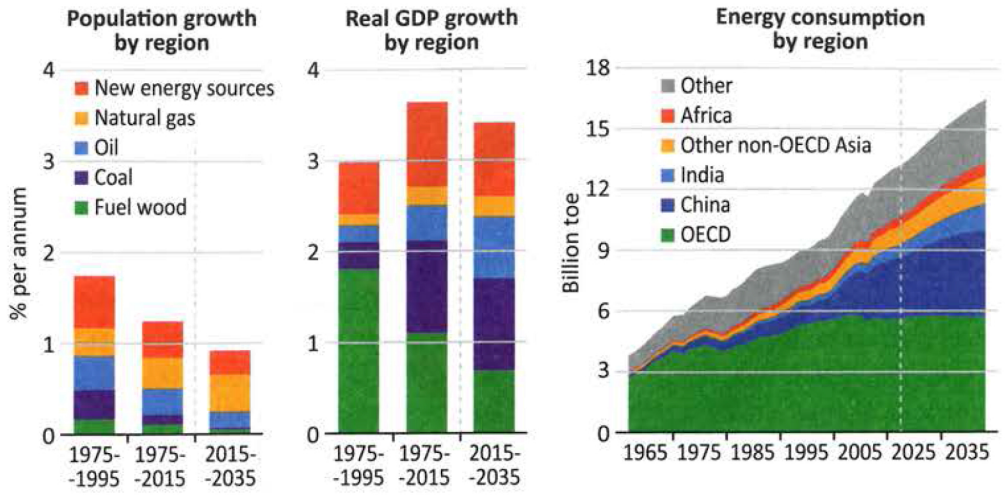
Neste contexto, o domínio do petróleo na matriz energética mundial deixará de fazer sentido e outras fontes de energia primária irão, a longo prazo, substituir o petróleo que se vai tornar cada vez mais caro.

FIGURA 3 – EVOLUÇÃO DO PIB, POPULAÇÃO E CONSUMO DE ENERGIA PRIMÁRIA



FONTE: IEEJ, 2016.

FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DA POPULAÇÃO, DO PIB E DO CONSUMO ENERGÉTICO, POR REGIÃO



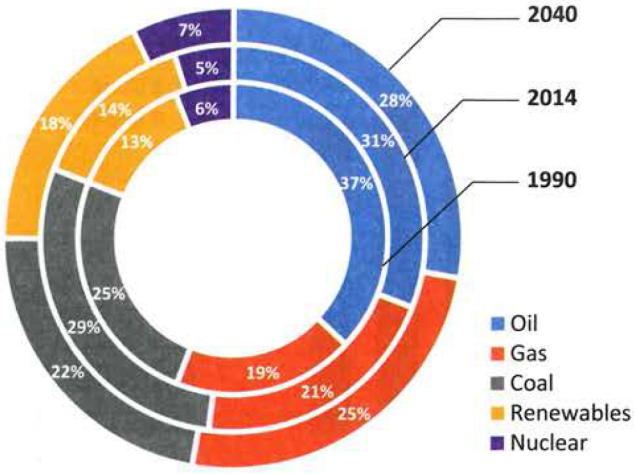
FONTE: BP, 2017.

As políticas internacionais, bem como os objectivos definidos em acordos internacionais, como o do caso da Convenção de Paris, desempenham um papel poderosíssimo na evolução do sector energético mundial podendo até provocar derivações na evolução da matriz energética mundial. É verdade que os diferentes cenários que têm sido desenvolvidos quanto à procura mundial de energia estabelecem, a médio-longo prazo, um real crescimento. No entanto, é também um facto que as políticas internacionais determinam o ritmo e a forma como a matriz energética mundial se vai desenvolvendo.

Em face do acima exposto é notório que os combustíveis fósseis irão continuar a deter um papel importante no balanço energético mundial. Os combustíveis fósseis irão perfazer um total aproximado de 75% na matriz energética mundial, em 2040. O petróleo continuará a ser a fonte de energia primária dominante, em 2040, contabilizando um total de aproximadamente 30% nas quotas da energia primária.

O gás natural será a fonte de energia primária com o crescimento mais rápido, devendo atingir os 28% no balanço energético mundial, em 2040. O carvão continuará, por sua vez, a ser uma fonte de energia importante em algumas regiões do mundo, nomeadamente na China e na Índia, mas vai diminuindo no cenário energético mundial em face das políticas internacionais que incentivam a implementação de fontes de energia com emissões reduzidas de dióxido de carbono (CO_2). Quanto às energias nuclear e renováveis prevê-se um aumento significativo, contribuindo em aproximadamente 23% para a matriz energética mundial. Faz-se notar que as energias renováveis são as fontes de energia primária que apresentam o maior crescimento, passando de 13%, em 1990, para 18% em 2040 (figura 5).

FIGURA 5 – EVOLUÇÃO DAS QUOTAS DAS FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA, NO PERÍODO 1990-2040

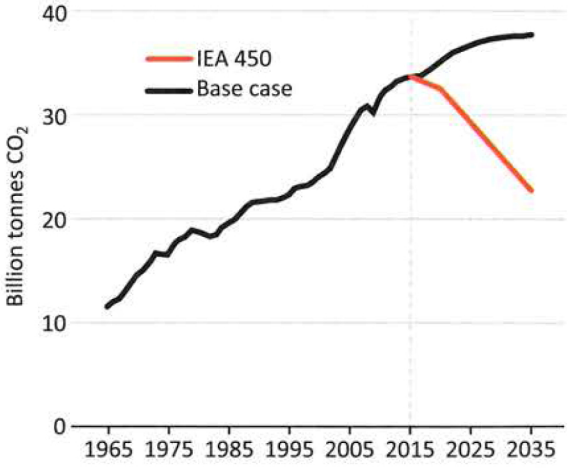


FONTE: GECF, 2017.

No entanto, mesmo com o enorme esforço que tem sido desenvolvido em tecnologias de redução das emissões de CO_2 é claramente evidente que o nível da descarbonização do sector energético não está a atingir os níveis estabelecidos na Convenção de Paris.

O grande desafio, que passa pela substituição dos combustíveis fósseis, constitui um processo extremamente complexo e dispendioso. Os fortes investimentos que têm sido desenvolvidos nos últimos anos não têm alterado a tendência geral de aumento das emissões de CO_2 relacionadas com a produção de energia. Para o período entre 2016 e 2040 prevê-se um aumento global de 13% das emissões de CO_2, o que, a ser assim, está longe de atingir a redução em 30% até 2035, proposta na Convenção de Paris (cenário 450) (figura 6).

FIGURA 6 – CENÁRIOS DAS EMISSÕES DE CO_2

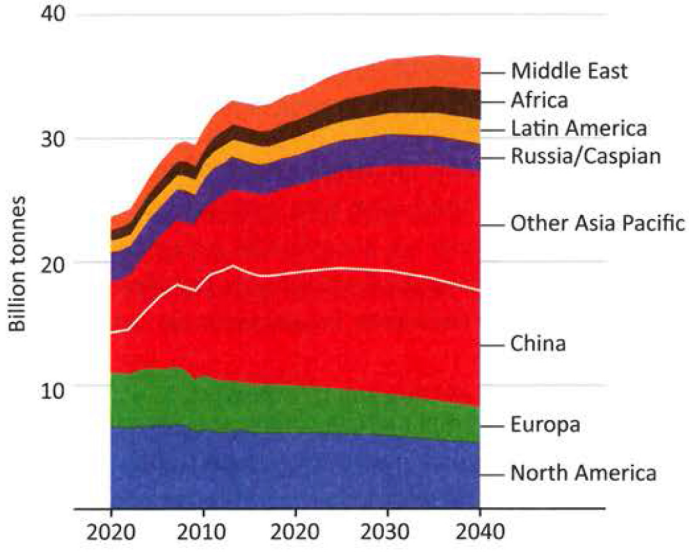


FONTE: BP, 2017.

Adicionalmente, tal como já foi mencionado, a redução das emissões de CO_2 tem sido um dos pontos-chave das políticas internacionais. No entanto, as emissões de CO_2 aumentaram cerca de 40% no período de 2000-2015, embora se tenha identificado uma ligeira diminuição nos países da OCDE. Entre 2015 e 2040 prevê-se que as emissões globais de CO_2 atinjam o seu pico máximo e comecem a diminuir gradualmente, reduzindo em 10% em relação ao nível verificado em 2015.

As emissões de CO_2 irão manter esta tendência de diminuição nos países da OCDE, reduzindo em 20% no intervalo entre 2015 e 2040. A China foi o país que mais contribuiu para o aumento das emissões de CO_2 no período de 2000-2015, perfazendo um total de 60% das emissões globais de CO_2, sendo que em 2030 serão, provavelmente, superiores às emissões combinadas da Europa e da América do Norte. As emissões conjuntas dos diferentes países, com excepção da América do Norte, da Europa e da China, aumentarão em cerca de 35% no período de 2015-2040, países esses que serão responsáveis por 50% das emissões globais de CO_2 em 2040 (figura 7).

FIGURA 7 – EMISSÕES DE CO_2 RELACIONADAS COM A PRODUÇÃO DE ENERGIA, POR REGIÃO



FONTE: EXXONMOBIL, 2017.

A dificuldade identificada na redução da taxa média anual das emissões de CO_2 está relacionada com um conjunto de incertezas e desafios, nomeadamente: (i) as políticas internacionais estabelecidas não serem suficientes para fazer face às ambições ambientais; (ii) a resistência à mudança; (iii) as prioridades no abastecimento energético seguro e sustentável; (iv) o crescimento do consumo energético para dar resposta aos desenvolvimentos social e económico sustentáveis; (v) os problemas de financiamento e acessibilidade ao abastecimento energético; (vi) a viabilidade económica dos projectos ambientais e (vii) os compromissos estabelecidos na Convenção de Paris não serem vinculativos.

Resumindo, a análise da evolução histórica do sector energético mundial, tendo em linha de conta os tipos de energia primária utilizada, os métodos de produção e os métodos de utilização, denunciam claramente três tendências principais no desenvolvimento do sector energético mundial a saber: (i) as energias primárias estão a passar de soluções que apresentem taxas de emissões de CO_2 elevadas para taxas de emissões de CO_2 baixas; (ii) os métodos de produção simples estão a ser ultrapassados pelos métodos de produção tecnologicamente avançados e (iii) as técnicas de utilização única dos recursos energéticos, ou seja, directas estão a ser substituídas pela utilização combinada dos diferentes recursos energéticos, o que, naturalmente, implica a utilização de energia transformada.

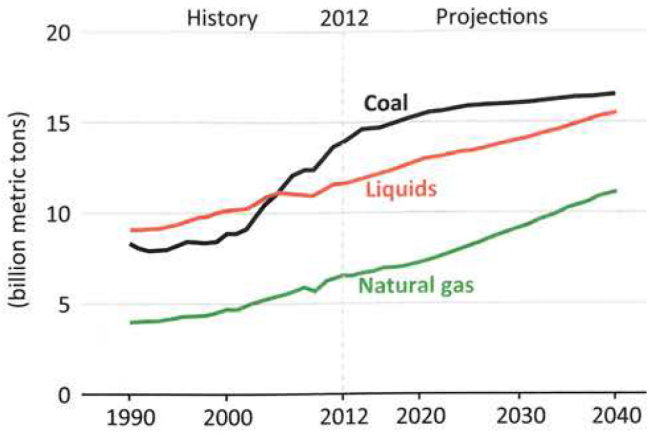
5.3 Gás Natural: Nova posição estratégica no mercado energético internacional

A dependência em relação aos combustíveis fósseis é uma realidade mundial, muito embora em menor proporção que há uma década atrás. É, igualmente, patente que a tendência de diminuir esta dependência irá manter-se no futuro. Contudo, é completamente impraticável pensar que se pode evitar a utilização dos combustíveis fósseis, pelo menos no actual contexto internacional. As chamadas energias renováveis, nestes últimos anos, têm-se tornado cada vez mais competitivas, sendo enorme o esforço que se tem vindo a desenvolver não só no âmbito da inovação tecnológica, mas também nas políticas de implementação a nível internacional.

Sendo uma realidade a dependência em relação aos combustíveis fósseis, o gás natural é considerado como um combustível fóssil ideal para a geração de electricidade. Nos últimos anos, a utilização directa do gás natural e a sua refinação para a geração de energia eléctrica têm-se tornado mais viáveis que a utilização do carvão e do petróleo para os mesmos fins, uma vez que, para além de requererem um menor investimento de capital, são "mais amigas do ambiente" (figura 8).

O desenvolvimento da tecnologia que permite combinar o gás natural e as turbinas a vapor para gerar energia aumentam a eficiência energética. O metanol produzido a partir do gás natural tem sido considerado um substituto da gasolina ou um componente de mistura na gasolina, com vista à redução da poluição do ar. Além disso, atendendo aos desenvolvimentos tecnológicos das últimas décadas, o gás natural começa a ser encarado como matéria-prima para a produção de combustíveis líquidos, produtos petroquímicos e lubrificantes extremamente atractivos dos pontos de vista tanto económicos como ambientais quando comparados com os derivados do petróleo.

FIGURA 8 – EMISSÕES MUNDIAIS DE CO_2 POR COMBUSTÍVEL FÓSSIL



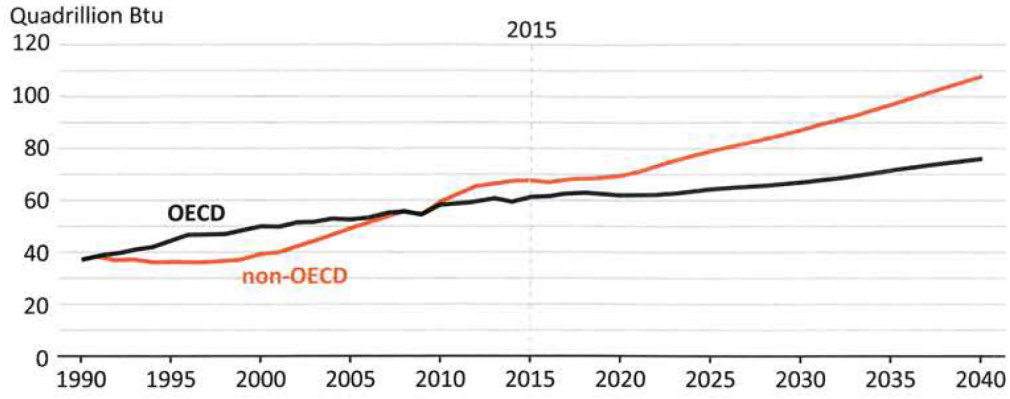
FONTE: IEA, 2016.

A desaceleração esperada na redução das emissões de CO_2 no período de 2015-2040 (figura 7) reflecte o aumento do declínio da intensidade energética e as alterações das quotas das diferentes fontes de energia primária na matriz energética. Em consequência, o consumo do carvão está tendencialmente a diminuir, enquanto o gás natural, as energias renováveis e a nuclear estão a aumentar (figura 5).

O gás natural, internacionalmente considerado como o combustível fóssil mais limpo, entrou numa fase de rápido desenvolvimento e tornou-se numa "ponte de transição" entre as energias fósseis e as novas energias. No futuro, o gás natural irá, pois, ter um papel central no desenvolvimento de uma matriz energética sustentável, uma vez que é uma energia prática, limpa e de custos baixos.

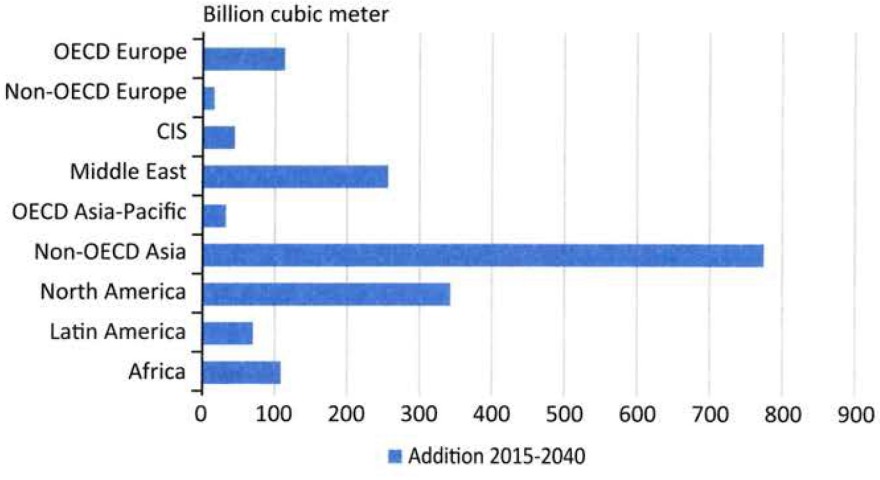
No período entre 2015 e 2040 prevê-se que a procura de gás natural aumente em todas as regiões do mundo. Este aumento será mais elevado nos países não-OCDE, os quais irão expandir o sector industrial e, consequentemente, a procura de electricidade. O consumo nos países não-OCDE deverá aumentar em média 1,9%/ano, ao passo que nos países da OCDE este aumento será de 0,9%/ano (figura 9). Nos países não-OCDE, as quotas do consumo de gás natural mundial aumentarão de 53% em 2015 para 59% em 2040. Porém, os grandes centros de procura são os países da Ásia não-OCDE, a América do Norte e o Médio Oriente (figura 10). Os países da Ásia não-OCDE irão ser responsáveis por 43% do total adicional da procura de gás natural, em que só a China e a Índia juntas contribuirão com mais de 30%.

FIGURA 9 – CONSUMO MUNDIAL DE GÁS NATURAL



FONTE: EIA, 2017 B.

FIGURA 10 – PROCURA MUNDIAL DE GÁS NATURAL



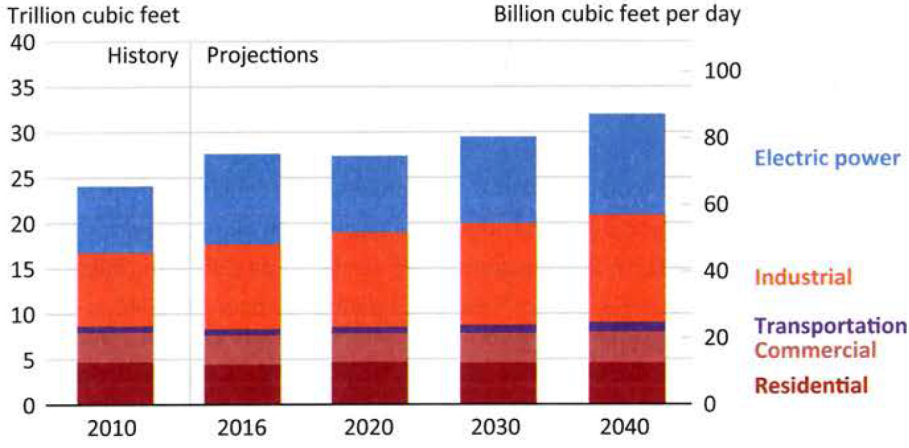
FONTE: GECF, 2017.

Por outro lado, o consumo de gás natural irá aumentar de uma maneira geral em todos os sectores (figura 11). No período 2025-2040, o sector industrial e o sector da energia eléctrica continuarão a ser os maiores consumidores, perfazendo um total de 75% do consumo global. Faz-se notar que as diferentes fontes de energia primária competem entre si na partilha das quotas na matriz energética mundial. Neste contexto, a expansão do consumo de gás natural depende de dois factores-chave: (i) os preços competitivos das outras fontes de energia, principalmente do carvão, da nuclear e das renováveis e (ii) das políticas internacionais relacionadas com as alterações climáticas, especialmente as que promovem a redução das emissões de CO_2 e os preços na "bolsa do carbono".

É verdade que o desenvolvimento das energias renováveis, especialmente a solar e a eólica, podem produzir um impacto negativo em relação à utilização do gás natural. No entanto, as energias solar e eólica são energias ditas "voláteis", isto é, intermitentes, já que não estão disponíveis de forma contínua. Estes dois tipos de energias são previsíveis, mas não são facilmente controláveis, o que implica que a sua utilização envolva a existência de um combustível substituto de reserva que terá que ser utlizado na ausência ou escassez da primeira opção. É com base nestes pressupostos que grande parte da indústria nos países da Europa tem optado por soluções de ciclos combinados quanto à utilização de energia primária. Neste conceito, o gás natural tem sido utilizado como uma solução alternativa estratégica.

O sector residencial/comercial não apresenta um aumento significativo, o que está provavelmente relacionado com o aumento da eficiência energética do sector. O sector do transporte é, com certeza, o que irá apresentar o menor crescimento, mas que poderá ser impulsionado pela implementação de políticas ambientais locais relacionadas com a redução das emissões de CO_2 (figura 11).

FIGURA 11 – CONSUMO DE GÁS NATURAL POR SECTOR



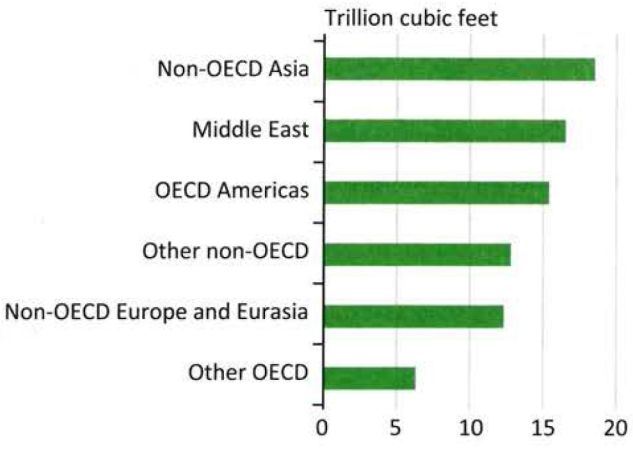
FONTE: EIA, 2017 A.

Para fazer face à procura projectada para o período entre 2012 e 2040, os produtores mundiais de gás natural irão aumentar o fornecimento em cerca de 69%. O aumento mais significativo na produção de gás natural ocorrerá nos países da Asia não-OCDE (18,7 tcf: *Trillion cubic feet* – Triliões de pés cúbicos, isto é, 10^{18} ft^3), no Médio Oriente (16,6 tcf), e nos países da América OCDE (15,5 tcf).

A produção na China irá aumentar cerca de 15,0 tcf, representando o país com o maior aumento, devido, especificamente, aos seus recursos em *shale*. Nos Estados Unidos da América, esta produção irá aumentar em cerca de 11,3 tcf e, tal como no caso da China, motivada pela produção dos recursos em gás do *shale*, assim como pelos "reservatórios com permeabilidade

baixa" de gás natural associado ao petróleo. Na Rússia, o aumento expectável da produção será de cerca de 10,0 tcf, estando associado ao aumento no desenvolvimento de recursos identificados nas regiões do Ártico e do Nordeste do país. A produção conjunta de gás natural da China, dos Estados Unidos da América e da Rússia perfazem um total de aproximadamente 44% do aumento projectado para o período de 2012-2040 (figura 12).

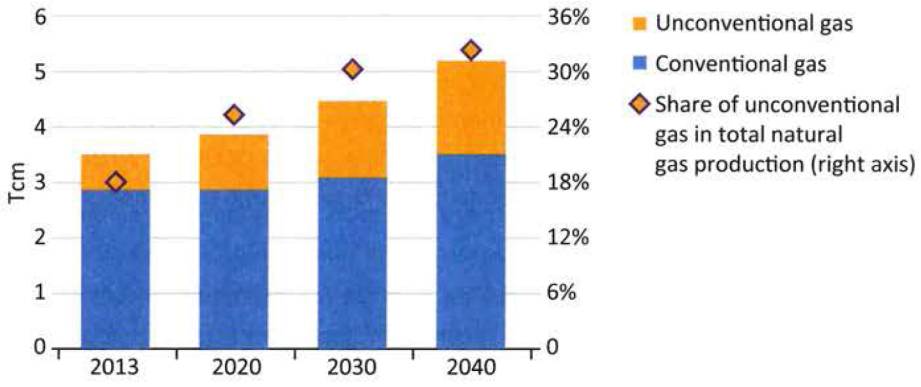
FIGURA 12 – PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR REGIÃO



FONTE: EIA, 2016.

O futuro do gás natural na matriz energética mundial é, pois, claramente promissora e será importante referir que o sector do gás natural não-convencional constitui um factor chave neste processo. Com efeito, as projecções da produção de gás natural não-convencional, estabelecidas para o período entre 2013 e 2040, sugerem um aumento de 630 bcm (*bilion cubic meter* – biliões de metro cúbico, ou seja, 10^{12} m^3) em 2013 para 1700 bcm em 2040, o que irá representar 30% da produção global (figura 13).

FIGURA 13 – PRODUÇÃO MUNDIAL DE GÁS NATURAL, CONVENCIONAL E NÃO-CONVENCIONAL

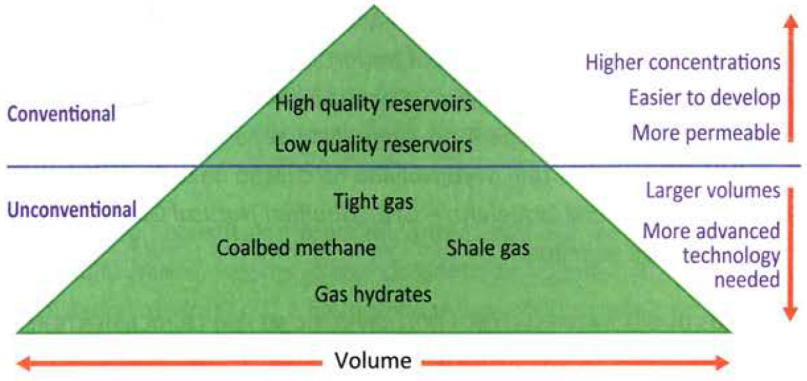


FONTE: EIA, 2015.

O gás natural não-convencional é representado predominantemente pelo gás do *shale* (*shale gas)*, metano do carvão em camada (*coalbed methane*), e reservatórios de gás com permeabilidade baixa (*tight gas*). Os reservatórios não-convencionais de gás natural implicam, à partida, a utilização de técnicas de prospecção/pesquisa e exploração mais avançadas quando comparadas com as dos reservatórios convencionais (figura 14).

A produção de gás natural não-convencional tem sido principalmente impulsionada pelo gás do *shale*, a qual espera-se que duplique em 25 anos. Por fim, refira-se que as tecnologias avançadas desenvolvidas nos últimos anos e que, por sua vez, permitiram tornar a exploração de recursos de gás natural não-convencional como economicamente viáveis são, especialmente, a fracturação hidráulica (aumento artificial da fracturação) e a perfuração de poços horizontais.

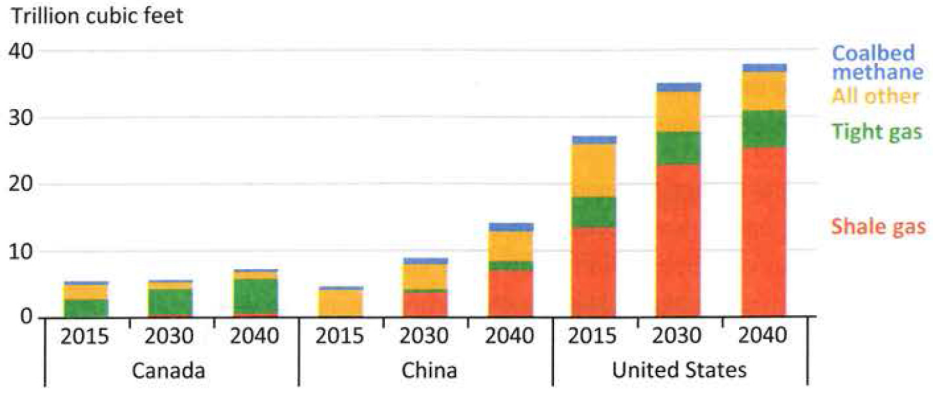
FIGURA 14 – TIPOLOGIA DOS RECURSOS DE GÁS NATURAL



FONTE: EIA, 2013.

Os países que irão apresentar o maior aumento na produção de gás natural não-convencional, especialmente de gás do *shale*, serão os Estados Unidos da América, a China e o Canadá. Nos Estados Unidos da América, a exploração em gás do *shale* representou 50% da produção de gás natural em 2015, a qual deverá aumentar para cerca de 79% em 2040. O segundo maior produtor de gás do *shale* do mundo é representado pela China que, em 2040, deverá estar a produzir 50% da produção mundial de gás natural. O Canadá será o terceiro maior produtor de gás natural não-convencional do mundo, embora produzido a partir do *tight gas* (figura 15).

FIGURA 15 – PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL POR TIPO – CANADÁ, CHINA E ESTADOS UNIDOS DA AMÉRICA



FONTE: EIA, 2017 B.

Resumindo, é um facto que o gás natural apresenta ainda grandes recursos e reservas (tabela 1) e que terá, sem sombra de dúvidas, um papel importante na matriz energética mundial. Tratando-se de uma fonte de energia mais limpa e acessível poderá dar resposta às necessidades do mercado energético durante um período longo. Este cenário tem sido, simultaneamente, impulsionado pelo esforço que se tem desenvolvido na criação de redes canalizadas (*pipelines*) e infra-estruturas de Gás Natural Liquefeito – GNL (*Liquified Natural Gas – LNG*), um tema que será abordado no item que se segue.

TABELA 1 – RECURSOS DE GÁS NATURAL (TCM – *TRILLION CUBIC METER*) TECNICAMENTE RECUPERÁVEIS, POR TIPO E REGIÃO

	Conventional	*Unconventional*				Total	
		Tight gas	*Shale gas*	*Coalbed methane*	*Sub-total*	*Resources*	Proven reserves
OECD	**79**	**24**	**75**	**16**	**115**	**194**	**22**
Americas	51	11	49	7	67	119	13
Europe	18	4	13	2	19	37	5
Asia Oceania	10	8	13	8	29	39	4
Non-OECD	**358**	**57**	**138**	**34**	**229**	**587**	**195**
E. Europe / / Eurasia	139	11	15	20	46	185	73
Asia	36	13	40	13	66	102	15
Middle East	105	9	4	_	13	117	81
Africa	51	10	39	0	49	100	17
Latin America	28	15	40	_	55	83	8
World	**437**	**81**	**213**	**50**	**344**	**781**	**216**

FONTE: EIA, 2015

5.4 *LNG (Liquified Natural Gas) versus GTL (Gas-to-Liquid)*

No âmbito dos gases líquidos que não tenham sido produzidos a partir de derivados do petróleo inclui-se, predominantemente, os biocombustíveis, o *LNG* (*Liquified Natural Gas* – Gás natural liquefeito), o *GTL* (*Gas-to-Liquid*) e o *CTL* (*Coal-to-Liquid*). Este mercado está francamente em crescimento, muito embora seja dominado pelo *LNG*. Das várias soluções disponíveis no mercado, neste item ir-se-á abordar os produtos que, numa primeira fase, terão mais viabilidade em Angola, nomeadamente o *LNG* e o *GTL*.

A posição estratégica do gás natural na futura matriz energética mundial desperta a atenção dos vários intervenientes no que toca às questões relacionadas com a sua distribuição. No actual contexto, o gás natural é distribuído, de uma forma geral, por redes canalizadas. No entanto, o sector depara-se com um problema crucial, ou seja, uma parte considerável das reservas mundiais de gás natural localizam-se em regiões onde os meios de transporte convencionais (rede canalizada) não são práticos, nem economicamente viáveis, tal como no caso específico de Angola. A perspectiva de rentabilizar estas reservas de gás natural, concomitantemente com a necessidade de as utilizar de forma prudente e dos seus benefícios ambientais, levou ao desenvolvimento de soluções tecnológicas como o *LNG* e o *GTL*. Vejamos, pois, os conceitos de *LNG* e de *GTL*.

O *LNG* é gás natural, constituído predominantemente por metano, o qual foi submetido a temperaturas muito baixas, valores abaixo do ponto de liquefacção, de forma a convertê-lo num fluido em estado líquido. O *GTL* é gás líquido desenvolvido através de processos de refinação que convertem o gás natural do seu estado gasoso em estado líquido, no qual ocorre uma transformação do metano e outros hidrocarbonetos com cadeias curtas em hidrocarbonetos com cadeias longas.

Comparando os dois processos, o *LNG* tem a vantagem óbvia de já estar a ser desenvolvido nos últimos 50 anos, apresentando até à data um crescimento consistente e seguro. Por sua vez, o *GTL* é uma tecnologia cuja aplicação é emergente, na qual os custos operacionais são ainda muito elevados, sendo considerado como economicamente viável quando o preço de petróleo é muito elevado (> 100 a 120 USD por barril de petróleo).

A utilização do *LNG* é igual à do gás natural tradicional. Logo que seja, novamente, convertido ao seu estado gasoso pode ser usado no aquecimento dos edifícios quer do âmbito residencial como industrial, e em várias aplicações a nível dos equipamentos industriais.

O *GTL* pode ser usado como combustível tal como a gasolina, o gasóleo, e outros produtos do petróleo, e na indústria química. O processo de transformação do gás natural em *GTL* apresenta grandes vantagens, uma vez que transportar o gás natural no estado líquido é muito mais fácil e economicamente mais viável. Ao contrário do *LNG*, o qual tem que ser mantido a temperaturas muito baixas implicando, por isso, que o transporte seja efectuado em contentores especiais quando não existe uma rede canalizada implantada, o *GTL* pode ser

transportado usando as infra-estruturas já existentes, uma vez que apresenta propriedades físicas semelhantes às do gás natural.

5.4.1 Processos tecnológicos

O processo tecnológico responsável pelo desenvolvimento do *LNG* é um processo de transformação físico, o qual converte o gás natural do seu estado gasoso em estado líquido. O *LNG* é criado através do arrefecimento do gás natural (predominantemente metano) quando atingido o seu ponto de liquefacção a -161°C. Este processo é desenvolvido numa central de liquefacção e, normalmente, após o transporte, o *LNG* terá que ser novamente convertido para o seu estado gasoso nos terminais de regaseificação. Durante o processo de liquefacção, o gás natural é sujeito a um tratamento com vista à remoção do enxofre, do dióxido de carbono, da água e de outros produtos contaminantes. O gás é então arrefecido para separar os hidrocarbonetos mais pesados, tais como o propano, o butano e o pentano. O "gás limpo" é, então, liquefeito em permutadores criogénicos, posteriormente, queimado à pressão atmosférica e armazenado em tanques especializados.

O *GTL* é um processo de transformação químico que produz nafta, combustíveis para transporte e produtos químicos especiais, como os lubrificantes. O processo de formação de *GTL*, após o tratamento de remoção dos produtos contaminantes (enxofre, dióxido de carbono e água), envolve a acção de reacções cinéticas complexas com uma forte libertação de calor.

Ao contrário dos processos relacionados com o *LNG* que são essencialmente desenvolvidos sob condições de baixas temperaturas, no caso do *GTL*, os processos envolvem a utilização de temperaturas quer baixas quer altas, dependendo da técnica utilizada. Actualmente existem três técnicas de conversão: o processo Fishcher-Tropsch, o processo de converter metanol em gasolina (*MTG – Methanol to Gas*) e o processo de converter gás sintético em gasolina *plus* (*STG+ - Syngas to Gas Plus*). Até há pouco, a viabilidade do *GTL* não era muito promissora quando comparada com outros combustíveis de transporte produzidos a partir do petróleo, mas com a evolução tecnológica do sector e as restrições ambientais relacionadas com a utilização dos combustíveis produzidos a partir do petróleo têm permitido um maior desenvolvimento de projectos no sector do *GTL*.

5.4.2 Mercados internacionais

Este tema será abordado separadamente, uma vez que o Mercado do *LNG* encontra-se francamente implantado quando comparado com o Mercado do *GTL*.

1 – *Liquified Natural Gas* (*LNG*)

O mercado mundial do gás natural, tal como anteriormente referido, tem sofrido grandes alterações nos últimos anos, prevendo-se um aumento na ordem dos 60% entre 2015 e 2040,

atingindo um valor global de comercialização de 1650 bcm. Em 2015 foi comercializado, mundialmente, cerca de 1000 bcm de gás natural, dos quais 300 bcm foram de *LNG* (30%) e o restante de gás canalizado. Em 2020 é expectável que o valor global comercializado atinja os 1250 bcm, dos quais prevê-se que 43% sejam da componente *LNG*. O crescimento da comercialização de *LNG* irá desacelerar em 2030, estabilizando à volta dos 40-45%, devido ao aumento do gás canalizado esperado na Comunidade de Estados Independentes (CEI ou *CIS – Commonwealth of Independent States*) (tabela 2).

TABELA 2 – MERCADO MUNDIAL DE GÁS NATURAL: GÁS CANALIZADO E *LNG* (BCM)

	Historical				*Forecast*		
	2000	**2005**	**2010**	**2015**	**2020**	**2030**	**2040**
Pipeline	493	671	693	714	680	745	998
LNG	137	191	296	322	468	599	658
Trade	630	862	989	1,036	1,148	1,344	1,656
LNG share	26%	26%	31%	31%	41%	45%	40%

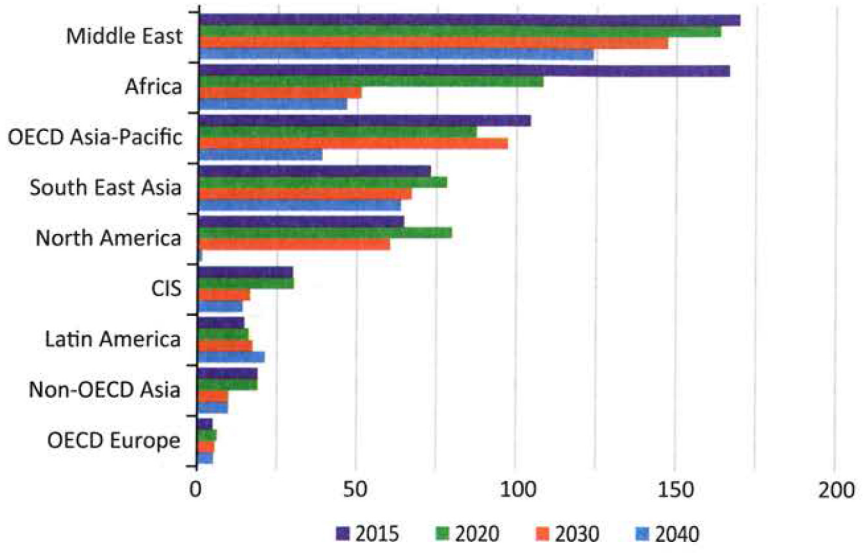
FONTE: GEFC, 2017.

Para dar resposta ao aumento previsto para 2040 serão projectadas novas infra-estruturas em várias regiões do mundo. Actualmente existem várias unidades de liquefacção distribuídas pelo mundo com capacidade de produção de mais de 300 milhões de toneladas de *LNG*, embora a maior parte estejam instaladas no Médio Oriente (Qatar), África (Argélia e Nigéria), Sudeste Asiático (Indonésia e Malásia), e Austrália. No entanto, vários países apresentam fortes ambições de aumentar as suas quotas de exportação de *LNG*, como é o caso da Rússia, do Irão e da Venezuela.

O mercado internacional de gás é desenvolvido ao longo de canalização de longa distância, assim como em *LNG*. A rede de canalização de gás natural localiza-se maioritariamente na Europa, sendo proveniente principalmente da Rússia, do Norte de África e do mar Cáspio, o que acaba por condicionar ("viciar") os mercados de exportação do gás natural.

A liderança do mercado de exportação de *LNG* é actualmente representada, e provavelmente até 2020, pelo Médio Oriente (Qatar), Sudeste Asiático (Indonésia e Malásia), Austrália e América do Norte (é importante referir que grande parte deste gás natural é proveniente de reservas não-convencionais) e África, em que a Argélia e a Nigéria continuarão a ser exportadores por excelência. Contudo, por volta de 2040, o Irão passará a ter uma posição importante neste grupo (figura 16).

FIGURA 16 – EXPORTAÇÕES DE *LNG* POR REGIÃO (BCM)



FONTE: GEFC, 2017.

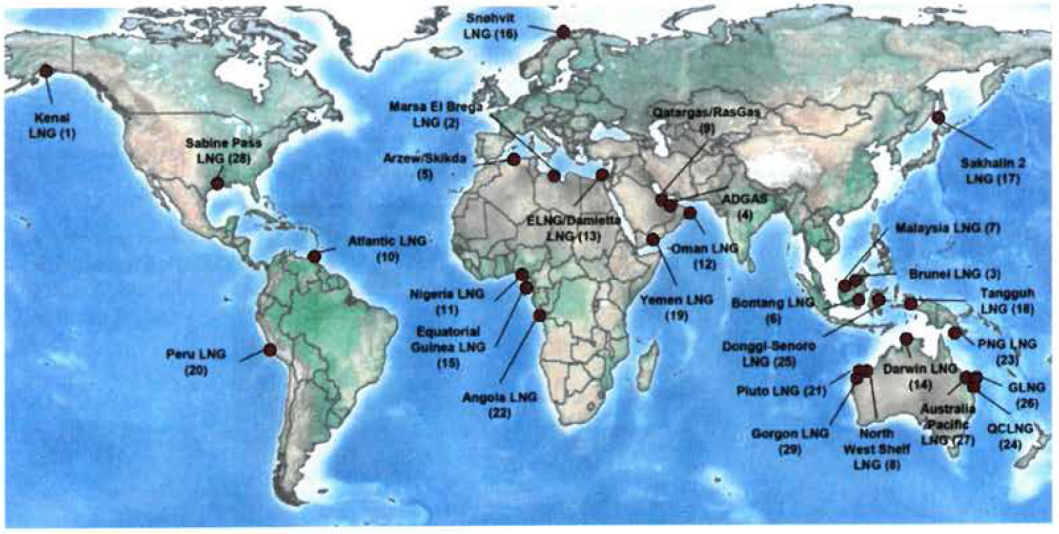
O mercado de exportação do *LNG* projecta-nos para dois outros sectores complementares, nomeadamente as unidades de liquefacção e as unidades de regaseificação.

A capacidade mundial de liquefacção do gás natural atingiu os 339,7 MTPA (Milhões de toneladas por ano) em Janeiro de 2017 (figura 17), o que implica um aumento em 35 MTPA em relação a 2015. Este atraso está intimamente relacionado com o impasse do mercado do LNG verificado em 2016, e as restrições de investimentos de capital. Os projectos de liquefacção iniciaram um novo ciclo e, neste cenário, a Austrália prevê, em 2018, tornar-se no país com a maior capacidade de liquefacção do mundo (85 MTPA).

Actualmente, cinco países (Qatar, Austrália, Malásia, Argélia e Nigéria) são responsáveis por 60% da capacidade de liquefacção mundial, em que só o Qatar responde por um quarto dessa capacidade. A América do Norte (Estados Unidos da América e Canadá) tem em carteira a maior parte das novas propostas de unidades de liquefacção, cuja capacidade deverá atingir os 664 MTPA, em 2019. Num futuro próximo, a grande oferta de *LNG* no mercado internacional e as alterações estruturais nos requisitos dos compradores que dificultam a realização de contratos a longo prazo (geralmente imprescindíveis para que se possa financiar novos projectos) são factores que irão criar alguns constrangimentos no sector.

Neste contexto de aumento dos mercados do *LNG*, a capacidade dos terminais de regaseificação aumentou de 777 MTPA (em 2016) para 795 MTPA (em Janeiro de 2017). Faz-se notar que os projectos de regaseificação foram fortemente impulsionados só nestes últimos anos.

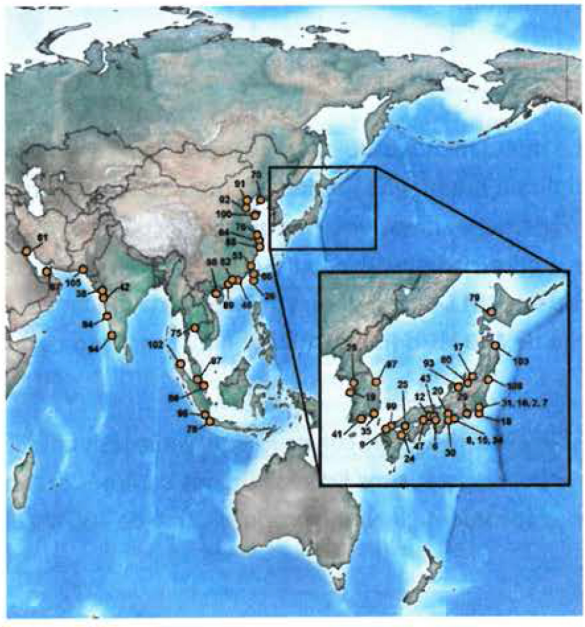
FIGURA 17 – UNIDADES DE LIQUEFACÇÃO DE *LNG* NO MUNDO



FONTE: IGU, 2017.

Na realidade, o aumento da capacidade de regaseificação está relacionado com o aumento da capacidade dos terminais já existentes e com a inauguração de grandes novos terminais em *onshore*. O maior terminal do Mundo a entrar em funcionamento será o Dunquerque (França), o qual terá capacidade de regaseificação de 9,5 MTPA.

FIGURA 18 A – TERMINAIS DE REGASEIFICAÇÃO DE *LNG* NO MUNDO



FONTE: IGU, 2017.

A capacidade de regaseificação no mundo irá aumentar nos próximos dois anos, em particular na China, Índia, Japão, Paquistão, Tailândia, Singapura e Malásia. O sector está em pleno crescimento e, até ao final de 2020, prevê-se a implantação de novas unidades de regaseificação, predominantemente, em África (figuras 18 A e B).

FIGURA 18 B – TERMINAIS DE REGASEIFICAÇÃO DE *LNG* NO MUNDO



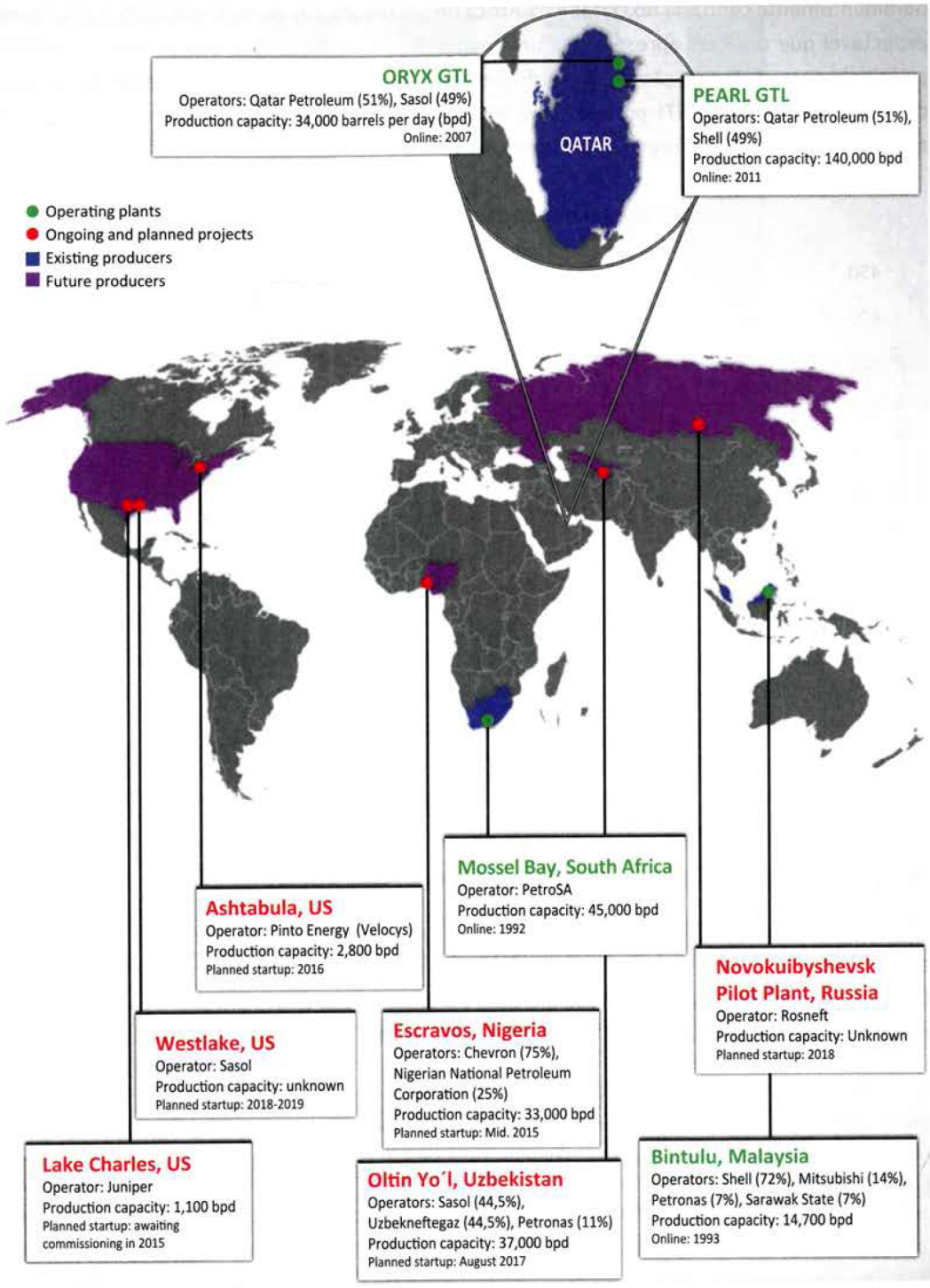
FONTE: IGU, 2017.

2 – *Gas-to-Liquid* (*GTL*)

O mercado do *GTL* é muito menos ambicioso do que o do *LNG*. As unidades *GTL* em funcionamento, até à data, utilizam predominantemente o método Fischer-Tropsch. No entanto, esta metodologia não é propriamente nova, uma vez que começou a ser usada na Alemanha, já na década de 1920, para produzir combustível para os meios de transporte. A produção de *GTL* teve um grande impulso em 2011 com o desenvolvimento da unidade *GTL* no Qatar, a qual iniciou com uma produção de 140 kb/d (mil barris por dia), passando para uma capacidade total de 215 kb/d.

Outras unidades estão em fase final de construção ou estão já definidos os projectos, nomeadamente na Nigéria, no Uzbequistão, nos Estados Unidos da América, no Canadá, na Argélia e na Rússia, as quais cumulativamente deverão produzir cerca de 400 kb/d em 2025 (figura 19).

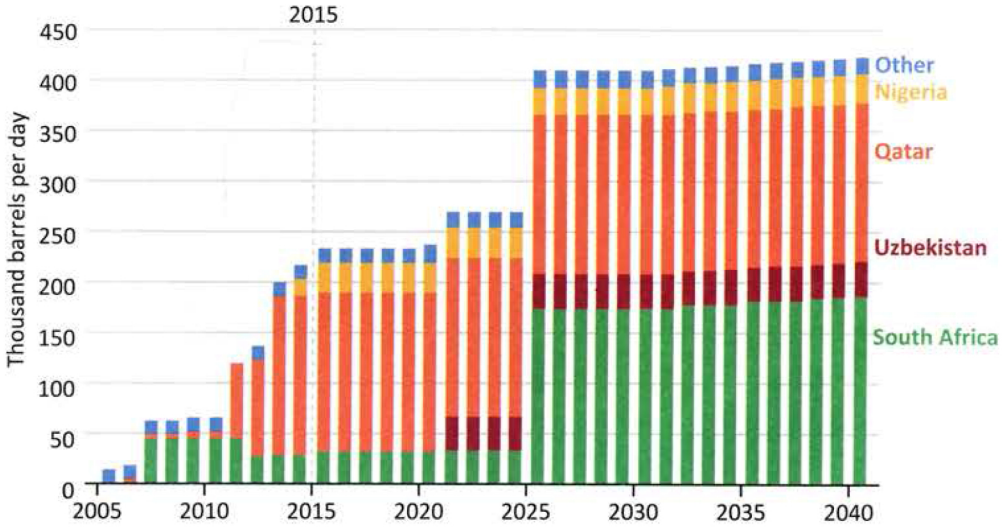
FIGURA 19 – UNIDADES *GTL* EXISTENTES E PROJECTADAS NO MUNDO



FONTE: *The Oil & Gas Year*, 2015.

Em 2040, a capacidade de produção deverá ser de aproximadamente 425 kb/d, estando predominantemente centrada no Qatar e na África do Sul (figura 20). No período 2005 a 2017 seria expectável que o sector apresentasse uma evolução maior, facto que não aconteceu devido, principalmente, à diminuição do preço do petróleo verificada desde 2015. No entanto, a capacidade de produção de *GTL* prevista para 2040 poderá ser bem superior caso se verifique um aumento significativo do preço do petróleo, podendo mesmo chegar aos 1000 kb/d.

FIGURA 20 – PRODUÇÃO DAS UNIDADES DE *GTL* POR REGIÃO



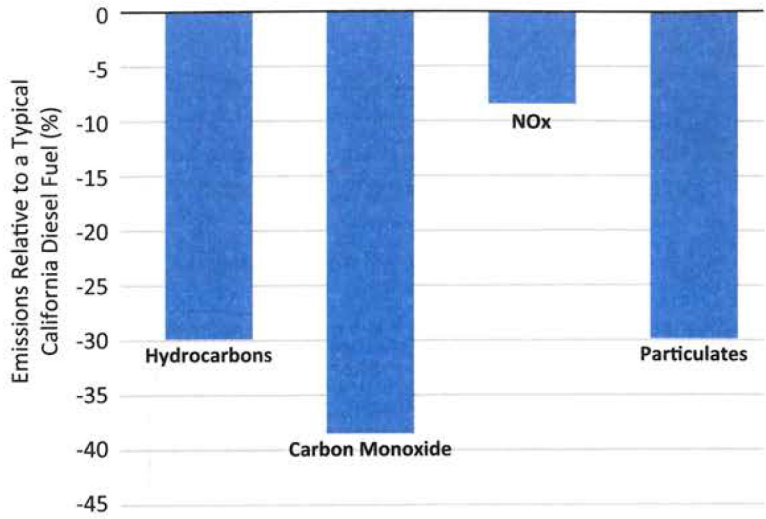
FONTE: EIA, 2017B.

O *GTL,* na última década, foi considerado uma excelente alternativa ao petróleo para a produção de gasolina, gasóleo, querosene e lubrificantes devido ao preço do petróleo. Mais recentemente, várias são as vantagens relacionadas com a utilização do *GTL*.

Realmente, o desenvolvimento verificado nas técnicas de processamento do *GTL* permite, actualmente, produzir produtos com qualidade superior aos dos seus equivalentes petrolíferos. O exemplo claro desta superioridade é o caso do gasóleo, em que a produção de gasóleo *GTL* aumentou a eficiência energética em 21% quando comparada com a do gasóleo tradicional.

A utilização de produtos *GTL* permite uma redução significativa de emissões de gases com efeito de estufa, nomeadamente de 22-25% em monóxido de carbono, 30-40% em hidrocarbonetos, 6-8% em NOx e 30-40% em partículas, tal como apresentado no caso-de-estudo do gasóleo californiano (figura 21).

FIGURA 21 – EMISSÕES DA COMBUSTÃO DE UM GASÓLEO CALIFORNIANO



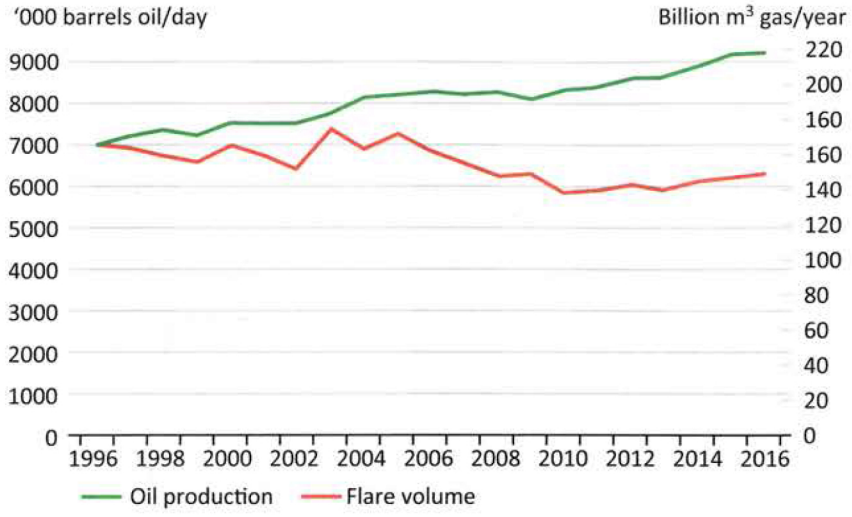
FONTE: *De Boer & Clarke*, 2017.

Mais recentemente, a indústria do *GTL* entrou numa nova fase e extremamente apelativa numa perspectiva económica. Com efeito, o sector petrolífero convencional representa um dos grandes desafios no âmbito das questões ambientais, uma vez que, nas plataformas petrolíferas em *offshore* e em que os reservatórios de petróleo eram ricos em gás natural, foi sendo prática usual, nas últimas décadas, a sua ventilação para a atmosfera e/ou a queima. Neste sentido, no âmbito de unidades *GTL* à pequena escala têm sido desenvolvidos vários projectos a nível mundial que consistem em captar este gás natural e convertê-lo em *GTL*. Estes projectos iniciaram-se, de uma forma geral, em 2015 com a iniciativa "*Zero Routine Flaring by 2030*" desenvolvida pela colaboração entre as Nações Unidas e o Banco Mundial.

Sendo o gás natural encarado como o combustível fóssil "amigo" do ambiente, será importante que esta imagem se mantenha e que este não comece a ser considerado como um resíduo subproduto da exploração de petróleo em plataformas *offshore*. As estimativas dos volumes de gás natural queimados estabelecidas até à data são indicativas, uma vez que são considerados subprodutos sem valor comercial produzidos na exploração de petróleo em plataformas *offshore*.

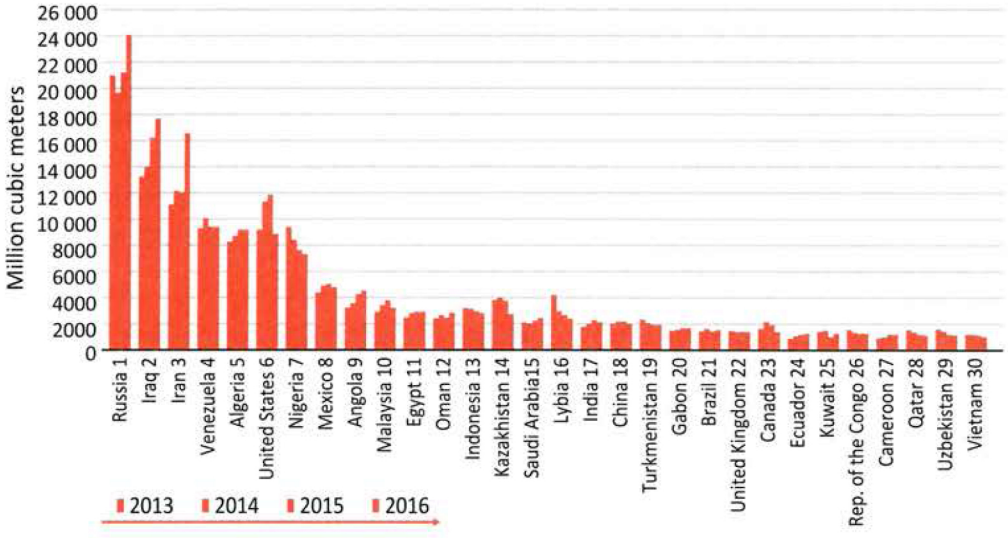
No entanto, permitem ter uma ideia da magnitude da actividade da queima de gás natural e quais são as respectivas tendências mundiais. Faz-se notar que o volume de gás natural queimado tem-se mantido e não reduzido como seria expectável face aos actuais requisitos ambientais (figura 22). No caso específico dos Estados Unidos da América, o volume elevado de gás natural queimado está relacionado com o aumento da produção de gás natural verificado no sector do gás do *shale* e não com a produção de petróleo, como é o caso na maior parte dos países (figura 23).

FIGURA 22 – PRODUÇÃO MUNDIAL DE GÁS NATURAL QUEIMADO E PETRÓLEO



FONTE: GGFR, 2017.

FIGURA 23 – OS 30 PAÍSES QUE MAIS QUEIMAM GÁS NATURAL



FONTE: GGFR, 2017.

Nestes últimos anos, o sector das metodologias *GTL* passou a ser considerado como uma solução tecnológica de sucesso e economicamente viável, já que se tornou, agora, mais praticável a implementação de unidades de pequena escala que serão usadas no aumento do retorno financeiro na exploração de petróleo em campos petrolíferos *offshore* de águas profundas, os quais continuam a ser extremamente dispendiosas. Segundo este conceito, a tecnologia ajuda a transformar recursos de gás natural, que de outra forma seriam queimados, em recursos de produtos petrolíferos.

5.5 Angola e Gás natural: Uma relação factível?

Nos últimos anos tem sido, várias vezes, questionada a existência, ou não, de recursos economicamente viáveis de gás natural em Angola. Esta é uma questão que, sem sombra de dúvidas, foi facilmente respondida com a concretização da última campanha de poços realizados no *offshore* em águas profundas e ultraprofundas da Bacia do Kwanza. Assim sendo, esta temática será analisada usando como caso-de-estudo a Bacia sedimentar do Kwanza.

5.5.1 Caso-de-estudo: Bacia do Kwanza

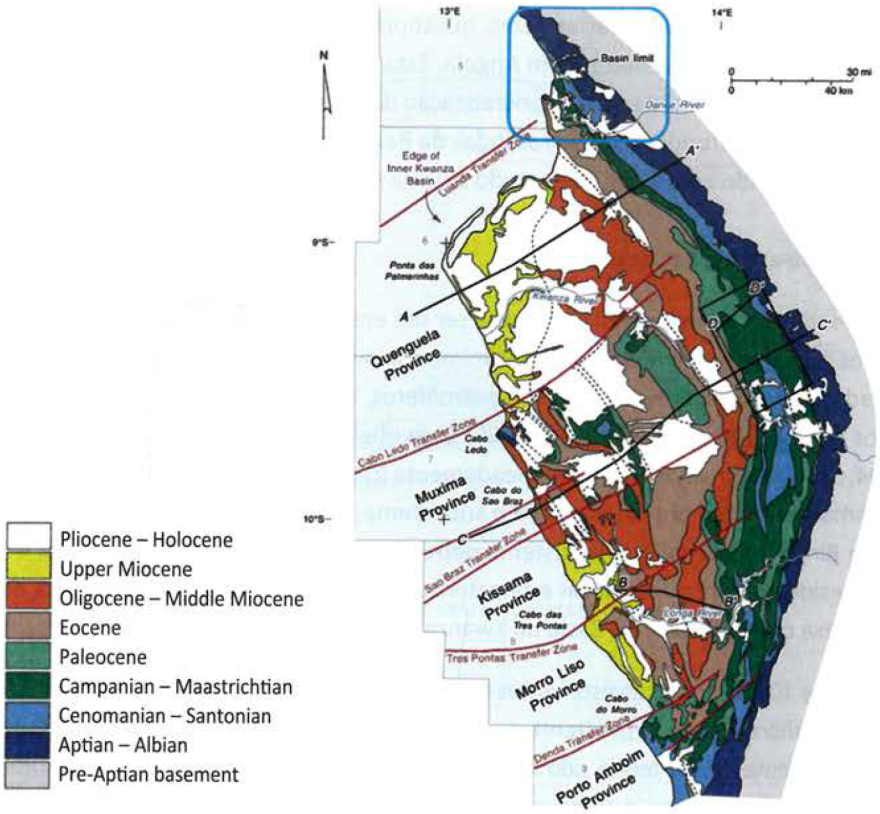
A Bacia sedimentar do Kwanza continua a ser um enigma quanto à identificação dos sistemas petrolíferos locais, o que tem levado ao desânimo e a investimentos gigantescos de várias empresas operadoras. Na realidade, os sistemas petrolíferos, à escala regional, já foram estabelecidos por vários autores (Brognon & Verrier, 1966; Brownfield & Charpentier, 2006; Burwood, 1999; Huc, 2004; Schiefelbein *et al.*, 2000), nomeadamente (i) o sistema petrolífero do pré-sal (incluindo o subsistema petrolífero pré-sal/pré-sal e o subsistema petrolífero pré-sal/pós-sal); (ii) o sistema petrolífero Binga do pós-sal e (iii) o sistema petrolífero terciário do pós-sal. De facto, o principal problema reside em tentar identificar e caracterizar os sistemas petrolíferos locais face à geodinâmica complexa que caracteriza a Bacia do Kwanza.

Nos últimos 10-15 anos, os investimentos efectuados em estudos de prospecção/pesquisa na Bacia do Kwanza (*offshore* e *onshore*), fortemente impulsionados pela Sonangol, não têm sido muito animadores. Realmente, desde terem sido identificadas estruturas muito pequenas, a estruturas extremamente compartimentadas, a reservatórios que foram claramente sujeitos a despressurização, a reservatórios com índices de permeabilidade muito baixos (provocados por mineralização secundária), a ter sido identificado gás natural, quando o objectivo primordial era a identificação de eventuais acumulações de petróleo, estas foram as principais situações que desmotivaram as diferentes operadoras.

Este cenário tem, além disso, conduzido a uma série de hipóteses incorrectas quanto ao potencial petrolífero da Bacia do Kwanza. Grupos mais conservadores acreditam, mesmo, que na Bacia do Kwanza não existe petróleo, ou seja, defendem a inexistência de rochas-mãe capazes de gerar quantidades economicamente viáveis de petróleo e de gás natural. Em relação a este cepticismo pode-se, desde já, afirmar que a própria existência de petróleo em afloramento, o qual se encontra a impregnar várias unidades estratigráficas que podem ser observadas desde a região do Panguila/Funda até ao Ambriz e ao longo de toda a bordadura (contacto bacia sedimentar e soco) da Bacia do Kwanza, é já uma evidência da existência de rochas-mãe efectivas na referida bacia.

O que pode e deve ser equacionado é, pois, a eficiência dos sistemas petrolíferos. A identificação de petróleo pesado em afloramento é, de facto, uma prova da ineficácia de algumas armadilhas dos sistemas petrolíferos convencionais, permitindo a migração do petróleo até à superfície, e, por sua vez, permitindo o desenvolvimento de um conjunto de reservatórios não-convencionais de petróleo pesado na região norte da Bacia do Kwanza (moldura rectangular azul, na figura 24).

FIGURA 24 – BACIA DO KWANZA COM AS RESPECTIVAS PROVÍNCIAS ESTRUTURAIS



FONTE: *Hudec & Jackson*, 2002.

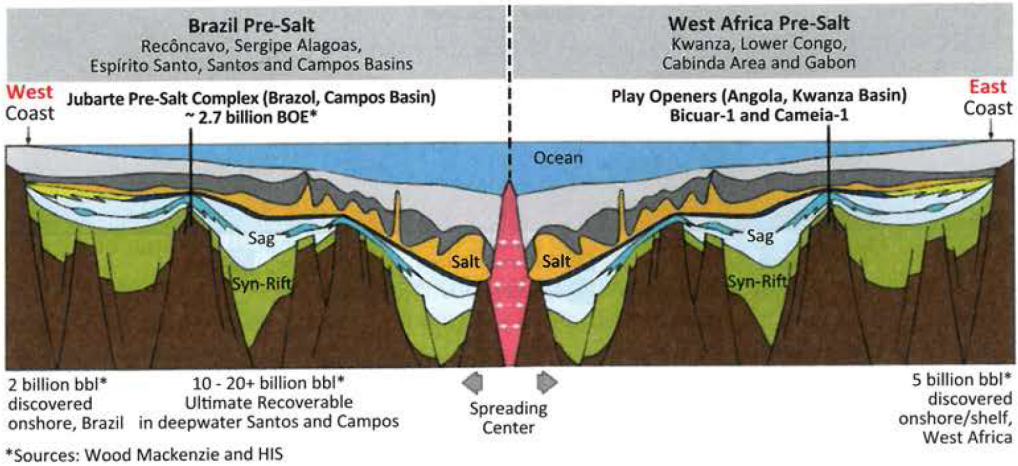
Neste contexto, a realidade é que há ainda um grande desconhecimento sobre a eficiência dos sistemas petrolíferos locais da Bacia do Kwanza, os quais, como não poderia deixar de ser, estão intimamente relacionados com a geodinâmica da própria bacia. Este facto leva-nos a acreditar que tem sido, realmente, um erro a utilização, displicente, do modelo geológico estabelecido para as bacias costeiras do Brasil (Bacias de Campos e de Santos) como se tratando de uma cópia integral do modelo geológico da Bacia do Kwanza (figura 25), o que tem condicionado, de forma significativa, tanto a evolução dos estudos geológicos como as actividades petrolíferas na Bacia do Kwanza.

A analogia geológica entre as duas margens do Oceano Atlântico tem sido suportada pelo facto de ambos os países terem sido parte de um único continente (Gonduana), tendo-se o oeste do Gonduana formado no Neoproterozóico (há c. 600 Ma), aquando da aglutinação de blocos continentais. Neste contexto, as duas margens tiveram um desenvolvimento igual até à abertura do Oceano Atlântico (há c. 130 Ma). É verdade que, depois da separação, as evoluções das margens angolana e a brasileira apresentam algumas semelhanças até ao Paleogénico; contudo a partir deste período deixa de fazer-se sentir a acção do rifte e a evolução das duas margens passa a ser claramente distinta.

No Cretácico inferior, a margem brasileira é caracterizada por sobrelevações lentas, associadas à reactivação de falhas, enquanto na margem angolana as sobrelevações foram francamente mais rápidas, o que pode ser justificado por um rápido arrefecimento da crosta ou por um período de ascensão muito curto. Do Cretácico superior ao início do Paleogénico, na margem brasileira, as taxas de sedimentação foram elevadas, sendo a margem angolana caracterizada por períodos de taxas de sedimentação baixas, embora, neste período de tempo, ambas as margens tenham sofrido taxas de erosão baixas.

Tal como referido, a partir do Paleogénico as duas margens passam a ser caracterizadas por evoluções geodinâmicas totalmente diferentes. A margem brasileira é deformada por flexuras e falhas sendo, por isso, submetida a uma nova fase de sobrelevações, logo no Paleogénico, enquanto na margem angolana estas sobrelevações só ocorrem no Neogénico (Miocénico).

FIGURA 25 – MODELO CONJUGADO DO RIFTE ATLÂNTICO



FONTE: DRIBUS, 2012.

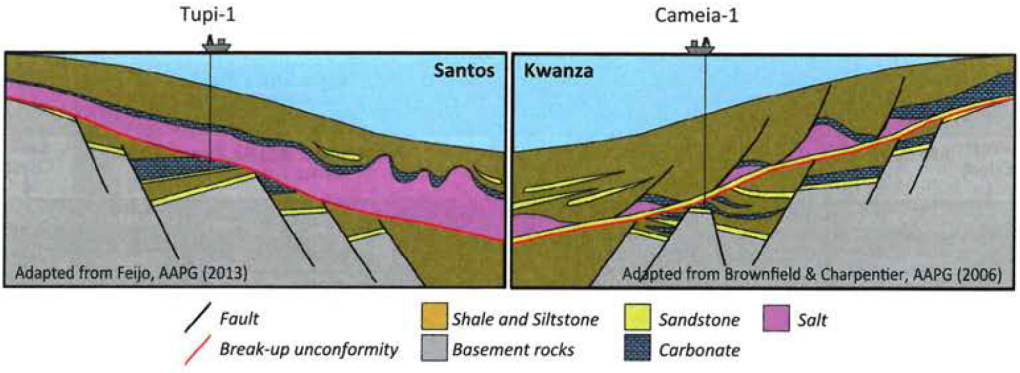
Os estudos de análogos entre bacias sedimentares da própria orla costeira africana são extremamente complexos, especialmente quando se considera que a abertura do Oceano Atlântico não ocorreu de forma simétrica ao longo de toda a costa africana. Esta abertura deu-se de sul para norte, o que implicou, logo à partida, que ambientes de deposição e eventos tectónicos contemporâneos apresentassem características diferentes.

Uma evidência clara desta análise está patente nas sequências litoestratigráficas da Bacia do Baixo Congo e Bacia do Kwanza. Comparando as duas sequências litoestratigráficas, a da Bacia do Baixo Congo é muito mais detrítica que a da Bacia do Kwanza. Adicionalmente, se analisarmos em mais pormenor a Bacia do Kwanza verifica-se que, devido à complexa geodinâmica a que esteve sujeita, desenvolveu um conjunto de altos estruturais e depocentros. Consequentemente, a Bacia do Kwanza encontra-se subdivida em várias sub-bacias, as quais, localmente, apresentam

características totalmente distintas. Nesta conjuntura, é expectável que análogos entre margens opostas no Oceano Atlântico tenham que ser efectuados de forma extremamente cautelosa.

E a verdade é que, estudos recentes (Rosante, 2013; Wiltshire & Wright, 2016), que comparam a Bacia de Santos (Brasil) e a Bacia do Kwanza (Angola), demonstram que embora existam algumas semelhanças entre elas, existem também enormes diferenças. A título de exemplo pode-se afirmar que na Bacia de Santos, a espessura de sal é muito maior (c. 2 km) do que na Bacia do Kwanza. Nesta última, o sal é fortemente controlado pelas geometrias produzidas pelas estruturas do tipo *raft*. Mais ainda, os reservatórios bioclásticos homogéneos, contínuos e relativamente espessos identificados na Bacia de Santos, não apresentam as mesmas características na Bacia do Kwanza, onde são mais complexos e espacialmente limitados (figura 26).

FIGURA 26 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DA SECÇÃO BACIA DE SANTOS – BACIA DO KWANZA



FONTE: *Wiltshire & Wright*, 2016.

Resumindo, os análogos, que frequentemente têm sido estabelecidos entre as margens brasileira e a africana, têm que ser reanalisados tendo em conta as técnicas e metodologias desenvolvidas, sendo a única via para levar ao desenvolvimento de modelos geodinâmicos robustos relativamente à Bacia do Kwanza.

5.5.2 O potencial da geração de gás natural no pré-sal da Bacia do Kwanza

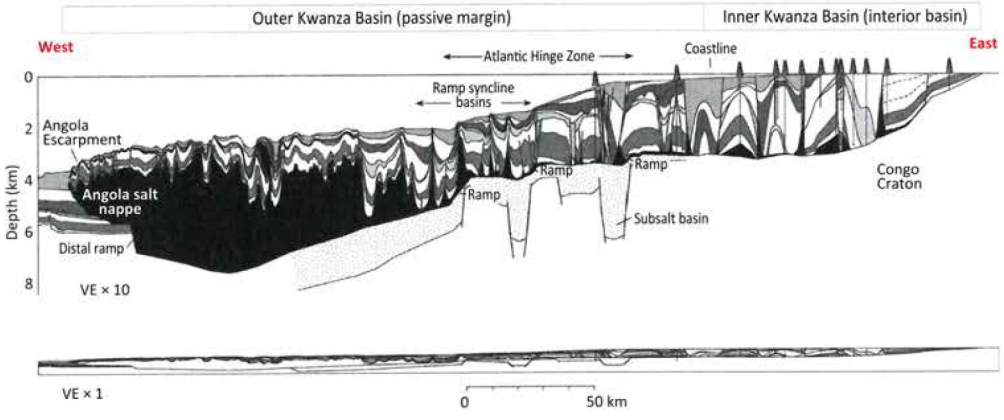
O potencial em gerar petróleo e/ou gás natural no caso específico do pré-sal da Bacia do Kwanza leva-nos, novamente, à necessidade de tentar compreender os respectivos sistemas petrolíferos e a sua complexa geodinâmica. Embora fosse expectável que bacias sedimentares tão jovens, de idade Meso-Cenozóica, não tivessem tido tempo suficiente de evolução geodinâmica que lhes permitisse gerar hidrocarbonetos em quantidades economicamente viáveis, essa não é a realidade, sendo que existem já muitas evidências da geração de hidrocarbonetos na Bacia do Kwanza. Tal facto deve-se ao complexo contexto tectónico que, associado a fortes períodos de sedimentação, levaram ao desenvolvimento de elevadas taxas de subsidência que, por sua vez, permitiram a criação de um perfil de maturação eficiente na Bacia do Kwanza.

A primeira fase de maturação teve início no Cretácico superior, período em que a Bacia do Kwanza estava, ainda, sujeita a processos tectónicos complexos responsáveis pela deslocação para Oeste dos depocentros de geração de hidrocarbonetos. Como seria de esperar, a complexa evolução geodinâmica da Bacia do Kwanza acima apontada afectou, de forma significativa, o seu perfil de maturação. As distintas fases de sobrelevação, sedimentação e afundimento ocorridas ao longo de toda a bacia, as quais se desenvolveram com diferentes graus de intensidade, especialmente entre o *onshore* e o *offshore*, conduziram ao desenvolvimento de diferentes perfis de maturação.

Neste contexto, os processos desenvolvidos no *onshore* da Bacia do Kwanza, como é o caso dos fortes períodos erosivos que ocorreram durante o Miocénico, e cuja grande exposição dos depósitos foi promovida pelas contínuas sobrelevações ocorridas desde o início do Miocénico, influenciaram fortemente a maturação das unidades do pós-sal do *offshore* desta bacia.

Na realidade, estima-se que cerca de 2 000 m de depósitos foram erodidos na parte *onshore* da Bacia do Kwanza, os quais foram novamente depositados no *offshore* da mesma bacia. Assim sendo, torna-se mais que evidente que a evolução geodinâmica da Bacia do Kwanza influência de forma significativa o seu perfil de maturação. O basculamento à escala regional característico da Bacia do Kwanza (figura 27) induziu que o próprio perfil de maturação fosse, por sua vez, submetido a basculamento no sentido oeste. Os níveis estratigráficos que se apresentam maturos na janela de petróleo são muito mais superficiais no *onshore* da Bacia do Kwanza do que no *offshore*. Dados analisados em poços do *offshore* mostram valores de maturação no início da janela do petróleo (Poder reflector aleatório da vitrinite (Ra) ~ 0,5%) aos 4000 m, enquanto no *onshore* este grau de maturação é identificado a uma profundidade de aproximadamente 2500 m. A maior parte do petróleo no *onshore* da Bacia do Kwanza foi provavelmente gerado no Miocénico a partir de rochas-mãe do *sin*-rifte, enquanto no *offshore* as mesmas unidades estratigráficas atingiram maturação no Cretácico superior (Brognon & Verrier, 1966; Burwood, 1999; Brownfield & Charpentier, 2006; Schoellkopf & Patterson, 2000).

FIGURA 27 – PERFIL GEOLÓGICO REGIONAL DA BACIA DO KWANZA (VE – AMPLIAÇÃO VERTICAL)



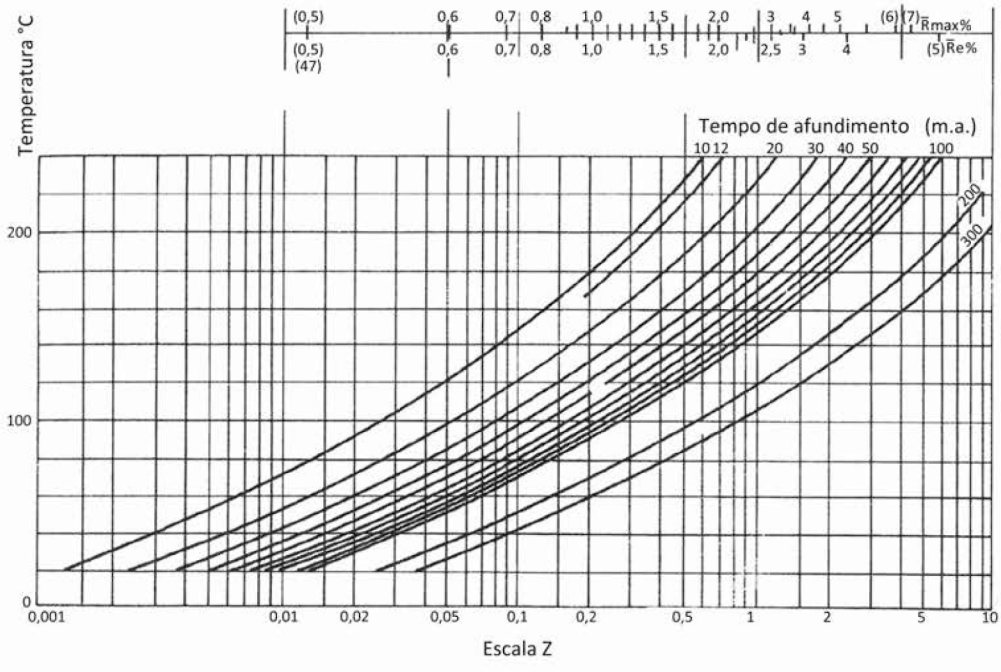
FONTE: *Jackson & Hudec*, 2005.

Nesta perspectiva, a janela do petróleo, na Bacia do Kwanza, é bastante profunda, sendo que esta profundidade aumenta sempre no sentido do *offshore*, o que seria expectável tendo em linha de conta que se trata de uma bacia muito jovem.

Com efeito, o facto de se tratar de uma bacia sedimentar recente implica que não teve tempo suficiente para ser submetida a processos de subsidência paulatinos levando, no decorrer do tempo geológico, à geração de petróleo. Neste caso, para que as rochas-mãe da Bacia do Kwanza conseguissem gerar petróleo, as temperaturas de maturação tiveram que ser muito superiores às convencionalmente estabelecidas, em que, segundo os valores médios internacionais, o início da janela de petróleo corresponde, normalmente, a valores de temperatura da ordem dos 50-60 °C.

No caso específico do *offshore* da Bacia do Kwanza, as paleotemperaturas responsáveis pelo início da geração de petróleo foram da ordem dos 110 °C, o que está em total concordância com a relação tempo de afundimento/temperatura/poder reflector da vitrinite estabelecida pelo diagrama de Karweill (figura 28).

FIGURA 28 – DIAGRAMA DE KARWEILL NO QUAL SE RELACIONA TEMPO DE AFUNDIMENTO, TEMPERATURA E PODER REFLECTOR DA VITRINITE



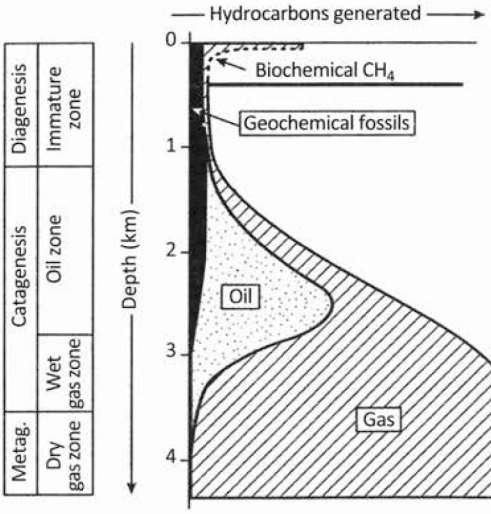
FONTE: *Lemos de Sousa et al*, 2012, modificado.

Com base no anteriormente referido, pode-se tentar dar resposta a uma das questões pertinentes que se tem, actualmente, colocado no âmbito do sector petrolífero em Angola: "Por que é que nos últimos poços perfurados no pré-sal da Bacia do Kwanza foi identificado mais gás natural do que petróleo?". Esta questão tem resposta fácil tendo em linha de conta a profundidade em que ocorreu a janela do petróleo no *offshore* da Bacia do Kwanza.

Se o início da janela de petróleo ocorreu, aproximadamente, aos 110 °C (Ra ~ 0,5%), cujo valor foi identificado à volta dos 4000 m de profundidade, tal implica afirmar que o intervalo de paleotemperaturas compatível com a geração de petróleo é, na Bacia do Kwanza, muito apertado, uma vez que o final da janela do petróleo ocorre, normalmente, aos 150 °C. Adicionalmente, sendo o inicio da janela do petróleo estabelecido a uma profundidade de c. 4000 m, a qual pode variar e, provavelmente, varia ao longo do *onshore*, isto implica dizer que a espessura do pacote sedimentar que esteve sujeito a temperaturas compatíveis com a geração de petróleo possa ser menor do que a esperada. Dependendo da taxa de afundimento, a espessura do pacote sedimentar em condições maturas, isto é, na janela do petróleo poderá ser de algumas centenas de metros ou mesmo atingir os 1000 m.

Este cenário pode sugerir que a uma profundidade aproximada de 5000 m poder-se-á estar em condições de maturação pós-janela do petróleo, isto é, os depósitos sedimentares poderão estar submetidas a condições de maturação da "janela" do gás húmido ou, mesmo, da "janela" do gás seco (figura 29). Neste contexto, as rochas-mãe do pré-sal da Bacia do Kwanza estariam em condições de gerar petróleo em menor proporção, enquanto as condições para gerar gás natural com petróleo dissolvido ou, simplesmente, gás natural seriam extremamente promissoras.

FIGURA 29 – DIAGRAMA DAS FASES DE EVOLUÇÃO DA MATURAÇÃO



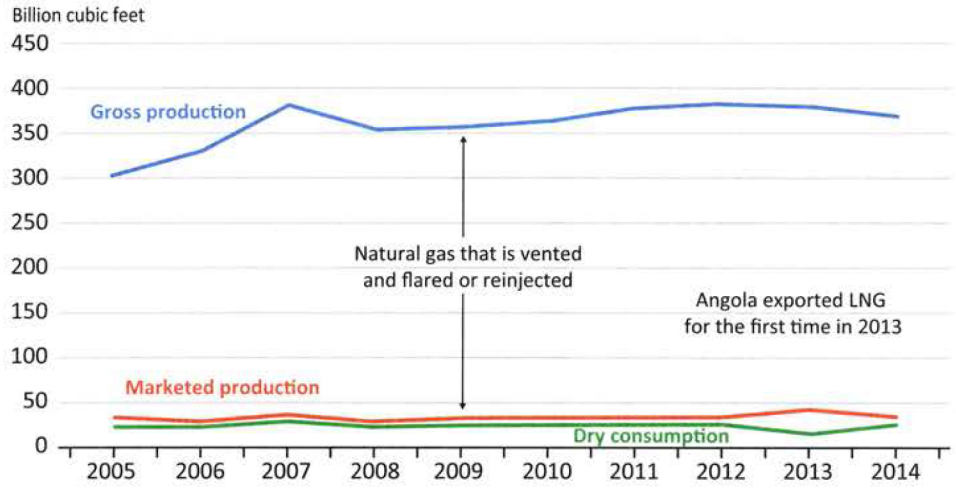
FONTE: *Tissot & Welte*, 1984.

Em conclusão, se tivermos consciência de que muito já foi feito e que se chegou a uma fase em que se tem a nítida noção de que a Bacia do Kwanza é, com toda a certeza, uma bacia sedimentar caracterizada por uma geodinâmica extremamente complexa, o passo seguinte será elaborar projectos que visem estudar os diferentes sistemas petrolíferos locais tendo por base um modelo geológico robusto e consistente. Será importante seguir uma metodologia sistemática e coerente que envolva diferentes áreas de estudo, nomeadamente a estratigrafia e a tectónica, as rochas-mãe e os perfis de maturação, as vias de migração, as rochas-reservatório e a eficiência das armadilhas. Nesta perspectiva, pode afirmar-se que uma excelente forma de iniciar esta fase de estudos poderá ser pela caracterização e avaliação integrada dos poços que foram recentemente perfurados no pré-sal da Bacia do Kwanza.

5.6 O *LNG* e o *GTL* em Angola

Angola é, actualmente, considerada um produtor de gás natural sem grande expressão, o qual é produzido como gás associado ao petróleo. Deste gás apenas uma pequena quantidade é comercializada, uma vez que a maior parte do gás é ventilado ou queimado como subproduto na produção do petróleo, ou é reinjectado nos reservatórios para aumentar a recuperação do petróleo. Na realidade, em 2014 Angola produziu 369 bcf de gás natural, dos quais 247 bcf foram ventilados ou queimados, 89 bcf foram reinjectados e 35 bcf foram comercializados (figura 30).

FIGURA 30 – PRODUÇÃO E CONSUMO DE GÁS NATURAL EM ANGOLA



FONTE: EIA, 2016.

Estima-se que Angola possui, aproximadamente, 11 tcf de reservas provadas de gás natural (excluindo a Bacia do Kwanza). No entanto, a produção tem sido limitada devido à falta de legislação que permita sua comercialização. No momento está a ser desenvolvida a legislação que permita a comercialização do gás natural, a qual deverá estar em funcionamento já em 2018

e na qual será indispensável ter conhecimento deste tipo de informação que leva à necessidade da continua promoção de tecnologias como o *LNG* e o *GTL* que permitam o seu aproveitamento e, consequentemente a sua comercialização.

A implantação do *LNG* e do *GTL* em Angola foi muito questionada na década passada. No entanto, tendo por base o que foi referido nos itens anteriores, isto é, a tendência dos mercados energéticos mundiais convergirem, naturalmente, para cenários em que o gás natural será o recurso dominante por excelência, associado ao facto de que Angola é um potencial produtor de gás natural (veja-se o exemplo da Bacia do Kwanza), estas tecnologias são, sem sombra de dúvidas, soluções tecnicamente viáveis também no contexto angolano. O que pode ser aqui equacionado são os custos dos investimentos envolvidos na implantação de infra-estruturas necessárias ao desenvolvimento de tecnologias deste tipo, mas, na realidade, esta problemática não pode ser, de todo, motivo da inviabilização de projectos desta índole em Angola.

No limite, ter-se-á que desenvolver o sector do gás natural de forma faseada e continuar a criar estratégias político-económicas que incentivem o rápido crescimento do sector. Aliás, pelo que já se conhece é de crer que o gás natural possa ser encarado como uma nova área de interesse económico capaz de colocar Angola numa posição privilegiada no mercado energético mundial. Angola poderá representar um dos maiores produtores de gás natural em África e, consequentemente, poderá transformar-se num dos maiores exportadores, tendo como consumidores preferenciais os países da Europa. Aliás, a Europa, com destaque para a Península Ibérica, está já suficiente e estrategicamente bem equipada para receber *LNG*, por transporte marítimo, de modo a poder eventualmente suprir a actual dependência do fornecimento de gás, por *pipeline*, proveniente da Europa de leste (Paiva, 2016).

Das tecnologias referidas anteriormente, o *LNG* é a mais desenvolvida, uma vez que as empresas associadas iniciaram os acordos já em 1997, tendo terminado a construção da unidade do Soyo em 2012 sendo a primeira exportação realizada em 2013. O primeiro *LNG* foi exportado para o Brasil, o Japão, a China e a Coreia do Sul perfazendo um total de 18 bcf. Por motivos técnicos esteve parada desde essa primeira exportação até 2016. No entanto, a unidade *LNG* do Soyo foi inicialmente projectada para uma capacidade de processar 1,1 bcf de gás natural por dia e de produzir 5,2 Mt de *LNG* por ano.

O gás natural que tem sido utilizado é, unicamente, o gás produzido associado ao petróleo proveniente de vários campos petrolíferos do *offshore* de águas profundas, localizados nos blocos 0, 1, 2, 14 15, 17 e 18. No entanto, Angola está já a projectar a produção de gás natural não-associado ao petróleo nos blocos 1 e 2, o qual irá, igualmente, abastecer a unidade de *LNG* do Soyo.

Actualmente, Angola iniciou uma nova fase de comercialização no que se refere ao *LNG*, com a primeira exportação, a título experimental, para São Tomé e Príncipe e tendo já assinado um contracto com a empresa Holandesa Vitol. O *LNG* perspectiva-se como um sector

com tecnologia de ponta economicamente viável em Angola, o que impõe um aumento da capacidade de produção e infra-estruturas estratégicas para o seu escoamento nacional e, em especial, internacional. A localização da unidade *LNG* do Soyo pode ser um dos grandes constrangimentos na produção de gás natural noutros campos petrolíferos, como é o caso dos localizados na Bacia do Kwanza. O desenvolvimento de uma segunda rede de canalização (*pipeline*) pode ser considerado, pelo menos actualmente, como uma solução pouco viável, devido aos custos elevadíssimos envolvidos em infra-estruturas deste género.

Neste contexto, poderá ser o *FLNG* (*Floating Liquified Natural Gas*) uma solução viável? Estas unidades são, normalmente, pequenas, tendo por isso uma capacidade de produção de *LNG* menor que as convencionais e, como tal, implicam custos de construção e de operação baixos. Este tipo de unidades poderá ser instalada junto ao local de produção de gás natural, em campos petrolíferos *offshore,* evitando desta forma a legislação da comercialização do gás natural que é, normalmente, complexa no *onshore*. Faz-se notar que os promotores de projectos *FLNG* estão cada vez mais empenhados no desenvolvimento de unidades com capacidades de produção menores, o que pode facilitar a optimização dos custos dos projectos, assim como pode atrair compradores que queiram adquirir volumes pequenos de *LNG*.

No entanto, será importante referir que a unidade *LNG* do Soyo foi concebida para transformar o gás natural associado em *LNG* e outros produtos líquidos como o *LPG* (*Liquified Petroleum Gas*) para abastecer quer o mercado angolano, quer o mercado internacional.

Sendo o *LPG* um dos produtos produzidos através da tecnologia *GTL* e apesar de esta tecnologia ser considerada extremamente cara, quando utilizada à pequena escala pode apresentar várias vantagens. Este tipo de projectos pode ajudar a optimizar custos nas explorações em campos petrolíferos em *offshore* (normalmente associadas a custos muito elevados), visto que pode ser considerada como fonte de rentabilização. Poderá, igualmente, ajudar a reduzir a quantidade de gás queimado em plataformas petrolíferas *offshore*, uma vez que Angola é, ainda, considerada como um dos sete países que mais gás natural associado queima por ano.

A *GGFR* (*Global Gas Flaring Reduction*) tem referido, em várias situações, o esforço que Angola tem demonstrado em reduzir a quantidade de gás natural associado queimado e, muito embora, no período entre 2010 e 2011, não tenha diminuído, é importante notar que se manteve (tabela 3). Neste contexto, será ainda importante mencionar o trabalho que tem sido desenvolvido por algumas empresas, como é o caso da Chevron, a qual implementou vários projectos (*Flare and Relief Modifications – FARM*), *Offshore Gas Processing Platform* e *Cabinda gas plant*) que permitiram reduzir a queima e a ventilação do gás natural associado em 14 plataformas em *offshore*, e têm desenvolvido projectos *GTL* e o *LPG* produzido sido exportado usando a metodologia *FLNG*. Estima-se que estes projectos eliminem 708 000 m^3 de gás queimado por dia.

TABELA 3 – VOLUMES DE GÁS QUEIMADO ESTIMADOS A PARTIR DE IMAGENS SATÉLITE

Volume in bcm	2007	2008	2009	2010	2011	Change from 2010 to 2011
Russia	52.3	42.0	46.6	35.6	37.4	18
Nigeria	16.3	15.5	14.9	15.0	14.6	- 0.3
Iran	10.7	10.8	10.9	11.3	11.4	0.0
Iraq	6.7	7.1	8.1	9.0	9.4	0.3
USA	2.2	2.4	3.3	4.6	7.1	2.5
Algeria	5.6	6.2	4.9	5.3	5.0	- 0.3
Kazakhstan	5.5	5.4	5.0	3.8	4.7	0.9
Angola	3.5	3.5	3.4	4.1	4.1	0.0
Saudi Arabia	3.9	3.9	3.6	3.6	3.7	0.1
Venezuela	2.2	2.7	2.8	2.8	3.5	0.7
China	2.6	2.5	2.4	2.5	2.6	0.1
Canada	2.0	1.9	1.8	2.5	2.4	- 0.1
Libya	3.8	4.0	3.5	3.8	2.2	- 1.6
Indonesia	2.6	2.5	2.9	2.2	2.2	0.0
Mexico	2.7	3.6	3.0	2.8	2.1	- 0.7
Qatar	2.4	2.3	2.2	1.8	1.7	- 0.1
Uzbekistan	2.2	2.7	1.7	1.9	1.7	- 0.2
Malaysia	1.8	1.9	1.9	1.5	1.6	0.2
Oman	2.0	2.0	1.9	1.6	1.6	0.0
Egypt	1.5	1.6	1.8	1.6	1.6	0.0
Total top 20	132	124	127	118	121	3.1
Rest of the world	22	22	20	20	19	(1.1)
Global flaring level	154	146	147	138	140	1.9

FONTE: GGFR, 2012.

Abbott, P. L. *Natural Disasters*. (2009). 7th ed. Dubuque, IA, McGraw-Hill, 526 p.

Bennett M. R., Doyle P., *Environmental Geology: Geology and the Human Environment* – Wiley Ed.

Bolleso, F. and De Cian E. (2014). *Climate Change, Sea Level Rise, And Coastal Disasters. A Review of Modeling Practices*. Energy Economics, Vol. 46, No. 1: 593-605.

BP 2017. *BP Statistical Review 66th Edition.*

BP-British Petroleum, 2017. *Energy Outlook*.

Brognon, G. P. & Verrier, G.R. 1966. "Oil and Geology in Cuanza Basin of Angola". *AAPG Bulletin*, 50, 1: 108-153.

Brownfield, M.E. & Charpentier, R. R. (2006), "Geology and Total Petroleum Systems of the West-Central Coastal Province" (7203), West Africa. *U. S. Geological Survey* Bulletin 2207-B, 1-52.

Burwood, R. (1999), "Angola: source rock control for Lower Congo Coastal and Kwanza Basin petroleum systems". In: N. R. Cameron, R. H. Bare & V. S. Clure (Eds.), *The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic*. Geological Society, London, Special Publications, 153, 181-194.

Cainenga, Z., Qunb, Z., Guosheng, Z. & Bo, X., 2016. "Energy revolution: From a fossil energy era to a new energy era". *Natural Gas Industry*, B 3, pp. 1-11.

CEIC – Universidade Católica de Angola (2010), *Relatório Energia em Angola 2010*.

Chocolate, Lucinda da Graça Braz, "Sugestões para uma boa gestão dos recursos petrolíferos de Angola face à previsibilidade do seu esgotamento e à volatilidade dos preços internacionais". Lisboa: [s.n.], 2011. Dissertação de Mestrado em Economia Internacional e Estudos Europeus.

Davis, J., Ossowski, R. e Fedelino, A. (c2003), *Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries*, D. C.: FIM.

De Boer, J. W. & Clarke, M. C., 2017. *A Draft Proposal for a Generic Gas-to-Liquids (GTL) Project with Co-Production for the Northern Territory, Australia. Technical Notes Summary*. M.E.T.T.S. Pty. Ltd.

Dribus, J., 2012. Integrating New Seismic Technology and Regional Basin Geology Now a Must. *Journal of Petroleum Technology*, October 2012, pp. 84-87.

Energy Information Administration. s. d. *Energy Information Administration.* Acedido de Julho a Dezembro de 2017. https://www.eia.gov/

EIA – US Energy Information Administration, 2016. *International Energy Outlook*.

EIA – US Energy Information Administration, 2017a. *Annual Energy Outlook 2017* (with *projections to 2050*).

EIA – US Energy Information Administration, 2017b. International Energy Outlook.

Erickson, J. (2001). "Quakes, eruptions, and other geologic cataclysms: revealing the earth's hazards". *Rev. Ed. New York*, Facts on File 310 p.

ExxonMobil (2017), *Outlook for Energy: A View to 2040*.

GAMEK – Sistema Eléctrico de Angola – *Estudo de Planeamento, Cenário de Curto Prazo 2009-2016.*

GECF – Gas Exporting Countries Forum, 2017. *Global Gas Outlook 2040*.

GGFR – *Global Gas Flaring Reduction*, 2017.

Henderson, David & Neves, João César das (2000). *Enciclopédia de Economia*. In J. T. Allen, "Imposto Negativo Sobre o Rendimento" (p. 361). Cascais: Principia-Publicações Universitárias e Científicas.

Huc, A. Y., 2004. "Petroleum in the South Atlantic". *Oil & Gas Science and Technology*, 59, 3: 243-253.

Hudec, M. R. & Jackson, M. P. A. (2002), Structural segmentation, inversion, and salt tectonics on a passive margin: Evolution of the Inner Kwanza Basin, Angola. *Geological Society of America, Bulletin*, 114, 10: 1222-1244.

Hudec, M. R. & Jackson, M. P. A. (2004), Regional restoration across the Kwanza Basin, Angola: Salt tectonics triggered by repeated uplift of a metastable passive margin. *AAPG Bulletin*, 88, 7: 971-990.

IEA – International Energy Agency, 2013, *Resources to Reserves. Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future.*

IEA – International Energy Agency, 2015, *World Energy Outlook.*

IEEJ – The Institute of Energy Economics, 2016, *Executive Summary. Asia/World Energy Outlook.*

IGU – International Gas Union, 2017, *2017 World LNG Report.*

Jackson, M. P. A. & Hudec, M. R. (2005), Stratigraphic record of translation down ramps in a passive-margin detachment. *Journal of Structural Geology*, 27: 889-911.

Lemos de Sousa, M. J., Rodrigues, C. F. & Dinis, M. A. P. (Eds.) (2012), *O Carvão na Actualidade*, Vol 1 – Petrologia, Métodos analíticos, Classificação e Avaliação de Recursos e Reservas, Papel no contexto energético, Carvão em Portugal/The current status of coal, Vol 1 – Petrology, Methods of analyses, Classification and Resources/Reserves Assessment, Coal in World Energy Scenario, Coal in Portugal, 467 pp., Universidade Fernando Pessoa (Porto), Academia das Ciências de Lisboa. ISBN 978-989-643-103-7

MINEA – *Plano de Acção do Sector de Energia e Águas 2013-2017.*

Ministério das Finanças de Angola (2013, 2014 e 2015, 2018), *Relatório de Fundamentação do Orçamento Geral do Estado.*

Ministério das Finanças de Angola (2016), *Orçamento do Cidadão.*

Ministério das Finanças de Angola (2009, 2008, 2007), *Boletim Anual de Estatísticas do OGE: 2008, 2007, 2006.*

Ministério das Finanças de Angola, (2005), *Relatório: Títulos do Tesouro, Direcção Nacional do Tesouro.*

Ministério das Finanças. s. d., *Ministério das Finanças.* http://www.minfin.gov.ao.

Montgomery, C., *Environmental Geology.* Kindle Ed.

Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2015. *Annual Report 2015.* Vienna.

—. 2015. *Annual Report 2014.* Vienna.

—. 2014. *Annual Report 2013.* Vienna.

—. 2013. *Annual Report 2012.* Vienna.

—. 2012. *Annual Report 2011.* Vienna.

—. 2011. *Annual Report 2010.* Vienna.

—. 2010. *Annual Report 2009.* Vienna.

—. 2009. *Annual Report 2008.* Vienna.

—. 2017. *Annual Report 2016.* Vienna.

Paiva, J. F. (2016) Fighting piracy to stengthen Europe's energy security. *European Energy Review*. In: https://www.elektormagazine.com/news/fighting-piracy-to-strengthen-europes-energy-security (consultado em 2017.10.12); Estratégia, 25: 305-314, 2016.

Patwardhan, A. and Upasna S. (2005), *Improving the methodology for assessing natural hazard impacts.* Global and Planetary Change, v. 47, 253-265.

Robinson, A. G. (2002), *Earthshock: hurricanes, volcanoes, earthquakes, tornadoes, and other forces of nature.* Rev. Ed. New York, Thames & Hudson. 304 pp.

Rosante, K. T. (2013), "Evolução termocronológica do Sudoeste de Angola e correlação com o Sudeste Brasileiro: termocronologia por traços de fissão em apatita", 116 pp. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual Paulista.

Schiefelbein, C. F., Zumberge, J. E., Cameron, N. C. & Brown, S. W. (2000), Geochemical Comparison of Crude Oil Along the South Atlantic Margins. In: M. R. Mello & B. J. Katz. (Eds.), *Petroleum systems of South Atlantic margins.* AAPG Memoir 73: 15-26.

Schoellkopf, N. B., & Patterson, B. A. (2000), "Petroleum systems of offshore Cabinda, Angola". In: M. R. Mello & B. J. Katz (Eds.), *Petroleum systems of South Atlantic margins.* AAPG Memoir 73: 361-376.

Sheehan, L. and Hewitt, K. (1969), *A pilot survey of global natural disasters of the past twenty years.* Working Paper N.° 11, Institute of Behavioral Science, University of Colorado, Boulder.

Sonangol EP (2013, 2015), *Relatório de Gestão e Contas.*

The Oil & Gas Year (2015) – "Existing and Planned GTL Plants Worldwide Quatar 2015". *The Oil & Gas Year Ltd.* In: http://shop.theoilandgasyear.com/existing-and-planned-gtl-plants-worldwide-qatar-2015/ (consultado em 2017.10.12).

Tissot, B. P. & Welte, D. H. (1984), *Petroleum Formation and Occurrence*, 2nd Ed., 699 pp. Springer, Berlin.

Wiltshire, J. & Wright, S. (2016), *Pre-salt of West Africa twin or distant relative of Brazil sub-surface?* Gaffney, Cline & Associates (16th July 2016)

World Bank. 2017. *World Integrated Trade Solution.* Acedido em 17 de Novembro de 2017. https://wits.worldbank.org/WITS/WITS/Restricted/Login.aspx.

Pesquisas Internet

Sonangol EP (2016), *Relatório de Gestão & Contas Consolidadas.*

http://www.alcadvogados.com/xms/files/Publicacoes/2016/Legal_Alert_-Fim_da_subvencao_estatal_ao_gasoleo_e_sujeicao_ao_regime_de_precos_livres.pdf

http://sipangola.org/wp-content/uploads/2016/12/Relat%C3%B3rio-do-Sector-da-Energia-e-%C3%81guas-Janeiro-Mar%C3%A7o-2016.pdf

http://epal.co.ao/en/Ajustamento%20do%20Tarif%C3%A1rio%20da%20%C3%81gua.pdf