



INSTITUTO SUPERIOR TÉCNICO  
Universidade Técnica de Lisboa

# **Caracterização de Formações da Bacia Lusitaniana (zona emersa) para a produção de gás natural (não convencional)**

**José Pedro Mesquita Martins dos Santos Baptista**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia Geológica e de Minas**

## **Júri**

Presidente: Prof. Doutor António Jorge Gonçalves de Sousa

Orientador: Prof. Doutor António João Couto Mouraz Miranda

Co-Orientador: Prof. Doutora Cristina Rodrigues

Vogais: Prof. Doutor António José da Costa e Silva

Prof. Doutora Júlia Cristina da Costa Carvalho

**Outubro de 2011**

# AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar queria dar os meus mais sinceros agradecimentos à Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo (DPEP), mais concretamente à Dr.<sup>a</sup> Teresinha Abecasis, ao Dr. José Miguel Martins, ao Dr. Carlos Moita e ao Dr. Cabrita de Silva pela amabilidade com que me receberam e por me terem proporcionado dados suficientes para a realização da presente tese.

Em segundo lugar queria agradecer aos membros do Júri, muito especialmente ao meu orientador, Professor António Miranda, pela sua amizade e ajuda imprescindível que sempre me facultou não só ao longo do período em que este trabalho teve lugar, mas também durante todo o meu percurso no Instituto Superior Técnico.

Não poderia deixar de referir todos os meus colegas que, de uma forma ou de outra, me apoiaram em diferentes fases do curso. Pedro Correia, companheiro e amigo de muitas discussões, cujo contributo para a minha formação, como engenheiro e pessoa, vai para além das carteiras das inúmeras salas de aula.

Ao Fausto Reduto, a personificação da palavra companheiro. Longas horas de estudo partilhadas sobre a mesma mesa, tantas quantas as horas de diversão e boa disposição que juntos convivemos. O maior obrigado, pois sem o seu inestimável contributo este momento não se concretizaria neste limite temporal.

Ao Miguel Almeida, companheiro desde o começo, pessoa que sempre me influenciou positivamente, especialmente para esta indústria fascinante.

Ao Pedro Nunes, grande amigo ao longo de todo o curso, um bem-haja pelo grande contributo que deu na realização deste trabalho.

À Mara Dias, grande amiga e companheira de muitos estudos e trabalhos cuja ajuda foi sempre uma enorme e agradável mais-valia.

Ao Henda Rocha, Júlio Caineta, Hugo Pires, João Candeias, Bruno Guedes, Tiago Henriques, João Carneiro, Ruben Nunes, Joana Antunes, Helena Caeiro, Renato Reis, Joana Sanchez, Bruno Catarino o meu mais sincero obrigado.

À Ana Carina Veríssimo pela sua amabilidade e ajuda na elaboração deste trabalho, um muitíssimo obrigado.

Ao João Azevedo Mendes pela ajuda com a edição de imagens.

Ao Miguel Snow pela sua disponibilidade e prontidão para ajudar em qualquer momento.

Um muitíssimo obrigado à Sofia Cabral, por me ter “aturado” neste período, pela motivação e ajuda imprescindível que ofereceu na formatação deste documento.

Por último, mas não em último, queria agradecer aos meus amigos por estarem sempre lá, principalmente aos meus pais por me apoiarem em tudo desde o começo.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. OBJECTIVOS.....	1
<b>2. GÁS NATURAL</b> .....	<b>3</b>
2.1. REFERÊNCIA MACROECONÓMICA.....	3
2.2. NOTA HISTÓRICA .....	7
2.3. PESQUISA DE HIDROCARBONETOS CENTRADA NO ONSHORE NA BACIA LUSITANIANA.....	9
<b>3. GÁS NÃO CONVENCIONAL</b> .....	<b>13</b>
3.1. TIPOS DE GÁS NÃO CONVENCIONAL.....	15
3.1.1. <i>Deep Gas</i> .....	15
3.1.2. <i>Coal Bed Methane (CBM)</i> .....	16
3.1.3. <i>Geopressurized Zones</i> .....	17
3.1.4. <i>Arctic Gas</i> .....	17
3.1.5. <i>Sub-Sea Hydrates ou Gas Hydrates</i> .....	17
3.1.6. <i>Tight Gas</i> .....	19
3.1.7. <i>Shale Gas</i> .....	19
<i>Comentário</i> .....	20
3.2. <i>SHALE GAS E TIGHT GAS</i> .....	21
<b>4. RESUMO DOS DADOS</b> .....	<b>28</b>
4.1. PROJECTO MILUPOBAS .....	28
4.2. POÇOS .....	29
4.2.1. <i>Aljubarrota-2</i> .....	29
4.2.2. <i>Benfeito-1</i> .....	31
4.3. BEICIP-FRANLAB (1996) .....	32
<b>5. A BACIA LUSITANIANA</b> .....	<b>35</b>
5.1. DESCRIÇÃO GERAL DA BACIA LUSITANIANA E SUA EVOLUÇÃO GEOLÓGICA E TECTÓNICA .....	36
5.2. FORMAÇÃO DA BRENHA E CANDEEIROS.....	41
<b>6. PROCEDIMENTO</b> .....	<b>43</b>
<b>7. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS</b> .....	<b>46</b>
<b>8. CONCLUSÕES</b> .....	<b>62</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>64</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>A</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Produção <i>versus</i> consumo de gás natural por região, desde 1985 até 2010 (Adaptado de BP Statistical Review of World Energy (2011)).	4
Figura 2 – Consumo mundial de gás natural per <i>capita</i> em 2010 (Adaptado de BP Statistical Review of World Energy (2011)).	4
Figura 3 – Fontes de energia em Portugal em 2008 (Adaptado de International Energy Agency (2011)).	6
Figura 4 – Geração de electricidade por combustível (GWh/ano) (Adaptado de International Energy Agency (2011)).	6
Figura 5 – Vendas de gás natural por ano em Portugal (Adaptado de Galp Energia (2011)).	7
Figura 6 - Total de quilómetros de sísmica por ano em Portugal (DPEP - Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo, 2011).	11
Figura 7 - Sondagens para pesquisa de petróleo realizadas em Portugal (DPEP - Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo, 2011).	11
Figura 8 – Triângulo de Recursos (Gás) (Adaptado de Holdich (2006)).	14
Figura 9 – Arenitos convencionais de um reservatório de gás natural (esquerda); tight sands (direita) (Adaptado de United States Geological Survey (2011)).	19
Figura 10 – Composição mineralógica dos reservatórios de <i>Shales</i> conhecidos (Adaptado de Allix et al. (2011)).	23
Figura 11 – Diagrama de Van Krevelen (Adaptado de Allix et al. (2011)).	24
Figura 12 – Localização geográfica dos mapas disponibilizados (Adaptado de Lomholt et al. (1996)).	28
Figura 13 – Esquema representativo da divisão da bacia Lusitaniana em três sectores (Kullberg, 2000).	36
Figura 14 – Sinopse estratigráfica da bacia Lusitaniana com indicações de possíveis rochas-reservatório e rochas-mãe (Adaptado de DPEP).	41
Figura 15 – Geração de hidrocarbonetos em relação à profundidade (Adaptado de Tissot et al. (1984)).	48
Figura 16 – Mapa estrutural da superfície de Topo (formação da Brenha e de Candeeiros).	50
Figura 17 – Mapa estrutural da superfície da Base (formação da Brenha).	51
Figura 18 – Espessura da formação (Brenha e Candeeiros) em metros.	52
Figura 19 – Linhas de isomaturação sobre o Topo da formação da Brenha e de Candeeiros.	53
Figura 20 – Concelhos abrangidos pelas isolinhas de maturação.	54
Figura 21 – Espessura da formação (Brenha e Candeeiros) nas zonas de gás e respectivos concelhos.	55
Figura 22 – Espessura da formação (Brenha e Candeeiros) nas zonas de gás com os respectivos concelhos e áreas.	56

Figura 23 – Espessura da formação (Brenha e Candeeiros) nas zonas de gás com os respectivos concelhos e volumes. ....	57
Figura 24 – Volume de vazios por zona variando o valor de porosidade. ....	59
Figura 25 – Percentagem de vazios por área de acordo com a porosidade. ....	60
Figura 26 – Área total em estudo com a representação de diapiros salinos (a vermelho).....	61

# ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Níveis de emissão por combustível fóssil em Libras por Bilião de Btu de Energia (U.S. Energy Information Administration, 1998). .....	3
Tabela 2 – Quadro comparativo entre diversos <i>Shale Plays</i> nos EUA (Adaptado de Talukdar (2009)). .....	25
Tabela 3 – Características espectáveis num reservatório de <i>shale gas</i> versus reservatório de <i>tight gas</i> (Hall, 2011). .....	26
Tabela 4 – Variação da composição do gás natural (Adaptado de Speight (2008)). .....	29
Tabela 5 – Valores máximos (pico) encontrados na sondagem. ....	30
Tabela 6 – Quadro resumo da sondagem.....	30
Tabela 7 – Quadro resumo da sondagem na formação da Abadia.....	31
Tabela 8 – Quadro resumo da sondagem na formação de Montejunto. ....	31
Tabela 9 – Quadro resumo da sondagem na formação da Brenha e Candeeiros.....	32
Tabela 10 – Quadro resumo da sondagem na formação da Brenha, de Coimbra e de Dagorda. ....	32
Tabela 11 – Áreas e volumes das diferentes zonas de gás.....	49
Tabela 12 – Volume de vazios de acordo com os diferentes valores de porosidade em Tcf. ....	59
Tabela 13 – Resumo das litologias das formações Brenha e Candeeiros por autor e poços. ....	60

# RESUMO

A presente dissertação, Caracterização de formações da bacia Lusitaniana (zona emersa) para a produção de gás natural (não convencional), teve como objectivo caracterizar morfologicamente potenciais zonas de existência de gás natural, ou seja, zonas onde a probabilidade de ocorrência de gás natural é maior.

Procurou-se, em primeiro lugar, definir os conceitos e tipologias de gás não convencional para que, à luz da litologia da zona *onshore* da bacia Lusitaniana, mais concretamente das Formações da Brenha e Candeeiros, se possam identificar quais são as tipologias de gás natural não convencional que podem, eventualmente, existir. Para tal, efectuou-se o paralelismo entre conceitos, litologias existentes e as propriedades de reservatórios conhecidos a nível internacional, de onde se concluiu que só serão expectáveis formações de *shale* e de *tight gas* na bacia.

Através de mapas topográficos das superfícies superior e inferior das camadas em causa, criou-se um modelo computacional, com o auxílio do software ArcGIS, para caracterizar as áreas e volumes das camadas. Finalmente, identificaram-se zonas alvo de gás seco e de gás húmido, para as quais foram calculadas as respectivas espessuras, áreas e volumes, tendo como objectivo final estimar, através da porosidade, o volume de vazios de cada uma delas, eventualmente preenchido por gás natural.

**Palavras-chave:** Bacia Lusitaniana; Gás natural não convencional; *shale gas*; *tight gas*.



# ABSTRACT

The current dissertation, Characterization of geological formations of the Lusitanian Basin (onshore) for natural gas production (unconventional gas), aims to characterize morphologically potential areas of natural gas occurrence, in other words, areas where the probability of natural gas existence is greater.

Initially, on what the lithology of the Lusitanian Basin is concerned, specifically Brenha and Candeeiros formations, the definitions of the concept and types of unconventional natural gas are presented, in order to identify which of the types of gas can eventually occur. A comparison between concepts, existing lithologies and the properties of internationally known reservoirs was established and, therefore, only shale and tight gas formations are most likely to exist in the basin.

A working computational model was created, from topographic maps of the top and the bottom surfaces of the formations, with ArcGis software, to characterize its areas and volumes. Finally, dry and wet gas target zones were identified and, their area, volume and thickness were calculated with the purpose of estimating, through porosity, the volume of empty spaces that each zone has and may be filled with natural gas.

**Keywords:** Lusitanian Basin; Unconventional natural gas; shale gas; tight gas.

# 1. INTRODUÇÃO

Com as constantes e crescentes necessidades energéticas e de matérias-primas, a indústria extractiva vê as suas fronteiras de acção serem cada vez mais abrangentes. O limite de outrora transformou-se numa banalidade nos dias que correm, levando-se ao extremo as fronteiras do possível, graças às evoluções da ciência e tecnologia de que dispõem os profissionais desta indústria da qual dependem virtualmente todas as outras.

Na sua busca por energia, o homem evoluiu da simples combustão de madeira ou óleo de baleia, para suprir as suas necessidades de calor e iluminação, para a perfuração de poços de vários quilómetros, em ambientes por vezes muito hostis, para produzir hidrocarbonetos usados na produção de energia eléctrica, combustíveis para transportes, produção de plásticos, entre outros.

Desde 1842, data de realização do primeiro poço com vista à produção de petróleo bruto no Azerbaijão (Rodrigues, 2010), que as necessidades desta matéria-prima não cessaram de aumentar. Durante todo o século XX a humanidade baseou o seu progresso ou avanço no petróleo, matéria-prima barata e de fácil acesso. Com o primeiro choque petrolífero de 1973 e os subsequentes, crescendo ainda a grande instabilidade junto dos maiores países produtores, a opinião pública e os seus líderes perceberam que este recurso não era inesgotável e num relativamente curto espaço de tempo ia também deixar de ser barato.

Eliminou-se assim o antigo paradigma instalando-se um novo tipo de pensamento que não tem parado de crescer desde então. A busca por novas fontes de energia, mais económicas, mais limpas e sustentáveis, é uma preocupação que está na ordem do dia dos média e líderes mundiais, sendo que as fontes de petróleo bruto convencional, tão barato e de fácil acesso estão longe dos picos de outrora e as novas descobertas podem não ser suficientes para acomodar as necessidades vindouras (Rodrigues, 2010).

Fontes desta matéria-prima que eram ignoradas até há bem pouco tempo, são agora olhadas com um extraordinário interesse não só pela indústria mas também pelos países que as detêm, na medida em que se perspectiva uma grande fonte de receita para os estados.

## 1.1. OBJECTIVOS

O presente trabalho pretende ser um estudo sobre a possibilidade de existência de gás natural, não convencional, na zona emersa (*onshore*) da bacia Lusitaniana.

Dentro da temática em estudo relativa ao gás não convencional e através de uma pesquisa bibliográfica, serão explicitados os diversos tipos existentes de gás e, de algum modo, a adequação à possível existência de algum destes tipos no *onshore* da bacia Lusitaniana.

Baseado nos estudos geoquímicos, litológicos e estratigráficos na bacia Lusitaniana foram identificadas formações alvo para pesquisa. Alguns desses resultados serão aqui expostos, tentando-se estabelecer uma analogia entre as litologias existentes e as respectivas litologias de reservatórios, conhecidos e a produzir, destes tipos de gás.

Elaborar-se-á, a partir de dados existentes, um modelo tridimensional das respectivas camadas que servirá de base para um estudo morfológico das mesmas. Com isto, proceder-se-á a cruzamentos de dados de outras fontes, para que surjam, dentro da geografia das formações em causa, zonas mais específicas que sejam propensas à existência de gás. Analisar-se-á igualmente a área e o volume dessas zonas.

No final, tentar-se-á obter uma estimativa de volume de vazios, dentro dos volumes alvo, volume esse que poderá estar, teoricamente, preenchido com gás.

## 2. GÁS NATURAL

### 2.1. REFERÊNCIA MACROECONÓMICA

Actualmente é consensual que o gás natural é o mais limpo dos combustíveis fósseis. A sua grande vantagem, em relação aos restantes combustíveis com a mesma origem, é a baixíssima emissão de dióxido de enxofre e de resíduos do processo de combustão presentes no fumo. Este facto está evidenciado pela Agência de Protecção Ambiental Americana<sup>1</sup> na tabela seguinte.

Poluente	Gás Natural	Petróleo	Carvão
<b>Dióxido de Carbono</b>	117000	164000	208000
<b>Monóxido de Carbono</b>	40	33	208
<b>Óxidos de Nitrogénio</b>	90	448	457
<b>Dióxido de Enxofre</b>	1	1122	2591
<b>Partículas Suspensas</b>	7	84	2744
<b>Mercúrio</b>	0	0.007	0.016

Tabela 1 – Níveis de emissão por combustível fóssil em Libras por Bilião de Btu de Energia (U.S. Energy Information Administration, 1998).

Conforme os dados referidos na Tabela 1, para a mesma quantidade de energia gerada, o gás natural é o que apresenta menos emissões quando comparado com os demais combustíveis fósseis. Assim sendo e apesar de emitir mais monóxido de carbono do que o petróleo, o gás natural apresenta-se como uma fonte de energia bastante mais limpa em todas as outras categorias, sendo superior ao carvão em todas as categorias apresentadas.

A evolução tecnológica a nível do seu manuseamento e armazenamento tornou-o muito versátil no que concerne à sua utilização, abrangendo aplicações domésticas, industriais e automotoras, substituindo a gasolina, o etanol, o óleo diesel e como fonte de geração de energia eléctrica (Natural Gas, 2011b).

Segundo as estatísticas da British Petroleum (BP), a evolução da produção *versus* consumo mostra que tem existido um aumento consistente das duas variáveis desde 1985 como se verifica na Figura 1. É de salientar que este gráfico evidencia um certo carácter de “regionalidade” no mercado do gás. Esta conclusão pode ser tirada analisando os números, apresentados no gráfico, do valor percentual do último ano registado (2010), cujas variações, entre produção e consumo, demonstram que não existem grandes trocas entre regiões, sendo que a mais alta variação é de 6,6% na área representada a cinzento.

<sup>1</sup> Environmental Protection Agency (EPA).

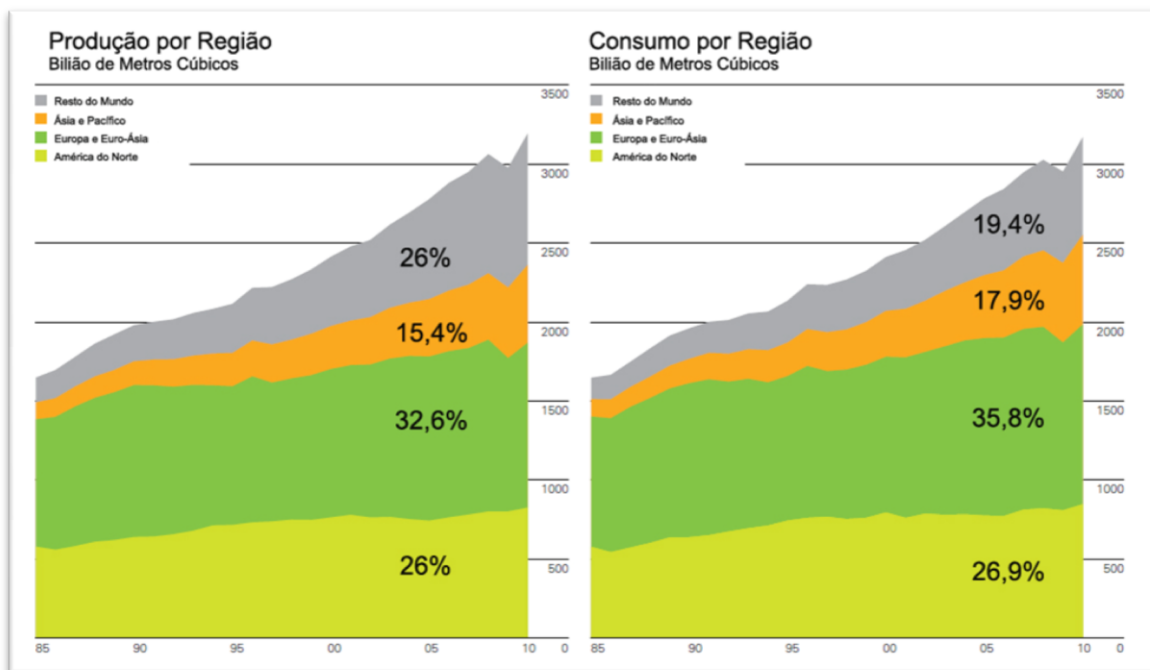


Figura 1 – Produção *versus* consumo de gás natural por região, desde 1985 até 2010 (Adaptado de BP Statistical Review of World Energy (2011)).

Apresenta-se de seguida, na Figura 2, os números do consumo mundial de gás natural *per capita* em 2010.

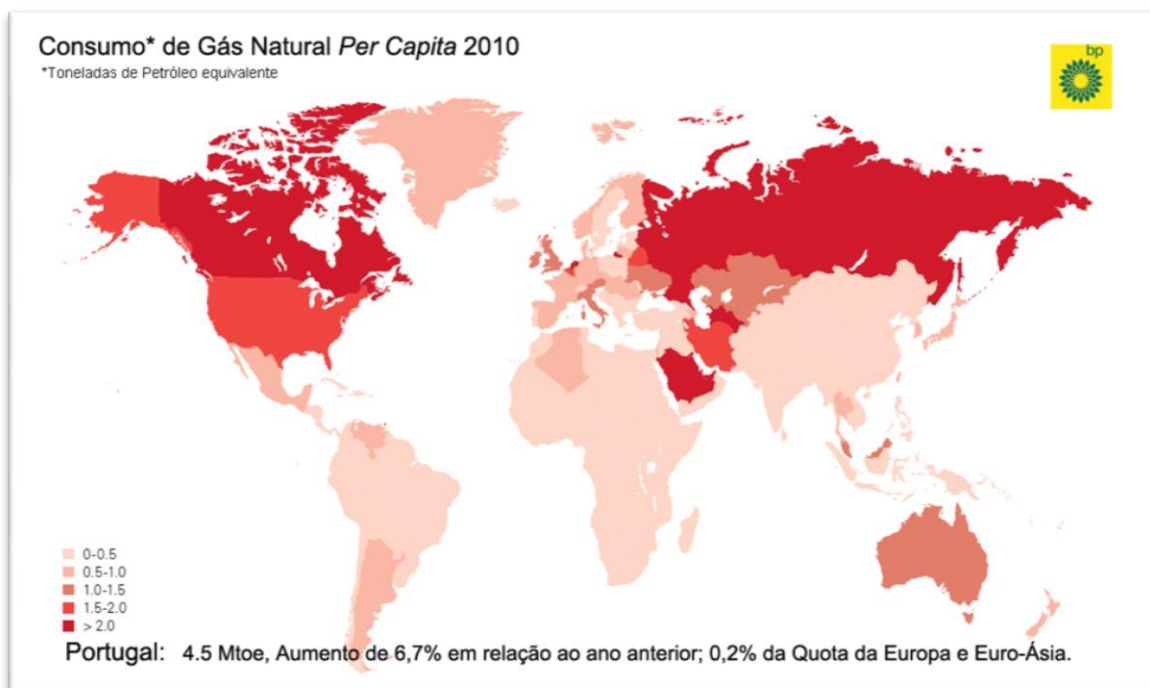


Figura 2 – Consumo mundial de gás natural *per capita* em 2010 (Adaptado de BP Statistical Review of World Energy (2011)).

No que concerne à Figura 2, é possível observar que Portugal está no grupo de países onde se consumiu menos gás natural em 2010, entre 0 e 0,5 Toe *per capita*, com um consumo anual total de 4,5 Mtoe.

Como seria de esperar, os maiores consumidores *per capita* são os países com maiores latitudes, pois muito deste gás consumido destina-se à geração de calor. No entanto existem algumas excepções, nomeadamente, a Arábia Saudita que se apresenta no grupo dos países de maior consumo, mais de 2 Toe<sup>2</sup> *per capita*.

Em Portugal, segundo os últimos números disponíveis da Agência Internacional de Energia<sup>3</sup> referentes ao ano de 2008 (Figura 3), o gás natural ocupa a segunda posição na geração de energia com 17,7%, sendo o petróleo a principal fonte com mais de metade do total.

De acordo com as mesmas estatísticas, verificou-se um aumento em 2010 das reservas mundiais provadas de 6,6 mil milhões de barris de petróleo atingindo os 1383,2 mil milhões de barris. No caso do gás também se verificou um aumento de 0,5 triliões de metros cúbicos nas reservas provadas, situando-se no final do mesmo ano em 187,1 triliões de metros cúbicos.

Ainda de acordo com o mesmo relatório, o preço médio do gás natural em 2010 foi 8,01 dólares<sup>4</sup> por milhão de Btu na Alemanha, 6,56 dólares por milhão de Btu no Reino Unido (Heren NBP Index), 4,39 dólares por milhão de Btu nos Estados Unidos da América e 3,69 dólares por milhão de Btu no Canadá (Alberta). O preço do LNG<sup>5</sup> no Japão (incluindo custo do gás, seguros e fretes) situou-se nos 10,91 dólares por milhão de Btu. No que diz respeito aos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (OCDE), o preço médio do petróleo situou-se nos 13,47 dólares por milhão de Btu, incluindo o custo do petróleo, respectivos seguros e fretes.

De acordo com os números disponibilizados no website do Instituto Nacional de Estatística<sup>6</sup> (INE) para 2010, tanto o gás natural como o petróleo são matérias-primas totalmente importadas. A dependência externa nesta matéria é por demais evidente quando se verifica que 70,2 % da origem da energia consumida pelo país não tem produção interna, neste caso o petróleo e o gás natural.

---

<sup>2</sup> *Tonne of oil equivalent.*

<sup>3</sup> Portugal é membro desde 1981.

<sup>4</sup> USD.

<sup>5</sup> *Liquefied Natural Gas.*

<sup>6</sup> <http://www.ine.pt>

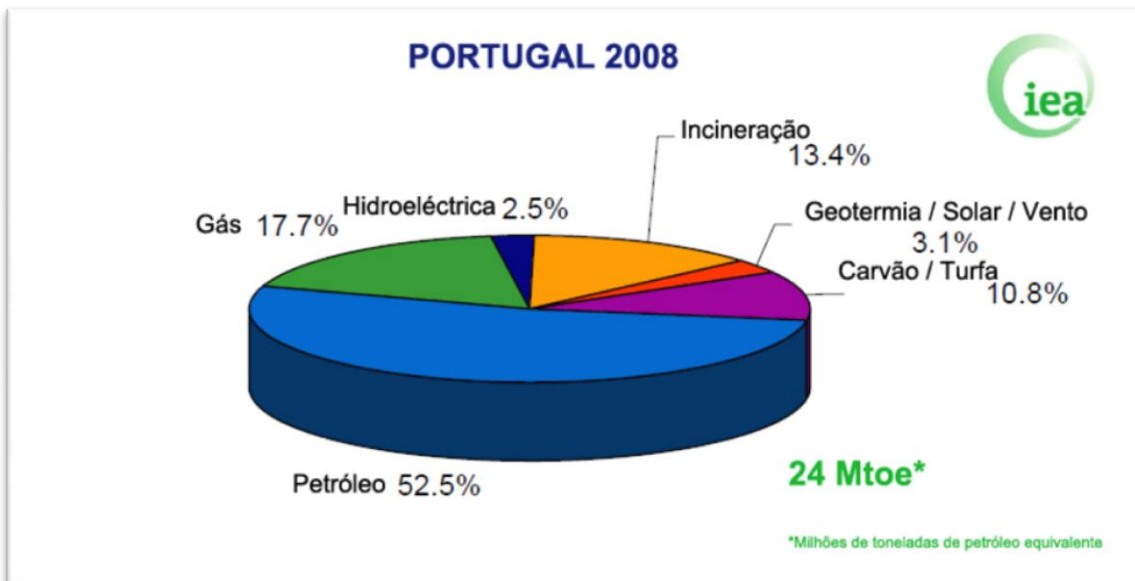


Figura 3 – Fontes de energia em Portugal em 2008 (Adaptado de International Energy Agency (2011)).

No gráfico seguinte (Figura 4) apresenta-se a evolução da geração de electricidade em Portugal consoante o combustível ou a origem. Assim sendo, conclui-se que o gás natural apenas foi introduzido em 1997 e, desde então, a tendência da sua quota é crescente, facto este bem evidente no gráfico da evolução do volume de vendas da Galp Energia (Figura 5).

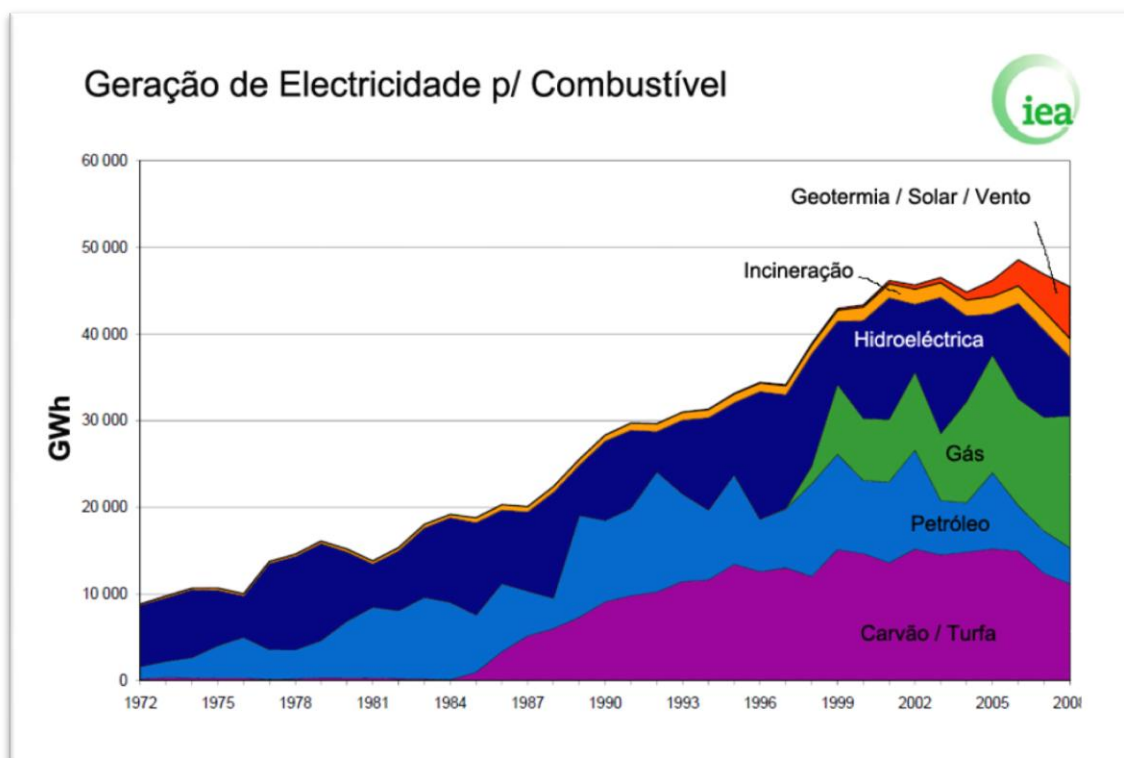


Figura 4 – Geração de electricidade por combustível (GWh/ano) (Adaptado de International Energy Agency (2011)).

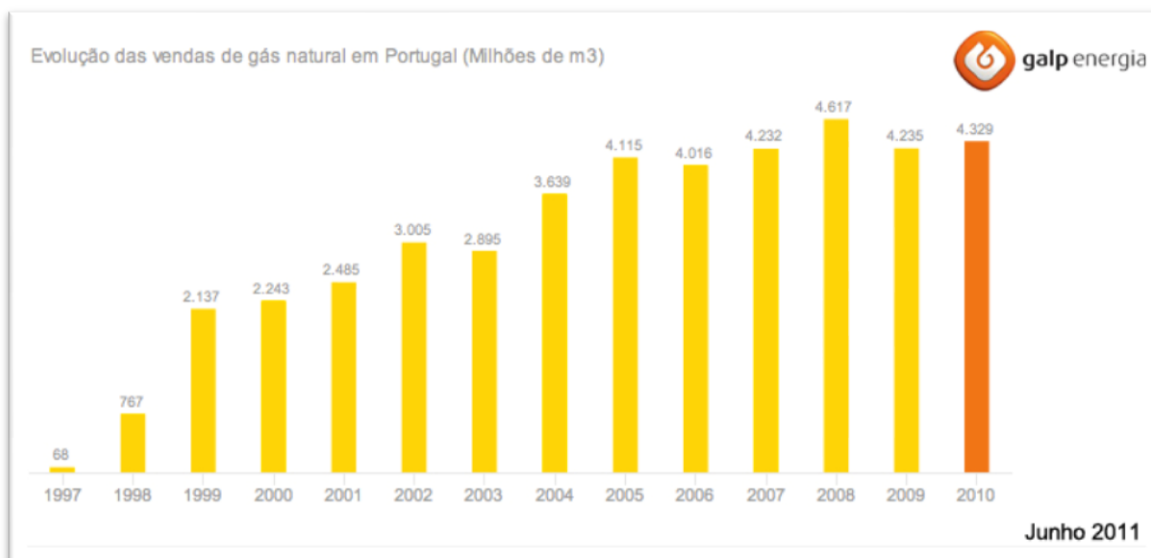


Figura 5 – Vendas de gás natural por ano em Portugal (Adaptado de Galp Energia (2011)).

Através das informações recolhidas, pode concluir-se que este recurso reveste-se, cada vez mais, de uma importância económica fundamental, a nível global. Neste sentido, a existência de produção de gás natural no nosso país teria um impacto bastante positivo a vários níveis. O primeiro, e mais óbvio, seria uma redução do volume de importações, resultando numa balança comercial mais equilibrada. Em segundo lugar, a redução da dependência externa, com todos os seus benefícios, nomeadamente no contexto geopolítico, também seria um facto incontornável, visto que grande parte dos países exportadores não desfruta de estabilidade política que assegure indubitavelmente o cumprimento dos contratos de fornecimento. Finalmente, o desenvolvimento de toda uma nova indústria, necessária para produzir este recurso, acarretaria uma necessidade de mão-de-obra, em grande parte muito qualificada, o que conduziria não só à criação de emprego mas também a um incentivo à formação de quadros adequados às diferentes áreas científicas e tecnológicas.

Por todos os motivos supra citados conclui-se que investigações neste domínio fazem todo o sentido, principalmente no contexto actual.

## 2.2. NOTA HISTÓRICA

A descoberta do gás natural data de tempos ancestrais. Segundo registos históricos, não se conhecia a origem deste gás e tão pouco se sabia o que era. Por vezes, fenómenos da natureza, como relâmpagos, incendiavam o gás enquanto este se escapava livremente da superfície terrestre, originando um fogo. Estes fenómenos, pelo seu carácter pouco vulgar, intrigaram as civilizações e foram fontes de muitos mitos e superstições. O caso mais famoso



deste tipo de chamas ocorreu na Grécia Antiga, mil anos antes de Cristo, no Monte Parnassus. Uma chama erguia-se de uma fenda na rocha, assemelhando-se a uma nascente ardente. Os Gregos, crendo que se tratava de um fenómeno com origem divina, ergueram um templo envolvendo a chama, templo este que albergava uma sacerdotisa conhecida como Oráculo de Delphi, que ditava profecias lidas na chama. Estes tipos de nascentes acabaram por se tornar proeminentes em religiões da Índia, Grécia e Pérsia, atribuindo-lhes características divinas ou sobrenaturais, visto que não conseguiam explicar o fenómeno.

Mais tarde, na China, novecentos anos antes de Cristo, foi reconhecido o valor energético que este gás possuía, sendo que em duzentos e onze antes de Cristo foi construído o primeiro poço de gás natural conhecido. Os Chineses de então utilizavam ramos de bambu como *pipelines* para transportar o gás e posteriormente utilizá-lo para ferver água do mar para separar o sal e torná-la potável.

Nos Estados Unidos da América, foi documentada a descoberta e ocorrência de gás natural por exploradores franceses que observaram nativos a incendiar gases que se libertavam ao redor do lago Erie em 1626. No entanto, foi a Inglaterra o primeiro país onde se comercializou gás, em 1785, produzido através de carvão e usado para iluminação. Este tipo de gás, manufacturado (em oposição ao gás que ocorre normalmente na natureza) foi mais tarde levado para os EUA em 1816, para iluminação pública em Baltimore, no estado de Maryland.

Em 1821, na cidade de Fredonia nos EUA, foram observadas bolhas de gás a ascenderem à superfície de um curso de água. Então, William Hart, considerado o pai americano do gás natural, perfurou o local e construiu o primeiro poço de produção de gás natural da América do Norte, fazendo nascer nesta zona esta indústria. Mais tarde, em 1859, o Coronel Edwin Drake perfurou o seu primeiro poço tendo encontrado óleo e gás a 69 pés<sup>7</sup> de profundidade.

Mais recentemente, o gás natural era descoberto como consequência da prospecção de petróleo líquido. Inicialmente era um subproduto indesejado e sempre que se interceptava um reservatório de gás os trabalhos eram interrompidos até que o gás escoasse livremente para a atmosfera. Hoje em dia, principalmente depois dos choques petrolíferos dos anos 70, o gás natural tem ganho cada vez mais importância no mercado energético sendo que se tornou, a par do petróleo, uma das mais importantes fontes de energia mundiais.

Durante todo o século XIX, o gás natural era usado quase exclusivamente como fonte de iluminação e o seu uso circunscrevia-se às proximidades do local onde era produzido devido à falta de infra-estruturas para efectuar o seu transporte, principalmente em grandes quantidades e distâncias. Deu-se um passo muito importante em 1890, aquando da invenção do *pipeline* com acoplamento à prova de fugas mas o transporte e venda a longas distâncias só se tornou uma realidade depois de 1920, como resultado da melhoria na tecnologia de *pipelines*. Foi apenas depois da Segunda Guerra Mundial que se deu um crescimento galopante do uso de

---

<sup>7</sup> Aproximadamente 21 metros.

gás natural devido ao desenvolvimento de redes de *pipelines* e de sistemas de armazenamento (Speight, 2008).

### 2.3. PESQUISA DE HIDROCARBONETOS CENTRADA NO ONSHORE NA BACIA LUSITANIANA

Na sequência da contextualização anterior revelou-se importante pesquisar acerca do trabalho de prospecção/exploração já realizado no território Português, pois este, especificamente na bacia Lusitânica, é o objecto do presente trabalho.

Em Portugal, a atribuição de direitos para a pesquisa e exploração de recursos geológicos compete ao Ministério da Economia e Emprego, mais concretamente à Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG). A Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo (DPEP), possui um extenso acervo documental na área da pesquisa de hidrocarbonetos em território Português, do qual foi extraída boa parte da informação aqui compilada.

Segundo o sítio *web* da DPEP<sup>8</sup>, consultado à data<sup>9</sup>, as primeiras sondagens de pesquisa foram efectuadas no Norte e Sul da bacia Lusitânica no início do século XX. A generalidade dessas sondagens foram pouco profundas, localizando-se nas proximidades de fenómenos de impregnações superficiais de rochas com hidrocarbonetos, denominado por *seepage*<sup>10</sup>.

Dias (2005 p. 5), no seu trabalho de pesquisa “Reavaliação do potencial petrolífero do *onshore* da Bacia Lusitânica”, efectuado para fins de obtenção do grau de Doutor, resumiu e reavaliou os esforços anteriormente desenvolvidos na pesquisa de hidrocarbonetos na bacia Lusitânica:

*“A história da prospecção de hidrocarbonetos em Portugal ter-se-á iniciado em meados do século XIX. Data de 1844 uma das primeiras referências à existência de hidrocarbonetos no nosso território. No lugar designado Canto de Azeche, em São Pedro de Muel, entre 1844 e 1861 foram exploradas areias asfálticas.”*

Em 1938 foi emitido um alvará de concessão, para pesquisa de petróleo e substâncias betuminosas, abrangendo as bacias Lusitânica e do Algarve, mantendo-se activo até 1968. Durante esta concessão foram adquiridos, no *onshore* da bacia Lusitânica, aproximadamente 3264 km de sísmica de reflexão, levantamentos gravimétricos e um pequeno levantamento magnético na região de Lisboa. Foram ainda realizadas 78 sondagens, 33 das quais ultrapassaram os 500 metros de profundidade, apresentando muitas delas fortes evidências da existência de hidrocarbonetos.

---

<sup>8</sup> [http://www.dgge.pt/dpep/intro\\_pt.htm](http://www.dgge.pt/dpep/intro_pt.htm)

<sup>9</sup> Junho de 2011

<sup>10</sup> Fuga de gás e/ou óleo. O petróleo chega à superfície através de falhas, fracturas, descontinuidades entre camadas sedimentares ou exposição do meio poroso que o contém devido a fenómenos de erosão.

Depois do abandono desta concessão e sob novo quadro legal de regulamentação do sector, as áreas de prospecção e pesquisa, tanto *onshore* como *offshore*, foram divididas consoante uma malha regular e, sujeitas a concurso internacional, por blocos, de onde surgiram 30 novas concessões *offshore*, nos anos de 1973 e 1974, tendo a última destas findado em 1979. Daí foram adquiridos aproximadamente 21237 km de levantamentos sísmicos de reflexão, gravimetria e magnetometria, 22 sondagens, das quais 14 na bacia Lusitânica, tendo duas delas apresentado resultados que indicaram a presença de pequenas quantidades de hidrocarbonetos.

Já em 1978 e estendendo-se até 2004, ressurgiu o interesse pelo *onshore* da bacia Lusitânica tendo sido atribuídas 23 concessões e realizadas 23 sondagens em que, mais uma vez, foram encontrados bons indícios de hidrocarbonetos.

Findo o ano de 2006, apenas estavam activas duas concessões em Portugal localizadas no *onshore* da bacia Lusitânica. Na região de Alcobaça foram encontrados fortes indícios de gás em duas sondagens e, na região de Torres Vedras, foi recuperado óleo em fracturas durante sondagens, sendo que foram levados a cabo testes de produção. Foram ainda adquiridos 224 km de sísmica.

Em Agosto de 2007 foram concessionadas cinco áreas (Cabo Mondego-2, S. Pedro de Muel-2, Aljubarrota-3, Rio Maior-2 e Torres Vedras-3), no *onshore* e *offshore* da bacia Lusitânica, onde até à data se procede à aquisição de sísmica 3D.

Para melhor ilustrar este resumo histórico apresenta-se a Figura 6 e a Figura 7 que se referem, respectivamente, aos totais (em quilómetros) de aquisição sísmica por ano e ao número de sondagens efectuadas em Portugal por ano e por companhia, sendo que se distingue entre sondagens *onshore* e *offshore*. No entanto estes dois gráficos não diferenciam a zona onde os dados foram adquiridos, contendo os trabalhos desenvolvidos em todo o território.

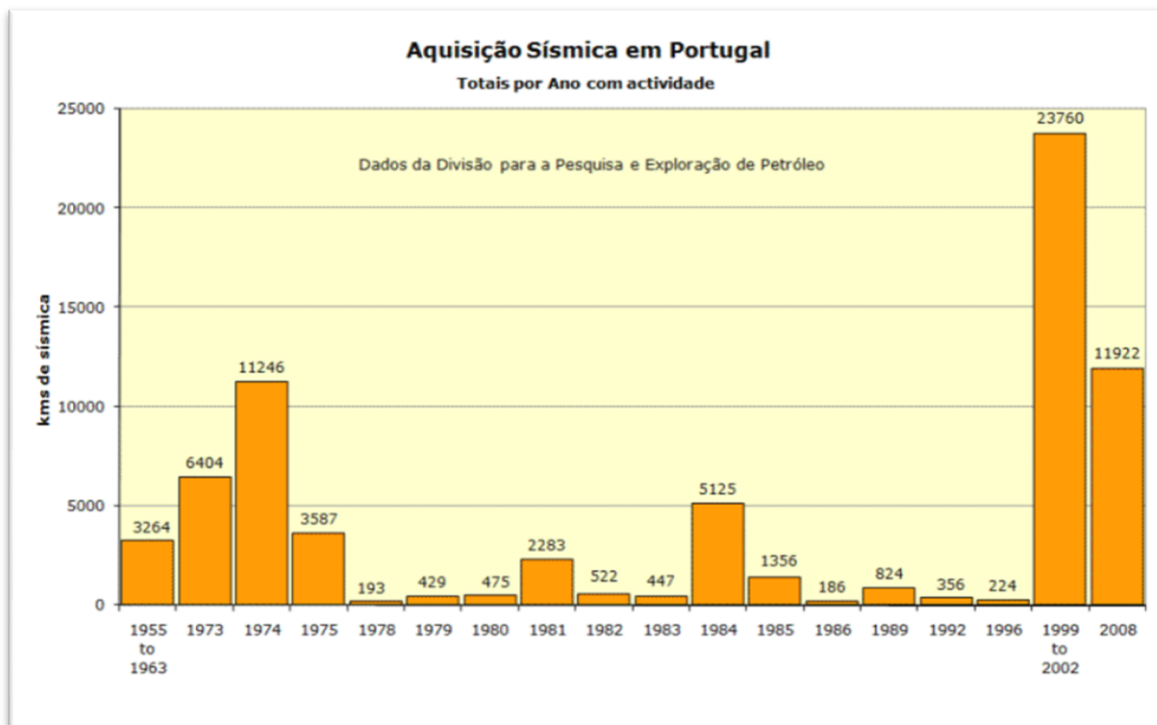


Figura 6 - Total de quilómetros de sísmica por ano em Portugal (DPEP - Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo, 2011).

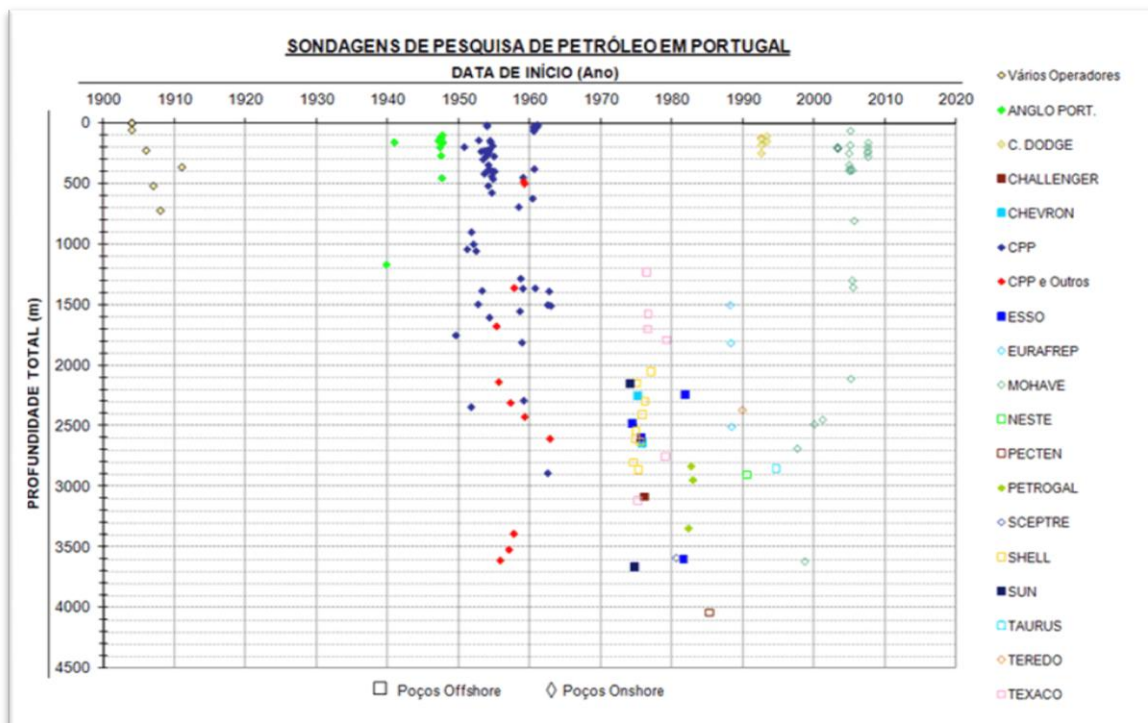


Figura 7 - Sondagens para pesquisa de petróleo realizadas em Portugal (DPEP - Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo, 2011).

Mesmo existindo este extenso portefólio de pesquisa, a Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo (DPEP) considera que as bacias sedimentares Portuguesas se encontram subavaliadas. Reforçando a afirmação anterior, é dito por Dias (2005 p. 24) que:

*“Apesar da realização deste número considerável de trabalhos de pesquisa, continuam por esclarecer, de forma inequívoca, alguns aspectos, talvez dos mais importantes, relacionados com as potencialidades da Bacia Lusitana para a produção de hidrocarbonetos.”*

Como é possível verificar pelos dados acima reportados, existem claras referências da existência inequívoca de hidrocarbonetos mas que, por razões não explícitas, nunca estiveram sujeitos a produção. Pode, no entanto, inferir-se que ou não existiam quantidades suficientes ou eram recursos não convencionais que, quer por motivos técnicos, quer financeiros, não despertaram interesse por parte de potenciais produtores.

### 3. GÁS NÃO CONVENCIONAL

Neste capítulo define-se, com algum detalhe, o conceito de gás não convencional assim como as principais categorias ou tipos deste recurso.

Desde o início da exploração petrolífera que os recursos não convencionais têm sido algo descuidados, quer ao nível da produção, quer ao nível do seu estudo. Este facto ficou a dever-se à circunstância destes recursos exigirem uma produção e um tratamento mais oneroso, não sendo atractivos economicamente. Paralelamente, a exploração destes recursos é bastante mais agressiva para o ambiente e exige também um nível tecnológico consideravelmente superior, comparativamente aos chamados recursos convencionais de hidrocarbonetos. Segundo a Halliburton, num relatório elaborado para o “Oil and Gas Journal” em Dezembro de 2007, o gás não convencional era um recurso emergente há dez anos, há vinte anos era completamente ignorado mas, hoje em dia, tornou-se no negócio principal de muitas grandes companhias, representando mais de 40% do mercado transaccionado nos Estados Unidos da América (Wylie et al., 2007).

Uma definição precisa, estável e consensual de gás não convencional é difícil de encontrar pois o que era não convencional ontem pode, através de avanços tecnológicos ou novos processos, tornar-se convencional amanhã. No fundo, a convencionalidade de um recurso é um conceito dinâmico. No sentido mais abrangente, gás natural não convencional é o gás que é mais difícil e menos económico de extrair, normalmente devido à tecnologia necessária para o alcançar não estar plenamente desenvolvida ou ser mais dispendiosa.

A definição acima pode pecar por ser abrangente demais. Por exemplo, nos anos 70 o governo americano definiu um reservatório de *Tight Gas* como sendo um reservatório em que o valor esperado da sua permeabilidade fosse menos de 0.1 mD<sup>11</sup>. Esta definição política tem sido usada para determinar que poços recebem ou não créditos nos impostos federais ou estaduais para produzir.

Em reservatórios muito profundos, muito pressurizados e com grande espessura podem-se conseguir completações onde a permeabilidade da formação ao gás ronda a ordem dos microDarcys (0.001 mD). Ao passo que em reservatórios pouco profundos, pouco pressurizados e pouco espessos necessitam de permeabilidades de muitos miliDarcys para produzir gás economicamente. Daí que um reservatório deste tipo de gás não pode, nem deve, ser definido apenas por uma variável, pois este está dependente de muitos factores, entre os quais físicos (presentes na lei de Darcy<sup>12</sup>) e económicos (Holdich, 2006).

---

<sup>11</sup> MiliDarcy.

<sup>12</sup> Permeabilidade, espessura da camada, pressão média do reservatório, pressão do escoamento, propriedades dos fluidos, entre outros.

Segundo um relatório da National Petroleum Council (NPC) dos Estados Unidos da América, de Julho de 2007, define-se gás natural não convencional como o tipo de gás que não pode ser produzido com escoamentos e volumes económicos a não ser que o poço seja estimulado por grandes tratamentos de fractura hidráulica, poços horizontais, poços multi-laterais e/ou outras técnicas que exponham uma maior área do reservatório ao poço. Acrescentam também que não existe um tipo característico de reservatório para estas variantes de gás, podendo ser profundo ou não, homogéneo ou naturalmente fracturado, possuir temperaturas altas ou baixas, pressões altas ou baixas, conter uma camada ou várias camadas e ser tabular ou lenticular. Também não existem técnicas de perfuração, completação e estimulação óptimas generalizadas, estando estas sempre dependentes das propriedades do reservatório ou seja, cada caso é único e singular (Holditch et al., 2007).

Durante a década de 1970, Masters e Grey, ao caracterizarem um grande reservatório de gás natural desenvolveram uma representação gráfica que pode ajudar à melhor identificação da convencionalidade de um recurso – o Triângulo de Recursos (Figura 8), também adoptado por Holdich (2006). Este triângulo baseia-se no conceito de que todos os recursos naturais se distribuírem na natureza através de uma função lognormal. Quando se realiza uma prospecção para qualquer tipo de recurso (zinco, ouro, gás, entre outros) observamos que os melhores depósitos são pequenos e uma vez descobertos são fáceis de extrair. A parte difícil será encontrá-los.

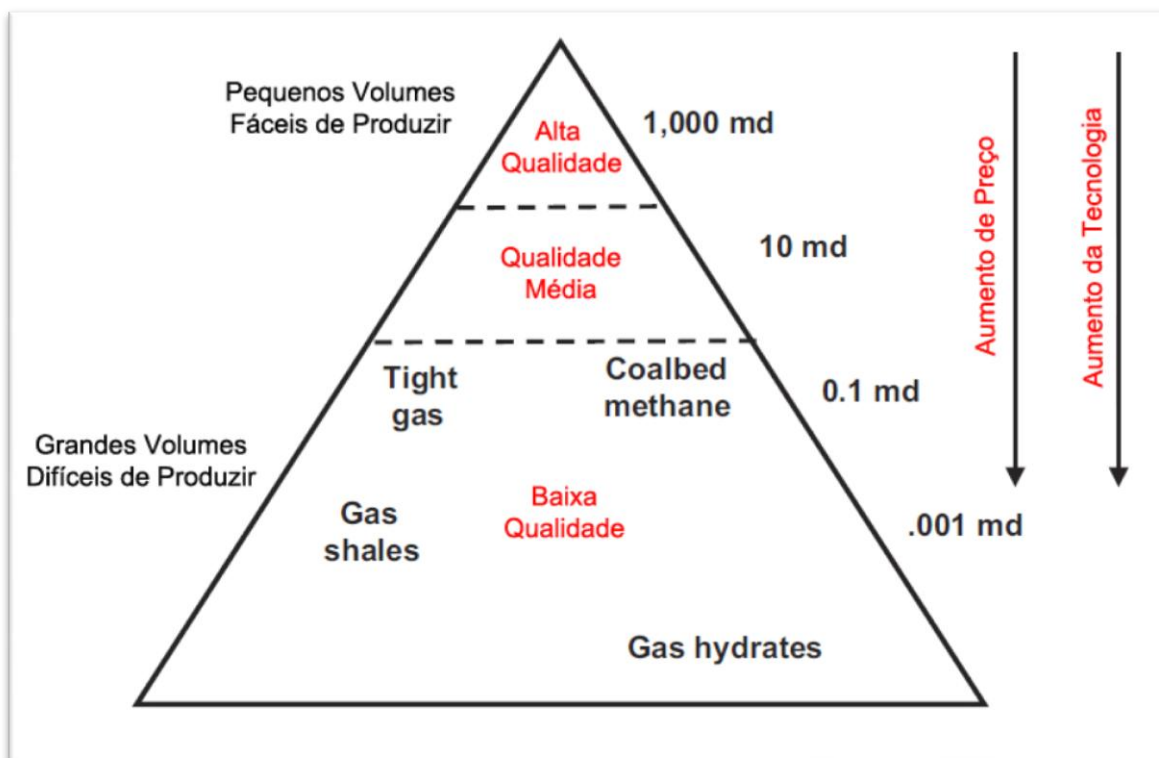


Figura 8 – Triângulo de Recursos (Gás) (Adaptado de Holdich (2006)).

À medida que descemos para a base do triângulo, os reservatórios têm menos qualidade, o que pode querer dizer que a permeabilidade desse reservatório é inferior. No entanto, estes reservatórios com baixa permeabilidade são muito maiores do que os reservatórios de alta qualidade. Como acontece com todos os outros recursos naturais (minerais), depósitos de gás natural de baixa qualidade necessitam de um elevado nível tecnológico e preços adequados no mercado do gás para que possam ser desenvolvidos e postos a produzir economicamente. Este conceito pode ser aplicado a qualquer bacia produtiva de hidrocarbonetos do mundo, sendo viável a estimação dos volumes de óleo e gás contidos em reservatórios de baixa qualidade numa bacia específica conhecendo os volumes contidos em reservatórios de maior qualidade (Holdich, 2006).

### 3.1. TIPOS DE GÁS NÃO CONVENCIONAL

Dentro do conceito ou categoria “gás natural não convencional” existem diversas subcategorias que dividem este grande grupo, tendo em conta factores como o estado físico, a localização ou a génese. Passemos então a definir os tipos de gás natural que podem ser, ou são mesmo, considerados gás natural não convencional. Essencialmente, existem sete categorias principais de gás natural não convencional:

- *Deep Gas*;
- *CBM, Coal Bed Methane*;
- *Geopressurized Zones*;
- *Arctic Gas*;
- *Sub-Sea Hydrates* ou *Gas Hydrates*;
- *Tight Gas*;
- *Shale Gas*.

#### 3.1.1. DEEP GAS

*Deep Gas* ou gás natural profundo é gás que, tal como o nome indica, existe a grandes profundidades, muito abaixo das profundidades de perfuração convencionais. Encontra-se tipicamente a profundidades maiores do que os 15 mil pés<sup>13</sup>, bastante mais profundo do que os depósitos de gás convencional, que rondam os poucos milhares de pés. Este tipo de gás, no

---

<sup>13</sup> 4,5 quilómetros.



entanto, tem-se tornado mais convencional, sendo que muitos autores já não acomodam este tipo de gás como pertencente à categoria de “não convencional”.

A perfuração muito profunda, exploração e técnicas de extração têm vindo a melhorar substancialmente, tornando estes depósitos economicamente viáveis. O gás profundo é ainda mais caro de produzir do que o gás dito convencional e, por isso, as condições económicas têm que ser de tal ordem que permitam uma exploração rentável.

Para melhor ilustrar a realidade, temos como exemplo gás natural que foi descoberto a grandes profundidades na bacia de Anadarko, nos Estados Unidos, em meados de 1978. Recurso virtualmente intocável, era simplesmente impossível e não económico extrair este gás. Era gás profundo e portanto não convencional. No entanto, geraram-se incentivos com a aprovação da regulação *market-based rate* e *Natural Gas Policy Act* para a procura e extração de gás natural não convencional e estimulando também o investimento na exploração e perfuração a grandes profundidades, tornando muito desse gás bastante profundo num recurso comercialmente extractível (Natural Gas, 2011a).

### 3.1.2. COAL BED METHANE (CBM)

O carvão é um combustível fóssil, que se forma na terra em condições geológicas semelhantes às da formação do petróleo e do gás. Os depósitos de carvão estão, geralmente, dispostos em veios e são explorados em exploração subterrânea. Muitos destes depósitos também contêm gás natural quer dentro do veio de carvão quer na rocha circundante. Este gás, metano, está confinado e só se liberta para a atmosfera durante as operações mineiras relacionadas com a exploração do carvão.

Desde o início das explorações de carvão, que o *Coal Bed Methane* (CBM) é considerado um incómodo pela indústria extractora, pois está relacionado com muitos acidentes neste tipo de minas. Geralmente, este gás liberta-se no interior da mina e é diluído, propositadamente, por ar fresco que é insuflado para as galerias e é libertado, sem qualquer controlo, para a atmosfera.

Hoje em dia, o CBM ganhou outro estatuto pois a exploração de carvão já não é tão rentável por si só. Assim sendo, este recurso tornou-se uma fonte de obtenção de gás natural, sendo extraído e injectado em *pipelines* de gás natural para posterior venda e utilização como matéria-prima industrial na geração de calor e electricidade. O que era antes um subproduto da indústria do carvão torna-se cada vez mais uma fonte de gás natural (Thakur et al., 2011).

### *3.1.3. GEOPRESSURIZED ZONES*

Zonas Geopressurizadas são formações subterrâneas naturais que estão sob uma pressão anormalmente elevada para a profundidade a que se encontram. Formadas por camadas de argila que se depositaram e compactaram muito rapidamente sobre uma camada mais porosa e absorvente, geralmente de areia ou de silte, limitadas lateralmente impedindo a migração dos fluidos. A água e gás contidos nas camadas de argila são “espremidas” para fora dessas camadas e entram nos poros dos depósitos de areia e silte. Devido à compressão existente, o gás natural deposita-se nestes poros sob altas pressões (daí o termo geopressurização). Estas zonas, para além das propriedades acima descritas, estão tipicamente localizadas a grandes profundidades, entre 10 mil e 25 mil pés<sup>14</sup> abaixo da superfície da terra.

A combinação de todos estes factores faz com que a extracção deste tipo de gás natural seja bastante difícil. No entanto, segundo estimativas da Agência Internacional de Energia esta é a fonte que encerra as maiores quantidades de gás natural do mundo (Natural Gas, 2011a).

### *3.1.4. ARCTIC GAS*

Como o próprio nome indica, gás natural ártico é um gás que se encontra nas zonas árticas do planeta (grandes latitudes para o Hemisfério Norte) Gronelândia, Canadá, Alasca e Rússia. Este tipo de gás não apresenta diferenças relativamente ao gás natural convencional no que se refere aos seus reservatórios mas, pela sua localização ser em zonas muito adversas para os profissionais e para o material usado na exploração, classifica-se como não convencional (Natural Gas, 2011a).

### *3.1.5. SUB-SEA HYDRATES OU GAS HYDRATES*

Os hidratos de gás metano são a forma de gás natural, não convencional, mais recente a ser descoberta e estudada. Estas formações são sólidos cristalinos em que um hidrocarboneto, geralmente metano, está preso num invólucro de gelo. Ocorrem nos espaços porosos de rochas sedimentares, formando cimentos, nódulos ou camadas. Encontram-se em depósitos sob sedimentos oceânicos ou no interior de formações continentais sedimentares. Estes hidratos assemelham-se a neve derretida ou a derreter, tendo sido descobertos pela primeira

---

<sup>14</sup> 3 a 7,6 quilómetros.

vez em regiões de *permafrost* do Ártico. Contudo, o seu estudo veio revelar que este tipo de formações é muito mais comum do que inicialmente se esperava (entre 7000 e 73000 Tcf<sup>15</sup>).

Os hidratos de gás ocorrem abundantemente na natureza, tanto em regiões árticas como em sedimentos marinhos nas proximidades das margens continentais. O hidrato de metano é estável em sedimentos no fundo do mar a mais de 300 metros e, onde ocorre, desempenha uma função de cimentação dos sedimentos soltos, formando uma camada que pode atingir centenas de metros de espessura.

Os fundos oceânicos com ângulos de talude inferiores a 5° são estáveis nas margens continentais atlânticas, no entanto, existem muitas marcas de deslizamentos, o que evidencia a ocorrência de um fenómeno desconhecido. A profundidade do topo destas marcas é próxima da profundidade da zona de hidratos, sendo que a análise dos perfis sísmicos indicou uma menor quantidade de hidratos nos sedimentos imediatamente sob as marcas. Este facto sugere que a instabilidade destas formações está na causa dos deslizamentos nas margens continentais. O mecanismo que pode dar origem a estes fenómenos está ligado à destruição destes hidratos na base da camada que os contém. Esta mudança transforma uma zona semi-cimentada numa zona saturada de gás livre com pouca resistência, facilitando o deslizamento. A causa desta destruição de hidratos é atribuída à redução de pressão devido à diminuição do nível das águas do mar, que ocorrem em períodos glaciares.

Juntamente com o depósito sólido de hidratos, pode ainda estar contido gás convencional sob as formações de hidratos e sedimentos marinhos, que funcionam como uma camada impermeável, ou seja, uma armadilha. Como este gás está sob pressão dentro de uma estrutura cristalina, as suas moléculas estão “arrumadas” de uma forma mais densa do que em qualquer outra forma de gás, convencional ou não. Estas camadas cimentadas pelos hidratos de gás, que funcionam como armadilhas de gás livre existente em camadas inferiores, podem ser vistas como potenciais recursos mas também podem representar potenciais perigos para as operações de perfuração e, como tal, devem ser estudadas.

A produção de gás contido em reservatórios em que as armadilhas sejam deste tipo<sup>16</sup>, pode ser também uma maneira de produzir o gás dos próprios hidratos que, com a redução das pressões do reservatório subjacente, se libertam e recarregam o referido reservatório com gás da armadilha.

Segundo o United States Geological Survey (USGS), estas formações contêm mais carbono orgânico do que todo o carvão, petróleo e gás convencional mundial juntos e a extração do metano contido nestes hidratos pode fornecer uma enorme quantidade de energia e matéria-prima derivada de petróleo. No entanto, a sua exploração levanta grandes dúvidas sobre o impacto que terá no ciclo natural do carbono e suas consequências para o meio ambiente (Thakur et al., 2011).

---

<sup>15</sup> *Trillion cubic feet* – triliões de pés cúbicos.

<sup>16</sup> *Hydrate capped* – onde os hidratos funcionam como armadilha.

### 3.1.6. TIGHT GAS

O *Tight Gas* é um gás contido em formações muito compactas e invulgarmente impermeáveis de rocha muito dura, em formações de areias (arenitos e grés) ou calcários muito impermeáveis e não porosos que produzem na sua grande maioria gás seco<sup>17</sup>. Este tipo de formações é designado vulgarmente como *Tight Sands* e *Tight Carbonates*, respectivamente.

Uma vez perfurado um reservatório convencional de gás natural, este gás pode começar a ser produzido muito rapidamente e sem grandes dificuldades. Neste tipo de formações (*tight*) têm de ser aplicadas algumas técnicas, das quais são exemplo a fracturação hidráulica e a acidificação, a fim de que o gás possa ser produzido economicamente.

Na Figura 9, a imagem da direita é exemplificativa do tipo de formações designadas por *Tight Sands*. Em contraste com a imagem da esquerda, que exemplifica a morfologia de um reservatório convencional, é de salientar que a porosidade e a permeabilidade neste tipo de reservatórios são muitíssimo inferiores (Holdich, 2006).

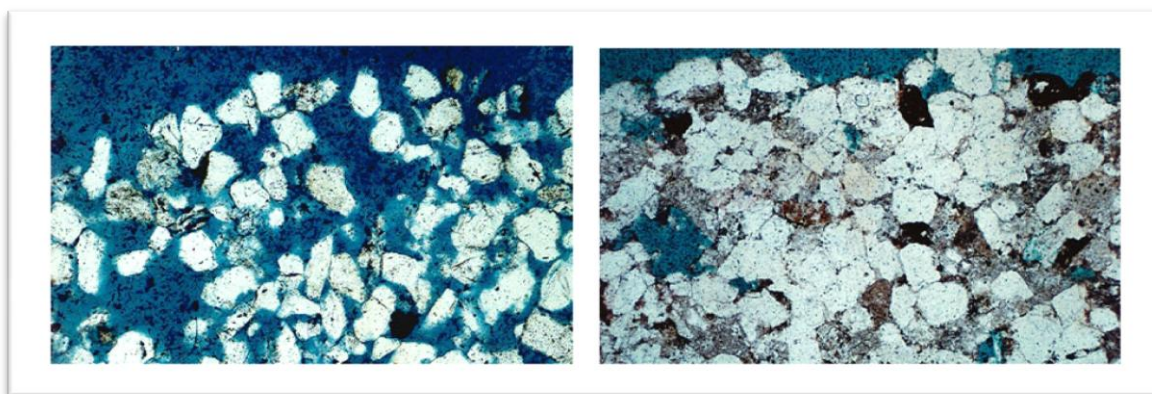


Figura 9 – Arenitos convencionais de um reservatório de gás natural (esquerda); tight sands (direita)  
(Adaptado de United States Geological Survey (2011)).

### 3.1.7. SHALE GAS

O *shale* é uma rocha sedimentar de grão muito fino e que se parte facilmente em finas camadas, paralelas entre si. É uma rocha de baixa dureza mas não se desintegra uma vez molhada ou húmida. Estas rochas “xistosas” podem conter gás natural, principalmente quando duas camadas de *shale* negro confinam uma camada mais fina.

<sup>17</sup> Dry Gas – Gás natural que não contém ou contém quantidades mínimas de hidrocarbonetos líquidos e é constituído por mais de 95% de metano. Contém menos de 0,1 galões de líquidos por cada Mcf (*Million cubic feet*).

Devido às suas propriedades (impermeabilidade e baixa porosidade) é consideravelmente mais oneroso e difícil extrair o gás neles contido do que em depósitos de gás convencional.

Estas formações são simultaneamente o reservatório e a rocha-mãe, quando a sua génese (da rocha e gás) é contemporânea. Neste caso, a tradução de *Shale* para Xisto não será correcta, sendo que uma rocha metamórfica passa por processos de pressão e temperatura que ultrapassam em muito as da janela do petróleo e gás natural. Assim, *Shale* pode também conter na sua definição as margas e calcários argilosos que contêm gás nos seus poros, fracturas e adsorvido na sua matriz. Para manter a abrangência da palavra utilizaremos doravante, *Shale* sem tradução.

Geologicamente, os *Shales* que contêm gás natural são rochas de grão fino e ricas em matéria orgânica. Os seus poros são muito pequenos, o que torna o fluxo de gás muito difícil no seu interior, podendo classificar-se como impermeáveis, a não ser que estejam naturalmente fracturados ou que se criem essas fracturas para que o fluxo seja facilitado, abrindo ligações entre os seus poros.

Já, há muito tempo, se conhecia a presença de gás nestas formações mas não era viável a sua extracção. No passado recente, a conjugação de dois factores tornou possível e economicamente viável a produção deste gás:

- Avanços na perfuração horizontal;
- Avanços na fracturação hidráulica de maciços.

Juntos fizeram com que estas formações passassem de fontes marginais de produção de gás natural para grandes contribuintes na oferta existente de gás natural. Um exemplo muito bem sucedido de exploração, em grande escala, deste tipo de gás situa-se na bacia xistosa de Marcellus nos Estados Unidos (Speight, 2008; Thakur et al., 2011).

## COMENTÁRIO

Analisadas as especificidades dos sete tipos de gás não convencional acima descritos, conclui-se que nem todas as classes se enquadram no âmbito do presente trabalho. No caso do gás ártico e dos hidratos de gás, a sua localização geográfica na região ártica e nas margens continentais (*offshore*), respectivamente, extrapola o objecto deste estudo (*onshore* de Portugal).

No caso do CBM, para além de não dispormos de dados referentes à prospecção de carvão na bacia Lusitânica, o foco será dado aos hidrocarbonetos derivados do petróleo excluindo assim esta classe.

Em relação ao *deep gas* ou gás profundo, também não será abordado por dois motivos. O primeiro e principal é por que, à data, a maioria das entidades e autores da área não o consideraram não convencional. Em segundo lugar, qualquer outro dos gases aqui abordados pode também estar localizado a profundidades elevadas e daí que esta subcategoria acaba por não fazer sentido. Poderia passar a ser identificada como uma característica de localização de qualquer outro tipo de gás.

Assim como no caso do *deep gas*, o gás existente em zonas geopressurizadas acaba por ser um tipo ou categoria alicerçada numa especificação de duas características físicas do reservatório. Por um lado a pressão, por esta ser anormalmente alta, por outro lado a profundidade, também elevada. De igual forma, na maior parte da bibliografia consultada, esta categoria não é sequer considerada, remetendo-nos para o mesmo raciocínio anterior, que será englobar esta categoria como sendo um estado físico a que qualquer tipo de reservatório possa estar sujeito.

Resumindo, assumir-se-á que este estudo estará confinado ao *Tight Gas* e ao *Shale Gas* por estas serem as duas categorias de gás não convencional cuja presença poderá ser uma realidade neste contexto.

### 3.2. *SHALE GAS E TIGHT GAS*

Para melhor se perceber a importância que este tipo de recursos pode ter para Portugal, é importante contextualizá-los a nível histórico, tentando enquadrar geologicamente o tipo de formações que os contêm e ilustrando o impacto significativo que estes produtos têm nos mercados mundiais.

Iniciaremos a contextualização pelo *Shale Gas*; contudo, abordar o tema implica, obrigatoriamente, a referência a três outros conceitos: *Oil Shale*, *Shale Oil* e *Oil-bearing Shale*.

Desde o início do Século XIX que se conhece a extração do *Oil Shale* para a superfície, a fim de que lhe sejam retirados os hidrocarbonetos líquidos nele contidos. Conhece-se igualmente, de um modo geral, a sua abundância. O termo *Oil Shale* refere-se a rochas sedimentares de grão fino que contêm elevada quantidade de material orgânico imaturo, ou kerogénio. No fundo, se tivesse sido submetida a temperaturas e pressões adequadas durante tempo suficiente, tratar-se-ia de uma potencial rocha-mãe.

Na Natureza, a geração de petróleo a partir das rochas-mãe pode demorar milhões de anos, mediante a sujeição das mesmas a temperaturas entre os 100°C e os 150°C. Todavia, o processo pode ser acelerado aquecendo a rocha rica em kerogénio a temperaturas mais elevadas, gerando assim, mais rapidamente – numa questão de minutos ou de anos, conforme o estado de maturação – hidrocarbonetos líquidos.

Forçar a saída de produtos de petróleo de formações imaturas é uma das formas mais difíceis/caras de se extrair energia da terra, contudo, este facto não é impeditivo para que se continue a tentar.

A utilização do *Oil Shale*, assim como a do carvão, sendo queimado como combustível remonta à pré-história. No entanto, só há centenas de anos é que existem métodos para retirar o óleo das rochas. O mais antigo era a lavra deste tipo de rocha a céu aberto, retirando-a para a superfície para instalações de processamento onde o *Oil Shale* era aquecido e o *Shale Oil* retirado, juntamente com outros produtos derivados do petróleo.

Actualmente, desenvolvem-se métodos para aquecer a rocha *in situ* e retirar o óleo libertado para a superfície através de poços de produção. Tem-se também adaptado a tecnologia existente para melhor avaliar estes depósitos e estimar a sua capacidade de produção. Apesar do desenvolvimento exponencial destes métodos, grande quantidade de reservas de *Oil Shale* continua sem ser explorada.

As actuais estimações para os volumes de recuperação do óleo contido neste recurso andam à volta dos triliões de barris, mas os métodos de recuperação continuam a ser complicados e muito onerosos. No entanto, com a conjuntura dos preços altos e as previsões para a carência de petróleo nas próximas décadas, a produção de *Oil Shale* pode tornar-se viável. Assim, diversos países e companhias estão a trabalhar para encontrar soluções práticas para explorar estes recursos não convencionais.

Os *Oil Shales* podem formar-se em diversos ambientes deposicionais, incluindo lagos de água doce e salgada, pântanos, bacias marinhas próximas da costa e regiões marinhas pouco profundas. Podem ocorrer como pequenas camadas sedimentares ou acumulações gigantescas com centenas de metros de espessura, cobrindo milhares de quilómetros quadrados.

Assim como as demais rochas sedimentares, a composição dos *Shales* que contêm matéria orgânica varia entre maioritariamente carbonatos até maioritariamente silicatos, com diferentes quantidades e tipos de minerais argilosos (Figura 10).

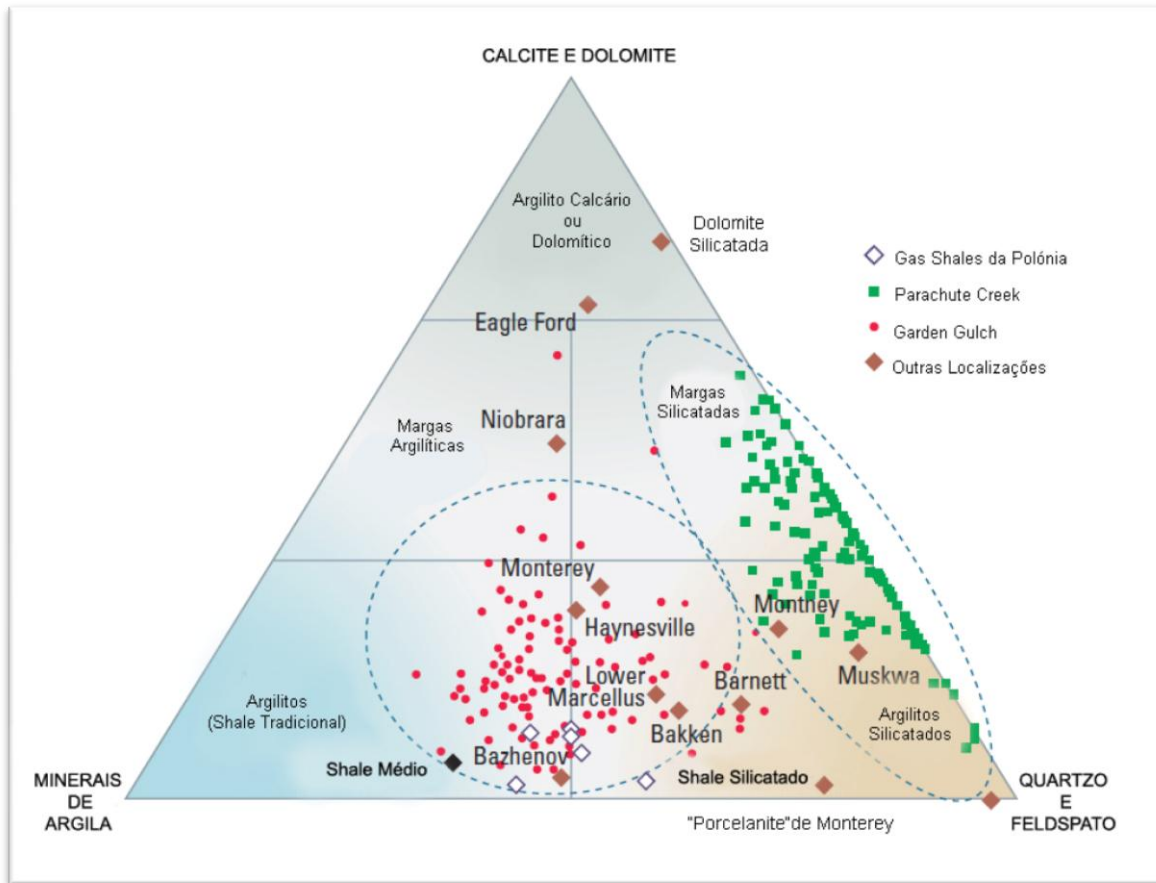


Figura 10 – Composição mineralógica dos reservatórios de *Shales* conhecidos (Adaptado de Allix et al. (2011)).

A composição mineralógica é um parâmetro que afecta pouco a quantidade de óleo mas pode influenciar muito o processo de aquecimento. Os minerais argilosos contêm água, que por sua vez afecta a quantidade de calor necessária para converter a matéria orgânica em petróleo e derivados. Os *Shales* carbonatados, quando aquecidos, geram também dióxido de carbono que tem que ser considerado no seu desenvolvimento. Muitos destes depósitos podem ainda conter minerais valiosos, nomeadamente metais que, por si só, representam potenciais alvos mineiros.

Disseminado entre os grãos destas rochas está o kerogénio – material orgânico insolúvel e parcialmente alterado, que ainda não está suficientemente maturado para gerar hidrocarbonetos. Este kerogénio tem a sua origem predominantemente nos restos de algas lacustres e marinhas e contém pequenas quantidades de esporos, pólenes, fragmentos de ervas, madeiras e plâncton (restos de fauna e flora). O tipo de kerogénio, ao contrário da composição da rocha, é determinante no tipo de hidrocarboneto que será gerado à medida que este vai maturar termicamente. Os kerogénios do *Oil Shale* pertencem às categorias ou tipos geoquímicos I e II (Figura 11).



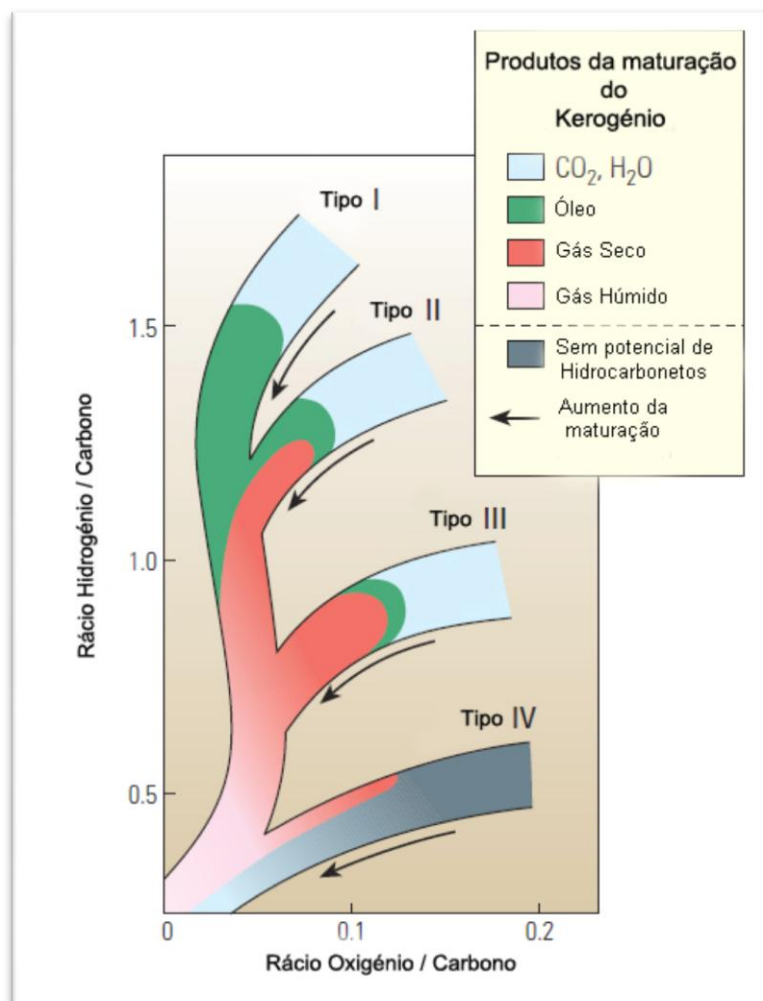


Figura 11 – Diagrama de Van Krevelen (Adaptado de Allix et al. (2011)).

Os kerogénios termicamente imaturos nos *Oil Shales* passaram apenas por uma diagénese a baixa temperatura. Outros *Shales*, ricos em matéria orgânica, podem ter atingido maturidade termal mas ainda não terem expelido os seus fluídos petrolíferos. Para os distinguir dos *Oil Shales* são chamados de *Oil-bearing Shales* (a título de exemplo referem-se os reservatórios de Bakken, Monterey e Eagle Ford).

Outros *Shales* ricos em matéria orgânica, que são termicamente maduros ou com diferentes tipos de kerogénio, contêm gás em vez de óleo, ou seja, *Shale Gas* (referem-se como exemplo os reservatórios de Barnett, Fayetteville e Marcellus) (Allix et al., 2011; Thakur et al., 2011).

Como já foi referido, o gás pode estar presente em *Shales* tanto como gás adsorvido (na matéria orgânica) como gás livre (em fracturas e poros). Assim sendo, estes *Gas Shales* são os próprios reservatórios. Neste tipo de reservatórios, os *Shales* que geraram o gás possuem na sua matriz muito baixa permeabilidade e também baixa porosidade. Estes sistemas podem conter em si tanto acumulações de gás convencional como não convencional.

Estes sistemas, de *Shale Gas*, podem ser classificados como: Gás Biogénico, Gás Termogénico ou a sua mistura. Existe ainda outro tipo de classificação em que se separam estes sistemas em quatro categorias: *Shales* com elevada maturidade termal (Barnett Shale), *Shales* com baixa maturidade termal (New Albany Shale), sistemas com mistura litológica e intraformacional (Bossier Shale) e, por fim, a combinação de sistemas não convencionais com sistemas convencionais de produção de gás (Woodford Shale) (Talukdar, 2009).

Apresenta-se, de seguida, uma tabela comparativa de alguns *Shale Gas Plays*.

<i>Shale Play</i>	Antrim, Michigan (1970)	Barnett, Texas (1981)	Woodford, Oklahoma (1961)	Fayetteville, Arkansas (2004)	Bossier- Heynesville, Texas (2007)
<b>Profundidade (Ft)</b>	750-3000	6500-8000	6000-12000	2000-6500	10000-16000
<b>Custo por Poço</b>	\$300000 (Vertical)	\$2-\$3 Milhões (Horizontal)	\$3-\$4 Milhões (Horizontal)	\$2-\$2.5 Milhões (Horizontal)	\$5-\$8 Milhões (Horizontal)
<b>Reservas Recuperáveis</b>	16 TCF	26 TCF	60 TCF	11 – 15 TCF	34 TCF
<b>Produção Diária (mmcf/d)</b>	363	3645	271	517	40
<b>Produção Acumulada</b>	2.5 TCF	3.7 TCF	64 BCF	106 BCF	–
<b>Número de Poços</b>	9000	8500	1500	500	10
<b>Tipo de Rocha</b>	<i>Shale</i> (Devónico)	Argilito- <i>Shale</i> (Mississipiano)	<i>Shale</i> (Mississipiano/ Devónico)	<i>Shale</i> (Mississipiano)	Argilito- <i>Shale</i> (Jurássico)
<b>TOC (Wt.%)</b>	0.3 – 8	3 – 5	1 – 14	1 – 5	0.3 – 4.5
<b>R<sub>0</sub> (%)</b>	0.6	0.6 – 2.1	0.8 – 4.7	1 – 3	0.9 – 2.6

Tabela 2 – Quadro comparativo entre diversos *Shale Plays* nos EUA (Adaptado de Talukdar (2009)).

Segundo Holditch (2006), o termo *Tight Gas* é usado para referir reservatórios com baixa permeabilidade que produzem maioritariamente gás seco. Muitos desses reservatórios com baixa permeabilidade, explorados no passado, eram constituídos por arenitos. Apesar disso, também se produz gás a partir de reservatórios de baixa permeabilidade compostos por carbonatos a que se chama *Tight-Carbonates*. Os reservatórios deste tipo são descritos como um sistema de camadas. Nos sistemas deposicionais clásticos, estas camadas são compostas por arenitos, siltitos, argilitos e *shales*.

O desenvolvimento de muitos reservatórios de *Tight Sands* para a produção de gás começou por volta de 1970 nos Estados Unidos, em bacias no Texas, Colorado e no Wyoming. O seu desenvolvimento consistia em poços de produção com um espaçamento bastante grande, contudo, a produção fazia-se com baixos caudais. Nos anos 80, devido a incentivos fiscais, a perfuração intensificou-se ao ponto de se começarem a desenvolver reservatórios com baixíssima permeabilidade (menos de 0,1 millidarcys). Posteriormente, em 1990, os grandes avanços tecnológicos, nomeadamente na sísmica 3D, perfuração horizontal, estimulação por fracturação hidráulica e acidificação, permitiram que se perfurasse e se completassem os

poços de forma mais eficiente resultando num aumento de produção e permitindo que se expandissem as reservas. A partir do ano 2000, a subida dos preços do gás permitiu que se fizessem mais investimentos com vista a desenvolver reservatórios de *Tight Gas* e, até hoje, já foram perfurados dezenas de milhares de poços interceptando-os (Holdich, 2006).

Do acima exposto conclui-se que a diferença entre o *shale gas* e o *tight gas* reside na rocha-mãe. No *shale gas*, os hidrocarbonetos gerados não sofrem qualquer migração sendo a rocha-mãe a própria rocha reservatório, ao passo que no *tight gas*, existe migração dos hidrocarbonetos da rocha-mãe para outra que lhe serve de reservatório. No entanto, esta não é única. Apesar da litologia dos reservatórios ser semelhante e ambos os tipos de gás não possuírem uma formação extra que desempenhe o papel de armadilha, para além da rocha reservatório, existem outras características intrínsecas ao reservatório que, para efeitos de distinção entre estes dois tipos, não podem ser ignoradas. De facto, propriedades como as porosidades e permeabilidades médias ou expectáveis das rochas reservatório raramente são referidas na bibliografia e, quando o são, a quantificação das mesmas não é taxativa. Esta constatação motivou a procura de um contacto com o Geocientista Matt Hall<sup>18</sup>. Em resultado da sua experiência profissional, Hall, criou uma tabela que demonstra sucintamente as diferenças de propriedades que caracterizam os reservatórios de *tight gas* e *shale gas* (Tabela 3).

	<b>Shale gas</b>	<b>Tight gas</b>
<b>Tipo de partículas (calibre das partículas)</b>	Maioritariamente argila/silte	Silte ou areia fina
<b>Porosidade</b>	Até 6%	Até 8%
<b>TOC</b>	Até 10%	Até 7%
<b>Permeabilidade</b>	Até 0,001mD	Até 1mD
<b>Fonte</b>	Maioritariamente autóctone	Maioritariamente exógena
<b>Armadilha</b>	Não existe	De fácies ou hidrodinâmica <sup>19</sup>
<b>Gás</b>	Maioritariamente adsorvido	Maioritariamente no espaço poroso
<b>Sílica</b>	Biogénica, cripto-cristalina	Quartzo detrítico
<b>Plasticidade</b>	Da Sílica	Do cimento carbonatado

Tabela 3 – Características espectáveis num reservatório de *shale gas* versus reservatório de *tight gas* (Hall, 2011).

Foi dito por Hall, em contacto pessoal, que embora represente o que é expectável num reservatório, uma tabela é por vezes limitativa na compreensão da realidade, ou seja, que esta não se apresenta como um valor absoluto. Foi dado, a título de exemplo, o reservatório de

<sup>18</sup> Matt Hall tem um PhD em sedimentologia pela University of Manchester, Reino Unido, e 15 anos de experiência na indústria do petróleo. Trabalhou para a Landmark como especialista em interpretação volúmica de reservatórios, para a Statoil como consultor em prospecção e para a ConocoPhillips como consultor em geofísica.

<sup>19</sup> Armadilha hidrodinâmica – Tipo de armadilha de petróleo ou gás que, por acção da força friccional da água a fluir para cotas inferiores, contraria a força de flutuação do petróleo ou gás, que flui para cotas superiores por uma falha ou espaço vazio.

Montney, em Alberta (Canadá), que tem características das duas colunas, não se podendo classificar nem como *shale* nem como *tight*. Neste caso, Hall apelidou o tipo de reservatório como *Tight Shale*.

## 4. RESUMO DOS DADOS

Com o objectivo de colocar em perspectiva e ilustrar as possibilidades existentes no contexto dos elementos de que dispomos, de modo a obter a optimização do seu tratamento, proceder-se-á, seguidamente, à sintetização de todos eles.

### 4.1. PROJECTO MILUPOBAS<sup>20</sup>

Desta investigação foram facultados quatro (em Anexo) de sessenta e quatro mapas topográficos, de escala 1:100.000, cuja origem provém da interpretação de sísmica existente da bacia Lusitaniana e com ajuste em poços de exploração construídos desde 1950. Estes mapas são referentes às áreas ilustradas na Figura 12 e dizem respeito ao horizonte 11 e horizonte 13 (no total de 16), ou seja, ao Topo da formação da Brenha e Candeeiros (intra Caloviano) e ao Topo da camada de Coimbra (intra Sinemuriano) ou Base da formação da Brenha, nesse local da bacia. Todos os mapas têm como referencial (z) o nível médio das águas do mar.

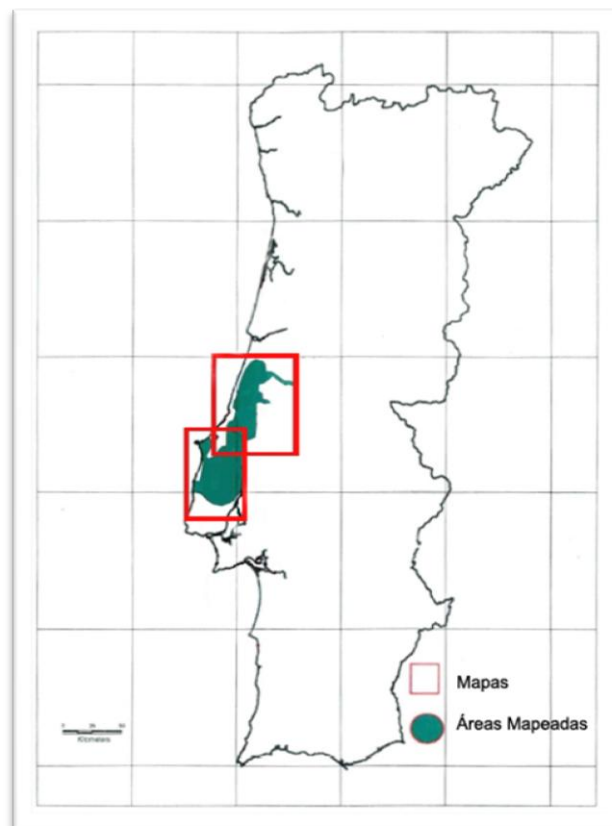


Figura 12 – Localização geográfica dos mapas disponibilizados (Adaptado de Lomholt et al. (1996)).

<sup>20</sup> Multidisciplinary geological and geophysical Investigation of the Lusitanian and Porto Basins.

## 4.2. POÇOS

### 4.2.1. ALJUBARROTA-2

Foi disponibilizado um *datalog* do poço Aljubarrota-2 com o respectivo relatório, de onde se retiraram as seguintes notas:

- Obtiveram-se indícios de gás desde os 427 m de profundidade, sendo estes contínuos até aos 610 m entre os 2 e os 40 ppm de C1 e C2;
- Entre o intervalo 796 até 1115 m entre 1 e 30 ppm de C1 e C2, com indícios de C5 aos 860 m e aos 925 m;
- Abaixo dos 1115 m (intra Brenha) o conteúdo de gás total era de 10 a 20 ppm desde C1 até C5. A partir daí os indícios de gás foram diminuindo até aos 1335 m onde as leituras foram de menos de 10 ppm de C1 e C2;
- Entre 1335 e 1380 m, o gás total aumentou até às centenas de ppm de C1 até C5;
- O gás voltou a aumentar desde os 1380 até aos 1775 m e manteve-se sempre superior a 1000 ppm de C1 até C5, com um máximo de 8000 ppm até aos 2600m, profundidade a partir da qual deixaram de haver indícios de C4 e C5. Este ponto marcou também o aumento do conteúdo argiloso nos *cuttings*;
- Encontraram-se alguns picos de metano (de 1 a 14%) no intervalo de 2050 até 2510 m;
- Dos 2615 m até ao topo da formação de Coimbra, aos 2770 m, as leituras de gás consistiram de C1 a C3 com 1000 ppm em média. A partir desse valor de profundidade, através das Formações de Coimbra e Dagorda, as leituras foram sempre inferiores a 1000 ppm de C1 e C2.

Na Tabela 4, complementa-se a informação acima referida.

Tipo de Gás	Constituintes	Fórmula	Quantidade (%)
<b>C1</b>	Metano	CH <sub>4</sub>	70-90
<b>C2</b>	Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	
<b>C3</b>	Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0-20
<b>C4</b>	Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	
<b>C5</b>	Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0-10
<b>Outros</b>	Dióxido de Carbono, Oxigénio, Azoto, Gases Raros, etc.	–	Traço-8

Tabela 4 – Variação da composição do gás natural (Adaptado de Speight (2008)).

Foram encontrados alguns picos significativos apresentados na Tabela 5:

<b>Profundidade (m)</b>	<b>Pico (ppm)</b>	<b>Base (ppm)</b>	<b>Conteúdo</b>
<b>2058</b>	145646	1100	C1 a C5
<b>2068</b>	9378	2000	C1 a C5
<b>2196</b>	19294	1600	C1 a C5
<b>2308</b>	55721	1100	C1 a C5
<b>2327</b>	39205	1100	C1 a C5
<b>2387</b>	46794	2600	C1 a C5
<b>2448</b>	17917	3300	C1 a C5
<b>2461</b>	14818	3300	C1 a C5
<b>2474</b>	10576	2600	C1 a C5
<b>2505</b>	28897	2799	C1 a C5

Tabela 5 – Valores máximos (pico) encontrados na sondagem.

Apresenta-se seguidamente a Tabela 6 que sintetiza e ilustra o que acima foi descrito.

<b>Profundidade (m)</b>	<b>Mínimo (ppm)</b>	<b>Máximo (ppm)</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Formação Geológica</b>
<b>427 a 610</b>	20	40	C1, C2	–
<b>796 a 859</b>	1	30	C1, C2	–
<b>860</b>	1	30	C1, C2, C5	–
<b>861 a 924</b>	1	30	C1, C2	–
<b>925</b>	1	30	C1, C2, C5	–
<b>926 a 1115</b>	1	30	C1, C2	Brenha
<b>1115 a 1335</b>	10	20	C1 a C5	Brenha
<b>1335 a 1380</b>	>0	>100	C1 a C5	Brenha
<b>1380 a 1775</b>	>100	1000	C1 a C5	Brenha
<b>1775 a 2600</b>	1000	8000	C1 a C5	Brenha
<b>2615 a 2770</b>	1000 (valor médio)		C1 a C3	Brenha
<b>&gt; 2770</b>	<1000 (valor médio)		C1, C2	Coimbra

Tabela 6 – Quadro resumo da sondagem.

Conclusões retiradas do relatório sobre a formação da Brenha:

- Os valores das porosidades medidas situaram-se entre os 9 e os 12%;
- A calcimetria indicou que o carbonato é composto por 20-30% de dolomite e entre 70 e 80% de calcário;
- Até aos 2100 m a porosidade rondou os 3 e os 8%;

- De 1766 até aos 2100 m, as porosidades rondavam os 9% e os calcários mais dolomíticos com mais de 30%;
- De 2330 até 2241 m e de 2513 até 2415 m, a formação consistiu em calcários fracturados.

#### 4.2.2. BENFEITO-1

Ao analisar o relatório da sondagem Benfeito-1 e o respectivo *log* sintético, decidiu-se elaborar tabelas por formação que sintetizassem toda a informação neles contida.

<b>FORMAÇÃO DA ABADIA</b>			
<b>Profundidade (m)</b>	<b>Gás (%)</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Litologia</b>
248 a 259	0,15 a 0,2	C1, C2	Argilitos siltosos
330 a 365	–	–	Argilitos silto-arenosos
385 a 410	–	–	Argilitos silto-arenosos
460 a 480	–	–	Argilitos silto-arenosos
525 a 555	–	C1,C2, C3	Argilitos silto-arenosos
595 a 690	0,7 a 0,9	C1,C2, C3	Argilitos silto-arenosos e arenitos compactos
710 a 730	–	–	Argilitos e arenitos
749 a 750	0,5	C1,C2, C3	Argilitos e arenitos
835 a 895	0,2 a 1	C1,C2, C3	Argilitos e arenitos
920 a 1000	0,5 a 2,5	C1,C2, C3	Argilitos, arenitos e calcários
1001	1,1	C1, C2	Arenitos oolíticos e micáceos
1010	0,7	C1, C2	Arenitos oolíticos e micáceos
1066	0,2	C1, C2	Arenitos
1128 a 1134	0,6	C1,C2, C3	Arenitos

Tabela 7 – Quadro resumo da sondagem na formação da Abadia.

<b>FORMAÇÃO DE MONTEJUNTO</b>			
<b>Profundidade (m)</b>	<b>Gás (%)</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Litologia</b>
1188 a 1206	–	–	Calcários
1194 a 1198	–	–	Calcários
1226 a 1298	0,2	C1, C2, C3	Calcários
1310 a 1316	0,2	C1	Calcários argilosos
1298 a 1412	–	–	Calcários compactos
1442 a 1444	–	–	Calcários
1476	0,8	C1, C2, C3	Calcários argilosos
1500 a 1575	–	–	Calcários argilosos dolomíticos

Tabela 8 – Quadro resumo da sondagem na formação de Montejunto.



<b>DOGGER</b>			
<b>(Formação da Brenha + Formação dos Candeeiros)</b>			
<b>Profundidade (m)</b>	<b>Gás (%)</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Litologia</b>
1600 a 1760	–	–	Calcários
1834 a 1850	–	–	Calcários
2500 a 2526	0,2 a 1,5	C1, H2	Calcários micro-cristalinos ligeiramente argilosos
2556 a 2560	0,7 a 1	C1, H2	Calcários micro-cristalinos compactos
2568 a 2618	0,4 a 1,4	C1	Calcários micro-cristalinos ligeiramente argilosos

Tabela 9 – Quadro resumo da sondagem na formação da Brenha e Candeeiros.

<b>LIAS</b>			
<b>(Formação da Brenha + Formação de Coimbra + Formação de Dagorda)</b>			
<b>Profundidade (m)</b>	<b>Gás (%)</b>	<b>Conteúdo</b>	<b>Litologia</b>
2643 a 2648	0,9 a 1,3	C1, H2	Calcários micro a criptocristalinos ligeiramente argilosos
2816 a 2852	0,4 a 0,5	C1, H2	Calcários micro a criptocristalinos ligeiramente argilosos e por vezes dolomíticos
2852,5	2,15	C1, H2	Calcários micro a criptocristalinos ligeiramente argilosos e por vezes dolomíticos
2856 a 2858	0,75	C1, C2	Calcários micro a criptocristalinos ligeiramente argilosos e por vezes dolomíticos
2860 a 2888	0,5	C1, H2	Calcários micro a criptocristalinos ligeiramente argilosos e por vezes dolomíticos
2908	–	–	Argilitos carbonatados ligeiramente dolomíticos siltosos
2912 a 2924	–	–	Argilitos carbonatados ligeiramente dolomíticos siltosos
2936 a 2998	–	C1, H2	Argilitos carbonatados ligeiramente dolomíticos siltosos
3070 a 3100	0,3 a 1,1	C1, H2	–
3162 a 3228	0,3 a 2,4	C1, H2	Dolomitos micro-cristalinos sacaroides ligeiramente argilosos

Tabela 10 – Quadro resumo da sondagem na formação da Brenha, de Coimbra e de Dagorda.

### 4.3. BEICIP-FRANLAB (1996)

O Beicip-Franlab<sup>21</sup> realizou, em Julho de 1996, uma avaliação geoquímica do potencial petrolífero da bacia Lusitaniana, a pedido do então GPEP (actual DPEP). Esta avaliação teve por base os mapas da formação da Brenha, entre outros, obtidos por sísmica, tendo sido executado um estudo da maturação das rochas-mãe, bem como das respectivas características, e ainda das correlações entre óleo e as referidas rochas-mãe.

<sup>21</sup> Companhia de consultoria na área do petróleo e do gás.

No que diz respeito aos valores médios de  $R_0$ <sup>22</sup>, os resultados obtidos por este estudo revelaram-se pouco consistentes, neste caso, mais elevados do que os outros indicadores de maturidade. Na verdade, apenas os valores baixos de  $R_0$  se mostraram consistentes com os outros indicadores.

Em relação à geração de hidrocarbonetos, concluiu-se que esta teve início durante o Cretácico superior e que findou no final do Cretácico. Não houve mais geração conhecida de hidrocarbonetos desde então.

Em relação ao mapa de maturação do topo da formação da Brenha, este apresenta uma zona principal de geração de óleo num dos grabens no Sul da bacia Lusitaniana, com uma parte central sobrematurada (correspondente à zona de Campelos - Torres Vedras). Todo o resto do topo da formação da Brenha parece ser imaturo.

Quanto ao mapa de maturação do topo da formação de Coimbra, este apresenta duas zonas sobrematuradas no graben *onshore*, com valores de  $R_0$  maiores do que 2,0%.

Daí, o relatório da Beicip-Franlab da avaliação geoquímica do potencial petrolífero da bacia Lusitaniana indicar que, a base da formação da Brenha e que o topo da formação de Coimbra são maduros, especialmente na parte Norte da bacia. Ambas poderão ter atingido a sobrematuração na parte mais profunda da parte Sul da bacia.

O topo da formação da Brenha e a base da formação dos Cabaços são interpretados como maduros, especialmente a Sul da bacia.

Estima-se, como já foi referido, que a geração de hidrocarbonetos que data do Cretácico superior tenha atingido o nível de maturação que apresenta na actualidade há cerca de 70 milhões de anos.

Formação da Brenha (Aaleniano - Plesbaquiano):

- TOC<sup>23</sup> (0,2 até 5,8%) - muito pobre a bom;
- S2o<sup>24</sup> (negligenciável a 9 kg HC/t.r.) - negligenciável a bom;
- Matéria orgânica do tipo II associada a Hlo<sup>25</sup> negligenciável a alto (negligenciável a 450mg HC/g TOC);
- Espessura muito variável (0 a 260 m);
- SPI<sup>26</sup> de baixo a médio (0 a 3,5t HC/sq.m).

---

<sup>22</sup> Coeficiente de reflectância da vitrinite.

<sup>23</sup> *Total Organic Carbon* – Total de Carbono Orgânico.

<sup>24</sup> Potencial de Hidrocarbonetos Original.

<sup>25</sup> *Hydrogen Index Original*.

<sup>26</sup> *Source Potential Index*.

As análises dos afloramentos confirmam as observações feitas nos poços, sendo que:

- No Norte da bacia Lusitaniana o conteúdo TOC é de suficiente a rico (2,5 até 10%) e o petróleo inicial é de suficiente a rico (10 a 45 kg HC/t rocha);
- No Sul da bacia Lusitaniana, o TOC é muito baixo (até 0,10%) e o petróleo inicial também é muito baixo (menos de 0,1 kg HC/t rocha).

Formação de Coimbra (Sinemuriano):

- TOC de muito pobre a bom (negligenciável a 3,6%);
- S<sub>2</sub>o de negligenciável a bom (negligenciável a 7,4 kg HC/t.r.);
- Matéria orgânica tipo II associado a H<sub>1</sub>o de muito baixo a alto (negligenciável a 650 mg HC/g.TOC);
- Espessura variável (0 a 180 m);
- SPI de nada a baixo (0 a 1 t. HC/sq.m).

Concluindo, Brenha e Coimbra foram as formações consideradas rochas-mãe. Contudo, estas formações apresentam diferentes características, em função das suas localizações geográficas.

Na parte Norte da bacia Lusitaniana:

- De 2 a 10 kg HC/t Rocha, de suficiente a bom potencial;
- Grande espessura, de 140 a 190 metros;
- Maturação de 0,7% a 2% R<sub>0</sub> eq. (janela de óleo a janela de gás).

Na parte sul da bacia Lusitaniana:

- De negligenciável a 2 kg HC/t rocha;
- Pouca espessura, de poucos metros até 80 metros;
- Maturação variável de 1% a mais de 2% R<sub>0</sub> eq. (final da janela de óleo a sobrematuração).

A matéria orgânica presente é de tipo II, juntamente com tipo III.

Em conclusão, a formação da Brenha, como rocha-mãe, aparenta ter gerado quantidades significativas de hidrocarbonetos comercializáveis na parte Norte da bacia Lusitaniana.

Neste trabalho utilizar-se-á o mapa de isomaturação (em Anexo) do topo da camada da Brenha incluído no relatório acima sintetizado, cruzando-o com o mapa de possanças, calculando assim as áreas obtidas em cada parte, com referência ao gás seco e húmido.

## 5. A BACIA LUSITANIANA

A bacia Lusitaniana é uma bacia sedimentar que se desenvolveu na Margem Ocidental Ibérica durante parte do Mesozóico. A sua dinâmica enquadra-se no contexto da fragmentação da Pangeia, mais especificamente da abertura do Atlântico Norte. Caracteriza-se como uma bacia distensiva, pertencente a uma margem continental do tipo atlântico de rift não vulcânica.

Ocupa mais de 20 000 km<sup>2</sup> na parte ocidental da Margem Ocidental Ibérica, alongando-se por cerca de 200 km segundo direcção aproximada NNW-SSE e por mais 100 km na direcção perpendicular; cerca de 2/3 aflora na área continental emersa e a restante área, encontra-se imersa, na plataforma continental (Kullberg et al., 2006).

Com base em variações de fácies e espessura das unidades litoestratigráficas do Jurássico Inferior que afloram à superfície, Rocha e Soares (1984) dividiram a bacia em três sectores:

1. Setentrional, limitado a Sul pela falha da Nazaré, com grande espessura de sedimentos depositados durante o Jurássico Inferior e Médio e o Cretácico Superior-Paleogénico, estes formados noutra contexto geodinâmico;
2. Central, situa-se entre as falhas de Nazaré, a Norte, e de Torres Vedras-Montejuento-Arrife, a Sul, onde o Jurássico Médio aflora bem e apresenta fortes espessuras; corresponde, grosso modo, à área aflorante do actual Maciço Calcário Estremenho;
3. Meridional, limitado a Norte pelas falhas de Torres Vedras-Montejuento-Arrife e marcado pela importância da sedimentação do Jurássico Superior e Cretácico Inferior.

Mais tarde, Kullberg (2000) elaborou um esquema representativo da divisão da bacia, exposto na Figura 13.

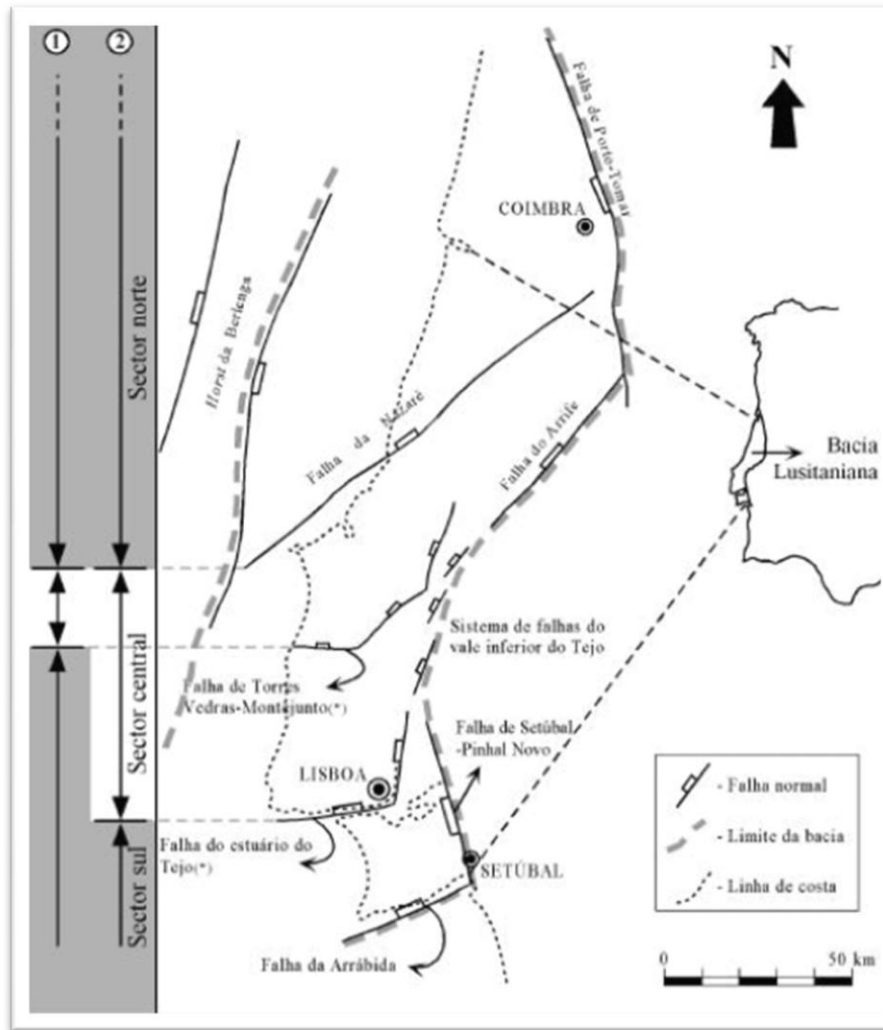


Figura 13 – Esquema representativo da divisão da bacia Lusitaniana em três sectores (Kullberg, 2000).

## 5.1. DESCRIÇÃO GERAL DA BACIA LUSITANIANA E SUA EVOLUÇÃO GEOLÓGICA E TECTÓNICA

Segundo Martins et al., (2010), a abertura da bacia Lusitaniana teve o seu início no final do Triásico. O *rifting* Lusitaniano marca a fronteira Oeste da Meseta Ibérica. Durante este período *Syn-rift* formou-se uma topografia irregular e dinâmica, de blocos limitados por falhas normais relacionados com a reactivação da tectónica do soco. O enchimento da bacia começou com a deposição de camadas de depósitos continentais de cor avermelhada<sup>27</sup> (formação de Silves), constituído por argilas, arenitos grosseiros e conglomerados, maioritariamente de origem aluvial-fluvial, com espessura variável sobre a bacia. Localmente, em afloramentos, *Black Shales* são encontrados no topo da formação de Silves e podem representar uma incursão

<sup>27</sup> *Terrestrial red beds.*

inicial marinha no sistema de rift, antes do final do período de rift, sem que se tenha formado crosta oceânica.

A formação Dagorda é uma sequência marinha marginal, de sedimentos evaporíticos e dolomíticos, que reflectem a abertura gradual da bacia a um ambiente marinho. Esta formação termina numa sequência marinha hipersalina e transgressiva formada nas margens do Proto-Atlântico. Possui um carácter litoral (lagoas e *tidal flats*, barreiras litorais), num ambiente quente e seco, similar ao ambiente actual de SabKa. À excepção de uma fina camada de sal na parte Sul da bacia, os dolomitos e evaporitos desta série parecem ter sido depositados em sub-bacias limitadas por falhas, atingindo espessuras superiores a dois quilómetros. Esta espessura foi favorecida por condições de forte subsidência e por processos halocinéticos (igual velocidade, movimento constante de massas evaporíticas) devido à activação das fracturas do soco.

A formação de Coimbra é representada na sua base por dolomitos e no seu topo por calcários. O ambiente deposicional mostra uma mudança ascendente de lagunar/*tidal flat* para plataforma marinha muito pouco profunda com depósito de carbonatos. Calcários arenosos e porosos na zona de Peniche parecem indicar um fluxo clástico de um sistema horst a Oeste. Esta formação representa a primeira abertura da bacia ao mar, com o aparecimento de uma rampa homoclinal carbonatada de baixa energia. Um mar pouco profundo espalhou-se pela bacia e depositou regional e uniformemente carbonatos nesta formação.

A formação da Brenha depositou-se num ambiente marinho costeiro com águas profundas e a sua fácies desenvolveu-se com maior espessura na cintura central paralelamente à linha de costa existente hoje em dia. Nesta área, a fácies é representada por *shales* betuminosos e impuros e calcários argilosos de grão fino predominantemente depositados em condições euxínicas<sup>28</sup> durante o final do Sinemuriano-início do Pliensbaquiano. Esta formação é lateralmente equivalente aos carbonatos de águas pouco profundas da formação dos Candeeiros. A intercalação destas duas formações, que começou no Aaleniano-Bajociano, é atribuída à regressão marinha relativa e a uma rápida deposição carbonatada. Com o tempo, a fácies de águas pouco profundas tornou-se mais desenvolvida na parte Este-Sudeste da bacia (fácies Candeeiros), enquanto existiu uma retracção da fácies marinha mais profunda (fácies Brenha) no Oeste-Noroeste.

Com relativa estabilidade tectónica, baixa taxa de subsidência homogénea, tendência para o aumento do nível do mar, clima subtropical e uma baixa profundidade do substrato topográfico, o sistema deposicional de rampa carbonatada que se iniciou no início do Jurássico, evoluiu para uma rampa carbonatada de alta energia com a sua máxima expressão no Batoniano.

A deposição dos carbonatos dos Candeeiros, de alta energia, representa um ambiente no interior da rampa. Incluem-se fácies de barreira de proximidade litoral, média e grande

---

<sup>28</sup> Bacia fechada, lago com águas pouco oxigenadas.

profundidade litoral, ambientes costeiros lagunares e de barreiras litorais (*tidal flats*). Os sedimentos granulares de alta energia incluem rochas detríticas, mostrando uma evolução sedimentar a Oeste durante o Bajociano e Batoniano. A deposição vertical sugere que este facto se deve a elevadas taxas de produção de sedimentos *in situ*, suficientes para acomodar os efeitos da erosão da costa e erosão de sedimentos durante a elevação do nível das águas do mar. Apesar de menos frequentes do que em formações que lhe estão sobrepostas, também se formaram recifes/biostromas.

A transição do Jurássico médio para o Jurássico superior é marcada por uma regressão em toda a bacia, que conduziu a uma emersão das principais zonas da bacia Lusitaniana. Esta regressão é marcada por uma importante discordância que é evidenciada pelo tipo de amonites presente. Este intervalo corresponde, na maior parte da bacia, ao Caloviano superior-Oxfordiano inferior mas, em alguns locais, deve ter-se iniciado no Batoniano superior.

A formação de Cabaços representa o primeiro evento sedimentar no Jurássico superior que sucede ao hiato deposicional referido anteriormente, com reactivação da deposição de carbonatos. Posteriormente, sucede-se novo *rifting* no Jurássico superior que altera o ambiente sedimentar, levando à deposição de sedimentos clásticos que se sobrepõem e recobrem a rampa carbonatada. A formação dos Cabaços é composta por carbonatos lacustres com anidrite, *shales* ricos em matéria orgânica, margas betuminosas e calcários de litoral (de ambiente marinho pouco profundo fechado).

A formação transgressiva de Montejuento contém, na sua parte inferior, carbonatos lagunares e/ou marinhos de pouca profundidade. A parte superior varia de bacia marinha aberta a bacia mais profunda com carbonatos que contêm amonites. Lateralmente, as fácies de amonites variam para fácies carbonatadas de recifes e corais na área de Montejuento-Torres Vedras. A Norte predominam calcários marinhos de baixa profundidade.

Com o início do Kimeridgiano, a bacia Lusitaniana recebe grande quantidade de sedimentos clásticos. Estes sedimentos provieram de uma reactivação tectónica do soco, que reapareceu com relevo topográfico na zona da Meseta Ibérica. Esta formação sedimentar clástica também aparece na zona imersa a ocidente. A principal fácies marinha desta “cunha” clástica é a formação da Abadia. A formação da Abadia a Sul da área de Torres Vedras-Montejuento é caracterizada por turbiditos de pequena profundidade. Na sub-bacia de Arruda, arcoses grosseiras<sup>29</sup> com mais de 2200 metros de possança depositaram-se num sistema em leque marinho alimentado de Este. Estes sedimentos formam o membro da Castanheira da formação da Abadia.

Em direcção ao Sul e Sudoeste, a alimentação clástica diminui e, ao mesmo tempo, a influência marinha aumenta (formação de Alcobaga). As condições marinhas continuam para

---

<sup>29</sup> Sedimentos muito grosseiros contendo feldspato, quartzo e outros minerais.

sul da latitude de Peniche, onde a formação de Alcobaça passa lateralmente à formação da Abadia.

A grande fase de *rifting* iniciou-se no final do Jurássico (Oxfordiano), originando a separação entre a Península Ibérica e a América do Norte no Cretácico Inferior.

O Jurássico superior mostra variações abruptas de espessura devido a uma diferenciação da bacia Lusitaniana em várias sub-bacias de rápida subsidência. Particularmente durante o Oxfordiano superior-Kimeridgiano inferior, as sub-bacias desenvolveram-se como *half-grabens* (Turcifal e Arruda) e também como estruturas de erosão de salina (Bombarral-Alcobaça). Estas sub-bacias possuem histórias deposicionais distintas.

Durante o Tithoniano (Portlandiano) manteve-se a mesma evolução sedimentar: sedimentos marinhos a Sul e depósitos terrestres a Norte, com a deposição de sedimentos clásticos continentais grosseiros – Grés Superiores – alcançando agora áreas mais a Sul do que anteriormente. A Sul de Peniche, a formação de Grés Superiores evolui para sedimentos clásticos de plataforma litoral e carbonatos – “Pteroceriano” – maioritariamente, recoberto por carbonatos litorais de pequena profundidade.

Finalmente, a deposição de carbonatos marinhos só teve continuação na área de Sintra, sem descontinuidade desde o Jurássico superior até ao Cretácico inferior. No resto da bacia, os sedimentos do Jurássico superior e do Cretácico inferior estão separados por uma grande discordância.

A separação da América do Norte, da Europa e da Ibéria ocorreu na base do Cretácico e resultou em grandes discordâncias nos níveis do Neocomiano e intra-Aptiano. Estas discordâncias aumentam de amplitude em direcção à margem Este da bacia Lusitaniana e indicam que as falhas de limite da bacia estiveram activas durante a deposição do Cretácico inferior. A deposição de sedimentos clásticos no Cretácico é posterior a uma grande fase de remobilização dos diapíros, que teve a sua maior intensidade no Jurássico superior.

As sequências deposicionais seguintes representam uma fase pós-*rifting* do Jurássico superior: a sequência do Valangiano a Aptiano inferior e Aptiano superior a Turoniano demonstram distribuições de fácies semelhantes, com pouca variação de espessura e cobrem grande parte da bacia. Em ambas as sequências, as zonas Norte caracterizam-se por sedimentos clásticos (formação de Torres Vedras). A formação de Torres Vedras formou-se em ambientes fluviodeltaicos com intercalações calcárias marinhas e/ou pantanosos.

Durante o Cenomaniano, um mar pouco profundo cobriu novamente grande parte da bacia Lusitaniana, depositando localmente calcários (formação do Cacém). A parte Superior da formação do Cacém demonstra uma fácies de regressiva que inclui um aumento dos rudistas.

Durante o Senoniano, a área a Sul do cabo Mondego emergiu. No entanto, a Norte, desenvolveu-se uma bacia do Cretácico superior, que se encheu sequencialmente de



sedimentos clásticos de origem continental – formação de Gândara; margas marinhas e calcários – formação Carapau; depósitos de sedimentos clásticos marinhos de baixa profundidade e dolomites – formação Dourada.

A margem Atlântica aparenta ter permanecido uma zona de erosão durante o Cretácico superior – início do Cenozóico.

Durante o Oligocénico, ocorreu apenas sedimentação terrígena esporádica – formação de Benfica – no *onshore* da bacia Lusitaniana, enquanto na parte *offshore*, a Oeste e a Norte, foi depositada apenas uma fina sequência de carbonatos marinhos de pouca profundidade variando lateralmente a clastitos terrígenos – formação Espadarte.

O Neogénico encontra-se representado por uma fina sequência de sedimentos clásticos terrígenos – formação da Moreia.

A fase inicial de inversão, que aparenta ter sucedido durante o Campaniano superior-Maastrichiano, está relacionada com o início da fase compressiva da Ibéria com a Europa e África, devido ao seu movimento relativo. A mais recente fase de inversão da bacia ocorreu no fim do Miocénico. A colisão das placas Africana e Ibérica criou uma cadeia montanhosa de rift-bético sobre o Sul de Espanha-Norte de África e criou um regime tectónico compressivo em grande parte do Centro-Sul de Portugal.

As unidades litostratigráficas da bacia Lusitaniana acima indicadas estão representadas na Figura 14.

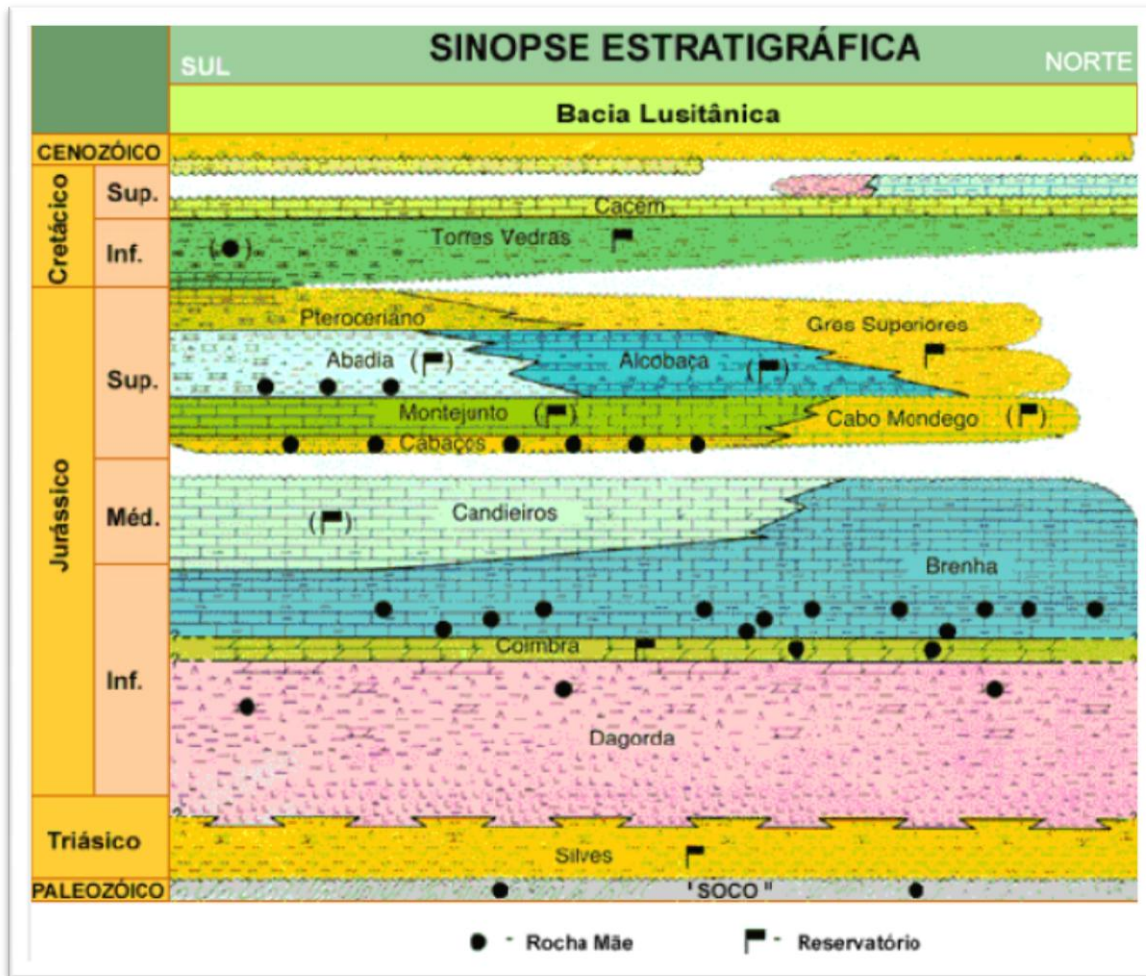


Figura 14 – Sinopse estratigráfica da bacia Lusitânica com indicações de possíveis rochas-reservatório e rochas-mãe (Adaptado de DPEP).

## 5.2. FORMAÇÃO DA BRENHA E CANDEEIROS

Segundo Kullberg (2000 p. 1.25):

*“Os sedimentos da base da primeira unidade (Liásico médio e superior) são essencialmente constituídos por margas e calcários margosos; no Aaleniano predominam os calcários margosos que passam, no Bajociano, a calcários compactos. A Formação de Brenha assenta em concordância sobre as Camadas de Coimbra, em toda a bacia.*

*No sector sul da bacia a sedimentação efectua-se em ambientes sempre menos profundos do que os observados nos restantes sectores para o intervalo de tempo em que se enquadra a Formação de Brenha: rampa interna no Pliensbaquiano, tidal flat no*

Toarciano, supra- a inter-mareal no Bajociano e Batoniano e submareal a mareal no Caloviano.

Na parte oriental dos sectores central e norte da bacia, diferencia-se outra unidade, a Formação de Candeeiros, com limite inferior diacrónico desde o Bajociano. A diferenciação destas unidades verifica-se ao longo de um eixo submeridiano (Arunca-Montemor no sector norte e Rio Maior-Porto de Mós-Leiria no sector central), que separa ambientes de plataforma interna, lagunar e intermareal para Este, de ambientes de características hemipelágicas com a formação de turbiditos carbonatados a Oeste.

A Formação de Brenha depositou-se em ambiente de rampa carbonatada externa de águas relativamente profundas, onde são frequentes as faunas de amonites, e a Formação dos Candeeiros em rampa carbonatada interna de pequena profundidade. Condições de mar aberto passam a prevalecer a partir do Liásico médio e a topografia do fundo continua a apresentar geometria de rampa homoclinal, com o desenvolvimento de turbiditos na sequência margosa com finas intercalações calcárias do Toarciano.

O retorno progressivo à sedimentação carbonatada no final do Toarciano, após um intervalo predominantemente margoso (Liásico médio e superior), é acompanhado, em Peniche, pelo desenvolvimento de fluxos silicicláticos e associações biodetríticas amalgamadas, sob influência nítida do alto fundo da Berlenga, bastante próximo. Provavelmente no topo da Formação de Candeeiros (Caloviano?; Caloviano / Oxfordiano?) ocorrem importantes movimentos gravíticos de massas. Citam-se três casos, a título de exemplo: Ateanha, Sicó e Alvaiázere.

No corte tipo localizado na região de Brenha, ao longo da estrada Figueira da Foz-Aveiro, a formação apresenta espessura de aproximadamente 950 m. A parte superior carbonatada da Formação da Brenha (Dogger) apresenta espessura inferior à sua equivalente lateral, a Formação de Candeeiros, por um espessamento em direcção a Este e Sul.

Segundo G. MANUPPELLA et al. (1985) e C. AZEREDO (1993), in R. B. ROCHA et al. (1996), a espessura da Formação de Candeeiros é superior a 800 m.

Em perfis sísmicos são frequentemente observadas variações de espessura, conferindo geometria em cunha, no interior de compartimentos tectónicos. Estas variações são sobretudo observadas na Formação de Brenha, uma vez que se encontra melhor representada nos perfis de sísmica de reflexão, quase exclusivamente efectuados na metade ocidental da bacia.”

## 6. PROCEDIMENTO

Uma vez analisado todo o material disponível no âmbito da dissertação, procedeu-se ao agrupamento dos mapas de estruturas obtidos (de isolinhas<sup>30</sup>) dois a dois, ou seja, os dois do topo e os dois da base. Foi então possível verificar a existência de uma correspondência entre os quatro mapas. Consequentemente, foi necessário rasterizar<sup>31</sup> cada um dos mapas, a fim de viabilizar a respectiva vectorização. Todos os quatro mapas tinham sido digitalizados e, como tal, consubstanciavam apenas figuras.

Com vista ao desenvolvimento de um trabalho em ambiente computacional baseado na informação contida nos mapas, foi necessário transferir todo o seu conteúdo para vectores. O programa escolhido para o efeito foi o AutoCAD.

Concluído o carregamento dos *rasters* para o programa, o primeiro passo foi reproduzir todas as isolinhas. Para este efeito, foram definidos nós, i.e. pontos, por cima das isolinhas, obtendo *polylines*<sup>32</sup>, processo este que foi aplicado a cada um dos quatro mapas.

Obtidas as *polylines*, foram atribuídos os respectivos valores de cota (Z) a cada uma delas, com o conseqüente agrupamento dos mapas correspondentes. Em resultado, obtiveram-se duas superfícies: uma relativa ao topo da formação da Brenha e outra relativa ao topo da formação de Coimbra (considerou-se esta última como a base da formação da Brenha).

Para terminar este processo de vectorização, foi necessário atribuir a cada superfície uma escala (no caso concreto, a mesma que já figurava nos mapas originais) e proceder à sua georeferenciação. Este procedimento teve por objectivo o alinhamento, entre si, das duas superfícies – conforme, aliás, acontece na realidade – bem como uma correcta e fidedigna colocação das superfícies sobre o mapa de Portugal Continental.

Terminado este processo – que se traduziu, na verdade, em algo próximo de um tratamento de dados – obtiveram-se duas superfícies, às quais doravante chamaremos Topo e Base da formação da Brenha, respectivamente.

Seguidamente, optou-se pela utilização de dois programas, Surfer e Rockworks, para desenhar as superfícies e obter um modelo tridimensional da camada. Para isso, foi necessário transformar os ficheiros obtidos anteriormente no AutoCAD em ficheiros compatíveis com os programas acima referidos. Com este objectivo, foi utilizado o programa Dxf2xyzm (versão 2.0)

---

<sup>30</sup> Linha cujo os seus pontos partilham todos a mesma propriedade, por exemplo mesma cota, pressão, humidade, etc.

<sup>31</sup> Imagens *raster* (ou *bitmap*, que significa *mapa de bits* em inglês) são imagens que contêm a descrição de cada pixel, em oposição aos gráficos vectoriais.

<sup>32</sup> *Polylines* são objectos no AutoCAD que consistem em mais do que um segmento de linha ou de arcos; um segmento de linha ou arco é uma linha que une dois nós.

que transforma as *polylines* em pontos de coordenadas (M, P e Z) e gera um ficheiro ASCII com uma lista de coordenadas que caracterizam as superfícies iniciais.

Quer com o Surfer, quer com o Rockworks, não foram obtidos os resultados esperados, tendo sido, como tal, posta de parte a sua utilização. Assim, optou-se por utilizar o programa ArcGIS, que admite os mesmos ficheiros de *input*.

Procedeu-se ao carregamento dos dados no ArcGIS, e iniciou-se a conversão dos pontos em TIN<sup>33</sup>, com vista à representação gráfica das duas superfícies.

Obtidas a leitura das superfícies, foi então possível calcular a área de cada uma delas, bem como o volume entre as duas. Para o cálculo do volume foi necessário intersectar as superfícies, obtendo exclusivamente as zonas comuns. Em consequência deste passo, não foi possível calcular o volume total entre as duas camadas, pelo que o mesmo ficou restringido ao existente entre as áreas comuns.

De seguida, calculou-se a diferença entre as cotas das superfícies, ponto a ponto, obtendo-se assim a leitura da espessura (ou possança) da formação da Brenha.

Para calcular o volume construiu-se uma *grid* (ou malha regular) de blocos com as dimensões unitárias de 320,91 m x 320,91 m x 320,91 m.

A fim de representar graficamente os dois poços (Aljubarrota-2 e Benfeito-1), foi criado um elemento para cada poço, tendo cada um deles sido colocado na respectiva coordenada geográfica, tendo em conta a dimensão ou profundidade de cada poço e a profundidade em que a camada é intersectada pelo respectivo poço.

O passo seguinte foi introduzir o mapa de isomaturação do topo do horizonte 11, ou seja, da formação da Brenha. Para isso, e após rasterização do mapa, introduziu-se a mesma escala das superfícies anteriores e georeferenciou-se a imagem do mapa, para que esta ficasse coincidente com a superfície correspondente (Topo da Brenha). Depois, reproduziram-se as linhas referentes ao *Dry gas* e ao *Wet gas* e calcularam-se as respectivas áreas.

Para efeitos de cálculo do volume da cada zona de gás (*Wet* e *Dry*), projectaram-se as isolinhas que foram retiradas do topo na superfície da base. Posteriormente, procedeu-se a uma intersecção das áreas comuns e, daí, calculou-se o volume da forma descrita anteriormente, individualizando cada zona e o seu respectivo volume.

Finalmente, com as áreas e volumes da cada zona individualizadas, efectuou-se o cálculo de estimação de volume de vazios, dando valores para as porosidades entre 0 e 25%. Como as áreas são muito diferentes em termos de dimensão, fez-se uma normalização, dividindo os

---

<sup>33</sup> *Triangular Irregular Network* - Estrutura digital de dados utilizado em Sistemas de Informação Geográfica para a representação de superfícies. Representação vectorial de superfícies, constituída por nós e linhas irregularmente distribuídas com coordenadas tridimensionais (x, y e z) que formam uma rede de triângulos não sobrepostos.

volumes de vazios de cada zona pela sua área, de modo a plotar um gráfico que compara as zonas mediante cada valor de porosidade.

## 7. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Antes de mais, importa mencionar que neste capítulo, por motivos de organização e para uma melhor visualização, optou-se por colocar sequencial e individualmente os mapas referenciados ao longo do texto.

Após se terem agrupado, vectorizado e georeferenciado os mapas em AutoCAD, plotaram-se as superfícies sobre a *shape* do mapa de Portugal, com os respectivos concelhos. Ambas as superfícies abrangem um total de 20 concelhos: Leiria, Pombal, Marinha Grande, Batalha, Ourém, Alcobaça, Porto de Mós, Caldas da Rainha, Óbidos, Peniche, Bombarral, Lourinhã, Cadaval, Torres Vedras, Mafra, Sobral de Monte Agraço, Arruda dos Vinhos, Alenquer, Loures e Vila Franca de Xira.

A superfície de topo (Figura 16) tem como área aproximada 204.500,08 hectares, sendo que 38.626,55 hectares correspondem à parte Norte, 3.139,23 hectares à parte central, 159.381,16 hectares à parte Sul e 3.353,14 hectares à parte que está sobre Peniche e Óbidos. Relativamente a profundidades, esta superfície situa-se entre os 600 metros acima do nível médio das águas do mar e os 3800 metros abaixo do nível médio das águas do mar. As partes mais profundas, representadas a azul-escuro, encontram-se no Bombarral, Alenquer, Sobral de Monte Agraço, Marinha Grande e Pombal. As zonas mais superficiais, representadas a vermelho, encontram-se na Batalha, Porto de Mós e Leiria.

A superfície de base (Figura 17) tem como área aproximada 187.272,28 hectares, sendo que 182.135,02 hectares correspondem à superfície maior, 3.504,36 hectares à parte que está sobre Peniche e Óbidos e 1.632,9 hectares à parte que está sobre Peniche e Lourinhã. No que diz respeito a profundidades, esta superfície situa-se entre os 300 e os 6385 metros abaixo do nível médio das águas do mar. As partes mais profundas, representadas a azul-escuro, encontram-se no Bombarral, Alenquer, Leiria e Pombal. As zonas mais superficiais, representadas a vermelho, encontram-se na Batalha e em Porto de Mós.

Juntando as duas superfícies, ou seja, fazendo com as duas uma projecção para o nível de cota zero, obtém-se uma área total de 228.468,32 hectares.

Os poços, representados nos mapas por pontos vermelhos, intersectam as superfícies (topo e base).

O poço Aljubarrota-2, situado no concelho de Alcobaça, apresenta uma dimensão vertical de aproximadamente 3615 metros. Este poço intersecta a camada no seu topo à cota de 97 metros ( $-34_{\text{poço}} + 131_{\text{elevação}}$  metros) e, na sua base, a -2629 metros ( $-2760_{\text{poço}} + 131_{\text{elevação}}$  metros), aproximadamente. A espessura da formação neste local é de 2726 metros.

O poço Benfeito-1, situado no concelho de Alenquer, possui uma dimensão vertical de aproximadamente 3343 metros. Este poço intersecta a camada no seu topo à cota de -1326 metros ( $-1585_{\text{poço}} + 249_{\text{elevação}}$  metros) e a -2714 metros ( $-2963_{\text{poço}} + 249_{\text{elevação}}$  metros) na sua base, aproximadamente. A espessura da formação neste local é de 1388 metros.

Seguidamente, calculou-se a espessura da camada em cada ponto. Para isto, como já foi referido, foi necessário intersectar as duas superfícies obtendo apenas as áreas comuns entre as duas. A espessura é apresentada como sendo uma diferença de cotas entre a base e o topo. No mapa da Figura 18, é possível observar que a formação é mais espessa a Este (nos concelhos de Alcobaça, Caldas da Rainha, Cadaval e Alenquer) e a Norte (nos concelhos de Leiria e Pombal). A sua espessura mais baixa situa-se na parte Oeste da camada (Torres Vedras, Mafra e Peniche). O volume total da camada (partes intersectadas) é de aproximadamente 2.313,55 km<sup>3</sup>.

No mapa da Figura 19 apresenta-se o cruzamento entre um mapa de isomaturação referente ao topo da camada e a respectiva topografia. É possível distinguir duas áreas: A primeira, delimitada por uma linha amarela, corresponde à zona de maturação de *Wet gas* ou gás húmido, apresentando um  $R_0$  de 1,3 a 2; A segunda área, delimitada por uma linha de cor vermelha, corresponde à zona de maturação de *Dry gas* ou gás seco, apresentando um  $R_0$  superior a 2.

Como se pode constatar, as linhas de isomaturação seguem uma tendência coincidente à profundidade topográfica da superfície, ou seja, as linhas amarelas são praticamente concordantes com a classe de profundidade [-3300, -2900 metros] e as linhas vermelhas com a classe de profundidade [-3800, -3300 metros].

No topo da formação existem assim seis regiões em que a possibilidade de existirem acumulações de gás natural é superior, devido à maturação da matéria orgânica. Estas regiões totalizam a área de 40.026,94 hectares, em que 25.343,64 hectares correspondem a áreas de gás húmido e 14.683,3 hectares correspondem a áreas de gás seco.

No mapa da Figura 20 cruzam-se as linhas com os concelhos, evidenciando-se que estas abrangem apenas 10 dos 20 concelhos iniciais. Os concelhos abrangidos são: Marinha Grande, Alcobaça, Caldas da Rainha, Óbidos, Lourinhã, Bombarral, Cadaval, Torres Vedras, Alenquer e Mafra. Destes, apenas sete são coincidentes com as áreas de gás seco: Marinha Grande, Lourinhã, Bombarral, Cadaval, Torres Vedras, Alenquer e Mafra.

No mapa da Figura 21 é representada a espessura da camada em cada zona, desde os 66 até aos 2313 metros. Destacam-se, numa primeira análise, duas zonas em que as espessuras são mais pequenas, nas Caldas da Rainha e na zona Sul de Torres Vedras. Por outro lado, também se destacam duas zonas em que as espessuras são maiores, em Alenquer e na região Oeste do Cadaval.



Neste mapa, e a partir daqui, não se individualizaram as diferentes zonas de *dry* e *wet gas*, agrupando-as numa só em cada local. Por uma questão de aumento de pressão e temperatura com a profundidade, na geração de hidrocarbonetos, de acordo com Tissot e Welte (1984) e tal como se evidencia na Figura 15, a zona de gás seco irá aumentar a sua área, englobando a área de gás húmido. Consequentemente, fazer a distinção das duas zonas em profundidade seria incorrecto de acordo com os dados de que dispomos e, assim sendo, não se realizou.

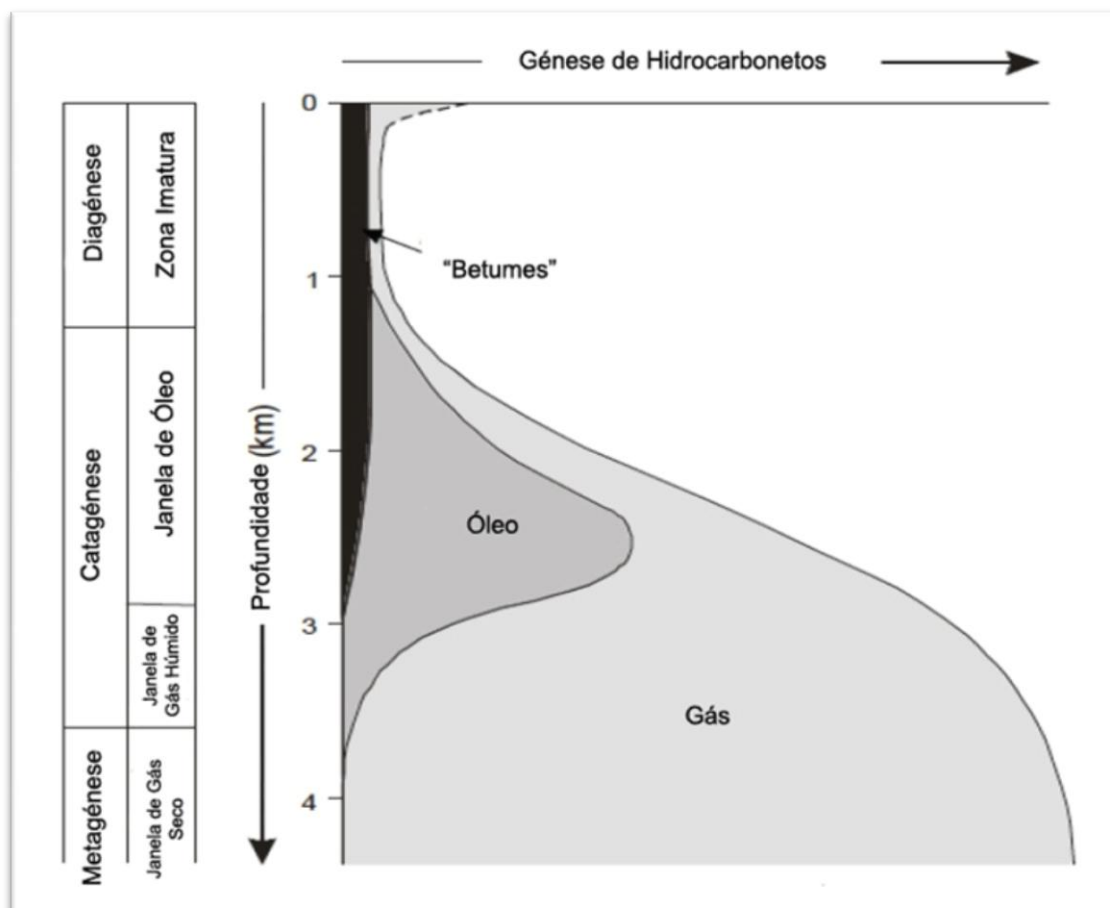


Figura 15 – Geração de hidrocarbonetos em relação à profundidade (Adaptado de Tissot et al. (1984))

No mapa da Figura 22 enumeram-se as zonas de forma crescente de Sul para Norte e identificam-se as respectivas áreas em hectares:

- A zona 1, situada na fronteira entre o concelho de Mafra e de Torres Vedras, é a segunda menor zona com 1.166,4 hectares;
- A zona 2, situada no concelho de Alenquer, é a segunda maior zona com 4.368 hectares;
- A zona 3, situada nos concelhos de Torres Vedras, Lourinhã, Cadaval, Bombarral, Óbidos e Caldas da Rainha, é a maior zona com 30.633,8 hectares;

- A zona 4, situada no concelho de Caldas da Rainha, é a menor zona com 572,2 hectares;
- A zona 5, situada no concelho da Marinha Grande, tem 1.461,5 hectares;
- Finalmente a zona 6, situada na zona mais a Norte do concelho da Marinha Grande, tem 1.825 hectares de área.

O último mapa criado (Figura 23) é semelhante ao anterior. A diferença entre os dois assenta em que no primeiro mapa são evidenciadas as áreas das zonas de gás e, neste último, salientam-se os volumes ocupados por cada uma delas. Pode notar-se que os volumes de cada zona seguem a mesma distribuição da área respectiva, ou seja, o maior volume corresponde à maior área, ao segundo maior volume corresponde à segunda maior área e assim sucessivamente, facto evidenciado na Tabela 11.

<b>Zona</b>	<b>Área (ha)</b>	<b>Volume (km<sup>3</sup>)</b>
<b>1</b>	1.166,4	11,4
<b>2</b>	4.368	73,43
<b>3</b>	30.633,8	351,62
<b>4</b>	572,2	1,9
<b>5</b>	1.461,5	12,84
<b>6</b>	1.825	21,99

Tabela 11 – Áreas e volumes das diferentes zonas de gás.

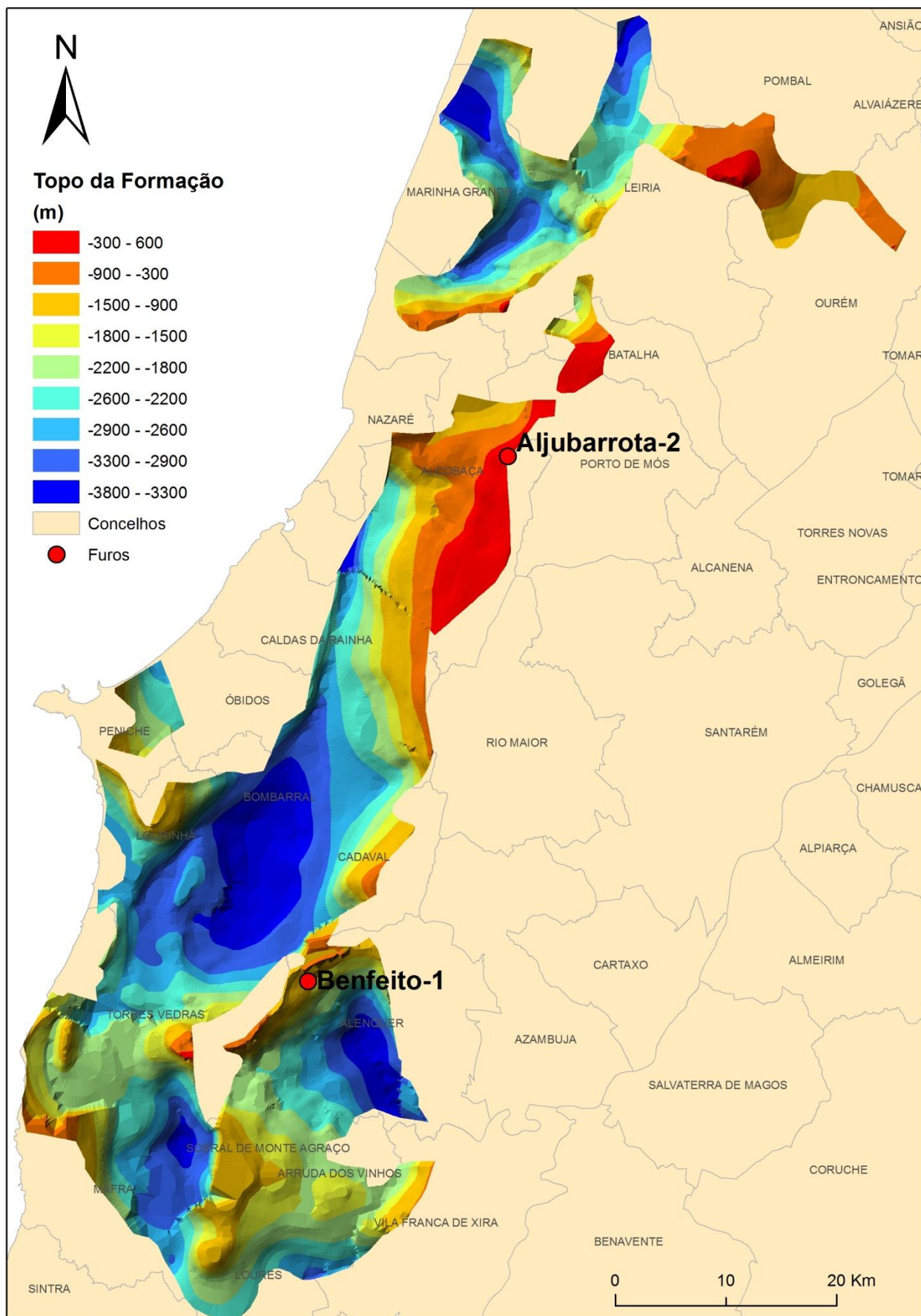


Figura 16 – Mapa estrutural da superfície de Topo (formação da Brenha e de Candeeiros).

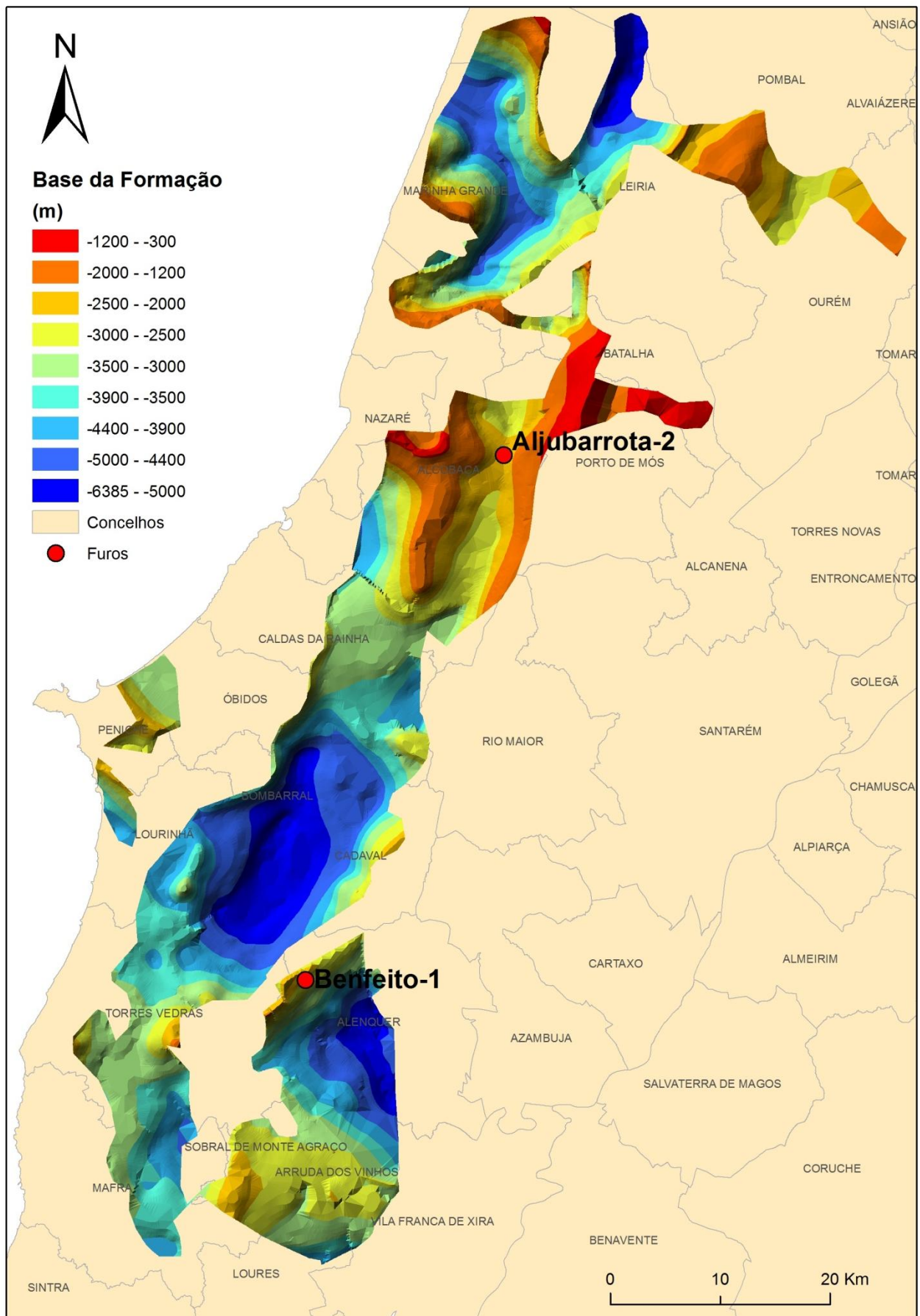


Figura 17 – Mapa estrutural da superfície da Base (formação da Brenha).

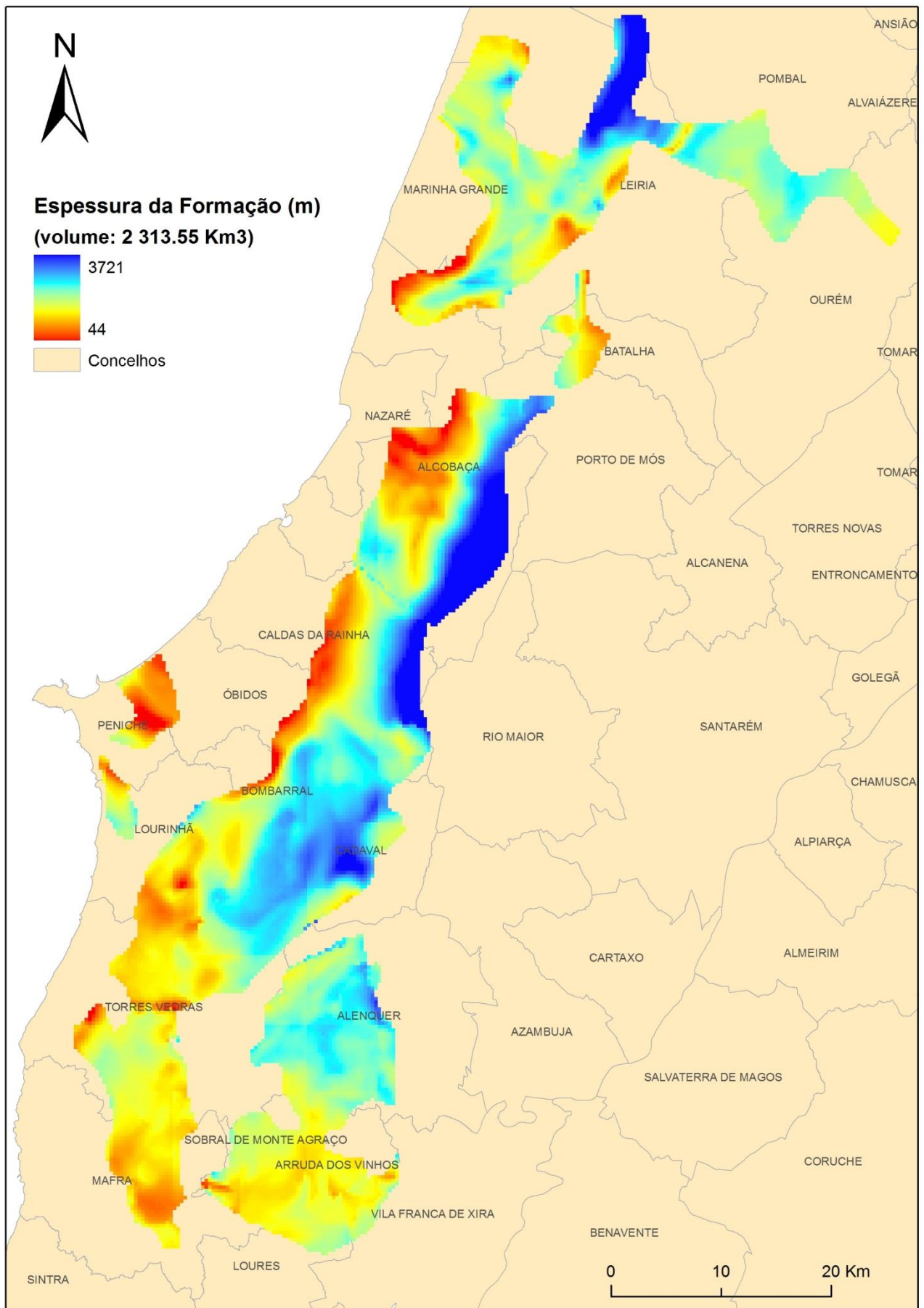


Figura 18 – Espessura da formação (Brenha e Candeeiros) em metros.

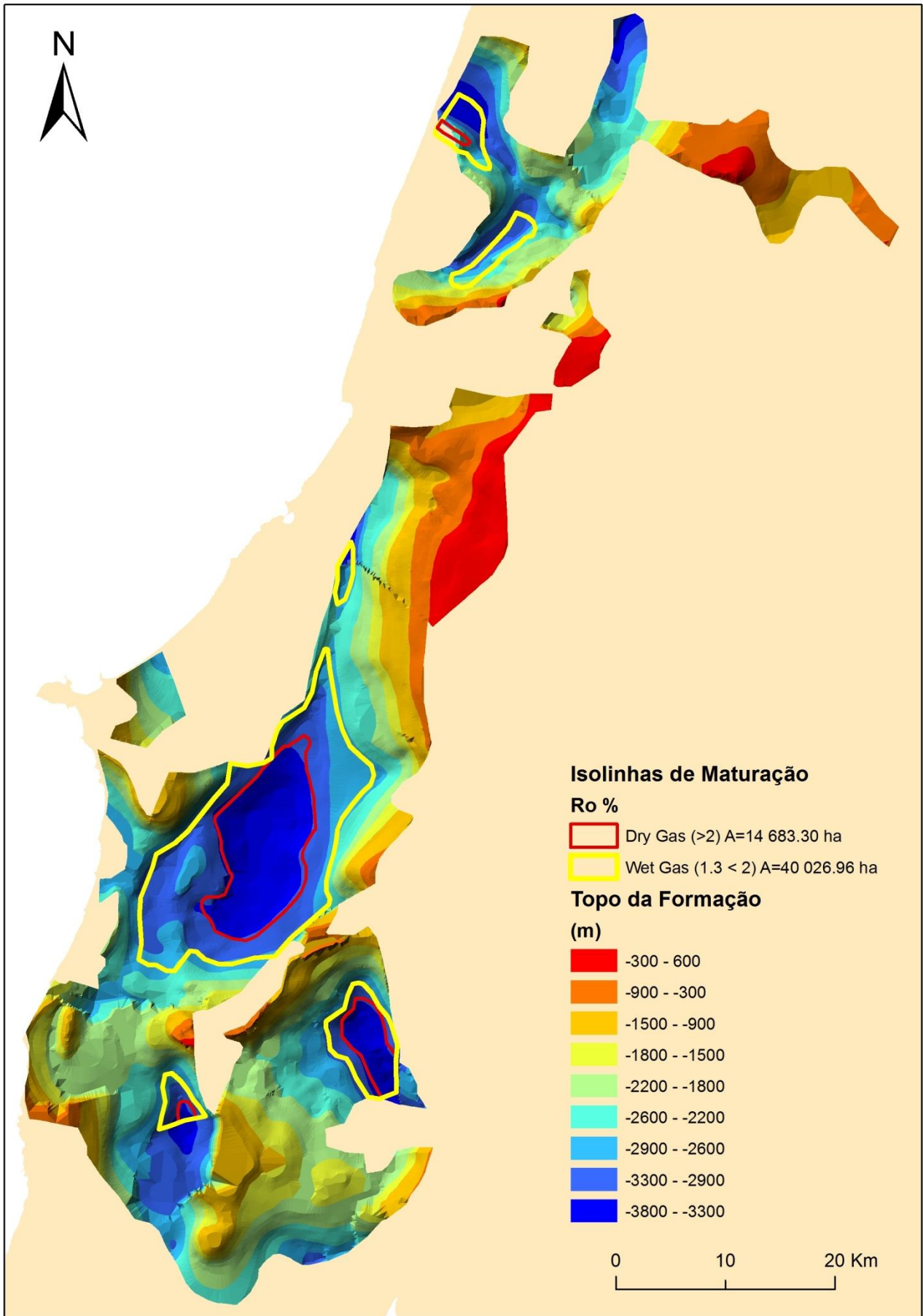


Figura 19 – Linhas de isomaturação sobre o Topo da formação da Brenha e de Candeeiros.

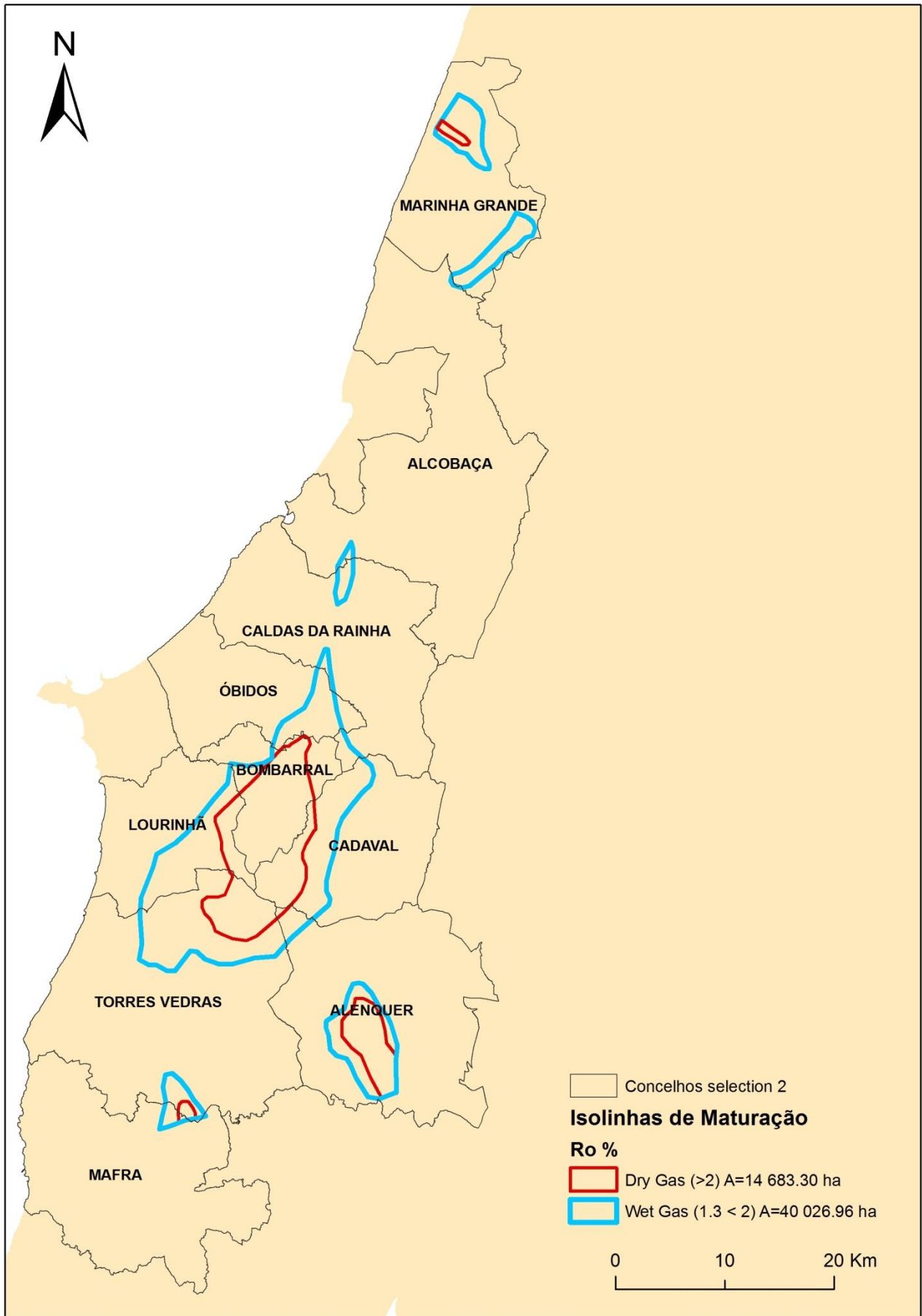


Figura 20 – Concelhos abrangidos pelas isolinhas de maturação.

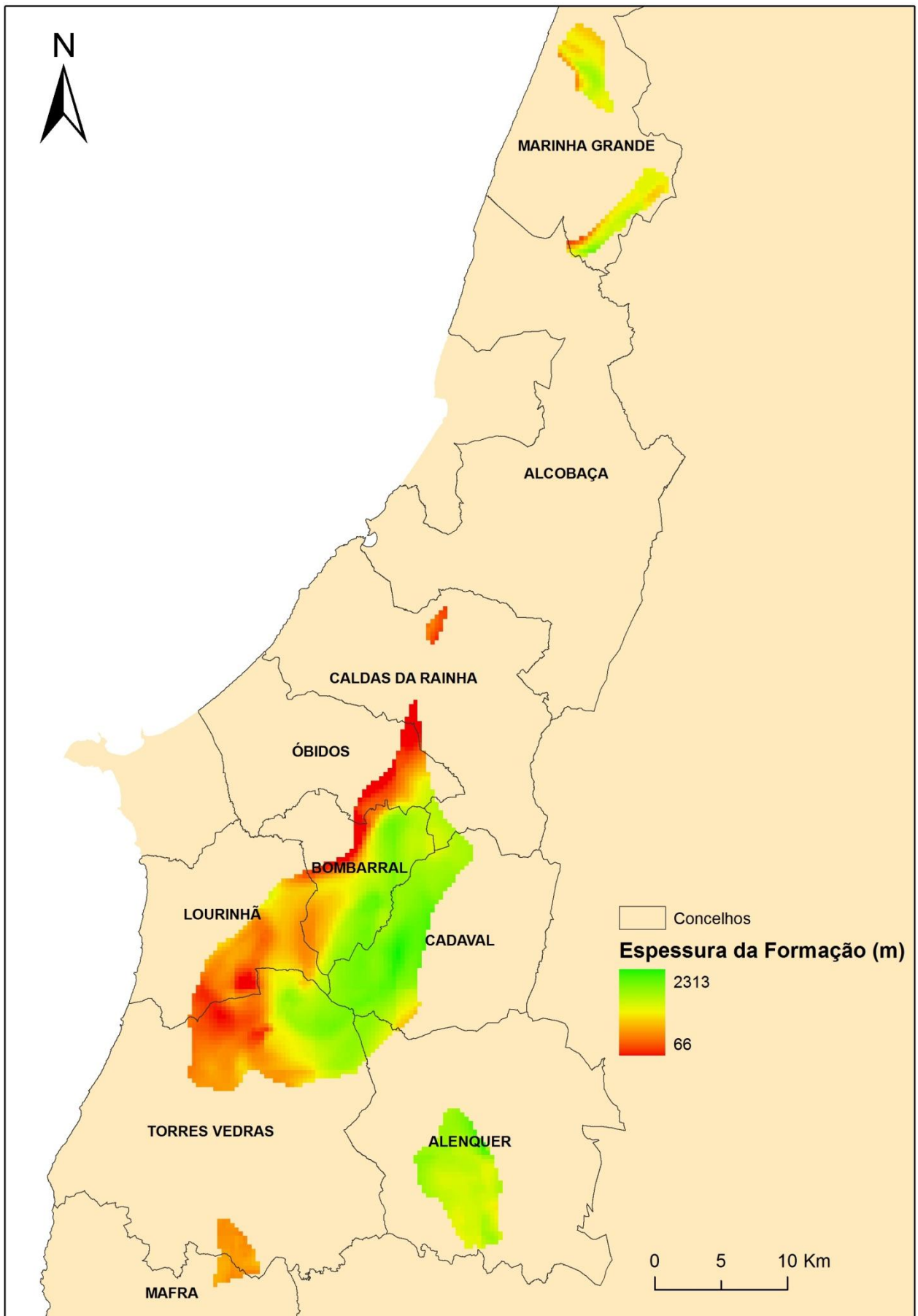


Figura 21 – Espessura da formação (Brenha e Candeeiros) nas zonas de gás e respectivos concelhos.



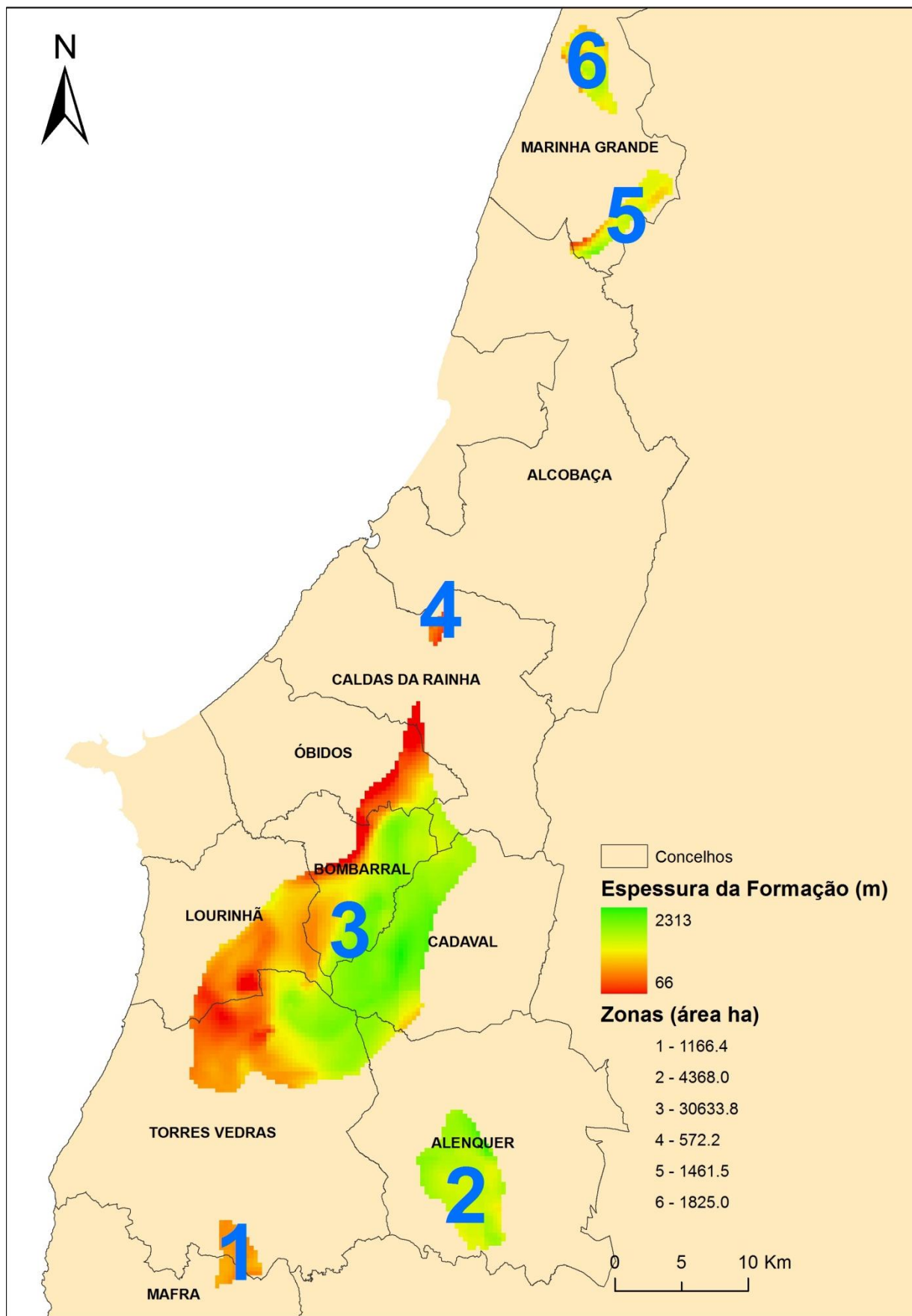


Figura 22 – Espessura da formaço (Brenha e Candeeiros) nas zonas de gás com os respectivos concelhos e áreas.

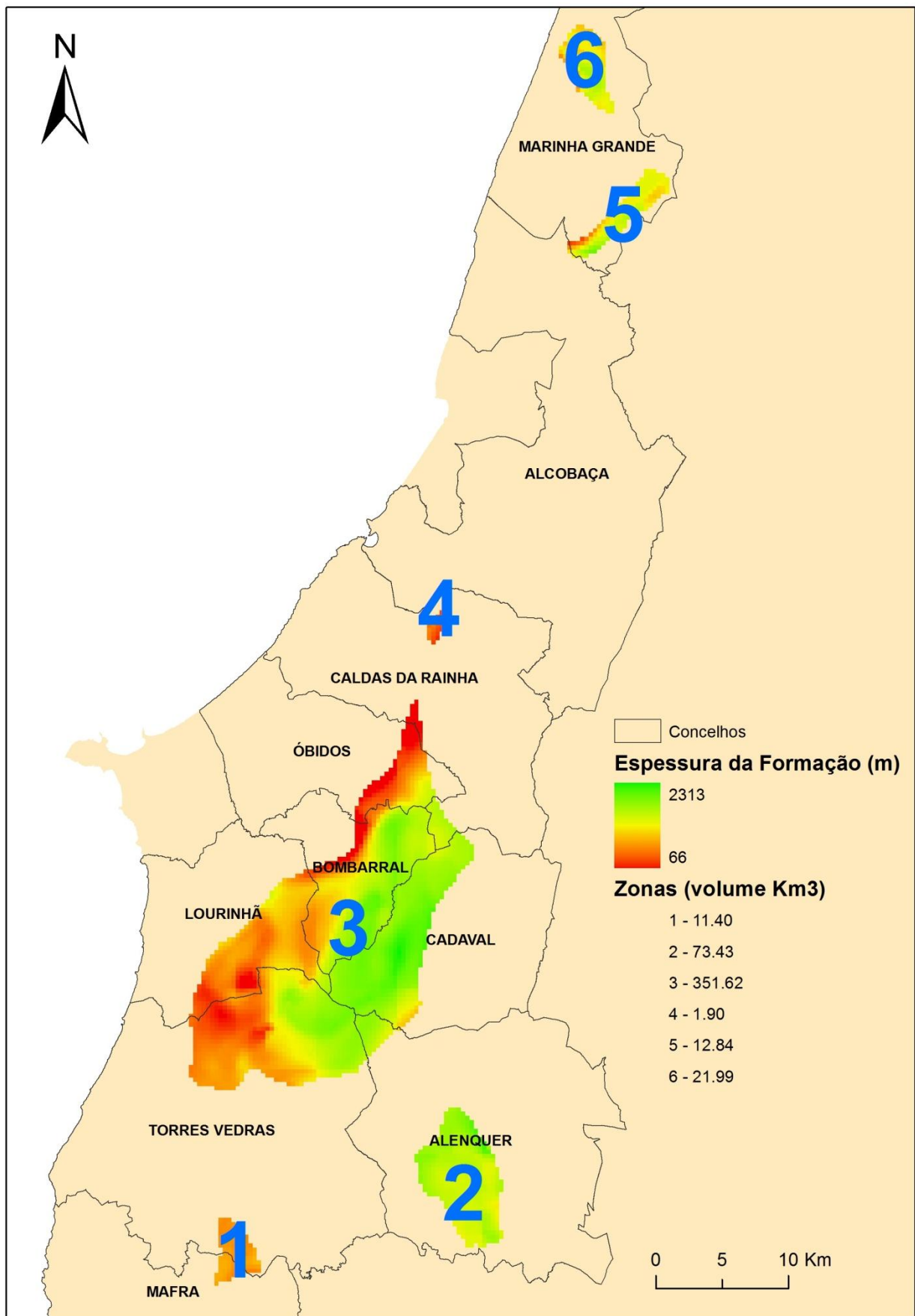


Figura 23 – Espessura da formação (Brenha e Candeeiros) nas zonas de gás com os respectivos concelhos e volumes.

Seguidamente, calculou-se o potencial de armazenamento, ou volume de vazios, de cada uma das zonas de gás. Para isso foi necessário definir o que se entende pela grandeza que revela o volume de espaços vazios, que é a porosidade.

Segundo Hyne (1991), porosidade é o volume em percentagem do espaço poroso de uma rocha, ou seja, porosidade é a medida da capacidade de armazenamento que uma rocha reservatório possui. Existe ainda a distinção, segundo o mesmo autor, entre porosidade primária e secundária. Porosidade primária<sup>34</sup> refere-se aos espaços vazios entre partículas sólidas de rocha que se formaram, no caso das rochas sedimentares, quando a rocha se depositou. Os poros primários incluem os poros orgânicos e intergranulares. Porosidade secundária<sup>35</sup> refere-se aos espaços vazios, no caso das rochas sedimentares, criados depois da deposição e enterro da rocha na subsuperfície. A dissolução, fracturação e recristalização são os processos que dão origem à porosidade secundária.

Existe ainda uma terceira distinção que deve ser feita, para que se possa avançar com os cálculos, a diferença entre porosidade total e porosidade efectiva. A porosidade total ou absoluta inclui todos os espaços porosos, enquanto a porosidade efectiva apenas inclui os poros com ligações entre si.

Ainda neste contexto, as porosidades podem ser classificadas como:

- 0 - 5% – Negligenciável;
- 5 - 10% – Pobre;
- 10 - 15% – Razoável;
- 15 - 20% – Bom;
- 20 - 25% – Muito bom.

Para o caso particular em estudo não se dispõe de valores concretos de porosidade. Por conseguinte, decidiu-se utilizar todos os valores de 0 a 25%, elaborando assim o gráfico da Figura 24.

Como o referido gráfico ilustra, existe uma correspondência linear entre o aumento do valor de porosidade e o volume de vazios. Também se pode concluir que, quanto maior for o volume da zona, também maior será o volume de vazios. Como este gráfico não ilustra exactamente os valores absolutos de volume de vazios, para determinada porosidade, apresenta-se seguidamente uma tabela com esses valores (Tabela 12).

---

<sup>34</sup> *Original porosity.*

<sup>35</sup> *Intermediate or induced porosity.*

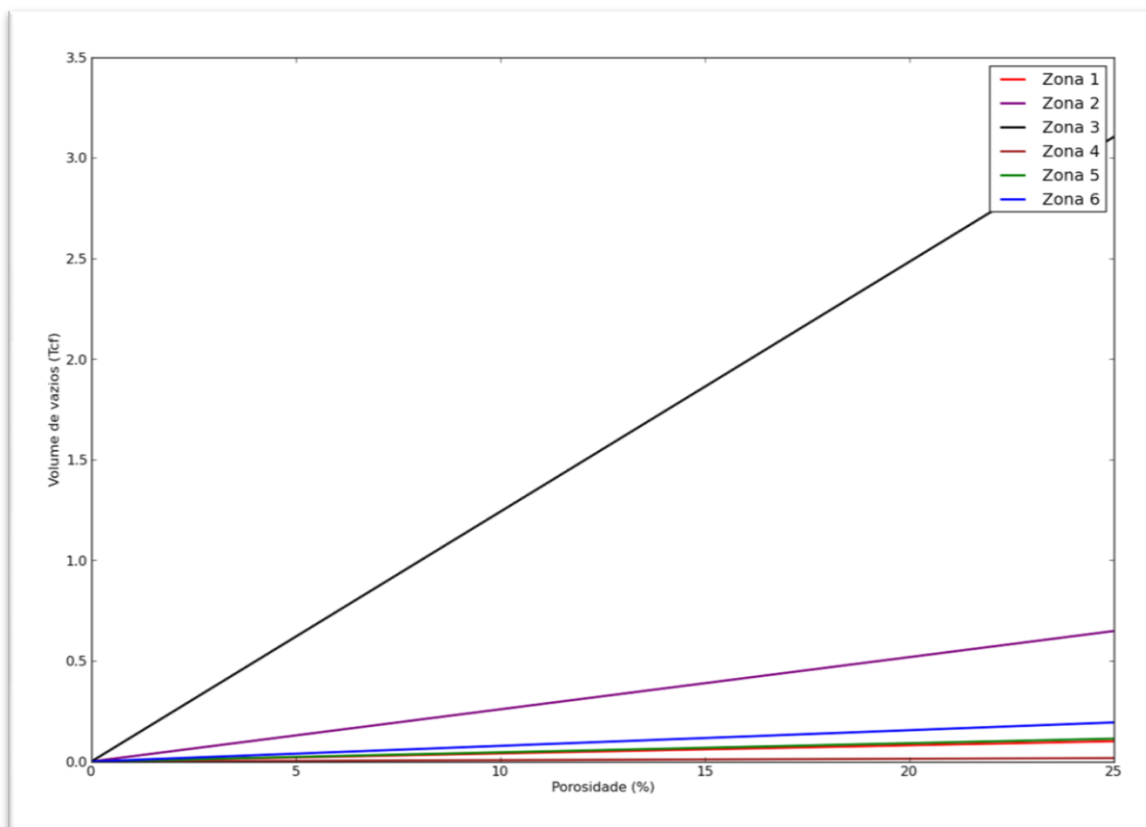


Figura 24 – Volume de vazios por zona variando o valor de porosidade.

Zona	Volume total (Tcf)	Porosidade					
		2,5%	5%	7,5%	10%	12,5%	15%
1	0,403	0,010	0,020	0,030	0,040	0,050	0,060
2	2,593	0,065	0,130	0,194	0,259	0,324	0,389
3	12,471	0,310	0,621	0,931	1,242	1,552	1,863
4	0,067	0,002	0,003	0,005	0,007	0,008	0,010
5	0,453	0,011	0,023	0,034	0,045	0,057	0,068
6	0,777	0,019	0,039	0,058	0,078	0,097	0,116
<b>Total</b>	<b>16,764</b>	<b>0,417</b>	<b>0,836</b>	<b>1,252</b>	<b>1,671</b>	<b>2,088</b>	<b>2,506</b>

Tabela 12 – Volume de vazios de acordo com os diferentes valores de porosidade em Tcf.

Analisando os dados disponíveis, percebeu-se que não era possível comparar as zonas entre si recorrendo apenas aos resultados obtidos e descritos até aqui. Assim sendo, realizou-se uma normalização pela área, dividindo o volume de vazios pela área da zona respectiva. Esta normalização permite obter um termo comparativo entre zonas, uma espécie de densidade, relação esta reflectida no gráfico da Figura 25.

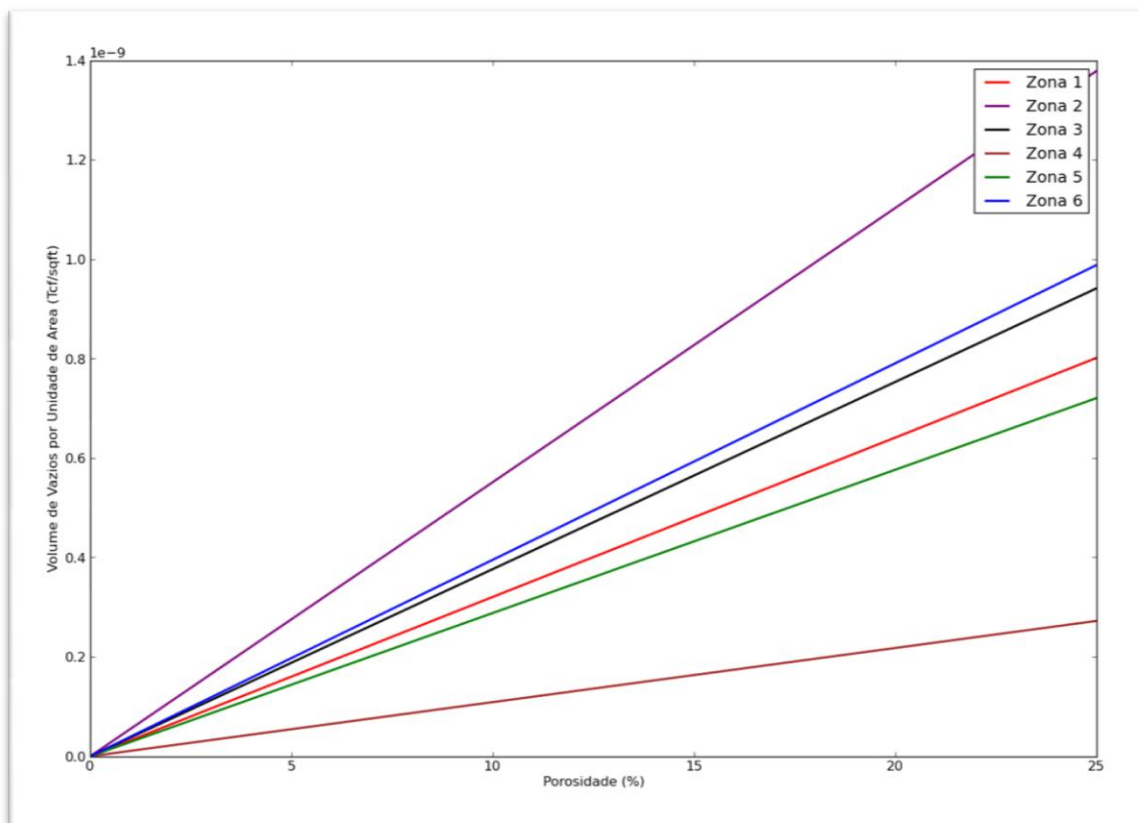


Figura 25 – Percentagem de vazios por área de acordo com a porosidade.

Como vemos esta normalização altera bastante a forma como se analisa cada zona. A zona 2 é então a zona que, por unidade de área, terá maior volume de vazios, seguida das zonas 6, 3, 1, 5 e 4.

De acordo com o que foi exposto e para concluir os resultados, no que concerne à bibliografia, apresenta-se a Tabela 13 que resume o tipo de litologias existentes, conforme o autor e onde os poços intersectaram as camadas.

	Formação de Candeeiros	Formação da Brenha
<b>Martins et al. (2010)</b>	Carbonatos	<i>Shales</i> betuminosos Calcários argilosos de grão fino
<b>Kullberg (2000)</b>	Margas Calcários	Margas Calcários margosos Calcários compactos
<b>Aljubarrota-2</b>	Calcários oolíticos (Porosidade: 30%)	Calcários dolomíticos (Porosidade: 9 - 12%)
<b>Benfeito-1</b>	Calcários argilosos	Calcários argilosos

Tabela 13 – Resumo das litologias das formações Brenha e Candeeiros por autor e poços.

De acordo com o trabalho realizado por Nunes (2010), existem projectos de armazenamento de gás em cavernas em diapiros salinos na bacia Lusitaniana. Como tal, considerou-se pertinente mapear, relativamente à área em estudo, os diapiros mais próximos de acordo com o trabalho supracitado. Assim, desenhou-se o mapa da Figura 26, que mostra as superfícies de Topo e de Base projectadas à superfície com a sua área total em hectares, juntamente com os contornos dos diapiros salinos.

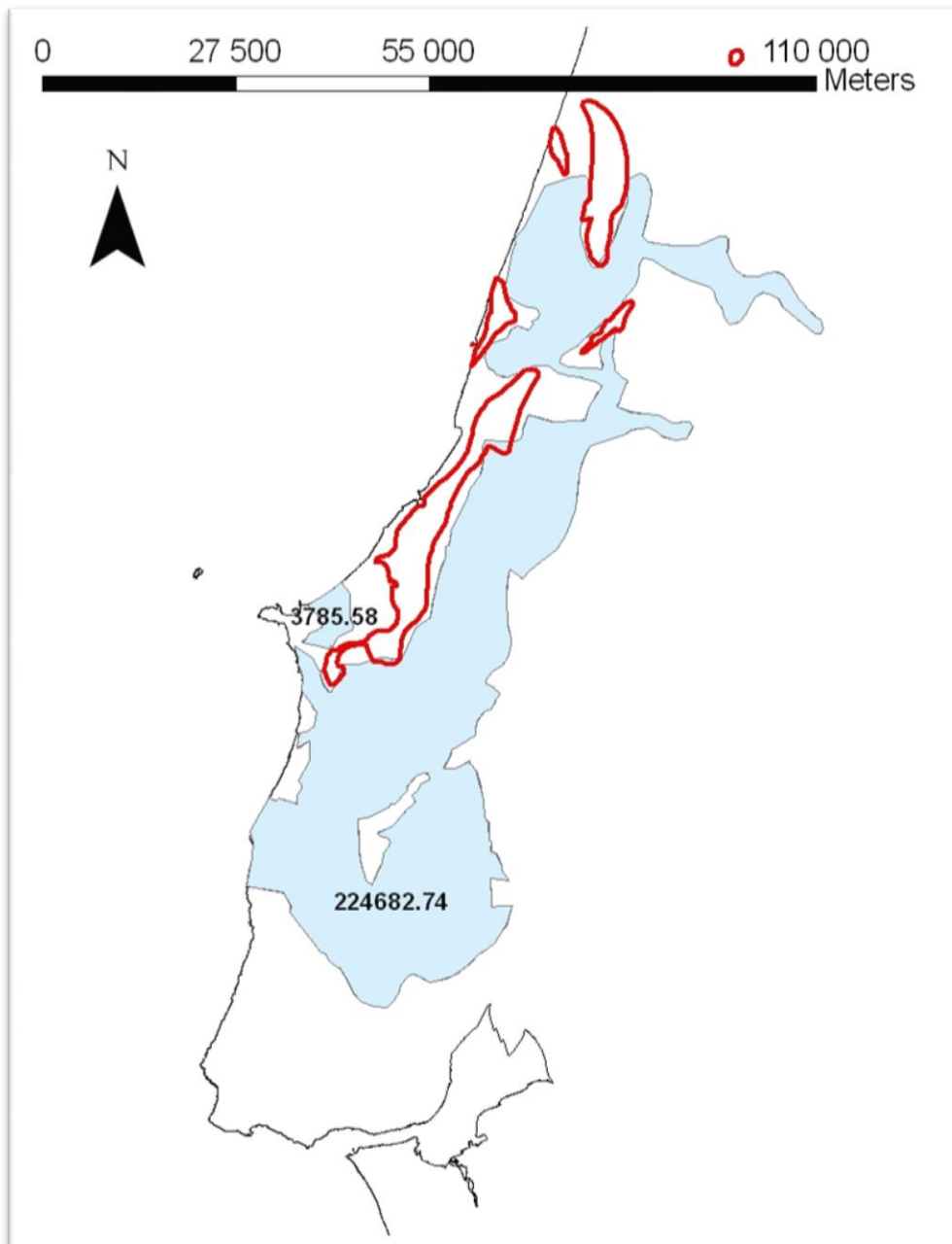


Figura 26 – Área total em estudo com a representação de diapiros salinos (a vermelho).

## 8. CONCLUSÕES

Concluiu-se, em primeiro lugar, que o gás natural, a par do petróleo, é uma importante fonte de energia. É um recurso abundante, mais limpo que os demais combustíveis fósseis e é bastante competitivo no mercado energético.

A prospecção e produção deste recurso no nosso país constitui uma enorme mais-valia económica, tecnológica e social. Este facto materializa-se na redução da dependência energética do exterior, criação de mais-valias para o estado (contratos de concessões, *royalties*, entre outros), criação de emprego, introdução de valências industriais e o incentivo à formação de quadros qualificados para desempenhar as tarefas necessárias às operações de prospecção e produção.

Concluiu-se também que, para além de prospecção de gás natural convencional, fará sentido, na zona emersa da bacia Lusitaniana, realizar trabalhos mais aprofundados de prospecção de *shale gas* e *tight gas*.

À partida, quando se apresentam evidências de um recurso convencional, como é claro nos poços estudados, aplicando a teoria do triângulo de recursos, sabe-se que existem também em muito maiores quantidades recursos não convencionais mas mais difíceis de produzir. No caso específico do *shale* e *tight gas*, sabe-se que as litologias dos reservatórios mais conhecidos internacionalmente são litologias que não são estranhas à bacia Lusitaniana. Este facto é saliente quando se compara com a bibliografia, resumidamente na Tabela 13, com a Figura 10. Todas as litologias descritas da Bacia, nas formações estudadas (Brenha e Candeeiros), enquadram-se perfeitamente no triângulo onde se “balizam” os reservatórios de *shale* e, por conseguinte, não é possível ignorar a possibilidade de existência de reservatórios com tais características.

Em relação aos mapas criados, existe uma conclusão que se destaca, após ser realizada a normalização dos volumes de vazios pela área: A zona 2, situada no concelho de Alenquer, é a zona com maior índice de vazios por área, o que significa que, quando interceptada por um poço vertical, é a zona que terá um maior índice de vazios exposto ao referido poço e, como tal, será provavelmente a área mais interessante a prospectar, sob este ponto de vista.

Embora o volume de vazios seja um bom indicador da qualidade do reservatório existem inúmeros outros parâmetros a ser considerados, mas para os quais não dispomos de informação, como por exemplo o factor de expansão do gás, pressão, temperatura, entre outros.

A produção de um qualquer bem está sujeita à lei da oferta e da procura. O caso do gás não é diferente. As flutuações de preço, quer pela conjuntura internacional quer do ponto de vista da sazonalidade, são factores que afectam a produção ao ponto de a poderem tornar não

rentável. Este facto só é passível de ser contornado com uma capacidade de armazenamento para posterior venda, quando o mercado se tornar mais favorável. A produção de gás na bacia Lusitânica tem como ponto forte a possibilidade de comportar tal armazenamento. Este armazenamento pode ser realizado em diapiros salinos que estão amplamente disseminados pela bacia Lusitânica, oferecendo uma maior estabilidade à eventual produção.

Finalmente, sugere-se um estudo mais aprofundado às potenciais rochas-mãe existentes na bacia Lusitânica, pois nelas jaz o potencial de poderem ser simultaneamente rochas reservatório de *shale gas* e *shale oil*.



## BIBLIOGRAFIA

**Allix, Pierre; Burnham, Alan; Fowler, Tom; Herron, Michael; Kleinberg, Robert; Symington, Bill. 2011.** Coaxing Oil from Shale. *Oilfield Review*. Inverno 2010/2011, 2011, Vol. 22, 4.

**Beicip-Franlab. 1996.** *Geochemical Evaluation of the Lusitanian and Porto basins*. Paris : Institut Francais du Pétrole, 1996. Report P22/MILUPOBAS (DGEG-DPEP).

**British Petroleum Statistical Review of World Energy. 2011.** [Online] Junho de 2011. <http://bp.com/statisticalreview>.

**Dias, A. J. Guerner. 2005.** *Reavaliação do potencial petrolífero do onshore da Bacia Lusitaniana*. Departamento de Geologia, Faculdade de Ciências da Universidade do Porto. Porto : s.n., 2005. Tese de Doutoramento.

**DPEP - Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo. 2011.** Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo. *DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia*. [Online] 2011. [Citação: 15 de Julho de 2011.] [http://www.dgge.pt/dpep/pt/history\\_pt.htm](http://www.dgge.pt/dpep/pt/history_pt.htm).

**Galp Energia. 2011.** Galp Energia - O mercado em Portugal. [Online] 2011. [Citação: 11 de Julho de 2011.] <http://www.galpenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Paginas/Mercado-em-Portugal.aspx>.

**Hall, Matt. 2011.** Shale vs tight. *Agile Geoscience*. [Online] 23 de Fevereiro de 2011. [Citação: 25 de Agosto de 2011.] <http://www.agilegeoscience.com/journal/2011/2/23/shale-vs-tight.html>.

**Holdich, Stephen A. 2006.** Tight Gas Sands. *Journal of Petroleum Technology*. 2006, Vol. 58, 6.

**Holditch, Stephen A.; Ayers, Walter; Lee, W. 2007.** *Topic Paper #29 - Unconventional Gas*. EUA : National Petroleum Council, 2007.

**Hyne, Norman J. 1991.** *Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production*. Tulsa, Oklahoma : PennWell, 1991.

**International Energy Agency. 2011.** [Online] 2011. [Citação: 10 de Julho de 2011.] [http://www.iea.org/country/m\\_country.asp?COUNTRY\\_CODE=PT](http://www.iea.org/country/m_country.asp?COUNTRY_CODE=PT).

**Kullberg, J.C.; Rocha, R.B.; Soares, A.F.; Rey, J.; Terrinha, P.; Azerêdo, A.C.; Callapez, P.; Duarte, L.V.; Kullberg, M.C.; Martins, L.; Miranda, J.R.; Alves, C.; Mata, J.; Madeira, J.; Mateus, O.; Moureira, M.; Nogueira, C.R. 2006.** *A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica*. Lisboa : s.n., 2006.

**Kullberg, J.C.R. 2000.** *Evolução Tectónica Mesozóica da Bacia Lusitaniana*. Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa. Lisboa : s.n., 2000. Dissertação para obtenção do grau de Doutor em Geologia.

**Lomholt, S.; Rasmussen, E.; Andersen, C.; Vejbaek, O. V.; Madsen, L.; Steinhardt, H. 1996.** *Seismic Interpretation and Mapping of the Lusitanian Basin, Portugal*. s.l. : Ministry of Environment and Energy, Geological Survey of Denmark and Greenland, 1996. Final Report to the MILUPOBAS project.

**Martins, J.M.; Moita, C. 2010.** *Core Workshop*. Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Lisboa : Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo, 2010.

**Natural Gas. 2011a.** *NaturalGas.org*. [Online] 2011a. [Citação: 10 de Julho de 2011.] [http://www.naturalgas.org/overview/unconvent\\_ng\\_resource.asp](http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp).

—. **2011b.** *NaturalGas.org*. [Online] 2011b. [Citação: 2 de Agosto de 2011.] <http://www.naturalgas.org/environment/naturalgas.asp>.

**Nunes, Pedro C. 2010.** *Potencial de Armazenamento Subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal*. Instituto Superior Técnico. Lisboa : s.n., 2010. Dissertação de Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas.

**Rocha, R.B.; Soares, A.F. 1984.** *Algumas reflexões sobre a sedimentação jurássica na orla meso-cenozóica ocidental de Portugal*. Coimbra : s.n., 1984.

**Rodrigues, J. C. 2010.** *Petróleo, 88 perguntas (in)convenientes*. Lisboa : Bnomics, 2010.

**Speight, James G. 2008.** *Synthetic Fuels Handbook - Properties, Process, and Performance*. EUA : McGraw-Hill, 2008.

**Talukdar, Suhas. 2009.** *Applications of Geochemistry for Shale Gas Assessment*. Texas : Weatherford Laboratories, 2009. Weatherford Presentation.

**Thakur, Naresh Kumar; Rajput, Sanjeev. 2011.** *Exploration of Gas Hydrates - Geophysical Techniques*. Berlim : Springer-Verlag, 2011.

**Tissot, B.P.; Welte, D.H. 1984.** *Petroleum Formation and Occurrence*. Berlim : Springer-Verlag, 1984.

**U.S. Energy Information Administration. 1998.** *Natural Gas 1998: Issues and Trends*. EUA : EIA, 1998.

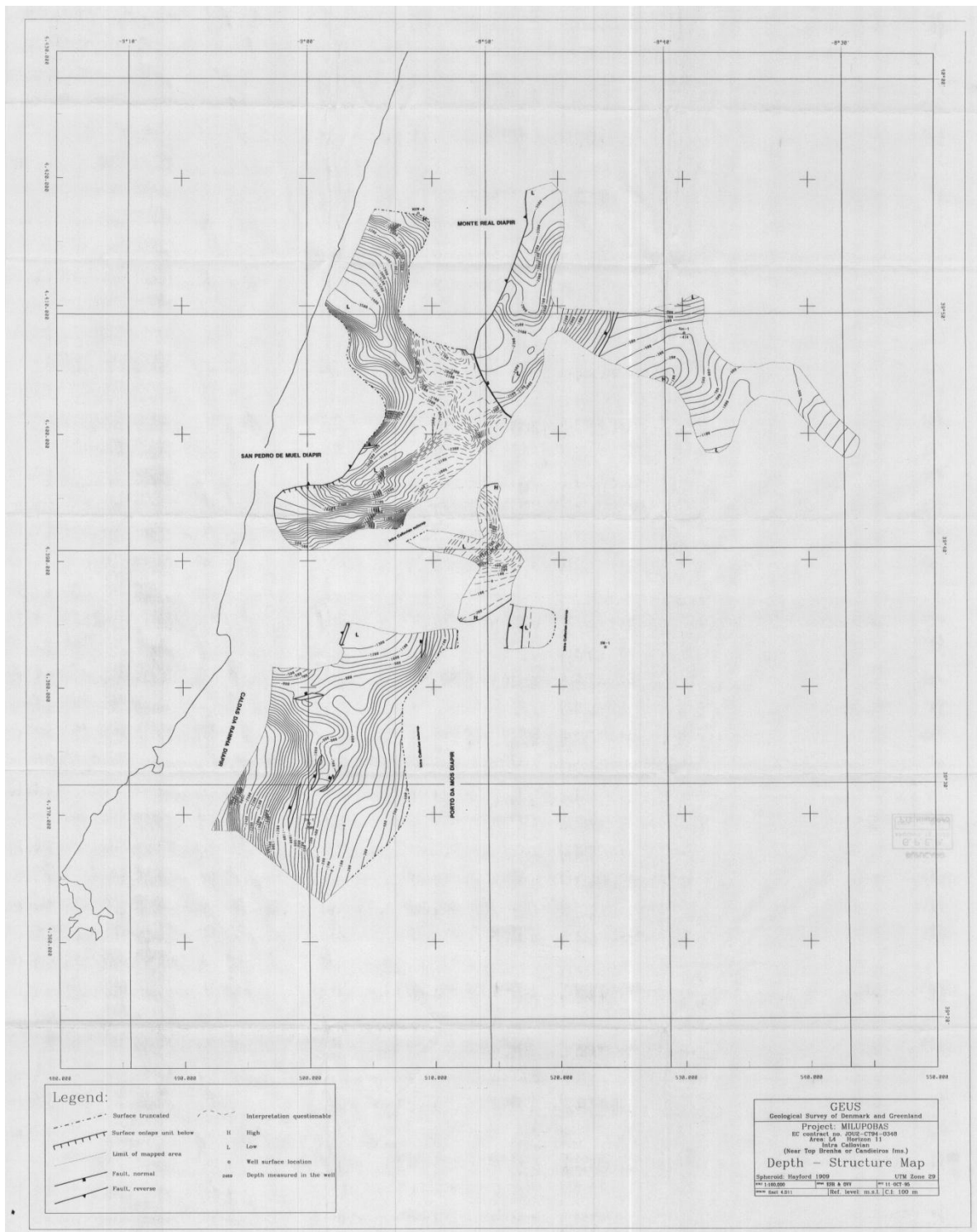
**United States Geological Survey. 2011.** [Online] 2011. [Citação: 24 de Agosto de 2011.] <http://www.usgs.gov>.

**Wylie, Glenda; Eberhard, Mike; Mullen, Mike. 2007. *Trends In Unconventional Gas*. Houston : Halliburton, Dezembro de 2007. Oil & Gas Journal .**

# ANEXOS

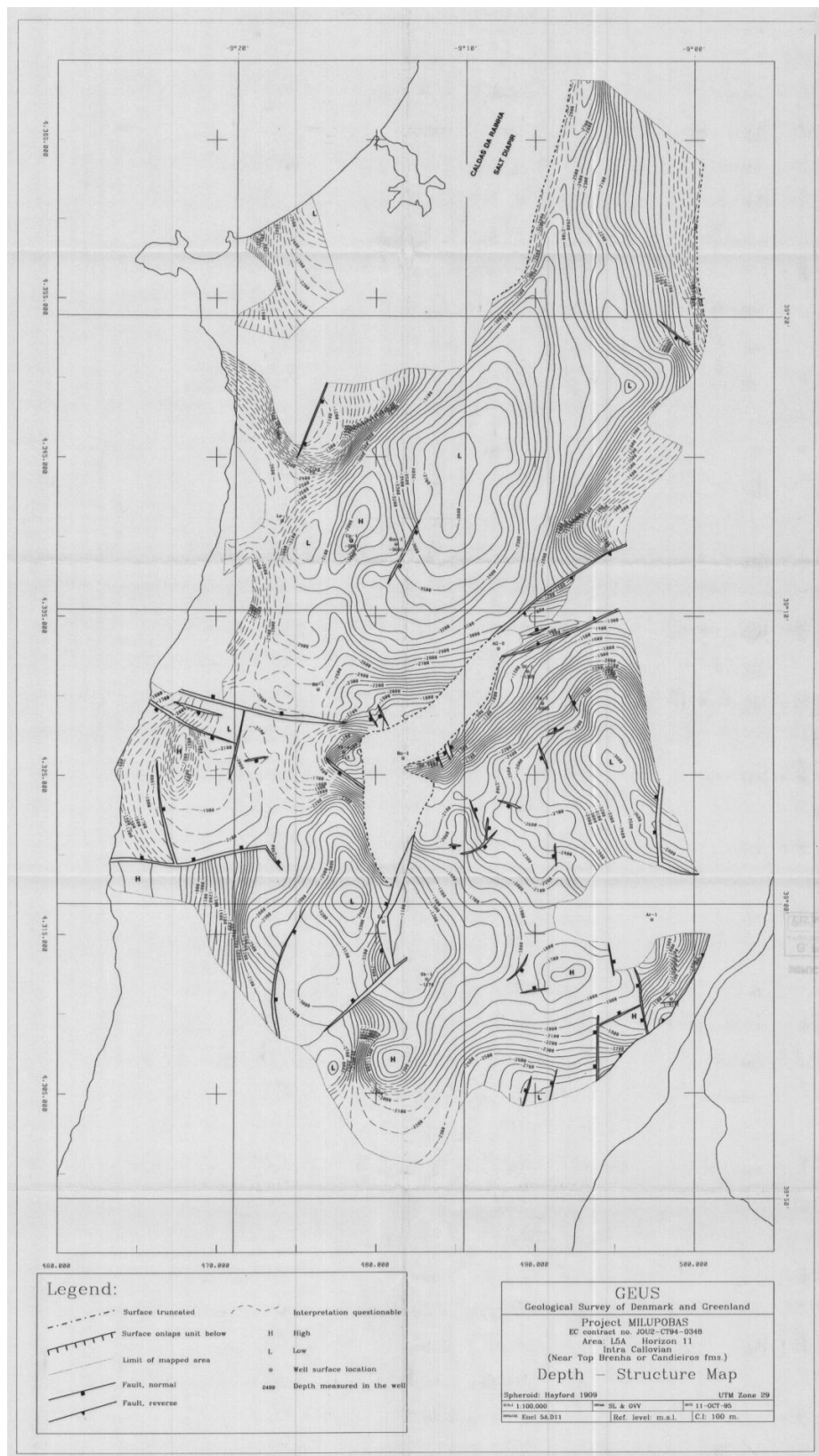
---

# ANEXO 1



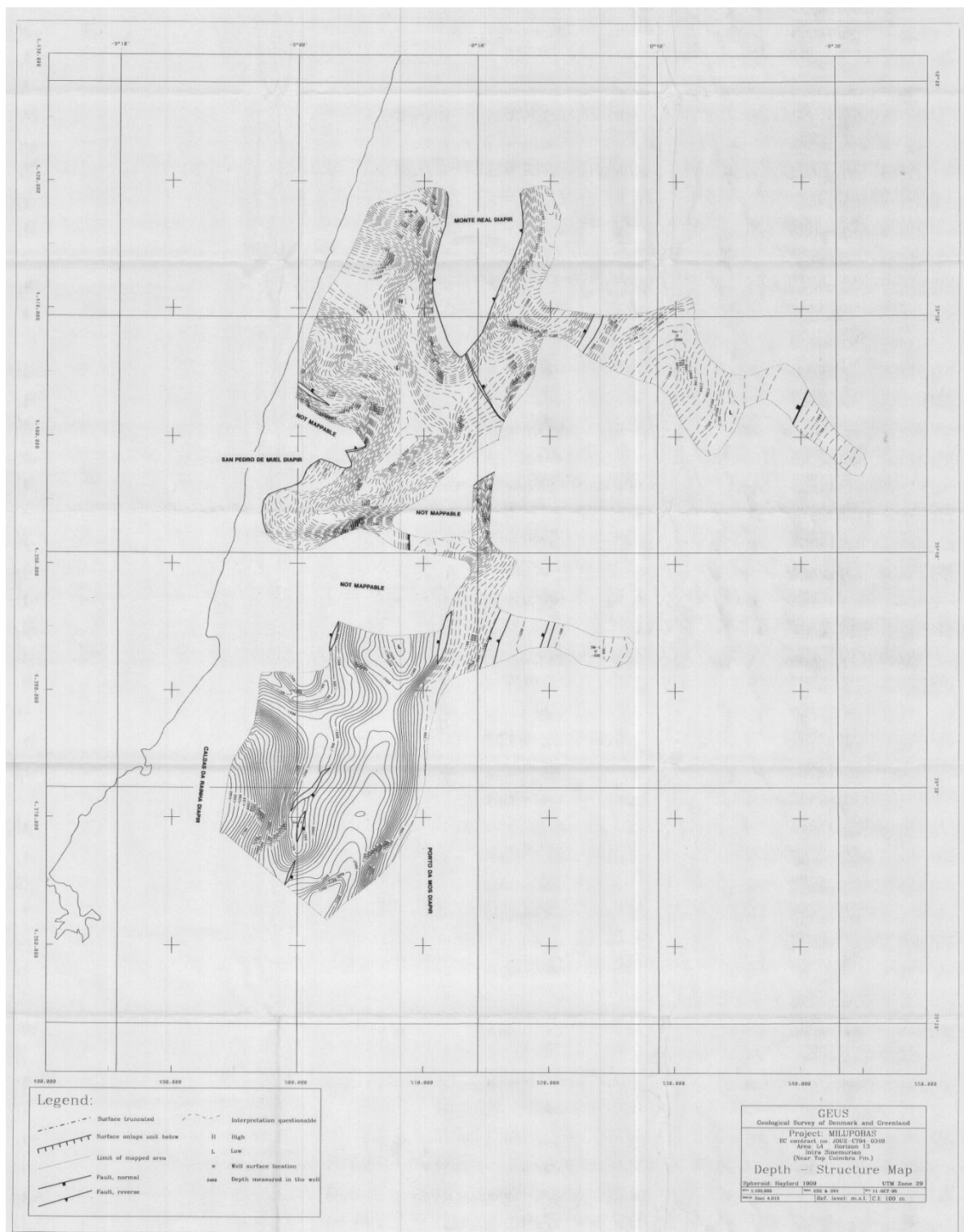
Anexo 1 – Mapa da parte superior da superfície da formação (Brenha e Candeeiros) (Lomholt et al., 1996)

# ANEXO 2



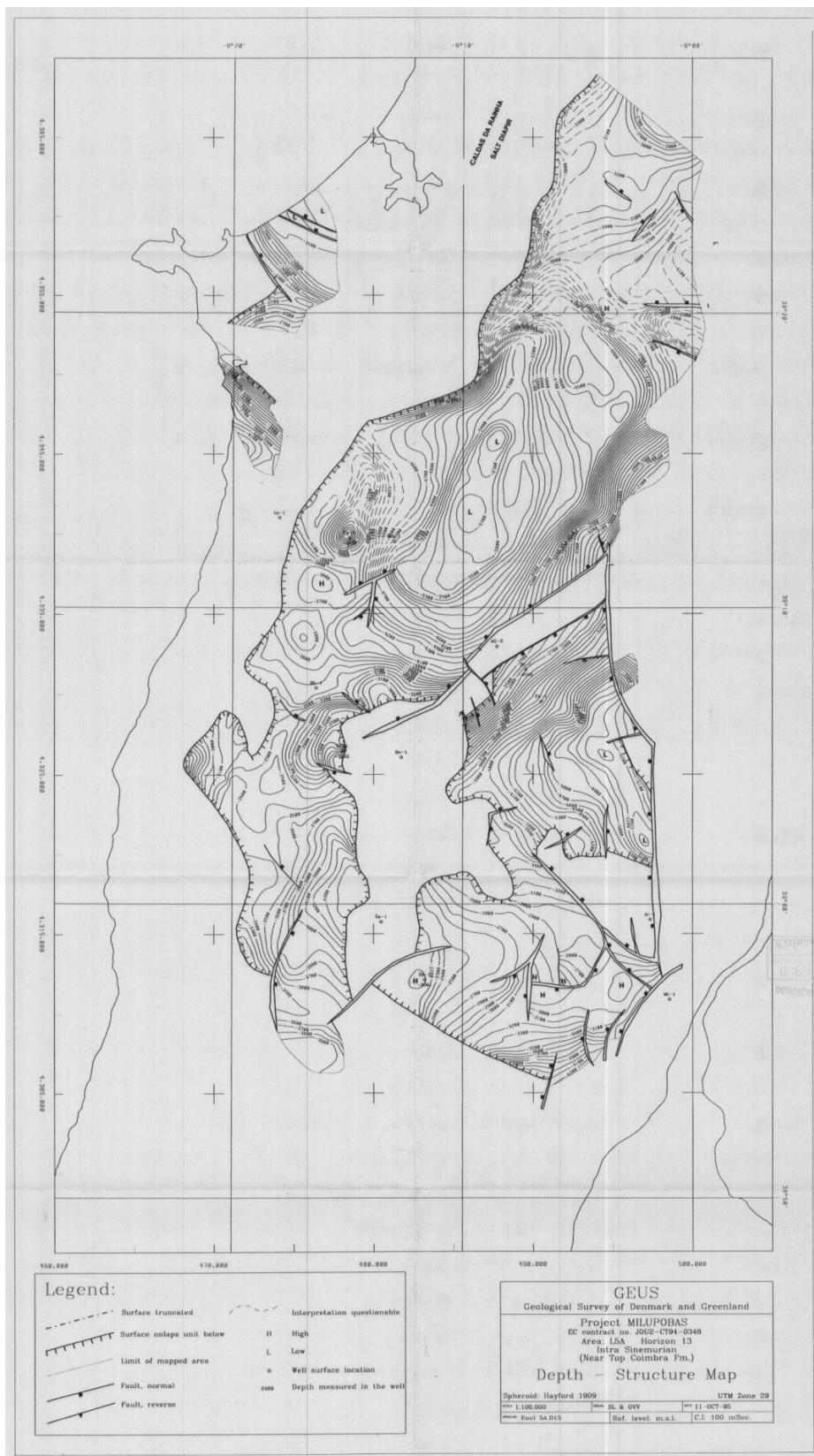
Anexo 2 – Mapa da parte inferior da superfície da formação (Brenha e Candeeiros) (Lomholt et al., 1996).

# ANEXO 3



Anexo 3 – Mapa da parte superior da base da formação (Brenha e Candeeiros) (Lomholt et al., 1996).

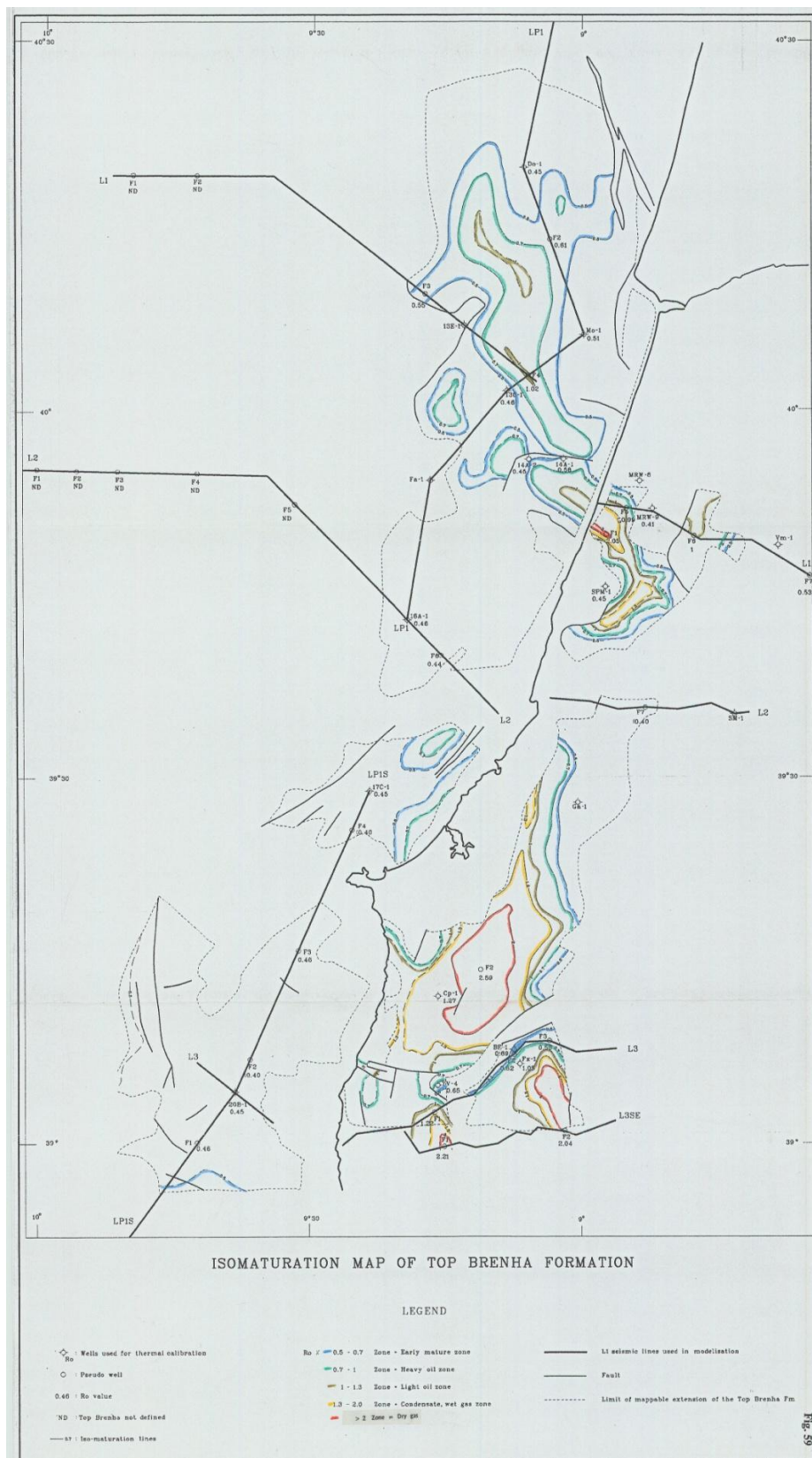
# ANEXO 4



Anexo 4 – Mapa da parte inferior da base da formação (Brenha e Candeeiros) (Lomholt et al., 1996).



# ANEXO 5



Anexo 5 – Mapa de isomaturação do topo da formação (Brenha e Candeeiros) (Beicip-Franlab, 1996).