

## Proposta metodológica para avaliação preliminar de jazigos de shale gas. Aplicação à Formação de Vale das Fontes, Bacia Lusitânica (Portugal)

JOÃO PEDRO TEMPORÃO DE SOUSA  
Outubro de 2014





**Instituto Superior de Engenharia do Porto**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOTÉCNICA

**Proposta metodológica para avaliação preliminar de jazigos de  
*shale* gas. Aplicação à Formação de Vale das Fontes, Bacia  
Lusitânica (Portugal)**

**João Pedro Temporão de Sousa**

16 ANOS **isep** Instituto Superior de Engenharia do Porto



Parceria



2014





## Instituto Superior de Engenharia do Porto

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOTÉCNICA

### Proposta metodológica para avaliação preliminar de jazigos de *shale* gas. Aplicação à Formação de Vale das Fontes, Bacia Lusitânica (Portugal)

João Pedro Temporão de Sousa

NMº 1040240

*Projeto de tese apresentado ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Geotécnica e Geoambiente**, realizada sob a orientação do Doutor Antonio Vega y de la Fuente, Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Geotécnica do ISEP, e coorientação do Doutor Alfonso Maldonado Zamora, Professor Catedrático e Diretor da Fundación Instituto Petrofísico (ETSIM-E, Universidad Politécnica de Madrid, Espanha).*



## **Júri**

### **Presidente**

Doutor Helder Gil Iglésias de Oliveira Chaminé

*Professor Coordenador com Agregação, Instituto Superior de Engenharia do Porto*

Doutor Alfonso Maldonado Zamora

*Professor Catedrático, ETSIM-E, Universidad Politécnica de Madrid*

*Fundación Instituto Petrofísico, Universidad Politécnica de Madrid, Espanha*

Doutor Luís Vítor da Fonseca Pinto Duarte

*Professor Associado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra*

Doutor Antonio Vega y de la Fuente

*Professor Adjunto, Instituto Superior de Engenharia do Porto*

Mestre Rui Jorge Fernandes Baptista

*Geólogo de Petróleos, Galp Energia SGPS SA, Lisboa*

*Professor Auxiliar Convidado, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa*

---

A tese de **mestrado em engenharia geotécnica e geoambiente (MEGG)** foi defendida em prova pública, pelo Licenciado **João Pedro Temporão de Sousa**, no Auditório de Geotecnia do Departamento de Engenharia Geotécnica (ISEP) em 29 de Outubro de 2014 mediante o júri nomeado, em que foi atribuída, por unanimidade, a classificação final de **18 (dezoito) valores**, cuja fundamentação se encontra em acta.

A Direcção do MEGG/ISEP

---

*A meus Pais e a meu Irmão, pilares da minha vida...*



## **Agradecimentos**

Ao Instituto Superior de Engenharia do Porto, em especial ao Departamento de Engenharia Geotécnica e a todos os Professores, que durante o meu percurso académico, contribuíram para o meu processo de aprendizagem e me prepararam para o mundo profissional.

Ao meu orientador, Professor Doutor Antonio Vega y de la Fuente, pela orientação e total disponibilidade, pelo apoio e confiança sempre demonstrada.

Ao meu coorientador, Professor Doutor Alfonso Maldonado Zamora (Universidade Politécnica de Madrid, Espanha), por me ter encorajado a embarcar neste projeto, facultando-me todos os meios necessários para a sua realização.

Ao Professor Doutor Luís Vitor Duarte (Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra), pelo inestimável contributo prestado para a realização deste projeto.

À “Fundación Instituto Petrofísico”, pela generosidade e apoio prestado na realização dos ensaios laboratoriais, e aos seus técnicos pela extraordinária colaboração, que em muito contribuiu para o sucesso deste projeto.

À Marta, pela ajuda e tempo disponibilizado.

Aos amigos e colegas, pelo incentivo e apoio constantes.



### **Palavras-chave**

*Shale gas*, Formação de Vale das Fontes, geoquímica, petrofísica, geoambiente

### **Resumo**

O potencial de um reservatório de *shale gas* é influenciado por um grande número de fatores, tais como a sua mineralogia e textura, o seu tipo e maturação de querogénio, a saturação de fluidos, os mecanismos de armazenamento de gás, a profundidade do reservatório e a temperatura e pressão de poros. Nesse sentido, o principal objetivo desta tese foi estabelecer uma metodologia de avaliação preliminar de potenciais jazigos de *shale gas* (estudo de afloramentos com base numa litoestratigrafia de alta resolução), que foi posteriormente aplicada na Formação de Vale das Fontes (Bacia Lusitânica, Portugal). Esta tese tem a particularidade de contribuir, não só para o aprofundamento da informação a nível geoquímico do local, mas também na abordagem inovadora que permitiu a caracterização petrofísica da Formação de Vale das Fontes. Para a aplicação da metodologia estabelecida, foi necessária a realização dos seguintes ensaios laboratoriais: Rock-Eval 6, picnometria de gás hélio, ensaio de resistência à compressão simples, Darcypress e a difração de raios-X, aplicando o método de Rietveld. Os resultados obtidos na análise petrofísica mostram uma formação rochosa de baixa porosidade que segundo a classificação ISRM, é classificada como “Resistente”, para além de revelar comportamento dúctil e elevado índice de fragilidade. A permeabilidade média obtida situa a Formação no intervalo correspondente às permeabilidades atribuídas aos jazigos de *tigh gas*, indicando a necessidade de fracturação hidráulica, no caso de uma eventual exploração de hidrocarbonetos, enquanto a difração de raios-X destaca a calcite, o quartzo e os filossilicatos como os minerais mais presentes na Formação. Do ponto de vista geoquímico, os resultados obtidos mostram que apesar do considerável teor médio de carbono orgânico total, a natureza da matéria orgânica analisada é maioritariamente imatura, composta, principalmente, por querogénio do tipo IV, o que indica a incapacidade de a formação gerar hidrocarbonetos em quantidades economicamente exploráveis.



### **Keywords**

Shale gas, Formation of “Vale de Fontes”, geochemistry, petrophysical, geoenvironment

### **Abstract**

The potential of a shale gas reservoir is influenced by a great number of factors, such as its mineralogy and texture, its type and kerogen maturation, fluid saturation, the mechanisms of gas storage, the reservoir’s depth, and the temperature and pressure of pores. In this sense, the main objective of this project was to establish a preliminary evaluation methodology of potential shale gas deposits (a study of outcrops on the basis of high resolution lithostratigraphy), which was later applied in the Formation of “Vale das Fontes” (Lusitanian Basin, Portugal). This thesis has the particularity of contributing, not only to the intensifying of information on the site on a geochemical level, but also in the innovative approach which allowed for a petrophysical characterization in the Formation of “Vale de Fontes”. For the application of the established methodology, the performance of the following laboratory tests was necessary: Rock-Eval 6, helium pycnometry, resistance test to simple compression, Darcypress and the X-ray diffraction, applying the Rietveld method. The results obtained in the petrophysical analysis, reveal a low porosity rock formation classifying it as “resistant”, according to the ISRM classification, besides revealing a ductile behaviour and a high level of fragility. The average permeability obtained, situates the Formation in the interval of permeabilities attributed to the tight gas deposits, alluding to the need of hydraulic fracturing, in the case of an eventual hydrocarbon exploration, while the X-ray diffraction highlights the calcite, the quartz and the phyllosilicates as the most present minerals in the Formation. From the geochemical point of view, the results obtained, show that, despite the considerable average content of total organic carbon, the nature of the organic material analysed is mainly immature, mainly composed by type IV kerogen, indicating, the incapacity of the Formation generating hydrocarbons in economically exploited quantities.



## Índice

❖	Capítulo 1 - Introdução .....	1
❖	Capítulo 2 - Objetivos .....	7
❖	Capítulo 3 - Gás não convencional - Conceitos teóricos .....	11
3.1	Gás não convencional - Características .....	13
3.1.1	Generalidades .....	14
3.1.2	Tipos de gás não convencional.....	15
3.1.3	O triângulo dos recursos – Classificação .....	18
3.1.4	Génese do <i>shale gas</i> .....	20
3.1.4.1	Potencial do <i>shale gas</i> no panorama mundial .....	21
3.1.4.2	Recursos mundiais de <i>shale gas</i> .....	22
3.1.5	Portugal: Dependência energética.....	24
3.2	Tecnologia associada à exploração de recursos não convencionais.....	25
3.2.1	Exploração de gás não convencional .....	26
3.2.2	O desenvolvimento das tecnologias associadas à exploração do gás não convencional .....	27
3.2.2.1	Perfuração horizontal.....	29
3.2.2.2	Fracturação hidráulica.....	30
3.3	Aspetos económicos e estratégicos .....	34
3.3.1	Contextualização histórica .....	35
3.3.2	Caso americano e europeu. Considerações do tipo económico .....	36
3.3.3	Efeitos estratégicos da exploração do <i>shale gas</i> .....	39
3.3.4	Posição de alguns países europeus perante a oportunidade de extração de <i>shale gas</i> .....	41
3.4	Enquadramento legislativo .....	43
3.4.1	Enquadramento legislativo nos EUA .....	44
3.4.2	Enquadramento legislativo na União Europeia.....	45
3.4.3	Conclusões relativas à legislação .....	46
3.5	Aspetos e impactos ambientais provocados pela exploração e produção de gás não convencional .....	46

3.5.1	Integridade dos poços .....	47
3.5.2	O consumo de água .....	48
3.5.3	Tratamento e controlo das águas de recirculação .....	51
3.5.4	Radioatividade das águas de recirculação.....	52
3.5.5	Sismicidade induzida .....	52
3.5.6	Emissões de CO <sub>2</sub> e emissões incontroladas de metano .....	54
3.5.7	Uso do solo .....	58
3.5.8	Conclusões relativas ao meio ambiente.....	59
❖	Capítulo 4 - Análise geoquímica e petrofísica na prospeção de shale gas.....	61
4.1	Parâmetros geoquímicos.....	69
4.1.1	Querogénio.....	69
4.1.2	Carbono Orgânico Total (COT) .....	71
4.1.3	Maturação térmica do querogénio: reflectância da vitrinita (Ro) .....	72
4.1.4	Conteúdo de gás.....	74
4.2	Parâmetros petrofísicos.....	74
4.2.1	Porosidade.....	74
4.2.2	Densidade do grão (DG ou $\rho_{ma}$ ) .....	78
4.2.3	Saturação de água (Sw) .....	79
4.2.4	Permeabilidade .....	80
4.2.5	Mineralogia .....	82
4.2.6	Geomecânica - Módulos elásticos.....	83
❖	Capítulo 5 - Materiais estudados e métodos .....	87
5.1	Enquadramento geológico da Bacia Lusitânica e seleção da área de estudo .....	90
5.1.1	A Bacia Lusitânica: Introdução .....	91
5.1.2	A pesquisa de hidrocarbonetos na Bacia Lusitânica .....	92
5.1.3	Breve historial dos estudos realizados no Jurássico Inferior da Bacia Lusitânica ....	94
5.1.4	Seleção da unidade estudada e o seu enquadramento estratigráfico.....	97
5.1.4.1	Formação de Vale das Fontes.....	99
5.1.4.2	Afloramentos estudados – localização e principais características .....	101
5.2	Trabalho de campo – recolha de amostras .....	106
5.3	Laboratório – pré tratamento das amostras .....	109
5.4	Descrição dos ensaios laboratoriais realizados .....	113

5.4.1	Rock Eval 6.....	113
5.4.2	Picnometria de gás hélio .....	119
5.4.3	Ensaio de resistência à compressão simples.....	120
5.4.4	Ensaio Darcypress.....	124
5.4.5	Difração de raios-X aplicando o método de <i>Rietveld</i> .....	125
❖	Capítulo 6 - Demonstração e interpretação de resultados.....	129
6.1	Resultados Rock Eval 6 .....	132
6.2	Resultados da picnometria de gás hélio.....	145
6.3	Resultados do ensaio de resistência à compressão simples .....	146
6.4	Resultados do ensaio Darcypress.....	151
6.5	Resultados da difração de raios-X aplicando o método de <i>Rietveld</i> .....	155
6.6	Resultados obtidos Vs. Valores mínimos aceitáveis para a viabilidade económica dum jazigo de <i>shale gas</i> .....	157
6.7	Comparação entre características da Formação de Vale das Fontes e as de jazigos de <i>shale gas</i> atualmente em exploração nos EUA.....	158
❖	Capítulo 7 - Conclusões e considerações finais.....	163
❖	Capítulo 8 - Referências bibliográficas .....	169

Índice dos anexos (em CD-ROM)

Anexo I - Enquadramento legislativo

Anexo II - Pirogramas Rock-Eval 6

Anexo III - Boletins Geomecânicos

Anexo IV - Boletins Darcypress

Anexo V - Padrões Difractométricos

Anexo VI – Relatórios fornecidos pela Fundación Instituto Petrofísico



## Índice das figuras

Fig. 1 - Estrutura da produção de Energia em Portugal, quebra em 1989 devido à reclassificação de categorias (Amador, 2010). .....	3
Fig. 2 - Estrutura do consumo primário de energia em Portugal (Amador, 2010). .....	4
Fig. 3 - Localização das centrais termoelétricas (gás natural) em Portugal (EDP, 2014). .....	5
Fig. 4- Reservatório convencional Vs. Reservatório não convencional (adaptado de EAGE, 2012). .....	13
Fig. 5- Esquema com as diferentes opções de jazigos não convencionais de gás natural (adaptado de BNK Petroleum, 2013). .....	15
Fig. 6 - Pirâmide representativa do incremento de custos e dificuldades de extração (REPSOL, 2013). .....	19
Fig. 7- Reservas mundiais de <i>shale gas</i> e <i>shale oil</i> (1 Tcf = $28,3 \times 10^9 \text{m}^3$ ) (adaptado de EIA/ARI, 2013). .....	23
Fig. 8 - Dependência energética de Portugal (APA I.P., 2013). .....	24
Fig. 9 - Produção anual de <i>shale gas</i> na formação de Barnett Shale-EUA por tipo de poço (adaptado de EIA, 2011b). .....	28
Fig. 10 – Exemplo de perfuração direcional mediante <i>measurement while drilling</i> (adaptado de RWE Dea, 2014). .....	29
Fig. 11 - Diferenças de áreas de contacto entre um poço vertical e um horizontal (adaptado de Van Heest et al., 2013). .....	30
Fig. 12 - Processo de fracturação hidráulica (adaptado de Holland, 2010). .....	31
Fig. 13 - Faixas de permeabilidades das formações produtoras (adaptado de King, 2012). .....	32
Fig. 14 - Atual composição do fluido de fracturação (adaptado de The Royal Society & The Royal Academy of Engineering, 2012). .....	33
Fig. 15 - Produção de gás natural nos EUA (adaptado de EIA, 2014). .....	37
Fig. 16 - Estimativa do desenvolvimento das energias geradoras de eletricidade (adaptado de Pöyry, 2013). .....	40
Fig. 17 - Estimativa de criação de emprego (adaptado de Pöyry, 2013). .....	40
Fig. 18 - Desenho de um poço produtor de gás não convencional (adaptado de Wood et al., 2011). .....	48
Fig. 19 - Modelo de gestão da água em processo de fracturação hidráulica (adaptado de BP, 2013). .....	51
Fig. 20 - Comparação das emissões de CO <sub>2</sub> e CO <sub>4</sub> ente o <i>shale gas</i> e o gás natural convencional (adaptado de Bradbury et al., 2013). .....	57
Fig. 21- Emissões de GEE (sem LULUCF) e compromissos para o período 2008-2012 (APA I.P., 2013). .....	58
Fig. 22 - Campo de Gás Natural Comprimido (GNC) em produção <i>Pad drilling</i> (Rascón & Fernández, 2013). .....	59
Fig. 23 - Transformação térmica do querogénio (adaptado de McCarthy et al., 2011). .....	65
Fig. 24 - Diagrama de Van Krevelen modificado (adaptado de McCarthy et al., 2011). .....	70
Fig. 25 - Escala da maturação térmica (adaptado de ERI/ARI, 2013). .....	73
Fig. 26 – Processos sofridos por uma rocha de origem sedimentar durante a diagénese (adaptado de Bjørlykke, 2010). .....	75
Fig. 27 - Equipamento Dean Stark (Vinci-Technologies, 2014). .....	79

Fig. 28 – Módulo de <i>Young</i> - F representa a força aplicada, A a área da superfície onde a força é aplicada, l o comprimento inicial e $\Delta l$ o deslocamento (Fintland, 2011). .....	83
Fig. 29 – Coeficiente de <i>Poisson</i> - F representa a força aplicada, A a área da superfície onde a força é aplicada, l o comprimento inicial, $\Delta l$ o deslocamento axial, S a largura inicial e $\Delta S$ o deslocamento lateral (Fintland, 2011). .....	84
Fig. 30 - Índice de fragilidade em função do dos módulos de <i>Young</i> e os coeficientes de <i>Poisson</i> obtidos na formação de <i>Barnett Shale</i> (adaptado de Rickman et al., 2008). .....	85
Fig. 31 - Fluxograma das fases do projeto.....	89
Fig. 32 - Ensaios laboratoriais realizados e parâmetros obtidos.....	90
Fig. 33- Mapa com a localização da Bacia Lusitânica e localização das três áreas (perfis) de estudo neste projeto (adaptado de Mendonça Filho et al., 2013). .....	91
Fig. 34 – Unidades litostratigráficas propostas por Duarte & Soares (2002) para o Jurássico Inferior margo-calcário da Bacia Lusitânica.....	94
Fig. 35 – Distribuição do COT nas unidades da Bacia Lusitânica (Duarte et al., 2010b).....	98
Fig. 36- Variação sedimentar lateral e vertical da Bacia Lusitânica (Duarte et al., 2010b). .....	99
Fig. 37- Localização do afloramento – Peniche.....	102
Fig. 38 - Sucessão amostrada correspondente ao membro Margas e Calcários Grumosos aflorante em Peniche.....	102
Fig. 39 -Localização do afloramento – Brenha. ....	103
Fig. 40 - Sucessão amostrada correspondente ao membro Margo-calcários com níveis betuminosos aflorante em Brenha. ....	104
Fig. 41- Localização do afloramento – Coimbra.....	105
Fig. 42 - Sucessão amostrada correspondente ao membro Margas e Calcários Grumosos aflorante em Coimbra (Bairro do Loreto). .....	105
Fig. 43 - Detalhe das amostras recolhidas em parte do Membro MCNB no perfil de Peniche.....	106
Fig. 44 - Detalhe das amostras recolhidas em parte do Membro MCNB no perfil de Brenha.....	107
Fig. 45 - Detalhe das amostras recolhidas em parte do Membro MCG no perfil de Coimbra. ....	107
Fig. 46 - Amostra B.M3.3 - Rock Eval 6.....	108
Fig. 47 - Amostras inicialmente selecionadas para os ensaios de geomecânica, permeabilidade e DRX. ....	109
Fig. 48 - Porta amostras - Rock Eval 6. ....	110
Fig. 49 - Amostra para o ensaio de geomecânica. ....	111
Fig. 50 - Amostra para o ensaio de nano-permeabilidade. ....	112
Fig. 51 - Porta amostras DRX.....	113
Fig. 52 - Equipamento Rock Eval 6. ....	115
Fig. 53 - Exemplo de um pirograma (adaptado de McCarthy et al., 2011). .....	117
Fig. 54 - Picnómetro de gás hélio. ....	119
Fig. 55 - Modelo 815 da marca <i>MTS - Rock Mechanics Test System</i> . .....	121
Fig. 56 - Ensaio uniaxial – pormenor da rotura da amostra. ....	123

Fig. 57 - Ensaio uniaxial - pormenor das bandas extensométricas.....	123
Fig. 58 – Equipamento Darcy Press. ....	124
Fig. 59 - Difratómetro de Raio X. ....	126
Fig. 60 – Exemplo de um padrão difratométrico com refinamento <i>Rietveld</i> (Wang et al., 2012).....	127
Fig. 61 - Pirograma da amostra P.M2.10. ....	138
Fig. 62 - Índice de hidrogénio (IH) em função do Tmax (adaptado do relatório fornecido pela Fundación Instituto Petrofísico).....	139
Fig. 63 - Índice de hidrogénio (IH) em função do índice de oxigénio (IO) (adaptado do relatório fornecido pela Fundación Instituto Petrofísico). ....	140
Fig. 64 - Módulo de <i>Young</i> / Coeficiente de <i>Poisson</i> . ....	148
Fig. 65 – Boletim geomecânico – amostra P.M1.2G, fornecido pela Fundación Instituto Petrofísico. ....	149
Fig. 66 - Relação entre a porosidade e a tensão de rotura.....	150
Fig. 67 - Relação entre a porosidade e o módulo de <i>Young</i> . ....	150
Fig. 68 - Relação entre a porosidade e o coeficiente de <i>Poisson</i> .....	151
Fig. 69 - Porosidade VS. Permeabilidade ao gás.....	152
Fig. 70 - Porosidade Vs. Permeabilidade ao líquido. ....	153
Fig. 71 - Kl Vs. Kg.....	153
Fig. 72 - Boletim Darcypress – amostra P.M1.5.G, fornecido pela Fundación Instituto Petrofísico.....	154
Fig. 73 - Padrão difratométrico da amostra analisada B.M2.1G. ....	156
Fig. 74 - Comparação entre as características da Fm. de Vale das Fontes e as de jazigos de <i>shale gas</i> atualmente em exploração – COT e Porosidade. ....	159
Fig. 75 -Comparação entre as características da Fm. de Vale das Fontes e as de jazigos de <i>shale gas</i> atualmente em exploração – Espessura.....	159
Fig. 76 - Comparação dos comportamentos elásticos entre a Formação de Vale das Fontes e a Formação de Woodford (adaptado de Miskimins, 2012). ....	160
Fig. 77 - Comparação entre as características da Fm. de Vale das Fontes e as de jazigos de <i>shale gas</i> atualmente em exploração – Mineralogia. ....	162



## Índice das tabelas

Tab. 1 - Comparação entre os resultados obtidos pelos estudos realizados pela EIA - recursos mundiais de <i>shale gas</i> (1 Tcf = 28,3 x 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> ) (adaptado de EIA/ARI, 2013). .....	22
Tab. 2 – Comparação do alcance e da cobertura entre os relatórios realizados pela EIA/ARI (adaptado de EIA/ARI, 2013). .....	23
Tab. 3 - Aditivos químicos presentes nos fluidos de perfuração (adaptado de Rascón & Fernández, 2013)..	33
Tab. 4 - Usos de água em função do recurso energético (adaptado de Rascón & Fernández, 2013). .....	50
Tab. 5 - Resumo das estimativas das emissões de gases de efeito de estufa na exploração do <i>shale gas</i> (g CO <sub>2</sub> /MJ) (adaptado de Foster & Perks, 2012). .....	56
Tab. 6 - Modelo esquemático petrofísico da rocha sem fraturas naturais (adaptado de Glorioso & Rattia, 2012).....	67
Tab. 7 - Qualidade da rocha em função do COT (adaptado de Rascón & Fernández, 2013).....	72
Tab. 8 - Interpretação dos estágios de maturação, (adaptado de Rascón & Fernández, 2013). .....	72
Tab. 9 - Parâmetros descritivos do nível de maturação (adaptado de Ibrahimbas & Riediger, 2004).....	73
Tab. 10 - Valores de porosidade de solos e rochas (adaptado de Vallejo et al., 2002). .....	77
Tab. 11 - Exemplos de densidade do grão (adaptado de Lenormand, 2006).....	78
Tab. 12 - Número de amostras – Rock Eval 6. ....	108
Tab. 13 - Número de amostras – Geomecânica, Permeabilidade e DRX.....	108
Tab. 14 - Resumo do cálculo dos índices utilizados na interpretação das características da rocha.....	119
Tab. 15 - Parâmetros de referência para a viabilidade dum jazigo de <i>shale gas</i> (adaptado de Sondergeld et al., 2010).....	131
Tab. 16 – Parâmetros geoquímicos básicos. ....	132
Tab. 17 - Parâmetros adicionais. ....	135
Tab. 18 – Relação entre o tipo de querogénio e o IH (adaptado de Ibrahimbas & Riediger, 2004).....	140
Tab. 19 - Resumo dos valores de COT das amostras analisadas. ....	142
Tab. 20 - Resumo dos valores de T <sub>max</sub> das amostras analisadas.....	143
Tab. 21 - Resumo do tipo de querogénio das amostras analisadas. ....	144
Tab. 22 – Porosidades e densidades de grão das amostras analisadas.....	145
Tab. 23 - Parâmetros geomecânicos obtidos. ....	146
Tab. 24 - Estado de Resistência da Rocha (adaptado de ISRM, 1978).....	147
Tab. 25 - Intervalo típico para valores de módulo de <i>Young</i> e coeficiente de <i>Poisson</i> (adaptado de SPE, 2013).....	148
Tab. 26 - Classificação do coeficiente de <i>Poisson</i> (adaptado de Gercek, 2007). .....	148
Tab. 27 - Resultados do ensaio Darcypress. ....	151
Tab. 28 - Resultados DRX.....	155
Tab. 29 - Resultados desejados Vs. Valores mínimos aceitáveis para a viabilidade económica dum jazigo de <i>shale gas</i> (adaptado de Sondergeld et al., 2010). .....	157

Tab. 30 - Comparação entre as características da Fm. de Vale das Fontes e as de jazigos de *shale gas* atualmente em exploração (adaptado de Roth, 2010)..... 158

## Síglas

(APA) - Agência Portuguesa do Ambiente, I.P.  
(BP) - British Petroleum  
(Bcf) – *Billion cubic feet*  
(CBM) - *Coal Bed Methane*  
(CLBW) - *Clay bound water*  
(cm<sup>3</sup>) – Centímetro cúbico  
(COT) – Carbono Orgânico Total  
(DG) - Densidade do Grão  
(DGEG) – Direcção Geral de Energia e Geologia  
(DRX) - Difraccção de raios-X  
(EAGE) - European Association of Geoscientists and Engineers  
(EDP) – Energias de Portugal  
(EIA) - *Energy Information Administration*  
(EPA) - *Environmental Protection Agency*  
(EUA) – Estados Unidos da América  
(IEA) - *International Energy Agency*  
(ISRM) – *International Society for Rock Mechanics*  
(g) - Grama  
(GEE) - Gases de efeito estufa  
(GWPC) - *Ground Water Protection Council*  
(IOGCC) - *Interstate Oil and Gas Compact Commission*  
(GNL) - Gás natural liquefeito  
(Kg) - Permeabilidades ao gás  
(KI) - Permeabilidades ao líquido  
(kN) – Kilonewton  
(m) - Metro  
(MCG) - Membro Margas e calcários grumosos  
(MCNB) - Membro Margo-calcários com níveis betuminosos  
(MCUP) - Membro Margas e calcários com *Uptonia* e *Pentacrinus*  
(mD) – Milidarcy  
(MPa) - Megapascal  
(nD) – Nanodarcy  
(NRC) – *National Research Council*  
(NPC) – *National Petroleum Council*  
(NORM) - *Naturally Occurring Radioactive Material*  
(PcBW) - *Capillary pressure bound water*  
(Ra) - Rádio  
(Ro) - Reflectância à vitrinite  
(Tcf) - *Trillion cubic feet*  
(USGS) - *United States Geological Survey*  
(UE) - União Europeia  
(WEC) – *World Energy Council*  
(μD) - Microdarcy  
(°C) – Celsius



## ❖ CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO



# 1 Introdução

Ao longo da história, as necessidades energéticas das sociedades têm vindo a aumentar, particularmente após a Revolução Industrial (BCSD, 2005).

A estrutura da produção de energia primária é muito heterogénea entre países e altera-se muito lentamente ao longo das décadas, pois depende fortemente das dotações de recursos naturais e dos investimentos passados em infra-estruturas de produção, como barragens ou centrais nucleares (Amador, 2010).

De acordo com a Fig. 1, Portugal apresenta uma estrutura de energia primária onde os “combustíveis renováveis e resíduos” (de acordo com a metodologia da IEA, *International Energy Agency*, os combustíveis renováveis e resíduos compreendem a biomassa sólida e líquida, o biogás e os resíduos industriais e municipais) representam a maior parcela da produção doméstica de energia primária, com uma quota de cerca de 70% em 2008. A produção de energia primária, baseada em centrais hidroelétricas, é a segunda maior fonte doméstica de energia primária, com uma quota média de 20% na última década. Os combustíveis sólidos (carvão e turfa) representaram cerca de 20% da produção de energia primária em Portugal no início dos anos sessenta, porém vêm registando uma tendência decrescente, tendo virtualmente desaparecido na última década. As energias renováveis, como a solar, eólica e geotérmica, aumentaram significativamente a sua importância, embora ainda representem uma parcela relativamente pequena da produção doméstica de energia primária (cerca de 16% em 2008) (Amador, 2010; Lemos de Sousa et al., 2012).

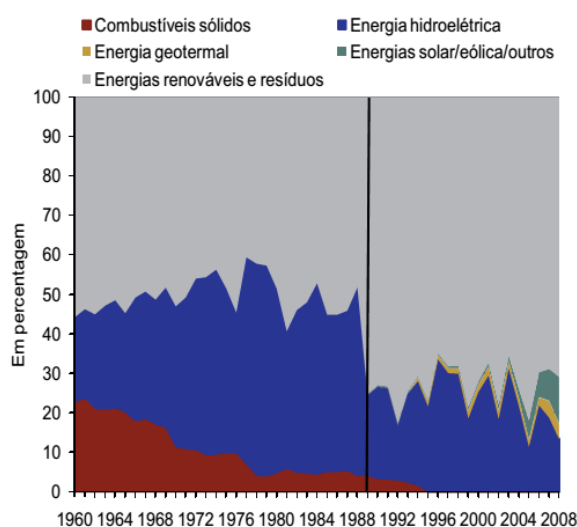


Fig. 1 - Estrutura da produção de Energia em Portugal, quebra em 1989 devido à reclassificação de categorias (Amador, 2010).

Em relação à estrutura do consumo primário de energia em Portugal, verifica-se, através da análise da Fig. 2, que o petróleo se apresenta como a principal fonte de energia primária consumida na economia portuguesa, seguindo-se as fontes de energia referidas na figura como “Outros” (maioritariamente energias renováveis). Em terceiro lugar, destaca-se o gás natural, uma das significativas alterações das últimas décadas. O gás natural começou a fazer parte do consumo doméstico de energia primária apenas em 1997, e tem contribuído para a diminuição das importações de petróleo (Amador, 2010).

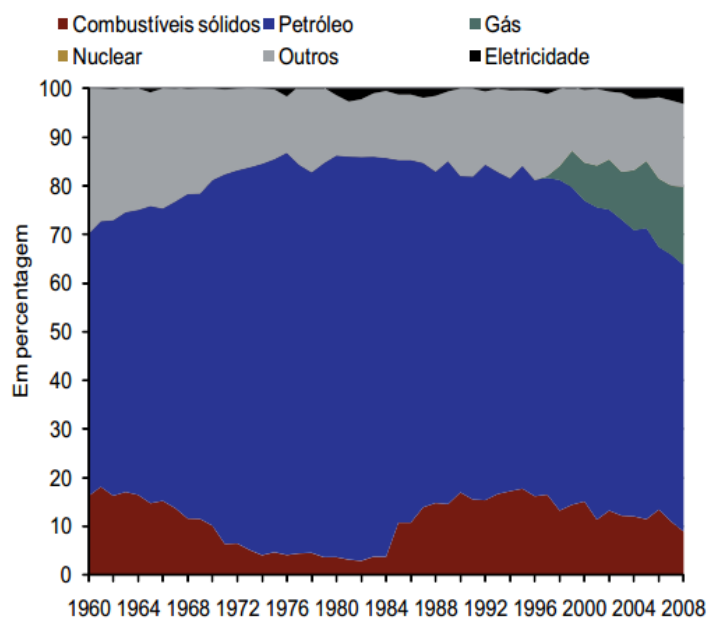


Fig. 2 - Estrutura do consumo primário de energia em Portugal (Amador, 2010).

Importa referir que, em relação às infra-estruturas de escoamento, processamento e transporte de gás natural em Portugal, o país apresenta uma boa rede de centrais termoelétricas em serviço (Fig. 3), contando, atualmente, com sete (Fisigen, Energin, Ribatejo, Carriço, Soporgen, Lares e Mortágua) (EDP, 2014). Este é um factor bastante significativo, que se reveste de uma importância crucial, na eventualidade de produção a nível nacional de um recurso tão importante como o gás natural.



Fig. 3 - Localização das centrais termoelétricas (gás natural) em Portugal (EDP, 2014).

Relativamente ao panorama mundial, a crise energética e o aumento dos preços das fontes de energia convencionais contribuíram para a necessidade urgente de a indústria desenvolver tecnologias que permitam aumentar a descoberta de reservas de energia. O aumento da quantidade de recursos disponíveis pode ser alcançado por meio da descoberta de novos jazigos, aumentando a eficiência de extração, ou por desenvolvimento de tecnologias que permitam aproveitar produtos que, anteriormente, eram inúteis. É neste contexto de desenvolvimento de novas tecnologias e aplicação de técnicas avançadas que a possibilidade de extração de recursos não convencionais de gás natural se tem expandido de forma segura, responsável e economicamente viável. A combinação de poços horizontais com o fraturamento hidráulico tem sido a chave para desbloquear as reservas de gás não convencional nos EUA e noutros lugares do mundo (BP, 2013).

Perante este cenário atual de redefinição das reservas mundiais de gás natural, pretende-se neste projeto mostrar as diferenças entre reservatórios convencionais e não convencionais, os diferentes tipos de gás não convencional, o sucesso da experiência americana na exploração e produção de *shale gas* e a sua viabilidade económica na Europa, a posição de alguns países europeus perante o *fracking* e as suas condicionantes legislativas, para além dos impactos ambientais associados às tecnologias necessárias para a extração deste tipo de gás.

## ❖ CAPÍTULO 2 - OBJETIVOS



## 2 Objetivos

O *shale gas*, assim como outras fontes de gás não convencional, guardam enorme potencial para ampliar de forma substancial a participação do gás natural na matriz energética mundial (IEA, 2011). O potencial futuro de um reservatório de *shale gas* é influenciado por um grande número de fatores, tais como: mineralogia, textura, tipo e maturação do querogénio, saturação de fluidos, mecanismos de armazenamento de gás, profundidade do reservatório, temperatura e pressão de poros (Boyer et al., 2006).

Nesse sentido, o principal objetivo deste projeto foi estabelecer uma metodologia de avaliação preliminar (estudo de afloramentos, com base numa litoestratigrafia de alta resolução), tendo em vista o potencial de determinada formação geológica constituir um jazigo de gás não convencional, mais concretamente de *shale gas*, definindo quais os ensaios laboratoriais necessários e quais os parâmetros a obter, de modo a poder compará-los com reservatórios atualmente em exploração.

Outro objetivo foi selecionar uma formação com potencial petrolífero em território nacional, identificar os afloramentos onde fosse possível a recolha de amostras representativas e, através da referida metodologia estabelecida, avaliar o potencial em relação à eventual exploração de *shale gas*, caracterizando a formação, tanto do ponto de vista geoquímico como petrofísico.



## ❖ **CAPÍTULO 3 - GÁS NÃO CONVENCIONAL - CONCEITOS**

### **TEÓRICOS**



### 3.1 Gás não convencional - Características

Historicamente, são tidos como reservatórios convencionais de gás aqueles cuja extração do produto é considerada fácil, prática e económica num dado estágio tecnológico de desenvolvimento. Por outro lado, o gás de difícil acesso e, conseqüentemente, pouco atrativo economicamente, é conhecido como gás não convencional. Com o avanço do conhecimento geológico e da tecnologia disponível [perfuração horizontal e fracturação hidráulica (Fig. 4)], acredita-se que o gás não convencional pode vir a representar um importante papel nas fontes de suprimento (Boyer et al., 2011; NaturalGas.org, 2013).

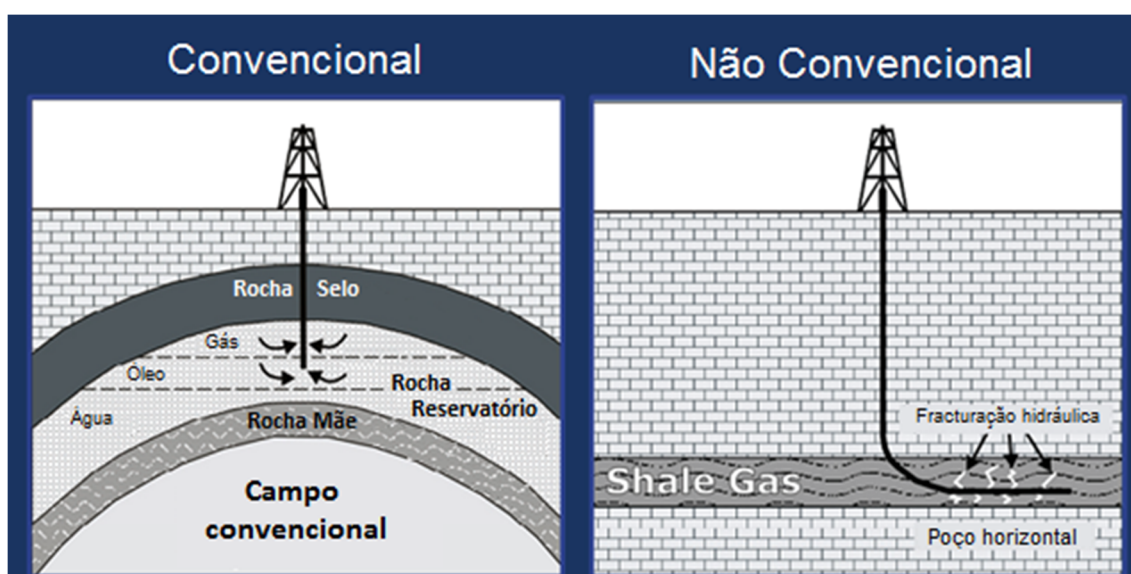


Fig. 4- Reservatório convencional Vs. Reservatório não convencional (adaptado de EAGE, 2012).

Não existe um “modelo típico” de reservatório de gás não convencional: ele pode ser profundo ou superficial; de alta ou de baixa pressão; de alta ou de baixa temperatura; homogêneo ou naturalmente fraturado; contendo uma única ou múltiplas camadas (Holditch et al., 2007).

Então, o que é, exatamente, o gás não convencional? A resposta precisa a essa pergunta é difícil de encontrar. O que foi não convencional ontem pode, através de algum avanço tecnológico ou novo processo engenhoso, tornar-se convencional amanhã. No sentido mais amplo, o gás natural não convencional é o gás cuja extração é mais difícil e menos económica, geralmente devido ao facto de a tecnologia necessária para o alcançar não estar plenamente desenvolvida ou ser demasiado dispendiosa (Boyer et al., 2011; NaturalGas.org, 2013).

Por exemplo, antes de 1978, o gás natural que tinha sido descoberto enterrado no subsolo da bacia Anadarko, nos Estados Unidos, era praticamente intocável, dado que a sua extração, ou não era possível ou era demasiado dispendiosa, sendo, por isso, considerado, gás natural não convencional. A nível político, ficou definido que este tipo de reservatórios apresenta valores de permeabilidade ao fluxo de gás inferiores a 1 mD (mD – milidarcy). No entanto, com os incentivos gerados pela aprovação da regulação *market-based rate* e *Natural Gas Policy Act* para a procura e extração de gás natural não convencional, aliados ao estímulo no investimento da exploração e perfuração a grandes profundidades, muito desse gás bastante profundo tornou-se num recurso comercialmente extraível (Holditch et al., 2007; NaturalGas.org, 2013).

### 3.1.1 Generalidades

O gás natural está preparado para entrar na era dourada, mas, para isso, depende fortemente do êxito do desenvolvimento dos vários recursos de gás não convencional a nível mundial. A experiência norte americana indica que a exploração deste tipo de gás, em particular do *shale gas*, pode ser economicamente rentável. Neste sentido, muitos países procuram emular este êxito. Ainda assim, alguns governos duvidam e, inclusivamente, se opõem fortemente à exploração, devido aos eventuais impactos meio ambientais e sociais (IEA, 2012).

Magoon & Dow (1994) consideram que “para que exista um jazigo de hidrocarbonetos (petróleo ou gás) é necessário uma rocha mãe, uma rocha armazém e uma rocha selo. Além disso, é necessário que exista um processo gerador de armadilhas estratigráficas ou estruturais, juntamente com um processo de migração e acumulação de hidrocarbonetos nas referidas armadilhas”, definindo, desta forma, o conceito de sistema petrolífero convencional.

Outros autores (*e.g.*, Mohaghegh et al., 2005; Holditch et al., 2007; Boyer et al., 2011), por sua vez, definem o conceito de sistema petrolífero não convencional ao referir que gás não convencional é aquele que é produzido, a partir de rochas tradicionalmente consideradas incapazes de expelir volumes comerciais de hidrocarbonetos. As acumulações convencionais produzem gás a partir de rochas porosas e permeáveis, tais como, arenitos e carbonatos. Acumulações não convencionais, por outro lado, produzem volumes de gás a partir de arenitos fechados e não permeáveis (*tight gas*), de argilitos (*shale gas*), de carvão mineral (*coalbed*

*methane*) ou de arenitos e carbonatos fechados, mas extremamente fraturados (*fractured reservoirs*).

Considera-se, atualmente, que os fatores de recuperação globais para um jazigo não convencional situam-se na ordem dos 20-30% do gás original *in situ*, contra 75% num jazigo convencional (Rascón & Fernández, 2013).

### 3.1.2 Tipos de gás não convencional

Apesar de nem sempre consensuais, inúmeros autores (*e.g.*, Warlick, 2006; Holditch et al., 2007; Loftin, 2009; Rascón & Fernández, 2013) têm vindo a descrever os tipos e as características do gás considerado não convencional e a forma como este se encontra disposto na natureza (Fig. 5).

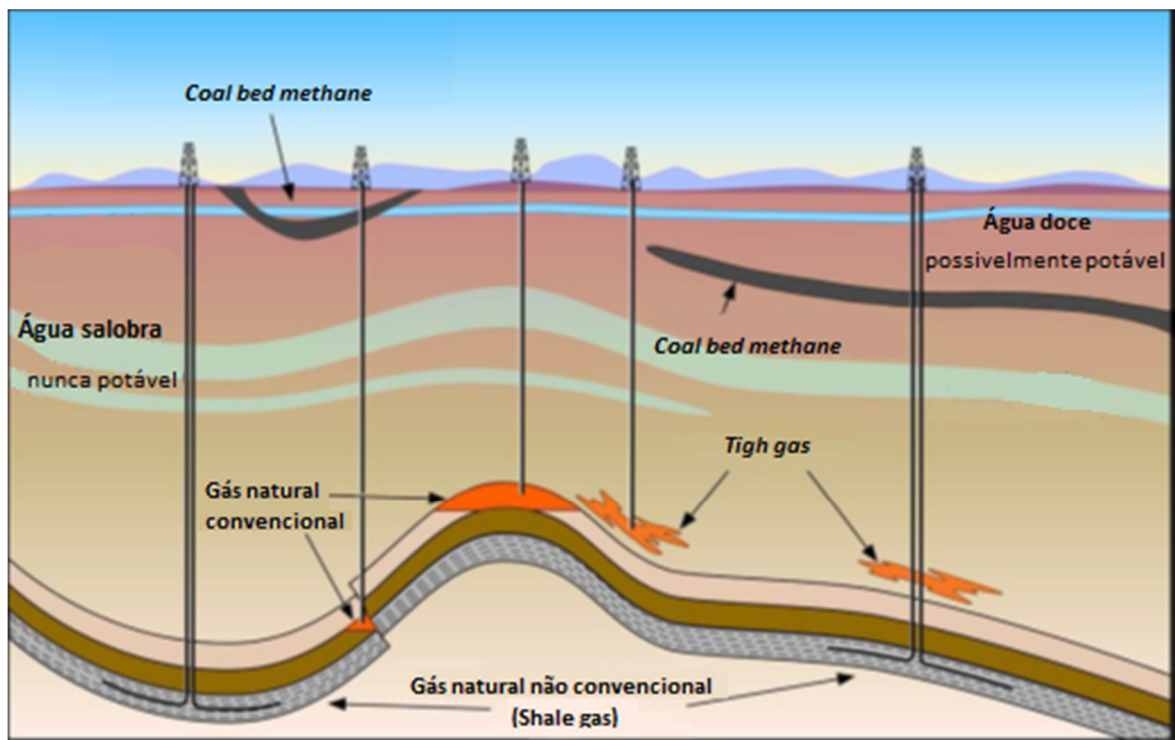


Fig. 5- Esquema com as diferentes opções de jazigos não convencionais de gás natural (adaptado de BNK Petroleum, 2013).

a) Gás contido em reservatórios profundos (*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 superiores a 5 mil metros, bastante mais profundo do que os depósitos de gás convencional. Este tipo de gás, no entanto, tem-se tornado mais convencional, sendo que muitos autores já não o consideram pertencente à categoria de “não convencional”.

As perfurações cada vez mais profundas, aliadas às melhorias nas técnicas de extração, têm tornado 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.

b) Gás de Carvão (*coalbed methane*)

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 subterraneamente. 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 (Rodrigues et al., 2013).

Desde o início das explorações de carvão, que o *Coal Bed Methane* (CBM) é considerado um incómodo pela indústria extratora, 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 (Dinis et al., 2010; Lemos de Sousa et al., 2012).

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 injetado em *pipelines* de gás natural, para posterior venda e utilização como matéria-prima industrial na geração de calor e eletricidade. O que anteriormente era visto como um rejeito inconveniente na indústria do carvão, devido à sua perigosidade, vai-se transformando, cada vez mais, numa nova fonte de energia.

c) Zonas geopressurizadas (*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 3 e 7 mil metros abaixo da superfície da terra.

A combinação de todos estes fatores faz com que a extração 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.

d) Hidratos de Metano (*methane hydrates*)

Em 1970, cientistas em expedições marítimas de perfuração profunda descobriam que os hidratos de metano não surgem só em regiões continentais polares, mas podem ocorrer, também, em sedimentos de águas profundas em margens continentais exteriores (Collet, 2001).

Estas formações estão formadas por sólidos cristalinos nos que os hidrocarbonetos, geralmente metano, estão presos 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 vez, em regiões de pergelissolo no Ártico. Contudo, o seu estudo veio revelar que este tipo de formações é muito mais comum do que inicialmente se esperava.

Segundo Ruppel (2011), da *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.

e) Gás contido em formações de baixa permeabilidade (*tight gas*)

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

f) *Shale gas*

O *shale gas* refere-se ao gás natural que está preso dentro de formações xistosas. Xistos são rochas metamórficas de origem sedimentar, que apresentam grão muito fino e finas camadas paralelas entre si, podendo ser ricas fontes de petróleo e gás natural. Durante a última década, a combinação de perfuração horizontal com a fracturação hidráulica tem permitido o acesso a grandes volumes de gás provenientes deste tipo formações. No entanto, é necessário salientar que, devido às propriedades destas formações (muito baixa permeabilidade e baixa porosidade), a extração do gás nelas contido é consideravelmente mais onerosa e difícil, comparativamente ao custo de extração de formações que albergam gás convencional.

### **3.1.3 O triângulo dos recursos – Classificação**

Depois de apresentadas as principais diferenças entre reservatórios convencionais e não convencionais e de se ter indicado quais os diferentes tipos de gás não convencional, é necessário citar o triângulo dos recursos (Fig. 6) e explicar a sua importância.

Este triângulo foi criado com o intuito de fornecer uma ideia mais clara de como este tipo de recursos se dispõem na natureza no referente a quantidade/qualidade de reservatórios. Foi, inicialmente, utilizado por Masters e Grey, quando decidiram fundar uma empresa na década de 1970, após a descoberta de um grande campo de gás. O conceito é que todos os recursos naturais se encontram distribuídos logaritmicamente na natureza (Masters, 1979), permitindo,

após somadas as devidas variáveis independentes, modelar o comportamento futuro das quantidades existentes na natureza e do custo de extração desses mesmos recursos.

Analisando o triângulo proposto pela empresa Repsol (Fig. 6), verifica-se que, na base, situam-se os reservatórios de qualidade inferior, o que, geralmente, significa reservatórios de baixa permeabilidade; no entanto, estes reservatórios são, normalmente, muito maiores do que os reservatórios de maior qualidade.

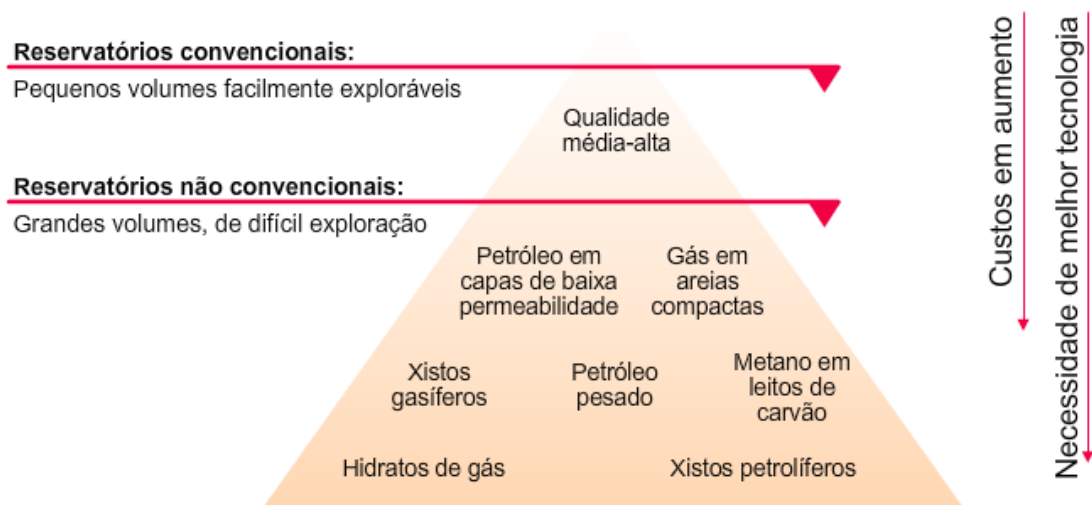


Fig. 6 - Pirâmide representativa do incremento de custos e dificuldades de extração (REPSOL, 2013).

Tal como acontece com outros recursos naturais, a extração de gás natural em depósitos de baixa qualidade requer melhores tecnologias e preços do gás adequados para que estas possam ser desenvolvidas de maneira a que o gás natural seja produzido de forma económica. Contudo, o tamanho destes reservatórios, designados não convencionais, poderá ser muito maior, quando comparados com os reservatórios convencionais ou de alta qualidade. O conceito do triângulo dos recursos aplica-se a cada bacia produtora de hidrocarbonetos no mundo, pois permite estimar volumes de petróleo e gás aprisionado em reservatórios de baixa qualidade numa bacia específica, conhecendo os volumes de petróleo e gás existentes nos reservatórios de alta qualidade (Holditch et al., 2007).

### 3.1.4 G nese do *shale gas*

Sendo que um dos principais objetivos deste projeto se prende com o estabelecimento de uma metodologia de avalia o preliminar (estudo de afloramentos, com base numa litoestratigrafia de alta resolu o), tendo em vista o potencial de determinada forma o geológica constituir um jazigo de *shale gas*, abordar-se- , neste capítulo, com maior detalhe, a sua origem.

Os jazigos de *shale gas* localizam-se em múltiplas forma es paleozoicas e mesozoicas, desde o Câmbrico ao Cretácico. Estas forma es deram lugar a jazigos de distintas propriedades, em fun o do entorno geológico no qual sedimentaram (Rascón & Fernández, 2013).

As rochas que constituem estes reservatórios são, geralmente, formadas por uma fra o granulométrica de argila depositada por decanta o em ambientes de baixa energia, originando camadas com lamina es paralelas que, eventualmente, podem conter gás confinado no espaço existente entre elas. A composi o da fra o sedimentar pode variar de acordo com a rocha   qual estes estão associados, assim como a colora o pode variar do vermelho ao castanho e ao preto. Essas rochas possuem, geralmente, alto conteúdo de m teria orgânica e permeabilidade muito baixa. Para efeito de compara o, um reservatório convencional de arenito possui permeabilidade na faixa de 0,5 mD a 20 mD, enquanto a permeabilidade nos reservatórios de *shale gas*   na faixa de 0,000001 mD a 0,0001 mD (ou 1 a 100 nD - nanodarcy), impedindo o gás natural aprisionado nesse tipo de forma o de movimentar-se facilmente (King, 2012).

As forma es produtoras de *shale gas* funcionam tanto como rocha mãe quanto armazém, selo e armadilha de gás natural, simplificando a explora o e reduzindo o risco geológico. Em termos da sua composi o química, o *shale gas* apresenta-se tipicamente como um gás seco, composto, principalmente, de metano (pelo menos 90%); no entanto, têm existem algumas forma es que produzem gás húmido (Boyer et al., 2006). Resumidamente, gás seco são todos os hidrocarbonetos que permanecem integralmente na fase gasosa em quaisquer condi es, tanto no reservatório quanto na superfície. O gás húmido, por sua vez,   todo o hidrocarboneto que se encontra originalmente na forma gasosa e que venha a apresentar forma o líquida, dependendo das condi es do reservatório ou da superfície.

Relativamente ao armazenamento, o *shale gas* apresenta-se disposto na natureza em três formas: livre no espaço poroso da rocha, dentro dos micro poros da matriz, livre no sistema de micro fraturas, também conhecidas como “*cleatsystem*”, que durante a exploração facilitam o caminho ao gás para alcançar o poço, e gás adsorvido na matéria orgânica e superfícies minerais. Esses mecanismos de armazenamento diferentes afetam a velocidade e a eficiência da produção de gás (NPC, 2007; Rascón & Fernández, 2013).

#### **3.1.4.1 Potencial do *shale gas* no panorama mundial**

O espetacular crescimento da produção norte americana de gás demonstra que a exploração de jazigos de gás não convencional, particularmente do *shale gas*, é economicamente viável. A previsível extensão das tecnologias a outras regiões do mundo (América Latina, Ásia, Europa,...) permitirá a exploração de numerosos recursos, dando uma volta ao atual mapa energético mundial (Rascón & Fernández, 2013). As estimativas apontam para que as principais reservas de *shale gas* estão localizadas na China, seguidamente dos Estados Unidos, da Argentina e do México (Levant, 2014).

O *boom* da produção americana resultou de diversos aspetos políticos, institucionais, económicos, ambientais, geográficos e tecnológicos, que viabilizaram a extração. De facto, a necessidade de aumentar o suprimento para garantir a segurança energética do país, o apoio do governo no incentivo à exploração e à produção, o elevado nível dos preços do gás na década de 2000, a localização das reservas próximas às infra-estruturas de escoamento já existentes, a obrigação de atingir metas de redução da emissão de gases do efeito estufa e a combinação de avanços nas tecnologias de produção proporcionaram um ambiente atrativo aos investimentos em exploração e produção não convencional no país (Arthur et al., 2008; Boersma & Johnson, 2012; Lage et al., 2013).

A produção de *shale gas* desenvolver-se-á noutras regiões do planeta, consoante os países antevejam as suas necessidades ambientais, de segurança energética e de como os seus governos criem políticas de incentivo à produção e coordenação para o estabelecimento das infra-estruturas necessárias. Além disso, o desenvolvimento e a aplicação das tecnologias de extração, adaptadas às condições de cada país, também resultarão num maior ou menor desenvolvimento de produção.

A China, por exemplo, sendo a maior detentora de reservas de *shale gas* do mundo, deverá, de facto, expandir a sua produção. Além de possuir elevadas metas na redução de emissões de gases do efeito estufa, já investiu bilhões na aquisição de participações em empresas americanas produtoras de *shale gas*, de forma a conhecer as técnicas de produção utilizadas nos Estados Unidos (Lage et al., 2013).

### 3.1.4.2 Recursos mundiais de *shale gas*

Uma boa análise, para uma compreensão mais rigorosa no que concerne à disposição das quantidades e localização dos recursos de *shale gas* no mundo (continentes), resulta da comparação de dois estudos recentes, realizados pela EIA - *Energy Information Administration*. O resumo dos estudos encontra-se apresentado na Tab. 1.

Tab. 1 - Comparação entre os resultados obtidos pelos estudos realizados pela EIA - recursos mundiais de *shale gas* (1 Tcf =  $28,3 \times 10^9 \text{m}^3$ ) (adaptado de EIA/ARI, 2013).

Continte	2011	2013
	Recursos Estimados ( $\times 10^9 \text{m}^3$ )	Recursos Estimados ( $\times 10^9 \text{m}^3$ )
<b>América do Norte</b>	202,062	262,9353
<b>Oceânia</b>	39,0823	57,9018
<b>América do Sul</b>	129,3027	180,837
<b>Europa</b>	73,2121	138,5285
<b>África</b>	112,1246	188,5912
<b>Ásia</b>	160,2063	183,8085
<b>TOTAL</b>	715,99	1012,631

De salientar a abordagem mais completa do relatório de 2013, onde, para além de terem sido tidos em conta os dados de poços de exploração perfurados mais recentemente, que têm ajudado a limitar o tamanho e a qualidade dos recursos (às vezes aumentando e, por vezes, reduzindo a estimativa de recursos), foram, também, incluídos novos países, bacias e formações, como se pode verificar na Tab. 2.

Tab. 2 – Comparação do alcance e da cobertura entre os relatórios realizados pela EIA/ARI (adaptado de EIA/ARI, 2013).

	Relatório EIA/ARI 2011	Relatório EIA/ARI 2013
<b>Nº de países</b>	14	26
<b>Nº de bacias</b>	32	41
<b>Nº de formações</b>	48	95

Em relação aos recursos mundiais, a Fig. 7 apresenta as quantidades estimadas e as disposições geográficas (países). O relatório da EIA/ARI (EIA/ARI, 2013) indica que, somando os recursos conhecidos de *shale gas* dos países europeus, estes representariam aproximadamente 13,5% dos recursos de *shale gás* mundiais.

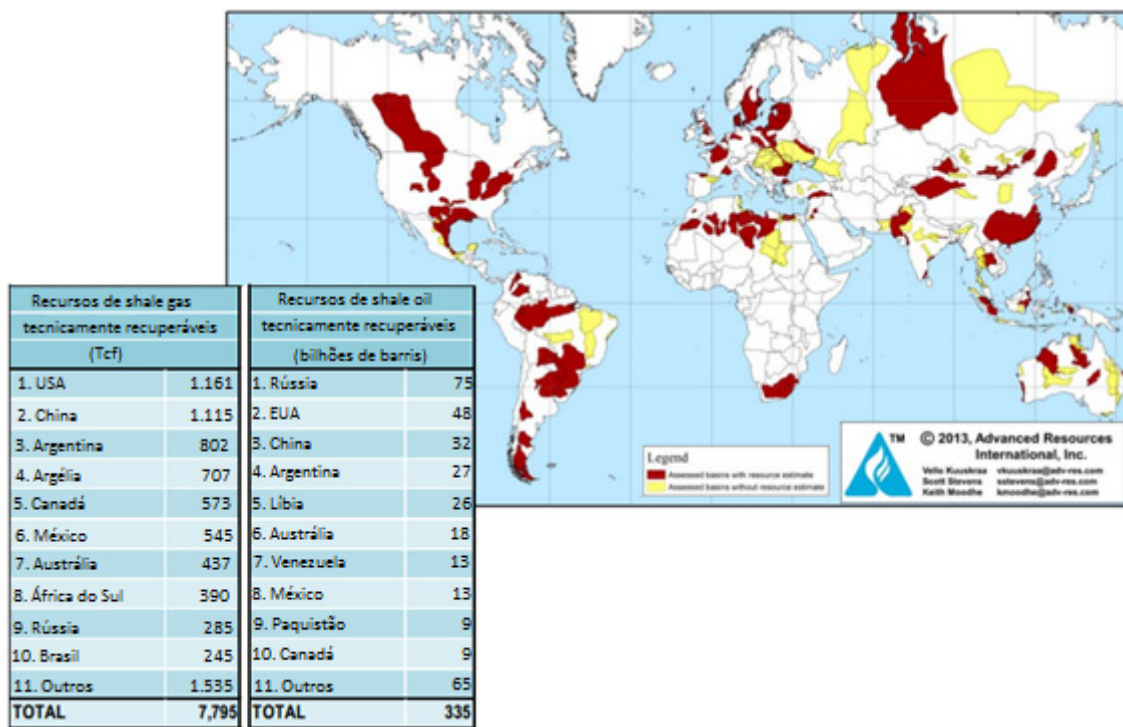


Fig. 7- Reservas mundiais de *shale gas* e *shale oil* (1 Tcf = 28,3 x 10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>) (adaptado de EIA/ARI, 2013).

A nível europeu, pode-se afirmar que já existem alguns projectos de exploração em andamento. Por exemplo, até 2011, a empresa *Cuadrilla Resource* encontrava-se com três poços em fase de exploração no Reino Unido, nas regiões de Preese Hall, Grange Hall Farm, e Banks (Broderick et al., 2011).

Recentemente, foi noticiado o sucesso dos poços realizados na Polónia, Bacia Báltica, pela empresa *San Leon Energy*. Prevêem-se o início das perfurações horizontais de poços produtores no Verão de 2014, naquele que poderá constituir um importante marco no caminho para o início da produção de *shale gas* comercial na Europa (Bloomberg, 2014).

### 3.1.5 Portugal: Dependência energética

O indicador de dependência energética mostra até que ponto uma economia depende das importações para satisfazer as suas necessidades energéticas. Corresponde ao rácio entre as importações líquidas de bens energéticos e a soma do consumo interno bruto de energia, mais bancas marítimas. As bancas incluem todos os produtos petrolíferos tributáveis carregados por um navio para consumo desse mesmo navio (INE, 2014).

Portugal apresenta-se como um país de escassos recursos energéticos fósseis endógenos, nomeadamente aqueles que asseguram as necessidades energéticas da maioria dos países desenvolvidos – o petróleo, o carvão e o gás natural. Esta escassez de recursos fósseis traduz-se numa elevada dependência energética externa, atingindo, em 2012, os 79,8% (Fig. 8). Em apenas cinco anos, entre 2005 e 2010, o índice de dependência energética diminuiu cerca de 12 pontos percentuais, de 88,8% para 76,1%, ainda que em 2011 e 2012 se tenha verificado um aumento para 79,3% e 79,8%, respetivamente, justificado pela diminuição da hidraulicidade e do subsequente aumento das importações, em especial de carvão e de eletricidade (APA I.P., 2013).

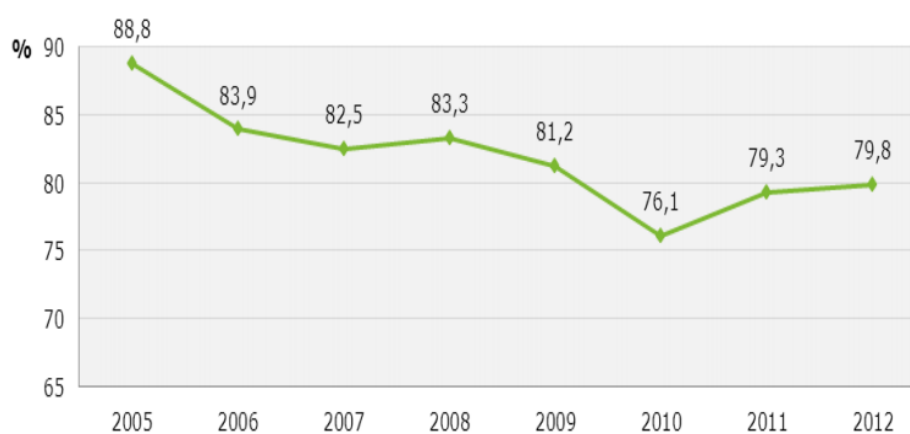


Fig. 8 - Dependência energética de Portugal (APA I.P., 2013).

## 3.2 Tecnologia associada à exploração de recursos não convencionais

O aumento na produção dos recursos não convencionais em algumas zonas do globo surgiu, entre outros motivos, como consequência dos avanços nas técnicas de exploração e produção desses recursos.

Apesar de serem técnicas utilizadas na indústria do petróleo e do gás natural, há já algum tempo, foi a combinação entre elas, aliadas aos recentes avanços tecnológicos, que possibilitaram a produção dos recursos não convencionais, de forma economicamente rentável.

No caso concreto do *shale gas*, o processo de exploração assenta nas seguintes etapas: exploração sísmica 3D, preparação do terreno, perfuração vertical e horizontal, fracturação hidráulica e gestão de resíduos (Lage et al., 2013).

O aumento da exploração da sísmica 3D, aliada ao aumento da capacidade de processamento das informações recolhidas, tem desempenhado um papel fundamental no processo de mapeamento das potenciais áreas produtoras (através do maior conhecimento das características geológicas), permitindo identificar melhores reservatórios e reduzir o risco associado à atividade (Gény, 2010; Holland, 2010).

A combinação de inovações na perfuração horizontal, como a injeção a alta pressão de uma mistura de água, produtos químicos e de areia no estrato que contém o gás, a intervalos regulares, criando uma fracturação artificial (denominada "fracturação hidráulica" ou "*fracking*"), tem permitido a recuperação de grandes volumes de metano a um custo aceitável (Holditch et al., 2007; King, 2010; Nagel et al., 2013).

Referir também que o preço relativamente alto do gás natural enviado para mercados fora da América do Norte, continua a enviar sinais de sustentabilidade para que se continuem com os desenvolvimentos tecnológicos nesse continente (GWPC, 2009; Boersma et al., 2012).

### 3.2.1 Exploração de gás não convencional

O ritmo de desenvolvimento das etapas de exploração e produção dos poços de gás não convencional em cada país vai depender das características geológicas, institucionais, ambientais, tecnológicas e de mercado de cada região (Lage et al., 2013).

Segundo Rascón & Fernández (2013), a exploração do gás não convencional, de igual modo à exploração convencional, começa pelo processo de seleção da área prospectiva. Passando de um âmbito muito extenso a outro cada vez mais reduzido. Desde a região (*play concept*) à bacia (*leads*) e de esta à área prospectiva (*prospect*).

Analogamente ao processo da exploração convencional, é relevante a análise dos elementos que constituem o “*petroleum system*”: rocha mãe, migração, rocha armazém, rocha selante e armadilha.

Todos são importantes. Não obstante, na exploração convencional o ênfase costuma ser dado à armadilha e à rocha armazém que condicionam a localização do poço exploratório e o seu considerável investimento, enquanto na exploração do *shale gas*, ao estar o gás preso na própria rocha mãe, que faz simultaneamente de armazém, selo e armadilha, e ao não ter existido processo de migração, o ênfase foca-se na rocha mãe (Jarvie et al., 2003).

A exploração de *shale gas* centra-se na:

- Identificação da rocha mãe potencialmente produtora
- Identificação da extensão e profundidade da rocha mãe
- Identificação do grau de maturação da mesma
- Identificação do conteúdo em gás e o tipo de gás (seco ou húmido).

Para a identificação da rocha mãe potencialmente produtora, utilizam-se técnicas em exploração como a geologia de superfície e a sísmica de reflexão, de um modo muito similar à investigação clássica de hidrocarbonetos.

Na análise geoquímica do potencial de uma rocha mãe, são quatro os parâmetros a ter em conta: o teor de carbono orgânico total (COT); o tipo de querogénio presente, o conteúdo de gás e a maturação térmica da matéria orgânica presente na rocha geradora. Na análise petrofísica devem ser analisados: a porosidade, a densidade do grão, a saturação de água, a permeabilidade, e mineralogia e o comportamento geomecânico da rocha.

A exploração do gás não convencional é um contínuo. As fases de desenvolvimento do campo e a produção de gás não estão separadas, como costuma acontecer num jazigo convencional. Isto faz com que esta seja uma atividade altamente geradora de emprego. É frequente, num mesmo jazigo, estar-se a reconhecer novas zonas potenciais e, simultaneamente, estar a perfurar e a fraturar novos poços produtores, que, por sua vez, convivem com outros poços produtores mais antigos. É um recurso que requer mão-de-obra abundante. Nos EUA, estudos realizados a respeito estimam em mais de 600.00 os postos de trabalho diretos criados, estimando que se poderão alcançar os 1.700.00 para o ano de 2025 (Rascón & Fernández, 2013).

### **3.2.2 O desenvolvimento das tecnologias associadas à exploração do gás não convencional**

A exploração e desenvolvimento de jazigos de gás não convencional requerem a integração de numerosas disciplinas, desde geologia, geofísica, hidrogeologia, geoquímica, petrofísica, engenharia de reservatórios, perfuração, completação de poços, engenharia de superfície, geologia estrutural, controlo de operações, segurança e meio ambiente (Rascón & Fernández, 2013).

Resumidamente, para viabilizar a exploração e o desenvolvimento das reservas não convencionais será necessário:

- Criar uma rede artificial de fraturas, com o objetivo de favorecer a interconexão do sistema poroso e de micro fraturas com o poço de extração.

- Reduzir a pressão do jazigo, a fim de criar um gradiente de pressão para favorecer a dessorção, e que o metano adsorvido (armazenado com uma densidade próxima do estado

líquido em capas mono moleculares sobre a superfície das partículas de carbono) migre ao espaço poroso e daí ao sistema de micro fraturas, para passar posteriormente ao sistema artificial de fraturas e, por último, poder alcançar o poço produtor.

Estas condições passaram a ser possíveis devido aos avanços tecnológicos que permitiram combinar a perfuração horizontal com a fracturação hidráulica, constituindo o fator fulcral que permitiu situar na categoria de reservas, os consideráveis recursos de gás natural que albergam o gaás não convencional (Boyer et al., 2011; Lage et al., 2013).

Para se ter ideia do impacto causado pela combinação destas técnicas, apresenta-se em seguida a Fig. 9, que indica a produção anual de *shale gas* na formação de Barnett Shale (EUA). Os primeiros poços horizontais fraturados nessa região foram perfurados há cerca de uma década. Timidamente, no início, cerca de 400 até 2004; no entanto, em 2010 já se contabilizavam cerca de 10 000 (EIA, 2011b). Atualmente, a produção destes poços horizontais fraturados corresponde a 70% da produção de *shale gas* nessa região.

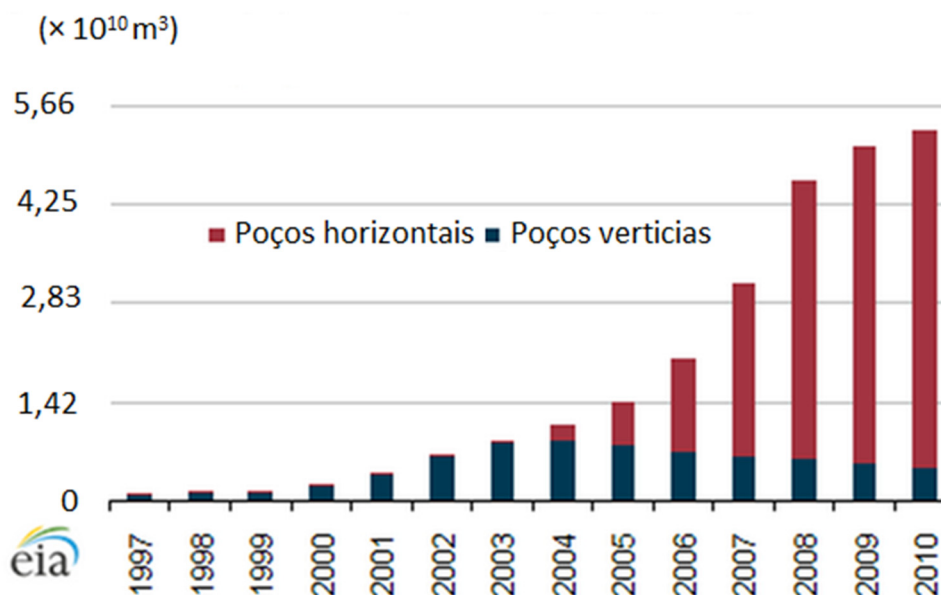


Fig. 9 - Produção anual de *shale gas* na formação de Barnett Shale-EUA por tipo de poço (adaptado de EIA, 2011b).

### 3.2.2.1 Perfuração horizontal

O primeiro poço horizontal da história foi realizado em Texon, Texas, em 1929. Naquela época, ele provou ser uma tecnologia imperfeita e cara, inútil num mundo onde os preços do petróleo se encontravam em queda.

Demorou cerca de cinco décadas até, finalmente, a perfuração horizontal se estabelecer como uma tecnologia comercialmente viável. Os motivos que o possibilitaram foram, por um lado, o aumento dramático dos preços do petróleo após os choques dos anos 1970's, por outro, as melhorias significativas na perfuração de poços, graças aos motores de fundo e da telemetria (Maugeri, 2012).

O motor de fundo é uma turbina hidráulica movida pelo fluido de perfuração, e situa-se quase no extremo da coluna de perfuração, evitando, deste modo, a rotação de toda a coluna, fazendo apenas girar a ferramenta de corte e permitindo variar o ângulo de ataque para dirigir a perfuração na direção desejada (Fig. 10). A telemetria [e.g., equipamento *measurement while drilling* (MWD)] permite enviar um sinal desde o fundo do poço, praticamente desde a ferramenta de corte, até à superfície, permitindo conhecer o ponto de situação, juntamente com alguma informação adicional relativa ao tipo de rocha e fluidos que se estão a cortar (Rascón & Fernández, 2013).

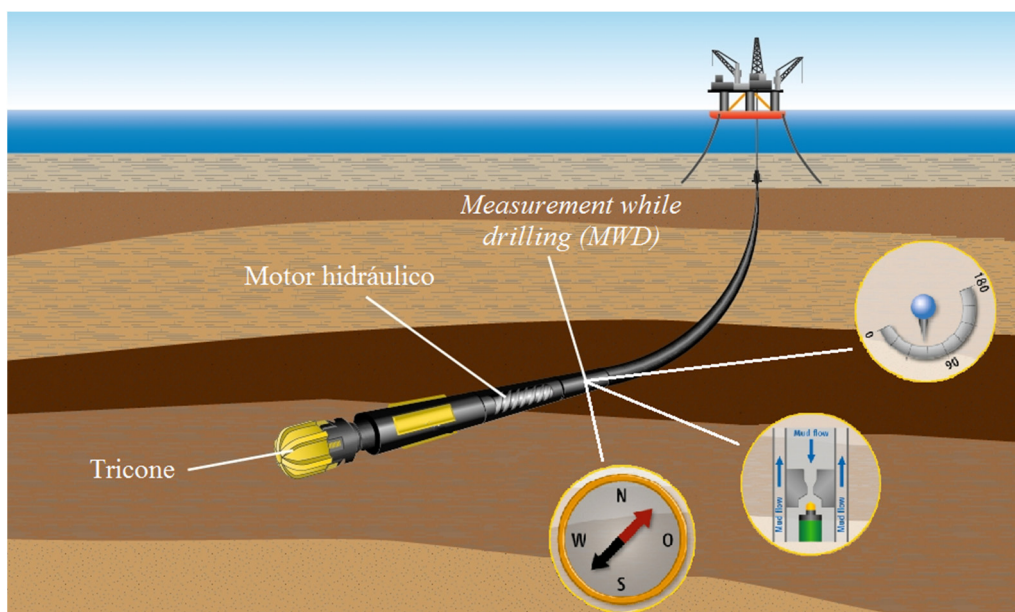


Fig. 10 – Exemplo de perfuração direcional mediante *measurement while drilling* (adaptado de RWE Dea, 2014).

Um dos avanços mais significativos ocorreu na passada década, com o aumento da longitude da secção horizontal do poço, apoiando-se no aperfeiçoamento das duas tecnologias anteriormente mencionadas, o motor de fundo e a telemetria do poço, juntamente com as contínuas melhorias dos fluidos de perfuração e das ferramentas de corte, passando rapidamente de secções de 100 m a mais de 2 km em horizontal. Os avanços atuais centram-se na realização de poços muito mais largos na sua secção horizontal, mais profundos, mais precisos e com múltiplas ramificações (Arthur et al., 2008; Rascón & Fernández, 2013).

A perfuração horizontal não é apenas vantajosa para a exploração de *shale gas* por permitir perfurar, paralelamente ao longo do estrato que contem a matéria-prima, durante várias centenas de metros, mas também pela sua maior área de contacto transversal, quando comparada com a perfuração vertical para um mesmo diâmetro de perfuração, como ilustrado na Fig. 11.

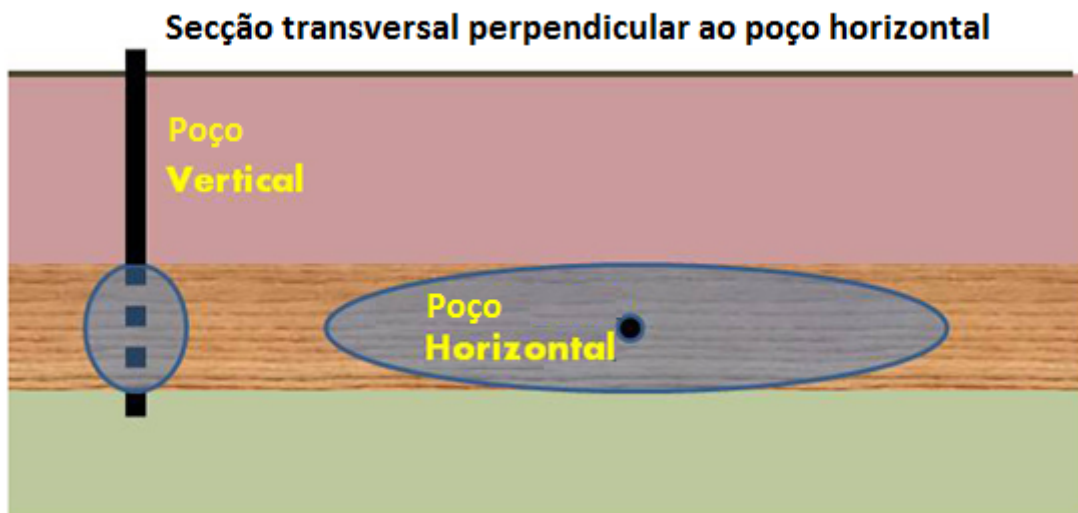


Fig. 11 - Diferenças de áreas de contacto entre um poço vertical e um horizontal (adaptado de Van Heest et al., 2013).

### 3.2.2.2 Fracturação hidráulica

Apesar da controversa atual em torno da técnica utilizada na extração do *shale gas* e do *shale oil*, a sua primeira aplicação data de 1947 e ocorreu num poço de gás operado pela companhia *Stanolind Oil and Gas Corporation*, anteriormente intitulada *J. D. Rockefeller's Standard Oil of*

Indiana, no campo Hugoton, localizado em Grant County, Kansas, EUA (Holditch et al., 2007). O processo foi denominado de “Hydrafrac” e patenteado em 1949, tendo sido concedida uma licença à empresa *Halliburton Oil Well Cementing Company* para o uso exclusivo do processo. No primeiro ano, *Halliburton* fraturou 332 poços, e o processo aumentou a produção média dos poços em 75% (Levant, 2014).

De acordo com o relatório do *National Petroleum Council* (2011), “em 2002, a prática já havia sido utilizada um milhão de vezes nos EUA”. Em 2011, até 95% dos poços perfurados nos EUA foram hidráulicamente fraturados, sendo responsáveis por 43% da produção de petróleo e 67% da produção de gás natural (Thomas, 2001; IHS, 2009; Maugeri, 2012).

A técnica consiste em gerar um ou vários canais de elevada permeabilidade através da injeção de água a alta pressão, de modo a que supere a resistência da rocha e abra fraturas controladas no fundo do poço, na secção desejada da formação que contém o gás. Com o objetivo de evitar o natural encerramento da fratura, no momento em que se relaxa a pressão hidráulica que a mantém aberta, bombeia-se, juntamente com a água, um agente de sustimento, comumente areia, que mantém a fratura aberta de modo permanente (Fig. 12) (Economides & Nolte, 2000; Pless, 2010; Rascón & Fernández, 2013).

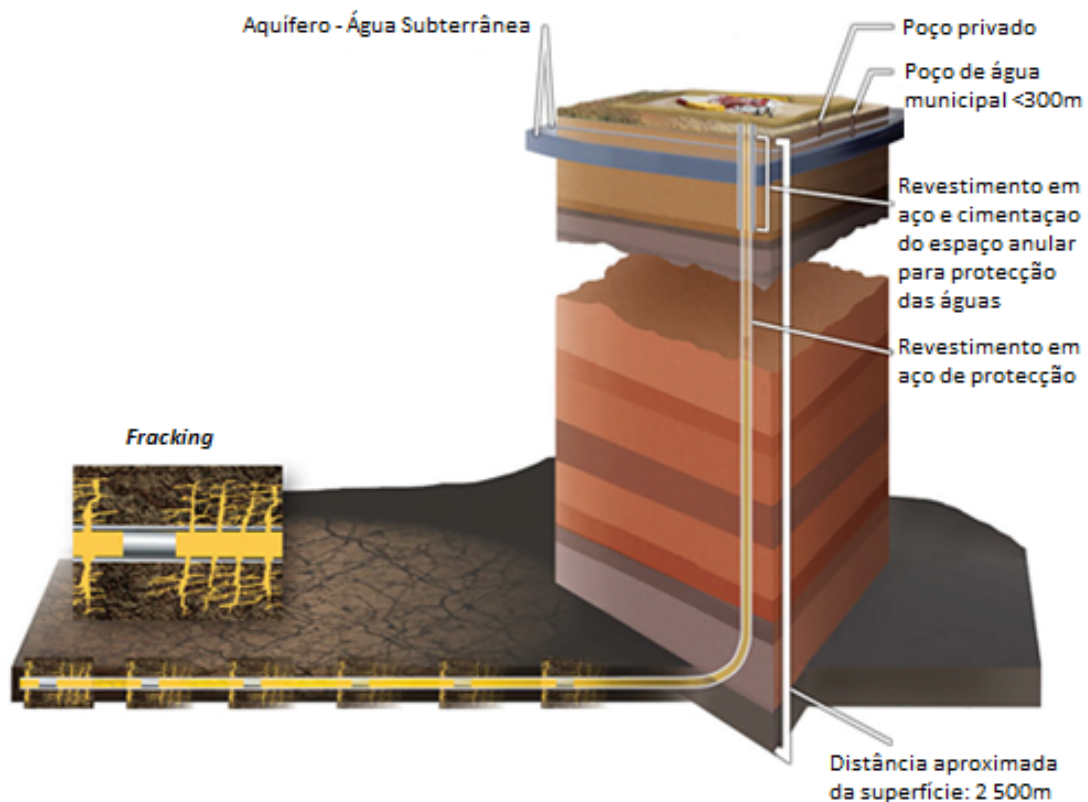


Fig. 12 - Processo de fracturação hidráulica (adaptado de Holland, 2010).

Não é uma técnica nova, no mundo já se passaram amplamente o milhão de operações de fracturação hidráulica de poços. A tecnologia avança na realização de fracturações mais focalizadas, menos exigente em água e com produtos mais amigos do meio ambiente (Econimides & Nolte, 2000; Pless, 2010; Rascón & Fernández, 2013). A Fig. 13 indica o intervalo teórico das permeabilidades de formações produtoras onde a fracturação hidráulica é necessária.

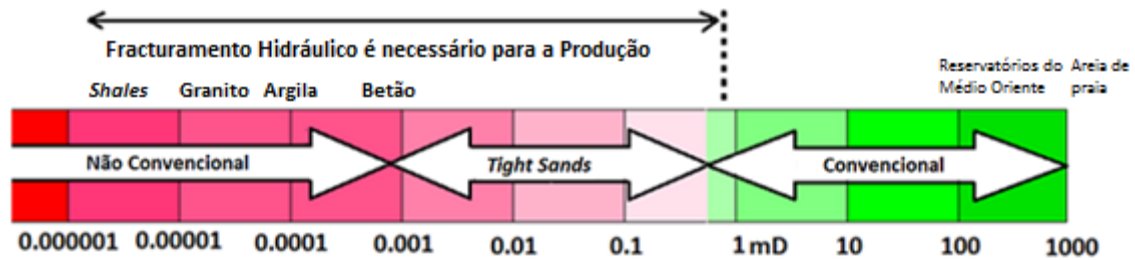


Fig. 13 - Faixas de permeabilidades das formações produtoras (adaptado de King, 2012).

Um relatório recente da Real Academia de Engenharia do Reino Unido afirma que é altamente improvável que as fraturas artificiais se estendam por mais de um quilómetro na vertical. De facto, um estudo realizado sobre vários milhares de poços nos EUA, África e Europa, declara que foi de 600 metros a máxima longitude observada. Nesse mesmo estudo, declaram que apenas 1% das fraturas tinham uma extensão superior aos 350 metros, e que a maioria das fraturas se estendia entre os 200 e os 300 metros (Davies et al., 2012).

Relativamente ao fluido de fracturação, alguns autores (*e.g.*, EPA, 2004; Pless, 2010; Broderick et al., 2011; Rascón & Fernández, 2013) indicam que uma composição típica é geralmente composta, aproximadamente, por um 95-98% de água, não necessariamente potável (Fig. 14), que incorpora até 5% de areia de sustimento e menos de 1% de produtos químicos, tais como bactericidas, redutores de fricção, espessantes, etc.

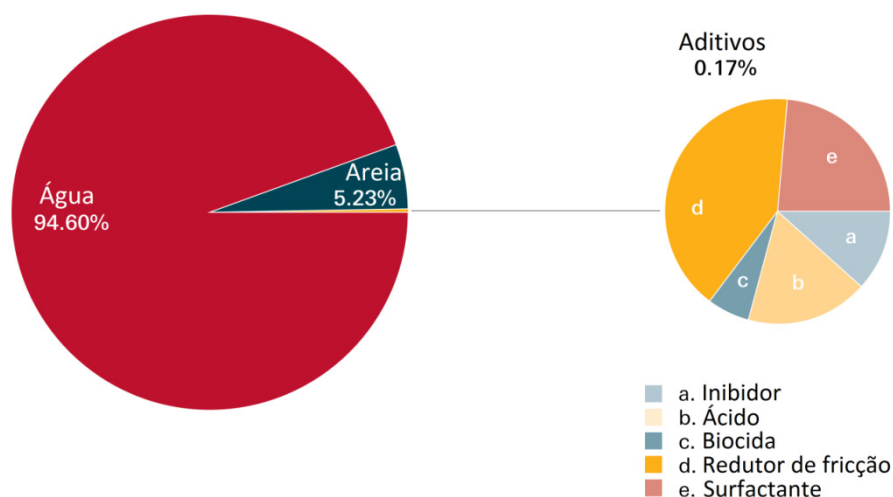


Fig. 14 - Atual composição do fluido de fracturação (adaptado de The Royal Society & The Royal Academy of Engineering, 2012).

No que diz respeito aos produtos químicos correspondentes a 0,17% da composição do fluido, todos são compostos que se utilizam noutros ramos da indústria, tais como: farmácia, cosmética, indústria alimentar, etc., como se verifica na Tab. 3.

Tab. 3 - Aditivos químicos presentes nos fluidos de perfuração (adaptado de Rascón & Fernández, 2013).

Aditivo	Principal componente	Uso comum do principal componente
<b>Ácido</b>	Ácido clorídrico	Químicos de piscina e limpeza, química industrial
<b>Bactericida</b>	Glutaraldeído	Utilizado como esterilizante em frio na indústria da saúde
<b>Salmoura</b>	Cloreto de cálcio ou sódio	Conservante alimentício e condimento
<b>Inibidor de corrosão</b>	N,n-dimetilformamida	Utilizado como cristalizador na indústria farmacêutica
<b>Redutor de fricção</b>	Destilados do petróleo. Polyacrylamida	Cosméticos de cabeleireiro, maquilhagem. Acondicionador de solos
<b>Gelificante</b>	Goma-arábica e hidroxietilcelulose	Espressante utilizado em cosméticos, molhos e temperos de salada
<b>Controle do ião ferro</b>	Ácido cítrico	Presente nas frutas, utilizado como conservante e anti oxidante na indústria alimentar
<b>Anti oxidante</b>	Bissulfito de amónio	Utilizado em cosméticos e no processo de vinificação
<b>Inibidor</b>	Etilenoglicol	Anticongelante de automóveis

Até muito recentemente, nos EUA, a competição entre as empresas de serviços de fracturação fazia com que não se divulgasse a composição dos produtos químicos utilizados. Desde 1 de Fevereiro de 2012, a situação alterou-se, uma vez que todos os ingredientes químicos e volumes de água utilizados na fracturação hidráulica são públicos através da iniciativa *FracFocus*, em colaboração com o Conselho de Proteção da Água Subterrânea (GWPC ou *Ground Water Protection Council*) e a Comissão Interestatal do Gás e Petróleo (IOGCC ou *Interstate Oil & Gas Compact Commission*).

De um modo similar, a comunidade europeia dispõem de um regulamento conhecido como “REACH”, que substituiu mais de 40 diretivas e regulamentos, criando um sistema integrado de registo, avaliação, autorização e restrição de substâncias e preparados químicos, que obriga às empresas que fabricam e importam substâncias e preparados químicos, avaliar os riscos derivados da sua utilização e a adotar as medidas necessárias para gerir qualquer risco identificado. A informação incluída no registo “REACH” é pública (Broderick et al., 2011; Rascón & Fernández, 2013).

Na Europa, o “*fracking*” ainda se encontra numa fase muito embrionária. Em França, por exemplo, embora seja o segundo país europeu com maior potencial de gás natural logo a seguir à Polónia, decidiu, em 2011, mediante a Lei n.º 835/2011, a proibição da exploração de jazigos de hidrocarbonetos líquidos e gasosos mediante a técnica de fracturação hidráulica; por outro lado, a Comissão Europeia, através do seu comunicado em 22 Janeiro 2014 (Bruxelas), demonstra relativa abertura à utilização da técnica apelando por protecção ambiental aos Estados Membros que pretendam aplicar esta prática.

### **3.3 Aspectos económicos e estratégicos**

A extração de fontes de energia primária, como é o caso do gás natural, e a sua transformação em diferentes tipos de energia é uma atividade económica em si mesma e contribui para o valor acrescentado bruto e para o emprego (Amador, 2010). Assim sendo, considera-se que os recursos energéticos são a alma das economias modernas.

Para encetar este capítulo, é inevitável voltar a mencionar o caso americano, pois, há vinte anos, aterradoras advertências foram emitidas, uma vez que as suas reservas de gás iam

diminuindo de forma considerável e fontes alternativas de suprimentos eram necessárias com rapidez. Nesse sentido, foi necessário a aplicação de um programa agressivo para a importação de GNL de países com fontes acessíveis.

Hoje em dia, a situação é muito diferente. Os EUA têm abundância de gás natural e o fornecimento, a longo prazo, é mais seguro do que nunca, porque as operadoras têm aprendido a explorar o gás natural a partir de recursos não convencionais (Boyer et al., 2011).

Graças à exploração do gás não convencional, prevê-se que os EUA sejam, atualmente, os maiores produtores de gás natural superando países como a Rússia e a Arábia Saudita (Lake et al., 2012).

### **3.3.1 Contextualização histórica**

A existência do hoje denominado gás não convencional era conhecida, desde há muito tempo, como gás associado ao carvão, hidrocarbonetos presentes na rocha mãe, hidrocarbonetos em jazigos de muita baixa permeabilidade, hidratos de metano. Desde o início da exploração mineira do carvão, é conhecida a presença frequente de metano associada à mesma, causadora de múltiplos incidentes de carácter grave. Jazigos de gás de muito baixa permeabilidade foram reconhecidos uma e outra vez durante as explorações de hidrocarbonetos convencionais, tentando-se, com frequência, melhorar estas explorações mediante diversos procedimentos de estimulação com resultados muito diversos (Moniz et al., 2010).

No entanto, não foi até há pouco tempo que a exploração deste tipo de recursos passou a constituir um facto de primeira magnitude dentro do mundo energético, e referência obrigatória em todos os estudos prospetivos desse sector. Relativamente ao *shale gas*, considera-se que a primeira tentativa de aproveitamento deste tipo de gás foi levada a cabo em 1981, pela empresa *Mitchell Energy*, ao perfurar o poço Slay 1 no vértice sudoeste (SO) do Condado de Wise, Texas.

Este poço produziu apenas um total de 1 Bcf ( $28,3 \times 10^9 \text{m}^3$ ) de gás, mas marcou o início do aproveitamento do *shale gas* na formação Barnett Shale (Rascón & Fernández, 2013).

A política energética americana, com o intuito de diversificar as fontes de suprimento energético, esforçou-se na procura de novas fronteiras exploratórias *offshore* e não convencionais, que, em geral, apresentam custos mais elevados de exploração e produção e, portanto, requerem preços de óleo e gás também acima de determinados patamares para que sejam viáveis (Lage et al., 2013).

Os principais fatores que contribuíram para o desenvolvimento comercial destes jazigos de gás não convencional foram:

- A existência de um expansivo mercado de gás, que, em determinada altura, não tinha outra alternativa senão enfrentar o seu crescimento, recorrendo à importação massiva de GNL, com a expectativa de um crescimento de preço.

- Uma legislação favorável, que alinhava os interesses dos donos dos terrenos prospectivos, com as empresas empreendedoras que procuravam o recurso energético.

- Uma notável redução dos custos técnicos, tanto de inversão como na operação e manutenção das explorações.

- Uma população familiarizada, desde há mais de um século, com a exploração de hidrocarbonetos mediante o sistema de poços e tubos de transporte e que soube pôr em contexto os novos desenvolvimentos (Gény, 2010; Rascón & Fernández, 2013).

Outro facto muito relevante é o da indústria americana ter grande disponibilidade de sondas de perfuração e outros equipamentos. Por exemplo, em 2012, estimou-se que os Estados Unidos e o Canadá detinham 65% da totalidade das sondas de perfuração existentes no mundo (Maugeri, 2012).

### **3.3.2 Caso americano e europeu. Considerações do tipo económico**

Nos Estados Unidos da América, uma economia altamente dependente dos hidrocarbonetos importados, a situação energética está a ser revertida graças ao crescimento expansivo da produção de gás e petróleo procedente dos xistos e arenitos de baixa permeabilidade (Fig. 15), não colocando de parte a possibilidade de, no futuro, ser um exportador nato.

Antes de 2009, o preço do gás natural americano foi, por vezes, superior ao do Reino Unido e do Japão (EIA, 2011a), no entanto, a exploração dos hidrocarbonetos não convencionais nos EUA permitiu dispor de gás com abundância, custando apenas 20% do preço que se paga no mercado europeu, sendo um extraordinário dinamizador da vida económica, além de ter permitido a criação de quase dois milhões postos de emprego. É ainda expectável duplicar este número na próxima década, com a consequência de arrecadar dinheiro para os cofres do estado e reduzir o défice externo (Rascón & Fernández, 2013).

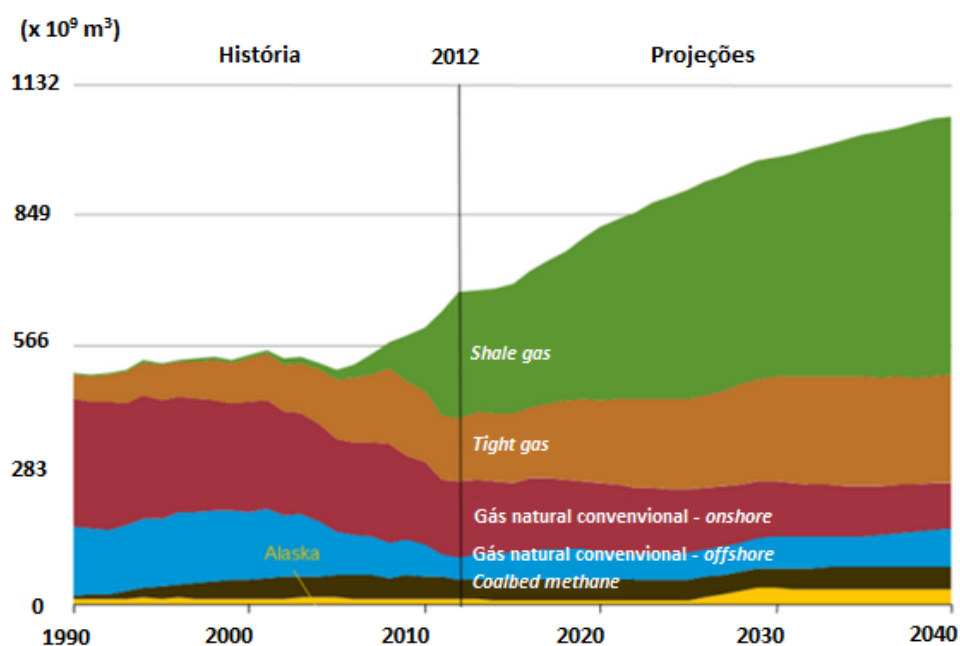


Fig. 15 - Produção de gás natural nos EUA (adaptado de EIA, 2014).

Para o espetacular desenvolvimento do aproveitamento dos hidrocarbonetos não convencionais, reconhecem-se três fatores chave:

- Técnicos – a contínua melhoria da perfuração dirigida e horizontal, juntamente com a otimização da técnica de estimulação mediante fracturação hidráulica, bem como a possibilidade de agrupar múltiplos poços numa só localização.
- Económicos – o aspeto mais relevante a destacar é a significativa redução dos custos de capital (capex) e operativos (opex) conseguidos nos últimos anos, fundamentalmente nos EUA e no Canadá, países onde o gás não convencional teve um grande desenvolvimento.
- Legais - serão abordados num capítulo seguinte.

Na América do Norte, para perfurar legalmente um poço de gás natural em terras privadas, os produtores devem oferecer incentivos latifundiários, incluindo o pagamento de royalties. Os royalties representam um rendimento adicional para os proprietários da terra, com base numa percentagem da receita do gás produzido, antes de quaisquer custos ou encargos serem descontados. A quantidade de gás a ser paga como royalties para o proprietário da terra, utiliza o preço médio anual do gás no determinado ano em que os royalties devem ser pagos (Hefley et al., 2011).

Para que se contemple a entrada do *shale gas* no mercado europeu, torna-se necessário a análise por parte dos países e das empresas do grupo de riscos estratégicos. Riscos sociais, ambientais, económicos, regulatórios, geopolíticos e tecnológicos são os principais, mas é o impacto no bem-estar da população o que mais ameaça o desenvolvimento desta tecnologia na Europa. Existem claras oportunidades futuras para o seu desenvolvimento, no entanto, torna-se crucial a criação de medidas pró-ativas para combater os equívocos e para se abordarem de forma clara os impactos sociais e ambientais, além disso, antecipar e lidar com os riscos regulatórios emergentes e de longo prazo pode criar oportunidades futuras e vantagens competitivas (Seaton & Roux, 2012; EY, 2013).

Neste sentido, a Comissão Europeia publicou, em Setembro de 2012, três estudos sobre o *shale gas*, nos quais se teve em consideração o potencial efeito que este recurso pode ter a nível comercial e ambiental. Tais estudos: «Contribuição para a identificação de possíveis riscos ambientais e para a saúde humana derivados das operações de extração de hidrocarbonetos através de fracturação hidráulica na Europa», «O impacto climático da possível produção de gás de xisto na Europa» e «Gás não convencional: Potenciais impactos no mercado da energia na União Europeia» – evidenciam os riscos ambientais e para a saúde humana da extração de *shale gas* e salientam a redução dos preços do gás devido à produção nos EUA.

Em Portugal, a exploração e produção de hidrocarbonetos não é regulada por nenhum acordo de partilha de produção, baseando-se no modelo adotado noutros países, nomeadamente no Brasil, contemplando o pagamento de *royalties* e de impostos sobre a produção de hidrocarbonetos (Galp Energia, 2014).

### 3.3.3 Efeitos estratégicos da exploração do *shale gas*

O debate suscitado pelo aumento da participação do gás natural de fontes não convencionais, onde se destaca o *shale gas*, na oferta de gás natural norte-americano e a possibilidade da sua replicação noutras partes do mundo, torna-se cada vez mais pertinente, dado o contexto atual de declínio na produção de gás natural convencional e o crescimento na procura (Gény, 2010).

Como afirmou Helge Lund, CEO da empresa *Statoil*, “... É muito cedo para concluir se o *shale gas* vai ter tanto impacto fora, como tem tido dentro dos EUA ...” (WEC, 2010).

Centrando-nos no caso Europeu, o fator técnico-económico que se releva como mais negativo é a mencionada escassez de recursos materiais e humanos. A correção desta situação é uma condição inevitável, que necessita tempo e esforço, para se poder pensar no desenvolvimento do gás não convencional no continente europeu a meio prazo (Rascón & Fernández, 2013).

No entanto, não se pode esquecer que, mesmo nos EUA, todo o processo, entre aprimorar o conhecimento geológico das áreas e a exploração comercial dos recursos propriamente dita, durou mais de vinte anos, nos quais milhares de perfurações foram realizadas, a fim de aumentar o volume de informação (Gény, 2010), o que constitui, sem dúvida alguma, uma grande vantagem para os países que queiram pôr em prática o conhecimento adquirido pelos EUA.

O estudo realizado de forma independente pela Pöyry e pela Cambridge Econometrics (Pöyry, 2013) concluí, em termos de benefícios do mercado energético, que a eventual produção de *shale gas* na Europa resultaria na redução dos preços do gás e da eletricidade, quando comparado a um futuro sem produção da referida energia. A dependência das importações reduziria de 89% (dependência atual) para 78% (num cenário de evolução normal) ou mesmo 62% (num cenário de evolução otimista), até o ano de 2035. A segurança do abastecimento energético aumentaria à medida que a dependência das importações fosse reduzindo. Refere também que a produção de *shale gas* não afetaria o crescimento das energias renováveis e que iria contribuir para a redução do consumo de carvão na geração de eletricidade (Fig. 16).

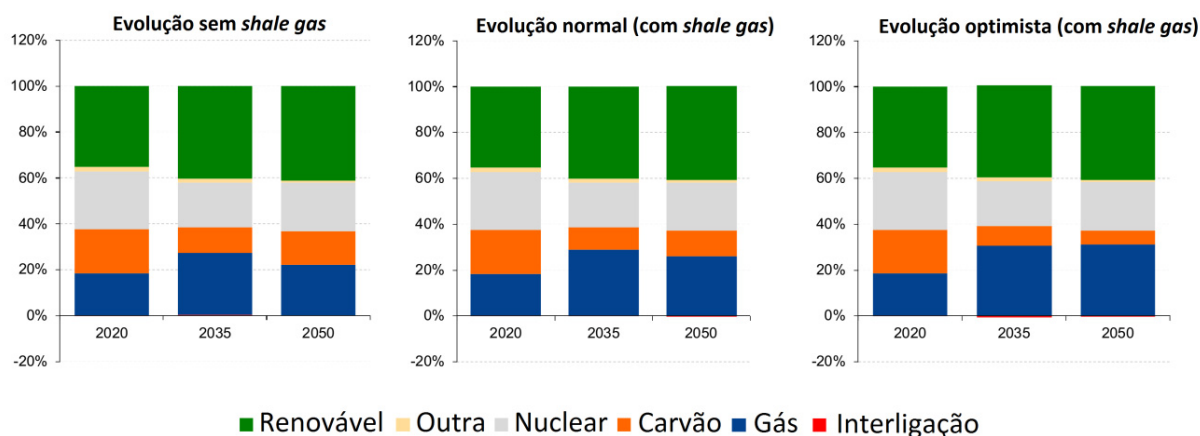


Fig. 16 - Estimativa do desenvolvimento das energias geradoras de eletricidade (adaptado de Pöyry, 2013).

Segundo os analistas, os impactos macroeconómicos também seriam muito significativos, enfocando o aumento de empregos que poderiam ser 600,000 postos de trabalho (num cenário de evolução normal) ou 1,1 milhão (num cenário de evolução otimista) no período compreendido entre 2020 e 2050 (Fig. 17).

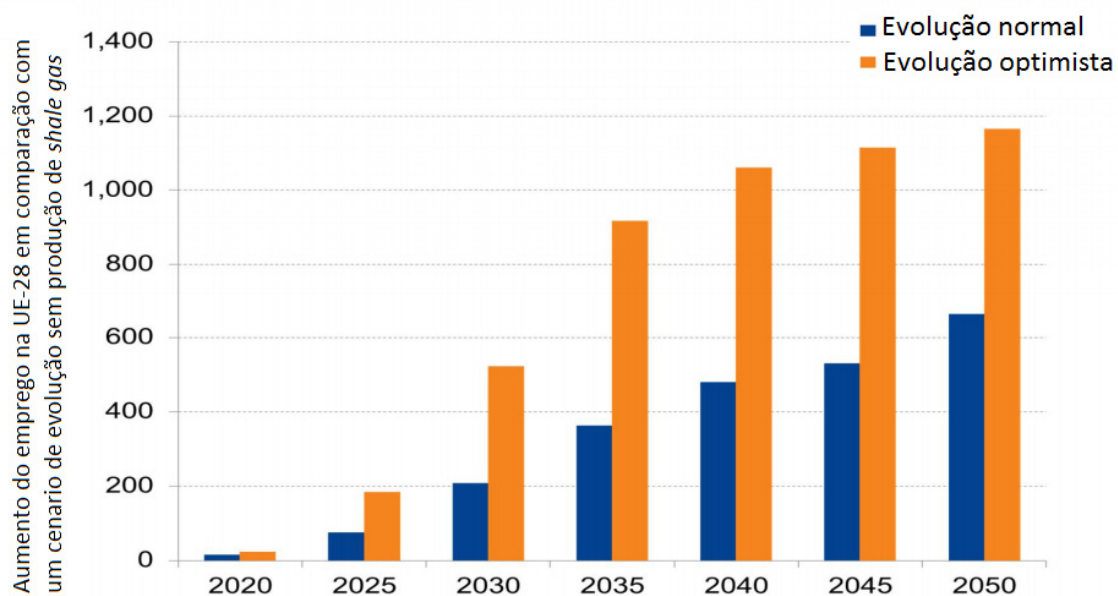


Fig. 17 - Estimativa de criação de emprego (adaptado de Pöyry, 2013).

Medlock III et al. (2011) indicam que as repercussões geopolíticas da expansão da produção de *shale gas* seriam as seguintes:

- Combateria o poder do potencial monopólio a longo prazo de uma "OPEC do gás" ou de um único produtor, evitando que a Rússia exerça domínio sobre os grandes consumidores de gás natural na Europa ou noutros lugares;
- Reduziria a quota de mercado da Rússia nos países europeus não pertencentes à Ex- União Soviética (non- FSU), de 27% em 2009 para cerca de 13% em 2040, reduzindo as hipóteses de Moscovo poder usar a energia como uma ferramenta para ganho político;
- Reduziria a participação futura no suprimento mundial de gás da Rússia, Irão e Venezuela. No caso de não existirem descobertas de novos jazigos, estima-se que estas nações sejam responsáveis por cerca de 33% da oferta mundial de gás em 2040, mas, caso existam, este valor seria reduzido a 26%;
- Reduziria a oportunidade da Venezuela se tornar num grande exportador de GNL, reduzindo, assim, a dependência, a longo prazo, no hemisfério ocidental e na Europa em GNL venezuelano;
- Reduziria a dependência dos EUA e da China perante o abastecimento de gás natural proveniente do Médio Oriente, reduzindo os incentivos para a competição geopolítica e comercial entre os dois maiores consumidores e fornecendo a ambos os países novas oportunidades para diversificar o seu suprimento de energia;
- Reduziria a capacidade do Irão explorar a diplomacia energética como um meio de reforçar o seu poder regional ou aumentar as suas aspirações nucleares.

#### **3.3.4 Posição de alguns países europeus perante a oportunidade de extração de *shale gas***

Até à data a posição dos países europeus relativamente à extração de *shale gas* não é unânime. Segundo o relatório da Assembleia Parlamentar Euro-Latino-Americana, realizado

pela Comissão do Desenvolvimento Sustentável, do Ambiente, da Política Energética, da Investigação, da Inovação e da Tecnologia sobre “Oportunidades e desafios em matéria de gás de xisto nos países da ALC e nos Estados-Membros da EU” (Ayuso, 2014):

Em Espanha, existem pedidos de prospeção no norte do país e na costa mediterrânica. As entidades governamentais, a fim de avaliar com maior rigor a presença do recurso, manifestaram-se favoráveis à prospeção em todo o território nacional. Embora sofrendo algumas pressões sociais em certas regiões, a fracturação hidráulica foi subordinada ao cumprimento da legislação relativa à proteção do meio ambiente.

Uma posição diferente foi demonstrada pela França ao ser o primeiro país da UE a proibir o “*fracking*” (Junho de 2011). Esta atitude pode ser explicada pelo facto da geração de eletricidade em França apoiar-se, principalmente, num grande parque nuclear a preços relativamente baratos, não existindo uma necessidade prioritária relativamente ao *shale gas*.

Na Bulgária, um país extremamente dependente do gás natural importando da Rússia, apesar do constante aumento dos preços energéticos, estabeleceu uma surpreendente moratória em Janeiro de 2012 a respeito da utilização do “*fracking*”. Como consequência, todas as licenças para a prospeção e exploração foram revogadas, numa altura em que a empresa *Chevron* já se encontrava em fase de prospeção e pesquisa (Reuters, 2012).

A Alemanha é um país muito dependente das importações de gás, que poderá depender ainda mais com a decisão de encerrar instalações nucleares. O seu maior interesse reside na redução da dependência energética (atualmente importa 86,2% do gás consumido). Recentemente, impôs uma moratória sobre a fracturação hidráulica, devido a motivos ambientais, na expectativa que se verifique que o “*fracking*” não é prejudicial para o meio ambiente ou até que se desenvolva uma técnica mais segura.

A Polónia, país que sofreu problemas de segurança energética durante muito tempo (69.4 % do seu consumo de gás deriva de importações da Rússia), possui as maiores reservas estimadas de *shale gas* na UE (União Europeia), podendo estas vir a representar uma fonte de independência energética e de crescimento económico. O governo polaco pretende iniciar a produção comercial de *shale gas* em 2015, com as devidas garantias ambientais e administrativas.

Na Roménia, foi imposta, em Maio de 2012, uma moratória sobre a exploração do *shale gas*, que foi anulada em Março de 2013. O país espera que, durante o período que leva a fazer as explorações, os progressos tecnológicos permitam explorar os recursos com menos riscos ambientais. As grandes reservas deste gás na Roménia (que a colocariam em terceiro lugar, depois da Polónia e da França) poderiam reduzir consideravelmente a sua dependência energética em relação à Rússia.

O Reino Unido, apesar de não ter quantidades de reservas de *shale gas* como outros países europeus, é favorável à extração deste gás e encontra-se, atualmente, em trabalhos de exploração, como já referido anteriormente. A sua posição deve-se ao facto de ter de importar um terço do gás consumido e ao declínio na produção própria de gás no mar do Norte.

Relativamente a Portugal, país altamente dependente do ponto de vista energético, como referido anteriormente, a empresa *Mohave Oil and Gas Corporation/Porto Energy* realizou em 2012 uma campanha de sondagens superficiais, na Bacia Lusitânica, com vista à avaliação do potencial em *shale gas* de unidades do Jurássico Inferior (DGEG, 2013).

### **3.4 Enquadramento legislativo**

Como não poderia deixar de ser, a introdução deste tema inicia-se com a abordagem do que aconteceu nos Estados Unidos, país onde este recurso alcançou o seu máximo desenvolvimento e que é, de facto, o principal exportador, não só da tecnologia, mas também do *benchmark* legislativo, tanto no sentido positivo como negativo. Assim mesmo, resulta relevante uma referência aos pontos fortes que permitiram alcançar este nível de desenvolvimento, que se convertem em pontos débeis no outro lado do Atlântico. Ainda não existe nenhuma disposição que, de forma sectorial específica, regule esta atividade a nível europeu; existe, no entanto, um vasto corpo normativo comunitário que assenta as bases normativas desta atividade, especialmente no âmbito do meio ambiental (Rascón & Fernández, 2013).

O ambiente regulatório para o *shale gas* está a evoluir rapidamente, o que não é inesperado, dado a atenção que o *shale gas* tem recebido por parte da imprensa. Como exemplo, nos EUA, vários estados têm adotado normas de divulgação mais rigorosas sobre os produtos químicos

usados para explorar o gás natural, apesar de esta prática ainda não estar perto da sua conclusão. Empresas de perfuração no Texas foram obrigadas a divulgar os produtos químicos que usam a partir de Fevereiro de 2012, embora a divulgação das quantidades ainda seja feita de forma voluntária. No Colorado, as empresas de perfuração têm a obrigação de divulgar os produtos químicos e as quantidades desde Abril de 2012. Vários estados estão a seguir caminhos semelhantes. Mas, de um modo geral, ao passo que nos Estados Unidos e Canadá a indústria parece orientar o processo e o desenvolvimento do mercado, e os reguladores e legisladores estarem a aproximar-se, do lado europeu, esta sequência não se verifica de momento, pese embora algumas empresas se encontrem, atualmente, a explorar o potencial do *shale gas* neste continente (Boersma et al., 2012).

### **3.4.1 Enquadramento legislativo nos EUA**

Arthur et al. (2008), Boersma et al. (2012) e Rascón & Fernández (2013), indicam que o enquadramento legal e regulatório para o desenvolvimento dos recursos não convencionais nos Estados Unidos é uma mistura de Leis, estatutos e regulamentos a nível federal, estatal, regional e local. A maioria destas regras aplicam-se ao petróleo e ao gás em geral e já se encontravam vigentes antes do desenvolvimento a grande escala dos recursos não convencionais. Abarcam praticamente todas as fases do desenvolvimento dos recursos não convencionais, desde a exploração até à recuperação paisagística do lugar, e incluem provisões para a proteção do meio ambiente e o tratamento de ar, terra, água e resíduos.

Nos Estados Unidos, os recursos minerais podem ser possuídos no sentido estrito, não só pelos Estados ou pelo Governo Federal, mas também por pessoas físicas que, além do mais, podem não coincidir com o proprietário do terreno sobrejacente, que, por outra parte, não pode negar o acesso ao proprietário dos recursos minerais. Ainda que este esquema possa parecer complexo, não é menos certo que incorpora um estímulo positivo a nível local, permitindo o desenvolvimento da atividade.

Nos EUA, a Lei tende a favorecer o proprietário do mineral ao mesmo tempo que reconhece o direito do proprietário do terreno a uma compensação direta significativa, mais além da simples compensação por ocupação do espaço. Na União Europeia, existe bastante variabilidade entre estados membros a este respeito.

Dois aspetos a salientar; em primeiro lugar, a pressão social que impulsionou novos requerimentos no respeitante à informação acerca dos fluidos de perfuração aplicados, desde 1 de Fevereiro de 2012, os ingredientes químicos e volumes de água utilizados na fracturação hidráulica são públicos através da iniciativa *FracFocus*, mencionada anteriormente. Em segundo lugar, referir que existe um fundo para a recuperação dos campos de hidrocarbonetos (*Oil Field Cleanup Fund*), que é financiado através de taxas pagas pela indústria, com o objetivo de assegurar o correto abandono e recuperação de um local. A priorização das tarefas a realizar baseia-se em motivos de saúde pública, segurança e meio ambiente.

### **3.4.2 Enquadramento legislativo na União Europeia**

Em Novembro de 2012, o Parlamento Europeu exigiu a implementação em toda a UE de um enquadramento capaz de gerir a prospeção e extração de recursos fósseis não convencionais, com o objetivo de harmonizar a legislação em matéria de saúde e ambiente em todos os Estados-Membros (Parlamento Europeu, 2012).

Foi claramente identificada pela Comissão Europeia a legislação da UE aplicável ao *shale gas* e concluído que os principais elementos de preocupação relativamente à extração deste tipo de gás não convencional (quer seja fracturação hidráulica ou outras técnicas que venham a ser desenvolvidas no futuro) são abrangidos pela legislação da UE já em vigor (Anexo I): a autorização de licenças de prospeção e exploração, a avaliação de impacto ambiental, a proteção das águas, as emissões contaminantes, as emissões de gases com efeito de estufa, a responsabilidade ambiental das empresas, o ruído, a gestão de resíduos, a utilização de produtos químicos, as zonas protegidas, a prevenção de acidentes e a saúde e segurança dos trabalhadores.

Parece assim que, por motivos de clareza legislativa, segurança jurídica e neutralidade tecnológica, a aplicação da legislação em vigor é o caminho mais simples e eficiente. Além disso, e tendo em conta a pressão política relativamente a este tema, em 22 de Janeiro de 2014, a Comissão Europeia adotou uma Recomendação a fim de oferecer um panorama de todos os aspetos a ter em consideração caso um Estado-Membro decida autorizar a técnica de “*fracking*”.

### **3.4.3 Conclusões relativas à legislação**

Rascón & Fernández (2013) concluem que, ainda que a perfuração horizontal e a fracturação hidráulica sejam técnicas utilizadas na indústria petrolífera desde há muito tempo, a sua aplicação ao gás não convencional pode ser considerada como um desenvolvimento recente e, no caso Europeu, deve ser entendida como uma tecnologia pioneira que deverá demonstrar nos próximos anos a sua viabilidade técnico-económica. Como costuma ser habitual, a tecnologia vai à frente dos desenvolvimentos administrativos que devem evoluir para se adaptar às mudanças que, sem dúvida, se irão produzir na E&P (exploração e produção) europeia.

No entanto, também seria inadequado afirmar que não existe legislação diretamente aplicável para o gás não convencional; pelo contrário, existe um dispositivo regulamentar abrangente que é aplicável a esta tecnologia, apesar de ter um carácter horizontal, como é o caso, por exemplo, da normativa referente às águas, à avaliação de impacto ambiental ou segurança industrial (Broderick et al. 2011; Rascón & Fernández, 2013).

Os importantes benefícios que a exploração de gás não convencional supôs nos EUA em termos de emprego e atividade económica, justificam, por si só, a necessidade de permitir a esta indústria o seu desenvolvimento na Europa. No entanto, este desenvolvimento deverá acontecer sem se menosprezar os interesses dos cidadãos que vivem nos lugares potencialmente afetados, pelo que o desenvolvimento, a implementação e a verificação do cumprimento de um quadro normativo estrito é particularmente relevante.

### **3.5 Aspetos e impactos ambientais provocados pela exploração e produção de gás não convencional**

Cada vez mais, as preocupações ambientais aumentam e as políticas dirigidas à redução das emissões tornam-se importantes, com consequências diretas na produção e no consumo de energia (Tol, 2008). Estes assuntos irão, certamente, moldar as políticas e o sector energético nas próximas décadas.

Segundo Rascón & Fernández (2013), o gás natural joga e jogará, segundo as principais projeções internacionais, um relevante papel no *mix* energético mundial atual e futuro, constituindo-se na energia de base durante a transição para esse desejável cenário de maior aproveitamento das fontes de energia renovável, garantindo a segurança do fornecimento e o respeito pelo ambiente, em benefício de um desenvolvimento sustentável e da luta contra a alteração climática.

Em qualquer atividade humana e particularmente na atividade industrial, quer seja extrativa (petróleo, gás, minerais) ou transformadora (química, alimentária, etc.), os riscos para a saúde, para a segurança e para o meio ambiente devem ser geridos de maneira eficiente, através de operações baseadas nas boas práticas, da implementação de sistemas regulatórios, da investigação na otimização e da melhoria dos processos levados a cabo. Em definitivo, trata-se de conhecer quais são os hipotéticos riscos e definir as linhas de atuação para minimizar, mitigar e, inclusivamente, evitar esses mesmos riscos (Rascón & Fernández, 2013).

Qualquer atividade nova vem acompanhada da lógica de prevenção e receio, tanto pela falta de informação como pela incerteza associada ao que não é conhecido, no entanto, é quando se podem resolver os desafios e alcançar objetivos mais ambiciosos. Assim tem sido a história da humanidade: perguntar e responder, encontrar soluções e avançar (Rascón & Fernández, 2013).

A fim de contextualizar os potenciais riscos desta atividade, deve-se referir, obrigatoriamente, a experiência observada nos EUA, onde já se perfuraram cerca de 40.000 poços para gás não convencional, que serviram para identificar os riscos, tanto pela sua frequência como pelo seu impacto, e comprovar que a tecnologia atual permite mitigar e, inclusive, evitar os riscos associados, mediante a aplicação de melhores práticas, do desenvolvimento de uma normativa específica, quando necessária, e da investigação, otimização e melhoria dos processos utilizados (Wood et al., 2011).

### **3.5.1 Integridade dos poços**

A exigência da integridade de um poço é questão fundamental para evitar hipotéticos problemas de contaminação de aquíferos. Com a finalidade de garantir a estanqueidade dos poços, dispõem-se uma série de barreiras mecânicas com o objetivo de impedir que os

aquíferos de água potável sejam afetados pelo gás ou pelos fluidos utilizados na fracturação. Consistem em vários revestimentos ou tubagens de aço concêntricas de alta resistência, encontram-se cimentados os espaços anulares existentes entre as tubagens e entre as tubagens e o terreno (Fig. 18) (Wood et al., 2011; Rascón & Fernández, 2013).

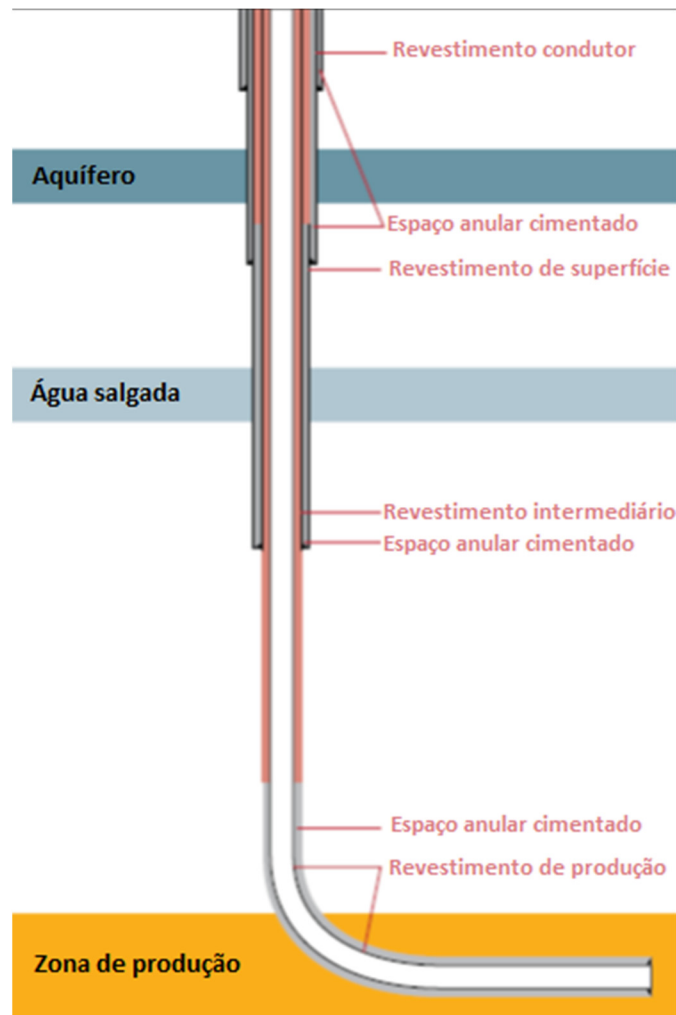


Fig. 18 - Desenho de um poço produtor de gás não convencional (adaptado de Wood et al., 2011).

### 3.5.2 O consumo de água

Os volumes de água requeridos para a exploração do *shale gas* variam em função das características geológicas do jazigo, da profundidade alcançada pelos poços e do número de etapas de fracturação hidráulica. Portanto, não se pode especificar a quantidade de água necessária de uma maneira geral, mas sim estimar intervalos de consumo.

Em termos gerais, e para dar uma ideia da magnitude, o volume total de água utilizado num processo de estimulação por fracturação hidráulica, poderá ser 1.000m<sup>3</sup> a 2.000m<sup>3</sup> por etapa. Isto faz com que num processo de estimulação médio/alto de 10 etapas por poço, o consumo total se situe num intervalo entre 10.000 m<sup>3</sup> e 20.000 m<sup>3</sup> por poço (Arthur et al., 2008; Broderick et al., 2011; Wood et al., 2011; Rascón & Fernández, 2013).

Deve ser dito, em qualquer caso, que é grande o debate sobre a intensidade do uso da água na exploração do *shale gas* em comparação com outros combustíveis, principalmente pela aplicação inovadora da tecnologia, ao invés do consumo absoluto por energia gerada. A respeito do consumo de água é importante reflexionar sobre a diferença entre água consumida e água usada.

A água usada é o volume de água extraído de um aquífero ou da superfície, enquanto água consumida é a fracção de água usada que não se recupera, quer seja porque se evapora ou porque passe a fazer parte do produto final. Portanto, é importante abordar o estudo crítico da água na tecnologia de fracturação hidráulica não confundindo ambos os conceitos, já que poderia levar a conclusões erróneas e a falsear resultados, como sucede em alguns relatórios nos quais se pretende exagerar o volume de água necessário (King, 2012; Rascón & Fernández, 2013).

A Tab. 4 permite comparar os consumos de água em função do recurso energético explorado.

Tab. 4 - Usos de água em função do recurso energético (adaptado de Rascón & Fernández, 2013).

Recursos Energéticos	Intervalo de consumo de água (L) por kW-h de energia produzida
<b>Gás natural – shale profundo (*)</b>	0,00736 – 0,03036 (***)
<b>Gás natural convencional</b>	0,0092 – 0,0276
<b>Carvão (sem transporte de lamas)</b>	0,0184 – 0,0736
<b>Carvão (com transporte de lamas)</b>	0,1196 – 0,2944
<b>Nuclear</b>	0,0736 – 0,1288
<b>Shale oil profundo (**)</b>	0,0732 – 0,1771
<b>Óleo convencional</b>	0,736 – 0,184
<b>Gasificação do carvão – combustíveis sintéticos</b>	0,1012 – 0,2392
<b>Xistos betuminoso</b>	0,2024 – 0,5152
<b>Areias betuminosas</b>	0,2484 – 0,6256
<b>Gasificação do carvão – processo de Fischer-Tropsch</b>	0,3772 – 0,552
<b>Biocombustíveis</b>	> 23

(\*)- A inclusão do processamento acrescentaria entre 0 a 0,0184 litros por kW-h

(\*\*)- A inclusão do refino acrescentaria entre 0,0644 a 0,1656 litros por kW-h.

(\*\*\*) – O transporte de gás natural pode acrescentar entre 0 e 0,0184 litros por kW-h.

Em qualquer caso, devem ser tomadas uma série de medidas corretivas para otimizar o consumo de água necessário. A primeira deve ser uma investigação prévia da disponibilidade de águas superficiais e subterrâneas, através de um estudo local que inclua a possibilidade de fontes alternativas, dentro do estudo de impacto ambiental. Em segundo lugar, devem ser minimizadas as necessidades de água doce, mediante a reutilização da água de retorno e a realização de fracturações hidráulicas menos exigentes no que respeita à quantidade de água doce; neste sentido a tecnologia tem avançado em duas frentes: operações de fracturação cada vez mais focalizadas com menos água e utilização de águas salobras no processo.

Nos Estados Unidos, até há poucos anos, para a técnica da fracturação hidráulica apenas se utilizava água doce; neste momento, este consumo foi reduzido até 97% ao aplicar água salobra e água de retorno procedente de fracturações prévias. O seguinte reto será melhorar o seu armazenamento. Uma vez mais, de um problema surge uma solução e assim sucessivamente (Rascón & Fernández, 2013).

### 3.5.3 Tratamento e controlo das águas de recirculação

Hoje em dia, a água utilizada durante a fracturação hidráulica é apenas reutilizável para novas fracturações, por isso, promovem-se, atualmente, investigações com intuito de encontrar outros usos (Lustig, 2012).

Aproximadamente entre 15% a 85% dos fluidos injetados durante a fracturação alcançam de novo a superfície nos primeiros dias, quando o poço é despressurizado. Este fluido encontra-se misturado com metano e água salgada, que contêm minerais procedentes da rocha mãe. Estas águas de retorno contêm sais, compostos orgânicos e inorgânicos naturais e os aditivos químicos utilizados na fracturação (Arthur et al., 2008; Rascón & Fernández, 2013).

Estas águas, após realizados os necessários tratamentos, devem-se reutilizar com a finalidade de reduzir as necessidades do recurso. A injeção em aquíferos profundos, técnica muito utilizada nos EUA, é também uma possibilidade. Obviamente, a injeção requer adequados estudos geológicos e comprovações de campo. Em superfície, estas águas podem ser evaporadas, tratando-se o resíduo sólido que pode ser radioativo (como será explicado no capítulo seguinte), ou podem ser descarregadas num canal desde que sejam tratadas convenientemente.

O modelo de gestão, deste tipo de águas de processo, apresenta-se exemplificado na Fig. 19.

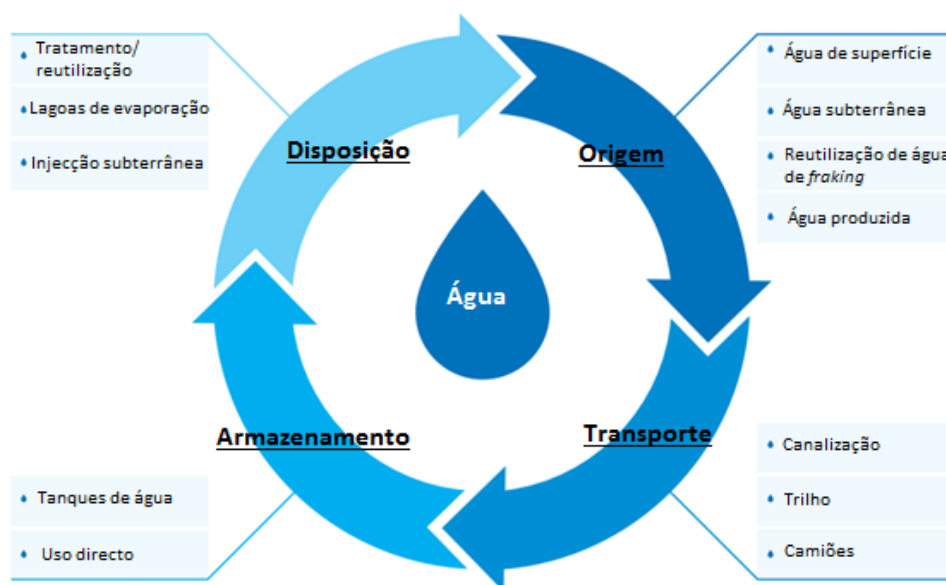


Fig. 19 - Modelo de gestão da água em processo de fracturação hidráulica (adaptado de BP, 2013).

Finalmente, mencionar que se estão a desenvolver programas de investigação com o objetivo de estabelecer metodologias de gestão eficaz e sustentável da água utilizada durante a fracturação hidráulica, como é o caso da iniciativa do Governo dos Estados Unidos *“Estimated Use of Water in the United States – 2014”* ou o estudo apresentado pela CERES *“A framework for 21st Century Water Risk Management”* (Rascón & Fernández, 2013).

#### **3.5.4 Radioatividade das águas de recirculação**

As análises das águas de retorno procedentes de processos de fracturação hidráulica mostraram níveis de radioatividade em alguns casos. A este respeito é necessário referir que se trata de radioatividade de tipo natural, pois tanto os xistos como os carvões costumam conter mais elementos radioativos que outros tipos de rocha. Estes elementos são conhecidos pelo acrónimo inglês NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material*) e costumam encontrar-se na natureza, em concentrações muito inferiores aos limites de segurança exigidos (Rascón & Fernández, 2013).

Pode dar-se o exemplo da Formação de Marcellus nos EUA, onde foram detetadas concentrações anómalas de  $^{226}\text{Ra}$  (rádio) que se incorporava à água de retorno de determinados poços. A presença de  $^{226}\text{Ra}$  só acontece naqueles poços em que o fluido de fracturação entra em contacto com a água de formação. No entanto, as concentrações a que os trabalhadores que exploravam a Formação de Marcellus estavam expostos, não alcançavam o limite dos 100 milirems ao ano, que é, segundo o estabelecido para EPA, o valor máximo a que uma pessoa pode estar exposta em função da sua atividade profissional. De salientar que a radioatividade detetada em ditas águas de retorno não é causada pela fracturação hidráulica, pois esta tecnologia não incorpora nenhum elemento radioativo ao processo (GWPC, 2009).

#### **3.5.5 Sismicidade induzida**

Define-se sismicidade induzida como a atividade sísmica que está relacionado com as atividades humanas, podendo também ser denominada de “sismicidade acionada” (NRC, 2012).

Rascón & Fernández (2013) indicam que existem dois tipos de sismicidade associada à fracturação hidráulica, atendendo à magnitude da sua intensidade:

- O primeiro, e de menor intensidade, deriva dos microssismos provocados pela própria fracturação da rocha mãe, induzidos pela energia libertada nos sucessivos eventos de abertura de fraturas. Este tipo de sismicidade é, constantemente, medida através da geofísica, pois permite determinar e controlar, através dos geofones, a extensão das fraturas criadas.
- O outro tipo, muito raro mas relevante, é induzido pelas operações de fracturação hidráulica em zonas de falhas no subsolo, submetidas previamente a esforços e que podem induzir sismos de baixa intensidade, detetáveis pela população da região.

Relativamente a este tema, é importante relatar o caso ocorrido em 2011, nas proximidades da localidade de Blackpool - Reino Unido, onde se registou um evento sísmico de magnitude 2,3 na Escala de Richter, pouco depois da empresa *Cuadrilla Resources* ter realizado fracturações hidráulicas num poço. Semanas mais tarde, outro episódio sísmico aconteceu, desta vez com uma magnitude de 1,5, coincidindo também com os trabalhos de exploração. Apesar de estes valores de magnitude representarem, segundo a Escala de Richter, sismos micro (1,5) e muito pequeno (2,3), estes acontecimentos causaram estranheza, visto a região de Blackpool ser considerada uma área de baixa sismicidade natural. Foi então que a empresa *Cuadrilla Resources* ordenou a abertura de uma série de investigações que concluíram que a razão da dita sismicidade se deveu à transmissão do fluido de injeção numa falha próxima, que não tinha sido identificada, e que libertou uma energia de maior magnitude que a provocada pela fracturação hidráulica (Broderick et al., 2011; EY, 2013).

Após este acontecimento, alguns autores sugerem que se deve evitar a injeção em zonas com falhas ativas; minimizar as alterações de pressão em profundidade e estabelecer metodologias flexíveis em função dos dados obtidos nas campanhas de controlo sísmico. Em qualquer caso, cabe referir que a sismicidade induzida por fracturação hidráulica é um risco altamente improvável e de escasso impacto, sendo apenas perceptível em superfície e que casos como o de Blackpool só acontecem se a informação geológica for insuficiente (Rascón & Fernández, 2013).

### 3.5.6 Emissões de CO<sub>2</sub> e emissões incontroladas de metano

Segundo Rascón & Fernández (2013), as emissões incontroladas de metano para a atmosfera é outro dos riscos potenciais e, ainda que não suponha um problema para a saúde pública, apresenta um potente efeito de estufa, 23 vezes superior ao do CO<sub>2</sub>, embora com uma vida mais curta na atmosfera.

De modo similar à contaminação de aquíferos derivada dos fluidos de fracturação, o metano também pode ser um agente contaminante, embora não seja venenoso. A fuga de metano teoricamente pode acontecer nas operações de superfície e nas operações de subsolo.

a) Nas operações de superfície:

Nos momentos iniciais da abertura do poço, posteriores à fracturação, durante a operação de limpeza dos fluidos de retorno, quando a mistura de fluido de fracturação e gás não pode passar pelo separador.

- A ventilação de gás metano durante os primeiros momentos do período de limpeza de um poço fraturado, dura entre alguns minutos até um máximo de umas horas, altura em que se estabiliza o fluxo e se possa circular pelo separador. Esta fração de tempo, estimada no máximo em uma ou duas horas, e assumindo que se realizam 10 etapas de fracturação, supõem o 4/10.000 do tempo operativo de um poço, assumindo que se re-fracturaria cada 5 anos.

Durante o tratamento do gás na unidade de transformação ou nas estações de compressão.

- Nas unidades de transformação e nas operações de compressão, como é normal, o fluxo de gás de todo o processo, realiza-se de um modo controlado. Existem válvulas de segurança calibradas para que se ativem a pressões superiores à pressão normal do processo. O fluxo de gás destas válvulas de segurança deriva até à tocha, onde é queimado. Referir que não é normal estas válvulas entrarem em funcionamento.

b) Nas operações do subsolo:

Devido à migração até a atmosfera, causada, supostamente, por uma fracturação incontrolada, que permitiria ao gás percolar através de todo o maciço rochoso.

Devido à infiltração de metano nos aquíferos, causada por deficiências na estanqueidade do poço.

- Este efeito entra dentro de alguns mitos meio ambientais, nos quais se pretende envolver a exploração do gás não convencional. Os motivos são os seguintes: as fraturas estão desenhadas para afetar somente a formação que contem o gás; a exploração dá lugar a um gradiente de pressão desde a formação até ao poço, obrigando o gás a viajar de um modo controlado, desde a formação até ao fundo do poço e daí até à superfície pela tubagem de produção; não existe nenhuma evidência de que o metano percole até à superfície sem dispor de uma via de escape prévia.

Na exploração de um jazigo não convencional, o controlo das fugas de metano é muito mais exaustivo do que, por exemplo, nas tradicionais minas de carvão, em que o gás é ocluído no carvão sistematicamente ventilado, através de um sistema de ventilação forçada na frente de extração.

Não podemos esquecer que, numa exploração de gás não convencional, o gás metano é o produto a comercializar, e todo o operador coloca o máximo de empenho na eliminação das eventuais fugas, tanto no subsolo como nos processos de superfície a que é submetido o gás.

A Tab. 5 apresenta o resumo de vários trabalhos que estimaram as emissões de gases de efeito de estufa na exploração do *shale gas*.

Tab. 5 - Resumo das estimativas das emissões de gases de efeito de estufa na exploração do *shale gas* (g CO<sub>2</sub>/MJ) (adaptado de Foster & Perks, 2012).

	(STEPHENSON, et al., 2011)			(JIANG, et al., 2011)			(SKONE, et al., 2011)	(HOWARTH, et al., 2011)	(LECHTENBOHMER, 2011)	(BRODERICK, et al., 2011)	
	Caso base	Baixo	Alto	Caso base	Alta produtividade	Baixa produtividade				Baixo	Alto
Construção do poço				0,1	0	0,7	0,1	0,6	0,6		
Perfuração e fracturação hidráulica	0,6	0,6	0,6	0,6	0	2,8	1,8	0,9	1,3	0,1	1,6
Completação do poço	1,2	0,3	2,3	1,2	0,1	5,8	1,3	21,9	7,1	2,9	15,3
Workovers							4,6				
Pré-produção total	1,8	0,9	2,9	1,8	0,1	9,2	7,8	23,4	9	3	16,9
Processamento de gás	4,2	4,2	4,2				3,5	2,2	8,9		
Transporte de gás	1,9	1,9	1,9				2,7	16,2			
Pré-combustão total	8	7	9				9,4	41,7	17,9		
Combustão	58,1	58,1	58,1								
Ciclo de vida global	66	65,1	67,1	67	65,3	74,4					

Muitos têm sido os estudos acerca do impacto do gás natural produzido a partir de fontes não convencionais, relativamente à poluição do ar e às emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Alguns críticos acreditam que o metano e outras emissões da produção do *shale gas* são maiores do que comumente se pensa, mas a maioria dos especialistas afirma que este tipo de energia é mais limpa do que o carvão e do que o petróleo (Fig. 20). Presentemente, o gás natural é visto como uma fonte de energia de transição para um modelo energético baixo em carbono, situando-se abaixo do carvão (metade das emissões) e do petróleo (menos um terço) (e.g., Broderick et al., 2011; Forster & Perks, 2012; O'sullivan & Paltsev, 2012; Bradbury et al., 2013; Rascón & Fernández, 2013).

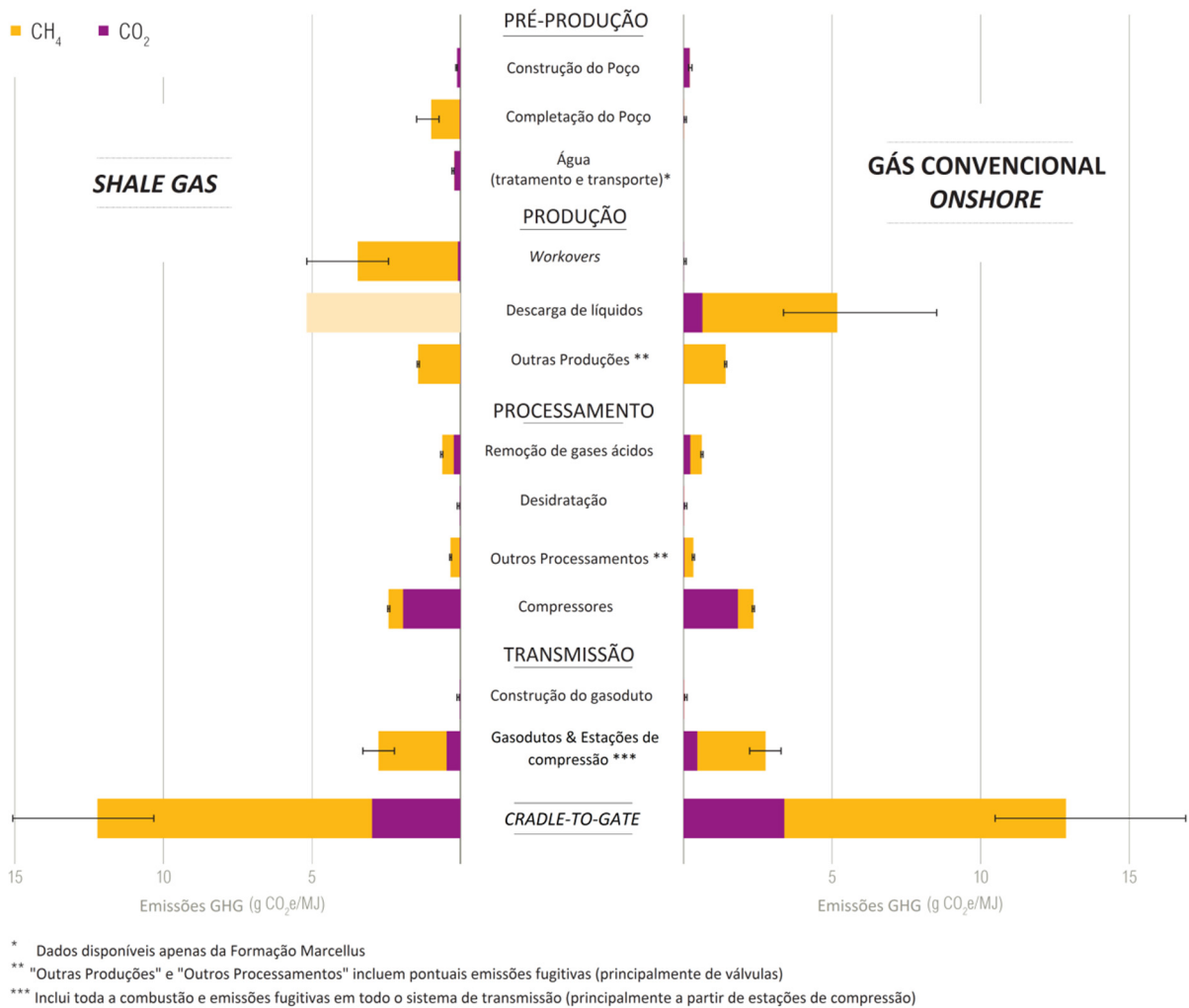


Fig. 20 - Comparação das emissões de CO<sub>2</sub> e CO<sub>4</sub> ente o *shale gas* e o gás natural convencional (adaptado de Bradbury et al., 2013).

Em Portugal, no ano de 2011, o total das emissões dos gases com efeito de estufa (GEE), excluindo o sector florestal e a alteração de uso do solo (LULUCF), foi estimado em cerca de 70 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (MtCO<sub>2</sub>e), o que representa um aumento de 14,8% face a 1990, valor que se encontra abaixo da meta de cumprimento de Quioto (+27%) (Fig. 21).

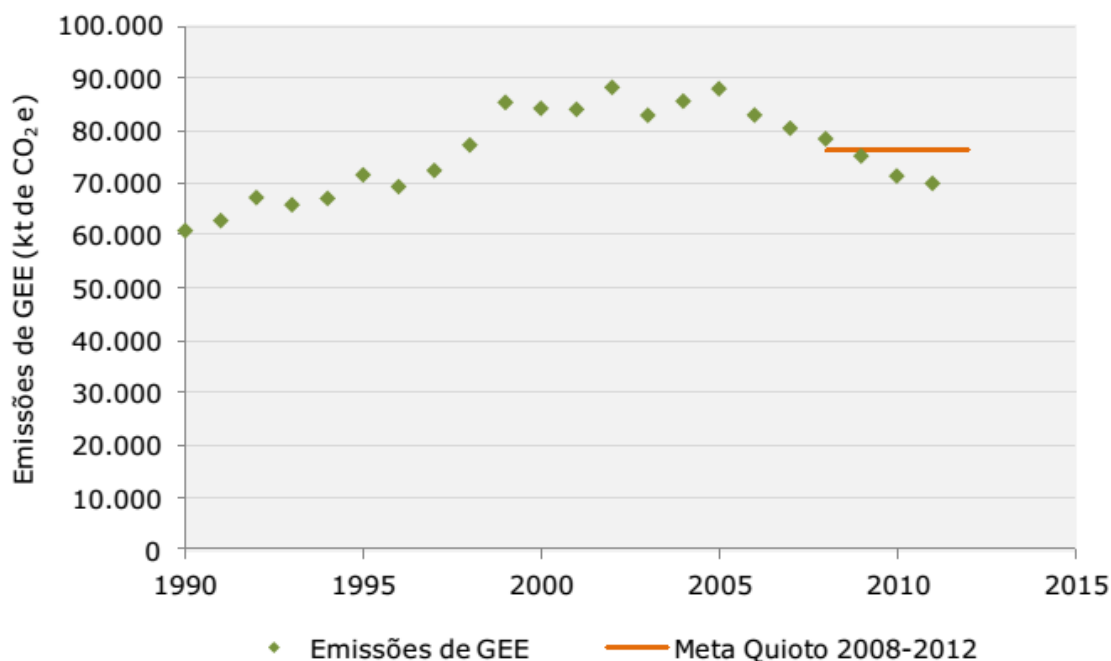


Fig. 21- Emissões de GEE (sem LULUCF) e compromissos para o período 2008-2012 (APA I.P., 2013).

Em 2011, Portugal apresentou uma das mais baixas capitações entre os países da UE-27, com um valor de 6,6 toneladas CO<sub>2</sub>e por habitante, sendo o valor médio da UE-27 de 9 toneladas (APA I.P., 2013; Oliveira et al., 2009).

### 3.5.7 Uso do solo

Quando comparadas a exploração de gás convencional com a de gás não convencional, a utilização de terrenos é mais uma questão de preocupação que de risco, devido ao número considerável de poços necessários para explorar os diferentes tipos de jazigos (Rascón & Fernández, 2013).

Para o caso do gás não convencional, o impacto mais relevante ocorre na fase de exploração, durante a ocupação temporal da superfície enquanto se realizam os poços exploratórios e as provas de produção.

O desenvolvimento de perfuração horizontal, com seções até 2 km, juntamente com a prática de desenvolvimento de múltiplos poços a partir de um único local, "*pad drilling*" (Fig. 22), foi

um marco na redução do uso de superfície, minimizando o impacto superficial, reduzindo a necessidade de novas vias de acesso e tráfego adicional.

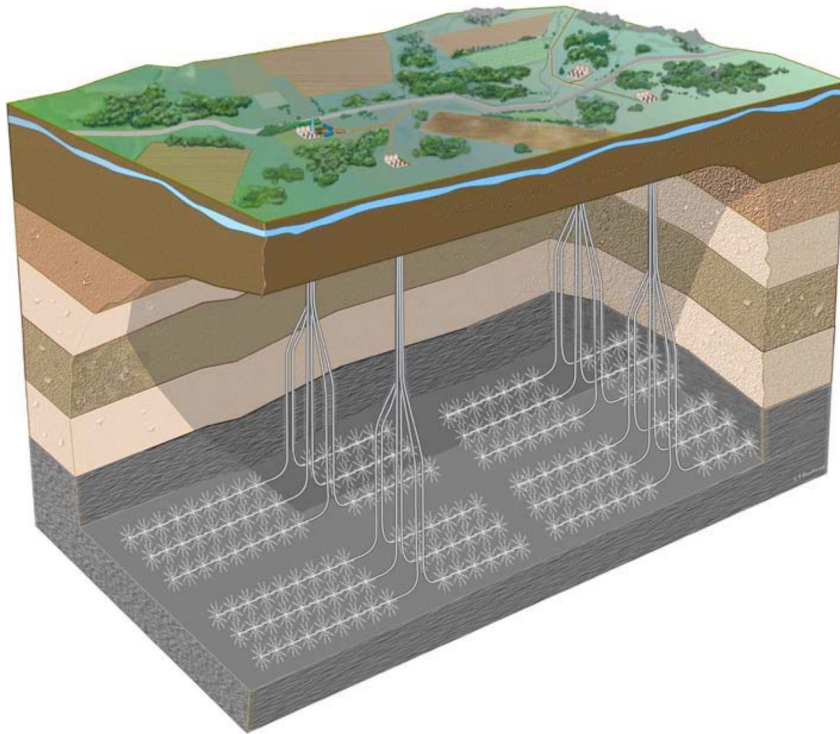


Fig. 22 - Campo de Gás Natural Comprimido (GNC) em produção *Pad drilling* (Rascón & Fernández, 2013).

Traduzindo em números, numa zona de 2,5 hectares ou menos, pode-se cobrir uma área de exploração de 5 km<sup>2</sup> ou mais.

### 3.5.8 Conclusões relativas ao meio ambiente

Da análise dos principais temas de debate a respeito da incidência da exploração de gás não convencional sobre o meio ambiente, Rascón & Fernández (2013) destacam a urgente necessidade de informar a opinião pública, com dados e experiências existentes, que esta é uma atividade igual a qualquer outro tipo de indústria. Esta informação deve ser fornecida por órgãos independentes e prestigiados. Desta maneira, irá conhecer-se a verdadeira realidade do tema tão controverso como é o caso do “*fracking*”.

A indústria deve assumir um papel proactivo na investigação do binómio “*meio ambiente vs. gás não convencional*”, tal como já sucede nos Estados Unidos, onde algumas agências governamentais como a EPA, associadas a centros de investigação e universidades estão a investigar conjuntamente com empresas, tendo o objetivo de reduzir o impacto ambiental desta tecnologia. É fundamental que as empresas e as administrações, à luz da regulamentação e normativa vigentes, e de aquelas que possam vir a estabelecer-se, divulguem informação suficientemente clara, transparente e objetiva para que os cidadãos construam as suas próprias opiniões a este respeito (Rascón & Fernández, 2013).

No seu relatório (IEA, 2012), destaca que a plena transparência, as medições e monitorização dos impactos meio-ambientais e o compromisso com as comunidades locais são temas críticos para fazer frente às preocupações da sociedade sobre este tipo de tecnologia. Uma seleção cuidadosa dos locais de perfuração pode reduzir os efeitos adversos na superfície e identificar com mais efetividade as áreas mais produtivas, minimizando, ao mesmo tempo, o risco de movimentos sísmicos ou a deslocação de fluidos de perfuração entre os estratos geológicos. As fugas dos poços para os aquíferos podem prevenir-se mediante cuidadosos desenhos de completação, rigorosas construções e execução de provas de produção dos poços. Uma avaliação rigorosa e a monitorização das propriedades da água pode apoiar decisões informadas e estritas sobre o uso e o vazamento da água.

As emissões e contaminantes associados à produção de gás podem reduzir-se mediante inversões realizadas durante a fase de finalização do poço para eliminação da ventilação e a queima de gases residuais (Broderick et al., 2011; Forster et al., 2012).

Assumindo que esta atividade possui uma série de riscos ambientais, de forma análoga a qualquer outra de tipo de indústria, deve-se demonstrar a importância relativa destes riscos e apresentar as medidas de mitigação disponíveis para minimizá-los ou evitá-los, demonstrando que a tecnologia atual está preparada para garantir a segurança dos processos (Broderick et al., 2011; Wood et al., 2011; Rascón & Fernández, 2013).

❖ **CAPÍTULO 4 - ANÁLISE GEOQUÍMICA E PETROFÍSICA NA**

**PROSPEÇÃO DE *SHALE GAS***



## 4 Análise geoquímica e petrofísica na prospeção de *shale gas*

À medida que a revolução do *shale gas* ganha impulso a nível mundial, as empresas de exploração e produção (E&P) estão a descobrir que, para obter o êxito, é essencial uma abordagem integrada onde a aprendizagem a partir de experiências passadas e a melhoria contínua de metodologias, podem não garantir o sucesso mas permitem aumentar a sua probabilidade em grande escala.

Nesse sentido, uma série de parâmetros geoquímicos e petrofísicos são monitorizados durante a prospeção de jazigos de *shale gas*. Esta análise surge como uma ferramenta fundamental para a caracterização do armazenamento e da transmissão de fluidos na rocha; além de permitir prever a “performance” de um jazigo a longo prazo.

Em seguida, descrevem-se alguns conceitos, importantes para a interpretação desta temática:

### a) Shale

A designação “*shale*” faz referência a uma estrutura laminar e físsil, presente em rochas sedimentares de grão fino, como são os casos de argilitos ou lutitos (ver, por exemplo, Ramalho, 2003; Arthur et al., 2008).

Em termos petrofísicos, a designação “*shale*” tem sido utilizada, geralmente, para distinguir componentes de tamanho médio-grosseiro (como areias e conglomerados), de elementos de grão mais fino (como siltes e argilas), que, habitualmente, formam a matriz das rochas, independentemente da textura. As argilas que formam finas lâminas e interestratificadas com os arenitos também são considerados “*shales*” (Glorioso & Rattia, 2012).

Um aspeto que deve ser tomado em conta é que a composição das rochas que formam um jazigo de *shale gas* é muito variada; desde teores elevados de argila até carbonatos, passando por siltes ricos em quartzo, em que a percentagem em peso de argila é muito pequena (King, 2012).

## b) Faciologia Orgânica

Muitos autores têm utilizado o termo “fácies orgânica” como sinónimo de fácies de querogénio, baseada em dados químicos, ou palinofácies ou fácies da associação de macerais, baseadas em dados petrográficos (Peters & Cassa, 1994).

Pode-se afirmar que este conceito tem como origem a forte atuação dos geólogos do carvão no final do século XIX e início do século XX, uma vez que foram eles os primeiros a reconhecer os diferentes tipos de matéria orgânica que ocorrem numa determinada camada de carvão e, assim, relacionar a origem biológica deste depósito (Menezes et al., 2008).

A matéria orgânica contida nos sedimentos e rochas sedimentares é constituída por moléculas orgânicas (carbono, hidrogénio, oxigénio, azoto e enxofre), que derivam direta ou indiretamente da parte orgânica de organismos vivos (Tyson, 1995; Peters et al., 2004).

A sua presença nos sedimentos é reflexo de um processo dinâmico que envolve a produção, a deposição, a preservação e a conseqüente modificação durante a sua incorporação no ambiente deposicional (Tyson, 1995).

A base para a produção da matéria orgânica é a fotossíntese. Neste processo, alguns organismos convertem a energia da luz solar em energia química, transformando o dióxido de carbono, a água e os sais minerais em compostos orgânicos e oxigénio. Os compostos orgânicos são sintetizados pelos organismos para a sua sustentabilidade e o oxigénio é libertado, criando-se as condições necessárias para que possa ocorrer uma produção de matéria orgânica em massa (Tyson, 1995; Mendonça Filho & Menezes, 2001; Mendonça Filho, 2010).

A matéria orgânica sedimentar pode corresponder a componentes autóctones e alóctones e a sua acumulação e preservação depende de diversos fatores. A acumulação depende da produção de biomassa, ou seja, da quantidade de matéria orgânica disponível, e de outros fatores, tais como, os processos de degradação que podem ocorrer tanto no ambiente deposicional como no transporte da matéria orgânica da fonte para os sedimentos. Para que possa ser preservada, as condições do ambiente deposicional devem ser favoráveis, tendo em conta o ponto de vista da granulometria do sedimento, a energia do sistema e a taxa de sedimentação.

De um modo geral, as condições que conservam e concentram a matéria orgânica são: 1) sedimentos de grão fino, onde a ação de bactérias aeróbicas tende a diminuir à medida que o oxigênio molecular dissolvido se esgota; 2) deposição em ambientes pouco energéticos, protegidos da erosão e da degradação por ação das ondas; 3) balanço entre a taxa de deposição do material inorgânico e orgânico (Tyson, 1995; Mendonça Filho & Menezes, 2001; Mendonça Filho, 2010; Mendonça Filho et al., 2010).

A matéria orgânica depositada é, inicialmente, modificada por ação microbiológica. No entanto, o soterramento e consequente aumento de pressão e temperatura impõem mudanças físico químicas consecutivas que traduzem o seu grau de maturação. O incremento da temperatura resulta na degradação térmica do querogénio, gerando consecutivamente o betume, óleo e gás (Tissot & Welte, 1984).

O querogénio corresponde à matéria orgânica disseminada nos sedimentos e é, por definição, insolúvel em solventes orgânicos, enquanto o betume é solúvel em solventes orgânicos e compõe-se de componentes moleculares (Peters et al., 2004; 2005).

A maturação térmica designa um processo contínuo e está subdividida em três estágios consecutivos: diagénese, catagénese e metagénese, que definem as zonas imatura, madura e senil, respetivamente (Fig. 23) (Tissot & Welte, 1984).

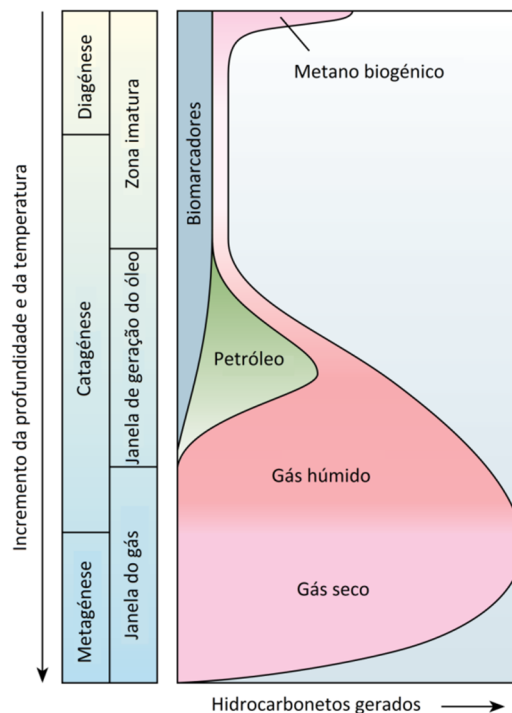


Fig. 23 - Transformação térmica do querogénio (adaptado de McCarthy et al., 2011).

Em função das distintas alterações que sofrem as rochas envolvidas, no estágio de diagênese, a matéria orgânica terá sofrido apenas alterações biológicas e químicas, sem alterações térmicas significativas e é designada de imatura.

Na catagênese, ocorrem alterações termoquímicas da matéria orgânica e a temperatura foi adequada para gerar consideráveis quantidades de hidrocarbonetos líquidos e gasosos, sendo este estágio denominado de “janela de geração do óleo”.

Na metagênese, as alterações termoquímicas impõem uma diminuição dos hidrocarbonetos líquidos, persistindo maioritariamente os hidrocarbonetos gasosos (Tissot & Welte, 1984; Peters et al., 2004; 2005; Mendonça Filho, 2010).

O estudo da matéria orgânica sedimentar é um parâmetro essencial aplicado à geologia do petróleo, sendo a existência de horizontes ricos em matéria orgânica o princípio básico para a ocorrência de hidrocarbonetos em bacias sedimentares. A sua caracterização pode ser obtida utilizando distintas técnicas de investigação. No entanto, deve ser entendida como um estudo multidisciplinar, sobretudo com a integração de técnicas de microscopia ótica e de geoquímica orgânica (Tyson, 1995; Mendonça Filho, 1999; 2010).

O estudo multidisciplinar da matéria orgânica assenta no conceito atual de “fácies orgânica” que Tyson (1995) define como *“um corpo sedimentar contendo uma associação característica de componentes orgânicos que podem ser reconhecidos por microscopia ou ser associados a uma composição organogeoquímica característica”*.

### c) Ambiente Geológico

Os sedimentos que originam os jazigos de *shale gas* têm geralmente origem lacustre ou marinha. São detritos de tamanho de grão fino, que se depositaram junto à matéria orgânica em ambientes pobres, ou com ausência de oxigénio. Atualmente, é possível encontrar vastas regiões com formações de grande espessura de corpos argilosos ou lutíticos com diferente potencial de formação de hidrocarbonetos. Estas formações denominam-se historicamente como rochas-mãe, sendo elas as responsáveis pela formação e expulsão dos hidrocarbonetos para meios mais porosos e permeáveis mediante diferentes mecanismos. Contudo, recentemente, demonstrou-se que estas formações podem produzir hidrocarbonetos de forma economicamente rentável, dito de outra forma, comportam-se como rocha-mãe, rocha reservatório e rocha selo. Contêm teores

elevados de ilite e, frequentemente, clorite e mica. As frações detríticas de grão fino, formadas por teores baixos de argila, podem estar formadas, em alguns casos, por siltes ricos em quartzo e outros componentes, como feldspato, plagioclase e produtos diagenéticos como a sílica, unidos a minerais densos como a pirite e a siderite. Por outro lado, nas formações com baixo teor de argila, predominam os carbonatos, ou seja, calcite e dolomite. Estabelecer o componente predominante na rocha que forma o jazigo de *shale gas* é essencial na hora de desenhar a simulação dos poços (Glorioso & Rattia, 2012; Rascón & Fernández, 2013).

d) Modelo petrofísico

A matriz da rocha está formada por detritos inorgânicos e querogénio, tal como se apresenta no modelo da Tab. 6. Estas formações (*shale gas*), que são similares em aparência, são, geralmente, únicas e litologicamente complexas, contendo minerais de argila, quartzo, feldspato e carbonatos, além de outros minerais densos. Se existe pirite, por exemplo, esse é um fator a ter em conta, pois pode afetar os *logs* (registos de poço) elétricos e radiativos.

Tab. 6 - Modelo esquemático petrofísico da rocha sem fraturas naturais (adaptado de Glorioso & Rattia, 2012).

Matriz	Fluido	
Querogénio	Livre	Gás
	Adsorvido	
Matriz inorgânica	Livre	Gás
	Adsorvida na argila	Água
	Retida na matriz rochosa	Água

A matriz rochosa pode apresentar um teor elevado em argila ou conter menos de 50% de argila com siltes quartzosos, em alguns casos, ou minerais de carbonato em outros. Quando o seu teor de carbonato e quartzo é alto, estas rochas são, geralmente, mais quebradiças. Alguns estudos demonstraram que este fator afeta positivamente o resultado da fracturação hidráulica (Rickman et al., 2008; Buller et al., 2010).

As principais características do querogénio a considerar na avaliação do modelo petrofísico são: a sua baixa densidade (próxima à da água), o seu percurso ao longo da matriz rochosa, além da sua porosidade e da sua resistividade. É também fundamental estabelecer o teor de querogénio em percentagem, em massa, em volume e as suas propriedades, ainda que em alguns casos não seja simples.

Existe porosidade nas duas frações da matriz, a inorgânica e o querogénio, e o tamanho dos poros costuma ser pequeno, entre microporos (poros de diâmetro inferior a um micra) e nanoporos. Historicamente, em jazigos convencionais, considerava-se que esses tamanhos de poro continham unicamente fluidos estacionários e, geralmente, água.

Vulgarmente, a água adsorvida nas frações de argila denomina-se *clay bound water* (CLBW) e a água retida na matriz da rocha, devido a efeitos de pressão capilar na formação inorgânica, denomina-se *capillary pressure bound water* (PcBW). Esta quantidade de água pode variar ao longo do jazigo de *shale gas*, de acordo com o ângulo de contacto entre a água e a rocha, ou pode variar, se encontra outros fluidos na rocha, tais como petróleo (Glorioso & Rattia, 2012; Rascón & Fernández, 2013).

Num jazigo assume-se que, inicialmente, não existem fraturas naturais, assim como se assume que existe uma parte do jazigo formada por rocha inorgânica parcialmente saturada com água e outra com querogénio, com certo grau de maturação e porosa.

Considera-se o querogénio uma substância de carácter hidrofóbico, ou seja, uma substância que repele o contacto com a água, no entanto, desconhecem-se os efeitos que isso poderá causar na distribuição dos fluidos, devido à escassa informação existente relativa a este assunto. Ainda que o efeito que as fraturas naturais possam ter nas reservas de gás seja considerado relativamente baixo, o mesmo não acontece na influência que estas têm no valor da permeabilidade, na orientação dos poços horizontais e no desenho da fracturação hidráulica (Glorioso & Rattia, 2012).

## 4.1 Parâmetros geoquímicos

### 4.1.1 Querogénio

As rochas presentes num jazigo de *shale gas* geram e armazenam hidrocarbonetos na medida em que possuem querogénio. Este é uma mistura de compostos orgânicos, que formam a matéria orgânica presente em algumas rochas sedimentares e é insolúvel nos dissolventes normais devido ao elevado peso molecular dos compostos que o formam. Quando submetidos a um intenso calor, alguns tipos de querogénio libertam óleo bruto e/ou gás natural, que juntos são conhecidos como combustíveis fósseis (Tiab & Donaldson, 1996).

Concentrações elevadas de querogénio suficientemente maduro podem tornar a rocha numa rocha-mãe. Para estabelecer o tipo de querogénio presente na rocha e o seu potencial gerador de hidrocarbonetos, requer-se a realização de uma análise em laboratório das amostras da formação. As análises de laboratório realizam-se com o objetivo de determinar o tipo de querogénio, a sua maturação térmica e o COT. Estes elementos são necessários na hora de avaliar um jazigo não convencional, como os de *shale gas* (McCarthy et al., 2011; Glorioso & Rattia, 2012).

Segundo Tissot & Welte (1978), na geoquímica, o querogénio divide-se em quatro tipos:

- Tipo 1: Apresenta alta relação H/C e o seu potencial gerador de petróleo e gás é alto. É gerado fundamentalmente a partir de algas ou de matéria orgânica enriquecida em lípidos por atividade de microorganismos.
- Tipo 2: Diminui a relação H/C assim como o seu potencial gerador de petróleo e gás. Deriva da matéria orgânica constituída pela mistura de fitoplâncton, zooplâncton e microorganismos (bactérias) sedimentados num ambiente redutor.
- Tipo 3: Querogénio de baixa relação H/C e alta O/C que contém muitos grupos carboxilos. É o tipo menos favorável à geração de petróleo, podendo gerar quantidades significativas de gás.
- Tipo 4: Este tipo de querogénio é o que, dos quatro, apresenta menor ratio H/C. Está formado por materiais oxidados provenientes de vegetação continental.

Na Fig. 24, observa-se que, durante a maturação térmica do querogénio tipo 1, existe a tendência da formação de hidrocarbonetos líquidos; na do tipo 2, a geração de gás e petróleo; no tipo 3, gás, carvão (CBM) e, em condições extremas, petróleo. Por último, o querogénio tipo 4 é incapaz de gerar hidrocarbonetos em quantidades exploráveis. O gás natural contido nos jazigos de *shale gas* considera-se proveniente do querogénio tipo 2 e 3 em estados de maturação avançados (McCarthy et al., 2011; Glorioso & Rattia, 2012).

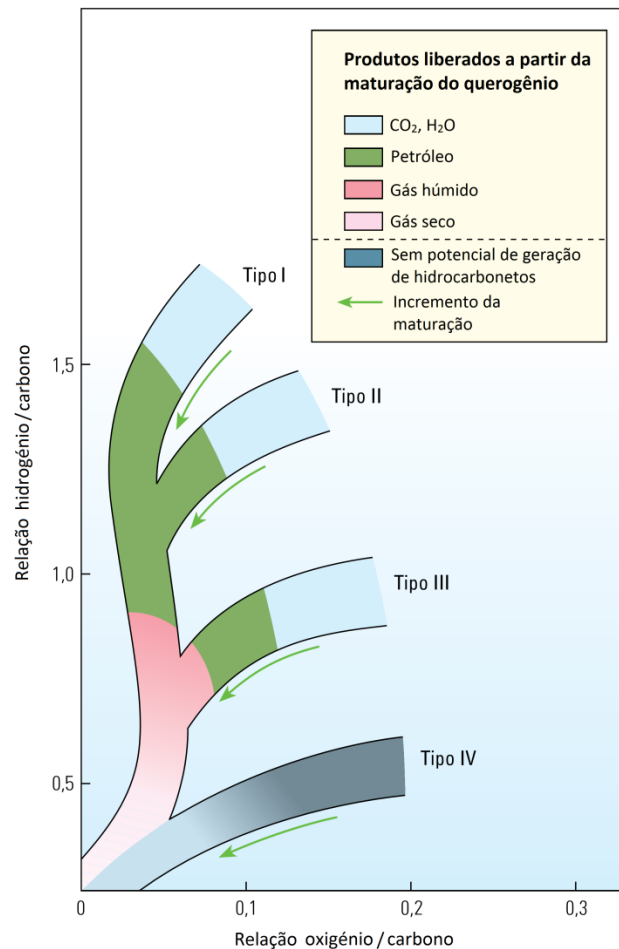


Fig. 24 - Diagrama de Van Krevelen modificado (adaptado de McCarthy et al., 2011).

O diagrama da Fig. 24 reflete a relação ente os ratios de hidrogénio (HI) e oxigénio (OI) e destaca a diferença entre os distintos tipos de querogénio e os respectivos produtos que gera cada um deles. A tendência geral da transformação térmica do querogénio para originar hidrocarbonetos caracteriza-se pela aparição inicial de gases não combustíveis, como o CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, para continuar com a maturação até originar petróleo, gás húmido e gás seco. Durante este processo, o querogénio perde oxigénio primeiro, para formar o CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>O, e à continuação, perder mais hidrogénio à medida que se formam os hidrocarbonetos (McCarthy et al., 2011).

### 4.1.2 Carbono Orgânico Total (COT)

Com o objetivo de estabelecer o potencial gerador das rochas, é essencial conhecer o conteúdo inicial de querogénio. Por outro lado, na avaliação do potencial de *shale gas*, é essencial saber o teor presente de querogénio para poder estimar o teor de gás adsorvido e a porosidade com razoável precisão. Do volume presente de querogénio é possível obter o de COT (Tyson, 1995; Tissot & Welte, 1984).

COT é a quantidade de carbono que forma os componentes orgânicos da rocha. É o remanescente da vida preservada nas rochas sedimentares sujeito à degradação química e bacteriana, que, mais tarde, foi modificado pelo calor e a pressão ao longo do tempo. As reações químicas que provocam a maturação da matéria orgânica são as responsáveis pela produção de gás, petróleo, betume, pirobetume e carvão, que entre todos contribuem para formar o COT (McCarthy et al., 2011).

É necessário que os conceitos de querogénio e COT não sejam confundidos, por exemplo, se determinado querogénio presente na matriz rochosa matura, produzindo gás e petróleo, a quantidade deste irá diminuir, enquanto o COT permanecerá constante, a não ser que, por exemplo, os hidrocarbonetos sejam expulsos para outro jazigo. Originariamente, utilizava-se o COT para avaliar a qualidade da rocha-mãe, mas hoje também se utiliza para avaliar o potencial de jazigos não convencionais. Geralmente, o COT e o querogénio estão associados a lutitos, no entanto, também estão presentes em muitos carbonatos (Glorioso & Rattia, 2012).

O COT é fundamental na hora de estimar o gás adsorvido total. Alguns elementos presentes no querogénio, como hidrogénio, oxigénio, nitrogénio e enxofre, não estão incluídos no COT, pelo que é necessário aplicar um fator de correlação entre o COT e o querogénio que tenha em conta a maturação e o tipo de querogénio. Alguns autores sugerem que um valor de COT de 1,2% em peso é suficiente para que se tenha gerado hidrocarbonetos (Tissot & Welte, 1978; Lyle, 2009).

A Tab. 7 relaciona a qualidade da formação de *shale gas* segundo a percentagem em peso de COT presente na rocha.

Tab. 7 - Qualidade da rocha em função do COT (adaptado de Rascón & Fernández, 2013).

Qualidade	COT (% peso)	
	(shales)	(carbonatos)
<b>Pobre</b>	0,0 -0.5	0,0 -0.2
<b>Média</b>	0.5 - 1,0	0.2 - 0,5
<b>Boa</b>	1,0 - 2,0	0,5 - 1,0
<b>Muito boa</b>	2,0 - 5,0	1,0 - 2,0
<b>Excelente</b>	>5,0	>2,0

#### 4.1.3 Maturação térmica do querogénio: reflectância da vitrinita (Ro)

Maturação térmica é a mudança química induzida por aquecimento pós-deposicional ao longo do tempo que transforma a matéria orgânica sedimentar em hidrocarbonetos (Peters & Cassa, 1994; Traverse, 2007).

A reflectância da vitrinita (Ro) é um parâmetro chave para estimar o nível de maturação térmica da matéria orgânica e pode ser medida em amostras da formação no laboratório. Para realizar estes ensaios, é necessário ter em conta o tipo de querogénio analisado (Heroux et al., 1979; McCarthy et al., 2011).

Em termos gerais, considera-se que, para valores de Ro compreendidos entre 0,8 e 1,4, já tenha existido geração de petróleo e de gás húmido e, para valores de Ro > 1, 4, já tenha existido geração de gás seco (Rascón & Fernández, 2013).

A Tab. 8 demonstra a relação entre a reflectância da vitrinita e o estado da maturação térmica da matéria orgânica, isto é, do tipo de hidrocarboneto que se geraria.

Tab. 8 - Interpretação dos estágios de maturação, (adaptado de Rascón & Fernández, 2013).

Maturação térmica	Ro (%)
<b>Imaturo</b>	<0.6
<b>Formação de petróleo</b>	0.6 - 1.1
<b>Formação de gás húmido</b>	1.1 - 1.4
<b>Formação de gás seco</b>	1.4 - 3.2
<b>Destruição de gás</b>	>3.2

Ibrahimbas & Riediger (2004) e ERI/ARI (2013) apresentam nos seus trabalhos as escalas de maturação térmica, relacionando os valores da reflectância da vitrinite com os valores de Tmax obtidos no ensaio Rock-Eval (Tab. 9 e Fig. 25). Neste projeto, e uma vez que devido à falta de acessibilidade, não foi possível a realização do ensaio que permite obter o parâmetro Ro, a avaliação do grau de maturação, da formação em estudo, apenas foi realizada em função dos valores de Tmax.

Tab. 9 - Parâmetros descritivos do nível de maturação (adaptado de Ibrahimbas & Riediger, 2004).

Estágio da maturação térmica	Ro (%)	Rock Eval Tmax (°C)
<b>Imaturo</b>	0,2 – 0,6	<435
<b>Maturo</b>		
<b>No início</b>	0,6 – 0,65	435 – 445
<b>No pico</b>	0,65 – 0,9	445 – 450
<b>No final</b>	0,9 – 1,35	450 - 470
<b>Pós-maturo</b>	> 1,35	>470

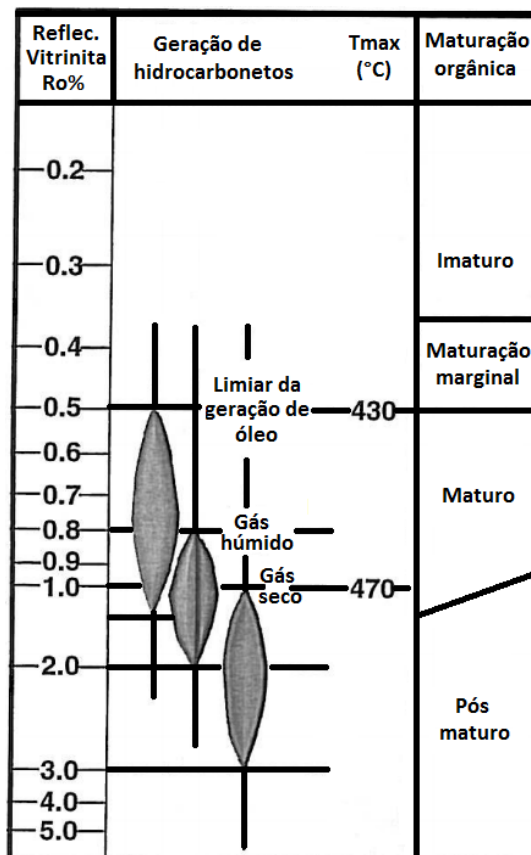


Fig. 25 - Escala da maturação térmica (adaptado de ERI/ARI, 2013).

#### **4.1.4 Conteúdo de gás**

O melhor método para estabelecer o conteúdo de gás neste tipo de jazigos é a análise das curvas de declínio de um poço de produção. Todavia, o desenvolvimento do *shale gas* é relativamente recente e ainda não se dispõe de suficiente informação para estabelecer uma tendência fiável do rendimento. Um método alternativo é a análise volumétrica e deve ser reforçada comparando-a com o comportamento de poços das proximidades. Deste modo, comparam-se os resultados e, por analogia, pode-se prever o conteúdo de gás. Os cálculos volumétricos que se realizam para obter o conteúdo de gás em rochas e minerais (carvões) são aplicados cada vez mais na indústria e têm vindo a ser adaptados desde a sua utilização na indústria do carvão, com o objetivo de obter um método adequado para a indústria do *shale gas*. Para a determinação deste parâmetro existem métodos diretos e indiretos, que, no entanto, não serão aqui abordados, uma vez que o tipo de amostras recolhidas, tratadas e analisadas neste projeto pertencem a afloramentos e previu-se que o seu conteúdo em gás fosse praticamente nulo ou, em caso de existência, fosse pouco representativo do real conteúdo de gás presente na formação em estudo.

## **4.2 Parâmetros petrofísicos**

### **4.2.1 Porosidade**

A porosidade numa rocha de origem sedimentar deriva da compactação, cimentação, dissolução e recristalização sofrida pela rocha durante a diagénese (Fig. 26).

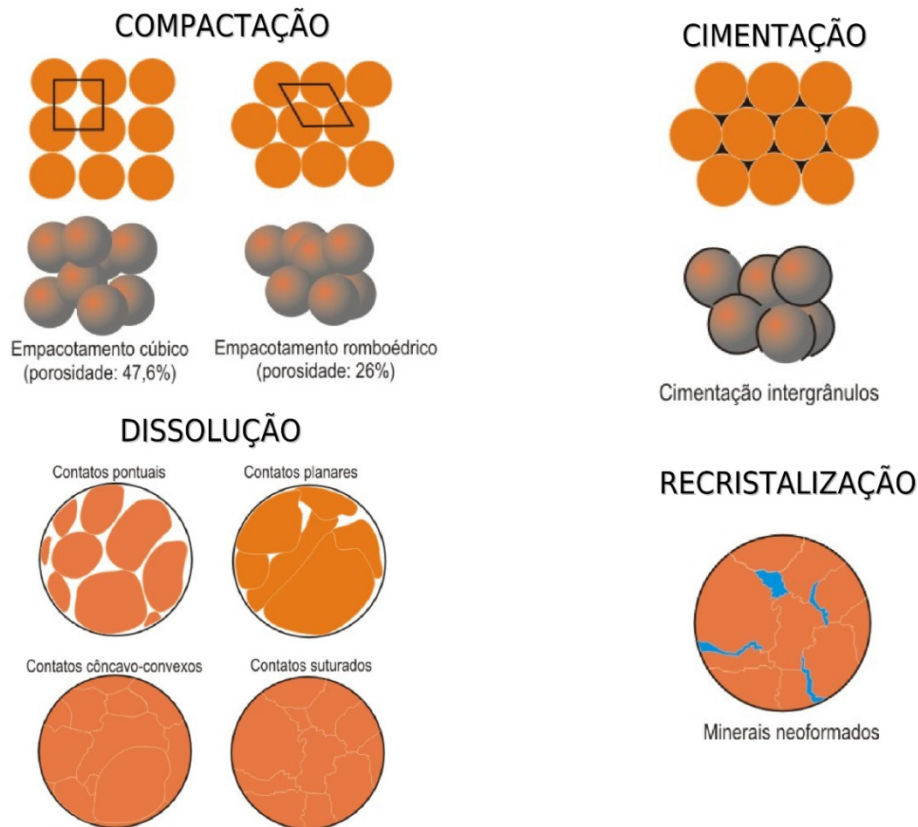


Fig. 26 – Processos sofridos por uma rocha de origem sedimentar durante a diagênese (adaptado de Bjørlykke, 2010).

A compactação resulta do efeito de dissolução de minerais sob pressão, a cimentação ocorre com a precipitação química de minerais a partir dos iões em solução na água intersticial (água que preenche os espaços livres entre as partículas dos sedimentos), sendo os cimentos mais comuns os siliciosos, os carbonáticos e os férricos/ferrosos. A dissolução pode ocorrer com ou sem efeito significativo da pressão de soterramento e a recristalização ocorre da modificação da mineralogia e da textura cristalina de componentes sedimentares pela ação de soluções intersticiais em condições de soterramento (Xinchuan et al., 2012).

Dois tipos de porosidade devem ser considerados quando se pretende analisar um eventual jazigo (Berryman & Wang, 1999):

- Porosidade da matriz, que ocupa uma finita e substancial fração do volume do jazigo. Esta porosidade é, frequentemente, denominada de porosidade de armazenamento, pois quantifica o volume que armazena os fluidos de interesse;

- Porosidade das fissuras ou fraturas, que, apesar de normalmente deterem volumes baixos, apresenta dois efeitos muito relevantes nas propriedades do reservatório. O primeiro efeito sugere que as fissuras/fraturas enfraquecem drasticamente a rocha a nível elástico e, sob níveis de tensão bem baixos, introduzem um comportamento não-linear, de modo que pequenas variações na tensão podem levar a grandes variações nas aberturas das fissuras/fraturas. O segundo efeito indica que as fissuras/fraturas constituem, frequentemente, uma trajetória de alta permeabilidade para o fluido migrar do reservatório. Este segundo efeito é, naturalmente, a chave para análises de reservatório e economia da extração de fluidos.

Em termos numéricos, a porosidade ( $n$ ) é definida como sendo a relação entre o volume de vazios ( $V_v$ ) e o volume total considerado ( $V$ ):

$$n = \frac{V_v}{V} \quad \text{Eq. 1}$$

No entanto, para estudos de fluxo subterrâneo, o interesse recai sobre a porosidade efetiva, ou seja, aquela que reflete o grau de intercomunicação entre os poros, permitindo, assim, a percolação do fluido. A porosidade efetiva ( $n_e$ ) pode representar apenas uma pequena parcela da porosidade, sendo expressa pela relação entre o volume ocupado pelo fluido ( $V_e$ ) e o volume total ( $V$ ):

$$n_e = \frac{V_e}{V} \quad \text{Eq. 2}$$

Sendo que volume de fluido libertado pela ação da gravidade é determinado pela porosidade efetiva, a capacidade de retenção específica ( $n_s$ ) corresponde à diferença entre porosidade ( $n$ ) e a porosidade efetiva ( $n_e$ ).

$$n_s = n - n_e \quad \text{Eq. 3}$$

Conhecer o espaço de poros existente, permite ajudar a estimar a quantidade de óleo, gás ou água presente em determinada formação geológica.

A porosidade é normalmente expressa em percentagem, considerando-se para as rochas 10% um valor médio, 5% um valor baixo e 15% um valor alto (Tab. 10). Os vazios são constituídos pelos poros e fissuras da rocha e não estão, necessariamente, interligados. A porosidade total ( $n$ ) resulta, assim, da porosidade correspondente aos poros ( $n_p$ ) e da porosidade das fissuras ( $n_f$ ) (Vallejo et al., 2002).

Tab. 10 - Valores de porosidade de solos e rochas (adaptado de Vallejo et al., 2002).

Tipo de rocha ou solo	Porosidade máxima (%)
<b>Solo</b>	>50
<b>Areia e seixo</b>	20 - 47
<b>Argila</b>	>49
<b>Areia cimentada</b>	5 – 25
<b>Arenito</b>	10 – 15
<b>Calcário e mármore</b>	5
<b>Calcário oolítico</b>	10
<b>Cré</b>	até 50
<b>Rochas ígneas</b>	<1,5
<b>Rochas metamórficas</b>	geralmente muito baixa

Além dos ensaios de laboratório, a porosidade pode, também, ser medida através de *logs* elétricos e de *gamma ray*, no entanto, não serão aqui abordados, pois o projeto incide na análise das características de afloramentos.

Os jazigos de *shale gas* tendem a ter porosidades relativamente elevadas, mas o alinhamento dos grãos lamelares, tais como argilas, faz com que a sua permeabilidade seja muito baixa (Gale et al., 2007).

Segundo Glorioso & Rattia (2012), em todos os métodos utilizados na determinação da porosidade é necessária uma análise cuidada na hora de interpretar os resultados, pois estes poderão eventualmente ser afetados por diversos fatores, tais como:

- A remoção de água e de hidrocarbonetos no sistema de poros (processos de secagem e lavagem);
- Problemas de acesso total de gases (hélio, azoto, metano) e líquidos (mercúrio, água) ao sistema poroso, devido à baixa permeabilidade do sistema;
- Efeitos de adsorção;
- Presença de fraturas e micro fraturas (naturais ou induzidas) na amostra.

#### 4.2.2 Densidade do grão (DG ou $\rho_{ma}$ )

A densidade do grão (ver exemplos na Tab. 11) é um fator fundamental na hora de caracterizar petrofisicamente os jazigos de *shale gas*. O querogénio exerce uma influência muito grande na DG, fazendo com que a DG diminua em comparação aos *shales* que não contêm querogénio. É um parâmetro útil para calibrar os resultados dos *logs*, no entanto, é complicado dadas as dificuldades experimentadas quando se tenta determinar com precisão a percentagem de querogénio e a densidade da formação utilizando os *logs* (Lenormand, 2006).

Tab. 11 - Exemplos de densidade do grão (adaptado de Lenormand, 2006).

Mineral	d (g cm <sup>-3</sup> )
Quartzo	2,65
Calcite	2,71
Dolomite	2,87
Caulinite	2,59
Anidrite	2,96

Alguns autores apresentam diferenças em resultados comparativos entre distintos laboratórios (Sondergeld et al., 2010; Passey et al., 2010), diferenças que foram atribuídas, em grande parte, aos procedimentos seguidos para a amostragem e preparação de amostras (peneiramento, lavagem e secagem).

A DG pode ser estimada mediante a interpretação de análises mineralógicas, como, por exemplo, através do ensaio de picnometria de gás hélio ou DRX (difração de raios X). Este método não é capaz de detetar o teor querogénio da amostra, no entanto, realizando em separado um ensaio para a determinação do COT e integrando-o na DRX, é possível estimar a DG. Se a frequência de amostras for elevada, poderá obter-se uma curva de continuidade no laboratório, que aumentará a correlação entre o valor de laboratório e o do *log* (Glorioso & Rattia, 2012).

### 4.2.3 Saturação de água ( $S_w$ )

Como acontece nos jazigos convencionais, a salinidade da água presente na rocha tem um impacto muito significativo em análises deste tipo, gerando níveis de imprecisão elevados. Estudos encontraram saturações que diferem até 3,5% em experiências duplicadas que realizaram (Luffel & Guidry, 1992).

A saturação de água numa amostra de rocha pode ser determinada em laboratório com um equipamento denominado Dean Stark (Fig. 27). O procedimento consiste em fazer circular, através da amostra contida num recipiente de vidro, uma corrente de tolueno. Este dissolve os fluidos que poderão estar presentes na amostra. Em seguida, separam-se os fluidos que continha a amostra de tolueno mediante um sistema de refrigeração, o tolueno recircula e determinam-se os volumes de água e petróleo que arrasta o tolueno (Glorioso & Rattia, 2012).



Fig. 27 - Equipamento Dean Stark (Vinci-Technologies, 2014).

Na metodologia sugerida neste projeto não consta a determinação deste parâmetro, uma vez que este só poderia ser obtido em amostras provenientes de poços exploratórios e não em afloramentos, como foi o caso. Todavia, importa referir que este equipamento foi utilizado, pois embora se considerasse que as amostras se encontrariam totalmente lavadas, decidiu-se comprovar e lavou-se uma das amostras, através do sistema *soxhlet*, em tolueno, com o objetivo de eliminar os possíveis hidrocarbonetos, e, em metanol, para eliminar os possíveis sais.

#### 4.2.4 Permeabilidade

Uma rocha pode apresentar uma quantidade apreciável de poros e dentro desses poros pode conter uma quantidade apreciável de hidrocarbonetos, no entanto, isso não é garantia de que possam ser extraídos. Para que essa ação ocorra, a rocha deve permitir o fluxo de fluidos através dela.

Os fluidos percorrem os canais porosos e se estes estiverem cheios de estrangulamentos, muito estreitos e tortuosos, o grau de dificuldade para os fluidos se deslocarem no seu interior será maior. Os poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos.

Por definição, a permeabilidade é o fator geométrico que define as características de transmissão de fluidos num meio poroso, indicando o grau de interconexão entre poros e fissuras. A complexa interação entre o fluido e os canais porosos de uma rocha causa transformações na energia do sistema, geralmente associadas à diminuição da pressão exercida pelo fluido. A permeabilidade é, assim, uma propriedade não apenas do meio poroso ou do fluido, mas também da interação dinâmica entre ambos (Scheidegger, 1974). A dimensão da permeabilidade é de área e a unidade comumente usada para designá-la é o darcy ( $1 \text{ darcy} = 1 \text{ D} = 9,87 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$ ).

Devem ser distinguidas diferentes permeabilidades:

- Permeabilidade absoluta, quando um único fluido está a saturar a rocha;
- Permeabilidade efetiva, por exemplo, se falarmos de uma rocha-reservatório de um sistema convencional, ela conterà sempre dois ou mais fluidos e, neste caso, a facilidade com que cada fluido se move no meio poroso é denominada de permeabilidade efetiva ao fluido considerado;
- Permeabilidade relativa, que é o valor da permeabilidade efetiva normalizada, ou seja, dividem-se todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. O valor de permeabilidade mais utilizado como base é a permeabilidade absoluta.

A permeabilidade da matriz determina a viabilidade de manter a produção de jazigos a longo prazo. Para dar uma ideia da importância deste parâmetro, num sistema convencional, no

começo de vida do jazigo, a principal preocupação é a permeabilidade efetiva horizontal média do petróleo ou do gás, pois é esta que controla a produtividade e determina o desenho da completção de cada um dos poços. Mais tarde, a permeabilidade efetiva vertical passa a ser importante tanto para as intervenções de *workover*, que têm como objetivo manter a produção ou eventualmente aumentar a produtividade, bem como na produtividade dos poços horizontais e multilaterais (Ayan et al., 2001).

Na indústria do petróleo, as técnicas mais comuns para a obtenção deste parâmetro são a minipermeamtria e os métodos convencionais aplicados nos poços de exploração e de produção. O minipermeâmetro tornou-se uma ferramenta bastante útil, pois permite analisar medidas pontuais de permeabilidade, quer em afloramentos (Antonellini & Aydin, 1994) quer em laboratório (Tartakovsky et al., 2000).

Nos métodos convencionais, destacam-se a análise de dados do núcleo, de dados de registros, testes de pressão transitória, testes de produção e análise de dados históricos. Apesar de não serem aqui descritos os métodos, é necessário mencionar que cada um possui diferentes características, vantagens e desvantagens; bem como referir os elevados custos que os mesmos acarretam (Ayan et al., 2001).

No entanto, todas estas técnicas citadas apresentam a limitação comum de medir com precisão aceitável, apenas permeabilidades superiores a 0.01mD e, como já foi referido anteriormente, sabe-se que no caso do *shale gas*, por vezes, as rochas que formam estes jazigos possuem permeabilidades muito baixas, podendo ser inferiores a 1 nD (Glorioso & Rattia, 2012).

Um fator que influencia consideravelmente a permeabilidade de uma rocha é o seu estado de tensão. Vallejo et al. (2002) sugerem que o aumento das tensões de compressão provoca o fecho das fissuras e a diminuição da permeabilidade, mas que, a partir de um certo limite, o aumento das tensões pode encetar o aparecimento de novas fraturas, provocando o aumento da permeabilidade. Além disso, indica que a variação da permeabilidade da rocha também pode acontecer devido à pressão da água que circula nos seus vazios e descontinuidades: o aumento da pressão da água tende a abrir as fissuras aumentando a permeabilidade.

Muitas técnicas têm sido experimentadas com o objetivo de determinar as permeabilidades dos maciços rochosos, no entanto, sem grande sucesso, devido às disparidades entre operadores e laboratórios, não existindo, até à data, um procedimento padrão e universalmente aceite (Sondergeld et al., 2010).

#### 4.2.5 Mineralogia

Identificar a composição mineral das rochas que formam o jazigo do *shale gas* é essencial para concluir a avaliação quantitativa das suas propriedades e para conhecer o seu teor em gás. No entanto, esta não é uma tarefa fácil, pois, como afirmam vários autores, a composição mineral de um jazigo de *shale gas* é muito variável. Estabelecer a mineralogia da rocha ajuda a calcular a densidade da matriz.

O método mais aceite em petrofísica para calcular os componentes da rocha é a difração por raios X, ainda que seja considerado semi-quantitativo, pois não deteta elementos amorfos, como o querogénio. Esta análise é, geralmente, completada com outra e recomenda-se o uso de, pelo menos, duas fontes de dados. Alguns dos métodos disponíveis estão enumerados abaixo:

- SEM-EDS (microscopia eletrónica de varredura - espectrometria de raios X por dispersão em energia);
- DRX (difração de raios-X);
- FRX (fluorescência de raios X);
- FT-IR - DIRFT (espectroscopia de infravermelho com transformada de Fourier – Espectroscopia de reflectância difusa no infravermelho por transformada de Fourier);
- LIBS (espectroscopia por decomposição induzida a laser);
- AE (analisador elementar).

O mais importante na caracterização de um jazigo de *shale gas* é a identificação do quartzo, calcite, dolomite, tipos de argila, minerais pesados, como a pirite e o querogénio, expressos, sobretudo, em percentagem de massa. Considera-se que a fracturação hidráulica é mais efetiva em *shales* que possuem menos quantidade de argila (Glorioso & Rattia, 2012).

Neste projeto, foi possível realizar a análise das amostras através da DRX, aplicando o método de *Rietveld* (descrito mais adiante).

#### 4.2.6 Geomecânica - Módulos elásticos

Ainda que existam vários módulos elásticos, tais como o módulo de compressibilidade, os parâmetros de Lamé e o módulo ao corte, os mais utilizados na caracterização de jazigos de *shale gas* são o módulo de *Young* e o coeficiente de *Poisson*. O módulo elástico ou de elasticidade é a descrição matemática da tendência de um objeto ou de uma substância em deformar-se elasticamente quando se aplica uma força. O módulo de *Young* é uma propriedade do comportamento elástico de um material na direção em que lhe é aplicada a força (Fig. 28) (Oyanguren & Monge, 2004).

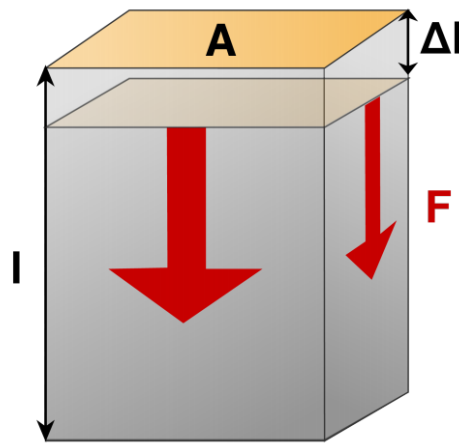


Fig. 28 – Módulo de *Young* - F representa a força aplicada, A a área da superfície onde a força é aplicada, l o comprimento inicial e  $\Delta l$  o deslocamento (Fintland, 2011).

O coeficiente de *Poisson* é o módulo elástico que caracteriza a contração perpendicular à extensão causada por uma tensão de tração de um material isotrópico ou linear, elasticamente falando (Fig. 29) (Oyanguren & Monge, 2004).

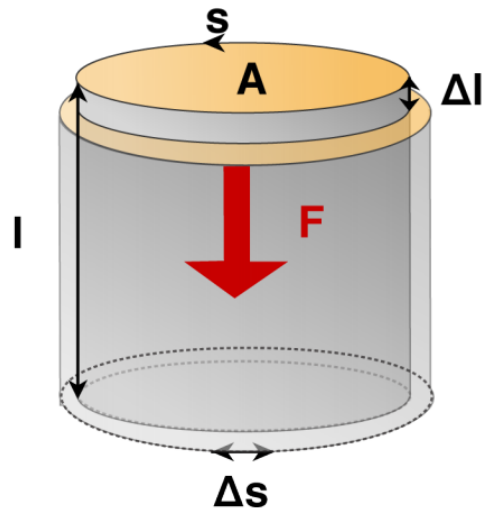


Fig. 29 – Coeficiente de *Poisson* - F representa a força aplicada, A a área da superfície onde a força é aplicada, l o comprimento inicial,  $\Delta l$  o deslocamento axial, S a largura inicial e  $\Delta s$  o deslocamento lateral (Fintland, 2011).

Alguns autores declaram que nos *shales* a anisotropia vertical é maior que a horizontal, dependendo do nível de porosidade e compactação da rocha. A determinação dos módulos pode ser realizada tanto estática como dinamicamente. Estaticamente determinam-se os módulos na amostra, enquanto a nível dinâmico estes podem ser determinados na amostra ou através de dados obtidos nos *logs*. Os ensaios têm de ser realizados em amostras que não contenham fraturas naturais, contudo, também é necessário ter em conta que tanto o querogénio como os planos de contacto dos *shales* podem variar muito em poucos metros de secção analisada (Glorioso & Rattia, 2012).

Os dados geomecânicos são muito importantes para a estimativa da propagação, para o encerramento das fraturas hidráulicas e para a geometria da área de drenagem causada pelas fraturas induzidas. Os componentes com baixa concentração em minerais argilosos irão estabelecer o índice de fragilidade da rocha, que, por sua vez, irá estabelecer as condições mais favoráveis para a realização da fracturação hidráulica na mesma. O índice de fragilidade pode derivar da relação silte/argila ou aplicando o módulo de *Young* e o coeficiente de *Poisson* (Glorioso & Rattia, 2012).

Para este projeto, uma vez que vão ser calculados o módulo de *Young* e o coeficiente de *Poisson* é importante exibir a proposta de Rickman et al. (2008), relativa ao índice de fragilidade em função dos módulos de *Young* e os coeficientes de *Poisson* obtidos na formação de *Barnett Shale* (Fig. 30).

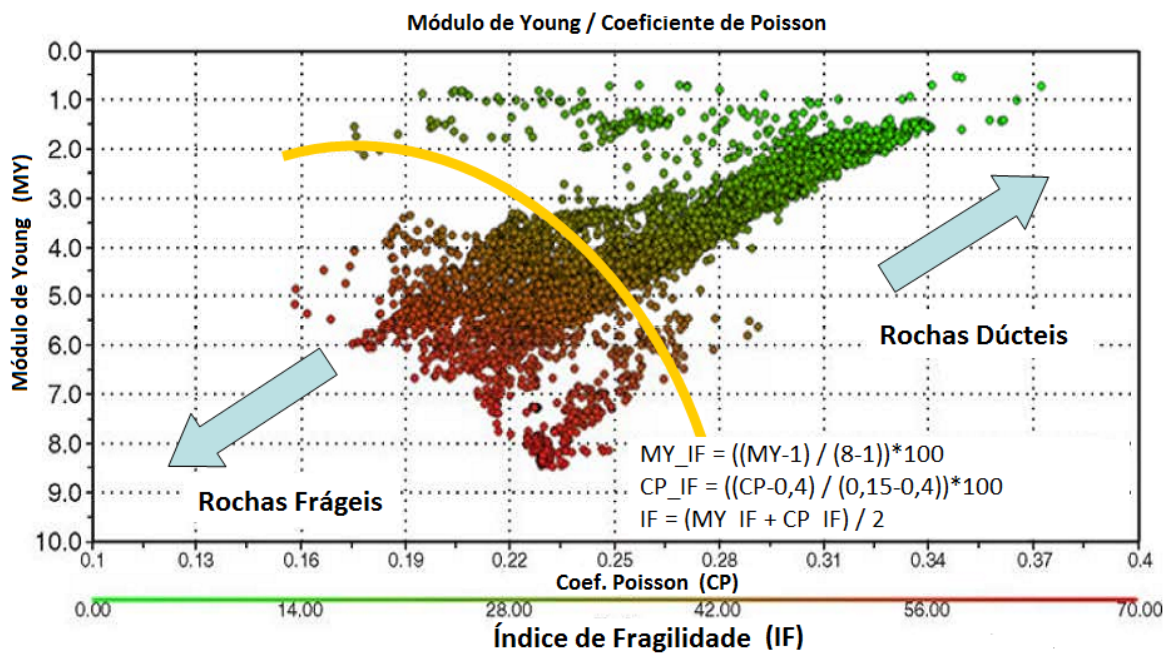


Fig. 30 - Índice de fragilidade em função do dos módulos de *Young* e os coeficientes de *Poisson* obtidos na formação de *Barnett Shale* (adaptado de Rickman et al., 2008).

Como se pode observar na figura, quanto mais frágil for a rocha, mais baixo será o seu índice de fragilidade.



## ❖ CAPÍTULO 5 - MATERIAIS ESTUDADOS E MÉTODOS



## 5 Materiais estudados e métodos

A realização deste projeto resultou da interação entre o trabalho de gabinete, de campo e de laboratório, conforme ilustrado no fluxograma da Fig. 31.

Com o objectivo de avaliar o potencial do *shale gas* na Formação de Vale das Fontes na Bacia Lusitânica, o projecto iniciou-se em gabinete, onde se definiu qual a formação geológica a ser avaliada, quais os afloramentos a ser estudados, quais os ensaios laboratoriais a realizar e qual o número de amostras a recolher. O trabalho de campo consistiu na análise sumária dos membros que constituem a formação seleccionada (Formação de Vale das Fontes) e na recolha das amostras. Em laboratório, prepararam-se as amostras e realizaram-se os ensaios para a caracterização geoquímica e petrofísica da formação. Após concretizado o trabalho laboratorial, retornou-se ao gabinete para realizar o tratamento dos dados e consequente interpretação dos resultados.

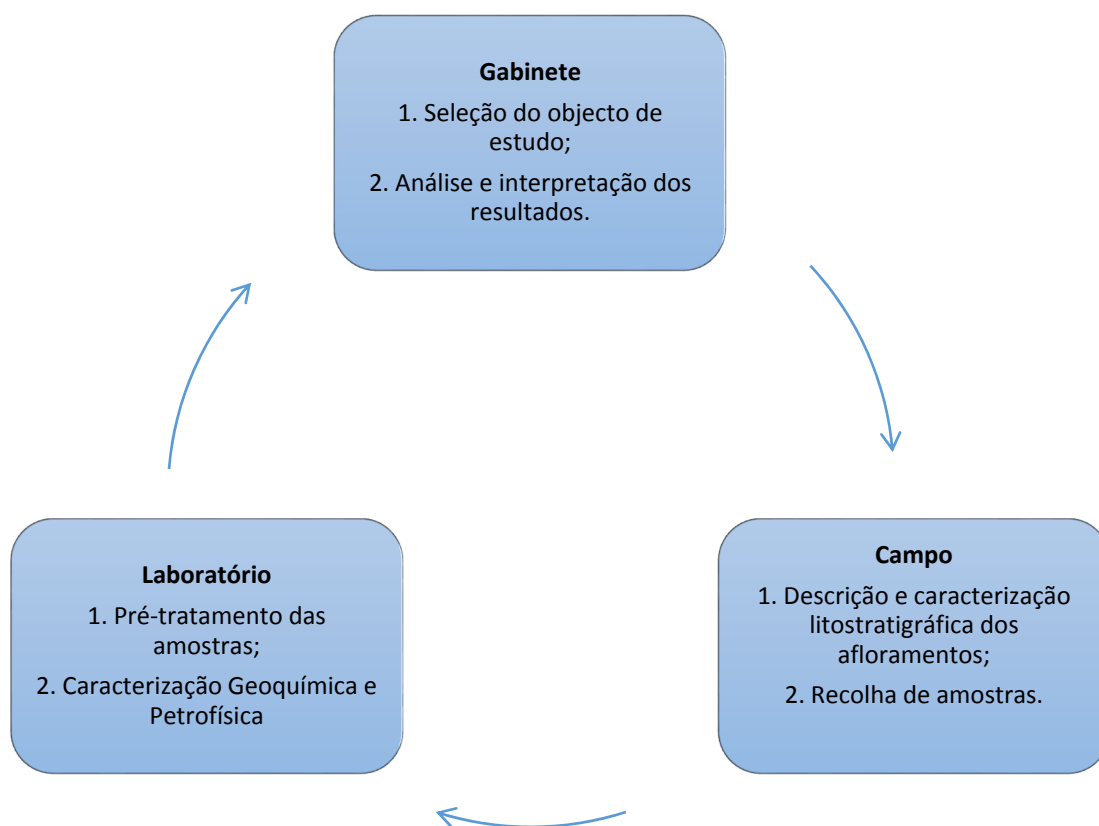


Fig. 31 - Fluxograma das fases do projeto.

Salientar que todo o trabalho laboratorial foi realizado nos laboratórios da *Fundación Instituto Petrofísico* (Getafe, Espanha) e contou com a inteira disponibilidade do corpo técnico, que, em muito, contribuiu para o sucesso dos resultados obtidos. Os ensaios realizados e os parâmetros obtidos foram os seguintes (Fig. 32):



Fig. 32 - Ensaios laboratoriais realizados e parâmetros obtidos.

## 5.1 Enquadramento geológico da Bacia Lusitânica e seleção da área de estudo

Nos seguintes pontos descreve-se o processo de seleção da unidade a ser estudada, que culminou com a eleição da Formação de Vale das Fontes. Consistiu, inicialmente, numa análise sobre as diversas bacias sedimentares portuguesas, processo que permitiu identificar as unidades com potencial de geração de hidrocarbonetos na Bacia Lusitânica.

Considerando as características necessárias para a avaliação da potencialidade do *shale gas*, iniciou-se a fase de pesquisa, investigando os trabalhos e estudos já realizados, selecionando-se a formação em função das suas características litológicas, do controlo estratigráfico da sucessão sedimentar e dos seus afloramentos.

### 5.1.1 A Bacia Lusitânica: Introdução

Localizada no bordo oeste da Península Ibérica, a Bacia Lusitânica (Fig. 33) pertence a um conjunto de bacias oceânicas marginais atlânticas que iniciaram sua formação durante a fase de rifte ocorrida no final do Triásico (ver, por exemplo, Wilson, 1975; Mauffret et al., 1989; Soares et al., 1993; Pinheiro et al., 1996; Alves et al., 2002; Azerêdo et al., 2003; Kullberg et al., 2013). A sua orientação é NE-SW, com cerca de 300 km de comprimento e 150 km de largura, incluindo-se a parte submersa, com espessura sedimentar máxima de 5 km. Esses sedimentos, pertencentes ao Triásico Superior – Cretácico Superior, com cobertura do Terciário, são, na sua maioria, de idade jurássica (ver referências acima citadas).

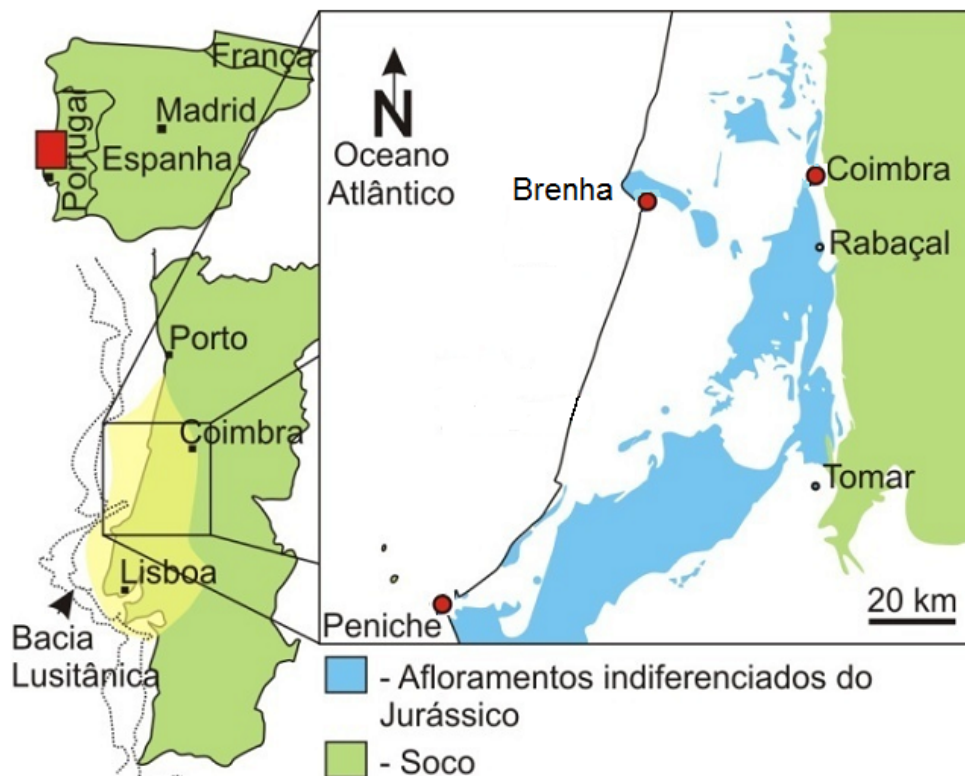


Fig. 33- Mapa com a localização da Bacia Lusitânica e localização das três áreas (perfis) de estudo neste projeto (adaptado de Mendonça Filho et al., 2013).

A Bacia Lusitânica, tal como referido, pode ser classificada com uma bacia formada em distensão do tipo "rift", em consequência da fracturação do supercontinente Pangeia (Kullberg et al., 2013).

É sabido que neste tipo de bacia, além de, genericamente, existirem fortes taxas de subsidência e de sedimentação, a compartimentação é propícia à formação de ambientes confinados com fluxo de calor, por vezes, elevado, apresentando, deste modo, boas condições para formação de uma rocha-mãe com um teor em matéria orgânica interessante, associado a uma maturação relativamente rápida (Perrodon, 1992; Biju-Duval, 1999).

Após a sedimentação siliciclástica de origem continental depositada durante o Triásico, ao longo do Jurássico Inferior formou-se um ambiente deposicional marinho, com a criação de uma rampa carbonatada, com abertura ao meio marinho (Duarte, 2007), tendo-se depositado espessas unidades margo-calcárias, que se alargaram a toda a Bacia Lusitânica (Duarte, 1997; Azerêdo et al., 2003; Duarte et al., 2010b). É durante o Jurássico Inferior que se depositam na bacia os primeiros sedimentos ricos em matéria orgânica (ver, por exemplo, Duarte et al., 2010b).

A partir do Jurássico Médio e, sobretudo, ao longo do Bajociano, o sistema deposicional acusou uma tendência regressiva relativa na bacia, sendo materializada por fácies de pequena/média profundidade a E/SE, e retração da fácies mais externas a W/NW (Azerêdo et al., 2003). Para o final do Jurássico Médio, estabeleceu-se uma tendência transgressiva, cuja fácies coincidem com uma subida eustática do nível do mar no início do Caloviano (Azerêdo et al., 2003). Ao longo do Caloviano, estabeleceram-se condições regressivas que se estenderam à base do Jurássico Superior e assinalam um hiato à escala da bacia. Corresponde a uma descontinuidade associada a uma lacuna estratigráfica que afeta o Caloviano terminal e o Oxfordiano inferior, com exposição da plataforma (Azerêdo et al., 2003). Este evento marca o topo do 1º ciclo deposicional da bacia, onde se insere a unidade estudada (Wilson, 1988; Wilson et al., 1989). No contexto tectono-sedimentar da Bacia Lusitânica, encontram-se definidos outros ciclos deposicionais entre o Jurássico Superior e o Cretácico (ver, por exemplo, Wilson, 1988; Wilson et al., 1989; Cunha & Pena dos Reis, 1995; Rey et al., 2006).

### **5.1.2 A pesquisa de hidrocarbonetos na Bacia Lusitânica**

A Bacia Lusitânica tem sido amplamente estudada desde os finais do século XIX (ver, por exemplo, Choffat, 1880). A referência mais antiga à exploração de hidrocarbonetos em território nacional data de 1844, com a extração de asfalto na mina do Canto d’Azeche, no sector ocidental da Bacia Lusitânica até ao ano de 1861 (Dias, 2005).

Um Sistema Petrolífero pode definir-se como sendo um sistema físico-químico, dinâmico, que evolui no espaço e no tempo geológico, sendo capaz de gerar e concentrar hidrocarbonetos (Demaison & Huizinga, 1999; Dias, 2005). Encontram-se identificados na Bacia Lusitânica sistemas petrolíferos promissores, nomeadamente, o Sistema Pré-Sal (geradores do Paleozóico) (Uphoff, 2005; McCormack et al., 2007), o Sistema Inferior (geradores do Jurássico Inferior) e o Sistema Superior (geradores do Jurássico Superior) (Pena dos Reis et al., 2010), no entanto, deve-se considerar que o seu potencial ainda não foi explorado na sua plenitude, sendo a prova disso a densidade de sondagens na ordem de 2,4 por 1000 km<sup>2</sup> (DGEG, 2013).

Até ao ano de 2005, tinham sido perfurados 102 poços, sendo 57 de campanhas anteriores a 1963. Outros 46 tiveram objetivos mais superficiais, não ultrapassando 600 metros de profundidade, enquanto 47 não alcançaram o Jurássico Médio (Uphoff, 2005).

A Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG, 2013) informa que, no âmbito do alvará emitido para a pesquisa de hidrocarbonetos em 1938, que durou até 1968, realizaram-se cerca de 3 200 km de sísmica de reflexão, levantamentos de gravimetria e 78 sondagens, 33 das quais não atingindo profundidades superiores a 500 metros, apresentando muitas delas fortes evidências da existência de hidrocarbonetos.

A partir de 1973, sob nova legislação de petróleo constituíram-se os primeiros contratos de concessão para exploração na Plataforma Continental da Bacia Lusitânica, que perduraram até 1979. Realizaram-se 14 sondagens com profundidade, variando entre 2 500 e 4 000 m. Neste mesmo período, adquiriram-se mais de 20 000 km de linhas sísmicas marinhas (DGEG, 2013).

Do início da década de oitenta estendendo-se até ao ano de 2004, das diversas concessões atribuídas, resultantes do ressurgimento do interesse no *onshore* da Bacia Lusitânica, assinalam-se a aquisição de cerca de 36 000 km de sísmica convencional, além de 23 sondagens, onde, mais uma vez, foram encontrados bons indícios de hidrocarbonetos (DGEG, 2013).

No final de 2006, salientam-se duas sondagens realizadas na região de Alcobaça, onde se encontraram fortes indícios de gás e os testes de produção efetuados a um conjunto de sondagens da região de Torres Vedras. Mais recentemente, destacam-se os estudos realizados pela empresa Mohave, com enfoque nos hidrocarbonetos não convencionais (DGEG, 2013).

### 5.1.3 Breve historial dos estudos realizados no Jurássico Inferior da Bacia Lusitânica

Como referido anteriormente, os primeiros trabalhos relacionados com o Jurássico Inferior da Orla Mesocenozóica Ocidental remontam ao século XIX e aos primórdios do século XX (ver, por exemplo, Choffat, 1880). Uma boa síntese dos trabalhos desenvolvidos na bacia durante este intervalo de tempo pode ser encontrada em Duarte & Soares (2002), já que é este trabalho o primeiro a fazer uma síntese cartográfica destas unidades à escala de toda a bacia. Com efeito, é com estes autores que são formalizadas, pela primeira vez, as formações de Água de Madeiros, Vale das Fontes, Lemedo S. Gião e Cabo Carvoeiro, unidades que se diferenciam litologicamente e no seu conteúdo em matéria orgânica (ver Duarte & Soares, 2002; Fig. 34).

Já recentemente, Silva et al. (2011b) e Comas-Rengifo et al. (2013) proporcionam a redefinição dos limites cronostratigráficos das formações de Água de Madeiros, Vale das Fontes e Lemedo (Duarte et al., 2013).

Cronostratigrafia e Biozonas de Amonites				Unidades litostratigráficas propostas neste trabalho					Arrábida (Marappella & Azerêdo, 1996)
				Generalidade da Bacia		Peniche/S. Pedro de Moel		Tomar	
LIÁSSICO	SUPERIOR	TOARCIANO	AALENIANO	Opalinum	Calcários de Póvoa da Lomba			Fm. do Prado	Elafo
				Antensis	Fm. de S. Gião	Fm. do Cabo Carvoeiro	mb. C. Carvoeiro 5		
				Meneghini					
				Speciosum					
				Bonarellii					
	Grandata								
	MÉDIO	PLIENSBAQUIANO	DOMERIANO	Bifrons	Margas e calcários margosos com <i>Hildoceras</i> e <i>Hildoceras</i>	Fm. de Vale das Fontes	Fm. de Vale das Fontes	Fm. de Vale das Fontes	Margas dolomíticas e Calcários dolomíticos com braquiópodes da Meia Velha
				Levisoni	Margas e calcários margosos com <i>Hildoceras</i> e <i>Hildoceras</i>				
				Polymorphum	C. nodul. em plaquetas				
	INFERIOR	SINEMURIANO	SUPERIOR (Lotaringiano)	Polymorphum	Margo-calcários com traços de <i>Leptaena</i>	Fm. de Água de Madeiros	Membro de Polvoeira	Formação de Coimbra	Dolomitos de Sesimbra
Spinatium				Margo-calcários com fleas betuminosas					
INFERIOR	SINEMURIANO	INFERIOR	Margaritatus	Margas e calcários grumosos	Camadas de S. Miguel	Camadas de Coimbra s. s.	Formação de Coimbra	Dolomitos de Sesimbra	
			Davoei	Margas e calcários grumosos					
INFERIOR	SINEMURIANO	INFERIOR	Ibex	Margas e calcários com <i>Uptonia</i> e <i>Fentoceras</i>	Camadas de Coimbra s. s.	Camadas de Coimbra s. s.	Formação de Coimbra	Dolomitos de Sesimbra	
			Jamesoni	Margas e calcários com <i>Uptonia</i> e <i>Fentoceras</i>					
INFERIOR	SINEMURIANO	INFERIOR	Raricostatum	Margas e calcários com <i>Uptonia</i> e <i>Fentoceras</i>	Camadas de Coimbra s. s.	Camadas de Coimbra s. s.	Formação de Coimbra	Dolomitos de Sesimbra	
			Oxynotum	Margas e calcários com <i>Uptonia</i> e <i>Fentoceras</i>					
INFERIOR	SINEMURIANO	INFERIOR	Obtusum	Margas e calcários com <i>Uptonia</i> e <i>Fentoceras</i>	Camadas de Coimbra s. s.	Camadas de Coimbra s. s.	Formação de Coimbra	Dolomitos de Sesimbra	
			Obtusum	Margas e calcários com <i>Uptonia</i> e <i>Fentoceras</i>					

Fig. 34 – Unidades litostratigráficas propostas por Duarte & Soares (2002) para o Jurássico inferior margo-calcário da Bacia Lusitânica.

A temática relativa ao estudo das unidades sob o ponto de vista do ambiente deposicional e também do potencial de geração de hidrocarbonetos tem sido, recentemente, intensificada, não só devido à excelente exposição dos seus afloramentos, mas também devido à importância que os resultados poderão, eventualmente, representar para o sector energético e económico.

Duarte et al. (2005) expõem uma apresentação preliminar da variação do COT no Jurássico inferior da Bacia Lusitânica.

No seu trabalho, Dias (2005) efetua a reavaliação do potencial petrolífero do *onshore* da Bacia Lusitânica, embora sem grande controlo estratigráfico.

Oliveira et al. (2006) realizam o primeiro estudo de avaliação do potencial petrolífero e interpretação paleoambiental que envolve o intervalo estratigráfico datado do Pliensbaquiano ao Toarciano inferior em Peniche (que envolve a unidade estudada no presente projeto), com base em estudos de geoquímica orgânica e isotópica.

F. Silva et al. (2007, 2010) referenciam pela primeira vez o bom potencial de geração de hidrocarbonetos da Formação de Água de Madeiros e da Formação de Vale das Fontes, na região de Coimbra e Figueira da Foz, com base em estudos de COT e pirólise Rock-Eval.

Duarte et al. (2010a) apresentam o estado de arte do Jurássico Inferior em Peniche no que refere à geoquímica orgânica e isotópica onde enfatizam, entre outros aspetos, a relevância da Formação de Vale das Fontes no contexto de unidades ricas em matéria orgânica.

Duarte et al. (2010b) desenvolvem um estudo de estratigrafia sequencial para o intervalo compreendido entre o Sinemuriano e o Pliensbaquiano em distintos pontos da Bacia Lusitânica, onde estabeleceram fases transgressivo-regressivas de 2ª ordem e a sua relação com a distribuição do COT.

Ferreira et al. (2010a) mostram uma caracterização organofaciológica da sucessão sedimentar do Pliensbaquiano de Peniche. Num outro estudo, Ferreira et al. (2010b) apresentam um estudo direcionado às questões de maturação térmica da Formação de Vale das Fontes e da parte inferior da Formação de Lemedre, em Peniche.

R. Silva et al. (2010b, 2010c, 2010d, 2011a) referenciam os contrastes entre as duas principais unidades com potencial de geração do Jurássico, as formações de Vale das Fontes (em Peniche) e de Cabaços (em Pedrogão).

Duarte et al. (2012) estudam a formação Água de Madeiros (Sinemuriano superior – extrema base do Pliensbaquiano) na localidade de S. Pedro de Moel. Os dados incluem medições do COT, análises de palinofácies e os resultados de pirólise Rock-Eval apresentados num enquadramento litoestratigráfico de alta resolução.

Ao nível da natureza mineralógica, composicional e textural da sucessão sedimentar da Bacia Lusitânica realizaram-se trabalhos através de análise de fácies, de difração de raios X e estudo de lâminas delgadas (Duarte et al., 2012; Silva, 2013; Silva et al., 2013a). Aspectos relacionados com a análise sequencial e a ciclicidade da sedimentação margo-calcária foram ensaiados no intervalo rico em matéria orgânica do Pliensbaquiano de toda a bacia (Silva, 2013).

Na sequência de todos estes trabalhos, foi realizada uma análise dos padrões de variação vertical de *gamma-ray*, onde foram selecionados apenas os perfis de referência da Bacia Lusitânica no que respeita aos dois intervalos mais ricos em matéria orgânica e o evento oceânico anóxico do Toarciano Inferior (Correia, 2011; Correia et al., 2012; 2013a; 2013b).

Poças Ribeiro et al. (2013), apoiados por uma estratigrafia de alta resolução e pelo enquadramento sedimentológico, analisam o teor de matéria orgânica das formações de Coimbra e Água de Madeiros nos afloramentos de referência, S. Pedro de Moel e Peniche, através do estudo de 31 amostras destas séries, apoiados por petrografia orgânica [palinofácies, índice de coloração de esporos (SCI) e refletância vitrinite aleatório (% RR)] e geoquímica orgânica [de COT e biomarcadores].

Relativamente aos trabalhos não publicados, destacam-se as obras académicas de Oliveira (2007), Silva (2007), Matos (2009), Ferreira (2010), Poças Ribeiro (2011), Correia (2011) e Silva (2013).

A maioria dos trabalhos mencionados integraram o Projeto PTDC/CTEGIX/098968/2008 – “Estratigrafia de alta resolução das séries marinhas ricas em matéria orgânica do Jurássico Inferior da Bacia Lusitânica”, financiado pela Fundação para a Ciência e Tecnologia, sendo que a compilação de parte desses trabalhos originou o volume intitulado “Fácies carbonatadas ricas em matéria orgânica do Jurássico da Bacia Lusitânica. Novos contributos paleontológicos, sedimentológicos e geoquímicos”(Duarte et al., 2013b).

Existirão, certamente, outros investigadores que se terão dedicado ao estudo da matéria orgânica do Jurássico (essencialmente do Jurássico Superior) da Bacia Lusitânica. A síntese aqui apresentada refere-se apenas ao Jurássico Inferior, tendo sido escolhidos os principais trabalhos que se basearam num forte controle estratigráfico.

#### **5.1.4 Seleção da unidade estudada e o seu enquadramento estratigráfico**

Na Bacia Lusitânica são reconhecidas várias unidades ricas em matéria orgânica com potencial de geração de hidrocarbonetos. Entre elas, destacam-se o Sinemuriano – Pliensbaquiano (formações de Água de Madeiros e de Vale das Fontes; ver referências acima citadas; Fig. 35) e o Oxfordiano (Formação de Cabaços; Dias, 2005; Silva et al., 2013b). O potencial gerador das rochas do Kimeridgiano inferior também é mencionado por alguns autores (ver, por exemplo, Silva, 2003).

Iniciando a investigação, através da literatura, do potencial de geração de hidrocarbonetos das diversas unidades da bacia, começaram por excluir-se as unidades do Jurássico Superior (Oxfordiano e Kimeridgiano), dadas as suas características litológicas, espessuras e representação bacial não serem, à partida, as mais favoráveis a um estudo desta natureza, mesmo tendo em conta os bons valores de COT, da natureza da matéria orgânica e da maturação destas unidades (DGEG, 2013).

Assim sendo, decidiu-se analisar o intervalo Sinemuriano – Pliensbaquiano, dadas as características litológicas (níveis margosos ricos em matéria orgânica; Fig. 35), o bom controlo estratigráfico da sucessão sedimentar e os ótimos afloramentos existentes em toda a Bacia Lusitânica (ver, por exemplo, Oliveira et al., 2006; Duarte et al., 2010b; 2012).

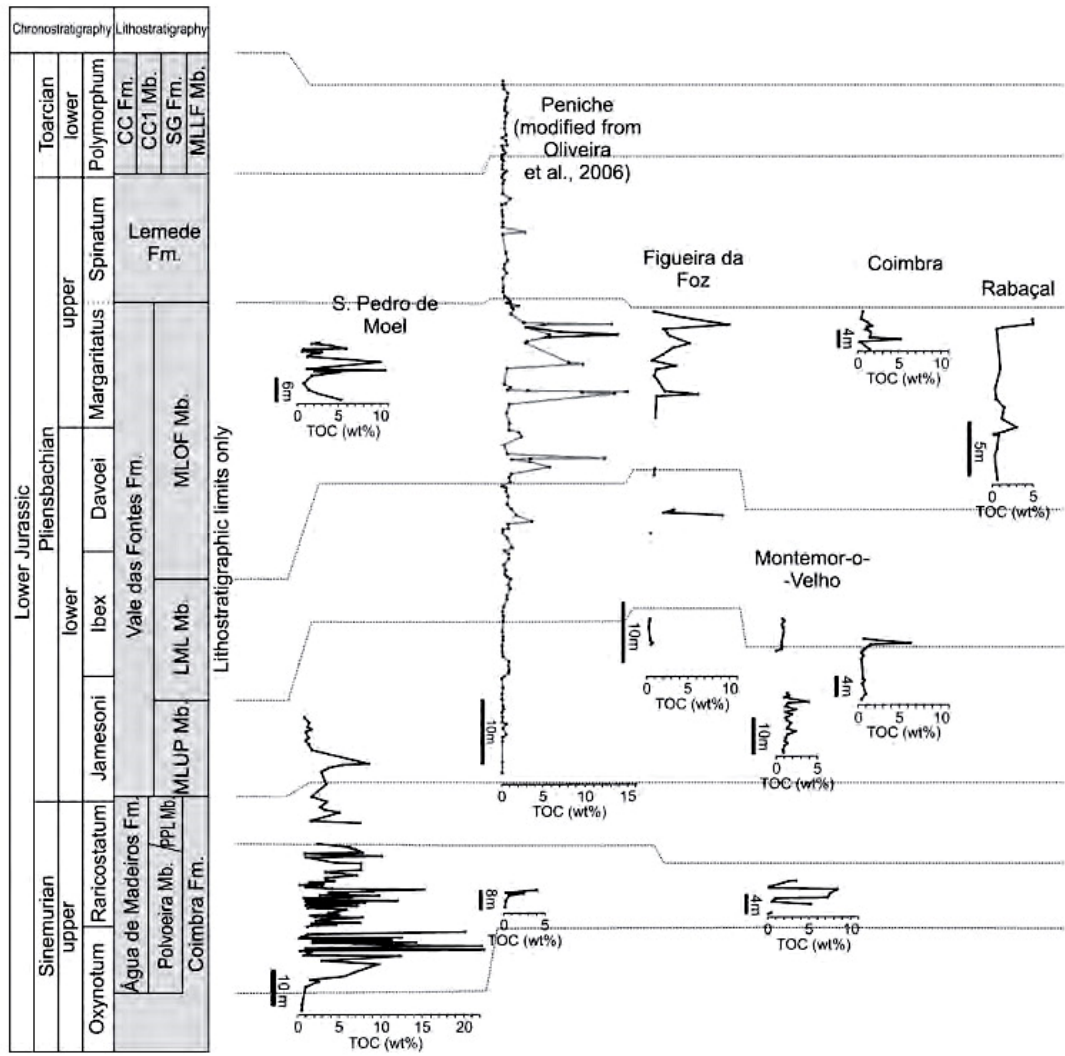


Fig. 35 – Distribuição do COT nas unidades da Bacia Lusitânica (Duarte et al., 2010b).

Entre as várias formações que constituem a bacia, e de modo a cumprir com os objetivos propostos neste projeto, a escolha recaiu sobre a Formação de Vale das Fontes, pois, além de mostrar grande potencial de geração de hidrocarbonetos (Duarte et al., 2005; Oliveira et al., 2006; Silva, 2007; Duarte et al., 2010b; Correia et al., 2012), é, também, uma das que apresenta maior espessura e continuidade lateral e vertical em toda a bacia (Fig. 36) (Duarte & Soares, 2002; Duarte, 2007; Duarte et al., 2010b; Kullberg et al., 2013), características primárias essenciais para a avaliação da potencialidade do *shale gas* (Passey et al., 2010; Sondergeld et al., 2010; Glorioso & Rattia, 2012).

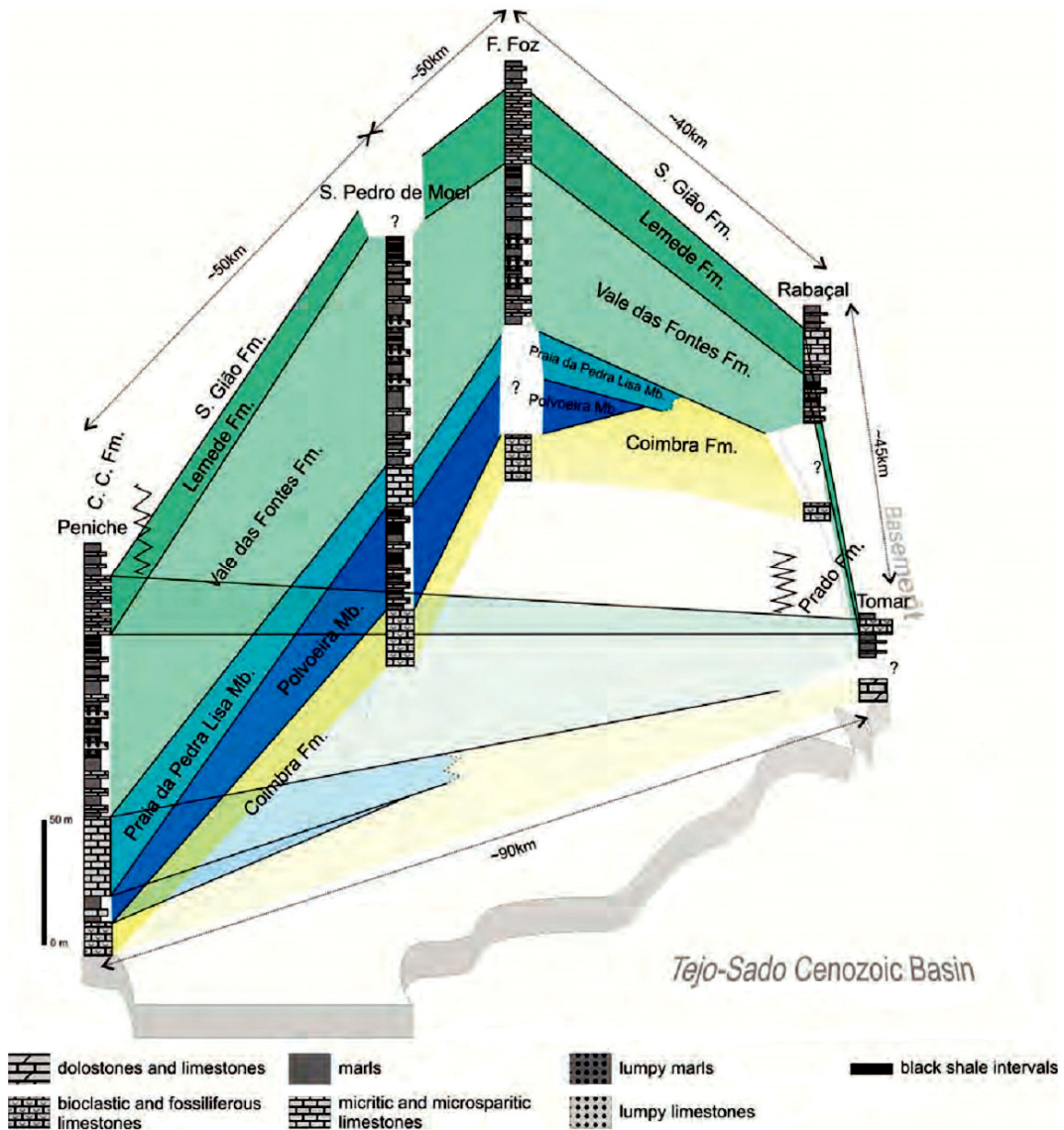


Fig. 36- Variação sedimentar lateral e vertical da Bacia Lusitânica (Duarte et al., 2010b).

#### 5.1.4.1 Formação de Vale das Fontes

Unidade formalizada em Duarte & Soares (2002), a designação de Formação de Vale das Fontes foi, inicialmente, atribuída por Barbosa et al. (1988), na Folha 19A-Cantanhede da Carta Geológica de Portugal. Além desta, encontram-se na literatura as seguintes designações informais equivalentes: Margas de Eiras (Soares et al, 1985); Margas e calcários margosos de Vale das Fontes (Barbosa et al., 1988); parte inferior de Calcários e margas de Quiaios (Barbosa et al., 1988); parte inferior da Formação Calcários margosos e margas da Fórnea [membro Fórnea 1 in (Manuppella, 2000)].

É uma unidade margo-calcária de domínio margoso, composta por alternâncias de margas decimétricas a métricas com calcários em camadas centimétricas, ricas de macrofauna bentónica e nectónica, que tem espessura muito variável, podendo atingir um valor máximo à volta de 90 m na região de S. Pedro de Moel (Kullberg et al., 2013).

As suas características, predominantemente margosas, permitem alargar a definição desta unidade a toda a bacia, onde se registam espessuras desde 14 m, em Tomar, até 90 m, em Peniche e Brenha (Duarte & Soares, 2002).

Esta unidade do Pliensbaquiano (Carixiano inferior-Domeriano inferior) (Duarte & Soares, 2002), datada das Zonas de Jamesoni a Margaritatus (Mouterde, 1967; Choffat, 1880) encontra-se incluída no Grupo da Brenha (Duarte & Soares, 2002) e é dividida em três membros (Duarte et al., 2010b), particularmente bem desenvolvidos no sector ocidental da Bacia:

– O Membro Margas e calcários com Uptonia e Pentacrinus (MCUP) é composto por alternâncias de margas e calcários margosos, numa sucessão bastante rítmica, apresentando, por vezes, superfícies de estratificação muito irregulares, justificadas pela presença de estruturas de deformação sinsedimentar. Este membro mostra uma componente fossilífera sedimentar (Duarte & Soares, 2002), apresentando, por vezes, níveis ricos de matéria orgânica, procedente da zona de Jamesoni (Mouterde et al., 1983; Kullberg et al., 2010). A espessura é variável, atingindo o valor máximo de 35 m em Montemor-o-Velho (Duarte et al., 2010b).

– O Membro Margas e calcários grumosos (MCG) é composto por margas, margas calcárias, margas e calcários grumosos, com intercalações de margas laminadas, às vezes bem expressivas e, localmente, ricas de matéria orgânica (Duarte & Soares, 2002). A biostratigrafia mostra que o membro se reparte desde a parte terminal da Zona de Jamesoni até a Zona de Ibex (Kullberg et al., 2013). A espessura apresenta valor máximo à volta de 29 m em Peniche (Duarte & Soares, 2002).

– O Membro Margo-calcários com níveis betuminosos (MCNB) compreende sucessão margosa, rica de matéria orgânica (ocorrência de *black shales*, citados, muitas vezes, como níveis de “xistos cartão”), com alguns níveis de calcário margoso (Duarte et al., 2010b; Silva et al., 2012). Do ponto de vista biostratigráfico, o membro abrange a parte terminal da Zona de Ibex até o topo da Zona de Margaritatus (Kullberg et al., 2013). A espessura máxima desta unidade na Bacia apresenta-se em Peniche e não deverá exceder

35 m (Duarte & Soares, 2002). Dadas as características sedimentares, esta unidade tem sido apontada como potencial geradora de hidrocarbonetos na Bacia (Oliveira et al., 2006; Silva et al., 2007). Esta unidade foi recentemente estudada por Silva et al. (2012, 2013a) e Silva (2013) nas diversas perspectivas estratigráficas e da geoquímica orgânica.

#### **5.1.4.2 Afloramentos estudados – localização e principais características**

A Bacia Lusitânica é privilegiada pelos seus afloramentos de grande relevância geológica, onde o Jurássico Inferior está particularmente bem representado (Duarte, 1997; 2004; Duarte & Soares, 2002; Azerêdo et al., 2003; Duarte et al., 2004, 2010b).

O trabalho de campo concentrou-se na unidade litostratigráfica selecionada em três afloramentos distintos, permitindo uma visão espacial da formação. Analisaram-se afloramentos de Peniche (Praia do Portinho da Areia Norte), Brenha (estrada N109) e Coimbra (Bairro do Loreto e Bairro São Miguel) (Fig. 33).

##### *a) Perfil de Peniche*

A região de Peniche constitui uma das secções mais importantes (Duarte, 2004; 2005), graças à boa exposição das séries margo-calcárias e à continuidade da sucessão sedimentar, com mais de 450 m de espessura, distribuída entre o Sinemuriano e o Toarciano (Mouterde, 1955; Wright & Wilson, 1984; Duarte, 1995; 2003; 2004; 2005; Duarte et al., 2004).

A Praia do Porto da Areia do Norte localiza-se na parte norte da Península de Peniche (Fig. 37 e Fig. 38) e constitui um afloramento por excelência onde se podem observar, de forma bem definida, os três membros que constituem a Formação de Vale das Fontes, que neste local apresenta uma espessura próxima dos 90m (Duarte & Soares, 2002; Oliveira et al., 2006). A Fig. 38 mostra parte da sucessão amostrada correspondente ao membro Margas e Calcários Grumosos, onde sobressaem níveis margosos cinzento escuros.

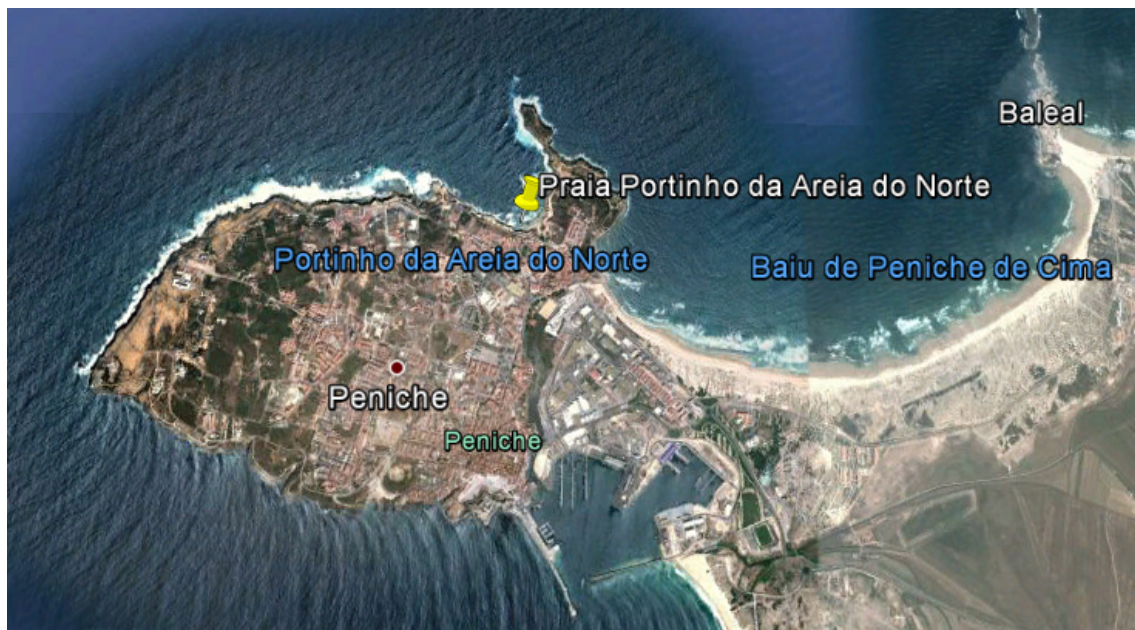


Fig. 37- Localização do afloramento – Peniche.



Fig. 38 - Sucessão amostrada correspondente ao membro Margas e Calcários Grumosos aflorante em Peniche.

Do ponto de vista da matéria orgânica, este perfil tem sido estudado por vários autores (ver, por exemplo, Oliveira et al., 2006; Duarte et al., 2010b; Ferreira, 2010; Ferreira et al., 2010b; Silva, 2013).

b) Perfil de Brenha

O afloramento da Brenha localiza-se à face da estrada N109 (talude), junto ao cruzamento para a praia de Quiaios, apresentando-se como um perfil de corte contínuo (Fig. 39 e Fig. 40). A espessura da Formação nesta região apresenta cerca de  $80\pm 5$  m (Duarte & Soares, 2002; Silva, 2007; Silva et al., 2007; 2010a). A Fig. 40 exhibe parte da sucessão amostrada correspondente ao membro Margo-calcários com níveis betuminosos onde se pode verificar a ocorrência de *black shales*.



Fig. 39 -Localização do afloramento – Brenha.



Fig. 40 - Sucessão amostrada correspondente ao membro Margo-calcários com níveis betuminosos aflorante em Brenha.

Relativamente aos estudos que se debruçaram sobre a matéria orgânica neste local, destacam-se Silva et al. (2007; 2010a) e Duarte et al. (2010b).

### *c) Perfil de Coimbra*

Em Coimbra, o perfil apresenta corte descontínuo, existindo a necessidade de analisar os três membros constituintes da Formação em distintos pontos [Bairro do Loreto e Bairro São Miguel (Fig. 41 e Fig. 42)]. Considera-se o mais “pobre” dos três afloramentos estudados, devido em grande parte à imensa densidade de construções que afetam esta área (Fig. 41). A espessura da Formação nesta região não deverá ultrapassar os 60 m (Duarte & Soares, 2002; Silva, 2007; Silva et al., 2007; 2010a). Na Fig. 42 pode-se observar parte da sucessão amostrada correspondente ao membro Margas e Calcários Grumosos onde sobressaem níveis margosos cinzento escuros.

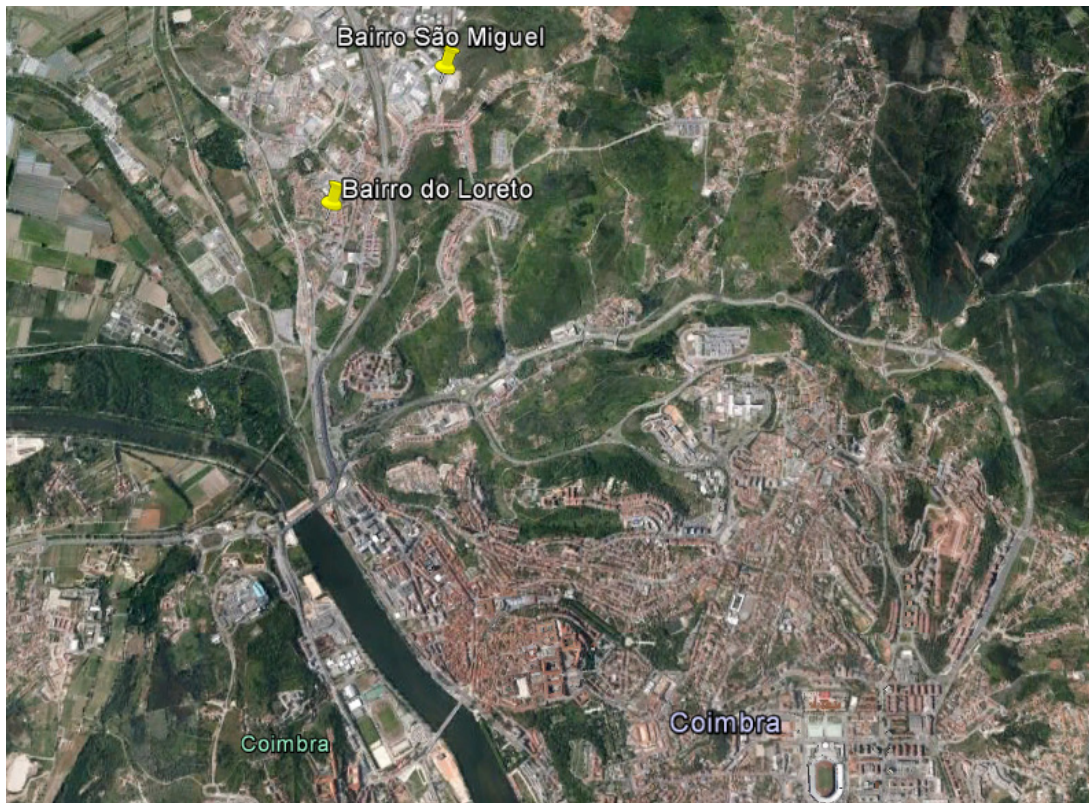


Fig. 41- Localização do afloramento – Coimbra.



Fig. 42 - Sucessão amostrada correspondente ao membro Margas e Calcários Grumosos aflorante em Coimbra (Bairro do Loreto).

Do ponto de vista da matéria orgânica, este perfil foi estudado anteriormente por Silva et al. (2010a) e Duarte et al. (2010b).

## 5.2 Trabalho de campo – recolha de amostras

De acordo com o exposto no capítulo 5.1, este projeto envolveu uma importante fase de campo, que consistiu no reconhecimento estratigráfico da Formação de Vale das Fontes nos três sectores seleccionados. Neste âmbito, a recolha de amostras foi criteriosa e devidamente registada com recurso a fotografia (ver alguns exemplos nas Fig. 43 a Fig. 47), em função do registo sedimentar e estratigráfico em cada um desses sectores.

Note-se que nas figuras exibidas à continuação, assim como nas tabelas do capítulo 6, de modo a simplificar a apresentação/identificação das amostras, faz-se corresponder a nomenclatura M1, M2 e M3 ao Membro Margas e calcários com Uptonia e Pentacrinus, Membro Margas e calcários grumosos e Membro Margo-calcários com níveis betuminosos, respetivamente.

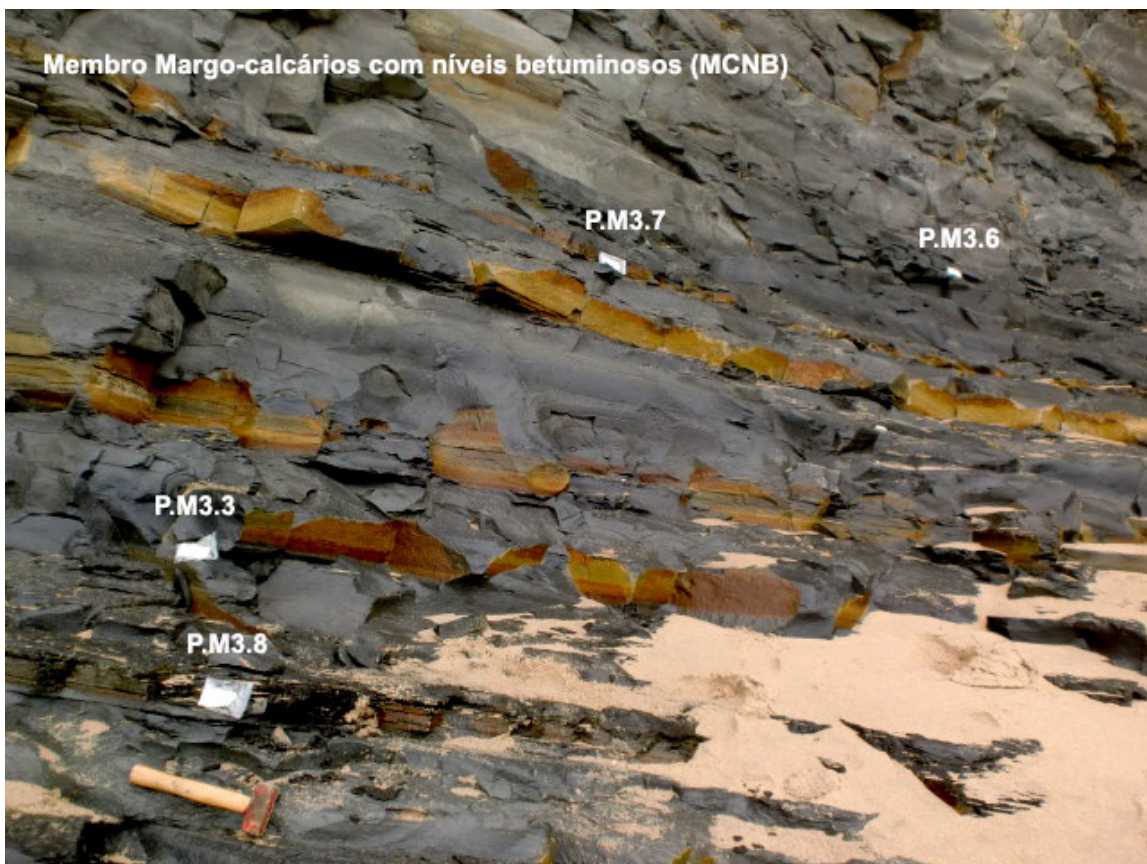


Fig. 43 - Detalhe das amostras recolhidas em parte do Membro MCNB no perfil de Peniche.



Fig. 44 - Detalhe das amostras recolhidas em parte do Membro MCNB no perfil de Brenha.



Fig. 45 - Detalhe das amostras recolhidas em parte do Membro MCG no perfil de Coimbra.

Dos sectores seleccionados, recolheram-se 50 amostras margo-calcárias para o ensaio Rock Eval (ver exemplo, Fig. 46), das quais 30 foram recolhidas em Peniche, 10 na Brenha e 10 em Coimbra (Tab. 12).

Tab. 12 - Número de amostras – Rock Eval 6.

Membro	Peniche	Brenha	Coimbra
MCUP	5	2	2
MCG	10	4	4
MCNB	15	4	4



Fig. 46 - Amostra B.M3.3 - Rock Eval 6.

Para os restantes ensaios realizados, foram recolhidas um total de 15 amostras (Fig. 47), sendo, finalmente, seleccionadas 9 (já em laboratório) de dimensões aproximadas a 500x300x200 mm, das quais 6 pertencentes a Peniche, 1 a Coimbra e 2 à Brenha (Tab. 13).

Tab. 13 - Número de amostras – Geomecânica, Permeabilidade e DRX.

Membro	Peniche	Brenha	Coimbra
MCUP	2	-	1
MCG	2	1	-
MCNB	2	1	-



Fig. 47 - Amostras inicialmente selecionadas para os ensaios de geomecânica, permeabilidade e DRX.

A não homogeneidade do número deste tipo de amostras por sector prende-se com a dificuldade de obtenção das mesmas, uma vez que estão fortemente condicionadas pela estratificação muito delgada, inclinação dos estratos e pelas condições de afloramento (taludes de estradas nos casos de Brenha e Coimbra). Sem o auxílio de equipamento mecânico pesado, todo este processo foi particularmente complexo.

### 5.3 Laboratório – pré tratamento das amostras

#### Amostras Rock Eval 6

Para o ensaio Rock Eval 6, as amostras recolhidas no campo, foram acondicionadas em sacos plásticos transparentes, devidamente identificados, contendo cada um aproximadamente 15 gramas de rocha. Em laboratório, as amostras foram secas em estufa e, posteriormente, pulverizadas pelo almofariz de ágata. Seguidamente, foram peneiradas (peneiro 0,200mm),

pesadas e introduzidos 65 mg da amostra em pequenos recipientes, que foram posteriormente colocados no porta-amostras como exemplifica a Fig. 48.

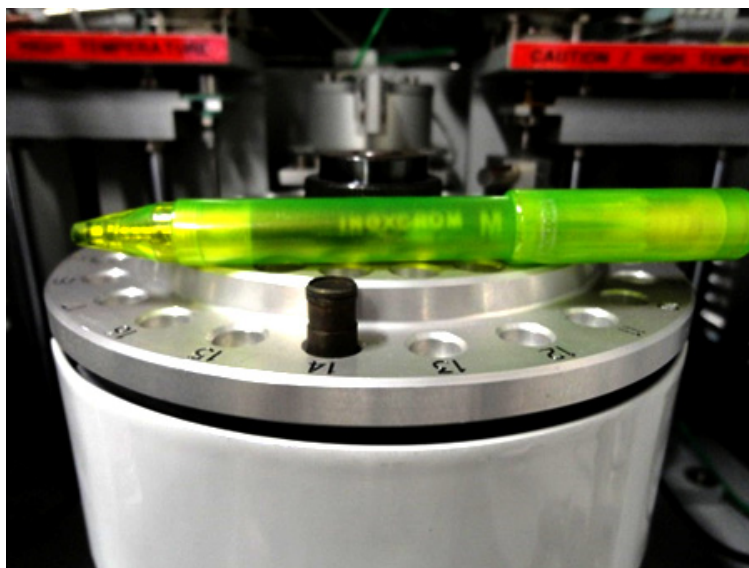


Fig. 48 - Porta amostras - Rock Eval 6.

### Amostras geomecânica

Para a obtenção das amostras referentes aos ensaios de geomecânica (ver exemplo, Fig. 49), utilizou-se a máquina de extração de amostras com cortadora de disco, aplicando óleo em vez de água, como fluido de refrigeração, pois era provável que estas contivessem argilas. Depois de obtidas as amostras cilíndricas, estas foram cortadas nos seus dois extremos, com o intuito de obter as faces paralelas, condição fundamental, para a correta realização dos ensaios. Além disso, as amostras para a geomecânica apresentam problemas de precisão referentemente à paralidade das suas bases, e devem ser “*refrentadas*” para cumprir as exigências das normas ASTM D5407-99 e D2664-04, que indicam valores de tolerância muito baixos. As amostras cilíndricas apresentaram dimensões próximas dos 80 milímetros de altura e 40 milímetros de diâmetro. Uma vez que as amostras provêm de afloramentos, considerou-se que eventualmente se encontrariam lavadas por agentes externos/erosivos como chuva, mar etc.; no entanto, para o comprovar, realizou-se a prova na amostra P.M3.4G, lavando-a através do sistema *soxhlet*, em tolueno com o objetivo de eliminar os possíveis hidrocarbonetos, e em metanol, para eliminar os possíveis sais. O equipamento utilizado para este processo, foi o Dean Stark (descrito anteriormente na pág. 79). A análise efetuada aos produtos de lavagem, confirmou a inexistência de hidrocarbonetos e sais na amostra, pelo que as restantes não foram lavadas. Seguidamente, procedeu-se à secagem das

amostras, que, depois de limpas, foram colocadas na estufa à temperatura de 60°C, até que a diferença em peso, no intervalo de 24h, entre uma pesagem e a seguinte tenha sido inferior a 0,01g. Só respeitando esta condição se consideram as amostras completamente secas. Estas amostras cilíndricas, permitiram ensaiar as porosidades e as propriedades geomecânicas; com o remanescente, do material rochoso, prepararam-se as amostras para os ensaios de permeabilidade e difração de Raios X (pequenas dimensões).



Fig. 49 - Amostra para o ensaio de geomecânica.

#### Amostras Darcypress

As amostras para o ensaio de permeabilidade (ver exemplo, Fig. 50), revelaram-se as mais complexas de preparar. Para cada amostra é necessário colocar e fixar num molde cilíndrico, através de uma resina (Araldite 2012), um fragmento de rocha de dimensões aproximadas 15x15x7 milímetros. De seguida, enche-se o molde com o mesmo tipo de resina até o fragmento se encontrar completamente submerso; o tempo de polimerização é de meia hora. Durante a secagem da resina fixante, prepara-se uma mistura de resina epoxi Araldite DBF e Hardener HY 956 EN com um ratio de 5/1 em massa. A quantidade de resina que se verte em cada molde é

aproximadamente 15 gramas, deixando-se esta mistura à temperatura ambiente durante um ou dois dias, para que polimerize completamente. Retiram-se, então, os cilindros dos moldes e trabalham-se, para que possam ser introduzidos na célula do aparelho. Para o efeito, o disco tem de ser cortado, de maneira a possuir uma espessura final entre 3-6mm, e as duas superfícies devem ser lixadas e polidas, até que se consiga tocar a rocha. Pretende-se que as faces fiquem lisas e paralelas, de modo a que não existam fugas e variações indesejáveis na altura do cálculo da permeabilidade.



Fig. 50 - Amostra para o ensaio de nano-permeabilidade.

#### Amostras difração de raios X (DRX)

Para a preparação das amostras para o Difratómetro de Raios-X, utilizou-se o moinho de almofariz (RM 200) para obter amostras de 3 a 4 gr, para posterior passagem no peneiro de 53  $\mu\text{m}$ , obtendo uma granulometria extremamente fina, de maneira a que todos os cristais da amostra se orientassem em todas as direções possíveis. O efeito do tamanho das partículas foi discutido por Klug H.P. & Alexande (1974), no estudo realizado em amostras de quartzo com diferentes distribuições de tamanho, com partículas entre 15 e 50  $\mu\text{m}$ , 5 e 50  $\mu\text{m}$ , 5 e 15  $\mu\text{m}$  e

inferiores a 5  $\mu\text{m}$ , obtendo desvios-padrão sobre 10 réplicas de cada fração da ordem de 18,2%, 10,1%, 2,1% e 1,2% respetivamente.

O material obtido foi compactado pouco a pouco no porta-amostras (Fig. 51), até se conseguir uma superfície completamente lisa, para a posterior passagem do feixe de raios-X.



Fig. 51 - Porta amostras DRX.

A necessidade de uma superfície lisa é um fator importante que garante a geometria parafocal *Bragg-Brentano*, pois deste modo, a amostra apresenta um número significativo de partículas orientadas que permitam a reflexão de todos os espaçados interplanares possíveis (Bish & Reynolds, 1989).

## 5.4 Descrição dos ensaios laboratoriais realizados

### 5.4.1 Rock Eval 6

Durante as últimas duas décadas, vários autores (ver, por exemplo, Barker, 1974; Claypool & Reed, 1976; Espitalié et al., 1977; 1984; Clementz et al., 1979; Larter & Douglas, 1980; Horsfield, 1985; Peters & Simoneit, 1982; Peters, 1986) usaram métodos de pirólise para fornecer dados sobre o potencial, maturidade e a origem das rochas em diferentes bacias sedimentares.

A pirólise consiste na monitorização dos compostos libertados durante um período de incremento constante da temperatura, permitindo determinar a quantidade de hidrocarbonetos gerados em relação ao potencial total de uma rocha. Por outro lado, a temperatura correspondente à libertação máxima de gás constitui uma indicação da maturação da rocha geradora (McCarthy et al., 2011).

O carbono é um elemento essencial de qualquer composto orgânico e uma forma de avaliar a riqueza orgânica de uma rocha consiste em medir o seu conteúdo em carbono (Jarvie, 1991).

O analisador de pirólise Rock Eval, foi criado pela marca Vince Technologies e converteu-se num padrão industrial da classificação de rochas geradoras, representando um marco significativo na geoquímica dos hidrocarbonetos. Esta técnica de pirólise programada consiste em submeter as amostras de rochas a altas temperaturas, permitindo obter, em poucos minutos, resultados que teriam exigido milhões de anos numa bacia sedimentar (Bajor et al., 1969; Barker, 1974; Lafargue et al., 1998; McCarthy et al., 2011).

Esta versão mais moderna do equipamento Rock Eval (Rock Eval 6, ver Fig. 52), foi projetada para aumentar o domínio da aplicação do método, no campo da caracterização de sistemas petrolíferos, através de uma melhor análise do querogénio e dos parâmetros cinéticos (fator de frequência e energia de ativação). O fator de frequência (ou fator pré-exponencial) representa a frequência de choques entre as moléculas, e a energia de ativação a quantidade de energia, necessária para que uma determinada reação ocorra. O instrumento é um dispositivo completamente automatizado que utiliza tanto o forno de pirólise como o forno de oxidação para aquecer as amostras numa série programada de etapas que oscilam entre 100°C e 850°C (212°F e 1 562°F) (Lafargue et al., 1998).

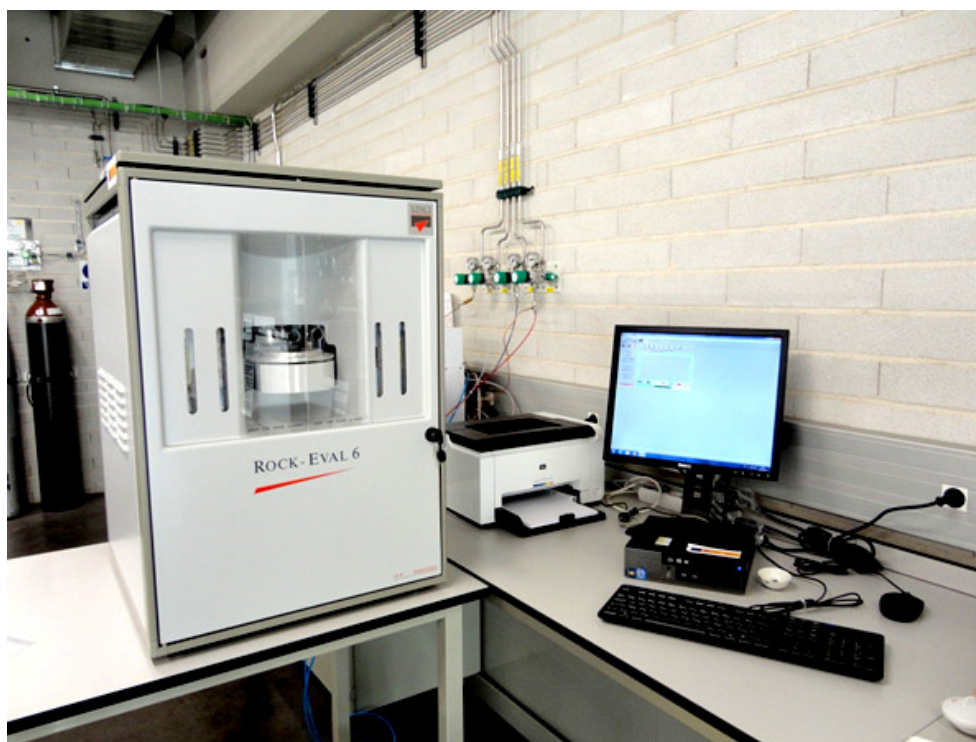


Fig. 52 - Equipamento Rock Eval 6.

Durante o processo de pirólise Rock Eval, as amostras são aquecidas numa atmosfera inerte de hélio e nitrogénio. Os compostos orgânicos libertados através do processo de aquecimento são medidos com um detetor de ionização de chama (FID). Os detetores infravermelhos medem o CO e o CO<sub>2</sub> durante os processos de pirólise e oxidação (McCarthy et al., 2011).

Os resultados obtidos ajudam os especialistas a caracterizar o tipo de matéria orgânica presente numa rocha geradora e determinar a evolução térmica de uma amostra e o seu potencial para a geração de hidrocarbonetos residuais (Espitalié & Bordenave, 1993).

As amostras de rochas são aquecidas em etapas e, inicialmente, mantêm-se a uma temperatura constante de 300°C (572°F) durante vários minutos, seguido por um período de aquecimento programado de 25°C (45°F) por minuto, até alcançar uma temperatura máxima de 850°C (1562°F), aproximadamente. Durante a primeira etapa, qualquer volume de óleo e de gás livre gerado previamente pelo betumem é destilado e libertado da rocha. Durante a etapa seguinte, geram-se os compostos de hidrocarbonetos através do craqueamento térmico do querogénio insolúvel. À medida que as temperaturas aumentam, o querogénio liberta CO<sub>2</sub> além de hidrocarbonetos. Este programa de aplicação de calor controlado é ilustrado mediante uma série de picos indicados num pirograma (Peters, 1986).

Neste estudo realizou-se a pirólise Rock Eval, aplicando o método *Bulk Rock - Pure organic matter* (Behar et al., 2001). As amostras foram analisadas através da realização de uma pirólise de 300-650°C. Durante esta etapa, obtiveram-se os valores dos picos de S1 e S2 através de um detetor de FID. Além disso, durante a pirólise, a quantidade de CO e CO<sub>2</sub> que é produzida durante o ensaio é monitorizada, através de um dispositivo de infravermelhos.

Uma vez concluída a fase de pirólise, inicia-se a fase de oxidação, que, neste caso, foi de 300-850°C. Nesta fase, para além da obtenção dos valores de CO e CO<sub>2</sub> que se produzem durante a oxidação, pode-se também determinar o COT e o conteúdo mineral de carbono. O COT da amostra é determinado por meio de oxidação em ar, no forno utilizado para a fase de oxidação, do carbono orgânico residual, depois de ter sido pirolisado.

Por cada cinco amostras testadas, analisa-se uma amostra padrão de calibração, para garantir a confiabilidade dos dados. Neste caso, analisaram-se 3 amostras padrão antes de iniciar os ensaios e 13 durante a realização dos mesmos. Observou-se que todos os valores das amostras padrão cumpriam com o intervalo tabelado.

#### Significado dos principais parâmetros medidos pelo Rock Eval 6:

O primeiro pico (S1), que se observa no pirograma (Fig. 53), regista os hidrocarbonetos livres que são libertados da amostra de rocha sem separar o querogénio, durante a primeira etapa de aquecimento, a uma temperatura de 300°C. Estes hidrocarbonetos geraram-se no subsolo, mas foram expulsos da rocha durante o processo de pirólise. O pico S1 representa quantos miligramas de hidrocarbonetos livres podem destilar-se por efeito da temperatura a partir de um grama de amostra (Espitalié et al., 1977; Nuñez-Betelu & Baceta, 1994).

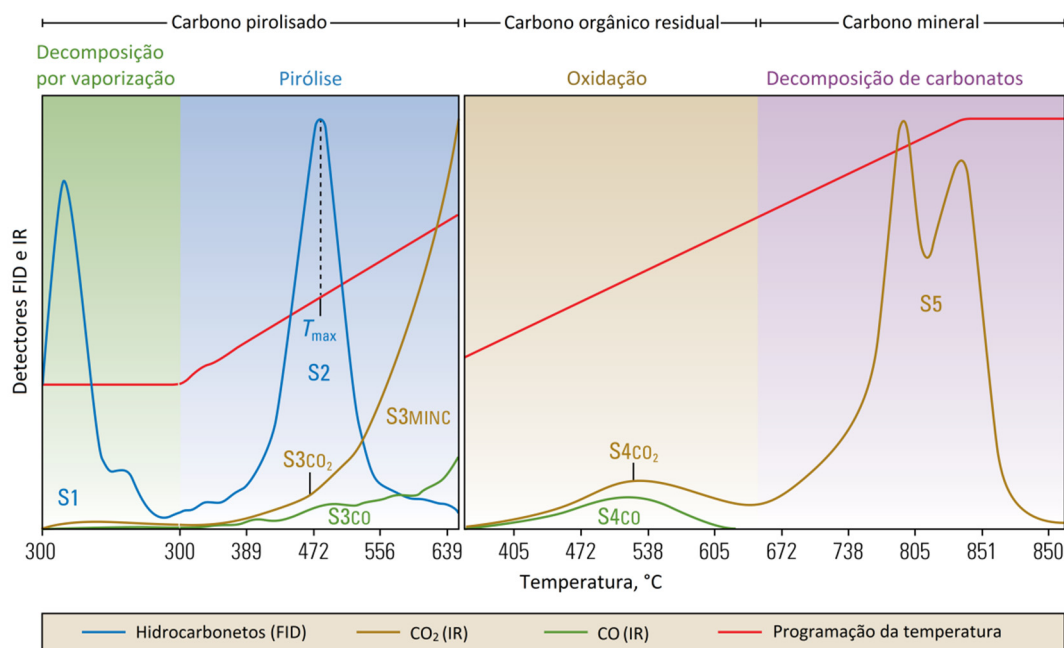


Fig. 53 - Exemplo de um pirograma (adaptado de McCarthy et al., 2011).

O segundo pico (S2), regista os hidrocarbonetos que são libertados da amostra, durante a segunda etapa de aplicação de calor programado, do processo pirólise. Estes hidrocarbonetos são gerados a partir do craqueamento dos hidrocarbonetos pesados e da decomposição térmica do querogénio. O pico S2 representa os miligramas de hidrocarbonetos residuais contidos num grama de rocha, indicando a quantidade potencial de hidrocarbonetos que se poderia seguir produzindo se a rocha geradora continuasse o processo de maturação térmica (McCarthy et al., 2011; Nuñez-Betelu & Baceta, 1994).

O pico S3 representa o CO<sub>2</sub> que se liberta a partir do craqueamento térmico do querogénio durante a pirólise, expressado em miligramas por gramas de rocha. Depois da pirólise, o carbono orgânico residual oxida-se num forno independente para produzir o pico S4. A medição do pico S4 pode separar-se nos componentes dióxido de carbono e monóxido de carbono, facultando os picos S4CO<sub>2</sub> e S4CO. O pico S5 reflete o dióxido de carbono derivado da decomposição dos minerais de carbonatos presentes na amostra (Behar et al., 2001; McCarthy et al., 2011).

As temperaturas do processo de pirólise registam-se e produzem o pico T<sub>max</sub>, que representa a temperatura do forno de pirólise durante o período de máxima geração de hidrocarbonetos. O valor de T<sub>max</sub> alcança-se durante a segunda etapa da pirólise, na qual o craqueamento do querogénio e os hidrocarbonetos pesados produzem o pico S2 (Peters & Cassa, 1994).

## Índices importantes

Considerados em conjunto, os parâmetros obtidos através do método de pirólise, proporcionam conhecimentos acerca da composição química e da maturação da matéria orgânica na rocha geradora (McCarthy et al., 2011).

A relação existente entre estes componentes constitui a base para os diversos índices utilizados na interpretação das características da rocha (ver resumo do cálculo dos índices na Tab. 14) (Espitalié et al., 1977).

- O índice de hidrogénio, IH, obtém-se a partir da relação entre o hidrogénio e o COT, definindo-se como  $100 \times S2/COT$ . O IH é proporcional à quantidade de hidrogénio contido no querogénio, sendo que um HI alto indica um maior potencial para a geração de petróleo. O tipo de querogénio também pode ser inferido através deste índice (Nuñez-Betelu & Baceta, 1994; Ibrahimbas & Riediger, 2004; McCarthy et al., 2011).
- O índice de oxigénio, IO, obtém-se a partir da relação entre  $CO_2$  e o COT, definindo-se como  $100 \times S3/COT$ . O IO relaciona-se com a quantidade de oxigénio contido no querogénio e é útil para o rastreio da maturação ou o tipo de querogénio (Nuñez-Betelu & Baceta, 1994; Ibrahimbas & Riediger, 2004; McCarthy et al., 2011).
- O índice de produção, IP, obtém-se a partir da relação existente entre os hidrocarbonetos gerados durante a primeira e segunda etapas do processo de pirólise, definindo-se como  $S1 / (S1+S2)$ . Esta relação utiliza-se para caracterizar a evolução da matéria orgânica porque o índice PI tende a incrementar-se gradualmente com a profundidade numa rocha de grão fino. Além disso, tende a incrementar-se com a maturação da rocha geradora antes da expulsão dos hidrocarbonetos, conforme os componentes termicamente degradáveis do querogénio se vão convertendo em hidrocarbonetos livres. Os valores anormalmente altos de S1 e IP também podem ser utilizados para identificar acumulações de petróleo ou capas protetoras impregnadas (Nuñez-Betelu & Baceta, 1994; Ibrahimbas & Riediger, 2004; McCarthy et al., 2011).

Tab. 14 - Resumo do cálculo dos índices utilizados na interpretação das características da rocha.

Índice de hidrogénio (IH)	Índice de oxigénio (IO)	Índice de produção (IP)
$IH = 100 \times \frac{S2}{COT}$	$IO = 100 \times \frac{S3}{COT}$	$IP = \frac{S1}{(S1 + S2)}$

#### 5.4.2 Picnometria de gás hélio

Para a realização deste ensaio foi utilizado o Picnómetro *AccuPyc™ 1340*, da marca *Micromeritics*. Este ensaio permitiu-nos analisar as porosidades efetivas (ver 0 4.2.1 Porosidade) dos diferentes membros da Formação de Vale das Fontes em diferentes afloramentos. O picnómetro de gás (Fig. 54) determina o volume verdadeiro de um sólido, mesmo que poroso, por variação da pressão de gás numa câmara de volume conhecido (Webb & Orr, 1977).

Normalmente, utiliza-se hélio porque este gás, além de inerte, penetra facilmente nos poros (acessíveis) da amostra, devido ao pequeno tamanho dos seus átomos, permitindo, assim, determinar o volume do sólido com mais rigor.



Fig. 54 - Picnómetro de gás hélio.

O picnómetro de hélio é constituído por duas câmaras de volumes conhecidos (por calibração prévia): a câmara onde se coloca a amostra e a câmara de expansão, ligadas por uma válvula (válvula de expansão).

Antes de iniciar a análise propriamente dita, a amostra, colocada na respectiva câmara, é sujeita a um processo de desgaseificação que consiste em repetidas purgas com hélio, para remoção de impurezas e humidade que, eventualmente, possa conter.

Depois de levado todo o sistema à pressão atmosférica, isola-se a câmara de expansão, fechando a válvula de expansão e pressuriza-se a câmara que contém a amostra até uma pressão P1 (cerca de 19,5 psi). Seguidamente, a válvula de expansão é aberta e, em consequência, ocorre um abaixamento de pressão para P2.

Admitindo o comportamento ideal do hélio, o volume do sólido pode ser calculado a partir da seguinte equação (Smith, 1996):

$$P_1 (V_a - V_s) = P_2 (V_a - V_s + V_e) \quad \text{Eq. 4}$$

Onde,

$$V_s = V_a - \frac{V_e}{\frac{P_1}{P_2} - 1} \quad \text{Eq. 5}$$

Em que:

- Va-volume da câmara da amostra;
- Ve-volume da câmara de expansão;
- Vs-volume do sólido

### 5.4.3 Ensaio de resistência à compressão simples

É praticamente impossível, deduzir as propriedades mecânicas das rochas submetidas à compressão a partir das características dos cristais, das partículas, do cimento que as compõem e das microfissuras e outras descontinuidades de maior significado existentes nelas. Por isso, torna-se necessário recorrer aos ensaios de laboratório para determinar as referidas propriedades.

Para a realização do ensaio utilizou-se o modelo 815 da marca *MTS - Rock Mechanics Test System* (Fig. 55).



Fig. 55 - Modelo 815 da marca MTS - Rock Mechanics Test System.

O ensaio permite determinar a resistência à compressão uniaxial de uma amostra cilíndrica de rocha com altura igual ao dobro do diâmetro. Além de servir para determinar a resistência mecânica, este ensaio proporciona, igualmente, as constantes elásticas da rocha importantes para este tipo de caracterização, ou seja, o seu módulo de *Young* e o seu coeficiente de *Poisson*.

Averiguar a resistência de uma rocha à compressão simples é importante por vários motivos: permite classificar as rochas segundo a sua resistência, sendo este um parâmetro importante nos critérios de rotura mais utilizados (Mohr-Coulomb e Hoek-Brown) e serve, também, para estimar a resistência dos pilares no caso das explorações mineiras.

Ainda que aparentemente seja um ensaio simples, a sua execução, assim como a interpretação dos resultados obtidos requer bastante atenção, pois por exemplo, a resistência à compressão simples de determinada rocha, pode variar amplamente entre as amostras selecionadas, devido à heterogeneidade que as mesmas poderão apresentar.

Os fatores mais intervenientes na resistência à compressão simples de rochas litologicamente similares são os seguintes: tamanho do grão, porosidade, meteorização, grão de microfissuração, natureza e resistência do cimento que une os grãos, densidade da rocha e pressão, e temperatura a que esteve submetida durante a sua formação (Oyanguren & Monge, 2004).

O ensaio de compressão simples foi normalizado em muitos países. Os aspetos básicos das normas existentes são os seguintes:

- Além das dimensões da amostra já anteriormente referidas, esta não deve conter descontinuidades geológicas que a atravessem;
- As superfícies do cilindro de rocha que estão em contacto com as placas da prensa com a que se realiza o ensaio devem ser planas, com uma precisão de 0,002 mm, e não devem separar-se da perpendicularidade ao eixo da amostra em mais de 0,001 radianos, ou seja, 0,04 mm em 40 mm.
- A carga deve ser aplicada a uma velocidade constante de 10 MPa/min, com o objetivo de conseguir a rotura dentro do intervalo de tempo sugerido pela norma seguida (ASTM 2938).

Durante o ensaio de compressão uniaxial, determinam-se os módulos de *Young* e o coeficiente de *Poisson* da rocha, através das medições das deformações axiais e laterais da amostra durante o processo de carga, o qual se realiza, geralmente, mediante três bandas extensométricas (ver Fig. 56 e Fig. 57), duas axiais e uma circunferencial, que se aplicam diretamente sobre a amostra de rocha.

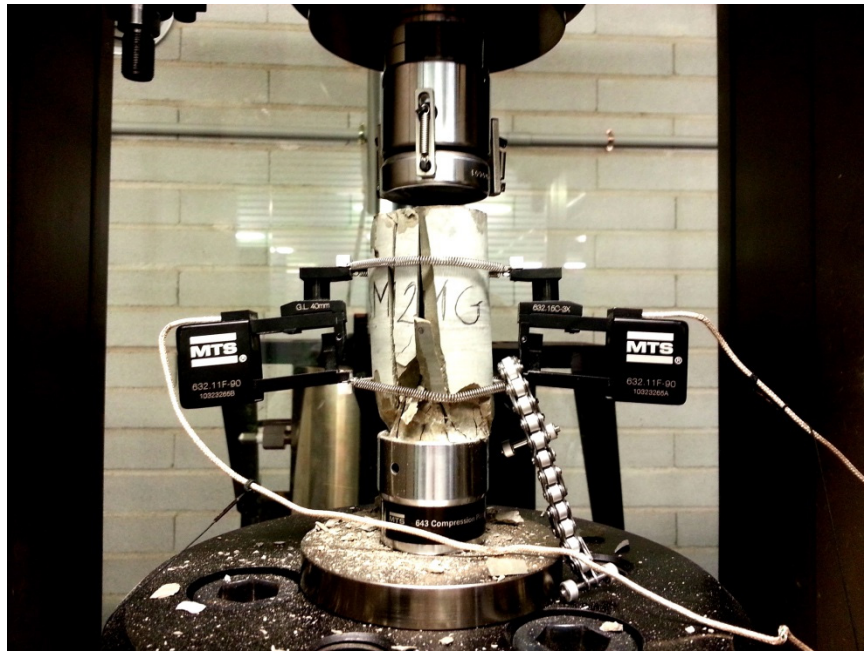


Fig. 56 - Ensaio uniaxial – pormenor da rotura da amostra.

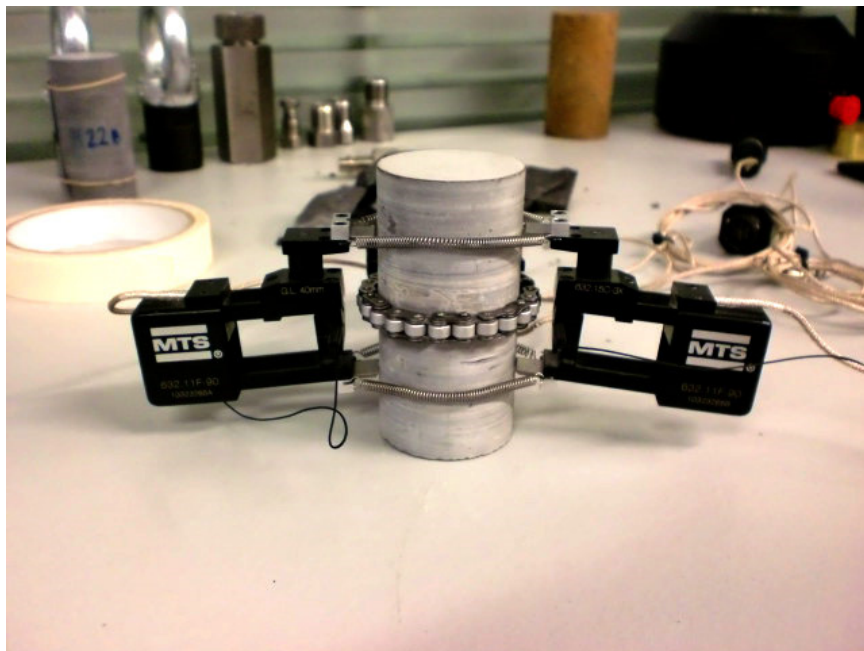


Fig. 57 - Ensaio uniaxial - pormenor das bandas extensométricas.

O intervalo das curvas tensão-deformação axial e radial, em que se devem calcular estes parâmetros elásticos, é a reta compreendida entre o final do fechamento das microfissuras e o umbral de fissuração. Teoricamente, este é o único intervalo reto dos diagramas tensão-deformação axial e tensão-deformação lateral. A pendente da primeira destas retas é o módulo de *Young* e a relação entre a pendente da segunda e da primeira é o coeficiente de *Poisson* (Vallejo et al., 2002; Oyanguren & Monge, 2004).

#### 5.4.4 Ensaio Darcypress

O equipamento utilizado na determinação das permeabilidades absolutas [ver definição capítulo 4.2.4] das amostras estudadas, foi o *DarcyPress™* (Fig. 58) da *Cydarex*. É importante referir, que até ao momento, ainda não existe nenhum ensaio normalizado para a determinação deste parâmetro, e que o equipamento utilizado é um protótipo desenvolvido pelo petrofísico francês Roland Lenormand que permite medições de permeabilidade a gases sob pressão confinante em amostras de rochas pequenas (5-10 mm), com permeabilidade entre 0,1 nanoDarcy a 10 Darcy.

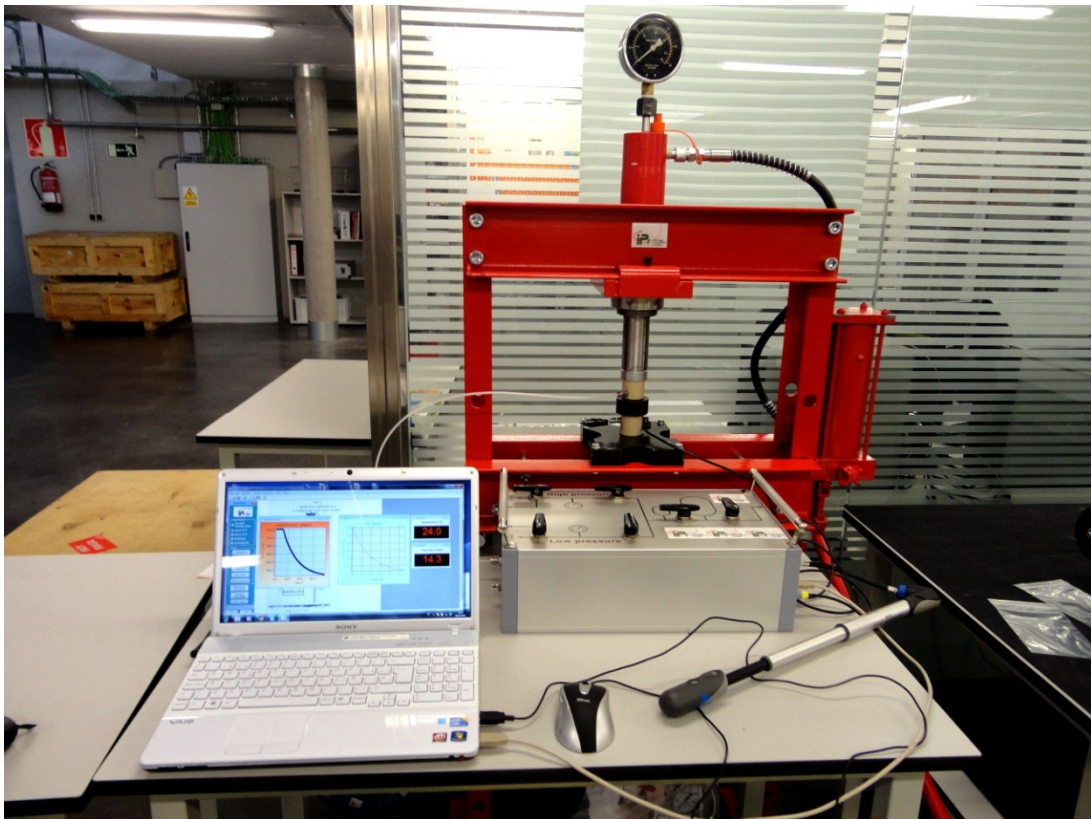


Fig. 58 – Equipamento Darcy Press.

A realização do ensaio inicia-se pela preparação do equipamento, que consiste basicamente em seleccionar o ensaio que se vai realizar conectando o compressor ou bomba de ar no orifício de entrada de ar, e, em seguida introduz-se a amostra na célula. É importante colocar bem as duas partes da célula, a superior na parte de cima e a inferior na parte de baixo, que se distinguem facilmente, visto que a inferior tem um espaço para conectar o sensor de pressão. Em seguida, coloca-se a célula na prensa e aciona-se a mesma até marcar 1,5-2 toneladas, verificando se a conexão USB está conectada ao computador.

Posteriormente, introduzem-se no programa informático todos os dados necessários, desde a descrição da amostra até ao tipo e propriedades do gás que vai ser utilizado no ensaio. Uma vez seleccionados todos os parâmetros necessários, realiza-se uma primeira medição. O equipamento é constituído por várias válvulas que correspondem a diferentes circuitos e são utilizados conforme as diferentes permeabilidades. De modo a conhecer qual o circuito mais indicado a utilizar, é necessário efetuar à priori uma estimativa de permeabilidade, ou seja, se a amostra tem permeabilidade alta, média ou baixa, não requerendo muita precisão neste processo.

Existem dois circuitos: o HP (*high pressure*), utilizado quando as amostras têm permeabilidades de uns mD a nD, e o LP (*low pressure*), quando as amostras têm desde uns poucos de D a mD. Para detectar se o circuito eleito é o mais adequado, é necessário observar a curva de variação de pressão com o tempo. A curva idónea para que o programa interprete corretamente os resultados é aquela em que a pressão cai totalmente, num tempo aproximado de 1 minuto. Se esta curva é demasiado brusca ou demasiado suave, em princípio, quer dizer que o circuito escolhido não é o mais indicado.

Caso esta situação se verifique, reinicia-se outra vez o ensaio e opta-se por outro circuito. Outra forma de saber qual o circuito a eleger é estudar não só a forma das curvas, mas também o valor da pressão a partir da qual varia a pendente da derivada das curvas. Se este valor é maior de 200 mbar, utiliza-se o circuito de alta pressão; se é menor, utiliza-se o de baixa pressão.

#### **5.4.5 Difração de raios-X aplicando o método de *Rietveld***

Uma parte do trabalho implicou a aplicação da difração de raios X (DRX) associada ao método de *Rietveld* na determinação quantitativa da composição mineralógica de 9 amostras, correspondentes aos 3 membros da Formação de Vale das Fontes, para cumprir com este objetivo, foi utilizado o equipamento *Empyrean*, da marca *PANalytical* (Fig. 59).



Fig. 59 - Difractómetro de Raio X.

A DRX representa o fenómeno de interação entre um feixe incidente de raios X e os eletrões dos átomos componentes de um material, sendo, posteriormente, detetados os fotões difratados (Cullity, 1956).

Os raios X, quando atingem um material, podem ser espalhados elasticamente, sem perda de energia pelos eletrões dos átomos (espalhamento coerente). O fotão de raios X, após a colisão com o eletrão da amostra, muda sua trajetória, mantendo, porém, o mesmo comprimento de onda da radiação incidente. Assim sendo, cada eletrão transforma-se instantaneamente, num novo centro de emissão de raios X (Jenkins & Snyder, 1996).

Se os átomos que geram este espalhamento estiverem arranados de maneira sistemática, como no caso de uma estrutura cristalina, verifica-se que as relações de fase entre os espalhamentos tornam-se periódicas e que o fenómeno de difração dos raios X é observado em vários ângulos de

incidência do feixe, desde que o seu comprimento de onda  $\lambda$  seja da ordem de grandeza das distâncias entre os centros espalhadores -  $d$ , como resultado de uma interferência construtiva e ocorrendo nas direções de espalhamento que satisfazem a Lei de Bragg. A teoria da difração de raios X é detalhada por Cullity (1956).

A Lei de Bragg é expressa pela seguinte equação:

$$n\lambda = 2 d \sin \theta \quad \text{Eq. 6}$$

Onde  $\lambda$  corresponde ao comprimento de onda da radiação incidente, “ $n$ ” à ordem de difração (número inteiro), “ $d$ ” à distância interplanar para o conjunto de planos  $hkl$  (índice de Miller) da estrutura cristalina e  $\theta$  ao ângulo de incidência dos raios X (medido entre o feixe incidente e os planos cristalinos).

Com o desenvolvimento da tecnologia computacional, desenvolveu-se uma metodologia que permite o refinamento de estruturas cristalinas complexas, possibilitando a quantificação de fases por difração de raios X a partir do método de *Rietveld* (Rietveld, 1969).

Esta metodologia permite que os vários interferentes no padrão difratométrico (ver exemplo, Fig. 60) sejam considerados, compensados, corrigidos ou minimizados (Will, 2006).

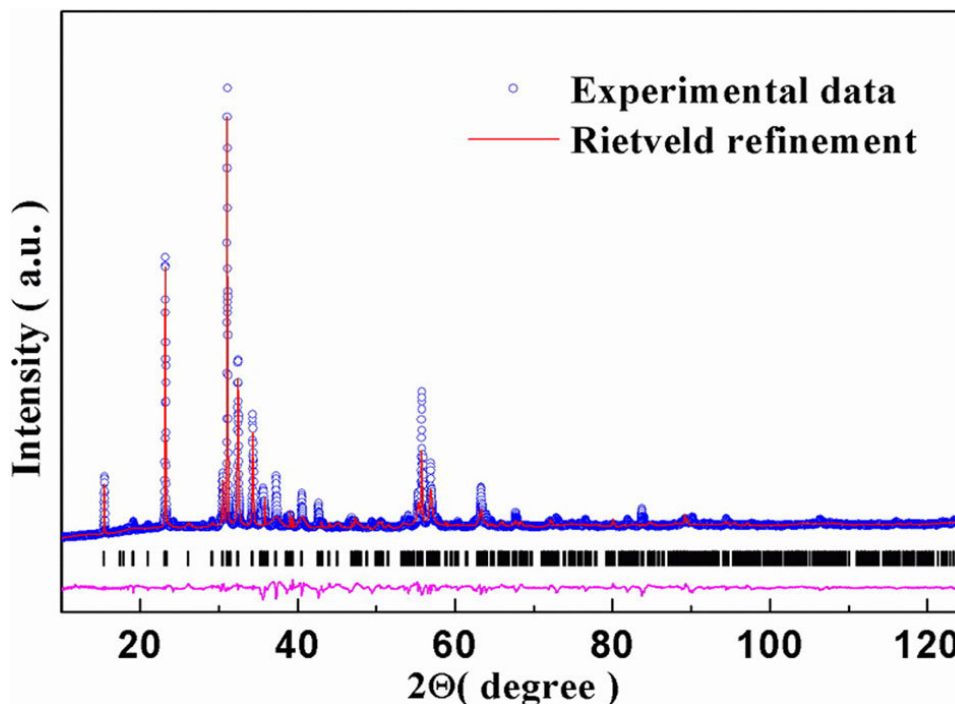


Fig. 60 – Exemplo de um padrão difratométrico com refinamento *Rietveld* (Wang et al., 2012).

O termo refinamento pelo método de *Rietveld* refere-se ao processo de ajuste dos parâmetros utilizados na geração do padrão calculado para que seja o mais próximo do experimental, tendo sempre em consideração a sobreposição dos picos de todas as fases presentes e as contribuições do ruído de fundo (background). Durante o refinamento, parâmetros intitulados globais e específicos de cada fase constituinte e, por vezes, parâmetros instrumentais que afetam fisicamente os difractogramas, podem ser considerados, calculados e compensados (Young, 2002).

Estudos salientam a firmeza do método de *Rietveld*, considerando a aplicabilidade para amostras tanto homogêneas como heterogêneas. Destacam a rapidez do método e a efetiva capacidade de distinção de fases, bem como a produção de dados quantitativos para as mesmas, possibilitando ainda o tratamento manual, aquando da sobreposição de picos e o desenvolvimento de programas de quantificação de amostras para refinamentos pré-estabelecidos, tendo em vista sua aplicação na indústria (Spicer et al., 2008).

## ❖ **CAPÍTULO 6 - DEMONSTRAÇÃO E INTERPRETAÇÃO DE**

### **RESULTADOS**



## 6 Demonstração e interpretação de resultados

Com base no exposto até ao momento, a avaliação da capacidade de determinada unidade geológica ser considerada um potencial jazigo de *shale gas*, deve ser realizada mediante a análise de determinados parâmetros petrofísicos e geoquímicos. Neste capítulo irão ser apresentados e interpretados os resultados obtidos provenientes dos ensaios laboratoriais realizados, comparando-os com valores de referência propostos por determinados autores e com valores de formações geológicas produtoras de *shale gas*. Todos os relatórios fornecidos pela Fundación Instituto Petrofísico podem ser consultados no Anexo VI.

Na Tab. 15, apresentam-se valores de referência, que permitem a comparação entre os resultados obtidos e os desejados, no entanto, e como referido anteriormente é necessário ter a noção que cada jazigo de *shale gas* é único nas suas características e necessita ser estudado como um sistema independente.

Tab. 15 - Parâmetros de referência para a viabilidade dum jazigo de *shale gas* (adaptado de Sondergeld et al., 2010).

Parâmetros de referência	Resultados desejados
Saturação de água	<40%
Profundidade	O mais superficial na janela de gás seco
Fracturação: tipo e constituição	Orientação vertical vs. Horizontal Fracturação sem enchimento vs. Preenchida com sílica ou calcite
Composição do Gás	Baixa em CO <sub>2</sub> , N, e H <sub>2</sub> S
Porosidade ao enchimento de gás	>2%
Tipo de gás (biogénico, termogénico, ou misto)	Termogénico
Heterogeneidade vertical interna	Quanto menor melhor
Mineralogia	>40% de quartzo ou carbonatos <30% Argilas Baixa expansibilidade Sílica biogénica vs. detrítica
Gás in situ (livre e adsorvido)	>2,83 x 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> /secção
Permeabilidade	>100 nanoDacry
Coefficiente de Poisson (estático)	<0.25
Pressão	>11,31 kPa/m
Temperatura do reservatório	> 110 °C
Selagens	Barreiras no topo e na base
Maturação térmica	Janela gás seco > 1,4 Ro
Espessura	>30 m
COT	>2%
Módulo de Young	> 20700 MPa

Note-se que para a realização deste projecto foi estabelecida uma metodologia de avaliação preliminar (apenas estudo de afloramentos, com base numa litoestratigrafia de alta resolução), pelo que só será possível comparar alguns dos parâmetros apresentados na tabela, uma vez que os restantes apenas poderiam ser comparados com amostras resultantes de poços exploratórios.

Mediante os ensaios realizados, os parâmetros possíveis de comparar foram a mineralogia, a espessura, a permeabilidade, o coeficiente de *Poisson*, a maturação térmica, COT e o módulo de *Young*.

## 6.1 Resultados Rock Eval 6

Nas tabelas seguintes (Tab. 16, e Tab. 17), apresentam-se os resultados obtidos a partir do ensaio Rock Eval 6. É de assinalar, que as tabelas encontram-se divididas através de linhas negras horizontais, pelos membros que constituem a Formação de Vale das Fontes (MCUP, MCG e MCNB), e subdivididas por linhas encarnadas pelos afloramentos onde foram recolhidas as amostras (Peniche, Brenha e Coimbra).

Tab. 16 – Parâmetros geoquímicos básicos.

Amostra	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax (°C)	COT (%)	IH (mg HC/g COT)
P.M1.1	0.06	1.29	0.85	436	0.87	148
P.M1.2	0.02	0.26	0.9	437	0.53	49
P.M1.3	0.03	0.23	1.3	435	0.54	43
P.M1.4	0.03	0.33	1.72	437	0.58	57
P.M1.5	0.02	0.29	1.27	429	0.49	59
B.M1.1	0.02	0.22	0.68	442	0.12	183
B.M1.2	0.03	0.15	0.65	436	0.32	47
C.M1.1	0.02	0.24	0.53	427	0.44	55
C.M1.2	0.02	0.01	0.43	392	0.21	5
P.M2.1	0.03	0.23	1.14	428	0.45	51
P.M2.2	0.02	0.13	1.39	436	0.44	30
P.M2.3	0.08	4.08	1.66	434	2.35	174

P.M2.4	0.06	0.76	1.06	436	1.11	68
P.M2.5	0.43	48.24	5.7	426	11.5	419
P.M2.6	0.23	31.69	7.49	432	9.82	323
P.M2.7	0.07	2.78	1.59	436	1.63	171
P.M2.8	0.07	0.81	1.03	432	0.98	83
P.M2.9	0.06	0.62	0.91	433	0.9	69
P.M2.10	0.16	24.09	6.39	432	7.99	302
B.M2.1	0.02	0.13	0.45	439	0.2	65
B.M2.2	0.02	0.18	0.69	345	0.2	90
B.M2.3	0.04	3.8	2.16	443	2.38	160
B.M2.4	0.05	3.39	1.09	436	2.12	160
C.M2.1	0.01	0	0.5	377	0.21	0
C.M2.2	0.06	1.06	0.46	434	1.12	95
C.M2.3	0.01	0.27	0.45	429	0.48	56
C.M2.4	0.05	0.23	0.39	427	0.37	62
P.M3.1	0.09	2.01	1.55	440	1.56	129
P.M3.2	0.11	4.81	1.07	435	2.2	219
P.M3.3	0.12	5.76	1.18	433	2.38	242
P.M3.4	0.07	1.66	0.73	435	1.22	136
P.M3.5	0.1	5.07	1.09	437	2.16	235
P.M3.6	0.11	2.5	1.08	435	1.53	163
P.M3.7	0.57	54.93	1.34	426	8.57	641
P.M3.7_R	0.64	58.05	1.31	426	8.84	657
P.M3.8	1.38	95.74	1.91	426	14.99	639
P.M3.8_R	1.49	102.34	1.79	428	15.58	657
P.M3.9	0.12	6.79	0.93	432	2.62	259
P.M3.10	0.12	12.72	1.91	430	3.52	361
P.M3.11	0.04	0.51	1.1	430	0.74	69
P.M3.12	0.06	3.79	1.9	437	1.98	191
P.M3.13	0.05	2.26	2.06	436	1.59	142
P.M3.14	0.24	37.7	6.59	426	10.13	372
P.M3.14_R	0.25	38.55	6.24	428	10.05	384
P.M3.15	0.06	1.27	1	435	1.78	71
P.M3.15_R	0.08	1.41	0.82	434	1.3	108
B.M3.1	0.25	37.61	2.66	422	7.43	506
B.M3.1_R	0.32	38.76	2.62	420	7.41	523
B.M3.2	0.07	7.98	1.06	431	2.53	315
B.M3.3	0.05	8.48	1.13	429	3.29	258

<b>B.M3.4</b>	0.06	15.98	1.45	429	3.99	401
<b>C.M3.1</b>	0.11	25.23	1.38	424	5.2	485
<b>C.M3.2</b>	0.06	3.83	0.6	431	1.61	238
<b>C.M3.3</b>	0.04	1.68	0.51	431	1.05	160
<b>C.M3.4</b>	0.04	1.95	0.66	433	1.45	134

**Legenda:** S1 – hidrocarbonetos ligeiros;

S2 – quantidade de hidrocarbonetos que se podem gerar durante a maturação térmica;

S3 – quantidade de CO<sub>2</sub> orgânico (pirólise);

Tmax – temperatura máxima medida no pico S2;

COT – quantidade total de carbono orgânico;

IH – índice de hidrogénio.

Tab. 17 - Parâmetros adicionais.

Amostra	IP	S3CO (mg/g)	S3'CO (mg/g)	S3'	S4CO (mg/g)	S4CO2 (mg/g)	CP (%)	RCCO (%)	RCCO2 (%)	RC (%)	IOCO	IO	CMIn (%)
P.M1.1	0.05	0.02	0.2	20	2.93	22.03	0.14	0.13	0.6	0.73	2	98	6.72
P.M1.2	0.07	0.03	0.2	20.2	1.36	15.33	0.05	0.06	0.42	0.48	6	170	7.22
P.M1.3	0.11	0.04	0.2	27.7	1.33	15.42	0.06	0.06	0.42	0.48	7	241	6.74
P.M1.4	0.09	0.05	0.3	35.9	1.34	15.64	0.09	0.06	0.43	0.49	9	297	6
P.M1.5	0.08	0.06	0.2	28.5	1.23	13.66	0.07	0.05	0.37	0.42	12	259	4.31
B.M1.1	0.08	0.05	0.2	8.5	0.19	2.69	0.04	0.01	0.07	0.08	42	567	10.95
B.M1.2	0.15	0.03	0.2	12	0.46	9.65	0.04	0.02	0.26	0.28	9	203	5.27
C.M1.1	0.1	0.1	0.3	12.7	1.37	12.01	0.05	0.06	0.33	0.39	23	120	7.71
C.M1.2	0.53	0.02	0.1	8.9	0.26	6.65	0.02	0.01	0.18	0.19	10	205	7.73
P.M2.1	0.12	0.04	0.2	27.3	0.99	12.76	0.06	0.04	0.35	0.39	9	253	6.94
P.M2.2	0.15	0.07	0.1	26.4	1.04	12.64	0.06	0.04	0.34	0.38	16	316	5.27
P.M2.3	0.02	0.27	0.5	20.8	7.19	59.71	0.41	0.31	1.63	1.94	11	71	4.01
P.M2.4	0.07	0.06	0.3	21.3	4.63	29.17	0.11	0.2	0.8	1	5	95	6.02
P.M2.5	0.01	2.04	1.4	18.2	20.36	231.74	4.31	0.87	6.32	7.19	18	50	5.09
P.M2.6	0.01	2.01	1.6	25.3	18.63	221.89	2.97	0.8	6.05	6.85	20	76	5.46
P.M2.7	0.02	0.17	0.4	33.9	4.18	42	0.3	0.18	1.15	1.33	10	98	5.49
P.M2.8	0.08	0.04	0.3	34.6	2.99	27.27	0.11	0.13	0.74	0.87	4	105	5.29
P.M2.9	0.08	0.03	0.2	33.8	3.04	25.02	0.09	0.13	0.68	0.81	3	101	5.57
P.M2.10	0.01	1.67	1.4	27.2	10.68	192.2	2.29	0.46	5.24	5.7	21	80	4.74
B.M2.1	0.14	0.02	0.1	8.5	0.37	5.54	0.03	0.02	0.15	0.17	10	225	9.92
B.M2.2	0.1	0.03	0.2	8.1	0.17	5.64	0.04	0.01	0.15	0.16	15	345	10.53

B.M2.3	0.01	0.44	0.8	11	2.98	67.57	0.41	0.13	1.84	1.97	18	91	6.3
B.M2.4	0.02	0.26	0.5	9.5	7.12	53.98	0.34	0.31	1.47	1.78	12	51	5.92
C.M2.1	0.71	0.02	0.1	11.4	0.19	6.74	0.02	0.01	0.18	0.19	10	238	9.09
C.M2.2	0.05	0.13	0.4	10.2	4.15	29.9	0.12	0.18	0.82	1	12	41	7.42
C.M2.3	0.04	0.06	0.3	12.9	1.2	14.4	0.04	0.05	0.39	0.44	12	94	8.17
C.M2.4	0.18	0.09	0.2	12.3	1.25	10.44	0.04	0.05	0.28	0.33	24	105	9.04
P.M3.1	0.04	0.13	0.6	29.8	4.48	41.5	0.24	0.19	1.13	1.32	8	99	6.62
P.M3.2	0.02	0.12	0.4	18.8	7.62	51.99	0.45	0.33	1.42	1.75	5	49	5.03
P.M3.3	0.02	0.15	0.4	17.5	8.5	54.41	0.54	0.36	1.48	1.84	6	50	4.78
P.M3.4	0.04	0.05	0.3	17.7	4.82	30.66	0.17	0.21	0.84	1.05	4	60	4.49
P.M3.5	0.02	0.12	0.4	20.4	7.24	50.74	0.47	0.31	1.38	1.69	6	50	4.19
P.M3.6	0.04	0.09	0.3	21.7	5.44	38.09	0.26	0.23	1.04	1.27	6	71	5.26
P.M3.7	0.01	0.78	0.7	9	13.45	121.06	4.69	0.58	3.3	3.88	9	16	7.12
P.M3.7_R	0.01	0.77	0.8	9.1	13.56	121.07	4.96	0.58	3.3	3.88	9	15	7.12
P.M3.8	0.01	1.4	0.9	12	23.53	212.17	8.19	1.01	5.79	6.8	9	13	4.53
P.M3.8_R	0.01	1.37	0.9	11.9	23.78	213.22	8.74	1.02	5.82	6.84	9	11	4.5
P.M3.9	0.02	0.13	0.4	15.2	9.58	58.65	0.61	0.41	1.6	2.01	5	35	3.78
P.M3.10	0.01	0.29	0.6	31.7	7.62	75.33	1.14	0.33	2.05	2.38	8	54	4.61
P.M3.11	0.07	0.02	0.2	19.5	3.15	19.25	0.08	0.14	0.52	0.66	3	149	4.17
P.M3.12	0.01	0.22	0.4	23.9	5.68	49.59	0.39	0.24	1.35	1.59	11	96	4.23
P.M3.13	0.02	0.16	0.4	27.7	4.68	41.52	0.26	0.2	1.13	1.33	10	130	5.45
P.M3.14	0.01	2.13	1.9	24.3	16.29	218.93	3.46	0.7	5.97	6.67	21	65	4.83
P.M3.14_R	0.01	2.08	1.8	24.1	15.11	215.61	3.52	0.65	5.88	6.53	21	62	4.81
P.M3.15	0.05	0.07	0.3	21.5	4.8	51.94	0.15	0.21	1.42	1.63	4	56	3.02

P.M3.15_R	0.06	0.07	0.3	21.5	4.93	33.98	0.16	0.21	0.93	1.14	5	63	3.56
B.M3.1	0.01	1.23	0.8	9.4	16.48	125.98	3.28	0.71	3.44	4.15	17	36	5.9
B.M3.1_R	0.01	1.22	0.8	9.4	16.54	121.87	3.38	0.71	3.32	4.03	16	35	5.8
B.M3.2	0.01	0.37	0.5	9.1	6.86	55.88	0.72	0.29	1.52	1.81	15	42	5.66
B.M3.3	0.01	0.42	0.5	6.9	11.37	74.28	0.77	0.49	2.03	2.52	13	34	6.41
B.M3.4	0	0.66	0.7	7.8	10.12	78.89	1.41	0.43	2.15	2.58	17	36	5.97
C.M3.1	0	0.76	0.5	8	12.88	90.41	2.18	0.55	2.47	3.02	15	27	5.12
C.M3.2	0.01	0.2	0.5	8.8	5.1	37.82	0.36	0.22	1.03	1.25	12	37	7.84
C.M3.3	0.03	0.12	0.4	9.9	3.83	26.52	0.17	0.16	0.72	0.88	11	49	7.05
C.M3.4	0.02	0.17	0.4	7.2	5.55	37.05	0.2	0.24	1.01	1.25	12	46	5.07

Legenda:

- IP – índice de produção;  
**S3CO** – quantidade de CO orgânico (pirólise);  
**S3'CO** – quantidade de CO proveniente da decomposição dos minerais (pirólise);  
**S3'** – quantidade de CO<sub>2</sub> proveniente da decomposição dos minerais (pirólise);  
**S4CO** – quantidade de CO orgânico residual (oxidação);  
**S4CO2** – quantidade de CO<sub>2</sub> orgânico residual (oxidação);  
**CP** - quantidade de carbono orgânico peroxidado;  
**RCCO** - quantidade de carbono orgânico residual (CO);  
**RCCO2** - quantidade de carbono orgânico residual (CO<sub>2</sub>);  
**RC** - quantidade de carbono orgânico residual total (CO + CO<sub>2</sub>);  
**IOCO** – índice de oxigênio de CO;  
**IO** – índice de oxigênio;  
**CMin** – carbono mineral

Os valores apresentados nas tabelas anteriores resultam da leitura dos pirogramas fornecidos pelo equipamento. Na Fig. 61, observa-se a título de exemplo o pirograma de uma das amostras analisadas. Os restantes encontram-se disponíveis para consulta no Anexo II.

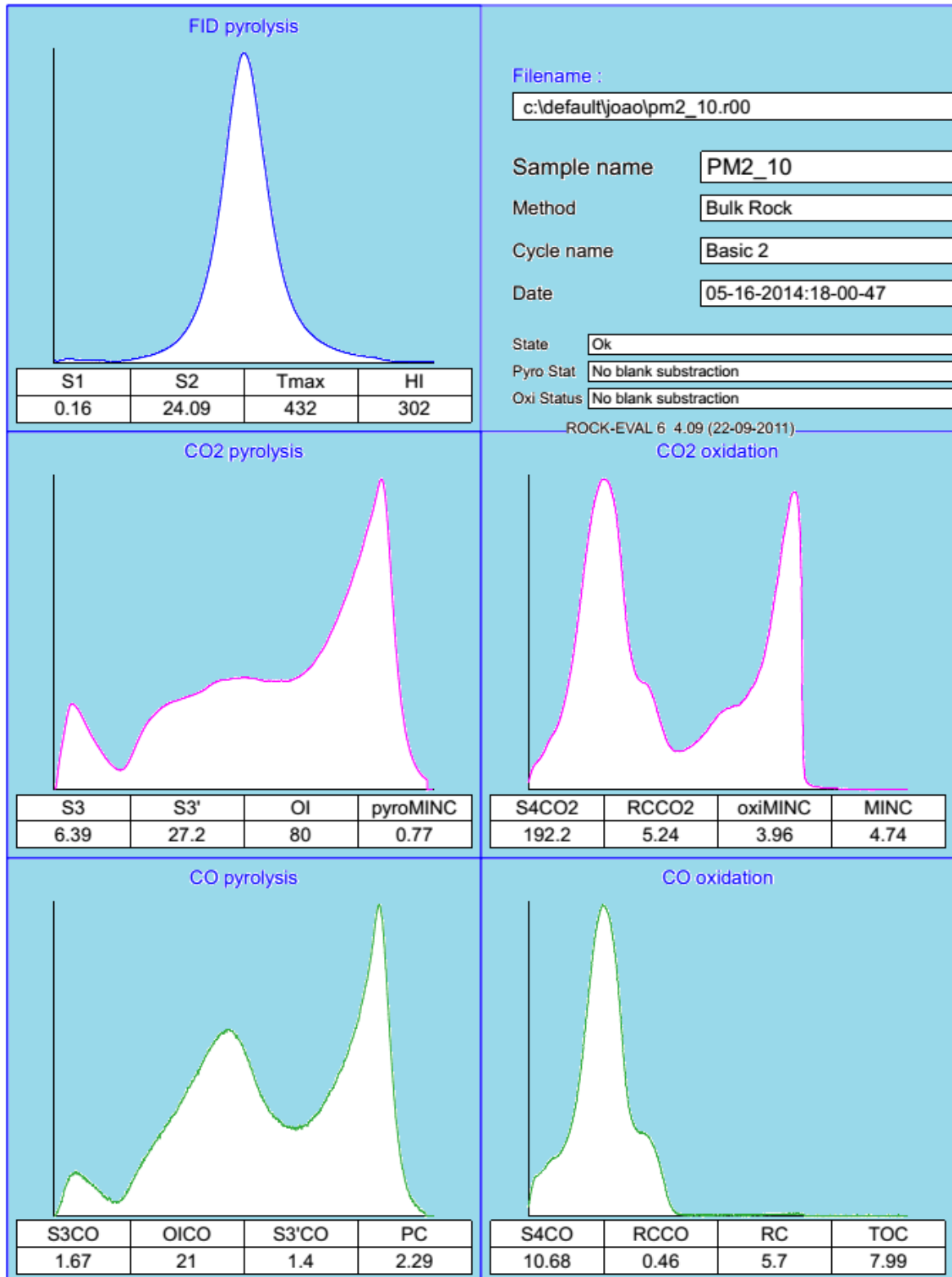


Fig. 61 - Pirograma da amostra P.M2.10.

Para que exista geração de hidrocarbonetos numa matriz rochosa considera-se necessário um COT superior a 0,5. Valores de COT na ordem de 2% já representam um bom teor de carbono orgânico, e valores de 4% um muito bom teor. De salientar, que em valores de COT inferiores a 0,5%, alguns dos parâmetros como o índice de oxigênio, pode que sejam anómalos. A qualidade da rocha em função do seu COT foi anteriormente indicada na Tab. 7.

O  $T_{max}$  representa a temperatura a que a maior parte dos hidrocarbonetos se produzem em laboratório durante a pirólise. Este parâmetro é importante pois, a maturação térmica de uma amostra deduz-se pelos seus valores, relacionando-os também com os valores obtidos através do ensaio da reflectância da vitrinite (este ensaio não foi realizado), como se pode observar na Tab. 9, previamente apresentada.

Em relação ao  $T_{max}$  cabe referir, que valores inferiores a 435°C indicam a presença de matéria orgânica imatura, valores compreendidos entre 435°C e 455°C indicam matéria orgânica madura (janela do óleo), valores entre 455°C e 470°C consideram-se valores da zona transicional e valores superiores a 470°C representam uma zona de gás húmido e matéria orgânica pós-matura (ver Tab. 9).

Na Fig.62, pode-se observar a distribuição dos resultados obtidos.

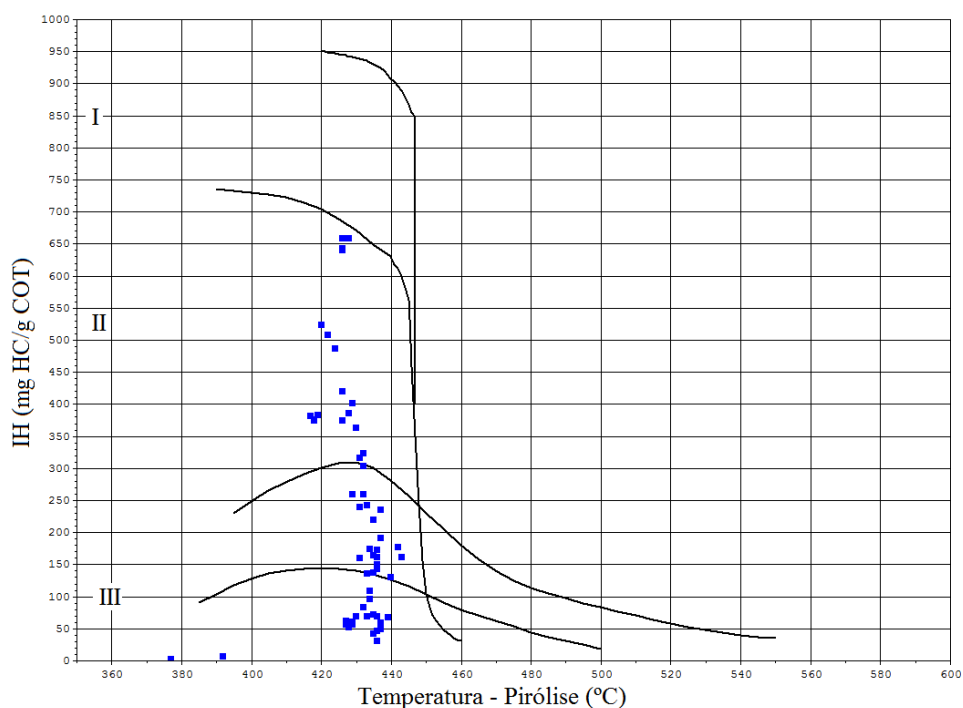


Fig. 62 - Índice de hidrogênio (IH) em função do Tmax (adaptado do relatório fornecido pela Fundación Instituto Petrofísico).

A relação que permite a avaliação do tipo de querogénio é dada em função do valor do índice de hidrogénio obtido, como se observa na Tab. 18.

Tab. 18 – Relação entre o tipo de querogénio e o IH (adaptado de Ibrahimbas & Riediger, 2004).

Tipo de querogénio	IH (mg HC/g COT)
I	>600
II	300 – 600
III	200 – 300
IV	50 - 200

A Fig. 63, permite observar a distribuição das amostras analisadas em função do seu tipo de querogénio.

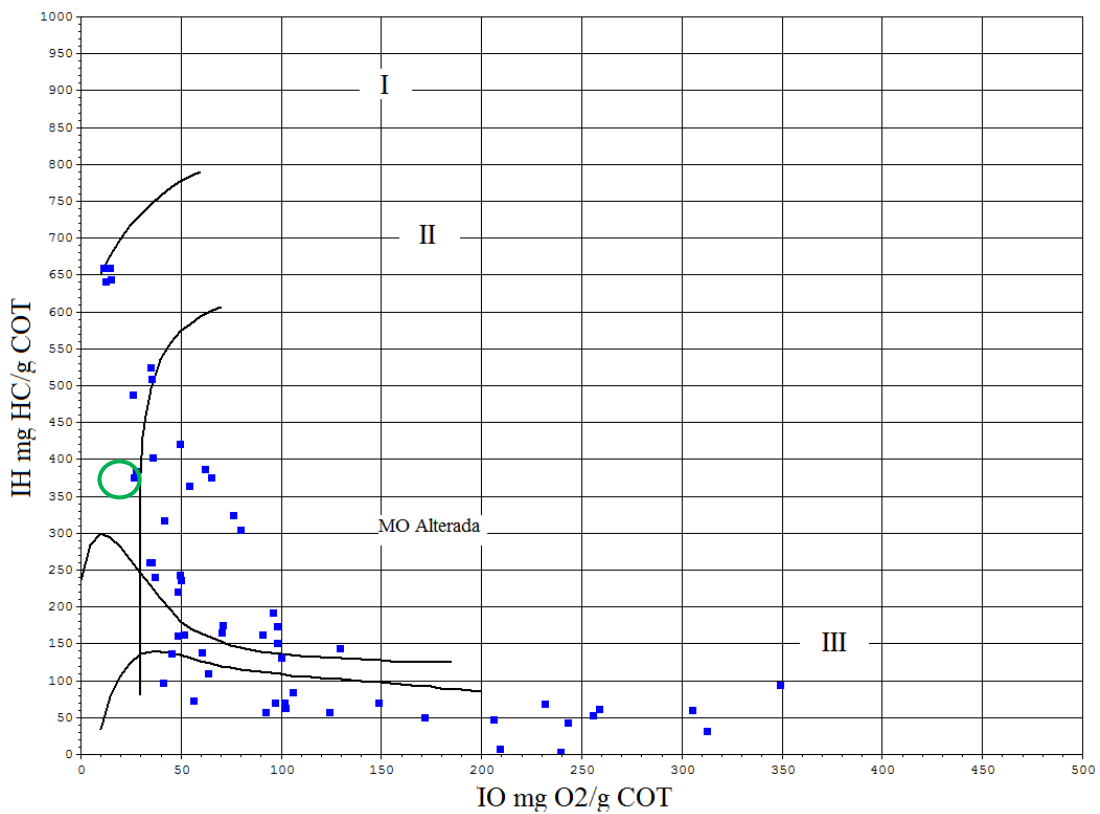


Fig. 63 - Índice de hidrogénio (IH) em função do índice de oxigénio (IO) (adaptado do relatório fornecido pela Fundación Instituto Petrofísico).

Em seguida apresentam-se as tabelas resumo dos parâmetros obtidos (Tab. 19, Tab. 20 e Tab. 21) através do ensaio Rock Eval 6, onde se avaliam individualmente os membros que constituem a formação, e a Formação de Vale das Fontes de um modo global.

Durante o ensaio realizaram-se repetições de algumas amostras, devidamente identificadas com a letra "R" (como se observa na Tab. 16 e Tab. 17), visto que existiram algumas dúvidas relativamente aos resultados obtidos, no entanto, e uma vez que os resultados obtidos nas amostras repetidas foram idênticos aos das amostras originais, foram contabilizados apenas os resultados originais na elaboração das tabelas resumo.

a) Carbono orgânico total (COT)

Como se verifica através da análise da Tab. 19, os resultados mostram o membro MCNB como a unidade mais rica em termos de matéria orgânica (34,8% no intervalo 2-4% e 21,7% no intervalo >4%), seguido do membro MCG (16,7% no intervalo 2-4% e 16,7% no intervalo >4%), e por último o membro MCUP com todas as amostras analisadas a apresentarem um COT inferior a 2%. Estes dados confirmam as informações prévias publicadas em Oliveira et al. (2006), Duarte et al. (2010b).

Tab. 19 - Resumo dos valores de COT das amostras analisadas.

Membro	Nº total de amostras	0-2% (Nº de amostras - %)	2-4% (Nº de amostras - %)	>4% (Nº de amostras - %)	COT médio (%)	COT máximo (%)	COT mínimo (%)
MCUP	9	100%	0%	0%	0,46%	0,87%	0,12%
MCG	18	66,7%	16,7%	16,7%	2,46%	11,5%	0,2%
MCNB	23	43,5%	34,8%	21,7%	3,63%	14,99%	0,74%
<b>Fm.</b>	<b>50</b>	<b>62%</b>	<b>22%</b>	<b>16%</b>	<b>2,64%</b>	<b>14,99%</b>	<b>0,12%</b>

De um modo global, a análise indica que Formação apresenta um teor médio de COT de 2,64% (valor máximo 14,99; valor mínimo 0,12%).

b) Maturação térmica

Em relação à maturação térmica, a análise da Tab. 20 indica o membro MCUP como a unidade mais madura da Formação ao apresentar 66,7% das suas amostras no intervalo 435-455°C (matéria orgânica matura), no entanto, se analisarmos individualmente os resultados obtidos de cada uma das 6 amostras que representam os 66,7%, e as compararmos com a Tab. 9, apresentada anteriormente, verifica-se que todas elas se encontram “no início” da maturação. Os restantes membros (MCG e MCNB) apresentam mais de 65% das suas amostras no intervalo correspondente à matéria orgânica imatura (<435 °C).

Tab. 20 - Resumo dos valores de  $T_{max}$  das amostras analisadas.

Membro	Nº total de amostras	<435 °C (Nº de amostras - %)	435-455°C (Nº de amostras - %)	>455°C (Nº de amostras %)	Tmax média (°C)	Tmax máxima (°C)	Tmax mínima (°C)
MCUP	9	3	6	0	430	442	392
MCG	18	12	6	0	425	443	345
MCNB	23	15	8	0	431	440	422
Fm.	50	30	20	0	429	443	345

Em termos gerais, a Formação de Vale das Fontes apresenta-se maioritariamente imatura, com 60% das amostras a corresponderem ao intervalo <435 °C. Outro dado relevante é verificar que nenhum dos resultados obtidos se encontra “no pico” do estágio de maturação (maturação 445-450°C, ver Tab. 9), o valor obtido mais próximo do intervalo de temperaturas correspondente ao pico de maturação foi de 443 °C, correspondente à amostra B.M2.3 do membro MCG. Todos estes dados são igualmente confirmados pelos trabalhos prévios de Oliveira et al. (2006) e Duarte et al. (2012).

c) Tipo de querogénio

Ao analisar a Tab. 21, verifica-se que a totalidade das amostras analisadas pertencentes ao membro MCUP indica que embora seja a unidade com a matéria orgânica mais matura (ver Tab. 20), o seu querogénio é do tipo IV, indicando a incapacidade de geração de hidrocarbonetos em quantidades exploráveis (ver Fig. 24). Das amostras recolhidas no membro MCG, os resultados obtidos indicam que o tipo de querogénio presente é maioritariamente do tipo IV (83,3%), por sua vez as amostras do membro MCNB são as que apresentam melhor distribuição relativamente ao tipo de querogénio presente. Estas evidências confirmam os dados anteriormente publicados em Oliveira et al. (2006).

Tab. 21 - Resumo do tipo de querogénio das amostras analisadas.

Membro	Nº total de amostras	Tipo I (Nº de amostras - %)	Tipo II (Nº de amostras - %)	Tipo III (Nº de amostras - %)	Tipo IV (Nº de amostras - %)
MCUP	9	0	0	0	9
MCG	18	0	2	1	15
MCNB	23	2	6	6	9
Fm.	50	2	8	7	33
		4%	16%	14%	66%

Em termos gerais, as amostras analisadas indicam a incapacidade da Formação de Vale das Fontes gerar hidrocarbonetos em quantidades exploráveis, ao apresentar querogénio do tipo 4 em 66% das amostras analisada, no entanto os restantes resultados (4%, 16% e 14%, respetivamente tipo I, IIe III), consideram-se bastante interessantes, pelo que seria recomendado a continuação deste tipo de análise de forma a incrementar a base de dados proveniente deste e de outros trabalhos, anteriormente citados.

## 6.2 Resultados da picnometria de gás hélio

A Tab. 22 apresenta os resultados obtidos no ensaio da picnometria de gás hélio. Verifica-se que a média obtida para a densidade do grão (2,69) aproxima-se bastante do valor tabelado na Tab. 11 referente à calcite (2,71). Os resultados da difração de raios-X, analisados à continuação, no capítulo 6.5, comprovam que a calcite é o mineral mais representativo das amostras analisadas.

Tab. 22 – Porosidades e densidades de grão das amostras analisadas.

Amostra	Peso (g)	Medidas (mm)		Porosidade				Densidade do grão (g/cm <sup>3</sup> )
		Longitude	Diâmetro (m)	Volume Total (cm <sup>3</sup> )	Volume Sólido (cm <sup>3</sup> )	Volume do Poro (cm <sup>3</sup> )	Porosidade (%)	
P.M1.2G	255	79,78	39,81	99,32	94,77	4,55	4,6	2,69
P.M1.5G	250,8	79,54	39,93	99,62	92,84	6,78	6,8	2,7
C.M1.1G	247,6	80,15	39,72	99,31	92,1	7,22	7,3	2,69
P.M2.1G	254,1	80,2	39,94	100,46	94,46	6	6	2,69
P.M2.2G	247,1	79,81	39,82	99,38	91,5	7,88	7,9	2,7
B.M2.1G	262,2	79,22	39,93	99,22	98,77	0,44	0,4	2,65
P.M3.3G	225,5	79,07	39,9	98,88	83,93	14,95	15,1	2,69
P.M3.4G	233,3	79,51	39,75	98,69	87,12	11,57	11,7	2,68
B.M3.1G	248,1	80,27	39,45	98,12	92,21	5,9	6	2,69
							7,3	2,69

Em relação à porosidade, o valor médio obtido (7,3%), enquadra-se com o expectável para um eventual jazigo de *shale* gas (ver análise do capítulo 6.7, apresentada à continuação). Apesar do número de dados ser muito reduzido, e por conseguinte não se poder concluir de forma clara, verifica-se que o membro MCNB será eventualmente o mais magroso e poroso.

### 6.3 Resultados do ensaio de resistência à compressão simples

A Tab. 23, apresenta um resumo dos parâmetros geomecânicos obtidos.

Tab. 23 - Parâmetros geomecânicos obtidos.

Amostra	Densidade do grão (g/cm <sup>3</sup> )	Porosidade (%)	Carga máx. (kN)	Tensão máx. (MPa)	Mod. Young (MPa)	Coef. Poisson
P.M1.2G	2,69	4,6	194,15	155,98	30269	0,26
P.M1.5G	2,7	6,8	163,21	130,33	23212	0,22
C.M1.1G	2,69	7,3	92,01	74,25	23745	0,16
P.M2.1G	2,69	6	89,38	71,34	38379	0,16
P.M2.2G	2,7	7,9	62,52	50,21	25981	0,22
B.M2.1G	2,65	0,4	188,67	150,67	39468	0,2
P.M3.3G	2,69	15,1	26,76	21,4	1927	0,14
P.M3.4G	2,68	11,7	45,2	36,4	5120	0,06
B.M3.1G	2,69	6	152,64	124,88	25624	0,21
	2,69	7,3	112,73	90,61	23747	0,18

Apesar de o número de amostras ser pouco significativo, relacionaram-se os valores obtidos com a classificação proposta pela ISRM (Tab. 24).

Tab. 24 - Estado de Resistência da Rocha (adaptado de ISRM, 1978).

Grau	Designação	Tensão máx. $\sigma$ (MPa)	Análise expedita
<b>R6</b>	Extremamente resistente	>250	A rocha lasca depois de sucessivos golpes de martelo e ressoa quando batida
<b>R5</b>	Muito resistente	100 – 250	Requer muitos golpes de martelo para partir espécimes intactos de rocha
<b>R4</b>	Resistente	50 – 100	Pedaços pequenos de rocha seguros com a mão são partidos com um único golpe de martelo
<b>R3</b>	Razoável	25 – 50	Um golpe firme com o pico do martelo de geólogo faz identações até 5mm; com faca consegue-se raspar a superfície
<b>R2</b>	Branda II	5 – 25	Com faca é possível cortar o material, mas este é demasiado duro para lhe dar a forma de provete para ensaio triaxial
<b>R1</b>	Branda I	1 – 5	O material desagrega-se com o golpe firme do pico de martelo de geólogo
<b>R0</b>	Muito branda	0,25 – 1	Consegue-se marcar com a unha

Assim sendo, e comparando as tensões máximas com os intervalos tabelados, verifica-se que para o membro MCUP a qualidade da rocha varia entre “Resistente” (amostra correspondente ao afloramento de Coimbra) e “Muito resistente” (amostras correspondentes ao afloramento de Peniche), para o membro MCG, a qualidade da rocha varia entre “Resistente” (amostras correspondentes ao afloramento de Peniche) e “Muito resistente” (amostra correspondente ao afloramento da Brenha). No membro MCNB a qualidade varia entre “Razoável” (amostras correspondentes ao afloramento de Peniche) e “Muito resistente” (amostra correspondente ao afloramento da Brenha).

Numa abordagem global da Formação de Vale das Fontes, o valor médio obtido (90,61 MPa) classifica-a como “Resistente”.

Em relação aos módulos elásticos, obtiveram-se valores médios de 23747MPa e 0,18 (módulo de *Young* e coeficiente de *Poisson* respetivamente). Analisando a Tab. 25 não se conseguem enquadrar os valores médios obtidos com a litologia da formação em estudo (calcário margoso), porém segundo as categorias propostas por Gercek (2007), observadas na Tab. 26, pode-se classificar o coeficiente de *Poisson* médio obtido (0,18) como baixo.

Tab. 25 - Intervalo típico para valores de módulo de *Young* e coeficiente de *Poisson* (adaptado de SPE, 2013).

Litologia	Módulo de <i>Young</i> (MPa)	Coefficiente de <i>Poisson</i>
<b>Arenito macio</b>	0 - 6895	0,2 – 0,35
<b>Arenito médio</b>	13790 - 34474	0,15 – 0,25
<b>Arenito duro</b>	41369 - 69848	0,1 – 0,15
<b>Calcário</b>	55158 - 82737	0,30 – 0,35
<b>Carvão</b>	0 - 6895	0,35 – 0,45
<b>Xisto</b>	6895 - 69848	0,28 – 0,43

Tab. 26 - Classificação do coeficiente de *Poisson* (adaptado de Gercek, 2007).

Categoria	Coefficiente de <i>Poisson</i>
<b>Muito baixo</b>	0 – 0,1
<b>Baixo</b>	0,1 – 0,2
<b>Médio</b>	0,2 – 0,3
<b>Alto</b>	0,3 – 0,4
<b>Muito alto</b>	0,4 – 0,5

A Fig. 64 que se apresenta em seguida, obtida a partir dos valores de módulo de *Young* e coeficiente de *Poisson*, vai permitir no capítulo 6.7 estabelecer uma comparação entre o comportamento da Formação Vale das Fontes e a Formação de Woodford (EUA), proporcionando uma ideia relativa ao índice de fragilidade.

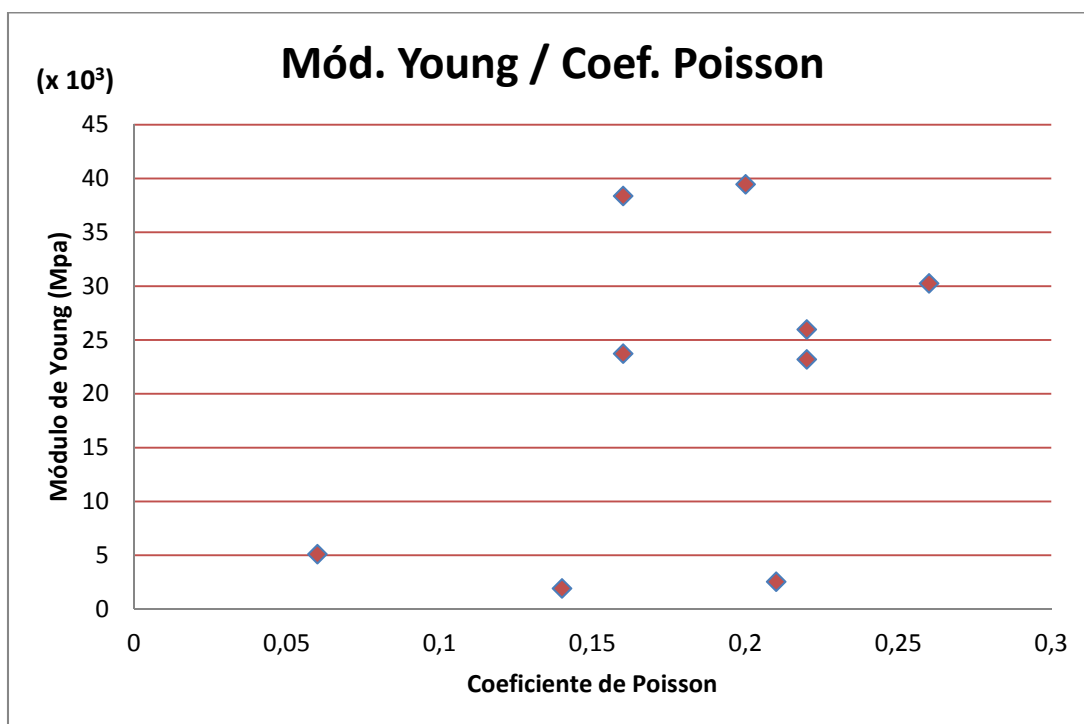


Fig. 64 - Módulo de *Young* / Coeficiente de *Poisson*.

A título de exemplo, apresenta-se um dos boletins (Fig. 65) emitidos pela *Fundación Instituto Petrofísico* referente às amostras de geomecânica (os restantes encontram-se no Anexo III):

Specimen Identifier	Maximum Load (kN)	Maximum Stress (MPa)	Axial Strain (mm/mm)	Lateral Strain (mm/mm)	Volumetric Strain (mm/mm)
UCS_PM1.2G_12-05-14	194,150	155,978	0,005	-0,002	0,002

	Young's Modulus (MPa)	Correlation Coeff (r <sup>2</sup> )	Poisson's Ratio	Correlation Coeff (r <sup>2</sup> )
Tangent [25% - 75%]	30269,37	0,999332	0,256803	0,996049
Average [20% - 80%]	30222	0,998989	0,258322	0,994096
Secant [0% - 50%]	33935,78		0,197507	

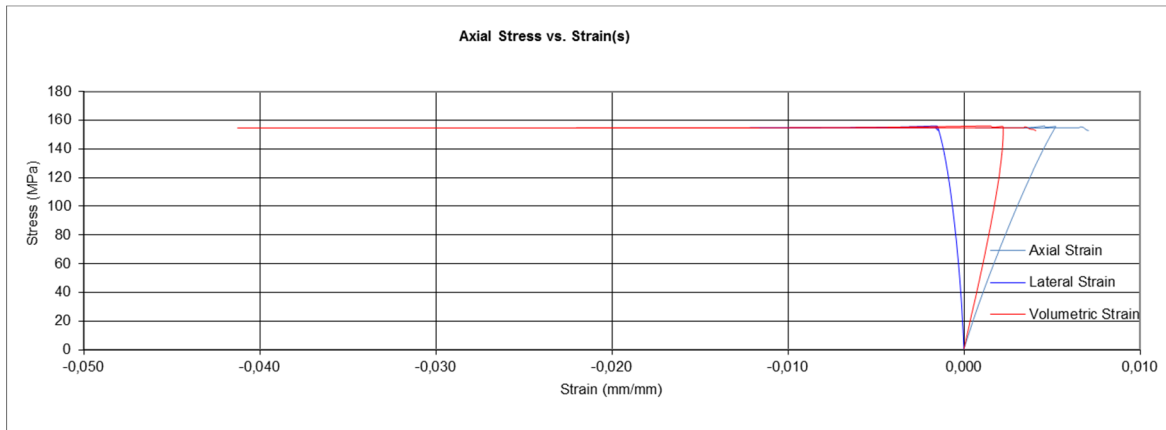
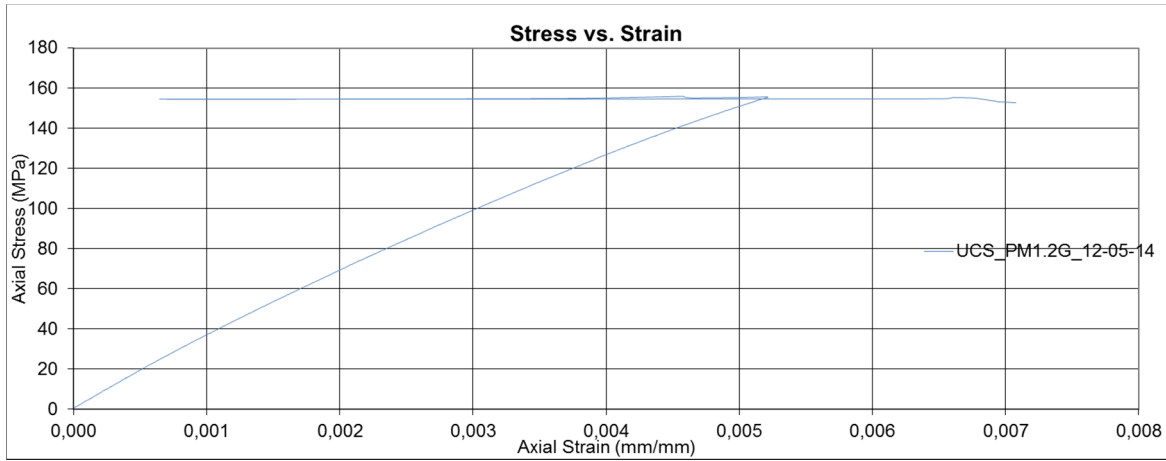


Fig. 65 – Boletim geomecânico – amostra P.M1.2G, fornecido pela Fundación Instituto Petrofísico.

As Fig. 66, Fig. 67 e Fig. 68 têm o objetivo de relacionar os dados obtidos realizando uma análise interpretativa:

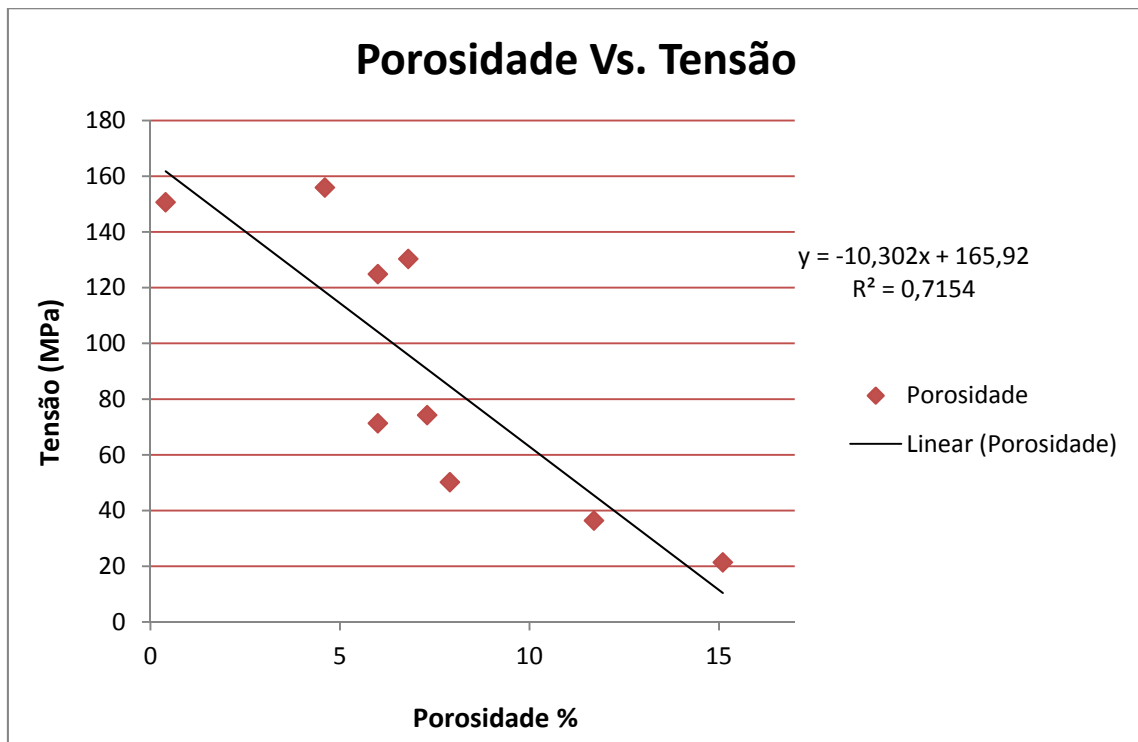


Fig. 66 - Relação entre a porosidade e a tensão de rotura.

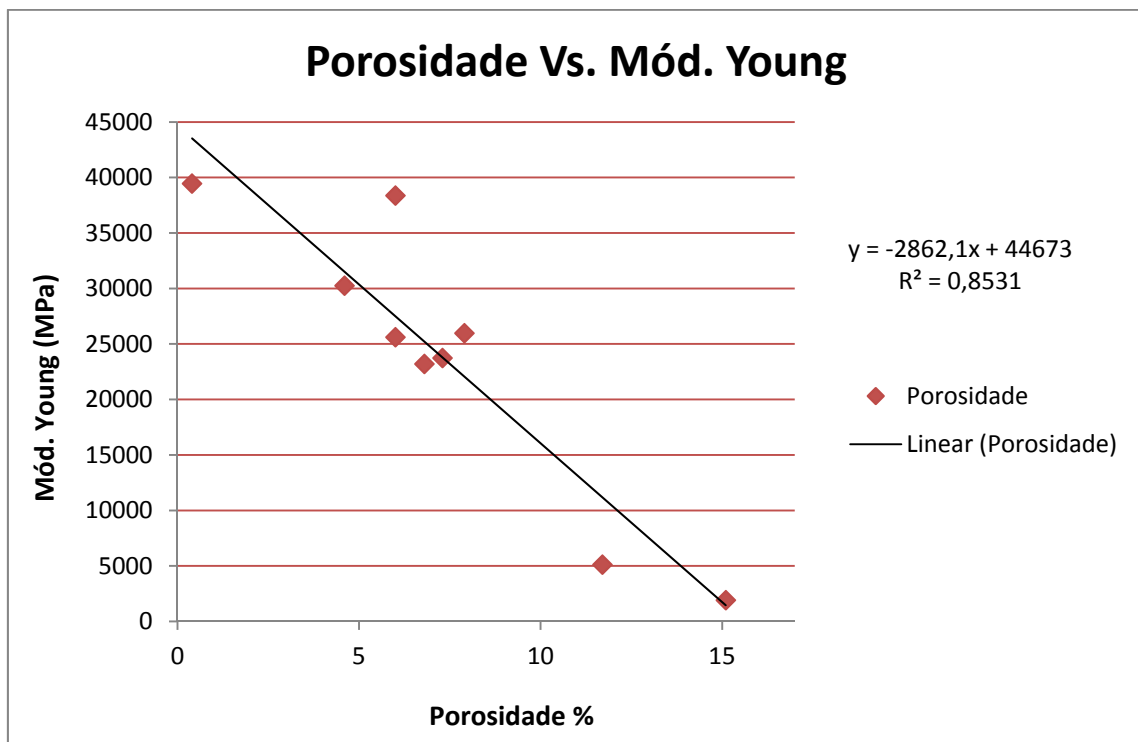


Fig. 67 - Relação entre a porosidade e o módulo de Young.

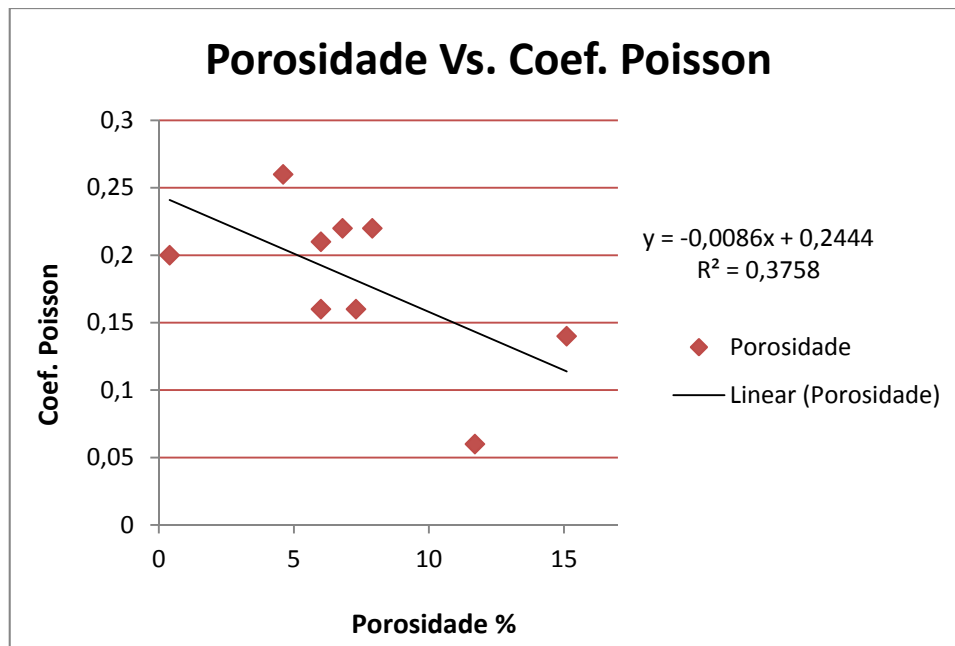


Fig. 68 - Relação entre a porosidade e o coeficiente de *Poisson*.

No entanto, apesar de a interpretação não ser conclusiva, devido à limitação do número de dados, salientam-se os baixos coeficientes de correlação obtidos nas regressões lineares efetuadas. Esta situação resulta, principalmente devido à heterogeneidade do material analisado (amostras rochosas).

## 6.4 Resultados do ensaio Darcypress

A Tab. 27 exhibe as permeabilidades ao gás (Kg) e ao líquido (Kl), obtidas nas amostras analisadas:

Tab. 27 - Resultados do ensaio Darcypress.

Amostra	Longitude (mm)	Diâmetro (mm)	Porosidade (%)	Kg (μD)	Kl (μD)
P.M1.2G	4,89	11,82	4,6	8,558	1,995
P.M1.5G	3,11	13,85	6,8	94,383	42,185
C.M1.1G	2,53	17,67	7,3	16,336	3,788
P.M2.1G	3,93	14,82	6	42,417	16,054
P.M2.2G	4,42	14,37	7,9	29,183	8,881
B.M2.1G	3,04	11,81	0,4	114,585	55,432
P.M3.3G	3,17	16,97	15,1	22,164	5,924
P.M3.4G	4,59	13,65	11,7	69,231	28,906
B.M3.1G	4,46	15,59	6	467,126	243,199
				95,998	45,152

Em relação aos resultados obtidos, cabe salientar que o restrito número de amostras e as suas reduzidas dimensões (ver capítulo 5.3), as torna pouco representativas na hora de caracterizar uma formação com vários quilómetros de extensão e dezenas de metros de espessura. No entanto, a grande mais-valia deste ensaio é fornecer a ordem de grandeza característica da formação, neste caso, em função do número de dados disponíveis, podemos dizer que se trata de uma formação pouco permeável com valores na ordem de grandeza do microdarcy ( $\mu\text{D}$ ). Podemos observar que a maioria das amostras se situa no intervalo entre 10-100  $\mu\text{D}$ , como comprovam os valores médios obtidos ( $K_g = 95,998 \mu\text{D}$ ;  $K_l = 45,152 \mu\text{D}$ ).

Referir também, que estes valores resultam de amostras de afloramento. Como referido anteriormente, Vallejo et al. (2002) indica que em profundidade o estado de tensão da rocha aumenta, provocando o fecho de fissuras e diminuindo a permeabilidade, até a um certo limite, a partir do qual o aumento das tensões pode iniciar o aparecimento de novas fraturas, provocando o aumento da permeabilidade.

As Fig. 69 e Fig. 70, apresentadas em seguida, demonstram a fraca correlação entre a porosidade e as permeabilidades como demonstram os coeficientes obtidos, no entanto, este era um resultado expectado pois significa, que nem sempre uma rocha muito porosa é necessariamente muito permeável, pois a permeabilidade, além de estar dependente do número de poros está também dependente da sua interconetividade.

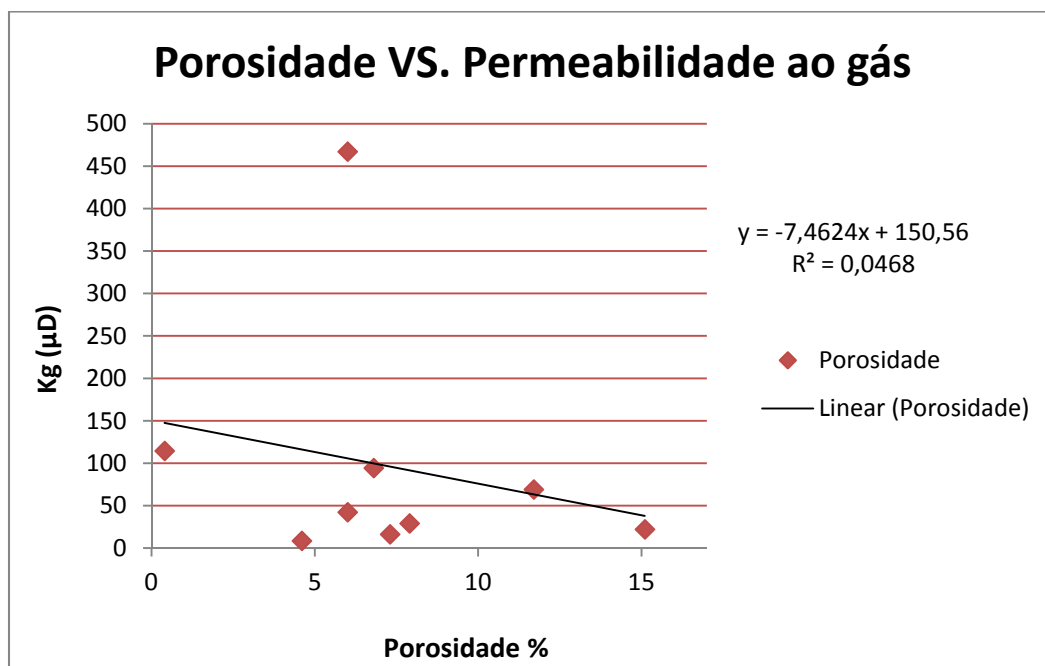


Fig. 69 - Porosidade VS. Permeabilidade ao gás.

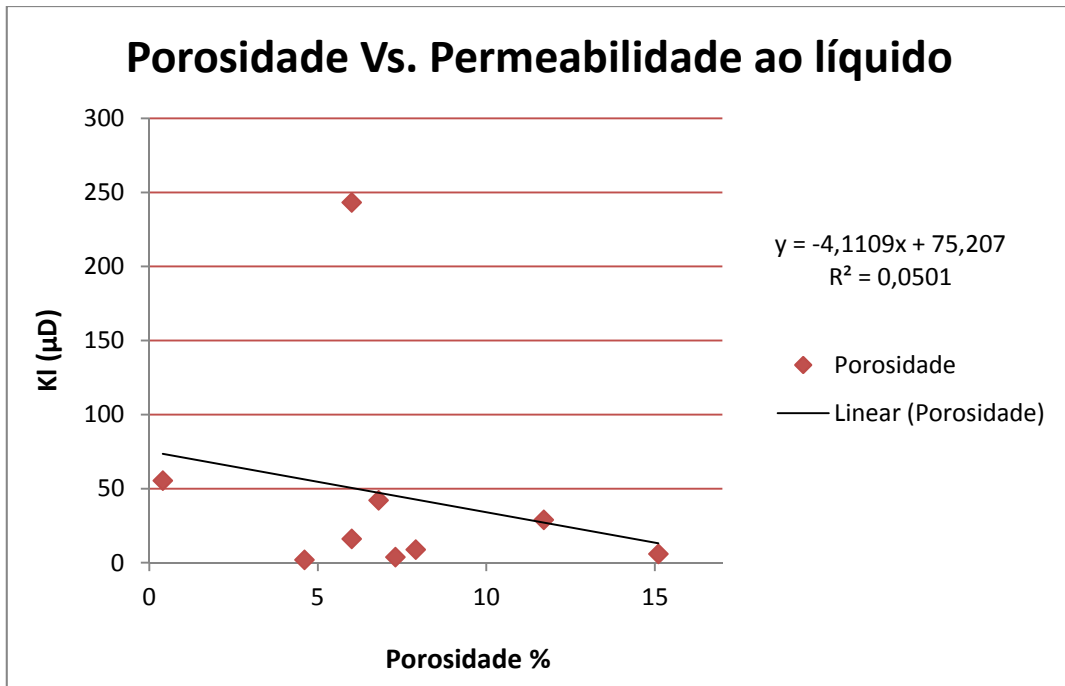


Fig. 70 - Porosidade Vs. Permeabilidade ao líquido.

Por seu turno, a Fig. 71 demonstra a excelente correlação existente entre os dois tipos de permeabilidade, facilmente explicada pelo cálculo automático realizado pelo software do equipamento Darcypress, que extrapola o resultado obtido da permeabilidade ao gás resultante da interpretação das curvas de variação de pressão, obtendo o resultado da permeabilidade ao líquido.

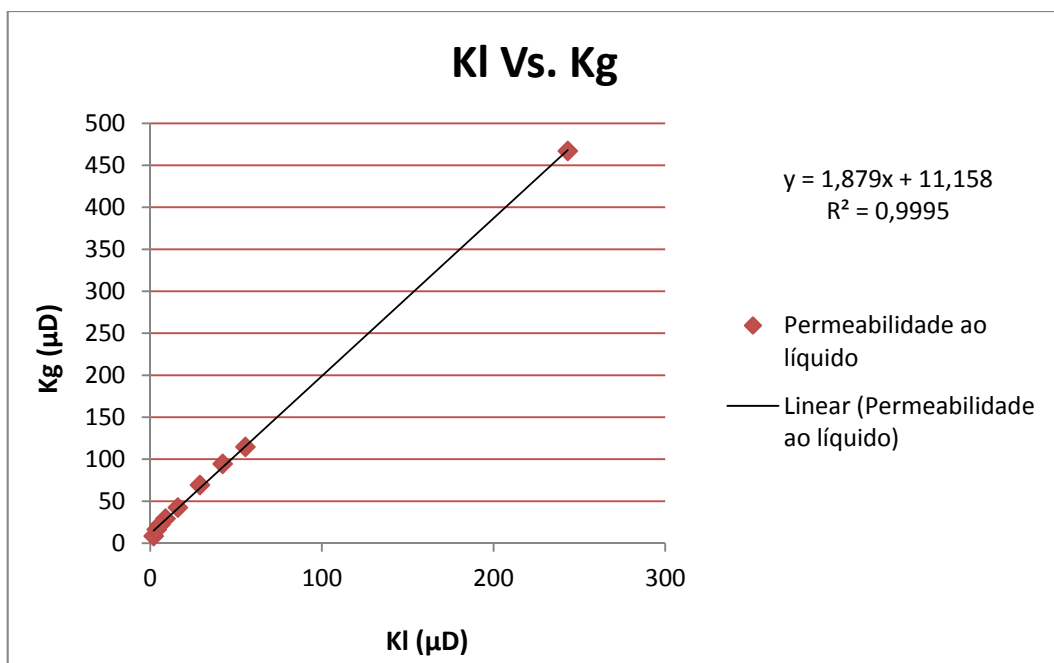


Fig. 71 - KI Vs. Kg.

Apresenta-se também, a título de exemplo um dos boletins fornecidos pela *Fundación Instituto Petrofísico*, relativo a uma das amostras analisadas (P.M1.5.G) (Fig. 72), sendo que os restantes podem ser consultados no Anexo IV.

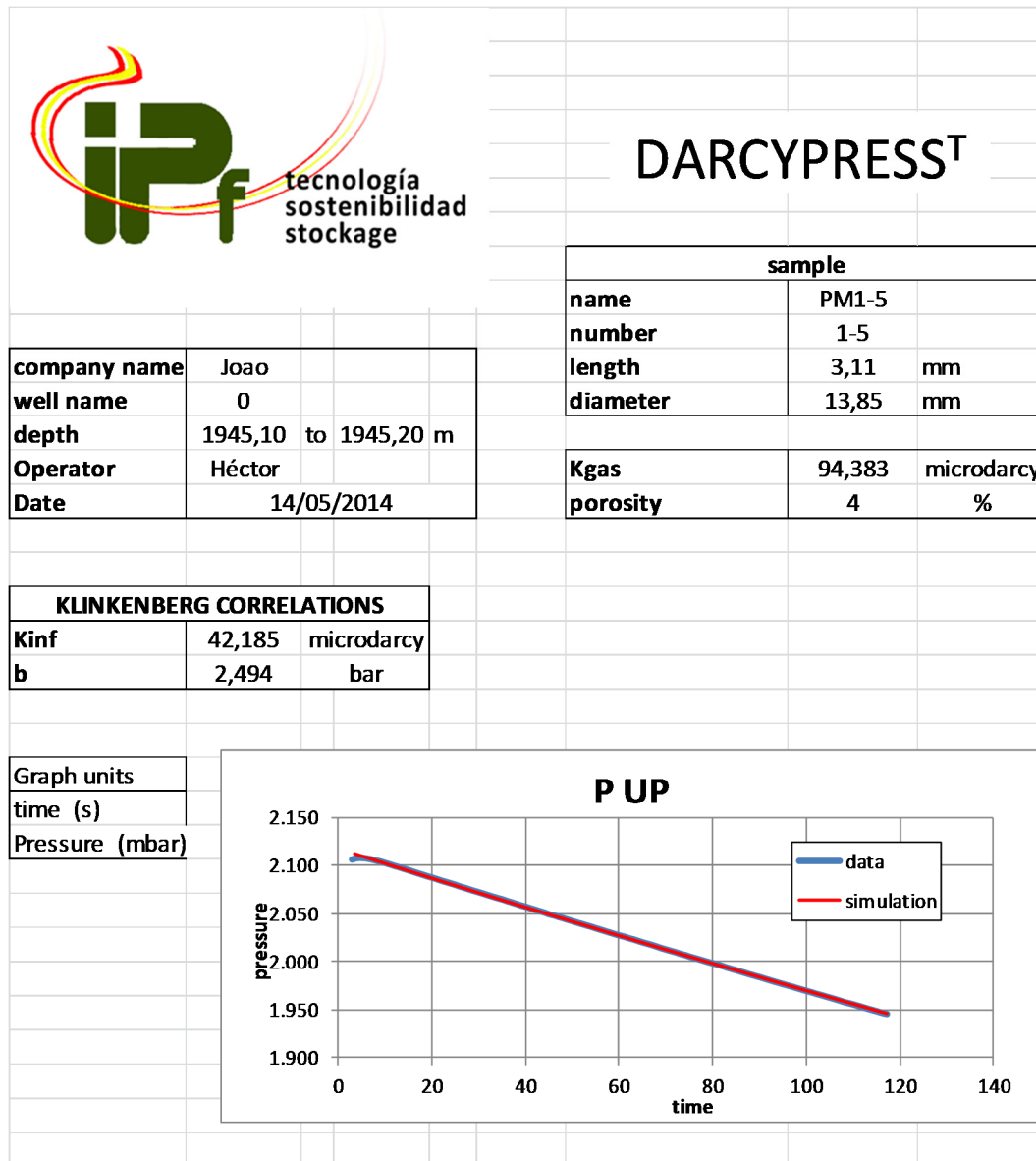


Fig. 72 - Boletim Darcypress – amostra P.M1.5.G, fornecido pela Fundación Instituto Petrofísico.

## 6.5 Resultados da difração de raios-X aplicando o método de *Rietveld*

A Tab. 28 apresenta os resultados obtidos pela DRX.

Tab. 28 - Resultados DRX.

Amostra	Calcite (%)	Quartzo (%)	Filossilicatos (%)	Magnetite (%)	Albite (%)
P.M1.2G	95.6	3.6	0.8	-	-
P.M1.5G	79.7	11.6	8.6	-	-
C.M1.1G	88.7	9.1	2.2	-	-
P.M2.1G	96.9	2	1.1	-	-
P.M2.2G	90.8	5	4.2	-	-
B.M2.1G	94.2	5.3	-	0.5	-
P.M3.3G	64.6	14.7	14.4	-	6.3
P.M3.4G	59.2	14.6	22	-	4.3
B.M3.1G	85.2	7.8	7.1	-	-

Apesar do reduzido número de análises, fica demonstrado que o mineral mais representativo em todas as amostras analisadas é a calcite, seguido do quartzo e dos filossilicatos. Embora haja a convicção que os níveis mais margosos não tenham sido analisados.

É interessante relacionar estes resultados com os resultados obtidos no ensaio de resistência à compressão simples. Deste modo, verifica-se que as amostras mais argilosas, P.M3.3G e P.M3.4G (14,4 e 22% de filossilicato, e as únicas com presença de albite, 6,3 e 4,3%), ambas pertencentes ao membro MCNB no afloramento de Peniche, foram as menos resistentes no ensaio de resistência à compressão simples (tensão máxima 21,4 e 36,4 MPa).

Um dado curioso, foi a presença de magnetite na amostra B.M2.1G (0,5%) pertencente ao membro MCG, no entanto, e por parecer pouco credível, devido à natureza litológica das amostras, suspeita-se que tal facto se deva a algum erro na interpretação do respetivo pico, no padrão difratométrico obtido.

Em seguida apresenta-se, a título de exemplo, o padrão difratométrico da amostra B.M2.1G (Fig. 73), fornecido pelo *software* do equipamento, os restantes serão apresentados no Anexo V.

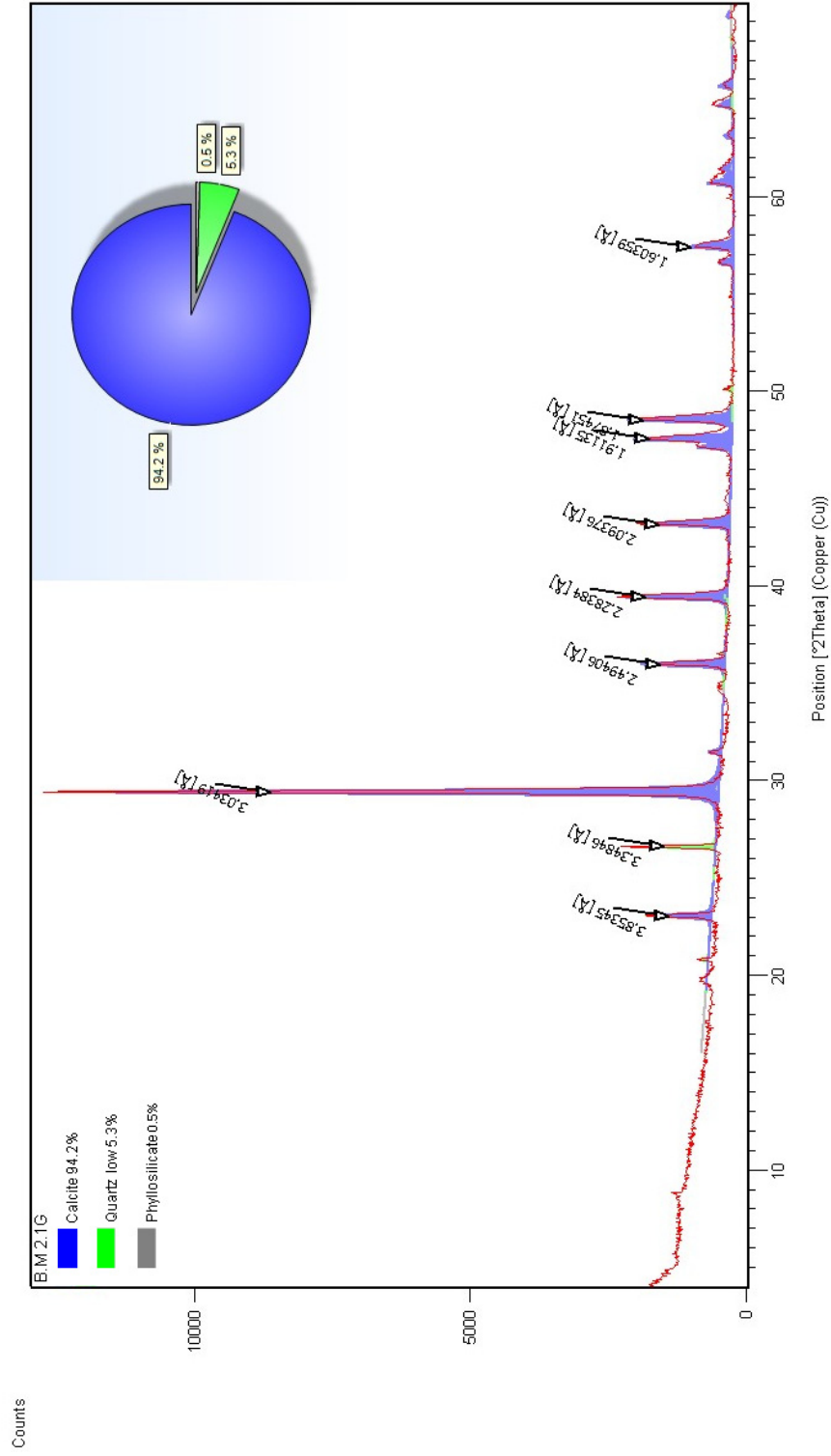


Fig. 73 - Padrão difratométrico da amostra analisada B.M2.1G.

## 6.6 Resultados obtidos Vs. Valores mínimos aceitáveis para a viabilidade económica dum jazigo de *shale gas*

A Tab. 29 permite comparar os valores obtidos com os desejáveis já apresentados anteriormente.

Tab. 29 - Resultados desejados Vs. Valores mínimos aceitáveis para a viabilidade económica dum jazigo de *shale gas* (adaptado de Sondergeld et al., 2010).

Parâmetro	Valores mínimos aceitáveis	Resultados obtidos
<b>Mineralogia</b>	>40% de quartzo ou carbonatos	✓
	<30% Argilas	✓
	Baixa expansibilidade	Sem dados
	Sílica biogénica vs. detrítica	Sem dados
<b>Espessura</b>	>30 m	55m* ✓
<b>Permeabilidade</b>	>100 nanoDacry	95998 nanoDacry ** ✓
<b>Coefficiente de Poisson</b>	<0.25	0,18 ✓
<b>Maturação térmica</b>	Maturo - Janela gás seco > 1,4 Ro	Maioritariamente imatura – T <sub>máx</sub> <435 °C (60%)* ** X
<b>COT</b>	>2%	2,64% ✓
<b>Módulo de Young</b>	> 20700 MPa	23747 MPa ✓

\* Valor intermédio entre a máxima espessura (90m em Peniche e na Brenha) e a mínima (14m em Tomar)

\*\* Kg – valor médio obtido na permeabilidade ao gás

\*\*\* Sondergeld et al. (2010), avalia o estágio de maturação segundo os valores obtidos no ensaio refletância à vitrinita, neste projeto foi avaliado segundo os valores de T<sub>max</sub>

Ao analisarem-se os valores propostos por Sondergeld et al. (2010), e comparando-os com os resultados obtidos, verifica-se que na maioria dos parâmetros cumpre-se com os mínimos necessários, no entanto, é no parâmetro maturação térmica que os resultados obtidos são insatisfatórios, revelando a pouca capacidade da matéria orgânica presente nas amostras, gerar hidrocarbonetos em quantidades exploráveis. Referir novamente, que, devido à falta de acessibilidade ao ensaio da refletância da vitrinita o valor de Ro não foi determinado.

## 6.7 Comparação entre características da Formação de Vale das Fontes e as de jazigos de *shale gas* atualmente em exploração nos EUA

A Tab. 30, permite uma abordagem comparativa entre algumas das características determinadas da Formação de Vale das Fontes com as características fornecidas por Roth (2010), relativas a jazigos de *shale gas* atualmente em exploração nos EUA.

Tab. 30 - Comparação entre as características da Fm. de Vale das Fontes e as de jazigos de *shale gas* atualmente em exploração (adaptado de Roth, 2010).

Jazigo	Barnett Shale	Haynesville	Marcellus	Horn River	Eagle Ford	Fm. de Vale das Fontes
Idade	Mississipiano	Jurássico Superior	Devónico Médio	Devónico Superior	Cretácico	Jurássico Inferior
Espessura (m)	91	69	107	137	76	55*
COT (%)	4,5	3	3,3	3	4,5	2,64
Porosidade (%)	6	10	8	3	11	7,3**
Permeabilidade (nD)	250	658	1000	230	1100	95998***

\* Valor intermédio entre a máxima espessura (90m em Peniche e na Brenha) e a mínima (14m em Tomar)

\*\* Porosidade média obtida na picnometria de gás hélio

\*\*\* Kg – valor médio obtido na permeabilidade ao gás

Da interpretação da tabela, resultaram as Fig. 74 e Fig. 75:

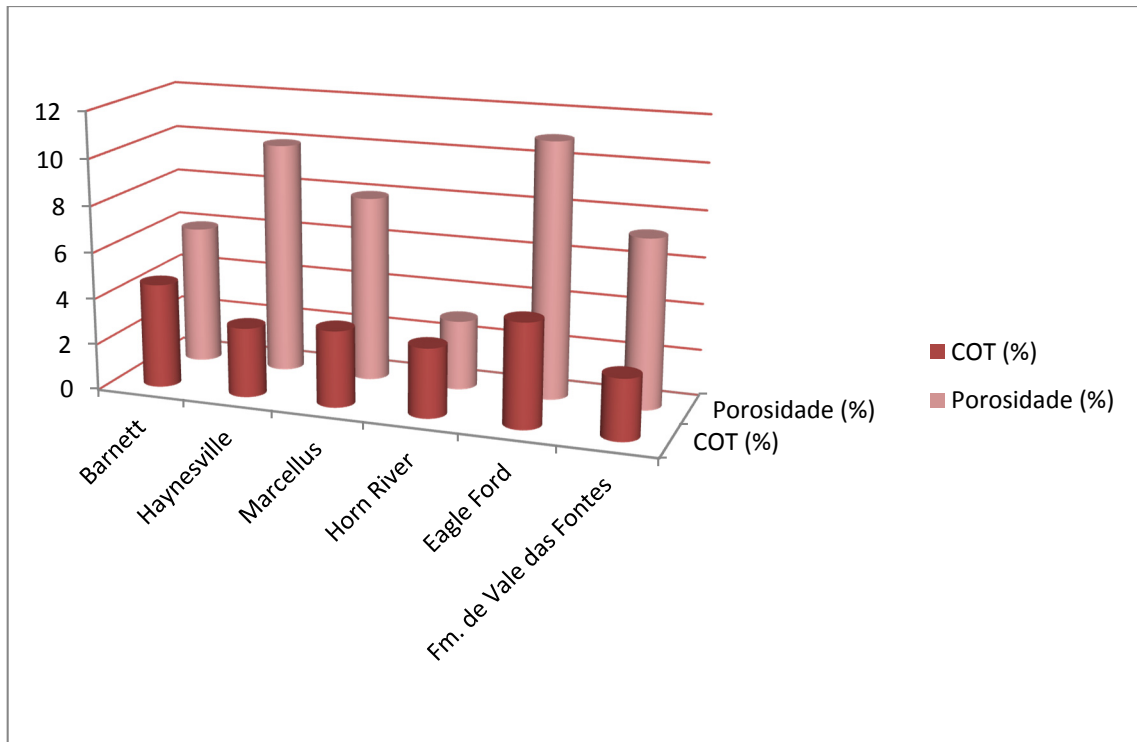


Fig. 74 - Comparação entre as características da Fm. de Vale das Fontes e as de jazigos de *shale gas* atualmente em exploração – COT e Porosidade.

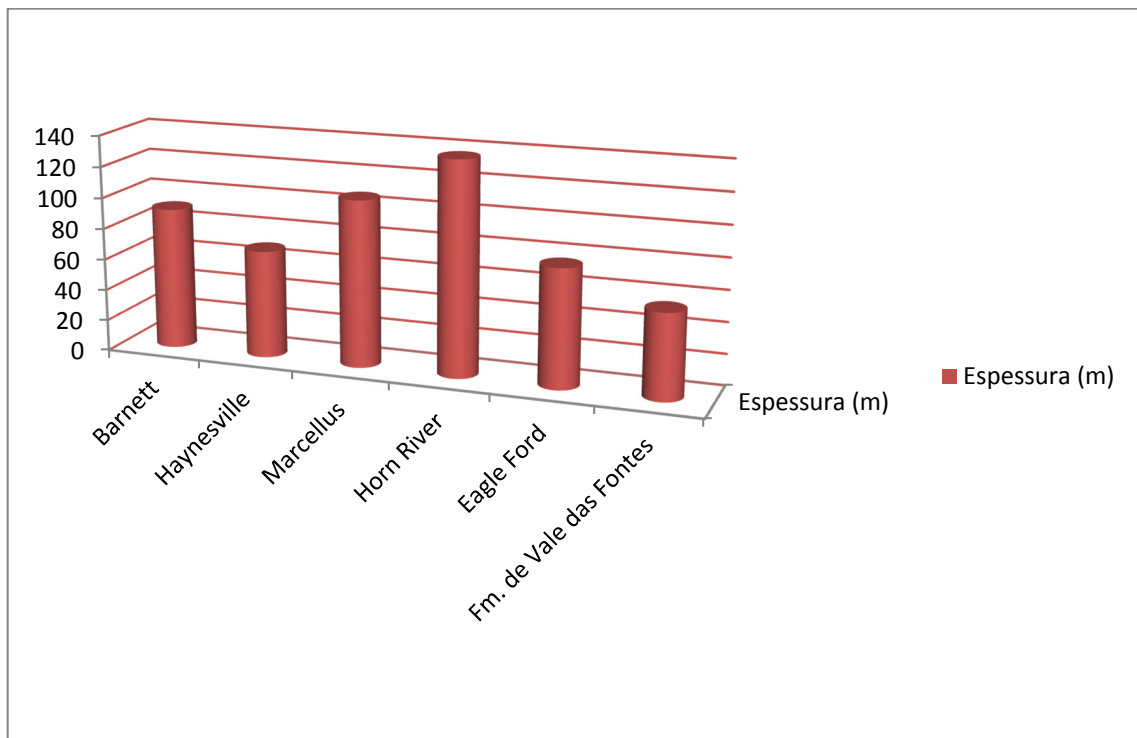


Fig. 75 - Comparação entre as características da Fm. de Vale das Fontes e as de jazigos de *shale gas* atualmente em exploração – Espessura.

Analisando os gráficos, verifica-se que em relação aos parâmetros COT, porosidade e espessura os valores obtidos para a Formação de Vale das Fontes podem ser considerados “semelhantes” quando comparados com os dos jazigos de *shale gas* em exploração nos EUA. Em relação ao parâmetro permeabilidade, que consta na Tab. 30, salienta-se a assinalável diferença entre a permeabilidade média obtida para a Formação de Vale das Fontes (na ordem do  $\mu\text{D}$ ), e as permeabilidades dos jazigos de *shale gas* atualmente em exploração nos EUA (na ordem dos  $\text{nD}$ ). No entanto, é relevante analisar as faixas de permeabilidades das formações produtoras apresentadas por King (2012) (Fig. 13), e compreender que o resultado obtido ( $95,998 \mu\text{D} \approx 0,1 \text{ mD}$ ), situa a Formação de Vale das Fontes no intervalo das permeabilidades atribuídas a jazigos de *tight gas*, indicando a necessidade de fracturação hidráulica no caso de uma eventual exploração de hidrocarbonetos, nesta formação.

Relativamente aos módulos elásticos analisados neste projeto, é interessante observar a Fig. 76 onde se comparam os resultados obtidos nas amostras dos afloramentos da Formação de Vale das Fontes, com os resultados apresentados por Miskimins (2012), provenientes da análise realizada em amostras do poço RTC#1 em Pecos County, Texas (EUA), correspondentes à Formação de Woodford.

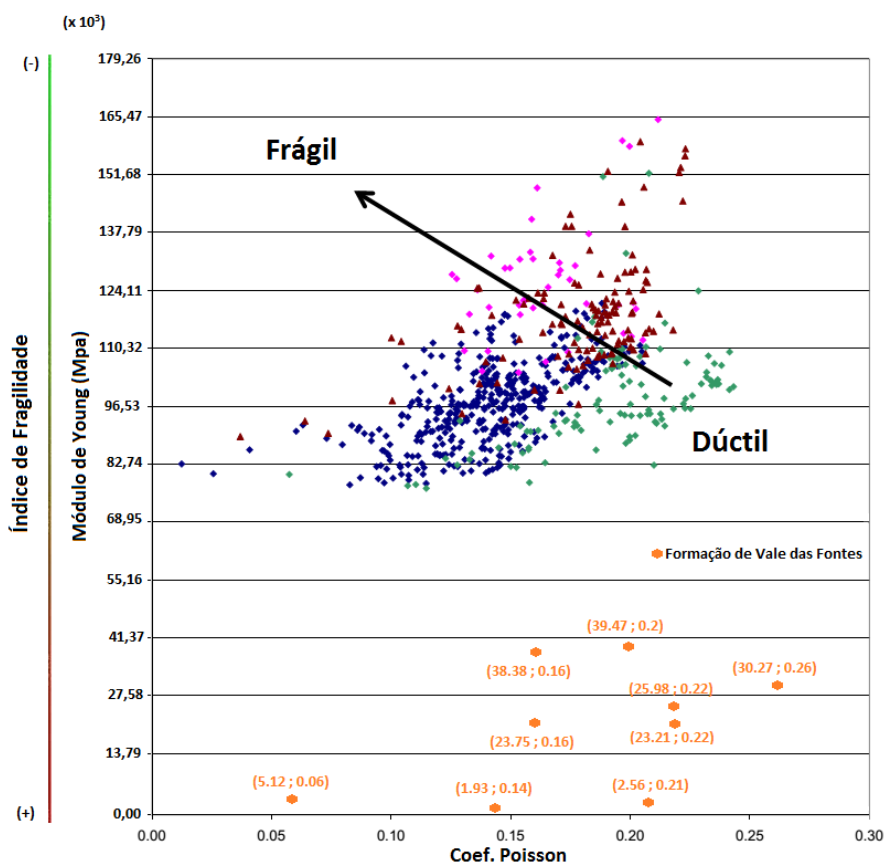


Fig. 76 - Comparação dos comportamentos elásticos entre a Formação de Vale das Fontes e a Formação de Woodford (adaptado de Miskimins, 2012).

Sem descurar a distinta origem das amostras [as estudadas neste projeto são oriundas do Jurássico inferior, enquanto as apresentadas por Miskimins (2012) são originárias do Devónico Superior, ver Comer (1991)], nem esquecer que os comportamentos elásticos de uma rocha podem variar em profundidade (as amostras deste projeto foram recolhidas à superfície, enquanto as apresentadas foram colheitas num poço; as diferentes cores observadas no gráfico, excluindo a cor laranja, correspondem a diferentes intervalos de profundidade onde foram recolhidas as amostras do poço RTC#1)], é interessante verificar o comportamento dúctil da Formação de Vale das Fontes. Esta dedução resulta da análise das Fig. 76 e Fig. 30, onde se verifica que o índice de fragilidade tem tendência a aumentar com a diminuição do módulo de *Young*.

Conhecer este comportamento, seria importante na hora de definir parâmetros para uma eventual fracturação hidráulica nesta formação.

De qualquer modo, e equitativamente aos restantes parâmetros obtidos, seria interessante a comparação dos dados obtidos, com dados provenientes de poços exploratórios na Formação de Vale das Fontes, analisando as variações e tentando criar analogias.

No seu trabalho, Miskimins (2012), apresenta características mineralógicas de alguns dos jazigos em exploração nos EUA. Em seguida, apresenta-se a Fig. 77, resultante da compilação dos dados fornecidos nesse trabalho e os obtidos neste projeto (os valores apresentados para a Formação de Vale das Fontes resultam de médias obtidas a partir da Tab. 28).

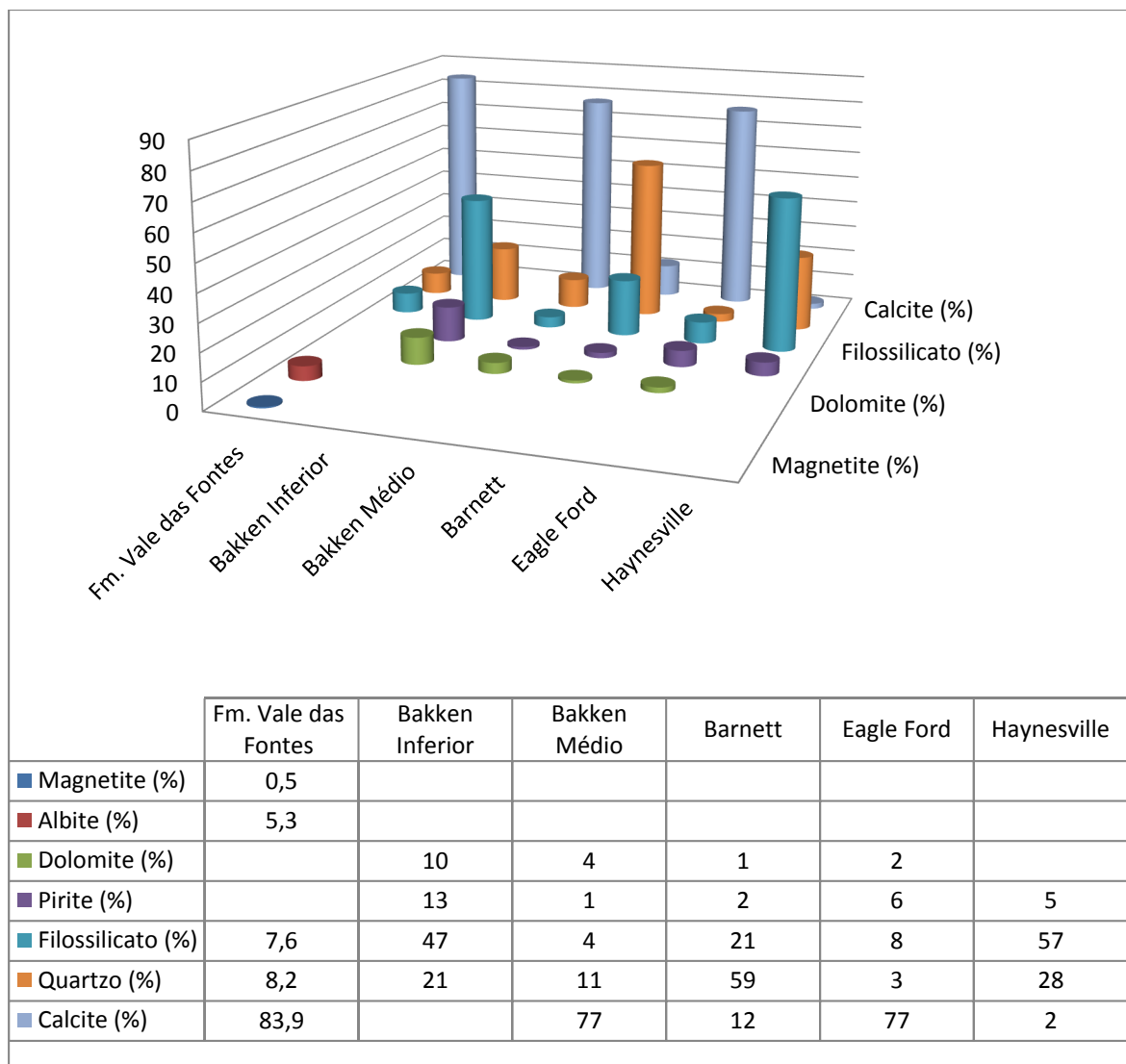


Fig. 77 - Comparação entre as características da Fm. de Vale das Fontes e as de jazigos de *shale gas* atualmente em exploração – Mineralogia.

Como se verifica, a calcite o quartzo e os filossilicatos são os minerais mais presentes nestes jazigos em exploração nos EUA, coincidindo com os minerais mais abundantes na Formação de Vale das Fontes.

## ❖ **CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS**



## 7 Conclusões e considerações finais

O gás natural apresenta-se como a fonte de energia mais limpa e ecológica no universo das energias fósseis, contribuindo para a redução dos gases de efeito de estufa (GEE) e para uma melhoria da qualidade do ar, quando substitui outras fontes de energia mais poluentes.

Face às elevadas necessidades energéticas a que a sociedade atual está sujeita, este é considerado como a alternativa energética que irá permitir fazer a ponte para o desejável cenário de maior aproveitamento das fontes renováveis de energia. A nível nacional, salienta-se a importância crescente que vem adquirindo, ao longo dos últimos anos, em relação à estrutura de consumo primário, destacando-se no terceiro lugar, apesar de apenas ter surgido em 1997.

Recuando algumas décadas, verifica-se que somente existiam condições para a exploração de reservatórios convencionais de gás; no entanto, as incessantes experiências realizadas no continente norte-americano provaram ser possível a extração de gás natural de reservatórios não convencionais de forma economicamente viável.

Na escala mundial, a proliferação da exploração de *shale gas* prevê significativos impactos a nível político, permitindo uma melhor distribuição dos recursos energéticos, retirando o monopólio do gás natural a países como Rússia, Irão ou Venezuela, e permitindo a independência energética e o crescimento económico a países como a Polónia e a Roménia.

Apesar do carácter preliminar deste estudo, pretendeu-se, através do estabelecimento de uma metodologia de avaliação, a obtenção de indícios, a partir de amostras de afloramentos, que permitissem avaliar a potencialidade de *shale gas* na Formação de Vale das Fontes, Bacia Lusitânica.

Embora já se tenham realizado diversos trabalhos no Jurássico da Bacia Lusitânica, nomeadamente nos domínios da Paleontologia e Biostratigrafia (amonóides, bivalves e braquiópodes), Micropaleontologia (ostracodos, palinóforos e nanofósseis calcários), Sedimentologia, Estratigrafia Integrada e Geoquímica (essencialmente, orgânica), este trabalho tem a particularidade de contribuir para o melhor conhecimento, a nível geoquímico e petrofísico, da área de estudo.

Relativamente à geoquímica, os resultados obtidos indicam a incapacidade da Formação de Vale das Fontes gerar hidrocarbonetos em quantidades exploráveis.

O teor médio de COT de 2,64% satisfaz a condição de COT mínimo, proposta por Sondergeld et al. (2010) para jazigos de *shale gas*. No entanto, a natureza maioritariamente imatura da matéria orgânica, com 60% das amostras a corresponderem ao intervalo  $T_{m\acute{a}x} < 435$  °C, e o facto de 66% das amostras analisadas apresentarem querogénio do tipo IV, não satisfaz os parâmetros desejáveis apontados por McCarthy et al. (2011) e por Glorioso & Rattia (2012), que consideram o gás natural originário de jazigos de *shale gas*, proveniente de querogénio tipo II e III em estados de maturação avançados.

Em função da análise do trabalho realizado por Olivera et al. (2006), os resultados obtidos na análise geoquímica eram os esperados. Apesar de não terem sido os mais desejáveis para um jazigo de *shale gas*, decidiu-se avançar com a avaliação petrofísica da formação e obter dados, até agora, inexistentes.

Mediante os ensaios da picnometria de gás hélio, obteve-se uma porosidade média para a Formação de Vale das Fontes de 7,3% e uma densidade média de grão de 2,69 g/cm<sup>3</sup>.

Os ensaios à compressão simples obtiveram um valor médio de tensão máxima de 90,6 MPa, permitindo classificar a Formação como “Resistente”, segundo a classificação ISRM. Os valores médios obtidos para os módulos elásticos (módulo de *Young* = 23747 MPa; coeficiente de *Poisson* = 0,18) demonstram o comportamento dúctil e o elevado índice de fragilidade apresentado pela Formação, segundo a caracterização de Rickman et al. (2008) e de Miskimins (2012).

A permeabilidade média obtida (95,998  $\mu$ D  $\approx$  0,1 mD) reveste-se de significativa importância pois, segundo a proposta de King (2012), situa a Formação de Vale das Fontes no intervalo correspondente às permeabilidades atribuídas aos jazigos de *tigh gas*, indicando a necessidade de fracturação hidráulica no caso de uma eventual exploração de hidrocarbonetos.

A DRX, realizada aplicando o método de *Rietveld*, permitiu concluir que os minerais mais representativos da Formação são a calcite, seguida do quartzo e dos filossilicatos. Apesar de limitados, os dados obtidos são importantes, tendo em vista o dimensionamento de uma eventual fracturação hidráulica na Formação de Vale das Fontes.

### Sugestões para trabalhos futuros

Com base no trabalho de pesquisa realizado nesta tese, ficou clara a necessidade da execução de mais trabalhos referentes à pesquisa de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares portuguesas.

Relativamente a este trabalho, seria interessante incrementar a base de dados, analisando um maior número de amostras na Formação de Vale das Fontes, de modo a ser possível aplicar uma estatística mais fidedigna. Recomenda-se, também, a realização do ensaio reflectância da vitrinita, algo que não foi possível neste estudo devido à falta de acessibilidade ao ensaio, uma vez que os dados provenientes deste ensaio permitiriam uma melhor análise dos estágios de maturação das amostras analisadas, desenvolvendo o trabalho encetado por Poças Ribeiro et al. (2013).

Outro dos trabalhos sugeridos seria a realização de três poços de exploração, nos arredores dos afloramentos estudados, permitindo comparar os parâmetros obtidos em profundidade com os dados resultantes das análises efetuadas às amostras dos afloramentos, de maneira a estabelecer comparações e, eventualmente, criar analogias.

Com o objetivo de melhorar a caracterização das bacias sedimentares portuguesas, deveria aplicar-se a metodologia estabelecida neste projeto noutras formações nacionais com potencial petrolífero, recolhendo o maior número de dados possível.

No contexto internacional, deveriam ser comparados dados provenientes de afloramentos de formações onde, atualmente, se explora *shale gas*, mediante a metodologia estabelecida neste projeto, com dados da formação provenientes de amostras de poços produtores. No caso de se conseguir estabelecer correlação entre os dados, esta poderia constituir um marco importante para o êxito dos trabalhos preliminares de exploração de *shale gas*.



## ❖ **CAPÍTULO 8 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**



## 8 Referências bibliográficas

Alves T.M., Gawthorpe R.L., Hunt D.W. & Monteiro J.H., 2002. Jurassic tectono-sedimentary evolution of the Northern Lusitanian Basin (offshore Portugal). *Marine and Petroleum Geology*, 19: 727-754.

Amador J., 2010. Produção e consumo de energia em Portugal: Factos estilizados. Banco de Portugal, Boletim económico. 86 pp. (relatório inédito). In: [http://www.bportugal.pt/pt-PT/BdP%20Publicaes%20de%20Investigao/AB201007\\_p.pdf](http://www.bportugal.pt/pt-PT/BdP%20Publicaes%20de%20Investigao/AB201007_p.pdf) (consultado em 30 de Outubro de 2013)

Antonellini M. & Aydin A., 1994. Effect of faulting on fluid flow in porous sandstones. *Petrophysical Properties. American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 78 (3): 355–377.

APA I.P., 2013. Relatório do Estado do Ambiente 2013. Agência Portuguesa do Ambiente I.P. 196 pp., 1 anexo (Relatório Inédito).

Arthur J.D, Langhus B. & Alleman D., 2008. An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States. ALL Consulting. 21 pp. (relatório inédito).

Ayan C., Hafez H., Hurst S., Kuchuk F., O'Callaghan A., Peffer J., Pop J. & Zeybek M., 2001. Characterizing Permeability with Formations Testers. *Oilfield Review*, 13 (3): 2-23.

Ayuso P., 2014. Documento de trabalho sobre oportunidades e desafios em matéria de gás de xisto nos países da ALC e nos Estados-Membros da UE . Assembleia Parlamentar Euro-Latino-Americana / Comissão do Desenvolvimento Sustentável, do Ambiente, da Política Energética, da Investigação, da Inovação e da Tecnologia. (Relatório Inédito).

Azerêdo A.C., Duarte L.V., Henriques M.H. & Manupella, G., 2003. Da dinâmica continental no Triássico aos mares do Jurássico Inferior e Médio. *Cadernos de Geologia de Portugal, Instituto Geológico e Mineiro*, 43 pp.

Bajor M., Roquebert M.H. & Van der Weide B.M., 1969. Transformation de la matiere organique sedimentaire sous l'influence de la temperature. Centre Researches, Pau, Bulletin, 3 (1): 113-124.

Barbosa B., Soares A.F., Rocha R.B., Manuppella G. & Henriques M.H., 1988. Carta geológica de Portugal, na escala 1/50 000. Notícia Explicativa da Folha 19-A (Cantanhede). Serviços Geológicos de Portugal, Lisboa, 60 pp.

Baker C., 1974. Pyrolysis techniques for source-rock evaluation. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 58 (11): 2349-2361.

BCSD (2005). Manual de boas práticas de eficiência energética. BCSD Portugal e Universidade de Coimbra. 47 pp.

Behar F., Beaumont V. & Penteado H.L.B., 2001. Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. Oil & Gas Science and Technology– Rev. IFP, 56 (2): 111-134.

Berryman J.G. & Wang H.F., 1999. Elastic wave propagation and attenuation in a double-porosity dual-permeability medium. Stanford Exploration Project, 100: 1-361.

Bish D.L. & Reynolds Jr. R. C., 1989. Sample preparation for x-ray diffraction. In: Bish D.L. & Post J.E., (Eds.), Modern powder diffraction. Mineralogy Society of America. Series Editor: Ribbe P.H., 20: 73-100.

Bjørlykke K., 2010. Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics. Springer Berlin, Heidelberg. 508 pp.

Bliju-Duval B., 1999. Géologie sédimentaire: Bassins, environnements de dépôts, formation du pétrole. Editions Technip, Paris. 735 pp.

Bloomberg, 2014. Europe Nears First Commercial Shale Gas Production in Poland. In: [http://www.bloomberg.com/news/2014-01-23/europe-nears-first-commercial-shale-gas-production-in-poland-1-.html#disqus\\_thread](http://www.bloomberg.com/news/2014-01-23/europe-nears-first-commercial-shale-gas-production-in-poland-1-.html#disqus_thread) (consultado em 23 de Janeiro de 2014).

BNK Petroleum, 2013. El gas pizarra y la provincia de Burgos. Una oportunidad para todos. BNK Petroleum / Trofagas. (Relatório Inédito).

Boersma T. & Johnson C., 2012. The Shale Gas Revolution: US and EU Policy and Research Agendas. *Review of Policy Research*, 29 (4): 570-576.

Boyer C., Kieschnick J., Suarez-Rivera R., Lewis R. & Waters G., 2006. Producing Gas from Its Source. *Oilfield Review*, 18 (3): 36-49.

Boyer C., Clark B., Lewis R. & Miller C.K., 2011. Shale Gas: A Global Resource. *Oilfield Review*, 23 (3): 28-39.

BP, 2013. Unconventional gas and hydraulic fracturing. British Petroleum. 10 pp.(Relatório Inédito).

Bradbury J., Obeiter M., Draucker L., Wang W. & Stevens A., 2013. Clearing the Air: Reducing Upstream Greenhouse Gas Emissions from U.S. Natural Gas Systems. World Resources Institute. 60 pp. (Relatório Inédito).

Broderick J., Anderson K., Wood R., Gilbert P., Sharmina M., Footitt A., Glynn S. & Nicholls F., 2011. Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts. Tyndall Centre / The Co-operative. 125 pp., 1 anexo. (Relatório Inédito).

Buller D., Hughes S., Market J., Petre E., Spain D. & Odumosu T., 2010. Petrophysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells. SPE-132990-MS. In: Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 de Setembro, 2010.

Choffat L.P., 1880. Etude stratigraphique et paléontologique des terrains jurassiques du Portugal. Première livraison. Le Lias et le Dogger au Nord du Tage. Mem. Secção Trab. Geol. Portugal, Lisboa, XIII, 72 pp.

Chopra S., Sharma R. & Marfurt K., 2014. Shale Gas Reservoir Characterization Workflows. Article 41266. AAPG Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania, 19-22 de Maio, 2013.

Claypool G.E. & Reed P.R., 1976. Thermal analysis technique for source rock evaluation: Quantitative estimate of organic richness and effects of lithologic variation. Amer. Assoc. Pet. Geol. Bull., 60: 608-626.

Clementz D.M., Demaison G.J. & Daly A.R., 1979. Well site geochemistry by programmed pyrolysis. Proceedings of the 11<sup>th</sup> Annual Offshore Technology Conference, Houston, EUA, 1: 465-470.

Collet T.S., 2001. Natural gas hydrates: Resource of the twenty-first century?. In: Downey M.W., Threet J.C. & Morgan W.A., (Eds.), Petroleum provinces of the twenty-first century. AAPG Memoir 74. The American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 7: 85-108.

Comas-Rengifo M.J., Duarte L.V., Goy A., Paredes R. & Silva R.L., 2013. El Sinemuriense Superior (cronozonas Oxynotum y Raricostatum) en la región de S. Pedro de Moel (Cuenca Lusitânica, Portugal). In: Duarte L.V., Silva R.L. & Azerêdo A.C., (Eds.), Fácies carbonatadas ricas em matéria orgânica do Jurássico da Bacia Lusitânica. Novos contributos paleontológicos, sedimentológicos e geoquímicos. Comunicações Geológicas, 100, Especial I, 15-19.

Comer J.B., 1991. Stratigraphic Analysis of the Upper Devonian Woodford Formation, Permian Basin, West Texas and Southeastern New Mexico. Report of investigations 201/ Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin. 42 pp., 4 anexos. (Relatório Inédito).

Correia J., 2011. Aplicações da Espectrometria de Raios Gama no Estudo de Séries Carbonatadas. O caso Jurássico Inferior da Bacia Lusitânica. Universidade de Coimbra. 97 pp. (Tese de Mestrado).

Correia G., Duarte L.V. & Pereira A.C., 2013a. Evidências paleogeográficas e correlação estratigráfica através da utilização da espectrometria de raios gama no Toarciano inferior de diferentes sectores da Bacia Lusitânica. In: Duarte L.V., Silva R.L. & Azerêdo A.C., (Eds.), Fácies carbonatadas ricas em matéria orgânica do Jurássico da Bacia Lusitânica. Novos contributos paleontológicos, sedimentológicos e geoquímicos. Comunicações Geológicas, 100, Especial I, 89-93.

Correia G., Duarte L.V., Pereira A. & Silva R.L., 2012. Outcrop Spectral Gamma-Ray applications to the Sinemurian-Pliensbachian organic-rich facies of the Lusitanian Basin (Portugal). *Journal of Iberian Geology*, 38 (2): 373-388.

Correia G., Duarte L.V., Pereira A.C., Silva R.L. & Mendonça Filho J.G., 2013b. Utilização da espectrometria de raios gama na caracterização das fácies ricas em matéria orgânica do Sinemuriano-Pliensbaquiano da Bacia Lusitânica. In: Duarte L.V., Silva R.L. & Azerêdo A.C., (Eds.), *Fácies carbonatadas ricas em matéria orgânica do Jurássico da Bacia Lusitânica. Novos contributos paleontológicos, sedimentológicos e geoquímicos. Comunicações Geológicas*, 100, Especial I, 77-82.

Cullity B.D., 1956. *Elements of X-Ray Diffraction*. Addison-Wesley Publishing Company, Inc., Reading, Massachusetts. 531 pp.

Cunha P.P. & Pena dos Reis R.P., 1995. Cretaceous sedimentary and tectonic evolution of the northern sector of the Lusitanian Basin (Portugal). *Cretaceous Research*, 16 (2-3): 155-170.

Davies R.J., Foulger G.R., Mathias S., Moss J., Hustoft S. & Newport L., 2012. Hydraulic fractures: how far can they go?. *Marine and Petroleum Geology*, 43: 519-521.

Demaison G. & Huizinga B.J., 1999. Genetic classification of petroleum systems. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 75: 1626-1643.

DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia. Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo, 2013. *A Pesquisa de Petróleo em Portugal*. In: [http://www.dgeg.pt/dpep/pt/history\\_pt.htm](http://www.dgeg.pt/dpep/pt/history_pt.htm) (consultado em 15 de Março de 2014).

Dias A.J.G., 2005. *Reavaliação do potencial petrolífero do onshore da Bacia Lusitânica, Portugal*. Universidade do Porto. 142 pp. (Tese de Doutoramento).

Dinis M.A.P., Rodrigues C.F. & Lemos de Sousa M., 2010. Gas Storage versus Gas Circulation in North-Atlantic and Gondwana Coal Types. *International Journal of Energy for a Clean Environment*, 11(1-4): 35-50.

Duarte L.V., 1995. O Toarciano da Bacia Lusitaniana. Estratigrafia e Evolução Sedimentogenética. Universidade de Coimbra. 349 pp. (Tese de Doutoramento).

Duarte L.V., 1997. Facies analysis and sequential evolution of the Toarcian-Lower Aalenian series in the Lusitanian Basin (Portugal). *Comum. Inst. Geol e Mineiro*. 83: 65-94.

Duarte L.V., 2003. Variações de fácies, litostratigrafia e interpretação sequencial do Liássico médio e superior ao longo da transversal Tomar – Peniche (Portugal). *Ciências da Terra (UNL)*, nº esp. V. CD-ROM: A53-A56.

Duarte L.V., 2004. The Geological Heritage of the Lower Jurassic of Central Portugal: Selected Sites, Inventory and Main Scientific Arguments. *Rivista Italiana di Paleontologia e Stratigrafia*, 110 (1): 381-387

Duarte L.V., 2005. The Jurassic of the Peniche Peninsula (Central Portugal): An international reference point of great scientific value and educational interest. In: Henriques M.H., Azeredo A.C., Duarte L.V. & Ramalho M., (Eds.), *Jurassic heritage and geoconservation in Portugal: Selected sites. IV International Symposium ProGEO on the Conservation of the Geological Heritage, Braga, Field Trip Guide Book Volume*, 23-31.

Duarte L.V., 2007. Lithostratigraphy, sequence stratigraphy and depositional setting of the Pliensbachian and Toarcian series in the Lusitanian Basin (Portugal). *Ciências da Terra (UNL)*. 16: 17-23.

Duarte L.V., Rodrigues R., Oliveira L.C. & Silva F., 2005. Avaliação preliminar das variações do carbono orgânico total nos sedimentos margosos do Jurássico inferior da Bacia Lusitânica (Portugal). In: *Actas da XIV Semana de Geoquímica/VIII Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa*, 1: 39-43.

Duarte L.V., Silva R.L., Azerêdo A.C., (Eds.), 2013. Fácies carbonatadas ricas em matéria orgânica do Jurássico da Bacia Lusitânica - Novos contributos paleontológicos, sedimentológicos e geoquímicos. *Comunicações Geológicas*, 100, Especial I, 118 pp.

Duarte L.V, Silva R.L., Mendonça Filho J.G., Poças Ribeiro N. & Chagas R.B.A, 2012. High-resolution stratigraphy, Palynofacies and source rock potential of the Água de Madeiros Formation (Upper Sinemurian) of the Lusitanian Basin, Portugal. *Journal of Petroleum Geology*, 35 (2): 105-126.

Duarte L.V., Silva R.L. & Oliveira L.C., 2010a. Evidências geoquímicas do Jurássico Inferior de Peniche (Bacia Lusitânica, Portugal): Estado de arte e perspectivas futuras. In: Flores D. & Marques M., (Eds.), *Saídas de Campo do X Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa/XVI Semana de Geoquímica*, Memórias nº15, Porto: 3-24.

Duarte L.V., Silva R.L., Oliveira L.C.V., Comas-Rengifo M.J. & Silva F., 2010b. Organic-rich facies in the Sinemurian and Pliensbachian of the Lusitanian Basin, Portugal: Total Organic Carbon distribution and relation to transgressive-regressive facies cycles. *Geologica Acta*, 8: 325-340.

Duarte L.V. & Soares A.F., 2002. Litostratigrafia das séries magro-calcárias do Jurássico inferior da Bacia Lusitânica (Portugal). *Comum. Inst. Geol e Mineiro*. 89: 135-154.

Duarte L.V., Wright V P., Fernández-López S., Elmi S., Krautter M., Azerêdo A.C., Henriques M.H., Rodrigues R. & Perilli N., 2004. Early Jurassic carbonate evolution in the Lusitanian Basin: facies, sequence stratigraphy and cyclicity. In: Duarte L.V. & Henriques M.H., (Eds.), *Carboniferous and Jurassic Carbonate Platforms of Iberia. 23RD IAS MEETING OF SEDIMENTOLOGY, Coimbra 2004, Field Trip Guide Book, I*, 45-71.

EAGE, 2012. *Shale Gas Perspectives*. European Association of Geoscientists & Engineers. (Relatório Inédito).

Econimides M.J & Nolte K.G., 2000. *Reservoir Stimulation*, 3rd Edition. John Wiley & Sons Ltd, Chichester. 750 pp.

EDP - Energias de Portugal, 2014. Mapa dos Centros Produtores EDP. In: [http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros\\_produtores/mapa\\_centrosProdutores.php](http://www.a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/mapa_centrosProdutores.php) (consultado em 8 de Julho de 2014).

EIA, 2014. Annual Energy Outlook 2014. U.S. Energy Information Administration. (Relatório Inédito).

EIA - Energy Information Administration, 2011a. Global natural gas prices vary considerably. In: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=3310> (consultado em 9 de Setembro de 2014).

EIA - Energy Information Administration, 2011b. Technology drives natural gas production growth from shale gas formations. In: <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=2170> (consultado em em 9 de Setembro de 2014).

EIA/ARI, 2013. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment - Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration / Advanced Resources International, Inc.. (Relatório Inédito).

EPA, 2004. Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. United States Environmental Protection Agency. (Relatório Inédito).

Espitalié J. & Bordenave M.L., 1993. Rock-Eval Pyrolysis. In: Bordenave M.L., (Eds.), Applied Geochemistry. Editions Technip, Paris, 237-261.

Espitalié J., Madec M., Tissot B., Mennig J. & Leplat P., 1977. Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. Proceedings of the 9<sup>th</sup> Annual Offshore Technology Conference, Houston, 439-444.

Espitalié J., Marquis F. & Barsony I., 1984. Geochemical logging. In: Voorhees K.J., (Eds.), Analytical pyrolysis - Techniques and applications. Butterworth, Boston, EUA, 276-304.

EY, 2013. Shale gas in Europe: revolution or evolution? Ernest & Young Global Oil & Gas Center. (Relatório Inédito).

Ferreira R., 2010. Composição Orgânica e Maturação Térmica da Formação de Vale das Fontes (Pliensbaquiano) de Peniche. Potencial de Geração de Hidrocarbonetos. Portugal. Universidade de Coimbra. 101 pp. (Tese de Mestrado).

Ferreira R., Mendonça Filho J.G., Duarte L.V., Silva R.L. & Mendonça J., 2010b. Hydrocarbon generation potential of the Pliensbachian organic-rich series of Peniche (Lusitanian Basin, Portugal): An organopetrographic and thermal maturation assessment integrated analysis. In: II Central & North Atlantic Conjugate Margins Conference. Extended Abstracts, Lisboa.

Ferreira R., Mendonça Filho J.G., Duarte L.V., Silva R.L. & Mendonça J., 2010a. Variação organofaciológica na sucessão rica em matéria orgânica do Pliensbaquiano de Peniche (Bacia Lusitânica, Portugal). In: Actas X Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa / XVI Semana de Geoquímica, Porto (Resumos 104 pp.; CD, 301-308 pp.).

Fintland T.W., 2011. Measurements of Young's Modulus on Rock Samples at Small Amplitude and Low Frequency - RockHard Deformations. Norwegian University of Science and Technology. 260 pp. (Tese de Mestrado).

Forster D. & Perks J., 2012. Climate impact of potential shale gas production in the EU. European Commission DG CLIMA / AEA. 148 pp. (Relatório Inédito).

Gale J.F.W., Reed R.M. & Holder J., 2007. Natural Fractures in the Barnett Shale and their Importance for Hydraulic Fracture Treatments. AAPG Bulletin, 91 (4): 603-622.

Galp Energia, 2014. Exploração & Produção. In: <http://www.galpennergia.com/PT/agalpennergia/os-nossos-negocios/Presenca-no-Mundo/Portugal/Paginas/Exploracao-Desenvolvimento-Portugal.aspx> (consultado em 30 de Outubro de 2014).

Gény F., 2010. Can Unconventional Gas be a Game Changer in European Gas Markets? Oxford Institute for Energy Studies. 102 pp., 2 anexos. (Relatório Inédito).

Gercek H., 2007. Poisson's ratio values for rocks. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 44 (1): 1-13.

Glorioso J.C. & Rattia A., 2012. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. Society of Petroleum Engineers, SPE 153004. 38 pp. (Relatório Inédito).

GWPC, 2009. Modern Shale Gas - Development in the United States: A Primer. U.S. Department of Energy / Ground Water Protection Council / ALL Consulting. 98 pp. (Relatório Inédito).

Hefley W.E., Seydor S.M., Bencho M.K., Chappel I., Dizard M. & Hallman J., 2011. The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well. Katz Graduate School of Business. Pittsburgh, PA: Katz Graduate School of Business, University . 85 pp. (Relatório Inédito).

Heroux Y., Chagnon A. & Bertrand R., 1979. Compilation and Correlation of Major Thermal Maturation Indicators. AAPG Bulletin, 63: 2128-2144.

Holditch S.A., Perry K. & Lee J., 2007. Unconventional Gas Reservoirs—Tight Gas, Coal Seams, and Shales. National Petroleum Council Global Oil & Gas Study. 52 pp. (Relatório Inédito).

Holland B., 2010. Shale: the Great American Gas Revolution. 12 pp. (Relatório Inédito).

Horsfield B., 1985. Pyrolysis studies in petroleum exploration. In: Brooks J. & Welte D., (Eds.), Advances in Petroleum Geochemistry. Academic Press, New York, EUA, 1: 247-298.

Ibrahimbas A. & Riediger C., 2004. Hydrocarbon source rock potential as determined by Rock-Eval 6/TOC pyrolysis Northeast British Columbia and Northwest Alberta. British Columbia Ministry of Energy and Mines. 18 pp. (Relatório Inédito).

IEA, 2011. Are We Entering a Golden Age of Gas? - World Energy Outlook. OECD / International Energy Agency. 122 pp., 2 anexos (Relatório Inédito).

IEA, 2012. Golden Rules for a Golden Age of Gas: World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas. OECD / International Energy Agency. 138 pp., 2 anexos (Relatório Inédito).

IHS, 2009. Measuring the Economic and Energy Impacts of Proposals to Regulate Hydraulic Fracturing. IHS Global Insight / American Petroleum Institute. 11 pp., 4 anexos (Relatório Inédito).

INE - Instituto Nacional de Estatística, 2014. Desenvolvimento Sustentável. In: [http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_idsustentavel&contexto=&selTab=tab0&I NST=141207374](http://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_idsustentavel&contexto=&selTab=tab0&I NST=141207374) (consultado em 7 de Agosto de 2014).

ISRM, 1978. Suggested Methods for Quantitative Description of Discontinuities in Rock Masses. International Society for Rock Mechanics. Journ. Rock Mech. Min. Sci. & Geom. Abstr., 15 pp.

Jarvie D.M., 1991. Total Organic Carbon (TOC) Analysis. In: Merrill R.K., (Eds.), Source and Migration Processes and Evaluation Techniques. The American Association of Petroleum Geologists, 11: 113-118.

Jarvie D.M., Hill R.J., Pollastro R.M., Wavrek D.A., Claxton B.L. & Tobey M.H., 2003. Evaluation of unconventional natural gas prospects: The Barnett Shale fractured shale gas model. In: European Association of International Organic Geochemists Meeting, Poland, September 8–12. Poland, Krakow.

Jenkins R. & Snyder R.L., 1996. Introduction to x-ray powder diffractometry. Volume 138. J. Wiley & Sons Inc., New York, 423 pp.

King G.E., 2010. Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned? SPE 133456. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22.

King G.E., 2012. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. SPE 152596. In: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, 6–8 February, 2012.

Klug H.P. & Alexander L.E., 1974. X-ray diffraction procedures for polycrystalline and amorphous materials. 2<sup>nd</sup> Edition. Wiley, New York. 992 pp.

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 R., Alves C., Mata J., Madeira J., Mateus O., Moreira M. & Nogueira C.R., 2013. A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica. In: Dias R., Araújo A. Terrinha P. & Kullberg J.C., (Eds.), Geologia de Portugal, Volume II – Geologia Mesocenozóica de Portugal. Escolar Editora, 3: 196-347.

Lafargue E., Espitalié J., Marquis F. & Pillo D., 1998. Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production and in Soil Contamination Studies. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 53 (4): 421-437.

Lage E.S., Processi L.D., Souza L.D.W., Branquinho das Dores P & Galoppi P.P.S., 2013. Gás não convencional: experiência americana e perspectivas para o mercado brasileiro. *BNDES Setorial* 37: 33-88.

Lake L.W., Martin J., Ramsey J.D. & Titman S., 2013. A Primer on the Economics of Shale Gas Production: Just how Cheap is Shale Gas? *Journal of Applied Corporate Finance*, 25 (4): 87-96.

Larter S.R. & Douglas A.G., 1982. Pyrolysis methods in organic geochemistry: An overview. *J. Anal. Appl. Pyrol.*, 4: 1-19.

Lemos de Sousa M.J., Rodrigues C.F. & Dinis M.A.P., 2012. O carvão na actualidade, Vol.1- Petrologia, Métodos analíticos, Classificação de Recursos e Reservas, Papel no contexto energético, Carvão em Portugal. Porto: Edições Universidade Fernando Pessoa.

Lenormand R., 2006. Conventional and Special Core Analysis. CYDAREX. 63 pp. (Relatório Inédito).

Levant E., 2014. Groundswell - The case for fracking. 1st Edition. Signal. 272 pp.

Loftin P., 2009. Thirty Years of Lessons Learned - Tips & Tricks for Finding, Developing & Operating a Coalbed Methane Field. In: 24<sup>th</sup> World Gas Conference. Argentina. 5-9 October. 16 pp.

Luffel D.L. & Guidry F.K., 1992. New Core Analysis Methods for Measuring Reservoir Rock Properties of Devonian Shale. *Journal of Petroleum Technology*, 44 (11): 1.184 - 1.190.

Lustig Z., 2012. Possible application of new class of solvents in the purification of water used in hydraulic fracturing. *PhD Interdisciplinary Journal*, 18-23.

Lyle D., 2009. Marcellus draws a crowd. In: Pike B., Haines L. & Beaubouef B., (Eds.), *Marcellus playbook*. Hart Energy Publishing, Houston, Texas, 22-25.

Magoon L.B. & Dow W.G., 1994. The Petroleum System. From Source to Trap. *AAPG Memoir* 60, 1: 1-24.

Manuppella G., Antunes M., Almeida C.A., Azerêdo A.C., Barbosa B., Cardoso J., Crispim J.A., Duarte L.V., Henriques M.H., Martins L.T., Ramalho M.M. & Terrinha P., 2000. Carta Geológica de Portugal, na escala 1/50 000. Notícia Explicativa da Folha 27-A (Vila Nova de Ourém). Instituto Geológico e Mineiro, Lisboa, 156 pp.

Masters J. A., 1979. Deep Basin Gas Trap, Western Canada. *AAPG Bulletin*, 63 (2): 152-181.

Matos V., 2009. Estudo de Palinofácies e de Fácies Orgânica de uma sequência sedimentar do Jurássico Inferior da Bacia Lusitânica. Universidade de Coimbra. 108 pp. (Tese de Mestrado).

Mauffret A., Mougnot D., Miles P.R. & Malod J.A., 1989. Cenozoic deformation and Mesozoic abandoned spreading centre in the Tagus Abyssal Plain (west of Portugal): results of a multichannel seismic survey. *Canadian Journal of Earth Science*, 26: 1101-1123.

Maugeri L., 2012. Oil: The next revolution - The unprecedented upsurge of oil production capacity and what it means for the world. Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School. 63 pp., 1 anexo. (Relatório Inédito).

McCarthy K., Rojas K., Niemann M., Palmowski D., Peters K. & Stankiewicz A., 2011. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. *Oilfield Review*, 23 (2): 32-43.

McCormack N., Clayton G. & Fernandes P., 2007. The thermal history of the Upper Palaeozoic rocks of southern Portugal. [HYPERLINK "http://www.sciencedirect.com/science/journal/02648172"](http://www.sciencedirect.com/science/journal/02648172) \o "Go to Marine and Petroleum Geology on ScienceDirect" Marine and Petroleum Geology , 24 (3): 145-150.

Medlock III K.B., Jaffe A.M. & Hartley P.R., 2011. Shale Gas and U.S. National Security. James A. Baker III Institute For Public Policy Of Rice University. 61 pp. (Relatório Inédito).

Mendonça Filho J.G., 1999. Aplicação de estudos de palinofácies e fácies Orgânica em rochas do Paleozóico da Bacia do Paraná, Sul do Brasil. Universidade Federal do Rio Grande do Sul., Brasil. 338 pp. (Tese de Doutorado).

Mendonça Filho J.G., 2010. Geoquímica do Petróleo. In: Flores D. & Marques M., (Eds.), X Congresso de Geoquímica dos Países de Língua Portuguesa / XVI Semana de Geoquímica, Memórias nº16, Porto: 3-56.

Mendonça Filho J.G. & Menezes T.R., 2001. Curso de Palinofácies e Fácies Orgânica. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil. 144 pp. (Relatório Inédito).

Mendonça Filho J.G., Menezes T.R., Mendonça J.O., Oliveira A.D., Carvalho M.A., Sant'anna A.J. & Souza J.T., 2010. Palinofácies. In: Carvalho I.S., (Eds.), Paleontologia, Interciência, Rio de Janeiro, 2: 379-413.

Mendonça Filho J.G, Silva T.F., Silva R.L., Duarte L.V. & Poças Ribeiro N., 2013. Distribuição dos biomarcadores hopanóides e sua relação com a matéria orgânica nas séries jurássicas de S. Pedro de Moel, Bacia Lusitânica (Portugal). Comunicações Geológicas, 100, Especial 1, 101 - 105.

Menezes T.R., Mendonça Filho J.G., Araujo C.V., Souza I.V.A.F. & Mendonça J.O., 2008. Fácies orgânica: conceitos, métodos e estudos de casos na indústria do petróleo. Revista Brasileira de Geociências, 38(2 - suplemento): 80-96.

Miskimins J.L., 2012. The Impact of Mechanical Stratigraphy on Hydraulic Fracture Growth and Design Considerations for Horizontal Wells. Adapted from presentation at Tulsa Geological Society luncheon meeting, November 27, 2012. 41 pp.

Mohaghegh S.D., Nunsavathu U.N., Jalal J., Tovar M., Maricic N., Gaskari R. & Ameri S., 2005. Development of a Series of National Coalbed Methane Databases. SPE 98011. Society of Petroleum Engineers. 23 pp. (Relatório Inédito).

Moniz E.J., Jacoby H.D. & Meggs A.J.M., 2010. The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study Interim Report. Massachusetts Institute of Technology. (Relatório Inédito).

Mouterde R., 1955. Le Lias de Peniche. Comun. Serv. Geol. Portugal, Lisboa, 36: 87-115.

Mouterde R., 1967. Le Lias moyen de São Pedro de Moel (Portugal). Comun. Serv. Geol. Portugal, Lisboa, 52: 185-208.

Mouterde R., Dommergues J.L. & Rocha R.B., 1983. Atlas des fossiles caractéristiques du Lias portugais. II - Carixien. Ciências Terra (UNL), 7: 187-254.

Nagel N., Zhang F., Sanchez-Nagel M. & Lee B., 2013. Quantitative Evaluation of Completion Techniques on Influencing Shale Fracture 'Complexity'. In: Bungler A.P., McLennan J. & Jeffrey R., (Eds.), Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. InTech, 25: 513-546.

NaturalGas.org, 2013. Unconventional Natural Gas Resources. In: [http://www.naturalgas.org/overview/unconvent\\_ng\\_resource.asp](http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp) (consultado em 12 de Novembro de 2014).

NPC, 2007. Hard Truths - Facing the hard truths about energy. National Petroleum Council. (Relatório Inédito).

NRC, 2012. Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. National Research Council, 162 pp. 13 anexos. (Relatório Inédito).

Nuñez-Betelu L. & Baceta J.I., 1994. Basics and Application of Rock-Eval/TOC Pyrolysis: an example from the uppermost Paleocene/lowermost Eocene In The Basque Basin, Western Pyrenees. MUNIBE (Ciencias Naturales), 46: 43-62.

O'sullivan F. & Paltsev S., 2012. Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental Research Letters*, 7: 1-6.

Oliveira L.C.V., 2007. Bioestratigrafia de nanofósseis e estratigrafia química do Pliensbaquiano - Toarciano inferior (Jurássico inferior) da Região de Peniche (Bacia Lusitânica, Portugal). Universidade do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, Brasil. 234 pp. (Tese de Doutorado).

Oliveira G., Silva P., Maia R.L., Rodrigues C.F., Diogo M.T., Dinis M.A.P., Ribeiro N.M. & Lemos de Sousa M., 2009. Tecnologias CAC e Inquéritos de Percepção da Opinião Pública sobre "O papel da Captação e do Armazenamento/Sequestro de Dióxido de Carbono no futuro da Energia na Europa": O caso-de-estudo da Comunidade Fernando Pessoa. ed. 1, ISBN: ISBN: 978-989-64. Porto : Fundação Fernando Pessoa / Universidade Fernando Pessoa [E-book].

Oliveira L.C.V., Rodrigues R., Duarte L.V. & Lemos V., 2006. Avaliação do Potencial gerador de petróleo e interpretação paleoambiental com base em componentes moleculares e isótopos estáveis do carbono da secção Pliensbaquiano-Toarciano inferior (Jurássico inferior) da região de Peniche (Bacia Lusitânica, Portugal). *Boletim de Geociências da Petrobrás*, 14 (2): 207-234.

Oyanguren P.R. & Monge L.A., 2004. Mecánica de rocas : fundamentos e ingeniería de taludes. Red DESIR, Madrid. 711 pp.

Parlamento Europeu, 2012. Impactos ambientais das atividades de extração de gás de xisto e de óleo de xisto. Resolução do Parlamento Europeu, de 21 de novembro de 2012, sobre os impactos ambientais das atividades de extração de gás de xisto e de óleo de xisto (2011/2308(INI)).

Passey Q.R., Bohacs K., Esch W.L., Klimentidis R. & Sinha S., 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs. SPE-131350-MS. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 8-10 June, Beijing, China. 29 pp.

Perrodon A., 1992. Petroleum Systems: Models and Applications. *Journal of Petroleum Geology*, 15: 319–325.

Peters K.E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. AAPG Bulletin, 70 (3): 318-329.

Peters K.E. & Cassa M.R., 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon L.B. & Dow W.G., (Eds.), The Petroleum system – from source to Trap. AAPG Memoir, 60: 93-120.

Peters K.E. & Simoneit B.R.T., 1982. Rock-Eval pyrolysis of Quaternary sediments from Leg 64, sites 479 and 480, Initial Report of the Deep Sea Drilling, Gulf of California, 64: 925-931.

Peters K.E., Walters C.C. & Moldowan J.M., 2004. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in the Environment and Human History, Volume 1. 2<sup>nd</sup> Edition. Cambridge University Press. 492 pp.

Peters K.E., Walters C.C. & Moldowan J.M., 2005. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in Petroleum Exploration and Earth History, Volume 2. 2<sup>nd</sup> Edition. Cambridge University Press. 1155 pp.

Pinheiro L.M., Wilson R.C.L., Pena dos Reis R., Whitmarsh R.B. & Ribeiro A., 1996. The Western Iberia Margin: A Geophysical and Geological overview. In: Whitmarsh R.B., Sawyer D.S., Klaus A. & Masson D.G., (Eds.), Proceedings of the Ocean Drilling Program. Scientific Results, 149 (1): 3-23.

Pless J., 2010. Regulating Hydraulic Fracturing: States Take Action. In: National Conference of State Legislatures (Relatório Inédito).

Poças Ribeiro N., 2011. Contribuição para o estudo da matéria orgânica do Sinemuriano superior de S. Pedro de Moel e de Peniche (Portugal). Universidade de Coimbra. 99 pp. (Tese de Mestrado).

Poças Ribeiro N., Mendonça Filho J.G., Duarte L.V., Silva,R.L., Mendonça J.O. & Silva T.F., 2013. Palynofacies and Organic Geochemistry of the Sinemurian carbonate deposits in the western Lusitanian Basin (Portugal): Coimbra and Água de Madeiros formations. International Journal of Coal Geology, 111: 37-52.

Pöyry, 2013. Macroeconomic Effects Of European Shale Gas Production. International Association Of Oil And Gas Producers (OGP). Pöyry Management Consulting / Cambridge Econometrics. 64 pp., 2 anexos. (Relatório Inédito).

Pena dos Reis R., Pimentel N. & Garcia A., 2010. A evolução da Bacia Lusitânica (Portugal) e dos sistemas petrolíferos associados. GEOTIC – Sociedade Geológica de Portugal / VIII Congresso Nacional de Geologia. 19 (4): 1-4.

Ramalho M. M., 2003. Léxico de termos sedimentológicos Inglês-Português. Instituto Geológico e Mineiro, Lisboa, 116 pp.

Rascón Á.C. & Fernández P.F., 2013. Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. 149 pp. (Relatório Inédito).

Repsol, 2013. O que são recursos não convencionais?. In: [http://www.repsol.com/imagenes/pt\\_pt/no\\_convencionales\\_597x540\\_06\\_port\\_tcm21-607176.swf](http://www.repsol.com/imagenes/pt_pt/no_convencionales_597x540_06_port_tcm21-607176.swf) (consultado em 20 de Janeiro de 2014).

Reuters, 2012. Bulgaria cancels Chevron shale gas permit. In: <http://www.reuters.com/article/2012/01/17/us-bulgaria-shalegas-chevron-idUSTRE80G18J20120117> (consultado em 9 de Setembro de 2014).

Rey J., Dinis J.L., Callapez P. & Cunha P. P., 2006. Da rotura continental à margem passiva. Composição e evolução do Cretácico de Portugal. Cadernos Geológicos de Portugal, Instituto Geológico Mineiro, Lisboa.

Rickman R., Mullen M., Petre E., Grieser B. & Kundert D., 2008. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September, Denver, Colorado, USA. pp. 11.

Rietveld H.M., 1969. A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. Journal of Applied Crystallography, Copenhagen, 2: 65-71.

Rodrigues C.F., Dinis M.A.P. & Lemos de Sousa M., 2013. Unconventional coal reservoir for CO2 safe geological sequestration. *International Journal of Global Warming*, 5(1): 46-66.

Roth M., 2010. North American Shale Gas Reservoirs - Similar, yet so Different... AAPG International Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 12-15, 2010.

Ruppel C., 2011. Supplementary Paper 4 - Methane Hydrates and the Future of Natural Gas. In: MITEI Natural Gas Report.

RWE Dea, 2014. Measuring equipment. In: <http://www.rwe.com/web/cms/en/1475776/rwe-dea/know-how/drilling/measuring-equipment/> (consultado em 10 de Setembro de 2014).

Scheidegger A.E., 1974. The physics of flow through porous media. 3<sup>rd</sup> Edition. University of Toronto Press. Toronto, Canada. 353 pp.

Seaton J. & Roux L., 2012. Strategic risks associated with developing a European shale gas industry. Research Centre for Energy Management / ESCP Europe Business School. (Relatório Inédito).

Silva F., 2007. A Formação de Vale das Fontes no sector norte da Bacia Lusitânica. Caracterização, avaliação e distribuição do conteúdo em matéria orgânica. Universidade de Coimbra. 93 pp. (Tese de Mestrado).

Silva F., Duarte L.V., Oliveira L.C.V., Rodrigues R. & Comas-Rengifo M.J., 2007. Caracterização do Carbono Orgânico Total e pirólise Rock-Eval no intervalo Sinemuriano superior – Pliensbaquiano do sector norte da Bacia Lusitânica (Portugal). In: Gomes E.P. & Alencão A.M., (Eds.), *Proceedings of XV Semana de Geoquímica no VI congresso Ibérico de Geoquímica. Geoquímica Orgânica*, Vila Real, 12: 564-567.

Silva F., Duarte L.V., Oliveira L.C.V., Rodrigues R. & Comas-Rengifo M.J., 2010a. Contribution to the knowledge of petroleum generative potential of Late Sinemurian – Pliensbachian of the Lusitanian Basin – northern sector (Portugal). II Central & North Atlantic Conjugate Margins Conference, Re-Discovering the Atlantic, New winds for an old sea - Extended Abstracts, LISBON, 1: 256-260.

Silva L.T., 2003. A formação Abadia no contexto evolutivo tectono-sedimentar da Bacia Lusitânica (Portugal) – Considerações sobre o seu potencial como rocha reservatório de hidrocarbonetos. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil. 125 pp. (Tese de Mestrado).

Silva R.L., 2013. Séries carbonatadas ricas em matéria orgânica do Jurássico da Bacia Lusitânica (Portugal): Sedimentologia, Geoquímica e interpretação paleoambiental. Universidade de Coimbra. 250 pp. (Tese de Doutoramento).

Silva R.L., Duarte L.V., Comas-Rengifo M.J. & Azerêdo A.C., 2010b. Top Ibex–Margaritatus (Pliensbachian) series of the Lusitanian Basin (Portugal): sedimentology, events and high resolution correlation. Abstract book of the Special meeting of the Société Géologique de France in honor to Serge Elmi, Lyon, France, 95–96.

Silva R.L., Duarte L.V., Comas-Rengifo M.J., Mendonça Filho J.G. & Azerêdo A.C., 2013a. A sedimentação margo-calcária rica em matéria orgânica do Pliensbaquiano da Bacia Lusitânica: estratigrafia integrada e evolução paleoambiental. In: Duarte L.V., Silva R.L. & Azerêdo A.C., (Eds.), Fácies carbonatadas ricas em matéria orgânica do Jurássico da Bacia Lusitânica. Novos contributos paleontológicos, sedimentológicos e geoquímicos. Comunicações Geológicas, 100, Especial I, 83-87.

Silva R.L., Duarte L.V., Comas-Rengifo M.J., Mendonça Filho J.G. & Azerêdo A.C., 2011b. Update of the carbon and oxygen isotopic records of the Early-Late Pliensbachian: insights from the organic-rich hemipelagic series of the Lusitanian Basin (Portugal). *Chemical Geology*, 283: 177-184.

Silva R.L., Duarte L.V., Mendonça Filho J.G. & Azerêdo A.C., 2011a. Contrasts between the two main Jurassic source rocks in the western margin of the Lusitanian Basin (Portugal). II Central & North Atlantic Conjugate Margins Conference, Extended Abstracts, Lisbon, pp. 116-120., pp. 261-265.

Silva R.L., Duarte L.V., Mendonça Filho J.G., Silva T.F. & Azerêdo A.C., 2010c. A geoquímica orgânica como ferramenta na caracterização paleoceanográfica do Pliensbaquiano da Bacia Lusitânica (Portugal): avanços e novas metas. *Memórias*, 14: 381-387 (cd volume).

Silva R.L., Mendonça Filho J.G., Azerêdo A.C. & Duarte L.V., 2013b. Palynofacies and organic matter characterization of the Cabaços Formation (Lusitanian Basin, Portugal): contributions to the discrimination of the palaeobiological and palaeoenvironmental dynamics in mainly non-marine carbonate settings. In: Duarte L.V., Silva R.L. & Azerêdo A.C., (Eds.), *Fácies carbonatadas ricas em matéria orgânica do Jurássico da Bacia Lusitânica. Novos contributos paleontológicos, sedimentológicos e geoquímicos. Comunicações Geológicas*, 100, Especial I, 113-118.

Silva R.L., Mendonça Filho J.G., Da Silva F.S., Duarte L.V., Silva T.F., Ferreira R. & Azerêdo A.C., 2012. Can biogeochemistry aid in the palaeoenvironmental/early diagenesis reconstruction of the ~187 Ma (Pliensbachian) organic-rich hemipelagic series of the Lusitanian Basin (Portugal)? *Bulletin of Geosciences*, 87: 373-382.

Silva R.L., Mendonça Filho J.G., Duarte L.V., Comas-Rengifo M.J., Azerêdo A.C. & Ferreira R., 2010d. Organic-rich facies of the top Ibex–Margaritatus zones (Pliensbachian) of the Lusitanian Basin (Portugal): TOC and biomarkers variation. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 74 (12-S1), pp.A962.

Smith D., 1996. Characterization of Lactose by Helium Pycnometer. In Stephens K., (Eds.), *The Microreport: News and Ideas for Decision Makers*, 2<sup>nd</sup> Quarter, 7(2)Micromeritics Instrument Corporation, USA.

Soares A.F., Marques J.F. & Rocha R.B., 1985. Contribuição para o conhecimento geológico de Coimbra. *Memórias e Notícias, Pub. Mus. Lab. Geol., Univ. Coimbra, Coimbra*, 100: 47-71, 1 mapa.

Soares A.F., Rocha R.B., Elmi S., Henriques M.H., Mouterde R., Almeras Y., Ruget C., Marques J., Duarte L.V., Carapito C. & Kullberg J.C., 1993. Le sous-bassin nord-lusitanien (Portugal) du Trias au Jurassique moyen: histoire d'un "rift avorté". *Comptes Rendus De L' Academie Des Sciences de Paris*, 317: 1659-1666.

Sondergeld C.H., Newsham K.E., Cosmisky J.T., Rice M.C. & Rai C.S., 2010. Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources. Society of Petroleum Engineers. SPE Unconventional Gas Conference, 23-25 February, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. pp 34.

SPE - Society of Petroleum Engineers, 2013. *Fracture mechanics*. In: [http://petrowiki.org/Fracture\\_mechanics](http://petrowiki.org/Fracture_mechanics) (consultado em 9 de Setembro de 2014).

Spicer E., Verryn S.M. & Deysel K., 2008. Analysis of Heavy Mineral Sands by Quantitative X-Ray Powder Diffraction and Mineral Liberation Analyser - Implication for Process Control. In: 9<sup>th</sup> International Congress for Applied Mineralogy ICAM 2008, The Australian Institute of Mining and Metallurgy, pp 165-172.

Tartakovsky D.M., Moulton J.D. & Zlotnik V.A., 2000. Kinematic structure of minipermeameter flow. *Water Resources Research*, 36 (9): 2433–2442.

The Royal Society & The Royal Academy Of Engineering, 2012. Shale gas extraction in the uk a review of hydraulic fracturing. The Royal Society / The Royal Academy Of Engineering. (Relatório Inédito).

Thomas J.E., 2001. Fundamentos de Engenharia do Petróleo. Segunda Edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil. 271 pp.

Tiab D. & Donaldson E., 1996. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Publishing Company, Houston, USA. 706 pp.

Tissot B.P. & Welte D.H., 1978. *Petroleum formation and occurrence . A new approach to oil and gas exploration*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg. 538 pp.

Tissot B.P. & Welte D.H., 1984. *Petroleum formation and occurrence . Second Revised and Enlarged Edition*. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg. 699 pp.

Tol R., 2008. The economic effects of climate change. *Journal of Economic Perspectives*, 23: 29-51.

Traverse A., 2007. *Paleopalynology.(Second Edition)*. Springer, Dordrecht, The Netherlands. 813 pp.

Tyson R.V., 1995. *Sedimentary Organic Matter*. Chap. & Hall, Londres. 615 pp.

Uphoff T.L., 2005. Subsalt (pré-Jurassic) exploration play in the northern Lusitanian basin of Portugal. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 89(6): 699-714.

Vallejo L.G., Ferrer M., Ortuño L., & Oteo C., 2002. *Ingeniería Geológica*. Primera Edición. Prentice Hall, Pearson Educación, Madrid, España. 750 pp.

Van Heest G., Sequino M. & Losonsky G., 2013. Directional Drilled Horizontal Wells and Engineered Horizontal Remediation Wells Screens Accelerate Site Closure. 29<sup>th</sup> Annual International Conference on Soils, Sediments, Water, and Energy, October 21-24, 2013, University of Massachusetts at Amherst.

Vinci-Technologies,. 2014. Dean stark extractor. In: <http://www.vinci-technologies.com/products-explo.aspx?IDM=536746&IDR=82292&IDR2=82545> (consultado em 28 de Julho de 2014).

Xinchuan L., Ji'an S. & Shuncun Z., 2012. The Characteristic of Sand-Gravel Stone Reservoir and the Analysis of Prime Controlling Factors in Permian Fengcheng Formation at Kebai Area, Junggar Basin. *Advances in information Sciences and Service Sciences*. 4 (18): 611-619.

Wang L., Wang D., Cao Q., Zheng Y., Xuan H., Gao J. & Du Y., 2012. Electric control of magnetism at room temperature. *Scientific Reports*. 2: 223.

Warlick D., 2006. Gas Shale And CBM Development In North America. *Oil and Gas Financial Journal*, 3(11): 1-5.

Webb P.A. & Orr C., 1997. *Analytical Methods in Fine Particle Technology*. Micromeritics Instrument Corporation. 301 pp.

WEC, 2010. *Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*. World Energy Council. (Relatório Inédito).

Will G., 2006. *Powder diffraction: the Rietveld method and two stage method to determine and refine crystal structures from powder diffraction data*. Springer, Berlin, Germany. 224 pp.

Wilson R.C.L., 1975. *Atlantic opening and Mesozoic continental margin basins of Iberia*. Earth and Planetary Science Letters, 25: 33-43.

Wilson R.C.L., 1988. Mesozoic development of the Lusitanian Basin, Portugal. *Revista de la Sociedad Geologica de España*, 1: 93 - 407.

Wilson R.C.L., Hiscott R.N., Wills M.G. & Gradstein F.M., 1989. The Lusitanian Basin of west-Centraç Portugal: Mesozoic and Tertiary tectonic, stratigraphic and subsidence history. *Am. Assoc. Petrol. Geol.*, 46: 341-362.

Wood R., Gilbert P., Sharmina M., Anderson K., Footitt A., Glynn S. & Nicholls F., 2011. Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. The Tyndall Centre. Commissioned by the Co-operative Group. 82 pp., 1 anexo. (Relatório Inédito).

Wright V.P. & Wilson R.C.L., 1984. A carbonate submarine-fan sequence from the Jurassic of Portugal. *Journ. Sediment. Petrol.*, 54: 394-412.

Young R.A., 2002. *The Rietveld Method*. International Union of Crystallography, Oxford University Press, New York, USA.