



PROVAS DE AGREGAÇÃO EM CIÊNCIAS DA TERRA

Cristina Fernanda Alves Rodrigues

RELATÓRIO

UNIDADE CURRICULAR “SISTEMAS PETROLÍFEROS”

(Elaborado nos termos das alíneas b) dos artigos 5º e 8º do
Decreto-Lei n.º 239/2007 de 19 de junho)

Janeiro 2020

ÍNDICE

1. Âmbito do Relatório	4
2. Enquadramento da Unidade Curricular, Tempo de Trabalho e Créditos	4
2.1. Doutoramento em “Ciências da Terra”; especialidades	4
2.2. Especialidades em “Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia” e unidade curricular “Sistemas Petrolíferos”: Organização	5
3. Unidade Curricular “Sistemas Petrolíferos”	7
3.1. Objetivos e competências	7
3.2. Seleção de candidatos	8
3.3. Metodologias de ensino e Avaliação de desempenho	8
4. Programa da unidade curricular “Sistemas Petrolíferos”	10
4.1. Estrutura geral do Programa	10
4.2. Conteúdos programáticos pormenorizados dos módulos	13
Módulo I – Apresentação da unidade curricular	13
Módulo II – Evolução histórica do setor petrolífero	16
Módulo III – Definição e objetivos do conceito “Sistemas petrolífero”	22
Módulo IV – Metodologias e métodos utilizados na caracterização e na avaliação dos sistemas petrolíferos	28
Módulo V – Sistemas petrolíferos convencionais <i>versus</i> Sistemas petrolíferos não-convencionais	35
Módulo VI – Setor petrolífero <i>versus</i> Questões climáticas	45
5. Bibliografia básica recomendada aos alunos	56

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 – Tempo de trabalho e Créditos das Unidades Curriculares da Especialidade em Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia	6
Quadro 2 – Comparação entre alguns parâmetros do sistema petrolífero convencional e do não-convencional (Sahay & Van Dyke 2010, modificado)	42
Quadro 3 – Os principais GEE que influenciam as mudanças climáticas (Above & Bankole 2018, modificado)	47

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Representação esquemática de um sistema petrolífero (Magoon & Dow 1994, modificado)	25
Figura 2 – Fluxograma de trabalho utilizado na modelação de bacias e sistemas petrolíferos (adaptado de Peters et al. 2008, Al-Hajeri et al. 2009, Peters et al. 2012, Ben-Awuah et al. 2013)	32
Figura 3 – Categorias de sistemas petrolíferos não-convencionais, em função das características dos fluidos	39
Figura 4 – Evolução do consumo energético, por região (BP Energy Outlook 2017)	49
Figura 5 – Evolução das quotas das fontes de Energia primária, no período 1990 - 2040 (Global Gas Outlook 2040, 2017)	50
Figura 6 – Cenários das emissões de CO ₂ (BP Energy Outlook 2017)	51
Figura 7 – Evolução do preço do petróleo (Global Gas Outlook 2040, 2017).	53

1. ÂMBITO DO RELATÓRIO

O presente relatório respeita à **unidade curricular** intitulada **Sistemas petrolíferos** do “curso de doutoramento” do **ciclo de estudos** conducente ao grau de **doutor em Ciências da Terra** da Universidade Fernando Pessoa, na especialidade em **Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia**.

2. ENQUADRAMENTO DA UNIDADE CURRICULAR, TEMPO DE TRABALHO E CRÉDITOS

2.1. Doutoramento em “Ciências da Terra”; especialidades

A Universidade Fernando Pessoa (UFP) iniciou, em 2006, diligências com vista à criação de um programa de **doutoramento** (3º ciclo de Bolonha) em **Ciências da Terra**¹. Após avaliação e, sobretudo, as vicissitudes próprias da burocracia, a proposta viria a ser aprovada, tendo o programa respetivo entrado em funcionamento em 2009 (Aviso 3321/2009 de 9 de fevereiro, Diário da República n.º 27, II série, de 9 de fevereiro).

Este programa de doutoramento foi, entretanto, avaliado pela A3ES, em 2012, e integralmente aprovado por cinco anos. O programa foi avaliado, de novo, em 2018, merecendo, mais uma vez, integral aprovação por quatro anos, a partir de 31 de julho de 2018.

O ciclo de estudos corresponde ao programa de doutoramento em Ciências da Terra da UFP encontra-se, naturalmente, organizado nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2006 de 24 de março, com a redação que lhe é atualmente dada pelo Decreto-Lei n.º 65/2018 de 16 de agosto, sendo que as normas regulamentares específicas deste ciclo de estudos na UFP são as que contam do Regulamento n.º 589/2018 (Diário da República, 2ª série, n.º 168 de 31 de agosto). O ciclo de estudos corresponde a um total de cento e oitenta (180) créditos.

Por outro lado, o programa de doutoramento em causa desenvolve-se em duas especialidades distintas, mas complementares, a saber:

(i) **Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia**.

(ii) Risco geológico, Gases de estufa e Sequestração geológica de CO₂.

Trata-se de um nicho altamente especializado; contudo, o programa foi organizado, expressamente, nesse sentido. É que, para além do **fazer menos e mais especializado, para fazer melhor** foi nossa intenção desenvolver uma temática ainda especificamente inexistente em Portugal a nível do 3º ciclo de Bolonha, porém, já muito avançada em termos internacionais. Por outro lado, o

¹ Os conceitos atuais de Ciências da Terra e suas subdivisões e/ou ramos especializados, encontram-se amplamente esplanadas em Lemos de Sousa, M.J., Telles Antunes, M. & Salgado, A., 2015. I. Apresentação Geral, p.3-15. In: M.J. Lemos de Sousa, M. Telles Antunes & A. Salgado, Editores, Thesaurus de Ciências da Terra. Academia das Ciências de Lisboa, Lisboa.

desenvolvimento do programa em causa foi concebido de modo a não colidir, mas antes, tanto quanto possível, complementar com os outros programas de doutoramento em Ciências da Terra existentes no país.

Por último, refere-se que a investigação associada ao programa de doutoramento acima referido enquadra-se, outrossim, no novel conceito de **investigação aplicável para a formação avançada**, sendo naturalmente suportada pelos laboratórios e centros de investigação próprios da UFP (FP-ENAS) e complementada pelas parcerias existentes com:

(i) em Portugal: Laboratório Nacional de Engenharia e Geologia – LNEG e Universidade do Algarve (Faculdade de Ciências e Tecnologia).

(ii) no estrangeiro: Universidades da Lorena (Polo de Nancy) – França; de S. Paulo (USP, Instituto da Energia e Meio Ambiente) – Brasil; Federal da Bahia – Brasil; Estadual do Rio de Janeiro (Faculdade de Geologia, Departamento de Estratigrafia e de Paleontologia) – Brasil e Autónoma de Coahuila (Centro de Investigação em Geociências Aplicadas – SIGA) – México.

2.2. Especialidade em “Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia” e unidade curricular “Sistemas petrolíferos”: Organização

Na estrutura atual (Despacho 12166/2013, Diário da República, n.º 148 de 24 de setembro e Declaração de retificação n.º 1243/2013, Diário da República n.º 224 de 19 de novembro), o doutoramento em Ciências da Terra da UFP integra um 1º ano correspondente a um curso de doutoramento com um total de sessenta (60) créditos.

No que respeita à especialidade **Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia** o elenco do curso de doutoramento é o que se apresenta no **Quadro 1**, aí constando a unidade curricular intitulada **Sistemas petrolíferos** a que o presente relatório respeita.

O “curso de doutoramento” desta especialidade encontra-se organizado em dois semestres, sendo cada um deles constituído por quatro (4) unidades curriculares, ministradas, conforme a índole das unidades, em regime de “orientação tutorial” (OT) ou “teórico-prático” (TP), perfazendo, cada um dos semestres um total de setecentas e cinquenta (750) horas de trabalho, correspondentes a trinta (30) créditos.

A organização curricular em causa foi estruturada de forma a assegurar a coerência e a complementaridade científica entre as diversas unidades curriculares, sendo que os objetivos pedagógico-didáticos foram, por sua vez, estabelecidos de forma a contribuir para a aquisição equilibrada de competências, tanto verticais como horizontais, na especialidade lecionada.

Quadro 1 – Tempo de trabalho e Créditos das Unidades Curriculares da Especialidade em **Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia**

1º Semestre			
Unidades Curriculares	Tempo de trabalho (horas)		Créditos
	Total	Contacto	
Avaliação de recursos/reservas e engenharia de reservatórios	250	OT:60	10
Sistemas petrolíferos	250	OT:60	10
Geoquímica orgânica	225	OT:60	9
Seminário I	25	TP:8	1

2º Semestre			
Unidades Curriculares	Tempo de trabalho (horas)		Créditos
	Total	Contacto	
Estratigrafia sequencial	250	OT:60	10
Tectónica	250	OT:60	10
Análise de bacias	225	OT:60	9
Seminário II	25	TP:8	1

A este respeito faz-se, ainda, notar o seguinte: Nos termos legais (número nº 3 do Artigo 31º do Decreto-Lei 74/2006 de 24 de março, com a redação que lhe é atualmente dada pelo Decreto-Lei 65/2018 de 16 de agosto e com os efeitos previstos no número 3 do Artigo 45º dos mesmos diplomas) é possível, sob condições, dispensar os alunos da frequência do “curso de doutoramento”. É, pois, comum efetuar a dita dispensa quando os alunos de doutoramento sejam detentores de licenciatura e mestrado em Geologia, Ciências da Terra, Geociências e Engenharia Geológica e de Minas ou formação equivalente.

Contudo, mesmo em caso de dispensa formal do “curso de doutoramento” exige-se aos alunos do doutoramento em Ciências da Terra da UFP, na especialidade em “Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia”, a frequência, a título de “seminários especializados”, indispensáveis à sua formação avançada, de dois módulos: um de “Sistemas petrolíferos” e outro de “Geoquímica

orgânica”, tomando esta última designação na aceção lata, comumente usada na indústria petrolífera, isto é, incluindo, também, a componente petrológica.

Aliás, não é hoje possível interpretar os conceitos modernos básicos atuais do foro dos sistemas petrolíferos sem uma prévia e sólida preparação avançada no domínio da Petrologia e da Geoquímica orgânicas.

3. UNIDADE CURRICULAR “SISTEMAS PETROLÍFEROS”

3.1. Objetivos e competências

A unidade curricular **Sistemas petrolíferos** tem como objetivo a transmissão de conhecimentos que permitam identificar e caracterizar um sistema petrolífero, o que, por sua vez, implica elencar os diferentes elementos base que o compõem, assim como os processos geológicos que, em sincronia, concorrem para o funcionamento efetivo e eficiente do sistema. Neste sentido, conhecer a evolução histórica do conceito de sistema petrolífero constituirá, *de per se*, uma ferramenta fundamental para o real entendimento da sua complexa geodinâmica. Adicionalmente, a unidade curricular pretende apresentar os princípios que permitem estabelecer as diferenças entre um **sistema petrolífero convencional** e um **sistema petrolífero não-convencional**.

A complexidade inerente ao estabelecimento e caracterização de um sistema petrolífero implica, por outro lado, a definição e o desenvolvimento de uma metodologia minuciosa, a qual deverá ser desenvolvida em sequência, minimizando, desta forma, custos adicionais e inapropriados à respetiva viabilidade económica. Consequentemente, os métodos, as técnicas e os procedimentos adequados a utilizar em cada uma das fases do processo de identificação e caracterização do sistema petrolífero serão, igualmente, apresentados de modo a, uma vez combinados, permitirem a apreensão do funcionamento eficiente de um sistema petrolífero.

A unidade curricular “Sistemas Petrolíferos” pretende que o aluno, sustentado por princípios de responsabilidade ética, atitude proativa e capacidade crítica e de decisão, desenvolva competências sobre:

- a compreensão das condições e dos processos favoráveis à formação do petróleo e/ou do gás natural, no contexto da geodinâmica de uma bacia sedimentar;
- a definição e a caracterização dos elementos e processos geológicos implicitamente envolvidos num sistema petrolífero;
- a identificação e a diferenciação dos elementos base do sistema petrolífero e respetiva aferição de um sistema, tanto convencional como não-convencional;
- o desenvolvimento de uma metodologia de avaliação eficiente e economicamente viável de um sistema petrolífero;

- a identificação e a avaliação dos métodos e das análises adequados para a caracterização tecnológico-científica fidedigna de um sistema petrolífero;
- a aquisição e o aperfeiçoamento de competências nos domínios do planeamento, preparação e avaliação do funcionamento efetivo e eficiente de um sistema petrolífero;
- a elaboração de planos estratégicos que permitam desenvolver projetos no setor petrolífero, em cenários que avaliem e tenham em conta as questões ambientais.

3.2. Seleção de candidatos

A admissão de candidatos implica um conjunto de procedimentos de avaliação de competências de forma a aferir se os candidatos selecionados têm capacidade de resposta às exigências inerentes ao programa de doutoramento e respetiva especialidade. Assim, como requisito prévio, os candidatos têm de demonstrar ter preparação básica em matemática, física e química o que, na prática, corresponde que sejam licenciados e mestres por Faculdades de Ciências, de Ciências e Tecnologia ou de Engenharia.

Por sua vez, a **avaliação de competências**, propriamente dita, tem por base entrevistas, nas quais o candidato terá que (i) apresentar as razões e motivações que o levaram a selecionar o doutoramento e a especialidade em questão; (ii) apresentar um projeto preliminar do plano de intenções da proposta de tese de doutoramento ou, no mínimo, explanar o tema sobre o qual gostaria de elaborar o seu plano de intenções e (iii) discutir o tema com o potencial orientador e, caso se justifique com o potencial coorientador, com vista a fixar um plano de trabalho concreto.

Caso o orientador e, quando se justifique, também o coorientador, entretanto efetivamente escolhidos avaliem todo o dossiê e formalizem a sua aceitação, então, o potencial candidato encontra-se em condições de se inscrever como aluno de doutoramento em Ciências da Terra na especialidade de “Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia”.

3.3. Metodologia de ensino e Avaliação de desempenho

O êxito de uma qualquer unidade curricular encontra-se intimamente relacionado com diversos fatores críticos, sendo dois considerados como vitais, a saber: (i) o desenvolvimento de uma metodologia baseada na interação dos processos colaborativos, na inovação e na promoção das capacidades de autonomia dos alunos no processo de aprender, pensar e dar resposta a problemas e (ii) o desenvolvimento de processos de avaliação das diversas etapas e dos vários agentes da unidade curricular.

Neste pressuposto, a metodologia de ensino está implicitamente relacionada com a organização curricular geral referida no item 2, sendo que, na unidade curricular **Sistemas petrolíferos** o tempo de trabalho compreende a um total de duzentas e cinquenta (250) horas, correspondentes a dez

(10) créditos, das quais o **tempo de contacto é de sessenta (60) horas, em regime de orientação tutorial** (veja-se Quadro 1).

Dada a índole das matérias ministradas na unidade curricular em causa, das sessenta (60) horas de contacto com os alunos definiu-se que **vinte (20) horas são de aulas expositivas de matéria**, sendo as restantes **quarentas (40) horas projetadas para a seleção de bibliografia** adequada às diversas temáticas abordadas (colocadas à disposição dos alunos no início de cada atividade) e à **discussão e avaliação dos trabalhos elaborados pelos alunos**.

Os alunos terão, assim, obrigatoriamente, de frequentar vinte (20) horas de aulas presenciais. **Estas vinte (20) horas obrigatórias correspondem, na prática, a dez (10) aulas tendo, cada uma, a duração de cento e vinte (120) minutos.**

Por sua vez, estas dez (10) aulas estão organizadas em seis (6) módulos, em função do conteúdo programático, sendo que os alunos terão, à sua disposição, em cada caso e por antecipação, uma lista da bibliografia recomendada considerada como ferramenta de auxílio de base. A bibliografia recomendada inclui livros e capítulos de livros considerados de referência para o entendimento dos conceitos e dos parâmetros intervenientes num sistema petrolífero, artigos científicos e relatórios de empresas do setor petrolífero, elementos que no conjunto, descrevem diferentes sistemas petrolíferos convencionais e não-convencionais, especificando os seus elementos base e os processos geológicos, em todo mundo.

A unidade curricular é **leccionada sob a forma de curso intensivo**, isto é, **duas (2) aulas por dia, ou seja, quatro (4) horas por dia, no período de uma (1) semana**. As aulas são organizadas em função da disponibilidade do docente e dos alunos, uma vez que parte dos alunos são já profissionais.

Adicionalmente, as aulas são ministradas tendo por base uma metodologia de ensino ativa, segundo a qual se pretende desenvolver modelos de aprendizagem que tornem os alunos protagonistas na construção do seu conhecimento. Nesta perspetiva, o princípio metodológico consiste em que os alunos tenham acesso à lista bibliográfica antes das aulas, permitindo desta forma que estudem os conteúdos científicos fora do ambiente da universidade e possam levar para a sala de aula assuntos de discussão, o que, conseqüentemente, promoverá aulas mais participativas e menos expositivas por parte do professor.

O regime misto escolhido para a lecionação está, aliás, em linha com os objetivos definidos no item 3.1. Realmente, o desenvolvimento do objetivo da unidade curricular consiste, numa primeira fase, na apresentação e discussão teórica de conceitos e terminologia inerente aos sistemas petrolíferos no que designamos de harmonização de conhecimentos de base. Numa segunda fase, serão então, apresentados exemplos práticos de sistemas petrolíferos convencionais e não-convencionais, o que implica a identificação e caracterização dos elementos e processos geológicos que os compõem, assim como a análise e a avaliação das metodologias utilizadas na sua definição efetiva. Por último,

com base em casos de estudo, faz-se análise dos sistemas petrolíferos face aos novos cenários energéticos, nos quais as questões climáticas e ambientais têm um papel preponderante.

Após a semana de aulas intensiva, o professor mantém-se disponível para contacto com os alunos, presencialmente ou através de plataformas digitais, para tirar dúvidas pontuais e/ou discutir temas que contribuam para a evolução da aprendizagem.

A **avaliação** de desempenho dos alunos é efetuada tendo em conta a participação nas aulas e a interação que os alunos desenvolvem com os vários colegas que frequentam a unidade curricular, assim como com o professor. Neste sentido, um dos pressupostos mais relevantes da avaliação está focado na **avaliação continua** obrigando, imperativamente, a que os alunos tenham necessidade de organizar o seu processo de aprendizagem de acordo com uma abordagem sistemática e evolutiva. No decorrer da semana de aulas será solicitado que os alunos leiam alguns artigos científicos e que apresentem, nesse mesmo período, uma síntese crítica da leitura efetuada, a qual será seguida de debate. Ainda, na perspetiva de estimular os alunos no processo de aprendizagem e, sendo mais que sabido que as práticas de **avaliação formativa** influenciam a qualidade da aprendizagem e os resultados académicos, os alunos, após o término das aulas da unidade curricular, terão duas semanas para apresentar um relatório final individual abordando as temáticas lecionadas na unidade curricular, focando, especialmente, o sistema petrolífero sobre o qual trata a sua proposta de tese de doutoramento. Ao elaborarem o referido relatório, os alunos estarão, assim, a trabalhar para um dos capítulos do documento que irá constituir a própria tese de doutoramento, o que, por sua vez, se julga constituir um incentivo, já que no decurso da parte curricular do programa de doutoramento (“curso de doutoramento”), a par e passo com a aprendizagem de conhecimentos especializados, lhes é dado o ensejo de trabalhar no seu próprio projeto. A frequência, com êxito, da unidade curricular traduz-se pela menção de **aprovado, seguida de classificação numérica de 10 a 20** (números inteiros), com vista a cumprir o artigo 4.º, nomeadamente o seu número 6, do Regulamento n.º 589/2018 (Diário da República, 2ª série, n.º 168 de 31 de agosto) e, em simultâneo, possibilitar a aplicação, sem equívoco, do Decreto-Lei n.º 42/2005 de 22 de fevereiro (espaço europeu de ensino superior), designadamente o seu artigo 17.º.

4. PROGRAMAS DA UNIDADE CURRICULAR “SISTEMAS PETROLÍFEROS”

4.1. Estrutura geral do programa (veja-se item 3.3)

Recorda-se do texto geral do item 3.3 que a unidade curricular em causa está estruturada de modo a ser lecionada em **sessenta (60) horas de contacto, em regime tutorial**, das quais, se decidiu reservar **vinte (20) horas para aulas expositivas** com suporte *powerpoint* e quadro de matéria, sendo as **restantes quarenta (40) para discussão de bibliografia e discussão e avaliação de trabalhos dos alunos**.

Por outro lado, as **vinte (20) horas reservadas a aulas expositivas estão organizadas, na prática, em 10 aulas de 120 minutos cada, lecionadas sob a forma de curso intensivo de duas (2) aulas, isto é, quatro (4) horas por dia, no período de uma (1) semana.**

Adicionalmente, faz-se notar que as aulas expositivas, embora essencialmente teóricas, são sempre seguidas da apresentação de, pelo menos, um caso de estudo de forma a suscitar e/ou incentivar a participação dos alunos na sua discussão no tempo letivo a isso reservado, isto é, nas restantes quarenta (40) horas da unidade para tal previstas.

Por fim, tendo em conta as matérias a abordar, o **programa foi organizado em seis (6) módulos temáticos**, a saber:

Módulo I – Apresentação da unidade curricular

Neste módulo faz-se uma breve introdução da unidade curricular, tendo como propósito a apresentação dos objetivos e dos vários temas que serão abordados, mostrando a sua interdisciplinaridade com as restantes unidades curriculares que compõem o curso de doutoramento em Ciências da Terra. Nesta fase, torna-se, também, imprescindível averiguar o *background* dos alunos de forma a harmonizá-lo com os conhecimentos que se consideram básicos para que o processo de aprendizagem seja efetivamente eficiente. As metodologias de ensino e os critérios de avaliação de aprendizagem são abordados de modo a que os alunos, tomando consciência dos princípios metodológicos, se sintam, logo à partida, motivados para a construção do seu conhecimento. Por último, faz-se referência à terminologia especializada em uso no domínio dos sistemas petrolíferos.

Módulo II – Evolução histórica do setor petrolífero

A expressão que dá nome à unidade curricular a que se refere o presente relatório, isto é, “Sistemas petrolíferos” é, na realidade, um conceito bastante recente, da década de setenta do século XX, o qual só poderá ser, cabalmente, entendido caso se compreenda a evolução histórica do setor petrolífero e as diferentes teorias desenvolvidas quanto à origem do petróleo. Assim, neste segundo módulo, faz-se uma breve incursão histórica sobre a primeira ocorrência do petróleo, passando-se à discussão das diversas teorias da origem dos hidrocarbonetos e, por fim, apresenta-se o(s) autor(es) que, pela primeira vez, estabeleceram, o conceito de sistema petrolífero.

Módulo III – Definição e objetivos do conceito “Sistema petrolífero”

Este módulo é dedicado a estabelecer a definição e os objetivos de um sistema petrolífero, que permitam definir a sua viabilidade económica. Este processo implica, logo à partida, a identificação dos elementos base e dos processos geológicos que, em sincronismo, conduz à existência efetiva de um sistema petrolífero.

Módulo IV - Metodologia e métodos utilizados na caracterização e na avaliação dos sistemas petrolíferos

Uma metodologia sistemática e sequencial é fundamental para que a identificação e caracterização de um sistema petrolífero seja tecnicamente eficiente e acarrete custos mínimos. Realmente, a inviabilidade económica é o principal motivo da não exploração/produção de um determinado sistema petrolífero. Neste sentido, neste quarto módulo aborda-se a importância da utilização da metodologia adequada, assegurada pela seleção dos métodos analíticos que permitam identificar e caracterizar quer os elementos de base, quer os processos geológicos que compõem um sistema petrolífero.

Módulo V – Sistemas petrolíferos convencionais versus Sistemas petrolíferos não-convencionais

Para lá da caracterização destes dois tipos de Sistemas petrolíferos, no quinto módulo, há que ter em conta que no atual contexto petrolífero convencional tem-se deparado com uma série de adversidades, para além das geopolíticas e sociais, principalmente do foro geológico. Na realidade, os enquadramentos geológicos dos sistemas petrolíferos, ditos convencionais, são cada vez mais complexos e com estruturas cada vez mais profundas, pelo que os respetivos programas de prospeção/pesquisa e de exploração/produção implicam a implementação de tecnologias mais avançadas, e de custos mais elevados, o que, no atual contexto, os torna muitas vezes economicamente inviáveis. Assim sendo, a necessidade premente de continuar a produzir hidrocarbonetos de forma economicamente viável levou a que, nas últimas décadas, tivessem sido desenvolvidos esforços tecnológicos e financeiros que permitiram aos sistemas petrolíferos não-convencionais, outrora considerados economicamente não viáveis, serem hoje encarados como uma solução viável e, mesmo, com papel preponderante no setor.

Módulo VI – Setor petrolífero versus Questões climáticas

No sexto e último módulo discute-se o atual contexto energético mundial, e o facto de ser, hoje, indispensável que os programas de prospeção/pesquisa e de exploração/produção do setor petrolífero sejam implementados tendo sempre em linha de conta a mitigação de problemas ambientais *l.s.*, nomeadamente em relação às ditas alterações climáticas. Na realidade, não será possível atuar no setor energético, principalmente no âmbito do setor petrolífero, sem que as metas estabelecidas na Conferência de Paris, em novembro de 2015, sejam tidas em linha de conta, uma vez que o objetivo final consiste na redução das emissões dos gases com efeito de estufa (GEE).

4.2. Conteúdos programáticos pormenorizados dos módulos

Módulo I – Apresentação da unidade curricular

Enquadramento

A apresentação geral e a definição dos objetivos da unidade curricular constituem a primeira etapa deste primeiro módulo. A forma de funcionamento da unidade é, também, apresentada de modo a permitir que os alunos se organizem, com vista a construir o seu próprio processo de aprendizagem.

O módulo pretende, ainda, averiguar o nível de conhecimento dos alunos quanto às temáticas a tratar na unidade, de modo a permitir um eventual reajuste/adaptação na forma de transmissão dos temas com vista a uma aprendizagem o mais eficiente possível.

Os alunos são, por fim, alertados para a necessidade de acompanharem módulo a módulo com leituras recomendadas, em cada caso, como básicas.

Objetivos

- Definir e elencar os objetivos gerais da unidade curricular e quais as competências esperadas.
- Estabelecer a interdisciplinaridade e a articulação existente entre a unidade curricular “Sistemas petrolíferos” e as restantes unidades do “curso de doutoramento” e do próprio ciclo de estudos conducente ao doutoramento em “Ciências da Terra”.
- Definir o funcionamento geral da unidade curricular.
- Estabelecer os critérios de avaliação da unidade curricular.
- Averiguar quais os conhecimentos de base que o aluno possui.

Tempo letivo – uma (1) hora.

Temática a desenvolver

Apresentam-se os objetivos da unidade curricular e o seu enquadramento, interdisciplinaridade e articulação com as demais unidades do “curso de doutoramento” e com o próprio ciclo de estudos conducente ao grau de doutor em “Ciências da Terra”, na especialidade em “Sistemas Petrolíferos e Problemas de Energia”. Seguidamente, definem-se quais deverão ser as competências a adquirir pelos alunos consideradas expectáveis para a condução, com êxito, da frequência da unidade.

Na realidade, a unidade curricular “Sistemas petrolíferos” é, naturalmente, considerada como a ferramenta chave do “curso de doutoramento” da referida especialidade, já que é nela que convergem as temáticas abordadas nas restantes sete (7) unidades curriculares. Faz-se, ainda, notar que duas (2) unidades curriculares constituem “seminários”, com oito (8) horas de contacto cada, em regime teórico-prático, cujos temas poderão ser selecionados de acordo com as necessidades de cada aluno, tendo em linha de conta o tema da sua tese de doutoramento. Os ditos

seminários poderão, assim, se justificado, vir a ser um prolongamento da unidade destinado a tratar casos reais. De facto, os diferentes sistemas petrolíferos só serão corretamente identificados e caracterizados caso as temáticas abordadas nas restantes cinco (5) unidades curriculares, nomeadamente a “Geoquímica orgânica”, forem apreendidas e os conhecimentos adquiridos utilizados de forma integrada.

Partindo do pressuposto que a formação e, conseqüentemente, a acumulação de hidrocarbonetos são, em última análise, o que se torna necessário à definição de um sistema petrolífero e, ainda, que estes processos se encontram indiscutivelmente associados a uma determinada bacia sedimentar, torna-se, então, fácil compreender a interdisciplinaridade do conjunto das unidades curriculares referidas. Assim sendo, compreender o(s) sistema(s) petrolífero(s) enquadrados na geodinâmica de uma bacia sedimentar implica, obrigatoriamente, que se compreendam os fundamentos inerentes à **análise de bacias** e, por sua vez, os princípios da **tectónica** e da **estratigrafia sequencial**, cujos temas constituem três (3) outras unidades curriculares, consideradas auxiliares, ministradas no segundo semestre do “curso de doutoramento”.

Por fim, sendo que o principal objetivo da unidade reside na identificação e caracterização de sistemas petrolíferos, no primeiro semestre são ministradas duas (2) outras unidades curriculares consideradas como básicas. Uma delas está intimamente associada à geração de hidrocarbonetos e, por sua vez, à caracterização de uma potencial rocha-mãe. Trata-se da unidade curricular **geoquímica orgânica** (designação tomada na aceção corrente na indústria petrolífera, isto é, incluindo a componente petrológica). A outra unidade, é a **avaliação de recursos/reservas e engenharia de reservatórios**, relacionada com as estruturas armazém.

O funcionamento realmente eficiente da unidade curricular, implicando um processo de aprendizagem efetivo, obriga, igualmente, a que os alunos sejam informados, logo no início, que as aulas serão ministradas segundo uma metodologia de ensino ativa, isto é, em que os mesmos sejam protagonistas na construção do seu próprio conhecimento. Para tal, os alunos terão que ter acesso às listas bibliográficas antes das aulas, permitindo o estudo dos conteúdos fora do ambiente da universidade. Nesta abordagem, evita-se, assim, o modelo tradicional de ensino, em que o professor promove aulas expositivas, sentindo-se os alunos compelidos a anotar e memorizar os conteúdos. Pelo contrário, no modelo ativo participativo, no início de cada aula, os alunos têm a oportunidade de estar ao corrente do conhecimento da temática de base, o que permite que as aulas sejam participativas, isto é, que incluam perguntas/apresentação de dúvidas e discussão. Outra mais-valia na utilização desta abordagem de ensino reside na possibilidade de poder contribuir para o sistema de avaliação continua, uma vez que, a participação do aluno permite que seja mais facilmente aferida a aquisição de conhecimento. Aliás, no final de cada módulo, os alunos terão de entregar uma síntese crítica de um dos artigos científicos da lista bibliográfica disponibilizada no início da unidade curricular. Para complementar o processo de avaliação solicita-se que cada aluno elabore um relatório sobre as temáticas abordadas na unidade curricular, focando, especificamente, o

sistema petrolífero da sua de tese de doutoramento. Este relatório final deverá ser entregue ao professor duas (2) semanas depois de ter terminado o período de aulas. O professor promoverá, então, uma discussão com cada aluno sobre as temáticas abordadas no âmbito da unidade curricular, com vista a identificar o nível de conhecimento adquirido.

Por último, faz-se referência e comentários à terminologia especializada no domínio dos sistemas petrolíferos em português (de Portugal e do Brasil) e às respetivas correspondências em inglês e, em certos casos, em francês. Neste momento, está em elaboração um volume temático intitulado “Geologia dos Sistemas Petrolíferos Convencionais e Não-convencionais” no âmbito da coleção linguística “Thesaurus das Ciências da Terra” da Academia das Ciências de Lisboa. Enquanto não for possível dispor destes elementos há que ter em conta, para consulta, as várias publicações relacionadas com o tema, dadas à estampa em português (Pinho 1972, 1989, Glossary of Natural Gas Reserves 1996, Gomes & Alves 2007, Fernández y Fernández et al. 2018, Gomes S.d.).

Referências

Fernández y Fernández, E., Pedrosa Junior, O. A. & Pinho, A.C., Eds., 2018. Dicionário do Petróleo em língua portuguesa; exploração e produção de petróleo. 2ª Ed., 738 pp. Lexicon Editora Digital, Ltda; Faculdades Católicas, Rio de Janeiro. (1 Ed., 635 pp., 2009).

ISBN: 978-85-8300-090-7.

Glossary of Natural Gas Reserves. Exploration, Exploitation, Economics, 1996. 96 pp. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Federal Institute for Geosciences and Natural Resources), Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung (Geological Survey of Lower Saxony), Working Party on Gas of the Economic Commission for Europe. Hannover, Geneva.

Gomes, J.S., S.d.. Acronyms used in the Oil & Gas Industry, 48 pp. Partex Oil and Gas, Lisboa.

Gomes, J. S. & Alves, F. B., 2007. O Universo da Indústria Petrolífera. Da Pesquisa à Refinação, 647 pp. Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa.

ISBN: 978-972-31-1228-3.

Pinho, A.C., 1972. Glossário dos mais úteis termos e expressões – abreviaturas – símbolos usados na indústria do petróleo, 121 pp. Junta de Investigações do Ultramar, Lisboa.

Pinho, A.C., 1989. Glossário dos mais úteis termos e expressões – abreviaturas – símbolos usados na indústria do petróleo (Adenda), 45 pp. Instituto de Investigação Científica Tropical, Lisboa.

ISBN: 972-672-488-0.

Módulo II – Evolução histórica do setor petrolífero

Enquadramento

O petróleo, sendo um recurso natural com características aglutinantes, cuja primeira ocorrência é datada de há milhares de anos, antes mesmo da Era Cristã, foi inicialmente utilizado como cola, na joalheria e nos processos de construção e de reparação de navios. No entanto, a ocorrência à época tida como imprevisível, deste produto orgânico inicialmente considerado um mineraloide, isto é, cuja génese e ocorrência eram equiparadas às dos minerais, levou a uma incessante necessidade de conhecer as suas características químicas e físicas. Este processo conduziu ao estabelecimento de diferentes teorias quanto à génese deste produto culminando na necessidade da criação do conceito de sistema petrolífero. Neste módulo serão, igualmente, abordadas as dificuldades identificadas, ao longo do tempo, para que as referidas teorias fossem aceites pela comunidade científica internacional.

Objetivos

- Conhecer as primeiras ocorrências de petróleo.
- Referir as diferentes utilizações históricas do petróleo, as quais foram variando com o progresso no conhecimento deste produto.
- Apresentar as diversas teorias definidas para a génese do petróleo e/ou gás natural (comummente designados por hidrocarbonetos, uma vez que estes são, normalmente, os componentes dominantes).
- Discutir os eventos que marcaram a evolução histórica das teorias genéticas dos hidrocarbonetos, evidenciando desta forma o aparecimento da Geoquímica orgânica.

Tempo letivo – três (3) horas.

Temáticas a desenvolver

Na parte inicial do módulo (2 horas) faz-se uma incursão sobre a evolução histórica do setor petrolífero, seguidamente (1 hora), apresentam-se as diferentes teorias desenvolvidas quanto à origem do petróleo.

Conhecer a evolução histórica do setor petrolífero leva-nos à Ásia, num período de milhares de anos antes da Era Cristã, onde o petróleo, um dos recursos naturais conhecidos mais antigos, foi identificado pela primeira vez (Tiratsoo 1951, Owen 1975, Selley 1998, Biju-Duval 2002). No entanto, foi na região com a designação “Hit”, atualmente conhecida como Iraque, onde foi reportada a primeira ocorrência de petróleo. No Irão, há cerca de 4000 a.C, o termo “nafta” era comumente usado para designar o “petróleo bruto”, predominantemente, utilizado como cola e na joalheria. Nafta é um termo oriundo da língua iraniana antiga e só mais tarde surgiu no mundo ocidental pelos Árabes e Gregos. Nas civilizações antigas, o “betume”, termo utilizado para designar “petróleo

sólido”, era usado na ornamentação, no “cimento” de construção de edifícios, na construção de estradas e na construção de barcos. Após a queda da Babilónia em 600 a.C., a utilização do betume na área da construção diminuiu, passando a ser visto pelos gregos como uma simples curiosidade.

Durante o Império Romano (27 a.C. – 476 d.C.), a utilização do betume como material de construção não foi relevante, uma vez que, este episódio civilizacional coincidiu com um auge na exploração de pedreiras de outras rochas. Nessa época, o comum era utilizar o betume para fins medicinais, rituais religiosos e na construção e reparação de navios. Foram os Árabes que desenvolveram os primeiros processos de refinação e destilação do betume para a produção de luz e óleos fortemente inflamáveis, os quais poderiam ser usados para fins militares. Só, no período do Renascimento (c.1300 – c.1600) é que foram identificadas as primeiras ocorrências de petróleo bruto e betume na Europa e na América.

No final do século XVII, os Italianos deram início aos processos de produção e de destilação de quantidades significativas de petróleo, identificadas à superfície, para uso na iluminação de estradas. Numa fase posterior, as “rochas asfálticas” (rochas impregnadas em petróleo, comumente designadas como “rochas betuminosas”) ganharam um papel vital na área da construção, começando a ser extraídas em várias pedreiras europeias. Na realidade, a destruição significativa de cidades, decorrente das Guerras Napoleónicas (1803 – 1815), conduziu, determinantemente, à necessidade premente de construção de novas estradas (Tiratsoo 1951).

As primeiras ceras parafínicas foram produzidas, em 1830, a partir do *shale oil*, tendo sido utilizadas para a produção de velas. Em 1847, o aumento da procura de querosene para a produção de luz levou ao desenvolvimento da indústria do *shale oil* por James Young, a partir de *shales* do Carbonífero, da Escócia. De facto, até metade do século XIX todos os métodos de extração de petróleo envolviam acumulações de pequenas quantidades que eram identificadas em poços superficiais e/ou a partir de exsudações. Na realidade, só em 1859 foi perfurado o primeiro poço para a produção de petróleo, na Pensilvânia (Estados Unidos da América), pelo mítico Coronel Drake. A indústria petrolífera passou desde então, a apresentar um rápido crescimento, tanto nos Estados Unidos da América como em todo o mundo, o que foi coadjuvado, nas décadas 1870 e 1880, pelo desenvolvimento do motor de combustão interna. A procura gradual de derivados de petróleos cada vez mais leves, seguida da identificação das diferentes possibilidades de utilização dos diversos produtos refinados e, por fim, a forte procura de todos os produtos petrolíferos com a Primeira Guerra Mundial (1914-1918) culminou no estabelecimento da indústria petrolífera como uma potência económica mundial (Tiratsoo 1951, Owen 1975, Selley 1998, Toprani 2012, Evangelidis 2017, Gerali & Gregory 2017).

O setor petrolífero sofreu, entretanto, um forte crescimento e, em 1920, o mercado era dominado por empresas inglesas (British Petroleum e Shell) e americanas (Exxon, Gulf, Texaco, Mobil e Chevron). Após a Segunda Guerra Mundial e com o conseqüente crescimento económico, as empresas começaram a desenvolver consórcios, com vista a dividir os riscos e, conseqüentemente,

também os lucros. Neste contexto, a partir de meados dos anos 1950, o petróleo passou a representar o papel da fonte de energia mais importante, principalmente devido à sua capacidade elevada de produção de energia, fácil transporte e abundância relativa. Em 1960, as empresas petrolíferas internacionais, impulsionadas pela procura da maximização dos lucros, fundaram a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). A criação desta organização implicou vários pressupostos, nomeadamente: (i) estabelecer uma política petrolífera comum a todos os grandes produtores de petróleo do mundo (países membros), (ii) definir estratégias de produção, (iii) controlar os preços de venda de petróleo no mercado mundial e (iv) analisar e gerar conhecimentos para os países membros sobre o mercado de petróleo mundial. Como consequência, em meados dos anos 1970, a OPEP era responsável pela produção de dois terços da produção de petróleo mundial (Selley 1998, Gerali 2012, Craig et al. 2018).

Como não poderia deixar de ser, a evolução do setor petrolífero está intimamente relacionada, por um lado, com a evolução dos conceitos e técnicas de pesquisa aplicados e, por outro lado, com a evolução das teorias quanto à gênese dos hidrocarbonetos. Em termos genéricos, as teorias inorgânicas (abiogénicas) e orgânicas (biogénicas) são, na realidade, as hipóteses que estiveram em discussão ao longo de vários séculos, situação esta precedida, como sabemos, por período, muito longo, durante o qual a compreensão da origem dos hidrocarbonetos era uma mera curiosidade por parte de alguns investigadores, uma vez, que em termos comerciais, não era atribuído valor económico viável a este produto.

As **teorias abiogénicas** da origem dos hidrocarbonetos foram, essencialmente, hipóteses desenvolvidas no século XVIII e na parte inicial do século XIX, período em que ainda não se conhecia a natureza química do petróleo. Os gregos, embora já familiarizados com a existência de petróleo, começaram a desenvolver teorias sobre a sua origem. Só em 1546, com Georgius Agricola, surge a primeira teoria, na realidade uma expansão das ideias de Aristóteles, a qual sugeria que as ocorrências de petróleo consistiam em exalações do substrato profundo, representados por condensados de enxofre. Em 1804, surge a teoria que o petróleo era um produto da destilação, que ocorria a grandes profundidades do magma. Na realidade, esta teoria foi aperfeiçoada por Berthelot [1827-1907] (Berthelot 1866) defendendo que o petróleo seria o produto da ação da água em carbonetos inorgânicos, presumivelmente presentes em abundância na crosta terrestre, consistindo basicamente, numa reação entre o dióxido de carbono da água e os metais alcalinos presentes nos carbonetos. Byasson, em 1871, apresentou uma teoria semelhante, na qual no processo, segundo o autor, os metais alcalinos seriam substituídos pelos sulfuretos de ferro. Estas teorias foram, igualmente, defendidas por Mendeleev (1878), o qual sugeriu que tais processos ocorreram muito antes da existência de vida na terra, colocando, desta forma, totalmente de parte a teoria orgânica para a formação do petróleo. Posteriormente, as teorias abiogénicas continuaram a ser alvo de discussão, o que, por sua vez, levou ao desenvolvimento de outras teorias abiogénicas, nomeadamente, a teoria de uma origem cósmica, concebida à semelhança da origem da terra. A origem vulcânica foi, igualmente, defendida com base na relação entre a distribuição

geográfica dos campos petrolíferos e dos vulcões, facto este associado à observação de vestígios de hidrocarbonetos nas emanações gasosas dos vulcões (Tiratsoo 1951, Selley 1998, Durand 2003, Höök et al. 2010).

As **teorias biogénicas** surgiram, por sua vez, no final do século XIX e no início do século XX, período em que a procura por petróleo aumentou de forma significativa. No entanto, a este respeito, não se pode deixar de referir a hipótese já levantada, em 1597, por Libavius, segundo a qual o petróleo se formou a partir de resinas de árvores antigas (Walters 2006). Esta hipótese poderá ser encarada como o ponto de partida das teorias modernas quanto à formação dos hidrocarbonetos. Mais tarde, em 1763, Lomonosov reforça a teoria proposta por Libavius, segundo a qual os hidrocarbonetos formavam-se a partir da transformação do carvão e de restos de plantas devido às condições de pressão e de temperatura a que eram submetidas em profundidade. Os estudos realizados por Hunt in Logan et al. (1863), Lesquereux (1866) e Newberry (1873) em rochas paleozoicas, nos Estados Unidos da América, permitiram identificar que, nesse caso, os hidrocarbonetos eram formados a partir de sedimentos marinhos antigos, isto é, a partir de plantas marinhas. Porém, só com o desenvolvimento da Petrologia e da Geoquímica orgânicas é que as hipóteses biogénicas iniciais se constituíram numa teoria incontestável para a génese do petróleo. De facto, autores há que consideram o trabalho publicado por Albert Treibs em 1934 (Treibs 1934) como o primeiro trabalho de Geoquímica orgânica, propriamente dita, tratando-se, pois, de um ramo do saber bastante jovem. Trask, nos anos 30, estabelece o conceito de **rocha-mãe**, segundo o qual os hidrocarbonetos eram gerados por sedimentos contendo matéria orgânica (Trask & Wu 1930, Trask et al. 1932, Trask & Patnode 1942). Porém, só nas décadas de 1970 e 1980, com o desenvolvimento das técnicas de análise é que este ramo da ciência passou a desempenhar um papel decisivo na evolução das teorias quanto à origem dos hidrocarbonetos e na identificação e caracterização dos processos químicos envolvidos na formação do petróleo e do gás natural. Este processo de desenvolvimento das metodologias e técnicas de estudo iniciou-se com Hunt & Meinert (1958), quando estabeleceram um método de prospeção de petróleo usando como ponto de partida as rochas-mãe. Eglinton & Calvin (1967), suportados pelos aperfeiçoamentos desenvolvidos pela cromatografia gasosa e pela espetrometria de massa, estabeleceram o conceito de **biomarcador** ou **marcador biológico**, o qual passaria a ser usado como uma ferramenta crucial nas correlações entre petróleo e rocha-mãe, assim como nas correlações entre petróleo e petróleo. Mas, foi com Espitalié et al. (1977) que se compreendeu que, mais importante que conhecer o processo de geração dos hidrocarbonetos, seria entender a **maturação térmica** dos sedimentos e a **composição química da matéria orgânica**. Neste contexto, estes autores desenvolveram um protótipo revolucionário, o **Rock-Eval**, que, tendo sido sucessivamente aperfeiçoado, ainda hoje, é correntemente usado na indústria petrolífera.

Tal como no caso das teorias abiogénicas, desenvolveram-se várias hipóteses, mais ou menos complexas, quanto à origem biogénica dos hidrocarbonetos, porém rápida e sucessivamente foram descartadas. Constituindo exemplo a chamada teoria da acumulação direta, a qual não contrariando

a hipótese orgânica, desenvolve hipóteses quanto aos mecanismos de migração dos hidrocarbonetos. Também Smith (1954) defendeu que os mecanismos que levariam à formação de acumulações de hidrocarbonetos implicavam a sua expulsão a partir da rocha-mãe, seguida da sua concentração em reservatórios, por processos de compactação e deformação dos sedimentos, os quais deveriam ocorrer durante a subsidência. Também, a chamada teoria radiogénica, pressupõe uma origem orgânica para a formação dos hidrocarbonetos; contudo, a formação do petróleo seria consequência da radiação dos elementos radioativos presentes nas rochas sedimentares, ou seja, a radiação provocaria alterações na matéria orgânica e levariam à formação de petróleo.

No final da década de 1970, foram dados à estampa dois livros de texto (Tissot & Welte 1978, Hunt 1979), considerados como obras de referência para os estudos, tanto de iniciação, como avançados, no processo de compreensão dos sistemas petrolíferos, estudos estes que, por outro lado, se consideram ter por base a Petrologia e a Geoquímica orgânicas.

Referências

Berthelot, M., 1866. Sur l'origine des carbures et des combustibles minéraux. Annales de Chimie et de Physique, 4e Sér., 9, 481-483.

Biju-Duval, B., 2002. Sedimentary Geology. Sedimentary Basins. Depositional Environments. Petroleum Formation, 656 pp., Éditions Technip.

Craig, J., Gerali, F., MacAulay, F. & Sorkhabi, R., Eds., 2018. The History of the European Oil and Gas Industry. Geological Society, London, Special Publications 465, 472 pp.
ISBN: 978-1-78620-363-2.

Durand, B., 2003. A History of Organic Geochemistry. Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'Institut Français du Pétrole, 58, 2: 203-231.

Eglinton, G. & Calvin, M., 1967. Chemical Fossils. Scientific American, 216, 1: 32-43.

Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B.P., Mennig, J.J. & Leplat, P. 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. In: Proceedings of the Ninth Annual Offshore Technology Conference, Houston, TX, vol. 3, pp. 439-448.

Evangelidis, B., 2017. Landmarks in the History of Science: Great Scientific Discoveries from a Global-Historical Perspective, 203 pp. Vernon Press (Vernon Series on the History of Science).
ISBN: 978-1-62273-200-5.

Gerali, F. 2012. Scientific maturation and production modernization; Notes on the Italian oil industry in the 20th century. Oil-Industry History, 12, 1: 89-109.

Gerali, F. & Gregory, J. 2017. Understanding and finding oil over the centuries: the case of the Wallachian Petroleum Company in Romania. Earth Science History, 36, 1: 41-62.
Doi: <https://doi.org/10.17704/1944-6178-36.1.41>.

Höök, M., Bardi, U., Feng, L., & Pang, X., 2010. Development of oil formation theories and their importance for peak oil. Marine and Petroleum Geology, 27, 9: 1995-2004.
Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.06.005>.

Hunt, J.M., 1979. Petroleum Geochemistry and Geology, 617 pp. W. H. Freeman, New York.

Hunt, J.M. & Meinert, R., 1958. Petroleum prospecting. U.S. Patent 2,854,396.

- Lesquereux, L., 1866. Report on the fossil plants of Illinois. In: A.H. Worthe, Ed., *Palaeontology*. 2: 425-467. Geological Survey of Illinois.
- Logan, W.E., Murray, A., Hunt, T.S. & Billings, E., 1863. *Geology of Canada - Report of progress from its commencement to 1863*, 983 pages. Natural Resources Canada. Geological Survey of Canada, Report 50. **Doi:** <https://doi.org/10.4095/123563>.
- Mendeleev, D.I., 1878. *Revue Scientifique*, XIII, 409.
- Newberry, J.S., 1873. *The General Geological Relations and Structure of Ohio*. Ohio Geological Survey Report of Progress, 2nd series, Part 1, 167 pp. Division of Geological Survey, Columbus, Ohio.
- Owen, E. W., 1975. *Trek of the oil finders: A history of exploration for petroleum*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 6 – Semicentennial commemorative volume, 1647 pp. Tulsa, Okla.; *Geological Magazine*, 113, 2: 181.
- Selley, R., 1998. *Elements of Petroleum Geology*, 2nd Ed., 470 pp., Academic Press.
- Smith, V., 1954. *Studies on the Origin of Petroleum, Occurrence of Hydrocarbons in Recent Sediments*. AAPG Bull., 38: 377-404.
- Tiratsoo, E.N. 1951. *Petroleum Geology*, 449 pp. Methuen and Co, London.
- Tissot, B.P. & Welte, D.H., 1978. *Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration*, 538 pp. Springer-Verlag.
- Toprani, A., 2012. *Oil and Grand Strategy: Great Britain and Germany, 1918-1941*, 612 pp. (A Dissertation submitted to the Faculty of the Graduate School of Arts and Sciences of Georgetown University in partial fulfillment of the requirements of the degree of Doctor of Philosophy in History).
- Trask, D.P., Hammar, H.E. & Wu, C.C., 1932. *Origin and Environment of Source Sediments of Petroleum*, 323 pp. Gulf Publishing Co., Houston, TX.
- Trask, D. & Patnode, H.W., 1942. *Source Beds of Petroleum*, 566 pp. American Association of Petroleum Geologists, 566 pp. Tulsa, Oklahoma.
- Trask, D. & Wu, C.C., 1930. *Does Petroleum Forms in Sediments at Time of Deposition?* AAPG Bulletin, 14: 1451-1463.
- Treibs, A., 1934. *The occurrence of chlorophyll derivatives in an oil shale of the upper Triassic*. *Annalen*, 517: 103–114.
- Walters, C.C., 2006. *The Origin of Petroleum*. In: C.S. Hsu & P.R. Robinson, Eds., *Practical Advances in Petroleum Processing*, p. 79-101. Springer.

Módulo III – Definição e objetivos do conceito “Sistema petrolífero”

Enquadramento

O conceito de “Sistema petrolífero” é recente, tendo surgido, pela primeira vez, na década de setenta do século XX. Este conceito foi abordado por distintos autores, os quais apresentaram diferentes perspetivas, principalmente quanto aos mecanismos de funcionamento.

Na conceção atual um “**sistema petrolífero**” é representado por **uma série de elementos de base e de processos geológicos, cuja sincronia permite a formação de acumulações economicamente viáveis de petróleo e/ou gás natural (hidrocarbonetos).**

Objetivos

- Compreender a necessidade de estabelecer o conceito de **Sistema petrolífero**.
- Discutir as teorias de vários autores quanto aos critérios fundamentais que permitiram estabelecer o que hoje se conhece como sistema petrolífero.
- Estabelecer os elementos base dos sistemas petrolíferos, iniciando por um dos elementos mais importante, a rocha-mãe, e terminado no binómio rocha-reservatório/armadilha.
- Estabelecer os processos geológicos que irão permitir uma acumulação economicamente viável de hidrocarbonetos.
- Compreender a necessidade de todos os elementos base e processos geológicos terem que funcionar de forma sincronizada.

Tempo letivo – quatro (4) horas.

Temáticas a desenvolver

O módulo inicia-se pela definição de sistema petrolífero e pelo objetivo da sua criação. Este módulo foca-se, apenas, no conceito sistema petrolífero convencional, o qual foi, durante décadas, o sistema petrolífero considerado técnica e economicamente viável. O módulo V trata de ambos os tipos de sistema petrolífero, ou seja, o convencional e o não-convencional, alertando para os parâmetros que os distinguem e apresentando as razões que justificam, nos dias de hoje, a viabilidade técnica e económica dos sistemas petrolíferos não-convencionais.

A definição estabelecida por Magoon & Dow (1994) é, ainda hoje, a internacionalmente aceite como a mais fidedigna. Nesta definição considera-se **que um sistema petrolífero consiste num sistema natural que envolve todos os parâmetros relacionados com uma rocha-mãe ativa e todo o petróleo e/ou gás natural** a ela associados, tais como os **elementos de base** e os **processos geológicos** que são **essenciais para que exista uma acumulação economicamente viável de hidrocarbonetos**. A definição deste conceito que, na prática, consiste num processo de identificação e caracterização de elementos base e processos geológicos, tornou-se numa das

etapas fundamentais a estabelecer num programa de prospeção/pesquisa do setor petrolífero. De facto, o objetivo inerente à definição de um sistema petrolífero consiste em criar um **método organizado e sequencial de avaliação do potencial, em termos comerciais, das acumulações de hidrocarbonetos**.

Tal como acima referido, o conceito sistema petrolífero apareceu na década de 1970. Tendo sido introduzido, pela primeira vez, por Dow (1974), sob a designação de “sistema de petróleo” (*oil system*). Este primeiro conceito foi estabelecido tendo por base o princípio das correlações petróleo-petróleo e petróleo-rocha-mãe, cujo propósito final consistia em reduzir os riscos de custos de investimentos (?), através de um processo de previsão dos locais mais prováveis para a ocorrência de acumulações de petróleo e/ou gás natural. Na realidade, nesse período, era já do conhecimento geral, embora não especialmente tomado em conta, que as rochas-mãe, as armadilhas, as rochas-reservatório e as coberturas eram necessárias para que se formasse uma acumulação de hidrocarbonetos. Adicionalmente, a maioria dos geólogos possuíam conhecimentos aprofundados sobre as armadilhas e as rochas-reservatório, pouca informação sobre as coberturas e, praticamente, nada conheciam sobre a complexidade das rochas-mãe.

Em boa verdade, o conceito de sistema petrolífero, propriamente dito, foi usado, pela primeira vez, por Perrodon (1980), ao defender que os critérios geológicos que controlavam a presença combinada de rochas-mãe, rochas-reservatórios e coberturas, apresentavam, normalmente, uma determinada extensão geográfica, a qual, conseqüentemente, levava à formação de um conjunto de acumulações de hidrocarbonetos (Perrodon 1992). Por sua vez, Demaison (1984) estabeleceu o conceito de “bacia geradora”, definindo que um sistema petrolífero representava um sistema dinâmico de hidrocarbonetos, o qual funcionava num determinado espaço geológico e escala de tempo restritos. Vários outros autores (Meissner et al. 1984, Ulmishek 1986) desenvolveram teorias quanto ao conceito de sistema petrolífero, mas que, na essência, eram muito semelhantes ao de sistema de petróleo estabelecido por Dow (1974). Magoon (1988, 1989, 1992, 1995), Magoon & Dow (1994) e Magoon & Beaumont (1999) acabariam por estabelecer os critérios para identificar, cartografar e denominar um sistema petrolífero, assim como a metodologia para a sua implementação (Spathopoulos & Gallagher 2012, Dembicki 2017, Zhao et al. 2019).

Assim, um sistema petrolífero é estabelecido pela relação genética que relaciona uma rocha-mãe com todo o petróleo e/ou gás natural por ela gerado, o que implica a existência de uma série de **elementos e processos geológicos** essenciais (Magoon & Dow 1994, Figura 1).

Os elementos geológicos base considerados essenciais são representados pela **rocha-mãe, rocha-reservatório, cobertura e rochas de sobrecarga**.

A **rocha-mãe** é representada por uma rocha sedimentar, de granulometria normalmente pelítica, contendo quantidades suficientes de matéria orgânica e que, quando submetida a subsidência e temperaturas adequadas, produz hidrocarbonetos. A **rocha-reservatório** consiste numa rocha, normalmente sedimentar, que apresenta porosidade e permeabilidade adequadas ao

armazenamento e à circulação dos hidrocarbonetos. A **cobertura** pode ser representada por rochas com caráter impermeabilizante ou por estruturas, como é o caso de falhas, preenchidas por mineralização secundária patenteando, em consequência, um comportamento impermeabilizante, impossibilitando a fuga dos hidrocarbonetos. A **sobrecarga** induzida pelos sedimentos, auxilia os processos de compactação, subsidência e aumento da temperatura, fundamentais ao desenvolvimento do sistema petrolífero. Um elemento que não deixa de ser, igualmente, importante consiste nas **vias de migração**, responsáveis pela deslocação dos hidrocarbonetos da rocha-mãe para a rocha-reservatório, normalmente, representadas por zonas de fraqueza (falhas, diáclases, planos de estratificação) ou pelas características permeáveis das rochas (Magoon & Dow 1994, Magoon & Beaumont 1999).

Os **processos geológicos** envolvidos num sistema petrolífero são a formação da **armadilha**, a **geração**, a **expulsão**, a **migração**, a **acumulação** e a **preservação**.

A formação da **armadilha** é um dos processos essenciais, cuja função consiste em manter preservada, a médio-longo prazo, a acumulação de hidrocarbonetos, sendo que esta representa a geometria da acumulação de hidrocarbonetos. A **geração** consiste no processo de formação de hidrocarbonetos que ocorre quando a rocha sedimentar, considerada como potencial rocha-mãe devido ao conteúdo suficiente em matéria orgânica, se encontra madura. A **expulsão** dos hidrocarbonetos é um processo que se desenvolve ao nível da rocha-mãe, ocorrendo, simplesmente, quando a rocha-mãe se encontra totalmente saturada em hidrocarbonetos, sendo, também, conhecida como o primeiro processo de migração (migração primária). A **migração**, propriamente dita, é o processo responsável pela deslocação dos hidrocarbonetos a partir da rocha-mãe até à rocha-reservatório. A **acumulação** dos hidrocarbonetos refere-se à sua concentração em rochas-reservatório, enquanto que a **preservação** representa o processo de manutenção da acumulação efetiva a médio-longo prazo (Magoon & Dow 1994, Magoon & Beaumont 1999).

Por último, refere-se que existem outros **parâmetros** relevantes, nomeadamente **estratigráficos**, **temporais** e **espaciais**, os quais permitem assegurar que os elementos e os processos geológicos ocorreram no local certo e no momento certo, e que, por conseguinte, promoveram a formação de uma acumulação de hidrocarbonetos. Neste contexto, considera-se importante chamar, ainda, a atenção para os seguintes três parâmetros temporais: **idade do sistema petrolífero**, **momento crítico** e **tempo de preservação dos** hidrocarbonetos.

A **idade de um sistema petrolífero** representa o tempo considerado como necessário para que ocorram os processos de geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos. O **momento crítico** é o momento que melhor descreve a ação combinada dos processos geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos num sistema petrolífero, uma vez que, representa o momento em que a rocha-mãe atinge o seu estado de saturação levando à expulsão dos hidrocarbonetos da sua estrutura e, por conseguinte, à migração e, em última análise, à sua acumulação numa rocha-reservatório (Amosu & Sun 2019). Quanto ao **tempo de preservação** do sistema petrolífero pode-

se afirmar que inicia imediatamente depois de terem ocorrido os processos de geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos e prolonga-se até aos dias de hoje. Na realidade, este parâmetro envolve as alterações que tenham ocorrido nas acumulações de hidrocarbonetos durante o período de tempo em causa. Adicionalmente, é importante referir que durante o tempo de preservação de um sistema petrolífero podem ocorrer diferentes processos, nomeadamente **remigração** também designada **migração secundária** (da qual, o conceito de “desmigração” de Perrodon (1980) é um caso particular), **degradação** física e/ou biológica ou, mesmo, **destruição** completa dos hidrocarbonetos. A remigração dos hidrocarbonetos que se desenvolve durante o tempo de preservação poderá, igualmente, permitir a formação de um outro sistema petrolífero, caso os hidrocarbonetos se mantenham acumulados em rochas-reservatório, mesmo que não façam parte do sistema petrolífero inicial. Se, de acordo com os diferentes processos mencionados anteriormente, as acumulações forem destruídas durante o tempo de preservação, pode-se afirmar que, atualmente, já não existe um sistema petrolífero, embora possa ter existido no passado (Magoon & Dow 1994, Magoon & Beaumont 1999).

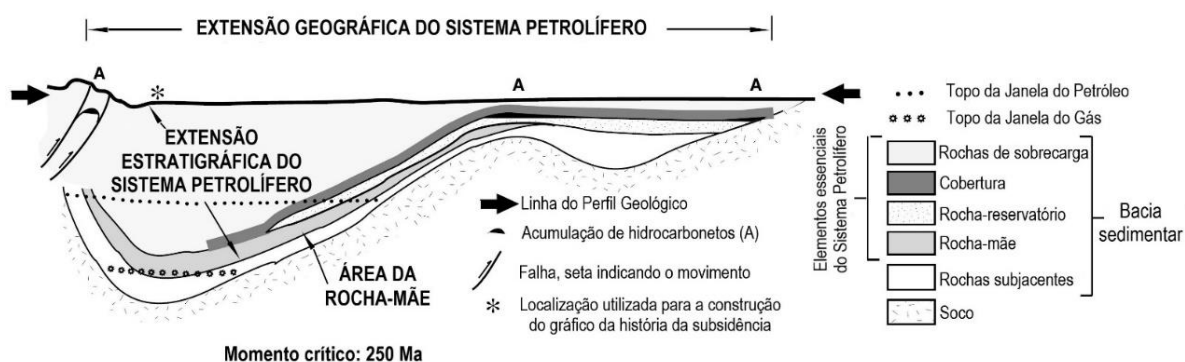


Figura 1 – Representação esquemática de um sistema petrolífero (Magoon & Dow 1994, modificado).

O conceito de sistema petrolífero proposto, inicialmente, por Dow (1974) e aperfeiçoado por Magoon & Dow (1994) envolvia, apenas, o estudo de acumulações convencionais de hidrocarbonetos já descobertas. O conceito **sistemas petrolíferos totais** (SPT) foi introduzido mais tarde por Pollastro (1999) e Magoon & Schmoker (2000), sendo que este conceito inclui não só o conceito estabelecido por Magoon & Dow (1994), mas também as acumulações de hidrocarbonetos não descobertas. Nesta perspetiva, torna-se importante ter em linha de conta três aspetos fundamentais: (i) a geração de hidrocarbonetos pode ser representada por uma ou mais rochas-mãe ativas, (ii) a presença de vias de migração, quer sejam atuais quer antigas, são um parâmetro obrigatório de forma a promover a ligação entre a rocha-mãe e as acumulações de hidrocarbonetos na rocha-reservatório e (iii) a rocha-mãe e a rocha-reservatório são, na realidade, duas unidades independentes, o que enfatiza a necessidade da presença de vias de migração para que se formem acumulações. O objetivo na definição de um sistema petrolífero total consiste em cartografar tridimensionalmente, no espaço, portanto, um sistema de fluidos natural, para entender como ele evoluiu ao longo do

tempo e, desta forma, permitir localizar, definir e avaliar essa área com vista à identificação de acumulações de hidrocarbonetos não descobertas.

Referências

Amosu, A. & Sun, Y. 2019. A quantitative probabilistic framework for estimating the critical moment in a petroleum system. *AAPG Bulletin*, 103, 1: 177-187.

Doi: <https://doi.org/10.1306/07031817387>.

Demaison, G., 1984, The generative basin concept. In: G. Demaison & R.J Murriss, Eds., *Petroleum geochemistry and basin evaluation*. AAPG Memoir 35, p. 1-14.

Dembicki, H., 2017. *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*, 342 pp. Elsevier.

ISBN: 9780128033500.

Dow, W.G., 1974. Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in the Williston Basin. *AAPG Bulletin*, 58, 7: 1253-1262.

Magoon, L.B., 1988. The petroleum system—A classification scheme for research, exploration, and resource assessment. In: L.B. Magoon, Ed., *Petroleum systems of the United States: U.S. Geological Survey Bulletin 1870*, p. 2-15.

Magoon, L.B., Ed., 1989. *The Petroleum system - Status of research and methods, 1990: U.S. Geological Survey Bulletin 1912*, 88 pp.

Doi: <https://doi.org/10.3133/b1912>.

Magoon, L.B., 1992. Identified petroleum systems within the United States, 1992. In: L.B. Magoon, Ed., *The petroleum system – Status of Research and Methods*. U.S. Geological Survey Bulletin, 2007, p.2-11.

Magoon, L.B., 1995. The play that complements the petroleum system—a new exploration equation: *Oil and Gas Journal*, 93, 40: 85-87.

Magoon, L.B. & Beaumont, E.A., 1999. Petroleum system. In: E.A. Beaumont & N.H. Foster, Eds., *Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology*, Chapter 3, p. 3.1-3.34.

ISBN: 978-1-58861-493-3.

Magoon, L.B. & Dow, M.G., 1994. The petroleum system. In: L. B. Magoon & Dow, W. G., Eds, *The petroleum system from Source to Trap*. AAPG Memoir 60, p.3-24.

Magoon, L.B. & Schmoker, J.W., 2000. The Total Petroleum System - The Natural Fluid Network that constrains the Assessment Unit. In: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 - Description and Results. 31pp. U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team. (U.S. Geological Survey Digital Data Series 60).

Meissner, F.F., Woodward, J. & Clayton, J.L., 1984. Stratigraphic relationships and distribution of source rocks in the greater Rocky Mountain region. In: J. Woodward, F.F. Meissner & Clayton, J.L., Eds., *Hydrocarbon source rocks of the greater Rocky Mountain region: Denver, Rocky Mountain Association of Geologists*, p. 1-34.

Perrodon, A., 1980. *Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures*, 381 pp. Paris, Masson–Elf-Aquitaine. (Este livro, uma vez revisto e atualizado, foi publicado, em inglês, com data de 1983, no *Bulletin des Centres Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine*, Mémoire 5. **ISBN:** 2-901026-12-5. **ISSN:** 0181-0901).

Perrodon, A., 1992. Petroleum Systems: Models and Applications. *Journal of Petroleum Geology*, 15, 2: 319-325.

Doi: <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1992.tb00875.x>

Pollastro, R.M. 1999. Ghaba Salt Basin Province and Fahud Salt Basin Province, Oman; Geological Overview and Total Petroleum Systems. Geological Survey Denver Open-File Report 99-50-D.,44 pp.

Doi: <https://doi.org/10.3133/ofr9950D>.

Spathopoulos, F. & Gallagher, K., 2012. Proposed revision of the Petroleum System concepts and the Petroleum System Events Chart. In: AAPG Conference on Basin Modelling, Nice 2012.

Ulmishek, G.F., 1986, Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment. In: D.D. Rice, D Ed., Oil and gas assessment-Methods and applications: AAPG Studies in Geology 21, p. 59-68.

Zhao, J.-Z., Li, J., Wu, W.-T., C., Qing, Bai, Y.-B. & Chuang, Er., 2019. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities. *Petroleum Science*, 16: 229-251.

Módulo IV - Metodologia e métodos utilizados na caracterização e na avaliação dos sistemas petrolíferos

Enquadramento

A metodologia e os métodos de análise utilizados na caracterização e avaliação de um sistema petrolífero encontram-se intimamente relacionados quer com a qualidade e a quantidade de dados disponíveis, quer com os objetivos predefinidos para o estudo em questão.

No atual contexto da indústria petrolífera, o desenvolvimento de metodologias de avaliação de sistemas petrolíferos é, obrigatoriamente, precedido de um programa de modelação da bacia em que os mesmos se inserem.

A **modelação de um sistema petrolífero** consiste, assim, num modelo digital de dados, no qual os processos interrelacionados e os respetivos resultados podem ser simulados de forma a permitir compreender e prever a dinâmica de um sistema petrolífero. Já a **modelação de bacias** consiste na modelação dinâmica dos processos geológicos que ocorrem numa bacia sedimentar ao longo de um determinado tempo geológico.

Objetivos

- Compreender a necessidade de determinar os objetivos e os parâmetros inerentes à construção de um modelo de sistema petrolífero.
- Compreender a importância da identificação e caracterização dos diferentes elementos base e processos geológicos necessários para a construção de um modelo de sistema petrolífero.
- Descrever a metodologia utilizada para a identificação e caracterização dos elementos base e dos processos geológicos de um sistema petrolífero.
- Compreender a relação intrínseca entre a modelação de sistemas petrolíferos e a modelação de bacias.
- Compreender a importância de estabelecer um fluxograma de trabalho detalhado para a construção de um modelo de sistema petrolífero.

Tempo letivo – seis (6) horas.

Temáticas a desenvolver

Na fase inicial faz-se a revisão da matéria ministrada na aula anterior, enfatizando o conceito sistema petrolífero estabelecido por Magoon & Dow (1994), não deixando de referir os elementos base e os processos geológicos que o compõem, tendo em vista compreender que a modelação de um sistema petrolífero implica o conhecimento de base das componentes do mesmo, tanto mais que tais elementos fazem parte dos dados que irão alimentar a base de dados do modelo digital.

A metodologia estabelecida por Magoon & Beaumont (1999) para a identificação de um sistema petrolífero é, ainda hoje, internacionalmente utilizada, embora tenha já sido sujeita a uma série de aperfeiçoamentos. Estes autores sugerem uma abordagem que se inicia pela **identificação do sistema e a sua designação por um nome**. A fase seguinte consiste em **compreender a extensão geográfica, estratigráfica e temporal dos diferentes componentes** e, numa fase final, promover a **cartografia do sistema petrolífero**. Nesta perspetiva, um sistema petrolífero só poderá ser estudado caso já existam evidências da sua existência, o que implica a identificação de hidrocarbonetos (petróleo e/ou gás natural), nem que seja em quantidades insignificantes ou, simplesmente, vestigiais.

O **nome do sistema petrolífero** deverá ser estabelecido tendo por base a sua dimensão, a qual é determinada a partir da aplicação de uma metodologia usando critérios dos domínios da geoquímica orgânica e da engenharia de reservatórios, a saber: (i) agrupar as ocorrências de hidrocarbonetos geneticamente relacionadas, com base nas características geoquímicas e estratigráficas; (ii) identificar a origem da formação dos hidrocarbonetos, utilizando técnicas de correlação hidrocarbonetos-rocha-mãe; (iii) localizar a área geral da rocha-mãe ativa, i.e. responsável pelas ocorrências de hidrocarbonetos geneticamente relacionadas; e (iv) construir uma base de dados com as diferentes acumulações identificadas tendo em vista a determinação da quantidade de hidrocarbonetos associada ao respetivo sistema petrolífero e, conseqüentemente, à identificação da rocha-reservatório responsável pelo armazenamento da maior parte dos mesmos hidrocarbonetos. O estabelecimento do nome do sistema petrolífero terá como função distingui-lo de outros sistemas petrolíferos. Assim sendo, o nome terá que compreender a designação da rocha-mãe, o nome do reservatório que contém o maior volume de hidrocarbonetos *in situ* e, um símbolo (!) – conhecido, (.) – hipotético, (?) – especulativo) que expressa o grau de incerteza do sistema.

A **extensão geográfica, estratigráfica e temporal do sistema petrolífero** é, por sua vez, delimitada pelo tempo e pelo espaço, no pressuposto que este conjunto de fatores são controlados por elementos e processos temporais e espaciais.

Os componentes temporais, tal como já foi mencionado no módulo anterior, são representados (i) pela **idade do sistema petrolífero**, isto é, o tempo necessário para que os processos geração-migração-acumulação ocorram de forma eficiente; (ii) pelo **momento crítico**, o qual descreve a ação combinada dos processos geração-migração-acumulação e (iii) pelo **tempo de preservação**, que corresponde ao tempo que ocorre desde a ação combinada dos processos geração-migração-acumulação até aos dias de hoje.

Os componentes espaciais são, por seu lado, representados pela (i) extensão geográfica do sistema petrolífero, a qual é definida por uma linha que circunscreve a rocha-mãe ativa e todos os hidrocarbonetos gerados por essa mesma rocha-mãe e (ii) pela extensão estratigráfica, que consiste no pacote das unidades litológicas que abrange os elementos essenciais dentro da extensão geográfica de um sistema petrolífero.

Por último, a **cartografia do sistema petrolífero**, implica, numa primeira etapa, a definição do seu tamanho, ou seja, o volume total de todos os hidrocarbonetos recuperáveis e que foram gerados a partir de uma única rocha-mãe. O volume total de hidrocarbonetos é, outrossim, usado para determinar a eficiência da relação dos processos geração-acumulação, a qual consiste na razão (expressa como percentagem) entre o volume total de hidrocarbonetos armazenados (*in situ*) e o volume total de hidrocarbonetos gerados pela mesma rocha-mãe. Nestes termos, o sistema petrolífero é cartografado representando a sua extensão geográfica, estratigráfica e temporal.

A fase de **modelação** de um sistema petrolífero implica o desenvolvimento prévio da metodologia anteriormente referida (Magoon & Beaumont 1999), contudo tratando-se de um sistema dinâmico, a modelação tem, especificamente, como propósito definir a geração, a migração e a acumulação de hidrocarbonetos do sistema ao longo de um determinado período de tempo geológico (Peters et al. 2008, Al-Hajeri et al. 2009, Peters et al. 2012). Assim sendo, a modelação de um sistema petrolífero pode ser encarada como um subgrupo da modelação de bacias, que permite criar um modelo do ciclo de vida dos hidrocarbonetos, o qual só poderá ser desenvolvido quando sustentado por um modelo geológico consistente baseado, por sua vez, numa modelação dinâmica atualizada dos processos geológicos que ocorrem numa bacia sedimentar. A este respeito, consideram-se como processos geológicos fundamentais para alimentar o modelo geológico os seguintes: deposição, erosão, compactação, fluxo de calor, geração, expulsão, dissolução, migração e acumulação de hidrocarbonetos. Em última análise, estes processos são simulados num modelo de sistema petrolífero dinâmico para que seja possível avaliar os riscos da pesquisa, os cenários da migração dos hidrocarbonetos e as áreas de drenagem dos mesmos.

A criação do conceito de **modelação de sistema petrolífero** surgiu da necessidade de dar resposta a uma série de questões sequenciais nomeadamente: (i) será que ocorreu geração de hidrocarbonetos?, (ii) onde é que os hidrocarbonetos foram gerados?, (iii) quando é que os hidrocarbonetos foram gerados?, (iv) quais são as propriedades dos hidrocarbonetos? e (v) para onde é que os hidrocarbonetos migraram?

No entanto, tendo por base a necessidade de responder as questões anteriormente colocadas, mas dependendo do tipo de modelo que se pretende (1D, 2D ou 3D) relativamente, aos dados disponíveis e dos objetivos do projeto em análise, vários são os aspetos que têm que ser estudados, nomeadamente: (i) avaliação histórica da subsidência e da maturação, (ii) interpretação dos indicadores paleotermiais e dos regimes térmicos, (iii) avaliação da eficiência da rocha-mãe, (iv) avaliação da estimativa volumétrica dos hidrocarbonetos gerados, expulsos, migrados e acumulados, (v) identificação das famílias de hidrocarbonetos e das respetivas rochas-mãe, (vi) avaliação das acumulações (dimensão, características dos hidrocarbonetos), (vii) avaliação da eficiência da expulsão, (viii) avaliação histórica da pressão dos poros, (ix) reconstrução das vias de migração dos hidrocarbonetos e avaliação das suas eficiências, (x) determinação do papel das

falhas quanto à migração dos hidrocarbonetos, (xi) avaliação da eficiência da armadilha e cobertura, entre outros (Welte 2002, Higley et al. 2006, Mezghani et al. 2018).

Depois de compreendida a interdependência existente entre a “modelação de sistemas petrolíferos” e a “modelação de bacias”, facilmente se compreende o porquê de atualmente, se optar pela utilização de um conceito integrado, isto é, modelação conjunta de bacias e sistemas petrolíferos (Al-Hajeri et al. 2009, Peters et al. 2009, Roncaglia et al. 2010, Ben-Awuah et al. 2013, 2014, Peters et al. 2018). Assim sendo, a modelação de bacias e de sistemas petrolíferos consiste numa metodologia que utiliza métodos determinísticos para simular a evolução histórica da temperatura a que as rochas são submetidas e respetiva geração, migração e acumulação dos hidrocarbonetos, o que quer dizer que os processos são modelados, desde o passado até ao presente, usando condições iniciais inferidas (Hantschel & Kauerauf 2009, Peter et al. 2012, Ben-Awuah et al. 2013, Barabasch et al. 2018). Na realidade, o desenvolvimento identificado no âmbito da modelação de bacias e de sistemas petrolíferos visa o aperfeiçoamento dos fluxogramas de trabalho, assim como promover uma maior integração com as bases de dados produzidas no setor petrolífero, sendo que a disponibilidade de dados e a aplicação rigorosa de um sistema de gestão e de armazenamento de dados eficiente constituem um pré-requisito relevante na criação dos modelos. Estes fluxogramas, por sua vez, permitem construir modelos de entrada que melhor representam os dados disponíveis e, por conseguinte, possibilitam que os resultados obtidos sejam mais facilmente calibrados e analisados.

No enquadramento referido, um fluxograma de trabalho deverá envolver três componentes importantes, a saber: a **modelação da bacia**, a **simulação numérica** e a **calibração do modelo** (Figura 2).

A **modelação da bacia** representa a base de sustentação do modelo, iniciando-se pelo desenvolvimento de um modelo conceptual da história geológica da bacia, o qual, por sua vez, é subdividido numa sequência ininterrupta de eventos que ocorrem num determinado espaço e período de tempo específico. Este modelo conceptual terá que ser alimentado por três grupos de dados, nomeadamente geométricos e estratigráficos, geoquímicos e condições de delimitação do modelo. Os dados geométricos e estratigráficos são representados pelo modelo da estrutura em profundidade, os topos das unidades estratigráficas, as respetivas espessuras e litologias, sendo estes dados definidos, normalmente, a partir da sísmica e dos poços, mas também de dados adquiridos em afloramento, da deteção remota e de dados eletromagnéticos e gravimétricos. Os dados geoquímicos são representados pela seguinte informação: tipo de cerogéneo, cinemática e conteúdo em matéria orgânica. Os dados das condições de delimitação do modelo estão relacionados com as variações ocorridas ao longo da evolução histórica da bacia quanto à profundidade da água, ao fluxo de calor e às temperaturas da interface sedimento-água.

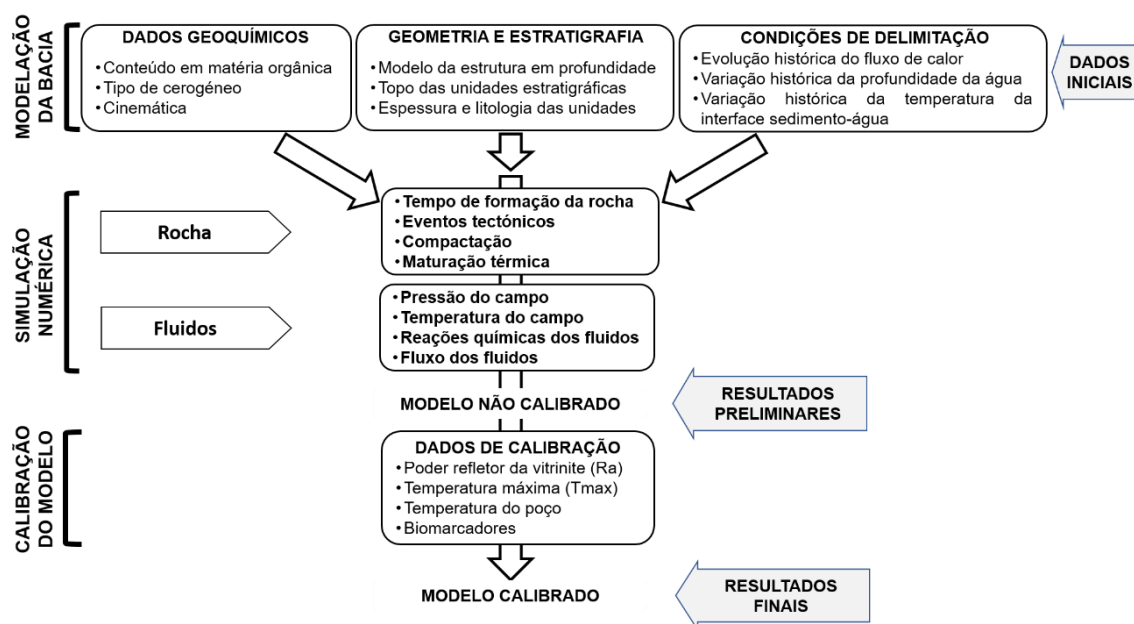


Figura 2 – Fluxograma de trabalho utilizado na modelação de bacias e sistemas petrolíferos (adaptado de Peters et al. 2008, Al-Hajeri et al. 2009, Peters et al. 2012, Ben-Awuah et al. 2013).

A **simulação numérica** implica *a priori* a utilização de valores numéricos, sendo que pode ser subdividida em (i) simulação numérica da rocha e (ii) simulação numérica dos fluidos. O primeiro item referido implica a reconstrução histórica, até ao presente, dos processos geológicos, no que diz respeito ao tempo de formação da rocha (sedimentação, subsidência, erosão), aos eventos tectónicos, à compactação e à maturação térmica. O segundo item apontado permite, por seu lado, a determinação da temperatura e da pressão ou porosidade médias do campo, do fluxo dos fluidos e das suas reações químicas. Estes resultados são, ainda, considerados como preliminares, uma vez que, nesta fase, o modelo ainda não foi submetido ao processo de calibração.

Por último, a **calibração do modelo** é efetuada de forma a melhorar a correspondência entre os resultados simulados e os dados medidos. Os parâmetros de calibração normalmente usados são: (i) o poder refletor da vitrinite (Ra, parâmetro da petrografia orgânica), (ii) a temperatura máxima (Tmax, parâmetro da pirólise – Rock Eval), (iii) a temperatura do poço e (iv) os biomarcadores. Estes parâmetros são, usualmente, aplicados aos dados da simulação numérica da rocha.

Depois de produzido o modelo de bacia e do sistema petrolífero, este pode ser processado usando métodos estocásticos permitindo quantificar as incertezas, assim como determinar os riscos.

Referências

Al-Hajeri, M.M., Al Saeed, M.A., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A., Neumaier, M., Schenk, O., Swientek, O., Tessen, N., Welte, D., Wygrala, B., Kornpohl, D. & Peters, K., 2009. Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review Summer, 21, 2: 14-29.

Barabasch, J., Ducros, M., Hawie, N., Bou Daher, S., Nader, F. H., & Littke, R., 2018. Integrated 3D forward stratigraphic and petroleum system modeling of the Levant Basin, Eastern Mediterranean. *Basin Research*, 31, 2: 228-252.

Doi: <https://doi.org/10.1111/bre.12318>.

Ben-Awuah, J., Adda, G., Mijinyawa, A., Andriamihaja, S. & Siddiqui, N., 2013. 2D Basin Modelling and Petroleum System Analysis of the Triassic Play in the Hammerfest Basin of the Norwegian Barents Sea. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 6, 17: 3137-3150.

Doi: <http://dx.doi.org/10.19026/rjaset.6.3615>.

Ben-Awuah, J., Andriamijaja, S., Mijinyawa, A., Ali, A., Ahmed Siddiqui, N. & Wemazenu Adda, G., 2014. Effect of Some Input Parameters on 3D Basin and Petroleum Systems Modelling: A Case Study of the Norwegian Section of the Northern North Sea. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 7, 18: 3746-3762.

Doi: <http://dx.doi.org/10.19026/rjaset.7.730>.

Hantschel, T. & Kauerauf, A.I. 2009. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*, 476 pp. Springer.

Doi: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9>.

Higley, D.K., Lewan, M., Roberts, L.N.R. & Henry, M.E., 2006. *Petroleum System Modeling Capabilities for Use in Oil and Gas Resource Assessments*. U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, Open-File Report 2006-1024, 22 pp.

Magoon, L.B. & Beaumont, E.A., 1999. Petroleum system. In: E.A. Beaumont & N.H. Foster, Eds., *Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology*, Chapter 3, p. 3.1-3.34.

ISBN: 978-1-58861-493-3.

Magoon, L.B. & Dow, M.G., 1994. The petroleum system. In: L. B. Magoon & Dow, W. G., Eds., *The petroleum system from Source to Trap*. AAPG Memoir 60, p.3-24.

Mezghani, M., AbuAli, M., Alqattan, H. & Schmidt, R., 2018. An Integrated Workflow for Petroleum Systems Modeling and Prospect Generation In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 12-15 November, Abu-Dhabi, UAE, 10 pp. (SPE 192769-MS).

Doi: <https://doi.org/10.2118/192769-MS>.

Peters, K. E., Burnham, A. K., Walters, C. C. & Schenk, O., 2018. Guidelines for kinetic input to petroleum system models from open-system pyrolysis. *Marine and Petroleum Geology*, 92, 979-986.

Doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.11.024>.

Peters, K. E., Curry, D. J. & Kacwicz, M., 2012. An overview of basin and petroleum system modeling: Definitions and Concepts. In: K. E. Peters, D. J. Curry & M. Kacwicz, Eds., *Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications*. AAPG Hedberg Series No.4, p. 1-16.

Peters, K. E., Magoon, L. B., Lampe, C., Scheirer, A.H., Lillis, P. G. & Gautier, D. L., 2008. A four-dimensional petroleum systems model for the San Joaquin Basin Province, California. In: A. H. Scheirer, Ed., *Petroleum systems and geological assessment of oil and gas in the San Joaquin Basin Province, California*. U.S. Geological Survey Professional Paper 1713, Chapter 12, p. 1-35.

URL: <https://pubs.usgs.gov/pp/pp1713/>.

Doi: <https://doi.org/10.3133/pp171312>.

Peters, K., Schenk, O. & Wygrala, B., 2009. Exploration Paradigm Shift: The Dynamic Petroleum System. Concept. *Swiss Bulletin fur Angewandte Geologie*, 14, 1+2: 65-71.

Roncaglia, L., Arnot, M., Baur, J., Fohrmann, M., King, P., Kroeger, K. F., Ilg, B., Strogon, D., Zhu, H. & Milner, M., 2010. Integrated Workflow for Modeling Basin-Scale Petroleum Systems: Applications to the Kupe Area, Taranaki, New Zealand. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September, Florence, Italy. (SPE 133903-MS, 26 pp.)

Doi: <https://doi.org/10.2118/133903-MS>.

Welte, D., 2002. Petroleum Systems Modeling: A Guidance Tool for the Upstream Petroleum Industry. Energy Exploration & Exploitation, 20, 5: 401-405.

Doi: <https://www.jstor.org/stable/43754600>.

Módulo V – Sistemas petrolíferos convencionais versus Sistemas petrolíferos não-convencionais

Enquadramento

O setor petrolífero não-convencional foi negligenciado desde o início das atividades da indústria petrolífera, uma vez que a aplicação dos métodos de prospeção/pesquisa e de exploração/produção destes recursos era considerada como economicamente inviável. No entanto, na última década, o setor em causa sofreu um rápido desenvolvimento, fortemente impulsionado por questões relacionadas, principalmente, com o preço do petróleo convencional, culminando no estabelecimento de mudanças gerais na estrutura da oferta-procura e nos métodos de recuperação da indústria petrolífera. Neste novo cenário, torna-se extremamente importante referir que a identificação de novas descobertas de recursos não-convencionais introduziram uma profunda alteração no que tradicionalmente se designa por “geologia do petróleo”. Esta, por sua vez, implica a necessidade de se efetuar uma revisão relativamente ao que se considera como pertinente, quanto aos elementos e processos geológicos essenciais, para que exista uma acumulação de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, quanto à estrutura e ao funcionamento de um sistema petrolífero. No entanto, é, atualmente, entendido que, neste novo enquadramento de avaliação de recursos não-convencionais, a base de trabalho consiste na abordagem clássica da geologia do petróleo, embora enriquecida com novos conceitos. Esta abordagem permite desenvolver novas teorias básicas e efetuar uma avaliação integrada dos recursos convencionais e não-convencionais existentes numa mesma bacia petrolífera, promovendo, por conseguinte, um aperfeiçoamento no desenvolvimento de programas de prospeção/pesquisa e exploração/produção.

Objetivos

- Compreender o motivo da introdução do conceito de “recursos petrolíferos não-convencionais” na indústria do setor, isto é, compreender o enquadramento destes recursos na matriz energética mundial.
- Conhecer a evolução histórica do conceito de “sistema petrolífero não-convencional”.
- Estabelecer os critérios que permitem definir os sistemas petrolíferos como não-convencionais.
- Apresentar e descrever os principais recursos petrolíferos não-convencionais.
- Efetuar a comparação entre os elementos e os processos geológicos essenciais dos sistemas petrolíferos convencionais e dos sistemas petrolíferos não-convencionais.

Tempo letivo – quatro (4) horas.

Temáticas a desenvolver

No início, os alunos terão que relembrar os princípios com base nos quais se estabelece um “sistema petrolífero convencional”, tendo em vista a comparação com os princípios que permitem caracterizar, na indústria petrolífera, um “sistema petrolífero não-convencional”.

No cenário energético mundial, a análise das diferentes fontes de Energia primária deve ser, sempre, contextualizada na dualidade oferta/procura e da sua relação com a viabilidade económica. Assim, é, hoje, internacionalmente aceite que a produção de petróleo deverá atingir o pico máximo ainda no primeiro quarto deste século, período em que iniciará o seu real declínio.

No entanto, apesar do crescimento económico mundial apresentar, atualmente, uma desaceleração, o petróleo e, sobretudo, o gás natural continuarão, nas próximas décadas, a dominar a matriz energética mundial, tal se devendo, de resto, aos esforços tecnológicos e financeiros aplicados nestes últimos anos. O petróleo continuará, assim, a ser a fonte de Energia primária dominante em 2040, contabilizando um total de, aproximadamente, 30% nas quotas da Energia primária. O gás natural será a fonte de Energia primária com o crescimento mais rápido, devendo atingir os 25% no balanço energético mundial, também em 2040 (BP Energy Outlook 2017, Global Gas Outlook 2040, 2017, Jia 2017, Rodrigues 2018).

Atualmente, os recursos petrolíferos convencionais e não-convencionais globais ocorrem numa proporção de cerca de 1:4, sendo provável que, devido ao futuro aumento da procura mundial, os recursos não-convencionais cheguem a atingir uma posição cada vez mais privilegiada na matriz energética mundial. Realmente, a redução do fornecimento de petróleo e de gás natural convencionais será uma realidade, uma vez que estamos a lidar com enquadramentos geológicos cada vez mais complexos e, adicionalmente, com estruturas cada vez mais profundas. Estas dificuldades no âmbito da geologia, implicam a implementação de tecnologias de prospeção/pesquisa e exploração/produção mais avançadas, o que, por sua vez, envolve custos mais elevados, tornando estes recursos, numa visão futura, como uma solução energética financeiramente impraticável. Neste contexto, o petróleo e o gás natural não-convencionais passam a ser considerados como um novo recurso que permitirá manter, a longo prazo, a estabilidade quanto ao fornecimento de petróleo e de gás natural. Adicionalmente, embora o setor do petróleo e do gás natural não-convencionais tenha apresentado progressos excecionais nestes últimos anos, existem, ainda, algumas questões sem resposta, predominantemente no que diz respeito ao real significado dos hidrocarbonetos não-convencionais, assim como em relação à sua sustentabilidade como uma fonte de energia viável (Zou et al. 2013, 2014, Jia 2017, Rodrigues 2018).

Como se viu, tradicionalmente, os sistemas petrolíferos têm sido, predominantemente, estudados no âmbito do petróleo e do gás natural convencionais. No entanto, faz-se notar, desde já, que os sistemas petrolíferos não-convencionais, tanto no passado, como atualmente, são maioritariamente representados por recursos de gás natural (Perrodon & Masse 1984, Demaison & Huizinga 1991, Perrodon 1992). Neste contexto e tendo em atenção que os recursos de gás natural não-

convencional se consideram, já, como uma fonte de energia económica viável, foi tida como crucial a introdução de uma série de alterações nos conceitos relacionados com os processos de geração, expulsão, migração, armadilha e qualidade do reservatório (Law & Curtis 2002, Zou et al. 2015).

Torna-se, assim, pertinente apresentar de seguida as diferentes definições estabelecidas para o conceito sistema petrolífero não-convencional, desde que este foi criado. Na década de setenta, a classificação era, simplesmente, estabelecida com base em parâmetros económicos, ou seja, eram considerados sistemas petrolíferos não-convencionais aqueles cuja exploração era considerada economicamente inviável. Contudo, rapidamente se compreendeu que a referida inviabilidade económica estava intimamente relacionada com os parâmetros geológicos, passando, desta forma, a considerar-se como sistemas petrolíferos não-convencionais aqueles que apresentavam um enquadramento geológico (estratigrafia e tectónica) complexo, cuja exploração/produção implicava a aplicação de metodologias e técnicas avançadas e, conseqüentemente, dispendiosas. Schmoker & Oscarson (1995) definiram, entretanto, uma nova categoria de sistemas petrolíferos não-convencionais, nomeadamente, a categoria de **sistema petrolífero contínuo**, caracterizado por uma acumulação de hidrocarbonetos em rochas com continuidade lateral e permeabilidade baixa, cuja produção implicaria o aumento da permeabilidade, a induzir por fracturação artificial (Schmoker 1999). Claypool (1998) subdivide os sistemas petrolíferos do **gás do shale** (*shale gas*) em dois tipos distintos: sistemas **biogénicos** e **termogénicos**. Diferentes instituições, *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, *Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)*, *American Association of Petroleum Geologists (AAPG)* e *World Petroleum Congress (WPC)* estabeleceram, em 2007, uma definição conjunta para o conceito recursos não-convencionais. De acordo com estas instituições, os recursos não-convencionais consistem em acumulações de hidrocarbonetos que se estendem ao longo de grandes áreas e, que não se encontram afetadas, de forma significativa, pela pressão exercida pela água (influência hidrodinâmica) (Ratner & Tiemann 2015, Zou et al. 2015). Jarvie (2011), por sua vez, apresentou uma classificação que permitiu dividir os reservatórios não-convencionais de petróleo de *shales* marinhos em três categorias, nomeadamente, (i) *shales* fraturados, (ii) argilitos com permeabilidade baixa e (iii) *shales* híbridos, sendo a permeabilidade e a litologia considerados como parâmetros chave no que diz respeito à produtividade. Cander (2012, 2013) estabeleceu que a previsão da composição dos fluidos e da pressão dos reservatórios são elementos essenciais na avaliação de acumulações de petróleo e de gás natural em *shales*. Neste sentido, o mesmo autor apresentou uma metodologia de classificação dos sistemas petrolíferos não-convencionais baseada nos parâmetros permeabilidade da rocha e viscosidade do fluido. Outros autores, tais como Horsfield & di Primio (2014), sustentam a teoria apresentada por Cander (2012, 2013), afirmando que as características dos fluidos podem mesmo provocar alterações nas propriedades dos elementos base do sistema petrolífero, nomeadamente da rocha-mãe, rocha-reservatório, armadilha e cobertura. Segundo Zou et al. (2013) um sistema petrolífero não-convencional consiste num sistema representado por recursos contínuos ou quase-contínuos, os quais são economicamente recuperáveis através da aplicação de técnicas de estimulação de

reservatórios, tendo por objetivo melhorar a permeabilidade da rocha e/ou a viscosidade dos fluidos. Resumindo, apesar de vários autores terem sugerido diferentes definições para o conceito de **sistema petrolífero não-convencional** pode-se afirmar que todos eles tinham um parâmetro comum, isto é, as rochas-reservatório apresentarem permeabilidades baixas. No entanto, a proposta apresentada por Schmoker & Oscarson (1995) continua a ser a que melhor caracteriza este tipo de sistemas petrolíferos: **um sistema em que a acumulação de hidrocarbonetos é identificada em rochas-reservatório, cuja permeabilidade da matriz é muito baixa e, conseqüentemente a produção só será eficiente e, como tal economicamente viável, caso exista permeabilidade adicional induzida pela fraturação (natural ou estimulada)**. Por outras palavras, um sistema petrolífero não-convencional representa um sistema que contem quantidades significativas de hidrocarbonetos, mas apresenta fatores de recuperação baixos. No limite, Law & Curtis (2002) e McCabe (2012) referem, mesmo, que os sistemas petrolíferos que possam, no passado, terem sido classificados como não-convencionais, podem, hoje, serem considerados como convencionais, estando esta observação intimamente relacionada com os avanços das tecnologias quer de prospeção/pesquisa quer de exploração/produção.

A Figura 3 apresenta as três categorias dos sistemas petrolíferos não-convencionais, cuja subdivisão é estabelecida em função das características dos fluidos armazenados nas rochas-reservatório, nomeadamente em petróleo leve não-convencional, gás natural não-convencional e, em menor proporção, o petróleo pesado não-convencional. No entanto, os sistemas petrolíferos não-convencionais podem apresentar um conjunto de características gerais que, por sua vez, permite agrupá-los no grande grupo dos “sistemas não-convencionais”, tais como: (i) rochas-reservatório com valores de permeabilidade muito baixos; (ii) fluidos com densidades muito elevadas; (iii) rochas-reservatório de hidrocarbonetos que anteriormente foram consideradas rochas-mãe ou rochas de cobertura; (iv) acumulação de água numa posição suprajacente à acumulação de gás natural; (v) inexistência dos contactos de fluidos; (vi) rocha-mãe, rocha-reservatório e cobertura representados pela mesma unidade litológica; (vii) recursos extensos apresentando continuidade lateral; (viii) fator de recuperação relativamente baixo.

Os sistemas petrolíferos não-convencionais de **petróleo leve** são representados por (i) **petróleo dos shales**; (ii) **shales fraturados** e (iii) **shales híbridos**.

No **petróleo dos shales** (*shale oil*), os *shales* são ricos em matéria orgânica, apresentam continuidade lateral e permeabilidade muito baixa, sendo que a rocha-reservatório, a rocha-mãe e a rocha de cobertura são representados pela mesma unidade. Os **shales fraturados** (*fractured shales*) são *shales* ricos em matéria orgânica, apresentando fraturas abertas e permeabilidade da matriz extremamente baixa, mas a permeabilidade induzida pelas fraturas é boa; as rochas-reservatório, as rochas-mãe e as rochas de cobertura podem, ou não, ser representadas pelas mesmas unidades. **Shales híbridos** (*hybrid shales*), são *shales* ricos em matéria orgânica, intercalados por carbonatos igualmente ricos em matéria orgânica, permeabilidade da matriz baixa

e com rochas-reservatório, rochas-mãe e rochas de cobertura representadas por unidades diferentes (Johnson & Doré 2010, Jarvie 2011, Cander 2013, Williams 2013, Sonnenberg & Meckel 2016).

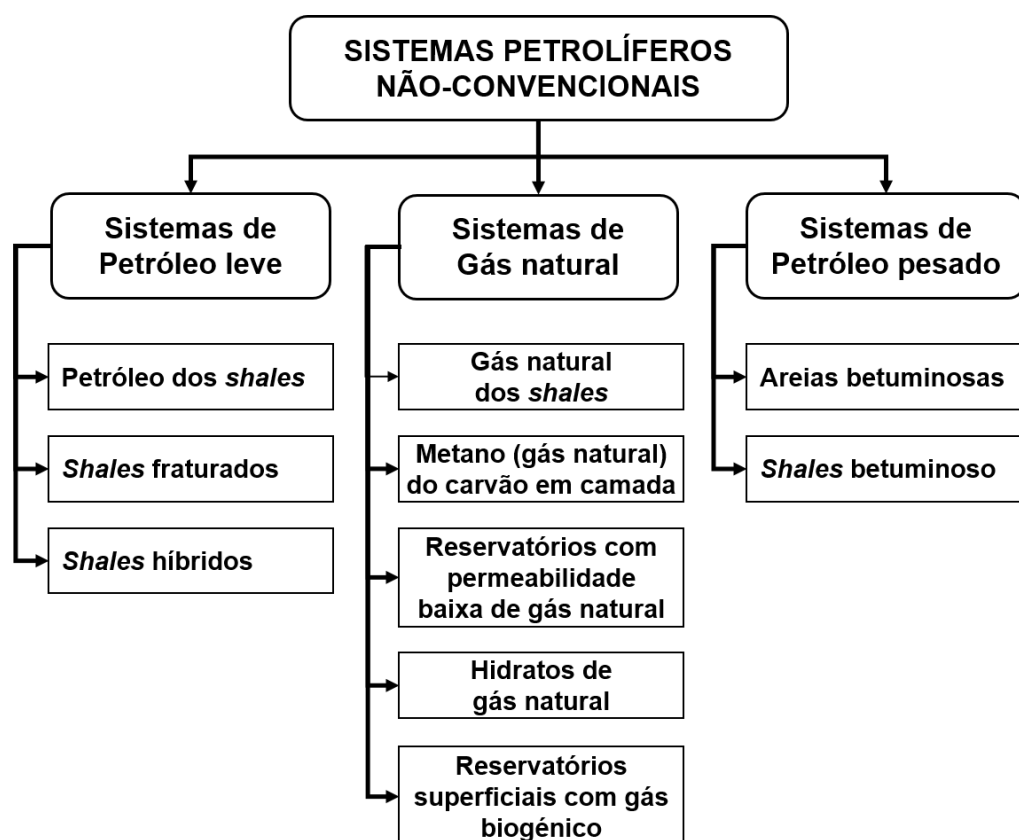


Figura 3 – Categorias de sistemas petrolíferos não-convencionais, em função das características dos fluidos.

Os sistemas petrolíferos não-convencionais de **gás natural** representam a grande proporção dos sistemas petrolíferos não-convencionais, correspondendo à categoria economicamente mais viável. Estes sistemas são caracterizados por unidades litológicas ricas em matéria orgânica e, comumente, representados pelos (i) **gás natural dos shales**; (ii) **metano (gás natural) do carvão em camada**; (iii) **reservatórios, com permeabilidade baixa, de gás natural**; (iv) **hidratos de gás natural** e (v) **reservatórios superficiais com gás biogénico**.

Nos sistemas de **gás natural dos shales** (*shale gas*), a maior parte do gás natural gerado fica armazenado no estado adsorvido na matéria orgânica e nos minerais de argila. Estes sistemas são caracterizados por permeabilidades da matriz muito baixas, embora possa existir permeabilidade induzida pelas fraturas, sendo as rochas-reservatório, as rochas-mãe e as rochas de coberturas representadas pela mesma unidade. Os sistemas de **metano (gás natural) do carvão em camada** ou **camadas de carvão com gás natural metano** (*coalbed methane*, *coal seam gas* ou, *coalbed gas*, ou, *natural gas from coal*) são representados por camadas de carvão, o que implica que este tipo de sistema é caracterizado por uma rocha muito rica em matéria orgânica (igual ou superior a 50%, em massa), em que a maior parte do gás natural (mais de 90%) fica armazenada no estado

adsorvido na matéria orgânica. Tal como no caso anterior, as rochas-reservatório, as rochas-mãe e as rochas de coberturas são representadas pela mesma unidade.

Os sistemas de **reservatórios, com permeabilidade baixa, de gás natural** (*tight gas* ou *deep gas* ou *basin-entered gas*) apresentam pressões anormais e permeabilidades muito baixas, sendo as pressões anormalmente altas quando se localizam em zonas de subsidência da bacia e, anormalmente baixas, em zonas que foram submetidas a sobrelevação e erosão. Neste tipo de sistemas, os processos de expulsão e de migração a partir de rochas-mãe, as quais se encontram em posição mais profunda na bacia, foram ineficientes, estes reservatórios atuam como sistemas fechados, implicando que as rochas-reservatório, as rochas-mãe e as rochas de cobertura são unidades diferentes. Os reservatórios em causa são, comumente, representados por arenitos e siltitos, patenteando valores baixos de permeabilidade e de porosidade. Os **hidratos de gás natural** (*gas hydrates*) ocorrem na natureza como gelo, correspondendo a uma combinação de gás natural e água. Estes recursos podem vir a ser, sem sombra de dúvidas, uma mais-valia no setor petrolífero, uma vez que as quantidades de gás natural existentes em acumulações de hidratos de gás a nível mundial excedem o volume de acumulações conhecidas de gás natural convencional. Nos **sistemas de reservatórios superficiais com gás biogénico** (*shallow biogenic gas*), o gás natural é gerado pela atividade das bactérias anaeróbicas em rochas ricas em matéria orgânica, mas que se encontram termalmente imaturas. A atividade microbiana implica condições específicas de temperatura e da composição da água do meio. As acumulações de gás biogénico são, normalmente, pouco profundas, tal como o nome indica, e localizam-se nas margens das bacias. Apresentam-se em condições de pressão anormalmente baixa, ocorrem em diferentes tipos de reservatórios não-convencionais e, normalmente, a profundidades entre os 400 m e os 600 m (Shurr & Ridgley 2002, Pollastro 2007, Johnson & Doré 2010, McGlade et al. 2013, Singh 2013, Sonnenberg & Meckel 2016).

Os sistemas petrolíferos não-convencionais de **petróleo pesado** são os menos usuais e, historicamente, a terminologia e as diferentes classificações, variando de país para país, têm introduzido uma série de confusões no setor. Estes sistemas petrolíferos não-convencionais são representados pelas (i) **areias betuminosas** e (ii) **shales betuminosos**. As **areias betuminosas** ou **areias com petróleo** (*oil sand* ou *tar sand*) consistem em areias não consolidadas contendo concentrações elevadas de petróleo fortemente biodegradado. Este petróleo é extremamente viscoso nas condições de pressão e de temperatura do reservatório, impossibilitando o seu escoamento para um potencial poço de produção e, conseqüentemente, tornando economicamente inviável a sua produção sem estimulação. No entanto, dependendo da gravidade API e da viscosidade, o petróleo pode ser classificado em petróleo pesado (gravidade API entre 10° e 20° e viscosidade superior a 100 cp) ou extrapesado (gravidade API inferior a 10° e viscosidade superior a 10.000 cp). O **shale betuminoso** (*oil shale*) é uma rocha sedimentar rica em matéria orgânica, a qual não foi submetida a aquecimento suficiente (maturação térmica) para produzir petróleo e/ou gás natural. No entanto, a matéria orgânica pode ser extraída da rocha e posteriormente processada

com vista a originar petróleo e gás natural (Bryan & Kantzas 2007, Limpasurat et al. 2010, Kashirtsev & Frances 2012, Hein et al. 2013).

Os sistemas petrolíferos convencionais e não-convencionais apresentam um forte ponto comum: o processo de geração dos hidrocarbonetos ocorre em função da evolução térmica a que uma rocha-mãe é submetida. No entanto, no cômputo geral é importante tornar claro que os sistemas convencionais e não-convencionais são distintos. Os sistemas petrolíferos convencionais são, comumente, definidos e classificados em função da sincronia existente entre os seguintes processos: geração, migração, formação da armadilha e preservação dos hidrocarbonetos. Neste tipo de sistemas petrolíferos é imperativo que os hidrocarbonetos gerados a partir de uma rocha-mãe sejam submetidos a migração, de forma a que se desloquem para uma rocha-reservatório, o que implica que a rocha-mãe e a rocha-reservatório nunca poderão representar a mesma unidade. Já os sistemas petrolíferos não-convencionais são definidos de acordo com o tipo de cerogéneo, a evolução térmica da rocha-mãe e o tipo de reservatórios. Estes sistemas petrolíferos não obrigam à presença de todos os elementos essenciais presentes num sistema convencional, uma vez que os elementos nos sistemas não-convencionais podem coexistir no espaço e no tempo (Quadro 2). Assim, tal como foi já bem estabelecido por diferentes autores (Tissot & Welte 1978, Hunt 1979, Magoon & Beaumont 1999), a geração e a expulsão dos hidrocarbonetos são diferentes quando as rochas-mãe, constituídas por cerogéneo do tipo I-II e do tipo III, são submetidas a maturação térmica. No entanto, as relações entre as características da rocha-reservatório e os processos de geração e expulsão dos hidrocarbonetos são as responsáveis pela determinação do tipo de sistema petrolífero não-convencional. Neste contexto, se uma rocha-mãe for constituída, maioritariamente, por cerogéneo do tipo I-II e, por sua vez, for submetida a um estágio de maturação relativamente baixo é possível levar à formação de um reservatório não-convencional do tipo *shale* betuminoso. Ainda no caso da rocha-mãe mencionada no exemplo anterior, mas submetida a um aumento gradual da maturação térmica, a rocha-mãe irá gerar e expulsar quantidades significativas de petróleo e de gás natural. No caso destes hidrocarbonetos ficarem acumulados em reservatórios com permeabilidade baixa, e que se encontram nas proximidades da rocha-mãe, podem formar-se reservatórios com permeabilidade baixa de petróleo, mas se ocorrer uma acumulação remanescente dentro da rocha-mãe podem formar-se os *shales* com petróleo. Na situação da mesma rocha-mãe, mas sendo submetida a um estágio de maturação sobrematuro, as rochas-mãe irão gerar, predominantemente, gás natural e, caso as acumulações se efetuarem como no exemplo das acumulações de petróleo referidas anteriormente, formar-se-ão reservatórios com permeabilidade baixa de gás natural, assim como reservatórios do tipo gás natural dos *shales*. No caso da rocha-mãe ser constituída, predominantemente, por cerogéneo do tipo III, esta rocha quando submetida a maturação térmica irá gerar, maioritariamente, gás natural. Ora, se este gás natural ficar acumulado em reservatórios com permeabilidade baixa, nas proximidades da rocha-mãe, dará origem a reservatórios com permeabilidade baixa de gás natural; contudo, no caso de ficar armazenado dentro da rocha-mãe (predominantemente no estado adsorvido) levará à formação

de reservatórios do tipo gás natural dos *shales*. O processo para a formação do metano (gás natural) do carvão em camada é semelhante ao do gás natural do *shale* mas, apesar de tudo, com uma grande diferença: no caso do carvão em camada, a quantidade em cerogéneo do tipo III é muito mais elevada, armazenando, por isso, quantidades de gás natural muito superiores (Van Krevelen 1993, Levine 1996, Zou et al. 2014, 2015, Song et al. 2015).

Quadro 2 – Comparação entre alguns parâmetros do sistema petrolífero convencional e do não-convencional (Sahay & Van Dyke 2010, modificado).

Sistema Petrolífero e outros parâmetros	Reservatórios convencionais	Reservatórios não-convencionais		
		Reservatórios com permeabilidade baixa de gás natural	Metano (gás natural) do carvão em camadas	Shale com gás natural
Rocha-mãe	Presente	Presente	Carvão atua como rocha-mãe e como rocha-reservatório	O <i>shale</i> atua como rocha-mãe e como rocha-reservatório
Armadilha	Presente	Presente	Induzida pela adsorção efetuada pela matéria orgânica (não é necessário armadilha)	Induzida pela adsorção efetuada pela matéria orgânica (não é necessário armadilha)
Cobertura	Presente	Presente	Induzida pela adsorção efetuada pela matéria orgânica (não é necessário cobertura)	Induzida pela adsorção efetuada pela matéria orgânica (não é necessário cobertura)
Fator tempo (Geração e migração)	Essencial para a geração e armazenamento dos hidrocarbonetos na armadilha e/ou cobertura	Essencial para a geração e armazenamento dos hidrocarbonetos na armadilha e/ou cobertura	O fator tempo não é essencial sendo só importante no momento da geração do gás.	Semelhante aos do metano (gás natural) do carvão em camada
Porosidade do reservatório	Elevada > 10%	Baixa < 10%	Baixa < 10%	Baixa < 10%
Permeabilidade do reservatório	Elevada > 100 mD	Baixa < 0,1 mD	Baixa < 0,1 mD	Baixa < 0,1 mD
Produção	Mecanismo de condução primário (pressão natural do reservatório)	Fraturação, injeção (água, vapor de água), acidificação	Induzida pela libertação da água e fraturação das camadas de carvão para induzir a diminuição da pressão e promover a libertação e a circulação do gás natural.	Fraturação hidráulica

Referências

BP Energy Outlook, 2017.

Bryan, J. L., & Kantzas, A., 2007. Enhanced Heavy-Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 11-14 November, Anaheim, California, U.S.A. Society of Petroleum Engineers. (SPE 110738-MS, 13 pp).

Doi: <https://doi.org/10.2118/110738-MS>

Cander, H., 2012. Sweet Spots in Shale Gas and Liquids Plays: Prediction of Fluid Composition and Reservoir Pressure. AAPG Search and Discovery Article #40936.

Cander, H., 2013. Finding Sweet Spots in Shale Liquids and Gas Plays: (with Lessons from the Eagle Ford Shale). AAPG Search and Discovery Article #41093.

Claypool, G.E., 1998. Kerogen Conversion in Fractured Shale Petroleum Systems[C]. AAPG Search and Discovery Article #9093. AAPG Annual Convention 1998, May 17-20, Salt Lake City, Utah.

Demaison, G. & Huizinga, B.J., 1991. Genetic Classification of Petroleum Systems (1). AAPG Bulletin, 75, 10: 1626-1643.

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

Hein, F. J., Leckie, D., Larter, S. & Suter, J. R., 2013, Heavy oil and bitumen petroleum systems in Alberta and beyond: The future is nonconventional and the future is now. In: F. J. Hein, D. Leckie, S. Larter & J. R. Suter, Eds., Heavy-oil and oil-sand petroleum systems in Alberta and beyond. AAPG Studies in Geology 64, p.1-21.

Horsfield, B. & di Primio, R., 2014. Fluid Compositional Prediction in Conventional and Unconventional Petroleum Systems. SPE Unconventional Resources Conference, 1-3 April, The Woodlands, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. (SPE-169016-MS, 13 pp).
Doi: <https://doi.org/10.2118/169016-MS>

Hunt, J.M., 1979. Petroleum Geochemistry and Geology, 617 pp. W. H. Freeman, New York.

Jarvie, D.M., 2011. Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids. AAPG Search and Discovery Article #80131.

Jia, C., 2017. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory. Petroleum Exploration and Development, 44, 1: 1–10.
Doi: [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(17\)30002-2](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(17)30002-2)

Johnson, H. & Doré, A. G., 2010. Unconventional oil and gas resources and the geological storage of carbon dioxide: overview. In: B.A. Vining, B. Hughes & S.C. Pickering, Eds., Petroleum Geology Conference Series, 7, 1: 1061-1063. Geological Society, London.
Doi: <https://doi.org/10.1144/0071061>

Kashirtsev, V. A. & Frances J. H., 2012, Overview of natural bitumen fields of the Siberian platform, Olenok uplift, Eastern Siberia, Russia. In: F. J. Hein, D. Leckie, S. Larter & J. R. Suter, Eds., Heavy-oil and oil-sand petroleum systems in Alberta and beyond. AAPG Studies in Geology 64, p. 509-529.

Van Krevelen, D.W., 1993. Coal. Typology-Physics-Chemistry-Constitution, 3rd Ed., 979 pp. Elsevier, Amsterdam.

Law, B. E. & Curtis, J. B. 2002. Introduction to unconventional petroleum systems. AAPG Bulletin, 86, 11: 1851-1852.

Levine, J.R., 1996. Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coal bed reservoirs. In: R. Gayer & I. Harris, Eds, Coalbed Methane and Coal Geology, Geological Society Special Publication 109, p.197-212. The Geological Society, London.

Limpasurat, A., Falcone, G., Teodoriu, C., & Barrufet, M. A., 2010. Unconventional Heavy-Oil Exploitation for Waste Energy Recovery. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December, Lima, Peru. Society of Petroleum Engineers. (SPE-139054-MS, 12 pp.).
Doi: <https://doi.org/10.2118/139054-MS>

Magoon, L.B. & Beaumont, E.A., 1999. Petroleum system. In: E.A. Beaumont & N.H. Foster, Eds., Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology, Chapter 3, p. 3.1-3.34.
ISBN: 978-1-58861-493-3

McCabe, P.J., 2012. Oil and Natural Gas: Global Resources. In: Meyers R.A. (eds) Encyclopedia of Sustainability Science and Technology. Springer, New York, NY

McGlade, C., Speirs, J. & Sorrell, S., 2013. Unconventional gas – A review of regional and global resource estimates. Energy, 55, 571-584.
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.048>

Perrodon, A., 1992. Petroleum Systems: Models and Applications. Journal of Petroleum Geology, 15, 2: 319-325.
Doi: <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1992.tb00875.x>

Perrodon, A. & Masse, P., 1984. Subsidence, Sedimentation and Petroleum Systems. Journal of Petroleum Geology, 7, 1: 5-25.
Doi: <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1984.tb00158.x>

Pollastro, R. M., 2007. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 91, 4: 551-578.

Doi: <https://doi.org/10.1306/06200606007>

Ratner, M. & Tiemann, M., 2015. An Overview of Unconventional Oil and Natural Gas: Resources and Federal Actions, 30 pp. Congressional Research Service. (CRS Report 7-5700).

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

Sahay, V.K. & Van Dyke, S.K., 2010. Tight gas sandstone: is it truly an unconventional reservoir? *Canadian Society of Petroleum Geologists. Reservoirs*, 37, 31–33.

Schmoker, J.W., 1999. U.S. Geological Survey Assessment Model for Continuous (Unconventional) Oil and Gas Accumulations - The "FORSPAN" Model. *U.S. Geological Survey Bulletin* 2168, 12 pp.

Schmoker, J.W. & Oscarson, S.A., 1995. Descriptions of continuous-type (unconventional) plays of the U.S. Geological Survey 1995 National Assessment of United States oil and gas resources. *Open-File Report 95-75- B.*, 44 pp.

Doi: <https://doi.org/10.3133/ofr9575B>

Shurr, G. W. & Ridgley, J. L., 2002. Unconventional shallow biogenic gas systems. *AAPG Bulletin*, 86, 11: 1939-1969.

Singh, V. K., 2013. Overview of Material Balance Equation (MBE) in Shale Gas & Non-Conventional Reservoir. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, 10-13 March, Manama, Bahrain. Society of Petroleum Engineers. (SPE-164427-MS, 9 pp.)

Doi: <https://doi.org/10.2118/164427-ms>

Song, Y., Li, Z., Jiang, L., & Hong, F., 2015. The concept and the accumulation characteristics of unconventional hydrocarbon resources. *Petroleum Science*, 12, 4: 563-572.

Doi: <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0060-7>

Sonnenberg, S. & Meckel, L., 2016. Our current working model for unconventional tight petroleum systems: Oil and gas. Search and Discovery. *AAPG Pacific Section and Rocky Mountain Section Joint Meeting*, Las Vegas, Nevada, October 2-5, 2016.

Tissot, B.P. & Welte, D.H., 1978. *Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration*, 538 pp. Springer-Verlag, New York.

Williams, K.E., 2013. Source Rock Reservoirs are a Unique Petroleum System. *AAPG Search and Discovery Article # 41138*. AAPG 2013 Annual Convention and Exhibition, Pittsburgh, Pennsylvania, May 19-22, 2013.

Zou, C., Yang, Z., Dai, J., Dong, D., Zhang, B., Wang, Y., Deng, S., Huang, J., Liu, K., Yang, C., Wei, G., Pan, S. & Pan, S. 2015. The characteristics and significance of conventional and unconventional Sinian–Silurian gas systems in the Sichuan Basin, central China. *Marine and Petroleum Geology*, 64, 386–402.

Doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.03.005>

Zou, C., Yang, Z., Zhang, G., Hou, L., Zhu, R., Tao, S., Yuan, X., Dong, D., Wang, Y., Guo, Q., Wang, L., Bi, H., Li, D. & Wu, N., 2014. Conventional and unconventional petroleum "orderly accumulation": Concept and practical significance. *Petroleum Exploration and Development*, 41, 1: 14-30.

Doi: [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(14\)60002-1](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(14)60002-1)

Zou, C., Zhang, G., Yang, Z., Tao, S., Hou, L., Zhu, R., Yuan, X., Ran, Q., Li, D. & Wang, Z., 2013. Concepts, characteristics, potential and technology of unconventional hydrocarbons: On unconventional petroleum geology. *Petroleum Exploration and Development*, 40, 4: 413-428.

Doi: [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(13\)60053-1](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(13)60053-1)

Módulo VI – Setor petrolífero versus Questões climáticas

Enquadramento

As mudanças climáticas representam, atualmente, um dos tópicos chave das reuniões científicas e tecnológicas mundiais. Neste cenário, o setor petrolífero não pode manter-se alheio a uma problemática, quiçá considerada como a principal do século XXI, até pelo facto de existir uma visão generalizada que defende que o aumento dos “Gases com Efeito de Estufa” (GEE) contribui, em grande medida, para as mudanças climáticas, provocando, conseqüentemente, efeitos adversos no meio ambiente. De facto, admite-se que a atividade humana, incluindo a exploração e a queima de combustíveis fósseis, têm um papel importante no aumento das concentrações dos GEE.

Assim sendo, e a despeito da enormíssima quantidade de desinformação intencional e, mesmo, de jogos de interesses sobre o assunto, alguns levados a efeito com clara má-fé, os temas que lideram o atual contexto energético mundial são a **descarbonização** e a **transição energética**. Neste enquadramento, o setor petrolífero só poderá manter o seu papel na matriz energética mundial se tiver em linha de conta as questões climáticas, o que implica uma série de alterações de fundo e/ou retificações quanto às suas políticas de atuação.

Em todo o caso, a realidade é que apesar de, obviamente, nada haver contra a transição energética, incrementando, subseqüentemente, as fontes de energia renováveis, a verdade é que, por motivos tanto tecnológicos como económicos, a dita transição terá, inevitavelmente, de ser feita de forma muito gradual não se vislumbrando, ainda, sequer a possibilidade de vir a passar sem energias fósseis – nas quais o setor petrolífero é uma das principais componentes – durante muitas gerações. Quando muito, para além da progressiva eliminação do uso do carvão, no setor petrolífero há forte esperança na progressiva transição na utilização do petróleo para o gás natural e, também, na cada vez maior utilização de hidrocarbonetos gasosos de origem não-convencional, fatores estes que constituem já um real progresso em termos ambientais. É, pois, nisto que, a nosso ver, consiste um dos focos das principais adaptações do setor petrolífero às políticas que visam a mitigação dos efeitos dos combustíveis fósseis nas alterações climáticas. O outro aspeto fundamental neste domínio consiste na “Sequestração geológica de CO₂”, especialmente quando combinada com o que se designa por “estimulação de reservatórios”, injetando CO₂ para “recuperação avançada” de hidrocarbonetos, técnica já utilizada no Mar do Norte na década de setenta do século XX. De facto, não há outra forma técnica e economicamente viável e sustentável de manter, a médio prazo, o equilíbrio do balanço energético mundial.

Objetivos

- Compreender o que são as mudanças climáticas e os conceitos de “descarbonização” e de “transição energética” em relação com o setor petrolífero.
- Conhecer a posição estratégica das várias agências das Nações Unidas quanto às questões climáticas e energéticas.

- Compreender a previsão, a médio e longo prazo, da matriz energética mundial.
- Conhecer as ações definidas pela indústria petrolífera quanto às questões relacionadas com as mudanças climáticas e respectivas políticas de atuação.

Tempo letivo – duas (2) horas.

Temáticas a desenvolver

No início, são apresentados os princípios que permitem estabelecer o conceito de **mudanças climáticas**, de modo a compreender o motivo pelo qual o setor petrolífero tem sido considerado como um dos seus impulsionadores. É importante começar por referir que as duas entidades (“Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas” e “Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas”) que têm desempenhado um papel chave nas questões relacionadas com as mudanças climáticas, estabeleceram diferentes abordagens para a temática. Esta falta de coerência tem sido, com certeza, um dos principais motivos para o impasse internacional sobre a política climática, o qual se encontra relacionado com a falta de tomada de decisões quanto às políticas de adaptação ao binómio energia-clima. A “Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas” (*United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC*) estabeleceu que “uma mudança do clima é atribuída direta ou indiretamente à atividade humana, a qual altera a composição global da atmosfera sendo uma adição da variabilidade natural do clima em períodos comparáveis”. Já o “Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas” (*Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC*) definiu mudanças climáticas como “qualquer mudança no clima ao longo do tempo, seja esta pela variabilidade natural ou induzida pela atividade humana” (Pielke Jr. 2004, Rahman 2013, *Adapting the Energy Sector to Climate Change* 2019). Na realidade, a temática “mudança climática” é, provavelmente, uma das mais complexas e controversas em toda a ciência da meteorologia e da climatologia, havendo, mesmo, especialistas, que defendem não existirem critérios rigorosos que justifiquem o emprego da expressão “mudança climática” (Allen 2003, Dell & Pasteris 2010, Werndl 2016). Com efeito, a mudança climática significa, *a priori*, uma mudança na distribuição estatística de padrões climáticos a longo prazo, podendo esta ocorrer durante décadas ou, mesmo, de milhões de anos. De facto, o clima na Terra sofreu alterações no decorrer da evolução geológica, mesmo antes da atividade humana poder ter desempenhado um papel na sua transformação. As mudanças climáticas consistem, assim, em mudanças temporárias, nas condições climáticas (temperatura, precipitação, vento, entre outros), as quais podem englobar mudanças tanto nas condições médias como mudanças na variabilidade. Sendo o clima do planeta Terra naturalmente variável no tempo geológico, as características de longo prazo – especificamente, as temperaturas médias – são controladas pelo balanço energético da Terra no decurso do referido tempo. Nos últimos milhões de anos, o clima apresentou, naturalmente, oscilações entre períodos quentes e eras glaciares, que se encontram fortemente correlacionadas com os ciclos de Milankovitch, estabelecidos entre 1920 e 1942 (Tarling 2010). Segundo Milankovitch, estas oscilações estão relacionadas com as mudanças orbitais, sendo estas, por sua

vez, controladas por três elementos: a excentricidade, a obliquidade e a precessão. Estes elementos têm, outrossim, periodicidades diferentes e, como tal, afetam não só o campo gravitacional da superfície da Terra, também como a intensidade e a distribuição da radiação solar que atinge a atmosfera superior.

Neste módulo apresenta-se a abordagem na qual as mudanças climáticas são estimuladas, principalmente, pelos “Gases com Efeito de Estufa” (GEE), promovendo o aumento da temperatura média, não na perspetiva fatalista comumente apresentada, mas como correspondendo a mudanças suscetíveis de influenciar o meio ambiente à escala de tempo de vida do Homem. Assim, como é do conhecimento geral, alguns dos GEE emitidos como resultado das atividades do setor petrolífero são: vapor de água, dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄), enquanto que o óxido nitroso (N₂O) e o clorofluorcarboneto (CFC) são emitidos por outras atividades humanas (Quadro 3) (Ahove & Bankole 2018).

Quadro 3 – Os principais GEE que influenciam as mudanças climáticas (Ahove & Bankole 2018, modificado).

Gás	Maiores fontes antropogénicas (milhões de toneladas)	Tempo médio de residência na atmosfera	Concentração pré-industrial (~1860) (ppb)	Concentração média atual (ppb)	Concentração esperada em 2030 (ppb)
Dióxido de carbono	Queima de combustíveis fósseis	100 anos	290.000	350.000	500.000
Metano	Produção de combustíveis fósseis, campos de arroz	10 anos	850	1.700	2.300
Óxido nitroso	Fertilizantes, desflorestação, queima de biomassa	dias	1 - 7	1 - 50	1 - 50
Clorofluorcarboneto	Aerossóis, refrigerantes	60 a 100 anos	0	~3	2,4 - 6

A partir da segunda década do século XXI, as questões relacionadas com as mudanças climáticas passaram a ter uma maior aceitação, pelas entidades privadas, e/ou públicas, face à alteração da definição ou de perspetiva quanto do conceito de “mudanças climáticas”. Esta alteração, que constitui, na realidade, uma mudança de paradigma, consiste em deixar de considerar as mudanças climáticas como a causa da degradação ambiental, para as passar a encarar como uma questão de necessidade de desenvolvimento.

A Conferência de Paris (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas – CQNUAC, realizada em novembro de 2015) representa o culminar da convergência de esforços dos diferentes intervenientes.

De facto, um dos principais erros cometidos ao tratar a temática das alterações climáticas – e, neste sentido, também a causa de muita controvérsia – consiste em considerar que a principal causa das mudanças climáticas é de origem humana e, sobretudo, resultante do uso dos combustíveis fósseis e da produção de GEE para a atmosfera daí resultante. Ora, se é verdade que este fenómeno é

uma realidade que se torna indispensável mitigar, não é verdade que seja a única causa, nem sequer a mais dominante.

As mudanças climáticas correspondem a um fenómeno em que as causas naturais cíclicas dominam como, por exemplo, o vulcanismo submarino atualmente em curso, o qual contribui significativamente para o aumento geral da temperatura, designadamente dos oceanos. E, a propósito de vulcanismo submarino, vale a pena aproveitar para enfatizar que um recente e notável estudo científico, com a credibilidade do MIT (Huppert et al. 2020), acaba de pôr em evidência o que os geólogos já sabiam empiricamente, mas que agora aparece fundamentado em observações e medições geofísicas rigorosas, do movimento das placas tectónicas e da sua relação com as plumas, provenientes do manto, na origem das ilhas vulcânicas, ou seja, que estas ilhas se formam e se afundam como resultado do movimento de placas relativamente às plumas vulcânicas. O inexorável afundamento de todas as ilhas vulcânicas no decurso do tempo é, pois, um fenómeno natural, motivado pela conjugação do movimento das placas com a dimensão das plumas, nada tendo que ver com uma eventual subida do nível do mar como se quer fazer crer, aliás não poucas vezes hipocritamente e/ou em benefício de interesses lobistas.

Retomando a Conferência de Paris e a necessidade aí enfatizada de controlar o aumento da temperatura média global com vista à sua redução, de forma a atingir o objetivo final das emissões zero dos GEE, já na segunda metade do século XXI (Rodrigues 2018). Para tal, foram estabelecidas uma série de metas cruciais, nomeadamente: (i) manter o aumento da temperatura média global bem abaixo dos 2°C em relação aos níveis pré-industriais, (ii) limitar o aumento da temperatura média global a 1,5°C, tendo em vista reduzir, significativamente, os riscos e os impactos das mudanças climáticas, (iii) atingir o pico das emissões globais o mais rápido possível, reconhecendo que este processo levará mais tempo nos países em desenvolvimento e (iv) promover a rápida redução das emissões utilizando as melhores tecnologias existentes. Em conferências realizadas posteriormente, foi, por sua vez, enfatizada a necessidade de se implementar as metas definidas na Conferência de Paris, tendo sido, igualmente, alertado que o futuro da mitigação das mudanças climáticas passa pelos processos da **descarbonização** e da **transição energética**. Neste sentido, foi, igualmente, recomendada a necessidade premente de existir um alinhamento entre a utilização dos combustíveis fósseis e as metas climáticas, uma vez que a transição energética radical, a qual implica a utilização dominante das energias renováveis, nunca poderá ser atingida a curto e médio prazo. De facto, no estado atual dos conhecimentos, não é possível sequer imaginar poder dispor a 100%, de forma sustentável, de energia de origem renovável.

A descarbonização e a transição energética para energias renováveis são metas que ainda estão longe de ser atingidas, até porque o aumento do consumo energético é, também, uma realidade. Este aumento apresenta, aliás, uma relação direta com parâmetros dificilmente controláveis, tais como, o aumento da população, da industrialização e da qualidade de vida das populações. E, de resto, neste mesmo enquadramento, prevê-se que, entre 2014 e 2035, ocorra um aumento de 30%

no consumo de energia mundial, fundamentalmente relacionado com o crescimento rápido das economias emergentes, entre as quais a China e a Índia são responsáveis por metade desse aumento (Figura 4).

Aliás, outros dos erros comumente cometidos – intencionalmente? – é o facto de se discutir a matriz energética mundial com base nos casos da União Europeia e/ou dos Estados Unidos da América, esquecendo o resto do mundo, as suas populações e, sobretudo, as suas necessidades energéticas e direitos ao desenvolvimento.

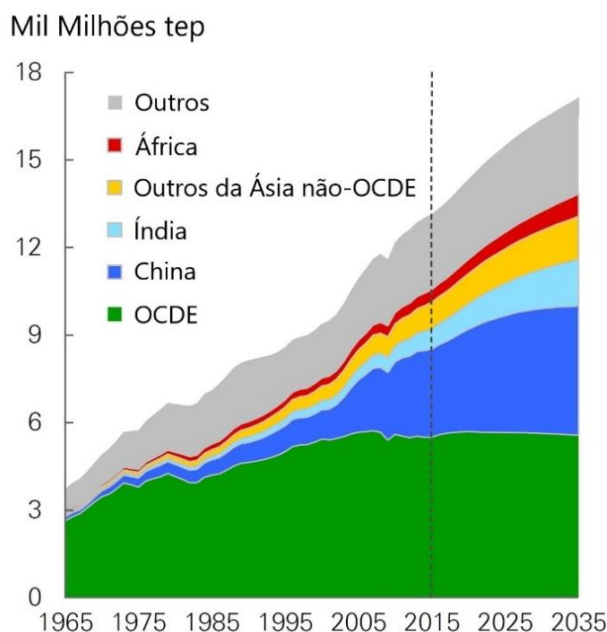


Figura 4 – Evolução do consumo energético, por região (BP Energy Outlook 2017).

As políticas internacionais, bem como os objetivos definidos em acordos internacionais, como o do caso da Convenção de Paris, desempenham um papel poderosíssimo na evolução do sector energético mundial, podendo, mesmo, provocar verdadeiras derivações na evolução da matriz energética mundial. No entanto, tendo em linha de conta o cenário apresentado anteriormente é notório que os combustíveis fósseis irão continuar a deter um papel importante no balanço energético mundial. **Os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão) irão, mesmo, perfazer um total aproximado de 75% na matriz energética mundial, em 2040.** Quanto às energias nuclear e renováveis prevê-se um aumento significativo, contribuindo em aproximadamente 25% para a matriz energética mundial. Assim sendo, as energias renováveis são as fontes de Energia primária que irão apresentar o maior crescimento, passando de 13%, em 1990, para 18%, em 2040. Mesmo assim, estes valores não irão permitir que se cumpra com as metas estabelecidas pela Conferência de Paris, metas estas que, não é demais insistir, não são vinculativas como o eram na aceção do Protocolo de Quioto e da criação dos “mercados do carbono” que dele derivaram (Figura 5).

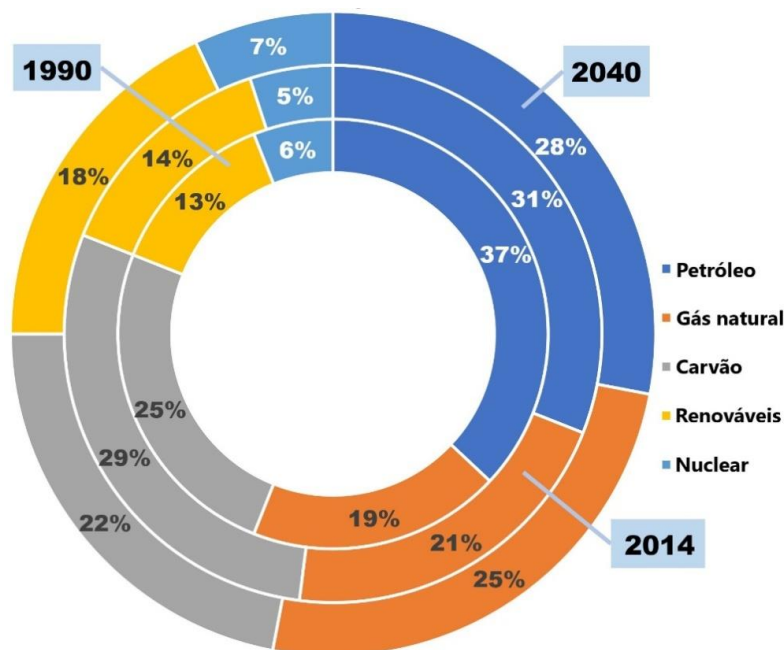


Figura 5 - Evolução das quotas das fontes de Energia primária, no período 1990 - 2040 (Global Gas Outlook 2040, 2017).

Relembrando que sendo um dos principais objetivos da Conferência de Paris atingir as emissões zero dos GEE, torna-se importante referir que, mesmo com o enorme esforço que tem sido desenvolvido em tecnologias de redução das emissões de CO₂ é, claramente, evidente que esse objetivo da descarbonização do sector energético não será atingido, até porque, nunca esqueçamos, as metas da Conferência não são vinculativas, mas sim, apenas, uma declaração (política) de boas intenções. Prevê-se até um aumento global de 13% das emissões de CO₂ (Figura 6, cenário base) entre 2016 e 2040, o que está longe de atingir a redução em 30% até 2035 como proposto na Conferência de Paris (Figura 6, cenário 450).

Contudo, é bem verdade, que a árdua tarefa, estabelecida na Conferência de Paris, de controlar as mudanças climáticas pela via de contenção do aumento da temperatura média global, que só poderá ser levada a efeito com um empenhado contributo da redução da taxa média anual das emissões de CO₂, está relacionada com um conjunto de incertezas e desafios, nomeadamente: (i) as políticas internacionais estabelecidas não serem suficientes para fazer face às ambições ambientais, (ii) a resistência à mudança, (iii) as prioridades no abastecimento energético seguro e sustentável, (iv) o crescimento do consumo energético para dar resposta aos desenvolvimentos social e económico sustentáveis, (v) os problemas de financiamento e acessibilidade ao abastecimento energético, (vi) a viabilidade económica dos projetos ambientais e (vii) os compromissos estabelecidos na Conferência de Paris não serem, tal como repetidas vezes lembrado, vinculativos.

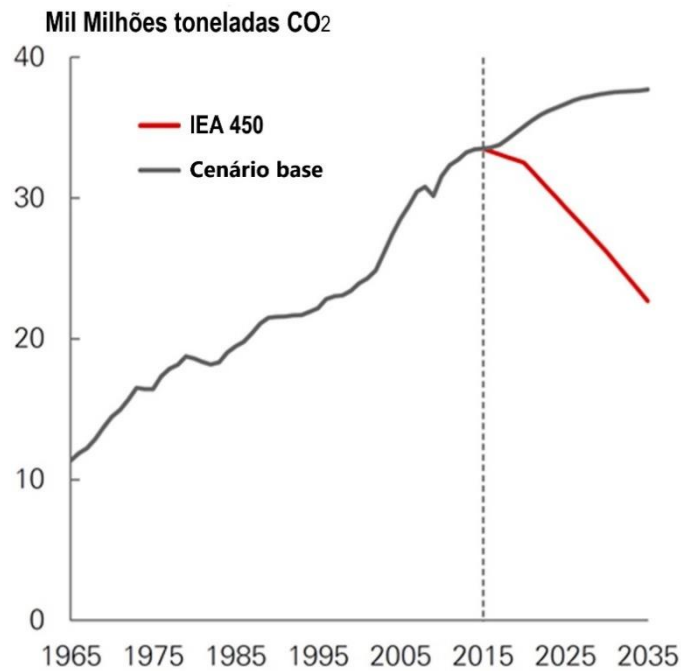


Figura 6 – Cenários das emissões de CO₂ (BP Energy Outlook 2017).

No cenário apontado de dependência energética em relação ao setor petrolífero e sendo este setor um dos que mais contribui para as emissões de CO₂, as empresas petrolíferas veem-se compelidas a tomar uma série de ações que permitam manter a sua posição no setor energético. De facto, podem estabelecer-se vários fatores que têm impulsionado o desenvolvimento da estratégia climática na indústria petrolífera, incluindo a proliferação das políticas e da legislação relacionadas com as mudanças climáticas, a concorrência apresentada pelos recursos energéticos com emissões de CO₂ baixas (predominantemente as renováveis), a pressão dos investidores e a mudança de atitudes e preferências por parte da sociedade. Como não poderia deixar de ser, nem todas as empresas petrolíferas reagem da mesma forma às pressões a que são sujeitas, embora um aspeto evidente e comum entre elas é que, de uma maneira geral, todas querem manter-se ativas no âmbito do setor energético. Naimoli & Ladislav (2019) estabeleceram cinco categorias de empresas petrolíferas em função das suas próprias estratégias climáticas: (i) líderes de estratégia, (ii) investidores de tecnologia, (iii) empresas estatais, (iv) empresas de recursos limitados e (v) empresas alheias às questões climáticas.

As empresas definidas como **líderes de estratégia** são aquelas que estão comprometidas em criar e implementar alterações estratégicas de fundo, as quais poderiam implicar que as empresas deixariam de atuar no setor petrolífero e passariam a funcionar como empresas de serviços energéticos. Estas empresas estão focadas em reduzir as emissões de CO₂ relacionadas com as operações, investir do desenvolvimento de tecnologias de ponta, estabelecer metas quanto à redução das emissões de CO₂ e diversificar a oferta dos produtos energéticos passando a atuar, também, no setor das renováveis.

A categoria dos **investidores de tecnologia** inclui as empresas focadas em investir em projetos de investigação e em dar suporte à elaboração de legislação que incentive o desenvolvimento de tecnologias inovadoras no âmbito do setor petrolífero, mas que ainda não estabeleceram uma estratégia climática coerente. Estas tecnologias inovadoras passam, sem sombra de dúvidas, pelas **Tecnologias CAC (Captação e Armazenamento de Carbono – Carbon, Capture and Storage (CCS))**. Estas tecnologias, no início do século XXI, não eram consideradas como uma das possíveis contribuições para a mitigação dos efeitos dos GEE no clima. No entanto, atualmente, a própria conferência de Paris considerou que as tecnologias CAC constituem numa necessidade incontornável para que se possa cumprir com as metas de redução dos níveis de emissão de CO₂, principalmente quando aplicadas em países que detêm grandes reservas de combustíveis fósseis e apresentam uma crescente procura energética, temática esta, aliás, já por nós anteriormente abordada e defendida em relação à própria política energética da União Europeia à época (Rodrigues et al. 2015).

As **empresas estatais**, como não poderia deixar de ser, são detentoras da grande maioria das reservas mundiais de petróleo e gás natural e, geralmente, não estão sujeitas à pressão dos investidores, mas, bem pelo contrário, são administradas em função das prioridades do governo e dos seus negócios estratégicos. Os países que usufruem deste tipo de empresas, possuem, em simultâneo, empresas estatais dedicadas ao desenvolvimento de energias renováveis. Posto isto, a estratégia climática, normalmente, apresentada por estas empresas está, simplesmente, focada na redução das emissões relacionadas com as atividades operacionais.

As **empresas de recursos limitados** representam a categoria de entidades que apresentam constrangimentos financeiros, incluindo os pequenos produtores, empresas de serviços e algumas empresas de gás natural. Estas empresas podem estar genuinamente comprometidas com a redução das emissões dos GEE, mas, devido às suas restrições financeiras, têm menos capacidade de implementar mudanças. Mesmo assim, estas empresas estão na fase inicial de desenvolvimento de estratégias climáticas que consiste, predominantemente, em controlar a redução das emissões, o que tem permitido satisfazer o crescente interesse dos investidores.

As **empresas alheias às questões climáticas** não apresentam qualquer estratégia climática, nem estão minimamente preocupadas com a temática de transição energética. Estas empresas não identificam uma razão estratégica que as incentive a comprometerem-se em ações que visem a redução das emissões dos GEE e, geralmente, as suas atividades são definidas num horizonte de tempo muito curto.

A redução do preço do petróleo, aspeto que poderia ser considerado como um incentivo ao estabelecimento e à implementação de estratégias climáticas, uma vez que, a comercialização normalmente aumenta, assim como, a disponibilidade financeira o que, poderia ser aproveitado para investir em estratégias climáticas, não é, com certeza, encarado desta forma. Na realidade, vários autores (Canadell et al. 2007, Sparshott 2014, Wang & Li 2015, 2016) defendem que a redução do

preço do petróleo funciona como um impulsionador do aumento das mudanças climáticas. Estes autores defendem que uma redução do preço do petróleo implica, normalmente, um maior consumo de petróleo, o que, por consequência, induz um aumento das emissões de CO₂. Neste contexto, as crises do setor petrolífero, tendencialmente cíclicas, implicando, normalmente, subidas abruptas do preço do petróleo, podem ser encaradas como uma mais-valia na mitigação das mudanças climáticas, assim como um fator impulsionador no desenvolvimento do setor das energias renováveis. Não poderá ser considerado como uma estratégia climática, mas a previsão do preço do petróleo (Figura 7), a partir do segundo quarto do século XXI, prevendo-se que estabilize em valores significativamente elevados, entre os 90 e os 100 USD, poderá ser considerado como um aspeto promissor no que diz respeito à mitigação das mudanças climáticas. A transição energética, de acordo com esta previsão do preço elevado do petróleo, poderá passar a ser considerada como uma imposição energética estratégica, uma vez que, o petróleo, numa visão futura, poderá tornar-se numa solução energética financeiramente impraticável.

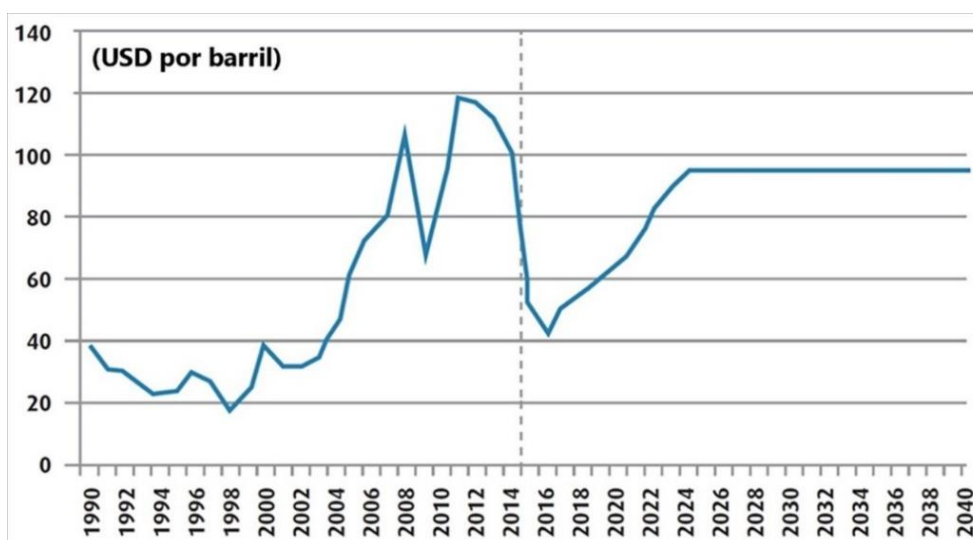


Figura 7 - Evolução do preço do petróleo (Global Gas Outlook 2040, 2017).

Wang & Li (2015) sugerem que as estratégias climáticas não poderão ser analisadas de ânimo leve, deixando às empresas o livre-arbítrio para estabelecerem ou não estratégias climáticas, mas, bem pelo contrário, defendem que as estratégias climáticas deverão ser coerentes e uniformes entre países, através do estabelecimento de políticas internacionais. Segundo estes autores, estas políticas internacionais têm que focar e, obrigatoriamente, implementar dois parâmetros chave: (i) a remoção dos subsídios dos combustíveis fósseis e (ii) a cobrança de um imposto sobre o carbono. Vários estudos (Burgess 1990, Larsen & Shah 1992, 1995) têm sido desenvolvidos ao longo dos anos, no sentido de quantificar a influência que os subsídios dos combustíveis fósseis produzem nas emissões de CO₂, concluindo que a reforma ou, mesmo, a remoção destes subsídios iria provocar uma redução das emissões de CO₂. Quanto ao imposto sobre o carbono consiste num imposto cobrado sobre o teor em carbono produzido a partir dos combustíveis fósseis (Ulph & Ulph

1994, Elliott & Fullerton 2014, Marron & Toder 2014), sendo que, do ponto de vista económico, este imposto oferece, potencialmente, um meio económico de reduzir as emissões de CO₂.

Resumindo, as mudanças climáticas são, atualmente, uma temática chave do setor energético e, como não poderia deixar de ser, da indústria petrolífera. Na apresentação do presente módulo é, pois, importante que fique claro que as mudanças climáticas são um tema extremamente melindroso, envolvendo diferentes vetores (energia e clima, mas também sociologia e política) e, como tal, desenvolver ações quanto às estratégias climáticas implica o empenhamento de todos os intervenientes da sociedade.

Referências

Adapting the Energy Sector to Climate Change. International Atomic Energy Agency – IAEA. 131 pp. Vienna, 2019.

Above, M. A. & Bankole, S. I., 2018. Petroleum Industry Activities and Climate Change. In: P. E. Ndimele, Ed., The Political Ecology of Oil and Gas Activities in the Nigerian Aquatic Ecosystem, p.277–292. Academic Press.

Doi: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809399-3.00018-5>

Allen, M., 2003. Liability for climate change. *Nature*, 421, 6926: 891-892.

Doi: <https://doi.org/10.1038/421891a>

BP Energy Outlook, 2017.

Burgess, J. C., 1990. The contribution of efficient energy pricing to reducing carbon dioxide emissions. *Energy Policy*, 18, 5: 449–455.

Doi: [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(90\)90045-6](https://doi.org/10.1016/0301-4215(90)90045-6)

Canadell, J. G., Le Quééré, C., Raupach, M. R., Field, C. B., Buitenhuis, E. T., Ciais, P., Conway, T.J., Gillett, N.P., Houghton, R.A. & Marland, G., 2007. Contributions to accelerating atmospheric CO₂ growth from economic activity, carbon intensity, and efficiency of natural sinks. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 104, 47: 18866–18870.

Doi: <https://doi.org/10.1073/pnas.0702737104>

Dell, J. & Pasteris, P., 2010. Adaptation in the Oil and Gas Industry to Projected Impacts of Climate Change. In: SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, 12-14 April, Rio de Janeiro, Brazil. (SPE-126307-MS).

Doi: <https://doi.org/10.2118/126307-ms>

Elliott, J. & Fullerton, D., 2014. Can a unilateral carbon tax reduce emissions elsewhere? *Resource and Energy Economics*, 36, 1: 6–21.

Doi: <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2013.11.003>

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

Huppert, K.L., Perron, J.T. & Royde, L.H., 2020. Hotspot swells and the lifespan of volcanic ocean islands. *Science Advances*, 6: 1-8.

Doi: <https://dx.doi.org/10.1126/sciadv.aaw6906>

Larsen, B. & Shah, A., 1992. World Fossil Fuel Subsidies and Global Carbon Emissions. The World Bank. Policy Research Working Paper Series. Nº. 1002, 39 pp. Washington, D.C.

Larsen, B. & Shah, A. 1995. Global Climate Change, Energy Subsidies and National Carbon Taxes. In: L. Bovenberg & S. Cnossen, Eds., *Public Economics and the Environment in an Imperfect World*, p. 113-132. Springer.

Marron, D. B. & Toder, E. J., 2014. Tax Policy Issues in Designing a Carbon Tax. *American Economic Review*, 104(5), 563–568.

Doi: <https://doi.org/10.1257/aer.104.5.563>

Naimoli, S.J. & Ladislav, S., 2019. Oil and Gas Industry Engagement on Climate Change. Drivers, Actions, and a Path Forward. Center for Strategic and International Studies.

Pielke Jr., R. A., 2004. What is Climate Change? *Energy & Environment*, 15,3: 515–520.

Doi: <https://doi.org/10.1260/0958305041494576>

Rahman, M. I., 2013. Climate Change: a Theoretical Review. *Interdisciplinary Description of Complex Systems*, 11,1: 1–13.

Doi: <https://doi.org/10.7906/indecs.11.1.1>

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

Rodrigues, C.F.A., Dinis, M.A.P. & Lemos de Sousa, M.J., 2015. Review of European energy policies regarding the recent “carbon capture, utilization and storage” Technologies scenario and the role of coal seams. *Environmental Earth Sciences*, Berlin, Heidelberg, Volume 74, Nº.3: 2553-2561.

Doi: <http://dx.doi.org/10.1007/s12665-015-4275-0>

Sparshott, J., 2014. Lower oil prices will help boost global economy, IMF's Lagarde says. *Wall Street Journal*, 2014.

Tarling, D., 2010. Milankovitch Cycles in Climate Change, Geology and Geophysics. Proc. 6th International Symposium on Geophysics, Tanta, Egypt, 2010, p.1-8.

Ulph, A. & Ulph, D., 1994. The Optimal Time Path of a Carbon Tax. *Oxford Economic Papers*, vol. 46, Issue Suppl. 1, pp.857-868.

Doi: https://doi.org/10.1093/oep/46.Supplement_1.857

Wang, Q., & Li, R. 2015. Cheaper oil: A turning point in Paris climate talk? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1186–1192.

Doi: [10.1016/j.rser.2015.07.171](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.171)

Wang, Q. & Li, R., 2016. Impact of cheaper oil on economic system and climate change: A SWOT analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 925–931.

Doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.087>

Werndl, C., 2016. On Defining Climate and Climate Change. *The British Journal for the Philosophy of Science*, 67, 2: 337-364.

Doi: <https://doi.org/10.1093/bjps/axu048>

5. BIBLIOGRAFIA BÁSICA RECOMENDADA AOS ALUNOS

Nota importante: A lista que se segue corresponde a uma **seleção de referências** dentre as que constam das listas relativas aos módulos II a VI, sendo que o conjunto aqui selecionado é aquele que se recomenda aos alunos como a bibliografia básica da unidade curricular.

Módulo II

Durand, B., 2003. A History of Organic Geochemistry. Oil & Gas Science and Technology – Revue de l'Institut Français du Pétrole, 58, 2: 203-231.

Doi: <https://doi.org/10.2516/ogst:2003014>.

Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B.P., Mennig, J.J. & Leplat, P. 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. In: Proceedings of the Ninth Annual Offshore Technology Conference, Houston, TX, vol. 3, pp. 439–448.

Gerali, F. & Gregory, J., 2017. Understanding and finding oil over the centuries: the case of the Wallachian Petroleum Company in Romania. Earth Science History, 36, 1: 41–62.

Doi: <https://doi.org/10.17704/1944-6178-36.1.41>.

Höök, M., Bardi, U., Feng, L., & Pang, X., 2010. Development of oil formation theories and their importance for peak oil. Marine and Petroleum Geology, 27, 9: 1995–2004.

Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.06.005>.

Hunt, J.M., 1979. Petroleum Geochemistry and Geology, 617 pp. W. H. Freeman, New York.

Owen, E. W., 1975. Trek of the oil finders: A history of exploration for petroleum. American Association of Petroleum Geologists Memoir 6 – Semicentennial commemorative volume, 1647 pp. Tulsa, Okla.; Geological Magazine, 113, 2: 181.

Selley, R., 1998. Elements of Petroleum Geology, 2nd Ed., 470 pp., Academic Press.

Smith, V., 1954. Studies on the Origin of Petroleum, Occurrence of Hydrocarbons in Recent Sediments. AAPG Bulletin, 38: 377-404.

Tiratsoo, E.N. 1951. Petroleum Geology, 449 pp. Methuen and Co, London.

Tissot, B.P. & Welte, D.H., 1978. Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration, 538 pp. Springer-Verlag.

Módulo III

Demaison, G., 1984, The generative basin concept. In: G. Demaison & R.J Murriss, Eds., Petroleum geochemistry and basin evaluation. AAPG Memoir 35, p. 1-14.

Dembicki, H., 2017. Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production, 342 pp. Elsevier.

ISBN: 9780128033500.

Dow, W.G., 1974. Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in the Williston Basin. AAPG Bulletin, 58, 7: 1253-1262.

Magoon, L.B., 1988. The petroleum system - A classification scheme for research, exploration, and resource assessment. In: L.B. Magoon, Ed., Petroleum systems of the United States: U.S. Geological Survey Bulletin 1870, p. 2-15.

Magoon, L.B., Ed., 1989. The Petroleum system - Status of research and methods, 1990: U.S. Geological Survey Bulletin 1912, 88 pp.

Doi: <https://doi.org/10.3133/b1912>.

Magoon, L.B., 1992. Identified petroleum systems within the United States, 1992. In: L.B. Magoon, Ed., The petroleum system – Status of Research and Methods. U.S. Geological Survey Bulletin, 2007, p.2-11.

Magoon, L.B., 1995. The play that complements the petroleum system—a new exploration equation: Oil and Gas Journal, 93, 40: 85-87.

Magoon, L.B. & Beaumont, E.A., 1999. Petroleum system. In: E.A. Beaumont & N.H. Foster, Eds., Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology, Chapter 3, p. 3.1-3.34.

ISBN: 978-1-58861-493-3.

Magoon, L.B. & Dow, M.G., 1994. The petroleum system. In: L. B. Magoon & Dow, W. G., Eds, The petroleum system from Source to Trap. AAPG Memoir 60, p.3-24.

Perrodon, A., 1980. Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, 381 pp. Paris, Masson–Elf-Aquitaine. (Este livro, uma vez revisto e atualizado, foi publicado, em inglês, com data de 1983, no Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine, Mémoire 5. **ISBN:** 2-901026-12-5. **ISSN:** 0181-0901).

Spathopoulos, F. & Gallagher, K., 2012. Proposed revision of the Petroleum System concepts and the Petroleum System Events Chart. In: AAPG Conference on Basin Modelling, Nice 2012.

Zhao, J.-Z., Li, J., Wu, W.-T., C., Qing, Bai, Y.-B. & Chuang, Er., 2019. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities. Petroleum Science, 16, 2: 229-251.

Módulo IV

Al-Hajeri, M.M., Al Saeed, M.A., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A., Neumaier, M., Schenk, O., Swientek, O., Tessen, N., Welte, D., Wygrala, B., Kornpihl, D. & Peters, K., 2009. Basin and Petroleum System Modeling. Oilfield Review Summer, 21, 2: 14-29.

Ben-Awuah, J., Adda, G., Mijinyawa, A., Andriamihaja, S. & Siddiqui, N., 2013. 2D Basin Modelling and Petroleum System Analysis of the Triassic Play in the Hammerfest Basin of the Norwegian Barents Sea. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology, 6, 17: 3137-3150.

Doi: <http://dx.doi.org/10.19026/rjaset.6.3615>.

Hantschel, T. & Kauerauf, A.I., 2009. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling, 476 pp. Springer.

Doi: <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-540-72318-9>.

Magoon, L.B. & Beaumont, E.A., 1999. Petroleum system. In: E.A. Beaumont & N.H. Foster, Eds., Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology, Chapter 3, p. 3.1-3.34.

ISBN: 978-1-58861-493-3.

Magoon, L.B. & Dow, M.G., 1994. The petroleum system. In: L. B. Magoon & Dow, W. G., Eds, The petroleum system from Source to Trap. AAPG Memoir 60, p.3-24.

Mezghani, M., AbuAli, M., Alqattan, H. & Schmidt, R., 2018. An Integrated Workflow for Petroleum Systems Modeling and Prospect Generation In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 12-15 November, Abu-Dhabi, UAE. Society of Petroleum Engineers (SPE 192769-MS, 10 pp.).

Doi: <https://doi.org/10.2118/192769-MS>.

Peters, K., Schenk, O. & Wygrala, B., 2009. Exploration Paradigm Shift: The Dynamic Petroleum System. Concept. Swiss Bulletin fur Angewandte Geologie, 14, 1+2: 65-71.

Peters, K. E., Curry, D. J. & M. Kacwicz, 2012, An overview of basin and petroleum system modeling: Definitions and Concepts. In: K. E. Peters, D. J. Curry & M. Kacwicz, Eds., Basin Modeling: New Horizons in Research and Applications. AAPG Hedberg Series No.4, p. 1-16.

Módulo V

BP Energy Outlook, 2017.

Demaison, G. & Huizinga, B.J., 1991. Genetic Classification of Petroleum Systems (1). AAPG Bulletin, 75, 10: 1626-1643.

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

Horsfield, B. & di Primio, R., 2014. Fluid Compositional Prediction in Conventional and Unconventional Petroleum Systems. SPE Unconventional Resources Conference, 1-3 April, The Woodlands, Texas, USA. Society of Petroleum Engineers. (SPE-169016-MS, 13 pp).

Doi: <https://doi.org/10.2118/169016-MS>.

Hunt, J.M., 1979. Petroleum Geochemistry and Geology, 617 pp. W. H. Freeman, New York.

Jarvie, D.M., 2011. Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale Hybrids. AAPG Search and Discovery Article #80131.

Jia, C., 2017. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geology theory. Petroleum Exploration and Development, 44, 1: 1-10.

Doi: [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(17\)30002-2](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(17)30002-2).

Johnson, H. & Doré, A. G., 2010. Unconventional oil and gas resources and the geological storage of carbon dioxide: overview. In: B.A. Vining, B. Hughes & S.C. Pickering, Eds., Petroleum Geology Conference Series, 7, 1: 1061-1063. Geological Society, London.

Doi: <https://doi.org/10.1144/0071061>.

Law, B. E. & Curtis, J. B. 2002. Introduction to unconventional petroleum systems. AAPG Bulletin, 86, 11: 1851-1852.

Levine, J.R., 1996. Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coal bed reservoirs. In: R. Gayer & I. Harris, Eds., Coalbed Methane and Coal Geology, Geological Society Special Publication 109, p.197-212. The Geological Society, London.

Magoon, L.B. & Beaumont, E.A., 1999. Petroleum system. In: E.A. Beaumont & N.H. Foster, Eds., Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology, Chapter 3, p. 3.1-3.34.

ISBN: 978-1-58861-493-3.

McGlade, C., Speirs, J. & Sorrell, S., 2013. Unconventional gas – A review of regional and global resource estimates. *Energy*, 55, 571-584.

Doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.048>.

Pollastro, R. M., 2007. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, 91, 4: 551-578.

Doi: <https://doi.org/10.1306/06200606007>.

Ratner, M. & Tiemann, M., 2015. An Overview of Unconventional Oil and Natural Gas: Resources and Federal Actions, 34 pp. Congressional Research Service. (CRS Report 7-5700; AAPG Search and Discovery Article #41093).

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

Shurr, G. W. & Ridgley, J. L., 2002. Unconventional shallow biogenic gas systems. *AAPG Bulletin*, 86, 11: 1939-1969.

Song, Y., Li, Z., Jiang, L., & Hong, F., 2015. The concept and the accumulation characteristics of unconventional hydrocarbon resources. *Petroleum Science*, 12, 4: 563-572.

Doi: <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0060-7>.

Sonnenberg, S. & Meckel, L., 2016. Our current working model for unconventional tight petroleum systems: Oil and gas. Search and Discovery. AAPG Pacific Section and Rocky Mountain Section Joint Meeting, Las Vegas, Nevada, October 2-5, 2016.

Tissot, B.P. & Welte, D.H., 1978. Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration, 538 pp. Springer-Verlag.

Van Krevelen, D.W., 1993. Coal. Typology-Physics-Chemistry-Constitution, 3rd Ed., 979 pp. Elsevier, Amsterdam.

Zou, C., Zhang, G., Yang, Z., Tao, S., Hou, L., Zhu, R., Yuan, X., Ran, Q., Li, D. & Wang, Z., 2013. Concepts, characteristics, potential and technology of unconventional hydrocarbons: On unconventional petroleum geology. *Petroleum Exploration and Development*, 40, 4: 413-428.

Doi: [https://doi.org/10.1016/s1876-3804\(13\)60053-1](https://doi.org/10.1016/s1876-3804(13)60053-1).

Módulo VI

Above, M. A. & Bankole, S. I., 2018. Petroleum Industry Activities and Climate Change. In: P. E. Ndimele, Ed., *The Political Ecology of Oil and Gas Activities in the Nigerian Aquatic Ecosystem*, p.277–292. Academic Press.

Doi: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809399-3.00018-5>.

Allen, M., 2003. Liability for climate change. *Nature*, 421, 6926: 891-892.

Doi: <https://doi.org/10.1038/421891a>.

BP Energy Outlook, 2017.

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

Huppert, K.L., Perron, J.T. & Royde, L.H., 2020. Hotspot swells and the lifespan of volcanic ocean islands. *Science Advances*, 6: 1-8.

Doi: <https://dx.doi.org/10.1126/sciadv.aaw6906>

Marron, D. B. & Toder, E. J., 2014. Tax Policy Issues in Designing a Carbon Tax. *American Economic Review*, 104, 5: 563-568.

Doi: <https://doi.org/10.1257/aer.104.5.563>.

Naimoli, S.J. & Ladislaw, S., 2019. Oil and Gas Industry Engagement on Climate Change. Drivers, Actions, and a Path Forward, Report, 39 pp. Center for Strategic and International Studies-CSIS.

Rahman, M. I., 2013. Climate Change: a Theoretical Review. In: *Interdisciplinary Description of Complex Systems-INDECS*, 11, 1: 1-13.

Doi: <https://doi.org/10.7906/indecs.11.1.1>.

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

Rodrigues, C.F.A., Dinis, M.A.P. & Lemos de Sousa, M.J., 2015. Review of European energy policies regarding the recent “carbon capture, utilization and storage” Technologies scenario and the role of coal seams. *Environmental Earth Sciences*, Berlin, Heidelberg, Volume 74, Nº.3: 2553-2561.

Doi: <http://dx.doi.org/10.1007/s12665-015-4275-0>

Sparshott, J., 2014. Lower oil prices will help boost global economy, IMF's Lagarde says. *Wall Street Journal*, 2014.

Tarling, D., 2010. Milankovitch Cycles in Climate Change, Geology and Geophysics. Proc. 6th International Symposium on Geophysics, Tanta, Egypt, 2010, p.1-8.

Ulph, A. & Ulph, D., 1994. The Optimal Time Path of a Carbon Tax. *Oxford Economic Papers*, vol. 46, Issue Suppl. 1, pp.857-868.

Doi: https://doi.org/10.1093/oep/46.Supplement_1.857.

Wang, Q. & Li, R., 2015. Cheaper oil: A turning point in Paris climate talk? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1186-1192.

Doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.171>.

Wemdl, C., 2016. On Defining Climate and Climate Change. *The British Journal for the Philosophy of Science*, 67, 2: 337-364.

Doi: <https://doi.org/10.1093/bjps/axu048>.