

Modelagem 1D e 2D da evolução térmica da matéria orgânica nos sectores norte e central da Bacia Lusitânica, Portugal

1D and 2D modeling of thermal evolution of organic matter in the north and central sectors of Lusitanian Basin, Portugal

Bernardo de Almeida Teixeira | Nuno Lamas Pimentel | Rui Paulo Bento Pena dos Reis

resumo

O presente trabalho consiste na apresentação e discussão dos resultados da modelagem da evolução térmica da matéria orgânica em três locais da Bacia Lusitânica (Portugal). Para isto, realizou-se uma análise descritiva das principais formações presentes na bacia, dando ênfase àquelas que são mais propícias à geração de hidrocarbonetos. A modelagem foi realizada no software PetroMod da IES Schlumberger, tanto em 1D quanto em 2D. Foram modelados três poços, um no sector norte e dois no sector central da bacia. Os modelos 2D foram baseados em três linhas sísmicas interpretadas

nas proximidades desses poços. Este estudo permitiu uma melhor percepção da evolução térmica da bacia e a verificação da existência de dois sistemas petrolíferos distintos: um no Jurássico Inferior e outro no Jurássico Superior, activos nos sectores norte e central da bacia, respectivamente. Estes sistemas são alimentados por níveis do Gerador Inferior (formações Água de Madeiros e Vale das Fontes) do Jurássico Inferior e pelos níveis do Gerador Superior (Formação Cabaços/Vale Verde) do Jurássico Superior, encontrando-se ambos na janela de geração de óleo.

Palavras-chave: Bacia Lusitânica | modelagem térmica | sistemas petrolíferos | rochas geradoras

abstract

The following work consists in the modeling of thermal evolution of organic matter in three places of the Lusitanian Basin (Portugal). To this end, a descriptive analysis of the main formations in the Lusitanian Basin was done, emphasizing the ones which are more favorable towards the generation of hydrocarbons. The modeling was carried out using IES Schlumberger's PetroMod, both in 1D and 2D. For the first stage, three wells were modeled, one in the northern sector of the basin and two in the central sector. The 2D models are based on three interpreted seismic lines close to the wells. This study allowed a better understanding of the thermal evolution in the basin and the verification of the existence of two distinct petroleum systems: one in the Lower Jurassic and another in the Upper Jurassic, active in the north and in the central section of the basin, respectively. These systems are sourced by the Lower Source Rocks (Água de Madeiros and Vale das Fontes formations) in the Lower Jurassic and by the Upper Source Rocks (Cabaços/Vale Verde formations) in the Upper Jurassic, both in the oil generation window.

(Expanded abstract available at the end of the paper).

Keywords: Lusitanian Basin | thermal modeling | petroleum systems | source rocks

introdução

Este trabalho visa apresentar informações relativas ao grau de evolução térmica da matéria orgânica presente em diversos intervalos estratigráficos na Bacia Lusitânica.

Para a realização desta avaliação foi utilizado o software PetroMod da IES Schlumberger (1D e 2D). Este software permite simular a evolução da bacia ao longo do tempo, prevendo o nível de maturação das rochas e o *timing* de geração dos hidrocarbonetos. Sabendo quais as rochas com potencial de geração de petróleo, é possível reproduzir sua evolução a partir de uma história de tempo-temperatura conhecida, bem como o seu actual estado de maturação. O *timing* de geração de petróleo possui especial importância, uma vez que se os outros elementos que compõem o sistema petrolífero não estiverem presentes nesse momento (sincronismo), não haverá acumulação de hidrocarbonetos.

O objectivo fundamental deste estudo é a análise da evolução térmica na Bacia Lusitânica, dando ênfase às formações que apresentam potencial para geração de petróleo (rochas geradoras). O foco deste trabalho é o intervalo Mesozoico, não sendo considerados os sistemas petrolíferos relacionados ao Paleozoico e ao Cenozoico.

métodos

Para a realização da modelagem foi necessário, numa primeira fase, seleccionar três poços para executar a modelagem 1D, a par de três linhas sísmicas nas proximidades desses poços, para executar os modelos 2D. Neste processo, optou-se por escolher um poço no sector norte da bacia e dois poços no sector central. A escolha dos poços foi realizada tendo em conta a qualidade da informação contida nos relatórios de poço (Fonte: DPEP), assim como a ausência de descontinuidades e de falhas significativas.

Após a selecção dos poços, recorreu-se aos relatórios de forma a realizar uma coluna litoestratigráfica para cada um dos poços. Esta coluna, com informações sobre a base e topo das formações, foi introduzida no PetroMod 1D, assim como as idades de deposição de cada uma das formações,

as litologias e os eventos erosivos. Para além disso, definiu-se a função desempenhada por cada uma das formações no sistema petrolífero (rocha geradora, selo e reservatório). Nas formações seleccionadas como rochas geradoras, introduziu-se o valor médio de COT (Carbono Orgânico Total) e de IH (Índice de Hidrogênio), assim como o modelo cinético para cada uma das rochas geradoras de acordo com o tipo de querogênio. As condições de contorno que podem ser definidas para cada modelo são: o fluxo de calor (HF), a temperatura de interface água-sedimento (SWIT) e a paleobatimetria (PWD).

Nos modelos 2D, utilizaram-se as linhas sísmicas ou esquemas das mesmas, construindo os modelos por cima da interpretação das linhas. Aqui foi possível definir diferentes fácies em uma mesma unidade, tal como definir diferentes espessuras de sedimentos erodidos na mesma descontinuidade ou definir períodos de movimentação de falhas, entre outras. As definições do sistema petrolífero e da geoquímica das rochas geradoras para o 2D é semelhante ao utilizado no 1D, tal como as condições de contorno.

Localização e breve contexto geológico

A Bacia Lusitânica começou a formar-se durante uma fase de rifte no Triássico Superior e pertence a uma família de bacias periatlânticas (ex: Bacia de Jeanne d'Arc e Bacia de Scotia). Está localizada na margem oeste da Península Ibérica (fig. 1) e desenvolveu-se durante o Mesozoico.

Com um alongamento dominante NNE-SSW, a Bacia Lusitânica tem uma extensão de cerca de 225km e uma largura de 70km, delimitada pelo Maciço Hespérico a oriente e a oeste pelo *horst* das Berlengas, ambos constituídos por rochas de idade Paleozoica (Ribeiro *et al.*, 1979). A gênese desta bacia encontra-se intimamente relacionada à evolução do sector norte do Atlântico, por afastamento entre os continentes norte-americano e euro-asiático, com sedimentação espessa sobre os terrenos Variscos, controlada pelas lineações e direcções de fracturação do ciclo anterior (Kullberg, 2000).

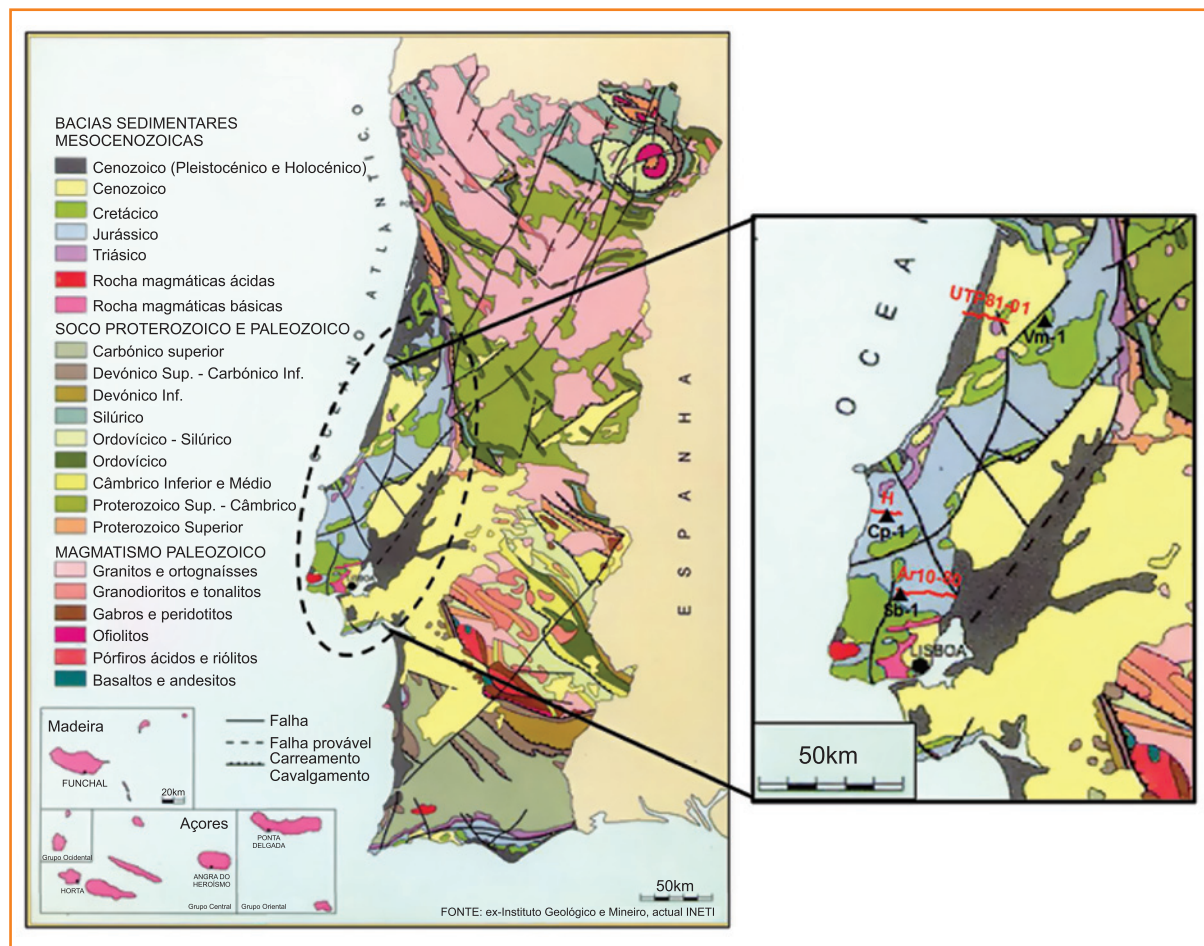


Figura 1
Localização e mapa geológico da Bacia Lusitânica com a localização dos poços e linhas sísmicas seleccionadas.

Figura 1
Lusitanian Basin location and geological map with selected wells and seismic lines.

São identificadas cinco fases de enchimento principais no registro sedimentar mesozoico da Bacia Lusitânica: Triássico Superior – Caloviano, Oxfordiano Berriasiano, Valanginiano – Aptiano Inferior, Aptiano Superior – Campaniano Inferior, Campaniano Superior – Maastrichtiano (Cunha e Pena dos Reis, 1993).

Após o fim do Cretáceo, o bordo oeste da placa Ibérica sofreu uma fase de deformação compressiva que conduziu à progressiva inversão da bacia, levantando-a e trazendo para a superfície as unidades depositadas durante o Mesozoico (Pena dos Reis e Pimentel, 2010a).

A evolução da Bacia Lusitânica pode ser dividida em quatro fases geodinâmicas distintas: i) um primeiro rifte oeste-Tethyano; ii) um segundo rifte atlântico; iii) *break-up* Norte Atlântico em três segmentos diacrônicos e iv) inversão tectônica da bacia e *uplift* da maioria das áreas (Pena dos Reis e Pimentel, 2010a).

litoestratigrafia

A informação litológica apresentada neste capítulo (fig. 2) foi retirada de Martins e Moita (2010) e adaptada ao quadro litoestratigráfico de Reis e Pimentel (2010a).

A Formação Dagorda depositou-se durante o Triássico Superior até o Hetangiano, em um ambiente de depressão intracontinental com início de invasão marinha rasa (*sabkhas* e lagunas peritidais), podendo conter fácies de ambiente marinho aberto. Esta formação é constituída por argilitos e margas com diversas colorações, calcários margosos/dolomíticos, gesso e sal. Quando possível, distinguem-se as fácies margosas das dolomíticas.

A Formação de Coimbra depositou-se durante o Sinemuriano e é composta por calcários compactos, calcários dolomíticos e sideríticos, margas e gesso. A deposição desta formação representa o início da influência marinha em ambiente de rampa carbonatada restrita. Conforme acontece na Formação da Dagorda, é usual a distinção entre dois membros: Coimbra calcário e Coimbra dolomítico (Ribeiro *et al.*, 1979).

O Grupo Brenha depositou-se entre o Sinemuriano Superior e o Caloviano em ambiente marinho profundo e de rampa carbonatada. Este grupo é caracterizado por calcários micríticos com colorações escuras (negros/cinzentos), passando gradualmente para

margas e folhetos ricos em matéria orgânica. Comumente, subdivide-se este grupo em Brenha Inferior (mais argiloso e com maior potencial para a geração de petróleo) e Brenha Superior (mais carbonatado e pobre em matéria orgânica).

Do Aaleniano até o Caloviano, foi depositada a Formação de Candeeiros em um ambiente de rampa interna com passagem a plataforma instável prográdante. Esta formação é caracterizada por calcários oolíticos, bioclásticos e peloidais, intercalados com dolomitos. São igualmente comuns os calcários margosos, oncolíticos e com *birdeyes* e os calcários rasos com marcas de exposição aérea, a par de calcários brechoides de *debris-flows* em setores mais profundos da bacia. Com difícil distinção e por serem, em parte, equivalentes laterais, as rochas das formações de Brenha e de Candeeiros surgem por vezes indicadas como “Brenha + Candeeiros”.

A Formação Cabaços é datada do Oxfordiano Superior e é caracterizada por calcários ricos em bivalves e calcários betuminosos, depositados em um ambiente margino-marinho. O seu equivalente lateral no sector norte é a Formação de Vale Verde, no entanto, por vezes, são distinguidas as duas em uma mesma secção. Os elevados teores de hidrogênio de alguns níveis confere-lhes potencial gerador de petróleo (BEICIP, 1996).

Ainda durante o Oxfordiano Superior, iniciou-se a deposição da Formação de Montejunto, tendo como litologias dominantes calcários cinzentos, calcários oolíticos com corais e calcáriosossilíferos. A parte inferior foi depositada em ambiente marinho pouco profundo até um ambiente de laguna salobra. A parte superior evolui de um ambiente de rampa para um ambiente de rampa profunda (tipicamente marinho) com marcas significativas de instabilidade tectônica nos níveis superiores. Por vezes, distingue-se um membro calcário pós-Montejunto, conhecido como Membro de Tojeira.

A Formação de Abadia depositou-se durante o Kimeridgiano em um ambiente de turbiditos proximais a leque submarino. Esta formação é constituída predominantemente por margas, contendo ainda arenitos, conglomerados e calcários. A tecto desta formação, é possível distinguir localmente um membro estritamente arenoso conhecido como Membro Arenoso pós-Abadia.

Também durante o Kimeridgiano, depositou-se o Corálico do Amaral em um ambiente de plataforma rasa agitada e pouco profunda. Esta formação é composta por calcários oolíticos, margosos com colorações

cinzento claras com intercalações finas de arenitos quartzosos, oo-oncolíticos, margo-carbonatados e de biostromas de algas e corais. Assim como na Formação de Abadia, por vezes surge um membro estritamente arenoso (Membro pós-Amaral).

A Formação de Alcobaça foi depositada durante o Kimeridgiano e é constituída por uma alternância de margas laminadas, calcários e escassos arenitos. Esta formação é tida como equivalente lateral da Formação de Abadia no sector norte da bacia. O ambiente de deposição desta formação varia desde marinho a lagunar/lacustre e fluvial.

Durante o intervalo Titoniano – Berriasiano, depositou-se a Formação Lourinhã. Esta é composta predominantemente por sedimentos siliciclásticos continentais, fluvio-deltaicos, com calcretos, podendo existir finas intercalações de níveis marginais marinhos, por vezes carbonatados e bioclásticos.

Nos poços analisados não existe representação da totalidade das unidades cretácicas. No entanto, em áreas significativas da bacia, a sedimentação cretácica atingiu algumas centenas de metros, com sedimentação essencialmente fluvial e costeira. No Cretáceo, também ocorreram importantes etapas de soerguimento e erosão (Santos *et al.*, 2010), aspecto que foi tentativamente abordado na modelagem efectuada. Além disso, a evolução cenozoica incluiu etapas de sedimentação e soerguimento não consideradas neste trabalho.

sistemas petrolíferos

Uma vez que o principal objectivo deste trabalho se relaciona às rochas geradoras, o restante dos elementos constituintes dos sistemas petrolíferos são apresentados de forma sucinta.

A ocorrência de acumulações de petróleo em subsuperfície, bem como a presença de exsudações e impregnações de óleo em superfície, indicam a existência de sistemas petrolíferos ativos na bacia (Fonte: DPEP). A boa correlação óleo-rocha geradora sugere pelo menos dois sistemas: um do Jurássico Inferior e outro relacionado ao Jurássico Superior (BEICIP, 1996; Spigolon *et al.*, 2010). Contudo, um provável sistema petrolífero hipotético pode estar relacionado a rochas do Paleozoico (Uphoff, 2005). Neste trabalho serão considerados os sistemas petrolíferos Mesozoicos.

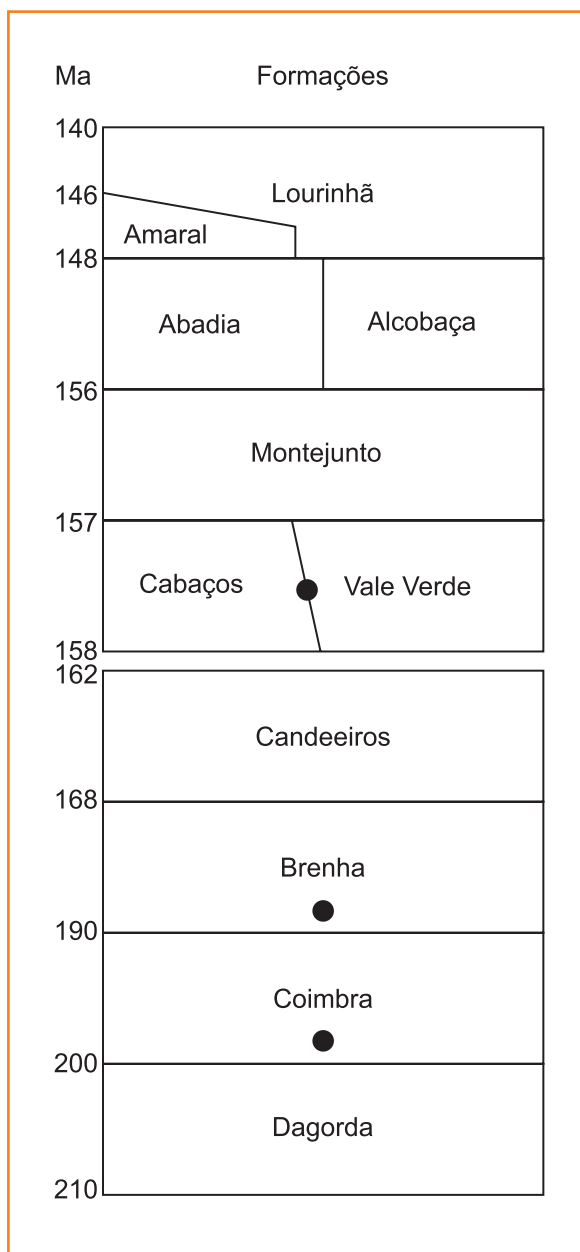


Figura 2
Quadro simplificado da litoestratigrafia adoptada neste trabalho (rochas geradoras com círculo negro).

Figure 2
Simplified adopted lithostratigraphy (source rocks with black circles).

No que diz respeito às rochas geradoras, várias podem ser consideradas como bons geradores, mesmo que seja em algum nível mais rico em matéria orgânica. Desta forma, é necessário avaliar os melhores geradores em uma perspectiva mais global, sendo as melhores rochas geradoras: Formação de Coimbra (Água de Madeiros), Brenha Inferior (Vale das Fontes) e Formação Cabaços/Vale Verde (Pena dos Reis e Pimentel, 2010b) (figs. 3 e 4). De forma a permitir uma leitura mais simples, serão considerados dois intervalos geradores: Gerador Inferior, composto pela Formação Coimbra (Água de Madeiros) e Brenha Inferior (Vale das Fontes); Gerador Superior, composto pela Formação Cabaços/Vale Verde.

Figura 3
Características geoquímicas das principais rochas geradoras (Fonte: BEICIP).

Formação	Espessura (m)	TOC (%)	HI (mg HC/g)	S2 (mg HC/g)	Tipo Querógeno	
Cabaços	20 - 110	0 - 21,99	80 - 664	0 - 73,4	I/II/III	"Gerador Superior"
Brenha	140 - 190	0 - 22,8	40 - 483	0 - 34,4	II/III	
Coimbra	5 - 25	0 - 9,89	70 - 697	0 - 52,0	I/II	"Gerador Inferior"

Figure 3
Geochemistry characteristics of the main source rocks (Source: BEICIP).

Desta visualização dos dados é possível seleccionar o Gerador Inferior como o melhor gerador, com uma espessura total até 215m para geração, valores de HI significativos para a geração de petróleo e um querógeno de tipo I/II/III.

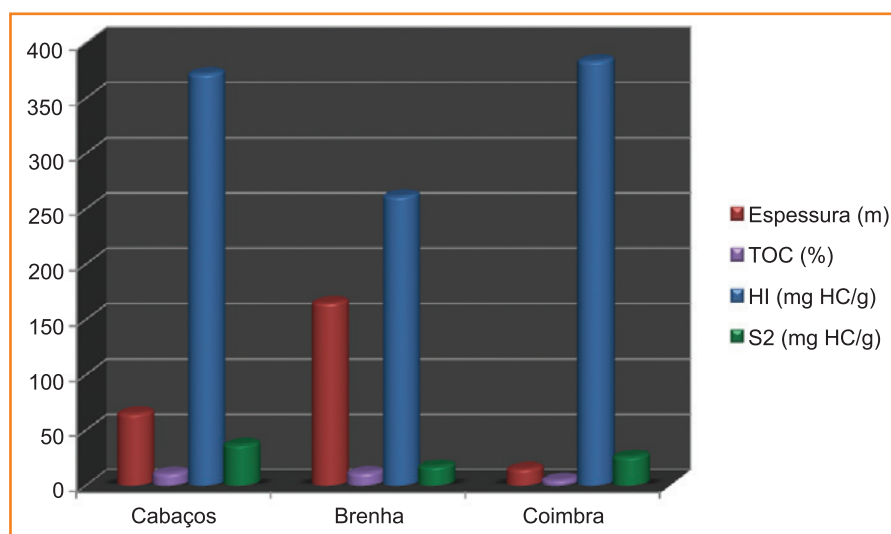
Os reservatórios apresentam diferentes características, desde calcários fracturados até pacotes arenosos (Pena dos Reis e Pimentel, 2010b). Em termos de porosidade primária as formações que podem ser consideradas como melhores reservatórios são o Corálico do Amaral e a Formação da Lourinhã (*ibidem*).

No que diz respeito às formações que podem actuar como selos as hipóteses são várias, sendo necessário um maior cuidado ao avaliar a sua integridade. Os selos mais fiáveis no Mesozoico serão os carbonatos do Grupo Brenha e da Formação Montejunto, juntamente com a parte inferior da Formação Abadia e a Formação Taveiro (Pena dos Reis e Pimentel, 2010b).

As armadilhas presentes na Bacia Lusitânica são essencialmente estratigráficas, no entanto, a presença da Formação Dagorda (sal) aumenta a possibilidade de formação de armadilhas estruturais (Pena dos Reis e Pimentel, 2010b). Assim, até o final do Cretáceo, quando ocorreu um importante episódio de inversão da bacia, os processos halocinéticos que promoveram a ascensão da Formação Dagorda poderiam ter formado diversas armadilhas estruturais.

Figura 4
Comparação geoquímica das principais rochas geradoras (valores médios, retirados da Figura 3).

Figure 4
Geochemical comparison of selected formations (mean values, withdrawn from Figure 3).



modelagem térmica

Para a avaliação do grau de maturação das principais rochas geradoras na Bacia Lusitânica, foram realizados dois tipos de modelos: 1D e 2D. A modelagem 1D foi realizada em três poços, enquanto a modelagem 2D foi executada em três linhas sísmicas interpretadas nas proximidades dos poços (fig. 5).

dados de entrada

Os três poços escolhidos para a modelagem 1D foram Cp-1, Sb-1 e Vm-1. A profundidade de cada formação foi retirada do Relatório de Poço (Fonte: DPEP) e introduzida no PetroMod. Quanto à modelagem 2D, foram utilizadas três linhas sísmicas previamente interpretadas na bibliografia (Ar 10-80, H e UTP 81-01), realizando-se os modelos por cima dessas interpretações.

A litoestratigrafia adaptada em cada um dos poços pode ser vista na figura 5, bem como as linhas sísmicas de que se partiu para a construção dos modelos 2D. As linhas Ar 10-80 e H foram interpretadas por Carvalho *et al.* (2005) e a linha UTP 81-01 por Lopes (1993). Note-se que provavelmente existiu um pacote cretácico indiferenciado sobreposto à Formação Lourinhã, assim como do Terciário, que teriam sido posteriormente erodidos durante o período de inversão e soerguimento da Bacia Lusitânica.

Os períodos erosivos cretácicos, tão importantes e influentes no resultado da modelagem, foram quantificados por Santos *et al.* (2010) a partir da análise da cartografia publicada na escala 1:50.000, identificação das descontinuidades existentes na Bacia Lusitânica e da modelagem das espessuras erodidas por soerguimento coevo. Para a modelagem em PetroMod, foram retirados dos mapas de Santos *et al.* (2010) valores interpolados para os locais dos poços e das linhas sísmicas.

Quanto aos valores de erosão para o Jurássico Superior e para o Cretáceo Superior, estes foram

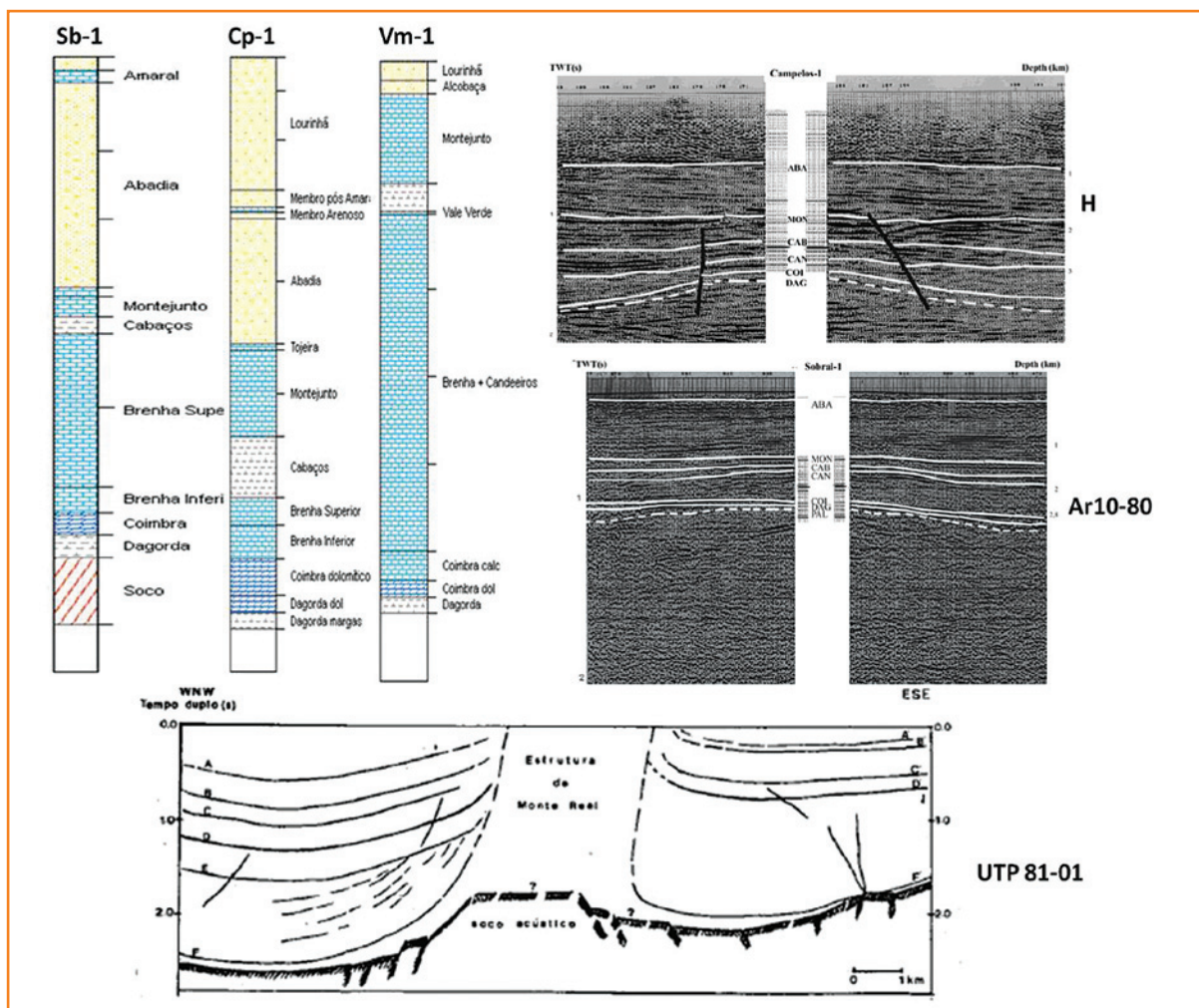


Figura 5
Litoestratigrafia assumida para cada um dos poços modelados em 1D e linhas sísmicas utilizadas para a modelagem 2D.

Figure 5
Lithostratigraphy assumed for each well modeled in 1D and seismic lines used in the 2D modeling.

determinados a partir da espessura das sequências em falta nos registos dos poços (hiatos estratigráficos), estimada com base em mapas de isópacas (Atlantis, 2010). As idades dos períodos erosivos estão restringidas pelas unidades presentes ou ausentes nos poços, sendo comuns as fases erosivas do Jurássico Superior e do Cretáceo Superior, as quais podem ser visualizadas como descontinuidades à escala da bacia (Reis e Pimentel, 2010a).

condições de contorno

Para definir a paleobatimetria (PWD) (fig. 6), levou-se em conta o ambiente deposicional de cada uma das formações, sendo possível assumir as respectivas profundidades de deposição, representadas na escala vertical em metros. Após o Cretáceo, não foram identificadas formações nos poços, no entanto, considerando um regime de deposição essencialmente continental, a profundidade adotada foi zero.

O parâmetro SWIT (fig. 6) é baseado na paleolatidade da região em estudo. O software PetroMod possui uma ferramenta automática que permite calcular a temperatura de interface, introduzindo a latitude actual que se encontra a bacia, influenciado pelo modelo adotada para a paleobatimetria. A escala vertical deste parâmetro é a temperatura em graus Célcius.

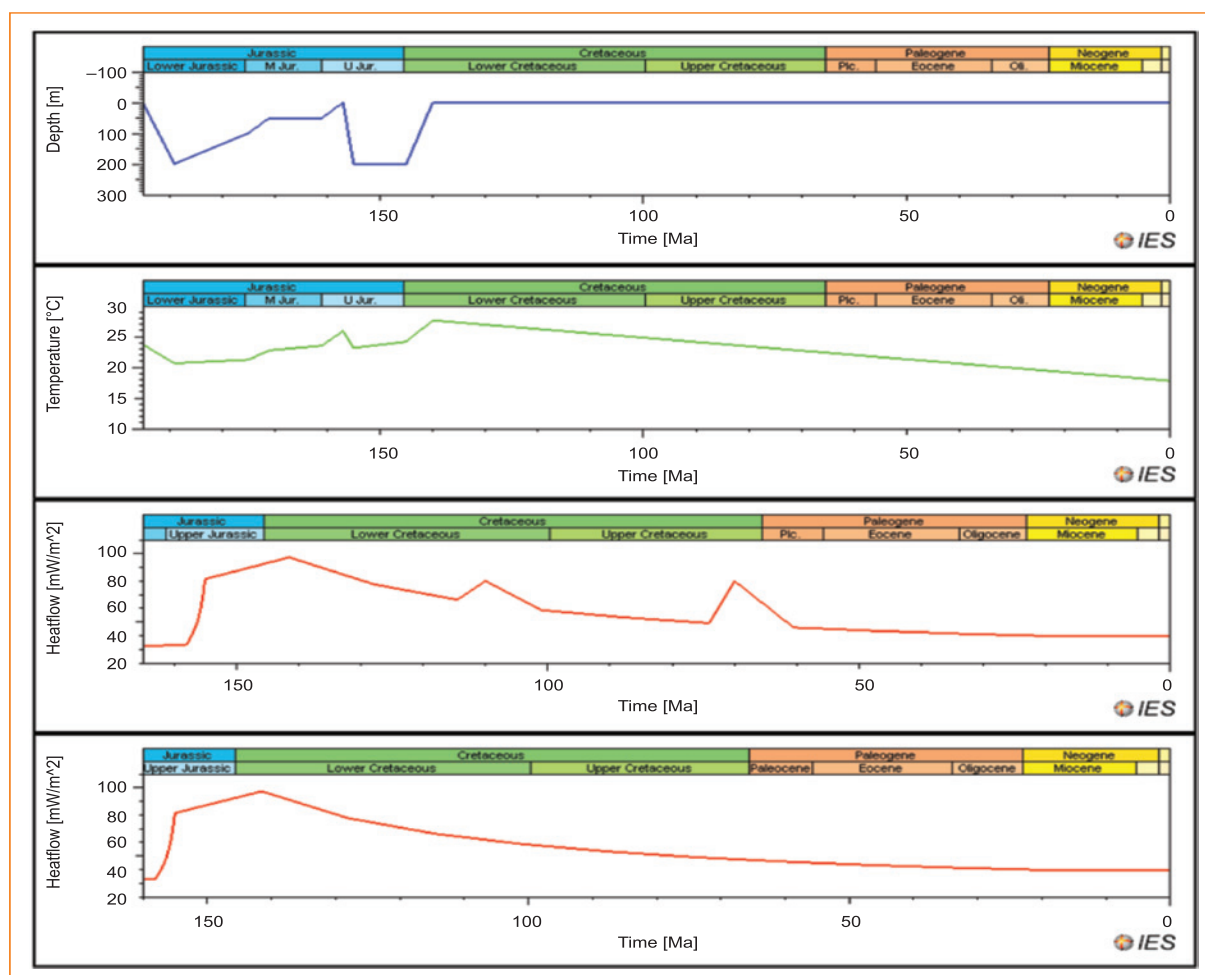
A tendência do fluxo de calor (HF) (fig. 6) ao longo do tempo não é de fácil definição, uma vez que os dados bibliográficos disponíveis sobre este parâmetro na Bacia Lusitânica são escassos. Desta forma, assumiu-se um aumento do HF durante o Jurássico Superior devido aos eventos de rifteamento, recorrendo-se a uma ferramenta incorporada no PetroMod que auxilia a criar este efeito, considerando o valor de estiramento crustal (β) e o tempo de duração de cada fase de rifte. No sector norte da bacia ocorre unicamente esta fase rifte, enquanto no sector central ocorreram dois eventos magmáticos (Martins *et al.*, 2010), adicionando-se dois pequenos picos de calor ao modelo de HF nesse sector.

Figura 6

Condições de Contorno assumidas nos modelos, de cima para baixo: PWD, SWIT, HF sector norte e HF sector central.

Figure 6

Boundary Conditions adopted in the models, from top to bottom: PWD, SWIT, norther sector HF and central sector HF.



calibração térmica e parâmetros cinéticos

Para a calibração térmica dos modelos foram utilizados dados de reflectância da vitrinita (fonte: BEICIP, 1996). Na figura 7, visualiza-se a curva teórica de maturação obtida para cada um dos modelos e a sua relação com os dados de reflectância da vitrinita de cada poço. Como é possível verificar, a curva de maturação encontra-se sempre bastante ajustada em relação aos intervalos de reflectância da vitrinita.

Os modelos cinéticos adotados foram criados por Pepper e Corvi (1995). Estes modelos baseiam-se essencialmente no ambiente deposicional e na idade estratigráfica das rochas geradoras. Estes modelos cinéticos são recomendados quando não se tem a certeza de que tipo de modelo utilizar e, sobretudo, em áreas de baixo conhecimento geoquímico. Devido à variabilidade de querogênio existente nos grupos de rochas geradoras, optou-se por utilizar uma cinética referente ao tipo II, já que este se encontra presente em todos os intervalos geradores considerados.

Poço Vermoil -1 e linha sísmica UTP 81-01

Neste poço, não são diferenciadas as unidades de Brenha e de Candeeiros nos relatórios de poço, sendo tratados como um grupo único (Brenha+Candeeiros). Os depósitos cretácicos acima da Formação Lourinhã não se encontram diferenciados e são tratados conjuntamente como um grupo arenítico e argiloso.

O ponto de partida para a modelagem 2D foi o esquema realizado por Lopes (1993) para a linha sísmica UTP 81-01, tendo-se construído o modelo com base nos horizontes interpretados.

Para estes modelos, foram considerados três períodos erosivos: 159-158 Ma, 145-140 Ma e 72-0 Ma, representando respectivamente 50m, 285m e 200m de perda devido à erosão. O modelo de HF utilizado foi aquele com um só pico de calor devido ao rifte.

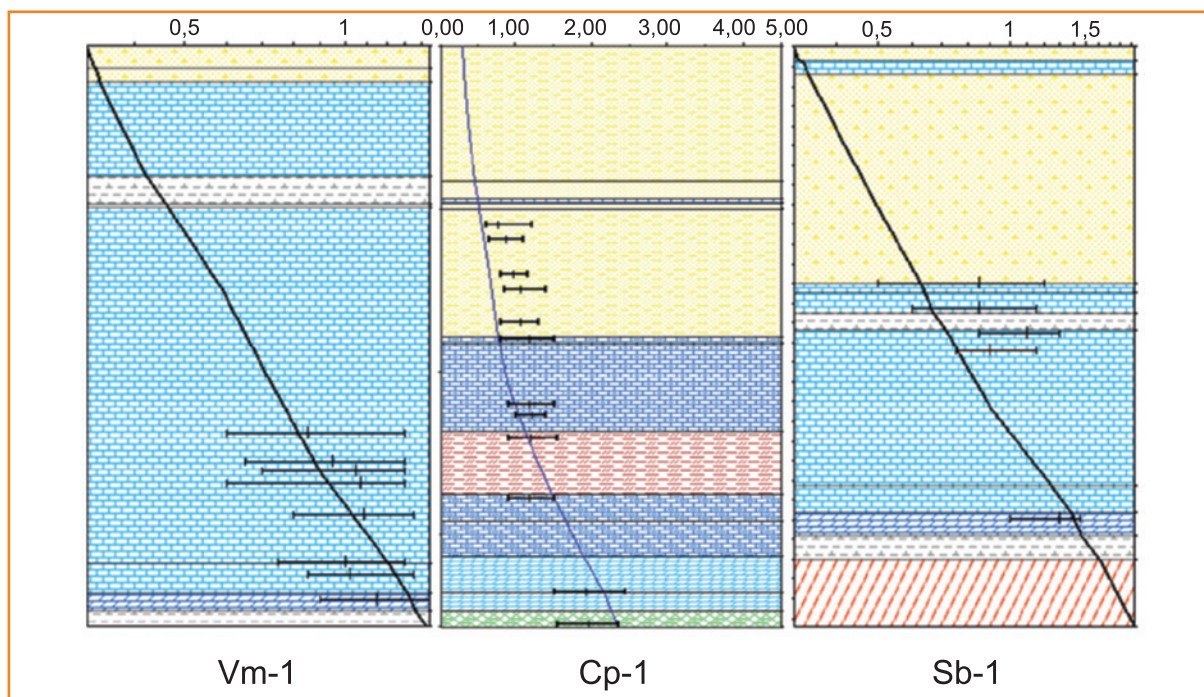


Figura 7
Curva de maturação obtida para cada um dos modelos e sua relação com os dados de reflectância da vitrinite em cada poço.

Figure 7
Maturation curve obtained for each model and its relation with vitrinite reflectance data for each well.

É possível verificar que o início da geração de hidrocarbonetos se encontra relacionado ao incremento do fluxo de calor (fig. 8). Pode visualizar-se que a fase de gás úmido é atingida nas formações inferiores. No entanto, a principal unidade geradora (Gerador Inferior) encontra-se na janela principal a tardia de geração de óleo. A taxa de transformação mostra que o Gerador Inferior continua a gerar hidrocarbonetos, não tendo esgotado todo o seu potencial máximo de geração (fig. 8).

Na modelagem da linha sísmica, é possível observar o efeito causado pela presença de um diápiro de sal no modelo. Uma vez que o sal é um bom condutor de calor, ocorre um efeito de *pull up* causado pelo diápiro (fig. 8). Desta forma, as janelas de óleo e de gás aparecem mais elevadas nas proximidades do diápiro de sal que em qualquer outra parte do modelo. Devido a este efeito, o estágio da sobrematuração é atingido nas regiões subjacentes ao diápiro.

Poço Campelos-1 e linha sísmica H

As descrições dos relatórios de poço mostram uma subdivisão entre Brenha Inferior e Superior,

bem como uma subdivisão entre Formação Dagorda dolomítica e margosa.

A modelagem 2D foi realizada sobre a linha sísmica H, previamente interpretada por Carvalho *et al.* (2005), aproveitando-se assim a sua subdivisão em horizontes para a realização do modelo.

Os períodos erosivos tiveram lugar entre 159-158 Ma, 115-112 Ma e 72-0 Ma, sendo erodidos 125m, 100m e 200m respectivamente. O modelo de HF utilizado para estes modelos foi aquele com três picos de calor: um inicial, devido ao rifte Jurássico e os dois subsequentes, devido ao magmatismo Cretácico.

No modelo de temperatura é visível o efeito do HF (fig. 9), especialmente relacionado à ocorrência dos picos de HF devido ao magmatismo, uma vez que o pico de rifte se encontra mascarado pela deposição das unidades, principalmente da Formação Abadia e Formação Lourinhã, cujas espessuras atingem 800m. No que diz respeito à geração, não é óbvio se esta é desencadeada pela deposição e consequente carga da Formação Abadia ou se é induzida pelo aumento do fluxo de calor. Muito provavelmente, uma mistura das duas opções representa o que se passou na realidade.

Pode ainda verificar-se que o Gerador Inferior entrou na janela de gás úmido, ao passo que o Gerador Superior se encontra na transição entre a janela do óleo e a janela do gás (fig. 9). O Gerador Inferior atingiu mais de 96% de taxa de transformação da matéria orgânica, enquanto o Gerador Superior produziu cerca de 78% a 90% dos hidrocarbonetos que poderia gerar.

Figura 8

Modelação do poço Vm-1 (à esquerda) e da linha UTP 81-01 (à direita).

Poço Vm-1, de cima para baixo:

- a) Modelo de Temperatura, mostrando o aumento de temperatura induzido pelo pico de fluxo de calor considerado;
- b) Modelo de Maturação, onde é possível verificar a entrada nas janelas de maturação durante o Jurássico Superior;
- c) Modelo de Taxa de Transformação, podendo verificar-se a evolução da transformação da matéria orgânica ao longo do tempo.

Linha UTP 81-01, de cima para baixo:

- a) Modelo de Temperatura aos 112 Ma, podendo ver-se a sua evolução em profundidade;
- b) Modelo de Maturação, verificando-se a posição das janelas de maturação na actualidade;
- c) Modelo de Taxa de Transformação, onde se pode verificar a evolução das taxas em profundidade.

Figure 8

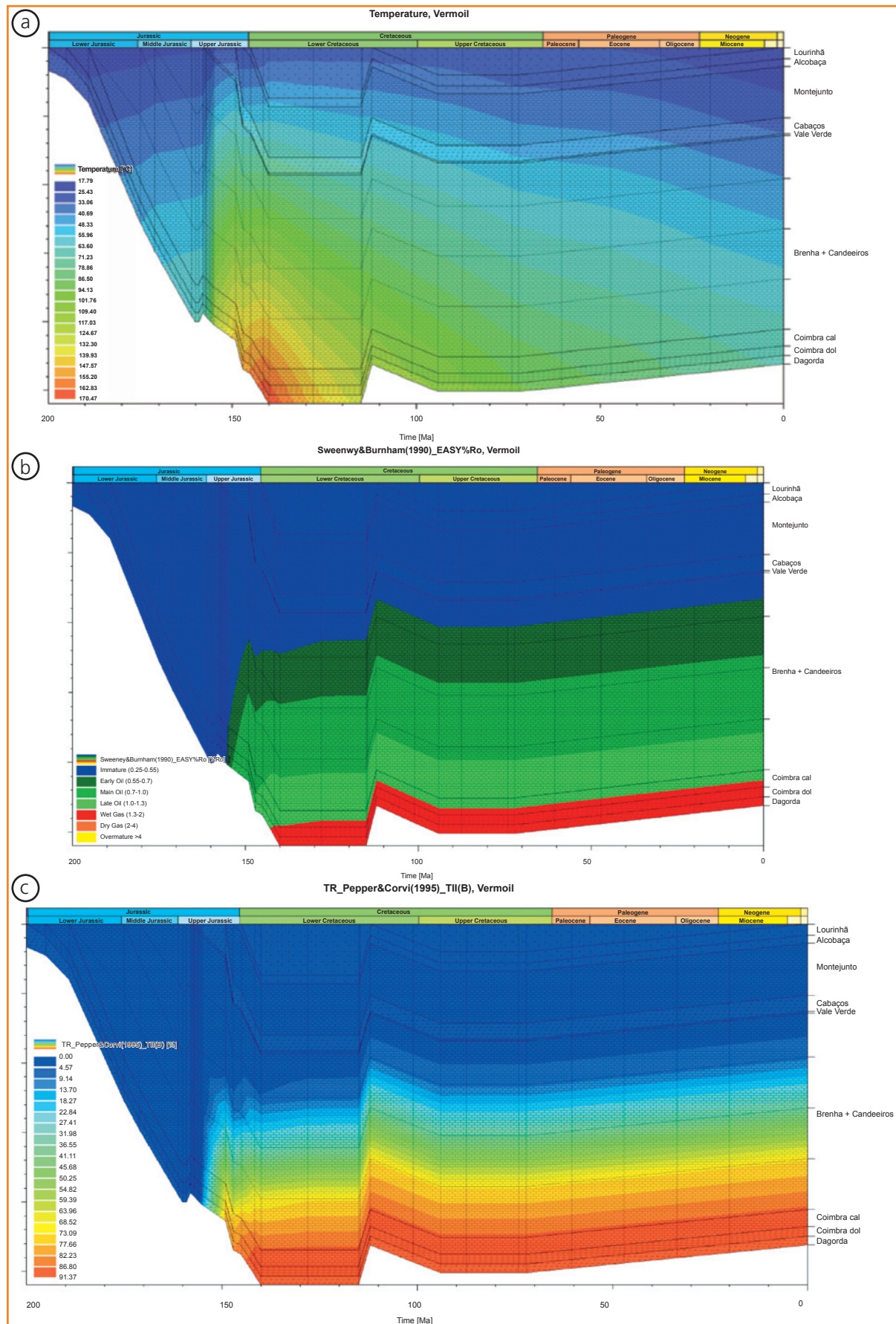
Modeling for well Vm-1 (on the left) and for the line UTP 81-01 (on the right).

Well Vm-1, from top to bottom:

- a) Temperature model, showing the increase in temperature induced by heat flow peak;
- b) Maturation model, showing the entrance of the sediments in oil maturation windows during Late Jurassic;
- c) Transformation Ratio models, showing the evolution of organic matter maturation through time.

Line UTP 81-01, from top to bottom:

- a) Temperature model at 112 Ma, showing its evolution in depth;
- b) Maturation model, showing de actual position of the maturation windows;
- c) Transformation Ratio model, showing the attained rates of transformation in depth.



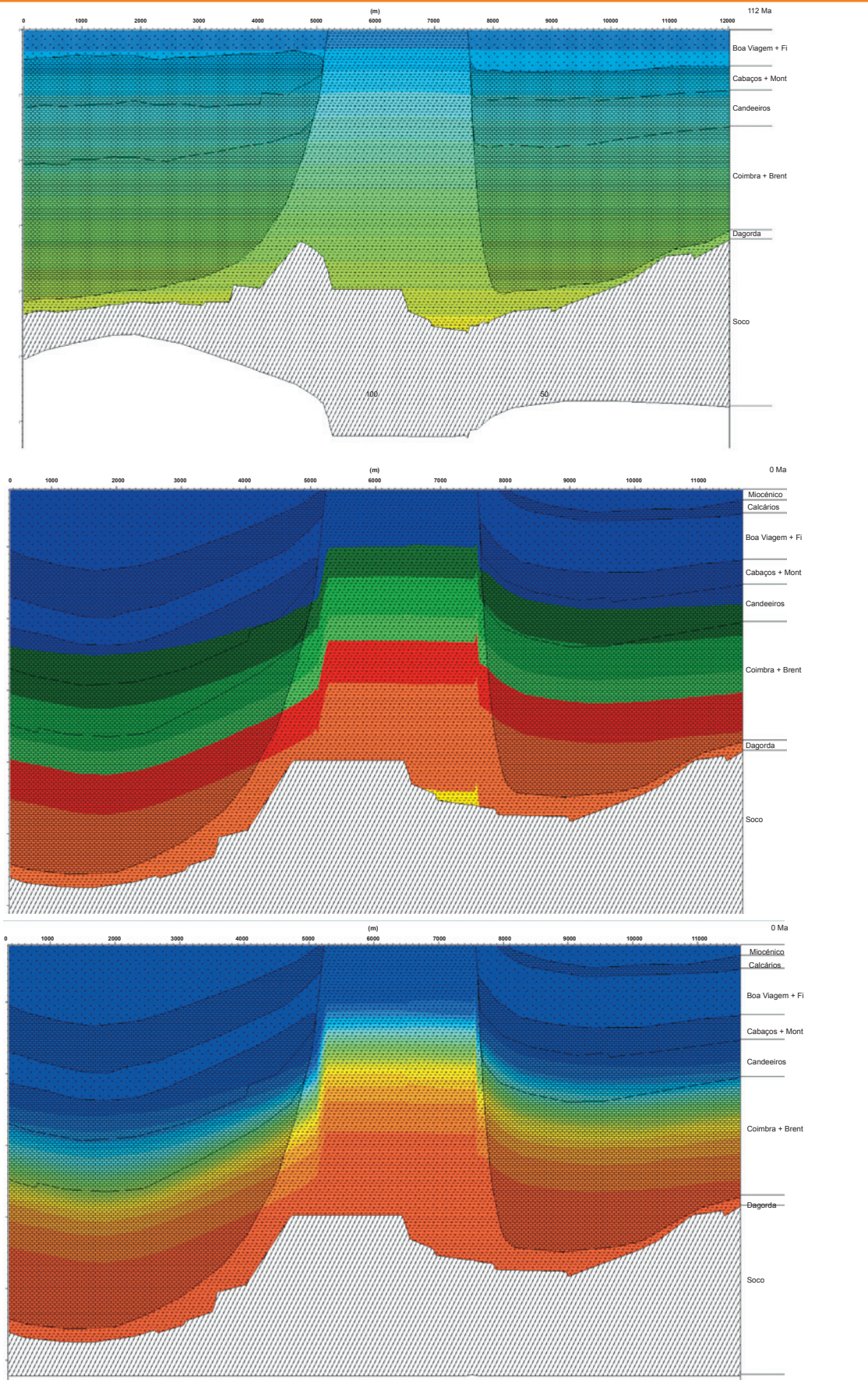


Figura 9

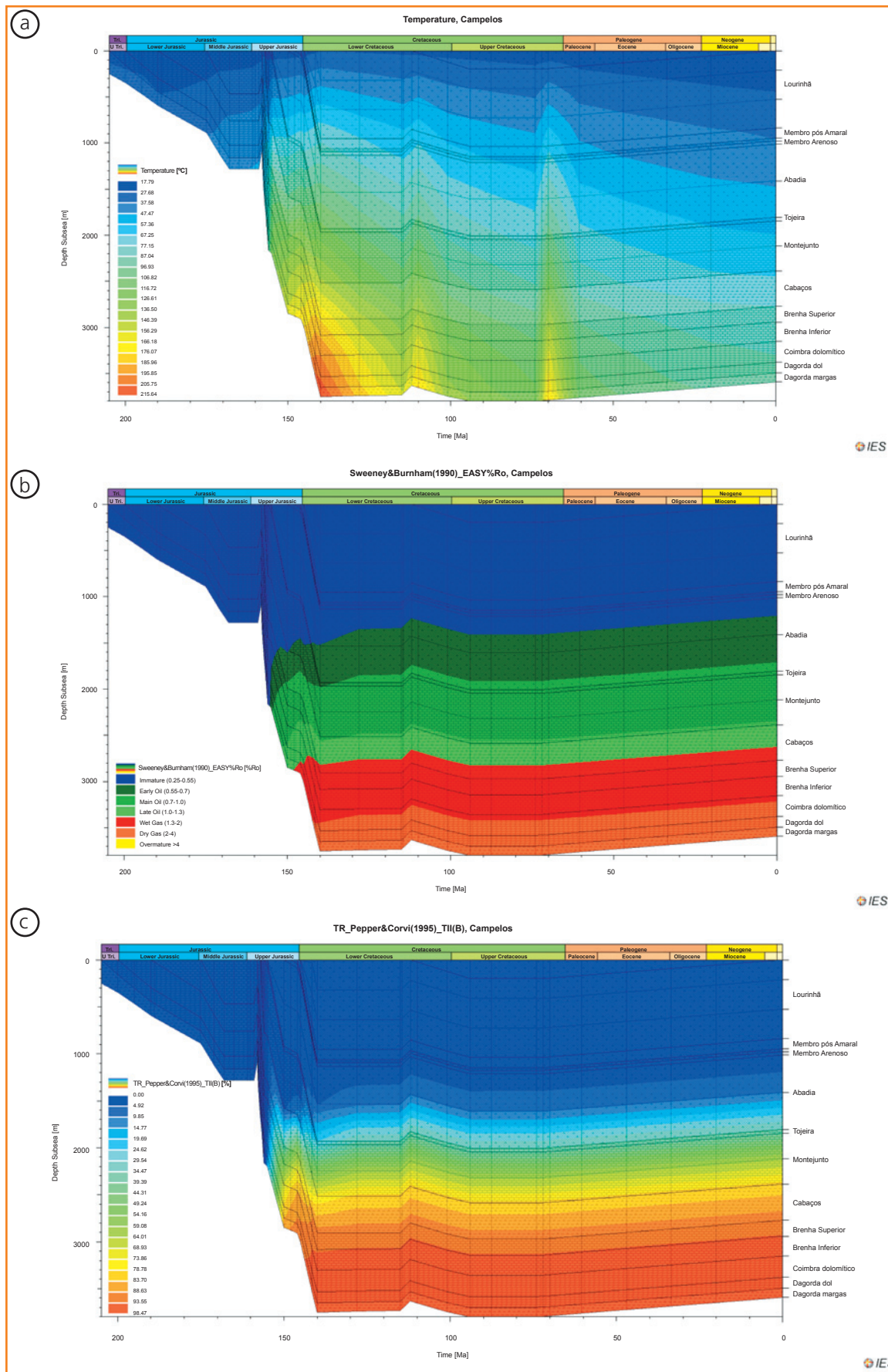
Modelação do poço Cp-1 (à esquerda) e da linha H (à direita). Poço Cp-1, de cima para baixo:

- a) Modelo de Temperatura, mostrando o aumento de temperatura induzido pelos três picos de fluxo de calor considerado;
 - b) Modelo de Maturação, onde é possível verificar a entrada nas janelas de maturação durante o Jurássico Superior;
 - c) Modelo de Taxa de Transformação, podendo verificar-se a evolução da transformação da matéria orgânica ao longo do tempo.
- Linha H, de cima para baixo:
- a) Modelo de Temperatura, podendo ver-se a sua evolução em profundidade;
 - b) Modelo de Maturação, verificando-se a posição das janelas de maturação na actualidade;
 - c) Modelo de Taxa de Transformação, onde se pode verificar a evolução das taxas em profundidade.

Figure 9

Modeling for well Cp-1 (on the left) and for the line H (on the right). Well Cp-1, from top to bottom:

- a) Temperature model, showing the increase in temperature induced by heat flow peaks;
 - b) Maturation model, showing the entrance of the sediments in oil maturation windows during Late Jurassic;
 - c) Transformation Ratio models, showing the evolution of organic matter maturation through time.
- Line H, from top to bottom:
- a) Temperature model, showing its evolution in depth;
 - b) Maturation model, showing de actual position of the maturation windows;
 - c) Transformation Ratio model, showing the attained rates of transformation in depth.



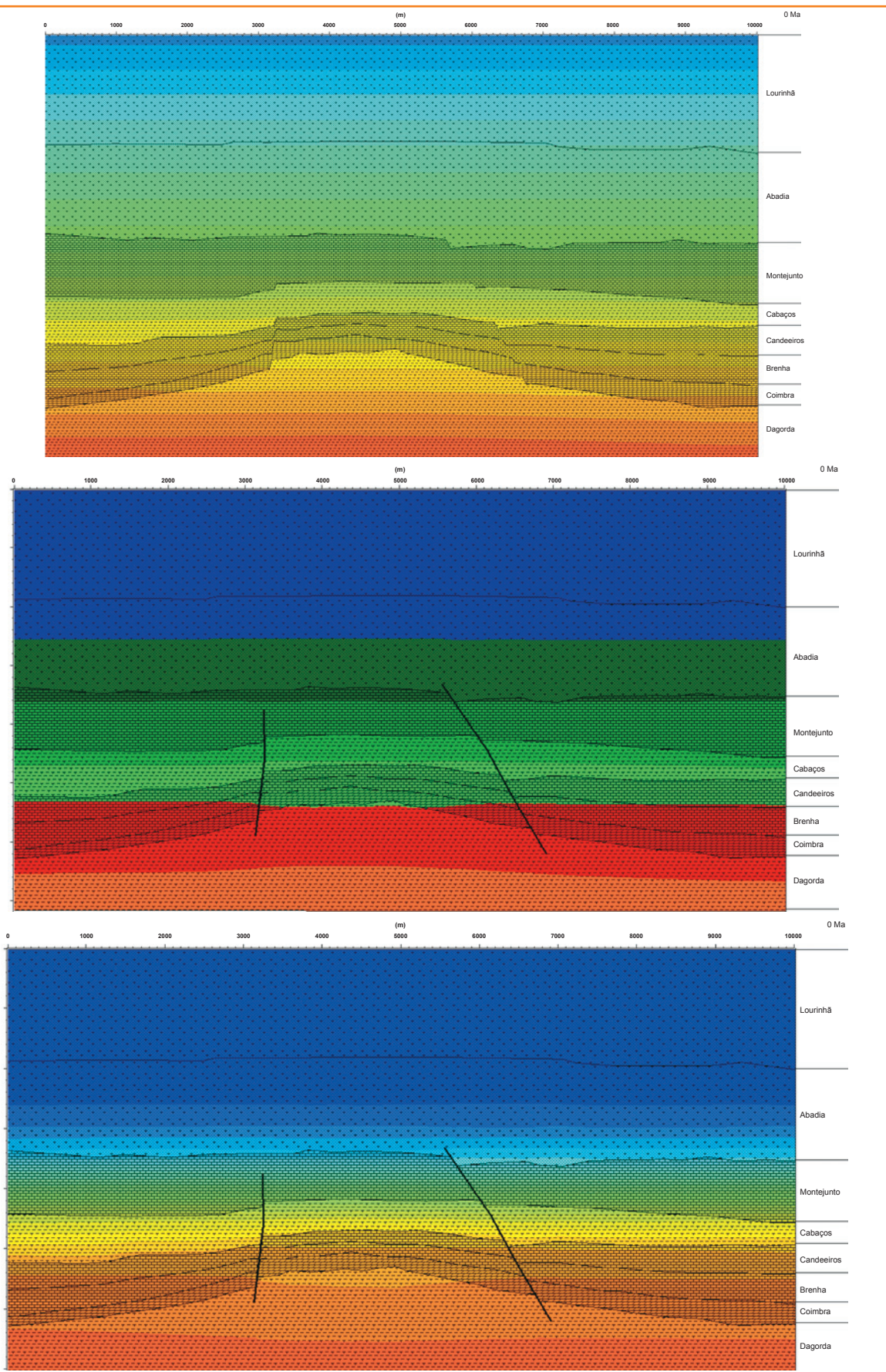


Figura 10

Modelação do poço Sb-1 (à esquerda) e da linha Ar 10-80 (à direita).

Poço Sb-1, de cima para baixo:

a) Modelo de Temperatura, mostrando o aumento de temperatura induzido pelos três picos de fluxo de calor considerado;

b) Modelo de Maturação, onde é possível verificar a entrada nas janelas de maturação durante o Jurássico Superior;

c) Modelo de Taxa de Transformação, podendo verificar-se a evolução da transformação da matéria orgânica ao longo do tempo.

Linha Ar 10-80, de cima para baixo:

a) Modelo de Temperatura, podendo ver-se a sua evolução em profundidade;

b) Modelo de Maturação, verificando-se a posição das janelas de maturação na actualidade;

c) Modelo de Taxa de Transformação, onde se pode verificar a evolução das taxas em profundidade.

Figure 10

Modeling for well Sb-1 (on the left) and for the line Ar 10-80 (on the right).

Well Sb-1, from top to bottom:

a) Temperature model, showing the increase in temperature induced by heat flow peaks;

b) Maturation model, showing the entrance of the sediments in oil maturation windows during Late Jurassic;

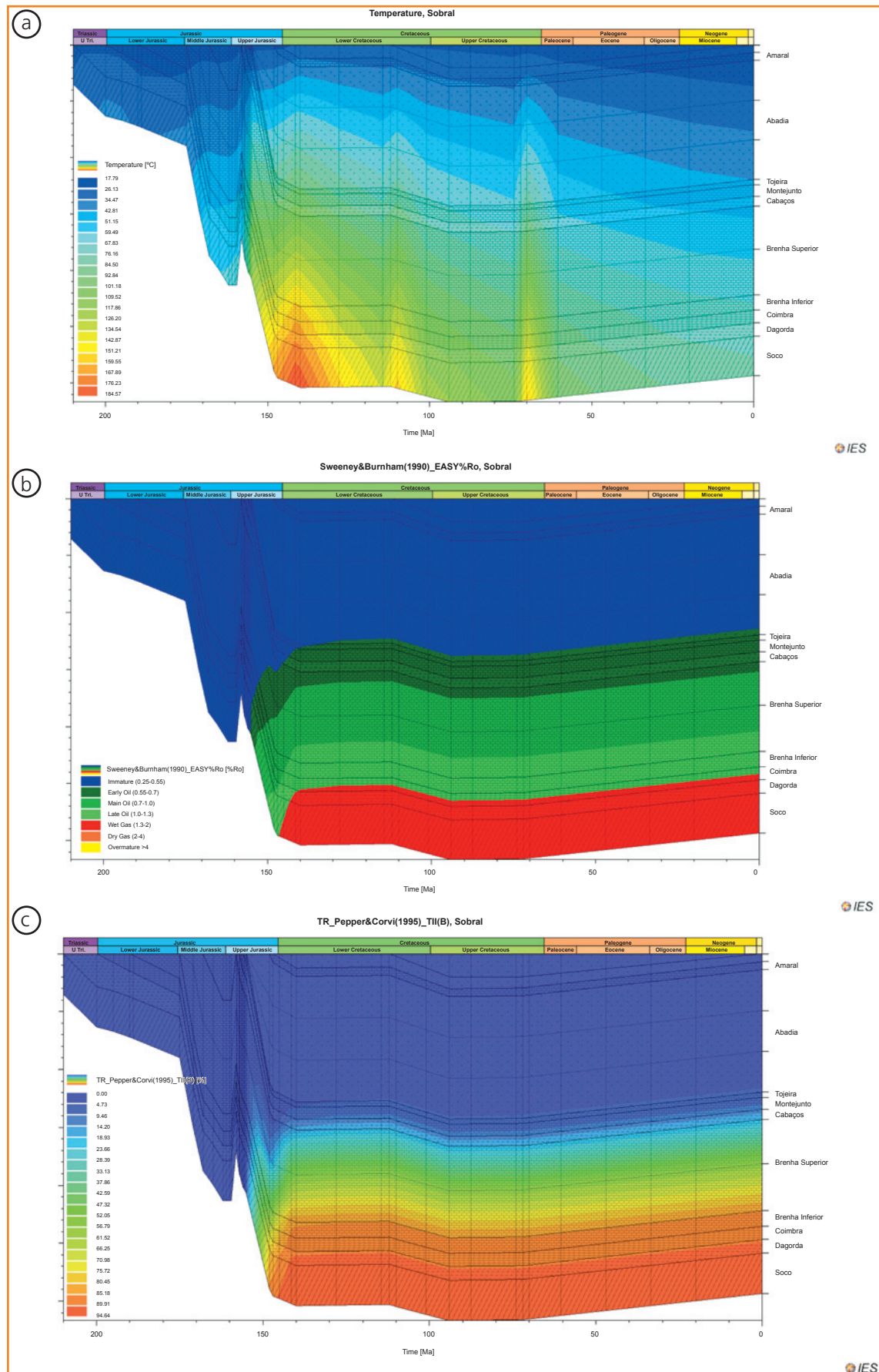
c) Transformation Ratio models, showing the evolution of organic matter maturation through time.

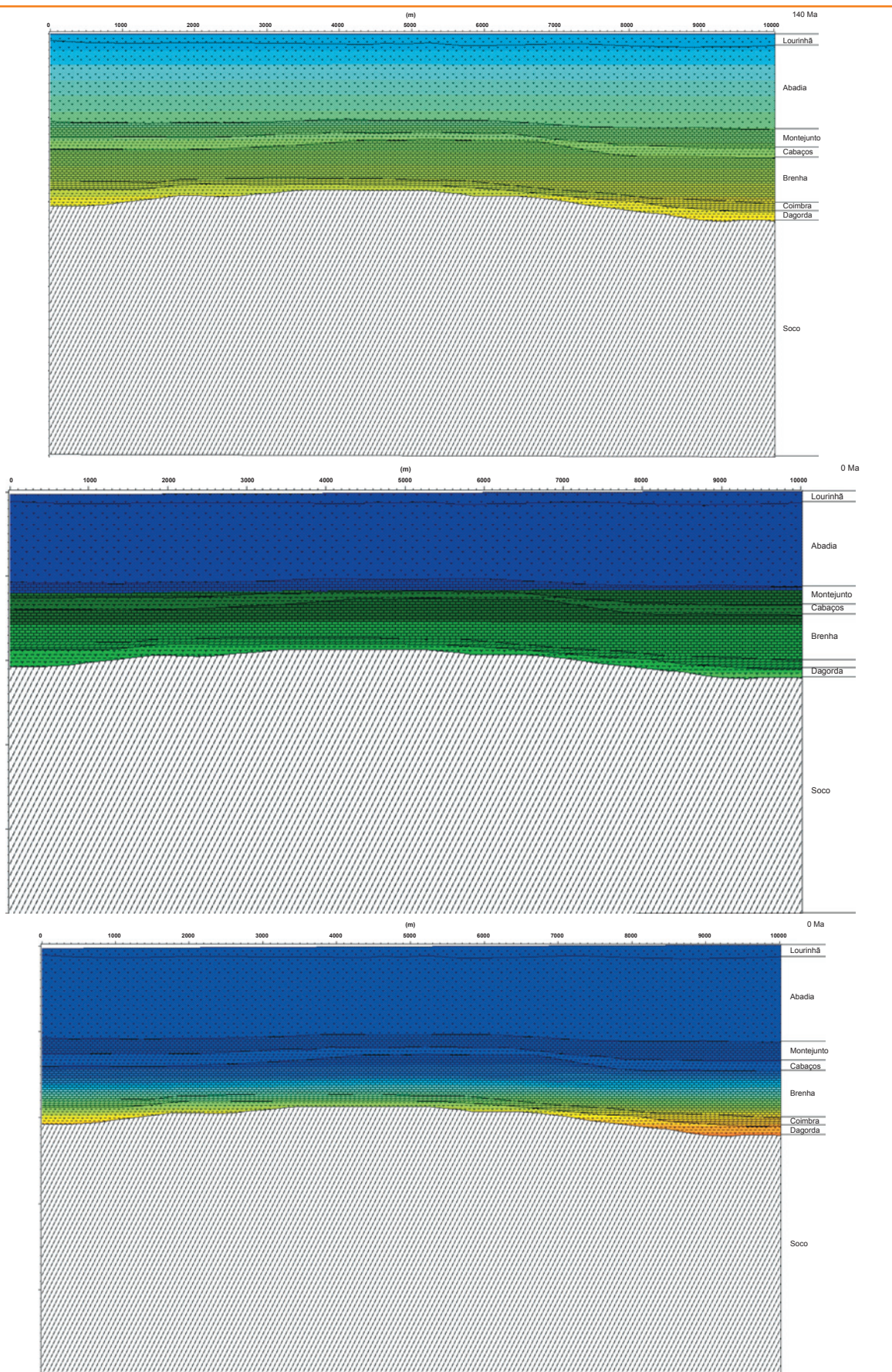
Line Ar 10-80, from top to bottom:

a) Temperature model, showing its evolution in depth;

b) Maturation model, showing de actual position of the maturation windows;

c) Transformation Ratio model, showing the attained rates of transformation in depth.





Poço Sobral-1 e linha sísmica Ar10-80

Este poço tem o seu início na Formação da Lourinhã e atinge o embasamento. Os relatórios de poço indicam uma subdivisão entre Brenha Superior e Brenha Inferior, assim como a existência de duas unidades calcárias: Membro de Tojeira e Corálico do Amaral.

Para a modelagem 2D foi utilizada a linha sísmica (Ar10-80), interpretada por Carvalho *et al.* (2005), sendo sua interpretação a base para a construção do modelo.

As fases erosivas consideradas ocorreram nos intervalos 159-158 Ma, 115-112 Ma e 72-0 Ma, tendo erodido 425m, 50m e 200m de sedimento respectivamente.

Tal como nos modelos de Campelos, utilizou-se aqui o modelo de fluxo de calor com três picos (um de rifte Jurássico e dois de magmatismo Cretácico).

Novamente os três picos do HF são bem visíveis no modelo de temperatura do poço. O modelo de geração mostra que tanto o Gerador Inferior como o Gerador Superior se encontram na janela de óleo. O pico de calor devido à fase rifte jurássica parece ter sido o responsável pelo início da geração de hidrocarbonetos. Porém, a rápida deposição da Formação de Abadia também pode ter contribuído para este início de geração. Pode verificar-se no modelo de geração o ligeiro efeito provocado pelos dois picos de HF pós-rifte na geração (fig. 10).

As taxas mais baixas de transformação da matéria orgânica relativas ao Gerador Superior mostram que ainda há potencial para geração de petróleo, enquanto o Gerador Inferior atingiu elevadas taxas de transformação (fig. 10).

conclusões

A realização deste estudo possibilitou uma melhor compreensão da evolução térmica da matéria orgânica na Bacia Lusitânica.

É perceptível que no sector norte da Bacia Lusitânica a evolução térmica e a subsidência desenrolaram-se de forma progressiva e contínua ao longo do tempo, não obstante a ocorrência de períodos de erosão.

Ao contrário, o sector central apresenta uma história deveras complexa. A subsidência ocorreu mais

rapidamente, muito provavelmente devido à deposição de uma grande quantidade de sedimentos entre o Kimeridgiano e o Berriasiano. Associando ainda o elevado fluxo de calor devido à fase de rifte, encontra-se a explicação para a rápida evolução da maturação apresentada neste sector da bacia.

Assim, no sector norte da Bacia Lusitânica, a principal formação a funcionar como rocha geradora de hidrocarbonetos teria sido o Gerador Inferior, já que o Gerador Superior não atingiu as condições necessárias para iniciar a geração. No sector central da Bacia Lusitânica, o Gerador Inferior ultrapassou a janela de óleo, devido à rápida subsidência pela qual o Gerador Superior desempenha o papel de principal gerador, encontrando-se na janela de óleo. Desta forma, pode concluir-se acerca da existência de pelo menos dois sistemas petrolíferos a funcionarem de modo distinto em sectores diferentes da Bacia Lusitânica. Estes argumentos são comprovados no campo, onde é possível identificar exsudações de petróleo, cujos estudos geoquímicos de correlação óleo-rocha corroboram esta interpretação (BEICIP, 1996; Spigolon *et al.*, 2010).

Como trabalho futuro neste âmbito, deve-se procurar aplicar esta metodologia a um maior número de poços representativos de toda a extensão da bacia, tentando correlacionar as diferentes sub-bacias existentes em cada etapa evolutiva com as distintas fases de maturação da Bacia Lusitânica. Será igualmente interessante aplicar a modelagem 2D a linhas sísmicas regionais, de forma a visualizar os diferentes estágios de maturação em uma mesma secção.

agradecimentos

Este trabalho foi financiado pela FCT (Fundação para a Ciência e Tecnologia, Portugal) no âmbito de uma Bolsa de Integração na Investigação (BII) atribuída ao primeiro autor e sob orientação do segundo autor, tendo o mesmo sido desenvolvido no Centro de Geologia da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa. Agradece-se também à Divisão de Prospecção e Exploração de Petróleo (DPEP, Portugal) pela cedência dos dados dos três poços utilizados neste trabalho. Agradece-se ao revisor anónimo pelas críticas construtivas que ajudaram na melhoria deste trabalho.

referências bibliográficas

CARVALHO, J.; MATIAS, H.; TORRES, L.; MANUPELLA, G.; PEREIRA, R.; MENDES-VICTOR, L. The Structural and Sedimentary evolution of the Arruda and Lower Tagus sub-Basins, Portugal. **Marine and Petroleum Geology**, v. 22, n. 3, p. 427-452, 2005.

CUNHA, P. P.; PENA DOS REIS, R. The Cretaceous uncoformity-bounded sequences (Upper Aptian, Lower Campanian and Upper Campanian, Maastrichtian?) in the Lousã, Pombal region. **Tethyan and Boreal Cretaceous**, p. 5-18, 1993. Field Trip Guide, GENERAL MEETING, 1., 1993. IGCP project, n. 362.

KULLBERG, J. C. R. **Evolução tectónica Mesozoica da Bacia Lusitaniana**. 2000. 106 f. Tese (Doutorado) – Universidade Nova de Lisboa, Portugal, 2000.

LOPES, F. C. S. C. **Estrutura Salífera de Monte Real. Ensaio de interpretação sísmica e modelação gravimétrica**. 1993. 120 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de Lisboa, Portugal, 1993.

MARTINS, J.; MOITA, C. **Core Workshop Guidebook**. In: CENTRAL AND NORTH ATLANTIC CONJUGATE MARGINS CONFERENCE, 2., 2010, Lisboa. **Anais...** Lisboa, 2010.

PENA DOS REIS, R.; PIMENTEL, N. Field-Trip Guidebook, Lusitanian Basin (Portugal). In: CENTRAL AND NORTH ATLANTIC CONJUGATE MARGINS CONFERENCE, 2., 2010, Lisboa. **Anais...** Lisboa, 2010a. 59 p.

PENA DOS REIS, R.; PIMENTEL, N. L. **Sistemas Petrolíferos no on-shore da Bacia Lusitânica - uma visão geológica integradora**. In: Ciências Geológicas: ensino e investigação e sua história. Portugal: Associação Portuguesa de Geólogos, 2010b. v. 3, n. 1, p. 143-156.

PEPPER, A. S.; CORVI, P. J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. **Marine and Petroleum Geology**, v. 12, n. 3, p. 291-319, 1995.

RIBEIRO, A.; ANTUNES, M. T.; FERREIRA, M. P.; ROCHA, R. B.; SOARES, A. F.; ZBYSZEWSKI, G.; ALMEIDA, F. M.; CARVALHO, D.; MONTEIRO J. H. **Introduction à la Géologie Générale du Portugal**. Portugal: Serviços Geológicos de Portugal, 1979. 114 p.

UPHOFF, T. L. Subsalt (pre-Jurassic) exploration play in the northern Lusitanian basin of Portugal. **AAPG Bulletin**, v. 89, n. 6, p. 699-714, 2005.

webgrafia

MARTINS, L.; MIRANDA, R.; ALVES, C.; MATA, J.; MADEIRA, J.; MUNHÁ, J.; TERRINHA, P.; YOUBI, N.; BENSALAH, K. Mesozoic magmatism at the West Iberian Margins: timing and Geochemistry. In: CENTRAL AND NORTH ATLANTIC CONJUGATE MARGINS CONFERENCE, 2., 2010, Lisboa. **Extended Abstracts...** Lisboa, 2010. v. 3. p. 172-175. Disponível em: <<http://metododirecto.pt/CM2010/index.php/vol/article/viewFile/138/19>>. Acesso em: 2010.

SANTOS, F. O.; MENDES, M.; RUSSO, J.; PIMENTEL, N.; PENA DOS REIS, R. Modeling of the Jurassic and Cretaceous erosive stages in the Lusitanian Basin. In: CENTRAL AND NORTH ATLANTIC CONJUGATE MARGINS CONFERENCE, 2., 2010, Lisboa. **Extended Abstracts...** Lisboa, 2010. v. 3, p. 249-252. Disponível em: <<http://metododirecto.pt/CM2010/index.php/vol/article/viewFile/231/25>>. Acesso em: 2010.

SPIGOLON, A. L. D.; BUENO, G. V.; PENA DOS REIS, R.; PIMENTEL, N.; MATOS, V. G. A. E. The Upper Jurassic Petroleum System: evidence of secondary migration in carbonate fractures of Cabaços Formation, Lusitanian Basin. In: CENTRAL AND NORTH ATLANTIC CONJUGATE MARGINS CONFERENCE, 2., 2010, Lisboa. **Expanded Abstracts...** Lisboa, 2010. v. 3, p. 274-278. Disponível em: <<http://metododirecto.pt/CM2010/index.php/vol/article/viewFile/181/29>>. Acesso em: 2010.

expanded abstract

The present work intends to present information about the thermal evolution of organic matter present in the geologic formations belonging to the Lusitanian Basin. To this end, IES Schlumberger's PetroMod (1D and 2D) was used. Three wells (one in the north and two in the central sector) and three interpreted seismic lines (in the vicinity of the wells) were modeled, 1D and 2D respectively. The wells choice was based on the quality of the data from wells report (source: DPEP and Project Atlantis), as well as the absence of unconformities and major faults.

The Lusitanian Basin was initiated during a late Triassic rifting phase and belongs to a family of periatlantic basins (e.g. Jeanne d'Arc Basin, Scotia Basin). It is located on the Portuguese part of the western Iberia margin and was developed during the Mesozoic. After the end of the Cretaceous, the western border of the Iberian Plate suffered a compressive deformation that led to a progressive inversion of the central axis of the basin, uplifting and bringing to the surface the units deposited during the Mesozoic (Pena dos Reis and Pimentel, 2010). Probably, there are several petroleum systems recognized in Lusitanian Basin from Paleozoic to Cenozoic, however, only Mesozoic systems will be considered (Source: DPEP; BEICIP, 1996; Spigolon et al., 2010). The formations with better properties to act as reservoirs in the Lusitanian Basin are the Corálico do Amaral and Lourinhã Formations. The most successful seals should be the limestones from the Brenha Group, Montejunto Formation plus the basal level of Abadia Formation and the Taveiro Formation. The main Mesozoic source rocks are the Lower Brenha Group (Vale das Fontes), Coimbra Formation (Água de Madeiros) and Cabaços/Vale Verde Formation. For a simplified reading, the Vale das Fontes and the Água de Madeiros formations are included in one,

the "Lower Source Rocks", and the Cabaços/Vale Verde Formation in the "Upper Source Rocks". From these the "Lower Source Rocks" represent the most important source rock in the basin. In the Lusitanian Basin, the traps are mainly stratigraphic, although some structural traps can be recognized.

The 1D models were based on well data while 2D models depended on the authors' interpretation of seismic lines. The boundaries conditions that can be defined are PWD (paleo-water depth), SWIT (sediment-water interface temperature) and HF (Heat Flow). The first two were equal in all models, but HF was different. On the northern sector only one rift stage occurred, increasing the HF, but on the central sector two magmatic events occurred, inducing high temperatures for a longer period of time. The periods of erosion impacts on the modeling results, so, they are also considered on the models. These periods are different in the northern and central sectors, as well as the amounts of sediment loss in each model.

The outputs of each model (figs. 6, 7 and 8) allowed an interesting approach to the evolution of the basin, showing that northern sector and central sector have different histories. In the north, the subsidence and the thermal evolution were slow and progressive throughout time. The central sector is characterized by a fast subsidence which, associated with the high HF, caused a quick increase in the thermal maturation. Two different systems are working separately in the Lusitanian Basin, one in Lower Jurassic at the north, fed by the "Lower Source Rocks", and another in Upper Jurassic in the central sector, fed by the "Upper Source Rocks".

Further work will be done in the near future, applying this methodology to a more representative number of wells, covering the full extension of the basin. A 2D model in a regional seismic line shall also be done in order to visualize the different maturity stages in one section.

autores



Bernardo de Almeida Teixeira
Universidade de Lisboa
Faculdade de Ciências
Centro de Geologia

bernardoalmeidaful@gmail.com

Bernardo de Almeida Teixeira é licenciado pela Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa no ano de 2010. Bolsista de Integração na Investigação (BII) pela FCT (Fundação para a Ciência e Tecnologia) no Centro de Geologia da mesma Universidade. Atualmente desenvolve uma dissertação de mestrado sobre modelagem de subsidência, evolução térmica e maturação de intervalos geradores do Jurássico na Bacia Lusitânica.



Nuno Lamas Pimentel
Universidade de Lisboa
Faculdade de Ciências
Departamento de Geologia

Pimentel@fc.ul.pt

Nuno Lamas Pimentel é nascido em Lisboa em 1963. Obteve a Graduação em Geologia e Doutorado em Estratigrafia e Sedimentologia pela Universidade de Lisboa em 1997, sendo docente desta universidade desde 1987. Colaborou em diversos projetos de pesquisa na área sedimentar em Portugal e no Brasil desde 2000. Foi membro coordenador do Projeto Atlantis (2007-2010) e actualmente do Projeto Sagres, ambos para o Centro de Pesquisas da Petrobras. Co-organizou a “Il Conjugate Margins Conference, Lisbon-2010” e diversos Cursos de Campo na Bacia Lusitânica para a Petrobras a partir de 2006.



Rui Paulo Bento Pena dos Reis
Universidade de Coimbra
Faculdade de Ciências
Departamento de Ciências da Terra

penareis@dct.uc.pt

Rui Paulo Bento Pena dos Reis nasceu em Assentis-Torres Novas em 15 de junho de 1952. Pela Universidade de Coimbra licenciou-se em Geologia em 1976, doutorou-se em Estratigrafia em 1984 e fez a agregação em 2001. Desde 1977 lecciona e desde 1984 supervisiona projetos de mestrado, de doutoramento e de pós-doutoramento em Estratigrafia, Sedimentologia e Geologia de Petróleo no Departamento de Ciências da Terra da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra. Especialista em estratigrafia e análise de bacias, é autor ou coautor de um grande número de capítulos de livros e artigos científicos, fundamentalmente relacionados à Estratigrafia de Sequências e Análise de Sistemas Petrolíferos em Bacias Atlânticas. Desde 1992, coordena projectos exploratórios de I&D com a indústria.

