



UFRJ

Mariana Brando Soares

**ANÁLISE DE CURVAS DE COMPACTAÇÃO DE POÇOS DA BACIA DO
ESPÍRITO SANTO E SUA APLICAÇÃO NA MODELAGEM 1D DE
SISTEMAS PETROLÍFEROS**

Trabalho Final de Curso
(Geologia)

UFRJ
Rio de Janeiro
Julho de 2011

Mariana Brando Soares

**ANÁLISE DE CURVAS DE COMPACTAÇÃO DE POÇOS DA BACIA DO
ESPÍRITO SANTO E SUA APLICAÇÃO NA MODELAGEM 1D DE
SISTEMAS PETROLÍFEROS**

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro–UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:
Ismar de Souza Carvalho

Co-orientadora:
Adriana Lemgruber do Valle Traby

UFRJ
Rio de Janeiro
Julho de 2011

Brando Soares, Mariana

Análise de curvas de compactação de poços da bacia do Espírito Santo e sua aplicação na modelagem 1D de sistemas petrolíferos

Mariana Brando Soares - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGEO, 2011.

xiii, 36 p. ; 30cm

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2011.

Responsável: Professor Dr. Ismar de Souza Carvalho

1.Bacia do Espírito Santo. 2.Porosidade. 3.Maastrichtiano . 4.Compactação

5. Modelagem 1D. Carvalho, I. S. II. IGEO/UFRJ

Mariana Brando Soares

ANÁLISE DE CURVAS DE COMPACTAÇÃO DE POÇOS DA BACIA DO
ESPÍRITO SANTO E SUA APLICAÇÃO NA MODELAGEM 1D DE
SISTEMAS PETROLÍFEROS

Trabalho Final de Curso de Graduação em
Geologia do Instituto de Geociências, da
Universidade Federal do Rio de Janeiro–UFRJ,
apresentado como requisito necessário para
obtenção do grau de Geólogo.

Orientador:
Ismar de Souza Carvalho

Co-orientadora:
Adriana Lemgruber do Valle Traby

Aprovada em 18 de julho de 2011

Por:

Prof. Dr. Ismar de Souza Carvalho (UFRJ)

Prof. Dr. Leonardo Borghi (UFRJ)

Dr. Flávio Luís Fernandes (Vale Óleo e Gás S.A.)

UFRJ
Rio de Janeiro
Julho de 2011

***“To see a world in a grain of sand
and a heaven in a wild flower
hold infinity in the palm of your hand
and eternity in an hour”***

William Blake

***Aos meus pais Lícia e Flávio e meu irmão Gabriel
pelo apoio e presença de sempre e a Diego
Gracioso, pelo tamanho incentivo, ajuda e
companheirismo.***

Agradecimentos

À Vale Óleo e Gás S.A. por ter cedido seu espaço, equipamentos e acesso aos *softwares* necessários para a execução deste trabalho, principalmente a Félix Gonçalves e Flávio Fernandes por terem autorizado a utilização dos dados.

À minha orientadora Adriana Lemgruber, por suas ideias e paciência.

Ao meu orientador Ismar de Souza Carvalho por sua prontidão em me orientar neste projeto e pelo apoio para que este trabalho se concretizasse.

Resumo

BRANDO SOARES, Mariana. **Análise de curvas de compactação de poços da bacia do Espírito Santo e sua aplicação na modelagem 1D de sistemas petrolíferos.** Rio de Janeiro, 2011. xiii, 36p. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

A história de soterramento e evolução térmica de uma bacia sedimentar depende fortemente das propriedades mecânicas de seu preenchimento. Para definir os parâmetros físicos que condicionaram este histórico foram analisados dezesseis poços perfurados na bacia do Espírito Santo a fim de se obter curvas de compactação para grupos de litologias com propriedades mecânicas semelhantes.

A primeira etapa deste projeto envolveu a análise petrofísica dos poços a partir da combinação dos perfis elétricos de porosidade com os perfis de litologia para cada poço. O ensaio foi feito para os grupos de litologias mais representativos da seção pós-sal da bacia tais como arenitos e folhelhos, principalmente, além de margas e rochas carbonáticas.

A partir do tratamento dos dados foram identificados dois diferentes padrões de porosidade dentre os poços avaliados, coincidentes com as diferentes profundidades de locação dos poços. Além disso, o conjunto de dados permitiu a observação de uma brusca mudança de comportamento dos pontos no gráfico de porosidade próximo ao limite Cretáceo-Paleógeno marcado pela discordância do Maastrichtiano, evidente em toda a bacia do Espírito Santo.

A partir de uma amostragem randômica dos dados foi possível criar curvas de compactação, com o auxílio do *software* PetroMod, para cada padrão de variação da porosidade das rochas em função da profundidade. As curvas criadas foram utilizadas na edição das litofácies aplicadas na modelagem 1D de sistemas petrolíferos, simulando a história de soterramento da bacia, permitindo analisar a evolução da porosidade dos sedimentos no decorrer do tempo geológico, sua história termal e de maturação.

Palavras-chave: Bacia do Espírito Santo; Porosidade; Maastrichtiano; Compactação; Modelagem 1D

Abstract

BRANDO SOARES, Mariana. **Análise de curvas de compactação da seção pós-sal da bacia do Espírito Santo e sua aplicação na modelagem de sistemas petrolíferos.** Rio de Janeiro, 2011. xiii, 36p. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

The burial history of sedimentary basins and their thermal evolution are strictly related to the mechanical properties of its sedimentary filling. To define the physic parameters that have controlled this history, sixteen wells drilled on the Espírito Santo basin were analyzed in order to obtain compaction curves for groups of lithologies with similar mechanical properties.

The first step of this project has involved well petrophysics analysis from matching porosity electric logs with the lithologic logs for each well. This test was made for the most representative lithology groups on the wells, mainly for sandstones and shales but also for marls and carbonate rocks.

Two different porosity patterns were identified after the data processing in response to the distinct wells location depths. Besides, the data set showed an abrupt behavior change in the porosity pattern near the Cretaceous-Paleogene limit, marked by the Maastrichtian unconformity, recognized through all the Espírito Santo basin.

Through a random data sampling was possible to generate compaction curves for each porosity pattern variation in relation to depth using the software PetroMod. These curves were used to edit the lithofacies assigned in an 1D petroleum system modeling that simulates the basin burial history, wich allows to analyze the porosity evolution of sediments during the geological time and its thermal and maturation histories.

Keywords: Espírito Santo basin; Porosity; Maastrichtian; Compaction; 1D modeling

Índice de figuras

Figura 1: **a)** Localização da bacia do Espírito Santo (*Google Earth, 2011*). **b)** Mapa da área de estudo com os dezesseis poços analisados distribuídos nas três áreas da bacia: Norte, Central e Sul.

Figura 2: Na coluna **A** aparecem três curvas distintas adquiridas em diferentes profundidades do poço, representadas em preto, vermelho e azul. Através do processo de *splice* realizado no *software Interactive Petrophysics*, é possível “emendá-las” criando apenas uma curva que pode ser vista na coluna **B**.

Figura 3: Esquema com três diferentes poços, mostrando a curva NPHI, o perfil de litologia e a curva de porosidade extraída para as quatro litologias principais: arenitos (ARE), folhelhos (FOL), margas (MAR) e carbonatos (CAR).

Figura 4: Parte do perfil composto de um poço com *arrombamento* na seção acima da linha tracejada, o que pode ser observado a partir da oscilação do perfil Caliper (em preto, no canto esquerdo) que mede o diâmetro do poço. O arrombamento faz com que a curva NPHI (em verde) se comporte de maneira anômala.

Figura 5: Os dados de cada litofácies de porosidade são fornecidos ao PetroMod e com eles são construídas as curvas de compactação que são aquelas que melhor se alinham aos pontos de porosidade *versus* sobrecarga, tendo como ponto inicial um valor de porosidade máximo projetado (60%, neste caso) e como ponto final um valor mínimo (5%), projetado para uma maior profundidade.

Figura 6: A partir dos perfis compostos dos poços é possível estimar uma porcentagem para as litologias presentes em diferentes unidades de fluxo de calor. A Fm. Urucutuca foi subdividida em várias unidades por apresentar grande espessura e variação de fácies. A imagem mostra a estimativa para as litologias da unidade Urucutuca_4 para o poço N2. Dessa forma, é construída uma curva que simbolize toda a unidade, onde para os arenitos e folhelhos foram utilizadas as curvas de compactação criadas, para as demais litologias, as curvas padrão.

Figura 7: Fluxograma simplificado com a metodologia de trabalho da modelagem 1D durante a entrada de dados no *software* de modelagem (Tatagiba, 2005).

Figura 8: **a)** Localização da bacia do Espírito Santo (*Google Earth, 2011*). **b)** Bacia do Espírito Santo com suas principais feições morfoestruturais (modificado de ANP, 2007).

Figura 9: Seção regional esquemática da bacia do Espírito Santo NW-SE, mostrando as principais sequências tectono-sedimentares (ANP, 2007).

Figura 10: Modelo digital com os nomes das principais feições geomorfológicas do fundo oceânico do centro-sul da bacia do Espírito Santo e norte da Bacia de Campos (Schreiner *et al.*, 2009).

Figura 11: Gráficos de variação da porosidade com o aumento da sobrecarga (profundidade corrigida) para os dezesseis poços em suas respectivas áreas (Norte, Central e Sul). Observa-se que em todos os gráficos aparece uma nuvem de pontos mais “aberta” e outra mais “fechada”. Para a Área Norte, os poços N2 e N3 apresentam uma nuvem mais “aberta” representados nas cores vermelha verde respectivamente. Para a Área Central apenas o poço C5 apresenta uma nuvem mais “aberta”, sendo representado em amarelo; já para a Área Sul, onde esta variação é mais visível, os poços S2 e S3 representados em vermelho e verde respectivamente são os que apresentam nuvem mais “aberta” de pontos.

Figura 12: a) Mapa mostrando os poços que apresentam uma nuvem de pontos de profundidade *versus* porosidade mais “fechada” à esquerda da linha tracejada e aqueles que apresentam uma nuvem mais “aberta”, à direita da linha. b) Mapa da bacia mostrando uma divisão esquemática entre o domínio de plataforma e o domínio de bacia profunda.

Figura 13: Gráficos de variação da porosidade com a profundidade medida no poço (MD – *measured depth*), sem correções. Observa-se uma quebra brusca nos valores de porosidade sob a linha pontilhada em vermelho, o que ocorre para todos os poços e é melhor evidenciado para os poços da área sul.

Figura 14: a) Gráfico mostrando quebra dos valores de porosidade aproximadamente em 3800m para o poço S3, o que observando seu perfil composto, corresponde ao limite K- Pg. b) Gráfico mostrando quebra dos valores de porosidade aproximadamente em 3300m para o poço S6, o que observando seu perfil composto, corresponde ao limite K- Pg.

Figura 15: Curvas de compactação para cada uma das oito fácies de porosidade identificadas. Quando a curva criada e a curva *default* são iguais, apenas a última é representada.

Figura 16: Diagramas de *backstripping* gerados a partir da modelagem 1D para os poços N1, N2, C1, C5, S1 e S2.

Figura 17: Diagramas com a evolução do fluxo de calor basal gerados a partir da modelagem 1D para os poços N1, N2, C1, C5, S1 e S2.

Figura 18: a) Mapa com os poços S1-S5-S2 para os quais foi feita uma análise comparativa da variação da temperatura, porosidade e condutividade térmica nas diferentes camadas. b) Seção esquemática entre os poços S1-S5-S2 balizados pela discordância do Maastrichtiano.

Figura 19: Perfis litológicos dos poços S1, S5 e S2 e diagramas comparativos de temperatura, porosidade e condutividade térmica para as camadas destes poços.

Figura 20: Diagramas relacionados à maturação da matéria orgânica e geração de hidrocarbonetos para os poços N1, N2, C1, C5, S1 e S2.

Índice de quadros

Quadro 1: Relação dos poços estudados para cada área da bacia .

Quadro 2: Litofácies identificadas (oito) após a interpretação dos dados de porosidade.

Sumário

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
Abstract	viii
Índice de figuras	ix
Índice de quadros	xi
Sumário	xii
1) INTRODUÇÃO	1
2) MATERIAL E MÉTODOS	3
2.1 Escolha dos poços e segmentação da bacia.....	3
2.2 Obtenção dos dados de porosidade	4
2.3 Tratamento dos dados.....	6
2.4 Construção das curvas de compactação e edição de litofácies.....	7
2.5 Modelagem de sistemas petrolíferos 1D.....	9
3) CONTEXTO GEOLÓGICO.....	12
3.1 A bacia do Espírito Santo.....	12
3.2 Histórico da exploração de hidrocarbonetos.....	14
3.3 Sistemas petrolíferos	16
4) RESULTADOS E DISCUSSÃO	19
4.1 Reconhecimento e interpretação de padrões de porosidade.....	19
4.2 Curvas de compactação.....	24
4.3 Modelagem : história de soterramento e propriedades termo-mecânicas.....	26
4.4 Modelagem: sistemas petrolíferos - maturação e geração de hidrocarbonetos.....	34
5) CONCLUSÕES E DISCUSSÕES.....	38
Referências bibliográficas.....	40
Anexo 1	
Anexo 2	

1) INTRODUÇÃO

A modelagem de bacias sedimentares é uma tarefa bastante complexa já que existem variações significativas na porosidade e permeabilidade nas diferentes unidades de seu preenchimento sedimentar, o que implica diretamente no comportamento do fluxo de calor e de fluidos e na dissipação da pressão ao longo da coluna de sedimentos. A compactação dos sedimentos é uma função de fatores primários, tais como mineralogia, tamanho dos grãos e textura além do *stress* vertical efetivo exercido pelas diferentes camadas e da arquitetura e distribuição dos sedimentos. O processo de compactação mecânica possui ligação direta com variação de profundidade, fazendo com que os sedimentos mais profundos na bacia suportem uma maior tensão exercida pelos sedimentos sobrepostos.

Entender esta compactação diferencial a diferentes profundidades e sua influência na porosidade, permeabilidade e em outras propriedades das rochas depositadas em bacias sedimentares, durante o soterramento e o tempo geológico, é um processo importante no âmbito científico e econômico. Retirar informações sobre propriedades como velocidade e densidade como função da profundidade e da temperatura em bacias sedimentares é fundamental para aplicação principalmente na modelagem de bacias e na interpretação sísmica (Aagaard & Jahren, 2010), sendo uma importante ferramenta para a exploração de hidrocarbonetos.

A bacia do Espírito Santo apresenta complexa evolução tectonossedimentar condicionada por diferentes fases tectônicas que influenciaram diretamente no seu preenchimento sedimentar. Em comparação com as demais bacias de margem, a bacia do Espírito Santo apresenta ainda influência do vulcanismo Abrolhos imprimindo novas condições termo-mecânicas durante o Cenozóico. Dessa forma, o principal objetivo deste projeto é compreender como se dá a variação de compactação nas diversas

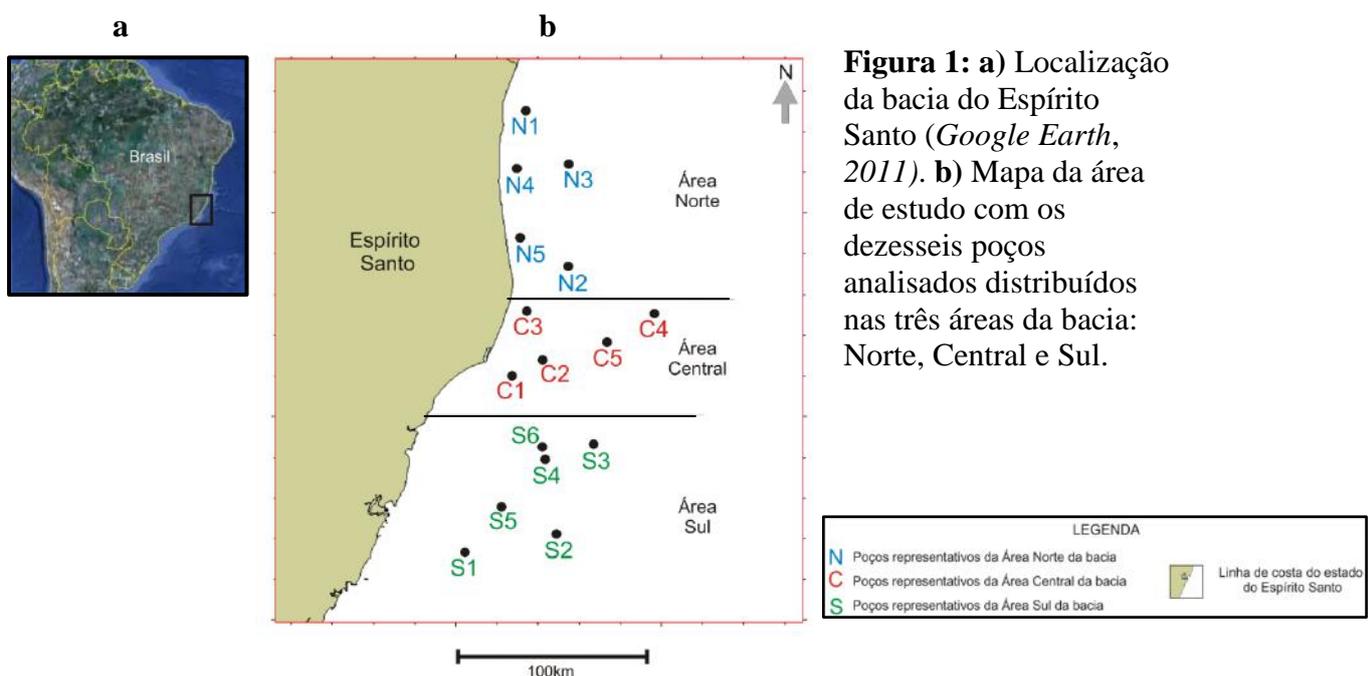
porções da bacia do Espírito Santo e como os principais eventos termo-mecânicos influenciaram no preenchimento sedimentar da bacia analisando a evolução do seu processo de soterramento.

2) MATERIAL E MÉTODOS

A fim de melhor compreender como se dá a variação de compactação na bacia do Espírito Santo e qual o papel da história de soterramento neste processo, foram analisados dezesseis poços públicos perfurados na bacia, em sua seção pós-sal, a partir dos quais foram construídas curvas de compactação utilizadas para criar um modelo de bacias 1D, que simula de forma simples e rápida a história de soterramento da bacia, também denominada de “geohistória” através do ensaio de descompactação (ou *backstripping*) das diferentes camadas sedimentares permitindo uma análise da evolução da porosidade dos sedimentos, sua história termal e de maturação para um determinado poço analisado. Para isso foi necessário coletar dados de porosidade dos dezesseis poços através de perfis geofísicos de poços e extrair os valores de porosidade para os principais grupos de litologias.

2.1) Escolha dos poços e segmentação da bacia

A fim de facilitar o tratamento dos dados e também de se obter resultados comparativos, a bacia foi dividida em três compartimentos: Norte, Central e Sul, conforme o mapa abaixo (Figura 1).



Os poços foram escolhidos de forma que melhor representassem a bacia e seus três compartimentos. Primeiramente foram escolhidos aqueles que possuem tanto dados de porosidade (perfil elétrico) quanto de litologia, condição chave para o prosseguimento do estudo. Dentre estes foi dada preferência para aqueles que apresentavam um maior comprimento da curva de porosidade a fim de se obter uma análise mais precisa da variação da porosidade com a profundidade. Abaixo o quadro com os poços escolhidos e sua área correspondente (Quadro 1).

Quadro 1: Relação dos poços estudados para cada área da bacia.

Área Norte	Área Central	Área Sul
Poço N1	Poço C1	Poço S1
Poço N2	Poço C2	Poço S2
Poço N3	Poço C3	Poço S3
Poço N4	Poço C4	Poço S4
Poço N5	Poço C5	Poço S5
-	-	Poço S6

2.2) Obtenção dos dados de porosidade

Os dados de porosidade foram extraídos de perfis geofísicos como NPHI (*Neutron Porosity*), NPOR (*Thermal Neutron Porosity*) e CNC (*Corrected Compensated Neutron Porosity*) para os dezesseis poços. Foram feitos controle de qualidade e correção destas curvas através da identificação de possíveis erros e do método de *splice* que consiste em “emendar” curvas adquiridas em diferentes profundidades do poço com o auxílio do *software Interactive Petrophysics* (Figura 2).

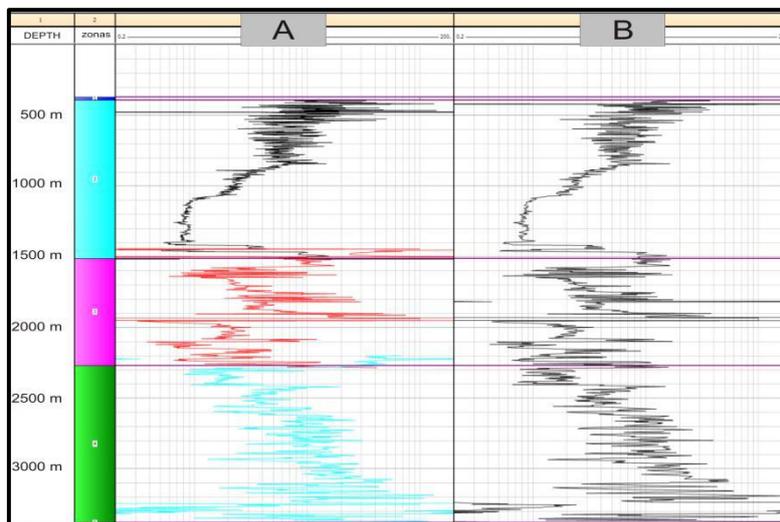


Figura 2: Na coluna **A** aparecem três curvas distintas adquiridas em diferentes profundidades do poço, representadas em preto, vermelho e azul. Através do processo de *splice* realizado no software *Interactive Petrophysics*, é possível “emendá-las” criando apenas uma curva que pode ser vista na coluna **B**.

As curvas obtidas foram então carregadas no software *Petrel*, onde foi possível extrair as curvas de porosidade relativa a cada litologia, utilizando-se uma função condicional entre o perfil de porosidade e o de litologia para cada poço. Para analisar um pacote mais significativo de dados, as litologias observadas nos poços foram agrupadas em quatro grupos principais: ARENITOS (areias e arenitos); FOLHELHOS (folhelhos, argilitos e siltitos); MARGAS e CARBONATOS (carbonatos, coquinas, calcilutitos, calcisiltitos, calcarenitos e calciruditos) (Figura 3).

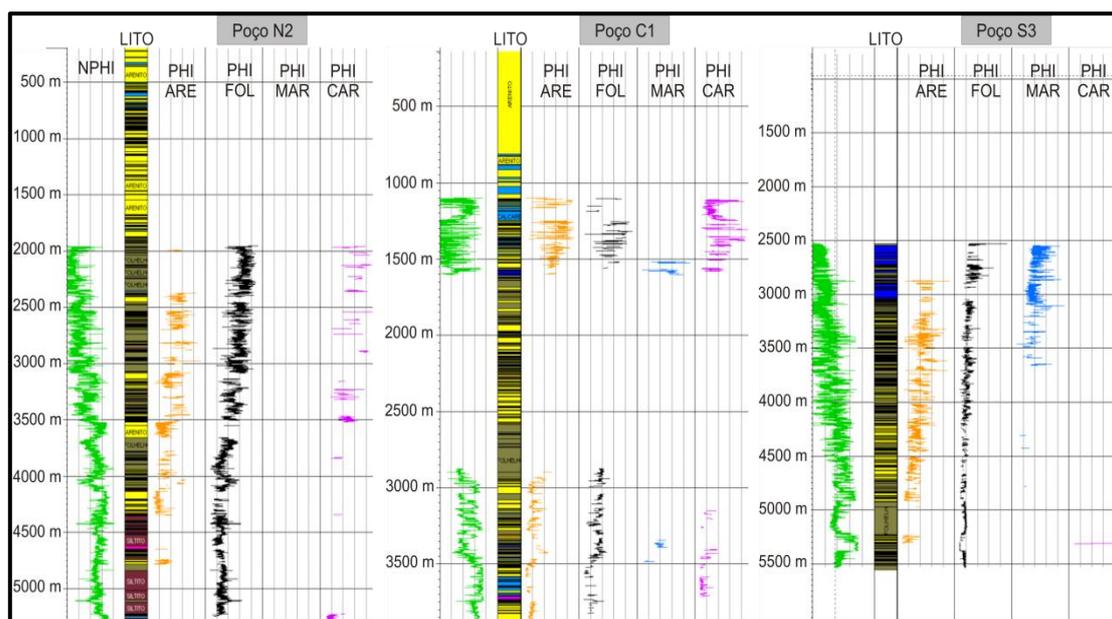


Figura 3: Esquema com três diferentes poços, mostrando a curva NPHI, o perfil de litologia e a curva de porosidade extraída para as quatro litologias principais: arenitos (ARE), folhelhos (FOL), margas (MAR) e carbonatos (CAR).

2.3) Tratamento dos dados

Após a aquisição das curvas de porosidade para cada litologia, e sua transformação para o formato numérico (extensão “.las”) foi necessário tratar estes dados adquiridos de forma a obter uma amostragem randômica selecionando pontos (porosidade *versus* profundidade) representativos de cada curva. Este processo foi realizado para reduzir possíveis efeitos de pontos *outliers* durante a criação de curvas de compactação, além de reduzir a quantidade de dados, facilitando seu processamento. O primeiro passo do tratamento dos dados foi a identificação de possíveis anomalias de alta porosidade, como por exemplo, valores acima de 50%. Para isto foi necessário comparar estes valores anômalos com o perfil composto de cada poço para identificar a possível causa dos altos valores, algo que possa ter afetado a resposta dos perfis elétricos NPHI, NPOR e CNC, como por exemplo, arrombamento de alguma seção do poço e presença de hidrocarbonetos (Figura 4). Os dados identificados como anômalos (acima de 50%) por problemas no poço foram retirados, aqueles que ocorrem em resposta à presença de hidrocarbonetos foram mantidos, apenas identificados a fim de se ter um melhor controle sobre sua resposta nas curvas de compactação.

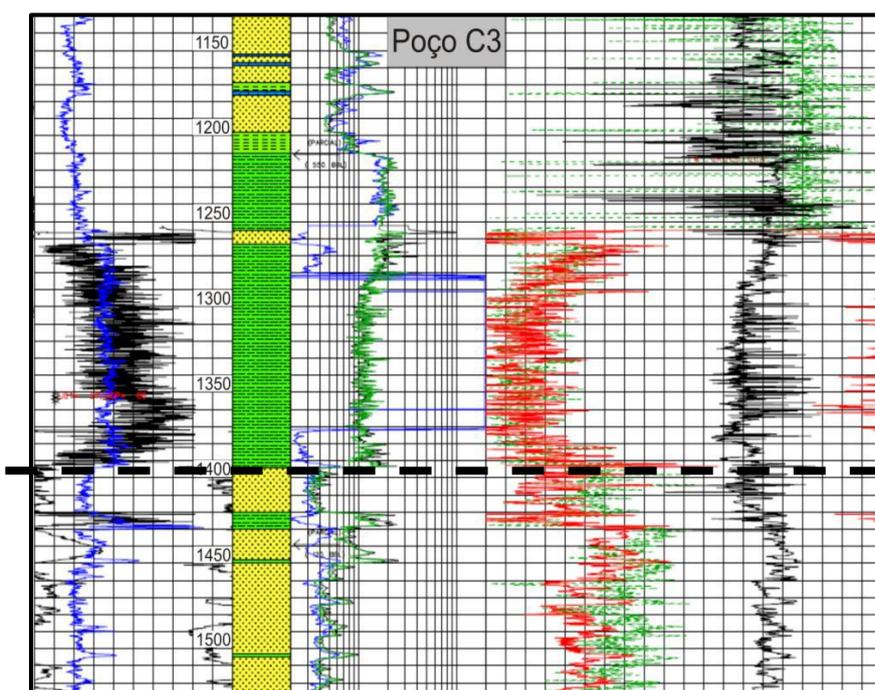


Figura 4: Parte do perfil composto de um poço com arrombamento na seção acima da linha tracejada, o que pode ser observado a partir da oscilação do perfil Caliper (em preto, no canto esquerdo) que mede o diâmetro do poço. O arrombamento faz com que a curva NPHI (em verde) se comporte de maneira anômala.

Em seguida foi feita a correção de batimetria para balizar os poços de água rasa e profunda, transformando os valores de profundidade em valores apenas de sobrecarga (profundidade corrigida). O valor de sobrecarga é o valor da profundidade medida (MD – *Measured Depth*) subtraído da soma da cota batimétrica com a altura da mesa rotativa, o que varia entre os poços. Após estas etapas foi feita uma filtragem dos dados no *software Microsoft Excel*. Esta filtragem foi realizada através de uma amostragem randômica dos vários pontos porosidade *versus* profundidade corrigida. De início foi atribuído um valor de referência aleatório entre 0 e 1 para cada ponto em cada poço através da função “=RAND()” e depois foram escolhidos pontos que apresentassem valores de referência dentro de um determinado intervalo entre 0 e 1 através da função “=IF(célula<X, IF(célula>Y,1,0),0)”; onde X e Y representam um valor máximo e mínimo respectivamente, onde o intervalo aumenta quando há uma menor quantidade de dados para o poço e diminui quando a quantidade de dados é grande procurando obter sempre cerca de 300 pontos representativos.

2.4) Construção das curvas de compactação e edição de litofácies

Para a construção das curvas de compactação utilizou-se o *software* de modelagem PetroMod. Este *software* apresenta litofácies padrão (*default*) com características típicas para cada litologia, que podem ser utilizadas para qualquer bacia. No entanto não têm a devida acurácia, já que cada bacia apresenta preenchimento sedimentar com propriedades diferentes, com características de compactação e soterramento próprias, condicionadas por diferentes fatores. Para elaborar curvas de compactação com as características de porosidade observadas nos poços avaliados, a fim de obter uma coletânea de dados que melhor represente a bacia do Espírito Santo, deve-se dar entrada no programa com as curvas numéricas de porosidade *versus*

sobrecarga para cada uma das fácies de porosidade identificadas. Em seguida devem ser editadas as litofácies no PetroMod, a partir das quais foram construídas as curvas de compactação (Figura 5). Após a plotagem dos pontos deve-se encontrar a curva que melhor se amolde ao conjunto dos pontos a partir de valores máximos e mínimos de porosidade, modificando se necessário o fator de Athy, que indica a taxa de variação da porosidade com a profundidade (Figura 5).

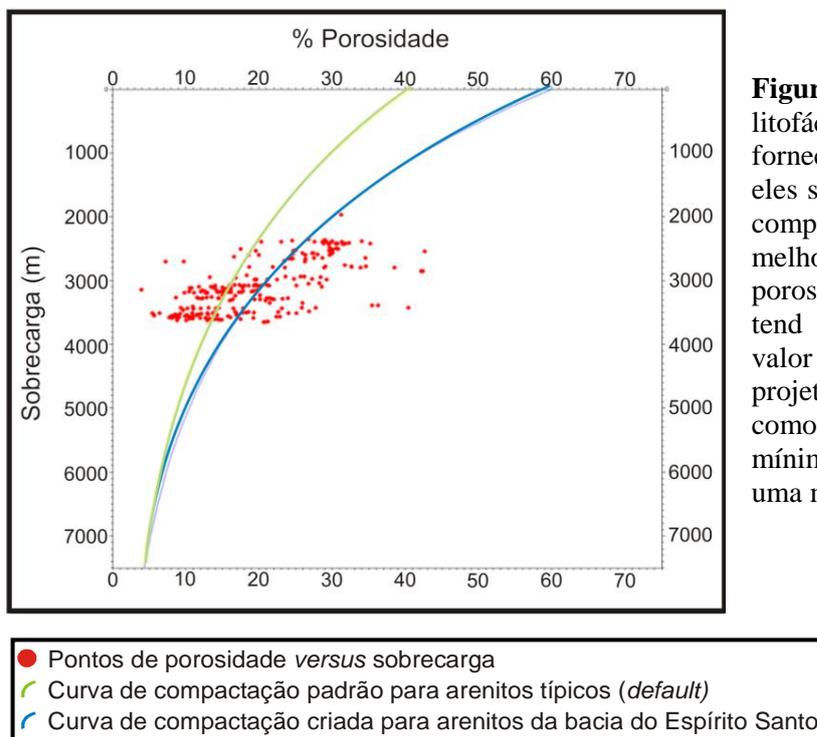


Figura 5: Os dados de cada litofácies de porosidade são fornecidos ao PetroMod e com eles são construídas as curvas de compactação que são aquelas que melhor se alinham aos pontos de porosidade *versus* sobrecarga, tendo como ponto inicial um valor de porosidade máximo projetado (60%, neste caso) e como ponto final um valor mínimo (5%), projetado para uma maior profundidade.

2.5) Modelagem de sistemas petrolíferos 1D

As espessuras das camadas sedimentares observadas nos poços perfurados são um produto de mudanças graduais no volume das rochas com o tempo. Uma análise quantitativa das taxas de subsidência de uma bacia através do tempo geológico é denominada de “geohistória”, tendo como base a descompactação das unidades estratigráficas até atingir sua espessura no momento de deposição dos sedimentos, podendo ser projetada para qualquer tempo de interesse. A técnica através da qual é

possível retirar os efeitos da carga sedimentar sobreposta é denominada de *backstripping*, que pode ser feita através da modelagem de bacias 1D (Allen & Allen, 2005). O objetivo da modelagem 1D é simular a história de soterramento da bacia, permitindo-se analisar a evolução da porosidade dos sedimentos no decorrer do tempo geológico, sua história termal e de maturação. A modelagem foi feita através do *software* PetroMod para sete poços da bacia do Espírito Santo (N1, N2; C1, C5; S1, S2 e S5), e para sua elaboração foi necessário ter as curvas de compactação das diferentes litologias do poço a fim de simular o comportamento de suas propriedades mecânicas com o tempo.

O primeiro passo para a realização da modelagem é a subdivisão das camadas do poço em diferentes unidades com rochas que tenham comportamento mecânico semelhante. A forma mais imediata de se separar estas unidades é utilizando-se a divisão formal de unidades da bacia. Estas, no entanto, apresentam uma composição mista de litologias, e para seguir este modelo o PetroMod trabalha com uma ferramenta de “mixagem” de litologias. Assim é possível combinar diferentes litologias para uma única unidade do modelo, o que pode ser feito estimando a porcentagem de cada litologia para uma unidade, utilizando-se perfis compostos (Figura 6).

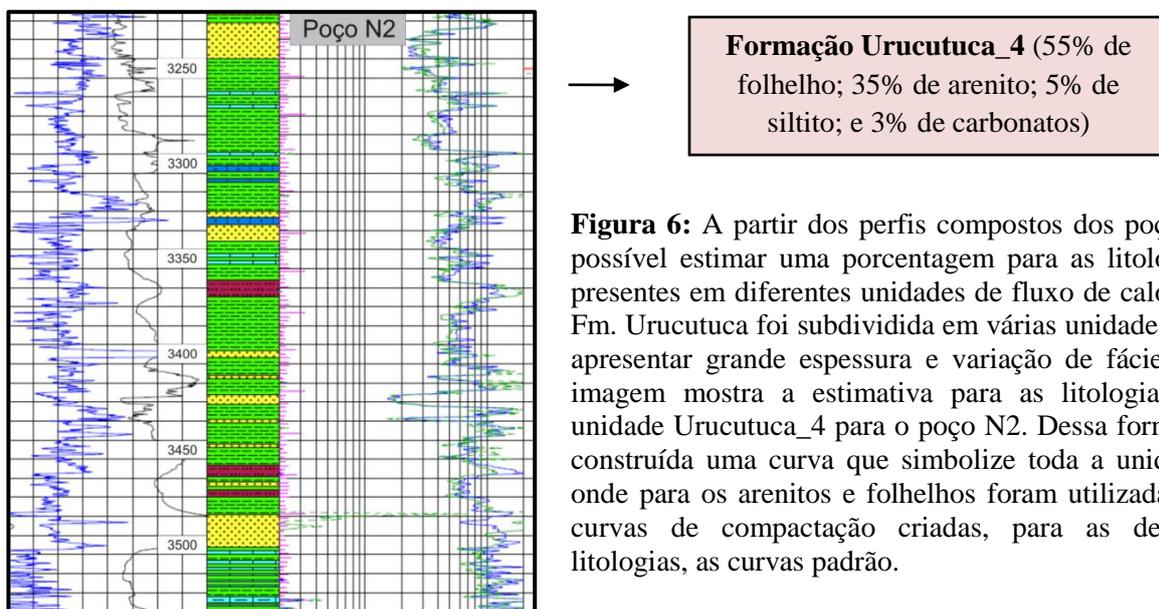


Figura 6: A partir dos perfis compostos dos poços é possível estimar uma porcentagem para as litologias presentes em diferentes unidades de fluxo de calor. A Fm. Urucutuca foi subdividida em várias unidades por apresentar grande espessura e variação de fácies. A imagem mostra a estimativa para as litologias da unidade Urucutuca_4 para o poço N2. Dessa forma, é construída uma curva que simbolize toda a unidade, onde para os arenitos e folhelhos foram utilizadas as curvas de compactação criadas, para as demais litologias, as curvas padrão.

Em seguida, é necessário incluir os dados de idade das diferentes unidades a fim de se ter base para o cálculo do seu tempo de deposição, compactação e soterramento (Anexo 2). Neste mesmo momento são apontadas as unidades potencialmente geradoras de hidrocarbonetos para o poço, o tipo de matéria orgânica (tipo I, II ou III) dependendo do ambiente de deposição das rochas, seu valor de COT (Carbono Orgânico Total) e índice de hidrogênio. Como os poços avaliados muitas vezes não apresentam as unidades da fase rifte da bacia e as camadas de sal, foram utilizados para estas unidades os dados estimados de profundidade e idade considerados mais comuns para a bacia. O processo de construção do modelo é baseado na atribuição de uma série de condições limites que simulam a evolução da bacia desde sua abertura até o Recente. Dessa forma, foi estimada a evolução da paleobatimetria desde a abertura da bacia (fase rifte no caso da bacia do Espírito Santo) até o Recente, considerando-se o rifte como o marco zero paleobatimétrico e o Recente como sendo o topo do poço. Já a paleotemperatura é pré-estabelecida de acordo com uma curva padronizada que varia em função do tempo, da paleobatimetria e da latitude da bacia. É possível definir também a variação do fluxo de calor na bacia estimando um coeficiente de estiramento crustal (β) que condiciona uma maior ou menor ascensão do manto litosférico durante o rifteamento, impondo um maior ou menor fluxo de calor para a bacia. Com a entrada destes dados é criado o modelo 1D do poço que é utilizado para simular a história de deposição da bacia, incluindo sua evolução mecânica e térmica, bem como a geração de hidrocarbonetos que serão apresentados como resultados do estudo (Figura 7).

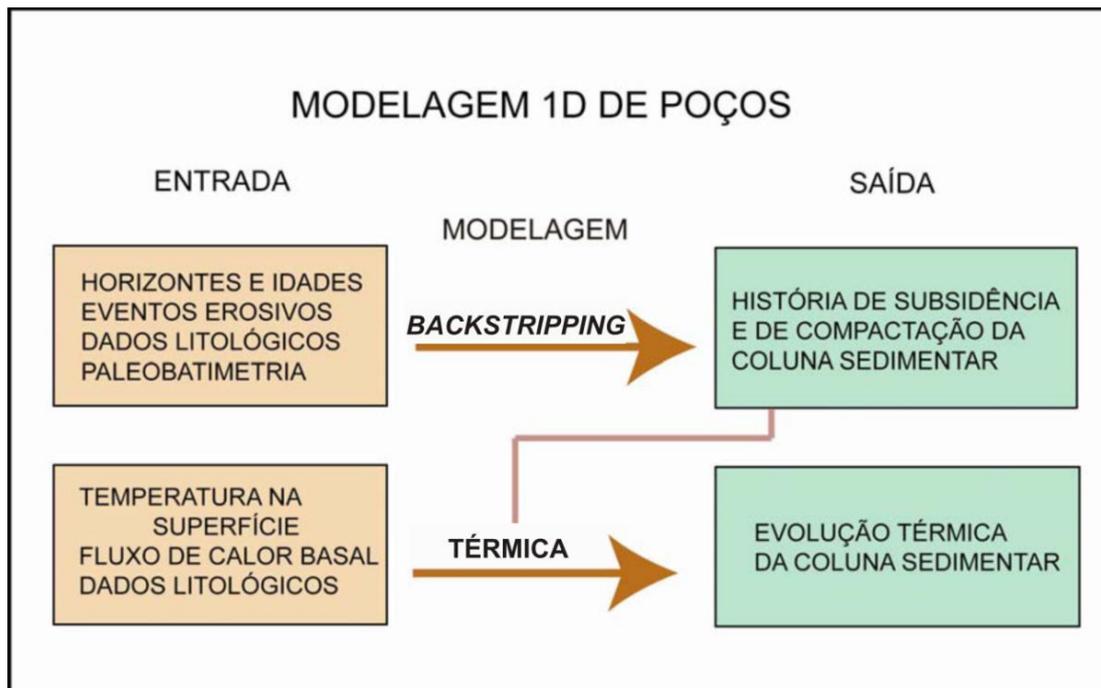


Figura 7: Fluxograma simplificado com a metodologia de trabalho da modelagem 1D durante a entrada de dados no *software* de modelagem (Tatagiba, 2005).

3) CONTEXTO GEOLÓGICO:

3.1) A bacia do Espírito Santo

A bacia do Espírito Santo está localizada na margem atlântica brasileira ao longo das costas dos estados da Bahia e do Espírito Santo, delimitada a norte pela Bacia de Mucuri e a sul pela Bacia de Campos (Figura 8). A bacia cobre uma área total aproximada de 129.429 km², sendo 12.417,8 km² em terra e 117.012,3 km² em mar (ANP, 2007).

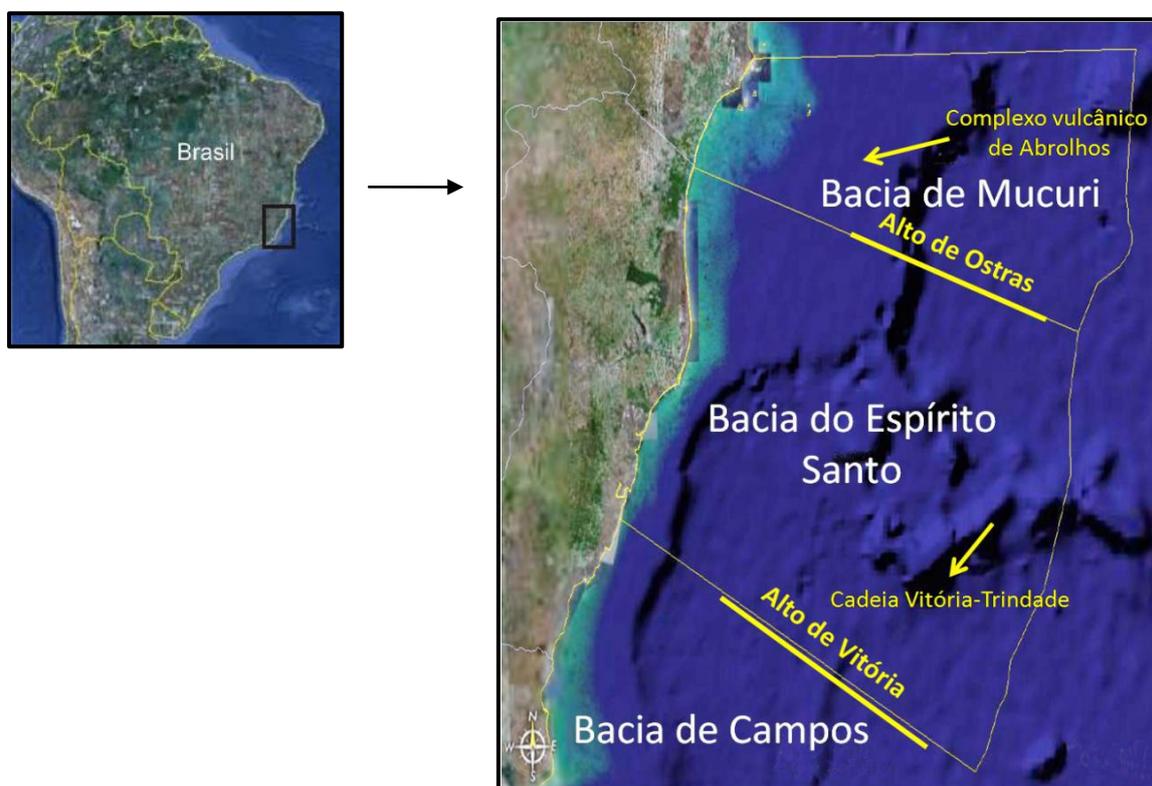


Figura 8: a) Localização da bacia do Espírito Santo (Google Earth, 2011). b) Bacia do Espírito Santo com suas principais feições morfoestruturais (modificado de ANP, 2007).

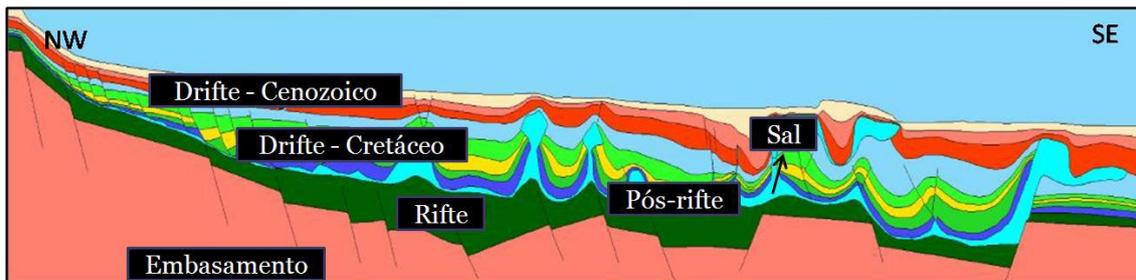
A gênese da bacia está relacionada à abertura do oceano Atlântico, durante a fragmentação do supercontinente Gondwana no Cretáceo Inferior, sendo, portanto, uma bacia do tipo rifte com evolução para margem passiva. A evolução da bacia é marcada por uma fase de tectônica rúptil com estruturas condicionadas por falhas normais; uma

fase de transição ou fase de golfo e uma fase de subsidência térmica. Estas diferentes fases controlam as características do preenchimento sedimentar subdividido em três sequências principais: rifte, pós-rifte ou transicional e drifte (Figura 9).

A sequência rifte (Berriasiano - Aptiano) é composta pelos sedimentos flúvio-lacustrinos depositados nas calhas definidas pelos grandes falhamentos normais do embasamento correspondentes à Formação Cricaré e pelas rochas vulcânicas da Formação Cabiúnas. Durante o Aptiano, a bacia passou por um estágio de transicional com uma sedimentação típica de bacia restrita com clima árido a semi-árido, composta pelos sedimentos fluviais do Membro Mucuri e evaporitos do Membro Itaúnas, ambos da Formação Mariricu. As primeiras incursões marinhas deram início à sequência drifte da bacia, em uma fase de quiescência tectônica, com predomínio da deposição de siliciclásticos em um mar epicontinental (Formação São Mateus) gradando paulatinamente para uma plataforma carbonática em rampa denominada de Formação Regência. Já no Cenomaniano inicia-se o processo de afogamento da plataforma carbonática com ponto culminante no Turoniano, o que é representado pela Formação Urucutuca composta de folhelhos cinza-escuros, calcíferos e arenitos turbidíticos (França *et al.*, 2007). A Formação Urucutuca ocorre desde o Cenomaniano até o Recente com um padrão retrogradante e períodos de maior ou menor geração de depósitos turbidíticos influenciados fortemente pela presença de paleocânions e aporte de sedimentos.

Durante o Cenozoico, ocorreu relativo rebaixamento do nível do mar na bacia do Espírito Santo, devido à ocorrência de expressivos eventos como o soerguimento da Serra do Mar, vulcanismo de Abrolhos e a contínua halocinese que atuou criando calhas, controlando a deposição de sedimentos (França *et al.*, 2007). Durante este tempo, depositaram-se as formações Caravelas e Rio Doce em padrão progradante, de

forma gradacional em relação à Formação Urucutuca segundo Vieira *et al.* (1994). A Formação Caravelas corresponde a uma plataforma carbonática que repousa localmente sobre as rochas vulcânicas de Abrolhos. Já a Formação Rio Doce é uma seção basicamente arenosa que ocorre interdigitada com os carbonatos da Formação Caravelas em resposta a um forte aumento no aporte sedimentar provocado pelo soerguimento da



Serra do Mar a oeste. A carta estratigráfica da bacia se encontra em anexo (Anexo 1).

Figura 9: Seção regional esquemática da Bacia do Espírito Santo NW-SE, mostrando as principais sequências tectono-sedimentares (ANP, 2007).

Dentre as bacias de margem atlântica, a bacia do Espírito Santo apresenta uma evolução complexa com intensa mobilização de camadas de sal e canalização provocada por cânions, além de interação com as rochas vulcânicas de Abrolhos encaixadas durante o Paleógeno (Figura 10). Este cenário se mostra próprio para o desenvolvimento de um estudo de compactação e soterramento, viabilizando um melhor entendimento do preenchimento mecânico da bacia e sua implicação para a formação dos sistemas petrolíferos.

3.2) Histórico da exploração de hidrocarbonetos

A bacia do Espírito Santo apresenta um histórico exploratório que remonta à década de 1950, com os primeiros levantamentos sísmicos em sua porção terrestre. O primeiro poço foi perfurado em 1959 pela PETROBRAS nas proximidades da cidade de Conceição da Barra. Em 1968, a bacia tornou-se a pioneira entre as bacias costeiras ao perfurar o primeiro poço exploratório na plataforma continental brasileira. Já em 1969,

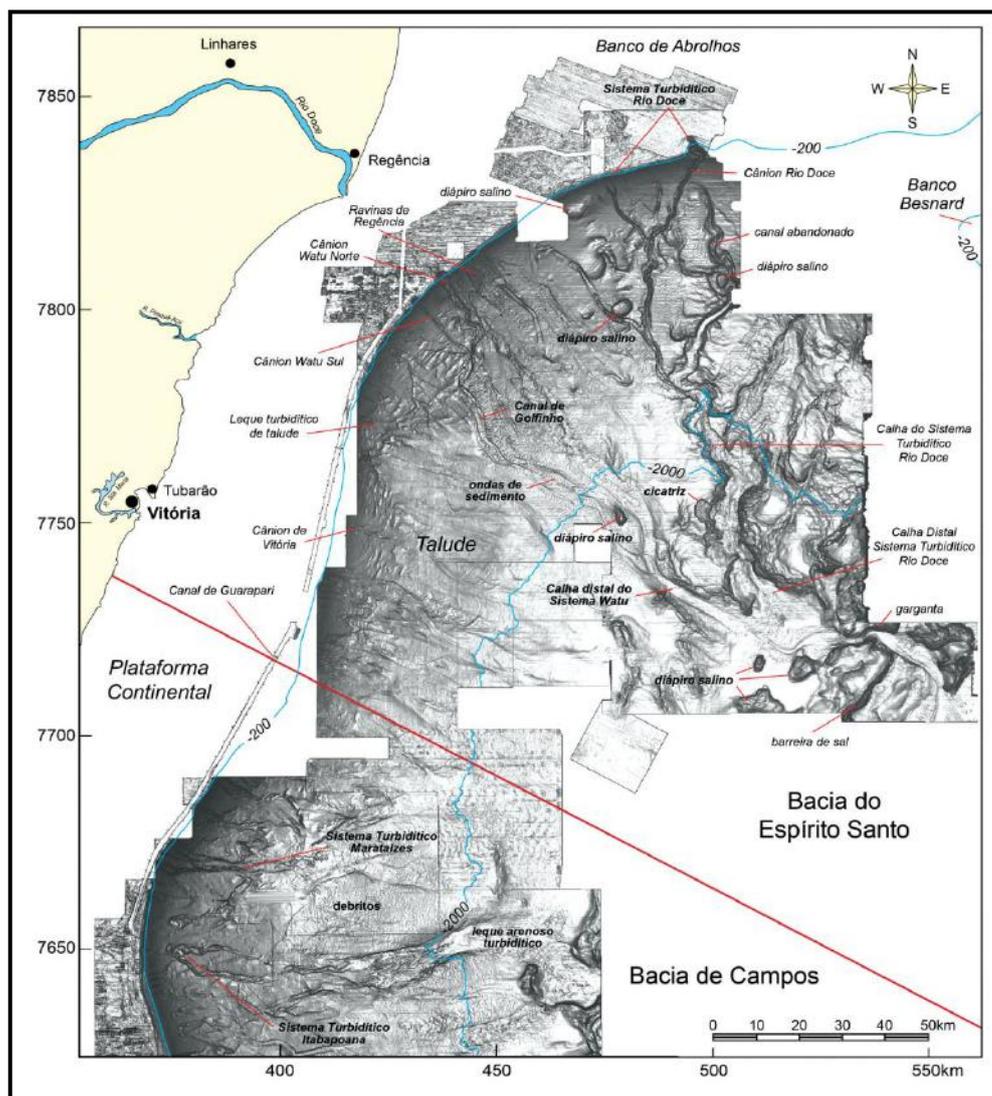


Figura 10: Modelo digital com os nomes das principais feições geomorfológicas do fundo oceânico do centro-sul da Bacia do Espírito Santo e norte da Bacia de Campos (Schreiner *et al.*, 2009).

realizou-se a perfuração do primeiro poço com acumulação de hidrocarbonetos, próximo à cidade de São Mateus em reservatórios siliciclásticos de idade Alagoas. O início da década de 1970 foi um período de baixo índice de sucesso exploratório atribuído ao reduzido conhecimento da estruturação da bacia principalmente quanto ao posicionamento dos diápiros de sal.

Já em 1977 foi feita a primeira descoberta na região submersa da bacia do Espírito Santo correspondendo ao Campo de Cação. Durante a década de 1990

intensificaram-se os esforços exploratórios na área da foz do rio Doce, com aquisições de sísmica 3D; a partir da interpretação destes dados delineou-se um cenário com várias oportunidades exploratórias tendo como objetivo reservatórios turbidíticos do Eoceno/Oligoceno/Mioceno em sua maioria trapeados por domos de sal; o que resultou em várias descobertas de campos de óleo e gás (Mohriak *et al.*, 2008).

A descoberta do Campo de Jubarte na Bacia de Campos, que tem como reservatório areias do Maastrichtiano, abriu uma importante fronteira exploratória na região de águas profundas da bacia do Espírito Santo na continuação norte da Bacia de Campos, o que culminou com a descoberta do Campo de Golfinho em 2003, um dos maiores já descobertos nas bacias da margem continental atlântica, colocando definitivamente a bacia no restrito grupo das maiores produtoras de hidrocarbonetos do Brasil e confirmando as expectativas em relação ao potencial exploratório *offshore* (Mohriak *et al.*, 2008).

3.3) Sistemas petrolíferos

O sistema petrolífero foi definido por Magoon & Dow (1994) como um sistema natural que reúne os elementos e processos essenciais para a formação de uma acumulação de petróleo. Os elementos compreendem as rochas geradoras, os reservatórios, os selos e a trapa, enquanto que os processos compreendem a geração, a migração e acumulação de petróleo e a formação das trapas. A simples existência dos elementos e atuação dos processos, entretanto, não garante a formação de uma acumulação de petróleo, uma vez que também deve haver um sequenciamento (*timing*) adequado entre a idade dos elementos e a evolução dos processos. O conceito de sistemas petrolíferos tem sido bastante aplicado desde sua apresentação no início da década de 1990, como ferramenta de ordenamento, síntese, interpretação e comunicação

dos dados e informações necessárias para compreender a gênese das acumulações de petróleo e dar suporte a melhores avaliações do risco exploratório (Landau *et al.*, 2007).

Segundo a nomenclatura de sistemas petrolíferos, proposta por Magoon & Dow (1994), um sistema é definido pela rocha geradora. Dessa forma, todas as acumulações geneticamente relacionadas a uma única rocha geradora, independe da diversidade de tipos e idades de rocha reservatório, constituindo um único sistema petrolífero. “Quando um sistema é conhecido, este é indicado pelo símbolo (!), possuindo uma correlação geoquímica positiva entre o petróleo acumulado e a rocha geradora. Quando falta uma correlação óleo-rocha positiva, o sistema é considerado hipotético, indicado pelo símbolo (.). Quando a existência da rocha geradora é baseada apenas em evidências geológica e/ou geoquímicas, o sistema é considerado especulativo, sendo indicado pelo símbolo (?). Para a bacia do Espírito Santo estão definidos três sistemas petrolíferos: Cricaré-Mariricu(!), Regência/Urucutuca-Urucutuca(!) e Urucutuca-Urucutuca(?).

O sistema conhecido Cricaré-Mariricu(!) foi definido a partir de resultados de análises geoquímicas de amostras de óleo que indicaram a existência, em vários poços da porção terrestre da bacia, de óleos derivados de rochas geradoras depositadas em ambiente lacustre de água salobra a salina. O pico de geração teria ocorrido entre o Cretáceo Superior e o Paleoceno, tendo como reservatório principal as rochas flúvio-deltáicas da Formação Mariricu, posicionadas em altos estruturais. Outro sistema conhecido, Regência/Urucutuca-Urucutuca(!) foi definido a partir de resultados de análises geoquímicas que indicaram a existência de óleos derivados de rochas geradoras depositadas em um ambiente marinho carbonático anóxico, típico da transgressão do Albiano-Cenomaniano-Turoniano. Compreendem os folhelhos negros ricos em matéria orgânica do topo da Formação Regência e base da Formação Urucutuca com pico de geração no limite Cretáceo-Paleógeno (K-Pg). Os reservatórios principais são turbiditos

do Cretáceo Superior e Terciário da Formação Urucutuca. Já o sistema Urucutuca-Urucutuca(?) foi definido a partir de análises geoquímicas que indicaram a existência de óleos derivados de rochas geradoras depositadas em um ambiente marinho deltáico de idade terciária com níveis ricos em matéria orgânica terrestre. O reservatório seriam turbiditos terciários, também da Formação Urucutuca. O pico de geração é atribuído ao limite Paleoceno-Eoceno (Landau *et al.*, 2007).

4) RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apresentados são o produto do reconhecimento e interpretação de padrões dos dados de porosidade e da construção das curvas de compactação para os dezesseis poços analisados, além da modelagem 1D para os poços N1, N2; C1, C5; S1, S2 e S5.

4.1) Reconhecimento e interpretação de padrões de porosidade

A fim de melhor entender a variação da porosidade com o aumento da sobrecarga para os poços analisados foram criados gráficos de porosidade *versus* sobrecarga. A partir destes gráficos foi possível identificar diferentes padrões de porosidade, discriminados como litofácies distintas. Por apresentarem pouca quantidade de dados significativos, o comportamento de margas e carbonatos não foi avaliado, restando apenas arenitos e folhelhos, que são as litologias dominantes em todos os poços. Foram então reconhecidos dois padrões principais de comportamento, um conjunto de poços que apresentam menor porosidade, representados por uma nuvem de pontos mais “fechada” e outro conjunto com um *range* de porosidade maior, representados por uma nuvem mais “aberta” (Figura 11). Este comportamento se repete para as três áreas da bacia (NORTE, CENTRAL E SUL), onde os poços com nuvem mais “fechada” são aqueles perfurados no domínio plataformal da bacia, em água mais rasa, enquanto que aqueles com nuvem mais “aberta” são os que estão no domínio de bacia profunda (Figura 12).

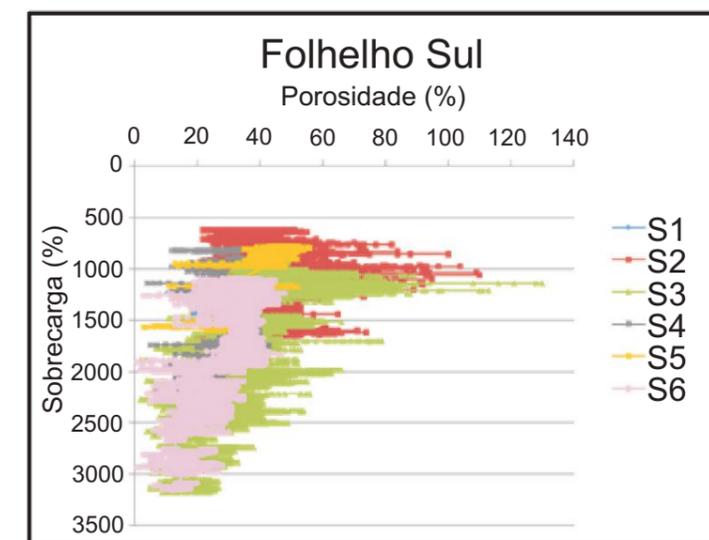
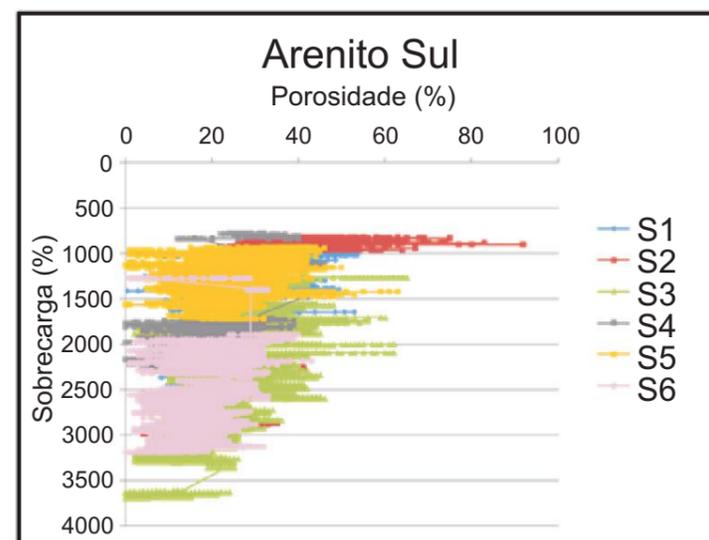
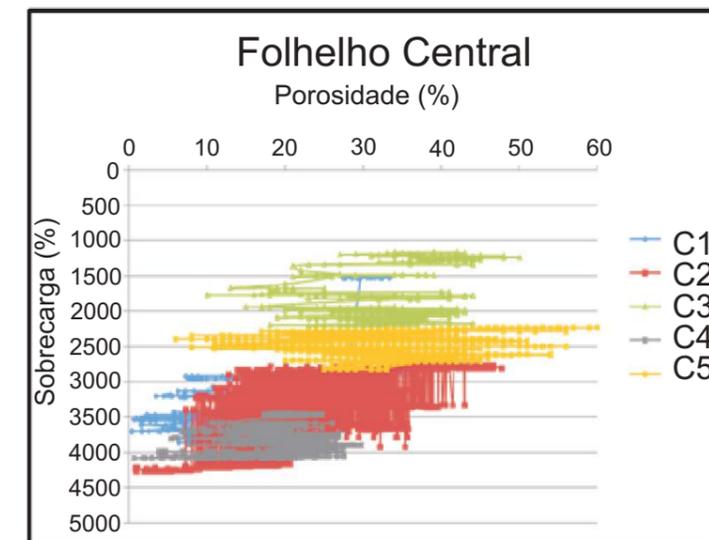
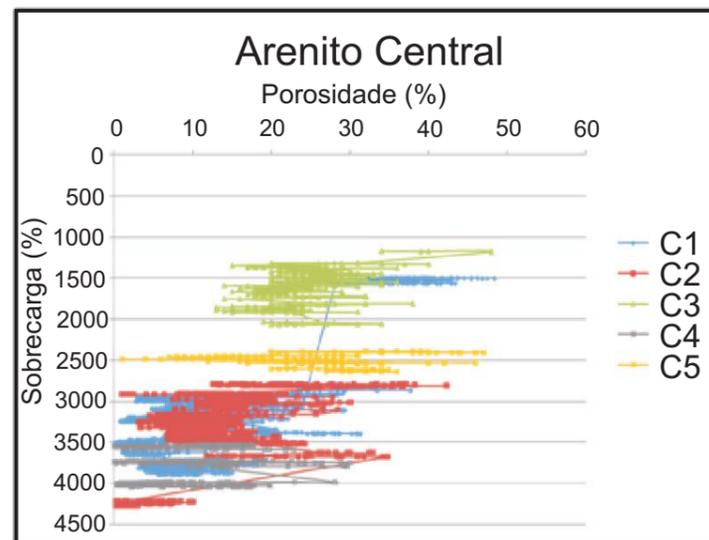
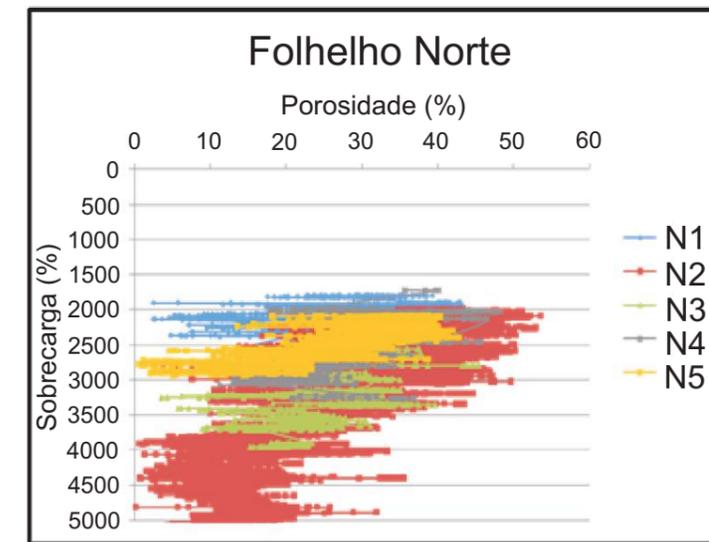
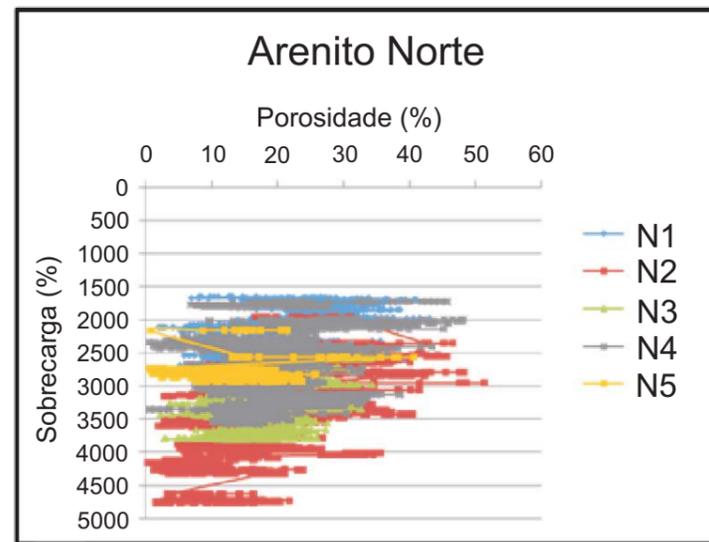


Figura 11: Gráficos de variação da porosidade com o aumento da sobrecarga (profundidade corrigida) para os dezesseis poços em suas respectivas áreas (Norte, Central e Sul). Observa-se que em todos os gráficos aparece uma nuvem de pontos mais “aberta” e outra mais “fechada”. Para a Área Norte, os poços N2 e N3 apresentam uma nuvem mais “aberta” representados nas cores vermelha verde respectivamente. Para a Área Central apenas o poço C5 apresenta uma nuvem mais “aberta”, sendo representado em amarelo; já para a Área Sul, onde esta variação é mais visível, os poços S2 e S3 representados em vermelho e verde respectivamente são os que apresentam nuvem mais “aberta” de pontos.

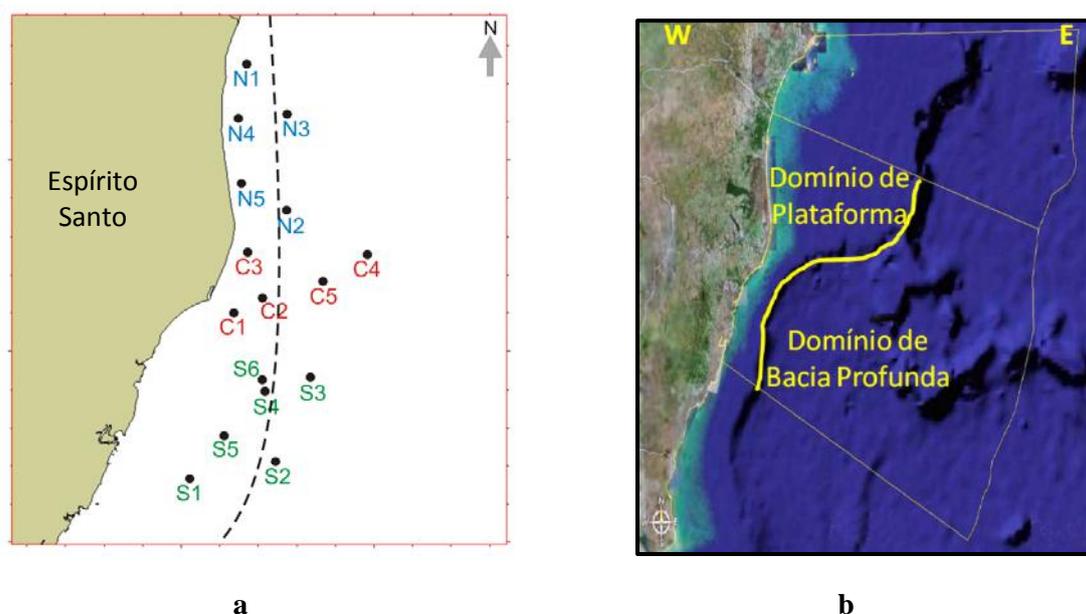


Figura 12: **a)** Mapa mostrando os poços que apresentam uma nuvem de pontos de profundidade *versus* porosidade mais “fechada” à esquerda da linha tracejada e aqueles que apresentam uma nuvem mais “aberta”, à direita da linha. **b)** Mapa da bacia mostrando uma divisão esquemática entre o domínio de plataforma e o domínio de bacia profunda.

Dentre os poços, apenas o poço C3 não apresenta uma nuvem “aberta” dentre os poços perfurados no domínio de bacia profunda, o que pode ser explicado pelo fato de o poço C3 ter uma profundidade menor em relação aos demais, não apresentando quantidade suficiente de pontos que permitam a identificação adequada da nuvem.

Ao se observar os gráficos foi possível reconhecer também que ocorre uma quebra brusca no comportamento da curva de porosidade em função da profundidade muito bem representada nos poços da Área Sul, mais profundos (Figura 13).

Com a análise dos gráficos sem correção de profundidade para sobrecarga (mantendo a profundidade medida no poço, contando com a cota batimétrica e a mesa rotativa) junto aos perfis compostos dos poços que apresentam esta quebra brusca de forma mais evidente, nota-se que a quebra se encontra próximo ao limite Cretáceo-Paleógeno (K-Pg), sendo uma resposta à discordância do Maastrichtiano, que é marcante em toda a bacia do Espírito Santo (Figura 14). Esta quebra brusca, provocada pela discordância, é uma resposta ao hiato existente entre as rochas do Cretáceo e do

Cenozoico, conferindo uma maior compactação para as rochas do Cretáceo por ocorrência de subsidência durante este *gap* temporal.

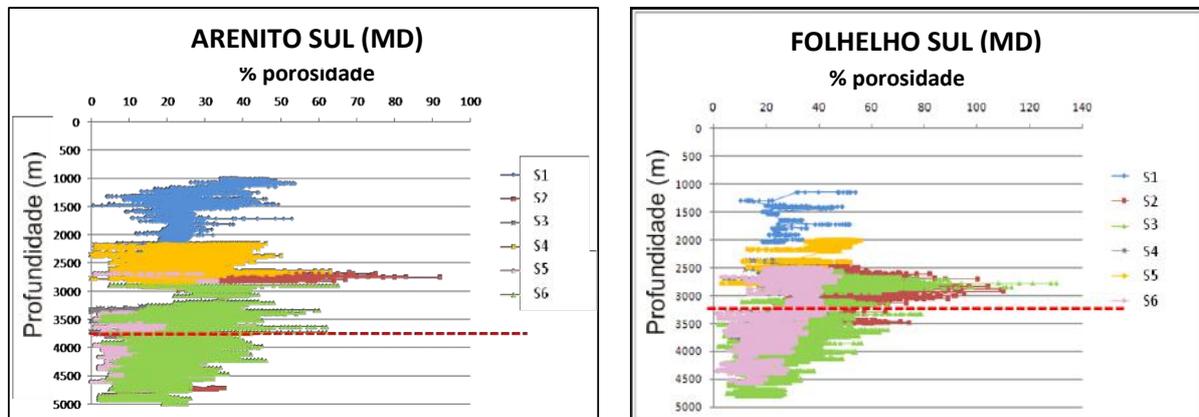


Figura 13: Gráficos de variação da porosidade com a profundidade medida no poço (MD – *measured depth*), sem correções. Observa-se uma quebra brusca nos valores de porosidade sob a linha pontilhada em vermelho, o que ocorre para todos os poços e é melhor evidenciado para os poços da área sul.

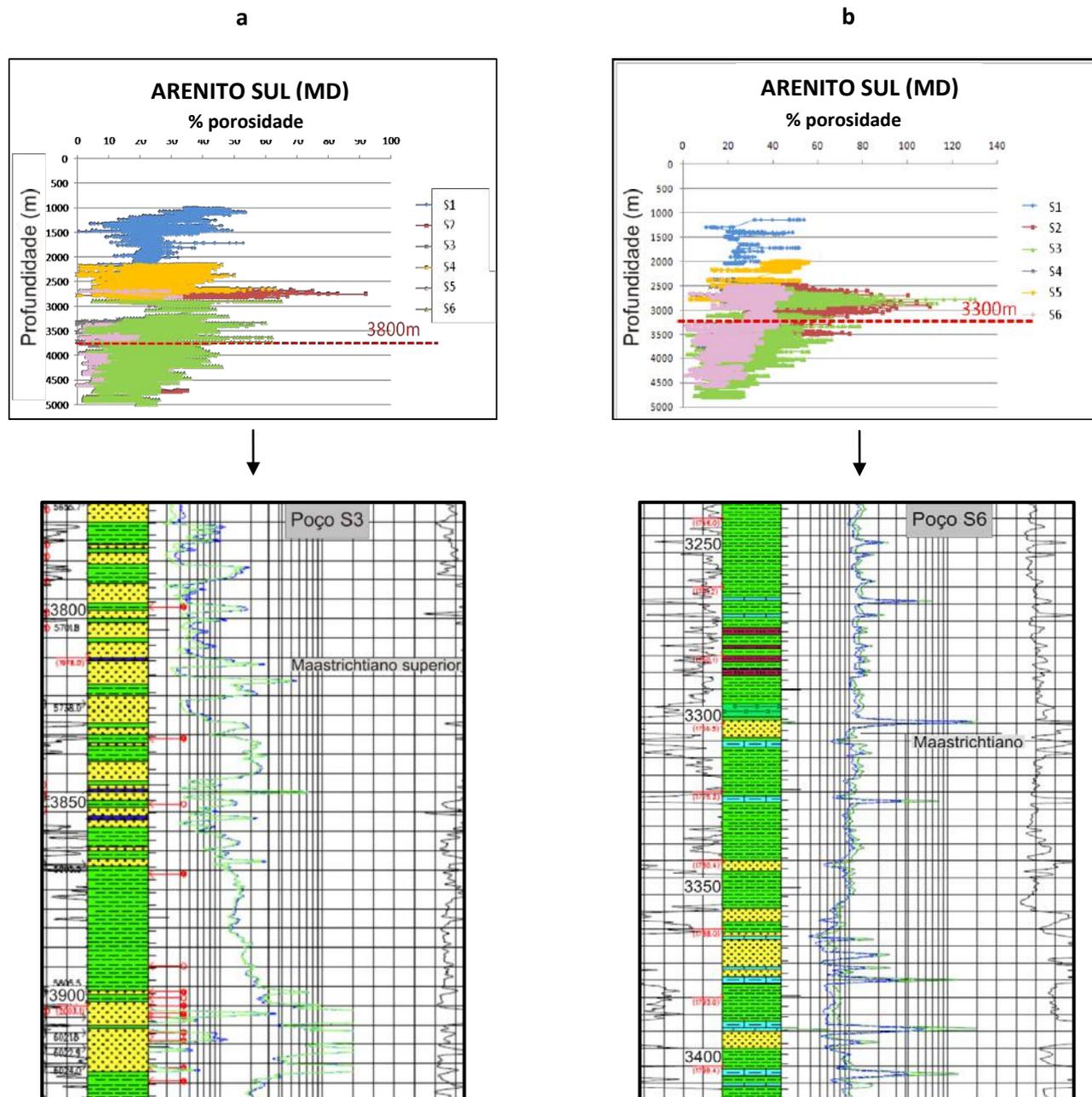


Figura 14: a) Gráfico mostrando quebra dos valores de porosidade aproximadamente em 3800m para o poço S3, o que observando seu perfil composto, corresponde ao limite K- Pg. b) Gráfico mostrando quebra dos valores de porosidade aproximadamente em 3300m para o poço S6, o que observando seu perfil composto, corresponde ao limite K- Pg.

A partir da análise do comportamento da porosidade com o aumento da sobrecarga, foi possível identificar os seguintes padrões: arenitos e folhelhos que apresentam nuvem de porosidade “fechada”, que podem ser denominados de ARENITOS E FOLHELHOS DO TIPO I; arenitos e folhelhos que apresentam nuvem de pontos de porosidade “aberta”, denominados de ARENITOS E FOLHELHOS DO TIPO II. Além disso, observou-se uma diferença clara de comportamento entre as rochas do Cretáceo e do Cenozoico em relação à porosidade. Dessa forma tem-se o seguinte resultado, com oito fácies de porosidade identificadas ao todo (Quadro 2).

Quadro 2: Litofácies identificadas (oito) após a interpretação dos dados de porosidade.

ARENITOS	FOLHELHOS
TIPO I	TIPO I
1. ARENITOS DO TIPO I - pré K- Pg	5. FOLHELHOS DO TIPO I - pré K- Pg
2. ARENITOS DO TIPO I - pós K- Pg	6. FOLHELHOS DO TIPO I - pós K- Pg
TIPO II	TIPO II
3. ARENITOS DO TIPO II - pré K- Pg	7. FOLHELHOS DO TIPO II - pré K- Pg
4. ARENITOS DO TIPO II - pós K- Pg	8. FOLHELHOS DO TIPO II - pós K- Pg

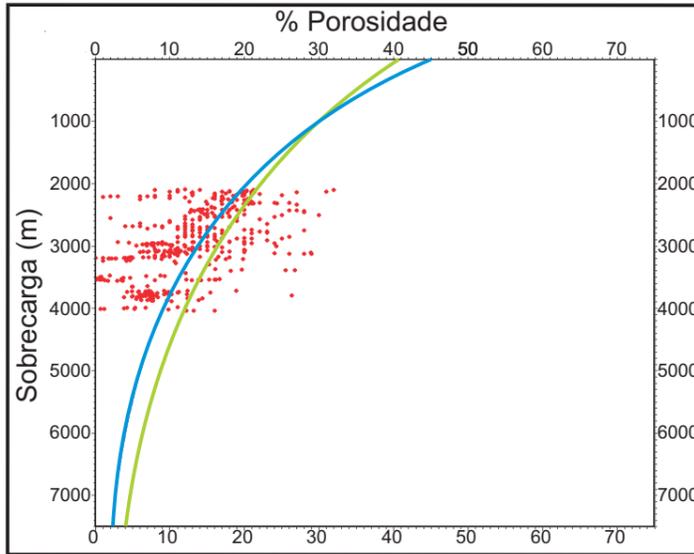
Além da variação da porosidade, as litofácies criadas também são utilizadas para calibrar diferenças de permeabilidade e outras propriedades das quais não se têm dados e são, então, utilizados os valores padrão.

4.2) Curvas de compactação

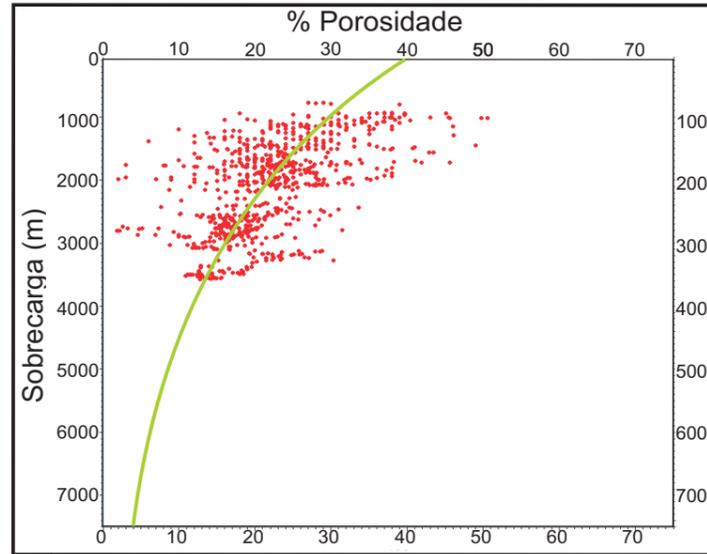
A partir das curvas numéricas de porosidade *versus* sobrecarga foram criadas as curvas de compactação para cada uma das oito fácies de porosidade identificadas para arenitos e folhelhos; para as demais litologias foram utilizadas as curvas padrão já fornecidas pelo programa Algumas curvas criadas são semelhantes à curva padrão (*default*) do PetroMod, no entanto, outras são bem diferentes, sendo mais representativas da bacia do Espírito Santo (Figura 15).

Arenitos

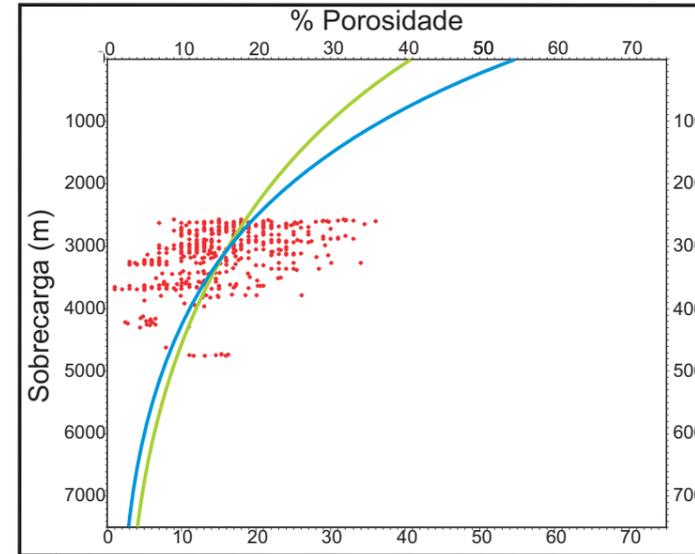
1. Arenitos dos tipo I - pré K-Pg



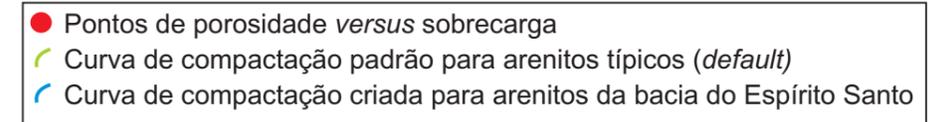
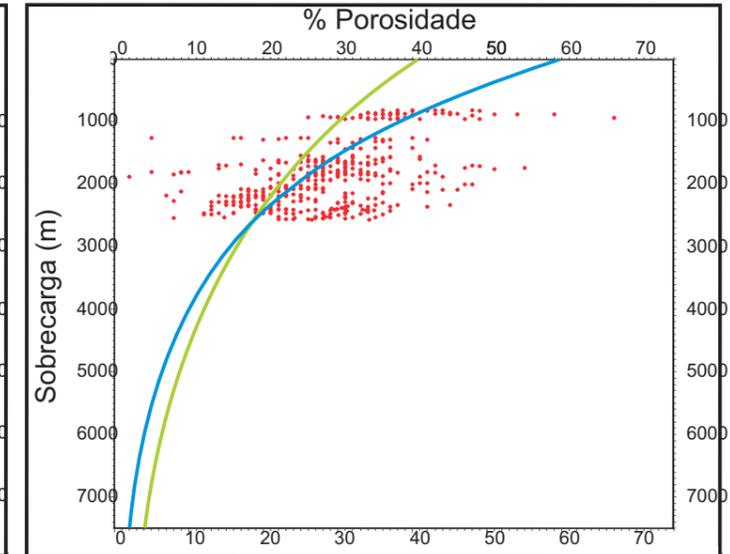
2. Arenitos dos tipo I - pós K-Pg



3. Arenitos dos tipo II - pré K-Pg

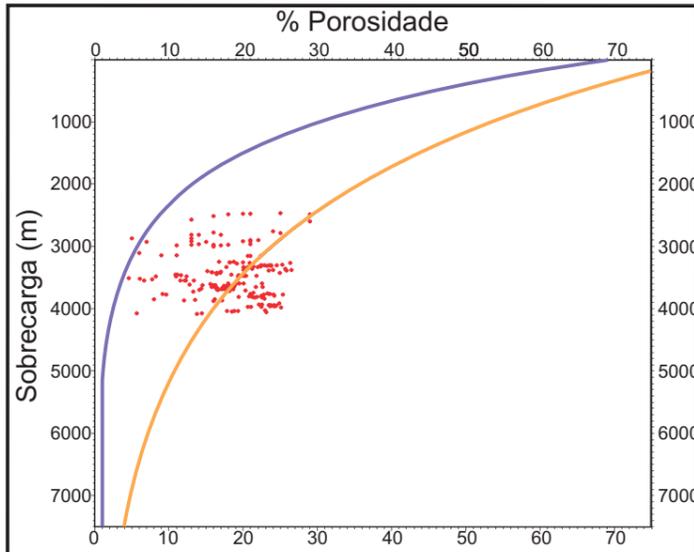


4. Arenitos dos tipo II - pós K-Pg

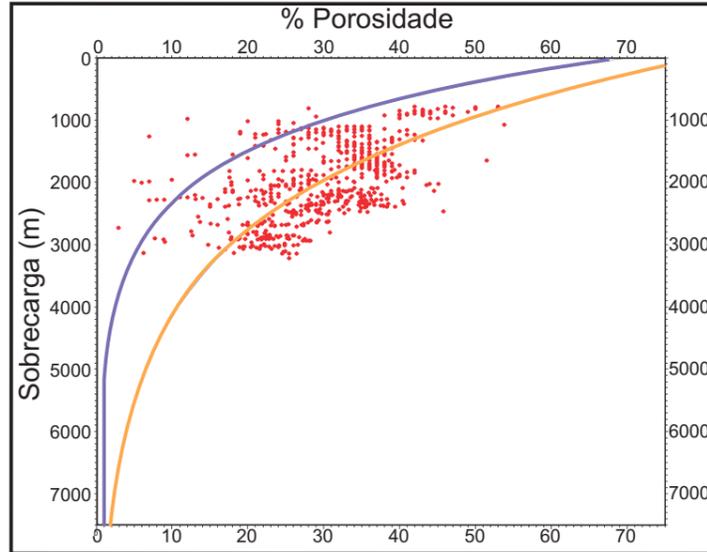


Folhelhos

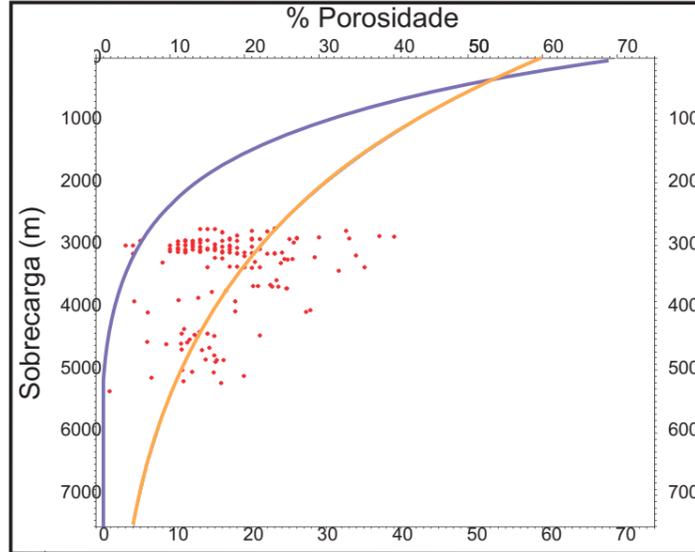
5. Folhelhos dos tipo I - pré K-Pg



6. Folhelhos dos tipo I - pós K-Pg



7. Folhelhos dos tipo II - pré K-Pg



8. Folhelhos dos tipo II - pós K-Pg

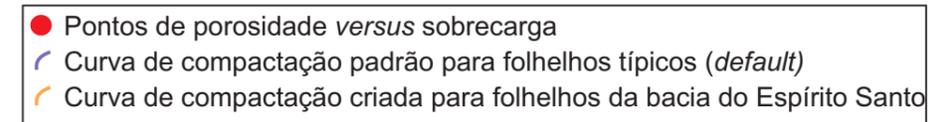
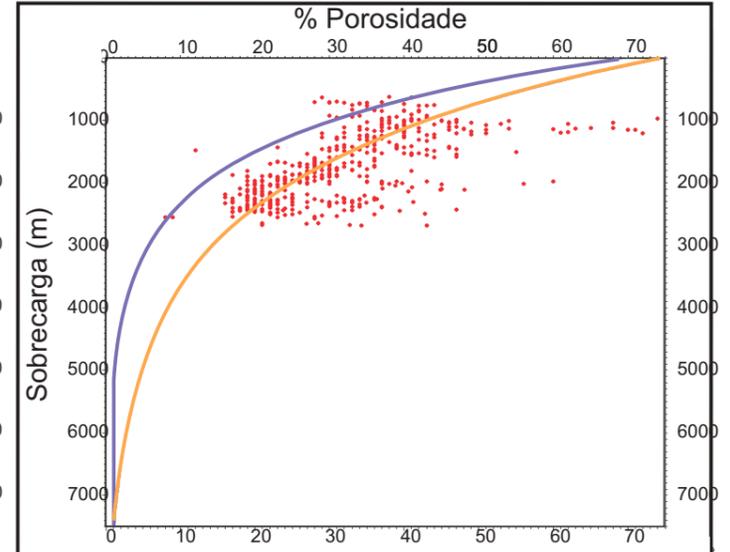


Figura 15: Curvas de compactação para cada uma das oito fácies de porosidade identificadas. Quando a curva criada e a curva *default* são iguais, apenas a última é representada.

4.3) Modelagem 1D : história de soterramento e propriedades termo-mecânicas

Para a simulação da geohistória da bacia foram selecionados seis poços: três representativos do domínio plataformal da bacia e três representativos do domínio de águas profundas, a fim de analisá-los de forma comparativa. A análise dos parâmetros de temperatura, porosidade e condutividade térmica foi feita com base em uma seção de três poços (S1, S5, S2) localizados na Área Sul da bacia.

Em um modelo de descompactação é apresentado o tempo de deposição de uma determinada camada, sua taxa de subsidência durante a evolução da bacia e sua espessura atual, compactada. Os modelos de *backstripping* simulados para os poços da bacia do Espírito Santo mostram diferenças de compactação, indicando períodos de alta taxa de subsidência e períodos de relativa estabilidade. Os poços N1 e S1 apresentam comportamento semelhante, com um longo período de relativa estabilidade da subsidência desde o Cretáceo Superior até o Eoceno médio. Já os poços N2, C1 e C5 apresentam uma história de soterramento mais complexa, com altas taxas de subsidência durante o Cenozoico geradas por algum evento termo-tectônico que poderia ser associado ao vulcanismo Abrolhos, que afetou intensamente a bacia durante este período. Já o poço S2, mais profundo, apresenta aceleração da subsidência apenas durante o limite Cretáceo-Paleógeno (Figura 16).

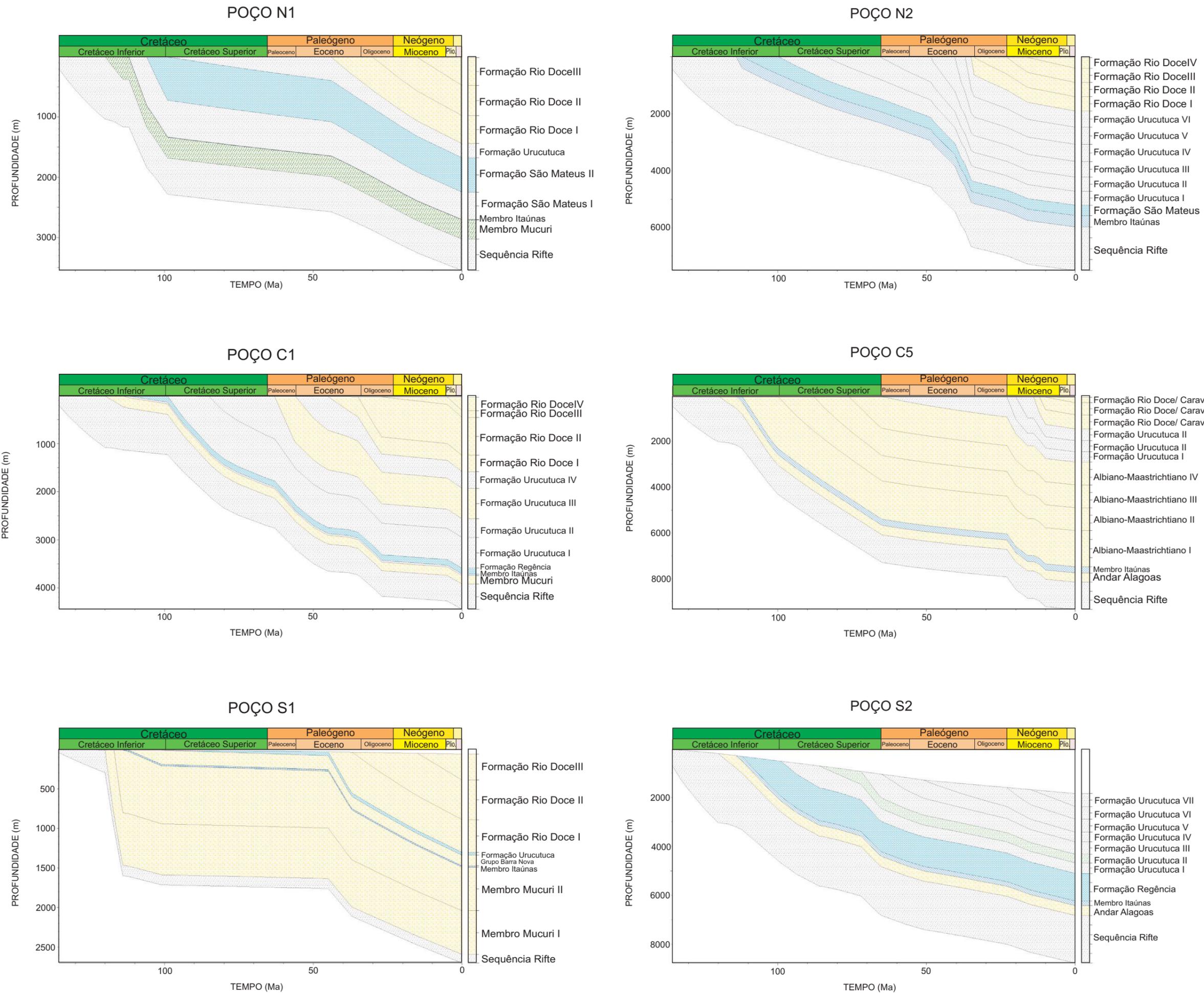


Figura 16: Diagramas de *backstripping* gerados a partir da modelagem 1D para os poços N1, N2, C1, C5, S1 e S2.

Dessa forma, com a análise dos modelos criados é possível identificar diferentes caminhos de evolução termo-tectônica para diferentes porções da bacia, gerando uma compactação diferencial influenciada também pelas diferentes características da coluna sedimentar condicionadas pelo arcabouço estratigráfico da bacia. A porção mais rasa da bacia, representada pelos poços N1 e S1, apresenta uma dinâmica mais relacionada à borda de falha a oeste, sem a presença de grandes anomalias térmicas após a abertura do rifte. A porção mais central da bacia (poços N2, C1 e C5) sofre maior influência termomecânica de Abrolhos e juntamente com a porção mais profunda (poço S1), apresenta uma maior taxa de estiramento litosférico com um maior fluxo de calor basal, o que pode ser observado nos diagramas de evolução da temperatura com o tempo (Figura 17). Estes diagramas têm como base a interação dos dados de paleotemperatura, condutividade térmica das camadas do preenchimento sedimentar e de variação do fluxo de calor atrelados aos vários eventos de subsidência que afetaram a bacia através do tempo geológico.

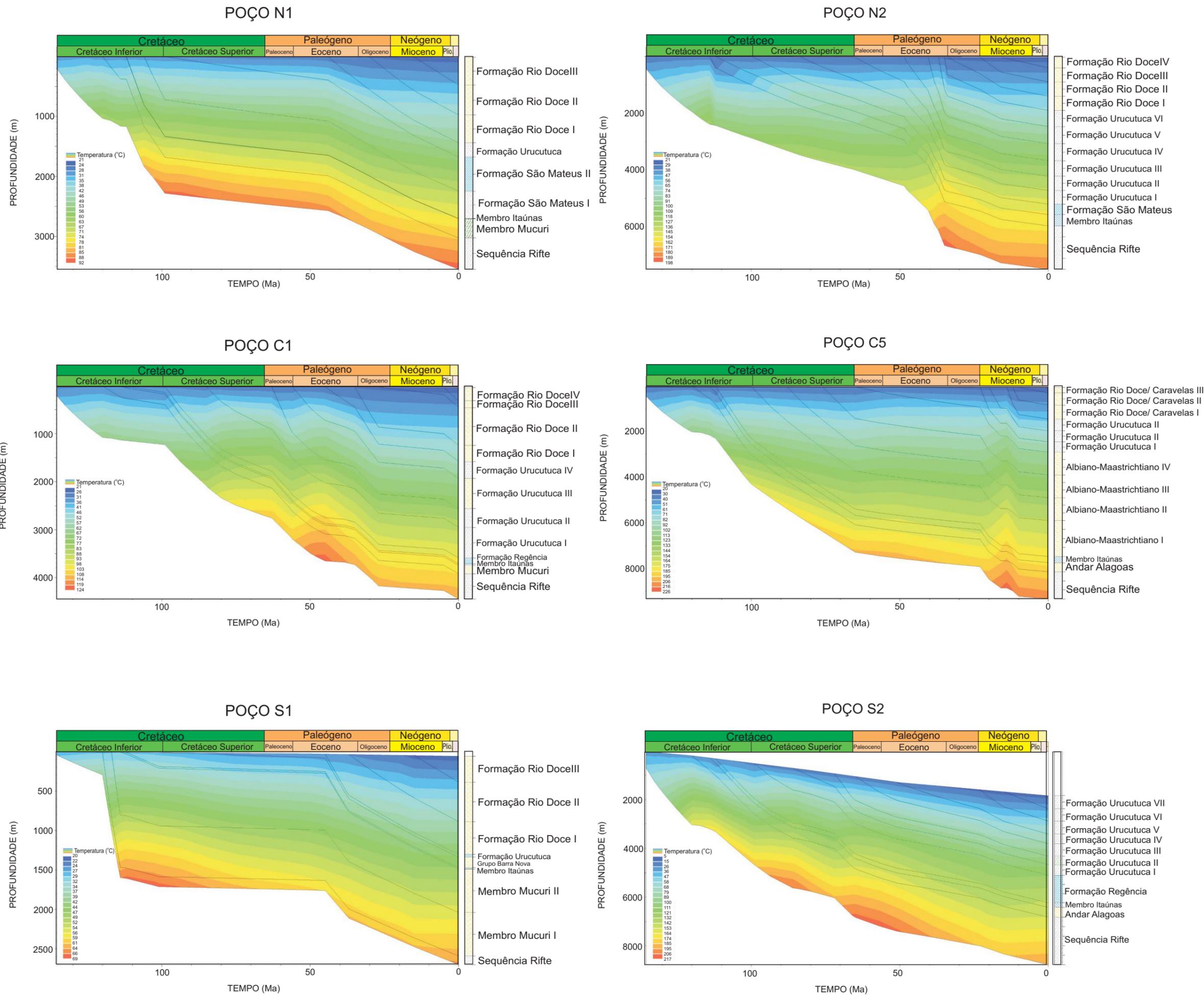


Figura 17: Diagramas com a evolução do fluxo de calor basal gerados a partir da modelagem 1D para os poços N1, N2, C1, C5, S1 e S2.

A temperatura, porosidade e condutividade térmica variam nos poços de acordo com a profundidade e com as características dos sedimentos. Para melhor investigar como estes parâmetros são condicionados, foi avaliada uma seção de três poços da Área Sul da bacia dispostos da seguinte forma: S1 – S5 – S2 (Figura 18a).

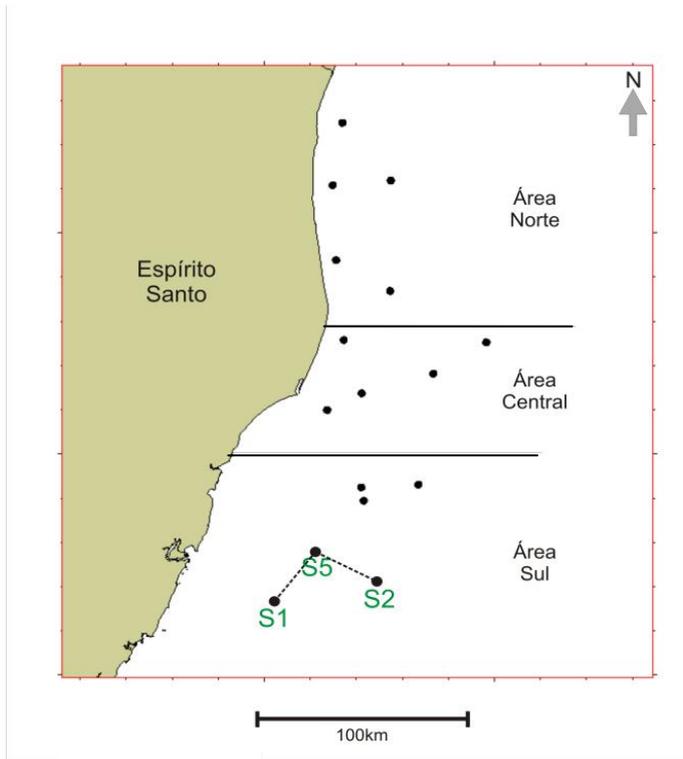


Figura 18a: Mapa com os poços S1-S5-S2 para os quais foi feita uma análise comparativa da variação da temperatura, porosidade e condutividade térmica nas diferentes camadas.

O poço S1 é o mais raso com cota batimétrica de 61m; o poço S5 é de profundidade mediana com 1.206m de cota batimétrica e o poço S2 é o mais profundo com cota batimétrica de 1.841m. A discordância do Maastrichtiano, evidenciada nos gráficos de variação da porosidade mencionados anteriormente, foi utilizada para balizar os poços (Figura 18b).

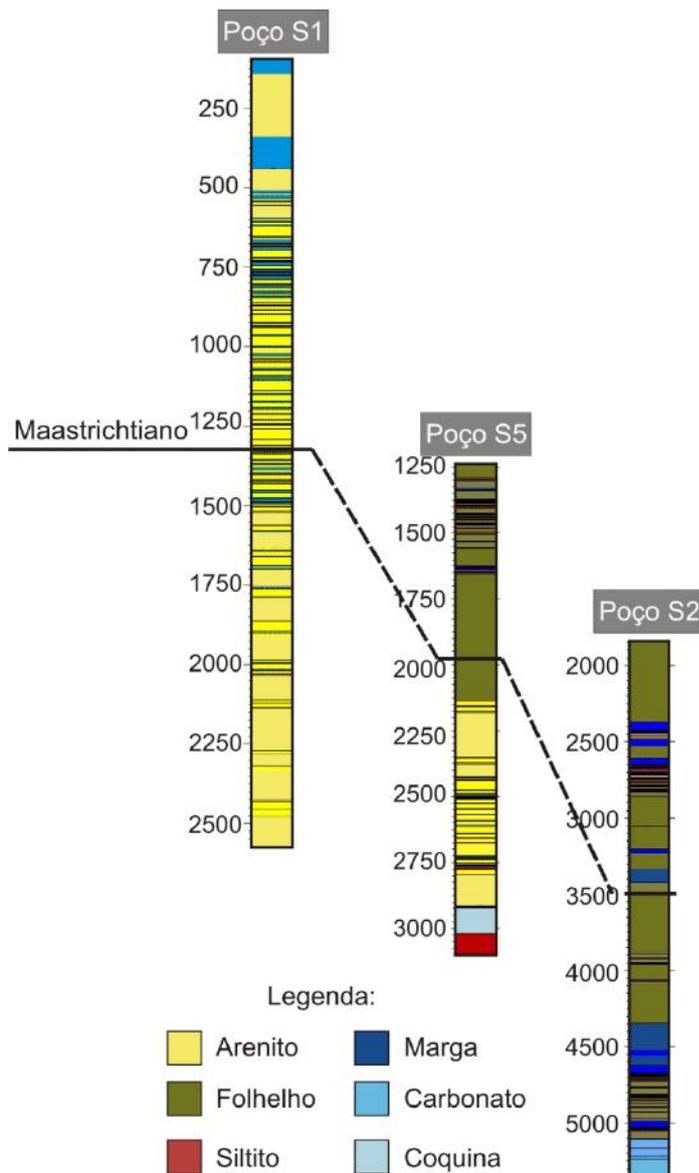
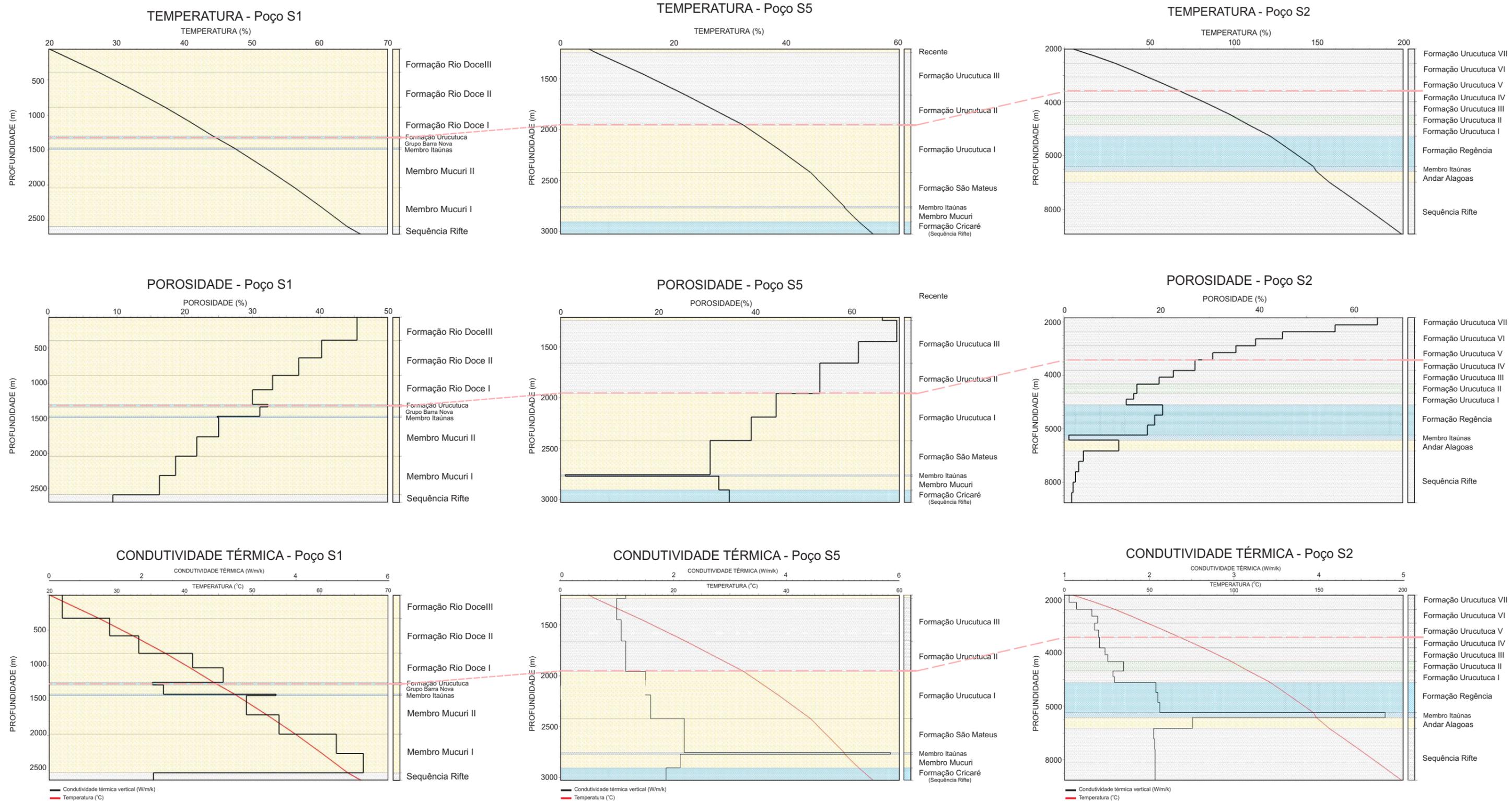


Figura 18b: Seção esquemática entre os poços S1-S5-S2 balizados pela discordância do Maastrichtiano.

Com a seção criada é possível analisar o comportamento da coluna sedimentar da porção mais rasa da bacia até a mais profunda obtendo resultados qualitativos e quantitativos. Para a temperatura, todos os poços apresentam uma leve inflexão na profundidade correspondente ao limite Cretáceo-Paleógeno, indicando uma queda no gradiente de temperatura. Os poços S5 e S2, mais profundos, apresentam outra inflexão no topo da sequência albiana e no topo da camada de sal (andar Alagoas), indicando diminuição e aumento da temperatura respectivamente (Figura 19).

Já para a porosidade, os poços S1 e S5 apresentam uma diminuição desde as camadas mais próximas à superfície (Formação Rio Doce) até as mais profundas (Sequência Rifte) de cerca de 35%, enquanto que para o poço mais profundo, S2, a compactação gera diferenças na porosidade de até 60% em resposta a uma maior compactação das camadas inferiores por estarem a uma maior profundidade. Para todos os poços ocorre incremento de porosidade nas camadas carbonáticas e uma diminuição brusca nas camadas de sal. Uma atenção especial deve ser dada às camadas de sal, pois influenciam fortemente os resultados da modelagem devido às suas características de incompressibilidade, impermeabilidade e de alta condutividade (Figura 19).

Para todos os poços, a curva de condutividade térmica acompanha a queda da curva de temperatura para a superfície, no entanto sofre grande influência da camada de sal, que é muito condutiva, fazendo com que a temperatura da seção inferior caia muito rapidamente transferindo calor para as camadas sobrepostas. O poço S1 apresenta uma influência do sal aparentemente menor que a dos demais poços, provavelmente pelo fato de ser o único poço da seção a apresentar uma espessa sucessão de arenitos acima da camada de sal ao invés de folhelhos e carbonatos. A propriedade condutiva de arenitos é mais alta se comparada a de folhelhos e carbonatos dada sua mineralogia. A condutividade do mineral quartzo é cerca de duas vezes maior que a de minerais argilosos e cerca de seis vezes maior que a de carbonatos. Dessa forma, sendo a condutividade dos arenitos mais alta que de folhelhos e carbonatos, a influência aparente da camada de sal na coluna sedimentar é menor, apresentando menor contraste de condutividade (Figura 19).



Legenda:

Correlação entre os poços com base na discordância do Maastrichtiano

Figura 19: Perfis litológicos dos poços S1, S5 e S2 e diagramas comparativos de temperatura, porosidade e condutividade térmica para as camadas destes poços.

Reunindo as informações fornecidas pelos gráficos gerados pela modelagem 1D é possível perceber que inúmeros fatores condicionam o fluxo de calor e a compactação das camadas, sendo os principais: a posição dos sedimentos, sua mineralogia e os eventos de subsidência. Estes podem condicionar outros fatores, como a pressão capilar, porosidade e condutividade térmica, influenciando assim diretamente na história de soterramento da bacia e conseqüentemente nas condições de maturação, geração, migração, reservatório, selo e trapecamento. A modelagem de sistemas petrolíferos 1D é, portanto, uma importante ferramenta para a exploração de hidrocarbonetos estabelecendo condições limites que tenham favorecido sua acumulação.

4.4) Modelagem: sistemas petrolíferos - maturação e geração de hidrocarbonetos

Os mesmos seis poços utilizados para a modelagem de *backstripping* foram também utilizados para a modelagem aplicada a sistemas petrolíferos (N1, N2, C1, C5, S1 e S2). Foram realizados ensaios de maturação e evolução térmica, bem como uma simulação da taxa de transformação da matéria orgânica. Este estudo de sistemas petrolíferos foi feito com base na principal seqüência potencialmente geradora da bacia, a Sequência Rifte. Neste intervalo houve o maior influxo térmico de toda a bacia, comportando-se de forma mais uniforme. Para os poços que não abrangem as rochas da Sequência Rifte, foi utilizada uma composição padrão com 55% de folhelho, 40% de arenito e 5% de carbonatos, com espessura estimada através de mapeamentos sísmicos regionais.

Para todos os resultados há uma clara segregação de dois grupos de poços. Os poços N1, C1 e S1 formam um primeiro grupo que apresentam valores mais baixos de temperatura e maturação em todos os gráficos. O segundo grupo é formado pelos poços N2, C5 e S2 que apresentam valores mais altos em todos os gráficos. O primeiro grupo

de poços corresponde àqueles perfurados em águas rasas e o segundo grupo aos que estão no domínio de águas profundas.

O gráfico de evolução da temperatura para a Sequência Rifte mostra um pico inicial para todos os poços que corresponde à abertura do rifte, com elevação do manto astenosférico, aumento do fluxo de calor e do estiramento litosférico. Os poços C5 e S2 apresentam este pico mais cedo, representando um momento mais inicial da abertura do rifte. O poço S2 apresenta uma queda na temperatura próxima ao limite K-Pg. Já os poços N2 e C5 apresentam um pico marcante durante o Cenozoico, no limite Eoceno-Oligoceno e durante o Mioceno respectivamente. Os demais poços não apresentam picos claros após a abertura do rifte. Apenas o poço C1 apresenta uma subida suave da temperatura durante o Eoceno. Os poços N2, C1 e C5, que apresentam anomalia térmica durante o Cenozoico, são aqueles que estão localizados no domínio principal do complexo de Abrolhos. Podem ter sido influenciados por este de alguma forma, mesmo que apenas pelo caráter mecânico da deformação, gerando uma subsidência diferencial, já que a modelagem não contabiliza o *input* térmico causado pelo vulcanismo. Os poços mais rasos dentre os estudados, N1 e S1, apresentam uma curva constante, de baixa temperatura após o pico inicial de abertura do rifte. A análise comparativa da evolução térmica para os poços é importante para se estimar os principais momentos propícios para a geração de hidrocarbonetos, dentro das janelas de óleo e gás. Dentre os poços analisados, aqueles do segundo grupo teriam um maior indicativo de possível geração de hidrocarbonetos por apresentarem uma maior evolução térmica para a Sequência Rifte, o que inclui o fato de serem mais profundos, levando a coluna sedimentar a maiores profundidades com maiores temperaturas (Figura 20).

A evolução do grau de maturação para a Sequência Rifte foi reconstruída a partir da história térmica utilizando-se o modelo *Easy%Ro* disponível no PetroMod. No que

diz respeito à geração foram construídos gráficos de taxa de transformação da matéria orgânica e da massa de hidrocarbonetos gerada. A taxa de transformação indica a porcentagem do potencial gerador inicial, que foi convertido em petróleo, caso ocorram intervalos ricos em matéria orgânica no pacote considerado como potencialmente gerador (Landau *et al.*, 2007). A história do processo de conversão do querogênio em petróleo na seção potencialmente geradora de hidrocarbonetos da Sequência Rifte (Formação Cricaré) da bacia do Espírito Santo mostra 100% da taxa de transformação alcançada por esta seção há cerca de 120 Ma no poço S2, há 95 Ma no poço C5 e há cerca de 40 Ma no poço N2, durando até o presente para os três poços. Os demais poços não atingiram as condições de maturação térmica necessária para a efetiva geração de hidrocarbonetos, com o poço C1 atingindo uma taxa incipiente de cerca de 10%. Segundo os resultados da modelagem de maturação, a seção geradora da Formação Cricaré esteve na janela de geração de óleo (reflectância de vitrinita entre 0,7% e 1,35%Ro) durante o Cretáceo Inferior no poço S2, chegando até o início do Cretáceo Superior no poço C5. Já no poço N2, a Sequência Rifte esteve na janela de geração óleo deste o limite K-Pg até o Eoceno superior. O poço C1 teria atingido a janela de geração de óleo apenas no Paleoceno superior. Os demais poços não chegaram a alcançar a janela de geração de óleo. A janela de maturação de gás (reflectância de vitrinita > 1,35%Ro) teria sido alcançada pela seção apenas pelos poços mais profundos da bacia N2, C5 e S2, no Cretáceo Inferior, Cretáceo Superior e Eoceno superior respectivamente.

Com isto, os poços mais profundos da bacia apresentam uma maior suscetibilidade à geração de quantidades econômicas de hidrocarbonetos, atingindo condições ideais com o avanço do processo de soterramento desde o Cretáceo Inferior.

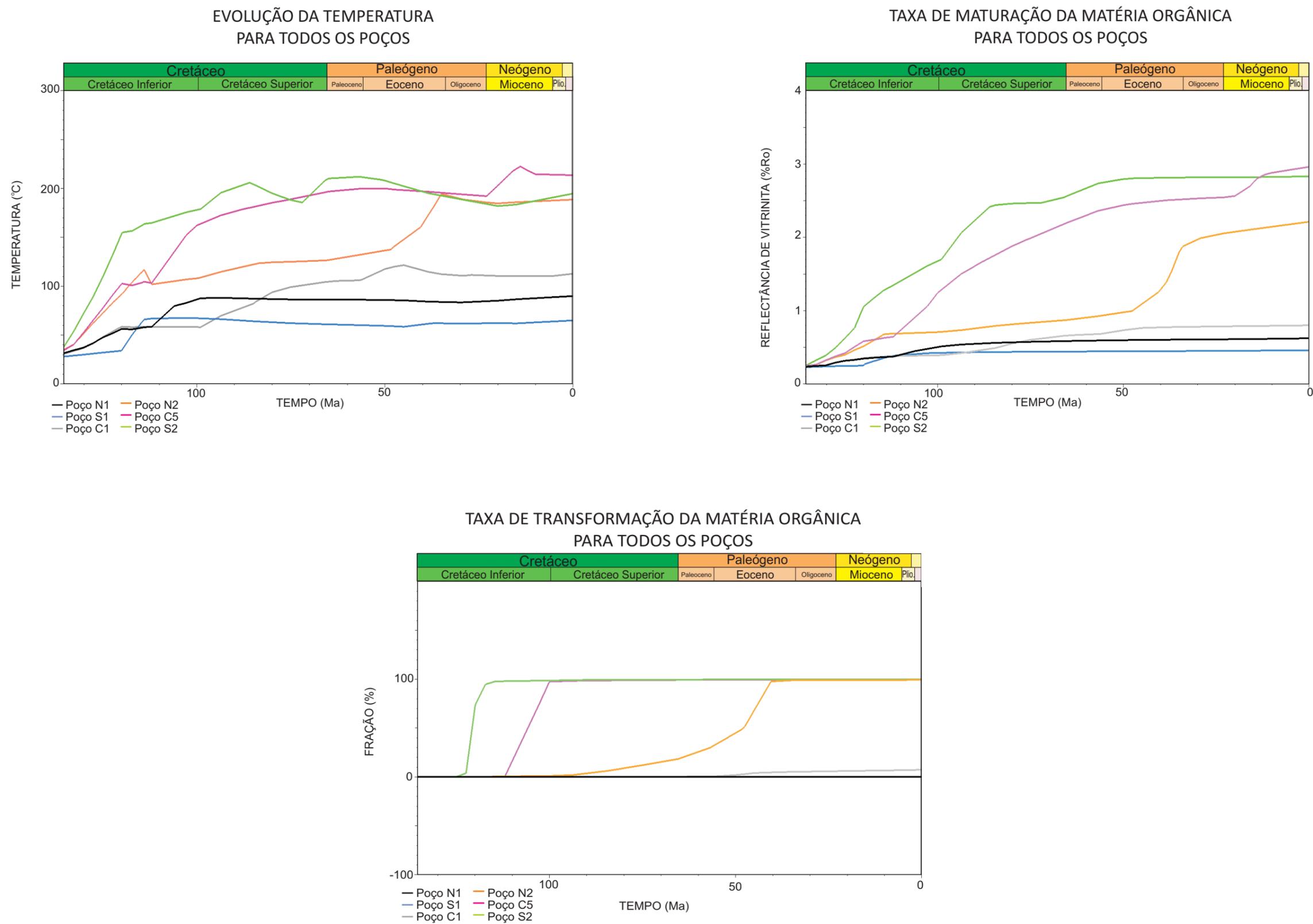


Figura 20: Diagramas relacionados à maturação da matéria orgânica e geração de hidrocarbonetos para os poços N1, N2, C1, C5, S1 e S2.

5) CONCLUSÃO E SUGESTÕES

A bacia do Espírito Santo apresenta dois conjuntos de curvas de porosidade para as rochas de sua seção pós-sal atribuídos à diferenças de compactação entre sedimentos situados na parte rasa e profunda da bacia. A análise das curvas de compactação dos poços apontou para um comportamento distinto entre as rochas depositadas antes do limite Cretáceo-Paleógeno e após este tempo, no que diz respeito à porosidade, mostrando uma queda brusca para as rochas depositadas durante o Cenozoico. Esta característica pode ter sido condicionada por alguns fatores de ordem termo-tectônica ou mesmo mineralógica. A evolução diferencial durante o Cenozoico, provocada principalmente pelo vulcanismo Abrolhos, modificou as condições que controlaram o preenchimento sedimentar durante o Cretáceo, bem como conferiu mudanças termo-mecânicas em suas rochas encaixantes. Além disso, outros fatores como a tectônica do sal e a escavação de vários canais submarinos são parte da complexa evolução da bacia.

A modelagem 1D de sistemas petrolíferos, que fornece bons resultados de forma simples e rápida, é um bom método para se ter uma análise do comportamento das camadas sedimentares através do tempo geológico. Neste âmbito, a análise dos modelos de descompactação mostrou diferenças nas taxas de subsidência para os poços situados nas diferentes porções da bacia. Ao mesmo tempo é evidente o controle do tipo de sedimento (mineralogia principalmente) no comportamento termo-mecânico da bacia, fazendo com que fatores como porosidade, temperatura e condutividade térmica tenham diferentes respostas em função das características sedimentares.

Quanto à aplicação do método para a análise de sistemas petrolíferos, os resultados apontaram mais uma vez para uma segregação da bacia em um domínio raso e outro profundo, o qual foi caracterizado como um melhor potencial para maturação da matéria orgânica e geração de hidrocarbonetos.

Em comparação com as demais bacias de margem atlântica, a bacia do Espírito Santo apresenta uma evolução um pouco distinta do que se tem como padrão para as bacias de rifte, sendo condicionada por um forte controle termo-mecânico do vulcanismo Abrolhos no Cenozoico e pela intensa halocinese. Como sugestão, é indicada a importância de se entender como os principais eventos termo-mecânicos influenciaram no preenchimento sedimentar da bacia e como se deu sua evolução com o avanço do processo de soterramento a fim de se criar um modelo exploratório mais representativo.

Referências bibliográficas

Aagaard, P.& Jahren, J. 2010. Special issue introduction: Compaction processes - Porosity, permeability and rock properties evolution in sedimentary basins. *Marine and Petroleum Geology*, 27 (8) : 1681-1683.

Allen, P.A. & Allen, J.R. 2005. Subsidence and thermal history. *In: Basin Analysis: Principles and Applications*. Editora Wiley-Blackwell, p. 349-401.

ANP. 2007. Nona Rodada de Licitações – Bacia do Espírito Santo. Disponível em <http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/palestras>. Acessado em 22 de maio de 2011.

França, R.L.; Del Rey, A.C.; Tagliari, C.V.; Brandão, J.R. & Fontanelli, P.R. 2007. Bacia do Espírito Santo. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15 (2): 501-509.

Google Earth. 2011. Disponível em <http://earth.google.com>. Acessado em 20 de junho de 2011.

Landau, L.; Bedregal, R.P.; Fernandes, F.L.; Gonçalves, F.T.T.; Carneiro, J.T.G.; Lemgruber, A.; Scherer, C.; Ferreira, D.A.; Silva, E.Z.; Soares, G.L.; Küchle, J.; Zamboni Júnior, N.; Ferreira, W. 2007. Mapeamento e Modelagem dos sistemas petrolíferos das bacias de Cumuruxatiba e Espírito Santo - Relatório Final. *Projeto Lab2M – ANP*. 268p.

Magoon, L.B. & Dow, W.G. 1994. The petroleum system. *AAPG Memoir 60*: 3-24.

Mohriak, W.; Szatmari, P.& Anjos, S.M.C. 2008. *Sal: Geologia e Tectônica*. São Paulo, Editora Beca. 450p.

Schreiner, S; Souza, M.B.F.M.& Migliorelli, J.P.R. 2009. Modelo digital da geomorfologia do fundo oceânico do centro-sul da Bacia do Espírito Santo e norte da Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 17 (2): 365-369.

Tatagiba, D.C.2005. *Predição da qualidade de rochas reservatório siliciclásticas da Formação Urucutuca (Cretáceo Superior), Bacia de Almada*. Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 133p.

Vieira, R.A.B.; Mendes, M.P.; Vieira, P.E.; Costa, L.A.R.; Tagliari, C.V.; Bacelar, L.A.P. & Feijó, F.J. 1994. Bacias do Espírito Santo e Mucuri. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 8 (1): 191 - 202.

Anexos

- 1** Diagrama estratigráfico da bacia do Espírito Santo (França *et al.*, 2007)
- 2** Tabela com a idade e a profundidade dos topos das unidades nos poços utilizados para realizar a modelagem 1D.

Anexo 2

Unidade	Profundidade do topo (m)							Idade(Ma)
	N1	N2	C1	C5	S1	S2	S5	
Formação Rio Doce / Formação Caravelas	14	23	34	67	61	-	-	45-0
Formação Urucutuca	1443	1902	1581	1458	1302	1841	1238	99-45 (99-0 para S2 e S5)
Grupo Barra Nova (Fm. São Mateus/Fm. Regência)	1678	5206	3594	4907	1340	5106	2423	112-99
Membro Itaúnas	2703	5572	3714	7483	1472	6236	2758	114-112
Membro Mucuri	2708	-	3748	7753	1490	6426	2773	120-114
Sequência Rifte	3028	5972	3924	8153	2590	6826	2908	138-120