

## CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO DE HIDROCARBONETOS DO CAMPO DA ILHA DE CAÇUMBA (BACIA DO ESPÍRITO SANTO/MUCURI)

Ualas Magalhães Aguiar (CEUNES) <sup>1</sup>,  
Carlos André Maximiano da Silva (DCN/CEUNES)<sup>2</sup>,

<sup>1</sup> Universidade Federal do Espírito Santo (UFES). Departamento de Ciências Naturais -  
[carlos.am.silva@ufes.br](mailto:carlos.am.silva@ufes.br)

### RESUMO

O Campo de Ilha da Caçumba localiza-se na Bacia do espírito santo, no município de Caravelas (BA), a 6 km sul da cidade de Caravelas. O estudo desse campo teve como principal motivação, a localização do campo. O campo situa-se em uma das bacias mais prolíficas do Brasil, a bacia do Espírito Santo, onde nela são encontradas importantes acumulações de hidrocarbonetos. Um dos exemplos mais notáveis dessa bacia é o campo de Cação. Outro fator de atração neste campo é a importância dos arenitos fluviais e estuários do membro Mucuri, que são formações reservatório do campo da ilha de Caçumba e de imensos reservatórios carbonáticos lacustres do “pré-sal”, onde o estudo desses arenitos possibilita angariar informações sobre a evolução tectonossedimentar dos principais reservatórios dessa camada “pré-sal”. O estudo dessa formação reservatório foi realizado através da caracterização geológica. A caracterização desse campo ocorreu por meio da interpretação e correlação, dos perfis de poços em conjunto com a sísmica 3D do campo, onde se buscou compreender a evolução tectonossedimentar do principal reservatório, localizado entre o Aptiano ao Eoalbiano, e suas estruturas de migração e traçamento. Onde através dessa caracterização geológica do campo, se chegou à conclusão que a formação, em ambiente marinho, e o desenvolvimento (evolução) do principal reservatório convencional arenítico do campo da ilha de Caçumba, possui traçamento do tipo estrutural, com anticlinais em *rollovers* associados a falhas lítricas. Sendo esse conjunto, falhas lítricas e dobras em *rollover*, a combinação perfeita para a migração e o acúmulo de hidrocarbonetos.

Palavras-chaves: Caracterização geológica, Bacia de espírito santo, Perfilagem, Sísmica 3D.

### 1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Espírito Santo, uma das bacias mais prolíficas do Brasil, está localizada na margem sudeste do país. Importantes acumulações de hidrocarbonetos são encontradas tanto na porção *offshore*, nos arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca, como

também na porção *onshore*, nos arenitos fluviais e estuarinos do Membro Mucuri da Formação Mariricu. Os arenitos Mucuri correspondem às fácies marginais dos recém-descobertos e imensos reservatórios carbonáticos lacustres do “pré-sal”. (Morais,2014).

A identificação e compreensão dos controles deposicionais e diagenéticos sobre a qualidade e heterogeneidade de tais reservatórios contribui para a redução dos riscos de exploração e para a otimização na recuperação de petróleo dos campos petrolíferos produtores. O estudo dos arenitos Mucuri possibilita angariar informações sobre as condições ambientais prevaletentes ao longo das margens dos lagos onde formaram-se os reservatórios do "pré-sal", cuja gênese e evolução são ainda pouco compreendidas. (Morais,2014).

O presente estudo tem como principal objetivo a compreensão da evolução tectonossedimentar do principal reservatório de hidrocarbonetos do campo da ilha de Caçumba , localizado entre o Alptiano eo Eoalbino, através da caracterização geológica do campo. Essa caracterização será feita através da integração entre a interpretação de dados sísmicos e geológicos, que terão como base a análise estratigráfica e evolução tectônica da região. Espera-se com isso, de fato, agregar valores ao entendimento das circunstâncias de como o petróleo é armazenado e conservado nessa região.

### 1.1. Área de Ilha da Caçumba

O Campo de Ilha da Caçumba localiza-se na Bacia do espírito santo, no município de Caravelas (BA), a 6 km sul da cidade de

Caravelas. Foi descoberto em 20/04/88. Os limites do bloco delimitam uma área de 2,54 km<sup>2</sup>, onde existem na área e no seu entorno 126 km de sísmica 2D, 22km<sup>2</sup> de sísmica 3D e 10 poços perfurados. O campo localiza-se em uma bacia do tipo Costeira Produtora. Os reservatórios são arenitos da Formação Mariricu/Membro Mucuri, depositados em ambiente flúvio-deltaico, sendo as trapas do tipo estrutural (Morais, 2007) (figura 1).

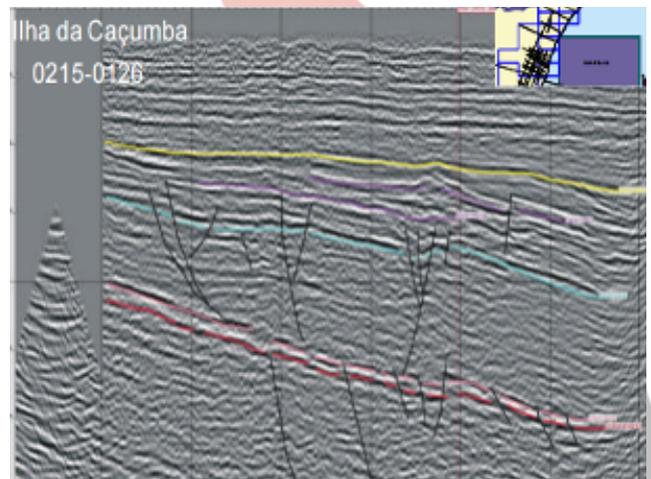


Figura 1: Visão 1D das seção sísmica da ilha de caçunba . Fonte: ANP.

## 1.2. Arcabouço estratigráfico

### 1.2.1. Embasamento

A Bacia do Espírito Santo depositou-se sobre embasamento composto por rochas pré-cambrianas pertencentes à Faixa Araçuaí, situada na Província Mantiqueira. As principais litologias descritas para o embasamento são migmatitos, granulitos, gnaisses e granitóides. (França, 2007)

### 1.2.2. Rochas Sedimentares

A estratigrafia completa da bacia apresenta diversas unidades litológicas que perfazem mais de 10 km de espessura. (França, 2007).

Formação Mariricu: Pertence à fase transicional e é composta por rochas depositadas no Aptiano. Sua espessura máxima é estimada em até 2000 m nos quais estão contidos os membros Mucuri e Itaúnas (Vieira, 1994).

Membro Itaúnas: É composto por sedimentos evaporíticos, depositados no Neo-Aptiano, deformados formando diápiros, domos, línguas e muros de sal. São, principalmente, halitas (região distal), anidritas e carbonatos (Dias, 2005).

Formação Regência /São Mateus: Compreende carbonatos albianos, com predominância de calcilitos. Apresenta calcarenitos de coloração creme clara a cinza com granulometria média a grossa e gradação para clacilitos na região mais distal (Vieira, 1994) (Figura 1.2).

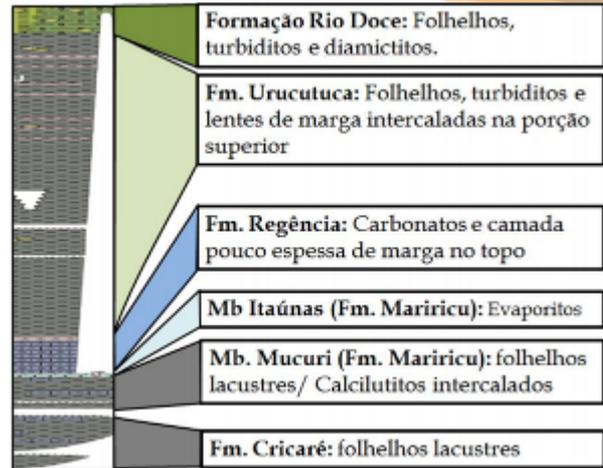


Figura 1.2 Estratigrafia da região distal da Bacia do Espírito Santo (França, 2007)

### 1.3. Perfis geofísicos de poço

Perfil *Gamma Ray* (GR): representa o registro da radioatividade de uma formação. O sistema de unidade utilizado para a medição é o grau API, com variação de 0 a 200 API. A radiação presente nas rochas tem origem na ocorrência natural de U, Th e K. O perfil de raios gama simples fornece a radioatividade destes três elementos combinados. A maioria das rochas é radioativa em certo grau, rochas ígneas e metamórficas são mais radioativas do que as sedimentares.

Perfil Densidade (RHOB): é o registro contínuo da densidade de uma formação. Representa a densidade da rocha como um todo incluindo matriz sólida e fluidos que preenchem os poros. Sua medida baseia-se na

emissão de raios gama que colidem com os elétrons e perdem energia.

Perfil Neutrônico (NPHI): o perfil neutrônico provê o registro da reação da formação ao bombardeamento de nêutrons, fornecendo a porosidade relativa das litologias. Este perfil é utilizado em estudos petrofísicos, em conjunto com o perfil densidade, para o cálculo de saturação de água ( $S_w$ ) e para determinar a presença de gás natural no reservatório, bem como na medição do teor de água presente na formação.

Perfil Resistividade (ILD): perfil de resistividade profunda, medida por indução, apresenta a medida da resistividade das formações, ou seja, apresenta a resistência da rocha à passagem de corrente elétrica, medida a partir da indução de campos elétricos e magnéticos na rocha. Para a medição da resistividade é utilizada a unidade ohm.m.

Perfil Sônico ( $\Delta T$ ): determina o tempo de trânsito de uma onda acústica dentro da formação. É a medida da capacidade de uma formação de transmitir ondas de som. Em termos geológicos, o perfil sônico fornece a variação da porosidade em função das litologias.

## 2. METODOLOGIA

Para o cumprimento dos objetivos propostos neste trabalho, foi necessário seguir um fluxo (Figura 2.1) desde o carregamento dos dados sísmicos e de poços até a interpretação da sísmica 3D.



Figura 2.1: Fluxo de trabalho adotado para o cumprimento dos objetivos.

Para a realização deste fluxo foi necessário cumprir determinados requisitos, tais como, a compreensão dos sistemas petrolíferos ativos na Bacia do Espírito Santo e solicitação à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, de dados públicos de sísmica e poços que foram utilizados para interpretação e entendimento da Bacia.

### 2.1. Interpretação de perfis de poço e pastas de poço

A interpretação dos perfis de poço permitiu a discriminação das litologias presentes no mesmo, através das

características geofísicas de cada litotipo identificadas nos diferentes perfis (*gamma ray*, densidade, sônico, resistividade, etc), definindo a espessura e a profundidade das unidades litológicas encontradas nos poços. Essas informações foram utilizadas como base para a realização da etapa de calibração de poços (Figura 2.2).

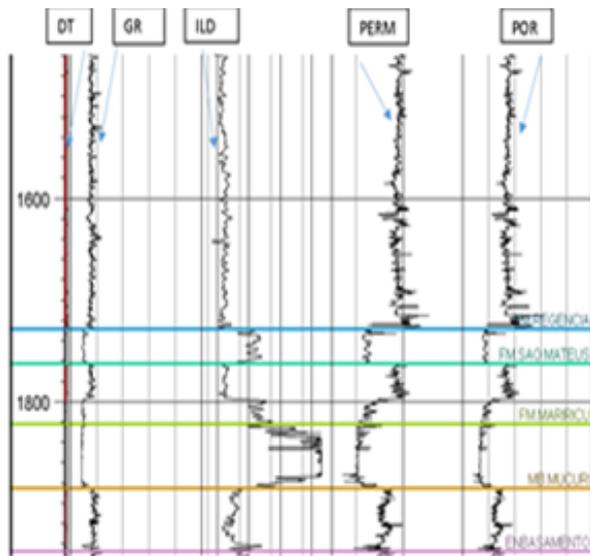


Figura 2.2: Exemplo de interpretação de perfil do poço.

## 2.2. Interpretação da seção sísmica

A interpretação em seção sísmica 3D consiste, primeiramente, na identificação de horizontes cronoestratigráficos. A identificação de um horizonte cronoestratigráfico é realizada por meio do processo de calibração do poço com a seção sísmica 3D. Para realizar a calibração de poços com as seções sísmicas foi necessário conhecer a profundidade de cada horizonte cronoestratigráfico em cada

poço. As profundidades foram obtidas segundo as interpretações dos horizontes nos perfis de poço e na pasta de poço com base a carta estratigráfica da Bacia do Espírito Santo (Figura 2.3).

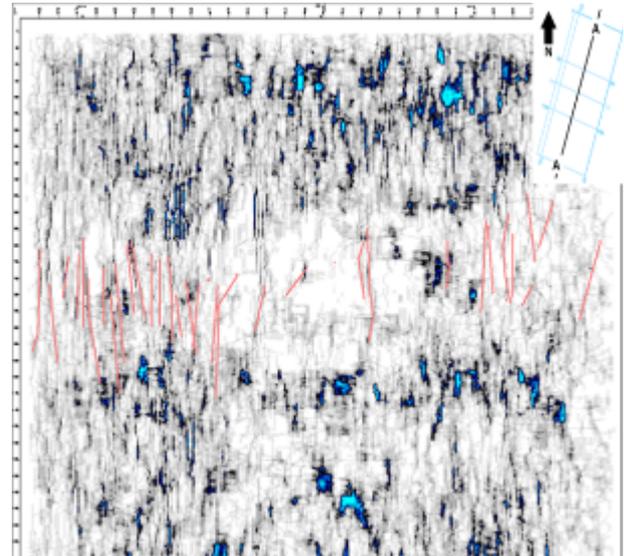


Figura 2.3. Exemplo de interpretação sísmica, falhas verticais representadas pelas linhas em vermelho.

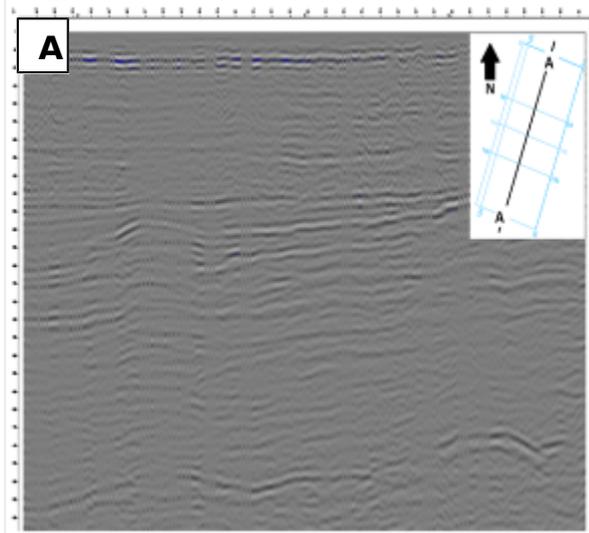
## 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O Pós-Rifte da Bacia do Espírito Santo (*rifte-sag*) é representado por pacotes de sedimentos siliciclásticos (Membro Mucuri) da Formação Mariricu, registros das primeiras incursões marinhas na bacia. Os sedimentos desta fase possuem ampla distribuição areal, assentando-se discordantemente sobre o embasamento Pré-Cambriano (Figura 3.1).



**II CONEPETRO**

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO



**B**

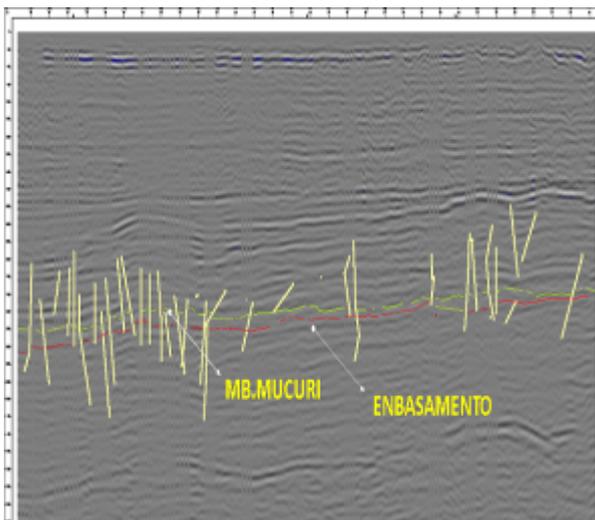


Figura 3.1: (A) Seção sísmica 155.0080, (B). Mesma seção interpretada, evidenciando o embasamento (linha em vermelho) e a formação reservatório, membro Mucuri (linha em amarelo).

A Supersequência Drift possui natureza marinha a continental e foi depositada em

ambientes que incluem o marinho restrito, plataforma rasa, marinho profundo, talude e fluvial. Essa Supersequência engloba no campo, as formações Regência e São Mateus (Figura 3.2).

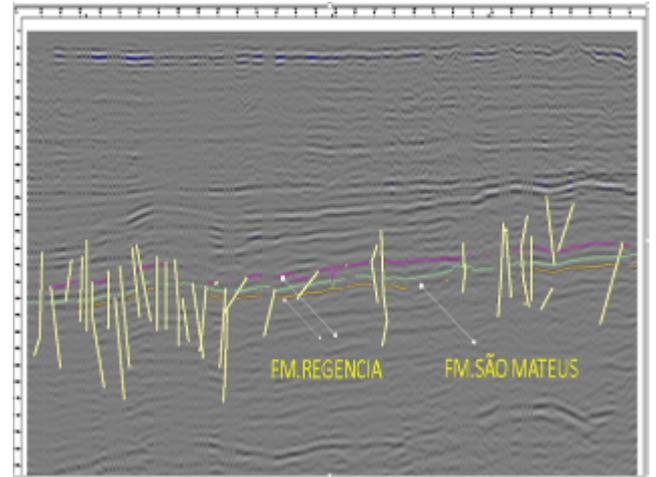


Figura 3.2: Seção sísmica interpretada, evidenciando as formações selantes, formação de São Mateus e Regência (linhas verde e roxa/laranja).

#### 4. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos contribuíram, primeiramente, para o entendimento da geologia da área, permitindo caracterizar o modelo geológico da região, ao integrar-se a sequência estratigráfica reconhecida.

Diante do conjunto de resultados apresentados, conclui-se que a formação, em ambiente marinho, e o desenvolvimento (evolução) do principal reservatório convencional arenítico do campo da ilha de Caçumba, possui traçamento do tipo

[www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)



## II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

estrutural, com anticlinais em *rollovers* associados a falhas lítricas, muito parecidas com as observadas na Plataforma de São Mateus e no campo de Rio Itaúnas. Sendo esse conjunto, falhas lítricas e dobras em *rollover*, a combinação perfeita para a migração e o acúmulo de hidrocarbonetos, dentro do campo (Figura 3.3).

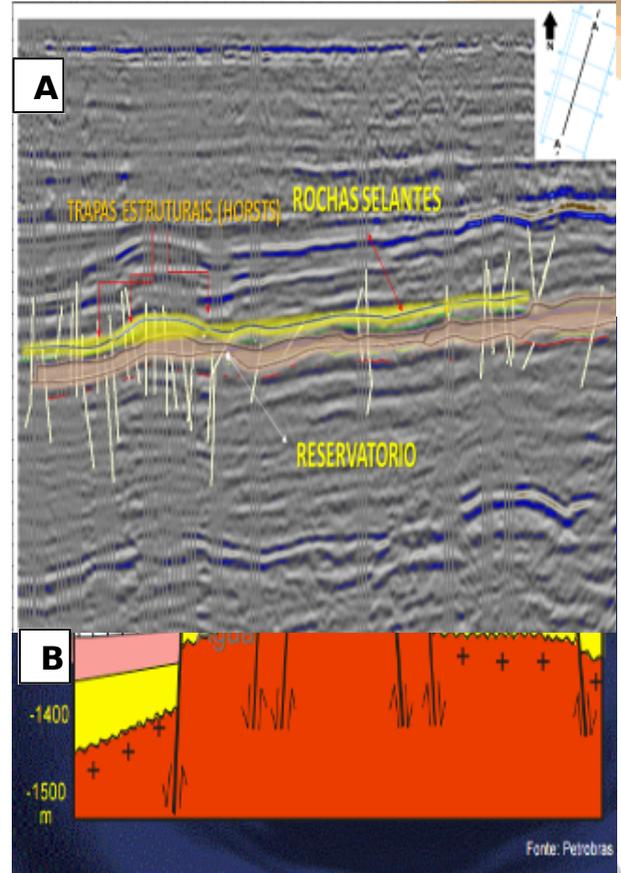


Figura 3.3: (A) Seção Estrutural Strike no Campo de Rio Itaúnas. Fonte: ANP, (B) Interpretação sísmica do sistema petrolífero do campo da ilha de Caçumba.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artigo de periódico:

DIAS, J. L. **Tectônica, estratigrafia e sedimentação no Andar Aptiano da margem leste brasileira.** Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 13, n.1, p.7-25, nov. 2004/maio 2005

FRANÇA, R. **“BACIA DO ESPÍRITO SANTO”.** Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.02, p.501-509, jan. /mar. 2007.

VIEIRA, R. A. B.; MENDES, M. P.; VIEIRA, P. E.; COSTA, L. A. R.; TAGLIARI, C. V.; BACELAR, L. A. P.; FEIJÓ, F. J. **Bacias do Espírito Santo e Mucuri.** Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 191–202, jan./mar. 1994.

Tese/dissertação:

BIASSUSI, A. S. **Análise estratigráfica do terciário inferior da Bacia de Espírito Santo.** 1996. 84 p. Tese (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1996.

MORAIS, Douglas Souza. **Caracterização do sistema petrolífero das águas rasas na Bacia do Espírito Santos com a aplicação de técnicas geofísicas.** 2014. 92 f. Dissertação - (mestrado) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, 2014.

MORAIS, R. M. O. **Sistemas fluviais terciários na área emersa da Bacia do Espírito Santo (formações Rio Doce e Barreiras).** 2007. 144 p. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

VELOSO, Dimitri Ilich Kerbauy. **Evolução tectonossedimentar dos principais reservatórios de hidrocarbonetos do Campo de Golfinho (Bacia do Espírito Santo).** 2013. 59 f. Trabalho de conclusão de curso (Geologia) - Universidade Estadual Paulista, Instituto de Geociências e Ciências Exatas, 2013.



# II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO



**[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)**  
**.br**

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)