

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

Identificação de possíveis acumulações de hidrocarbonetos na Bacia do Espírito Santo através da Interpretação Sísmica 3D, integrada a Análise e Amarração de Perfis Geofísicos de Poço.

Leonardo da Silva Alexandre

Niterói – RJ

2016

LEONARDO DA SILVA ALEXANDRE

Identificação de possíveis acumulações de hidrocarbonetos na Bacia do Espírito Santo através da Interpretação Sísmica 3D, integrada a Análise e Amarração de Perfis Geofísicos de Poço.

Projeto Final 2 apresentado à Universidade Federal Fluminense como requisito para obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

ORIENTADOR: Prof.^a Dr.^a Eliane da Costa Alves

Niterói – RJ

2016

A381

Alexandre, Leonardo da Silva

Identificação de possíveis acumulações de hidrocarbonetos na Bacia do Espírito Santo através da Interpretação Sísmica 3D, integrada a análise e amarração de perfis geofísicos de poço / Leonardo da Silva Alexandre. – Niterói : [s.n.], 2016.

51 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, 2016.

1.Bacia do Espírito Santo. 2.Sísmica. 3.Interpretação sísmica. 4.Perfilagem geofísica. I.Título.

CDD 551.80981

TERMO DE APROVAÇÃO

Projeto Final 2: requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Geofísica, em
23 de Março de 2016, examinada por:

Prof.^a Dr.^a Eliane da Costa Alves – UFF

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva – UFF

Prof. Dr. Arthur Ayres Neto

Niterói – RJ

2016

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família que me apoiou e torceu por mim nesta nova jornada desde o início até a etapa atual e tenho certeza que continuará ao meu lado em muitas outras conquistas.

Agradeço aos meus amigos de toda vida, aos amigos que fiz durante o caminho e principalmente a turma de 2010 que tornou tudo mais leve e divertido. Nesta seleta turma gostaria de agradecer especialmente a Yuri, Shayane, Larissa, que me ajudaram constantemente durante esses anos, e aos belos da geofísica, sempre assustando as barreiras no caminho.

Gostaria de agradecer também a todas as pessoas que trabalharam comigo na ANP/BDEP e me proporcionaram um aprendizado constante, principalmente ao Luciano Lobo que me deu uma chance em um momento muito complicado do mercado. Agradeço também ao André Dias que tem sido uma referência profissional desde o meu primeiro dia na Global Serviços Geofísicos. Obrigado também ao Sr. Jan Stellingwerff Beintema e a OpendTect pelo auxílio prestado.

Não poderia deixar de agradecer a todos os professores da UFF pois sem eles esse trabalho não seria possível, e agradecer especialmente a professora Eliane por tudo que fez por mim durante todo o curso. Muito obrigada professora.

Por último deixo um agradecimento especial ao meu querido avô que acreditou em mim sempre e tenho certeza que olha por mim aonde quer que esteja.

RESUMO

A bacia do Espírito Santo está localizada no litoral do Estado do Espírito Santo e possui uma área terrestre e outra marítima. Com pequenas e numerosas acumulações de hidrocarbonetos o potencial petrolífero da bacia foi comprovado pelas várias descobertas ocorridas durante todos esses anos de exploração. Os intensos processos geológicos sofridos pela bacia atribuem a ela uma fisiografia muito particular. Apesar de sua história de deposição estar diretamente ligada à separação do supercontinente Gondwana, como a maioria das bacias da margem leste brasileira, o vulcanismo de Abrolhos junto à tectônica de sal aumentou a complexidade dos registros geológicos de subsuperfície contidos na bacia.

Este trabalho teve como objetivo a utilização em conjunto dos dados sísmicos 3D e dos perfis de poço na interpretação e identificação de possíveis reservatórios. O foco foi a procura de trapas e potenciais reservatórios de hidrocarbonetos tais como os anteriormente descobertos no mercado e encontrados na pesquisa bibliográfica.

Considerando as limitações dos dados encontrados disponíveis na Bacia do Espírito Santos, o resultado do trabalho foi satisfatório. O mapeamento da Formação Urucutuca, principal geradora e acumuladora de concentrações de hidrocarbonetos, foi realizado tanto na sísmica quanto nos perfis de poço. A complexidade estrutural da bacia abre precedentes para diferentes tipos de trapeamento, como o trapeamento observado nas intercalações entre a Formação Urucutuca e a Formação Abrolhos. Esses pulsos da Formação Abrolhos podem também ter influenciado na maturação do óleo da bacia. Dentro das opções de trapas foram observadas possíveis rochas reservatórios nos poços estudados, tendo um dos poços apresentado uma acumulação de hidrocarbonetos confirmada nos relatórios de poço.

Palavras-chave: Sísmica, Interpretação Sísmica, Perfilagem Geofísica, Perfis Geofísicos, Interpretação de perfis de poço e Bacia do Espírito Santo.

ABSTRACT

The Espírito Santo basin is located on the coast of Espírito Santo, and has a land area and maritime area. With small and numerous hydrocarbon accumulations the petroleum potential of the basin has been proven by several discoveries occurred during all these years of operation. The intense geological processes suffered by the basin ascribe to it a very private physiography. Despite the history of deposition be directly linked to the separation of the super-continent Gondwana, like most of the Brazilian basins at the eastern margin, the Abrolhos volcanism and the salt tectonic increased the complexity of the subsurface geological records contained in the basin.

The objective of this study was to use 3D seismic data with well log interpretation to identify exploratory opportunities. The focus was the search for traps and potential hydrocarbon reservoirs such as those previously discovered in the market and found in literature.

Considering the limitations of the data found available in the Espírito Santos Basin, the result of the work was satisfactory. The mapping of the Urucutuca Formation, main generator and accumulator of hydrocarbon concentrations, was realized such in the seismic data as in the well profiles. The structural complexity of the basin opens different possibilities for types of trapping, as seen in the trapping intercalated between the Urucutuca Formation and Abrolhos Formation. These pulses of Abrolhos Formation may also have influenced the oil maturation of the basin. Within the possible options of traps, were observed in the wells possible reservoir rocks, having one of the wells displayed a hydrocarbon accumulation confirmed in the well reports..

Keywords: Seismic, Seismic Interpretation, Profiling Geophysics, Geophysical profiles, interpretation of well log and the Espírito Santo Basin.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	9
2. OBJETIVO	11
2.1. GERAL	11
3. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA	12
3.1. SÍSMICA 3D	12
4. PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇO	13
4.1. PERFIL DE CALIPER	14
4.2. PERFIL DE RAIOS GAMA	14
4.3. PERFIS NEUTRÔNICOS	15
4.4. PERFIL DE RESISTIVIDADE	16
4.5. PERFIL SÔNICO	17
4.6. PERFIL DE DENSIDADE	18
5. ÁREA DE ESTUDO	18
5.1. LOCALIZAÇÃO	18
5.2. EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR	19
5.2.1. ARCABOUÇO	19
5.2.2. SEDIMENTAÇÃO	20
5.3. ZONAS DE INTERESSE EXPLORATÓRIO	24
6. TECTÔNICA DE SAL	28
7. SISTEMA PETROLÍFERO MARINHO	29
7.1. GERAÇÃO E MIGRAÇÃO	29
7.2. ROCHAS RESERVATÓRIO	30
7.3. ROCHAS SELANTES	31
7.4. TRAPAS	31
8. METODOLOGIA	31
8.1. CARREGAMENTO DOS DADOS	33
9. ANÁLISE DOS DADOS	34
9.2. ANÁLISE DOS POÇOS	38
9.3. CORRELAÇÃO ENTRE SÍSMICA E POÇO	43
10. CONCLUSÃO	47
11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Dados Públicos da Bacia do Espírito Santo (Fonte: BDEP, 2014).</i>	11
<i>Figura 2 - Exemplo de interpretação sísmica, Bacia Potiguar (Fonte: Matos, J. P. L et al, 2010).</i>	13
<i>Figura 3 - Mapa de localização da Bacia do Espírito Santo (Fonte: Alterado BDEP, ANP, 2014).</i>	19
<i>Figura 4 - Seção geológica strike simplificada da Bacia do Espírito Santo (Fonte: Fundação Paleontológica Phoenix, 2004).</i>	21
<i>Figura 5 - Plays exploratórios da Bacia do Espírito Santo, presença de barreiras de sal (Fonte: Fundação Paleontológica Phoenix, 2004).</i>	23
<i>Figura 6 - Carta Estratigráfica da Bacia do Espírito Santo (França et al., 2007).</i>	25
<i>Figura 7 - Carta Litológica da Bacia do Espírito Santo (França et al., 2007).</i>	26
<i>Figura 8 - Play Urucutuca (Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2012)</i>	27
<i>Figura 9 - Play Urucutuca Contra Domo de Sal (Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2012)</i>	28
<i>Figura 10 - Principais mecanismos de movimentação de sal - Modificado de Jackson & Talbot (1986) com inserção da figura de Cobbold & Szatmari (1991) (Fonte: R. P. C. Sampaio, 2011).</i>	30
<i>Figura 11 - Fluxograma do trabalho (Fonte: Elaborada pelo autor).</i>	32
<i>Figura 12 - Programa escolhido 0253_DOMOS_SAL (Fonte: BDEP, 2016).</i>	32
<i>Figura 13 - Visualização do dado com a time slice no software OpendTect.</i>	33
<i>Figura 14 - Inline 322 interpretada.</i>	35
<i>Figura 15 - Inline sem a identificação da estrutura.</i>	36
<i>Figura 16 - Crossline sem a identificação da estrutura.</i>	36
<i>Figura 17 - Visualização em 3D permite a visualização da estrutura.</i>	37
<i>Figura 18 - Continuidade lateral interrompida por estrutura geológica.</i>	38
<i>Figura 19 - Topo da Formação Urucutuca no poço 1-BRSA-719-ESS.</i>	40
<i>Figura 20 - Formação Urucutuca e Abrolhos intercaladas no perfil do poço 1 - BRSA719 – ESS</i>	41
<i>Figura 21 - Perfis da Perfilagem Geofísica do Poço 1-ESS-0015-ES, Formação Urucutuca.</i>	42
<i>Figura 22 - Dados do Poço 1-ESS0087-ES</i>	43
<i>Figura 23 - Extração da Wavelet.</i>	44
<i>Figura 24 - Amarração do poço 1-ESS0087-ES</i>	45
<i>Figura 25 - Amarração do poço 1-BRSA719-ESS</i>	46

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Plays e Reservatórios (Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2012)</i>	27
<i>Tabela 2 - Curvas presentes no poço 1-BRSA-719-ESS</i>	38
<i>Tabela 3 - Curvas presentes no poço 1-ESS-0015-ES</i>	38
<i>Tabela 4 - Curvas presentes no poço 1-ESS-0087-ES</i>	39

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por fontes energéticas, combustíveis e produtos derivados do petróleo contribuíram significativamente para o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras. Devido ao potencial exploratório do Brasil grandes empresas se instalaram no país em busca de novas áreas de exploração e alavancaram a economia do cenário petrolífero brasileiro. A pesquisa do petróleo na Bacia do Espírito Santo foi iniciada em terra em 1958, ocorrendo à primeira descoberta, também em terra, em 1969 do Campo de São Mateus. Na década de 70 houve uma intensificação exploratória com a descoberta dos campos de Fazenda Cedro e Lagoa Parda. A primeira estratigrafia formal da bacia foi apresentada por Asmus et al. (1971), sofrendo várias alterações até a carta apresentada por Vieira et al. (1994) e tendo sua versão mais recente realizada por França et al. (2007). A ANP divide o histórico exploratório da Bacia do Espírito Santo em cinco ciclos:

O primeiro ciclo exploratório da bacia iniciou-se em 1959 com seu término em 1971. Durante esse ciclo, além da descoberta do Campo de São Mateus citada anteriormente, ocorre à perfuração do primeiro poço na plataforma continental brasileira. O poço 1ESS 0001 ES foi perfurado em 1968. Apesar de ter sido descoberto no primeiro ciclo exploratório, a produção no Campo de São Mateus ocorreu somente no segundo ciclo, em 1973.

Este novo ciclo exploratório foi iniciado em 1972 e teve duração de sete anos, sendo finalizado em 1979. O Campo de Lagoa Parda foi descoberto em 1978, os reservatórios arranjam-se em ciclos que se iniciam com granocrescência ascendente (Cosmo et al. 1991), cada um deles tendo até 6 m de espessura. Apesar de serem intercalados a camadas de argilito e arenito fino a muito fino, tais camadas apresentam geometria descontínua facilitando a interconectividade entre cada corpo arenoso.

Antes desta descoberta, foi descoberto o primeiro campo marítimo, em 1977. O Campo de Cação fica localizado em lâmina d'água de 19 m e distante 7 km do litoral do Estado do Espírito Santo. O preenchimento de uma feição em rollover, parcialmente erodida pelo desenvolvimento do Paleocânion de Fazenda Cedro, por sedimentos marinhos pelíticos efetivaram o trapeamento que reteve uma coluna de óleo com 160 m de altura. A reserva original do campo era de 17 milhões de barris (Alves et al. 1998).

A infraestrutura de transporte – oleoduto e gasoduto – começou a operar em 1981 durante o terceiro ciclo, iniciado em 1980 indo até 1989. Foi durante este ciclo que se caracterizou um pico nos trabalhos de exploração da bacia. Foram perfurados 70 poços

exploratórios nos anos de 1981 e 1982, além da descoberta de sete campos na porção terrestre (1981). Apesar da descoberta do Campo de gás de Congoá na porção offshore da bacia ter sido em 1988, o primeiro fornecimento de gás já havia sido feito em 1982, para a Aracruz Celulose, a partir do Campo de São Mateus.

Na década de 90, mais precisamente entre 1990 e 1997, ocorreu o quarto ciclo de exploração. Este ciclo demonstra um processo de estagnação da bacia, evidenciado pela quantidade reduzida de poços perfurados. O Estado dá a concessão para distribuição de gás canalizado, com exclusividade, à BR-Distribuidora no final do ano de 1993 e, em 1996, ocorre à descoberta do Campo de gás de Peroá.

Com a criação da ANP e a abertura do mercado para novas empresas, a bacia entra em uma nova fase de exploração. Este quinto ciclo exploratório tem seu início em 1998, alavancando assim novas descobertas, como a do campo Fazenda São Rafael no ano 2000. A primeira descoberta realizada em águas profundas, o Campo de Golfinho, com óleo leve e gás associado ocorre em 2003, junto com este campo são descobertos o também campo marítimo de Camarupim e os terrestres Inhambu e Jacutinga. O campo de Camarupim Norte é somente descoberto no ano de 2007.

A Bacia do Espírito Santo tem apresentado o maior número de descobertas significativas nos últimos dez anos, se tornando a segunda maior produtora de petróleo do Brasil (Zalán, 2012). Nas águas profundas do pós-sal, em arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior e Cenozóico, foram descobertos, além do Complexo de Golfinho e dos outros citados anteriormente, gás e óleo como Canapu, Carapu, Tot, Indra, Cocada, Pé-de-Moleque, Quindim, Malombe e Grana Padano.

A geologia das águas profundas e ultra profundas desta bacia é extremamente complexa. As acumulações são geralmente pequenas, mas numerosas e próximas umas das outras, permitindo assim o aproveitamento comercial das mesmas e demonstrando o potencial petrolífero da bacia.

2. OBJETIVO

2.1. GERAL

Este trabalho tem como objetivo interpretar dados sísmicos 3D, com o auxílio de perfis geofísicos de poço para identificar prováveis rochas reservatório devidamente seladas. O estudo tem como foco a Formação Urucutuca devido as suas características e seu histórico de acumulação e geração de hidrocarbonetos. A utilização de dados de poço para a construção de sismograma sintético visa a correlação entre sísmica e poço para assim melhorar os dados e a precisão da Formação alvo. A seleção do programa sísmico e dos poços foi feita pelo webmaps do BDEP (Figura 1) e os dados foram cedidos pela ANP, oriundos dos dados públicos do acervo da Agência.

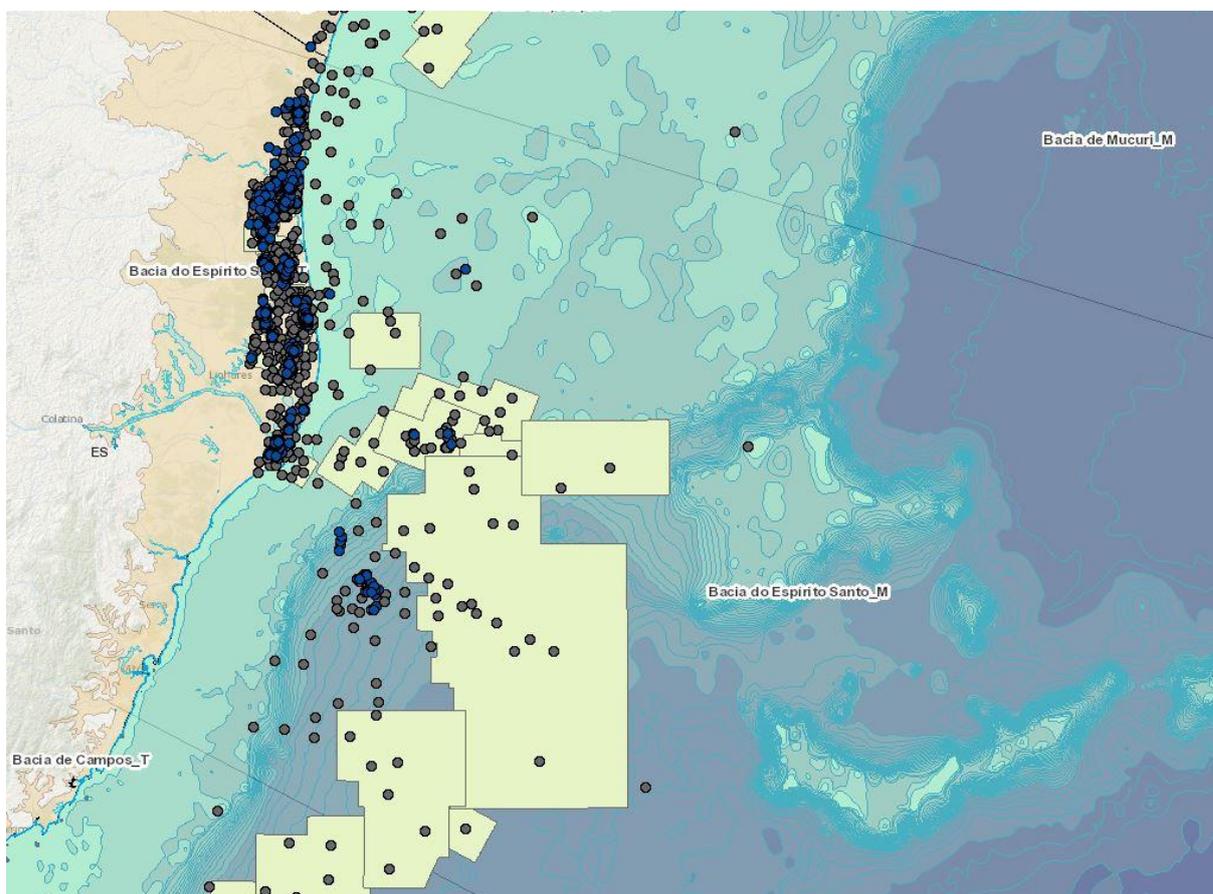


Figura 1 - Dados Públicos da Bacia do Espírito Santo (Fonte: BDEP, 2014).

3. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

A fácies sísmica é uma unidade tridimensional determinada e constituída de reflexões sísmicas com parâmetros próprios que a diferem das adjacentes (Brown Jr. & Fisher (1980) apud Severiano Ribeiro, 2001), sendo responsáveis pelas reflexões sísmicas registradas nos sismogramas. Isso se dá a uma série de fatores geológicos tais como litologia e feições deposicionais que por contraste de impedância acústica causam estas reflexões posteriormente gravadas e transformadas em imagens pelo processamento sísmico.

A interpretação sísmica consiste em analisar as imagens fornecidas através do processamento de dados referentes a um levantamento geofísico sísmico. A partir de um prévio estudo geológico e do estudo do método sísmico, o interprete busca todo tipo de informação que o dado pode lhe fornecer marcando nas imagens todas as estruturas que o mesmo reconhece visualmente como presente no dado (Figura 2). As duas abordagens de interpretação propostas por Kearey (2009) são a análise estratigráfica e a análise estrutural. A análise estratigráfica objetiva a representação das sequências deposicionais distintas da bacia, enquanto a análise estrutural tem como objetivo identificar diferentes geometrias dos refletores e assim localizar possíveis trapas estruturais.

3.1. SÍSMICA 3D

Este tipo de sísmica tem como propósito conseguir uma melhor resolução da geologia de subsuperfície, pois amostra um volume de subsuperfície e não somente uma área contida em um plano vertical, como ocorre nos levantamentos 2D. Os raios refletidos são representados por grupos de chegadas reunidos. O princípio do ponto médio comum também é utilizado no levantamento tridimensional, sendo cada família CMP representante de uma área.

As seções sísmicas podem ser simuladas para qualquer azimute da área de levantamento a partir de cortes verticais, possibilitando também uma representação bidimensional. Um corte horizontal feito no volume de dados demonstra planos de reflexões interceptadas por qualquer plano de tempo (corte temporal), esse tipo de corte é normalmente utilizado para o mapeamento de estruturas tridimensionais.

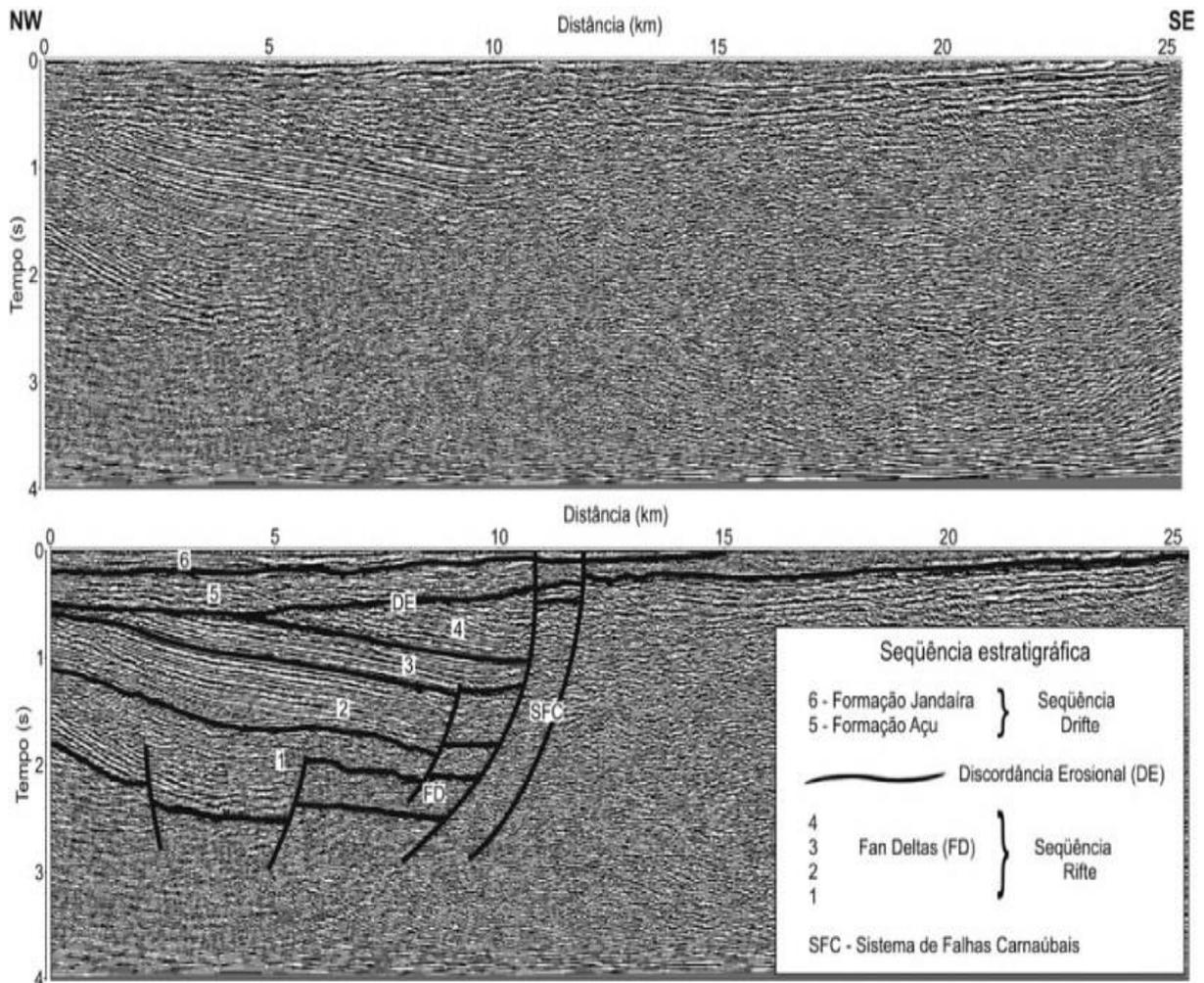


Figura 2 - Exemplo de interpretação sísmica, Bacia Potiguar (Fonte: Matos, J. P. L et al, 2010).

4. PERFILAGEM GEOFÍSICA DE POÇO

A perfilagem de poço é o registro das propriedades física das rochas realizado continuamente ao longo de um poço. Através da perfilagem é possível obter importantes informações geológicas da área estudada, tais como mergulho das camadas, espessura, litologia da formação, identificação de fluídos e fraturas, além da avaliação da qualidade do reservatório. A capacidade de definir a profundidade das interfaces geológicas é utilizada para correlacionar informações entre poços ou entre poço e um dado sísmico, por exemplo. Com a obtenção de informações sobre as propriedades fundamentais da rocha são atingidos objetivos quantitativos como porosidade, resistividade, radioatividade, volume de argila e saturação de fluidos. Esses dados são obtidos através de ferramentas que se utilizam de técnicas de um levantamento geofísico para aferir os parâmetros da formação.

Os principais tipos de perfis são Perfil de Caliper, Raios Gama, Neutrônico, Resistividade, Sônico e Densidade, sendo conhecidos como a suíte básica de uma perfilagem geofísica.

4.1. PERFIL DE CALIPER

A subida e a descida da coluna de perfuração partes das paredes do poço acabam caindo em direção ao fundo. Este arrombamento é muito comum durante a perfuração e faz com que o diâmetro do poço nessas regiões seja muito maior que o planejado. Por outro lado, o acúmulo de partículas na parede do poço diminui o diâmetro planejado, criando o reboco. Para avaliar o poço é utilizada uma ferramenta que se acopla na parede do poço e mede o diâmetro do mesmo, possibilitando a comparação entre diâmetro real e o planejado. Apesar de simples, o perfil de caliper, é um perfil de grande importância, pois a maioria das ferramentas de perfilagem não penetra profundamente a parede da formação.

4.2. PERFIL DE RAIOS GAMA

Os Raios Gama Naturais são oriundos do K^{40} , U e Th e estes elementos estão presentes nas chamadas rochas radioativas. Dependendo da quantidade de elementos radioativos as rochas podem ser mais ou menos radioativas. Segundo Nery (2013) as rochas podem ser divididas em três grupos distintos, de acordo com sua radioatividade natural:

Rochas altamente radioativas - folhelhos e argilas de águas profundas, folhelhos pretos betuminosos e evaporitos potássicos;

Rochas mediamente radioativas – folhelhos e arenitos argilosos de águas rasas e carbonatos argilosos;

Rochas de baixas radioatividades – carvões, em sua maioria, e evaporitos não potássicos.

As ferramentas de Raios Gama de poço medem a energia captada dos elementos radioativos através de cintilômetros contendo um cristal que emite luz ao ser atingido por um fóton. O perfil convencional desta ferramenta, que possui esse nome por não discriminar os elementos radioativos e medir a soma da influência dos três elementos, possibilita a distinção entre os folhelhos e/ ou argilas e os demais tipos litológicos. Sabendo disso pode ser utilizado como indicador do teor de folhelho ou da argilosidade das rochas.

Para uma interpretação quantitativa deste perfil é necessário estabelecer uma relação linear, denominada Índice de Radioatividade (IGR), para posteriormente calcular a argilosidade. Para isso é necessário estipular um valor máximo de radioatividade (GR_{Max}) através da média de valores máximos dos folhelhos e um valor mínimo (GR_{min}) que possivelmente estará ligado a um arenito mais limpo. Resolvendo o IGR através da fórmula $IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$, considerando GR o valor medido na área da formação escolhida, pode-se então calcular a argilosidade (V_{shGR}) através das equações de Larinov (Asquith & Krygowski, 2004):

$$V_{shGR} = 0,083(2^{(3,7 \times IGR)} - 1), \text{ para rochas de idade terciária ou mais nova.}$$

$$V_{shGR} = 0,33(2^{(2 \times IGR)} - 1), \text{ para rochas de idade pré-terciária.}$$

De acordo com Asquith & Krygowisk (2004), outra equação utilizada para o cálculo da argilosidade seria a de Steiber:

$$V_{shGR} = \frac{IGR}{3 - 2 \times IGR}$$

4.3. PERFIS NEUTRÔNICOS

Os nêutrons são partículas que não possuem carga elétrica, podendo assim, penetrar profundamente na matéria interagindo elástica ou inelasticamente. Os perfis Neutrônicos medem uma radioatividade induzida artificialmente na rocha pelas ferramentas neutrônicas.

Segundo Nery (2013), essas ferramentas possuem uma fonte de nêutrons e um, dois ou quatro detectores. A fonte bombardeia a rocha com nêutrons de alta energia ou velocidade e, esses nêutrons rápidos, sofrem sucessivas e múltiplas colisões perdendo parte da energia inicial. Após essa perda de energia os nêutrons atingem a energia termal do meio e se difundem sem mais perdas de energia até serem capturados por qualquer núcleo dos elementos da matéria. Este núcleo ao capturar nêutrons se torna excitado emitindo raios gama de alta energia. As maiores perdas ocorrem quando os nêutrons se chocam com núcleos de massa praticamente igual a sua como é o caso do hidrogênio. Todas as ferramentas neutrônicas dependem da quantidade de hidrogênio ou outros absorvedores

Este perfil é utilizado na medição da porosidade e como um discriminador entre gás e óleo, além de ajudar na identificação de litologia em conjunto com o perfil de densidade (RIDER, 2002).

4.4. PERFIL DE RESISTIVIDADE

A resistividade é a medida, feita em ohm.m, da oposição de um material ao fluxo de corrente elétrica, ou seja, é a propriedade física que impede o fluxo desta corrente. As ferramentas utilizadas neste perfil partem do princípio de funcionamento da indução magnética, onde uma bobina transmissora gera uma corrente alternada que produz a sua volta um campo eletromagnético variável.

Quando uma corrente elétrica atravessa um fio condutor, cria em torno dele um campo magnético. Usando este resultado, Michael Faraday, provou que o contrário também ocorria, demonstrando que um campo magnético induz uma corrente elétrica. Segundo NERY (2013), a magnitude desta corrente está ligada a permeabilidade magnética do meio, a potência da energia aplicada, a quantidade de voltas e a distância entre as espiras da bobina, a distância e posição entre as próprias bobinas e a direção ou o sentido relativo entre ambas as bobinas.

A ferramenta do perfil consta de duas bobinas, uma receptora para detectar os sinais provenientes do poço e uma transmissora usada para energizar as rochas que circundam o poço. Ao penetrar na rocha o campo primário induz uma corrente elétrica que desenvolve um campo magnético secundário, que é diretamente proporcional à condutividade elétrica das rochas. Quanto menor a condutividade da rocha, menor será o campo secundário criado.

Através deste perfil pode ser calculado o fator de formação, a saturação de água e a saturação de hidrocarbonetos do reservatório utilizando as seguintes equações:

$$F_R = \frac{R_o}{R_w}$$

Onde,

F_R = Fator de resistividade da formação

R_w = Resistividade da água que satura uma rocha

R_o = Resistividade da Rocha com poros preenchidos somente por água

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Onde,

S_w = Saturação da Água

a = Coeficiente de tortuosidade

R_w = Resistividade da água que satura uma rocha

ϕ = Porosidade

m = Coeficiente de cimentação

R_t = Resistividade da Rocha com poros preenchidos por água e hidrocarbonetos

n = Expoente de Saturação

$$S_h = 1 - S_w$$

Onde,

S_h = Saturação de hidrocarbonetos

S_w = Saturação da Água

4.5. PERFIL SÔNICO

A ferramenta utilizada neste perfil emite um pulso sonoro muito curto e de alta amplitude através de um transmissor de frequência constante. O pulso, emitido radial e simetricamente pelo transmissor, se propaga nas camadas e ativa os dois receptores. Estes receptores ficam posicionados em distâncias predeterminadas e fixas.

Cada receptor mede a primeira chegada compressional, que chega após certo tempo da emissão do pulso, e calcula a diferença de tempo entre elas para registro. Os tempos calculados representam a diferença de tempo final entre o primeiro e o segundo receptores.

Este perfil apresenta uma curva representativa da medida do tempo que a onda sonora leva para atravessar certa espessura de rocha, ou seja, mede a vagarosidade. A partir desta vagarosidade é obtida a velocidade. Com essas velocidades é possível criar um perfil sísmico sintético que será de grande ajuda no refinamento da interpretação sísmica.

Segundo Wyllie, Gregory & Gardner (1956) o tempo de trânsito é simplesmente o valor médio entre os tempos dos elementos envolvidos na trajetória do pulso sonoro. Tendo em vista este argumento o perfil sônico pode vir a determinar a porosidade da rocha. Sendo admitido que a rocha é formada por uma matriz sólida de tempo Δt_m ou velocidade V_m , de um fluido de tempo Δt_f ou velocidade V_f e de uma porosidade ϕ , a diferença a ser registrada pode ser dada por:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_m$$

Ou

$$\frac{1}{V} = \frac{\phi}{V_f} + \frac{(1 - \phi)}{V_m}$$

E a porosidade sônica por:

$$\phi_s = \frac{\Delta t + \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

4.6. PERFIL DE DENSIDADE

O Efeito Compton é a colisão de um fóton de energia média com um átomo qualquer. Os raios gama, ao atravessarem um meio qualquer, interagem com os átomos e elétrons orbitais do meio. Quanto maior a probabilidade de choque maior as chances de ocorrer uma interação entre os raios gama e a matéria. O perfil de densidade registra continuamente as variações das densidades das camadas com a profundidade. Esse registro acontece quando um feixe monoenergético de raios gama, de intensidade fixa, sai da fonte e se choca sucessivamente com os elétrons da formação através do Efeito Compton. Com os raios gama se dispersando ou sendo absorvidos, a intensidade do feixe inicial diminui, em função da mudança na densidade eletrônica, sendo então medida pelo detector, logo, quanto maior a densidade da rocha em análise, menos a intensidade da radiação no detector. Segundo NERY (2013), sendo o Efeito Compton diretamente proporcional ao número de elétrons por unidade de material e, sendo o número de elétrons por unidade de volume proporcional à densidade do material, fica deduzido que o perfil responde diretamente a densidade e inversamente à porosidade.

5. ÁREA DE ESTUDO

5.1. LOCALIZAÇÃO

A bacia do Espírito Santo (Figura 3) possui uma área de 41500 km² sendo 3000 km² correspondentes à parte terrestre. Localizada entre os paralelos 18°20' e 21°00'S, a bacia é delimitada geologicamente pelo Alto de Vitória ao sul, pelo embasamento cristalino a oeste e a leste pelo complexo vulcânico de Abrolhos (França & Tokutake, 2004). Ao norte, o limite com a bacia de Mucuri é correspondente ao prolongamento costa afora da divisa entre os estados do Espírito Santo e Bahia. Na porção terrestre, a bacia está posicionada a sudeste do Cráton de São Francisco.

O complexo vulcânico de Abrolhos atribui à bacia uma fisiografia particular, evidenciada por um alargamento da plataforma continental. Esse alargamento é demonstrado por um aumento de uma média de 40 km de largura ao sul para 240 km na porção centro-norte.

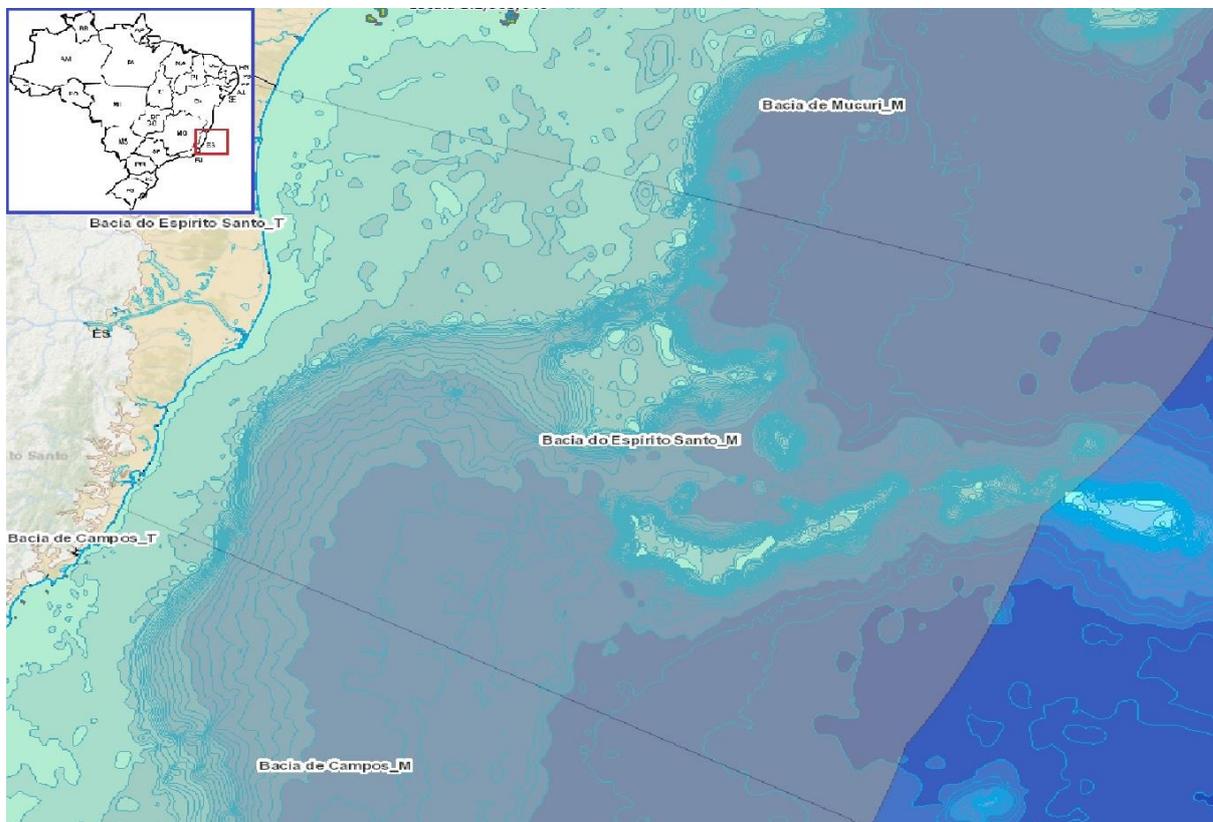


Figura 3 - Mapa de localização da Bacia do Espírito Santo (Fonte: Alterado BDEP, ANP, 2014).

5.2. EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

5.2.1. ARCABOUÇO

A evolução tectono-sedimentar da bacia está relacionada à separação do supercontinente Gondwana, como a maioria das bacias da margem leste brasileira. Sendo a faixa pré-cambriana aflorante da bacia constituída de rochas infracrustais, representadas por migatitos, granulitos, gnaisses granatíferos e granitoides que pertencem ao Cráton do São Francisco e possuem a estruturação orientada para norte-nordeste (França & Tokutake, 2004). Os alinhamentos N20-30E possuem a mesma direção das estruturações (foliações e falhas) herdadas dos ciclos orogênicos do Pré-Cambriano. Aqueles orientados para NW encontram-se, em sua maioria, agrupados paralelamente em uma faixa, a oeste de Vitória. Representam uma

zona altamente cataclada, associada a falhas de empurrão, conhecida como Faixa Cataclada de Colatina (França & Tokutake, 2004).

De acordo com França & Tokutake (2004), a porção terrestre está subdividida em quatro regiões morfoestruturais (Figura 4): Plataforma de São Mateus, Paleocânion de Fazenda Cedro, Plataforma de Regência e Paleocânion Regência. O embasamento encontra-se raso na Plataforma de São Mateus, tornando-se profundo na Plataforma de Regência, diminuindo a profundidade no Paleocânion Regência. Ainda na porção terrestre, e cortando estas regiões, destaca-se uma feição estrutural de direção predominante N-S, assinalada por falhas de grande rejeito vertical em locais de brusca variação na espessura do pacote sedimentar. Esta feição estrutural é conhecida como sistema de falhas Cedro-Rio Doce, onde estão presentes zonas de transferência que foram fundamentais na implantação dos paleocânions mencionados (França & Tokutake, 2004).

Na porção submersa o arcabouço estrutural não está detalhado devido à profundidade do embasamento, mas é sabido que o sistema de falhas Cedro-Rio Doce indica uma continuidade para o sul, com deslocamento transcorrente significativo na altura do Paleocânion de Regência. A bacia do Espírito Santo possui dois estilos estruturais marcantes: rifte, atribuído à separação dos continentes Africano e Sul-Americano e falhamentos lítricos, decorrentes da tectônica salífera (França & Tokutake, 2004).

5.2.2. SEDIMENTAÇÃO

Alguns autores dividem a bacia sequencialmente de acordo com suas fases tectônicas relacionadas. França et al.(2007) descrevem três supersequências relacionadas as fases Rifte, Pós-Rifte e Drifte:

Supersequência Rifte:

Durante o Valanginiano ao Aptiano Inferior, ocorreu o predomínio de um ambiente lacustre com contribuição fluvial e aluvial nas bordas dos falhamentos, enquanto que nos altos estruturais internos depositaram-se coquinas e outros carbonatos. Os conglomerados sintectônicos de bordas de falhas, assim como as vulcânicas da Formação Cabiúnas, registram os diversos pulsos tectônicos ocorridos.

Nesta época foram depositados os sedimentos mais antigos da bacia, pertencentes à Formação Cricaré que é limitada na base pela discordância definida pelo contato das rochas do

Cretáceo Inferior com o embasamento pré-cambriano. Dentro da Formação Cricaré há uma discordância erosiva, Discordância Intracricaré. Esta discordância delimita uma deposição composta por arenitos médios a conglomeráticos e conglomerados com seixos de rochas metamórficas com matriz feldspática (Membro Jaguaré), que nas porções mais distais tendem a litologias mais argilosas (Membro Sernambi). Há ocorrências de intercalações de derrames basálticos, vulcanoclásticas e tufos vulcânicos da Formação Cabiúnas, que se intensificam principalmente na porção basal.

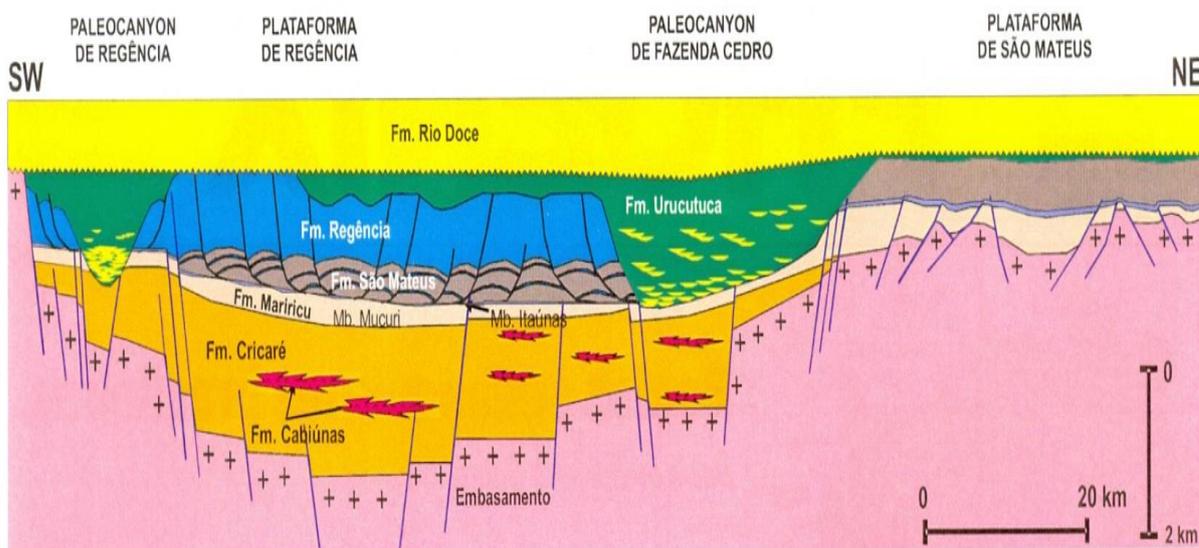


Figura 4 - Seção geológica strike simplificada da Bacia do Espírito Santo (Fonte: Fundação Paleontológica Phoenix, 2004).

Supersequência Pós-Rifte:

É limitada na base pela Discordância Alagoas e no topo pelo contato também discordante com a seção evaporítica. Foi depositada durante o Eo e Mesoaptiano e corresponde a Formação Mariricu, compreendendo o Membro Mucuri.

Vieira (1998) identificou, a partir principalmente de poços e testemunhos, três sequências separadas por discordância angular:

- Sequência basal, ainda da fase rifte, controlada por tectonismo intenso e remanescente. Caracterizada por ortoconglomerados polimíticos na base, mudando gradativamente para arenitos arcoseanos grossos, passando a arenitos finos e siltitos, finalizando em um nível de anidrita e carbonato brechado;
- Sequência intermediária que é composta de arenitos basais, sílticos e arenitos finos a muito finos. É representada por um afogamento dos leques e do sistema fluvial da seção inferior;

- Sequência superior onde localmente ocorrem arenitos finos a grossos. É formada a partir de um sistema de lagunas com planícies lamosas que evoluíram para o ambiente evaporítico do tipo sabkha.

Segundo França et al. (2007), o Membro Itaúnas está sobre o Membro Mucuri e foi depositado sob condições de uma bacia restrita e com alta evaporação, ocorrendo assim a precipitação de espessos depósitos de anidrita e halita durante a fase de quiescência tectônica. A movimentação da halita nessa supersequência foi de grande importância na formação de barreiras e baixos estruturais (Figura 5), que controlaram a deposição de sedimentos arenosos das sequências sobrepostas.

Supersequência Drifte:

Ainda segundo França et al. (2007), a deposição dos sedimentos iniciou-se com a sedimentação em um ambiente com características de mar epicontinental, onde as variações relativas do nível do mar condicionavam a deposição dos estratos por grandes extensões. A Formação São Mateus, que possui predominância de arenitos, e a Formação Regência com calcários de alta a baixa energia, representam o início desta fase deposicional. Após a fase inicial a bacia sofre uma mudança gradativa para uma morfologia de rampa com gradiente suave, com a disputa entre terrígenos e carbonatos com predomínio dos primeiros. Existe uma tendência à concentração de siliciclásticos nas áreas proximais e carbonatos nas áreas distais (França et al., 2007). Ao longo de todo Albiano há uma frequente variação relativa do nível do mar, caracterizada pela alternância cíclica das fácies carbonáticas e siliciclásticas. O basculamento contínuo para leste causou o lento escorregamento dos sais, ocasionando a formação de “jangadas”, principalmente na porção central da bacia. Uma ampla discordância instalou-se no final do Albiano, a Discordância Pré-Urucutuca, responsável pela escavação dos paleocânions de Regência e Fazenda Cedro, ambos localizados na porção terrestre, chegando até a parte marinha rasa da bacia (França et al., 2007). No Cenomaniano é iniciado um afogamento da plataforma carbonática, com ponto culminante ocorrendo no Turoniano. Esse afogamento ocasionou a deposição de folhelhos cinza-escuros, calcíferos e arenitos turbidíticos que compõem a base da Formação Urucutuca. Encontram-se também brechas carbonáticas, resultado do retrabalhamento da plataforma carbonática do Albiano (França et al., 2007).

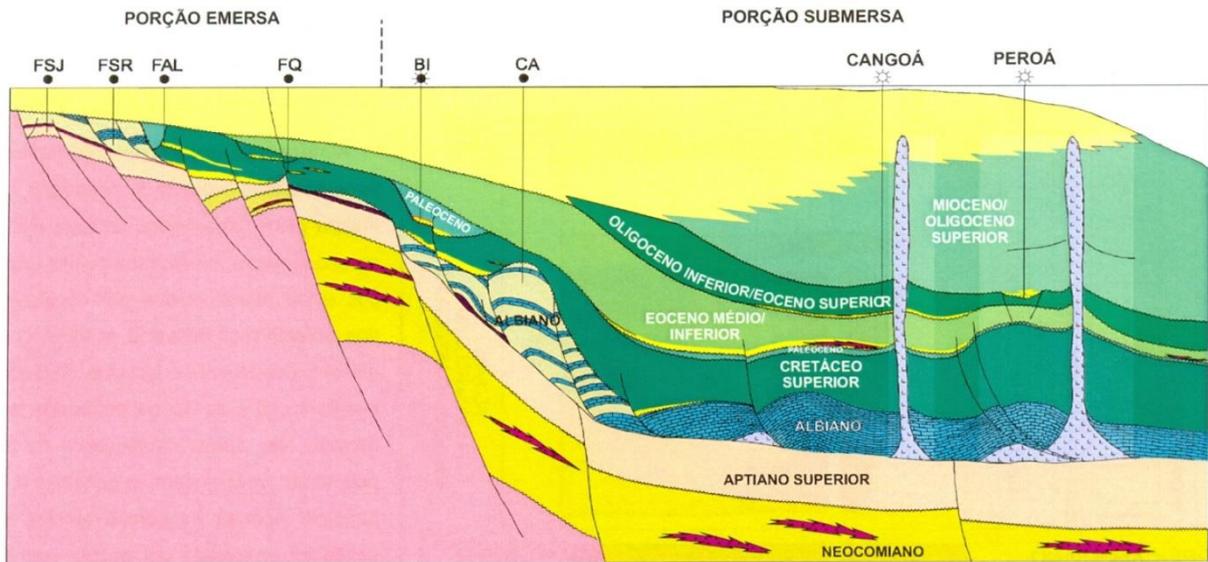


Figura 5 - Plays exploratórios da Bacia do Espírito Santo, presença de barreiras de sal (Fonte: Fundação Paleontológica Phoenix, 2004).

A Formação Urucutuca continua a ser depositada durante o Coniaciano ao Santoniano em padrão retrogradante, com predominância pelítica e de arenitos turbidíticos nas desembocaduras dos Paleocânions de Fazenda Cedro e Regência. Durante a idade Eo a Meso-Campaniana ocorre a predominância de folhelhos e arenitos turbidíticos. Devido ao contínuo basculamento e subsidência da bacia há a ocorrência de uma sedimentação espessa de uma seção retrogradante (França et al., 2007). No Neo-Campaniano a Maastrichtiano, além dos folhelhos e arenitos predominantes, há, nas porções mais distais a predominância de margas que são limitadas pela Discordância Paleoceno que atinge toda a bacia. No Paleógeno a sedimentação da parte submersa foi fortemente influenciada pela grande proporção do Vulcanismo de Abrolhos (França et al., 2007). Um soerguimento da borda da bacia é indicado pelos folhelhos e arenitos, que mostram um padrão offlap na porção proximal, gradando a subparalelo ou plano em direção à porção intermediária do depocentro da bacia. Nesta fase começam as manifestações do evento magmático através de derrames intermitentes (França et al., 2007).

Devido ao soerguimento da Serra do Mar e ao Vulcanismo de Abrolhos ocorre um forte aporte de siliciclásticos a partir das bordas, formando espessos pacotes de corpos arenosos (França et al., 2007). De acordo com França et al. (2007), as intensas manifestações magmáticas evidenciam a instabilidade crustal e acarretaram em um soerguimento na área onde se instalou o Banco de Abrolhos (porção média/distal da Bacia). Nesta área soerguida ocorreu o desenvolvimento de uma plataforma carbonática rasa, formando os calcários da Formação

Caravelas por sobre o substrato de Abrolhos, resultando assim na formação de uma sub-bacia meso-oceânica confinada (França ET AL., 2007). Duas áreas fontes contribuíram para a sedimentação desta sub-bacia, a área soerguida a oeste e a progradação de vulcanoclásticos e calcários detríticos vindo de leste (Biassusi, 1996).

Na nova fase de quiescência tectônica a bacia foi sedimentada ainda sobre um substrato marcado por altos e baixos estruturais oriundos do tectonismo das fases anteriores. O vulcanismo, as compressões e a halocinese geraram calhas e barreiras onde se depositaram corpos turbidíticos. Os sedimentos do Miocenos Inferior ao Mioceno Médio são incluídos nas formações Rio Doce, Caravelas e Urucutuca (França et al., 2007). São compostos, na parte terrestre por arenitos (Formação Rio Doce) e calcarenitos bioclásticos (Formação Caravelas), além de folhelhos e arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca nas partes médias e distais da bacia (França et al., 2007). Todos os processos que formam a história de deposição da bacia podem ser observados a partir das cartas estratigráfica e litológica (Figura 6 e Figura 7).

5.3. ZONAS DE INTERESSE EXPLORATÓRIO

De acordo com o Ministério de Minas e Energia a Bacia do Espírito Santo possui 6 plays, a Tabela 1 lista os plays e seus principais reservatórios. A partir da localização geográfica da sísmica é possível identificar e selecionar possíveis plays compatíveis com a área estudada. Essa identificação poderá nortear a busca pelas estruturas geológicas características da Bacia do Espírito Santo. Após a análise dos mapas de localização e dentro dos plays citados na tabela os que mais se aproximam da área estudada são os plays Urucutuca e Urucutuca contra Domo de Sal.

Ainda de acordo com o Ministério de Minas e Energia, o play Urucutuca (Figura 8) apresenta maior chance de descoberta na região centro-sul proximal sendo seu possível reservatório arenito / turbidito marinho profundo da formação Urucutuca, sendo a profundidade média do reservatório de 2000 a 4000 metros e tem como trapa os folhelhos da mesma formação.

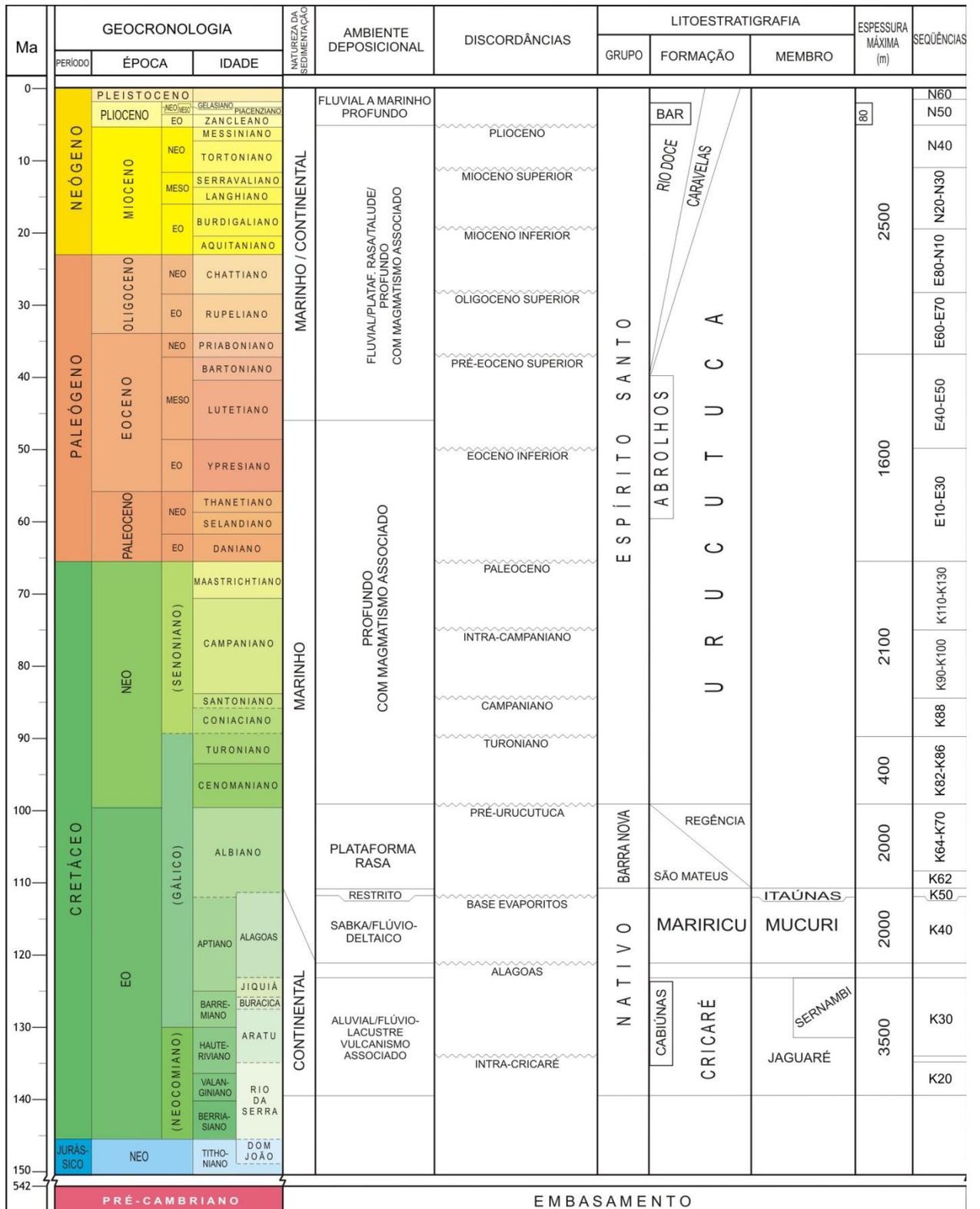


Figura 6 - Carta Estratigráfica da Bacia do Espírito Santo (França et al., 2007).

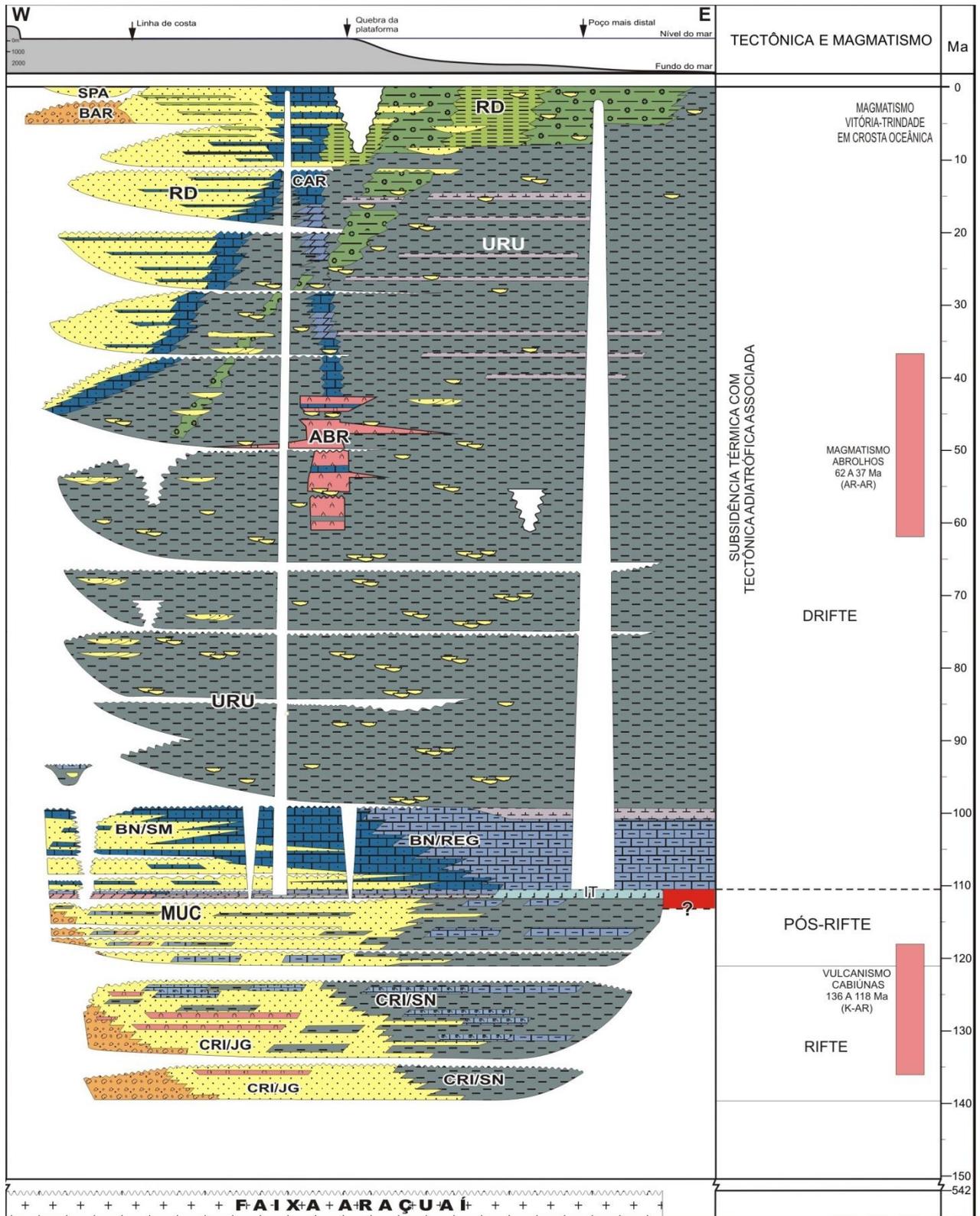


Figura 7 - Carta Litológica da Bacia do Espírito Santo (França et al., 2007).

Tabela 1 - Plays e Reservatórios (Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2012)

Nome do Play	Principal Reservatório
Urucutuca	Formação Urucutuca
Urucutuca contra Domo de Sal	Formação Urucutuca
Barra Nova Paleogeomórfico	Grupo Barra Nova
Barra Nova Estruturado	Grupo Barra Nova
Mucuri	Formação Mariricu
Cricaré	Formação Cricaré

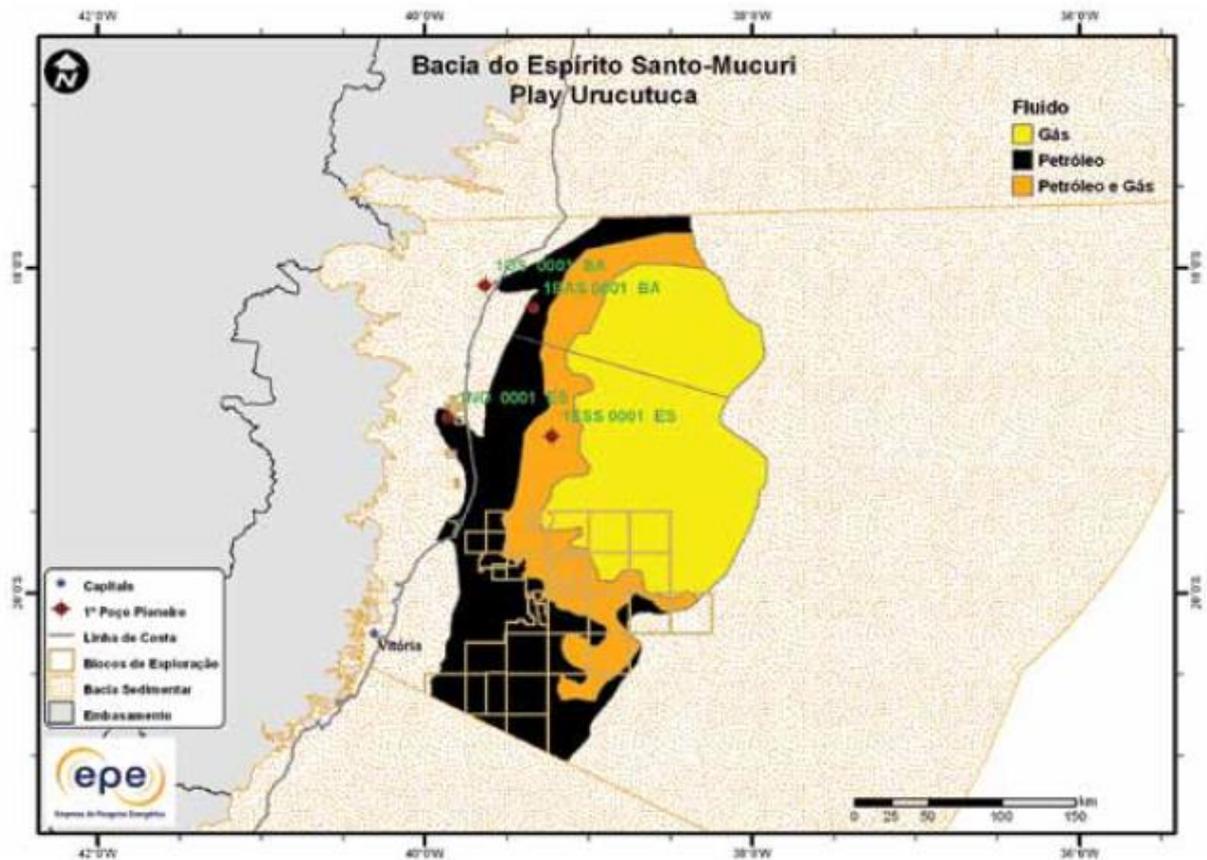


Figura 8 - Play Urucutuca (Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2012)

A presença de corpos salinos pode estruturar reservatórios e proporcionar excelentes selos. O play Urucutuca contra Domo de Sal (Figura 9) parte deste princípio e tem como reservatório a mesma formação Urucutuca do play anterior. A profundidade média também é a

mesma, em torno de 2000 a 4000 metros, a litologia selante são os folhelhos da formação Urucutuca e evaporitos sendo a trapa do tipo estrutural (Ministério de Minas e Energia, 2012).

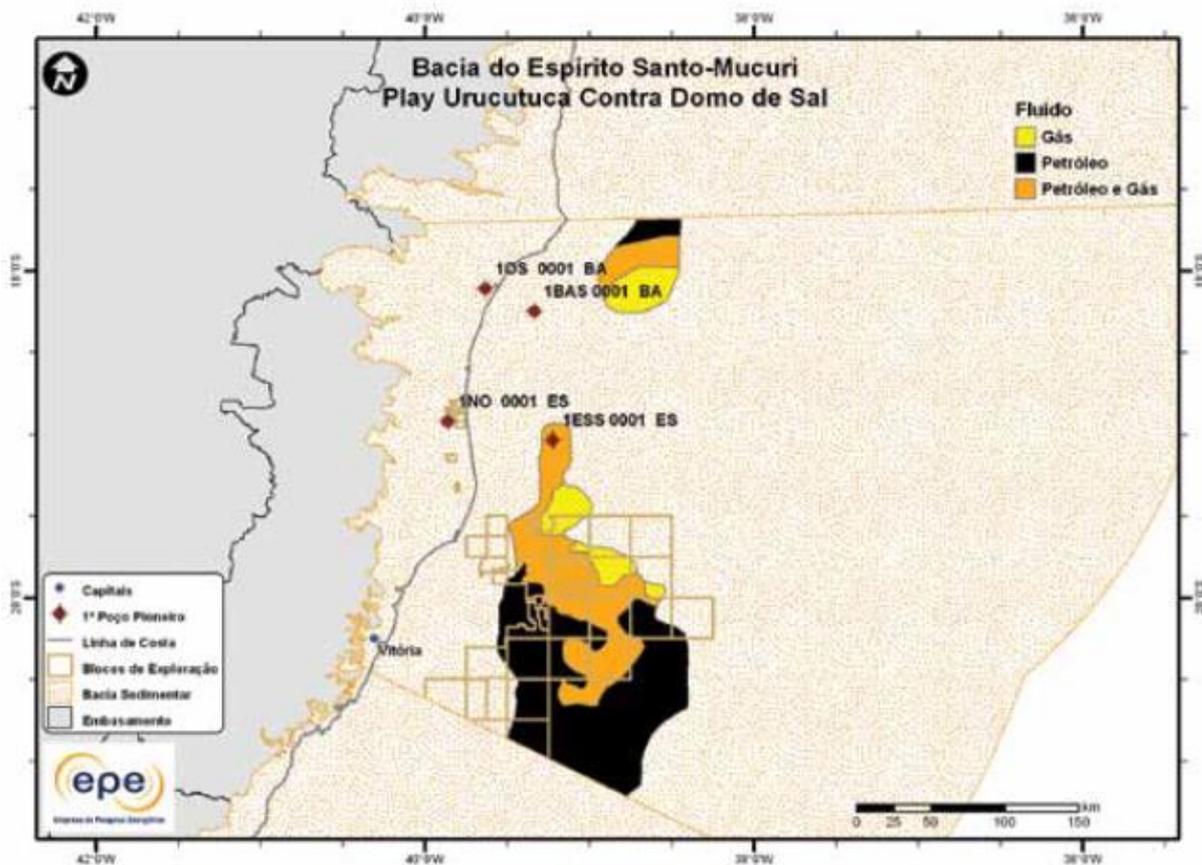


Figura 9 - Play Urucutuca Contra Domo de Sal (Fonte: Ministério de Minas e Energia, 2012)

6. TECTÔNICA DE SAL

O sal se comporta de maneira plástica e pode se movimentar, deformar e se dissolver. O esforço que controla a deformação depende de fatores como a temperatura, a pressão confinante e a presença de impurezas, como água ou minerais não evaporíticos, que reduzem a plasticidade (Jackson & Talbot, 1986). Os princípios básicos da deformação do sal seguem o comportamento dos fluidos (Barton, 1933 *apud* Jackson, 1995).

De acordo com a movimentação do sal (Figura 10) podem ser encontradas estruturas que são as respostas das rochas a halocinese. Algumas das feições que podem vir a ser encontradas são falhas lítricas, provenientes de falhamentos distensivos, mini-bacias formadas entre estruturas salinas como domos e diápiros, grábens de crista gerados sobre os diápiros de

sal devido ao soerguimento dos mesmos, e cicatriz de sal que é o termo utilizado para denominar a estrutura que marca o local onde existia uma camada de sal.

A bacia sedimentar do Espírito Santo contém grandes estruturas halocinéticas que podem funcionar como trapas de reservas de hidrocarbonetos. Muitas províncias petrolíferas no mundo possuem este tipo de estruturas agindo no trapeamento. Por sua porosidade e permeabilidade serem nulas esse evaporito se torna o selo ideal para rochas reservatórios e, mesmo sólido, o sal se movimenta e se deforma com muita facilidade, ajudando, assim, na formação de estruturas geológicas que podem vir a formar trapas excelentes. Essa movimentação do sal pode ser feita por tectonismo, por gravidade ou pela combinação de ambos. Segundo Jackson e Talbot (1986) essa movimentação é feita através de mecanismos como flutuabilidade, sobrecarga diferencial, espalhamento gravitacional, condutividade termal, compressão e distensão. Cobbold & Szatmari (1991) ainda adicionam o deslizamento gravitacional como mais um desses mecanismos.

7. SISTEMA PETROLÍFERO MARINHO

Os sistemas petrolíferos da bacia do Espírito Santo estão comprovados tanto na parte emersa quanto na parte marinha. Na porção marinha predomina o sistema da fase drifte, denominado Urucutuca-Urucutuca. As geradoras são de origem marinha e tanto a migração quanto o trapeamento estão fortemente ligados a movimentação do sal.

7.1.GERAÇÃO E MIGRAÇÃO

A bacia do Espírito Santo marinha tem como geradores principais os folhelhos pretos Cenomanianos e Turonianos da Formação Urucutuca, tendo sido depositados em ambiente marinho. De acordo com a ANP os folhelhos geradores apresentam espessuras entre 40 e 100 m, COT entre 2 e 8% e querogênio Tipo II. A migração é feita predominantemente por falhas geradas pela ação da halocinese, através dos flancos dos domos de sal e também podem ocorrer ainda pelas superfícies de discordância ou por contato direto entre a rocha geradora e as rochas-reservatório.

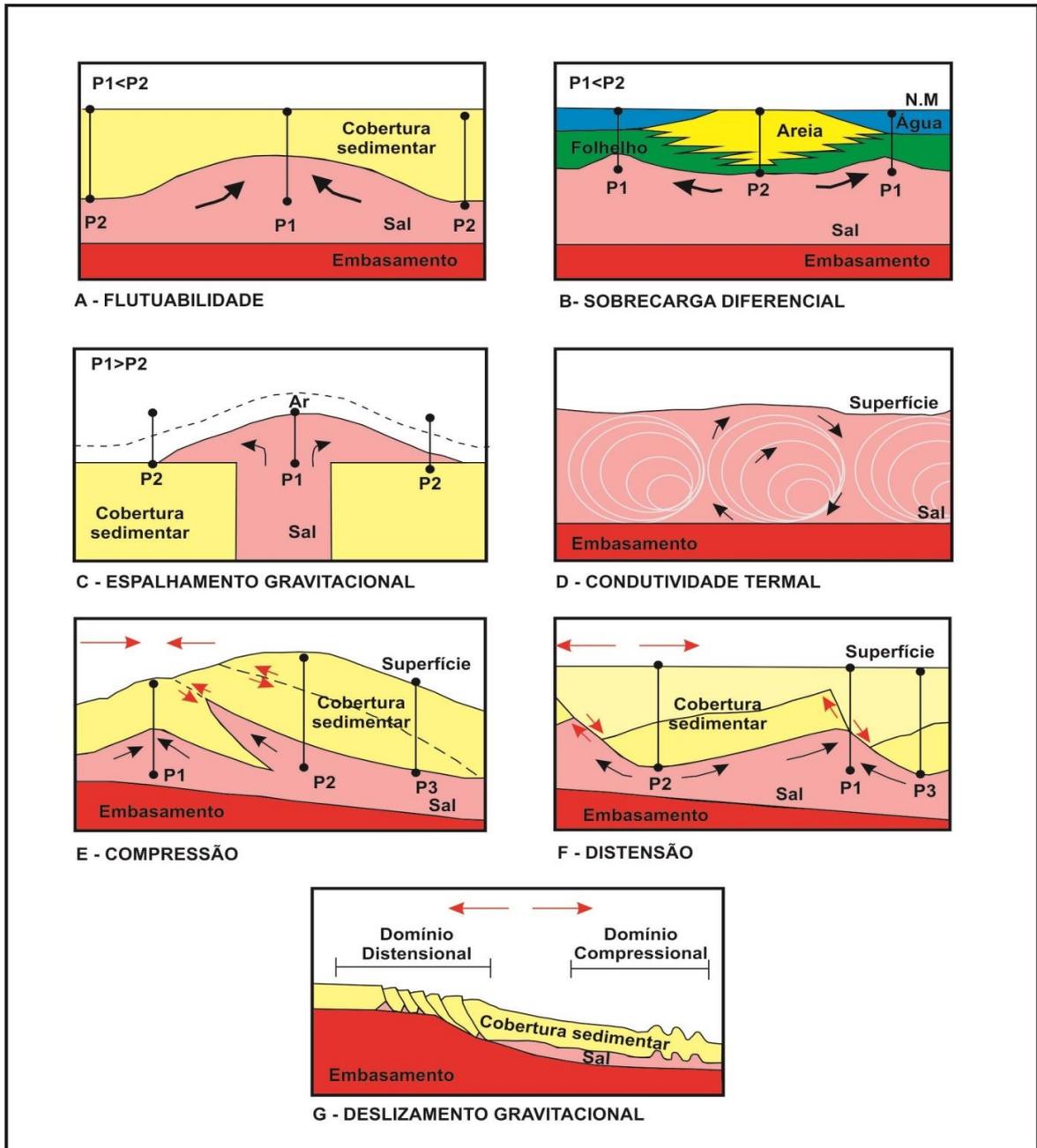


Figura 10 - Principais mecanismos de movimentação de sal - Modificado de Jackson & Talbot (1986) com inserção da figura de Cobbold & Szatmari (1991) (Fonte: R. P. C. Sampaio, 2011).

7.2. ROCHAS RESERVATÓRIO

As rochas reservatórios ocorrem em toda coluna sedimentar, na porção marinha os arenitos turbidíticos da formação Urucutuca, do Neocretáceo e Paleógeno são exemplos de acumulações. De acordo com a ANP o campo de Golfinho, por exemplo, apresenta corpos canalizados de arenito turbidítico em meio a uma seção espessa de folhelhos da Formação Urucutuca.

7.3. ROCHAS SELANTES

O selo mais abundante da parte marinha da bacia são os folhelhos da Formação Urucutuca.

7.4. TRAPAS

As trapas na seção marinha podem ser estruturais, estratigráficas ou paleogeomórficas. As paleogeomórficas são representadas pela erosão de reservatórios Albianos enquanto as estratigráficas foram formadas pelas feições de truncamento de reservatórios Cretáceos contra as paredes de cânions. As trapas puramente estruturais, são representadas pelas anticlinais em rollovers associadas as falhas lístricas. Na porção sul da bacia, em águas profundas, as trapas estruturais estão relacionadas à quebra do talude e movimentação do sal. A formação Urucutuca, em águas profundas, pode possuir trapas estratigráficas, estruturais e mistas.

8. METODOLOGIA

O trabalho foi realizado a partir do fluxograma abaixo (Figura 11) sendo dividido em cinco etapas. Conforme as regras de solicitação de dados impostas pela ANP foi realizada uma busca nos dados públicos, respeitando as regras de quantidade de dados disponíveis para as universidades.

A escolha do programa foi realizada através da análise dos programas sísmicos disponibilizados pela ANP. A tecnologia escolhida foi a sísmica 3D e dentre os programas públicos na Bacia do Espírito Santo foi escolhido o programa 0253_DOMOS_SAL (Figura 12). Dentro da área do programa foi escolhido um polígono que abrangesse uma quantidade de no mínimo 3 poços públicos. Os poços selecionados foram:

- 1-BRSA-719-ESS
- 1-ESS-0015-ES
- 1-ESS-0087-ES

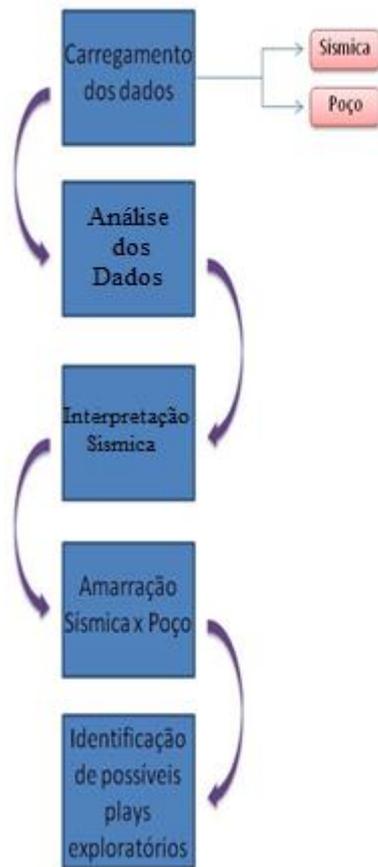


Figura 11 - Fluxograma do trabalho (Fonte: Elaborada pelo autor).

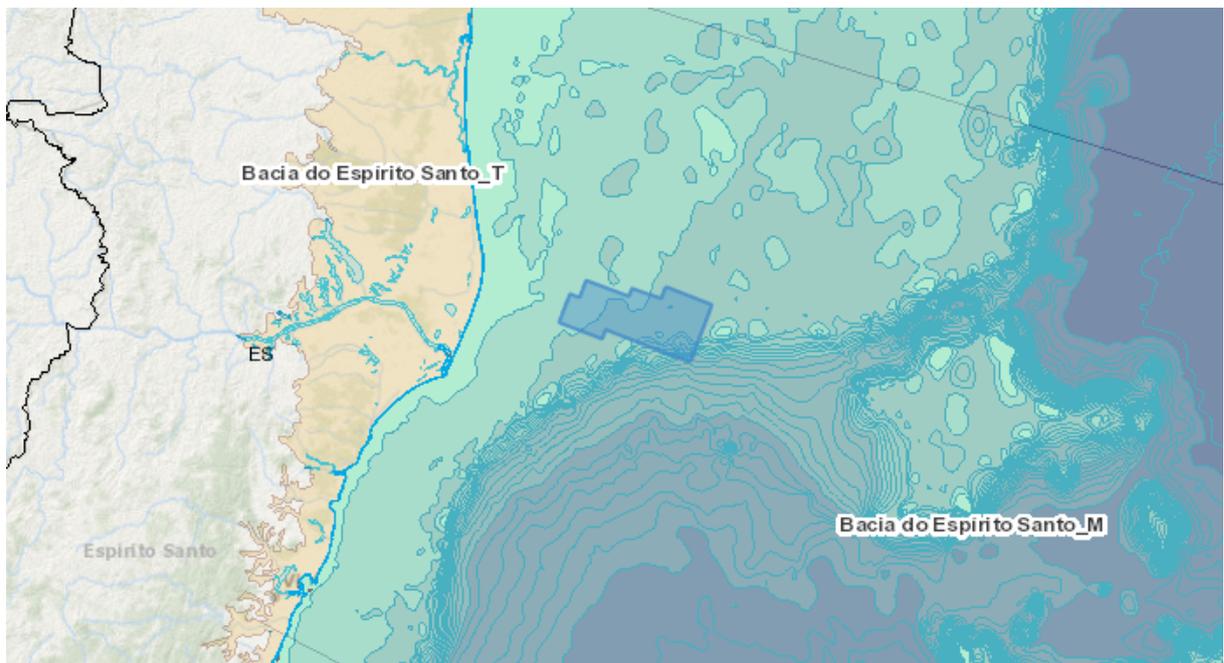


Figura 12 - Programa escolhido 0253_DOMOS_SAL (Fonte: BDEP, 2016).

8.1. CARREGAMENTO DOS DADOS

Os dados sísmicos foram carregados utilizando inicialmente o software Opendtect. Com os dados sísmicos abertos no software (Figura 13) foi realizada uma visualização inicial que tinha como objetivo a análise da qualidade do dado e a interpretação inicial de alguns horizontes. Essa observação prévia serviu para um melhor conhecimento da estrutura sedimentar encontrada no dado sísmico da bacia e para uma idealização do projeto final perante as possibilidades constatadas.

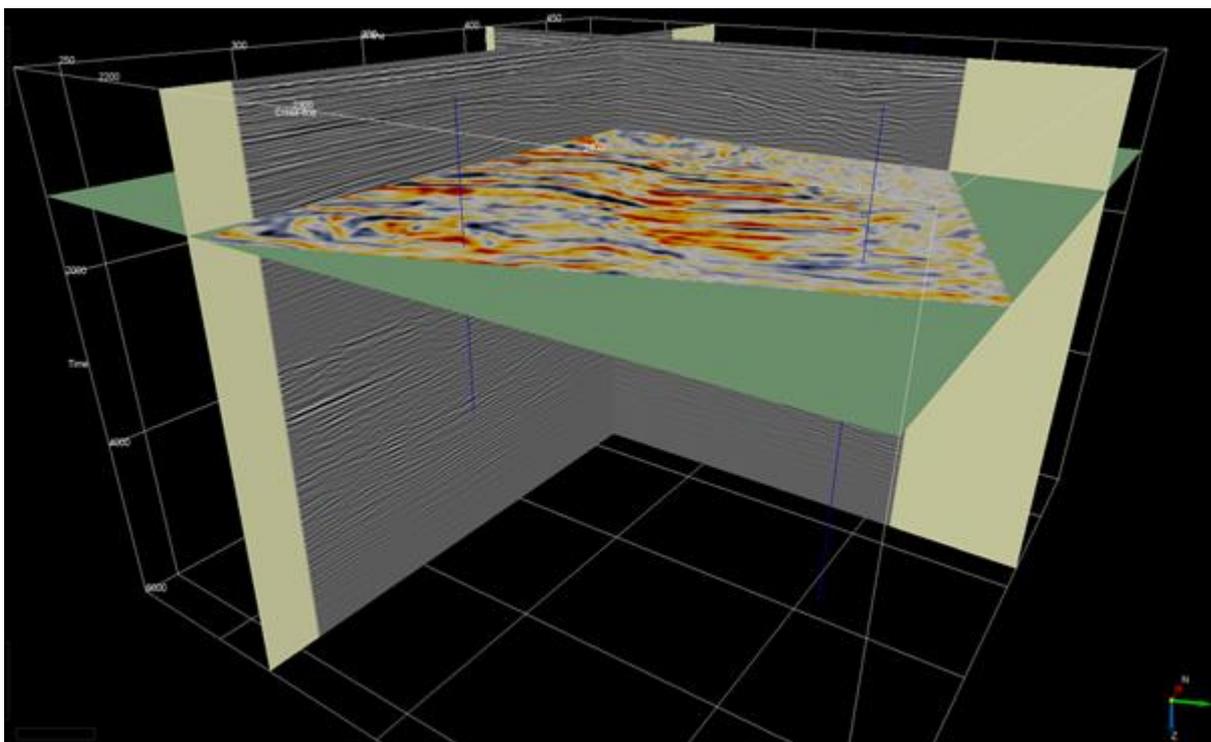


Figura 13 - Visualização do dado com a time slice no software OpendTect.

O dado sísmico está no formato SEG Y e possui três cabeçalhos (headers) com informações relevantes para o carregamento dos dados. Para a leitura destes cabeçalhos e verificação das informações necessárias para o carregamento foi utilizado o programa SeiSee. Após essa análise inicial no SeiSee foi possível carregar corretamente a sísmica no software OpendTect e posteriormente utilizar os dados no software Petrel.

Os poços foram carregados em ambos os softwares a partir das coordenadas da cabeça dos poços, onde se apresentam as informações necessárias para a localização geográfica dos mesmos. No OpendTect a localização do poço e sua profundidade foram preenchidas de acordo com os relatórios de perfilagem de cada poço. As curvas foram carregadas para uma análise visual e qualitativa dos dados de poço. No Petrel houve a tentativa de fazer a localização do

poço através do carregamento direto dos arquivos de perfilagem em formato LAS. Devido a erros nos cabeçalhos dos arquivos de perfilagem a localização dos poços foi realizada exatamente igual ao carregamento no software OpendTect, ou seja, através das coordenadas da cabeça de cada poço retiradas dos relatórios de perfuração.

9. ANÁLISE DOS DADOS

A análise dos dados foi realizada através do estudo da geologia local, da consulta aos relatórios dos poços e a interpretação conjunta dos dados de sísmica e poço.

9.1. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

A interpretação sísmica teve como foco principal a delimitação da formação Urucutuca e a identificação de possíveis trapas que pudessem gerar acumulações de hidrocarbonetos.

Foi iniciada a interpretação a partir da marcação de horizontes utilizando as inlines e crosslines separadamente, tal como uma visualização no modo 2D. Na Figura 14 pode ser observado o topo da Formação Rio Doce (verde), o topo (azul) e a base (amarelo) da Formação Urucutuca.

Como os dados sísmicos obtidos para o trabalho são a extração de uma parte de no máximo 50 Km² de uma aquisição maior, algumas inlines e crosslines observadas individualmente possuem cortes que escondem algumas estruturas, por isso após a interpretação no modo 2D a junção de ambas para uma visualização 3D foi fundamental para identificação de estruturas antes não mapeadas, como mostram as figuras abaixo.

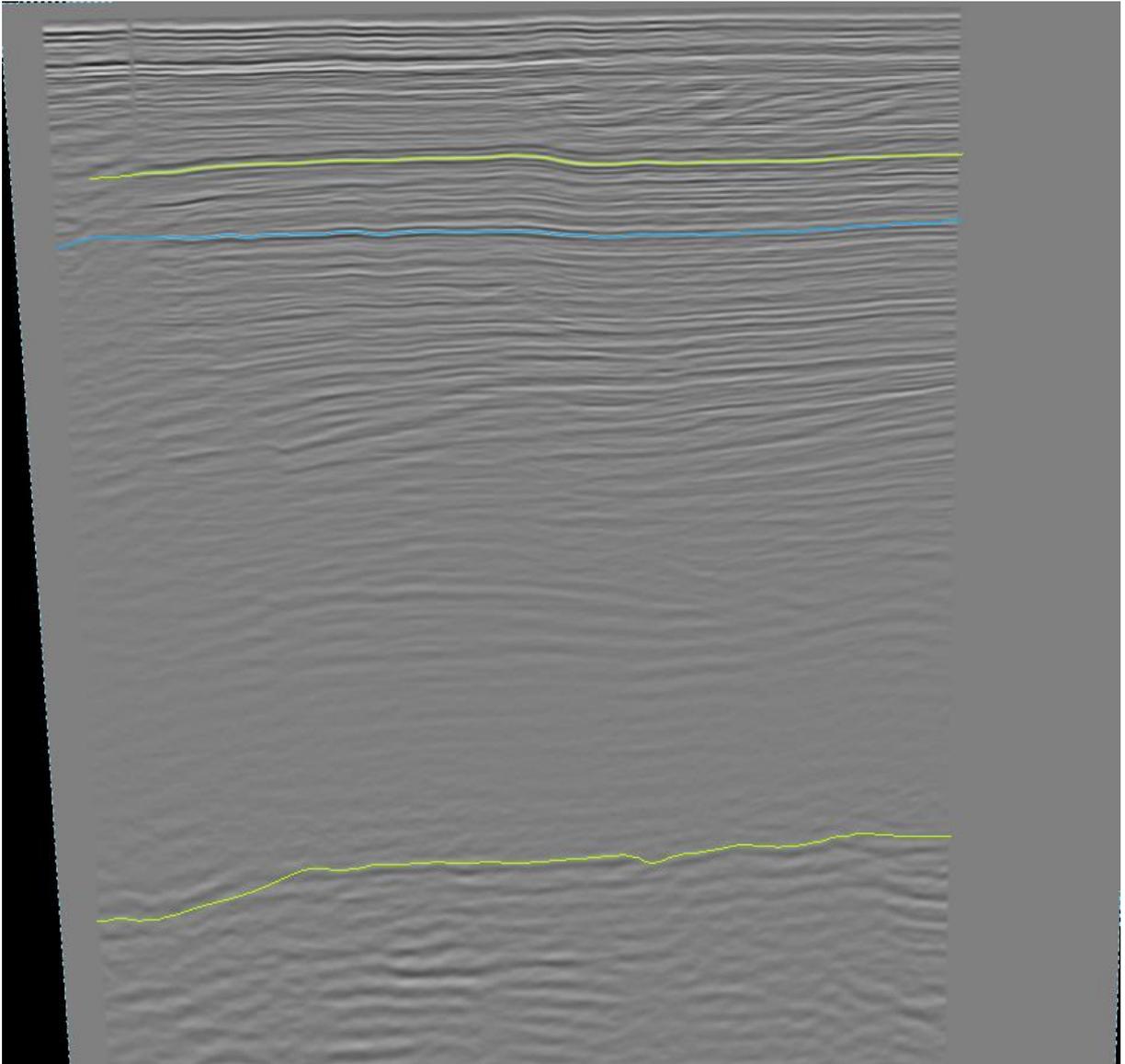


Figura 14 - Inline 322 interpretada.

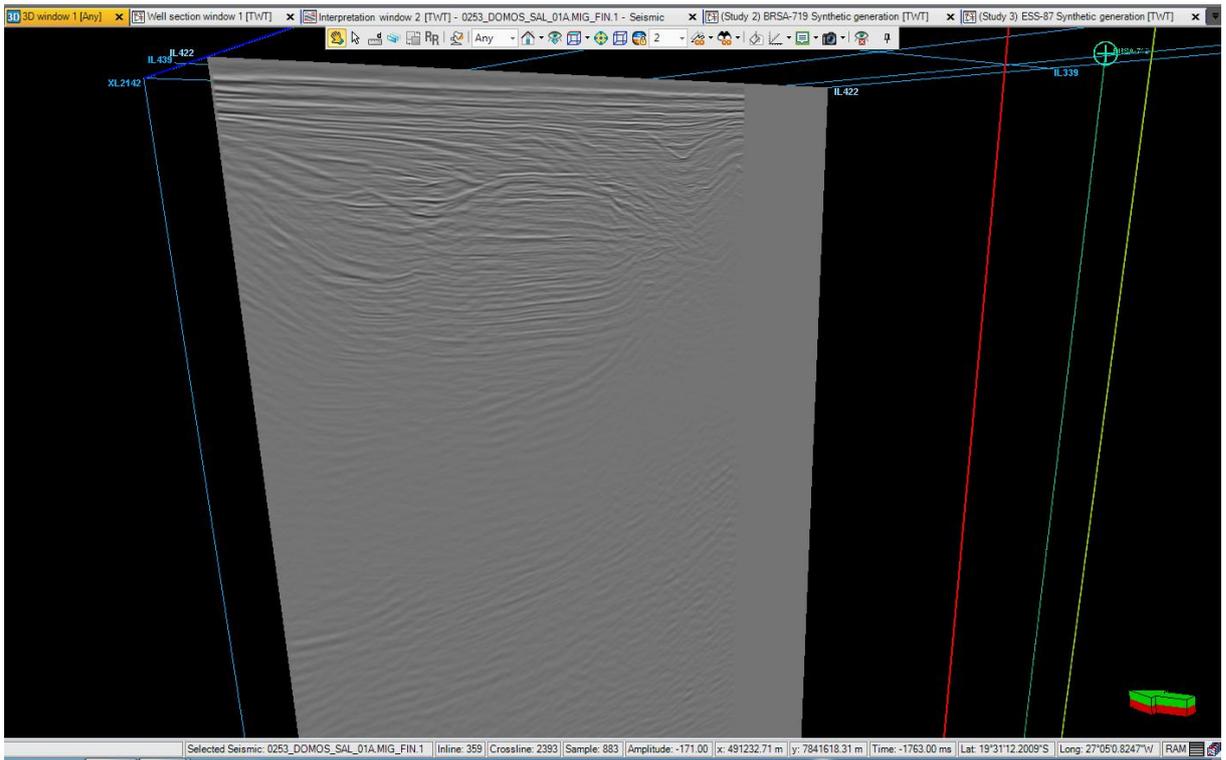


Figura 15 - Inline sem a identificação da estrutura.

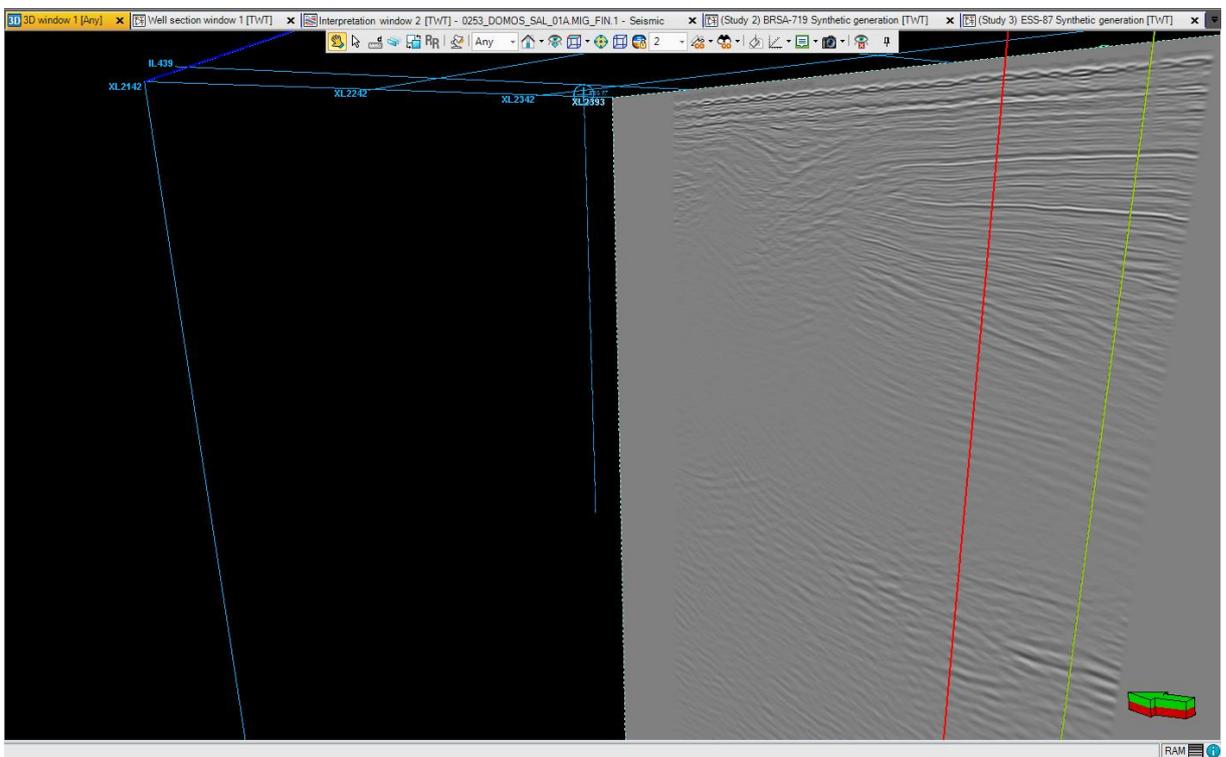


Figura 16 - Crossline sem a identificação da estrutura.

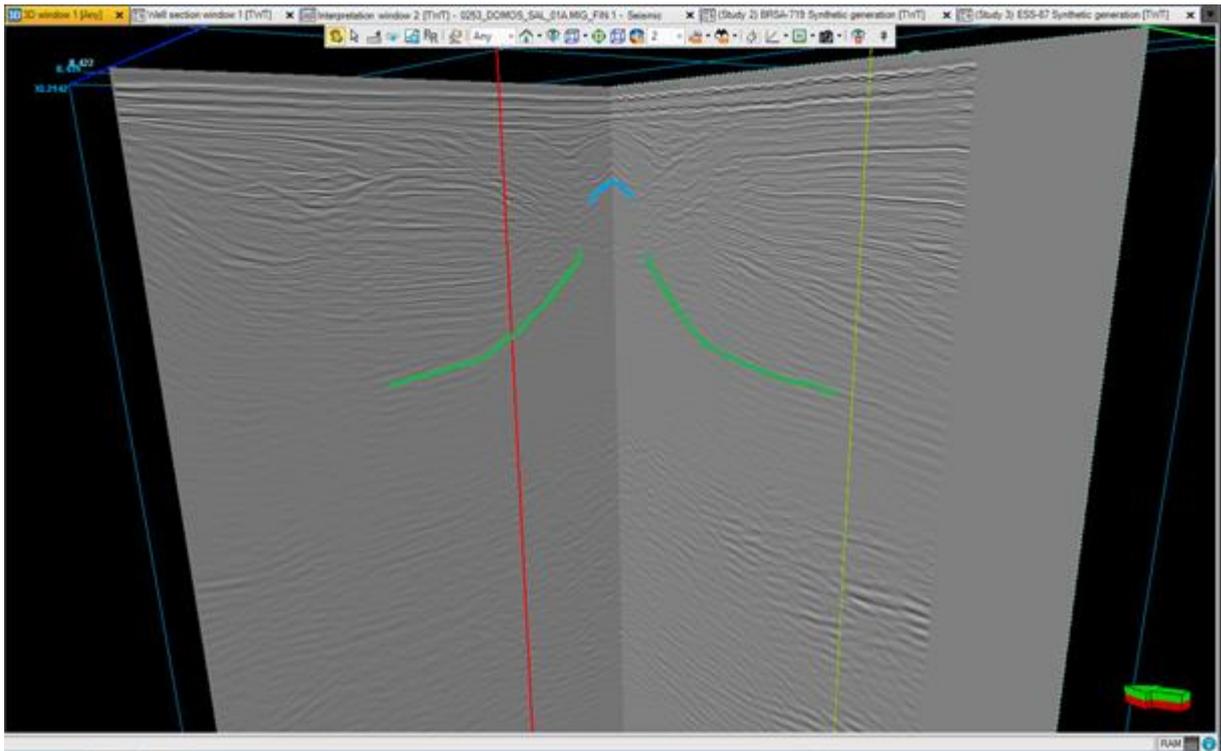


Figura 17 - Visualização em 3D permite a visualização da estrutura.

A complexidade estrutural da bacia dificultava a interpretação das formações em algumas áreas da sísmica, isso ocorre devido a pouca continuidade lateral das camadas (Figura 18) causada pelo surgimento de estruturas geológicas inicialmente interpretadas como possíveis movimentos da camada de sal existente na bacia. Essa interpretação foi descartada devido a uma análise da resposta sísmica do sal, isso devido aos fortes marcadores exibidos normalmente no topo e na base das camadas de sal não terem sido visualizados no dado, logo as camadas foram interpretadas como os sedimentos carbonáticos da Formação Urucutuca.

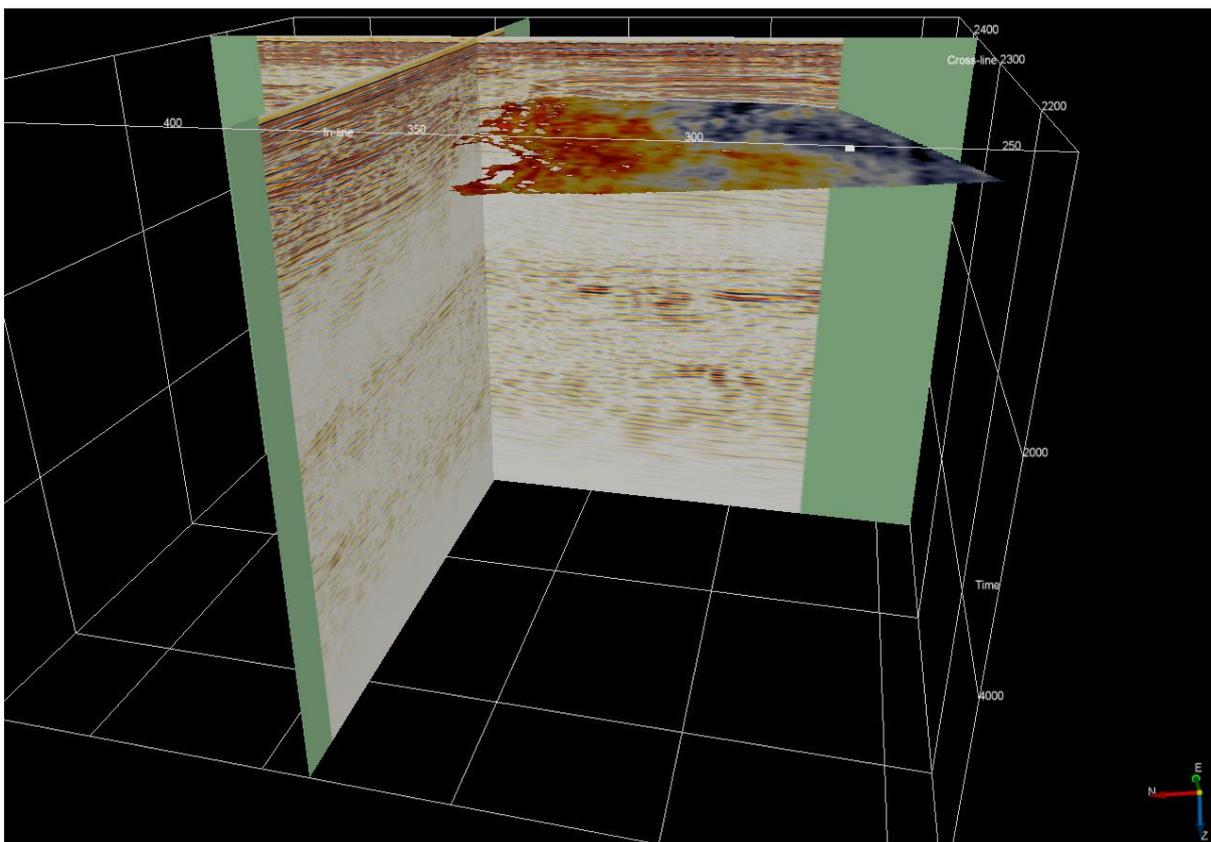


Figura 18 - Continuidade lateral interrompida por estrutura geológica.

9.2. ANÁLISE DOS POÇOS

Foi realizado um controle de qualidade inicial de todos os poços sendo observadas todas as curvas. Também houve a análise dos relatórios de perfuração dos poços e as principais ocorrências durante a operação.

Esta análise gerou uma tabela descritiva de cada poço apresentadas a seguir:

Tabela 2 - Curvas presentes no poço 1-BRSA-719-ESS

Poço	Perfil Raio	Perfil de	Perfil Sônico	Perfil de
1-BRSA-719-ESS	Gama	Resistividade		Densidade
Profundidade em Metros	1500 a 4150	4150 a 5130	4150 a 5550	4150 a 5130

Tabela 3 - Curvas presentes no poço 1-ESS-0015-ES

Poço	Perfil Raio	Perfil de	Perfil Sônico	Perfil de
1-ESS-0015-ES	Gama	Indução		Densidade
Profundidade em Metros	400 a 3400	400 a 3400	400 a 3400	1900 a 2200

Tabela 4 - Curvas presentes no poço 1-ESS-0087-ES

Poço	Perfil Raio	Perfil de	Perfil Sônico	Perfil de
1-ESS-0087-ES	Gama	Resistividade		Densidade
Profundidade em Metros	50 a 2200	500 a 2200	50 a 2200	1375 a 2200

Como visto anteriormente neste trabalho a zona de interesse exploratório de acordo com a pesquisa bibliográfica está na Formação Urucutuca entre as profundidades de 2000 a 4000 metros, podendo então ser enfatizado os dados dentro dessas profundidades.

A análise então foi realizada na busca por possíveis marcadores no poço que pudessem indicar topo e base das formações da Bacia do Espírito Santo, com ênfase na Formação Urucutuca. Como a sísmica na bacia é muito complexa as informações nos poços auxiliaram na identificação da formação alvo e dos seus limites acerca da área do poço.

9.2.1. Poço 1 - BRSA719 – ESS

Utilizando os perfis e analisando as curvas foi possível identificar os intervalos das formações nas maiores profundidades onde a qualidade da sísmica não era a ideal e os refletores não estavam bem definidos. O topo da formação foi identificado a partir do perfil de raio gama e do relatório de perfuração. A Figura 19 mostra a marcação do topo da Formação Urucutuca a partir da diferença entre os valores do perfil raio gama. Como os arenitos da formação Rio Doce são mais limpos que os sedimentos da formação Urucutuca, ou seja, possuem menos argila, é esperado um valor de raio gama menor, com isso o pico no perfil Raio Gama vem a significar o início da formação Urucutuca. Apesar da profundidade do topo da Formação Urucutuca não possuir muitos perfis para serem analisados, a sísmica demonstra muito claramente o início da Formação, que coincidiu com a análise do poço.

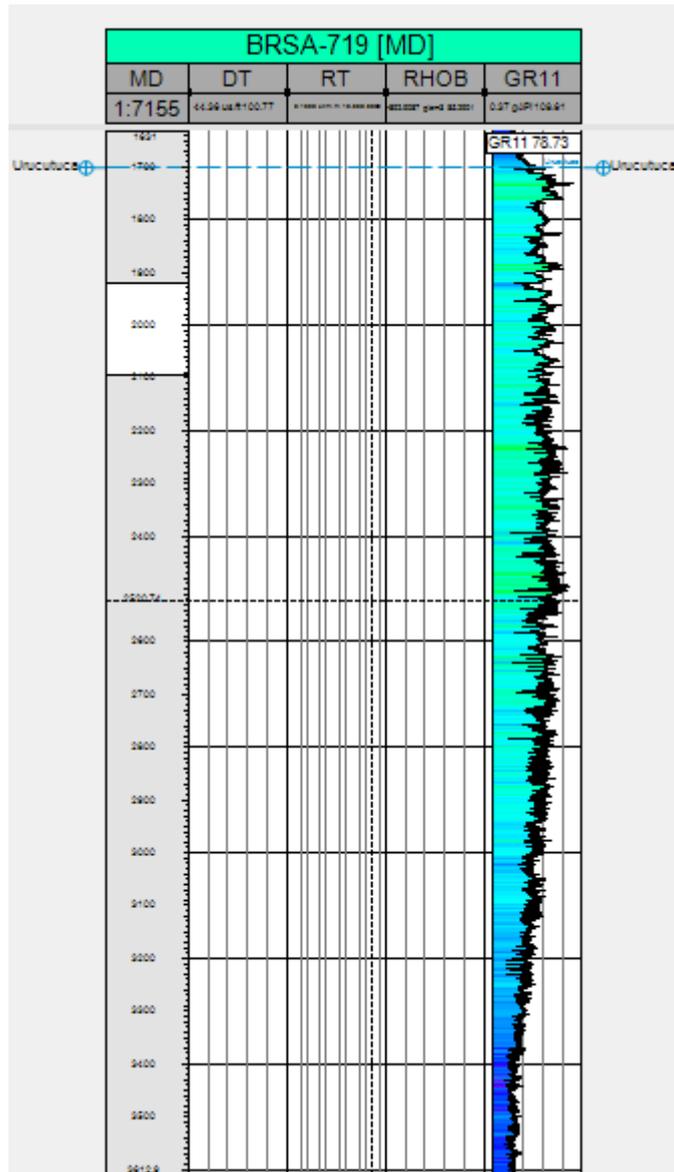


Figura 19 - Topo da Formação Urucutuca no poço 1-BRSA-719-ESS.

A parte inferior do poço 1-BRSA719-ESS possui uma maior quantidade de perfis como pode ser visto na Figura 20. Analisando inicialmente o perfil de densidade podem ser observadas pequenas seções de maior densidade no meio da Formação Urucutuca. Essas seções coincidem com o perfil sônico dando uma resposta esperada de uma litologia mais densa identificada como as vulcânicas da Formação Abrolhos.

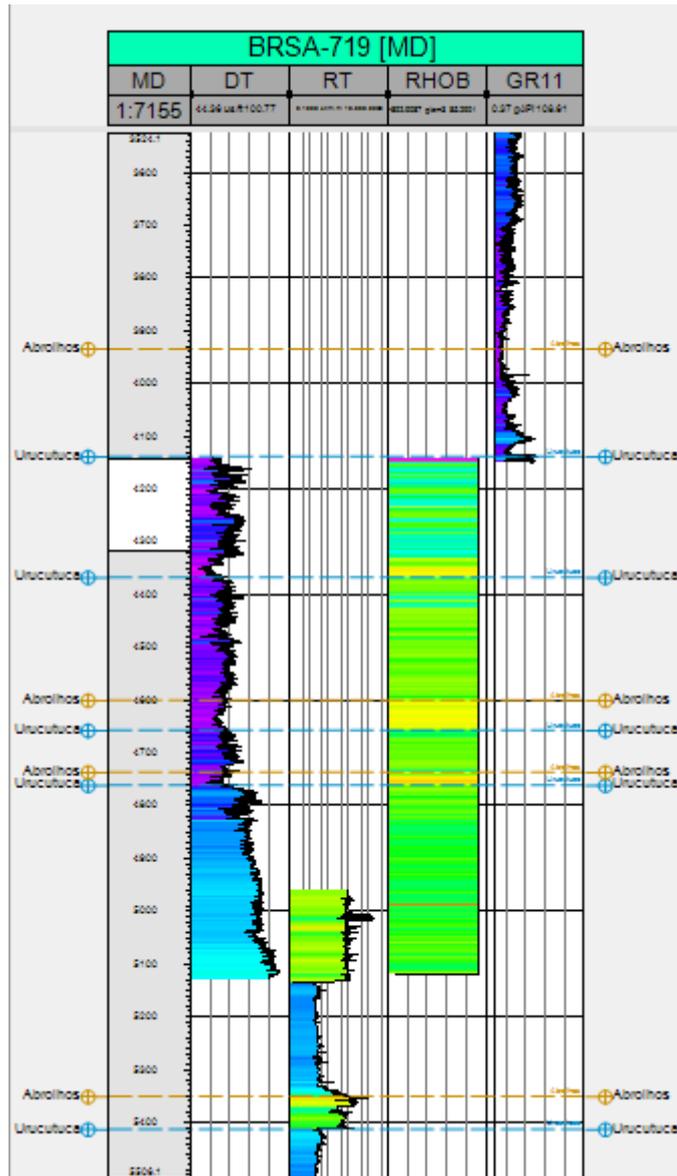


Figura 20 - Formação Urucutuca e Abrolhos intercaladas no perfil do poço 1 - BRS719 – ESS

De acordo com a figura acima, entre as profundidades de 5000 a 5100, existe um pico no perfil de resistividade que poderia indicar a outra intercalação da Formação Abrolhos, porém, ao comparar com o perfil de densidade percebe-se que a densidade medida é compatível com a da Formação Urucutuca. Esses resultados podem ser possíveis indicadores da presença de hidrocarbonetos nesta profundidade. Por não haver perfil de densidade entre as profundidades de 5350 a 5400 metros, o aumento da resistividade neste ponto foi interpretado como mais uma intercalação com a Formação Abrolhos.

9.2.2. Poço 1-ESS0015-ES

Os perfis do poço 1-ESS0015-ES abrangem boa parte da formação alvo. Tendo em vista que a formação Urucutuca é formada por folhelhos, margas, arenitos e calcilitos intercalados, os resultados do perfil de raio gama e sônico apresentam variações de valores que podem ser observadas na Figura 21.

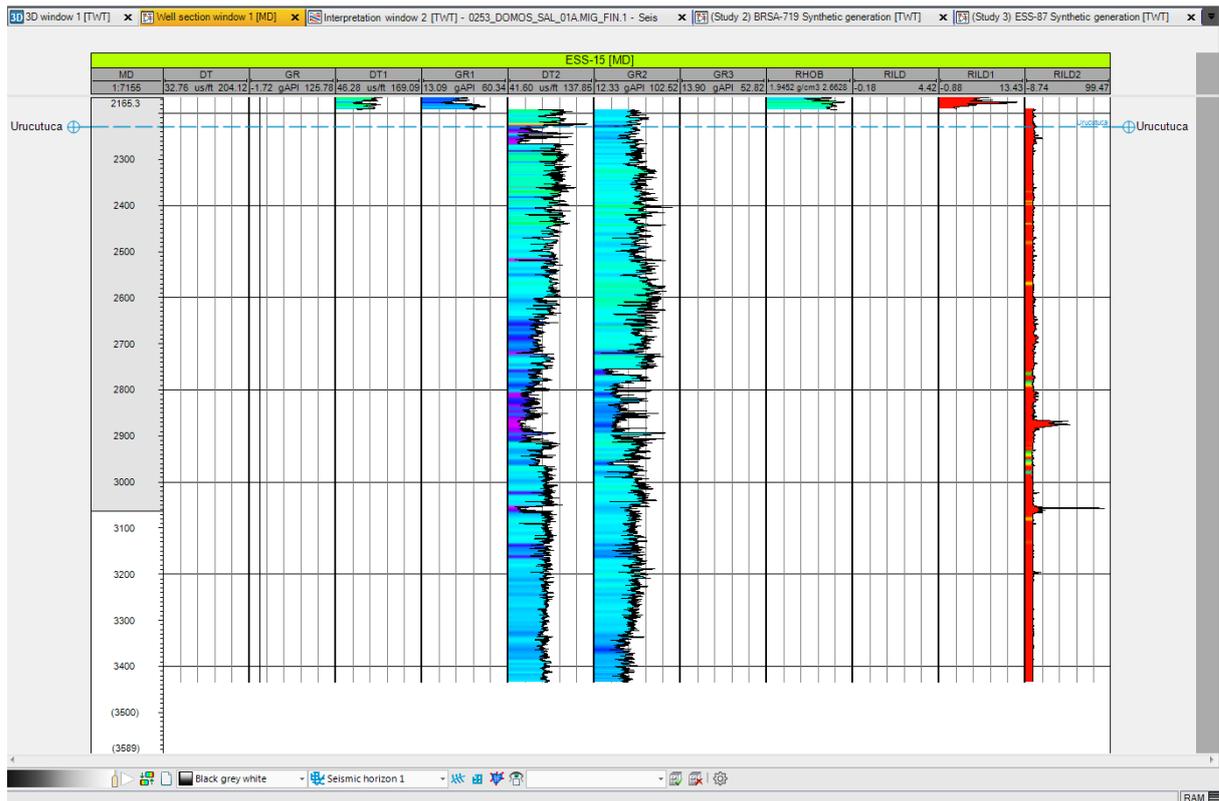


Figura 21 - Perfis da Perfilagem Geofísica do Poço 1-ESS-0015-ES, Formação Urucutuca.

Os valores no perfil de raio gama em sua maioria não eram indicadores de litologias favoráveis a acumulação de hidrocarbonetos. Na profundidade entre 2800 a 2900 metros, onde o perfil raio gama apresenta um valor de um possível corpo arenoso somados aos baixos valores do perfil sônico foram interpretados como indicadores de um possível corpo arenoso, sendo essa então a única área de interesse da Formação Urucutuca no poço em questão.

9.2.3. Poço 1-ESS0087-ES

A perfilagem geofísica de poço realizada no poço 1-ESS0087-ES não atinge a profundidade da formação de interesse e o perfil raio gama apresenta litologias que provavelmente possuem uma grande quantidade de argila, tornando inviável uma boa rocha reservatório. No entanto, os dados do poço (Figura 22) foram utilizados no auxílio da amarração

da sísmica através do perfil sônico. Como a parte superior da sísmica possui refletores mais bem definidos a amarração com este poço revelou-se mais confiável.

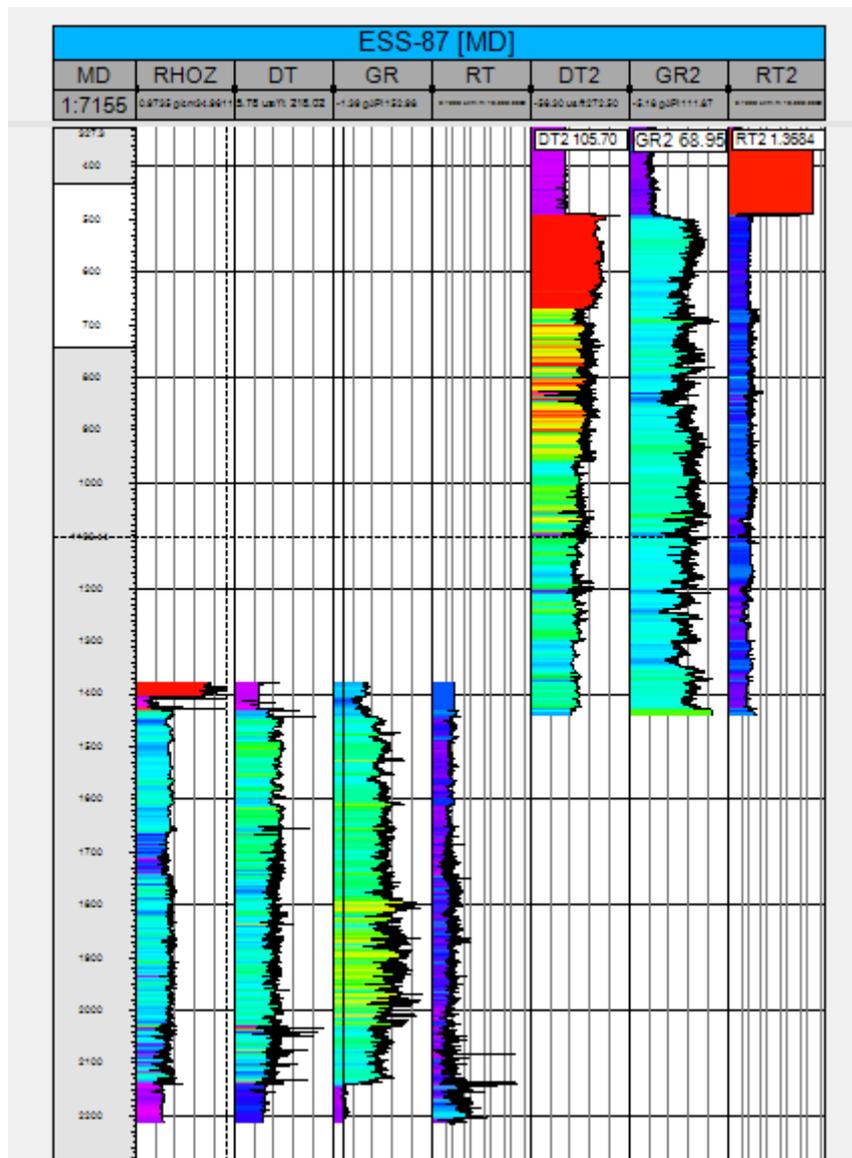


Figura 22 - Dados do Poço 1-ESS0087-ES

9.3. CORRELAÇÃO ENTRE SÍSMICA E POÇO

A amarração de dados consiste em comparar as informações de profundidade e tempo correlacionando ambas. A partir desta correlação é possível estabelecer a conexão entre um refletor sísmico e a camada geológica em profundidade, aumentando, assim, a precisão do modelo de velocidade. As curvas de poço utilizadas na amarração foram as do perfil sônico e a do perfil de densidade.

A wavelet foi extraída a partir dos dados de sísmica e de poço sendo estimada a amplitude da wavelet e o espectro de fase (Figura 23). O objetivo é produzir o sismograma

sintético mais próximo do dado sísmico real. Com o sismograma sintético foi feita a correlação para uma melhor precisão entre o tempo sísmico e a profundidade. Os poços amarrados foram o poço 1-ESS0087-ES (Figura 24) e o poço 1 - BRSA719 – ESS (Figura 25).

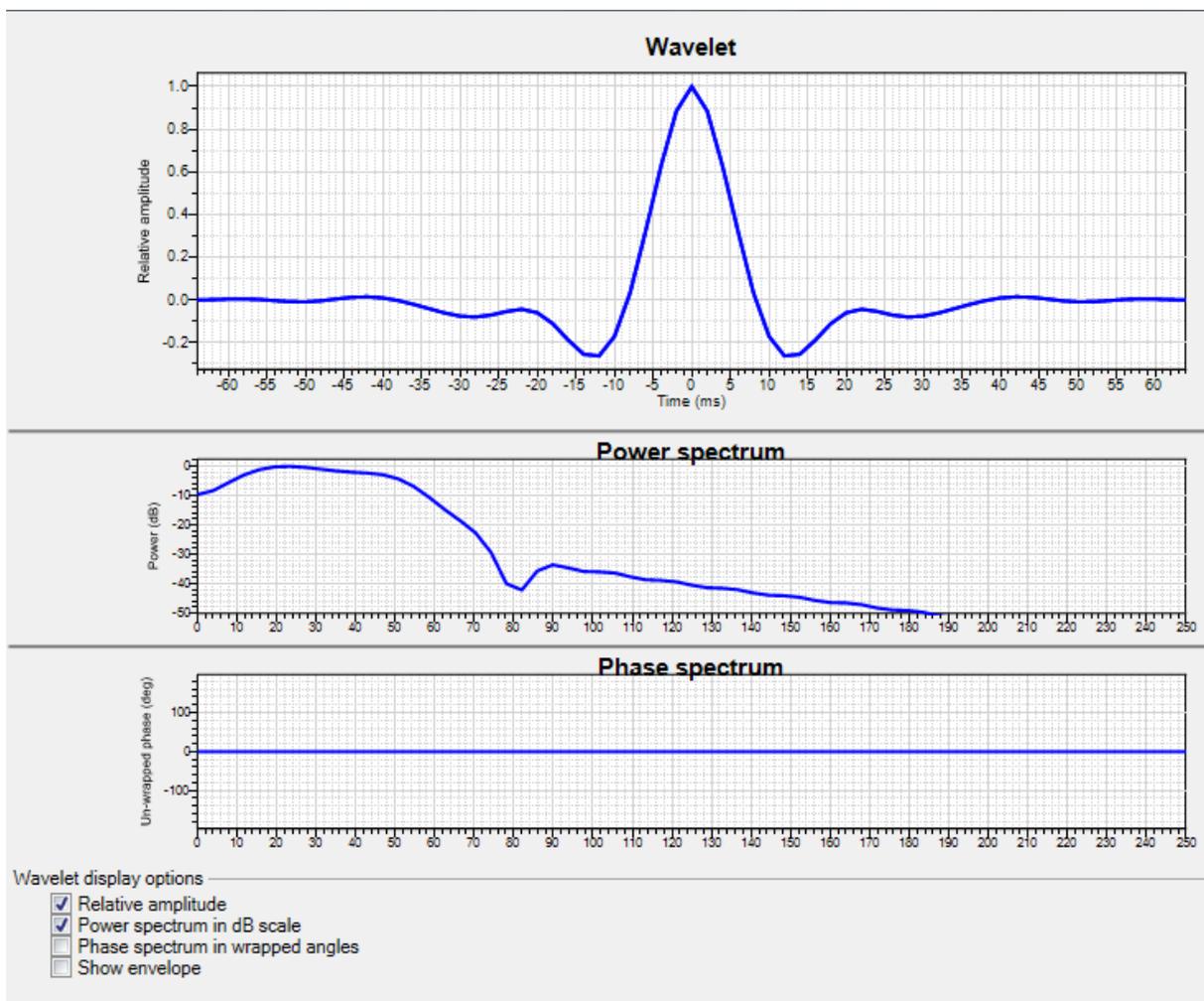


Figura 23 - Extração da Wavelet.

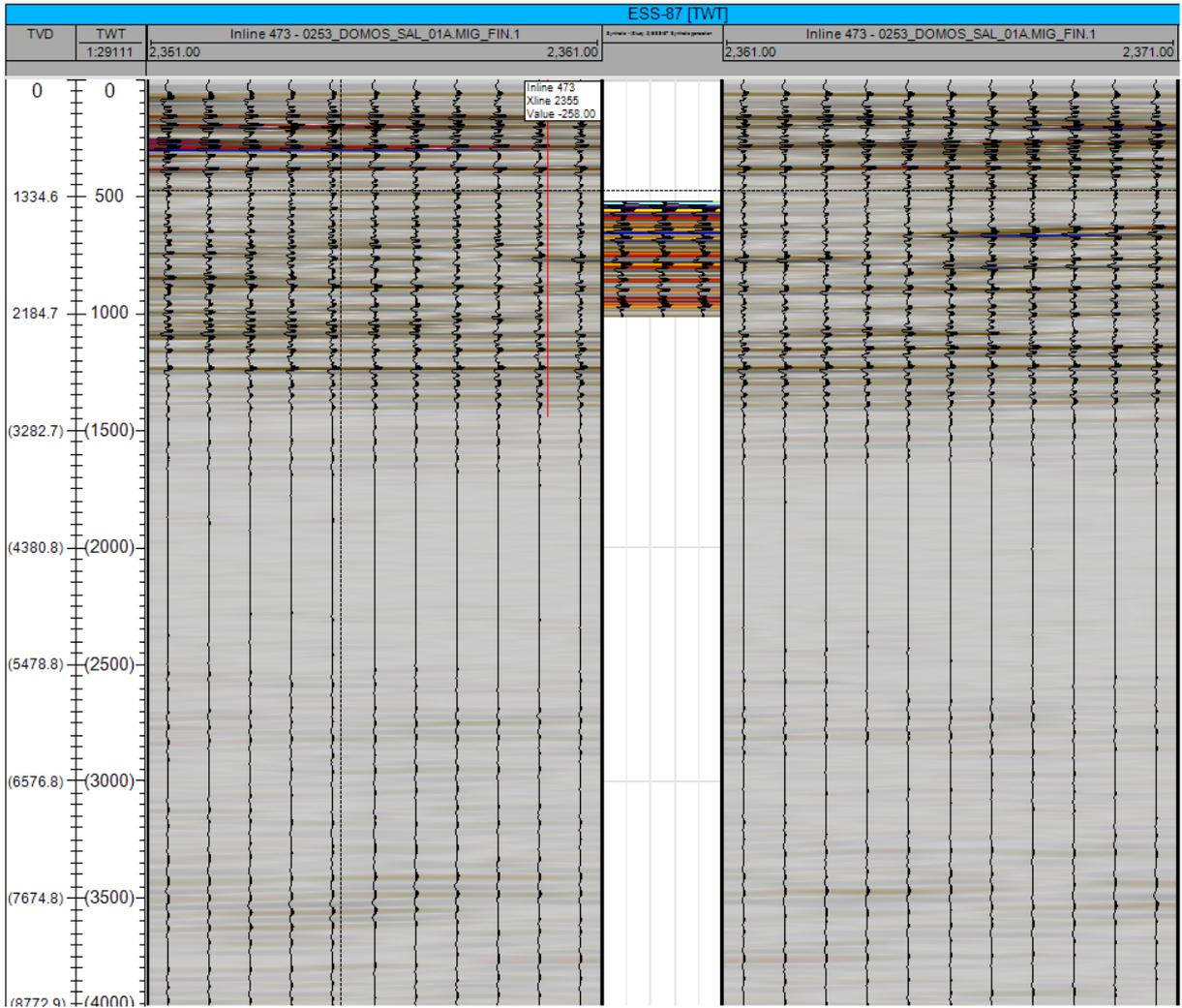


Figura 24 - Amarração do poço 1-ESS0087-ES

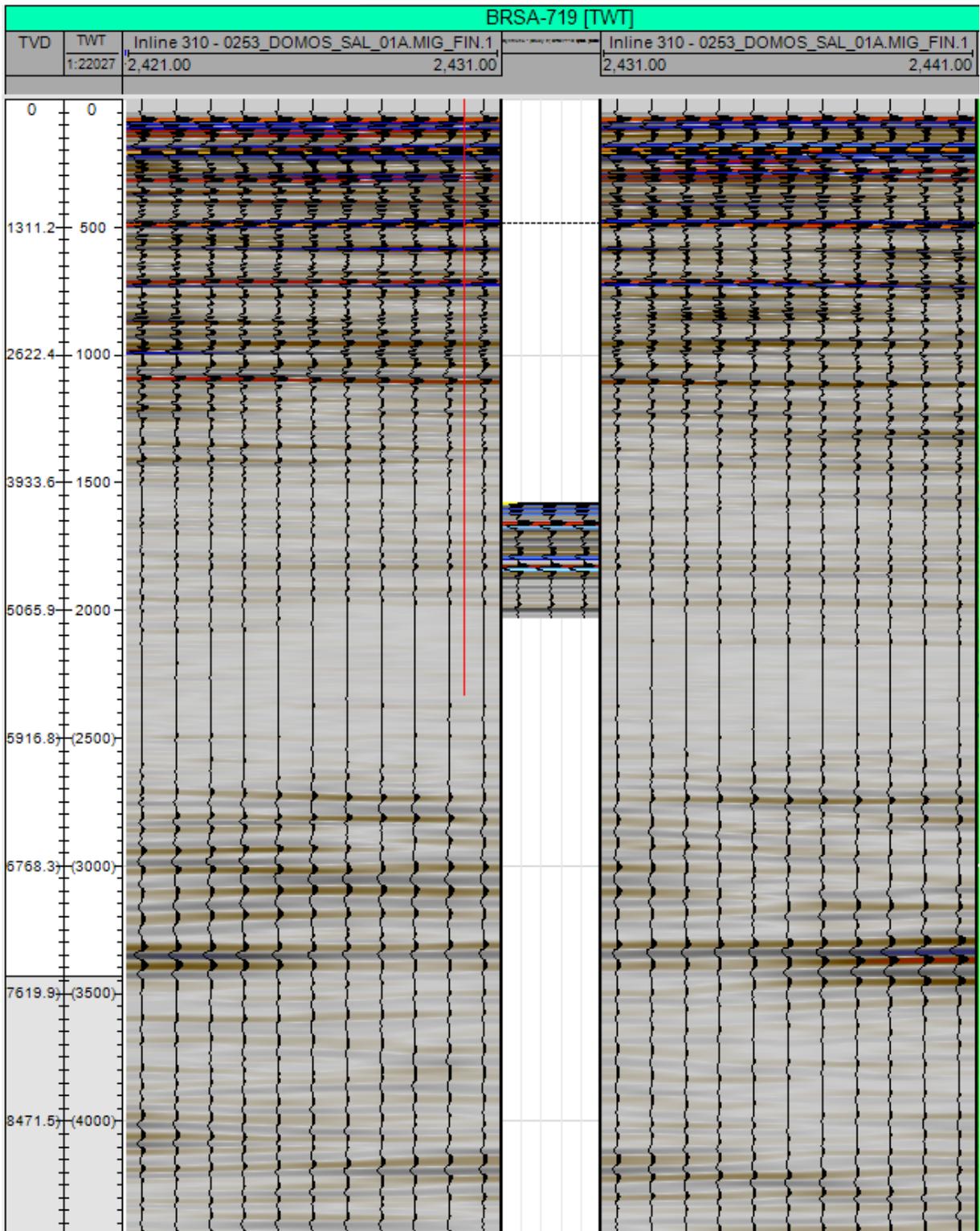


Figura 25 - Amarração do poço 1-BRSA719-ESS

Pode-se observar que para a correlação do dado sísmico na região dos dois poços foi utilizado o refletor mais visível atentando-se para que não haja um excesso na correlação com o dado sísmico causando uma distorção na imagem gerada. Apesar dos dados do poço 1-

ESS0087-ES serem mais rasos e possibilitarem uma melhor definição dos refletores, o poço de maior interesse era o 1-BRSA719-ESS, logo este foi utilizado como poço principal para a amarração.

10. CONCLUSÃO

A interpretação sísmica 3D foi eficaz na identificação da estrutura geológica das camadas e na identificação das formações principais da bacia. O mapeamento de falhas e trapas estruturais foram dificultados pela qualidade do dado. Dentro da bacia do Espírito Santo, mais precisamente na Formação Rio Doce, as principais dificuldades na interpretação foram a complexidade estrutural das camadas e a falta de sinal nas maiores profundidades (parte da Formação Urucutuca). Esta complexidade estrutural nas camadas da Formação Rio Doce não representa um grande problema tendo em vista que não foram encontradas na bibliografia acumulações de hidrocarbonetos nestas profundidades.

As análises dos perfis geofísicos de poço serviram para a identificação dos sedimentos formadores das camadas, possibilitando a correlação com as Formações previamente conhecidas, e também na localização de possíveis acumulações de hidrocarbonetos. O poço 1-BRSA719-ESS apresentou uma possível acumulação de hidrocarboneto. Essa acumulação foi confirmada nos documentos de perfuração do poço, porém o mesmo foi abandonado por baixa produtividade. O poço 1-ESS0015-ES também apresentou um possível reservatório, porém de acordo com o relatório do poço não foi encontrado acúmulo de hidrocarboneto.

A partir da criação do sismograma sintético foi realizada a correlação entre a sísmica e os poços. Essa correlação ajudou em uma maior precisão no posicionamento das Formações em profundidade ajustando, assim, o dado sísmico como um todo. Apesar dos refletores mais fortes estarem presentes na Formação Rio Doce, ou seja, camadas superiores, o alvo do trabalho era a Formação Urucutuca. Apesar da dificuldade em identificar refletores fortes no dado sísmico dentro da formação alvo, foi possível fazer a correlação do dado real desta formação com o sismograma sintético criado na mesma profundidade, dando maior precisão ao posicionamento da Formação Urucutuca.

O objetivo principal do trabalho de encontrar possíveis acumulações de hidrocarboneto foi alcançado. Houve a identificação de um possível reservatório no poço 1-ESS0087-ES, que a partir da análise dos relatórios de poço foi descartada a presença de hidrocarbonetos. No entanto, na região do poço 1-BRSA719-ESS foi indicada a acumulação de hidrocarbonetos, junto a uma área que mostrou condições de ser um possível reservatório. Esta possibilidade

poderá ser confirmada, com um trabalho de pesquisa mais detalhado, entre eles o relatório de perfuração do poço.

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP (BDEP). **WebMaps**. Disponível em: Acesso em 24 de Setembro de 2014.

BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M.; GONÇALVES, J. H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas & SIG**. Brasília. Serviço Geológico do Brasil-CPRM. 2003.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética
Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Atualização 2011 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012 1v.: il.

Donald L. Turcotte, Gerak Schubert. **Geodynamics**. 2nd ed. Rev. ed. of: Geodynamics applications of continuum physics to geological problems, c1982. Cambridge University. Impresso em 2002.

DPC & ASSOC. **Petroleum Systems of Brasil**. 2000.

E. C. Alves ET AL. **Análise Morfotectônica E Significado Estratigráfico Dos Altos Estruturais Que Segmentam A Margem Continental Sul-Sudeste Brasileira**. Niterói – RJ. Universidade Federal Fluminense. 2011.

E. P. da Silva. **Interpretação Sísmica e Modelamento Magnetométrico e Gravimétrico 2D e 3D de corpos vulcânicos localizados na Sub-Bacia do Platô de Pernambuco – Uma contribuição à sua evolução tectono-estratigráfica**. Pernambuco. Dissertação (mestrado). Universidade Federal de Pernambuco.CTG.Geociências. 2008.

E. J. Milani, J. A. S. L. Brandão, P. V. Zalán & L. A. P. Gamboa. **Petróleo na margem continental brasileira: Geologia, exploração, resultados e Perspectivas**. Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 18(3). 2000

Gamboa, D., T. Alves, and J. Cartwright (2011). **Distribution and characterization of failed (mega)blocks along salt ridges, southeast Brazil: Implications for vertical fluid flow on continental margins**, J. Geophys. Res., 116, B08103, doi:10.1029/2011JB008357.

G. H. DAVIS, S. J. REYNOLDS. **Structural Geology of Rocks and Regions**. 2nd ed. John Wiley & Sons, Inc. 1996.

IGLESIAS, R. **Conceitos de Engenharia de Reservatório**. 2009. Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono (CEPAC).

KEAREY, P., BROOKS, M. & HILL, I. **Geofísica de Exploração**. 1 ed. São Paulo. Oficina de textos. 2009

LUCCHESI, Celso Fernando. **Petróleo. Estud. av.**, São Paulo , v. 12, n. 33, Aug. 1998 . Disponível em: . Acesso em 18 de Setembro de 2014. <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-40141998000200003>.

MATOS, João Paulo Lopes de; CASTRO, David Lopes de; PEDROSA JR, Nilo Costa. **Comportamento geoeletrico da sequencia drifte da bacia potiguar (RN/CE)**. Revista Brasileira de Geofísica, São Paulo , v. 28, n. 3, Sept. 2010 . Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-261X2010000300012&lng=en&nrm=iso>. Acesso em 06 Out. 2014. <http://dx.doi.org/10.1590/S0102-261X2010000300012>.

NERY, Geraldo Girão. **Perfilagem Geofísica em Poço Aberto – fundamentos básicos com ênfase em petróleo**. – Rio de Janeiro: SBGf, 2013.

Philip A. Allen and John R. Allen. **Basin analysis: principles and applications**. Blackwell Science LTD. 2005.

Projeto ONIPGEO. **Situação da Sísmica Terrestre no Brasil**. Publicação do projeto financiado pelo CT Petro/FINEP. 2003.

P.V. Zalán. O **potencial petrolífero brasileiro além do pré-sal**. Artigo Opinião – Portal Geofísica Brasil. 2002.

R. E. Sheriff, L. P. Geldart. **Exploration Seismology**. 2nd ed. Cambridge University Press. 1995.

R. P. C. Sampaio. **Influência da tectônica de sal na seqüência marinha da Bacia do Espírito Santo e suas implicações estruturais**. Niterói – RJ. Dissertação (Mestrado em Geologia e Geofísica Marinha). Universidade Federal Fluminense. 2011.

Thomas,J.E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro. Editora Interciência. 2004.

TIAB,D. & DONALDSON,C. **Petrophysics**. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. Houston. Gulf publishing Company. 1996.

W. M. Telford, L. P. Geldart, R. E. Sheriff. **Applied geophysics**. 2nd ed. Cambridge University Press. 1990.