

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Campus de Rio Claro

DOUGLAS SOUZA MORAIS

**CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA PETROLÍFERO DAS ÁGUAS RASAS NA
BACIA DO ESPÍRITO SANTO COM A APLICAÇÃO DE TÉCNICAS GEOFÍSICAS**

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Campus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente

Orientador: João Carlos Dourado

Rio Claro – SP

2014

551 Morais, Douglas Souza
M827ca Caracterização do sistema petrolífero das águas rasas na
 Bacia do Espírito Santo com aplicação de técnicas geofísicas /
Douglas Souza Moraes. - Rio Claro, 2014
 92 f. : il., figs., tabs., mapas

 Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista,
 Instituto de Geociências e Ciências Exatas
 Orientador: João Carlos Dourado

 1. Geofísica. 2. Métodos geofísicos. 3. Geologia
 estratigráfica. I. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Instituto de Geociências e Ciências Exatas

Campus de Rio Claro

DOUGLAS SOUZA MORAIS

**CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA PETROLÍFERO DAS ÁGUAS RASAS NA
BACIA DO ESPÍRITO SANTO COM A APLICAÇÃO DE TÉCNICAS GEOFÍSICAS**

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências e Ciências Exatas do Campus de Rio Claro, da Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geociências e Meio Ambiente

Comissão Examinadora

Prof. Dr. João Carlos Dourado – Orientador - IGCE/UNESP/Rio Claro (SP)

Prof. Dr. César Augusto Moreira – IGCE/UNESP/Rio Claro (SP)

Prof. Dr. Renato Luiz Prado – IAG/USP/São Paulo (SP)

Resultado: Aprovado

Rio Claro (SP), 26 de Junho de 2014

**Dedico esta dissertação aos meus pais e irmãos pelo AMOR
incondicional**

"Eu quase que nada sei, mas desconfio de muita coisa. Desconfio, por exemplo, de que subir na vida é como subir em uma árvore, tarefa para a qual cada um de nós tem três caminhos: subir nela, sentar em cima de uma semente ou ficar amigo de um grande pássaro. Como não tenho um grande pássaro amigo e não tenho paciência para sentar na semente e esperá-la tornar-se árvore, tenho como única escolha tentar subir na floresta da vida, agarrando-me aos meus sonhos (pois afinal lutam melhor os que têm belos sonhos e eu sonho para ser livre de espírito e luto para ser livre na vida). E com este pensar, busco aprender como se fosse viver para sempre e vivo como se fosse morrer amanhã. Mas, cada pessoa pensa como pode... E como eu tenho um cérebro maravilhoso, que começa a funcionar assim que me levanto da cama e não pára até chegar ao escritório, adoro o meu trabalho: sou capaz de ficar horas simplesmente olhando para ele (afinal, devo ter uma enorme quantidade de inteligência, pois às vezes levo uma semana para a colocar em movimento). E ao fim de cada dia, despreocupado com o futuro (pois afinal é o passado que nos atropela e mata!), volto para casa (onde o meu coração cria raízes), dispo-me da minha veste de gênio (contra a qual todos os idiotas se juntam e conspiram!) e vou alimentar o meu cachorro manso que passou fome durante todo o dia... Meu outro cão, o que é cruel e mau, só se alimentará amanhã, quando eu acordar novamente, pois afinal o brasileiro, quando não é canalha na véspera, é canalha no dia seguinte... "

O texto parafraseado tem reflexões de Jonathan Swift, Henrik Ibsen, Nelson Rodrigues, Paulo Coelho, Robert Maudment, Robert Frost, Robert Benchlev, Mark Twain, Guimarães Rosa, Che Guevara, Mahatma Gandhi e Mário Quintana.

Extraído de: <http://livrepensar.wordpress.com/2008/09/>

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar gostaria de agradecer às pessoas que são fundamentais em minha vida, DEUS, minha mãe Rosemeire, meu pai José Cássio e meus irmãos Tobias, Vinicius e Cássio. E, mais recentemente aos mais novos integrantes da família “buscapé”, meus sobrinhos lindos. (risos). Os principais ensinamentos que aprendi se deve a educação e amor recebidos por meus pais e aos exemplos de conduta e amor dos meus irmãos.

Quero agradecer ao meu orientador Prof. Dr. João Carlos Dourado que me atura há mais de 5 anos, desde a época de graduação, pelos ensinamentos e amizade construída.

Meus agradecimentos à FAPESP (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo) por concessão de bolsa, essencial para o desenvolvimento do projeto.

Ao ambiente UNESPETRO, local em que passei boas horas desenvolvendo o projeto e analisando os dados nos softwares.

Aos amigos das antigas (Geologia turma 2006 - 2010), aos recentes (pós-graduação, pessoal da física, biologia), à república Toka do Shrek e a casa de futuros magrinhos... rrsrrsrsrs obrigado pelas constantes rizadas e ensinamentos.

E não menos importante, não mencionarei nomes para não esquecer ninguém, mas gostaria de agradecer a todos que contribuíram de maneira direta ou indireta na realização deste trabalho.

RESUMO

A Bacia do Espírito Santo é caracterizada como de margem passiva formada quando da separação do continente Sul-Americano e Africano na fragmentação do Gondwana. A área de estudo concentra-se na porção *offshore* perfazendo quatro campos, sendo dois conhecidamente produtores de gás (Cangoá e Peroá) e dois produtores de óleo (Cação e Golfinho). A geofísica aplicada para hidrocarbonetos é largamente usada com a finalidade de melhor compreender o sistema petrolífero dos campos de petróleo. A interpretação da sísmica de reflexão (seções sísmicas), métodos potenciais (Gravimétricos e Aeromagnetométricos), além da perfilagem geofísica foram os métodos geofísicos estudados neste presente trabalho. A maioria dos dados foram disponibilizados através do BDEP/ANP (Banco de Dados de Exploração e Produção/ Agência Nacional do Petróleo). Vários lineamentos foram extraídos nos mapas de métodos potenciais para tentar entender suas relações com o sistema petrolífero da bacia. Nas seções sísmicas foram interpretados os horizontes cronoestratigráficos com posterior geração dos mapas de contorno estrutural de cada horizonte. De todos os dados de poços solicitados, 16 apresentaram ótimos resultados nos perfis geofísicos (RG, ILD, RHOB, NPHI, DT), ou seja, havia forte evidências de que seriam bons reservatórios. Por isso, foram caracterizados petrofisicamente, obtendo-se assim os valores de porosidade, volume de argila, resistividade da água de formação, e a saturação de água. Através dos dados de poços foram realizadas as correlações estratigráficas amarradas com a sísmica. Com o estudo integrado de todos esses métodos foi possível identificar possíveis alvos exploratórios.

PALAVRAS-CHAVE: métodos geofísicos, sistema petrolífero, bacia do Espírito Santo

ABSTRACT

The Espírito Santo Basin is characterized as passive margin. It is formed during the separation between the South American and African continents in the fragmentation of Gondwana. The study area is focused on the offshore portion totaling four fields, two notoriously gas producers (Cangoá and Peroá) and two oil producers (Cação e Golfinho). The geophysics is widely used to study the petroleum system of the oil fields. The interpretation of seismic reflection, potential methods (Gravimetric and aeromagnetic) and geophysical logging data was the geophysics methods were studied in this present. Most of the data was get from BDEP / ANP (Banco de Dados de Exploração e Produção de Petróleo/ Agência Nacional do Petróleo). Several lineaments were drawn on maps of potential data to understand whether or not these lineaments influence the petroleum system in the basin. The seismic sections were interpreted to make maps of the structural contour. Of all 16 wells requested optimum results presented in geophysical (ID, ILD, RHOB, NPHI, DT), ie there was strong evidence that good reservoirs would therefore have been characterized petrofisics, thus obtaining values porosity, volume of clay formation, water resistivity, and water saturation. These wells stratigraphic correlations tied to the seismic were performed. With the integrated study of all these methods was possible identify potential exploration targets.

KEYWORDS: geophysics methods, petroleum system, Espírito Santo basin

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Localização da área de estudos. Campos de óleo: Cação e Golfinho (verde), Campos de gás: Cangoá e Peroá (vermelho).....	07
Figura 2 - Subdivisão do Sistema Orogênico Mantiqueira.....	08
Figura 3 - Mapa tectônico do Orógeno Araçuaí (modificado de Pedrosa Soares <i>et al.</i> , 2001 e Lima <i>et al.</i> , 2002). 1- Suíte G5, tipo I (520-490 Ma). 2- Suíte G4, tipo S (520-500 Ma). 3- Formação Salinas (570-520 Ma). 4- Suítes G2 (585-565 Ma) e G3S, ambas tipo S. 5- Suíte G1, tipo I (630-585 Ma). 6- Complexo paragnáissico. 7- Grupo Macaúbas proximal. 8- Grupo Macaúbas distal. 9- Formação Ribeirão da Folha (RF) e Grupo Dom Silvério (DS). 10- Grupo Rio Doce. 11- Granito Salto da Divisa (880 Ma). 12- Complexo Juiz de Fora (2,2-2,0 Ga). 13- Arqueano a Mesoproterozóico retrabalhado na Orogenia brasileira (Supergrupo Espinhaço em amarelo): complexos Gu-Guanhães, It- Itabuna, Ma-Mantiqueira, P-Pocrane, e Po-Porteirinha. 14- Limite cratônico. 15- Zona de sutura neoproterozóica. 16- Transporte tectônico. 17- Polaridade metamórfica.....	09
Figura 4 - Mapa de localização e principais feições estruturais e sedimentares da Bacia do Espírito Santo/Mucuri.....	11
Figura 5 - Representação topobatimétrica da margem continental leste-nordeste (visão 3D).	12
Figura 6 - Reconstituição paleogeográfica de algumas bacias da margem leste brasileira.....	13
Figura 7 - Carta Estratigráfica da Bacia do Espírito Santo com os principais horizontes cronoestratigráficos interpretados.....	15
Figura 8 - Seção geológica esquemática da Bacia Espírito Santo mostrando as principais formações da bacia.....	16
Figura 9 - Modelo para o arcabouço tectono-magmático da região do Complexo Vulcânico de Abrolhos.....	19
Figura 10 - Localização do Campo de Cação com Poços (amarelo) e Sísmica 2D (Linhas em roxo).....	21
Figura 11 - Produção de gás e óleo do Campo de Cação no período de Agosto 1998 a Abril de 2010.....	22
Figura 12 - Seção Regional esquemática da Bacia do Espírito Santo (Campo de Cação).....	23
Figura 13 - <i>Cross Section</i> Estrutural do Campo de Cação, traçado a partir de dados de 5 poços.....	23
Figura 14 - Campo de Golfinho com localização dos poços utilizados e linhas sísmica 2D (Linhas em roxo).....	24

Figura 15 - Produção de gás e óleo do Campo de Golfinho no período de Fevereiro 2006 a Outubro de 2011.....	25
Figura 16 - Produção de gás e óleo do Campo de Cangoá no período de Junho 2009 a Outubro de 2011. Com informações reais de produção em somente 6 meses.....	27
Figura 17 – Localização dos campos de gás Cangoá e Peróá onde as linhas roxas representam as seções sísmicas 2D, os retângulos hachurados os cubos sísmicos (3D).....	28
Figura 18 - Produção de gás e óleo do Campo de Peroá no período de Fevereiro 2006 a Outubro de 2011.....	29
Figura 19 - (A) Seção através de uma camada horizontal única mostrando a geometria das trajetórias dos raios refletidos e (B) curva tempo-distância para raios refletidos a partir de um refletor horizontal.....	32
Figura 20 – Mapa de localização das 61 seções 2D, 3 seções 3D e 32 poços no software Petrel.....	40
Figura 21 – Calibração dos perfis densidade e sônico para obtenção dos sismogramas sintéticos e amarração com a seção sísmica.....	41
Figura 22 - Localização dos principais poços estudados e caracterizados (em azul as cotas batimétricas).....	43
Figura 23 – A) Exemplo de dados extraídos da pasta de poço. B) Perfil Composto.....	45
Figura 24 - Mapa Gravimétrico <i>Bouguer</i> com o traçado dos principais lineamentos.....	53
Figura 25 - A). Mapa gravimétrico <i>Bouguer</i> com traçado esquemático do Complexo Vulcânico de Abrolhos. B). Mapa com a localização do CVA (Complexo Vulcânico de Abrolhos) de Sobreira & França (2006).....	54
Figura 26 - A). Mapa gravimétrico <i>Bouguer</i> com as indicações dos Paleocânions e a província dos domos de sal. B). Mapa estrutural de Carvalho <i>et al.</i> (1989).....	55
Figura 27 - A). Mapa gravimétrico <i>free-air</i> com indicações de falha, Paleocânions, Faixa Colatina e Lineamento São Mateus. B). Mapa estrutural de Carvalho <i>et al.</i> (1989).....	56
Figura 28 - A). Mapa de anomalia magnética, sem aplicação de filtro.....	57
Figura 29 – Seção sísmica 232_0067 processada e interpretada.....	58
Figura 30 – Correlação entre mapa gravimétrico (<i>Bouguer</i>) e seção sísmica 2D mostrando a ocorrência de sal.....	59
Figura 31 – Seção sísmica 250_0136 processada e interpretada.....	60
Figura 32 – Seção sísmica 231_0069 processada e interpretada.....	61
Figura 33 – Seção sísmica R3_231_0021 processada e interpretada.....	62

Figura 34 – Seção sísmica 201_0121 processada e interpretada.....	63
Figura 35 – Seção sísmica R3_201_0083 processada e interpretada.....	64
Figura 36 – Mapa estrutural do Embasamento.....	65
Figura 37 – Mapa estrutural do Aptiano com enfoque as zonas de falhas tracejadas em preto.....	66
Figura 38 – Mapa estrutural do topo do Sal.....	67
Figura 39 – Mapa estrutural do Albiano.....	68
Figura 40 – Mapa estrutural Maastrichtiano com enfoque as zonas de falhas tracejadas em preto.....	69
Figura 41 – Mapa estrutural Fundo do Mar.....	70
Figura 42 – Mapa estrutural Formação Urucutuca.....	71
Figura 43 – Mapa estrutural Oligo-Mioceno.....	72
Figura 44 - Mapa estrutural Paleoceno com a direção preferencial da deposição sedimentar.....	73
Figura 45 - Perfis Geofísicos (RG, ILD, RHOB, DT) para correlação dos poços 4_BRSA_66_ESS e 3_ESS_82_ES.....	74
Figura 46 – Calibração Poço x Sísmica após a realização do <i>checkshot</i>	77
Figura 47 – Seção Estratigráfica – Campo Cação.....	78
Figura 48 – Seção Estratigráfica – Campo Peroá.....	79
Figura 49 – Seção Estratigráfica – Campo Cangoá.....	80
Figura 50 – Seção Estratigráfica – Campo Golfinho.....	81
Figura 51 – Alvo exploratório em estruturas <i>horst</i> no topo do Maastrichtiano. Seção sísmica R3_0231_0021.....	82
Figura 52 – Alvo exploratório associado a falhas no topo do sal. Seção sísmica 0232_0067.....	82
Figura 53 – Alvo exploratório associado a anticlinais de teto (<i>rollovers</i>). Seção sísmica 0231_0069.....	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados existentes em cada poço solicitado junto ao BDEP-ANP.....	42
Tabela 2 – Comparação dos modelos comuns de saturação de fluido para reservatórios siliciclásticos.....	50
Tabela 3 – Resumo das principais análises petrofísicas (Θ , V_{sh} , V_{cln} , S_w e S_o).....	76

ANEXOS

ANEXO I – Gráfico/Chart Gen-9, Schlumberger, 1972

ANEXO II – Análise petrofísica de todos os 43 níveis reservatório distribuídos ao longo de 16 poços

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	4
2. OBJETIVOS.....	6
2.1. Objetivo Geral.....	6
2.2. Objetivos Específicos.....	6
3. LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO.....	7
4. CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL.....	8
4.1. Província Mantiqueira.....	8
4.1.1. Orógeno Araçuai.....	9
4.2. Arcabouço Estrutural.....	10
4.3. Bacia do Espírito Santo.....	12
4.3.1. Estratigrafia e Evolução Tectono-sedimentar da Bacia.....	14
4.3.2. Sistema Petrolífero.....	18
4.3.3. Complexo Vulcânico de Abrolhos e Halocinese.....	18
5. CONTEXTO GEOLÓGICO LOCAL.....	21
5.1. Campo de Cação.....	21
5.2. Campo de Golfinho.....	24
5.3. Campo de Cangoá.....	26
5.4. Campo de Peroá.....	29
6. PRINCÍPIOS TEÓRICOS DOS MÉTODOS UTILIZADOS E BASE DE DADOS.....	31
6.1. Levantamento Bibliográfico.....	31
6.2. Métodos Geofísicos.....	31
6.2.1. Sísmica de Reflexão.....	31
6.2.2. Métodos Potenciais.....	34
6.2.2.1. Métodos Gravimétricos.....	34
6.2.2.2. Métodos Magnetométricos.....	35
6.3 Perfilação Geofísica: Conceitos e Aplicações.....	37

6.3.1. Perfil de Raio Gama (RG)	37
6.3.2. Perfil de Indução ou Resistividade (ILD)	37
6.3.3. Perfil de Densidade (RHOB)	38
6.3.4. Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI)	38
6.3.5. Perfil Sônico (DT)	39
6.4. BASE DE DADOS	40
6.4.1. Seções Sísmicas	40
6.4.2. Poços	41
6.4.3. Métodos Potenciais	44
6.4.3.1. Dados Gravimétricos	44
6.4.3.2. Dados Aeromagnetométricos	44
6.5. Estudo dos Poços – Análises Petrofísicas	44
6.5.1. Cálculo das Porosidades	46
6.5.2. Cálculo de Volume Argiloso, Vsh	47
6.5.3. Cálculo de Resistividade da Água, R_w	49
6.5.4. Cálculo de Saturação de Água, S_w	50
7. RESULTADOS E DISCUSSÃO	52
7.1. Processamento e Interpretação de Mapas Gravimétricos	52
7.2. Interpretação de Mapas Magnetométricos	57
7.3. Processamento e Interpretação de Seções Sísmicas	58
7.4. Processamento e Interpretação dos Mapas de Contornos Estruturais	65
7.4.1. Embasamento e Aptiano	65
7.4.2. Topo do Sal	67
7.4.3. Albiano	68
7.4.4. Maastrichtiano	69
7.4.5. Fundo do Mar, Fm Urucutuca, Oligo-Mioceno e Paleoceno	70

7.5. Análise Petrofísica de Reservatórios e Correlação Estratigráfica	74
7.6. Possíveis Alvos Exploratórios	81
8. CONCLUSÃO.....	84
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86
ANEXOS	91

1. INTRODUÇÃO

A Bacia do Espírito Santo ocupa uma área explorável de 18.000 km² em sua parte terrestre, ao longo dos litorais sul do Estado da Bahia e centro-norte do Estado do Espírito Santo, e estende-se ainda para a plataforma continental, onde cerca de 200.000 km² encontram-se sob lâmina d'água de até 3.000 m. O limite sul, com a Bacia de Campos, é a feição geológica conhecida como Alto de Vitória, enquanto o limite norte, com a bacia de Cumuruxatiba, corresponde ao limite norte do Complexo Vulcânico de Abrolhos, que em terra corresponde à região de embasamento raso do Alto de Alcobaça (Vieira *et al.* 1994).

A exploração da Bacia do Espírito Santo, visando à descoberta de campos petrolíferos, se iniciou em 1957, com a perfuração do primeiro poço estratigráfico (2-CB-1-ES) próximo à cidade de Conceição da Barra. Entretanto, a exploração foi bastante lenta e irregular, fazendo com que a primeira descoberta comercial só viesse a ocorrer mais de uma década depois, em 1969, quando foi descoberto o Campo de São Mateus (Biassusi *et al.* 1990).

Na atualidade a Bacia do Espírito Santo representa 23% da produção total brasileira de hidrocarbonetos, sendo a primeira bacia em iniciar produção do nível estratigráfico do Pré-Sal, inicialmente de forma experimental no campo de Jubarte a partir de 2008, e em 15 de julho de 2010, a Petrobras anunciou, oficialmente, o início da produção comercial na camada do Pré-sal no Espírito Santo, no campo de Cachalote, com a plataforma FPSO Capixaba (BDEP, 2012).

A Bacia do Espírito Santo apresenta exploração de óleo tanto na região *onshore* quanto *offshore*, sendo os campos de Cação, Golfinho, Canapu, Congoá, Peroá e Camarupim os principais campos *offshore* com maiores quantidades de óleo e gás explorado, enquanto os campos maiores *onshore* são Inhambu e Fazenda Alegre, totalizando 39 campos em produção (BDEP, 2012). Os campos de Peroá e Congoá são reconhecidos como campos de gás, porém de reservas modestas para justificar a produção na época de sua descoberta. Ambos encontram-se em lâmina d'água rasa (60 metros), representados por arenitos turbidíticos saturados com gás. Nas águas profundas da bacia como é o campo de Golfinho, do Cretáceo Superior, representa o grande potencial petrolífero que esta bacia contém na região *offshore*.

Nos últimos 25 anos ocorreram importantes descobertas de hidrocarboneto na região *offshore* da Bacia do Espírito Santo, entre estas descobertas encontram-se os Campos de

Peroá e Cangoá reconhecidos como campos de gás no Oligoceno-Mioceno e os campos de Golfinho e Cação na sequência do Cretáceo Superior (BDEP, 2012).

O presente projeto visa caracterizar o Sistema Petrolífero e explicar de forma integrada os depósitos de hidrocarboneto nas águas rasas da bacia do Espírito Santo, por meio de sísmica de reflexão, dados de poços, métodos potenciais (gravimétricos, magnetométricos), que desempenham um papel importante na análise da estruturação geológica de áreas continentais e *offshore*. Esse estudo integrado fornece valiosas informações quanto à natureza estrutural e tectônica da bacia.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo Geral

Caracterizar o sistema petrolífero associado às regiões dos campos produtores de gás (Peroá e Congoá) e produtores de óleo (Golfinho e Cação) nas águas rasas da Bacia do Espírito Santo, pela integração de dados da análise estratigráfica (base: perfis de poços), sísmo-estratigráfica (base: linhas sísmicas), métodos potenciais (gravimetria e magnetometria) e análises petrofísicas de poços.

2.2. Objetivos Específicos

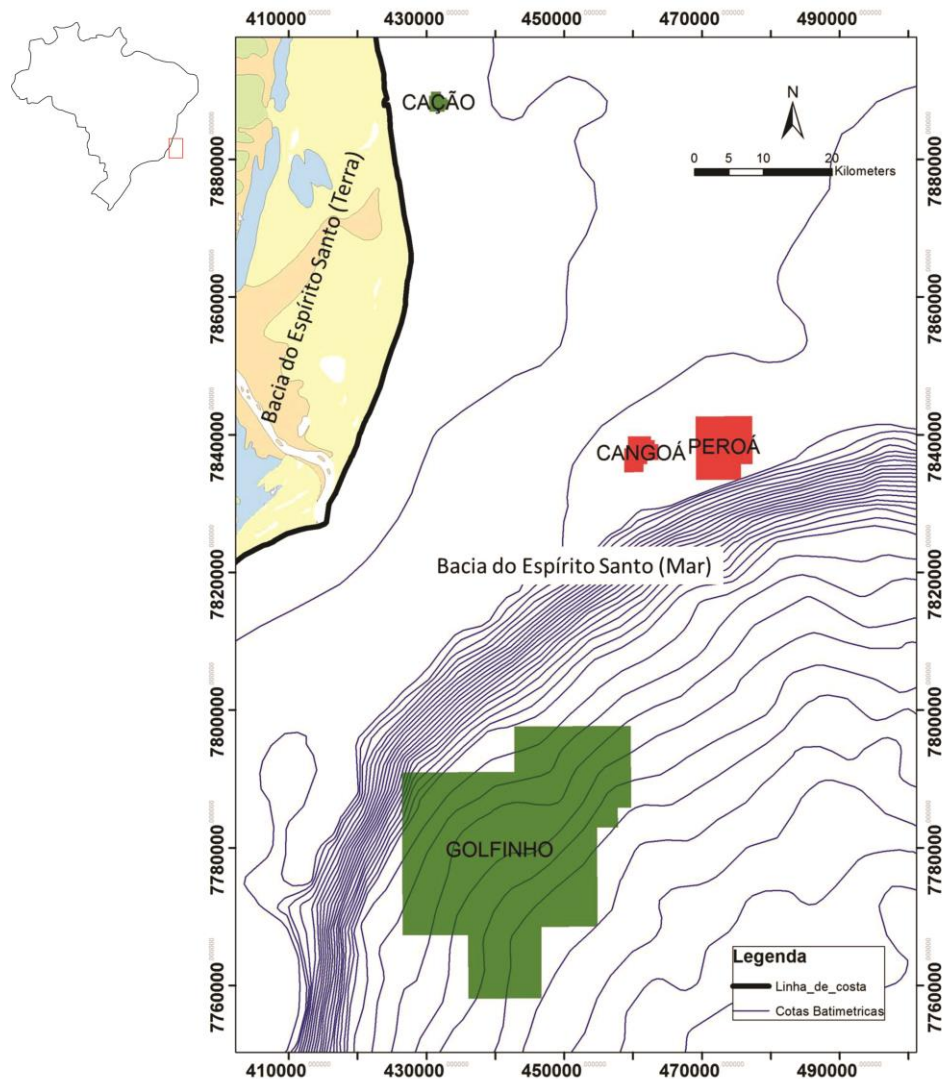
Os objetivos específicos foram:

- estudar as feições e estruturas da Bacia por meio de métodos potenciais;
- identificar por registros de poços os níveis estratigráficos dos reservatórios;
- correlacionar as unidades estratigráficas através da construção de perfis estratigráficos/estruturais nas diferentes direções geográficas;
- processar e interpretar os horizontes estratigráficos (níveis de referência) sobre dados sísmicos 2D e 3D;
- realizar interpretação volumétrica dos dados sísmicos 3D na procura de feições estratigráficas não perceptíveis nos dados de registros de poço;
- integrar dados de registros de poços e dados sísmicos 3D;
- obter calibração dos dados sísmicos e geração do modelo geológico;
- obter a caracterização petrofísica nos níveis reservatórios e, por fim,
- integrar todos os dados com o intuito de obter maior conhecimento do sistema petrolífero da região em estudo.

3. LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo abrange a porção centro-norte da Bacia do Espírito Santo, a qual se localiza na margem sudeste do território brasileiro (**Figura 1**). O limite sul, com a Bacia de Campos, é a feição geológica conhecida como Alto de Vitória, enquanto o limite norte, com a bacia de Cumuruxatiba, corresponde ao limite norte do Complexo Vulcânico de Abrolhos, que em terra corresponde à região de embasamento raso do Alto de Alcobaça (Vieira *et al.* 1994). Os mapas apresentados neste trabalho foram gerados em projeção UTM Zona 24 sul, SAD69.

Figura 1 - Localização da área de estudos. Campos de óleo: Cação e Golfinho (verde), Campos de gás: Cangoá e Peroá (vermelho)



4. CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

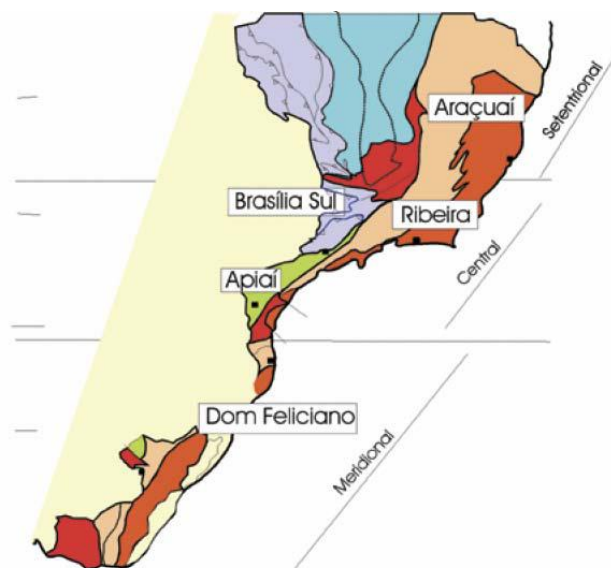
A porção continental da área de estudo situa-se no denominado sistema orogênico Mantiqueira, (Segmento Setentrional), mais especificamente no Orógeno Araçuaí, além do Grupo Barreiras e os depósitos litorâneos (Heilbron *et al.* 2004).

Os litótipos de rochas encontradas variam desde sedimentos do Grupo Barreiras e depósitos litorâneos, a rochas de alto grau metamórfico, compondo uma porção do Orógeno Araçuaí. Granitóides, charnockito, gnaiss, kinzigito, metacalcários (calcíticos e dolomíticos), quartzito, mármore, xistos são exemplo de rochas encontradas no Orógeno Araçuaí na porção norte da Bacia do Espírito Santo. Arenito, argilito arenoso e arenito conglomerático são exemplos de rochas do Grupo Barreiras.

4.1. Província Mantiqueira

O sistema orogênico Mantiqueira se estende do sul da Bahia ao Uruguai, totalizando uma área de cerca de 700.000Km². Este sistema é constituído pelos Orógenos Araçuaí, Ribeira, Dom Feliciano e São Gabriel, e pela zona de interferência entre os Orógenos Brasília e Ribeira (**Figura 2**) (Heilbron *et al.* 2004).

Figura 2 - Subdivisão do Sistema Orogrênico Mantiqueira



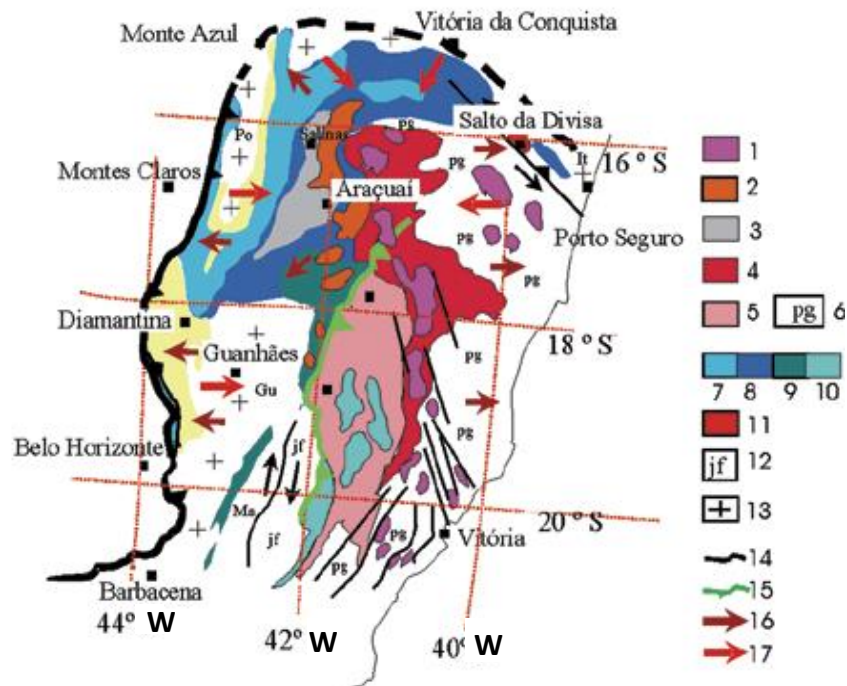
(Fonte: Heilbron *et al.* (2004))

Ao longo deste sistema orogênico as fases são diacrônicas, onde se verifica diferenças de idade entre fases sincollisionais. Por exemplo, esta fase na extremidade sul do Orógeno Brasília ocorreu em torno de 630 Ma, cerca de 50 milhões de anos antes do estágio sincollisional (ca 580 Ma) dos Orógenos Araçuaí e Ribeira (Trouw *et al.* 2000).

4.1.1. Orógeno Araçuaí

Segundo Heibron *et al.* (2004), o Orógeno Araçuaí compõe a parte setentrional da província da Mantiqueira. Se estendendo do Cráton do São Francisco ao litoral atlântico, aproximadamente entre os paralelos 15° e 21° S (**Figura 3**). A passagem do Orógeno Araçuaí para o Orógeno Ribeira é marcada pela deflexão da estruturação brasileira que muda da direção NNE, a norte, para NE, a sul. Não se verifica descontinuidade estratigráfica ou metamórfica na zona de fronteira entre estes orógenos.

Figura 3 - Mapa tectônico do Orógeno Araçuaí (modificado de Pedrosa Soares *et al.*, 2001 e Lima *et al.*, 2002). 1- Suíte G5, tipo I (520-490 Ma). 2- Suíte G4, tipo S (520-500 Ma). 3- Formação Salinas (570-520 Ma). 4- Suítes G2 (585-565 Ma) e G3S, ambas tipo S. 5- Suíte G1, tipo I (630-585 Ma). 6- Complexo paragnáissico. 7- Grupo Macaúbas proximal. 8- Grupo Macaúbas distal. 9- Formação Ribeirão da Folha (RF) e Grupo Dom Silvério (DS). 10- Grupo Rio Doce. 11- Granito Salto da Divisa (880 Ma). 12- Complexo Juiz de Fora (2,2-2,0 Ga). 13- Arqueano a Mesoproterozóico retrabalhado na Orogenia brasileira (Supergrupo Espinhaço em amarelo): complexos Gu-Guanhães, It- Itabuna, Ma-Mantiqueira, P-Pocrane, e Po-Porteirinha. 14- Limite cratônico. 15- Zona de sutura neoproterozóica. 16- Transporte tectônico. 17- Polaridade metamórfica



(Fonte: Heibron *et al.* (2004))

Dentro dos domínios estruturais propostos por Alkimin (2006), a porção do Orógeno presente no Espírito Santo corresponde às Estruturas da Zona Interna de Alto-Grau do Orógeno Araçuaí, caracterizada por suítes graníticas e complexos paragnaissicos do Neoproterozóico-Cambriano, apresentando também sistemas de zonas de cisalhamento de caráter transpressivo-destral.

Na parte ocidental do domínio interno predomina transporte tectônico para sudoeste, mas na sua região oriental registra-se transporte para leste (em particular no extremo leste de Minas Gerais e norte do Espírito Santo) (Heibron *et al.* 2004).

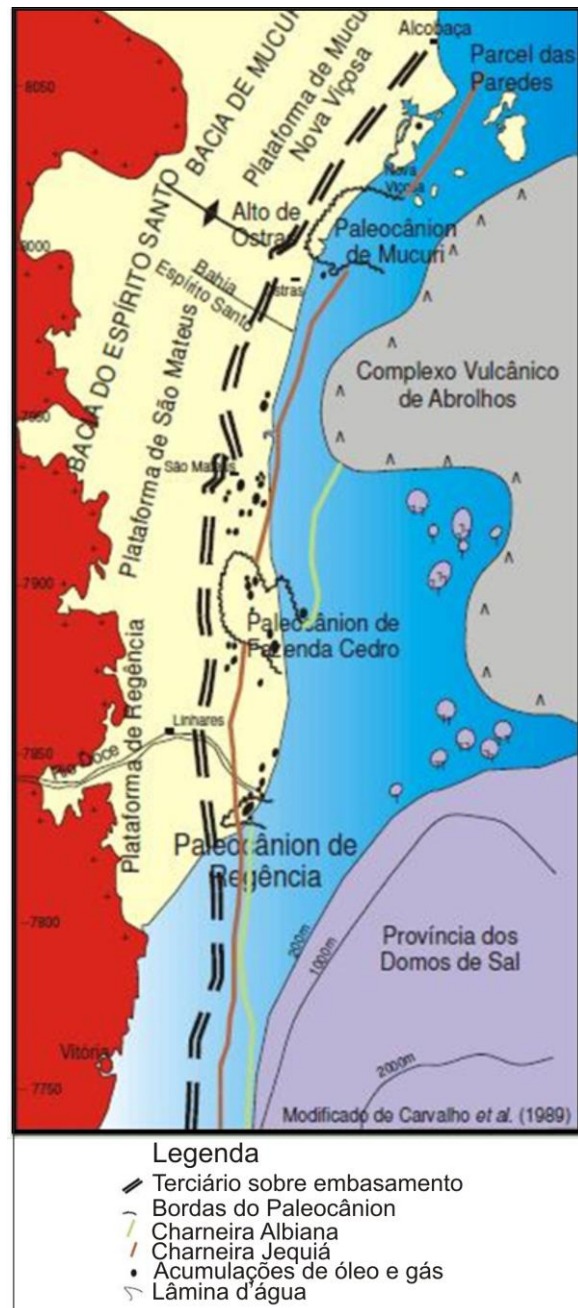
4.2. Arcabouço Estrutural

França & Tokutake (2004) fazem uma análise das porções terrestre e submersa do arcabouço estrutural da Bacia de Espírito Santo.

A porção terrestre, segundo os autores está dividida em quatro regiões morfoestruturais, disposta na seguinte ordem, de norte para sul: Plataforma de São Mateus, Paleocanyon da Fazenda Cedro, Plataforma de Regência e Paleocanyon de Regência (**Figura 4**). Ambos tiveram sua implantação controlada por sistemas de falhas do embasamento e proporcionaram situações ideais para a formação de acumulações de hidrocarbonetos, condicionando a presença dos principais campos atualmente em produção. Pode-se observar neste mesmo sentido, que o embasamento encontra-se raso na Plataforma de São Mateus (caracterizada por reservatórios arenosos de idade Alagoas e recobertos por espesso solo de anidrita), tornando-se profundo na Plataforma de Regência (onde ocorreu o desenvolvimento de extensa plataforma carbonática durante o Albiano) diminuindo a profundidade no Paleocanyon de Regência. Ainda na porção terrestre, e cortando estas regiões, destaca-se uma importante feição estrutural de direção predominante N-S, assinalada por falhas de grande rejeito vertical em alguns locais e brusca variação na espessura do pacote sedimentar. Em seu bloco alto, toda a coluna litoestratigráfica é conhecida, o que não acontece com o bloco baixo, onde há um expressivo aprofundamento da seção sedimentar.

Intercalados a Plataforma de Regência, os Paleocanyons de Fazenda Cedro e Regência os reservatórios são arenitos turbidíticos com idades que variam do Cretáceo Superior ao Eoceno.

Figura 4 - Mapa de localização e principais feições estruturais e sedimentares da Bacia do Espírito Santo/Mucuri

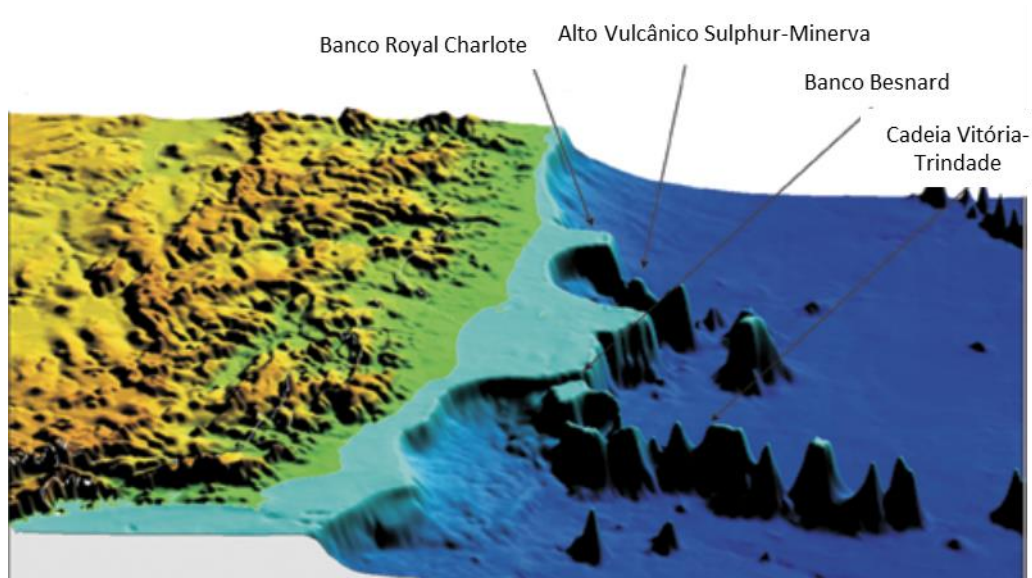


(Fonte: Modificado de Carvalho *et al.* (1989)).

O Platô de São Paulo ocorre entre as bacias de Santos e Espírito Santo, destacando-se a região de Abrolhos como uma grande expansão da plataforma continental. As bacias de Santos, Campos e Espírito Santo estão localizadas no Platô de São Paulo, a mais importante feição fisiográfica da margem sudeste brasileira (Asmus, 1984).

A **Figura 5** apresenta a expressão batimétrica da plataforma continental, que se apresenta bastante larga na região de Abrolhos (Espírito Santo), e muito estreita na região da Bahia a Sergipe Alagoas (Mohriak, 2004). Destacam-se na região de águas profundas diversos montes submarinos em crosta oceânica, e alguns alinhamentos vulcânicos, notadamente a Cadeia Vitória-Trindade.

Figura 5 - Representação topobatimétrica da margem continental leste-nordeste (visão 3D)



(Fonte: Modificado de J.B. França, (2003) in Mohriak, (2004))

4.3. Bacia do Espírito Santo

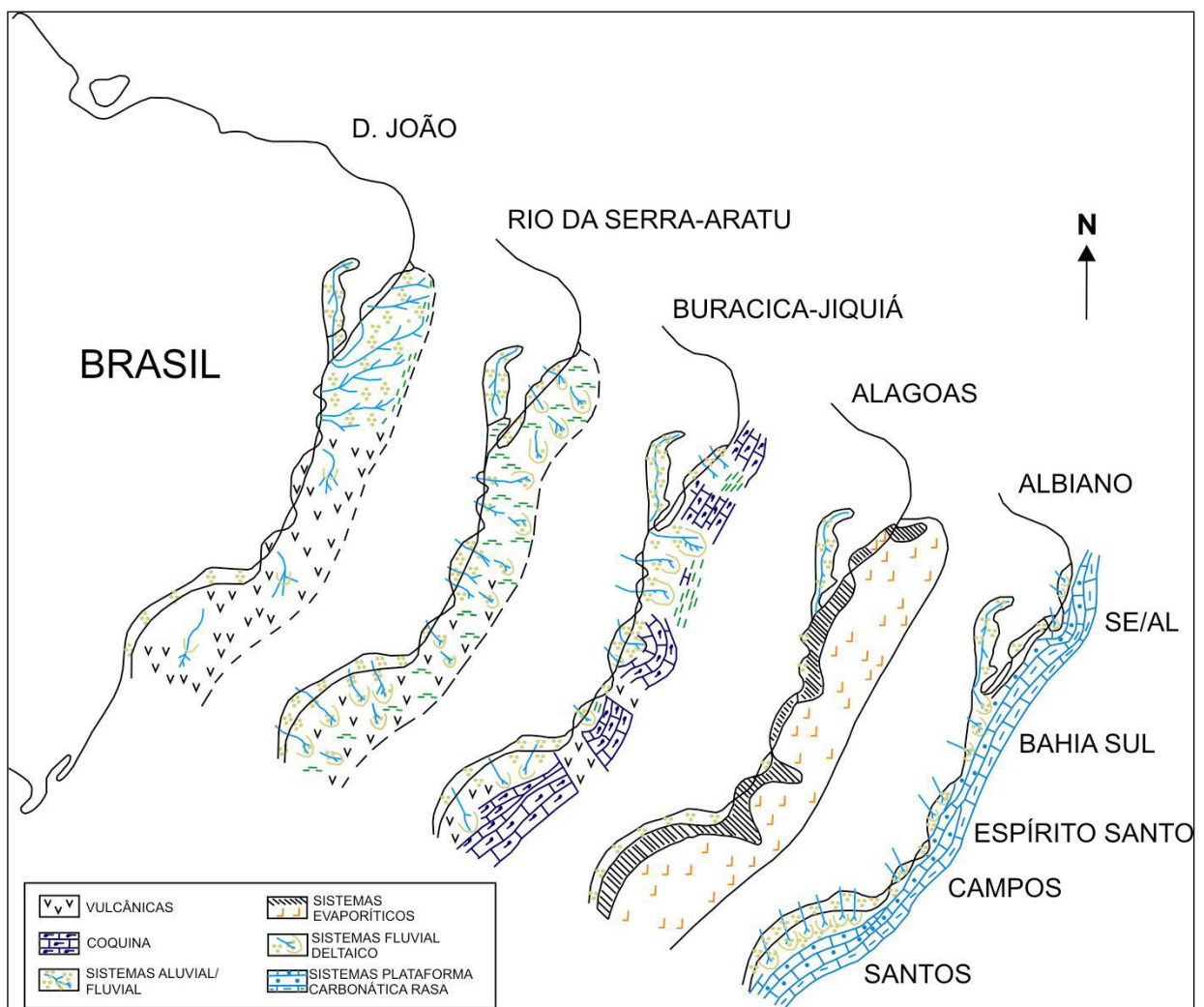
A Bacia do Espírito Santo apresenta em área brasileira o total de 129.429 km², sendo o correspondente em terra de 12.417,8 km², e mar 117.012,3 km². Seus limites com a parte Norte é a Bacia de Mucuri, e ao sul a Bacia de Campos. Seu limite geológico a leste é o Complexo Vulcânico de Abrolhos, ao sul o Alto de Vitória e a oeste o embasamento cristalino, porém ao norte, o limite com a Bacia de Mucuri é apenas geográfico (Vieira *et al.* 1994).

Situada no extremo sul do litoral da Bahia, a Bacia de Mucuri foi individualizada, principalmente, a partir de critérios geográficos. Está limitada ao norte por um complexo recifal moderno, denominado Parcel das Parede, a sul pela divisa de estado entre Bahia e

Espírito Santo e a oeste pelo embasamento pré-cambriano aflorante, com uma área de 14.800 km² até a cota batimétrica de 200 m (Gomes, 1992).

A Bacia do Espírito Santo assim como outras (Santos, Campos, Cumuruxatiba, Pelotas) é caracterizada como de Margem Passiva ou tipo Atlântica sendo que sua configuração atual deveu-se principalmente à fragmentação do Supercontinente Pangea e abertura do Oceano Atlântico Sul a partir do Jurássico, processo de grande importância na compartimentação estrutural da bacia (**Figura 6**).

Figura 6 - Reconstituição paleogeográfica de algumas bacias da margem leste brasileira



(Fonte: Chang *et al.* (1990))

Segundo Vieira *et al.* (1992) a história da bacia pode ser dividida em três estágios:

- Estágio Rift ou Continental (144 a 120 milhões de anos) - Sua origem está correlacionada com a ruptura da crosta continental, portanto, foi marcada pela intensa atividade tectônica e a geração de falhamentos com grandes rejeitos verticais que propiciaram o desenvolvimento de lagos profundos (Asmus & Porto, 1972).

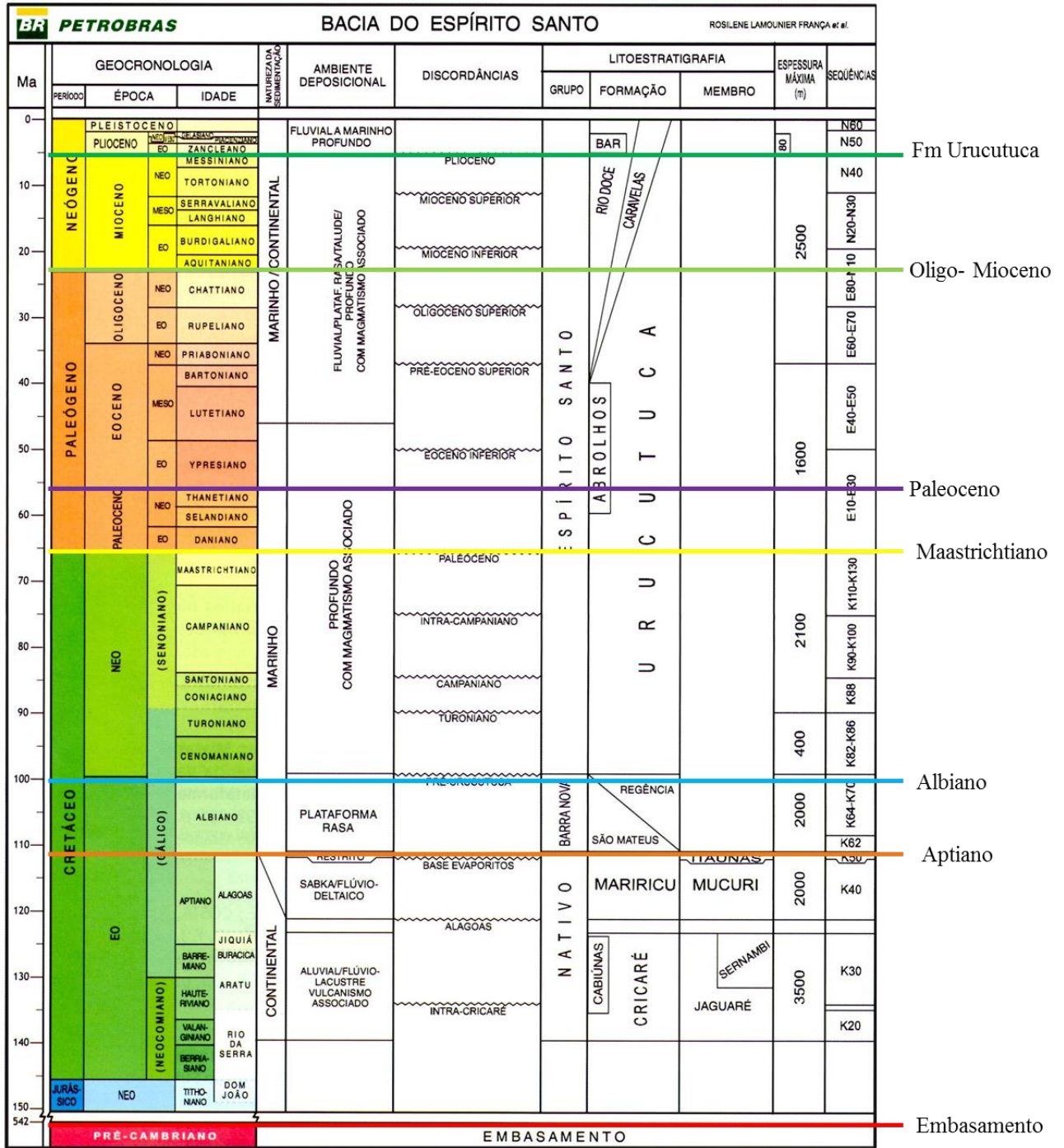
- Estágio Transicional (115 a 111 milhões de anos) - O amplo processo erosivo que antecedeu a deposição dos sedimentos de idade Neoptiana foi responsável pela modelagem e propiciou a deposição dos sedimentos basais da Formação Mariricu. As plataformas de embasamento raso passaram a receber sedimentação clástica/evaporítica em um ambiente de relativa estabilidade tectônica. Apenas na borda da bacia e em algumas áreas mais internas, a atividade tectônica foi mais pronunciada.

- Estágio Marinho (111 milhões de anos até o presente) - Caracterizado por um grande ciclo de deposição que teve início no Albiano e prolonga-se até hoje, porém com alteração no estilo de tectonismo atuante na bacia, que atualmente sofre um processo de subsidência contínua, resultado do resfriamento litosférico.

4.3.1. Estratigrafia e Evolução Tectono-sedimentar da Bacia

Segundo Vieira *et al.* (1994), a Bacia do Espírito Santo é dividida em dois grupos de rochas, ígneas e sedimentares, as quais se agrupam nas unidades litoestratigráficas que compõem a carta estratigráfica e seção geológica da bacia. Foram acrescentados à carta estratigráfica os principais horizontes crono-estratigráficos analisados e interpretados nesta dissertação (**Figura 7**).

Figura 7 - Carta Estratigráfica da Bacia do Espírito Santo com os principais horizontes cronoestratigráficos interpretados

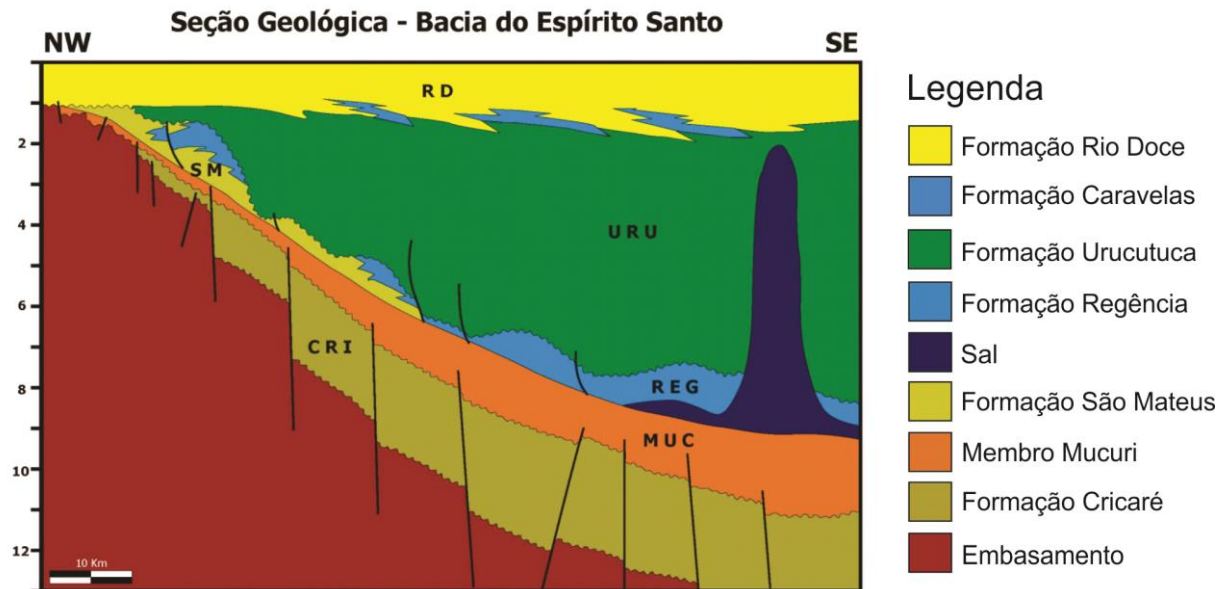


(Fonte: França et al. 2007)

Com relação à seção geológica da bacia (Figura 8) a área de estudos por estar próxima ao continente corresponde às porções mais proximais, ou seja, mais a NW da seção,

não sendo encontradas grandes feições geológicas características de sal e outra característica marcante é o embasamento raso.

Figura 8 - Seção geológica esquemática da Bacia Espírito Santo mostrando as principais formações da bacia



(Fonte: Modificado de ANP, (2007))

Rochas Ígneas:

- Formação Cabiúnas: unidade constituída de basalto toleítico. Por apresentarem características composicionais semelhantes aos basaltos da Formação Cabiúnas da Bacia de Campos e ocuparem a mesma posição estratigráfica, admiti-se que o mesmo evento ígneo tenha ocorrido em ambas bacias.
- Formação Abrolhos: corresponde à seqüência vulcanoclástica aflorante no arquipélago de abrolhos, a norte, e as vulcânicas que formam as ilhas de Trindade e Martins Vaz, localizadas no extremo leste da Bacia do Espírito Santo. Litologicamente, é constituída por um complexo de basaltos que, no conjunto, compõem uma suíte de tendência alcalina a subalcalina. Apesar da ocorrência isolada no contexto da Bacia do Espírito Santo admite-se que esse evento Cretáceo tem relação com o descrito nas bacias de Campos e Santos.

Rochas Sedimentares:

Grupo Nativo: pacote sedimentar situado entre o embasamento e os folhelhos Urucutuca. Este pacote é representado por clásticos grossos, folhelhos e bancos de calcário não marinhos. O topo da unidade é caracterizado por uma seqüência de sedimentos evaporíticos.

- Formação Cricaré: é constituída por arenitos médio a conglomerático e conglomerado arcoseano, intercalados por folhelhos calcíferos, siltito, coquina, calcilutitos e dolomito. Os contatos superiores e inferiores são discordantes com o embasamento e com os arenitos do Membro Mucuri.

- Formação Mariricu: designação para o pacote de rochas compreendido entre o embasamento e o topo dos evaporitos.

O membro Mucuri é composto por arcóseo, conglomerado arcoseano e lítico, folhelho e siltito.

Grupo Barra Nova: designam as rochas situadas entre os evaporitos do Membro Itaúnas e os folhelhos da Formação Urucutuca.

- Formação São Mateus: Caracterizada pela presença de espessos pacotes de arcóseos. O contato inferior da formação é concordante com a Formação Mariricu, e o contato superior é gradacional ou interdigitado lateralmente com a Formação Regência ou discordante sob o Grupo Espírito Santo.

- Formação Regência: Denomina as espessas camadas carbonáticas que ocorrem abaixo dos folhelhos da Formação Urucutuca, caracterizada por calcarenitos.

Grupo Espírito Santo: representado por duas formações interdigitadas: Rio Doce, essencialmente arenosa, e Caravelas, carbonática e pela formação Urucutuca.

- Formação Urucutuca: caracterizada por folhelhos com intercalações de conglomerado, calcário e arenito. Os contatos superior e lateral da Formação Urucutuca com as formações Rio Doce e Caravelas são transicionais, marcados pelo aumento gradativo de pacotes de arenitos ou calcário. O contato inferior com o Grupo Barra Nova é discordante, possivelmente passando a concordante nas porções mais profundas da bacia.

- Formação Caravelas: constituída predominantemente por calcarenito e calcilutito. Localmente os carbonatos repousam sobre as vulcânicas da Formação Abrolhos.

- Formação Rio Doce: basicamente arenosa associadas aos carbonatos Caravelas e sobreposta as folhelhos Urucutuca, é constituída predominantemente por arcóseo hialino com

intercalações de folhelho e argilito. O contato inferior da Formação Rio Doce é gradacional com as formações Urucutuca e Caravelas, ou discordante com as formações Regência, São Mateus, Mariricu ou mesmo com o embasamento.

Grupo Barreiras: ocupa uma área expressiva ao longo de toda faixa costeira, e apresenta idade Pliocênica. Os principais constituintes litológicos são conglomerados polimíticos, arcóseos e, secundariamente argilitos e folhelhos (França & Tokutake, 2004).

- Formação Barreiras: Designa os tabuleiros formados por sedimentos inconsolidados ou pouco consolidado que ocorre na faixa costeira atlântica. A litologia é a descrita para o grupo homônimo.

4.3.2. Sistema Petrolífero

Para um maior conhecimento da bacia, segue abaixo a análise do Sistema Petrolífero baseado em dados obtidos em ANP (2007).

Rochas geradoras: Cretáceo/Neogeno (Formação Urucutuca); Barremiano/Aptiano (Formação Cricaré/Membro Sernambi); Aptiano (Formação Mariricu/Membro Mucuri); Albiano (Formação Regência).

Rochas reservatórios: Cretáceo/Neogeno (turbiditos – Formação Urucutuca); Albiano (Formações São Mateus e Regência); Aptiano (Formação Mariricu/Membro Mucuri); Neocomiano/Barremiano (Formação Cricaré/Membro Jaguaré).

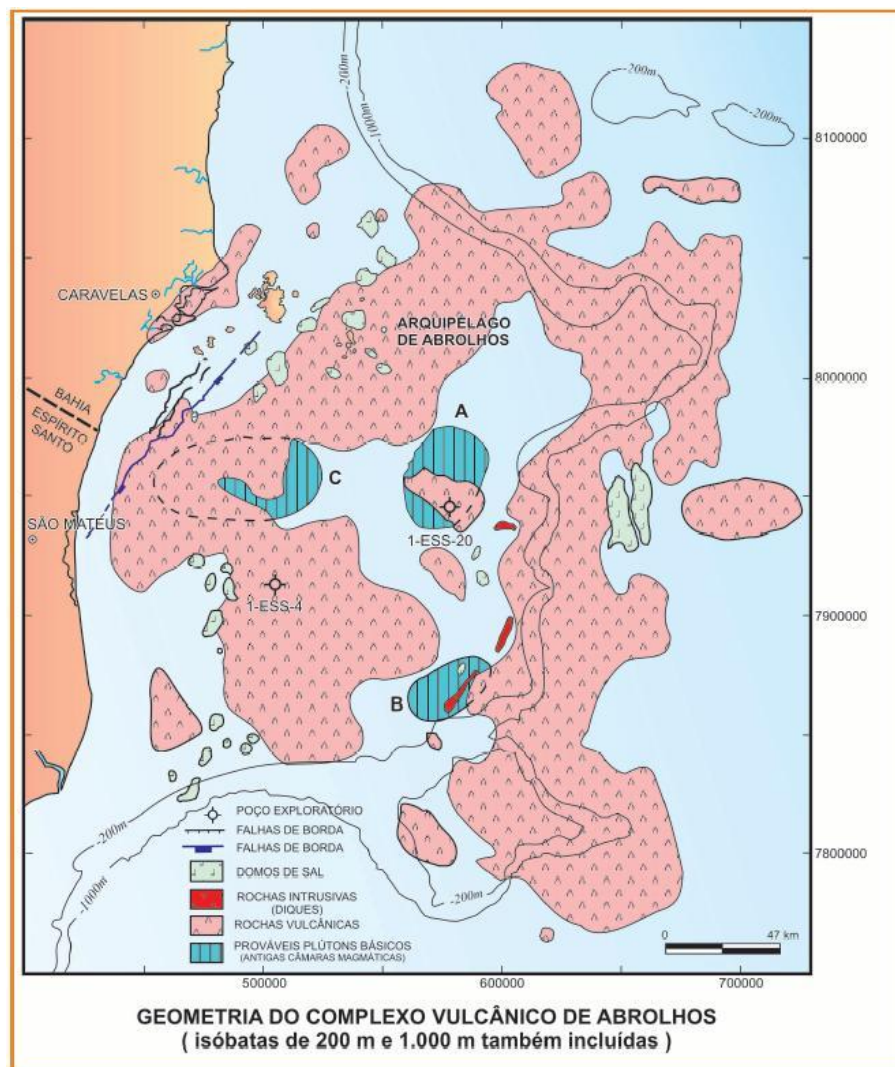
Selos: Folhelhos do Cretáceo/Neogeno (Formação Urucutuca); Calcilitos e margas do Albiano (Formação Regência); Aptiano (anidritas do Membro Itaúnas e folhelhos do Membro Mucuri).

4.3.3. Complexo Vulcânico de Abrolhos e Halocinese

O Complexo Vulcânico de Abrolhos corresponde a uma extensa província magmática formada na margem continental leste brasileira, no segmento correspondente às bacias do Espírito Santo, Mucuri e Cumuruxatiba (**Figura 9**). Esse complexo foi implantado sobre crosta continental estirada há dezenas de milhões de anos, durante a fase rifte, no Eocretáceo.

Pode ser caracterizado por uma zona de ocorrência principal de rochas vulcânicas, predominantes, que segue um padrão de distribuição pseudo-anelar – uma distribuição antes heterogênea, e não extensiva devido, ao menos em parte, a processos erosionais que teriam se seguido aos pulsos magmáticos principais. A maior parte dos domos salinos localizados fora do complexo vulcânico de Abrolhos (constituintes de uma província de domos na Bacia de Mucuri e outra na Bacia do Espírito Santo, a oeste do complexo) exibe também uma relação de vizinhança direta com a zona de ocorrência principal de rochas ígneas do complexo (Sobreira & França, 2006).

Figura 9 - Modelo para o arcabouço tectono-magmático da região do Complexo Vulcânico de Abrolhos



(Fonte: Sobreira & França (2006))

Segundo Mohriak (2003), na região entre as bacias de Mucuri e Espírito Santo, o peculiar estilo de tectônica de sal é condicionado pela sobrecarga das vulcânicas de Abrolhos, formando frentes de empurrões com vergência na direção do continente (Van der Ven *et al.*1998; Biassusi *et al.*1999). Numa primeira fase de halocinese, ocorreu a formação de falhas extensionais normais com mergulho predominante para leste, à semelhança das falhas da Bacia de Campos. Numa segunda fase de halocinese, a barreira formada pela extrusão e intrusão de lavas basálticas e rochas ígneas na região de Abrolhos resultou num obstáculo para o fluxo de sal em direção a bacia profunda, resultando na mobilização de evaporitos e folhelhos em direção contrária (oeste), associada a falhas de empurrão com vergência na direção do continente, e formação de feições compressionais. No terceiro estágio, ocorreu a formação de diápiros de sal penetrantes nas camadas sedimentares mais jovens, alguns dos quais afetam o Neogeno Superior e Quaternário.

Periféricamente a esta zona de ocorrência principal de rochas vulcânicas, teriam sido depositadas rochas sedimentares e vulcanoclásticas mais jovens. Devido a efeitos menos severos de sobrecarga, esta região interna seria o local da nucleação de domos salinos e até mesmo de intrusões ígneas, ambos importantes na criação de trapas para acumulações de hidrocarbonetos (Sobreira & França, 2006).

Segundo França & Tokutake (2004), a existência do complexo vulcânico de Abrolhos atribui à Bacia uma fisiografia particular, evidenciada por um alargamento da plataforma continental, que de uma média de 40 km de largura, alcança cerca de 240 km nesta região, ocupando uma área de 25.000 km², conhecida como Banco de Abrolhos.

Para Barros (2005), dois períodos de eventos vulcânicos distintos ocorrem na Bacia, intercalando rochas ígneas intrusivas e extrusivas em parte da coluna estratigráfica. O primeiro episódio, pré-Aptiano (Neocomiano/Barremiano), está associado à tafrogênese e equivale aos derrames da Bacia do Paraná. O segundo, mais expressivo tanto em relação à área de ocorrência como em espessura total das lavas, ocorreu no Paleógeno, com atividade principal no Eoceno médio.

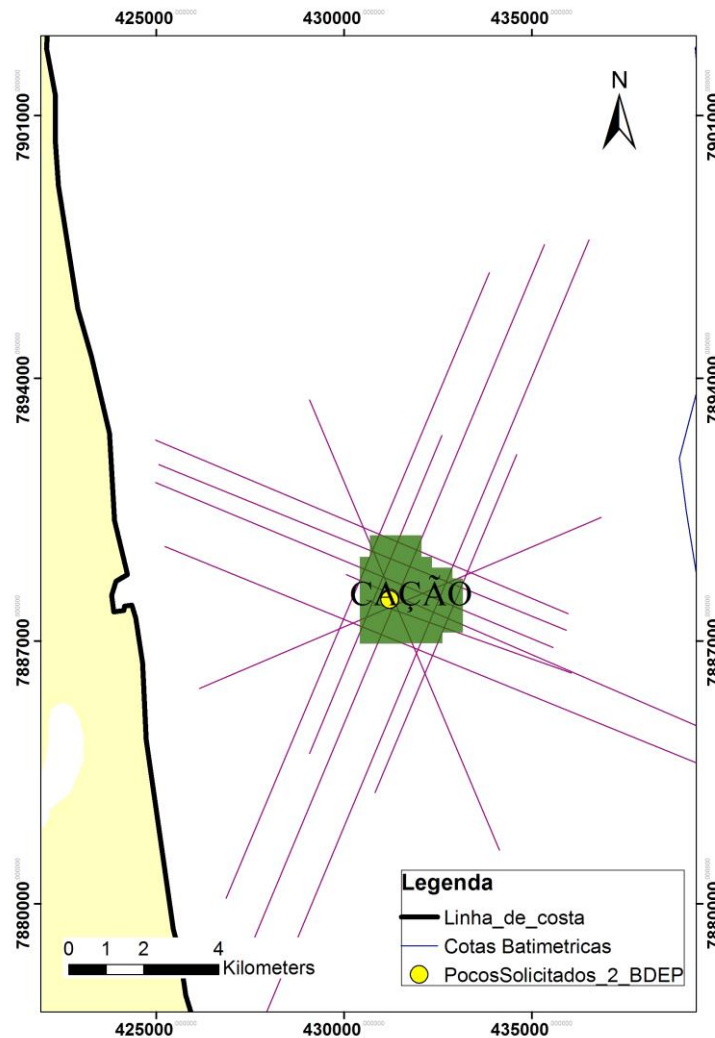
Na região entre as Bacias de Mucuri e Espírito Santo ocorre um alto estrutural com eixo de direção N-S, a oeste do Arquipélago de Abrolhos. Algumas dessas feições correspondem a recifes (Parcel das Paredes), e outras correspondem a feições halocinéticas (Mohriak, 2004).

5. CONTEXTO GEOLÓGICO LOCAL

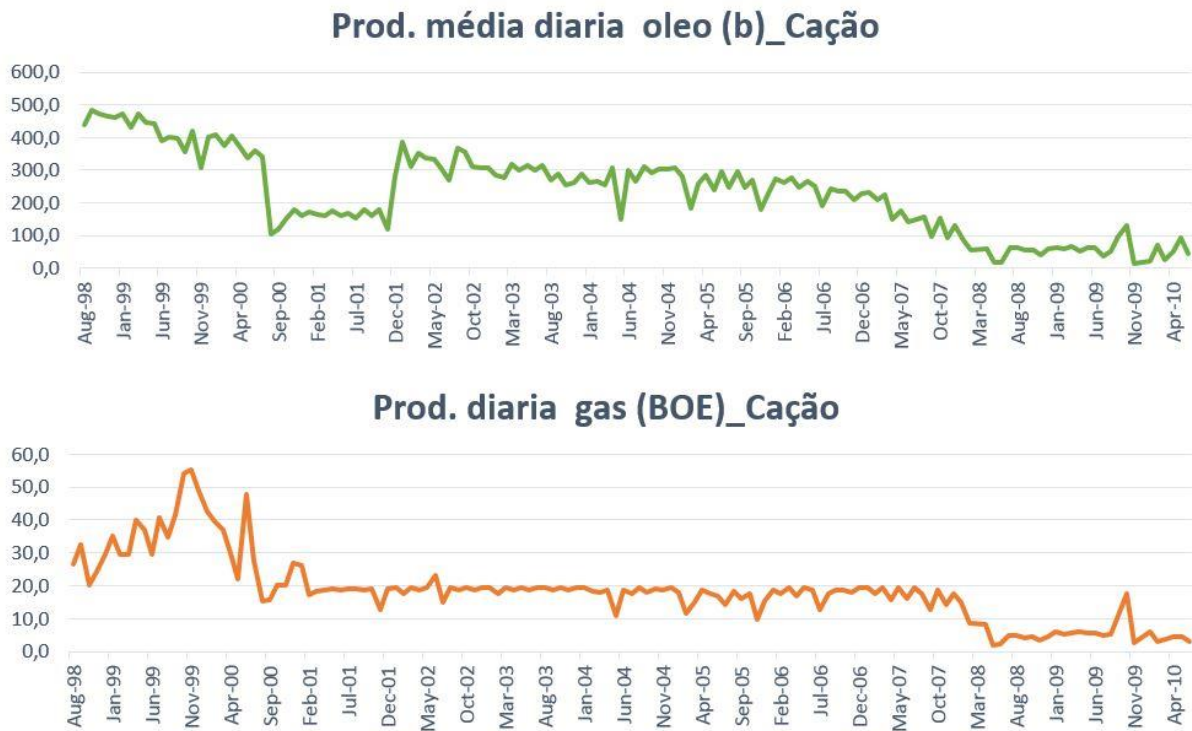
5.1. Campo de Cação

O Campo de Cação está sob lâmina d'água inferior a 50 metros localizado ao norte da Bacia do Espírito Santo (**Figura 10**).

Figura 10 - Localização do Campo de Cação com Poços (amarelo) e Sísmica 2D (Linhas em roxo)



Este campo foi descoberto em 1977 pela empresa Petrobras. Atualmente de acordo com informações extraídas do BDEP o campo não produziu no ano de 2012 e informações recentes dão conta que a última produção foi em 2011 (**Figura 11**).

Figura 11 - Produção de gás e óleo do Campo de Cação no período de Agosto 1998 a Abril de 2010

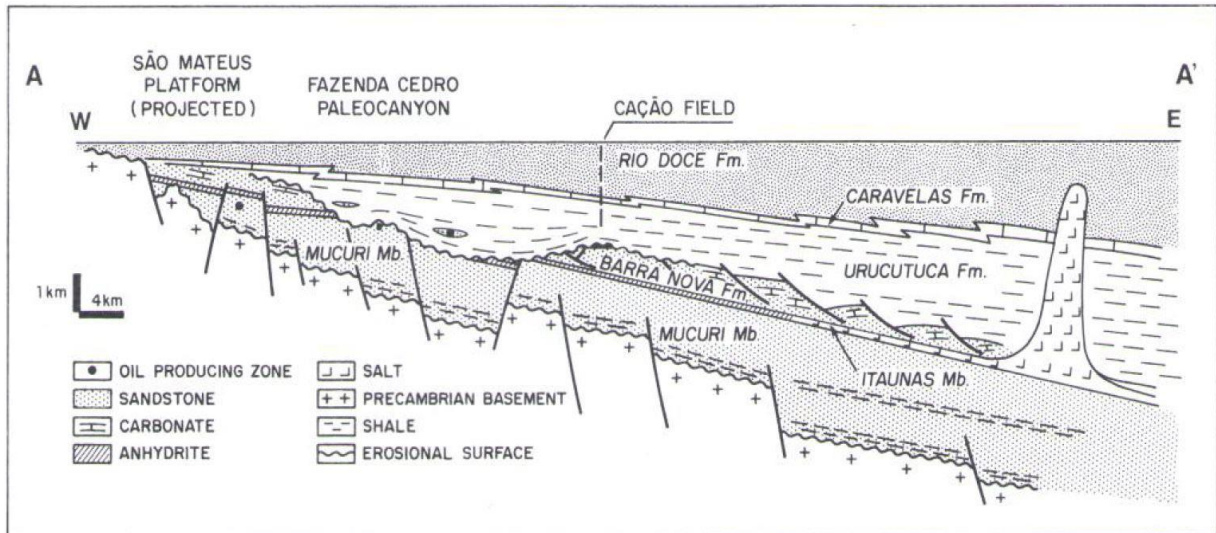
(Fonte: BDEP, (2012))

O campo de Cação está localizado na borda oriental do Paleocanyon da Fazenda Cedro entre a Plataforma de São Matheus e Barra Nova. Durante as Idades do Santoniano-Turoniano estas áreas foram sujeitas a grandes eventos erosionais/deposicionais. A principal direção deposicional de mergulho destes paleocanyons é para Sul-Sudeste. Os reservatórios do Grupo Barra Nova estão a uma profundidade que variam de 2600 e 2800 m. O máximo valor de produção de *Net-Oil* dos arenitos é de 74 m (7-CA-2D well) em que o total da coluna de óleo é de 164 m. Os valores médios de porosidade foram retirados através de dados de poços dos quais variam de 8% a 23 % (média 16.6 %) e a Saturação Máxima de água (S_w) é de 20%. As rochas reservatórios do campo estão divididos em sete zonas produtoras (Lima & Aurich, 1992).

Segundo Lima & Aurich (1992), o poço responsável pela descoberta do campo foi 1-ESS-26, sendo que o prospecto para a locação deste poço foi baseado no mapeamento sísmico de uma discordância presente na parte basal do Paleocanyon da Fazenda Cedro. O Paleo-Alto subjacente da Formação Barra Nova (Albiano) (atualmente, de acordo com a nova carta estratigráfica transformado em Grupo Barra Nova) foram selados por folhelhos da Formação

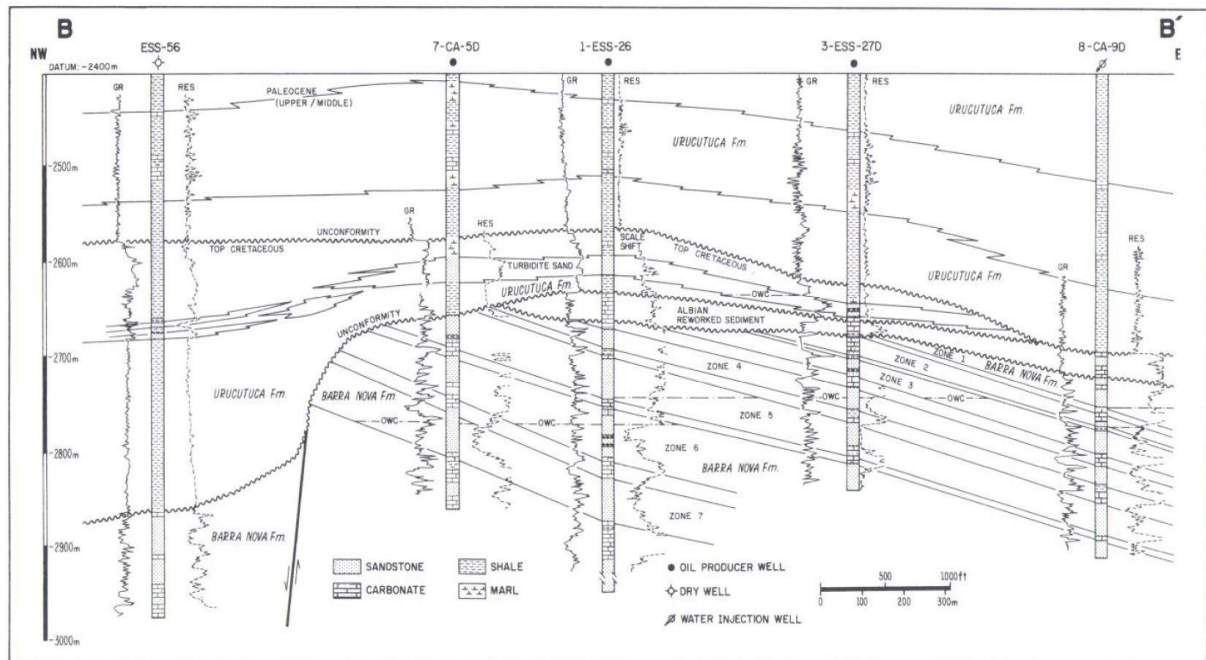
Urucutuca que preenchem Canyon como pode ser observado através das **Figuras 12 e 13**. Os reservatórios areníticos do Gr. Barra Nova foram encontrados a 2691 m (-2666 m), 36 m abaixo da zona discordante, com 51 m de zona de óleo “oil pay zone”.

Figura 12 - Seção Regional esquemática da Bacia do Espírito Santo (Campo de Cação)



(Fonte: Lima & Aurich, (1992))

Figura 13 - Cross Section Estrutural do Campo de Cação, traçado a partir de dados de 5 poços



(Fonte: Lima & Aurich, (1992))

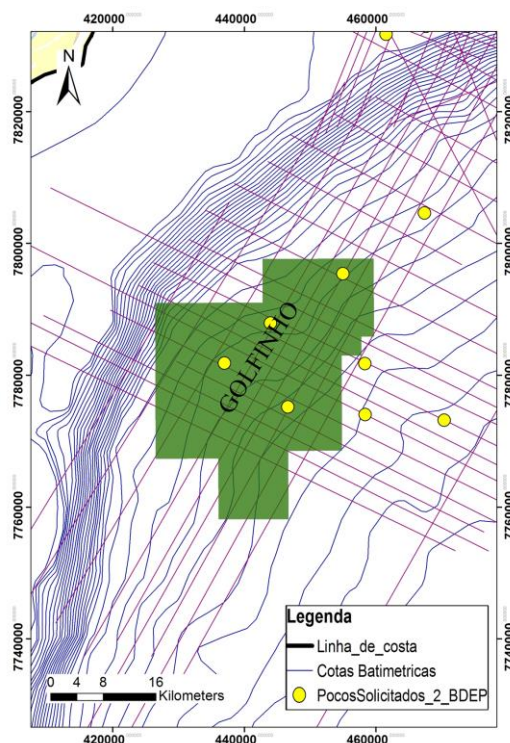
Este poço descobridor (1-ESS-026-ESS) alcançou a profundidade final de 3422 m atingindo a Formação São Matheus. Foram testados dois intervalos, sendo o primeiro com topo a 2666 m e base 2717 m com 51 metros de zona de óleo nos arenitos da Formação São Matheus (Albiano).

Próximo à base da Formação Urucutuca há ocorrências de reservatórios turbidíticos que foram confirmados através dos poços 7-CA-5D e 7-CA-7D. As zonas dos turbiditos areníticos apresentam espessura média de *Net Pay* de 10 m. Esta camada, a princípio, tem sido detectada no poço 1-ESS-26 com 5 m de espessura *Net Pay* (soma de seções saturadas de petróleo e gás) (Lima & Aurich, 1992). Estudos geoquímicos indicam que Fm. Mariricu (Mb Mucuri) tenha sido excelente rocha para geração de hidrocarbonetos. O processo de migração do hidrocarboneto ocorreu através de falhas conectando as rochas pré-evaporíticas a rochas pós-evaporíticas do Grupo Barra Nova e Formação Urucutuca.

5.2. Campo de Golfinho

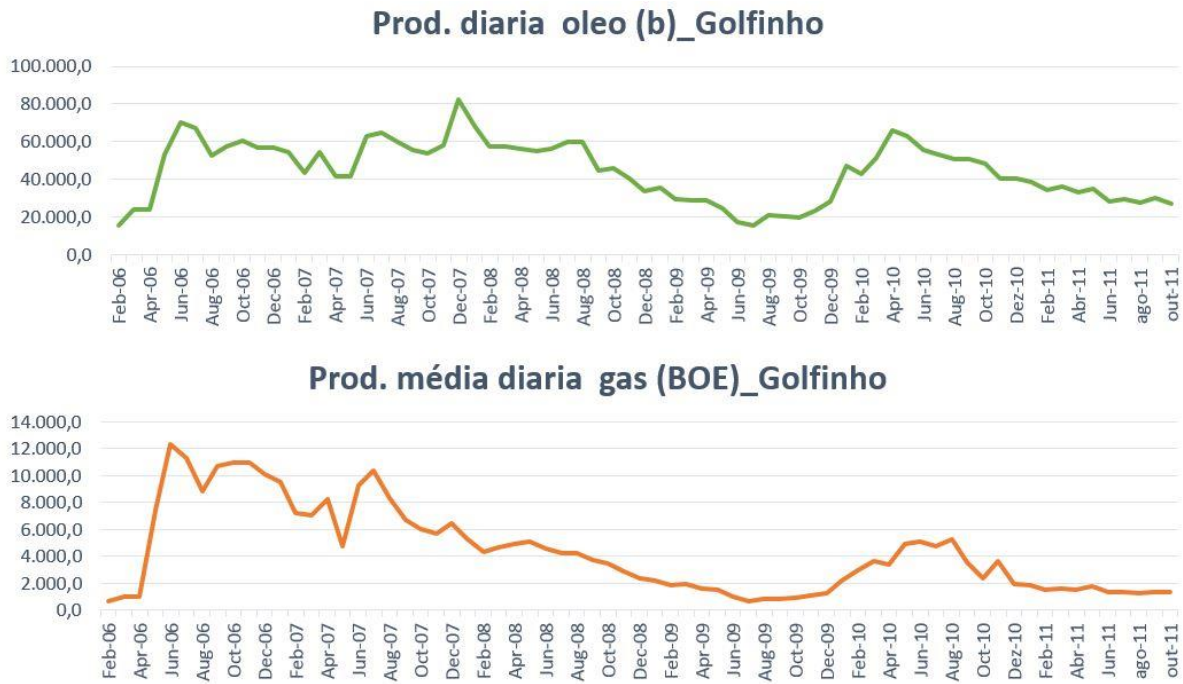
O Campo de Golfinho é principalmente de óleo, porém a quantidade de gás e condensado extraído é comercializado em quantidade importante (**Figura 14**). A Petrobras é a empresa responsável pela produção e a que descobriu o campo através do poço 1-ESS-123-ESS o qual foi declarado comercial em Agosto de 1998.

Figura 14 - Campo de Golfinho com localização dos poços utilizados e linhas sísmica 2D (Linhas em roxo)



Dados de produção do campo deixam claro que a maior produção é de óleo uma vez que a produção de gás e condensado quando comparado através do BOE (Barris de Óleo Equivalente) é bem inferior (**Figura 15**).

Figura 15 - Produção de gás e óleo do Campo de Golfinho no período de Fevereiro 2006 a Outubro de 2011



(Fonte: BDEP, (2012))

Inicialmente o Campo de Golfinho apresentava uma área bem menor de 152,12Km², porém incorporou a área do BES-100 que apresentava 751,88 Km². Sendo assim, atualmente o campo responde por uma área de 904,24 Km² (BDEP, 2012). Comparado aos demais campos estudados o de Golfinho é o que apresenta maior área e o que se encontra em maior espessura de lâmina d'água.

O poço descobridor atingiu profundidade de 4710m (Formação Urucutuca com idade do Cenomaniano Médio) sob lâmina d'água de 1397m. O poço mais profundo de que se tem notícia é o 6-GLF-020P-ESS o qual atingiu o Membro Mucuri de idade do Aptiano Superior com profundidade de 5774m.

O intervalo testado e que resulta em descoberta de acumulação de óleo do Poço (1-ESSS-123-ESS) está entre 3787 e 3815m de profundidade, representado pelos arenitos da Formação Urucutuca do Campaniano.

O principal reservatório é de arenitos/conglomerados da Formação Urucutuca de Idade Maastrichiano, sendo o armadilha do tipo estratigráfico. A saturação máxima de água (S_w) é de 27%. O tipo de trapa é essencialmente estratigráfica com topo a 3246m e lâmina d'água de 1440m.

O trapeamento está geralmente associado a três distintas maneiras: deposição de lentes clásticas, a deposição *pinch-out* e porosidade *pinch-outs* de arenitos turbidíticos.

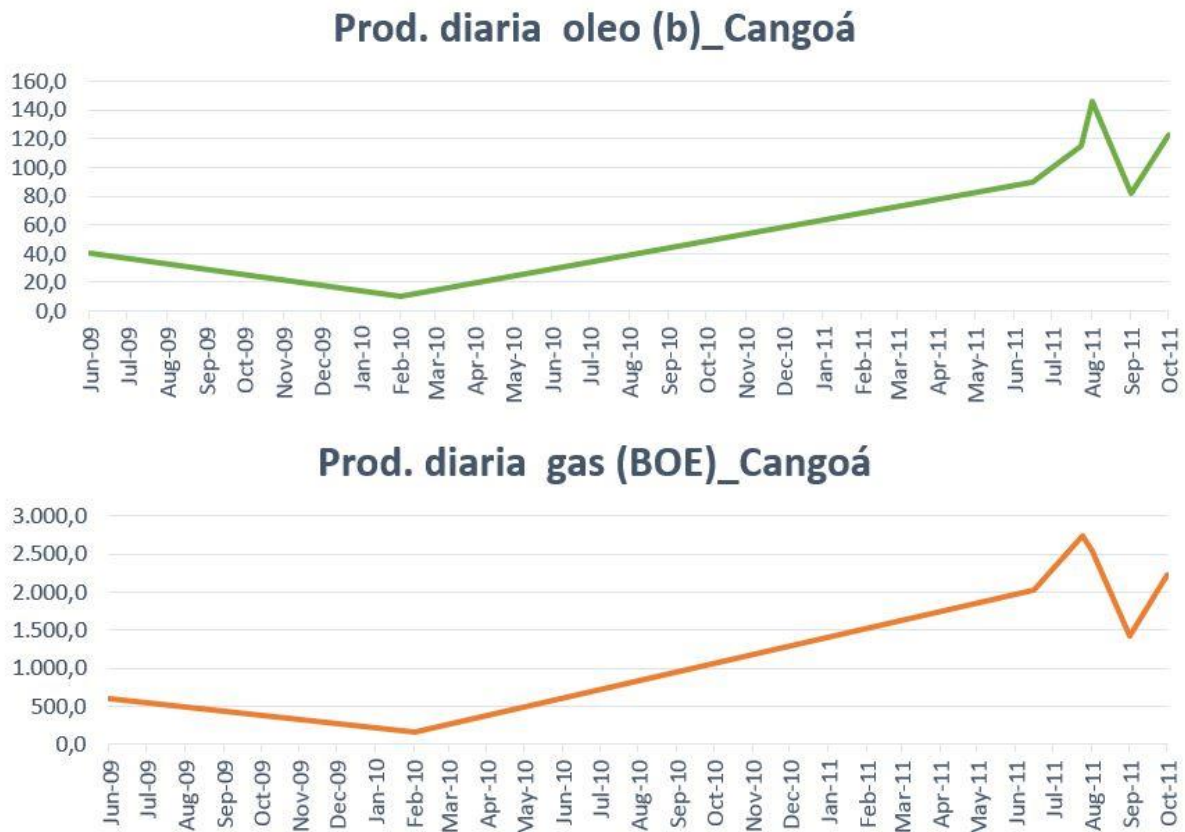
O selo é de folhelhos arenosos também da Formação Urucutuca de idade Maastrichiano Inferior-Campaniano Superior. A principal rocha geradora é, também, os folhelhos da Formação Urucutuca de idade Turoniano-Cenomaniano. Com relação ao processo de maturação do óleo, a geração começou por volta do Santoniano-Coniaciano sendo seu pico de maturação atingida no Mioceno e que continua em progresso até hoje. Mesmo sabendo que a trapa é principalmente estratigráfica, falhas podem ter sido a responsável pela migração do hidrocarboneto.

5.3. Campo de Cangoá

A Petrobras é a empresa responsável pela descoberta e produção do Campo de Cangoá. A empresa iniciou o seu programa de perfuração através do poço 7-CAN-001D-ESS, que foi concluída no final de novembro de 2008. O campo de Cangoá foi o primeiro a ser descoberto e está localizado a cerca de 8,6 km a oeste do campo de Peroá. Foi descoberto em maio de 1988. O bloco de desenvolvimento do campo cobre uma área de 20,17 km², o qual encontra-se em lâmina d'água média de 60m (BDEP, 2012).

Os dados de produção deste campo são muito tímidos, ou por não haver dados disponíveis no BDEP ou algum problema com os poços, porém, o que se tem notícia da produção são de apenas alguns meses o que deixa a curva sem confiabilidade (**Figura 16**).

Figura 16 - Produção de gás e óleo do Campo de Congoá no período de Junho 2009 a Outubro de 2011. Com informações reais de produção em somente 6 meses



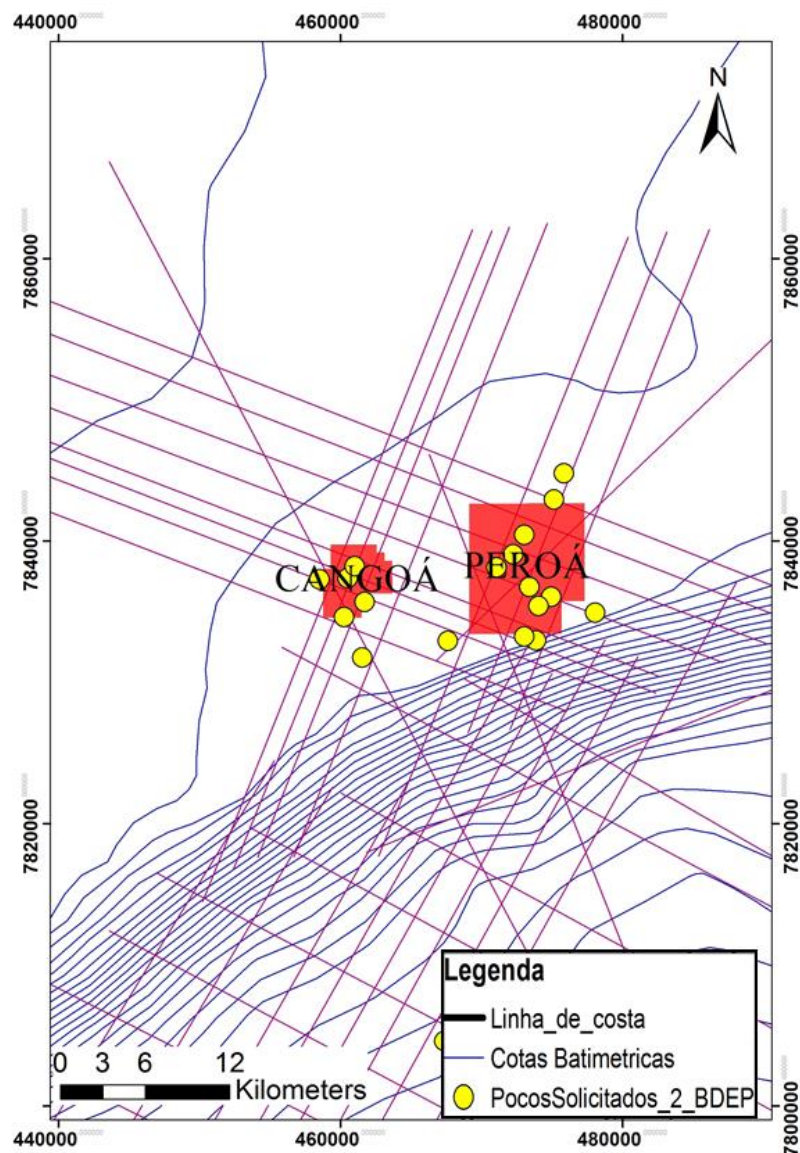
(Fonte: BDEP, (2012))

O principal reservatório está em arenitos turbidíticos lenticulares da Formação Urucutuca de idade Oligoceno, sendo que a porosidade média gira em torno de 14% e a Saturação de água máxima (S_w) do pacote é de 35%. O tipo principal de trapa do reservatório é estratigráfico-estrutural, sendo que a profundidade do topo desta estrutura está a aproximadamente 3305 metros (BDEP, 2012). As estruturas possivelmente tenham sido ocasionadas/influenciadas através da movimentação do sal.

A principal rocha selante é o folhelho da Formação Urucutuca do Terciário Inferior, e a rocha geradora está atribuída também aos folhelhos da Formação Urucutuca porém de idade Turoniano-Cenomaniano. Sendo assim, a janela de óleo é colocada entre as profundidades de

3000 e 5000 metros. As falhas podem ter agido como canais para a migração do Hidrocarboneto do Aptiano e os evaporitos de idade Albiana. A **Figura 17** traz a localização dos campos de Congoá e Peroá produtores de gás e condensado, além de informar a localização dos dados Sísmicos (2D e 3D) e Poços.

Figura 17 – Localização dos campos de gás Congoá e Peroá onde as linhas roxas representam as seções sísmicas 2D, os retângulos hachurados os cubos sísmicos (3D)

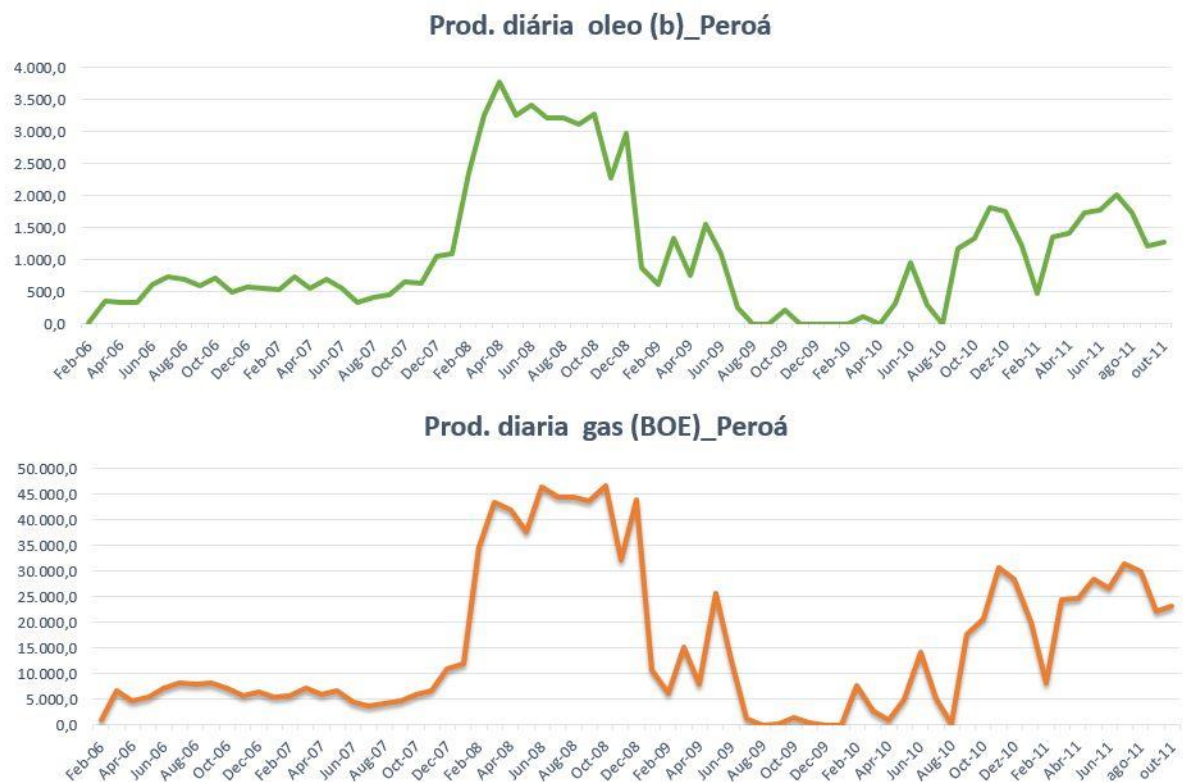


5.4. Campo de Peroá

Assim como os demais campos estudados neste trabalho, a Petrobras é também a responsável pela descoberta e produção no Campo de Peroá (**Figura 17** acima). O tipo de hidrocarboneto explorado é principalmente de gás e condensado. A profundidade máxima da lâmina d'água deste campo é de 66 metros (BDEP, 2012).

Como pode ser observado através da **Figura 18**, a produção de gás em BOE (Barris de Óleo Equivalente) é várias vezes superior à produção de óleo evidenciando a grande importância deste campo na produção de gás e condensado. A maior produção se deu no período de Fevereiro 2008 a Fevereiro de 2009.

Figura 18 - Produção de gás e óleo do Campo de Peroá no período de Fevereiro 2006 a Outubro de 2011



(Fonte: BDEP, (2012))

A declaração de comercialidade do campo anunciado pela Petrobras foi em Agosto de 1998. O poço descobridor é 1-ESS-077-ESS. A profundidade final atingida por este poço é de 4387 metros, o qual atingiu a Formação Urucutuca no Cenomaniano. Os intervalos de interesse e que foram testados neste poço correspondem aos arenitos da Formação Urucutuca de idade Paleoceno-Cenomaniano (BDEP, 2012).

A produção de gás natural provem de canais turbidíticos complexos orientados em direção norte-sul, com espessura média de areia estimada em cerca de 30m. O reservatório principal são de arenitos de idade Oligoceno da Formação Urucutuca, com porosidade média de 17% e Saturação de água máxima (S_w) de 30%. O principal tipo de estrutura do reservatório é estratigráfico-estrutural em profundidade média de 2740m. A trapa estrutural se deu por halocinese e a trapa estratigráfica se deu por deposição de lentes clásticas.

Lentes de arenitos turbidíticos depositados em depocentros foram controlados e, posteriormente deformados por estruturas (falha e/ou dobras) ocasionadas por ação da gravidade, deslizando a sequência sedimentar acima do sal. Os folhelhos da Formação Urucutuca (Oligoceno) são os selos principais do reservatório, assim como, são as rochas geradoras de Hidrocarboneto, porém de idade mais antiga (Turoniano-Cenomaniano).

Assim como o Campo de Cangoá, a rocha fonte do Campo de Peroá alcançou maturação térmica apenas na área *offshore* da Bacia do Espírito Santo, onde segundo Limas & Aurich, 1992 a janela do óleo é colocada entre profundidades de 3.000 m e 5.000 m, e as falhas podem ter agido como canais de migração de hidrocarbonetos permitindo a migração vertical através do Aptiano e Albiano.

6. PRINCÍPIOS TEÓRICOS DOS MÉTODOS UTILIZADOS E BASE DE DADOS

6.1. Levantamento Bibliográfico

De início, com o levantamento bibliográfico, objetivou-se conhecer a bacia caracterizando desde a sua formação no processo de rifteamento (Gondwana) até aspectos específicos de cada um dos 4 campos (Cangoá, Peroá, Cação e Golfinho).

A evolução da bacia, estudo do embasamento adjacente, principais lineamentos presentes, principais litologias e estruturas foram caracterizados e analisados.

Outras bibliografias consultadas estão relacionadas às informações divulgadas no meio acadêmico/científico das principais estruturas traçadas através dos dados geofísicos (sísmica de reflexão, gravimétricos e magnetométricos) relacionados com a área de estudo.

6.2. Métodos Geofísicos

Dentre os diversos métodos geofísicos a sísmica de reflexão, a gravimetria e a magnetometria são os mais utilizados na prospecção petrolífera, pois mesmo sendo dados indiretos de prospecção, são os que melhor contribuem para a caracterização estrutural de subsuperfície. Outros métodos estão associados à caracterização petrofísica das rochas que utilizam os perfis geofísicos (RG, ILD, NPHI, RHOB, DT e outros).

6.2.1. Sísmica de Reflexão

Segundo Kearey *et al.*, (2009), a sísmica de reflexão é um método geofísico amplamente utilizado e bem conhecido. O estágio atual de sofisticação da técnica é, em grande parte, o resultado do investimento feito pela indústria de hidrocarboneto para aprimorá-la junto com o desenvolvimento da tecnologia de processamento e aquisição avançada. As seções sísmicas atuais revelam detalhes de estruturas geológicas em escalas que variam de dezenas de metros até a litosfera como um todo. Parte do sucesso do método deve-se ao fato de que os dados brutos são processados de modo a produzir uma seção sísmica que é a imagem de um perfil geológico em subsuperfície.

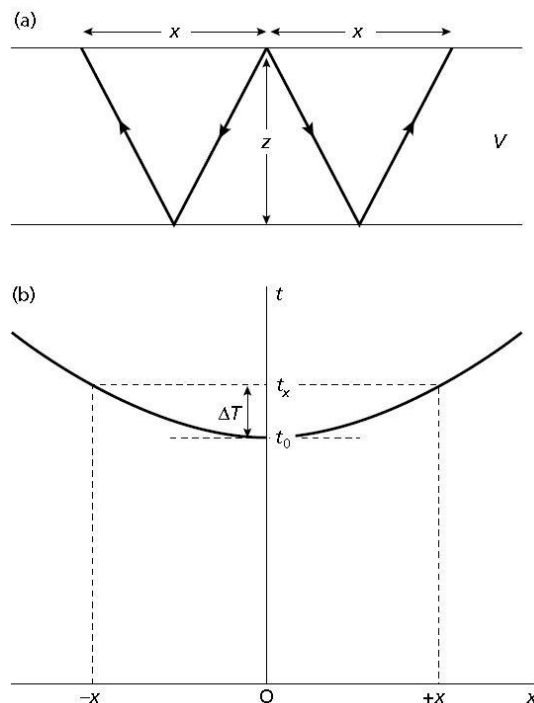
Este método sísmico de exploração geofísica se baseia no fato de que as ondas elásticas viajam com velocidades diferentes nas rochas de composições distintas. O princípio é iniciar tais ondas em um ponto e, determinar em outros pontos (geofones), o tempo de chegada da energia que foi refletida pelas discontinuidades entre diferentes formações rochosas, permitindo assim, deduzir a posição das discontinuidades e contatos litológicos Parasnis, (1970).

Segundo Kearey, *et al.*, (2009) num levantamento de reflexão, o tempo de reflexão t é medido para uma distância de afastamento x . Esses valores podem ser aplicados à equação:

$$t = (x^2 + 4z^2)^{1/2} / V$$

mas ainda há duas incógnitas relacionadas à estrutura de subsuperfície, z e V . Se muitos tempos de reflexão t forem medidos para diferentes afastamentos x , haverá informação suficiente para resolver a equação acima para ambos os valores desconhecidos. O gráfico de tempo de percurso dos raios refletidos pela distância de afastamento é uma hipérbole cujo eixo de simetria é o eixo do tempo (**Figura 19**).

Figura 19 - (A) Seção através de uma camada horizontal única mostrando a geometria das trajetórias dos raios refletidos e (B) curva tempo-distância para raios refletidos a partir de um refletor horizontal



(Fonte: Kearey *et al.*, (2009))

Vale ressaltar que essa hipérbole, neste caso, é para camadas horizontais, caso fossem para camadas inclinadas a variação do tempo e, conseqüentemente, a inclinação da hipérbole seria maior.

Os dados de levantamentos bidimensionais são convencionalmente exibidos na forma de seções sísmicas onde os traços individuais empilhados são plotados lado a lado com seus eixos do tempo na vertical. Os eventos de reflexão podem, então, serem rastreados através da seção, correlacionando-se os pulsos traço a traço, e, desse modo, a distribuição dos refletores em subsuperfície, abaixo da linha de aquisição, pode ser mapeada. Entretanto, embora seja tentador encarar as seções sísmicas como imagens diretas de seções geológicas, não se deve esquecer que a dimensão vertical das seções é o tempo, e não a profundidade (Kearey, *et al.*, (2009). Segundo o mesmo autor, há várias técnicas disponíveis de processamento de dados digitais para o aprimoramento das seções sísmicas. Em geral, o objetivo do processamento de dados de reflexão é aumentar ainda mais a SNR (relação sinal/ruído) e melhorar a resolução vertical dos traços sísmicos. De um modo amplo esses dois objetivos devem ser perseguidos independentemente. Os dois tipos principais de manipulação de forma de onda são a filtragem de frequência e a filtragem inversa (deconvolução). Como em muitos aspectos do processamento sísmico, devem ser aceitos compromissos em cada processo para se chegar a um melhor resultado.

Essas seções sísmicas processadas irão ser interpretadas, e muitas informações podem ser abstraídas como análise estrutural, traçado dos principais horizontes cronoestratigráficos e análises sismoestratigráficas. Segundo Telford *et al.*, (1990), horizontes são normalmente identificados com base na correlação com observações de dados de poços, informações de velocidade, sismogramas sintéticos ou experiência anterior na área. Os horizontes são mapeados nas seções sísmicas e comparados nas intersecções das mesmas, de forma a identificar os mesmos horizontes. Quando os horizontes terminam abruptamente (diferenças repentinas de impedância acústica) e, são retomados em posição deslocada, podem indicar a ocorrência de falhas.

As reflexões sísmicas se originam por causa das mudanças da impedância acústica do meio. Se o coeficiente de reflexão dado pela fórmula:

$$(V_2.d_2 - V_1.d_1) / (V_2.d_2 + V_1.d_1)$$

Onde, d é a densidade, fosse conhecido em cada contato entre as formações, seria possível calcular as amplitudes do impulso refletido, e combinando os diferentes impulsos em suas respectivas diferenças de tempos, poderíamos “sintetizar” um registro ou sismograma. Portanto, os sismogramas sintéticos oferecem a possibilidade de estudar as mudanças produzidas no registro sísmico por variações nas características atribuídas às formações (Parasnis, (1970)).

6.2.2. Métodos Potenciais

A Gravimetria e a Magnetometria são de fundamental importância no traçado de lineamentos estruturais associados com o embasamento, ocorrências de rochas vulcânicas, presença de domos de sal entre outros e, permitem o mapeamento de grandes estruturas geológicas que não aparecem em superfície.

6.2.2.1. Métodos Gravimétricos

De acordo com a natureza das rochas, a gravidade atua diferentemente sobre cada litotipo, o que acarreta respostas diferentes nos dados gravimétricos. Rochas ígneas de altas densidades apresentam anomalias positivas e rochas sedimentares de baixa densidade apresentam anomalias negativas. Ou seja, diferentes densidades provocam distorções no campo gravitacional da Terra.

Esse método responde positivamente na procura de grandes estruturas importantes que podem ser identificadas, como: domos salinos (pequenas anomalias), falhas (caracterizado nos mapas por uma maior densidade de contornos), e anticlinais, entre outros.

Além disso, a gravimetria pode ser aplicada para reconhecer a topografia do embasamento, estimar a espessura dos sedimentos.

Forte gradiente horizontal (contornos crescentes largamente espaçados, passando a bem menos espaçados e voltando a largamente espaçados) é a característica de estruturas (falhamentos) ao longo de dados gravimétricos (Luiz & Silva, (1995)).

A base do método de levantamento gravimétrico é a lei de gravitação de Newton, que afirma que a força F entre as duas massas, m_1 e m_2 , cujas dimensões são pequenas com respeito à distância r entre elas, é obtida por:

$$F = (G.m_1.m_2 / r^2)$$

onde, G é a constante gravitacional ($6,67 \times 10^{-11} \text{ m}^3 \text{ Kg}^{-1} \text{ s}^{-2}$).

Quando consideramos a terra com massa M e raio R, uma massa m_2 que pode ser o elemento sensor de um gravímetro, na superfície, está sujeita à aceleração gravitacional terrestre, portanto, o campo gravitacional é definido de modo mais útil em termos do potencial gravitacional U:

$$U = (G.M / R^2)$$

A magnitude de uma medida gravimétrica depende de cinco fatores principais: latitude, elevação (altitude relativa ao nível do mar), relevo (ou topografia) da circunvizinhança próxima à estação gravimétrica, marés terrestres e variações de densidade em superfície. Para isolar o efeito dessa última variação (densidade) que é muito menor que as variações provocadas pelos efeitos de latitude e de altitude, é necessário a aplicação de uma redução de dados. Para efeitos comparativos, uma anomalia gravimétrica considerada alta, em prospecção de petróleo pode ser da ordem de 10 mGal ou 0.001% de g. Por isso é necessário remover esses efeitos através da correção e redução dos dados levantados em campo, para isso, são realizados 6 correções (Efeitos de maré, correção da deriva continental, correção de latitude, correção ar livre, correção Bouguer e correção topográfica) (Fries, (2008)).

6.2.2.2. Métodos Magnetométricos

Segundo Kearey *et al.* (2009), mapas de contorno magnético podem fornecer informações substanciais em estudos de bacias sedimentares. O qual se aplica especialmente aos mapas aeromagnéticos que, com frequência, fornecem bons índices, por exemplo, acerca da geologia e das estruturas de uma grande região, com base na avaliação das formas e tendências das anomalias. Áreas de cobertura sedimentar com embasamento relativamente profundo são normalmente representadas por contornos magnéticos suaves, refletindo estruturas do embasamento e contrastes de magnetização. Os terrenos ígneos e metamórficos geram anomalias bastante complexas, e os efeitos de feições geológicas profundas podem ser

obscurecidos por anomalias de comprimentos de onda curtos geradas por corpos superficiais e originadas próximo à superfície.

A utilização de mapas magnéticos na indústria do petróleo só é aplicada em casos específicos, porém no presente trabalho, objetiva-se o estudo das principais estruturas presentes e correlacioná-las a outros dados, como, gravimétricos e interpretações sísmicas.

De acordo com Telford *et al.*, (1976), a teoria do magnetismo clássica e moderna difere em alguns conceitos básicos, sendo a teoria clássica similar a teoria elétrica e gravitacional. O conceito principal dita que polos magnéticos são análogos a cargas elétricas e corpos, de forma semelhante à lei do quadrado inverso das forças entre os pólos, cargas ou corpos.

Segundo Kearey *et al.*, (2009), a força F entre dois polos magnéticos de intensidades m_1 e m_2 , separados por uma distância r , é dada por:

$$F = (\mu_0 \cdot m_1 \cdot m_2 / 4\pi\mu_R r^2)$$

onde, μ_0 e μ_R são constantes correspondentes à permeabilidade magnética do vácuo e à permeabilidade magnética relativa do meio que separa os polos. A força é atrativa se os polos forem de sinais diferentes e repulsiva se forem de mesmo sinal.

Os campos magnéticos podem ser definidos, em termos de potenciais magnéticos, de modo semelhante aos campos gravitacionais. Para um único polo de intensidade m , o potencial magnético V a uma distância r do polo é dado por:

$$V = (\mu_0 \cdot m / 4\pi\mu_R r)$$

A componente do campo magnético em qualquer direção é, então, dada pela derivada parcial do potencial naquela direção.

Assim como para a interpretação dos dados gravimétricos também são realizadas correções dos dados magnetométricos. Os dados magnéticos, após serem coletados, passam por processos de tratamento, dentre esse procedimentos destacam-se a correção da variação diurna, correção topográfica, correção da latitude, filtragem dos dados e remoção do IGRF (*International Geomagnetic Reference Field*).

6.3 Perfilagem Geofísica: Conceitos e Aplicações

O perfil de um poço é a representação gráfica em relação à profundidade, de uma ou mais características ou propriedades físicas das rochas perfuradas (resistividade elétrica, potencial eletroquímico natural, tempo de trânsito de ondas mecânicas, radioatividade natural ou induzida, etc.). Tais perfis, obtidos através do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda) dentro do poço, são denominados genericamente de perfis geofísicos, independentemente do processo físico de medição utilizado (Thomas, 2004). Existem muitos tipos diferentes de perfis com finalidades específicas de acordo com a pesquisa a ser realizada. No presente trabalho foram utilizados apenas perfis de Raio Gama (GR), Densidade (RHOB), Resistividade (ILD), Sônico (DT) e Neutrão (NPHI). Abaixo segue uma breve discussão dos princípios e mecanismos físicos que estes perfis utilizam.

6.3.1. Perfil de Raio Gama (RG)

O perfil de Raio Gama detecta a radioatividade total da formação geológica. Utilizado para a identificação da litologia, identificação de minerais radioativos e para o cálculo do volume de argila ou argilosidade (Thomas, 2004). Ele permite que seja feita uma distinção entre folhelhos e/ou argilas dos demais tipos litológicos. Algumas rochas não argilosas, enriquecidas por minerais ou fluidos radioativos, podem afetar a leitura, confundindo o intérprete. O padrão de variação da forma e do traçado do perfil reflete, normalmente, as variações litológicas dos pacotes rochosos (SERRA, 1985).

Os raios gama são detectados por contadores de cintilação (ou cintilômetros), ou, ocasionalmente, por um contador Geiger-Muller, ou, ainda, por uma câmara de ionização. A radioatividade em medições de poços é geralmente expressa em unidades API (*American Petroleum Institute* – Instituto Americano de Petróleo), definidas de acordo com níveis de referência num poço de teste (*test pit*) na Universidade de Houston (Kearey *et al.*, 2009).

6.3.2. Perfil de Indução ou Resistividade (ILD)

Este perfil fornece leitura aproximada de R_t , através da medição de campos elétricos e magnéticos induzidos na rocha (Thomas, 2004).

Diferentes arranjos de eletrodos são usados para gerar informações sobre diferentes zonas ao redor do poço. Dispositivos comutadores permitem a conexão de diferentes conjuntos de eletrodo, de modo que vários tipos de perfil de resistividade podem ser medidos durante uma única passagem da sonda. A região energizada por qualquer arranjo particular de eletrodos de corrente pode ser estimada considerando-se as superfícies equipotenciais sobre as quais se localizam os eletrodos de potencial. Em um meio homogêneo, a diferença de potencial entre os eletrodos reflete a densidade da corrente e a resistividade naquela região. A mesma diferença de potencial seria obtida independente da posição do par de eletrodos de potencial. A zona energizada é, conseqüentemente, a região entre as superfícies equipotenciais sobre as quais se localizam os eletrodos de potencial (Kearey *et al.*, 2009). A unidade de medida do perfil resistividade é dado em ohm metro (Ωm).

6.3.3. Perfil de Densidade (RHOB)

O perfil de densidade detecta os raios gama defletidos pelos elétrons orbitais dos elementos componentes das rochas, após terem sido emitidos por uma fonte colimada situada dentro do poço. Além da densidade das camadas, permite o cálculo de porosidade e a identificação das zonas de gás. É utilizado também como apoio à sísmica para o cálculo do sismograma sintético (Thomas, 2004). A densidade das rochas é função de sua constituição mineralógica e do volume de poros, que pode conter fluido ou não. A densidade varia de 2 a 3 g/cm^3 .

Usado de modo quantitativo, esse perfil permite calcular a porosidade da rocha e a impedância acústica, e qualitativamente também é usado como indicador litológico (RIDER, 1986).

6.3.4. Perfil de Porosidade Neutrão (NPHI)

Os perfis mais antigos medem a quantidade de raios gama de captura após excitação artificial através de bombardeio dirigido de nêutrons rápidos. Os mais modernos medem a quantidade de nêutrons epitermais e/ou termais da rocha após o bombardeio. São utilizados para estimativa de porosidade, litologia e detecção de hidrocarbonetos leves ou gás (Thomas 2004).

A sonda contém uma fonte de nêutrons que consiste de uma pequena quantidade de uma substância radioativa, como Pu-Be, e um cintilômetro a uma distância fixa. Os nêutrons colidem com os núcleos atômicos da rocha. A maior parte dos núcleos tem muito mais massa que os nêutrons, que retornam “elasticamente” com muito pouca perda de energia cinética. Entretanto, um íon de hidrogênio tem quase a mesma massa que um nêutron e, assim, a colisão transfere considerável energia cinética, tornando o nêutron lento a ponto de ser absorvido por um núcleo maior. Essa captura de nêutrons gera uma radiação gama, uma parte da qual colide com o cintilômetro. A intensidade da radiação é controlada pela distância que ela percorreu desde o ponto da captura do nêutron. Essa distância depende principalmente da concentração de íons de hidrogênio: quanto mais alta a concentração, mais próxima do poço é a captura de nêutrons e maior o nível de radiação (Kearey *et al.*, 2009).

A leitura desse perfil é feita em percentuais de porosidade, crescendo da direita para a esquerda ficando entre -0,15 e 0,45.

6.3.5. Perfil Sônico (DT)

O perfil sônico mede as diferenças nos tempos de trânsito de uma onda mecânica através das rochas. É utilizado para estimativas de porosidade, correlação poço a poço, estimativas do grau de compactação das rochas ou estimativas das constantes elásticas, detecção de fraturas e apoio à sísmica para a elaboração do sismograma sintético e *checkshots* (Thomas, 2004)

Esse perfil determina as velocidades sísmicas das formações atravessadas. A sonda normalmente contém dois receptores, distanciados cerca de 30 mm, e uma fonte acústica a uns 900-1500 mm do receptor mais próximo. A fonte gera pulsos ultrassônicos a uma frequência de 20-40 Hz. Uma vez que a rocha na parede do poço tem uma velocidade invariavelmente maior que o fluido de perfuração, parte do pulso sônico é criticamente refratada na rocha e parte de sua energia retorna para a sonda como uma onda frontal. Cada pulso sônico ativa um temporizador, de modo que o tempo de trânsito diferencial entre os receptores pode ser medido (Kearey *et al.*, 2009). A unidade de medida é expressa em microssegundos por pé, apresentada geralmente na escala de 140-40 μ s/pé.

A vantagem desse perfil é que ele estabelece uma relação direta entre o tempo de trânsito de uma onda sonora em uma rocha, e sua porosidade, quando não ocorre

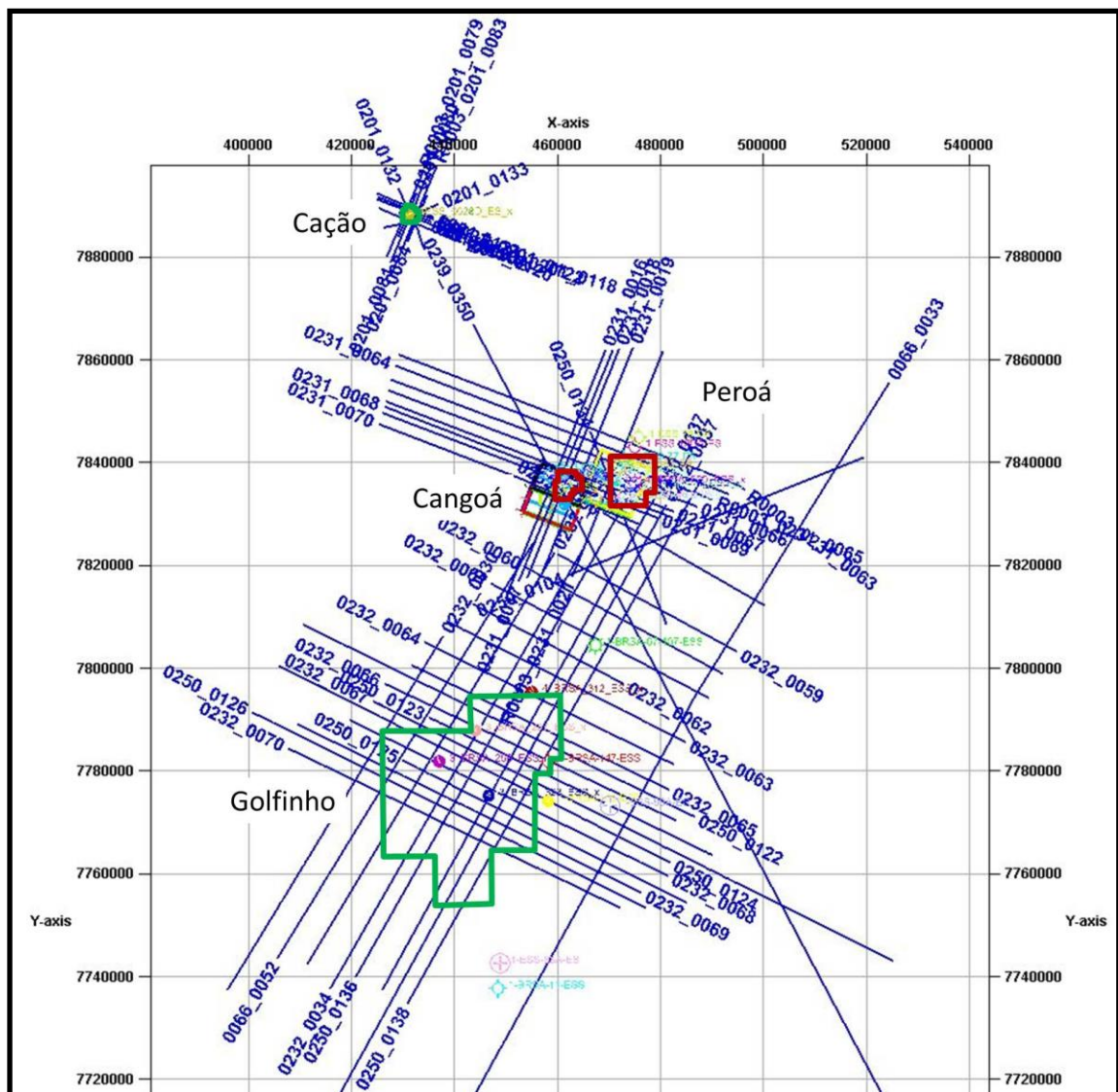
desmoronamento das paredes do poço, por causa disto deve ser usado junto ao caliper. No entanto, é preciso ficar atento em poços com diâmetro muito grande, quando o tempo de trânsito se apresenta elevado, porém não representa a porosidade da formação (Rider, 1986).

6.4. BASE DE DADOS

6.4.1. Seções Sísmicas

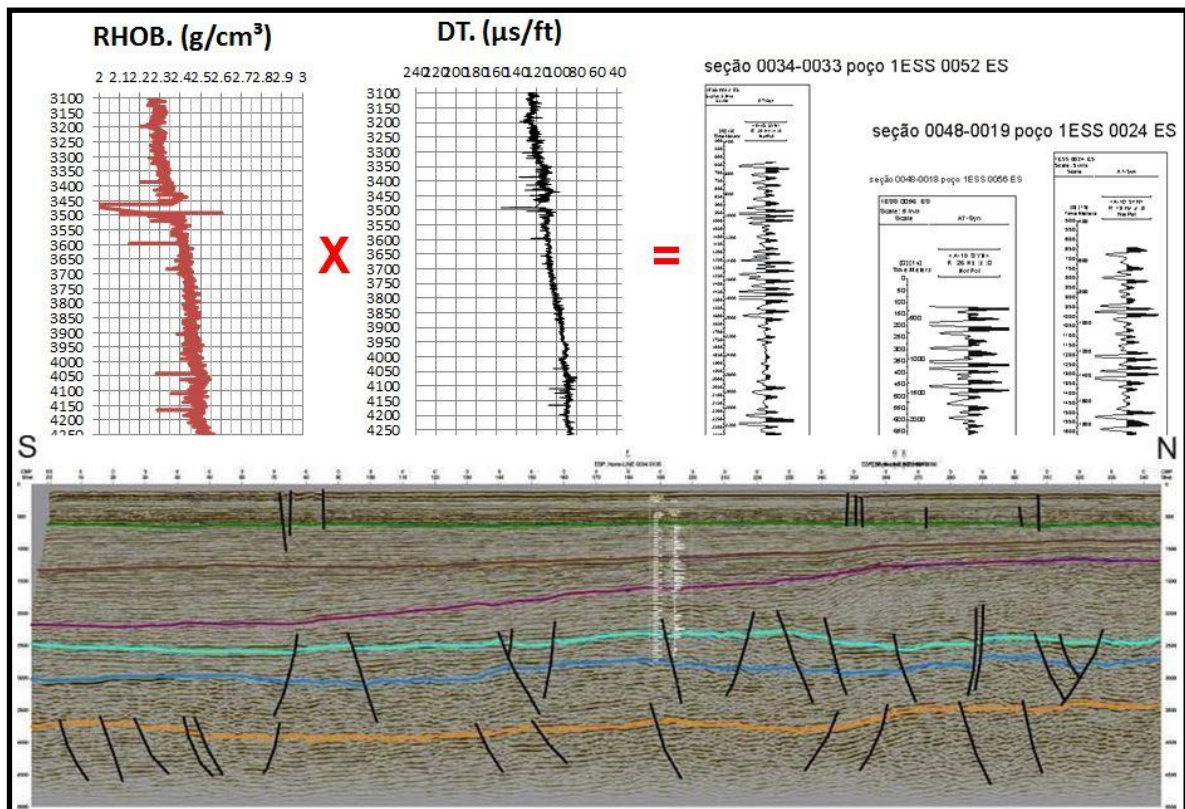
Para este estudo foram solicitadas 61 seções sísmicas 2D e 3 blocos sísmicos do levantamento sísmico 0235_Espírito_Santo_5A (**Figura 20**), através da política de estudos acadêmicos BDEP-ANP (Banco de Dados de Exploração e Produção – Agência Nacional do Petróleo).

Figura 20 - Mapa de localização das 61 seções 2D, 3 seções 3D e 32 poços no software Petrel



Para que a interpretação fosse possível, as seções sísmicas foram calibradas com dados de poços utilizados na confecção dos respectivos sismogramas sintéticos (a partir dos perfis geofísicos: sônico e densidade) e os *checkshots* (que nada mais é do que a relação profundidade em metros e seu correspondente tempo de trânsito da onda sísmica). Nessas seções foram interpretados os principais horizontes e falhas utilizando o software Petrel da Schlumberger localizado fisicamente no Laboratório de Interpretação de Dados Sísmicos e Geológicos (LISG / UNESPETRO). Os *checkshots* foram gerados através da correlação perfil sônico e profundidade do poço. O sismograma sintético foi calibrado no software Syntool utilizando os registros sônicos e densidade do poço (**Figura 21**).

Figura 21 – Calibração dos perfis densidade e sônico para obtenção dos sismogramas sintéticos e amarração com a seção sísmica



6.4.2. Poços

Foram solicitados junto ao BDEP-ANP 32 poços disponíveis para interpretação, sendo que, a sua grande maioria apresenta perfil composto, e perfis geofísicos. A **Tabela 1** traz as informações constantes de cada poço de petróleo.

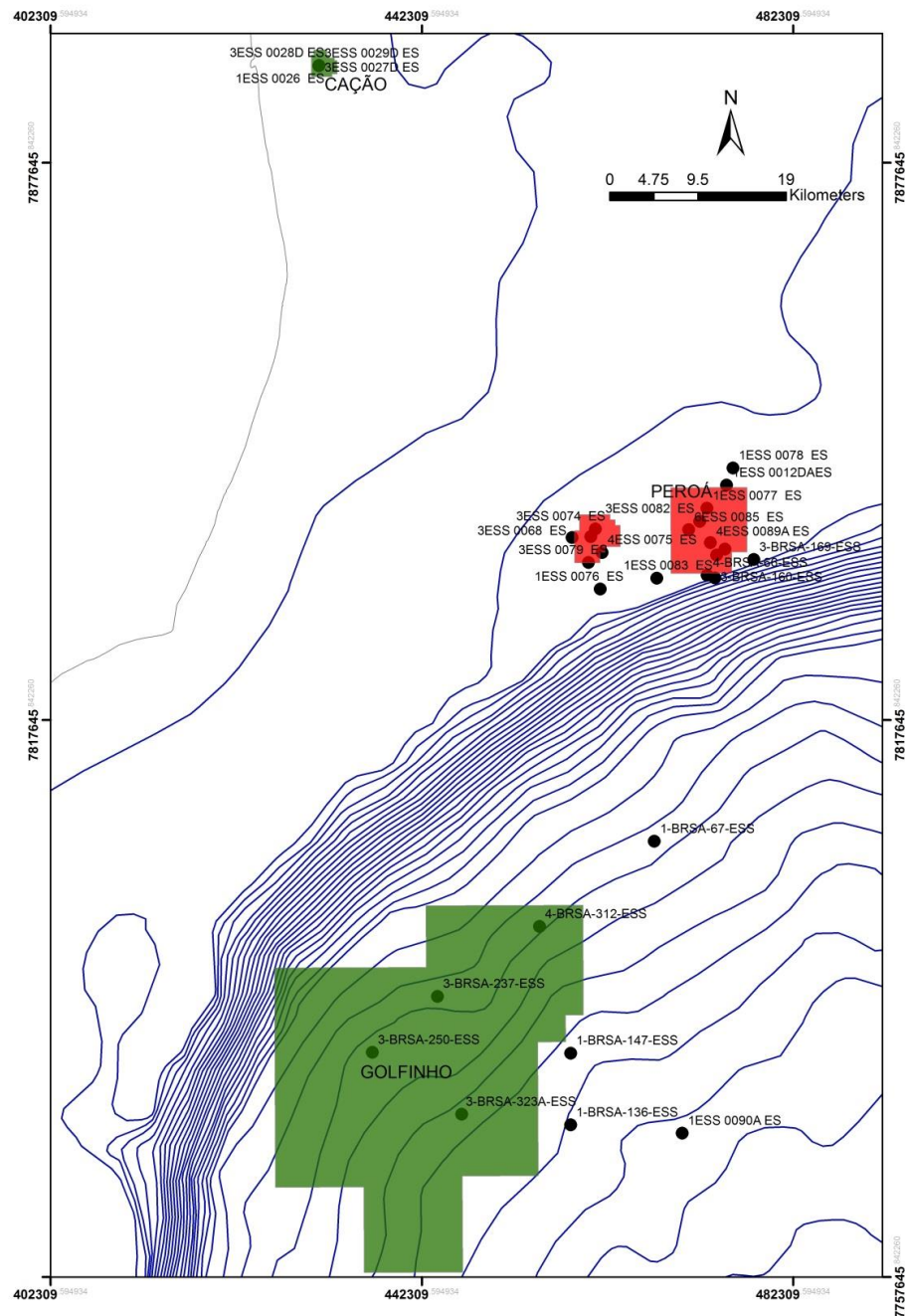
Tabela 1 - Dados existentes em cada poço solicitado junto ao BDEP-ANP

Poço	X (UTM SAD69 Zona 24S)	Y (UTM SAD69 Zona 24S)	Lâmina D'água (CB)	MAR	PF	RG	ILD	RHOB	NPHI	DT	Pasta Poço	Perfil Composto	Adicional	LAS	TMP (BDEP)	Classificação
1-BRSA-11-ESS	448424.2	7737693.2	1888	25	4602	X			X	X		X	X			Seco S/ Indícios
1-BRSA-67-107-ESS	467351.4	7804467.8	1275	25	4984	X	X	X	X	X	X	X	X			Portador de Gás
1-BRSA-136-ESS	458176.2	7774120.4	1710	14	3500	X	X	X	X	X	X	X				Portador de Óleo
1-BRSA-147-ESS	458164.6	7781826.5	1638	14	3324	X	X	X	X	X	X	X				Seco S/ Indícios
1-ESS-12DA-ES	474970	7843033	60.3	24.1	2857		X				X	X	X			Seco S/ Indícios
1-ESS-67-ES	460339	7837484	60	23	3833	X	X	X		X	X	X	X			Portador Gás e Cond.
1-ESS-76-ES	461358	7831843	65	26	3704	X	X	X	X	X	X	X	X			Seco C/ Indícios Óleo
1-ESS-77-ES	472854	7840552	66	30	4387	X	X	X	X	X	X	X	X			Portador Gás e Cond.
1-ESS-78-ES	475663.9	7844895	62	26	2937	X	X	X	X	X	X	X	X			Seco S/ Indícios
1-ESS-83-ES	467447.6	7833027.5	68	26	4312	X	X	X	X	X	X	X	X		X	Seco S/ Indícios
1-ESS-86A-ES	448814.3	7742569.3	1841	14	5409	X	X	X	X	X		X	X		X	Indefinido
1-ESS-90A-ES	470185	7773246.2	1838	24	4200	X	X			X	X	X	X			Indefinido
3-BRSA-100-ESS	473898.5	7832941.9	72	27	2370	X	X	X	X	X	X	X	X			Subcomercial Gás
3-BRSA-109-ESS	478077.1	7834915.7	72	27	2654.5	X	X	X	X	X	X	X	X			Seco C/ Indícios Gás
3-ESS-98-ES	458323	7837590	60	29	3886	X	X	X	X	X	X	X	X			Seco S/ Indícios
3-ESS-74-ES	460824	7838322	60.8	32	4442	X	X	X	X	X	X	X	X			Extensão Gás e Cond.
3-ESS-79-ES	460082	7834711	64	27	3813	X	X	X	X	X	X	X	X			Seco S/ Indícios
3-ESS-82-ES	472077	7839149	68	27	3298	X	X	X	X	X	X	X	X		X	Portador Gás e Cond.
4-BRSA-66-ESS	473048.3	7833178.6	71	25	3018	X	X			X	X	X	X			Portador Gás
4-ESS-75-ES	461551	7835788	60	27	3349	X	X	X	X	X	X	X	X			Seco S/ Indícios
4-ESS-89A-ES	473220.9	7836846.4	67	27	2934	X	X	X	X	X	X	X	X			Portador Gás e Cond.
6-ESS-95-ES	470887.3	7838232.2	69	27	3268	X	X	X	X	X	X	X	X		X	Seco S/ Indícios
1ESS_0026 ES_X	431046.5403	7888233.601	19	25	3422	X	X	X	X	X	X	X	X			Desc. Campo óleo
3_BRSA_237 ESS_X	444001.5631	7787872.018	1380	25	4712	X	X	X				X	X		X (sgf???)	Extensão óleo
3_BRSA_250 ESS_X	436994.288	7781840.774	1313	25	4070	X	X	X		X		X	X			Extensão óleo, gás e cond
3_BRSA_323 ESS_X	446618.3231	7775172.126	1602	23	3402	X	X	X		X		X	X			Extensão óleo
3ESS_00270 ES_X	431047.5923	7888233.605	19	25	3070	X	X	X	X	X	X	X	X			Extensão óleo
3ESS_00280 ES_X	431047.4722	7888265.695	19	25	3105	X	X	X	X	X	X	X	X			Abandonado
3ESS_00290 ES_X	431044.4406	7888232.487	19	25	3000	X	X	X	X	X	X	X	X			Extensão óleo
4_BRSA_312 ESS_X	454981.2844	7795391.255	1332	18	5218	X						X	X			Portador óleo
4_BRSA_020 ESS_X	474959.1253	7836043.538	69	33	3143	X	X	X	X	X		X	X		X (sgf???)	Subcomercial Óleo e Gás
6_BRSA_075 ESS_X	474072.1851	7835398.592	70	25	4070	X	X	X	X			X	X		X (sgf???)	Produtor Gás e Cond.

A **Figura 22** mostra a disposição dos poços que foram caracterizados em relação aos campos de petróleo. Através dos perfis geofísicos dos poços foi possível determinar as principais zonas produtoras de hidrocarboneto e realizar as análises petrofísicas, muito importantes para a caracterização dos reservatórios.

Posterior às interpretações dos horizontes estratigráficos e os traçados de falhas nas seções sísmicas foram confeccionados os mapas de contorno estrutural no mesmo software (Petrel).

Figura 22 – Localização dos principais poços estudados e caracterizados (em azul as cotas batimétricas)



6.4.3. Métodos Potenciais

6.4.3.1. Dados Gravimétricos

Os dados gravimétricos foram solicitados através do BDEP-ANP e interpretados no Software OasisMontaj 6.4, o que possibilitou a integração com outros dados com a finalidade de caracterizar o arcabouço estrutural da bacia. Os dados foram adquiridos com direção NW-SE das linhas e disponibilizados em arquivos “.XYZ” e “.GDB”.

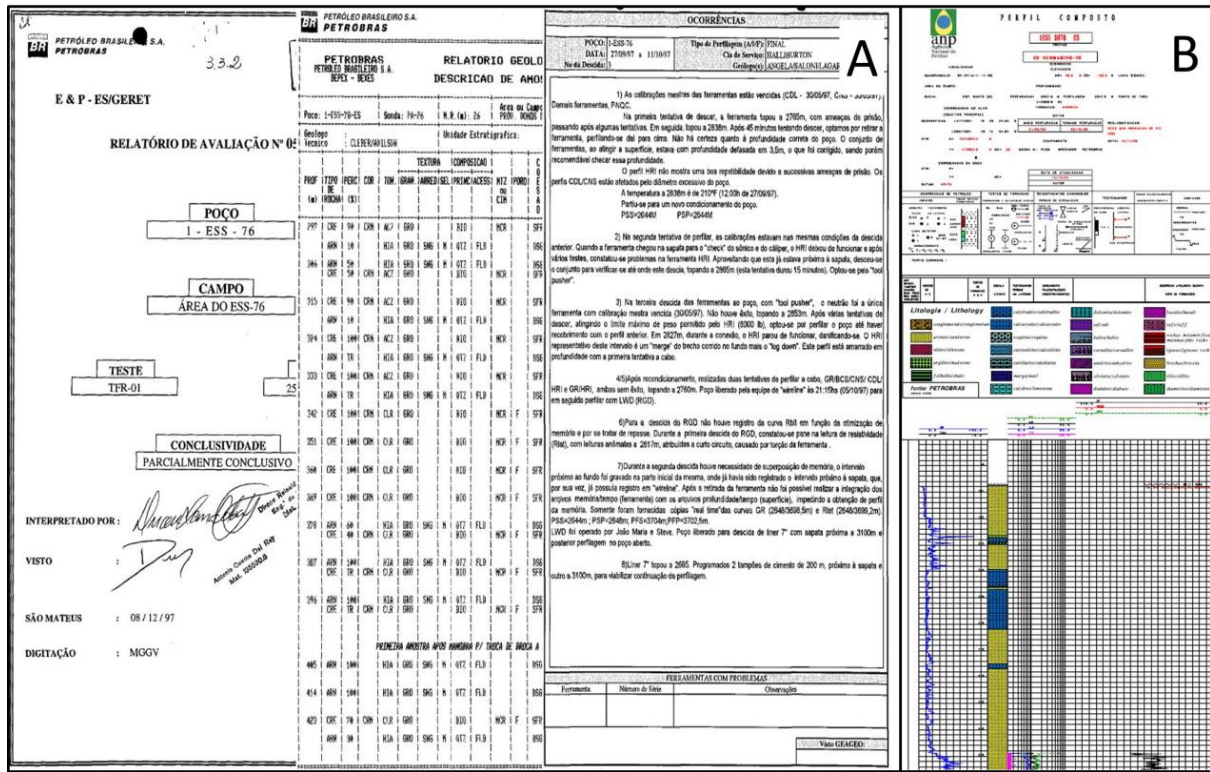
6.4.3.2. Dados Aeromagnetométricos

O mapa aeromagnetométrico foi compilado dos dados magnetométricos do CPRM (Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais) disponíveis gratuitamente. Este presente mapa é uma figura *raster* georeferenciada que apresenta pouca resolução, mas que foi possível visualizar os grandes domínios da bacia, como o Complexo Vulcânico de Abrolhos. Foi retirado a partir de CD disponível no Laboratório de Geomodelagem 3D da UNESP Rio Claro e que cobre praticamente todo o território nacional.

6.5. Estudo dos Poços – Análises Petrofísicas

A análise dos poços foi feita através da interpretação dos perfis de poço (RG, RHOB, NPHI, ILD) complementando a informação com a pasta de poço (pasta contendo todas as informações do poço quando o mesmo é perfurado, como salinidade, geologia, dados de engenharia do poço, temperatura da formação, geoquímica, etc.) (**Figura 23 A**) e dos perfis compostos (imagem dos logs do poço) (**Figura 23 B**). Para a correlação, é feita uma análise comparativa, realçando feições distintivas em cada poço, determinando níveis estratigráficos diferentes que serão correlacionados com outros poços da mesma área. Por via de regra, em um perfil geológico, para que os níveis sejam correlatos, eles precisam possuir características similares em cada perfil petrofísico, sendo eles o Raio Gama, Resistividade, Densidade, Neutrão e Sônico. Nesse trabalho, as correlações mostram-se na forma de seções estruturais que possuem como *datum* o nível do mar, mostrando a disposição atual das camadas.

Figura 23 – A) Exemplo de dados extraídos da pasta de poço. B) Perfil Composto



6.5.1. Cálculo das Porosidades

Diferentes e distintas são as maneiras de se calcular as porosidades a partir dos perfis geofísicos das zonas reservatórios a depender das informações que estão disponíveis para cada reservatório, pois nem todos os dados são sempre disponibilizados e, por isso, se faz necessário escolher os métodos mais adequados. Ao calcular a porosidade que mais se aproxima da realidade do reservatório esta será aplicada em praticamente todos os demais cálculos petrofísicos, como: Volume de argila e Saturação de água.

Para o cálculo da porosidade densidade (Θ_{PHID}) tem que se conhecer 3 parâmetros: densidade da matriz de rocha (ρ_{ma}), densidade lida no perfil (ρ_{rhob}) e a densidade do fluido (ρ_{fluido}). A densidade da matriz de rocha e a densidade do fluido são previamente conhecidas a depender da densidade da matriz de rocha reservatório e do fluido contido nos interstícios da matriz, respectivamente. Para folhelho a ρ_{ma} é 2,45 g/cm³, se arenito 2,65 g/cm³ e se carbonato a ρ_{ma} é 2,72 g/cm³. Já a ρ_{fluido} para água doce é 1,1 g/cm³, água salgada 1,0 g/cm³ e se óleo 0,8 g/cm³.

Conhecidos os parâmetros aplica-se a seguinte fórmula:

$$\Theta_{PHID} = (\rho_{ma} - \rho_{rhob}) / (\rho_{ma} - \rho_{fluido}) \text{ (in Rider, 1986)}$$

A porosidade Neutrão (Θ_{NPHI}) é obtida diretamente no perfil neutrão e ao valor encontrado deve-se acrescentar 4% de porosidade para que essa porosidade se aproxime ainda mais da realidade.

Tanto a Θ_{PHID} quanto a Θ_{NPHI} devem ser corrigidas, e para essa correção tem que conhecer o Volume de argila (Vsh) que será descrito logo no próximo subcapítulo deste trabalho. As fórmulas para correção são:

P/ Θ_{PHID} :

$$\Theta_{PHIDcorr} = \Theta_{PHID} * (1 - Vsh) \text{ (in Rider, 1986)}$$

P/ Θ NPHI:

$$\Theta\text{NPHI}_{\text{corr}} = \Theta\text{NPHI} * (1 - V_{\text{sh}}) \text{ (in Rider, 1986)}$$

Outra porosidade muito usada é a porosidade média, que nada mais é do que a média aritmética das porosidades Θ PHID e Θ NPHI, ou seja:

$$\Theta\text{Média} = (\Theta\text{PHID} + \Theta\text{NPHI}) / 2 \text{ (in Rider, 1986)}$$

Porém, a porosidade que mais se aproxima da realidade e que apresenta melhores comparações e são lançadas para o cálculo de S_w é a porosidade efetiva baseada no tipo de fluido, ou seja, se óleo ou gás presente no nível reservatório.

Um cálculo bastante aproximado da porosidade efetiva é dado pela raiz da soma dos quadrados das porosidades dividido por dois. Se existe gás na formação, a equação que mais se ajusta é a das proporções 3/5/8 (Schlumberger, 1974) onde, “N” (P/ porosidade Neutrão) e, “D” (P/ porosidade Densidade).

$$\phi_{\text{eff}} = \sqrt{\frac{\phi_{\text{Ncorr}}^2 + \phi_{\text{Dcorr}}^2}{2}}, \text{ zonas sem gás}$$

$$\phi_{\text{eff}} = \frac{3\phi_{\text{Ncorr}} + 5\phi_{\text{Dcorr}}}{8}, \text{ zonas com gás.}$$

6.5.2. Cálculo de Volume Argiloso, V_{sh}

De maneira geral, rochas derivadas de sedimentos finos siliciclásticos como folhelhos, são as detentoras de maiores radioatividades, logo, são elas que possuem maiores valores no perfil de Raio gama. Dessa maneira, o Volume de Argila estima a quantidade de sedimentos finos presentes na rocha.

Em muitos dos métodos propostos para avaliação rápida de perfis, as formações são supostas limpas de conteúdo argiloso. É por esse motivo que é preciso conhecer o volume de argila Vsh para fazer as correções nos resultados dos parâmetros interpretados.

Para obter os valores de Vsh, primeiro calcula-se o indicador de lutito IGR_x .

$$IGR_x = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{Shale} - GR_{clean}}, \text{ Indicador de Lutito (in Rider, 1986)}$$

GR: Lido diretamente no perfil;

GRclean: Raio Gama do arenito limpo (GR Mínimo);

GR Shale: Raio Gama do folhelho (GR Máximo)

Posteriormente, há várias maneiras para se calcular o Vsh, sendo:

Maneira 1: Reservatórios Pré-Cenozóicos (Fórmula de Asquith):

$$Vsh = 0.33x[2^{(2xIGR)} - 1]$$

Maneira 2: Reservatórios inconsolidados (Fórmula de Asquith):

$$Vsh = 0.083x[2^{(3.7xIGR)} - 1]$$

Maneira 3: Reservatórios em geral (Fórmula de Clavier):

$$Vsh = 1.7 - \sqrt{3.38 - (IGR_x + 0.7)^2}$$

Optou-se por utilizar a última fórmula, pois é a que mais se aproxima dos valores médios reais conhecidos na literatura.

6.5.3. Cálculo de Resistividade da Água, R_w

Essa resistividade da água é extremamente importante para se obter a saturação de água (S_w). No presente trabalho foram adotadas duas maneiras distintas para se calcular o R_w , sendo que a primeira técnica trata-se da comparação dos valores R_{wa} (R_w aparente) calculados entre intervalos, assumindo que a formação só contém água ($S_w=100\%$). Para essa situação, tem-se que, onde: “ R_t ” é a resistividade lida diretamente no perfil ILD.

$$R_{w_a} = \phi_{eff}^2 R_t \quad (\text{Archie, 1941})$$

A suposição é que o menor valor de R_{wa} é a aproximação mais exata de R_w , pertencente a aquela porção da formação que efetivamente só está saturada com água (Schlumberger, 1974).

Outra possibilidade é a que se mostrou mais adequada é o cálculo de R_w levando em consideração a salinidade da água de formação, ou seja, é necessário conhecer alguns parâmetros (salinidade e a temperatura do reservatório) para inferir no valor mais próximo do real para o R_w . Importante salientar que estes parâmetros de salinidade foram extraídos da pasta de poço ou então do perfil composto. Quando algum poço não possuía essa informação utilizou-se uma extrapolação dos valores dos poços mais próximos.

Sendo assim, a obtenção do R_w através da salinidade da água da formação é o método mais utilizado, pois, conhecendo-se a salinidade da água da formação e sua temperatura no ponto desejado, obtém-se R_w diretamente através do gráfico/chart Gen-9 (**ANEXO I**) (Schlumberger, 1972).

Para determinar a temperatura (T) na profundidade requerida, procede-se do seguinte modo:

- a) Lê-se no perfil a temperatura do fundo do poço (BHT) ou a Extrapolada (TE);
- b) Calcula-se o gradiente geotérmico (ΔT) através da fórmula:

$$\Delta T = (T \text{ fundo} - T \text{ superfície}) / \text{profundidade do poço}$$

- c) Calcula-se a temperatura no ponto desejado:

$$T = (\Delta T \times \text{Profundidade}) + T \text{ superfície}$$

A temperatura de superfície usualmente empregada para poços terrestres é de 80 °F e nos poços marítimos a temperatura aproximada é de 76,1 °F.

Ao encontrar, nos registros de poços, a temperatura do reservatório esta é lançada no ábaco/chart Gen9 da Schlumberger, 1972 (**ANEXO I**), porém para obter o R_w ainda está faltando conhecer a salinidade da água de formação. Esta informação muitas vezes está disponível na pasta de poço ou mesmo no perfil composto. Sendo assim, com os dados da temperatura na profundidade do reservatório, e a salinidade é possível obter a resistividade da água (R_w).

6.5.4. Cálculo de Saturação de Água, S_w

A saturação de água da formação não invadida, S_w , é calculada utilizando a equação de Archie, 1941:

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

Onde a é o fator de tortuosidade, m é o expoente de cimentação e n é o expoente de saturação. Na prática, é usual assumir os seguintes valores: $a=1$, m e $n = 2$. A **Tabela 2** traz a comparação desses valores de acordo com alguns critérios pré-determinados por análises em laboratórios, sendo assim, esta tabela inclui as características básicas que deve ter a rocha-reservatório para se decidir se é aplicado um ou outro modelo de saturação.

Tabela 2 – Comparação dos modelos comuns de saturação de fluido para reservatórios siliciclásticos

Modelo de saturação	% de argila	Características relevantes		
		Archie (1941)	Menor que 20%.	Não considera tipos de argila
Simandoux	Maior que 20%.	Considera tipos de argila	Não trabalha com porosidades menores que 20%.	Não requer análise de testemunho, mas, sim, dos coeficientes a e m .
Waxman-Smith			Trabalha com porosidades menores que 20%.	Requer análise de testemunho para determinar o coeficiente de intercâmbio eletrolítico.

(Fonte: Contreras & Castro, 2012)

Neste presente trabalho foram adotados para o fator de tortuosidade $a = 1$, expoente de cimentação $m = 2$ e expoente de saturação $n = 2$.

A resistividade da água (R_w) obtida através do chart Gen9 é colocada na fórmula e, com isso, é possível obter a saturação de água (S_w) através da fórmula mencionada acima.

7. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os métodos geofísicos (sísmica de reflexão e métodos potenciais), aliados ao estudo dos poços (perfis e petrofísica) foram analisados com o objetivo de conhecer a estruturação da Bacia, ou seja, o arcabouço estrutural do continente e a relação com a parte *offshore*.

O uso do SIG (Sistema de Informações Geográficas) tem sido uma ferramenta bastante valiosa na identificação e associação de feições com o objetivo de se ter uma visão mais ampla e conjunta das informações mais valiosas e poder caracterizar melhor o trabalho como um todo.

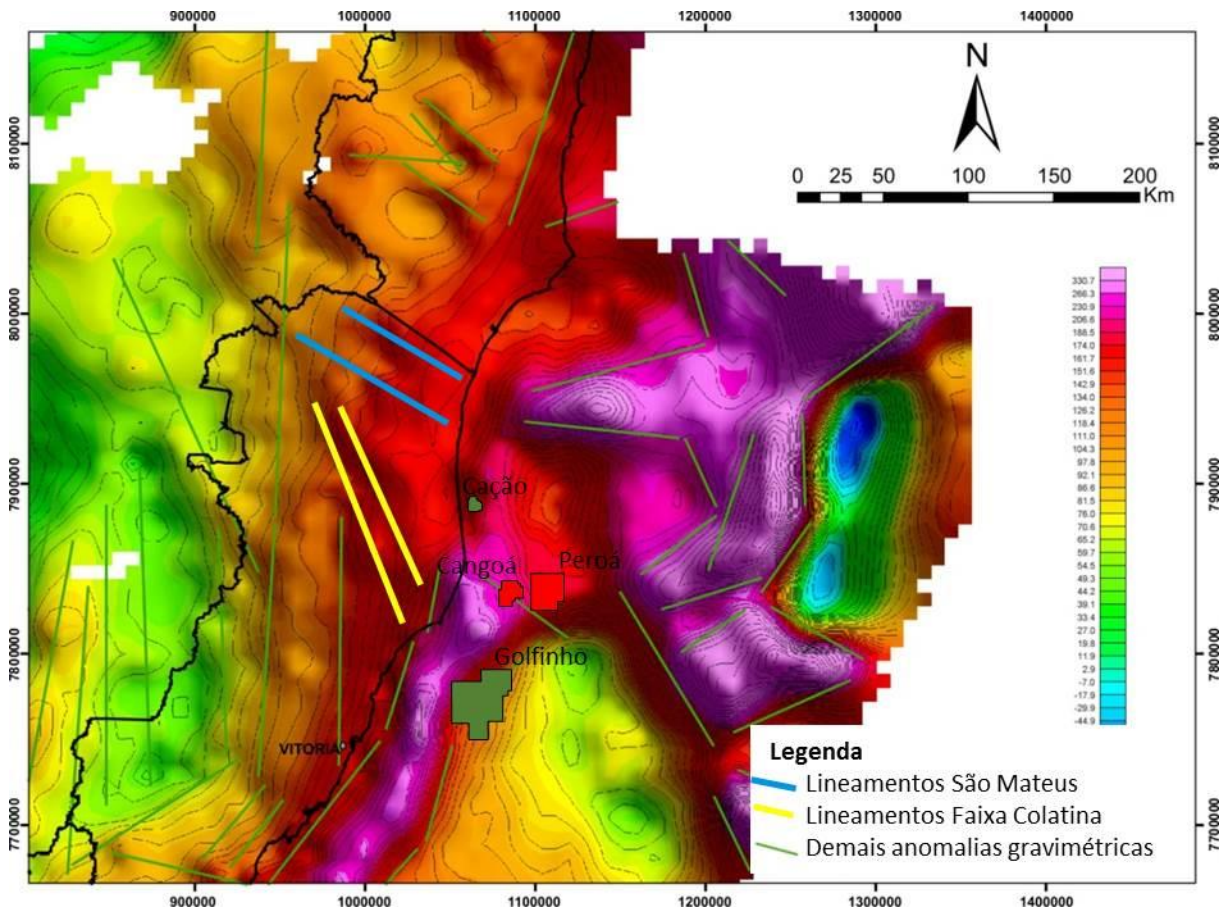
A seguir, são descritos, para cada método utilizado, os principais resultados obtidos, que serão posteriormente agrupados e integrados em ambiente SIG.

7.1. Processamento e Interpretação de Mapas Gravimétricos

Um dos objetivos deste trabalho é correlacionar a maioria dos lineamentos presentes na Bacia do Espírito Santo, por isso o estudo gravimétrico se torna importante, pois se pode encontrar grandes lineamentos que se projetam para dentro da bacia e correlacionar com as linhas sísmicas e, até mesmo, traços gravimétricos.

Os lineamentos foram traçados no ArcMap 9.3 sendo que esses traçados estão sobre faixas retilíneas com elevado gradiente, reconhecidas pelo adensamento das curvas de isovalores, ou mudanças bruscas de direção, que podem corresponder a falhas em profundidade (**Figura 24**).

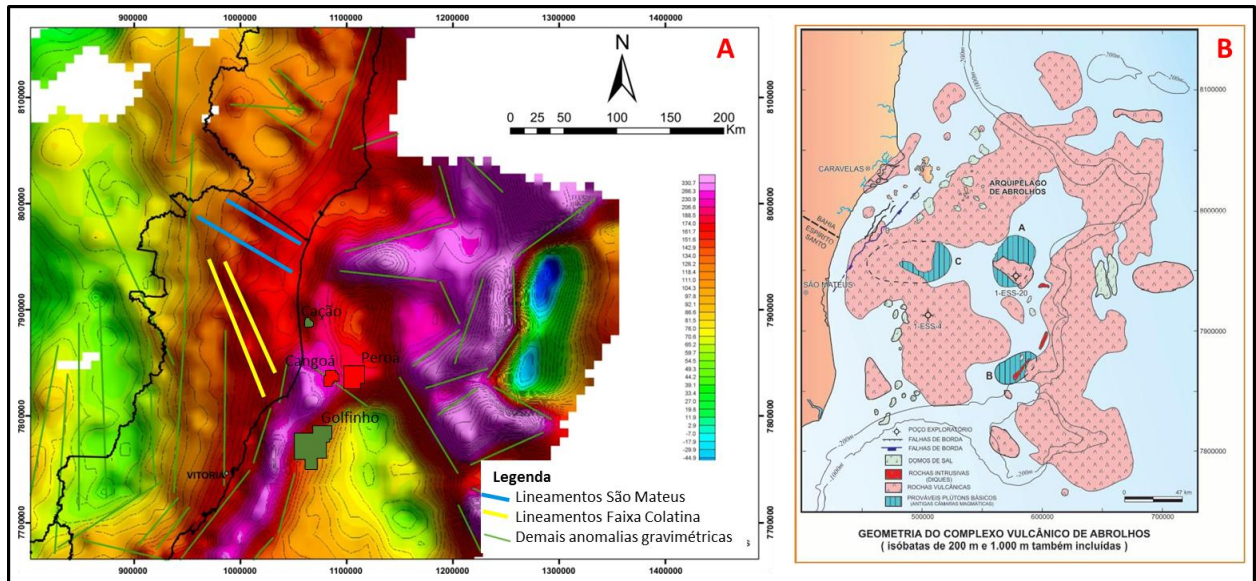
Figura 24 - Mapa Gravimétrico *Bouguer* com o traçado dos principais lineamentos



Foram identificados 40 lineamentos gravimétricos de grande importância com diferentes direções, como se pode observar nos mapas das **Figuras 24 e 25**. Na parte continental observa-se que o lineamento São Mateus apresenta-se bem caracterizado na porção norte da bacia. Já nos dados gravimétricos da parte oceânica, verifica-se algumas feições que são importantes na estruturação da mesma. Correlacionando o mapa gravimétrico com o trabalho de Sobreira & França (2006) é possível fazer uma comparação da geometria do Complexo Vulcânico de Abrolhos, o qual no mapa gravimétrico *free-air* apresenta-se anomalia positiva de coloração rosada.

A **Figura 25** traz a geometria desse complexo traçado no mapa gravimétrico e a **Figura 25B** o mapa de Sobreira & França (2006), onde se pode comparar e verificar a associação.

Figura 25 - A). Mapa gravimétrico *Bouguer* com traçado esquemático do Complexo Vulcânico de Abrolhos. **B).** Mapa com a localização do CVA (Complexo Vulcânico de Abrolhos) de Sobreira & França (2006)

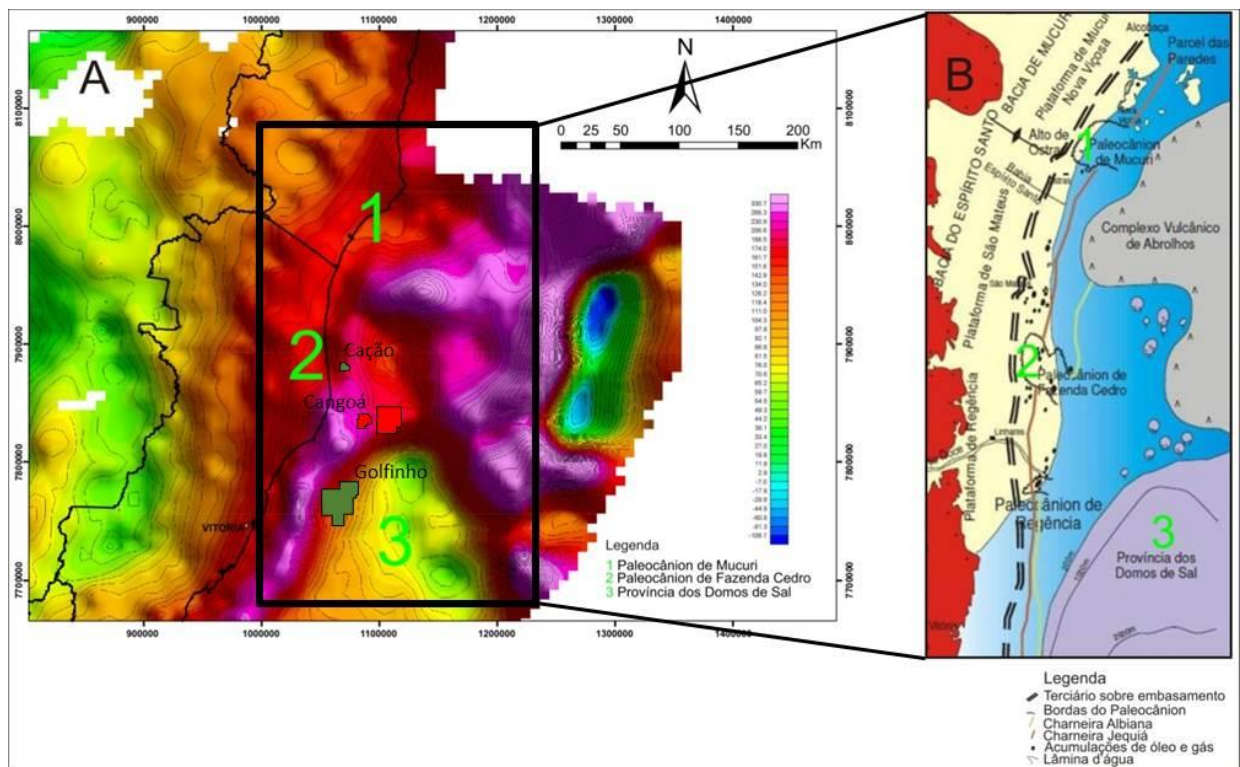


(Fonte: **B.**) Sobreira e França (2006))

Como visto no Capítulo 4.2, uma importante feição estrutural de direção predominante N-S corta as regiões da Plataforma de São Mateus, Regência e o Paleocânion de Regência, sendo uma estrutura importante por ser assinalada como falhas de grande rejeito vertical em alguns locais. Essa feição estrutural é encontrada nos lineamentos gravimétricos traçados por apresentar um adensamento das curvas de isovalores.

Na **Figura 26A**, correlacionando com o trabalho de Carvalho *et al.* (1989) (**Figura 26B**), pode-se perceber que nas regiões em que as anomalias são mais baixas há presença dos Paleocânions (Fazenda Cedro e Mucuri), outra característica também marcante é a região em que há a província dos domos de sal onde as anomalias no mapa gravimétrico são menores ainda.

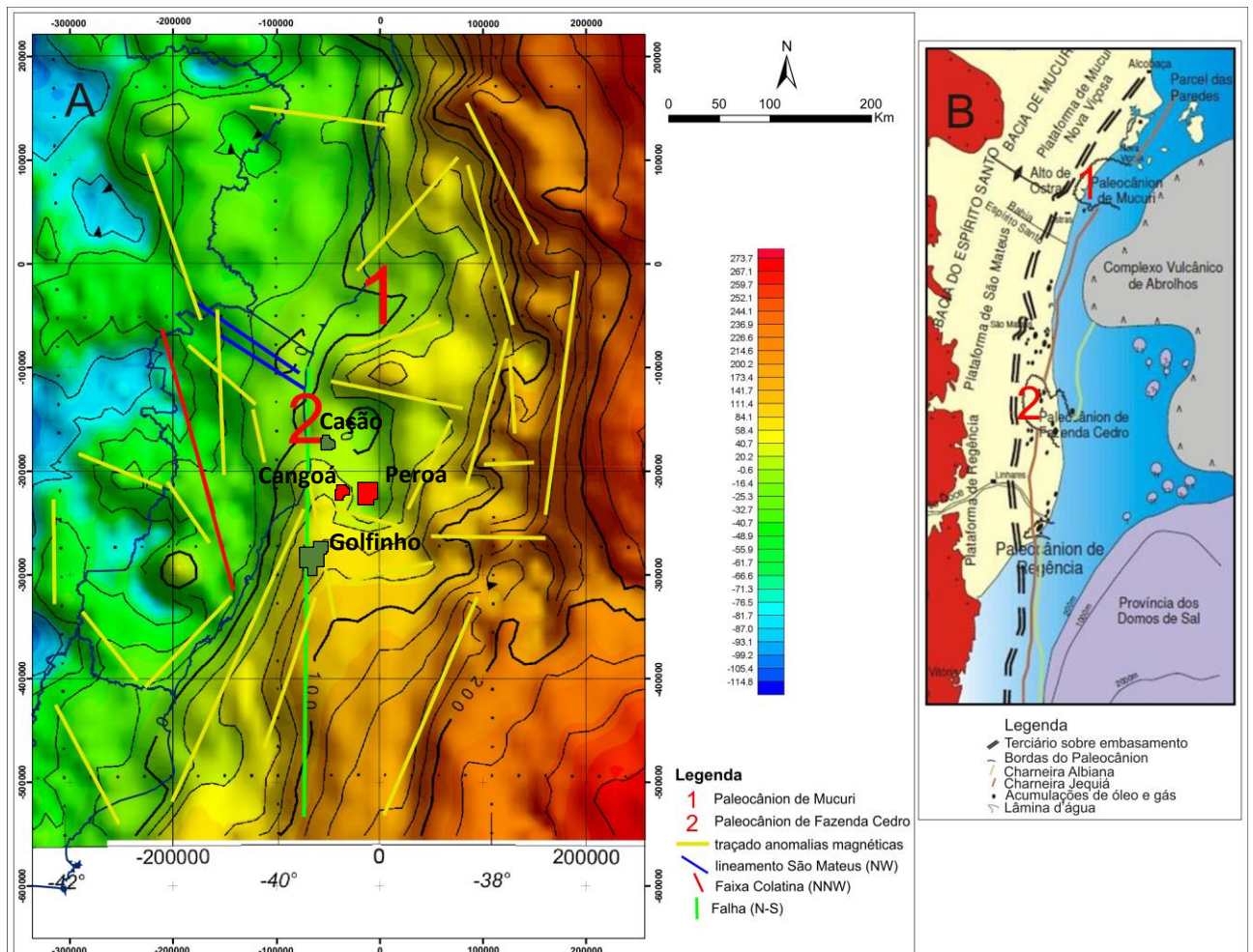
Figura 26 - A). Mapa gravimétrico *Bouguer* com as indicações dos Paleocânions e a província dos domos de sal. **B).** Mapa estrutural de Carvalho *et al.* (1989)



(Fonte: **B.**) Carvalho *et al.* (1989))

Com o intuito de melhor visualizar e identificar as principais feições estruturais foi analisado o mapa de anomalia gravimétrica *free-air* (**Figura 27A**). Comparando com o mapa de Carvalho *et al.* (1989) (**Figura 27B**), o lineamento São Mateus de direção NW presente ao norte da bacia é marcado por um contraste na anomalia gravimétrica, a Faixa Colatina de direção NNW foi individualizada por um alto gravimétrico. Os Paleocânions de Mucuri e da Fazenda Cedro apresentam baixa anomalia gravimétrica limitado por falhas, o que se torna de grande importância e que vem sendo estudado amplamente pelas indústrias petrolíferas. Uma falha grande de direção N-S limitada pelo adensamento das curvas de isovalores corta esses cânions, sendo também importante no contexto estrutural da bacia para a porção *onshore* onde se têm alguns campos de petróleo sendo explorados.

Figura 27 - A). Mapa gravimétrico *free-air* com indicações de falha, Paleocânions, Faixa Colatina e Lineamento São Mateus. **B).** Mapa estrutural de Carvalho *et al.* (1989)



(Fonte: **B.**) Carvalho *et al.* (1989))

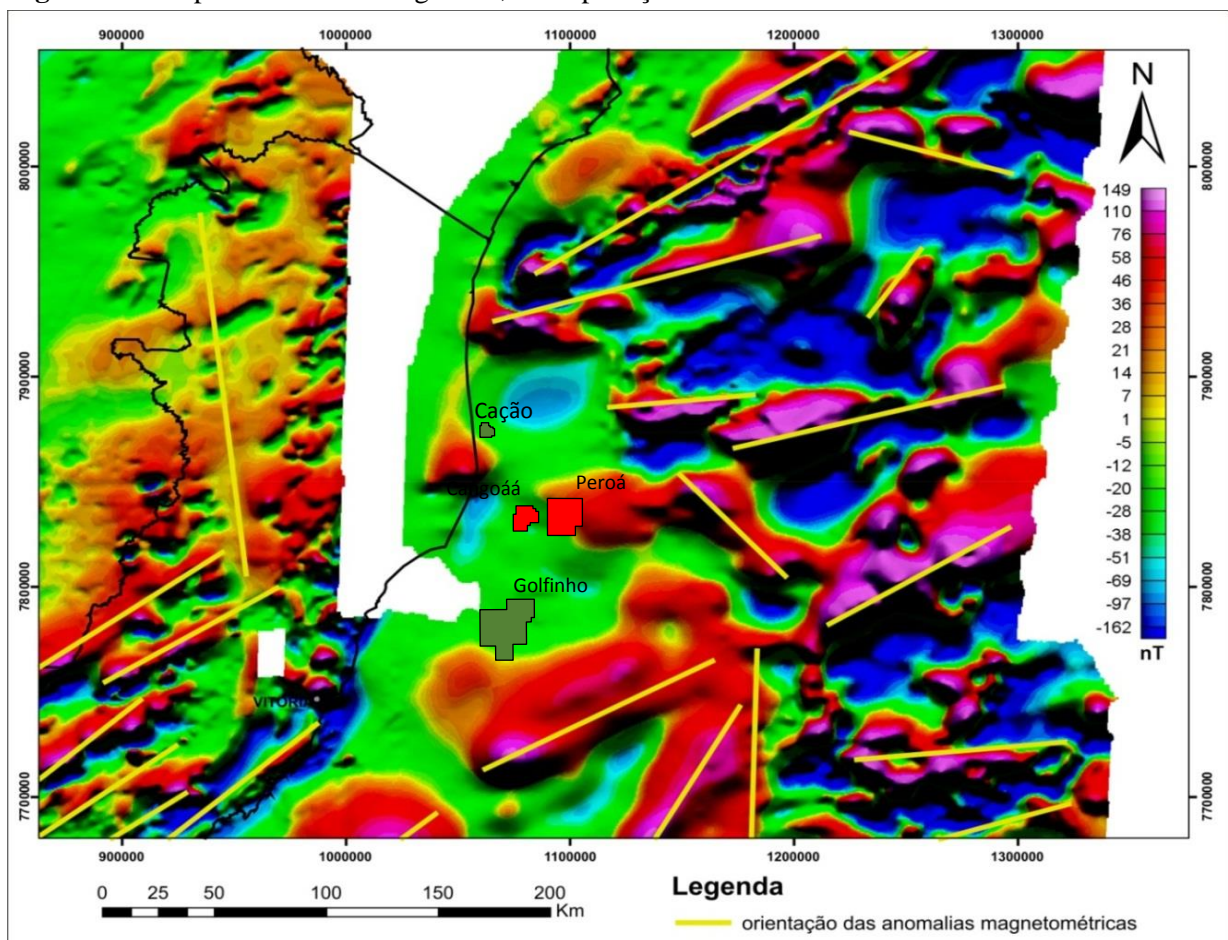
Como pode ser observado através da análise dos mapas gravimétricos (*bouguer* e *free-air*) o Lineamento São Mateus de direção NW pode afetar o arcabouço estrutural do campo de Cação, assim como, a Faixa Colatina de direção NNW pode afetar no Campo de Golfinho.

Esses lineamentos também foram interpretados em imagens de satélite SRTM e LANDSAT7 e, melhor correlacionados com a porção *offshore* da bacia no trabalho de Morais, (2010).

7.2. Interpretação de Mapas Magnetométricos

Nos mapas magnetométricos pode-se observar claramente que os maiores contrastes apresentam direção NE, predominantemente, tanto na porção continental quanto na oceânica (**Figura 28**). Vale ressaltar que os dados foram retirados brutos e sem nenhuma alteração para melhor visualizar as anomalias. Porém, pode-se dizer que as anomalias oceânicas mais positivas provavelmente estejam relacionadas ao Complexo Vulcânico de Abrolhos. Outro aspecto que prejudicou bastante a interpretação está relacionado com a falta de dados na parte continental, ao norte da área.

Figura 28 - Mapa de anomalia magnética, sem aplicação de filtro



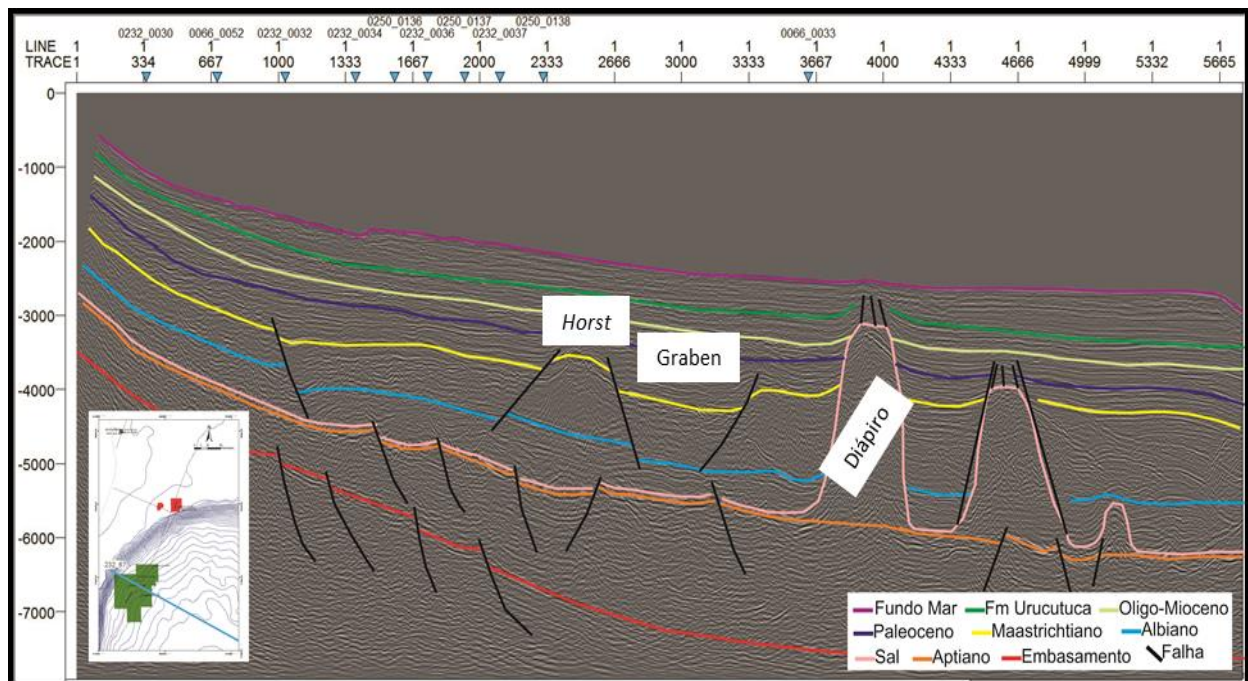
(Fonte: Compilação de arquivo digital georeferenciado GIS do CPRM, 2004)

7.3. Processamento e Interpretação de Seções Sísmicas

Com a devida correlação poço x sísmica os principais horizontes cronoestratigráficos foram delimitados, sendo: Fundo do Mar, Formação Urucutuca, Oligo-Mioceno, Paleoceno, Maastrichtiano, Albiano, Sal, Aptiano e o Embasamento.

A seguir serão discutidas algumas seções sísmicas mais marcantes da área de estudo. A seção 232_0067 *dip* (perpendicular à linha de costa) de direção NW-SE corta o campo de Golfinho (**Figura 29**). Como pode ser percebido nesta área há uma forte influência do sal ocasionada pela halocinese (horizonte rosa).

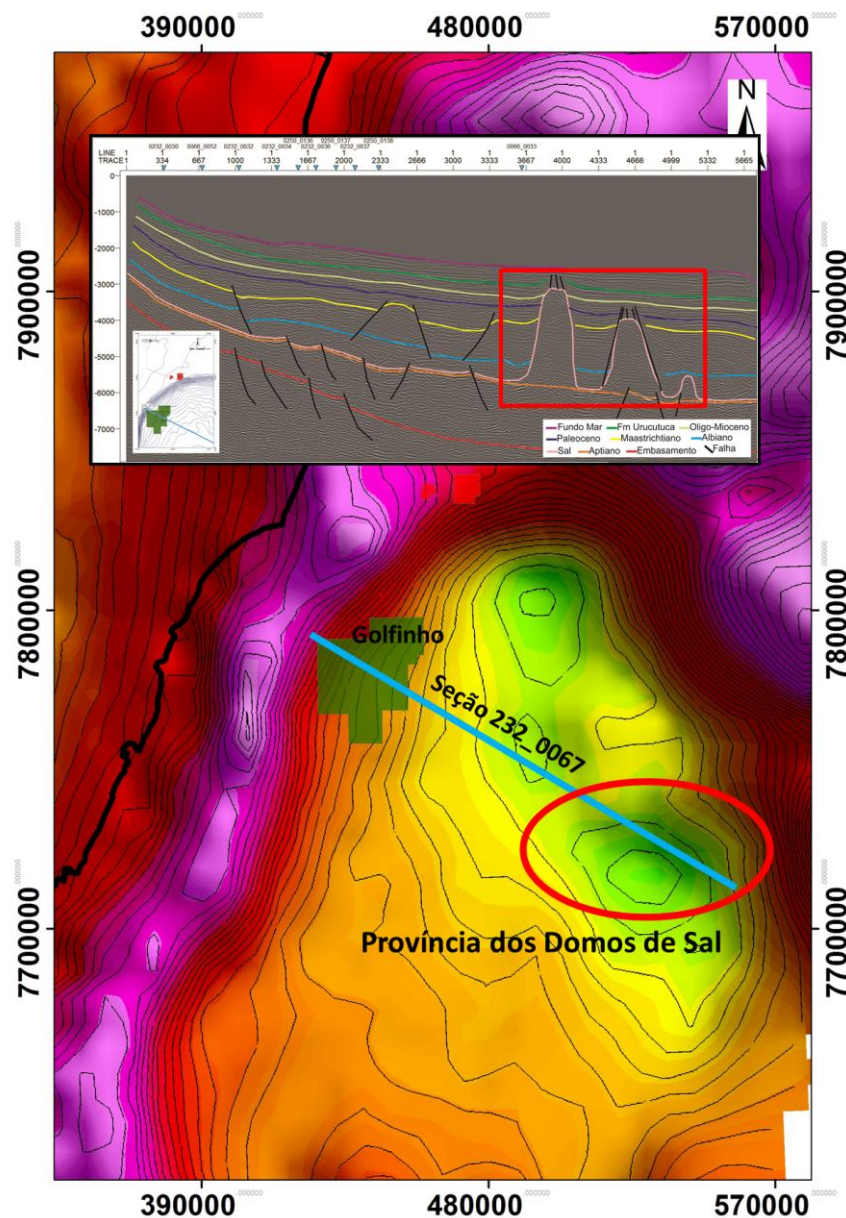
Figura 29 – Seção sísmica 232_0067 processada e interpretada



Falhas gradadas com a halocinese e consequente formação dos diápiros são encontradas no topo dessas estruturas. Outras falhas, como as sintéticas (falhas com mesma direção das falhas da zona de charneira da bacia) e antitéticas (direção oposta) são marcadas nos horizontes pré-aptiano. Falhas normais do Maastrichtiano são também evidenciadas. Estruturas em *horst* (blocos altos limitados por falhas normais) e *graben* (bloco abatido limitado por falhas normais) podem ser observadas no horizonte Maastrichtiano.

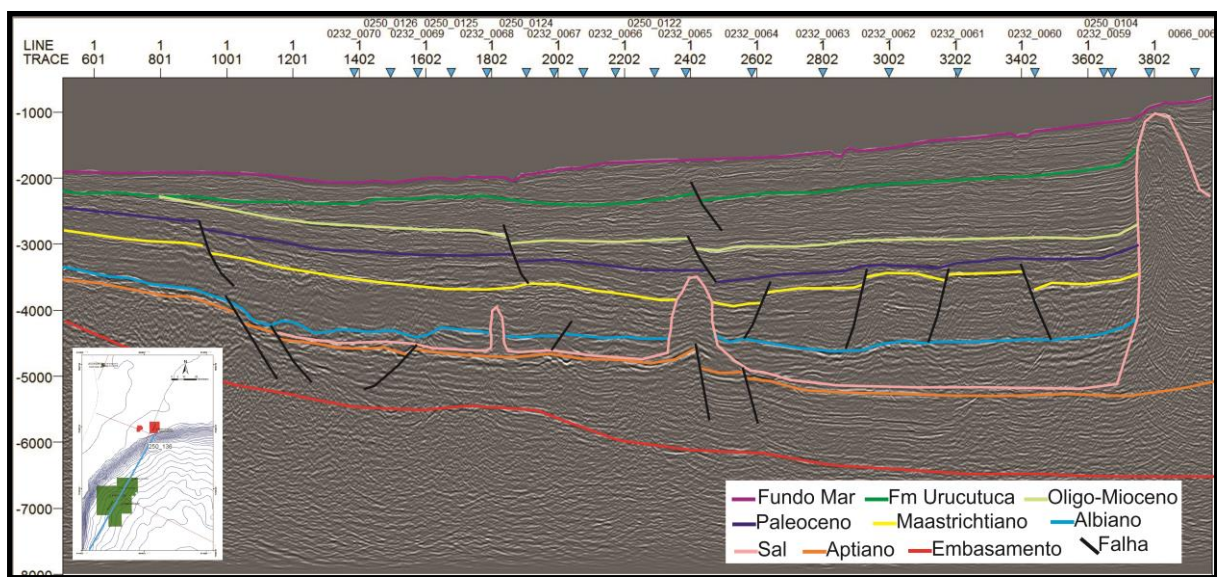
Amarrando a sísmica 232_0067 com os dados gravimétricos é possível fazer a correlação com os diápiros salinos, pois na região em que as anomalias gravimétricas são baixas é onde encontra-se as maiores ocorrências de sal. A **Figura 30** traz a comparação da sísmica da figura anterior com os dados gravimétricos. O quadrado vermelho na sísmica mostra os diápiros, a linha azul no mapa gravimétrico mostra a seção sísmica 2D e, o círculo vermelho no mapa gravimétrico mostra a região correspondente aos diápiros na província dos domos de sal.

Figura 30 – Correlação entre mapa gravimétrico (*Bouguer*) e seção sísmica 2D mostrando a ocorrência de sal



Perpendicular à seção acima, a seção *strike* 250-0136 (paralela à linha de costa) de direção NE-SW confirma a presença marcante dos domos de sal, além de, falhamentos normais sintéticos, antitéticos e uma estrutura do tipo *horst* no horizonte cronoestratigráfico do Maastrichtiano (**Figura 31**). Provavelmente com a halocinese e a formação dos domos de sal ocasionou nas camadas ao lado a formação de uma compressão local e a consequente presença de *rollovers*.

Figura 31 – Seção sísmica 250_0136 processada e interpretada



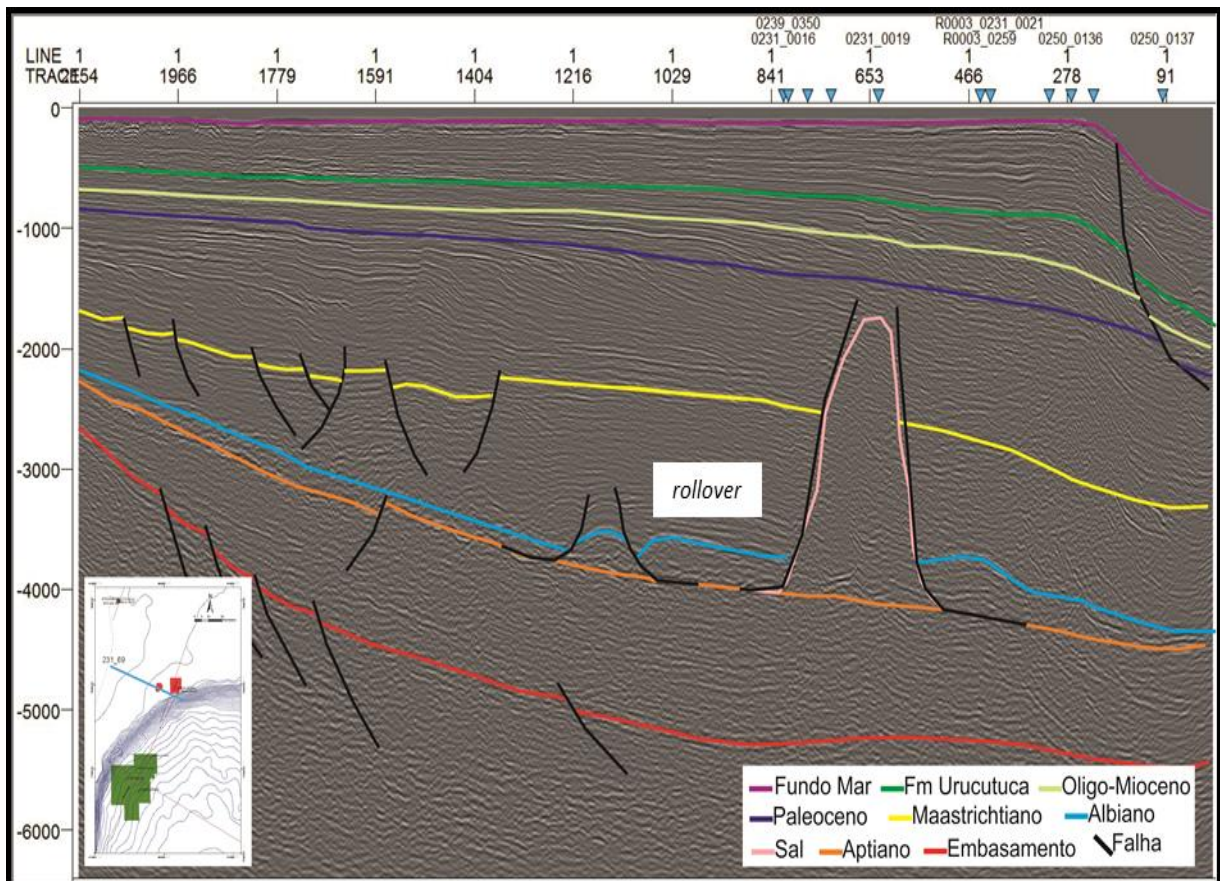
A depender do tamanho do diápiro salino, este pode alcançar até a altura superior ao topo da Formação Urucutuca chegando próximo ao Fundo do Mar.

O traçado do fundo do mar foi importante, pois além de proporcionar uma visão da geometria do fundo marinho foi usado para calibrar as seções em termos de profundidade. Ao comparar o fundo marinho com a batimetria da área de estudo, é bastante evidente essa correlação uma vez que nas áreas proximais aos campos de Cação, Congoá e Peroá a lâmina d'água é ligeiramente rasa e o campo de Golfinho apresenta lâmina d'água mais profunda.

A seção 231_0069 *dip* corta o campo de Congoá na direção NW-SE (**Figura 32**). Nesta região mais proximal à linha de costa é pouco perceptível a presença do sal, porém os carbonatos do Albiano são bastante evidentes. Neste mesmo horizonte cronoestratigráfico do Albiano é perceptível a presença de estrutura tipo *horst* limitada por falhamentos normais sintéticos e antitéticos. Outros falhamentos normais são perceptíveis ao nível do Maastrichtiano.

Estruturas do tipo *rollovers* gerados pela movimentação do sal ocorrem mais a SE da área. Essas estruturas em *rollovers* ocorrem, pois as falhas tendem a ser lístricas na base do sal por se tratar de uma superfície de descolamento, estas falhas também são conhecidas como anticlinais de teto, onde no topo destes anticlinais pode ocorrer acúmulo de hidrocarbonetos.

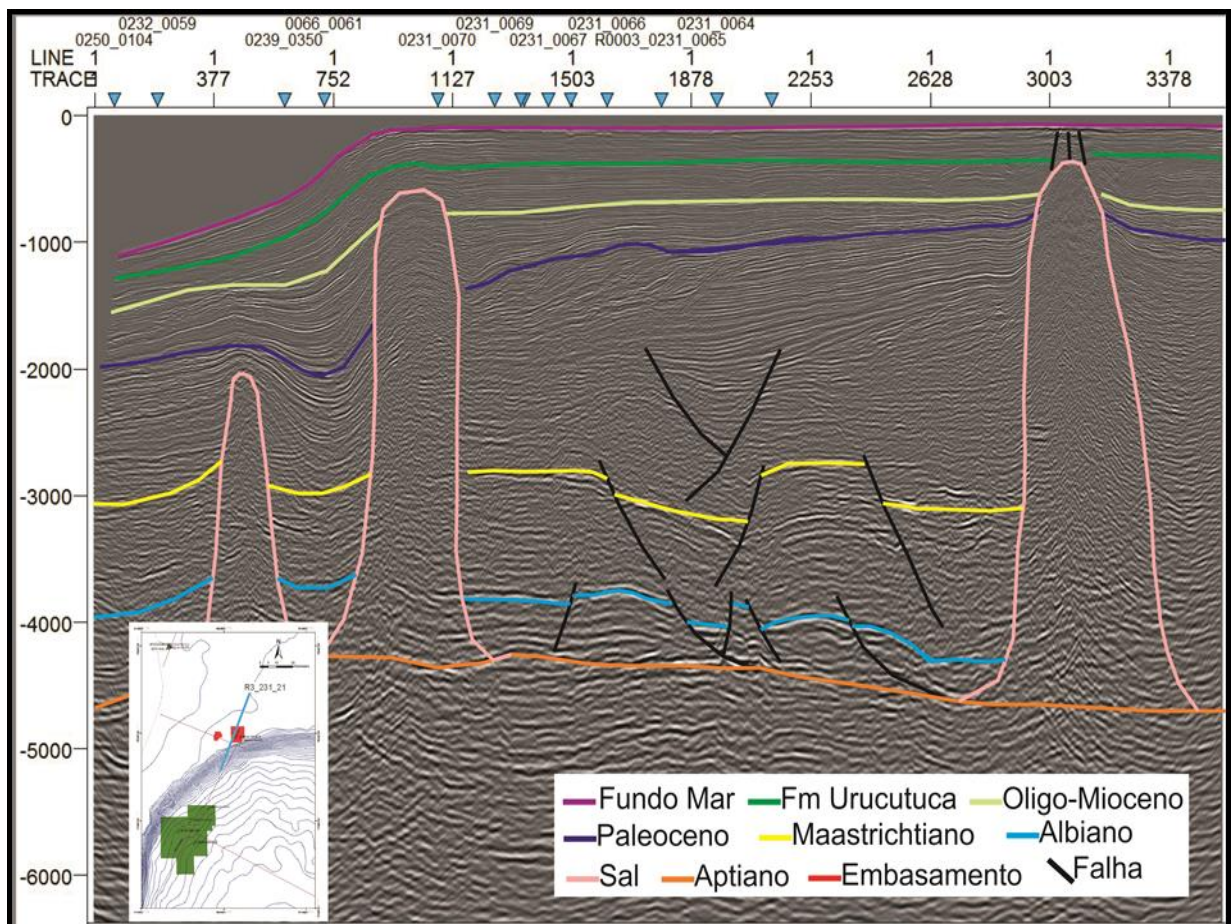
Figura 32 – Seção sísmica 231_0069 processada e interpretada



Essas espessas camadas de evaporitos encontradas na área são provenientes da fase transicional da bacia que foi marcada por ingressões marinhas do Neoaptiano a qual são interpretadas como sendo associado a um ambiente do golfo alongado o qual separava a placa Sul-Americana da Africana. Posteriormente com a instalação dos mares interioranos e ligeira calma climática foram depositando os carbonatos da Formação Regência os quais correspondem ao horizonte cronoestratigráfico de idade Albiano.

A seção R3_231_0021 exemplifica bem essas duas fases importantes, esta seção é paralela a linha de costa de direção NE-SW (**Figura 33**). Os diápiros salinos são condicionados por falhas normais. Mais a SW da área é evidente que os sedimentos encontram-se dobrados provavelmente ocasionado devido a ascensão salina. Falhas normais lístricas iniciam no horizonte Albiano e tendem a se horizontalizar no topo do horizonte do Aptiano.

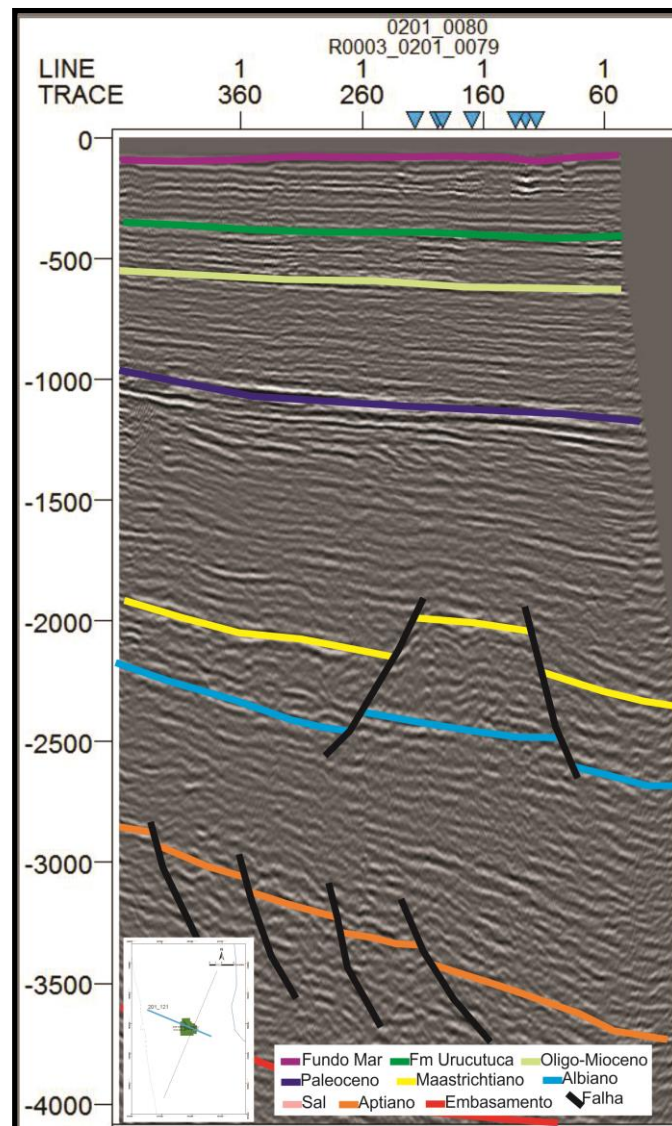
Figura 33 – Seção sísmica R3_231_0021 processada e interpretada



A sequência marinha propriamente dita da bacia vai do Neocretáceo ao MesoEoceno corresponde à Formação Urucutuca até o topo do Maastrichtiano o qual corresponde a um ambiente deposicional profundo. Muitas ocorrências de hidrocarbonetos são constatadas nos arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca.

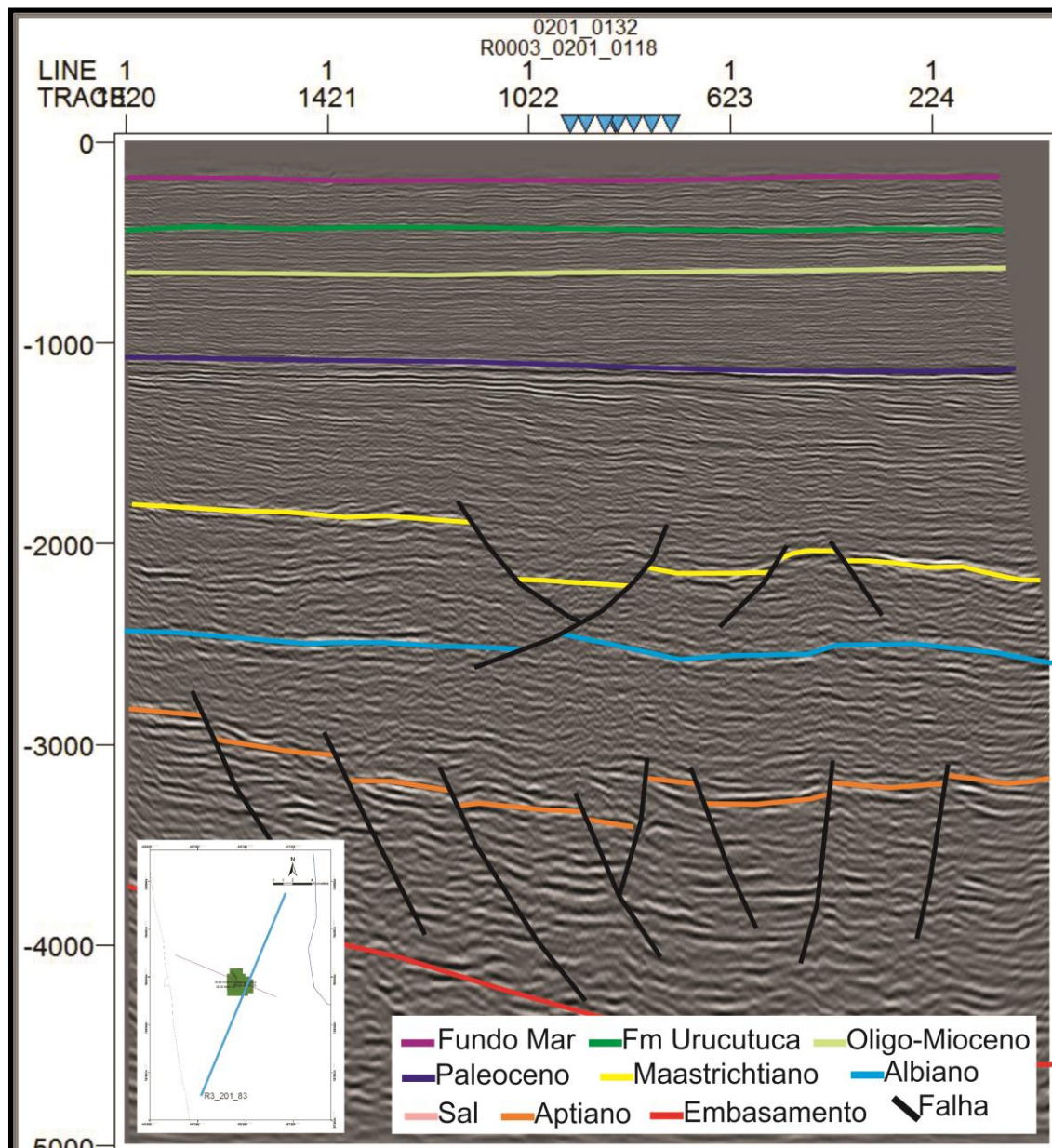
A seção 201_0121 é a mais rasa sob uma batimetria inferior a 100 metros (**Figura 34**). Nesta porção da bacia a qual se encontra mais próximo da costa é bastante evidente a influência de sedimentos continentais condicionando uma espessa camada mais recente. Esta seção é perpendicular à linha de costa de direção NW-SE que corta o campo de Cação, sendo uma seção mais propícia para visualizar as estruturas. No horizonte cronoestratigráfico do Paleoceno em sua porção superior há presença de cunhas clásticas progradantes as quais indicam uma taxa de sedimentação superior ao espaço de acomodação gerado pela subida do nível do mar. Nesta porção da bacia, como discutido acima a presença do sal é incipiente. Falhas normais lístricas sintéticas e antitéticas além de estruturas em *horst* puderam ser observadas.

Figura 34 – Seção sísmica 201_0121 processada e interpretada



Nesta mesma região, porém de direção paralela à linha de costa a seção R3_201_0083 também apresenta as cunhas clásticas do Paleoceno além das falhas lítricas sintéticas e antitéticas e *horsts* (**Figura 35**). O Aptiano é bem mais estruturado com falhas normais sintéticas bem marcadas evidenciando o período de separação dos continentes Sul-Americano do Africano no Gondwana.

Figura 35 – Seção sísmica R3_201_0083 processada e interpretada



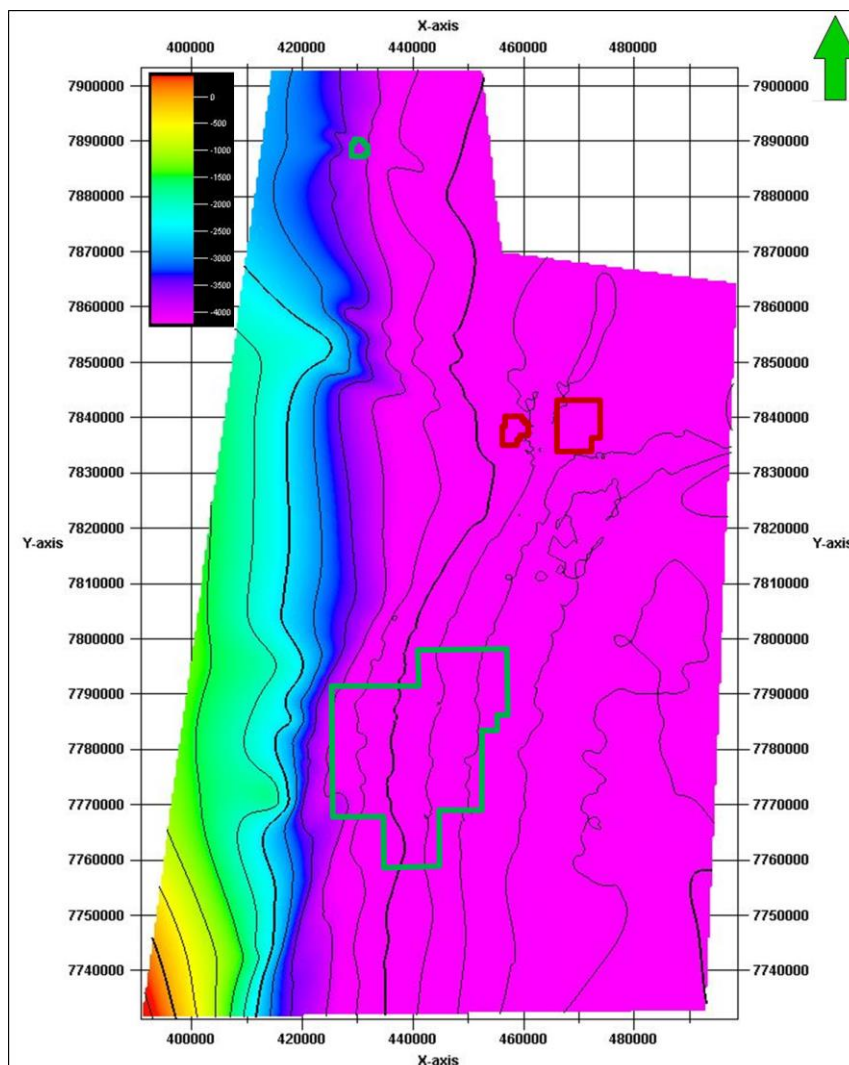
7.4. Processamento e Interpretação dos Mapas de Contornos Estruturais

Após interpretar os principais horizontes cronoestratigráficos através da análise das seções sísmicas, foi gerado para cada horizonte o correspondente mapa de contorno estrutural visando conhecer melhor o comportamento de cada horizonte, sua estruturação e a distribuição espacial. Esses mapas representam um modelo da superfície de cada horizonte estratigráfico interpretado e os alinhamentos presentes refletem os interpretados em sísmica.

7.4.1. Embasamento e Aptiano

Através da análise deste mapa é possível interpretar que há um alto estrutural bem marcado a SW da área (**Figura 36**). O embasamento é mais raso próximo à linha de costa e mais profundo com o aumento das cotas batimétricas.

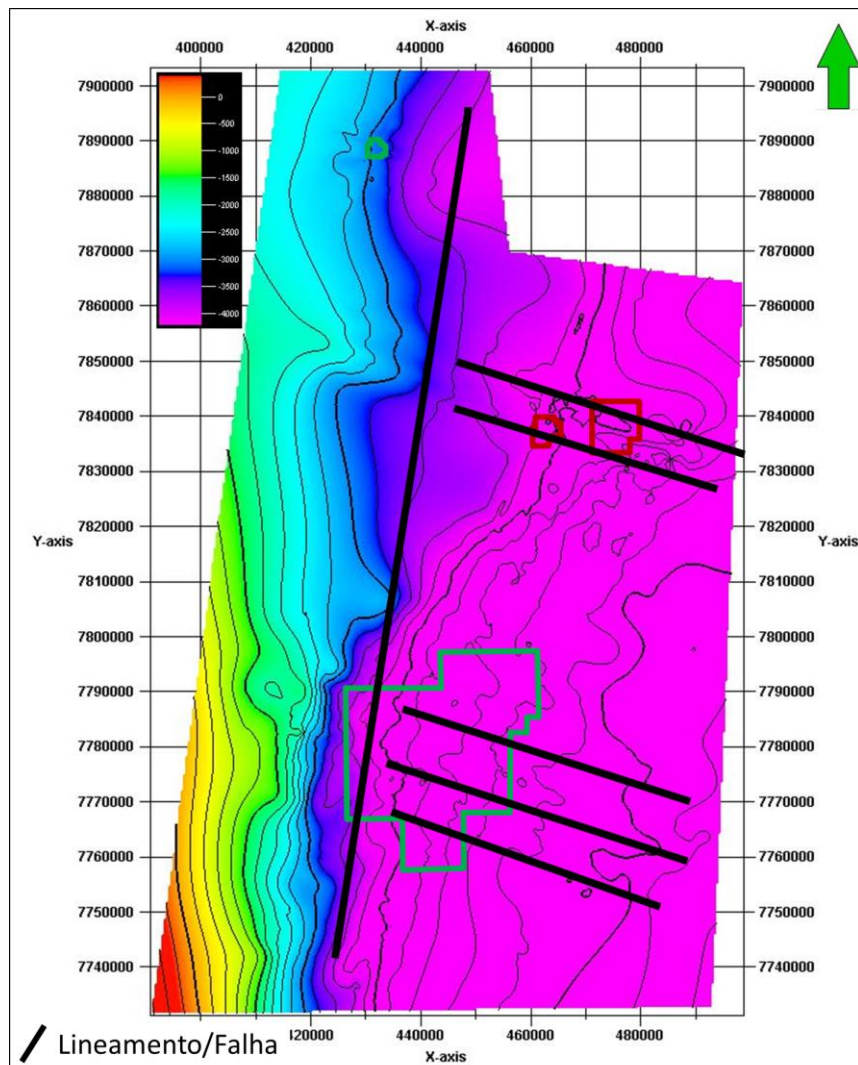
Figura 36 – Mapa estrutural do Embasamento



Não foi possível observar os falhamentos normais sintéticos e antitéticos típicos desta região, pois isso se deve a má qualidade das seções sísmicas 2D que eram levantadas, as quais visavam, encontrar acúmulo de hidrocarboneto nas regiões acima cronoestratigraficamente ao processo de rifteamento. Este embasamento integra o setor norte da Província da Mantiqueira sendo constituída por rochas infracrustais, representadas predominantemente por migmatitos, granulitos e gnaisses.

O topo do Aptiano é marcado por forte controle estrutural por falhas normais originadas no processo de separação dos continentes Sul-Americano do Africano no período Gondwana (**Figura 37**). Este horizonte apresenta mergulho predominantemente para Leste. As falhas apresentam direção NW-SE. Esse topo do Aptiano corresponde basicamente à base dos evaporitos cujo ambiente de deposição no Aptiano é transicional, ou seja, do continental para marinho restrito e/ou sabka flúvio deltaico.

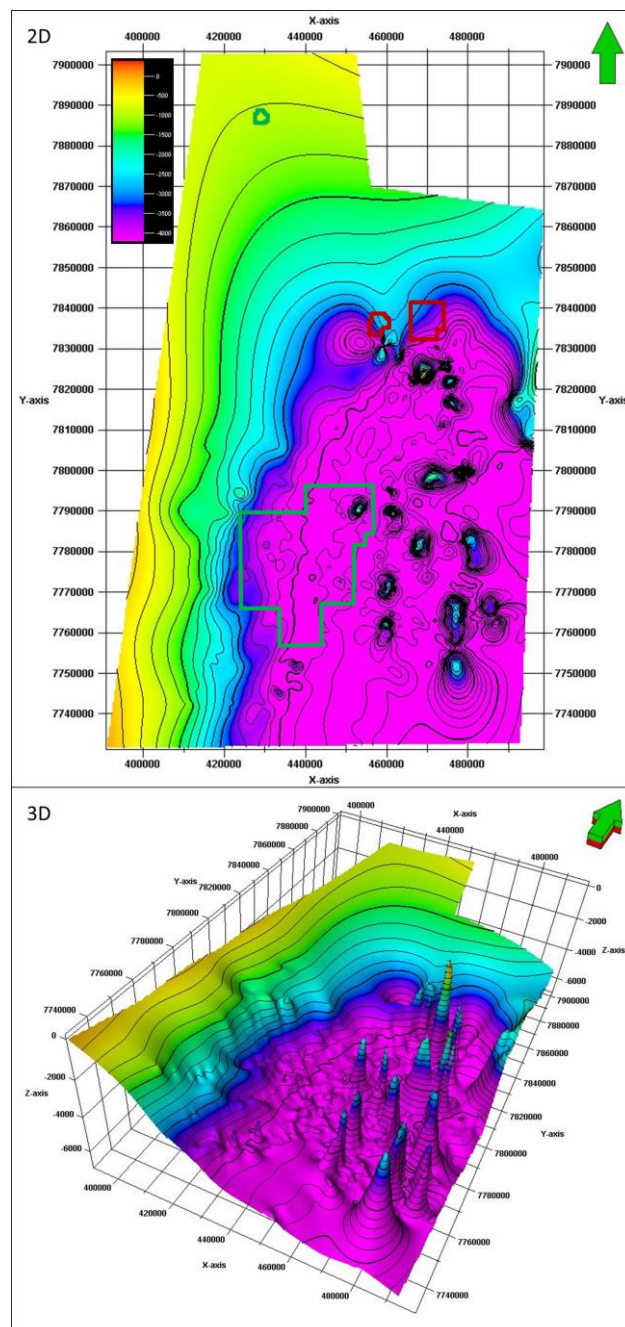
Figura 37 – Mapa estrutural do Aptiano com enfoque as zonas de falhas tracejadas em preto



7.4.2. Topo do Sal

Vários diápiros salinos são encontrados na área de estudo, porém na região dos campos não há evidências marcantes dos mesmos (**Figura 38**). Existe uma forte presença de diápiros a leste do campo de Golfinho, em uma região cuja batimetria é bem mais profunda. Mesmo não havendo diápiros, é comum a presença de camadas horizontais de sal no campo de Golfinho e Peroá. Não foi observada a presença de sal no campo de Cação, onde o mesmo apresenta lâmina d'água inferior a 100 metros.

Figura 38 – Mapa estrutural do topo do Sal

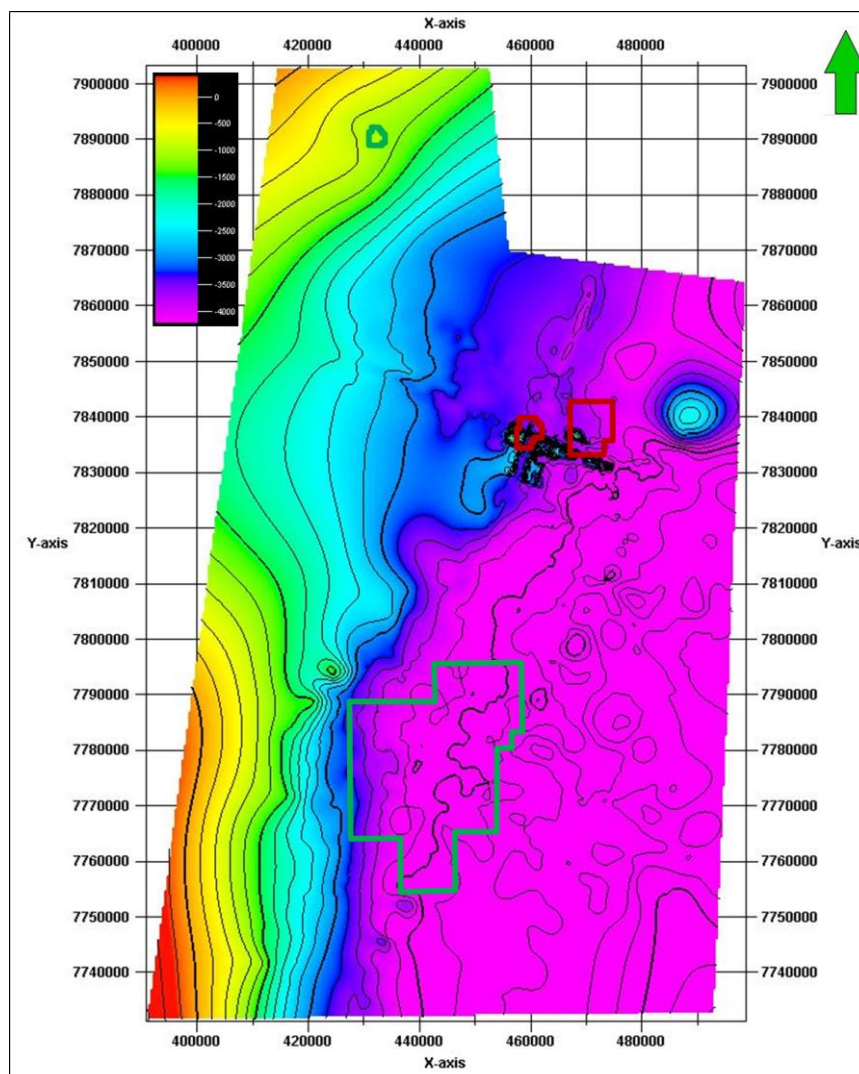


Esses diápiros atingiram regiões próximas ao topo do que neste trabalho convencionalmente foi chamado de Formação Urucutuca. A precipitação de espessos pacotes de anidrita e halita se deram em condições de bacia restrita com alta evaporação e estabilidade tectônica. Em direção às águas profundas, diápiros e muralhas de sal podem alcançar até 5000 metros de espessura. Muitas vezes esses diápiros são facilitados por movimentos em falhas normais que condicionam o movimento de grande quantidade de sal.

7.4.3. Albiano

Um fator deformacional a mais é gerado pela movimentação do sal que afeta as camadas sobrepostas, este fato ocasionou um alto concêntrico a NE do mapa estrutural do Albiano (**Figura 39**).

Figura 39 – Mapa estrutural do Albiano

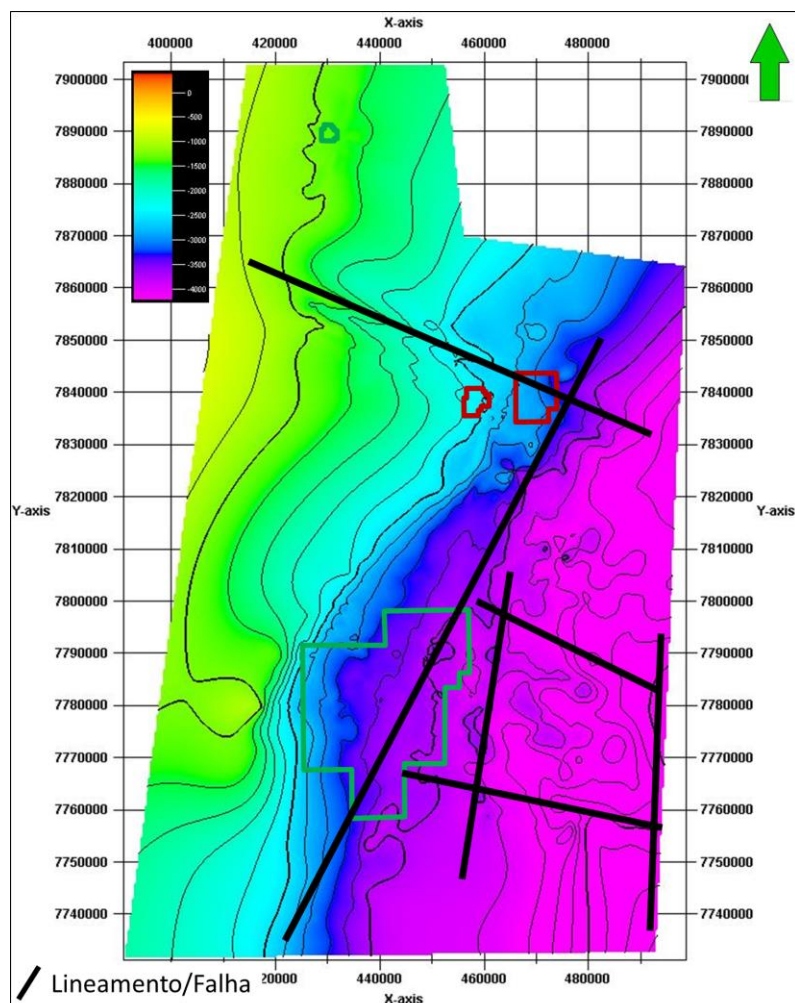


O topo do Albiano é marcado pela deposição de carbonatos da Formação Regência do Grupo Barra Nova. Estes carbonatos são mais maleáveis e sua distribuição não é contínua ao longo da bacia o que pode ser evidenciado no traçado deste horizonte nas seções sísmicas e, a sua resposta no mapa de contorno estrutural são vários altos estruturais concêntricos de menor escala. Em busca de espaço de acomodação essa fase de deposição no Albiano marca a deposição de siliciclastos nas partes mais proximais e carbonatos nas partes mais distais da bacia.

7.4.4. Maastrichtiano

Através do mapa de contorno do Maastrichtiano, é possível notar a presença de um alto estrutural limitado por falhas normais que, ao serem analisados nas seções sísmicas, corresponde a um *horst* (**Figura 40**). Esta estrutura pode aprisionar hidrocarboneto em sua porção superior.

Figura 40– Mapa estrutural Maastrichtiano com enfoque as zonas de falhas tracejadas em preto

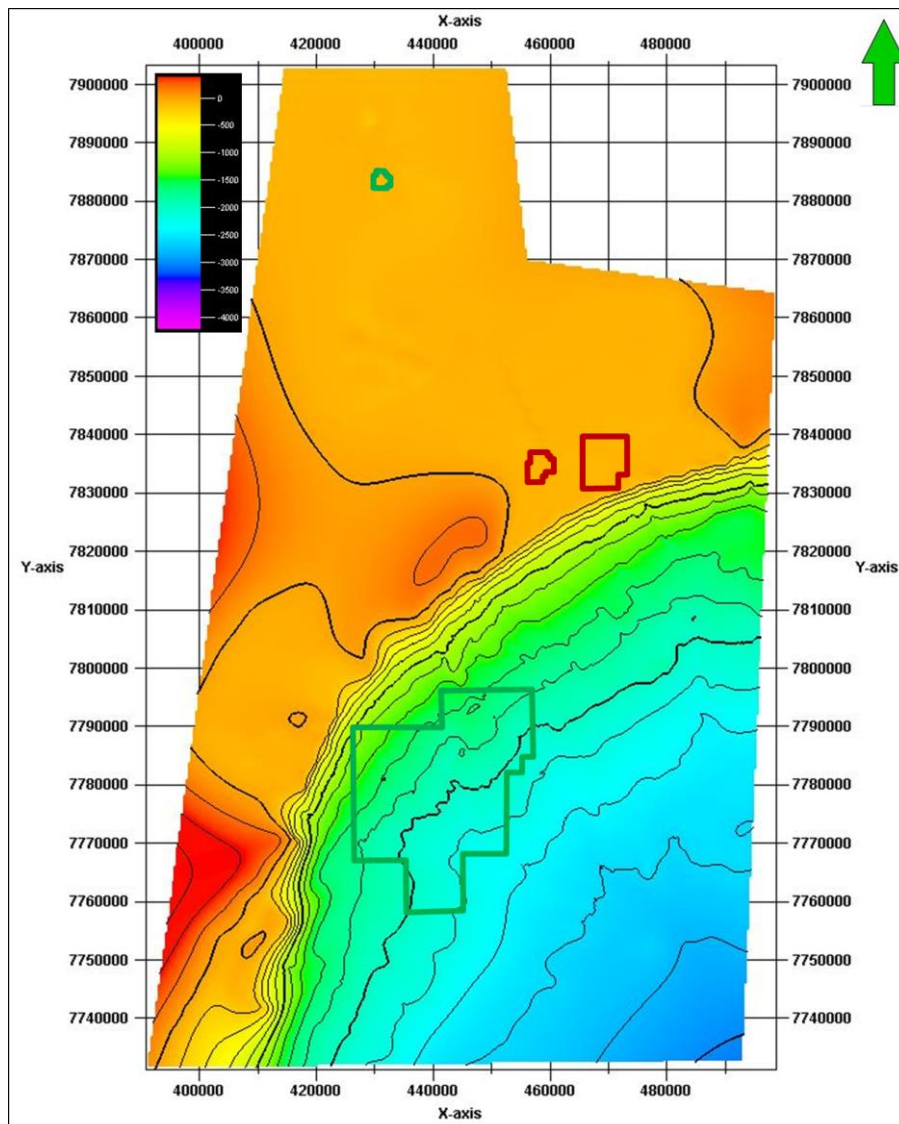


Os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca do Maastrichtiano estão sendo estudados por apresentarem grande chance de ocorrência de hidrocarboneto. São mais comuns nos paleocânions de Cedro e Regência, assim como, há produção em alguns poços neste mesmo horizonte no campo de Golfinho.

7.4.5. Fundo do Mar, Fm Urucutuca, Oligo-Mioceno e Paleoceno

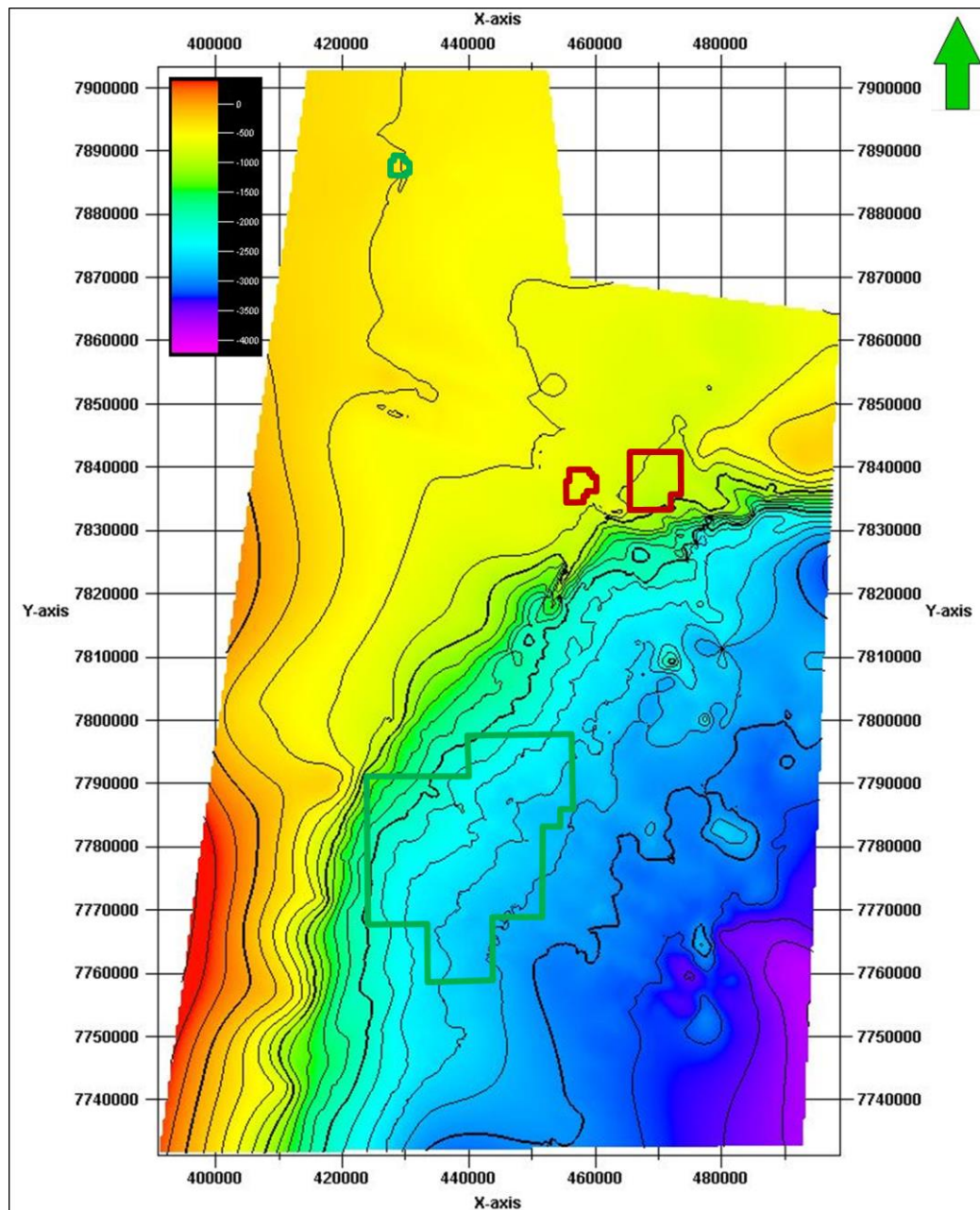
O mapa de contorno do fundo do mar apresenta a configuração praticamente atual da geomorfologia do fundo marinho (**Figura 41**). É possível perceber a queda da plataforma, além dos campos de Cação, Cangoá e Peroá que encontram-se sob lâmina d'água mais rasa e também o campo de Golfinho sob lâmina d'água mais profunda.

Figura 41– Mapa estrutural Fundo do Mar



O mapa da Formação Urucutuca é bem parecido com o mapa do fundo do mar, isso porque a formação Urucutuca foi depositada em um ambiente de calma (folhelhos) os quais são bastante planares e concordantes sob a ótica da sismica de reflexão 2D e 3D (**Figura 42**). Algumas feições de diápiros foram encontrados no mapa de contorno estrutural, porém estes correspondem à intrusão salina que ocasionou a movimentação dos sedimentos da Formação Urucutuca.

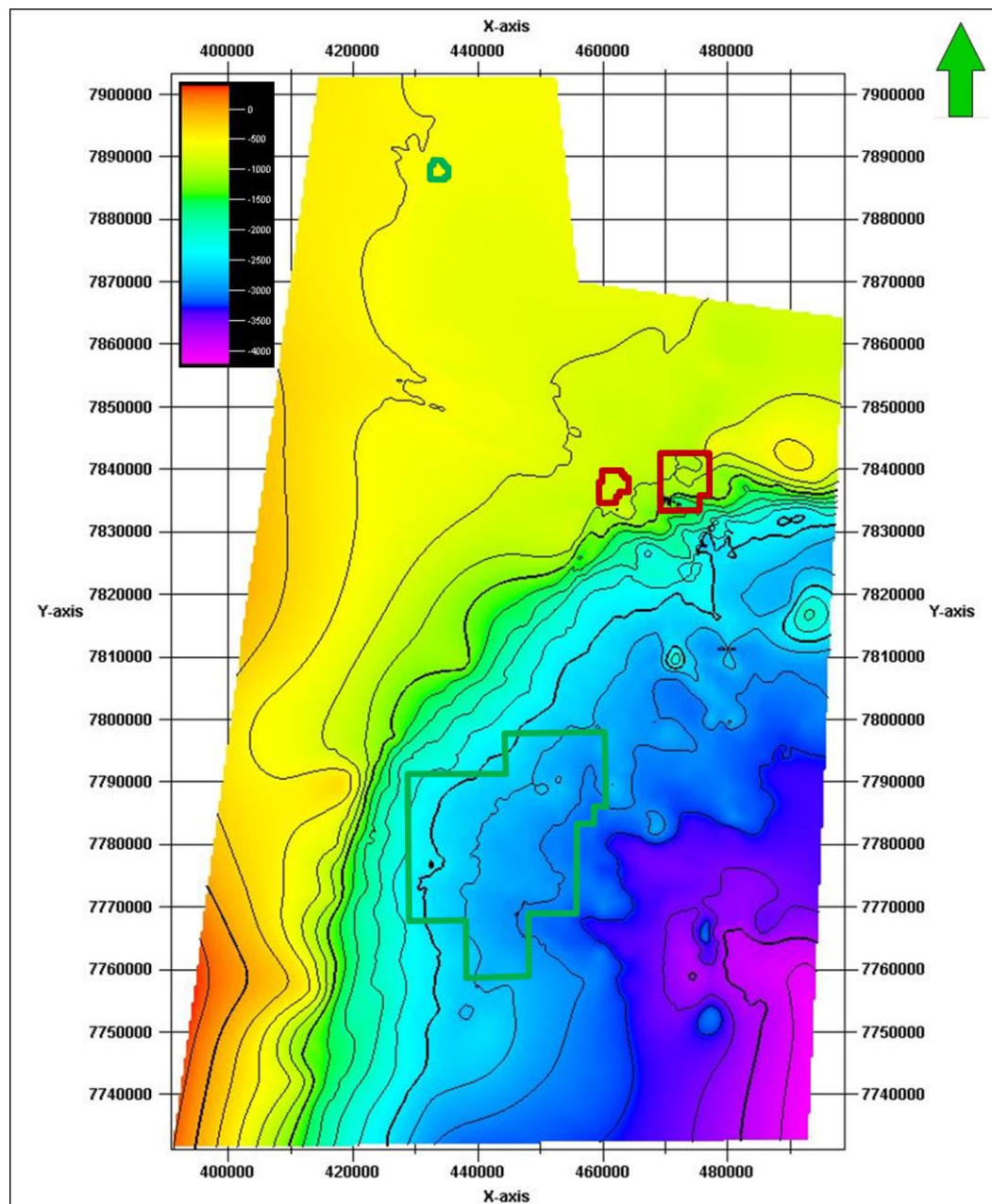
Figura 42 – Mapa estrutural Formação Urucutuca



O horizonte Oligo-Mioceno em algumas localidades coincide com o mesmo traçado da Formação Urucutuca, estando os dois no mesmo horizonte (mesma impedância acústica), isso porque nessas localidades esses sedimentos da Formação Urucutuca foram depositados na época do Oligo-Mioceno (**Figura 43**).

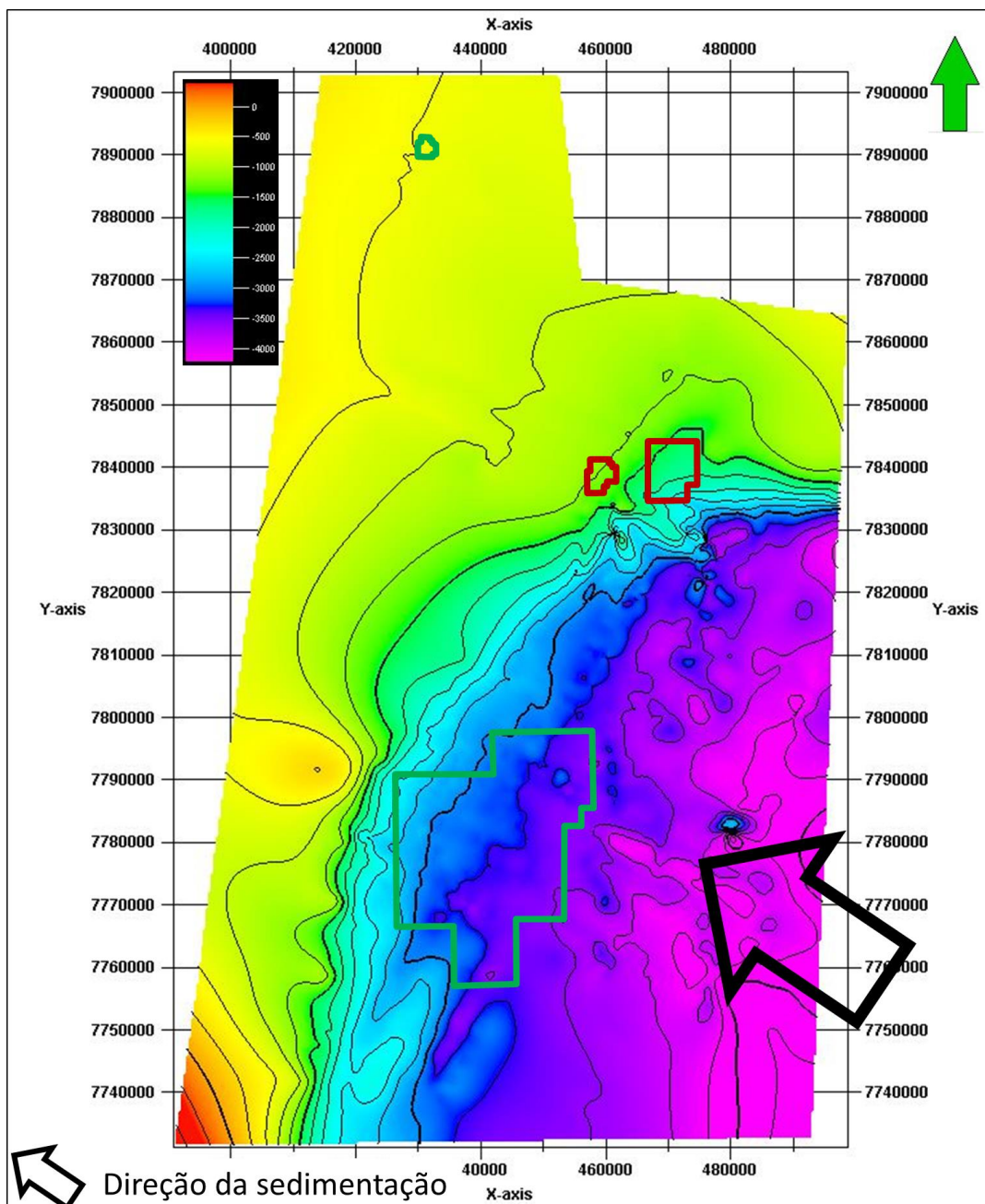
Os diápiros salinos também foram os responsáveis pela movimentação dos sedimentos do Oligo-Mioceno os quais podem ser vistos no mapa de contorno estrutural.

Figura 43 – Mapa estrutural Oligo-Mioceno



O topo do Paleoceno é marcado por uma sequência retrogradante mais proximal e os sedimentos vão ficando mais planares em direção à porção intermediária da bacia. O mapa de contorno deste horizonte (**Figura 44**) mostra uma acentuada sedimentação provinda principalmente de SE para NW isso se deve à presença de cunhas clásticas progradantes as quais indicam uma taxa de sedimentação superior ao espaço de acomodação que são visualizadas nas seções sísmicas. Isso foi possível após análise sismoestratigráfica das seções sísmicas e posterior geração do mapa de contorno estrutural.

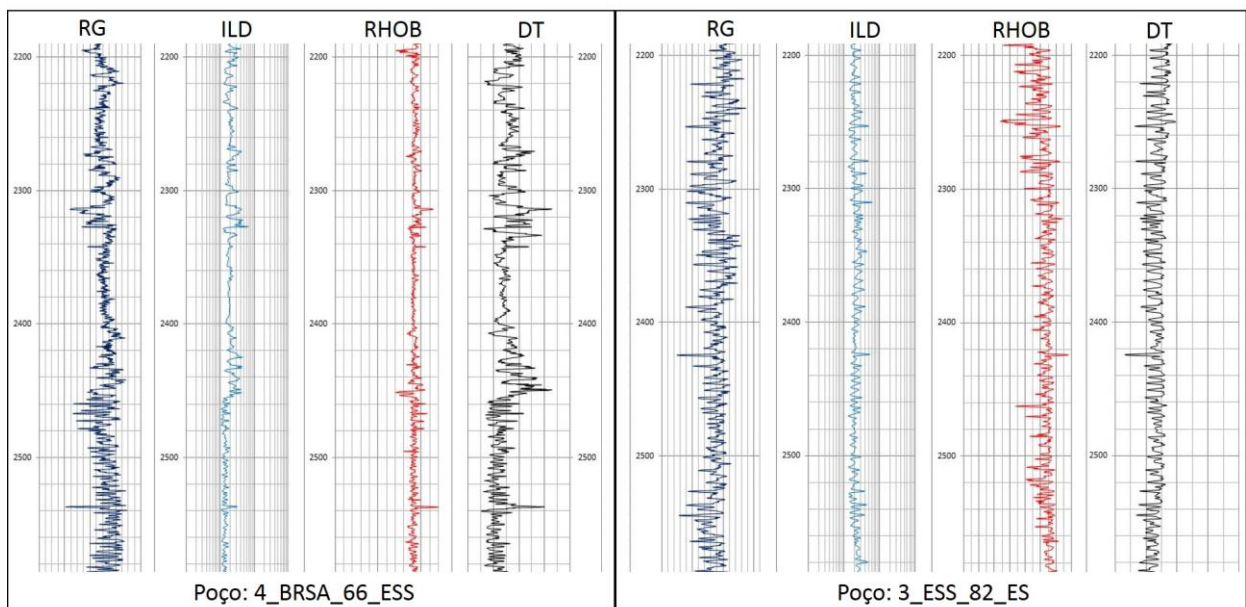
Figura 44 – Mapa estrutural Paleoceno com a direção preferencial da deposição sedimentar



7.5. Análise Petrofísica de Reservatórios e Correlação Estratigráfica

A análise dos perfis geofísicos de poços é de grande importância para a correlação dos horizontes estratigráficos para se determinar as zonas produtoras de hidrocarboneto. A **Figura 45** mostra os dados dos Perfis Geofísicos (RG, ILD, RHOB e DT) de dois poços que estão dispostos lado a lado e que estão calibrados em mesma profundidade. A partir da interpretação destes perfis e comparação com os poços vizinhos pode-se correlacionar os topos das mesmas formações.

Figura 45 - Perfis Geofísicos (RG, ILD, RHOB, DT) para correlação dos poços 4_BRSA_66_ESS e 3_ESS_82_ES



A interpretação quantitativa de perfis fornece os valores básicos para se determinar o volume de hidrocarboneto em determinada zona. Os dados mais importantes são: resistividade, porosidade efetiva, espessura porosa com hidrocarboneto, que podem ser lidos diretamente do perfil, o cálculo da saturação de água (S_w) e o Volume de Argila (V_{sh}) (Rider, 1986).

Foram analisados 32 poços dos quais 16 foram classificados e encontrados reservatórios que podem conter hidrocarboneto (óleo ou gás). De uma maneira bastante simplista, uma zona potencial para reservatório é aquela que apresenta raio gama baixo (arenito ou carbonato), resistividade alta (o fluido pode ser óleo ou gás), pois é uma zona que

apresenta uma maior resistência à passagem de corrente elétrica, e o perfil densidade (RHOB) que indica a porosidade alta (quanto maior melhor). Uma comparação bastante importante para as zonas reservatório é o perfil densidade (RHOB) com o neutrão (NPHI), para ser considerado um reservatório o perfil densidade tem que ficar a esquerda do perfil neutrão e se estão muito afastados provavelmente corresponda a uma zona contendo gás.

Foram aplicadas as análises petrofísicas nesses 16 poços que apresentam potencial para bons reservatórios. A maioria desses poços apresentam mais de um reservatório classificado o que corresponde um total de 43 níveis reservatórios estudados. A tabela do **ANEXO II** mostra todas as análises realizadas, das quais os mais importantes são os valores de porosidade (Θ), Volume de argila (Vsh), e Saturação de água (Sw).

Como exemplo, no poço 1ESS_0026_ES foram encontrados dois reservatórios um de 2690 a 2750 metros e outro reservatório de 3315 a 3350 metros de profundidade. O primeiro reservatório apresenta porosidade densidade (Por PHID) de 0.1351 o que corresponde a 13,51%. O IRG usado na correção do Volume de Argila (Vsh) deu 0.5 (50%), com isso, aplicando na fórmula vai obter um valor de Vsh de 0.3071 (30,71 %) e conseqüentemente o volume de areia é o complementar, ou seja, 69,29%. Como esse poço não apresenta porosidade neutrão não foi possível a realização de outros cálculos de porosidade, por isso, usou-se a porosidade PHID nos cálculos de Sw. Para os cálculos de saturação de água (Sw) é preciso encontrar o valor de Rw (Resistividade da água) e este foi encontrado usando a salinidade da água de formação com o auxílio do ábaco da Schlumberger (Gen-9). Com o valor de Rw, e os demais parâmetros conhecidos é possível obter o Sw, o qual deu 0.171 o que equivale a 17% de saturação de água e conseqüentemente 83% da rocha possivelmente esteja saturada por hidrocarboneto. Sendo assim, com os dados que dispomos pode-se dizer que este é um bom reservatório.

Este foi somente um exemplo de um reservatório, os demais se encontram na tabela em anexo (**ANEXO II**).

Dando uma visão geral para esta tabela, alguns valores de Sw dos reservatórios ultrapassaram 50% (Exemplo: Poço 3BRSA_250_ES reservatório a profundidade de 3278 a 3295m) o que indica que não é viável, pois acima deste valor, devido à permeabilidade relativa, o reservatório só produzirá água. Os dados mais importantes são aqueles que se encontram resumidos na **Tabela 3** abaixo, sendo: Os dados de porosidade, Volume de argila

(Vsh), Volume de areia (Vcln), Saturação de água (Sw) e Saturação de Óleo (So). Alguns valores de Saturação de água ultrapassaram os 100% inviabilizando assim o reservatório.

Tabela 3 – Resumo das principais análises petrofísicas (Θ , Vsh, Vcln, Sw e So)

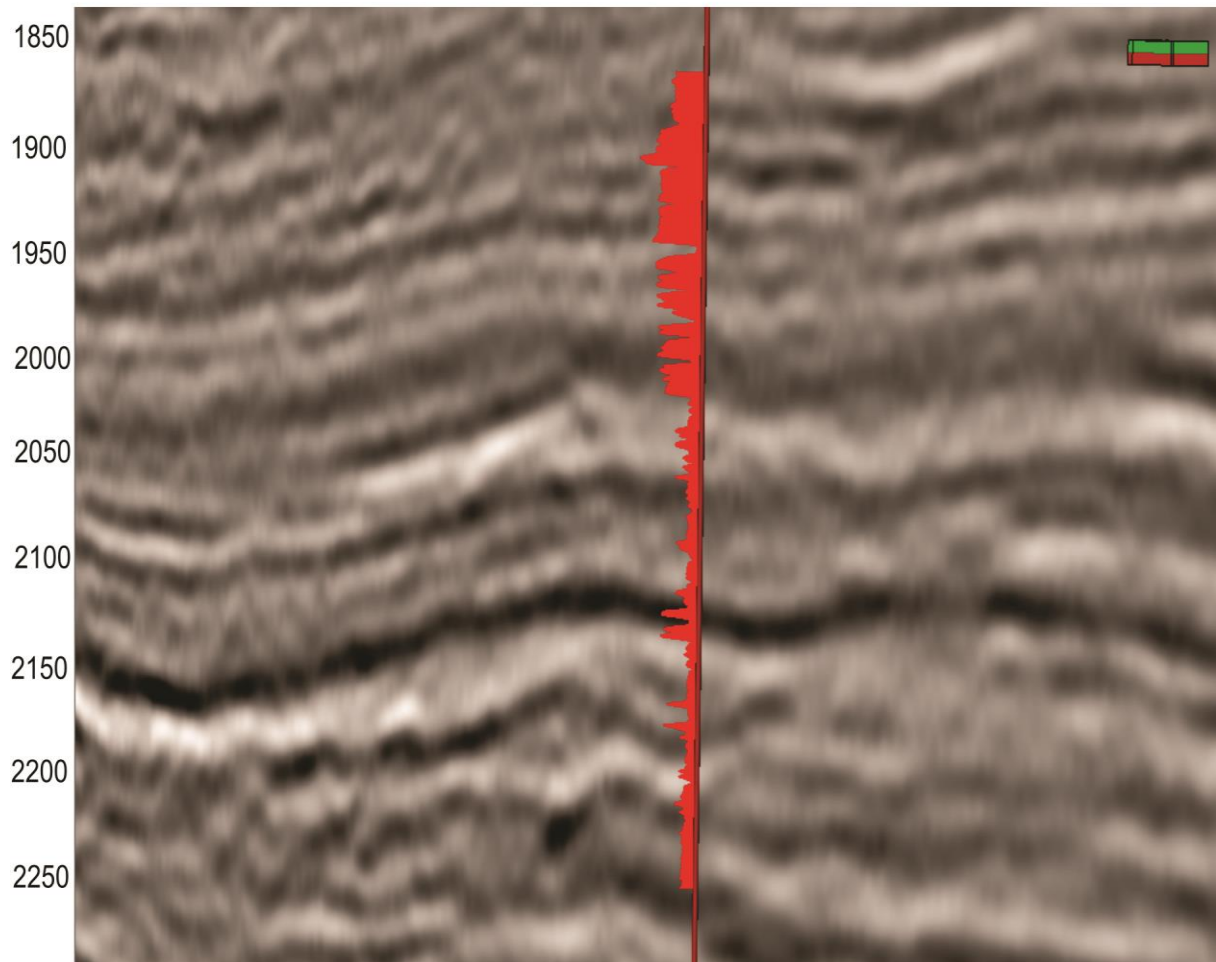
Poço	Topo Reserv.	Base Reserv.	Por PHID	Vsh	Vcln	Sw	So
1-BRSA-67-107-ESS	3007	3010	0.297297297	0.307161172	0.692838828	0.233794246	0.766205754
	3074	3079	0.259459459	0.4	0.6	0.35549404	0.64450596
	3096	3099	0.297297297	0.419330886	0.580669114	0.194046376	0.805953624
1-BRSA-136-ESS	2970	2983	0.216216216	0.195856064	0.804143936	0.396892789	0.603107211
1-ESS-67-ES	3060	3065	0.145945946	0.357025597	0.642974403	0.287913021	0.712086979
	3075	3095	0.102702703	0.078615132	0.921384868	0.232797555	0.767202445
	3100	3114	0.081081081	0.34765279	0.65234721	0.345155509	0.654844491
	3317	3323	0.151351351	0.42549029	0.57450971	0.324861828	0.675138172
1-ESS-76-ES	3350	3372	0.027027027	0.226908014	0.773091986	0.184362793	0.815637207
	3440	3453	0.081081081	0.179400703	0.820599297	0.328667765	0.671332235
1-ESS-77-ES	2683	2714	0.216216216	0.307161172	0.692838828	0.239827339	0.760172661
	2811	2879	0.162162162	0.4	0.6	0.305434935	0.694565065
	2902	2916	0.172972973	0.383544321	0.616455679	0.920666719	0.079333281
	2922	2956	0.151351351	0.274928633	0.725071367	0.336249651	0.663750349
	3078	3085	0.162162162	0.307161172	0.692838828	0.479206147	0.520793853
	3264	3329	0.162162162	0.336589244	0.663410756	0.584227731	0.415772269
3-BRSA-169-ESS	2447	2460	0.162162162	0.235766672	0.764233328	0.262013706	0.737986294
	2493	2524	0.135135135	0.13875606	0.86124394	0.255012116	0.744987884
3-ESS-74-ES	2560	2577	0.139393939	0.179400703	0.820599297	0.228231591	0.771768409
	3059	3092	0.135135135	0.25353243	0.74646757	0.233592494	0.766407506
	3104	3122	0.135135135	0.125992376	0.874007624	0.241729817	0.758270183
	3550	3675	0.162162162	0.179400703	0.820599297	0.210475465	0.789524535
3-ESS-82-ES	2730	2760	0.189189189	0.125992376	0.874007624	0.280957984	0.719042016
	3216	3220	0.27027027	0.372043153	0.627956847	0.782010592	0.217989408
4-BRSA-66-ESS	1971	2003	0.216216216	0.405284553	0.594715447	0.283127959	0.716872041
	2449	2455	0.162162162	0.226908014	0.773091986	0.321329101	0.678670899
	2732	2734	0.162162162	0.078615132	0.921384868	0.344902701	0.655097299
4-ESS-89A-ES	2485	2491	0.205405405	0.261164737	0.738835263	0.212044477	0.787955523
	2540	2585	0.178378378	0.173770987	0.826229013	0.146285824	0.853714176
1ESS_0026_ES_#	2690	2750	0.135135135	0.307161172	0.692838828	0.17105792	0.82894208
	3315	3350	0.054054054	0.208566126	0.791433874	0.52594413	0.47405587
3_BRSA_250_ESS_#	3278	3295	0.108108108	0.179400703	0.820599297	0.999904535	9.54654E-05
	3720	3755	0.108108108	0.179400703	0.820599297	0.740887838	0.259112162
	3930	3955	0.108108108	0.125992376	0.874007624	0.952508854	0.047491146
	3970	3990	0.054054054	0.157275138	0.842724862	1.275330689	-0.275330689
3ESS_0027D_ES_#	2863	2905	0.167567568	0.136172786	0.863827214	0.075299375	0.924700625
	2915	2945	0.081081081	0.160890509	0.839109491	0.310231355	0.689768645
3ESS_0028D_ES_#	2870	2915	0.081081081	0.179400703	0.820599297	0.468578612	0.531421388
	3015	3030	0.054054054	0.21554405	0.78445595	0.555798378	0.444201622
3ESS_0029D_ES_#	2760	2890	0.151515152	0.139935369	0.860064631	0.104741617	0.895258383
4_BRSA_620_ESS_#	2840	2850	0.135135135	0.165449985	0.834550015	0.270626786	0.729373214
	2925	2935	0.054054054	0.199070757	0.800929243	1.409934713	-0.409934713
	2998	3010	0.081081081	0.226908014	0.773091986	0.869415788	0.130584212

A análise estratigráfica visou correlacionar os poços que apresentam informações completas e que estão com níveis reservatório calculados. Esses 16 poços estão dispostos ao redor dos quatro campos de petróleo (Cação, Cangoá, Peroá e Golfinho) e que apresentam tais características.

A **Figura 46** é um exemplo de um poço projetado na linha sísmica em tempo o qual permite uma maior confiabilidade à interpretação e uma maior correlação entre os poços. Essa projeção só foi possível após serem realizados os sismogramas sintéticos e também os *checkshots*.

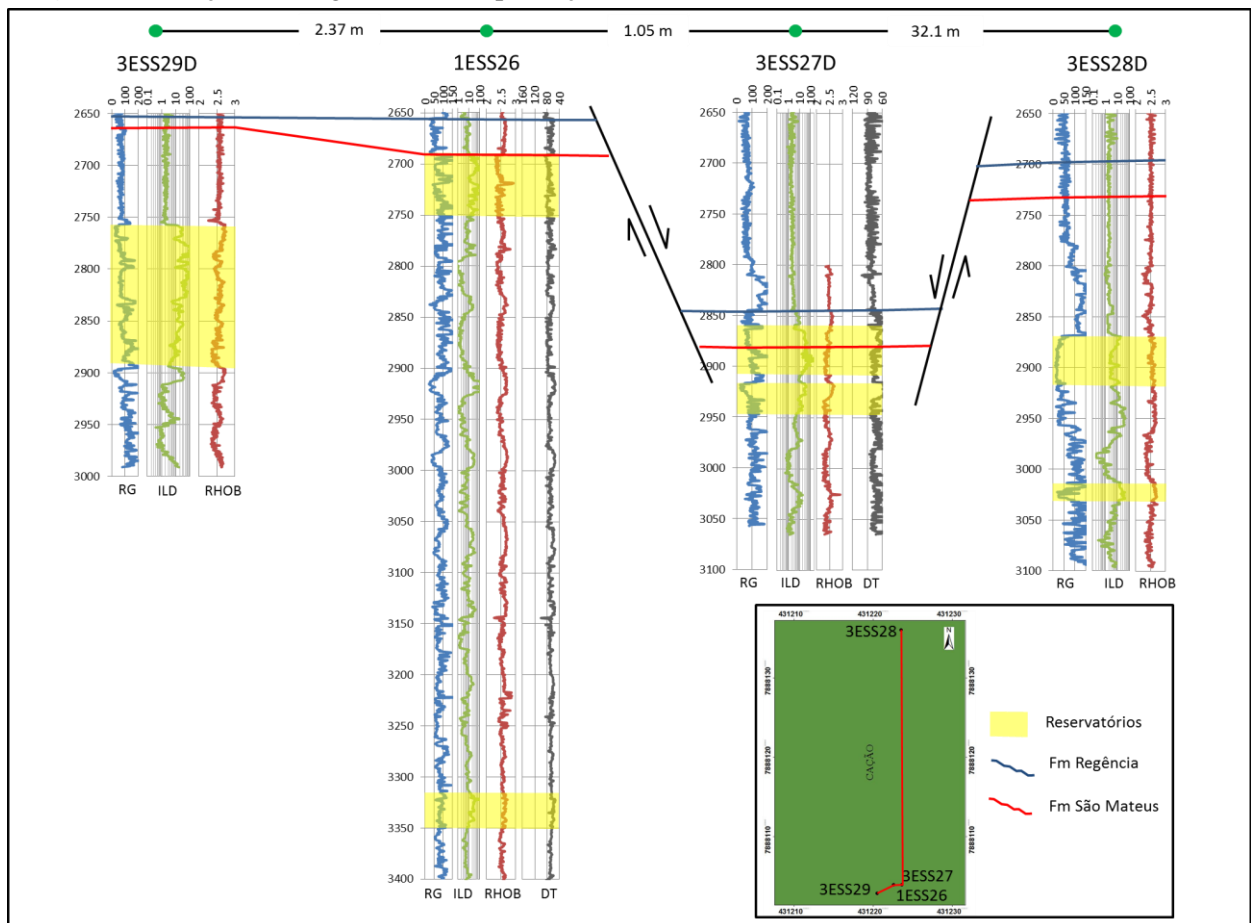
Figura 46 – Calibração Poço x Sísmica após a realização do *checkshot*

TWT (Tempo duplo onda sísmica em ms)



A primeira correlação é dos poços no campo de Cação, estes estão dispostos a poucos metros um do outro (menos de 40 m) favorecendo ainda mais para que seja realizada uma boa correlação (**Figura 47**). Através do estudo integrado com a sísmica e os dados de poços, foi possível correlacionar o topo da Formação Regência (azul) e o topo da Formação São Mateus (Vermelho) ambos pertencentes ao Grupo Barra Nova. Em amarelo são os níveis reservatórios caracterizados petrofisicamente.

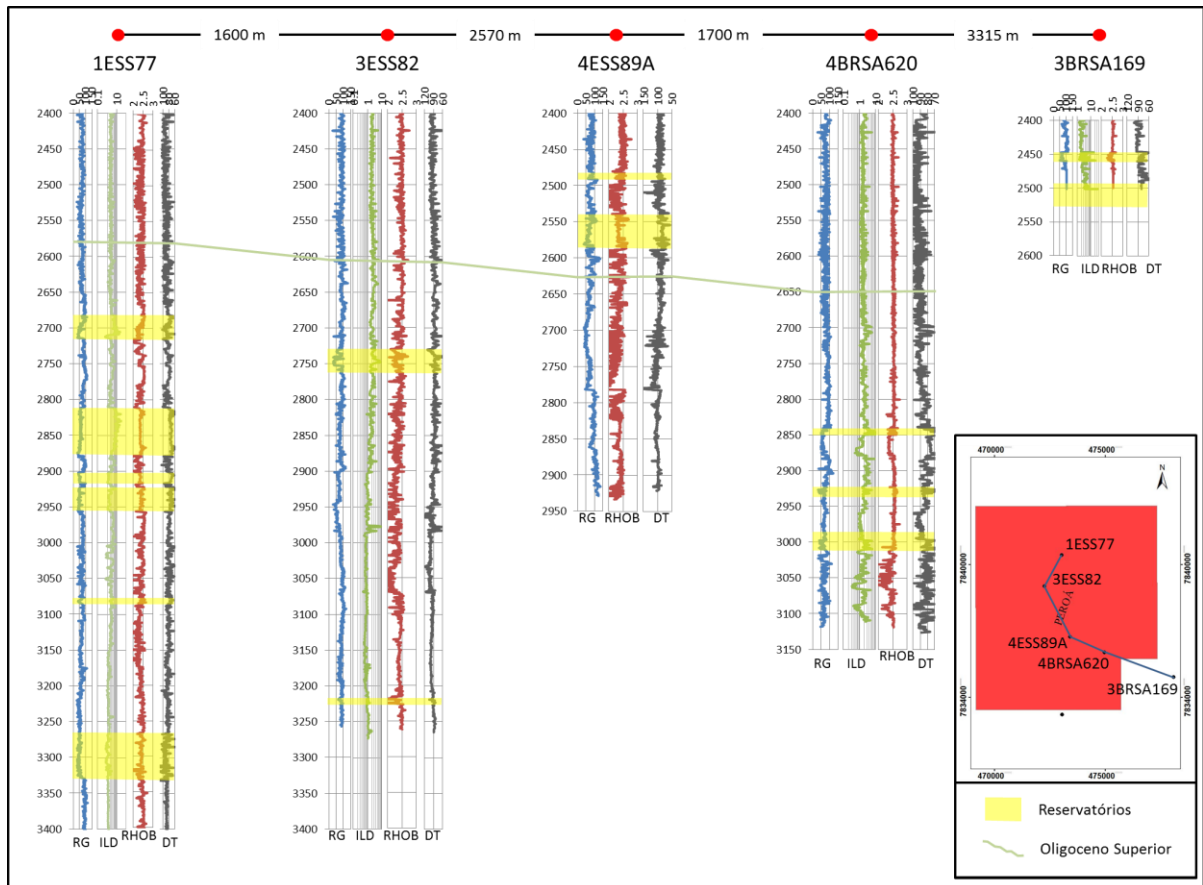
Figura 47 – Seção Estratigráfica – Campo Cação



As presenças de pares conjugados de falhas normais de direções NW-SE e NE-SW fizeram com que os topos das formações Regência e São Mateus ficassem limitados mais abaixo estratigraficamente no poço 3ESS27D caracterizando uma estrutura conhecida como *Graben*. Essa constatação só foi possível ao relacionar os poços com as seções sísmicas. A Formação Regência é caracterizada como sendo de carbonatos Albianos e a Formação São Mateus predominantemente siliciclastos.

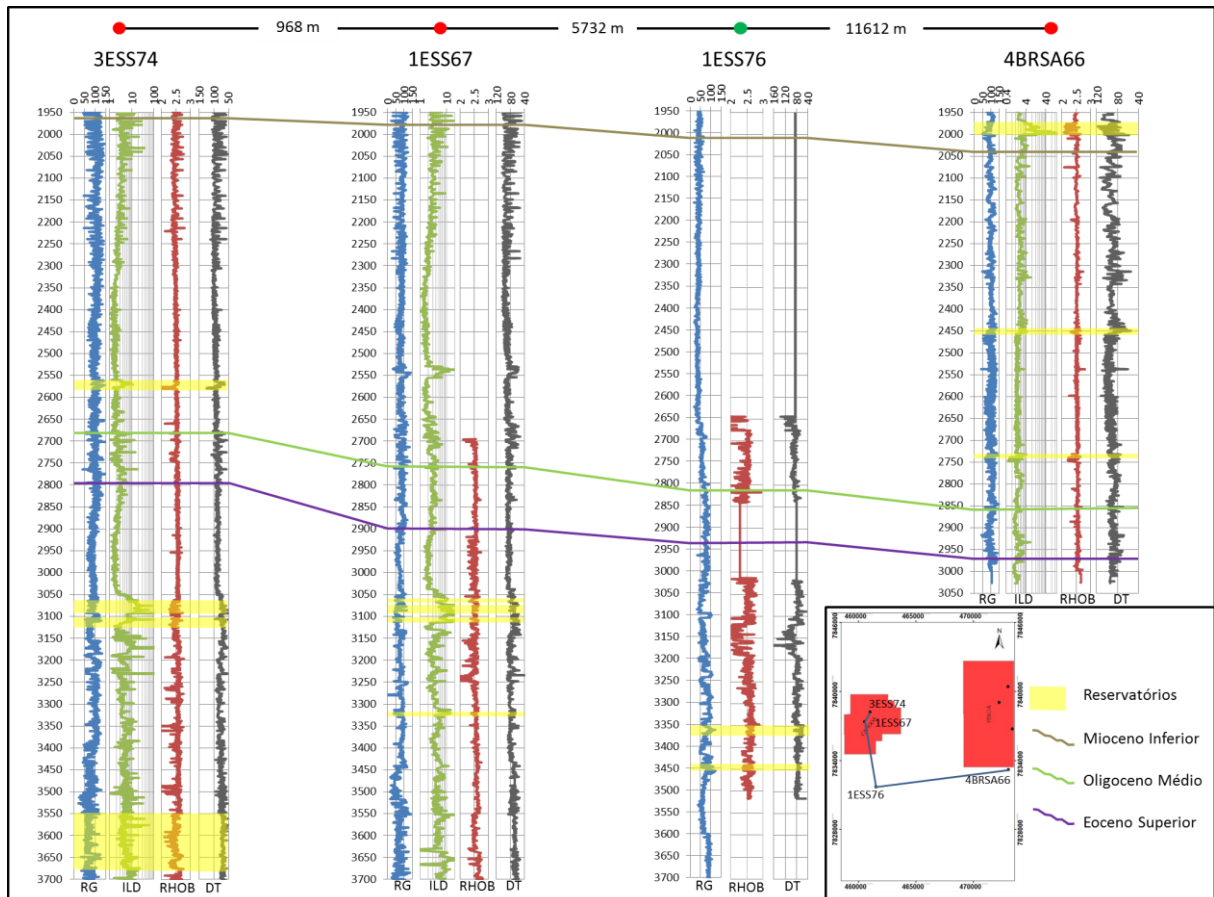
A seção estratigráfica do campo de Peroá foi realizada em 5 poços distando mais de 1600 metros um do outro. Os níveis reservatório estão traçados em amarelo e foi possível traçar o topo do Oligo-Mioceno (**Figura 48**).

Figura 48 – Seção Estratigráfica – Campo Peroá



A seção da **Figura 49** traz a correlação de 4 poços dos quais 3 estão no campo de Cangoá e 1 mais próximo ao campo de Peroá. Distam mais de 1000 metros um do outro. Além da disposição dos níveis reservatório (amarelo) foi possível correlacionar 3 horizontes marcados na sísmica, sendo Mioceno Inferior (marrom), Oligoceno Médio (verde claro) e Eoceno Superior (roxo).

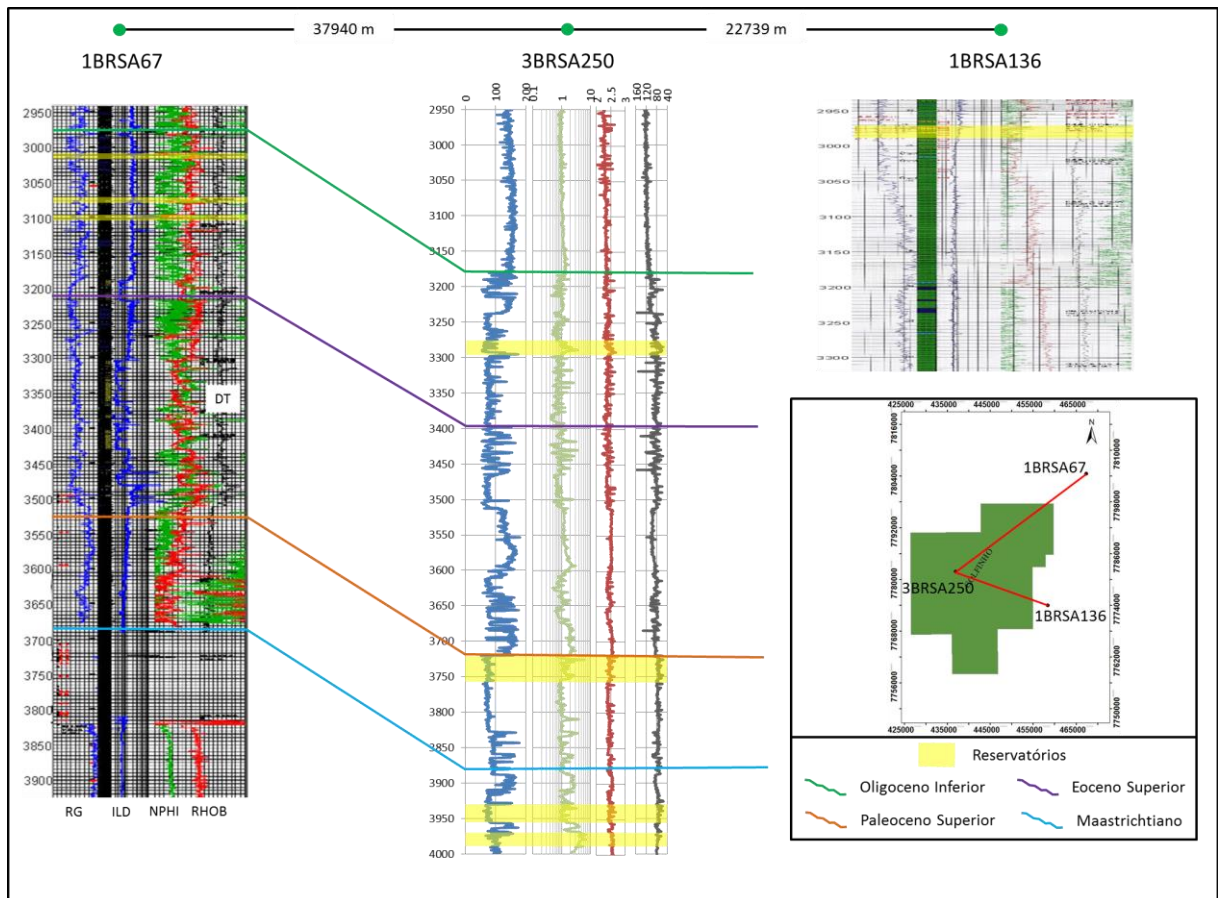
Figura 49 – Seção Estratigráfica – Campo Congoá



A seção estratigráfica apresentada na **Figura 50** correlaciona 3 poços que distam mais de 2000 metros um do outro no campo de Golfinho. Dois dos poços (1BRSA67 e 1BRSA136) não apresentavam curvas LAS* (arquivos digitais que constam os dados brutos dos perfis dos poços, como: RG, ILD, NPHI, RHOB, DT), portanto foi retirada uma cópia dos perfis compostos destes dois poços. Com a associação poço x sísmica e dados obtidos da literatura foram traçados 4 horizontes que ligam dois poços (1BRSA67 e 3BRSA250), sendo: Oligoceno Inferior (verde escuro), Eoceno Superior (roxo), Paleoceno Superior (laranja) e Maastrichtiano (azul).

O Maastrichtiano vem sendo largamente estudado na bacia do Espírito Santo por apresentar grande potencial de produção no campo de Golfinho. Os reservatórios são de turbiditos da Formação Urucutuca.

Figura 50 – Seção Estratigráfica – Campo Golfinho

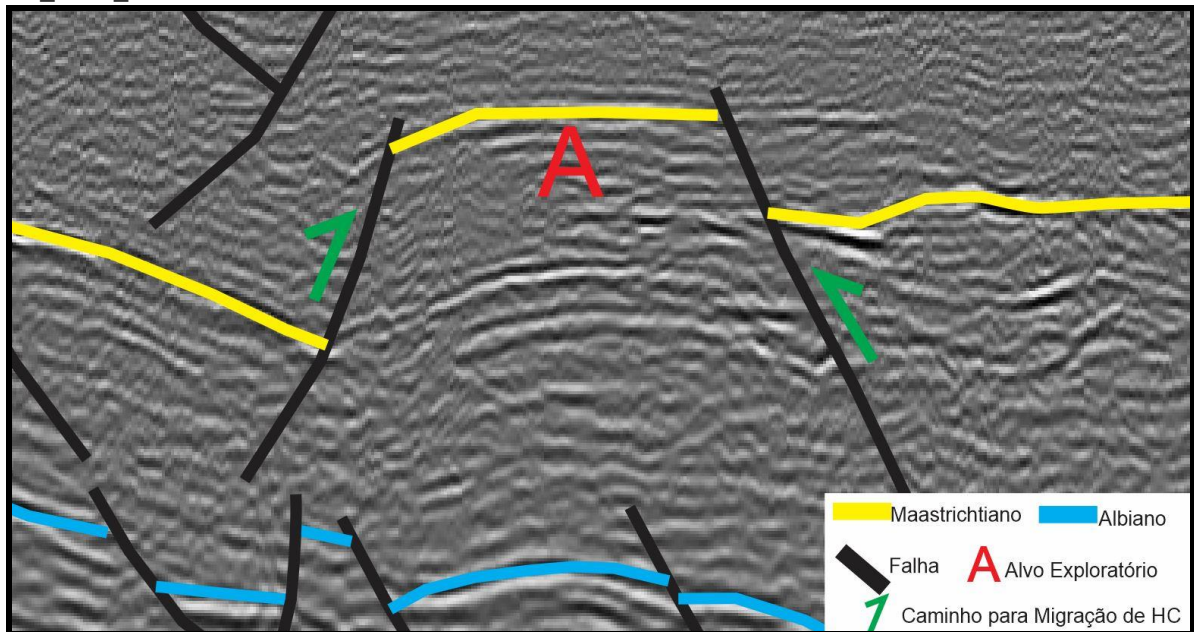


7.6. Possíveis Alvos Exploratórios

Ao analisar nas seções sísmicas os horizontes estratigráficos (posterior à geração dos mapas de contorno estrutural), associados às estruturas e a parte de sismoestratigrafia e correlações com os dados de poços vizinhos, foram encontrados alguns possíveis alvos exploratórios que podem conter acúmulo de hidrocarbonetos. Neste capítulo serão apresentados alguns desses alvos analisados.

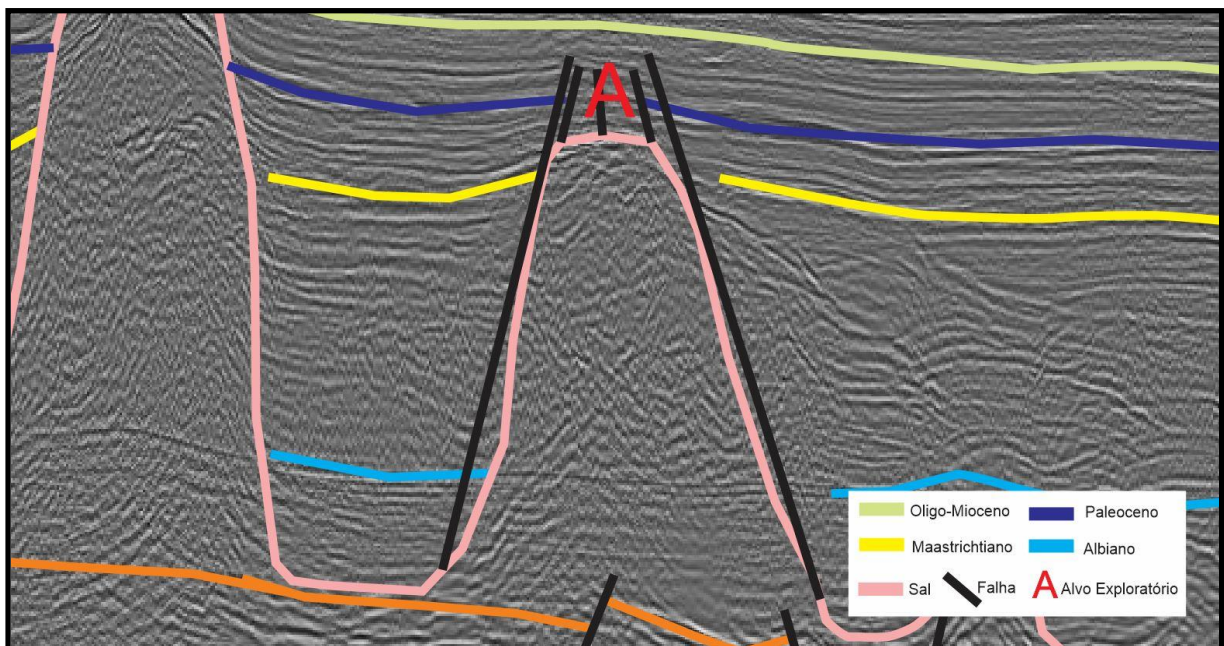
Um alto estrutural limitado por falhas normais pode formar algumas estruturas tipo *horst*. É comum a ocorrência de migração de hidrocarboneto (HC) originado em folhelhos da formação Urucutuca e migrados através destes falhamentos normais que tendem a se acumular nos arenitos turbidíticos da mesma formação, porém do Maastrichtiano, que pode ser aprisionado no topo destas estruturas (**Figura 51** alvo A).

Figura 51 – Alvo exploratório em estruturas *horst* no topo do Maastrichtiano. Seção sísmica R3_0231_0021



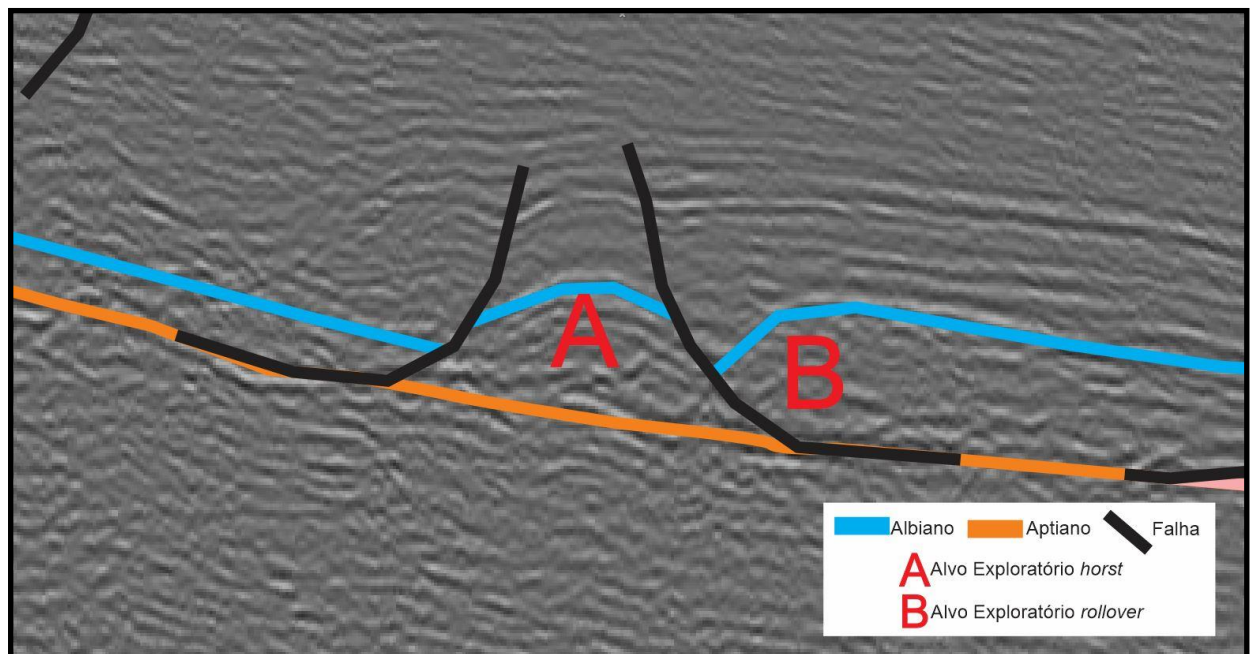
Na área de estudo, associada à halocinese, foi possível encontrar um alvo exploratório associado às falhas normais no topo das intrusões salinas (**Figura 52**) essas falhas são mais recentes e formadas posterior à halocinese e consequente formação dos diápiros.

Figura 52 – Alvo exploratório associado a falhas no topo do sal. Seção sísmica 0232_0067



Um alvo pouco explorado e testado pela indústria (**Figura 53**), mas que apresenta estrutura bastante importante e comum aos campos de Congoá e Peroá está associado aos carbonatos da Formação Regência. Algumas falhas tendem a se horizontalizar em superfícies de descolamento como é o caso do topo do Aptiano que na maioria das vezes corresponde à base do sal. Estas falhas conhecidas como lítricas com a ascensão salina (halocinese) podem encontrar uma barreira que empurra os sedimentos em direção contrária à falha, e com isso tende a formar anticlinais de teto. Estes anticlinais podem ser estruturas favoráveis ao acúmulo de hidrocarboneto e foram encontrados no topo do Albiano.

Figura 53 – Alvo exploratório associado a anticlinais de teto (*rollovers*). Seção sísmica 0231_0069



8. CONCLUSÃO

Pode-se concluir que com a integração de todos os métodos utilizados, como: interpretação sísmica, análise de poços, geração de mapas de contorno, análise de reservatórios através da caracterização petrofísica, correlação de poços e integração com métodos potenciais (gravimetria e magnetometria), foi possível uma visão geral e mais regionalizada, bem como, um aprofundamento em escala de detalhe com a caracterização dos reservatórios e seleção de possíveis alvos exploratórios.

Com o estudo dos métodos potenciais de gravimetria e magnetometria foram traçados os principais lineamentos, dos quais os mais importantes são o Lineamento São Mateus de direção NW e a Faixa Colatina de direção NNW. Foi possível correlacionar o complexo vulcânico de abrolhos, assim como, as províncias dos domos de sal e a relação destes com os campos de Cação, Peroá, Congoá e Golfinho.

Foram nove os horizontes cronoestratigráficos delimitados nas seções sísmicas (Fundo do Mar, Formação Urucutuca, Oligo-Mioceno, Paleoceno, Maastrichtiano, Albiano, Sal, Aptiano e Embasamento) dos quais foram gerados os mapas de contorno estrutural.

Falhas normais sintéticas, antitéticas, estruturas como horst e grabens são comuns na região estudada. Diápiros salinos, e rollovers também foram caracterizados.

A presença do sal é mais comum a leste do campo de Golfinho em águas profundas, já em águas rasas onde ocorrem os campos de Cação e Congoá a presença de sal é incipiente. Esses evaporitos são provenientes da fase transicional da bacia, que foi marcada por ingressões marinhas no Neoptiano. Na porção inferior do Paleoceno é comum a presença de cunhas clásticas progradantes, as quais indicam uma taxa de sedimentação superior ao espaço de acomodação. Através desta constatação realizada através da sísmica amarrada às correlações de poços é possível concluir que a direção de sedimentação é de SE para NW.

Todos esses horizontes traçados são mais rasos próximos à linha de costa e ficam mais profundos com o aumento das cotas batimétricas. O topo do Aptiano é marcado por forte controle estrutural por falhas normais originadas no processo de rifteamento.

A movimentação do sal afeta as camadas sobrepostas, o que pode ocasionar eventual migração de hidrocarboneto e, conseqüentemente, o aprisionamento dos mesmos em camadas porosas das formações superiores.

É importante salientar que o sistema petrolífero dessa região ocorre basicamente na Formação Urucutuca, onde a geradora são os folhelhos e as rochas reservatório são os arenitos turbidíticos. A migração do óleo ocorre principalmente através dos traçamentos estruturais. Porém, através do presente estudo há um conjunto de fatores que contribuem para possível acumulação de hidrocarboneto no topo dos carbonatos do Albiano, o qual é aconselhado mais investigações geológicas para que o grau de incerteza diminua.

Sendo assim, os principais alvos exploratórios são: os que estão associados a falhas superiores ao sal (Campos de Golfinho e Peroá), ao arqueamento de camadas adjacentes ao sal (Campos de Golfinho e Peroá), aos horsts no Maastrichtiano (Campo de Golfinho), falhas lítricas no Maastrichtiano (Campo de Golfinho), Horsts e lítricas (Campos de Cação, Congoá e Peroá) e aos rollovers do Albiano (Campos de Cação e Congoá).

Os estudos petrofísicos nos níveis reservatório de 16 poços revelaram ótimos valores de Saturação de água (S_w), Volume de argila (V_{sh}) e porosidade (Θ).

Com a correlação estratigráfica destes 16 poços ao nível dos reservatórios encontrados e caracterizados petrofisicamente, foi possível correlacionar os seguintes topos cronoestratigráficos: Oligoceno Superior, Oligoceno Médio, Oligoceno Inferior, Mioceno Inferior, Eoceno Superior, Paleoceno Superior, Maastrichtiano além do Grupo Barra Nova (Formações Regência e São Mateus). Com essa correlação foi possível uma visão geral da disposição dos horizontes em profundidade ao nível dos reservatórios.

Através dos resultados encontrados pode-se dizer que foi alcançado os objetivos do presente trabalho, o qual proporciona uma boa correlação entre os campos, além de ter sido caracterizado o sistema petrolífero da região.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALKMIM, F.F. Kinematic evolution of the Araçuaí-west Congo orogen in Brazil and Africa: Nutcracker Tectonics During the Neoproterozoic Assembly of Gondwana – Precambrian Research 149 (2006) 43-64.

ANP – Agência Nacional do Petróleo. Relatório técnico da Nona rodada de licitações para blocos da Bacia do Espírito Santo, 2007. Link: http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_do_Espirito_Santo.pdf

ARCHIE, G. Electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Petroleum Technology, 1941

ASMUS, H. E.; PORTO, R. Classificação das bacias sedimentares segundo a tectônica de placas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 26., 1972, Belém. Anais... Belém: Sociedade Brasileira de Geologia, 1972. v. 2, p. 67-90.

ASMUS, H. E. Geologia da margem continental brasileira. In: Schobbenhaus, C., Campos, D.A., Derze, G.R., Asmus, H.E. (eds.). Geologia do Brasil, MME/DNPM, Brasília, 1984. p. 443-472

BDEP Ano Base 2012. Sítio: www.bdep.gov.br

BARROS, A P. 2005. Controles e Mecanismos de Geopressões em Bacias Sedimentares de Margem Passiva – Brasil. Dissertação de Doutorado, São Leopoldino – RS – Brasil.

BIASSUSI, A.S.; MACIEL, A.A.; CARVALHO, R.S. 1990. Bacia do Espírito Santo: o “estado da arte” da exploração. Boletim de Geociências da PETROBRÁS, 4(1):13-19.

BIASSUSSI, A.S., BRANDÃO, J.R., VIEIRA, P.E. 1999. Salt tectonics and structural styles in the Province of the Foz do Rio Doce. In: SBGf, International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 6, Rio de Janeiro, 1 CD.

CARVALHO, S. C., BIASSUSI, A. S., MACIEL, A. A., 1989, Bacia do Espírito Santo: O Estado da Arte da Exploração. Seminário de Interpretação Exploratória, Rio de Janeiro, p. 127-133.

CHANG, H. K.; FIGUEIREDO, A. M. F.; KOWSMANN, R. O. 1990B. Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro. In: RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. (Coord.). Origem e evolução de bacias sedimentares. Rio de Janeiro: Petrobras. P. 269 – 289.

CONTRERAS, S. A. C.; CASTRO, J. C. 2012. Metodologia para determinar parâmetros petrofísicos de corte em um campo de petróleo: o caso Socororo, bacia do Oriente, Venezuela. Revista Escola de Minas – REM – Ouro Preto, 65 (3), 305-312.

CPRM, Serv. Geol. Brasil. Carta Geológica do Brasil ao Milionésimo – GIS Brasil 2004. Brasília, Secr. Min. Metal. E MME

FILHO, J. R. V. J.; STICA, J. M.; BONNET, M. Y.; FERREIRA, T. S.; HURTADO, S. N. 2006 Bacia do Espírito Santo: Geologia e Petróleo. (Faculdade de Geologia - UERJ, Esp., Curso de Monografia - Universidade do Estado do Rio de Janeiro. VII, 66p.

FRANÇA, R.L.; TOKUTAKE, L.R. 2004. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Espírito Santo. Phoenix, 69: 1-6.

FRANÇA, R. L.; DEL REY, A. C.; TAGLIARI, C. V.; BRANDÃO, J. R.; FONTANELLI, P. R. 2007. Bacia do Espírito Santo. Boletim Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n.2, p. 501 – 509, maio/nov.

FRIES, M. 2008. Estudo dos altos estruturais de Pitanga, Artermes, Pau d’alho e Jibóia (flanco nordeste da Bacia sedimentar do Paraná), através dos métodos geofísicos da gravimetria e magnetometria terrestres. Tese doutoramento. UNESP Campus de Rio Claro

GOMES, J.B. 1992. Mapeamento sísmico na Bacia de Mucuri – Revisão geológica parcial PETROBRAS/DEPEX/DINORD/SEBES, Rio de Janeiro, Relatório interno não publicado, 34 pp.

HEILBRON, M.; PEDROSA-SOARES, A.C.; SILVA, L.C.; CAMPOS NETO, M.C.; TROUW, R.A.J. 2004. Província Mantiqueira. In: Mantesso-Neto, V.; Bartorelli, A.; Carneiro, C.D.R.; Brito Neves, B.B (Coords.), Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Beca, cap.13.

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. 2009. Geofísica de Exploração. São Paulo: Oficina de Textos, Cap.VI. Pg 264.

LIMA, V.Q., AURICH, N., 1992. Cação field - Brazil: Espirito Santo Basin, Southeastern Brazil. In: Foster, N.H., Beaumont, E.A. (ed), Stratigraphic Traps III, American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology, Atlas of Oil and Gas Fields. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK, USA.

LIMA S.A.A., MARTINS-NETO M.A., PEDROSA-SOARES A.C., CORDANI U.G., NUTMAN A.A. 2002. A Formação Salinas na área-tipo, NE de Minas Gerais: Uma proposta de revisão da estratigrafia da Faixa Araçuaí com base em evidências sedimentares, metamórficas e idades U-Pb SHRIMP. *Rev. Bras. Geoc.*,**32**(4):491-500.

LUIZ, J. G. & SILVA, L. M. C. S. 1995. Geofísica de prospecção. Belém: Universidade Federal do Pará; Cejup, 311 p

MOHRIAK W. U. 2003. Bacias Sedimentares da margem continental brasileira. In: Bizzi, L.A.; Schobbenhaus, C.; Vidotti, R.M; Gonçalves, J.H. (eds.), Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil, Capítulo III, p. 87-165, CPRM, Brasília.

MOHRIAK, W.U., 2004. Província Mantiqueira. In: Mantesso-Neto, V.; Bartorelli, A.; Carneiro, C.D.R.; Brito Neves, B.B (Coords.), Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Beca, cap.18.

MORAIS, D. S. 2010. Caracterização do arcabouço estrutural da parte emersa e submersa na região norte da Bacia do Espírito Santo/Mucuri. Trabalho de Conclusão de Curso. UNESP. Rio Claro/SP

PARASNIS, D. S. 1970. Principios de geofísica aplicada. Traduzido por Ernesto Orellana, Ed. Paraninfo, Madrid, Espanha, 208 p

PEDROSA-SOARES A.C., WIEDEMANN-LEONARDOS C. 2000. Evolution of the Araçuaí Belt and its connection to the Ribeira Belt, eastern Brazil. *In: U.G. Cordani, E.J. Milani, A.Thomaz Filho, D.A. Campos (eds). Tectonic Evolution of South America. 31st Int. Geol. Congr., Rio de Janeiro, p. 265-285.*

PEDROSA-SOARES A.C., NOCE C.M., WIEDEMANN C., PINTO C.P. 2001. The Araçuaí-West-Congo Orogen in Brazil: An overview of a confined orogen formed during Gondwanaland assembly. *Precambrian Res.*, **110**(1-4):307-323.

PIMENTEL M.M., FUCK R.A., JOST H., FERREIRA-FILHO C.F., ARAÚJO S.M. 2000. The basement of the Brasília Belt and the Goiás Magmatic Arc. *In: U.G. Cordani, E.J. Milani, A.Thomaz Filho, D.A. Campos (eds). Tectonic Evolution of South America. 31st Int. Geol. Congr., Rio de Janeiro, p. 195-229.*

RIDER, M. H., 1986. The Geological Interpretation of Well Logs. Blackie and Son Limited. USA.

SCHLUMBERGER. Log Interpretation Volume I – Charts – Principles 1972.

SCHLUMBERGER. Log Interpretation Volume II – Applications. 1974.

SERRA, O. 1985. Sedimentary environments from wireline logs. N.Y., Schlumberger 211p.

SOBREIRA, J. F. F. & FRANÇA, R. L. 2006. Um modelo Tectono-Magmático para a Região do Complexo Vulcânico de Abrolhos. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 14, n. 1, p. 143-147

Softwares: Petrel - Schlumberger, OpendTect, OasisMontaj 6.4, ArcGis, Syntool

TELFORD, W. M., GELDART, L. P., SHERIFF, R. E. 1990. Applied Geophysics. 2. Ed. New York: Cambridge University Press. 774 p

THOMAS, J. E. (Organizador) 2004. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. Ed. – Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras.

TROUW R.A.J., HEILBRON M., RIBEIRO A., PACIULLO F.V.P., VALERIANO C.M., ALMEIDA J.C.H., TUPINAMBÁ M., ANDREIS R.R. 2000. The Central Segment of the Ribeira Belt. *In: U.G. Cordani, E.J. Milani, A. Thomaz Filho, D.A. Campos (eds). Tectonic Evolution of South America. 31st Int. Geol. Congr., Rio de Janeiro, p. 287-310.*

VAN DER VEN, P.H., CUNHA, C.G.R., BIASUSSI, A.S. 1998. Structural Styles in the Espírito Santo–Mucuri Basin, Southeastern Brazil. *In: AAPG, International Conference and Exhibition, Extended Abstracts, 374-375.*

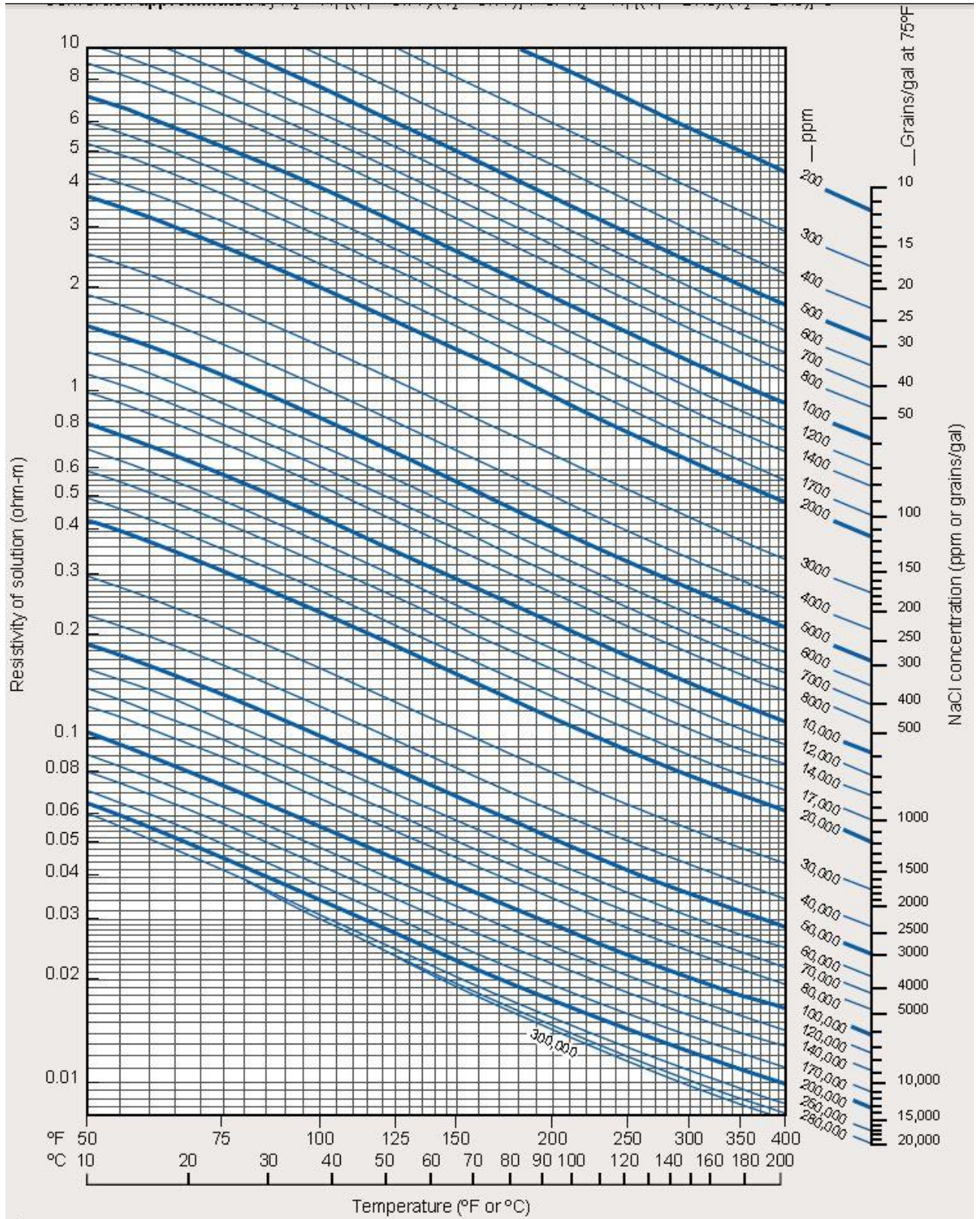
VIEIRA, R.A.B.; COSTA, L.A.R. & ALVES, R.G. 1992. Bacias do Espírito Santo e Mucuri: Estudo geológico e análise exploratória das porções onshore e nearshore, PETROBRAS, São Mateus, Relatório Interno.

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. 195-202, jan. 1994.

ANEXOS

ANEXO I

Gráfico/Chart Gen-9, Schlumberger, 1972



Análise petrofísica de todos os 43 níveis reservatório distribuídos ao longo de 16 poços

Poço	Topo Res	Base Res	Litologia	Desma	DesRbob	DesRfnido	Por PHID	RGr	RgMin	RGMa	IRG	VskAsq préCa	VskAsq Incoa	Vsk Clavier	PorNeutrô	PorPHIDcor	PorNeutrôoc	PorNeutrôoc	PorNeutrôoc	PorNeutrôoc	Rt (Má "a"	Tfundo (BH	Tsuper	ProfPo	GradGe	ProfRes	Tpostodesejad	Rwsalis(šbac	Swsalia	
1-BRSA-67-10T-E	3007	3010	arenito	2.65	2.1	0.8	0.297297	82.5	67.5	37.5	0.5	0.33	0.216215154	0.307161172	0.26	0.20531911	0.180138095	0.193430475	0.19628873	0.278648649	10	0.81	286	76.1	4347	0.0424	3008	203.7287043	0.026	0.233794
	3074	3079	arenito	2.65	2.17	0.8	0.259459	82.5	64.5	34.5	0.6	0.428140314	0.303631551	0.4	0.24	0.15567568	0.144	0.143951519	0.151297297	0.24372973	7	0.81	286	76.1	4347	0.0424	3076	206.6133276	0.025	0.355494
	3036	3039	arenito	2.65	2.1	0.8	0.297297	82.5	63	34.5	0.619048	0.448426736	0.323050575	0.419330886	0.25	0.17263136	0.145167278	0.153431574	0.162332328	0.273648649	20	0.81	286	76.1	4347	0.0424	3037	207.5043525	0.0245	0.194046
1-BRSA-106-ESS	2370	2383	arenito	2.65	2.25	0.8	0.216216	52.5	45	66	0.357143	0.211421335	0.124428167	0.195856064	0.4	0.17386836	0.321657574	0.258547878	0.22328969	0.308108108	4	0.81	106	76.1	3493	0.0086	2376	101.5744318	0.052	0.336893
1-ESS-67-ES	3060	3065	arenito	2.65	2.38	0.8	0.145946	52	42	60	0.555556	0.382839428	0.262034063	0.357025597	0.21	0.09383351	0.135024625	0.116270165	0.103283926	0.177972973	18	0.81	283	76.1	3833	0.054	3062	241.3824341	0.022	0.287913
	3075	3095	arenito	2.65	2.46	0.8	0.102703	40	37.5	52.5	0.166667	0.085773946	0.044266253	0.078615132	0.22	0.09462812	0.202704671	0.158183086	0.135157139	0.161351351	18	0.81	283	76.1	3833	0.054	3085	242.6240021	0.022	0.232798
	3100	3114	arenito	2.65	2.5	0.8	0.081081	52.5	34.5	67.5	0.545455	0.372927119	0.253210565	0.34765279	0.16	0.05289302	0.104375554	0.0827440339	0.072198968	0.120540541	30	0.81	283	76.1	3833	0.054	3108	243.86551	0.023	0.345156
	3317	3323	arenito	2.65	2.37	0.8	0.151351	45	37.5	49.5	0.625	0.454876636	0.329236794	0.42543029	0.19	0.08695282	0.103156845	0.09868133	0.09527933	0.170675676	18.6	0.81	283	76.1	3833	0.054	3320	255.3083147	0.022	0.324862
1-ESS-76-ES	3350	3372	arenito	2.65	2.6	0.8	0.027027	97.5	82.5	120	0.4	0.244563372	0.148527449	0.226908014	0.115	0.02089438	0.088905578	0.064578545	0.046398578	0.071013514	120	0.81	268.5	76.1	3510	0.0548	3360	260.2777778	0.021	0.184363
	3440	3453	arenito	2.65	2.5	0.8	0.081081	67.5	52.5	37.5	0.333333	0.193842347	0.112140952	0.179400703	0.18	0.06653508	0.147707873	0.114552461	0.096374876	0.130540541	12	0.81	268.5	76.1	3510	0.0548	3446	264.3918519	0.021	0.328668
1-ESS-77-ES	2683	2714	arenito	2.65	2.25	0.8	0.216216	52.5	37.5	67.5	0.5	0.33	0.216215154	0.307161172	0.25	0.14980239	0.173209707	0.161323828	0.158580509	0.233108108	14	0.81	241.2	76.1	3261	0.0506	2698	212.6960748	0.025	0.239827
	2811	2879	arenito	2.65	2.35	0.8	0.162162	55.5	37.5	67.5	0.6	0.428140314	0.303631551	0.4	0.2	0.0972973	0.12	0.10324002	0.105810811	0.181081081	19	0.81	241.2	76.1	3261	0.0506	2845	220.1364851	0.0245	0.305435
	2902	2916	arenito	2.65	2.33	0.8	0.172973	52.5	42	60	0.583333	0.410824952	0.28751051	0.383544321	0.2	0.10663017	0.123291136	0.115262088	0.112878033	0.186486486	1.8	0.81	241.2	76.1	3261	0.0506	2908	224.3280895	0.024	0.320667
	2922	2956	arenito	2.65	2.37	0.8	0.151351	43.5	40.5	60	0.461538	0.235731159	0.188103478	0.274928633	0.23	0.10374053	0.166766415	0.141163064	0.131125238	0.130675676	10	0.81	241.2	76.1	3261	0.0506	2939	224.8375774	0.024	0.33625
	3078	3085	arenito	2.65	2.35	0.8	0.162162	45	40.5	49.5	0.5	0.33	0.216215154	0.307161172	0.22	0.11252224	0.152424542	0.133895381	0.127379355	0.131081081	5	0.81	241.2	76.1	3261	0.0506	3081	232.0868445	0.023	0.479206
	3264	3329	arenito	2.65	2.35	0.8	0.162162	45	33	55.5	0.533333	0.361214121	0.242819704	0.336589244	0.26	0.10758012	0.172486736	0.143744874	0.131320125	0.21081081	3	0.81	241.2	76.1	3261	0.0506	3296	242.9720025	0.022	0.584228
3-BRSA-168-ESS	2447	2460	arenito	2.65	2.35	0.8	0.162162	48	37.5	63	0.411765	0.254010957	0.155619617	0.235766672	0.24	0.12332973	0.183415939	0.156524768	0.14623708	0.201081081	16	0.81	190	76.1	2624.5	0.0434	2453	182.5771156	0.029	0.262014
	2433	2524	arenito	2.65	2.4	0.8	0.135135	67.5	48	120	0.270833	0.15036555	0.083239887	0.13875606	0.24	0.11638432	0.206638546	0.16773431	0.150252152	0.187567568	16	0.81	190	76.1	2624.5	0.0434	2508	184.3440465	0.029	0.255012
3-ESS-74-ES	2560	2577	arenito/calclitito	2.65	2.42	1	0.139394	105	90	135	0.333333	0.193842347	0.112140952	0.179400703	0.25	0.11438657	0.205143824	0.166088437	0.14842279	0.19463637	18	0.81	253.4	76.1	3403	0.0521	2568	209.8955321	0.0255	0.228232
	3059	3092	arenito	2.65	2.4	0.8	0.135135	82.5	67.5	102	0.434783	0.272347021	0.170130069	0.25353243	0.16	0.100874	0.119434811	0.110544645	0.107834302	0.147567568	30	0.81	253.4	76.1	3403	0.0521	3075	236.3108434	0.0235	0.323592
	3104	3122	arenito	2.65	2.4	0.8	0.135135	75	60	120	0.25	0.136690476	0.074590732	0.125932376	0.16	0.11810914	0.13984122	0.123432037	0.126258669	0.147567568	20	0.81	253.4	76.1	3403	0.0521	3113	238.2906847	0.023	0.24173
	3550	3675	arenito	2.65	2.35	0.8	0.162162	67.5	52.5	37.5	0.333333	0.193842347	0.112140952	0.179400703	0.18	0.13307016	0.147707873	0.140579661	0.1385533	0.171081081	20	0.81	253.4	76.1	3403	0.0521	3612	264.2831272	0.021	0.210475
3-ESS-82-ES	2730	2760	arenito	2.65	2.3	0.8	0.189189	45	30	30	0.25	0.136690476	0.074590732	0.125932376	0.21	0.16535279	0.183541601	0.174684034	0.172173536	0.198594535	9	0.81	241.2	76.1	3261	0.0506	2741	214.8731064	0.026	0.280958
	3216	3220	arenito	2.65	2.15	0.8	0.27027	70.5	64.5	75	0.571429	0.398639079	0.276369745	0.372043153	0.31	0.16971807	0.194666623	0.182618888	0.179073775	0.230135135	0.35	0.81	241.2	76.1	3261	0.0506	3218	239.0223684	0.023	0.782011
4-BRSA-66-ESS	1971	2003	arenito	2.65	2.25	0.8	0.216216	82.5	48	105	0.605263	0.433692757	0.30894655	0.405284553	0.22	0.12858712	0.130837398	0.123717141	0.123430977	0.218108108	19	0.81	206	76.1	3020	0.043	1987	161.5673179	0.0315	0.283128
	2443	2455	arenito	2.65	2.35	0.8	0.162162	90	75	112.5	0.4	0.244563372	0.148527449	0.226908014	0.25	0.12536627	0.193272397	0.162837441	0.150831291	0.206081081	10	0.81	206	76.1	3020	0.043	2452	181.5684768	0.029	0.321329
	2732	2734	arenito	2.65	2.35	0.8	0.162162	90	81	135	0.166667	0.085773946	0.044266253	0.078615132	0.22	0.14341376	0.202704671	0.178064112	0.163937853	0.131081081	7	0.81	206	76.1	3020	0.043	2733	133.6551387	0.0295	0.344903
4-ESS-69A-ES	2485	2491	arenito	2.65	2.27	0.8	0.205405	75	63	30	0.444444	0.28107731	0.176480781	0.261164737	0.21	0.15716076	0.155155405	0.153467467	0.15309375	0.207702703	20	0.81	210.6	76.1	2488	0.0541	2488	210.6	0.026	0.212044
	2540	2585	arenito	2.65	2.32	0.8	0.178378	64.5	45	105	0.325	0.187825505	0.108014643	0.173770987	0.18	0.14738139	0.148721222	0.148052823	0.147883828	0.179181818	45	0.81	210.6	76.1	2488	0.0541	2562	214.6004019	0.026	0.146286
1-ESS_0026_ES	2630	2750	arenito	2.65	2.4	0.8	0.135135	90	60	120	0.5	0.33	0.216215154	0.307161172	0.09362687						90	0.81	160	76.1	2009.3	0.0418	2720	189.6158722	0.0285	0.171058
	3315	3350	arenito	2.65	2.55	0.8	0.054054	85	70	110	0.375	0.224391634	0.134148689	0.208566126	0.04278021						40	0.81	160	7						