



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Luana Maria Garcia de Lima

**Análise integrada de sísmica e poços da porção
noroeste do Bloco de Libra, Bacia de Santos**

Rio de Janeiro

2018

Luana Maria Garcia de Lima

Análise integrada de sísmica e poços da porção noroeste do bloco de Libra, bacia de Santos.

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias

Orientador: Prof. Dr. Hernani Fernandes Aquini Chaves

Rio de Janeiro

2018

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

L732 Lima, Luana Maria Garcia de.
Análise integrada de sísmica e poços da porção noroeste do bloco de Libra, bacia de Santos / Luana Maria Garcia de Lima. – 2018.
98 f. : il.

Orientador: Hernani Fernandes Aquini Chaves.
Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.
Bibliografia.

1 Geologia estratigráfica – Santos, Bacia de (SP) – Teses. 2. Reservatórios de hidrocarbonetos – Santos, Bacia de (SP) – Teses. 3. Prospecção sísmica– Santos, Bacia de (SP) – Teses. 4. Carbonatos – Santos, Bacia de (SP) – Teses. 5. Pré-Sal – Santos, Bacia de (SP) – Teses. 6. Poços – Santos, Bacia de (SP) – Teses. I. Chaves, Hernani Fernandes Aquini. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 551.7(815.6)

Bibliotecária responsável: Fernanda Maria Lobo da Fonseca / CRB-7:5265

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação, desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Luana Maria Garcia de Lima

Análise integrada de sísmica e poços da porção noroeste do bloco de Libra, bacia de Santos.

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de Bacias

Aprovada em 07 de março de 2018.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Hernani Fernandes Aquini Chaves (Orientador)
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof. Dr. Marcus Vinicius Berao Ade
Faculdade de Geologia – UERJ

Dr. Andres Cesar Gordon
Consultoria Independente

Rio de Janeiro

2018

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, por todo incentivo, apoio e confiança depositados ao longo da minha vida.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela vida, pela saúde e pela proteção em todos os momentos.

Agradeço à minha família por tudo, por nunca deixar de acreditar em mim, por ser meu porto seguro em todos os momentos, pelo apoio incondicional, pelas orações e por não permitir que eu desista dos meus sonhos.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Hernani Chaves, pela confiança e pelos valiosos ensinamentos ao longo do mestrado.

À minha banca examinadora, Prof. Dr. Marcus Berao e Dr. Andres Gordon pela atenção e disponibilidade.

Agradeço à UERJ e ao Programa de Pós-Graduação em Análises de Bacias da Faculdade de Geologia pela estrutura proporcionada.

À Faperj pelo investimento em pesquisas nas universidades.

Aos meus melhores amigos pelo apoio de sempre.

Às minhas amigas do Laboratório de Sismoestratigrafia: Maria Clara, Thamila, Renata e em especial Carolzinha e Cassinha por esses dois anos de amizade e companheirismo. À também amiga Fer pelo acolhimento e apoio.

Ao meu amigo Danilo, por ter compartilhado todo seu conhecimento e por toda sua solicitude em ajudar sempre.

Enfim, agradeço a todas as pessoas que me apoiaram e também contribuíram de alguma maneira para o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

LIMA, Luana Maria Garcia de. *Análise integrada de sísmica e poços da porção noroeste do bloco de Libra, bacia de Santos*. 2018. 98f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2018.

Na última década, as descobertas dos reservatórios do pré-sal motivaram diversas pesquisas nas bacias sedimentares da margem leste brasileira. Com isso, foram necessários estudos mais aprofundados para um maior entendimento das características e comportamento destes. No Brasil, uma das principais bacias sedimentares produtoras de óleo e gás é a Bacia de Santos. Nela encontra-se parte do Pré-Sal brasileiro, onde foram localizadas grandes áreas com alto potencial energético, especialmente óleo de excelente qualidade. Na porção norte da Bacia de Santos encontra-se o Bloco de Libra, principal bloco de exploração do Pré-Sal atualmente. Este projeto utilizou linhas sísmicas 2 D, sísmica 3D e dados de perfis de poços, para realizar uma avaliação do prospecto situado na parte noroeste do Bloco. O fluxo de trabalho adotado para o desenvolvimento do estudo foi a interpretação sísmica, a partir da amarração de poço-sísmica, delimitando os principais horizontes da área. Outra etapa foi a utilização de atributos sísmicos para caracterizar as sismofácies presentes e identificar os reservatórios carbonáticos do sistema petrolífero do prospecto. Além disso, cálculos petrofísicos dos poços 2-ANP-2A-RJS e 3-BRSA-1255-RJS permitiram encontrar valores de porosidade total, saturação de água e de óleo, e *Net-to-Gross* dos carbonatos do reservatório das Formações Barra Velha e Itapema. Também para esses reservatórios foram identificadas diferentes eletrofácies a partir da análise de perfis de raios gama, sônico e porosidade. Por fim, a partir dos parâmetros de rocha calculados, de fluido e também através das superfícies em profundidade dos reservatórios, foi possível estimar a volumetria de óleo presente no prospecto, utilizando o método de simulação Monte Carlo obtendo um volume de 7471,7 MM STB, de óleo *inplace* e 2410,5 MM STB de óleo recuperável.

Palavras-chave: Reservatórios. Carbonatos. Pré-Sal. Prospecto. Bloco de Libra. Sísmica. Poços. Volume.

ABSTRACT

LIMA, Luana Maria Garcia de. *Integrated analysis of wells and seismic in the northwestern portion of the Libra Block, Santos Basin*. 2018. 98f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2018.

In the last decade, the discovery of pre-salt reservoirs has motivated exploration in the offshore basins of the Brazilian Atlantic margin. With these discoveries has come the need to better understand and characterize these reservoirs and their behavior. Santos Basin is one of the main oil and gas producers in Brazil. The basin contains part of the Brazilian pre-salt boundary, where large area with high production potential have been discovered, especially due to the excellent oil quality. The Libra Block is located in the northern portion of the basin, and is currently the main pre-salt exploration block. This project used 2D and 3D seismic data and well logs to perform an assessment of the prospect in the northwestern part of the Block. The workflow used for this study consisted of seismic interpretation, from well-tie to the mapping of the principle horizons. Seismic attributes were used to characterize the seismic facies and identify the carbonate reservoirs of the prospective play. Petrophysical evaluation of wells 2-ANP-2A-RJS and 3-BRSA-1255-RJS was performed in order to obtain the values of total porosity, water and oil saturation, and Net-to-Gross for the Barra Velha and Itapema reservoirs. In addition to this, the eletrofacies for these reservoirs were identified via the analysis of gamma ray, porosity and sonic logs. The calculated rock parameters and reservoir depth surfaces were then used to estimate the present oil volumes by running a Monte Carlo simulation. The total oil volume obtained is 7471.7 MM STB in place and 2410.5 MM STB of recoverable oil.

Key words: Reservoirs. Carbonates. Pre-Salt. Prospect. Libra Block. Seismic. Wells. Volume.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Área do Bloco de Libra.....	15
Figura 2 -	Divisão do bloco de Libra em três porções.....	16
Figura 3-	Localização da Bacia de Santos.....	17
Figura 4 -	Separação dos continentes Sul Americano e Africano.....	18
Figura 5 -	Principais fases da evolução tectônica da bacia.....	20
Figura 6 -	Carta Estratigráfica da Bacia de Santos.....	22
Figura 7 -	Principais feições estruturais da Bacia de Santos.....	25
Figura 8 -	Diagrama esquemático do pré-sal.....	26
Figura 9 -	Polígono do pré-sal.....	27
Figura 10 -	Diagrama estratigráfico do Sistema petrolífero da seção pré-sal, bacia de Santos.....	28
Figura 11 -	Modelo esquemático do pré-sal, Bacia de Santos.....	28
Figura 12 -	Principais campos produtores de petróleo do pré-sal.....	29
Figura 13 -	Evolução da produção de petróleo - pré-sal <i>versus</i> pós-sal.....	30
Figura 14 -	Dados utilizados no estudo.....	31
Figura 15 -	Padrões de terminações dos refletores sísmicos.....	33
Figura 16 -	Configurações internas e principais geometrias dos refletores.....	34
Figura 17 -	Gráfico com os dados de <i>Checkshot</i> do poço 2-ANP-2A-RJS.....	37
Figura 18 -	Calibração do perfil sônico do poço 2-ANP-2A-RJS.....	38
Figura 19 -	Diagrama esquemático da geração do sismograma sintético.....	39
Figura 20 -	Amarração do poço 2-ANP-2A-RJS.....	40
Figura 21 -	<i>Layout</i> dos perfis do poço 2-ANP-2A-RJS.....	45
Figura 22 -	Método Determinístico <i>versus</i> Probabilístico.....	47
Figura 23 -	Curva de distribuição normal.....	49
Figura 24 -	Linha sísmica (<i>Inline</i> 2508) não interpretada e interpretada, mostrando os principais horizontes mapeados.....	52
Figura 25 -	Sequências interpretadas.....	53
Figura 26 -	Interpretação do embasamento acústico, através do atributo <i>Sweetness</i> ..	55

Figura 27 -	Linha sísmica (<i>Inline</i> 2444) mostrando a geometria em cunha.....	56
Figura 28 -	Interpretação da <i>Inline</i> 2436, com as principais sismofácies da sequência.....	57
Figura 29 -	<i>Crossline</i> 2306 interpretada, mostrando a sequência Pós-Rifte 1.....	58
Figura 30 -	Linha sísmica 2D não interpretada e interpretada, com a utilização do atributo TecVA.....	60
Figura 31 -	Tipos de calcários encontrados na Formação Barra Velha.....	61
Figura 32 -	<i>Inline</i> 2612, utilizando o atributo de impedância acústica relativa.....	62
Figura 33 -	<i>Inline</i> 2409, com o atributo TecVa, mostrando intrusões ígneas.....	63
Figura 34 -	Diagramas de dispersão dos perfis raios gama <i>versus</i> sônico no intervalo do reservatório.....	64
Figura 35 -	Diagramas de dispersão dos perfis raios gama <i>versus</i> porosidade no intervalo do reservatório.....	65
Figura 36 -	<i>Layout</i> dos resultados obtidos para o poço 2-ANP-2A-RJS.....	67
Figura 37 -	<i>Layout</i> dos resultados obtidos para o poço 3-BRSA-1255-RJS.....	68
Figura 38 -	Fotomicrografias das Coquinas da Formação Itapema.....	69
Figura 39 -	<i>Inline</i> 2508 interpretada, mostrando a geometria de <i>mound</i>	70
Figura 40 -	Superfície gerada do topo das coquinas.....	70
Figura 41 -	Diagramas de dispersão dos perfis de raios gama <i>versus</i> sônico no intervalo do reservatório.....	72
Figura 42 -	Diagramas de dispersão dos perfis raios gama <i>versus</i> porosidade no intervalo do reservatório.....	73
Figura 43 -	<i>Layout</i> dos resultados obtidos para o poço 2-ANP-2A-RJS.....	75
Figura 44 -	<i>Layout</i> dos resultados obtidos para o poço 3-BRSA-1255-RJS.....	76
Figura 45 -	Superfície da Base do Sal em profundidade.....	78
Figura 46 -	Superfícies do topo e base das coquinas em profundidade.....	78
Figura 47 -	Avaliação do Risco geológico do segmento dos calcários da Fm. Barra Velha.....	80
Figura 48 -	Curva de distribuição para valores de volume de óleo <i>inplace</i> do segmento dos calcários da Fm. Barra Velha.....	81
Figura 49 -	Curva de distribuição para valores de volume de óleo recuperável para o segmento dos calcários da Fm. Barra Velha.....	82
Figura 50 -	Avaliação do Risco geológico do segmento das coquinas da Fm. Itapema.....	83

Figura 51 -	Curva de distribuição para valores de volume de óleo <i>inplace</i> do segment das coquinas da Fm. Itapema.....	84
Figura 52 -	Curva de distribuição para valores de volume de óleo recuperável do segmento das coquinas da Fm. Itapema.....	85
Figura 53 -	Curva de distribuição para valores de volume de óleo <i>inplace</i> do prospecto NW Libra.....	86
Figura 54 -	Curva de distribuição para valores de volume de óleo recuperável do prospecto NW Libra.....	87
Figura 55 -	Diagrama de Variância.....	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Localização, classificação e tipos de fluídos dos poços perfurados no Bloco de Libra.....	14
Tabela 2 -	Perfis de poço disponibilizados.....	32
Tabela 3 -	Valor de densidade para litologias mais comuns.....	42
Tabela 4 -	Principais horizontes mapeados.....	51
Tabela 5 -	Intervalo de interesse para cada poço.....	66
Tabela 6	Resultados obtidos de porosidade, saturação de água e de óleo para os calcários da Fm. Barra Velha.....	66
Tabela 7-	Resultados de <i>Net Pay</i> obtidos após os cálculos.....	67
Tabela 8-	Intervalo de interesse para cada poço.....	74
Tabela 9-	Resultados obtidos de porosidade, saturação de água e de óleo para as coquinas da Fm. Itapema.....	74
Tabela 10-	Resultados de <i>Net Pay</i> obtidos após os cálculos.....	74
Tabela 11-	Resultados de volume de rocha para cada segmento.....	79
Tabela 12-	Valores de entrada dos parâmetros de reservatório e fluido para os calcários da Fm. Barra Velha.....	79
Tabela 13-	Resultados de volumetria obtidos para o segmento dos calcários da Fm. Barra Velha.....	81
Tabela 14-	Valores de entrada dos parâmetros de reservatório e fluido para as coquinas da Fm. Itapema.....	83
Tabela 15-	Resultados de volumetria obtidos para o segmento das coquinas da Fm. Itapema.....	84
Tabela 16-	Resultados das simulações para o prospecto NW Libra.....	86
Tabela 17-	Volumes de óleo <i>inplace</i> para o prospecto NW Libra.....	88
Tabela 18-	Volumes de óleo recuperável para o prospecto NW Libra.....	89

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	13
1	OBJETIVOS	13
2	ÁREA DE ESTUDO	14
3	CONTEXTO GEOLÓGICO	17
3.1	Evolução Tectônica	18
3.2	Arcabouço Estratigráfico	21
3.3	Arcabouço Estrutural	24
4	PRÉ-SAL	26
4.1	Sistema Petrolífero da Bacia de Santos	27
4.2	Campos Descobertos e Produção	29
5	MATERIAIS E MÉTODOS	31
5.1	Dados disponibilizados	31
5.2	Análise de Dados Sísmicos	32
5.2.1	<u>Sismoestratigrafia</u>	32
5.2.2	<u>Atributos Sísmicos</u>	34
5.3	Análise de Dados de Poços	35
5.3.1	<u>Controle de Qualidade das Curvas</u>	35
5.3.2	<u>Amarração de Poços</u>	36
5.3.2.1	Calibração do Perfil Sônico.....	36
5.3.2.2	Geração do Sismograma Sintético.....	38
5.3.3	<u>Petrofísica</u>	40
5.3.3.1	Perfil de Raios Gama (GR).....	41
5.3.3.2	Perfil Sônico (DT).....	41
5.3.3.3	Perfil de Densidade (RHOB).....	42
5.3.3.4	Cálculo de Porosidade.....	42
5.3.3.5	Cálculo de Porosidade a partir da densidade (RHOB).....	43
5.3.3.6	Perfil de Resistividade (ILD).....	43
5.3.3.7	Cálculo de Resistividade (Rw) e Saturação de Água de Formação (Sw).....	44
5.3.4	<u>Eletrofácies</u>	46

5.4	Análise Volumétrica	47
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES	51
6.1	Interpretação Sísmica	51
6.1.1	<u>Horizontes Mapeados</u>	51
6.1.2	<u>Supersequências</u>	53
6.1.2.1	Supersequência Rifte.....	54
6.1.2.1.1.1	Sequência Embasamento Acústico.....	54
6.1.2.1.1.2	Sequência Rifte Inicial.....	56
6.1.2.1.1.3	Sequência Rifte Final.....	57
6.1.2.2	Supersequência Pós-Rifte.....	58
6.1.2.2.1	Sequência Pós-Rifte 1.....	58
6.1.2.2.2	Sequência Pós-Rifte 2.....	59
6.2	Caracterização dos Reservatórios	61
6.2.1	<u>Reservatório da Formação Barra Velha</u>	61
6.2.2	<u>Reservatório da Formação Itapema</u>	69
6.3	Avaliação de Ocorrência de Petróleo	77
6.3.1	<u>Segmento dos Calcários da Formação Barra Velha</u>	79
6.3.2	<u>Segmento das Coquinas da Formação Itapema</u>	82
6.3.3	<u>Prospecto NW Libra</u>	85
	CONCLUSÃO	90
	REFERÊNCIAS	92

INTRODUÇÃO

A descoberta de indícios de petróleo nas rochas do pré-sal em 2006 e sua confirmação pela Petrobras após a retirada de óleo leve em 2008 impulsionaram o desenvolvimento de diversas pesquisas relacionadas à área, mudando imensamente o cenário exploratório brasileiro.

Atualmente a Bacia de Santos juntamente com a Bacia de Campos, desponta como uma das principais bacias produtoras de Petróleo do Brasil, com 26 campos descobertos, sendo a principal em termos de volume de óleo em reservatórios do pré-sal.

Intentando a superação das incertezas que norteiam o desafio da indústria do petróleo, torna-se necessária uma abordagem que compreende a avaliação de prospectos tanto no processo exploratório quanto em acumulações individuais, sendo as informações históricas, os métodos quantitativos, computacionais, probabilísticos, ferramentas indispensáveis na busca por hidrocarbonetos.

Desta forma, foram aplicados diferentes métodos no estudo, a fim de se obter resultados satisfatórios no que se diz respeito a avaliação de prospectos em um bloco do pré-sal na Bacia de Santos.

1 OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é a avaliação do prospecto da porção noroeste do Bloco de Libra, integrando dados de sísmica e dados de poços através de diferentes métodos.

Os objetivos específicos são:

- a) Caracterizar as principais sismofácies presentes nas sequências do pré-sal no bloco.
- b) Realizar cálculos petrofísicos para a obtenção de parâmetros (porosidade, saturação de óleo e *Net Pay*) das rochas dos reservatórios.
- c) Análise de eletrofácies dos reservatórios a partir de perfis de poço.
- d) Avaliar as ocorrências de petróleo da porção noroeste do bloco, estimando o volume de óleo e as incertezas associadas aos reservatórios.

2 ÁREA DE ESTUDO

A área escolhida para a realização deste trabalho encontra-se situada na porção norte da Bacia de Santos, aproximadamente 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro e está inserida dentro do polígono do pré-sal.

O Bloco de Libra foi descoberto no ano de 2010, através da perfuração do poço 2-ANP-2A-RJS, em uma parceria entre a empresa Petrobras e a ANP, em uma região não concedida da Bacia de Santos, com a finalidade de reconhecimento estratigráfico do local.

Após a descoberta, o bloco de Libra foi a primeira área licitada pela ANP em regime de partilha, sendo adquirido em 2013 pelo consórcio entre as empresas Petrobras (Operadora, com 40% de participação), Total (20%), Shell (20%), CNPC (10%) e CNOOC *Limited* (10%).

Até hoje foram perfurados 12 poços no bloco (Figura 01), sendo nove poços na porção noroeste, dois poços na porção central e um na porção sul, como descritos na Tabela 01.

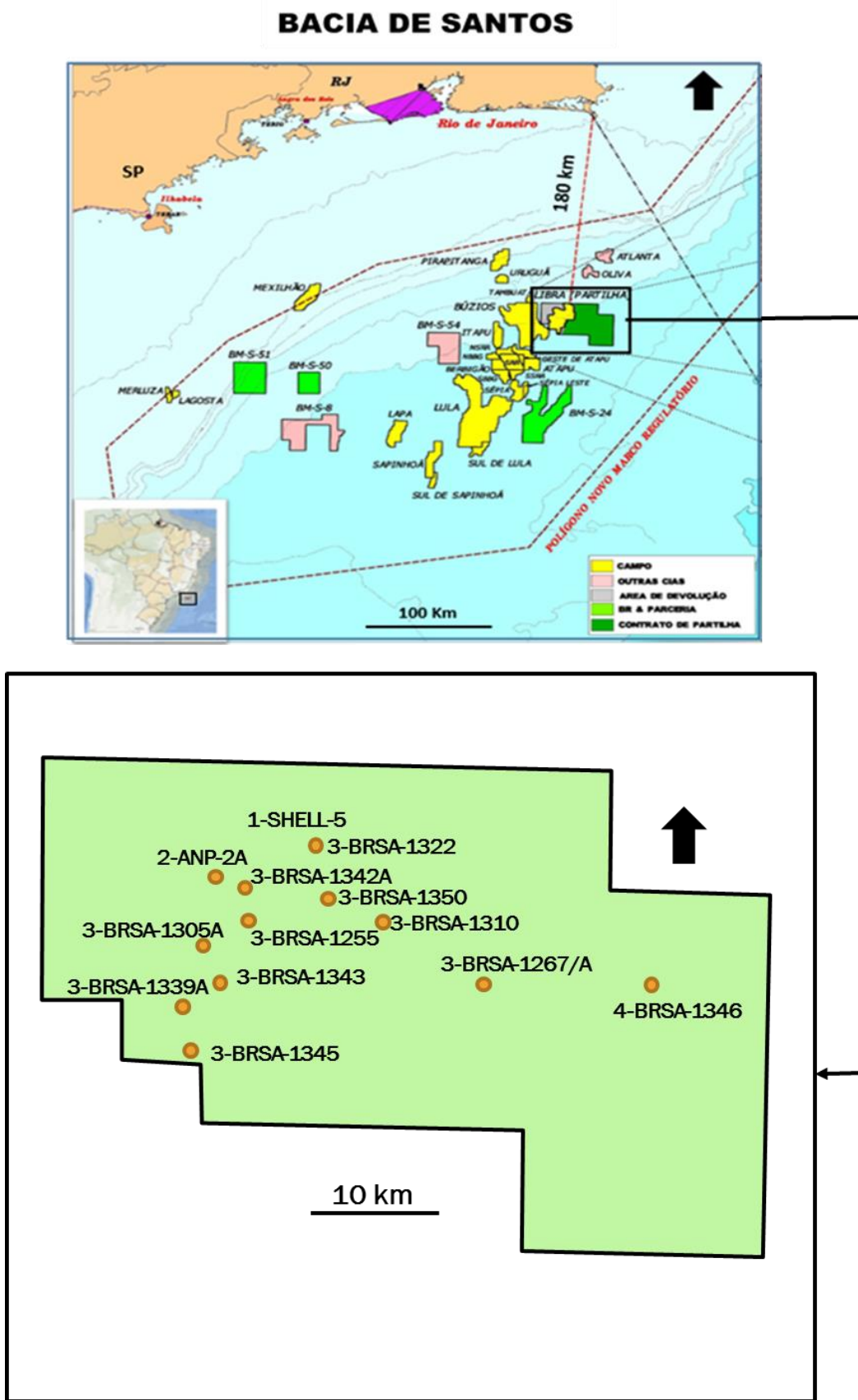
Tabela 1 - Localização, classificação e tipos de fluidos dos poços perfurados no Bloco de Libra.

Poço	Localização no Bloco	Categoria	Fluido
2-ANP-2A-RJS	Porção Noroeste	Estratigráfico	Presença de hidrocarbonetos
3-BRSA-1255-RJS	Porção Noroeste	Extensão	Presença de hidrocarbonetos
3-BRSA-1267A-RJS	Porção Central	Extensão	Presença de hidrocarbonetos
3-BRSA-1305A-RJS	Porção Noroeste	Extensão	Presença de hidrocarbonetos
3-BRSA-1310-RJS	Porção Central	Extensão	Com indícios de hidrocarbonetos
3-BRSA-1322-RJS	Porção Noroeste	Extensão	Presença de hidrocarbonetos
3-BRSA-1339A-RJS	Porção Noroeste	Extensão	Presença de hidrocarbonetos
3-BRSA-1342A-RJS	Porção Noroeste	Extensão	Presença de hidrocarbonetos
3-BRSA-1343-RJS	Porção Noroeste	Extensão	Presença de hidrocarbonetos
3-BRSA-1345-RJS	Porção Noroeste	Extensão	Presença de hidrocarbonetos
4-BRSA-1346-RJS	Porção Sudeste	Pioneiro adjacente	Sem indícios de hidrocarbonetos
3-BRSA-1350-RJS	Porção Noroeste	Extensão	Presença de hidrocarbonetos

Legenda: Lista com os 12 poços perfurados no bloco até o final do ano de 2017.

Fonte: PETROBRAS.

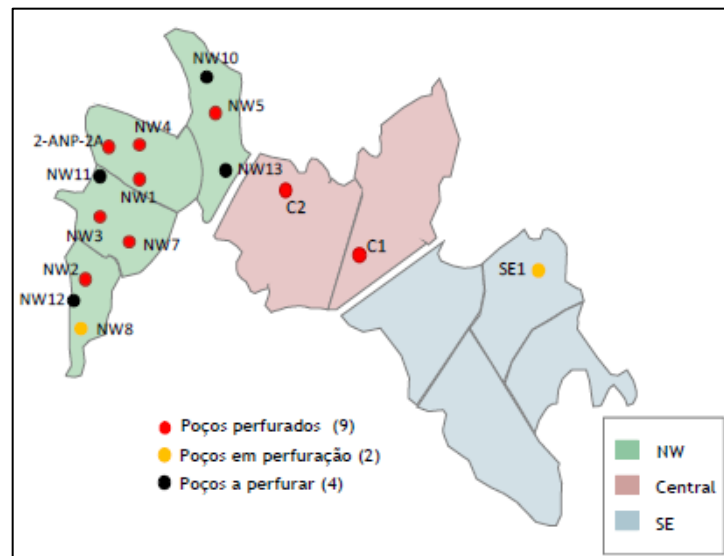
Figura 1 - Área do Bloco de Libra



Legenda: Ilustração do bloco de Libra com todos os poços perfurados até o ano de 2017.
Fonte: PETROBRAS, 2017. Modificado pela autora, 2018.

De acordo com uma apresentação realizada pela Petrobras em 2017, o Bloco de Libra foi compartimentado em três regiões, sendo elas a porção noroeste, central e sudeste (Figura 02). A porção noroeste foi definida como região mais desenvolvida em termos de dados exploratórios e, portanto, será a área de estudo deste trabalho devido a disponibilidade de dados públicos.

Figura 2 - Divisão do Bloco de Libra em três porções: Noroeste, Central e Sudeste.

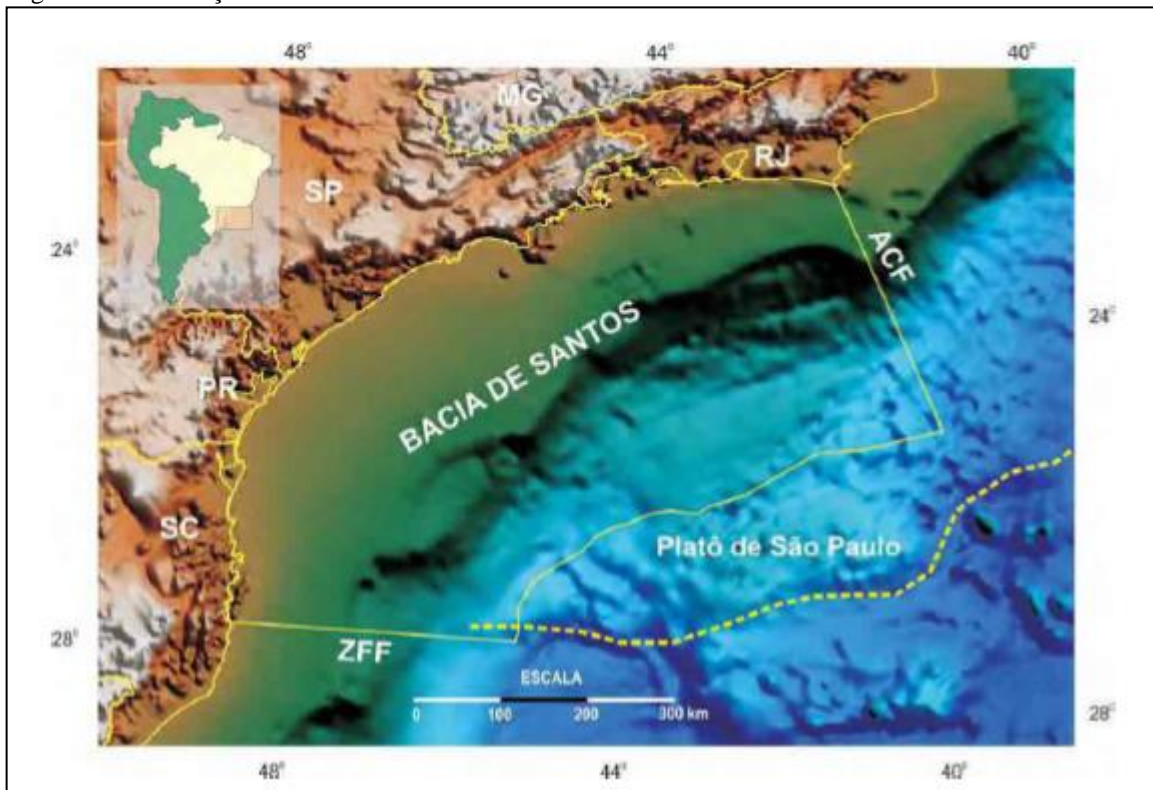


Fonte: PETROBRAS, 2017.

3 CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia de Santos está localizada na porção sudeste da margem continental brasileira, é essencialmente marinha e compreende uma das maiores depressões do embasamento na costa brasileira com uma espessura sedimentar de 7 a 10 km nos maiores depocentros (PEREIRA & MACEDO, 1990). A Serra do Mar (continental) à Oeste, o Arco Vulcânico Santoniano/Campaniano de Cabo Frio (Alto de Cabo Frio) à Norte, o Alto ou Zona de Fratura de Florianópolis à Sul e o Platô de São Paulo (batimetria até 3000 m) à Leste – são os marcos geológicos que delimitam a depressão da Bacia de Santos, que recobre uma área de cerca de 350.000 km² de extensão, abrangendo os litorais do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (Figura 03).

Figura 3 - Localização da Bacia de Santos



Legenda: ACF = Alto de Cabo Frio e ZFF = Zona de Fratura de Florianópolis.

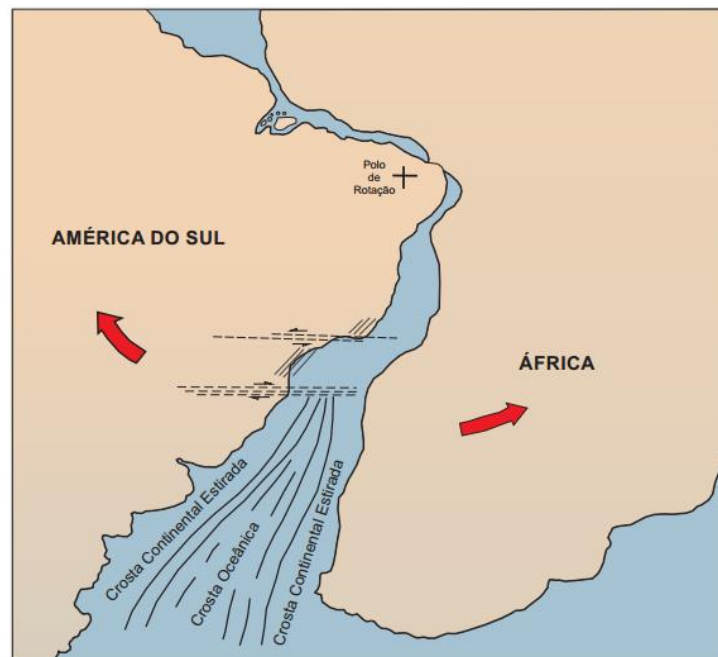
Fonte: MIO, 2005.

3.1 Evolução Tectônica

A origem da Bacia de Santos está relacionada a esforços extensionais que levaram à abertura do Atlântico Sul, durante o Eocretáceo. A formação de um rifte longo e estreito, produzida pelo soerguimento crustal de origem térmica, determinou o fim do Supercontinente Gondwana criando as placas Africana e Sul-Americana e a formação das bacias marginais brasileiras.

De acordo com Chang et al. (1990) e Macedo et al. (1989), com o rompimento da litosfera (Sul para Norte), a separação dos continentes é produzida com rotação (Figura 04), sendo o seu polo localizado no extremo nordeste brasileiro.

Figura 4 - Separação dos continentes Sul Americano e Africano.



Legenda: Polo de Rotação – separação América do Sul e África
Fonte: MACEDO, 1989.

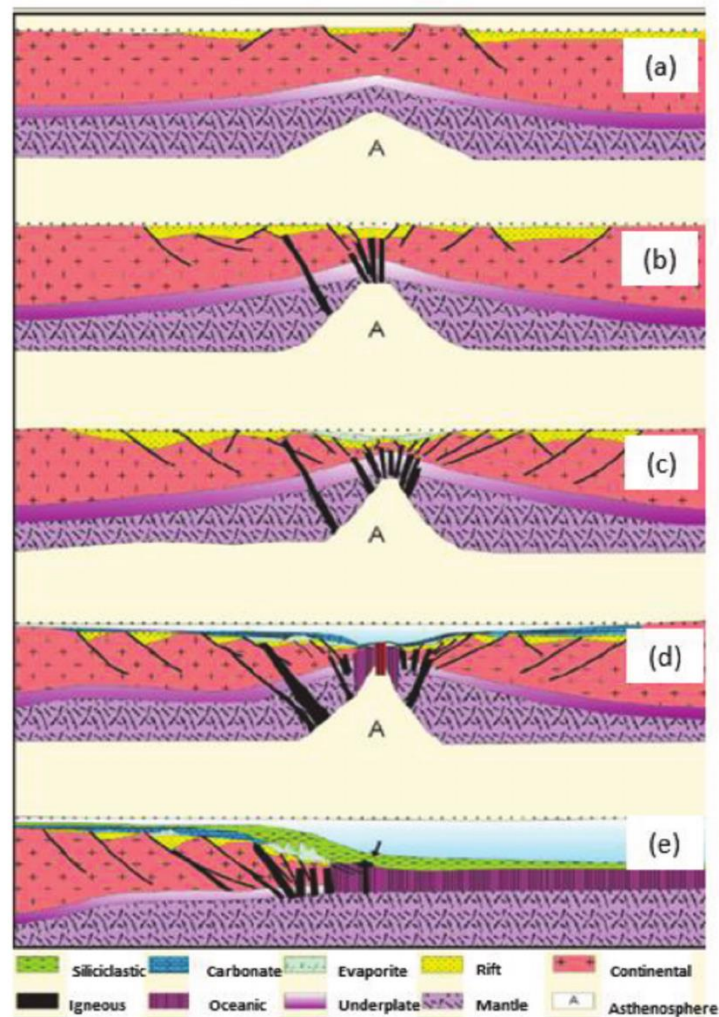
Ainda nesse período, foi desenvolvido um sistema de zonas de transferência com direção geral NW-SE, relacionadas a um rifteamento oblíquo, no qual as principais zonas são a do Rio de Janeiro, de Curitiba e de Florianópolis (MEISLING et al., 2001). Com a continuidade da distensão, grandes derrames vulcânicos, de natureza toleítica, foram extravasados através de fissuras.

Segundo Cainelli & Mohriak (1999), as bacias do Atlântico Sul possuem cinco principais fases de evolução tectônica (Figura 05).

A primeira fase (Figura 05a) é representada pelo soerguimento termal astenosférico, com afinamento regional da crosta continental e manto superior (fase dúctil), e o desenvolvimento de falhas na crosta superior. A segunda fase corresponde à fase rúptil (Figura 05b), com a ocorrência de imensas falhas que controlam os depocentros locais, um aumento do estiramento crustal afetando a crosta continental, extrusões basálticas e formação de meio-grábens. A origem da crosta oceânica está associada à Dorsal Mesoatlântica.

Na Figura 05c, observa-se a terceira fase no qual ocorre uma intensa extensão litosférica, com o aparecimento de grandes falhas e rotação de blocos do rifte. Algumas bacias sobre esta discordância angular apresentam uma espessura significativa de sedimentos aptianos, pouco afetados por falhas, que constituem uma sequência sedimentar de estágio final do rifte e que localmente pode dar origem às rochas reservatórios e geradoras de petróleo (PAPATERRA, 2010). Esta fase, com preenchimento denominado de bacia sag, corresponde à deposição carbonática aptiana que teve fim com a deposição de evaporitos no topo da sequência. Outra característica dessa fase é uma relativa quiescência tectônica, em que predomina a flexura termal da crosta. A deposição de evaporitos ocorreu sobre uma discordância proeminente ocasionada por um soerguimento regional após a fase rifte e são constituídos basicamente de halita e anidrita.

Figura 5 - Principais fases da evolução tectônica da bacia.



Legenda: Cinco fases da evolução tectônica da bacia.
 Fonte: CAINELLI & MOHRIAK, 1999.

A quarta fase (Figura 05d) é marcada pela concentração da extensão litosférica em um local que leva à formação da Cordilheira Mesoatlântica, simultaneamente ao extravasamento de crosta oceânica, estando associada nas bacias ao sul pela reativação de falhas regionais e pelos *seaward dipping reflectors* (SDRs).

A quinta e última fase (Figura 05e) é caracterizada por uma contração termal da litosfera e um aprofundamento da batimetria no final do Albiano, com a formação de plataforma carbonática rasa albiana, progressivamente substituída por sequências terrígenas.

3.2 Arcabouço Estratigráfico

Moreira et al. (2007) subdivide o pacote sedimentar da bacia em três supersequências: Rifte (Valangiano ao Aptiano inferior), Pós-Rifte (Aptiano) e Drifte (Albiano ao recente). No pacote sedimentar da Bacia de Santos foram identificadas 25 sequências, sendo os limites superiores e inferiores destes intervalos materializados por discordâncias erosivas e/ou suas conformidades relativas (Figura 06).

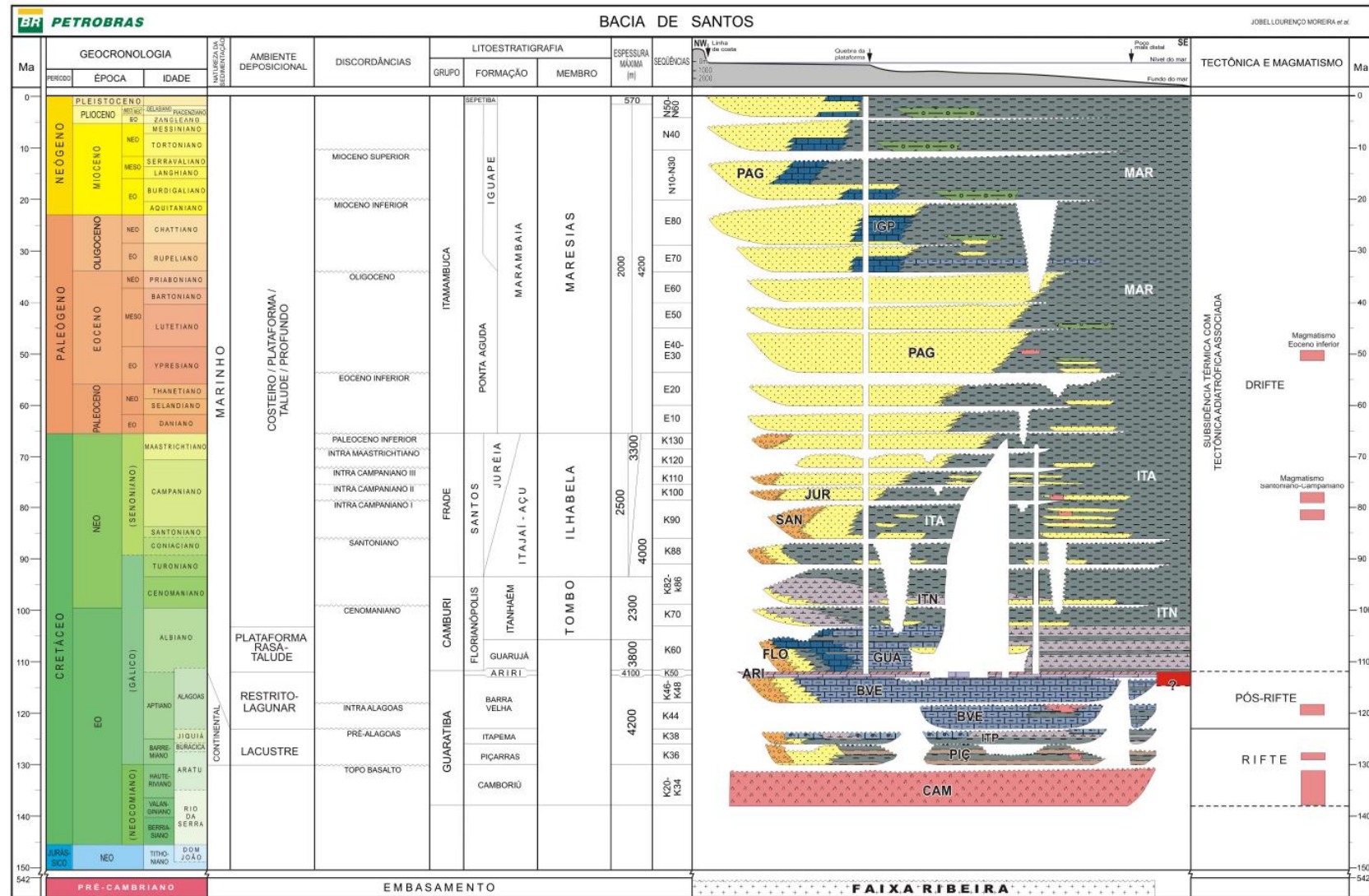
Na Supersequência Rifte, a sequência basal K20-K34 (Fm. Camboriú - Hauteriviano) caracteriza-se por derrames basálticos em toda a extensão da bacia sendo associados ao início dos fraturamentos e falhamentos da separação dos continentes América do Sul e África. Este pacote é sobreposto pela sequência K36 (Fm. Piçarras - Barremiano) composta por leques aluviais de conglomerados e arenitos polimíticos nas porções proximais e por siltitos, arenitos e folhelhos de composição talco-estevensítica nas porções lacustres. A sequência K38 (Fm. Itapema – Neobarremiano ao Eoaptiano) finaliza o estágio rifte, sendo caracterizada por apresentar intercalações de calcirruditos (coquinas) e folhelhos escuros ricos em matéria orgânica. Nas porções proximais é constituída de leques aluviais de conglomerados.

A Supersequência Pós-Rifte, é representada pelas sequências K44, K46-48 e K50 de idade aptiana. A sequência K44 (Fm. Barra Velha - Aptiano) é caracterizada pela deposição de calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais. Ocorrem também *packstones* e *grainstones* compostos por fragmentos de estromatólitos e bioclastos. A sequência K46-48 (Fm. Barra Velha – Aptiano) é reconhecida pelo predomínio de rochas carbonáticas (calcários estromatolíticos, e laminitos microbiais) intercaladas com folhelhos. Ambas as sequências foram depositadas em ambiente lacustre.

No topo, a sequência K50 (Fm. Ariri - Neoaptiano), corresponde aos evaporitos que são formados principalmente por halita e anidrita e minoritariamente por sais mais solúveis, como a taquidrita, a carnalita e a silvinita.

A Supersequência Drifte compreende dezenove sequências denominadas da base para o topo: K60, K70, K82-K86, K88, K90, K100, K110, K120, K130, E10, E20, E30-E40, E50, E60, E70, E80, N10-N30, N40 e N50-N60 (Albiano ao recente).

Figura 6 - Carta Estratigráfica da Bacia de Santos.



Legenda: Diagrama estratigráfico da bacia Santos, principais superseqüências.
 Fonte: MOREIRA et al., 2007.

De acordo com Macedo (1989) e Moreira et al. (2007) sobre o pacote evaporítico assentou-se a sequência basal K60 (Albiano) marcando a separação dos continentes com desenvolvimento da cadeia Mesoceânica e o início de um ambiente de sedimentação francamente marinho. É composta por depósitos de leques aluviais e deltaicos nas partes proximais (conglomerados, arenitos e folhelhos) gradando para uma plataforma carbonática que se divide em plataforma interna e externa. Na porção interna, desta plataforma carbonática, ocorrem folhelhos e calcilitos de um sistema lagunar e calcarenitos e calcirruditos de um banco raso de borda de plataforma. Na porção externa predominam calcilitos, margas intercaladas com folhelhos ricos em matéria orgânica (Moreira et al., 2007). Os depósitos de calcilitos associados com organismos de ambiente neríticos marcam uma subsidência acentuada na plataforma carbonática (CHANG et al., 2008).

As sequências seguintes K70 (Albiano), K82-K86 (Cenomaniano-Turoniano) e K88 (Turoniano-Coniaciano) possuem limites através de discordâncias regionais. A sequência K82-K86 tem seu limite inferior, com a K70, a discordância que marca a passagem do Cretáceo inferior para Cretáceo superior, e com a K88, o limite superior marcado pela discordância intraturoniana. Estas sequências mostram caráter deposicional retrogradante observados pelos depósitos de folhelhos marinhos de águas profundas cobrindo as margas de lâmina de água rasa que estão sobrepostas aos arenitos proximais.

As sequências K90 (Santoniano a Campaniano inferior) a K130 (Maastrichtiano) registram um caráter progradante definido, primeiro pelo espesso pacote principalmente arenoso, que avança bacia adentro sobre o material pelítico (folhelhos predominantemente) e segundo pela discordância de maior expressão regional na bacia no final do Cretáceo. Estes cinco pulsos sedimentares estariam associados a expressivas movimentações de soerguimento da margem oeste (Serra do Mar). Neste conjunto de sequências também ocorrem fluxos hiperpicnais depositando significativos pacotes arenosos na base de talude e bacias.

Sobre a discordância do topo do Cretáceo, cinco sequências progradantes - E10 a E60 (Paleoceno e Eoceno) foram depositadas sendo limitadas por discordâncias erosivas. Neste intervalo podem-se observar as clinofomas e também a quebra do talude migrando em direção à bacia. São compostas por depósitos arenosos proximais aluviais, fluviais e costeiros, por vezes avermelhados, gradando lateralmente para depósitos de plataforma e talude de composição predominantemente pelítica. Os corpos arenosos depositaram-se na porção bacinal através de fluxos hiperpicnais. Fluxos gravitacionais oriundos da instabilização do talude devido à queda relativa do nível de base produziram diamictitos nas porções distais.

As sequências E70 a N10-N30 (Oligoceno – Mioceno médio) mostram no conjunto, um caráter retrogradante, com redução do aporte de areias, e aumento significativo de pelitos em direção ao continente. Este fato pode estar associado à redução na deposição de sedimentos devido ao deslocamento da descarga sedimentar para outro depocentro. As fácies deposicionais deste intervalo são as mesmas do conjunto das sequências de E10 a E60, exceto por conter depósitos carbonáticos (calcarenitos e calcirruditos), de ambiente de plataforma rasa, que ocorrem próximo à quebra da plataforma.

A sequência N40 (Mioceno Superior – Plioceno inferior) é caracterizada por sedimentos avermelhados de origem aluvial e costeira. Ocorrem ainda calcarenitos e calcirruditos intercalados com argilito, siltito e margas. Por fim, a sequência N50-N60 (Plioceno e Pleistoceno) apresenta caráter progradante com deslocamento das areias sobre os pelitos em direção à bacia e é representada na porção plataformar, por arenitos e coquinas, na porção de talude por sedimentos lamosos e a porção bacinal por cunhas de diamictitos, lamelas de água profunda e arenitos de origem turbidíticas.

3.3 Arcabouço Estrutural

O arcabouço estrutural da Bacia de Santos é composto por feições que foram originadas por processos tectônicos, associados à ruptura do Gondwana onde o rifteamento e a halocinese são fatores importantes.

As falhas normais são as estruturas mais abundantes e tem direção geral NE-SW, resultantes do sistema de reativação de zonas de fraqueza do embasamento. Em sua maioria, esses falhamentos apresentam-se escalonados, com planos de falhas mergulhando em direção à dorsal (sintéticas) e ao continente (antitéticas), havendo alternância de blocos baixos (*grabens*) e altos (*horts*). Tais estruturas foram identificadas por métodos potenciais e interpretações de perfis sísmicos por Chang et al. (1992) e, posteriormente por Mohriak (2004).

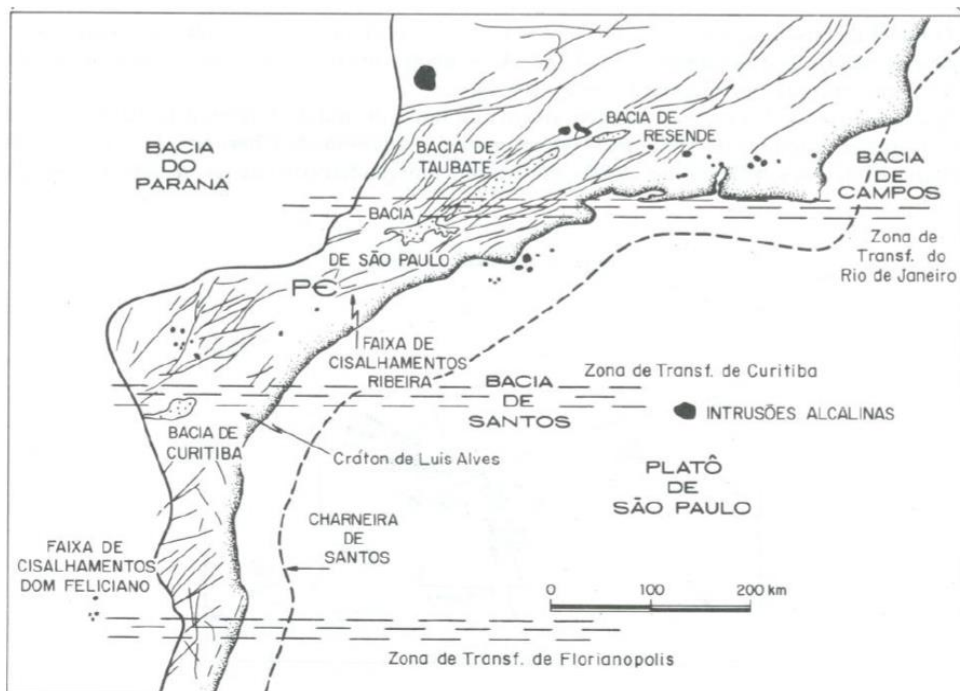
A linha de charneira, denominada Charneira de Santos, paralela à linha de costa e às direções estruturais das rochas pré-cambrianas expostas no continente emerso, constitui uma feição estrutural marcante na Bacia de Santos, separando a cunha sedimentar delgada em direção ao continente de uma seção sedimentar espessa em direção ao oceano.

Outra importante feição estrutural é o Platô de São Paulo, uma elevação da margem continental de direção E-W abrangendo o litoral dos estados de Santa Catarina (Alto de Florianópolis) até o Espírito Santo (Alto de Cabo Frio). É formado basicamente por crosta continental estirada menos profunda controlada por estruturas do embasamento (MASCLE & RENARD, 1976). O Alto do Cabo Frio, o Alto de Florianópolis e a Elevação do Rio Grande também são feições importantes na bacia de Santos.

Feições estruturais relacionadas à halocinese, responsável pela deformação pós-apertiana na bacia também são observadas e são caracterizadas pela presença de almofadas, diápiros e muralhas de sal (DEMERCIAN, 1996; MOHRIAK, 2004). Em porções distais, essas formações geram mini-bacias e grábens de evacuação de sal (ZALÁN, 2001).

Estão presentes também, na Bacia de Santos, as zonas de transferência. As extensões diferenciais, relacionadas ao rifteamento, propiciaram a formação de três importantes zonas, sendo elas a Zona de Transferência de Florianópolis, do Rio de Janeiro e de Curitiba (Figura 07). Esta última foi responsável por dividir a Bacia de Santos em duas sub-bacias, denominadas embaiamentos Norte e Sul (PEREIRA & MACEDO, 1990).

Figura 7 - Principais feições estruturais da Bacia de Santos.



Legenda: Mapa do embasamento pré-cambriano da Bacia de Santos identificando a Charneira de Santos e as Zonas de Transferência.

Fonte: MACEDO, 1989 e PEREIRA & MACEDO, 1990.

4 PRÉ-SAL

O termo “pré-sal” aproxima-se de uma definição de caráter geológico temporal, que significa o intervalo de rochas que foi depositado antes de camadas de sal, demonstrando um caráter geocronológico (PAPATERRA, 2010).

Caracteriza-se por ser uma sequência de rochas sedimentares formadas durante o estágio final de separação do antigo continente Gondwana que deu origem aos continentes Africano e Sul-americano.

Grandes depressões foram formadas entre estes continentes e propiciaram a formação de grandes lagos. Nas regiões mais profundas destes lagos acumularam-se grandes quantidades de matéria orgânica oriundas, principalmente, de algas microscópicas. Esta matéria orgânica, misturada a sedimentos, formou as rochas geradoras de óleo e gás do pré-sal. Após altas temperaturas e pressões, a matéria orgânica transformou-se em óleo e gás, em um processo denominado geração.

Nas porções mais rasas, foram depositadas as inicialmente as coquinas, pertencentes a Formação Itapema, e posteriormente acumularam-se depósitos de estromatólitos, pertencentes a Formação Barra Velha. Estes dois tipos de depósitos constituem os principais reservatórios do pré-sal.

Após a deposição das camadas de estromatólitos, os grandes lagos foram conectados aos oceanos, passando de sistemas lacustres a sistema marinho restrito, que ocasionou a formação de um extenso golfo. Devido ao clima árido predominante no Aptiano, a evaporação intensa da água marinha, que invadiu estas depressões lacustres, proporcionou a acumulação de sais, o que resultou na espessa camada de sal (Figura 08) que funcionou como um selo ao impedir que o petróleo escapasse e chegasse à superfície.

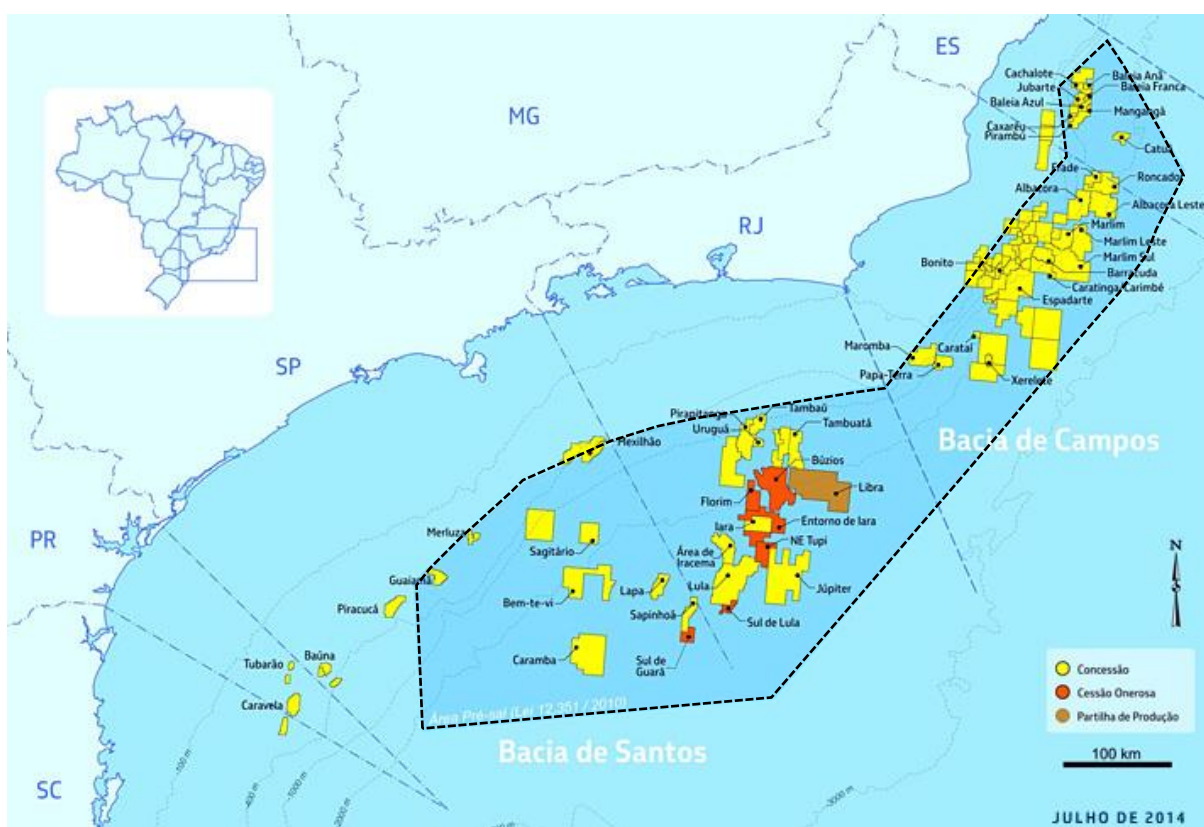
Figura 8 - Diagrama esquemático do pré-sal.



Fonte: ANP, 2017

No âmbito exploratório, a ANP no ano de 2010, delimitou um polígono (Figura 09), com coordenadas definidas pela Lei nº 12.351/2010, com aproximadamente 800 km de extensão por 200 km de largura (RICCOMINI, 2012), localizado na Bacia de Santos e Campos, que caracteriza uma área com potencial ou com comprovação de ocorrer o sistema petrolífero do pré-sal, chamando-o de polígono pré-sal ou província pré-sal.

Figura 9 - Polígono do pré-sal.



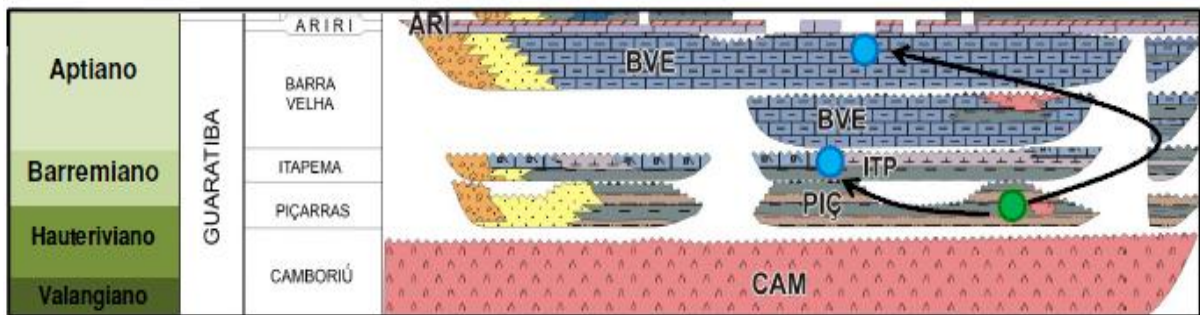
Legenda: Área do polígono do pré-sal apresentando os campos descobertos.
Fonte: ANP, 2017. Modificado pela autora, 2018.

4.1 Sistema Petrolífero – Bacia de Santos

De acordo com Magoon & Dow (1994), um sistema petrolífero do tipo convencional necessita de determinados elementos e processos para que possa ocorrer uma acumulação de petróleo. Assim, os elementos essenciais incluem a rocha geradora, rocha reservatório, rocha selante e soterramento. Já, os processos essenciais são a formação da trapa e a geração - migração - acumulação do petróleo.

O sistema petrolífero do pré-sal na bacia de Santos (Figuras 12 e 13) é constituído pelas rochas geradoras que são folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica, pertencentes a Formação Piçarras, pela rocha selante formada pela extensa e espessa camada de sal (Fm. Ariri) e pelas rochas reservatório que são representadas pelos carbonatos microbiais e estromatolíticos da Formação Barra Velha e pelas coquinas da Formação Itapema. Segundo Zalán (2016), em alguns casos as coquinas podem se juntar com os carbonatos microbiais e formarem enormes colunas contínuas, com mais de 300m de *net pay*. A migração do óleo do sistema ocorreu pelo contato direto entre as rochas geradora e as rochas reservatório na seção rifte e também ao longo dos planos de falhas (PAPATERRA, 2010).

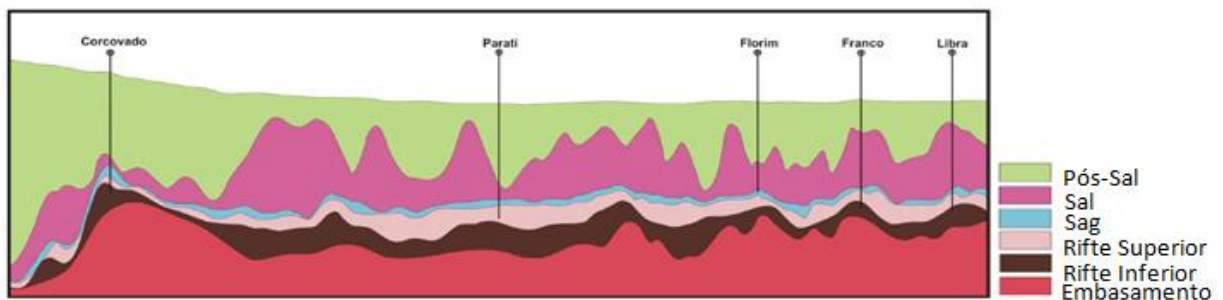
Figura 10 - Diagrama estratigráfico do sistema petrolífero da seção pré-sal, Bacia de Santos.



Legenda: Diagrama representando as formações componentes do sistema petrolífero, sendo o ponto verde as rochas geradoras e os pontos azuis as rochas reservatórias.

Fonte: ANP, 2014.

Figura 11 - Modelo esquemático do pré-sal, Bacia de Santos.



Legenda: Gráfico demonstrando a produção de petróleo em milhões de barris por dia do pós-sal, pré-sal e do Brasil, entre os anos de 2009 até 2017.

Fonte: ANP, 2017

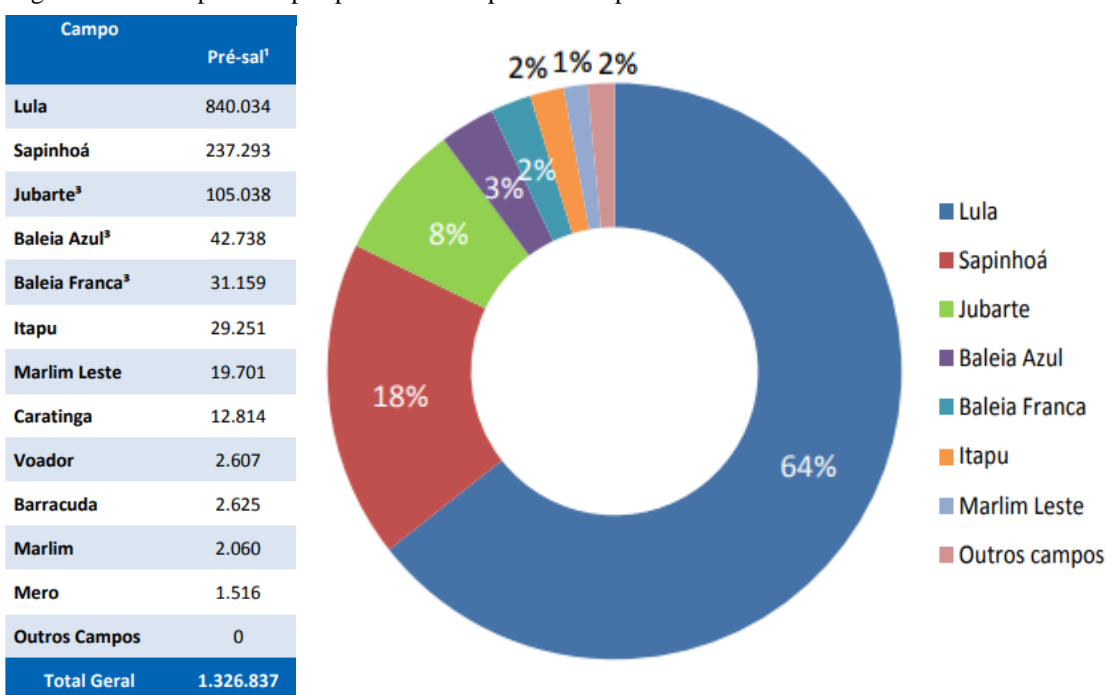
4.2 Campos Descobertos e Produção

Os primeiros indícios de petróleo em carbonatos da seção pré-sal, ocorreram no ano de 2005, com a perfuração do poço 1-BRSA-329D-RJS, na bacia de Santos. Já em 2006, a Petrobras constata uma nova descoberta de óleo leve, em carbonatos da seção rifte, no poço pioneiro 1-BRSA-369A-RJS, em Tupi, no qual as reservas estimadas eram de 5 a 8 bilhões de barris de óleo equivalente, tendo sido declarado comercial em 2010 e passando a se chamar Campo de Lula.

A partir das primeiras descobertas de reservatórios do pré-sal, inúmeras outras foram sendo constatadas. Os principais campos do pré-sal que tiveram sua comercialidade declarada até o final de 2017 foram: Libra, Lula, Búzios, Jubarte, Sapinhoá, Marlim, Caratinga, Baleia Azul, Baleia Franca, Carioca, Barracuda, Marlim Leste, Carioca Nordeste, Pirambu, Voador, Sul de Lula, Lapa, Júpiter, Sépia, Itapu, Sul de Sapinhoá, Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu e Mero.

Dados estatísticos divulgados pela ANP mostram que em novembro de 2017, a produção do pré-sal correspondeu a 49.9% do total produzido no Brasil, sendo os principais campos produtores Lula e Sapinhoá (Figura 10).

Figura 12 - Principais campos produtores de petróleo do pré-sal.

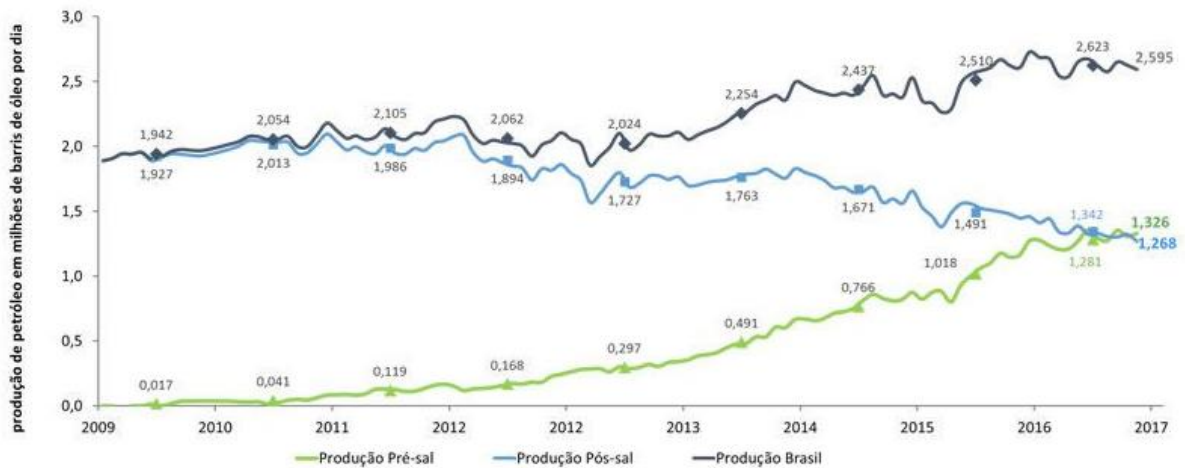


Legenda: Volume de petróleo (bbl/d) produzido por campo e suas porcentagens de produção em relação ao pré-sal.

Fonte: ANP/SDP/SIGEP, 2017

Os números de novembro de 2017, também demonstram que a produção do pré-sal voltou a superar a produção do pós-sal, sendo 1,326 (pré-sal) *versus* 1,268 (pós-sal) milhões de barris de óleo por dia (Figura 11). Em termos anuais, o pré-sal teve em 2017 como média de produção 1.56 milhões boe/d.

Figura 13 - Evolução da produção de petróleo - pré-sal versus pós-sal.



Fonte: ANP, 2014

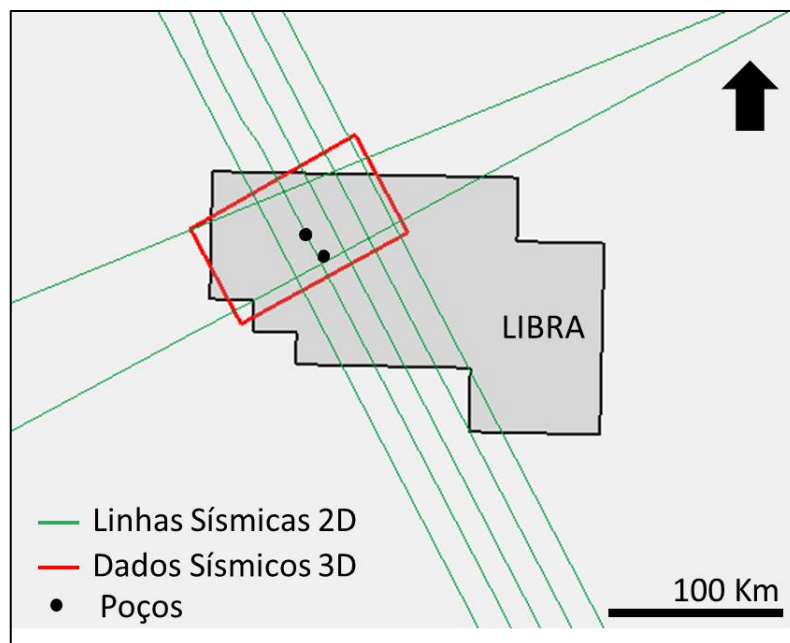
5 MATERIAIS E MÉTODOS

5.1 Dados Disponibilizados

Os dados disponibilizados para a realização deste trabalho podem ser encontrados no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), são públicos e possuem autorização da Agência Nacional do Petróleo (ANP) para o uso em pesquisas acadêmicas. Foram utilizados dados de sísmica 2D, 3D e dados de poços (Figura 14).

Os dados sísmicos 3D totalizam uma área de 300 Km² e fazem parte do levantamento 0258_3D_SPEC_BM_4. As linhas sísmicas 2D utilizadas foram ao todo sete e pertencem ao levantamento 0258_2D_SPEC_BM_S.

Figura 14: Dados utilizados no estudo.



Fonte: A autora, 2018.

Os dois poços do trabalho foram escolhidos de acordo com a localização destes, pois era necessário que estivessem na área do cubo sísmico. Sendo assim, os poços disponibilizados foram: o poço 2-ANP-2A-RJS e o poço 3-BRSA-1255-RJS. Os arquivos recebidos foram dados de pasta de poço, perfis compostos e todos os perfis de poço representados na tabela 02.

Tabela 2 - Perfis de poço disponibilizados.

Poço	GR	Caliper	DT	RHOB	NPHI	Resistividade		
						Rasa	Média	Profunda
2-ANP-2A-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x
3-BRSA-1255-RJS	x	x	x	x	x	x	x	x

Legenda: GR = raios gama, DT = perfil sônico, RHOB = perfil de densidade e NPHI = porosidade neutrão.
Fonte: A autora, 2018.

5.2 Análise de Dados Sísmicos

A interpretação de dados sísmicos 2D e 3D é de extrema importância no estudo, pois visa reconhecer características geológicas da área em uma escala horizontal extensa. São mapeados horizontes sísmicos que são definidos como sendo superfícies que separam diferentes unidades ou sequências regionais.

A metodologia aplicada no estudo consiste na interpretação estrutural inicial, análise sismoestratigráfica e também a utilização de atributos sísmicos no cubo completo e nas linhas 2D que o cortavam.

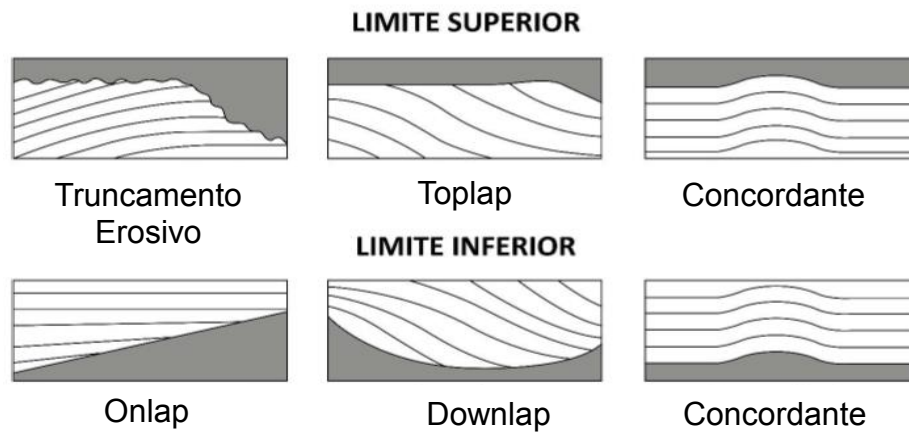
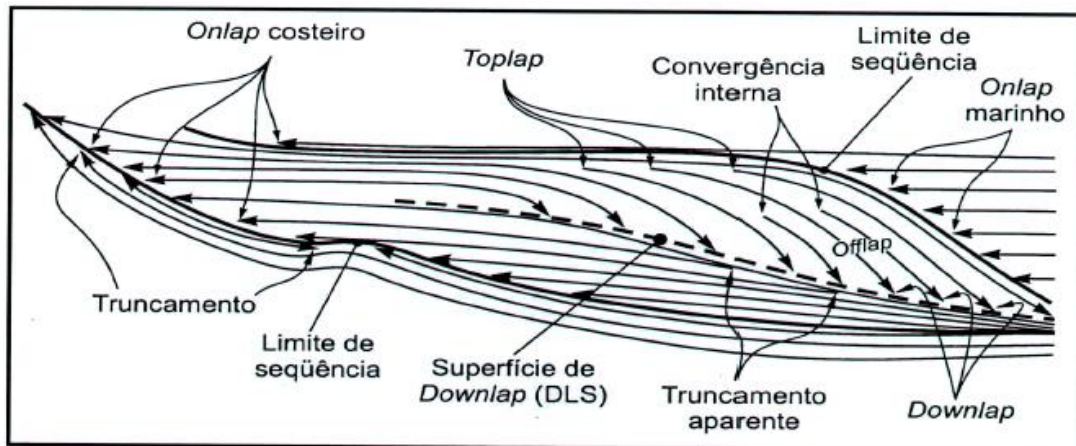
5.2.1 Sismoestratigrafia

A sismoestratigrafia é o estudo das fácies deposicionais e da estratigrafia da área utilizando dados sísmicos (MITCHUM et al., 1977). Este método foi elaborado devido ao melhoramento da resolução dos dados sísmicos, o que permitiu a observação detalhada de feições deposicionais e estratigráficas (SEVERIANO, 2001).

O método adotado para a interpretação sísmica teve como base os princípios e técnicas propostas por Mitchum et al. (1977) e Vail (1987) que empregam a identificação de padrões similares de terminação de reflexões e configurações de fácies sísmicas.

Em geral, os padrões de terminação de refletores mais usados são *downlap*, *toplap*, *onlap* e truncamento erosivo (Figura 15).

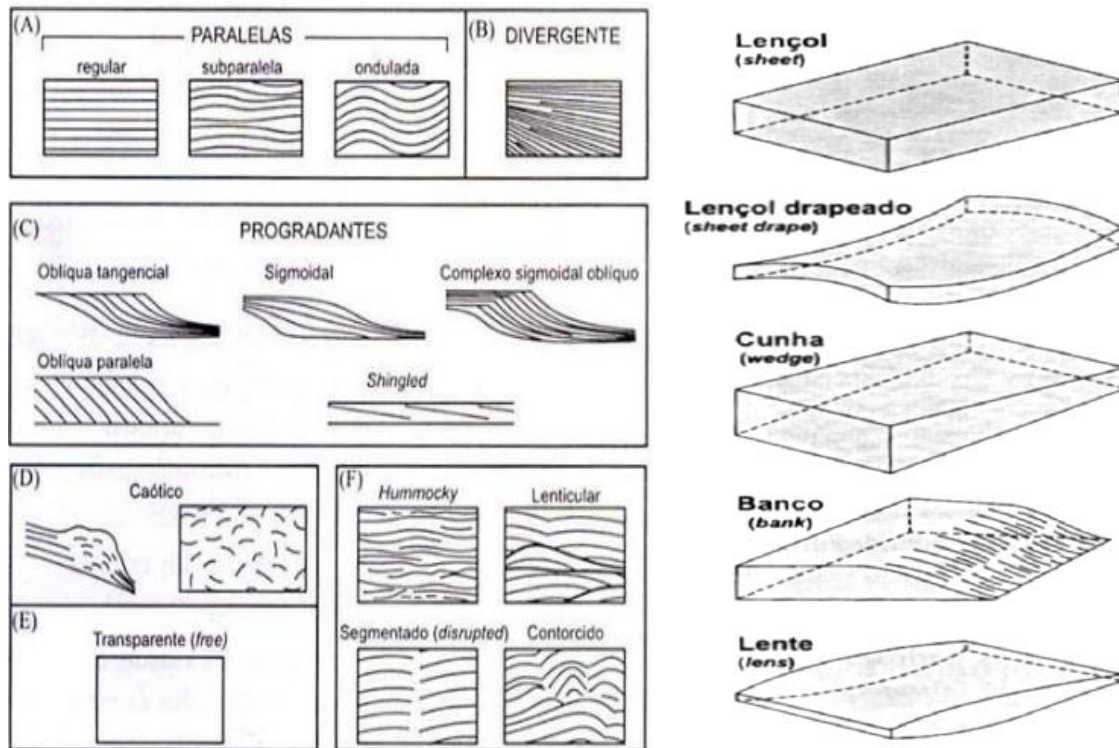
Figura 15 - Padrões de terminações dos refletores sísmicos.



Fonte: MITCHUM, 1977 e VAIL et al., 1987.

A análise de fácies sísmicas possibilita o reconhecimento de padrões de reflexões sísmicas e suas inter-relações dentro das unidades/seqüências sísmicas, permitindo a interpretação de seus significados geológicos (SEVERIANO, 2001). Na interpretação das fácies sísmicas são analisados os parâmetros dos padrões de reflexão observados em uma unidade sísmica, tais como: configuração, geometria, continuidade, amplitude, frequência e velocidade intervalar. A geometria e a configuração interna dos refletores são os padrões mais observados em uma interpretação (Figura 16). O termo sismofácies é baseado em padrões de reflexão próprios que permitem a diferenciação entre uma fácies e outra fácies adjacente.

Figura 16 - Configurações internas e principais geometrias dos refletores.



Fonte: MITCHUM et al., 1977.

5.2.2 Atributos Sísmicos

De acordo com Sheriff (2002), os atributos sísmicos são quaisquer informações computadas a partir do dado sísmico com a finalidade de destacar e ressaltar características geológicas deste, ou que não são diretamente identificadas no dado convencional. A escolha do atributo certo é de grande importância, sendo necessário conhecer a relação entre a grandeza física e o atributo, para que não ocorram erros de análises.

Para o auxílio na interpretação sísmica deste trabalho foram gerados três atributos sísmicos, sendo eles o TecVa (Técnica de Volume de Amplitudes), o de Relativa Impedância Acústica e o *Sweetness*.

O atributo TecVa é o resultado da combinação de três atributos distintos: RMS Amplitude, *Remove Bias* e *Phase Shift*. É um atributo volumétrico e é gerado para destacar os altos contrastes de impedância, resultantes das diferenças de compactação.

O atributo de impedância acústica relativa é o produto de uma integração do sinal complexo. É utilizado para ressaltar as texturas presentes, pois através da inversão de picos e

calhas ocorre a ampliação da frequência da reflexão. Este atributo apresentou eficiência no reconhecimento das fácies carbonáticas (ALVARENGA et al., 2017).

E o atributo *Sweetness* que é derivado matematicamente de dois outros atributos, o Envelope de Amplitude e a Frequência Instantânea. Sendo a fórmula uma divisão do envelope de amplitude pela raiz quadrada da frequência instantânea. Este atributo ressalta grandes diferenças de impedância acústica e é fortemente sensível à variação da frequência de amplitude dependente (CHOPRA & MARFURT, 2007).

5.3 Análise de Dados de Poços

A análise de dados de poços é uma etapa essencial em estudos relacionados à avaliação de prospectos e caracterização de reservatórios. Através dos poços são obtidas informações sobre a geologia do local e também relacionadas aos reservatórios, através de perfis geofísicos, testemunhos, teste de formação, amostra de calhas, entre outros. Todos os métodos que serão descritos foram utilizados para os poços 2-ANP-2A-RJS e 3BRSA-1255-RJS.

5.3.1 Controle de qualidade das curvas

Antes de iniciar as pesquisas com os dados dos poços é necessária a realização de um controle de qualidade das curvas a serem utilizadas. Sendo executados processos de eliminação de *spikes*, junção de curvas de diferentes corridas (*merge*) e análises de perfis de Caliper. Para a execução desta etapa foi utilizado o software Techlog.

Após o carregamento das curvas no programa, em formato dlis, lis e tiff, foram selecionadas aquelas que apresentam melhor qualidade e que são fundamentais na interpretação petrofísica, na análise de eletrofácies e amarração dos poços.

5.3.2 Amarração de Poços

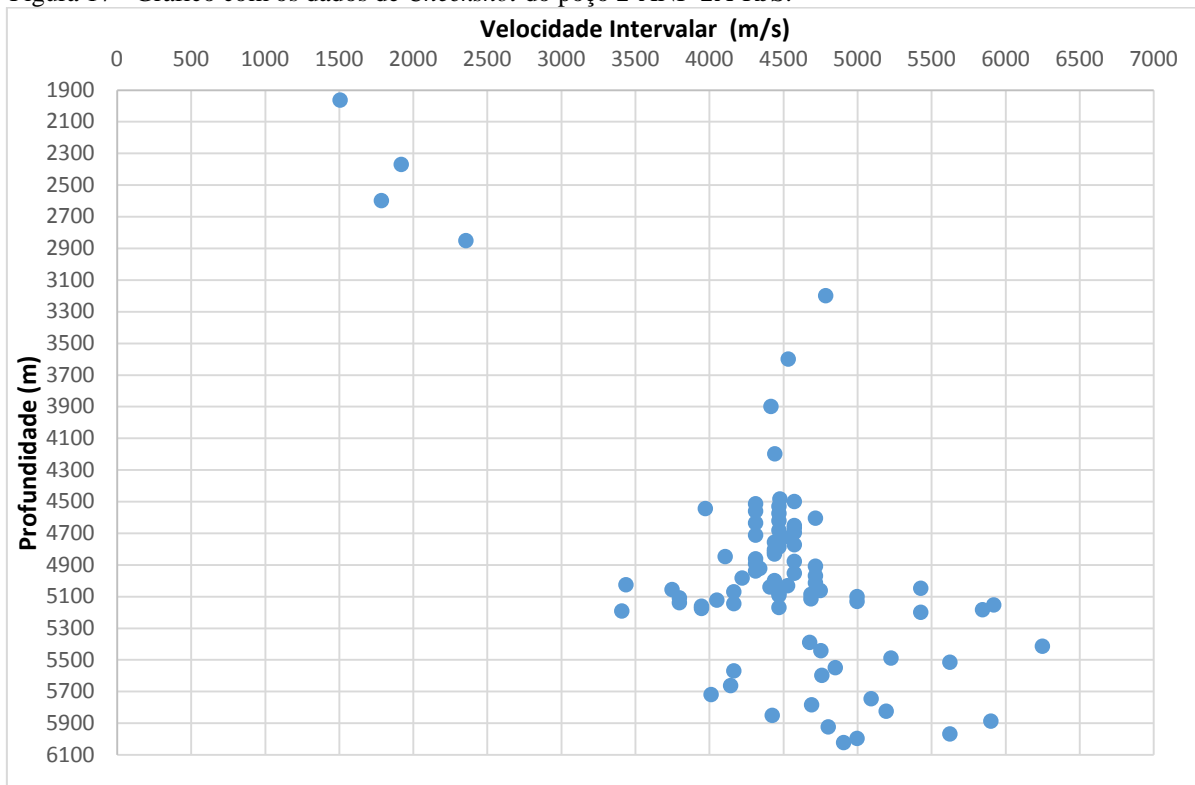
A amarração do poço à sísmica consiste em um processo cujo principal objetivo é fazer com que as informações dos poços, medidas em profundidade (metros), se ajustem às informações dos dados sísmicos, que se encontram em tempo (milissegundos). Para isso, são utilizados os dados sísmicos, o perfil sônico e o de densidade dos poços, e tabelas de tempo-profundidade provenientes dos registros de tipo *Checkshot*.

O procedimento para a realização da amarração se divide em algumas etapas (WHITE & SIMM, 2003), sendo estas descritas a seguir.

5.3.2.1 Calibração do Perfil Sônico

Para a realização desta etapa, primeiramente é efetuado o condicionamento do perfil sônico, em que foram retirados os *spikes* e interpolados os valores de velocidades não adquiridos pela ferramenta entre as medições iniciais da curva e o fundo do mar. Outro processo também efetuado foi o condicionamento do *Checkshot* (Figura 17), em que foram retirados medições com valores muito diferentes ao intervalo limite conhecido de velocidades intervalares para as rochas da área. A partir disso pôde-se realizar a calibração do perfil sônico.

Figura 17 - Gráfico com os dados de *Checkshot* do poço 2-ANP-2A-RJS.



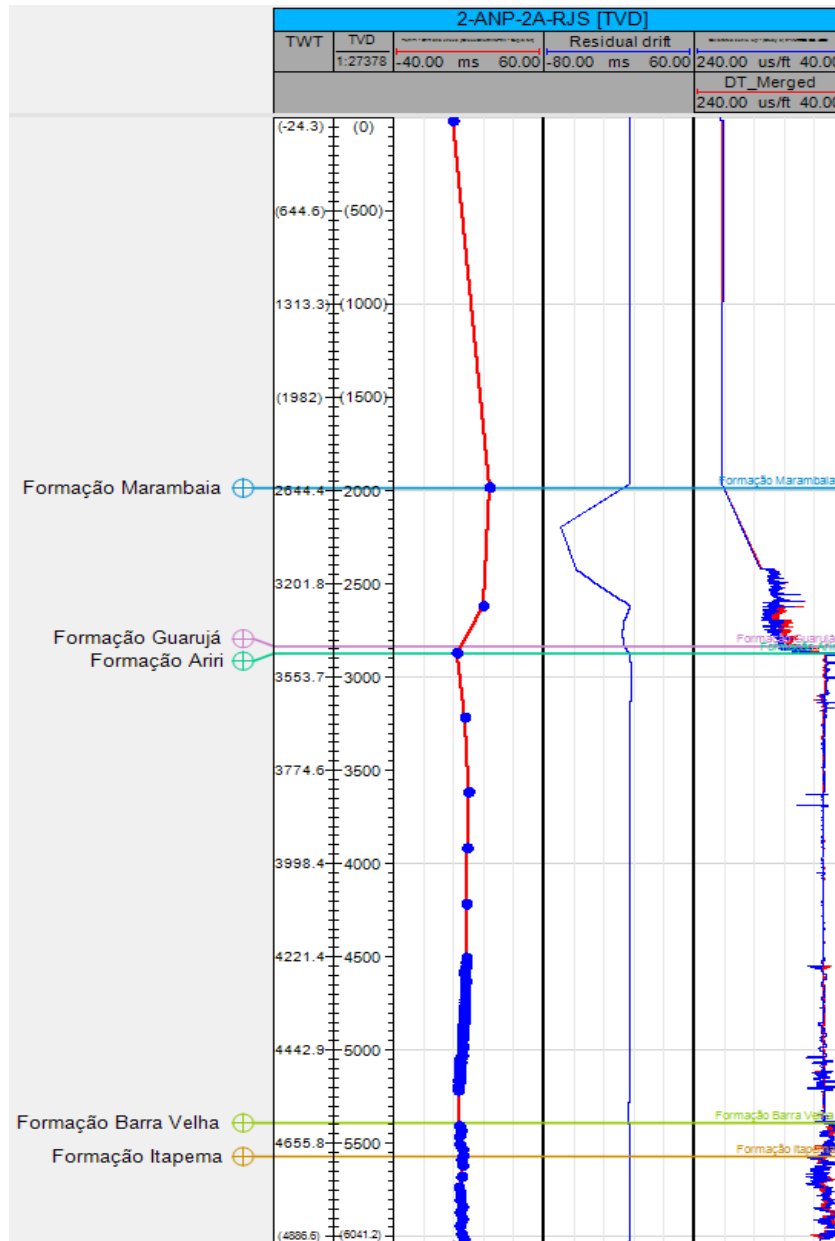
Legenda: Gráfico do *checkshot* já condicionado, com os pontos espúrios excluídos.

Fonte: A autora, 2018.

O objetivo da calibração é a conciliação do tempo sísmico (*checkshots*) com o tempo registrado pela leitura do perfil sônico, em suas referidas profundidades. É essencial que a calibração seja executada devido ao fato do perfil sônico não abranger toda a perfilagem. Com isso, é preciso gerar uma velocidade que ajuste o perfil em questão ao que seria coerente com o tempo de investigação sísmica.

O mecanismo da calibração consiste no cálculo de uma razão entre as velocidades do *checkshot* e as velocidades do perfil sônico. A partir dos valores dessa razão é estabelecida uma linha de regressão pelo método de interpolação polinomial. Esta linha caracteriza o *drift* e estabelece a diferença entre os valores de tempo de trânsito integrado do perfil sônico e dos valores de OWT (*one way time* – tempo simples) do *checkshot*. Esta diferença definida é somada ao perfil sônico original para que seja realizada a chamada Correção de Sled (*Sonic Log Environmental and Dispersion Corrections*). Por fim, o resultado final é uma curva de perfil sônico calibrado, ou seja, parametrizado de acordo com os valores de *checkshot* (Figura 18).

Figura 18 - Calibração do perfil sônico do poço 2-ANP-2A-RJS.



Legenda: Da esquerda para direita, o *track 1* representa os pontos de *drift*, o *track 2* representa a linha de regressão calculada e o *track 3* mostra as curvas do perfil sônico calibrado e do original condicionado. As linhas horizontais são os tops das formações.

Fonte: A autora, 2018.

5.3.2.2 Geração do Sismograma Sintético

A partir da criação e amarração do sismograma sintético é possível estabelecer uma relação tempo *versus* profundidade mais acurada entre o poço e a sísmica. Para a geração do

sismograma é necessária a utilização de informações de velocidade (perfil sônico) e de densidade (perfil densidade) para o cálculo do perfil de impedância acústica e, posteriormente, do coeficiente de reflexão (Equação 01). Após essa etapa é realizada a convolução do coeficiente de reflexão com uma *wavelet* escolhida – no caso a *Ricker* em fase zero com uma frequência de 25 Hz, para a obtenção do traço sintético (Figura 19).

$$RC = \frac{V_2\rho_2 - V_1\rho_1}{V_1\rho_1 + V_2\rho_2} = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_1 + AI_2} \quad (1)$$

Onde:

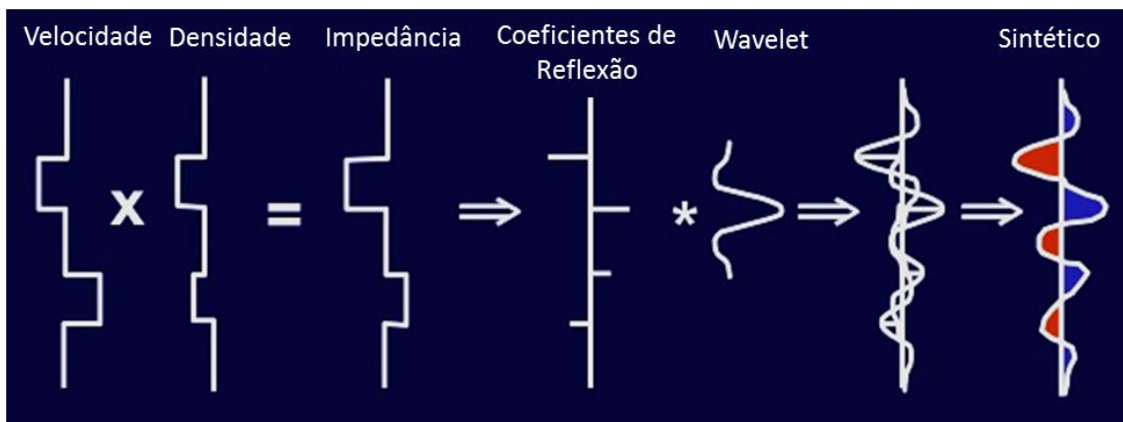
RC = Coeficiente de Reflexão;

V = Velocidade da onda compressional;

ρ = Densidade do meio;

AI = Impedância Acústica.

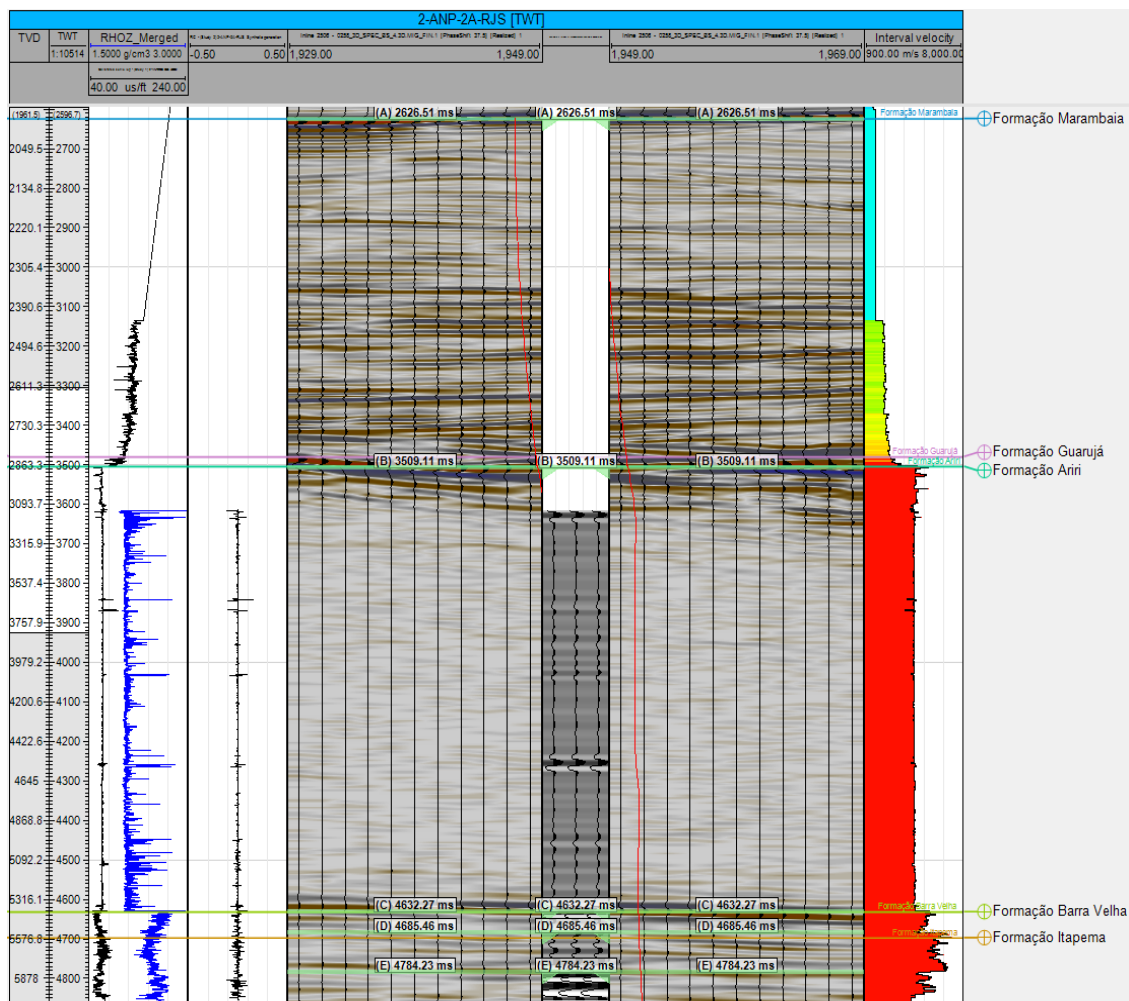
Figura 19 - Diagrama esquemático da geração do sismograma sintético.



Fonte: EXXOMOBIL. Modificado pela autora, 2018.

Por fim, após a obtenção do sismograma sintético, é necessário que se realize a amarração dos dados, que consiste no posicionamento ideal do traço sísmico sintético do poço com o traço da sísmica 3D original no local do poço. Esse ajuste pode ser feito realizando-se um “*shift*” (em tempo) constante ou alongando-se e comprimindo-se o traço sintético (Figura 20).

Figura 20 - Amarração do poço 2-ANP-2A-RJS.



Legenda: Amarração do poço com a sísmica através do ancoramento dos refletores da sísmica com o poço.
 Fonte: A autora, 2018.

5.3.3 Petrofísica

A caracterização petrofísica de poço é uma etapa essencial no processo de avaliação do prospecto, pois os resultados obtidos fornecem características físicas das rochas, como porosidade, saturação de óleo, saturação de água e outros.

Para a realização dos cálculos petrofísicos é necessária a definição de intervalos de interesse, que são determinados através da análise de perfis geofísicos dos poços (raios gama, resistividade, entre outros) e também a partir de informações de presença de hidrocarbonetos contidas nos poços.

Nesta pesquisa o objetivo da caracterização petrofísica nos poços é a identificação das espessuras dos reservatórios (*net pay*) e a obtenção de valores de saturação de óleo e

porosidade dos mesmos. Dados estes que serão utilizados como parâmetros de entrada na análise volumétrica da área.

5.3.3.1 Perfil de Raios Gama (GR)

Os perfis de raios gama (*gamma ray log*) medem a radioatividade natural emitida pelos elementos instáveis ^{238}U , ^{232}Th e ^{40}K . Rochas com elevada quantidade de argila são mais radioativas devido à presença de potássio de urânio e de tório, sendo estes dois últimos muitas vezes considerados elementos traço (RIDER, 2011). A radioatividade medida é expressa em graus API.

Os carbonatos e os evaporitos são as rochas que apresentam uma menor radioatividade, e conseqüentemente menor resposta no perfil de raios gama, com exceção da silvinita e carnalita que apresentam valores elevados de raios gama devido a presença de potássio em sua composição. Já os folhelhos que possuem maior concentração de argila apresentam alta radioatividade, e uma maior resposta no perfil. Vale ressaltar que algumas rochas apresentam altos valores de raios gama, porém apresentam baixa argilosidade, sendo essa resposta ocasionada por concentrações de feldspato potássico, micas, glauconita ou águas ricas em urânio, podendo causar erros de interpretações litológicas no perfil.

Estes perfis são utilizados principalmente na interpretação de sequências sedimentares, na análise quantitativa de presença de argila, correlação de poços e identificação geral de litologias.

5.3.3.2 Perfil Sônico (DT)

Os perfis sônicos ou perfis acústicos medem o tempo de trânsito de uma onda acústica compressional através de uma formação ao longo do poço, ou seja, é a capacidade da formação em propagar ondas sonoras. A unidade de medida destas curvas é $\mu\text{s}/\text{ft}$ (microssegundos por pés) (KEARY et al., 2009).

Esses *logs* são muito utilizados no processo de amarração de poços, pois a partir deles é possível correlacionar velocidades da sísmica com as velocidades do perfil, ajustando o tempo-profundidade e auxiliando assim na interpretação sísmica.

5.3.3.3 Perfil de Densidade (RHOB)

Os perfis de densidade correspondem a uma função da densidade dos componentes constituintes da rocha, ou seja, o fluido e a matriz mineral presentes.

Os valores de densidade são calculados através da colisão de raios gama de alta energia provenientes de fonte radioativa de ^{60}Co ou ^{137}Cs , com os elétrons da formação, produzindo o fenômeno chamado espalhamento de Compton. A densidade da formação é estimada com a medição da radiação gama que retorna para o detector, já que a quantidade de radiação gama dependerá da abundância de elétrons presentes, que por sua vez, é função da densidade de formação (KEARY et al., 2009). A unidade de medida destes perfis é (g/cm^3).

Segundo Rider (2011), litologias diferentes apresentam uma variação determinada nos valores de densidade, sendo a Tabela 03 representativa destes valores para as rochas mais comuns.

Tabela 3 - Valor de densidade para litologias mais comuns.

LITOLOGIA	DENSIDADE (g/cm^3)	MATRIZ (g/cm^3)
Calcário	2,2 – 2,71	2,71
Arenito	1,9 – 2,65	2,65
Folhelho	1,8 – 2,75	2,65 – 2,7
Dolomito	2,3 – 2,87	2,87

Fonte: RIDER, 2011.

5.3.3.4 Cálculo de Porosidade

A porosidade pode ser calculada através dos perfis de ressonância magnética, densidade, neutrão e sônico. Sendo esta ordem citada correspondente a de confiabilidade do

cálculo. Neste trabalho, devido aos dados disponibilizados, a porosidade será determinada a partir dos perfis de densidade (RHOB).

5.3.3.5 Cálculo de Porosidade a partir da Densidade (RHOB)

A porosidade é uma propriedade do reservatório de grande importância, devido ao fato de corresponder ao volume total de vazios na rocha que podem ser preenchidos por fluidos.

A porosidade calculada pelos perfis de densidade (ρ_D) não é afetada pelos elementos que compõem a matriz e fluido, pois mede a densidade eletrônica (Equação 02) (Rider, 2011). Para a realização dos cálculos nos intervalos de interesse foram utilizados valores de 2.71 g/cm³ (calcários) para a densidade da matriz e 1 g/cm³ (água) e 0,9 g/cm³ (óleo leve) para a densidade do fluido.

$$\rho_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \begin{array}{l} \rho_{ma} = \text{Densidade da matriz.} \\ \rho_f = \text{Densidade de fluido nos poros.} \\ \rho_b = \text{Densidade total da formação.} \end{array} \quad (2)$$

5.3.3.6 Perfil de Resistividade (ILD)

Os perfis de resistividade são perfis elétricos que medem a resistividade da formação, ou seja, sua resistência à passagem do fluxo de uma corrente elétrica. A obtenção dos valores de resistividade da formação é um dos métodos para a identificação dos fluidos presentes no reservatório e também no cálculo da saturação de água (NERY, 1990).

Os hidrocarbonetos são péssimos condutores e provocam o aumento na resistividade medida da rocha. Já os poros de rochas que são preenchidos por água salobra possuem valores de resistividades baixos, pois esta é uma ótima condutora. Sendo assim, estes perfis são muito importantes na identificação das zonas de hidrocarbonetos e também permitem o cálculo de resistividade da água de formação (R_w).

5.3.3.7 Cálculo da Resistividade (R_w) e Saturação da Água de Formação (S_w)

Para obter a saturação de hidrocarbonetos em um reservatório é necessária primeiramente a determinação da resistividade da água de formação.

O método utilizado para a determinação da resistividade da água de formação é o do cálculo da resistividade de água aparente (R_{wa}) que corresponde à simplificação da equação de Archie em intervalo considerado limpo e assumindo saturação de água equivalente a 100%, assume-se como verdadeira a igualdade: $R_w = R_{wa}$.

Utilizando a equação de Archie (Equação 03) temos:

$$a \times R_w = R_t \times S_w^n \times \phi^m$$

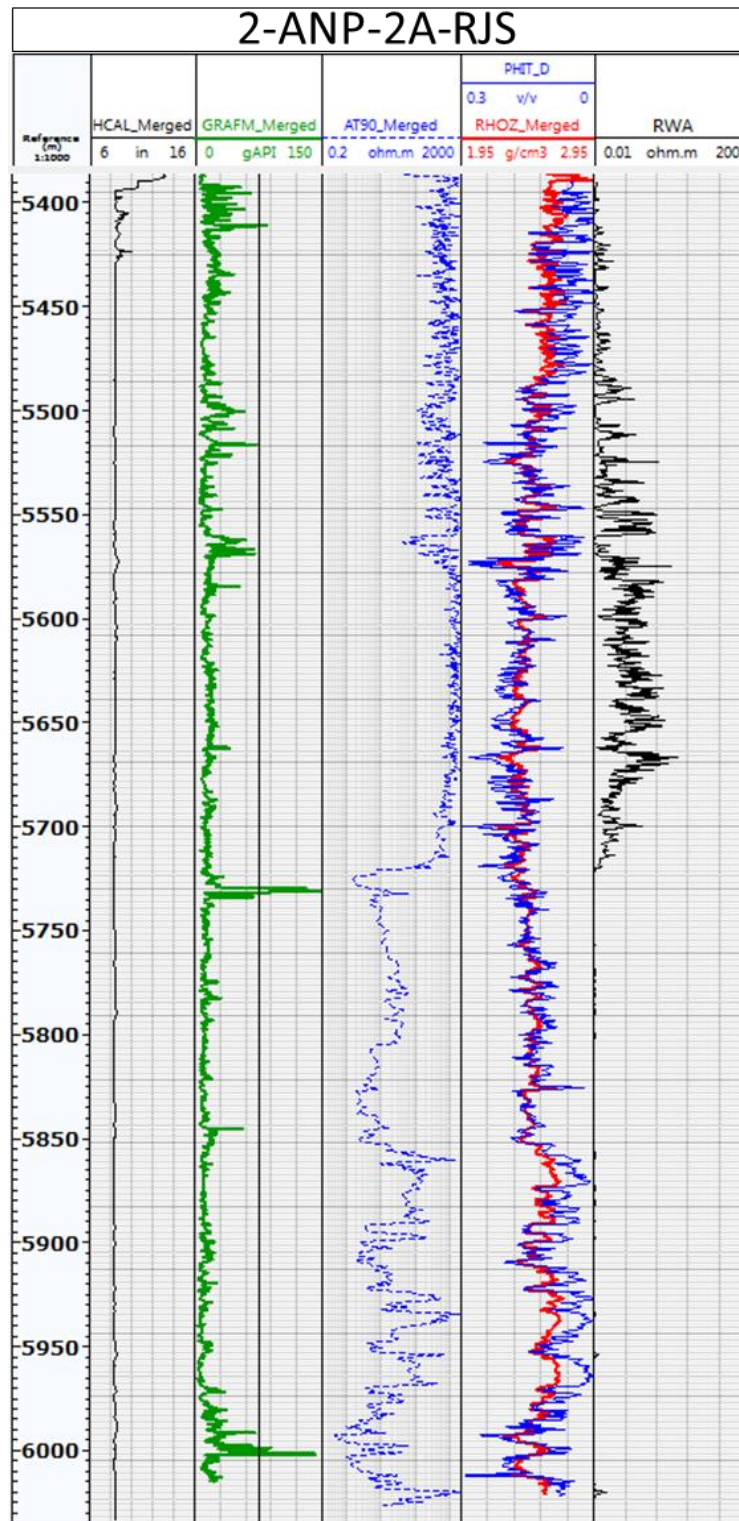
a = Fator de Tortuosidade.
 n = Expoente de Saturação. (3)
 m = Expoente de Cimentação.
 R_t = Resistividade da Formação

Os valores comumente estipulados para os expoentes de saturação e cimentação correspondem a 2 e para o fator de tortuosidade é igual a 1. Também se assume os intervalos de análise como sendo saturados em água ($S_w = 1$), realizando a simplificação da equação.

$$R_{wa} = R_t \times \phi^2$$
 (4)

Sendo assim, a média de valores de R_{wa} obtidos para o intervalo de interesse de cada poço foi de 0,03 ohm/m (Figura 21).

Figura 21 - Layout dos perfis do poço 2-ANP-2A-RJS.



Legenda: *Layout* do poço mostrando a curva de Rwa calculada.
 Fonte: A autora, 2018.

Após o cálculo do R_w e utilizando as curvas de porosidade pela densidade (ϕ_D) e resistividade profunda, é possível obter o valor de saturação de água para todo o intervalo de

interesse. Empregando a equação de Archie (Equação 05) e utilizando o *software* Techlog, obtém-se a curva de saturação de água.

$$S_w^2 = \frac{R_w}{\phi^2 \times R_t} \quad \begin{array}{l} R_w = \text{Resistividade da Água} \\ \phi = \text{Porosidade Total} \\ R_t = \text{Resistividade da Formação} \end{array} \quad (5)$$

Por fim, para o cálculo de saturação de hidrocarbonetos (S_{HC}), nos intervalos de interesse dos poços, foi utilizada a equação abaixo.

$$S_{HC} = 1 - S_w \quad (6)$$

5.3.4 Eletrofácies

De acordo com Serra (1986), o prefixo “eletro” foi incluído à palavra “fácies” (originando o termo “eletrofácies”), para representar a associação de “fácies litológica” à leitura de perfis geofísicos de poços. Sendo assim, as eletrofácies caracterizam intervalos em profundidade, os quais exibem respostas quase constantes nos perfis geofísicos de poços.

Para a realização do estudo de eletrofácies, os dados dos perfis geofísicos de poços necessitam de uma avaliação geral, pois alguns deles podem ser afetados por problemas de poço, podendo interferir na qualidade da informação. A regularidade da parede do poço, representada pelo perfil Caliper, é um dado importante, pois afeta principalmente a qualidade das medições das ferramentas do perfil sônico e do perfil de densidade.

Neste trabalho foram analisados perfis elétricos do poço 2-ANP-2A-RJS, no qual foram utilizados aqueles que apresentaram melhores respostas para o reconhecimento de eletrofácies, sendo eles os perfis de raios gama, sônico e porosidade calculada a partir da densidade.

Para a identificação das eletrofácies foram gerados gráficos de dispersão (*cross-plot*) que demonstram uma correlação entre dois diferentes conjuntos de dados em relação aos eixos ortogonais x e y, na qual o resultado define a relação existente entre as duas variáveis

(Davis, 1986) e também foram analisados os padrões de cada curva utilizada. Todos os gráficos e análises foram feitas com a utilização do *software* Techlog (Schlumberger).

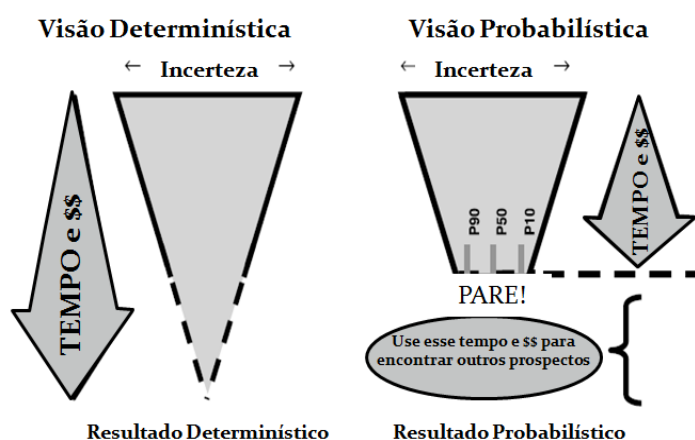
5.4 Análise Volumétrica

A análise volumétrica realizada neste trabalho teve como objetivo estimar o volume de óleo presente no prospecto noroeste do bloco de Libra. Com a finalidade de diminuir o grau de incerteza atribuído às avaliações em que se utilizam dados de reservatórios pontuais (método determinístico), o método a ser aplicado neste estudo será o método probabilístico, nos quais os volumes serão representados através de uma distribuição normal que consiste em um intervalo de expectativa dos recursos de hidrocarbonetos a serem encontrados.

De acordo com Rose (2007), os métodos probabilísticos apresentam muitas vantagens em relação aos métodos determinísticos (Figura 22), sendo algumas delas apresentadas a seguir:

- a) Os resultados apresentados deixam de mostrar uma aparente exatidão;
- b) A aplicação da estatística melhora as estimativas;
- c) O grau de incerteza das estimativas pode ser mensurado;
- d) Dados mais reais, incluindo as incertezas associadas a parâmetros importantes, podem ser informados aos tomadores de decisões.

Figura 22 - Método Determinístico *versus* Probabilístico.



Fonte: ROSE, 2007. Modificado pela autora, 2018.

Para a aplicação do método probabilístico foi utilizada a simulação Monte Carlo. O método Monte Carlo é um modelo probabilístico que trata de problemas determinísticos por meio de amostras aleatórias (OLIVEIRA, BARROS E DOS REIS, 2007). Esta simulação tem como base a ideia de que, existindo uma equação descritiva que estabeleça o comportamento do sistema em que se busca uma solução, os possíveis caminhos que esse sistema pode percorrer são simulados várias vezes, cada simulação sendo igualmente provável, utilizando dados aleatórios de variáveis de entrada. Para cada rodada, apenas um valor é recolhido e utilizado como amostra aleatória dos possíveis valores que o resultado pode assumir, para a criação de um grande conjunto de resultados independentes. A partir da repetição deste processo um elevado número de vezes, é obtida a distribuição dos valores do resultado, assim como a média e outros parâmetros que sugerem o comportamento probabilístico do resultado (JONES, 2009).

Para a realização do método Monte Carlo, foi escolhido o *software GeoX*, que consiste em uma ferramenta disponível no mercado, desenvolvida pela empresa norueguesa GeoKnowledge, que utiliza uma abordagem probabilística para a quantificação de características geológicas (JONES, 2009).

Para a simulação no *GeoX* são necessários dados de entrada, como parâmetros volumétricos de rocha e parâmetros reservatório/fluido. Para cada parâmetro é utilizado um tipo de distribuição que melhor se adequa ao dado. Neste estudo foram aplicadas as seguintes distribuições:

- a) Distribuição Normal – Também chamada de distribuição gaussiana, é utilizada para descrever muitos fenômenos e possui grande utilidade na inferência estatística. É a distribuição teórica mais usada na prática (KOCH e LINK, 1970). A função densidade de probabilidade desta distribuição, para uma variável aleatória X com média μ e desvio padrão σ , é demonstrada pela equação:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left[\frac{(x-\mu)}{\sigma}\right]^2} \quad (7)$$

Esta distribuição é totalmente descrita pelos parâmetros de média (μ) e desvio padrão (σ). Quanto maior o desvio padrão, maior o grau de achatamento da curva (Figura 23).