



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

MARIANA BITTENCOURT SEABRA LEBRE

**COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE
PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO APLICADAS NOS CARBONATOS DO
PRÉ-SAL DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

Niterói, RJ

2019

MARIANA BITTENCOURT SEABRA LEBRE

**COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE
PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO APLICADAS NOS CARBONATOS DO
PRÉ-SAL DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Programa de Graduação em Geofísica do Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense como parte dos requisitos para a obtenção do título de Geofísico.

ORIENTADOR: PROF. WAGNER MOREIRA LUPINACCI

COORIENTADORA: THAIS MALLET DE CASTRO

Niterói, RJ

2019

MARIANA BITTENCOURT SEABRA LEBRE

**COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS PARA ESTIMATIVA DE
PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO APLICADAS NOS CARBONATOS DO
PRÉ-SAL DO CAMPO DE BÚZIOS, BACIA DE SANTOS**

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Programa de Graduação em Geofísica do Departamento de Geologia e Geofísica da Universidade Federal Fluminense como parte dos requisitos para a obtenção do título de Geofísico.

Aprovada em 18 de julho de 2019.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Eliane da Costa Alves (GIECAR/GGO/UFF)

Prof. Dr. Rodrigo Bijani Santos (GIECAR/GGO/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci - Orientador (GIECAR/GGO/UFF)

Niterói, RJ
2019

Agradecimentos

Não poderia começar sem primeiro de tudo agradecer à Deus por ter me sustentado e me dado forças nesse difícil e corrido período. Todas as vezes que a ansiedade e os pensamentos de fracasso vinham à mente, era nEle que eu encontrava descanso e força. Agradecer à minha igreja ICF por todo apoio, orações e por terem passado por esse momento comigo, vocês são minha segunda família.

Mamãe, papai e irmão, mesmo longe de mim fisicamente, vocês sempre se fizeram presente, me ligando, mandando palavras de incentivo e sempre falando que logo iria acabar e que tudo iria dar certo. Vocês são meu porto seguro, minha maior saudade e meu melhor colo. Obrigada por sempre acreditarem em mim mesmo não fazendo ideia até hoje do que o meu curso se trata, rs. Aos meus amigos Natália, Pedro, Gabriel, Leila, Bruno, Lisa, Paulo e tantos outros, que sempre estiveram comigo, muito obrigada pelo apoio, palavras, e por sofrerem junto comigo. Meu coração se enche de gratidão por vocês. Não poderia esquecer de agradecer ao Matheus, meu namorado, por ter me aturado mesmo quando eu estava insuportavelmente nervosa e ansiosa (se você não desistiu agora, não desiste nunca mais, rs), muito obrigada por todo amor e incentivo, você é incrível.

Ao meu orientador, Prof. Wagner Moreira Lupinacci por ter aceitado o convite para me orientar, muito obrigada por todo carinho, atenção e, principalmente, paciência, te admiro muito como professor e como pessoa, é um prazer ser sua aluna. A Thais Mallet por toda paciência, disponibilidade e carinho ao me ensinar, muito do que sei hoje é graças à vocês. Agradeço também aos professores Eliane da Costa Alves e Rodrigo Bijani Santos, que aceitaram o convite de fazer parte da banca, obrigada por cederem tempo de suas rotinas para ler e corrigir este trabalho, eu tenho um carinho muito grande por vocês.

“Eu descobri em mim mesmo desejos os quais nada nesta Terra pode satisfazer.
A única explicação lógica é que eu fui feito para outro mundo.”

C. S. Lewis

RESUMO

Os reservatórios carbonáticos do pré-sal em águas profundas representam mais do que metade de toda a produção de hidrocarbonetos e cada ano a sua importância cresce como principal tipo de acumulação no Brasil. Estes reservatórios ainda possuem muitos desafios técnicos para a sua exploração e exploração, devido tanto as suas heterogeneidades e complexidades geológicas, quanto a localização ser distante da costa e sua grande profundidade do alvo. Este trabalho propõe a avaliação dos reservatórios das formações Barra Velha e Itapema de idades Barremiano/Aptiano, baseada na análise dos perfis de poços, destacando a influência do tipo de material presente nas argilas. Nestas formações estão as rochas reservatórios do pré-sal. A área de estudo é o Campo de Búzios, Bacia de Santos, onde foram utilizados os dados de dois poços: 3-BRSA-944A-RJS e o 3-BRSA-1053-RJS. No primeiro poço é formado por carbonatos intercalados com folhelhos na Formação Itapema e no segundo poço é formado por carbonatos intercalados com *mudstones*. Nos dois poços, o reservatório da Formação Barra Velha apresentou com presença de carbonatos mais sujos do que a Formação Itapema que se apresentou com pouca presença de argila. A metodologia consistiu na separação e análises das formações, estimativas e comparações das propriedades de reservatório usando três diferentes metodologias. O método que utilizou a ferramenta ressonância magnética nuclear (RMN) para estimar a argila radioativa, obtenções das porosidades e cálculo da saturação de água demonstrou ser mais eficiente, trazendo informações que melhores se ajustaram aos dados de laboratórios e mais assertivas nos valores de *gross pay* e *net pay*.

Palavras chave: caracterização de reservatório, pré-sal, estimativa de argilosidade, ressonância magnética nuclear, *net pay*.

ABSTRACT

Deep-water pre-salt carbonate reservoirs account for more than half of all hydrocarbon production, and each year its importance grows as the main type of accumulation in Brazil. These reservoirs still have many technical challenges for their exploration and exploitation, due to both their heterogeneities and geological complexities, as well as the location being far from the coast and its great depth of the target. This work proposes the evaluation of the reservoirs of the Barra Velha and Itapema formations of Barremiano / Aptiano ages, based on the analysis of well profiles, highlighting the influence of the type of material present in the clays. In these formations are the reservoir rocks of the pre-salt. The study area is the Búzios Field, Santos Basin, where data from two wells were used: 3-BRSA-944A-RJS and 3-BRSA-1053-RJS. The first well is formed by carbonates interspersed with shales in the Itapema Formation and the second well is formed by carbonates interspersed with mudstones. In the two wells, the reservoir of the Barra Velha Formation presented with the presence of carbonates more dirty than the Itapema Formation that presented with little presence of clay. The methodology consisted of the separation and analysis of the formations, estimates and comparisons of the reservoir properties using three different methodologies. The method that used the nuclear magnetic resonance (NMR) tool to estimate radioactive clay, porosity and water saturation calculations proved to be more efficient, bringing information that better fit the laboratory data and more assertive values of gross pay and net pay.

Keywords: reservoir characterization, presalt, estimation of argilosity, nuclear magnetic resonance, *net pay*

Sumário

Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	viii
1. Introdução	1
2. Bacia de Santos e o Campo de Búzios	3
2.1 Geologia regional da Bacia de Santos	4
2.1.1 Embasamento e arcabouço estrutural	6
2.1.2 Evolução tectono-sedimentar	8
2.2 Sistema petrolífera da Bacia de Santos	13
2.2.1 Geração e migração	13
2.2.2 Rochas reservatórios	14
2.2.3 Rochas selantes	17
2.2.4 Trapas	17
2.3 Formação Itapema	19
2.4 Formação Barra Velha	22
2.5 O Campo de Búzios	28
3. Estimativas do volume de argila	31
3.1. Estimativas do volume de argila a partir do GR	32
3.2. Estimativas do volume de argila a partir do RMN	36
3.2.1. Aplicações do perfil RMN	37
4. Metodologia	45
4.1. Seleção, carregamento e controle de qualidade dos poços	45
4.2. Comparação das metodologias para avaliação dos reservatórios	48
4.2.1. Método 1: avaliação das propriedades de reservatório usando os perfis convencionais	49
4.2.2. Método 2: avaliação das propriedades de reservatório usando os perfis de RMN e a argila radioativa	50
4.2.3. Método 3: avaliação das propriedades de reservatório usando os perfis de RMN e os finos	51
5. Resultados e discussões	53
5.1. Análises preliminares dos perfis dos poços	53
5.2. Estimativas das propriedades de reservatório (volume de argila, porosidade, saturação e <i>net pay</i>)	57
6. Conclusões	86
7. Referências	88

Lista de Figuras

Figura 1: Localização da Bacia de Campos e os seus campos de produção. Fonte: o autor....	3
Figura 2: Configuração atual do Atlântico Sul e das cadeias vulcânicas de Rio Grande e Walvis, geradas acima da pluma mantélica acompanhando a abertura dos oceanos. Fonte: White & McKenzie (1989) <i>apud</i> Chang <i>et al.</i> (2008).	6
Figura 3: Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço estrutural (modificado de Garcia <i>et al.</i> , 2012 <i>apud</i> ANP, 2017).	8
Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (MOREIRA <i>et al.</i> , 2007).	12
Figura 5: Mapa que ilustra o perfil atual da Bacia de Santos (Energy Way, 2017).	15
Figura 6: Amostras de testemunho do poço 2-ANP-0001-RJS, do Campo de Búzios, ressaltando os microbialitos da fase sag(ANP, 2013).	16
Figura 7: Rocha formada por coquinhas na bacia de Santos. Fonte: http://tecnoprog.blogspot.com/2012/05/palestra-cj-ibp-aspectos-geologicos-do.html	17
Figura 8: Modelo esquemático de acumulação de hidrocarbonetos no pré-sal na bacia de Santos (Revista USP, novembro 2012 <i>apud</i> Chang <i>et al.</i> , 2008).	18
Figura 9: Fotos de amostras de calha de seis associações de fácies de coquinhas da Formação Itapema (Adaptado CARVALHO <i>et al.</i> , 2000).	21
Figura 10: Camadas parcialmente litificadas de coquinhas na parte mais distal em relação à margem e em direção ao mar, presença de estromatólitos dômicos (THOMPSON <i>et al.</i> , 2015); (B) Camadas parcialmente litificadas de coquinhas; (C) Coquina de bivalves cimentada com matriz arenosa (S.F. Poropat, 2008 em THOMPSON <i>et al.</i> , 2015).	22
Figura 11: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustrinas idealizada por Wright (2012).	24
Figura 12: Arquitetura interna das fácies carbonáticas lacustrinas idealizadas por Wright (2012)	25
Figura 13: Tabela de tipos de grãos e porosidade associadas a rochas carbonáticas de origem não-marinha (PORTA, 2015).	26
Figura 14: Lago de Shark Bay, Austrália. Presença de estromatólitos de origem microbial, lago hipersalino e de origem marinha.	27

Figura 15: Estromatólitos formados em lago doce, Lago Pavilion, British Columbia (https://phys.org/news/2010-06-probing-pavilion-lake.html).....	28
Figura 16: Mapa de localização do Campo de Búzios (boletim de produção ANP, 2016)....	29
Figura 17: Distribuição da produção do Pré-sal por campo (Boletim de produção ANP, Campo Búzios, 2019).....	29
Figura 18: Distribuição dos fluidos no espaço poroso de um reservatório (ALLEN <i>et al.</i> , 1997 – adaptado, ELLIS & SINGER, 2007).....	38
Figura 19: Decaimento de um trem de <i>eco spin</i> , que é uma função da quantidade de hidrogênio presente nos fluidos (COATER <i>et al.</i> , 1999).....	39
Figura 20: Através do processo de inversão matemática o decaimento de <i>eco spin</i> pode ser convertido numa distribuição T ₂ (COATER <i>et al.</i> , 1999).....	41
Figura 21: Resposta do tempo de relaxação (T ₂) em diferentes espaços porosos. A amplitude T ₂ é diretamente proporcional à porosidade(modificado de Allen <i>et al.</i> , 1997).....	42
Figura 22: Curva de distribuição T ₂ , T _{2cutoff} e respostas a porosidade RMN (Modificado Ehigie., 2010).	43
Figura 23: Fluxo de trabalho utilizado para analisar as propriedades de reservatórios nos poços 3-BRSA-944A-RJS e 3-BRSA-1053-RJS no Campo de Búzios.....	45
Figura 24: Mapa mostrando a localização dos poços 3-BRSA-944A-RJS e 3-BRSA-10-53-RJA no Campo de Búzios, Bacia de Santos.....	46
Figura 25: Curvas do poço 3-BRSA-944A-RJS utilizadas na avaliação das propriedades dos reservatórios.....	47
Figura 26: Curvas do poço 3-BRSA-1053-RJS utilizadas na avaliação das propriedades dos reservatórios.	48
Figura 27: Perfis convencionais do poço BRSA-944A-RJS.....	55
Figura 28: Perfis convencionais do poço 3-BRSA-1053-RJS.....	56
Figura 29: Comparação dos três métodos de estimativa de volume de argila no poço 3-BRSA-944A-RJS.	59
Figura 30: Comparação das estimativas de porosidade no poço 3-BRSA-944A-RJS.	62

Figura 31: Comparação das estimativas de porosidade no poço 3-BRSA-944A-RJS com os valores de porosidades de laboratórios.....	64
Figura 32: Comparação das estimativas de saturação de água no poço 3-BRSA-944A-RJS.	65
Figura 33: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 1 no poço 3-BRSA-944A-RJS.	66
Figura 34: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 2 no poço 3-BRSA-944A-RJS.	68
Figura 35: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 3 no poço 3-BRSA-944A-RJS.	70
Figura 36: Curva de tendência (pressão x profundidade) que apresenta a profundidade onde ocorre o contato óleo/água.	71
Figura 37: Comparação dos três métodos de estimativa de volume de argila no poço 3-BRSA-1053-RJS.	73
Figura 38: Comparação das estimativas de porosidade no poço 3-BRSA-1053-RJS.....	76
Figura 39: Comparação das estimativas de saturação de água no poço 3-BRSA-1053-RJS..	78
Figura 40: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 1 no poço 3-BRSA-1053-RJS.	80
Figura 41: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 2 no poço 3-BRSA-944A-RJS.	82
Figura 42: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 3 no poço 3-BRSA-1053-RJS.	84

Lista de Tabelas

Tabela 1: Distribuição da produção dos campos do pré-sal (Boletim de produção ANP, Campo Búzios, 2019).....	30
Tabela 2: Marca de referência histórica das aplicações do RMN.	37
Tabela 3: Médias das estimativas de volume de argila para os três métodos por formações no poço 3-BRSA-944A-RJS.	60
Tabela 4: Médias das estimativas de porosidade para os três métodos por formações no poço 3-BRSA-944A-RJS.	61
Tabela 5: Médias das estimativas de saturação de água para os três métodos por formações no poço 3-BRSA-944A-RJS.	65
Tabela 6: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de <i>gross pay</i> e <i>net pay</i> usando o método 1 para cada formação no poço 3-BRSA-944-RJS.	67
Tabela 7: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de <i>gross pay</i> e <i>net pay</i> usando o método 2 para cada formação no poço 3-BRSA-944-RJS.	69
Tabela 8: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de <i>gross pay</i> e <i>net pay</i> usando o método 3 para cada formação no poço 3-BRSA-944-RJS.	71
Tabela 9: Médias das estimativas de argilosidade dos três métodos para cada formação no poço 3-BRSA-1053-RJS.	74
Tabela 10: Médias das porosidades efetivas estimadas pelo densidade-neutrão e as porosidades efetivas e totais do RMN para cada formação no poço 3-BRSA-1053-RJS.	75
Tabela 11: Médias das estimativas de saturação de água obtidas pelos três métodos no poço 3-BRSA-1053-RJS.	77
Tabela 12: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de <i>gross pay</i> e de <i>net pay</i> para o método 1.....	79
Tabela 13: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de <i>gross pay</i> e de <i>net pay</i> usando o método 2.	81

Tabela 14: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de <i>gross pay</i> e de <i>net pay</i> para o método 3.....	83
Tabela 15: Médias ponderadas dos diferentes métodos de estimativa de argila para as diferentes formações.	85

1. Introdução

Os reservatórios carbonáticos do pré-sal da Bacia de Santos já representam mais do que 50% de toda a produção de hidrocarbonetos no Brasil. Estes reservatórios começaram a ser explorados em 2006 com a sua primeira descoberta em Tupi em águas profundas (PETERSOHN, 2013).

Os reservatórios do Campo de Búzios da Bacia de Santos é o foco deste estudo. A produção desse campo foi iniciada no início de 2018. Em fevereiro de 2019, este campo já foi responsável por 5% da produção de petróleo no pré-sal da Bacia de Santos (ANP). O contrato de exploratório está previsto para ser encerrado em 2050 e devido ao grande potencial de produção do campo estão previstas as instalações de novas plataformas nos próximos três anos com capacidade de processamento de até 150 mil bbl/d. Recentemente, o Campo de Búzios foi classificado como um campo mega gigante (mais do que 30 bilhões de barris *in place*) e é considerado o quinto maior campo *offshore* do mundo.

A grande diversidade de fácies e um complexo sistema poroso dos reservatórios do pré-sal, aliados a falta de análogos modernos ou de um consenso a respeito disso, dificultam a compreensão do sistema deposição desses carbonatos (THOMPSON *et al.* 2015; WRIGHT & BARNETT, 2015). Isto torna uma tarefa ainda mais difícil na avaliação e caracterização desses reservatórios.

A interpretação de perfis de poços é uma importante ferramenta usada na caracterização de reservatório. As estimativas de propriedades de reservatório a partir dos perfis e dados de rocha diminuem as incertezas e riscos associados ao prospecto de um campo petrolífero. As propriedades de reservatório, tais como volume de argila, porosidade e saturação são extremamente importantes para a identificação do tipo de reservatório e as suas espessuras contendo hidrocarboneto.

A comparação entre metodologias para a avaliação de reservatórios traz a possibilidade de ter diferentes cenários e uma melhor compreensão dos efeitos das fácies, do sistema poroso e dos fluidos sobre os perfis de poços. É importante que estas avaliações sejam sempre realizadas em conjunto com os dados de rocha fornecidos através de ensaios de laboratórios e descrição de amostras laterais e testemunhos.

Este trabalho tem como objetivo avaliar e caracterizar os reservatórios carbonáticos do pré-sal em dois poços, o 3-BRSA-944A-RJS e o 3-BRSA-1053-RJS, do Campo de Búzios, Bacia de Santos. Estes reservatórios estão compreendidos nas formações Barra

Velha e Itapema (MOREIRA *et al.*, 2007; CHANG *et al.*, 2008). Para esta caracterização foram comparadas três metodologias para as estimativas de propriedades usando perfis convencionais e os perfis do ressonância magnética nuclear (RMN). A ferramenta RMN é considerada um perfil especial e possibilita a identificação do tipo de poro presente na formação (EHIGIE, 2010). Esta ferramenta vem sendo utilizada para a caracterização de reservatórios carbonáticos do pré-sal (ARIENTI *et al.* 2018; CASTRO & LUPINACCI, 2019).

As informações sobre as fácies contidas no relatório final de poço (RFP), os dados petrofísicos de laboratório e os princípios de funcionamento de cada ferramenta foram utilizados para avaliar os resultados obtidos pelos diferentes cenários, com objetivo de compreender o que pode estar levando as singularidades e similaridades entre as metodologias e decidir qual é o cenário mais realístico neste estudo de caso.

As etapas executadas para o desenvolvimento dessa monografia foram organizadas em cinco capítulos. No segundo capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos. O terceiro capítulo descreve as metodologias que foram usadas para a comparação das propriedades dos reservatórios das formações Itapema e Barra Velha. No quarto capítulo são apresentados os resultados e discussões a respeito da avaliação dos reservatórios nos dois poços de estudo. Por fim, no quinto capítulo estão as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2. Bacia de Santos e o Campo de Búzios

A Bacia de Santos está localizada na região sudeste do Brasil e abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Sua área é de aproximadamente 350.000 Km² e possui cota batimétrica de até 3.000m. Geologicamente, segundo Moreira *et al.* (2007), está delimitada ao norte com a Bacia de Campos pelo alto de Cabo Frio e ao sul com a Bacia de Pelotas pelo alto de Florianópolis (Figura 1). O limite oeste da bacia é representado pelos cinturões das serras costeiras (Maciço da Carioca, Serras do Mar e da Mantiqueira) e a leste a bacia se estende até o sopé do Platô de São Paulo (MACEDO, 1989).

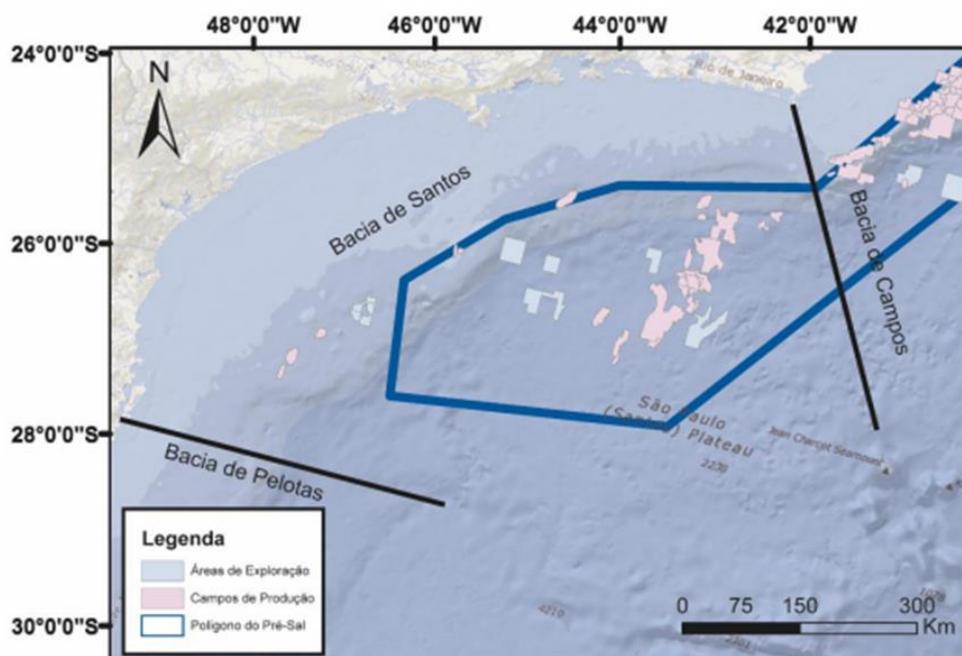


Figura 1: Localização da Bacia de Campos e os seus campos de produção. Fonte: o autor.

A exploração de petróleo na Bacia de Santos foi iniciada na década de 70, quando ocorreram as primeiras incursões exploratórias, porém sem sucesso. (CHANG *et al.*, 2008). Em 1980, a Pecten fez a primeira descoberta na Bacia de Santos, em arenitos turbidíticos de talude da Formação Itajaí-Açu (PEREIRA & MACEDO, 1990; PEREIRA & FEIJÓ, 1994), no Campo de Merluza.

As descobertas dos campos de Tubarão, Coral, Estrela do Mar e Caravela, em reservatórios carbonáticos albianos, no sul da Bacia de Santos, aumentaram as expectativas de ser uma grande bacia petrolífera. Após a criação da nova lei do Petróleo (Lei nº 9.478,

de 1997), a Bacia de Santos recebeu novamente atenção exploratória da Petrobrás e de outras companhias estrangeiras na aquisição de dados geológicos e geofísicos, que culminaram na descoberta de novas jazidas: de óleo em Oliva e Atlanta; e de gás natural em Lagosta, Tambuatá, Tambaú, Mexilhão, Carapiá, Uruguá e Pirapitanga.

Em 2006, o primeiro poço exploratório, denominado 1-BRSA-329D-RJS, foi perfurado na seção pré-sal. Este poço, apesar de ter apresentado uma acumulação de gás e condensado pouco atrativa para o mercado, comprovou a existência de um sistema petrolífero atuante naquela porção da bacia, abrindo horizontes para o novo play exploratório da Bacia de Santos: o *play* pré-sal. Sua descoberta modificou profundamente o cenário exploratório brasileiro.

Recentemente, duas descobertas chamaram muita atenção: os prospectos de Tupi e Libra. Eles abriram novos horizontes à exploração de petróleo na bacia, atingindo a porção superior da seção rifte, em profundidades superiores a 5.500m, logo abaixo da espessa camada de evaporitos, em águas ultra profundas (lâmina d'água superior a 2.000m).

A Bacia de Santos possui reservas provadas de aproximadamente 6,1 bilhões de barris de óleo e 203.782,22 milhões de metros cúbicos de gás natural (ANP, dez/2016). No mês de julho de 2018, a produção diária de petróleo na Bacia de Santos foi próxima de 2.575 Mbbl/d (mil barris por dia) e a produção diária de gás natural da ordem de 116 MMm³/d (milhões de m³ por dia), totalizando em torno de 3.305 Mboe/d (mil barris de óleo equivalente por dia).

A produção do Pré-sal, oriunda de 87 poços, foi de 1.454 Mbbl/d de petróleo e 58 MMm³/d de gás natural, totalizando 1.821 Mboe/d. Houve aumento de 3,3% em relação ao mês anterior. A produção do Pré-sal¹ correspondeu a 55,1% do total produzido no Brasil (Boletim de Produção ANP, Julho 2018 / Número 95).

2.1 Geologia regional da Bacia de Santos

A Bacia de Santos corresponde a uma bacia de margem passiva gerada durante o processo de ruptura do Supercontinente Gondwana, há cerca de 150 Ma, que culminou com a abertura do Oceano Atlântico Sul, separando os atuais continentes americano e africano, e a formação das bacias marginais brasileiras no chamado Sistema de Riftes do Leste Brasileiro (CHANG *et al.*, 1992). A interpretação mais aceita atualmente para o

processo de abertura do Atlântico é a de um estiramento litosférico, afinamento crustal e processos mistos em função da presença ou ausência de plumas do manto.

A Pluma de Tristão da Cunha gerou um calor excessivo na área do Platô de São Paulo que contribuiu para um maior afinamento crustal na região do Atlântico Sul. Segundo Macedo (1989), esta área da crosta seria menos resistente ao estiramento devido ao fato de que uma ampla área da crosta se tornou mais dúctil. O efeito desse estiramento anômalo teria formado a Bacia de Santos, tendo seu embasamento formado por grandes massas de crosta continental afetada por magmatismo básico.

Inicialmente, a Bacia de Santos se desenvolveu como uma bacia rifte, com intenso magmatismo na porção basal, sobreposto por depósitos flúvio-lacustres. Cessado o estiramento, instalou-se um ambiente marinho restrito com ampla deposição de evaporitos durante o Aptiano. No início do albio, com a progressão da abertura, foi gerada uma plataforma carbonática rasa, que foi progressivamente afogada por um oceano aberto em ambiente tectônico de margem passiva. A progressão da subsidência térmica gerou amplo espaço de acomodação, permitindo a deposição e preservação de espessura na ordem de 15 km nos depocentros da bacia (MIO *et al.*, 2005).

A Bacia de Santos corresponde ao segmento da margem brasileira com maior ocorrência de rochas vulcânicas básicas. O vulcanismo na margem foi paralelo ao da província da Serra Geral, Bacia do Paraná, condicionado pelo estiramento litosférico diferenciado em toda área sob influência da Pluma de Tristão. A evolução geodinâmica da Bacia de Santos tem relação direta com esses fatores gerando correlações positivas entre as áreas com maior afinamento, maior soerguimento, vulcanismo mais expressivo, menor espessura de seção rifte, maior volume de evaporitos e halocinese. A ruptura continental associada à anomalia termal da Pluma de Tristão condicionou a formação das cadeias vulcânicas de Rio Grande e Walvis (WHITE&MCKENZIE, 1989) (Figura 2).

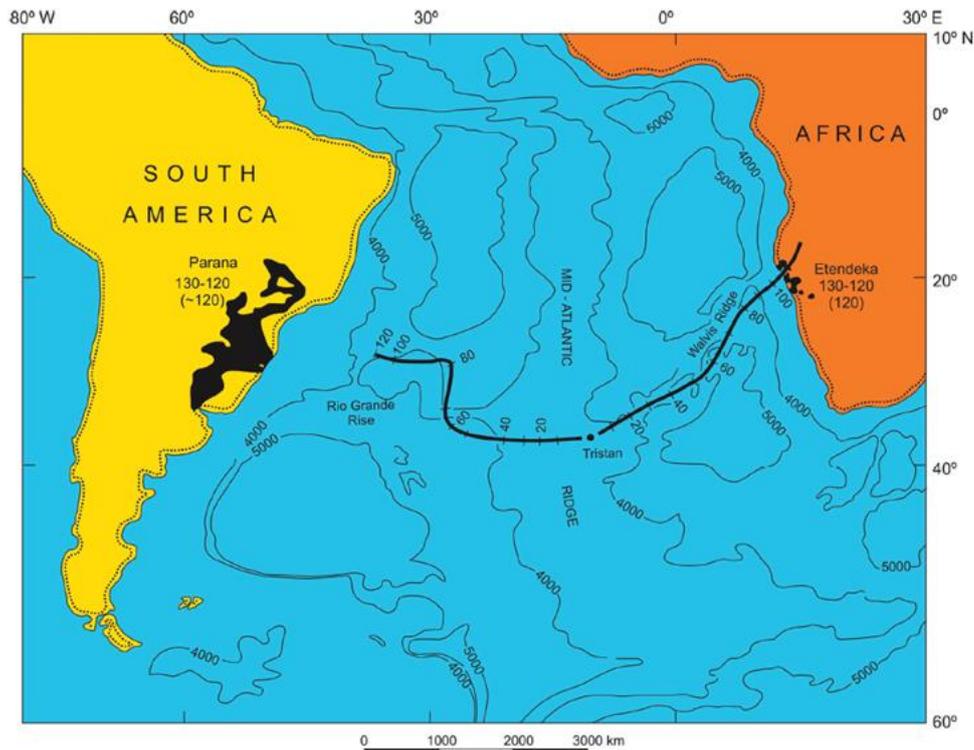


Figura 2: Configuração atual do Atlântico Sul e das cadeias vulcânicas de Rio Grande e Walvis, geradas acima da pluma mantélica acompanhando a abertura dos oceanos. A linha preta mais espessa corresponde à movimentação ao longo do tempo geológico da Pluma de Tristão da Cunha, começando nas Províncias Ígneas de Paraná e Etendeka, há 130-120 Ma, chegando até o arquipélago de Tristão da Cunha. Fonte: White & McKenzie (1989) *apud* Chang *et al.* (2008).

2.1.1 Embasamento e arcabouço estrutural

O embasamento cristalino da Bacia de Santos aflorante na região de São Paulo é caracterizado por granitos e gnaisses de idade pré-cambriana pertencente ao Complexo Costeiro e metassedimentos da Faixa Ribeira.

Essa seção sedimentar foi depositada sobre uma crosta formada por um mosaico de pequenos blocos, constituídos principalmente por rochas gnáissico-migmáticas e separados por zonas de sutura, que são bacias sedimentares invertidas, metamorfizadas e remobilizadas por vários ciclos tectônicos, segmentadas por discontinuidades crustais que possivelmente atingem o manto superior (HASUI *et al.*, 1975; FERREIRA, 1982; MACEDO, 1989).

Segundo Pereira & Macedo (1990), a Bacia de Santos possui características estruturais que indicam tratar-se do prolongamento dessas rochas para leste do Cinturão Ribeira (área continental), que se encontra profundamente cortado por falhas transcorrentes

(pré-cambrianas) e compressionais com direção NE-SW. Como o processo de distensão da crosta nessa área parece ter tido a direção principal de aproximadamente E-W, acredita-se que o estiramento possui fortes componentes transtensionais, devido a obliquidade de falhas pré-existentes NE-SW.

Uma importante feição do embasamento da bacia é a charneira cretácea ou Charneira de Santos, que limita os mergulhos suaves do embasamento a oeste e os mais acentuados a leste. O limite da crosta oceânica com a crosta continental estirada ocorre imediatamente a leste da feição fisiográfica, denominada de Platô de São Paulo (MOREIRA *et al.*, 2007).

O Platô de São Paulo tem sua origem diretamente ligada à formação da Bacia de Santos. Estudos sugerem que o embasamento na área do Platô seja de origem continental. Sendo assim, espera-se que esse embasamento apresenta expressivas calhas formadas durante a fase de estiramento crustal rifte, preenchidas em parte por rochas geradoras de hidrocarbonetos, semelhante a sequência pré-sal da Bacia de Campos.

A Figura 3 mostra a localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço estrutural. O arcabouço estrutural da Bacia de Santos tem seu processo de rifteamento associado à pluma mantélica e à deposição da imensa quantidade de evaporitos, condicionada pela presença de altos vulcânicos, que causaram restrição à circulação de águas do oceano provindas do Sul, e do clima seco e quente vigente da época (CHANG *et al.*, 2008). As deformações gravitacionais da camada de evaporitos propiciaram a ocorrência de uma ampla variedade de estruturas que, marcadamente modelam o pacote pós-rifte da bacia.

Segundo Pereira & Macedo (1990), as deformações ocorreram no Albiano e geraram algumas estruturas caracterizadas por almofadas de pequeno porte (5-10 km²), assimétricas, geralmente com falhas lítricas associadas a um dos flancos e outras caracterizadas por almofadas de grande porte (20-50 Km²) com raras falhas associadas.

O desenvolvimento dessas almofadas pode ser relacionado diretamente com o paleo-relevo da base do sal e com as espessuras originais dos evaporitos. A de pequeno porte coincide com fortes gradientes, onde teriam dominado os esforços distensionais, quando ocorreu o deslocamento, bacia adentro, do sal e dos sedimentos sobrepostos. A de

grande porte, situa-se no ponto onde a base do sal praticamente se horizontaliza e a massa sedimentar é freada, originando esforços compressionais.

A halocinese foi o principal agente causador das estruturas que modelaram a seção pós rifte da Bacia de Santos. Elas apresentam importante influência nas acumulações de petróleo, especialmente com relação à migração e à geração de trapas (PEREIRA & MACEDO, 1989).

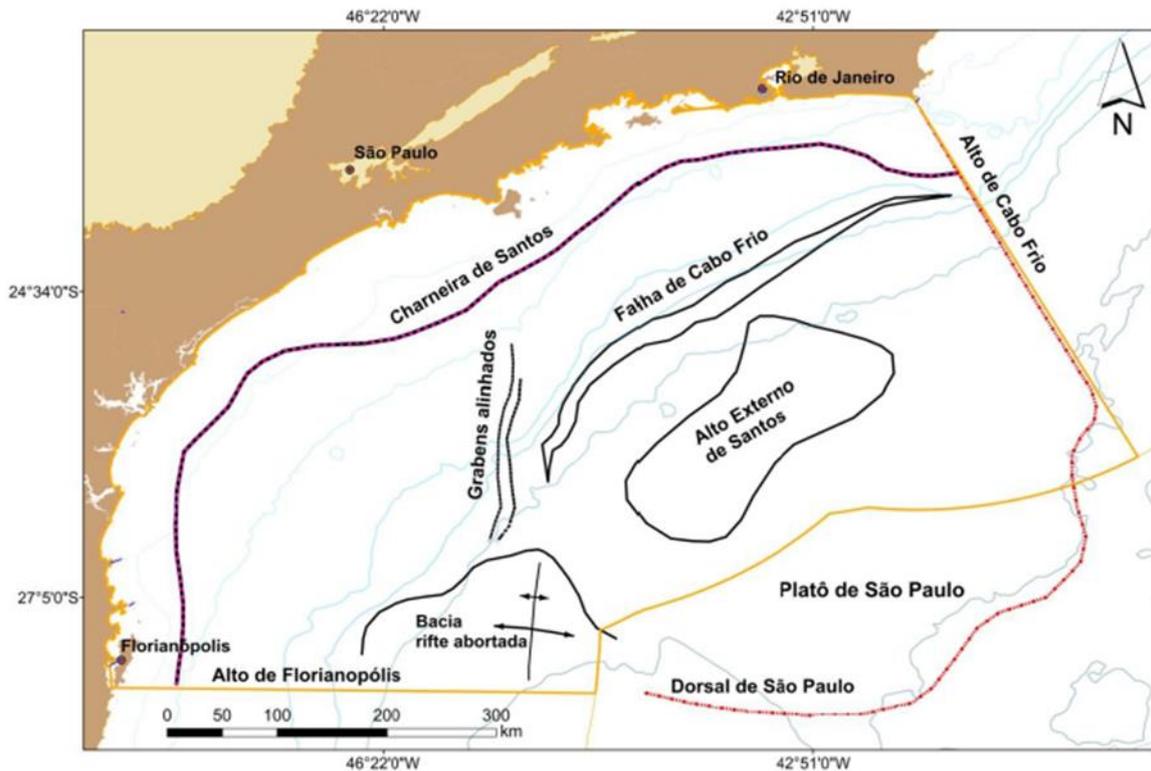


Figura 3: Mapa de localização da Bacia de Santos com os principais elementos do seu arcabouço estrutural (modificado de Garcia *et al.*, 2012 *apud* ANP, 2017).

2.1.2 Evolução tectono-sedimentar

A Bacia de Santos corresponde a uma típica bacia de margem passiva cuja litoestratigrafia vem sendo estudada desde os anos 70. Segundo Moreira *et al.* (2007), a evolução tectono-estratigráfica pode ser dividida em três supersequências principais: rifte, pós rifte e drifte (Figura 4). Chang *et al.* (2008) com base em interpretações sísmicas, levantamentos aéreos e análise estratigráfica de poços, subdividiu essas três fases em: fase rifte, que se subdivide em fases Sin-rifte I e Sin-rifte II, a fase sag (Sin-rifte III) e Margem Passiva (pós-rifte). O espaço de acomodação para a sedimentação foi gerado a partir da

subsidiência relacionada aos esforços distensivos que resultaram no rifteamento do Gondwana.

A fase rifte da Bacia de Santos se estende do Hauteriviano ao Aptiano e compreende os sedimentos depositados durante o processo de ruptura do Gondwana. Essa supersequência está dividida em três sequências deposicionais, exibidas pelas formações Camboriú, Piçarras e Itapema. Sua base é composta por derrames basálticos da Formação Camboriú que por sua vez apresenta o limite superior discordante com a Formação Piçarras, composta por conglomerados e arenitos polimíticos constituídos de fragmentos de basalto, quartzo e feldspato, que foram depositadas em ambientes de leques aluviais na porção proximal, e por arenitos, siltitos e folhelhos negros, com alto teor de carbono orgânico e de origem lacustre na porção distal. O topo da seção é conhecido como Formação Itapema, composta por conglomerados e arenitos de leques aluviais na porção proximal e, intercalações de calcirruditos (rochas carbonáticas – *grainstones*, coquinas, *packstones*, biocláticos), e folhelhos escuros na parte distal, formando importantes reservatórios da bacia. (Boletim de produção ANP, rodada 14, 2017).

A fase Sin-rifte I compreende o embasamento da Bacia de Santos que pode ser dividido em: embasamento cristalino e embasamento econômico. O embasamento cristalino consiste em um mosaico de terrenos composto por granitos e gnaisses da faixa ribeira de idade Pré-cambriana e o embasamento econômico é caracterizado por derrames basálticos da Formação Camboriú de idade Neocomiana relacionada com o início do desenvolvimento estrutural do rifteamento das placas Sul-americanas e Africana. Essa fase é estruturalmente caracterizada por *horsts* e grábens controlados por falhamentos normais, estruturas de direção NE-SW e falhas regionais (ZALÁNet *et al.*, 2011). Durante o desenvolvimento dessa fase, ocorreram o confinamento dos esforços na porção da crosta que sofreu afinamento, provocando falhas crustais. Aparentemente, nesta fase predominaram as condições de *strain hardening*, quando a deformação foi principalmente elástica e alcançou a ruptura com tensões diferenciais relativamente altas, levando à formação de falhas de borda, nas porções onde inexistiam plumais termais, ou zonas soerguidas, nas regiões em que ocorriam anomalias térmicas. (CHANG *et al.*, 1992, KARNER & DRISCOLL, 1999).

A fase Sinrifte II desenvolveu-se com a litosfera parcialmente afinada, o que fez com que a tensão vertical (σ_1) diminui-se. A redução da tensão mínima (σ_3) condicionou a

ruptura sob condições de diminuição crescente da resistência ao cisalhamento, configurando processo de *strainsoftening* e formação de sistemas de falhas balizadas por uma segunda linha de charneira. A deformação foi concentrada nas porções crustais superiores com a formação de sistemas de falhas com ângulos de caimento inferior que o das falhas da fase sinrifte I, no entanto distribuídas por uma área mais ampla afetada por estiramento supra-crustal.

As formações Piçarras e Itapema compõem a fase Sin-rifte II e são caracterizadas por serem de ambientes tipicamente continentais, depositado durante a evolução da fase rifte da bacia do Barremiano ao Eoaptiano.

A Formação Piçarras nas porções proximais é composta por conglomerados e arenitos polimíticos constituídos de fragmentos de basalto, quartzo feldspato, que foram depositados em ambientes de leques aluviais. Nas porções mais distais, é caracterizada por arenitos, siltitos e folhelhos escuros com alto teor de carbono orgânico, depositados em ambiente lacustre, desde o estágio inicial até o estágio de máxima atividade da formação dos meios-grábens (MOREIRA *et al.*, 2007).

A Formação Itapema foi depositada no estágio final da formação dos grábens assimétricos, quando as falhas principais diminuíram a atividade até cessarem quase que completamente. Seu limite com a seção inferior, Formação Piçarras, é marcado pela discordância intrabarremiano correspondente ao Jiquiá e seu limite superior é a discordância pré-Alagoas. Esta formação possui depósitos conglomeráticos de leques aluviais nas porções proximais intercalados com rochas carbonáticas (*grainstones*, *coquinas*, *wackestones* e *packstones* bioclásticos), e também folhelhos escuros que são ricos em matéria orgânica, nas porções distais, que foram depositados durante o andar local Jiquiá (Barremiano – Eoaptiano) em ambientes lacustres anóxicos e correspondem as principais rochas geradoras da bacia.

A fase sag ou Sin-rifte III representou a evolução do processo de *strains oftening* cuja consequência final foi o rompimento litosférico. Esta fase caracterizou-se por sistemas de falhas de pequena magnitude, concentradas na porção superior da seção rifte, com desenvolvimento de uma ampla depressão tipo *sag*, lateralmente contínua (CHANG *et al.*, 2008). Ela também reflete um relativo ambiente de quiescência tectônica e o início da subsidência térmica com a definitiva ruptura da litosfera, registrando processos de

cisalhamento dúctil na base da crosta, caracterizada por um ambiente transicional entre continental e marinho raso, bastante estressante.

A principal rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia de Santos está posicionada estratigraficamente nessa fase. Os litotipos depositados durante este período foram rochas típicas de ambientes de águas rasas ou mar epicontinental hipersalino (Formação Barra Velha). Estas rochas compreendem as principais rochas reservatórios da seção pré-sal, devido a expressiva sedimentação evaporítica condicionada pela presença de altos vulcânicos (Dorsal de São Paulo) que causaram restrição à circulação de águas do oceano provindas do Sul, além do clima seco e vigente da época que foram depositadas (CHANG *et al.*, 2008). A fase sin-rift III foi depositada entre o Aptiano e o início do Albiano, idades correspondentes ao andar Alagoas. As sequências descritas por Moreira *et al.* (2007) englobam a Formação Barra Velha, que é marcada pela discordância pré-alagoas e se estende até a base do sal (Formação Ariri).

A Formação Barra Velha constitui a base da fase Sin-rifte III e está dividida em duas sequências: rifte superior e sag. A mais antiga corresponde à porção inferior desta formação e se depositou durante o Eoptiano a partir da quebra de plataforma. Seu limite inferior é dado pela discordância pré-Alagoas na Bacia de Campos. Seu limite superior é representado pela discordância de 117 Ma que corresponde a um refletor sísmico de forte impedância acústica positiva de caráter regional. O ambiente deposicional desta sequência é composta por calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais.

A segunda sequência, a mais nova, corresponde à porção superior da Formação Barra Velha, cujos sedimentos foram depositados durante o Neoptiano, correspondente ao andar local Alagoas superior. Seu limite inferior é dado pela discordância que corresponde ao refletor sísmico de forte impedância acústica citado no parágrafo acima, e seu limite superior marca a transição da sequência sedimentar clástica/carbonática para um ambiente evaporítico. Sua composição se caracteriza, predominantemente, pela ocorrência de calcários microbiais intercalados a folhelhos. As porções proximais à Formação Barra Velha são compostas por leques aluviais de arenitos e conglomerados. O ambiente deposicional de toda a sequência é transicional entre continental e marinho raso bastante estressante.

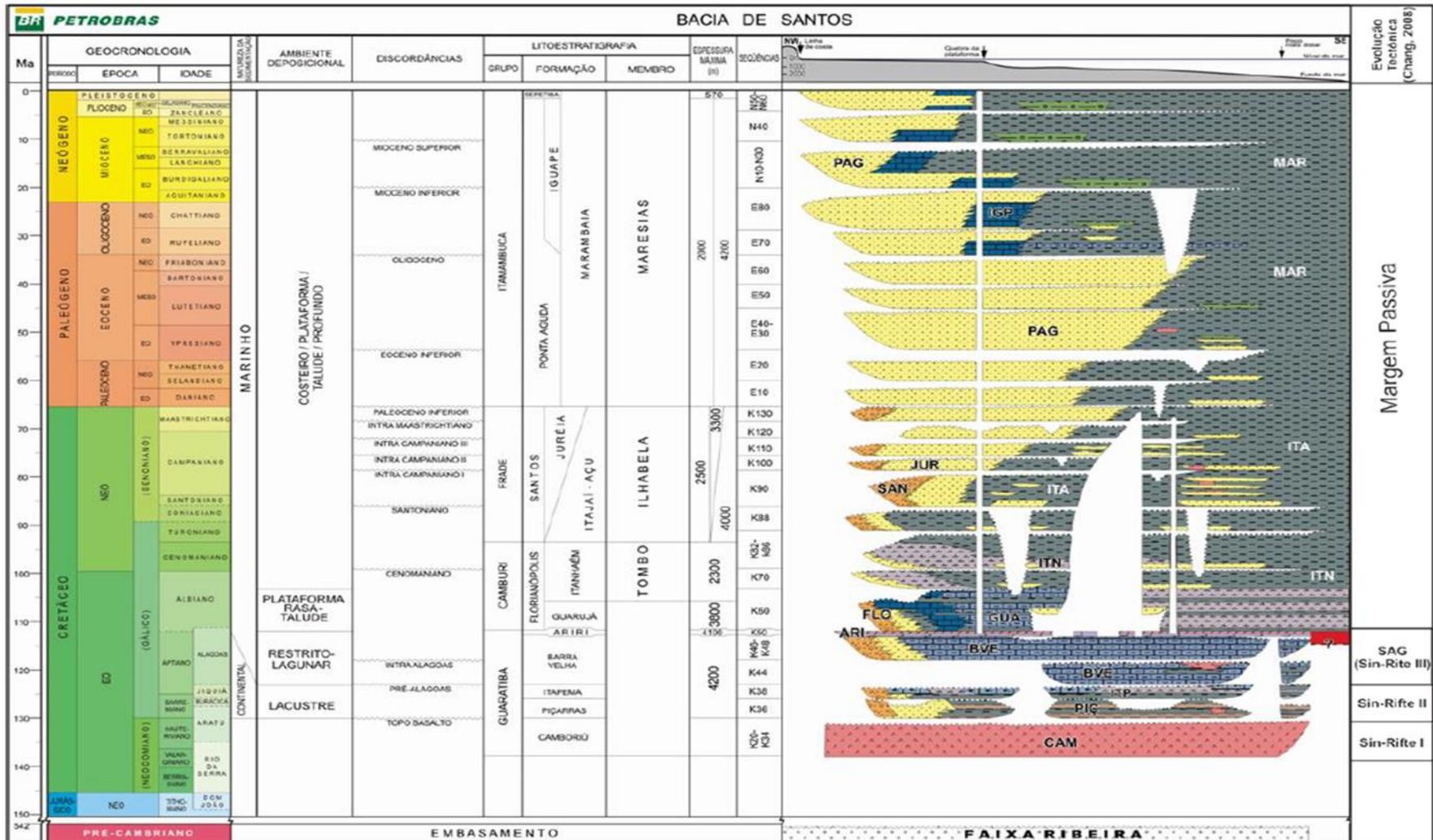


Figura 4: Carta estratigráfica da Bacia de Santos (MOREIRA *et al.*, 2007).

A Formação Ariri foi depositada no Neoptiano devido ao aumento da taxa de evaporação em relação ao influxo de água característico deste período. De modo geral, os evaporitos são compostos por espessos pacotes de halita e anidrita, seu tempo estimado para taxa de acumulação ainda é impreciso devido à alta mobilidade da halita. No entanto, constatou-se a presença de sais mais solúveis, tais como, taquidrita, carnalita e, localmente, silvinita. (MOREIRA *et al.*, 2007 apud Boletim de produção ANP, rodada 14, 2017)

Por fim, a fase de margem passiva da bacia de Santos segue a fase evaporítica e é marcada pela evolução para a etapa de mar franco, que se inicia com os carbonatos de plataforma rasa da Formação Guarujá, até os depósitos siliciclásticos de mar aberto atuais.

2.2 Sistema petrolífera da Bacia de Santos

Um sistema petrolífero é um sistema físico-químico dinâmico que gera e armazena petróleo (DEMAISON & HUIZINGA, 1994). Ele é caracterizado por rocha geradora, rocha reservatório, rocha selante, migração do hidrocarboneto até a rocha reservatório, e o tipo de trapa (armadilha). Para a existência de uma acumulação, todos estes elementos e processos devem ocorrer de forma sincronizada (*timing*) em relação ao tempo geológico (MAGOON & DOW, 2000). A caracterização desses componentes dos sistemas petrolíferos na Bacia de Santos utilizada neste é baseada no trabalho de Chang *et al.*, (2008).

2.2.1 Geração e migração

A principal rocha-fonte, responsável pela geração de hidrocarbonetos na Bacia de Santos, é encontrada na Formação Piçarras e na porção inferior da Formação Itajaí-Açu, depositado nos andares Jiquiá e Alagoas, no Aptiano, ao final da fase rifte. Através da análise de biomarcadores em amostras de óleo provindas de amostras comerciais ou não comerciais selecionadas, concluiu-se que os óleos foram predominantemente gerados a partir de rochas geradoras de origem lacustre salino, com contribuição marinha siliciclástica (CHANG *et al.*, 2008).

As rochas geradoras da Formação Piçarras, pertencente ao Grupo Guaratiba, foram depositadas em ambiente lacustre salino ao final da fase rifte (Sin-rifte III). Supõe-se que neste ambiente, o sistema de lagos passou a receber influência de águas salinas provindas

do sul, tendo se tornado salinizado devido ao acréscimo de aridez instalada ao final da fase rifte, no Cretáceo Inferior (CHANG *et al.*, 2008). Por correlação com a Formação Coqueiros (Bacia de Campos), acredita-se que a unidade seja formada por folhelhos negros laminados intercalados com carbonatos, com espessura variando de 100 a 300 metros, concentração de carbono Orgânico Total (COT) alternando de 2 a 6% e Índice de Hidrogênio (HI) superior a 900 mg de HC/g, indicando tratar-se de querogênio tipo I. No entanto, de acordo com Moreira *et al.* (2007), a Formação Piçarras corresponde a depósitos de leques aluviais compostos por conglomerados e arenitos polimíticos, nas porções proximais, e por arenitos, siltitos e folhelhos de composição talco-estevensítica, nas porções lacustres.

As rochas da Formação Itajaí-Açu são representadas por folhelhos e argilitos cinza-escuros depositados nos ambientes de plataforma distal, talude e bacia (MOREIRA *et al.*, 2007). O intervalo referente a essa formação apresenta uma maior quantidade de dados geoquímicos disponíveis devido ao fato de que boa parte dos poços da bacia atravessou essa unidade. No entanto, esta formação encontra-se nos estágios iniciais de maturidade térmica, podendo revelar condições de expulsão de hidrocarbonetos em baixos localizados, próximos aos grandes domos e diápiros de sal.

A deposição da unidade deu-se em ambiente anóxico. O valor COT médio para as rochas da Formação Itajaí-Açu é próximo a 1%, com valor máximo de 6%, e análise de amostras de rochas dessa formação indicou que sua matéria orgânica é composta por uma mistura dos tipos II e III, ou seja, de origem marinha depositada em ambientes redutores e de origem terrestre. Segundo resultados geoquímicos sobre a origem dos óleos, as rochas da Formação Itajaí-Açu entraram na janela de geração em diferentes locais da bacia (CHANG *et al.*, 2008).

2.2.2 Rochas reservatórios

A Bacia de Santos possui uma significativa variedade de rochas-reservatório, desde os carbonatos de água rasa da Formação Guarujá, até os arenitos turbidíticos eocênicos da Fm. Marambaia. Os carbonatos oolíticos constituem o reservatório mais importante da seção pós-rifte, devido ao maior aporte de óleo descoberto nestas rochas, aglutinando os campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral e Caravela. Além deles, há também carbonatos (coquinhas, microbialitos e estromatólitos) da fase sag (sin-rifte III) das formações Itapema

e Barra Velha, que constituem os principais reservatórios da seção pré-sal, com grandes volumes de óleos descobertos nos campos de Lula, Sapinoá e Búzios, (Boletim de Produção ANP, rodada 14,2017).

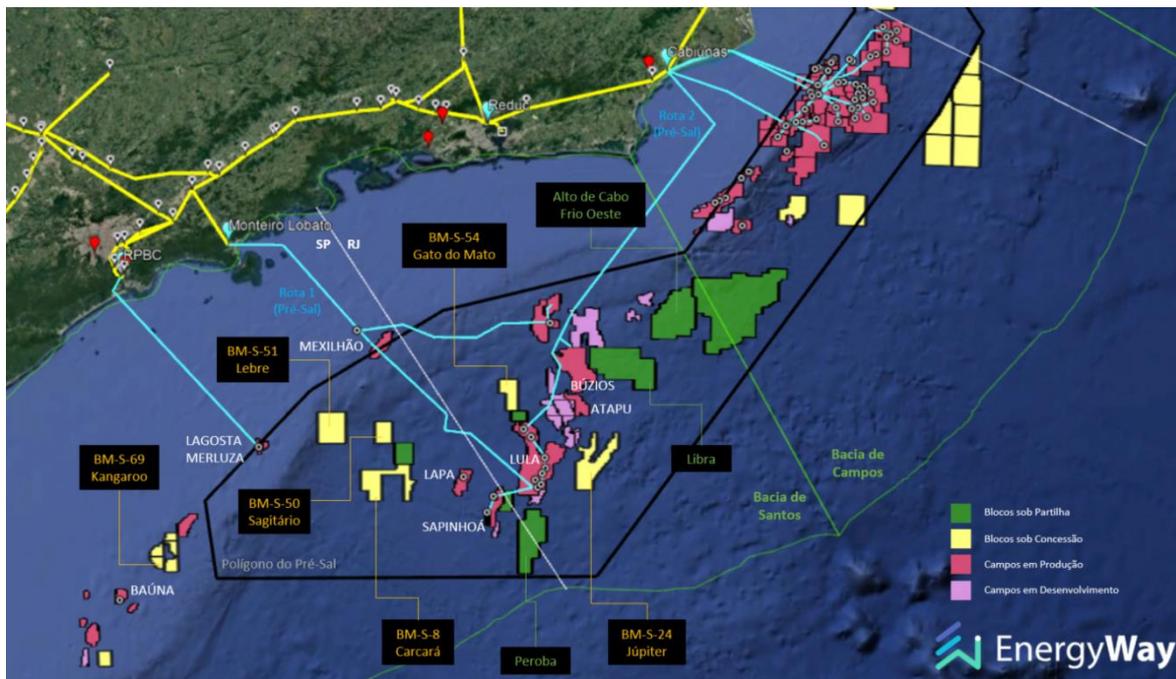


Figura 5: Mapa que ilustra o perfil atual da Bacia de Santos (EnergyWay, 2017).

A seção pré-sal é definida por Carminatti *et al.* (2008) como uma unidade de rocha reservatório de composição calcária ligada a ações microbianas, que se localizam nas porções distais das bacias de Santos, Campos, Espírito Santo, e, em sua maioria, acima desta unidade existem camadas de sal. Segundo este autor, os reservatórios do pré-sal estão relacionados com a ruptura das placas Africana e Sul-Americana, depositados em um ambiente de golfo, com imensas lagunas e uma relativa estabilidade tectônica. Tais condições de baixa energia e hipersalinidade favoreceram a presença e o crescimento de cianobactérias, que compõem as rochas carbonáticas constituintes dos reservatórios do pré-sal.

Paralelamente, Gomes *et al.* (2008) definiram como *play* do pré-sal o modelo de acumulação de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos de origem microbial, abaixo de camadas do sal do Aptiano. No modelo de acumulação da seção rifte sugerido por Chang *et al.* (2008) o definem como aglomerações de hidrocarbonetos em altos estruturais da seção rifte, tendo como reservatórios rochas carbonáticas do andar local “Alagoas”.

Os reservatórios das formações Itapema e Barra Velha são compostos por rochas carbonáticas formadas por coquinas e microbialitos. Os carbonatos microbiais ocorrem nas seções rifte superior e sag, podendo estar sobrepostos a depósitos de coquinas da Formação Itapema, de idade Neobarremiana-Eoaptiana.

Os reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha consistem em rochas carbonáticas microbiais e estromatólitos, que foram depositados em condições marítimas transicionais hipersalinas durante a fase sag no Aptiano (Figura 6). Em algumas partes é possível observar seções adicionais de reservatórios calcários, advindos da Formação Itapema, e coquinas ou banco de conchas, que foram depositados em condições lacustres no topo da seção rifte (Figura 7).

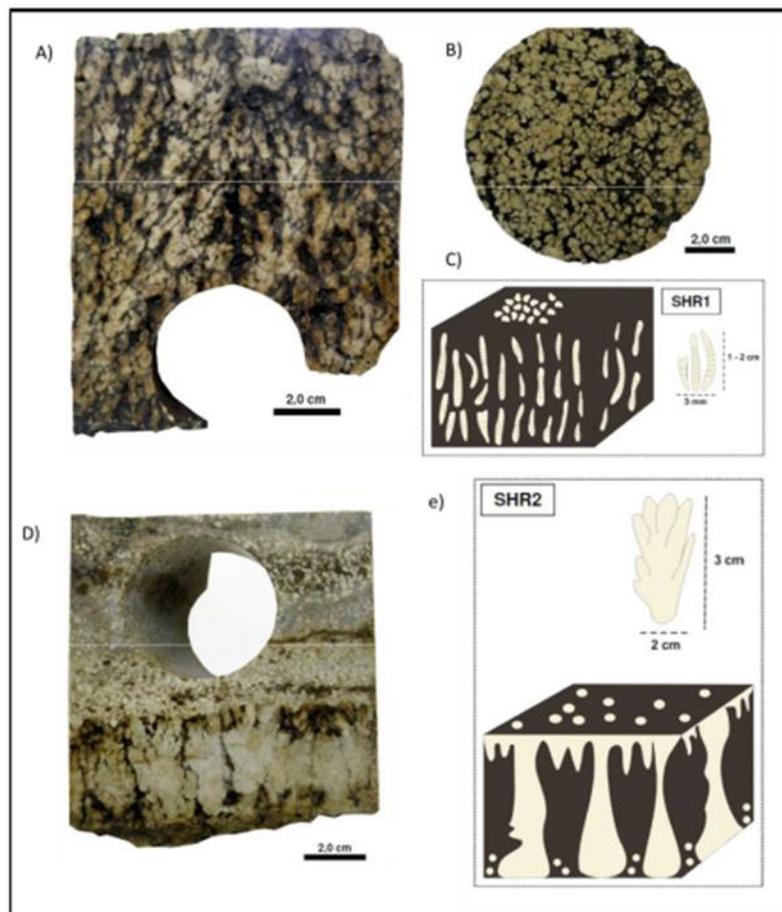


Figura 6: Amostras de testemunho do poço 2-ANP-0001-RJS, do Campo de Búzios, ressaltando os microbialitos da fase sag. a) amostra de testemunho; b) Plug do testemunho com visão em planta; c) modelos deposicional da amostra; d) Amostra de testemunho; e) Modelo deposicional da amostra (ANP, 2013).

Os carbonatos da Formação Barra Velha representam um dos maiores reservatórios carbonáticos do mundo (chegando a ter mais de 500 metros de espessura), possui caráter

não marinho, e são depositados em ambientes lacustres rasos altamente alcalinos (SZATMARI & MILANI, 2016).

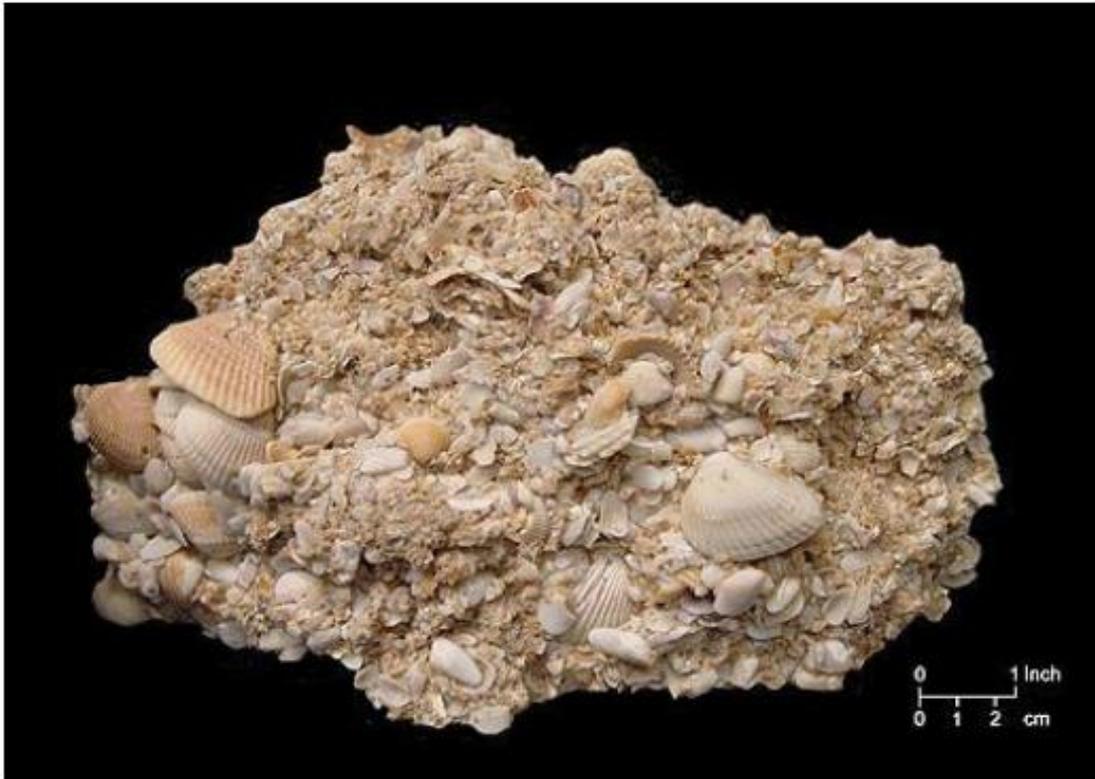


Figura 7: Rocha formada por coquilhas na bacia de Santos. Fonte: <http://tecnoprog.blogspot.com/2012/05/palestra-cj-ibp-aspectos-geologicos-do.html>.

2.2.3 Rochas selantes

Para as rochas reservatórios do *play* pré-salda seção rifte, o principal selo é composto pelo pacote evaporítico localizado abaixo das extensas muralhas de salda Formação Ariri que se depositaram no Neoptiano, equivalente ao andar local Alagoas superior e é constituído por largas camadas que se estendem ao longo da Bacia, bem como a variação litológica das unidades da própria seção rifte, que contêm intercalações de sedimentos pelíticos e calcilutitos.

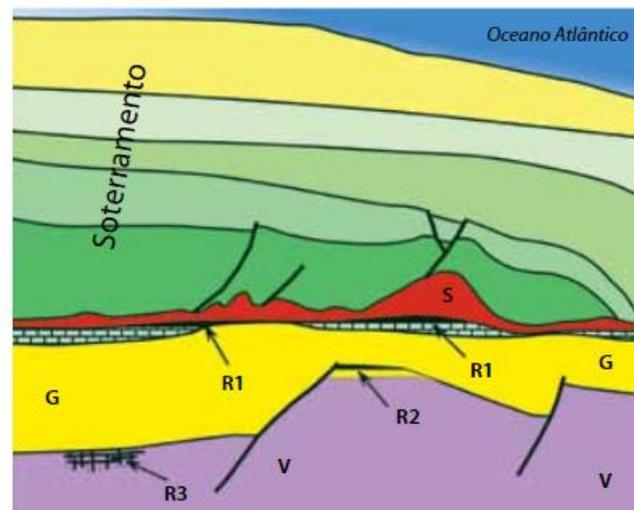
2.2.4 Trapas

Trapas associadas a altos estruturais da seção rifte constituem excelentes acumuladores de hidrocarbonetos, sendo esse o caso de descobertas na seção pré-sal da Bacia de Santos, um exemplo é o caso do Campo Tupi localizado em águas ultra-profundas (CHANG *et al.*, 2008).

As principais acumulações da bacia mostram trapas de caráter estrutural e misto. A interconexão entre o aporte sedimentar e o significativo volume de evaporitos depositados durante o Aptiano teve papel fundamental na geração de trapas ligadas à halocinese (Figura 8).

A maioria das armadilhas, ou trapas, está associada a domos ou diápiros salinos. Com isso, mesmo quando são observadas feições estratigráficas suscetíveis ao armazenamento, estes acabam sendo deformados pela halocinese, gerando além de trapas estratigráficas, trapas estruturais, o que caracteriza as trapas mistas. O período de formação das trapas ligadas à halocinese estendeu-se do Neo-Albiano, em águas rasas, até o Oligoceno, na região de águas profundas. Como dito anteriormente, a intensa movimentação halocinética acaba transformando armadilhas eminentemente estratigráficas em mistas.

Um tipo de trapa muito comum em regiões com intensa atividade halocinética, que deve ser considerada para a região de águas profundas, é àquela relacionada ao acunhamento de corpos arenosos contra a parede de domos e diápiros salinos (*pinch-out*).



V – rochas vulcânicas; **G** – rochas geradoras (folhelho);
R – reservatórios: **R1** – calcários microbialíticos, **R2** – calcários com coquina,
R3 – fraturas em rochas vulcânicas (basalto); **S** – selo (sal)

Figura 8: Modelo esquemático de acumulação de hidrocarbonetos no pré-sal na bacia de Santos (Revista USP, novembro 2012 apud Chang *et al.*, 2008).

2.3 Formação Itapema

Segundo Dias *et al.* (1998) a Formação Itapema é também conhecida como sequência das coquinas. Esta corresponde aos sedimentos depositados entre o final do andar Jiquiá e a discordância erosiva pré-Alagoas. É caracterizada pela expressiva presença de depósitos carbonáticos associados a altos estruturais composto por *grainstones*, *rudstones*, coquinas, *wackestones* e *packstones* bioclásticos e oolíticos retrabalhados de depósitos de bioacumulados, e localmente de matriz calcarenítica e conchas de pelecípodes bivalves (CARVALHO *et al.*, 1984 *apud* DIAS *et al.*, 1988).

A presença de fácies associadas a leques aluviais sugere que a deposição da sequência das coquinas foi mais recente em relação à atividade tectônica da fase rifte. As melhores fácies de coquinas que compõem reservatórios são aquelas com a matriz livre de cimentação e depositadas em ambientes de alta energia.

A Formação Itapema é uma importante formação para a exploração de hidrocarbonetos, pois nela está contida a sequência das coquinas, rocha reservatório, e uma das principais rochas geradoras da Bacia de Santos, os folhelhos e argilitos cinza-escuros Jiquiá.

Segundo Carvalho *et al.* (2000), a associação de fácies que compõem a sequência de coquinas depositadas no Cretáceo Inferior na Bacia de Santos exhibe características de um ambiente lagunar fechado e perene à salino aberto, que sofreu marcantes flutuações do nível de água, tanto devido a influência de ondas e por correntes geradas por tempestades, quanto devido a variações tectônicas.

O autor Castro & Azambuja (1981) reportou a presença de fósseis de micro fauna marinho no intervalo da sequência de coquinas, o que confirma a ocorrência de discretas transgressões marinhas do Oceano Atlântico Sul no sistema continental lacustre da Bacia de Santos, ainda na fase rifte.

A sequência de coquinas pode também ser dividida quanto às diferentes associações de fácies deposicionais, como coquina detrítica e coquinas pura (CASTRO & AZAMBUJA, 1981). Segundo Carvalho *et al.* (2000), a coquina detrítica é depositada por leques aluviais, onde predominam as fácies siliciclásticas, compostas por conglomerados polimíticos, arenitos líticos a feldspáticos, siltitos e folhelho vermelho, e a coquina pura, é

representada por depósitos lacustres de coquinas de bivalves e ostracóides, localmente intercalados com fácies siliciclásticas. Sete associações de fácies foram descritas dentro da sequência de coquinas: (A) depósitos de margem de lagos que consiste de sedimentos carbonáticos ou siliciclásticos exibindo estruturas sedimentares (*mud cracks*, *birdeyes*, marca de raízes) combinados com sedimentos finos depositados em ambientes de baixa energia em áreas lacustres rasas; (B) *grainstones* bioclásticos praias que consistem em fragmentos de conchas de bivalves que apresentam alto grau de abrasão e envelopes de micrita; (C) arenitos bioclásticos praias que consistem de *rudstones* arenosos formados pela mistura de sedimentos siliciclásticos com conchas de bivalves carregadas por correntes de tempestade; (D) lençóis bioclásticos que são caracterizados por *rudstones* de conchas dentríticas de bivalves com finas intercalações de siliciclásticos e carbonáticos em bordas de barras; (E) barras bioclásticas constituídas de *rudstones*, associados com finas camadas de *grainstones* bioclásticos sem intercalações de sedimentos siliciclásticos, depositados sob alta energia em altos estruturais; (F) bancos de bioacumulações compostas de conchas *in situ* associados a areia e folhelho, depositados em ambiente raso e de baixa energia; (G) lacustre profundo constituído de intercalações de sedimentos siliciclásticos finos e mudstones de ostracóides. Algumas dessas associações podem ser observadas na Figura 9.

Por falta de registros de reservatórios carbonáticos lacustres através do tempo geológico, existe uma escassez de estudos sobre esse tipo de depósito. Desta forma, foram usados análogos modernos como um guia para seu entendimento. Possíveis análogos modernos das coquinas do pré-sal são descritos na literatura: o ambiente marinho hipersalino da Sharkv Bay, Austrália (crescimento das cabeças dos estromatólitos) (Figura 10).

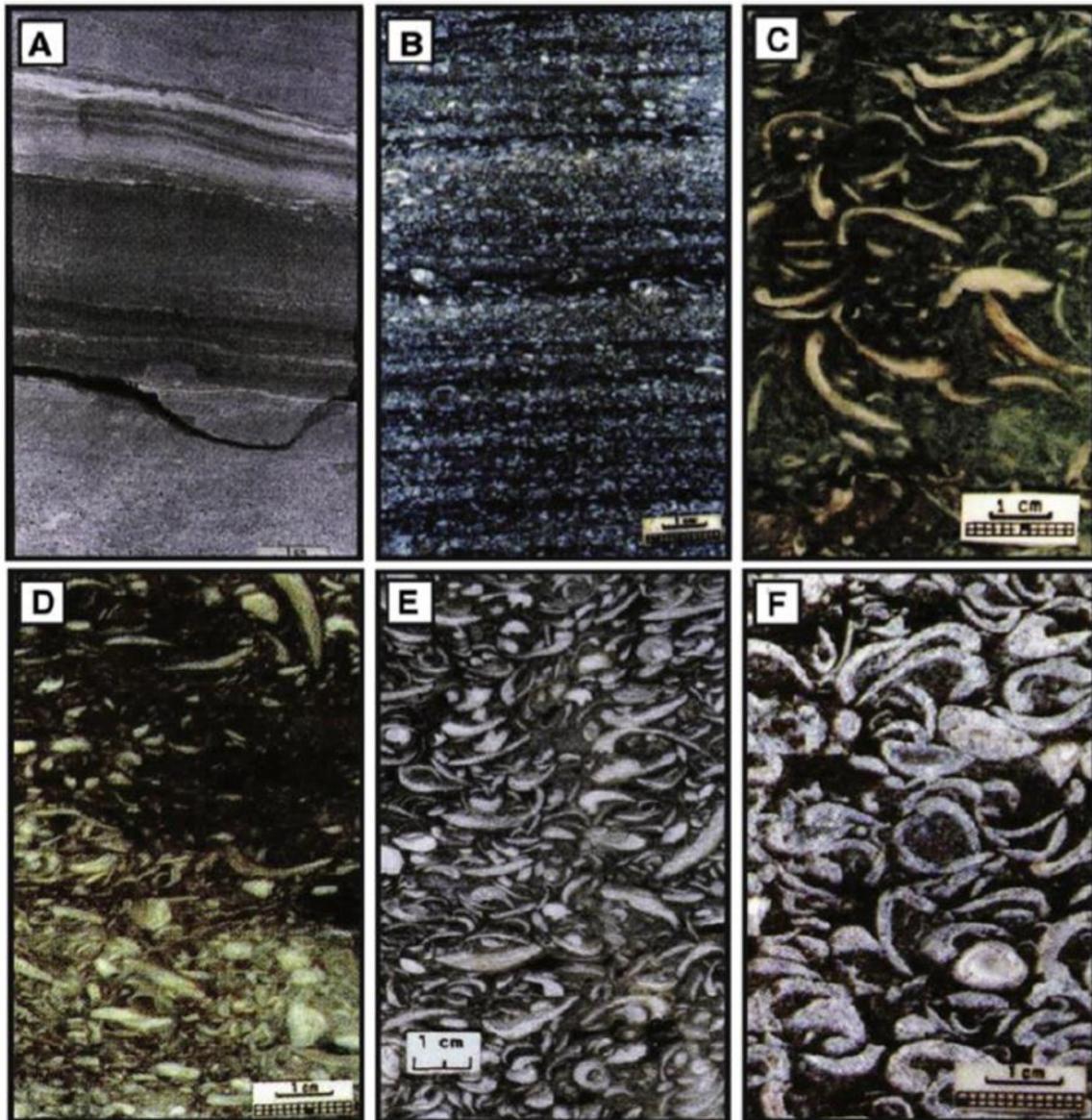


Figura 9: Fotos de amostras de calha de seis associações de fácies de coquinas da Formação Itapema. (A) depósitos de margem de lagos, (B) calcarenitos bioclásticos praiiais, (C) arenitos bioclásticos praiiais, (D) lençóis bioclásticos bordas de barras, (E) barras bioclásticas, (F) bancos de bioacumulados. (Adaptado CARVALHO *et al.*, 2000).

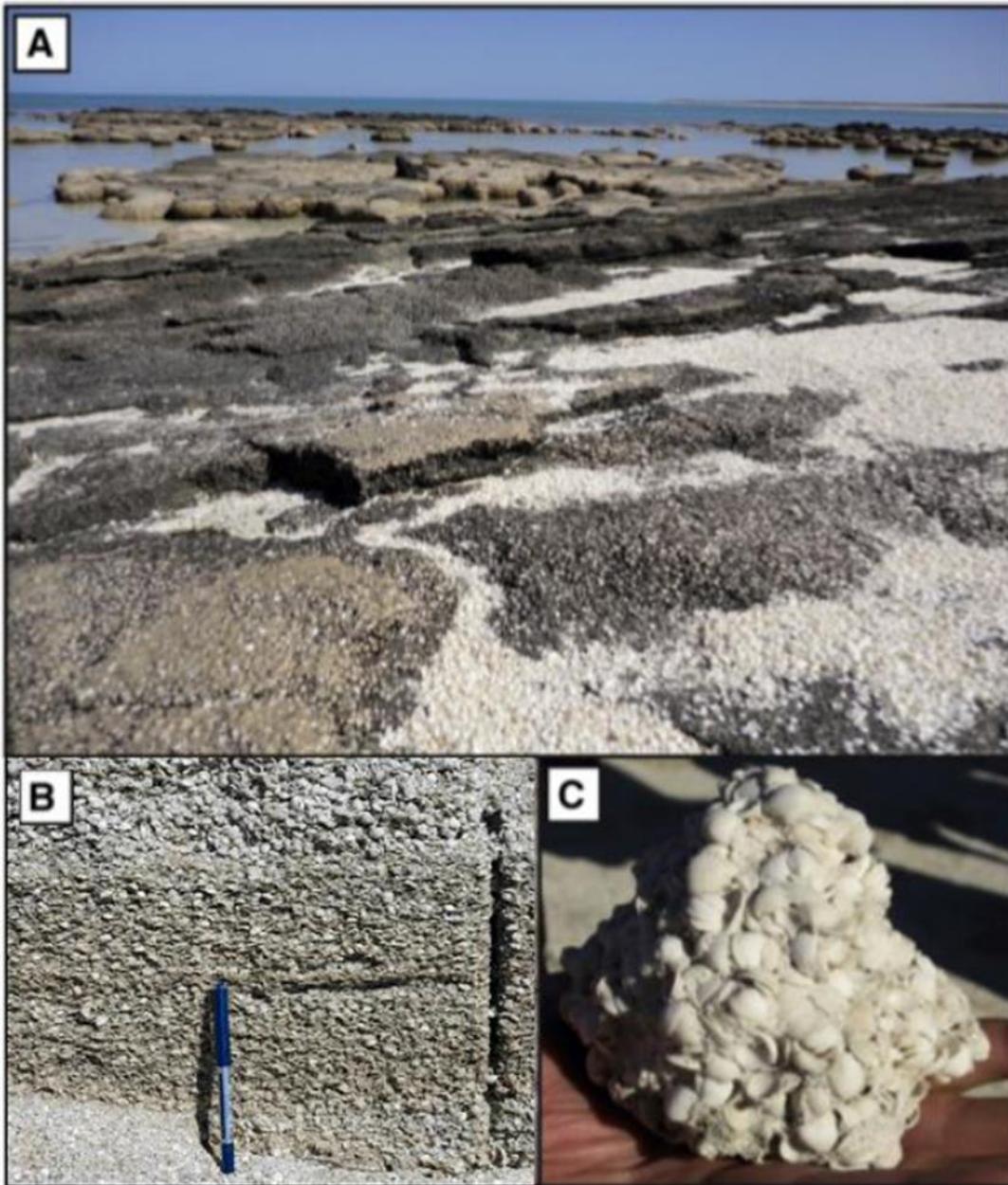


Figura 10: Camadas parcialmente litificadas de coquinas na parte mais distal em relação à margem e em direção ao mar, presença de estromatólitos dômicos (THOMPSON *et al.*, 2015); (B) Camadas parcialmente litificadas de coquinas; (C) Coquina de bivalves cimentada com matriz arenosa (S.F. Poropat, 2008 em THOMPSON *et al.*, 2015).

2.4 Formação Barra Velha

Segundo Szatmari & Milani (2016), os carbonatos da Formação Barra Velha representam os maiores reservatórios carbonáticos não-marinhos do mundo (chegando a ter até 500m de espessura), sendo depositados em ambientes lacustres rasos, hiper-alcalinos e abióticos, por meio de precipitação química devido ao aumento da alcalinidade. De acordo

com esses autores, durante o Aptiano ocorreram erupções de lavas basálticas, que começaram na fase inicial rifte e permaneceram em atividade, intercalando-se com as rochas da fase sag, sendo elas: folhelhos autigênicos ricos em Magnésio (*ex: stevensita*), estromatólitos, *grainstones*, *packstones* e *mudstones*. A presença da intensa atividade vulcânica e hidrotermal no ambiente lacustre durante a fase sag, associada à erosão e lixiviação por fluxos de águas superficiais e subterrâneos de elementos como Ca, Mg e SiO₂ dos terrenos do entorno, asseguraram condições necessárias para a deposição das fácies carbonáticas de origem não-marinha.

Os reservatórios carbonáticos de origem microbial foram relatados das bacias de origem lacustre do Atlântico Sul na fase rifte-sag, durante o Aptiano (Carminatti *et al.*, 2008; 2009) e sua textura tem sido ilustradas e também classificada a partir da Formação Barra Velha, na Bacia de Santos. Esses carbonatos são comumente conhecidos como microbialitos e foram desenvolvidos antes da fase de deposição do sal na Bacia de Santos, e conseqüentemente, tem sido conhecida como os ‘Microbialitos do Pré-Sal’. Terra *et al.* (2010) reportaram a presença de texturas esferulíticas semelhantes a arbustos (estromatólitos arborescentes) e esferulitos que foram classificados por possuírem ligação com micro-organismos durante sua formação.

A formação Barra Velha está toda situada no Aptiano e encontra-se no estágio Alagoano. É limitado em sua base pela inconformidade pré-Alagoas que separa o distinto sistema lacustre microbialítico dos mais antigos e variados lagos contento coquinas bivalves. É sobreposto pelos evaporitos da Formação Ariri que é marcado pelo fluxo inicial de águas marinhas na Bacia de Santos (DAVISON *et al.*, 2012).

As evidências adquiridas até o momento, de acordo com Wright (2012, 2015) apoiam uma origem não-marinha, lacustre, para a Formação Barra Velha. Devido a ausência de fósseis marinhos, incluindo indicadores marinhos, como os foraminíferos de miliólidos. Ostracóides estão presentes, mas em uma forma resistente à salinidade e parecem ser não marinhos. Os minerais de sulfato como o gesso e anidrita estão ausentes, sugerindo, assim, que os carbonatos não eram provenientes de águas marinhas.

Wright (2012) criou um modelo de distribuição, arquitetura, composição e diagênese de fácies dentro do ambiente lacustrino a partir de exemplos de carbonatos presentes. De acordo com este modelo, ele sugere que essas fácies podem ser divididas em

quatro tipos principais: (1) extensas plataformas carbonáticas formadas por tapetes microbiais que possuem arquitetura plano-paralela compostas por biohermas ou biostromas; (2) *build-ups* carbonáticos controlados por atividade hidrotermal na borda de falhas de altos estruturais e isolados em altos locais; (3) fácies de sedimentação carbonática plataformal, apresentando caráter agradacional ou progradacional; e (4) *mudstones* e fácies siliciclásticas finas lamosas de fundo do lago. O modelo de posicionamento e a arquitetura dessas fácies podem ser observados nas Figura 11e Figura 12.

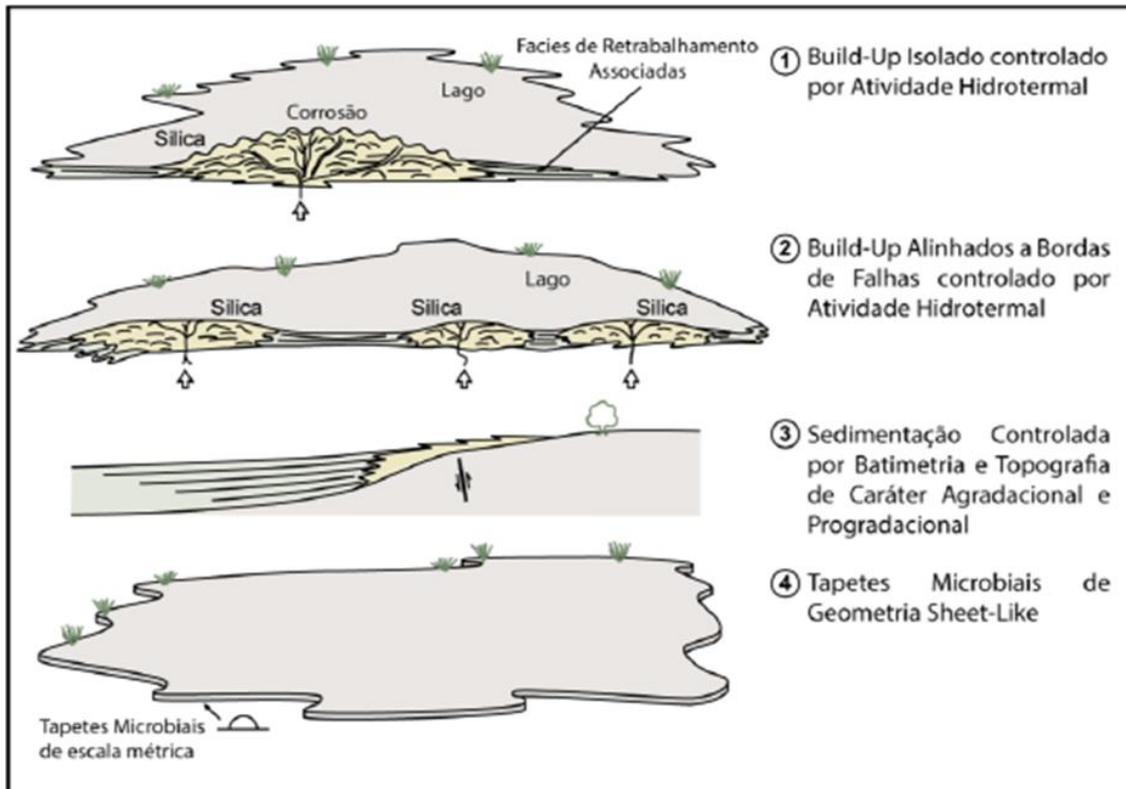


Figura 11: Modelo de posicionamento das fácies carbonáticas lacustrinas idealizada por Wright (2012).

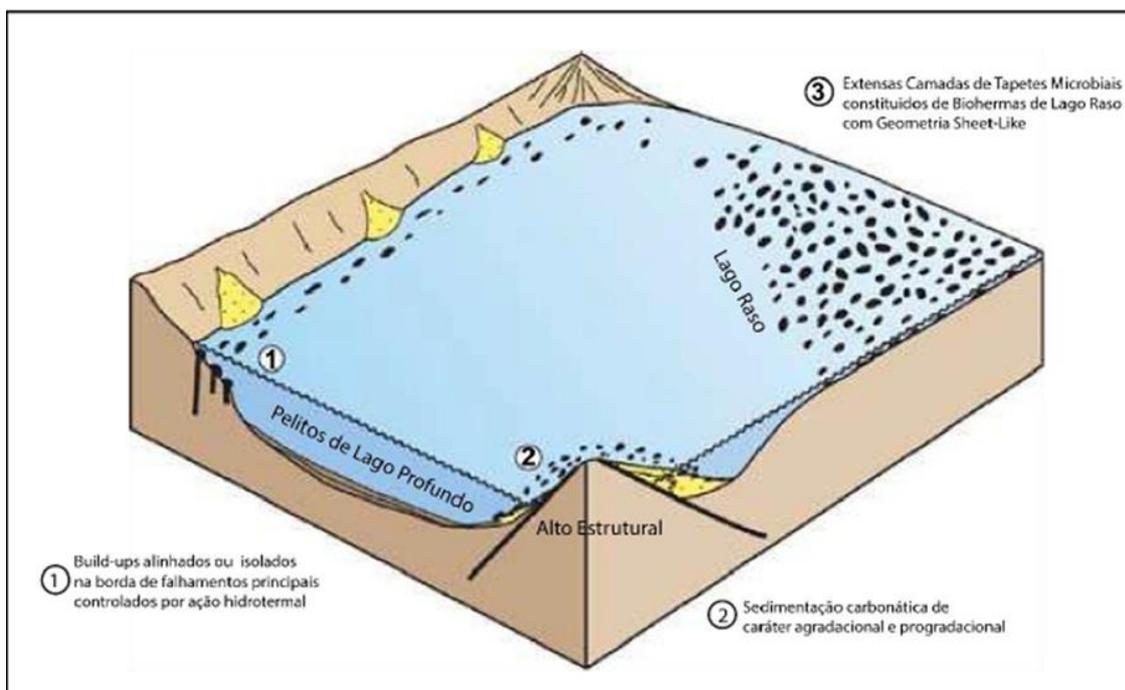


Figura 12: Arquitetura interna das fácies carbonáticas lacustrinas idealizadas por Wright (2012)

As fácies dos potenciais reservatórios representadas pelos *grainstones* e *rudstones* na linha costeira lacustrina são relativamente finas comparadas com as pertencentes às bacias marinhas devido à busca limitada, reduzindo a ação das ondas e produzindo uma onda de base superficial. Esse é o caso de lagos de baixo gradiente, nos quais as rápidas oscilações no nível do lago impedem o desenvolvimento de uma linha costeira estável. No entanto, os depósitos de lagos fechados da Formação Barra Velha possuem, localmente, pacotes contínuos de *grainstones* e *rudstones* com fragmentos de cristais, esferulitos, intraclastos e, em alguns, casos, pelóides e fragmentos vulcânicos (BARNETT *et al.*, 2018).

Segundo Porta (2015), fácies de *build-ups* e tapetes microbiais são, em sua maioria, constituídas de *bound stones* ou *cement stones* e as fácies detríticas, lateralmente associadas a *build-ups* erodidos por ondas ou exposição subaérea, são compostas por pelóides, esferulitos ou intraclastos de estromatólitos e travertinos. As litologias associadas são *packstones*, *grainstones* ou *floatstones*. Na Figura 13 se encontra uma tabela com os possíveis grãos e precipitados constituintes dessas rochas, assim como o tipo de porosidade associada.

Classification of non-marine carbonate textures based on Dunham (1962); Embry & Klovan (1971); Wright (1992)						
Precipitated "boundstone" and "cementstone" through biologically induced/influenced and physico-chemical processes				Components not bound at the time of deposition		
Micro-scale fabric (morphology, crystal size)	Boundstone Micrite, Clotted peloidal micrite, Microsparite	Cementstone Sparite, Microsparite	Primary Porosity	Components	Mudstone/Wackestone Packstone/Grainstone Rudstone/Floatstone	Primary Porosity
Irregular framework	Clotted peloidal micrite boundstone (e.g. thrombolites) 	Fibrous microsparite to sparite sinuous radially-arranged threads boundstone 	Cementstone/Sparstone/Microsparstone 	<i>Framework connected to non connected Microporosity</i>	Peloids, fecal pellets 	<i>Interparticle</i>
Encrusted biota (microbes, algae, macro-, micro-, bryophytes, insect larvae)	Micrite/microsparite encrusted microbial filaments 	Micrite/microsparite encrusted bryophytes, reeds, algae, insect larvae boundstone 	Sparite coated algae and plant stems 	<i>Framework connected Intraparticle Biomoldic</i>	Coated grains: ooids, pisoids, radial spherulites, oncoids 	<i>Interparticle Intraparticle Secondary moldic</i>
Branching dendritic (single crust or stacked layers)	Clotted peloidal micrite dendritic boundstone (incl. travertine shrubs) 		Crystalline dendrite cementstone (incl. travertine crystalline dendrites/feather crystals) 	<i>Inter-dendrite in between branches, laterally connected Microporosity</i>	Molluscs, ostracods, algae, plant stems, vertebrate bones 	<i>Interparticle Intraparticle Secondary biomoldic</i>
Fan-shaped with parallel growth laminae (single crust or stacked layers)	Micrite/microsparite fan boundstone (incl. tufa encrusted microorganisms) 	Fibrous to prismatic crystal fan cementstone with entombed microorganisms 	Crystalline fan dendritic cementstone 	<i>Inter-dendrite and inter-fans, laterally connected</i>	Intraclasts/ Extracclasts 	<i>Interparticle Intraparticle</i>
Laminated (tabular to columnar)	Micrite/microsparite laminated boundstone (incl. stromatolites) 	Micrite/microsparite laminated boundstone with mm- to cm-fenestral porosity 	Equal to bladed microsparite/sparite crust cementstone 	<i>Inter-laminae, fenestral laterally connected to non connected to tight</i>	Precipitated rafts on stagnant pool surface forming grainstone/ rudstone in hydrothermal travertine and caves 	<i>Interparticle</i>
Coated gas bubbles in hydrothermal travertines and spring mounds				<i>Interparticle Intraparticle "intra-bubble" not connected</i>		

Figura 13: Tabela de tipos de grãos e porosidade associadas a rochas carbonáticas de origem não-marinha (PORTA, 2015).

Segundo Carminatti (2009), uma província exploratória localizada na porção central da Bacia de Santos veio para quebrar os paradigmas a respeito das águas ultra profundas. Essa província está situada a 200 Km da linha de costa brasileira e possui uma sequência evaporítica com espessura maior que 2000 metros. Os alvos do pré-sal compreendem uma seção de carbonato espessa em profundidades que variam de 5000 a 6500 metros. Com isso, um paradigma foi quebrado, provando o grande potencial das rochas carbonáticas em águas profundas a ultra profunda na margem continental brasileira. Assim como todas as bacias ao longo da margem continental brasileira, a bacia de Santos foi formada com a ruptura das placas Africana e Sul-Americana (CAINELLI & MOHRIAK, 1999). Esta ruptura é relacionada aos reservatórios do pré-sal que foram depositados em um ambiente de golfo, com imensas lagunas e uma relativa estabilidade tectônica. Tais condições de baixa energia e hipersalina favoreceram a presença e o crescimento de cianobactérias constituinte dos reservatórios do pré-sal, como os microbialitos e as coquinas.

Ainda há uma discussão no que se diz respeito ao tipo de ambiente deposicional, mas ainda não se chegou a nenhuma conclusão final. Enquanto, Wright (2012) defende um ambiente lacustre, hiperalcalino, de lago raso e com a presença de carbonatos abióticos, Carminatti acredita em um ambiente biótico que sofre influência marinha e possui forte contribuição microbiana. Alguns autores como Terra *et al.* (2010) quando classificam as rochas carbonáticas brasileiras inserem os estromatólitos e esferulitos como sendo de origem microbiana. Wright & Barnett (2015) descartam, praticamente, a questão da influência microbiana, dizem que a ocorrência é rara e defendem a ideia que a maior parte dos depósitos foi quimicamente precipitada. De acordo com estudos, os microbialitos podem se formar tanto em lagos hipersalinos, como por exemplo, os estromatólitos de Shark Bay, na Austrália, Figura 14, e da Lagoa Salgada, no do estado do Rio Grande do Norte, que sustentam o modelo proposto por Carminatti, quanto em ambientes de lagos hiperalcalinos como as torres microbialíticas do Lago Pavilion, na British Columbia, Figura 15, sustentando o modelo defendido por Wright. Esta discussão ainda está em pauta, porém não é o foco principal desse trabalho.



Figura 14: Lago de Shark Bay, Austrália. Presença de estromatólitos de origem microbiana, lago hipersalino e de origem marinha.



Figura 15: Estromatólitos formados em lago doce, Lago Pavilion, British Columbia (<https://phys.org/news/2010-06-probing-pavilion-lake.html>).

2.5 O Campo de Búzios

O Campo de Búzios foi descoberto em 2010 e está localizado na porção central da Bacia de Santos, a cerca de 180 Km da costa do município do Rio de Janeiro, em uma lâmina d'água de aproximadamente 1.900 m de profundidade e abrange uma área de 852,2 Km² (Figura 16). Segundo o Boletim de Produção da ANP (2018), ele possui como fluido principal, o óleo e encontra-se produtivamente ativo. Atualmente está no ranking dos 20 maiores campos produtores de Petróleo, produzindo aproximadamente 71.244 Mbbl/d de Petróleo e 2.608 Mm³/d de Gás Natural no Pré-sal (Boletim de Produção ANP, janeiro 2019, Número 101).

O plano de desenvolvimento do sistema de produção e escoamento desse campo considera a instalação de seis Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) com capacidade de produção de 150.000 bbl/d de petróleo e 6.000.000 m³/d de gás. O sistema de coleta do campo será realizado através da interligação dos poços por meio de linhas flexíveis, além de linhas de serviço. O óleo produzido será escoado por navios e o gás será exportado através de um gasoduto.

Os reservatórios do Campo de Búzios se situam entre 5.000 e 6.000 m abaixo do nível do mar e são caracterizados por sedimentos biogênicos carbonáticos *in situ* ou retrabalhados, de origem microbiolítica da Formação Barra Velha, no Aptiano, e de origem bioacumulada, as coquinas, da Formação Itapema (Barremiano).

De acordo com o relatório da ANP de janeiro de 2019, o Campo de Búzios vêm aumentando significativamente sua produção em comparação aos anos anteriores e isto é evidenciado na Tabela 1 juntamente com o gráfico da Figura 16, que mostram a produção dos campos do pré-sal distribuídas em porcentagem, onde o Campo de Búzios representa 5% da produção total da Bacia de Santos.

Mapa de Localização - Campo de Búzios

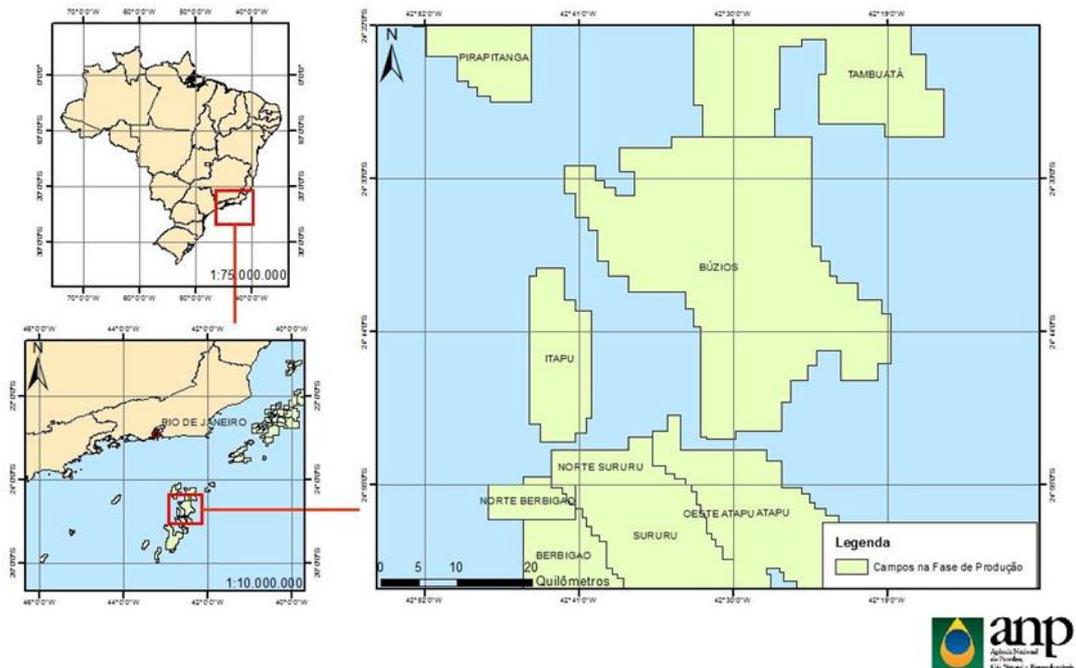
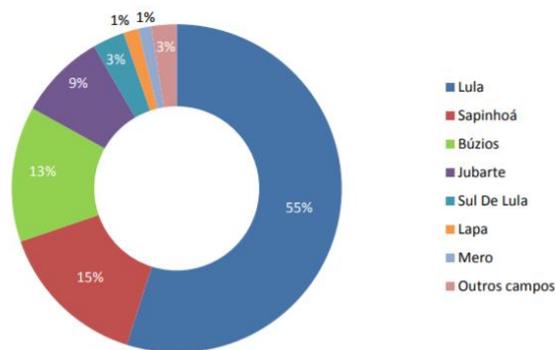


Figura 16: Mapa de localização do Campo de Búzios (boletim de produção ANP,2016).



Fonte: ANP/SDP/SIGEP
Maio/2019

Figura 17: Distribuição da produção do Pré-sal por campo (Boletim de produção ANP, Campo Búzios, 2019).

Tabela 1: Distribuição da produção dos campos do pré-sal (Boletim de produção ANP, Campo Búzios, 2019).

Campo	Petróleo (bbl/d)		Gás natural (Mm ³ /d)		Produção (boe/d)	
	Pré-sal	Pós-sal	Pré-sal	Pós-sal	Pré-sal	Pós-sal
Lula ^C	910.140	0	39.100	0	1.156.073	0
Sapinhoá ^C	247.601	0	10.394	0	312.980	0
Búzios ^{CO}	227.721	0	8.517	0	281.290	0
Jubarte ^C	147.607	71.105	5.154	653	180.028	75.213
Sul De Lula ^{CO}	53.021	0	2.078	0	66.090	0
Lapa ^C	24.251	0	1.001	0	30.546	0
Mero ^P	18.993	0	1.297	0	27.151	0
Marlim Leste ^C	20.974	47.472	360	753	23.237	52.206
Sudoeste De Sapinhoá ^P	5.587	0	235	0	7.062	0
Anc_Lula ³	3.972	0	156	0	4.951	0
Noroeste De Sapinhoá ^P	3.250	0	136	0	4.108	0
Barracuda ^C	3.105	42.777	70	720	3.543	47.303
Caratinga ^C	2.866	7.770	64	181	3.270	8.909
Voador ^C	2.351	0	75	0	2.825	0
Marlim ^C	1.857	77.637	60	950	2.231	83.614
Nordeste De Sapinhoá ^P	676	0	28	0	855	0
Outros Campos	0	810.207	0	45.957	0	1.099.270
Total Geral	1.673.974	1.056.968	68.725	49.214	2.106.241	1.366.515

Legenda: C: Concessão / CO: Cessão Onerosa/ P: Partilha

Fonte: ANP/SDP/SIGEP

Maio/2019

3. Estimativas do volume de argila

A estimativa do volume de argila das formações representa uma etapa essencial no fluxo de caracterização de reservatórios, devido à sua significativa importância para a compreensão do sistema petrolífero de bacias sedimentares, bem como para a redução de impactos negativos na recuperação do óleo e gás natural.

Segundo Schön (2011), as argilas descrevem um grupo de minerais, os argilominerais, e seu tipo de distribuição pode ser: laminar, estrutural e dispersa. Como, para nosso objetivo de estudo, a distribuição dispersa é a que mais interessa, iremos focar apenas em explicá-la. A argila dispersa é formada dentro do sedimento quando cristais de argila precipitam a partir de fluidos presentes nos poros. Com isso, as argilas podem preencher os poros e envolver os grãos minerais de maior granulometria na matriz da rocha (DEWAN, 1983; ELLIS & SINGER, 2007). Dewan (1983) salienta que esse tipo de distribuição pode ser bastante prejudicial, já que uma quantidade pequena de argila pode obstruir os poros e reduzir consideravelmente os valores de porosidade e permeabilidade. Ademais, ao afetar a conexão entre os poros da rocha, a argila pode impedir o fluxo de fluidos no reservatório, podendo causar um impacto negativo na produtividade de óleo e gás. Portanto, a influência exercida pela argila é um assunto de extrema importância e é preciso estimar seu volume para saber se sua interferência será benéfica ou não. O fator determinante será a quantidade de argila presente em um reservatório, pois, se por um lado grandes quantidades podem acabar com sua produção por meio da redução excessiva de sua permeabilidade, por outro lado uma pequena quantidade disseminada nos poros pode ser benéfica ao servir como uma trapa para a água intersticial.

Se uma quantidade suficiente de argila estiver presente em um reservatório, pode ser mais trabalhoso determinar se a zona é produtiva ou não (KAMEL & MABROUK, 2003). Dessa maneira, a determinação da qualidade de um reservatório em termos de identificação de litologia, da distribuição dos fluidos, da porosidade, permeabilidade e outros parâmetros petrofísicos dependem principalmente na avaliação do volume de argila (KAMEL & MABROUK, 2003).

É válido salientar que a presença de argila não influencia apenas na produtividade do reservatório. Ela também afeta diretamente a leitura e interpretações dos perfis de poço. Portanto, uma estimativa mais assertiva do volume de argila é de extrema importância para

a interpretação e extração de informações confiáveis a partir dos perfis de poços e, não obstante, para a avaliação econômica de sistemas petrolíferos (NERY, 2013).

Nesse trabalho a estimativa do volume de argila é realizada a partir da interpretação dos registros do perfil de raios gama (GR) e do perfil de ressonância magnética nuclear (RMN). O uso de dois perfis para se estimar o volume de argila teve como objetivo, através da comparação entre eles, diminuir as incertezas e evitar que o volume de argila presente em uma formação seja superestimado ou subestimado.

3.1. Estimativas do volume de argila a partir do GR

Radioatividade é a propriedade pela qual os átomos de grande número atômico (Z) emitem espontaneamente radiação, devido à instabilidade de seus núcleos. As radiações são ondas eletromagnéticas invisíveis, capazes de serem identificadas devido a seus efeitos ionizantes.

A radioatividade pode ser natural ou artificial. A primeira se manifesta espontaneamente nos elementos radioativos que se encontram na natureza e a segunda está relacionada ao bombardeamento de átomos através de partículas aceleradas. Existem três tipos de radioatividade natural: radiação alfa (α), radiação beta (β) e gama (γ). Segundo Schön (2011), a profundidade de penetração das radiações alfa e beta é muito pequena e, por isso, para aplicações práticas, como no caso da perfilagem de poços, se utiliza a radiação gama.

De acordo com Schön (2011), apenas três processos de decaimento radioativo, que produzem quantidades mensuráveis de raios gama, ocorrem naturalmente nas rochas: a série Urânio-Rádio, a série do Tório e o Potássio, K_{40} . Esses elementos radioativos naturais ocorrem originalmente em rochas ígneas e são espalhados nos sedimentos e na água do meio do ambiente deposicional durante os processos de intemperismo e erosão. Fatores como a presença de organismos vivos nas águas em que ocorreu a deposição e a composição mineralógica dos sedimentos determinam a maior ou menor concentração desses elementos nas rochas sedimentares.

Dentre as rochas sedimentares, as argilas e/ou folhelhos são sedimentos radioativamente naturais, devido à sua capacidade de reter íons metálicos, entre eles o Urânio e o Tório. Segundo Nery (2004), a radioatividade nesses sedimentos é significativa,

pois eles são ricos em matéria orgânica (microorganismos tendem a retirar elementos radioativos da água do mar, retendo-os em seus corpos) e possuem excelente capacidade de realizar trocas iônicas com as soluções intersticiais do ambiente deposicional. Por essas razões, após os evaporitos potássicos, os folhelhos são as rochas sedimentares que apresentam os valores mais altos de radioatividade. Em contrapartida, nos carbonatos, por resultarem do desenvolvimento de matéria esquelética marinha, a radioatividade esperada é a mais baixa possível. Essa ocorrência justifica a afirmação de que a radioatividade das rochas sedimentares aumenta nas rochas sem a presença de argila para as rochas “argilosas” (SCHON, 2011). Logo, quanto maior o conteúdo de argila de determinada rocha, maior será sua radioatividade.

Vale salientar que estas considerações são baseadas na lógica e, claro, anormalidades podem ocorrer, com frequência, em função do ambiente deposicional das rochas. Portanto, o perfil de raios gama pode ser utilizado como um indicador qualitativo e quantitativo do conteúdo argiloso das rochas, desde que essa radioatividade dependa exclusivamente do teor de argilomineral presente.

Os raios gama podem ser detectados principalmente por três tipos de ferramentas: câmaras de ionização, cintilômetros e contadores Geiger-Muller. A radioatividade medida é normalmente expressa em Unidades API, ou Grau API, (*American Petroleum Institute* – Instituto Americano de Petróleo), determinadas segundo níveis de referência de um poço teste da Universidade de Houston (RIDER, 2002).

Rider (2002) afirma que o perfil de raios gama é bastante utilizado, quantitativamente, para o cálculo do volume de folhelho. Além disso, qualitativamente, é empregado na distinção litológica entre folhelhos e não folhelhos, devido ao alto teor de K_{40} presente nos mesmos.

Dewan (1983) acredita que o perfil de raios gama é, também, eficaz no que se diz respeito à distinção de zonas permeáveis e impermeáveis. Os elementos radioativos tendem a estarem mais concentrados nos folhelhos, que são mais impermeáveis do que em carbonatos e arenitos. Desse modo, quando observamos intervalos de baixa radioatividade possivelmente teremos a presença de arenitos ou carbonatos e os de alta radioatividade estará associado a presença de argilas e/ou folhelhos.

Para que tais informações possam ser obtidas por meio do perfil GR é necessário compreender o seu funcionamento. Por convenção, na curva GR, a radioatividade cresce da esquerda para a direita (normalmente de 0 a 150 API) e a amplitude normal para os folhelhos é da ordem de 75 a 150 API (NERY, 2013). O perfil GR é de extrema importância por ser capaz de distinguir, por meio de sua curva uma zona de folhelhos de uma zona limpa.

Stevanato (2011) afirma que um arenito sem a presença de argila possui baixos valores medidos em API. Ainda de acordo com a autora, as rochas que possuem menor radioatividade e, conseqüentemente, menor resposta no perfil GR são calcários, evaporitos não potássicos (halita, anidrita ou gipsita) e carvão.

No entanto, existem algumas exceções que podem gerar picos anômalos no perfil GR. Alguns exemplos são os folhelhos pretos betuminosos, evaporitos potássicos, argilas de águas profundas e arenitos arcósioanos (arenitos que possuem feldspatos detríticos com conteúdo de potássio em sua composição). Portanto, é preciso ter cautela para que esses picos não sejam interpretados de maneira equivocada (STEVANATO, 2011).

Existem dois tipos de ferramentas de raios gama: a convencional e a de espectrometria. Nesse trabalho foi utilizado apenas a ferramenta convencional que me a soma de todos elementos radioativos, pois ela possibilita a distinção entre os folhelhos e/ou argilas e os demais tipos litológicos. O perfil de raios gama convencional só reflete a proporção de argila ou folhelho de uma camada, ele pode ser um indicativo do teor de folhelho ou do volume de argila das rochas. É utilizado também para se detectar minerais radioativos e evaporitos.

O uso do GR para se estimar o volume de argila de uma formação tem sido objeto de incerteza, que surgem de duas fontes. A primeira corresponde ao fato de alguns analistas de perfis usarem os termos argila e folhelho de forma permutável. A segunda, surge do fato de que o perfil GR não responde nem à argila nem ao folhelho, mas sim às concentrações associadas aos isótopos radioativos. Para estimar a fração volumétrica de folhelho em uma formação (V_{sh}), a abordagem tradicional é varrer o perfil para leituras mínima e máxima de GR, $GR_{mín}$ e $GR_{máx}$. A leitura mínima é então assumida como sendo uma zona limpa (0% folhelho, presença de arenito ou carbonato limpo), e a leitura máxima é tomada como a zona de folhelho (100% folhelho). Em seguida, a leitura de

GR em unidades API em qualquer outra zona no poço pode ser convertida no IGR, índice de raios gama da formação:

$$\text{IGR} = \frac{\text{GR} - \text{GR}_{\text{mín}}}{\text{GR}_{\text{máx}} - \text{GR}_{\text{mín}}} \quad (1)$$

A partir do IGR é possível calcular o volume de folhelho. Com isso, podemos utilizar modelos empíricos distintos obtidos para determinado tipo de rocha.

Com o objetivo de se desenvolver o cálculo da estimativa de volume de argila (Vclay) mais realista, Larionov (1969) desenvolveu uma equação de relação não linear para rochas do Terciário (ou seja., sedimentos mais novos):

$$\text{Vclay} = 0,083 [2^{3,7 \times \text{IGR}} - 1]. \quad (2)$$

Para rochas do Cretácio (mais antigas e consolidadas), Larionov (1969) sugere o uso da relação:

$$\text{Vclay} = 0,33 [2^{2,0 \times \text{IGR}} - 1]. \quad (3)$$

A validade destes modelos empíricos é sempre alvo de discussão. Isto se deve ao fato de que os coeficientes de cada modelo estão ligados a rochas específicas, que possuem características sedimentológicas, muitas vezes, distintas daquelas sob análise. Um exemplo é o fato de quanto mais novas as rochas, menor a atuação da diagênese e maior a presença de elementos radioativos portadores de potássio (K), que possivelmente proporcionará altas radioatividades, não ligadas, propriamente, aos argilominerais (NERY, 2013). Além disso, a utilização de um único registro de perfil de poço, no caso o perfil de raios gama, pode acabar subestimando os resultados, se tivermos a presença da estevecita que tem características pouco radioativas (MALLET & LUPINACCI, 2019), ou superestimando os resultados, se tivermos a presença de arenitos arcósiolos na qual possuem propriedades radioativas (PAIVA *et al.*, 2019).

3.2. Estimativas do volume de argila a partir do RMN

A ressonância magnética nuclear (RMN) deriva da medição das propriedades quânticas (*spin* e momento magnético) dos núcleos. As medições da RMN tiveram início antes da Segunda Guerra Mundial e atingiu seu maior sucesso em 1946. Embora este fenômeno tenha sido inicialmente explorado por físicos e químicos, não demorou muito para que a Chevron, em 1960, utilizasse o método RMN para a perfilagem de poços (ELLIS& SINGER, 2007). A RMN, com sua aplicação mais conhecida sendo na área médica até então, começou a ganhar mais reconhecimento como imagens de ressonância magnética.

O interesse da ressonância magnética para na indústria do petróleo inicialmente foi baseado no método para a detecção de prótons (hidrogênio em fluidos de poros comuns) e, conseqüentemente, numa medida de porosidade. As primeiras ferramentas utilizadas na década de 1960 foram projetadas para medir exatamente isso, o índice de fluido livre. Como dependiam do campo magnético da Terra, sua sensibilidade ao hidrogênio no poço exigia um tratamento de lama caro e demorado, o que limitava sua utilidade. Assim, ele permaneceu como uma especialidade, solicitada por quem era fiel ao método e não produzindo rendimento suficiente para inspirar mais investimento. Em meados da década de 1990, houve um ressurgimento do interesse na ferramenta RMN, resultando nos primeiros perfis de poços obtidos por esse método, desencadeado por uma invenção 10 anos antes, o “RMN de dentro para fora”, bem como uma grande parte das medições laboratoriais em meios porosos. Com os novos projetos, surgiu a possibilidade de medir não apenas a porosidade, mas também as características do fluido (por exemplo, distinguir entre óleo e água) e delimitar a natureza da microestrutura do poro para permitir estimar a permeabilidade e, posteriormente, a argilosidade.

Atualmente, a perfilagem de RMN é realizada em muitos campos ao redor do mundo. No ano de 2011, foram realizadas aproximadamente 1.700 operações de perfilagem de poço usando a ferramenta RMN.

A RMN é uma das técnicas mais versáteis na avaliação de poços, já que ela é capaz de analisar as propriedades de fluidos saturantes da rocha. O estudo da interação rocha/fluido assume o lugar de uma de suas vertentes mais bem-sucedidas. Desde então, importantes propriedades petrofísicas de reservatório puderam ser melhor determinadas e

compreendidas, devido à correlação dos efeitos que a interação rocha/fluido causa nos fenômenos de relaxação magnética e difusão molecular, tais como influência da susceptibilidade magnética e geometria do espaço poroso.

Tabela 2: Marca de referência histórica das aplicações do RMN.

1946	First laboratory NMR measurements by Purcell and Bloch
1950	Hahn develops the spin-echo NMR experiment
1956	NMR experiments on sand packs
1960	First NMR log by Chevron using the Earth's magnetic field
1965	SeEVERS relates NMR data to permeability
1978	Schlumberger introduces NML-C
1990	Numar commercializes MRIL: first pulsed-NMR logging tool -joint operations with Baker Atlas
1995	CMR tool marketed by Schlumberger
1996	MRIL service upgraded to total porosity logging
1998	First multi-frequency tool -MRIL-Prime- is introduced
2000	Presentation of an experimental NMR LWD tool by Numar

3.2.1. Aplicações do perfil RMN

Os perfis RMN têm como principal objetivo medir as porosidades da formação (PHIT - porosidade total e PHIE – porosidade efetiva). Detectam diferentes fluidos quanto à sua mobilidade (fluido livre e óleo móvel), distribuição de tamanho de poros (através das curvas de decaimento T_1 e T_2), podendo através dela se estimar o volume de argila de determinada formação, saturação irreduzível de água (percentual do fluido que não pode ser extraído da formação por estar preso em poros de alta tensão capilar), tipificação de fluidos, estimativa de viscosidade do óleo e estimativa de permeabilidade, sendo a porosidade por RMN, na maioria das vezes, independente da litologia. (WONG 1999; ALLEN et al., 2000; WONG, 1999)

Os perfis convencionais possuem certa dificuldade em diferenciar a *clay bound water* (CBW), a água presa por capilaridade (BVI –*capillary bound water*) e fluido móvel (FF- *freefluid*) (Figura 18). Muitas vezes, uma saturação de água irreduzível elevada faz com que os perfis convencionais (resistividade, densidade, neutrão e sônico) possam considerar um potencial reservatório como sem interesse econômico (ELLIS& SINGER, 2007).

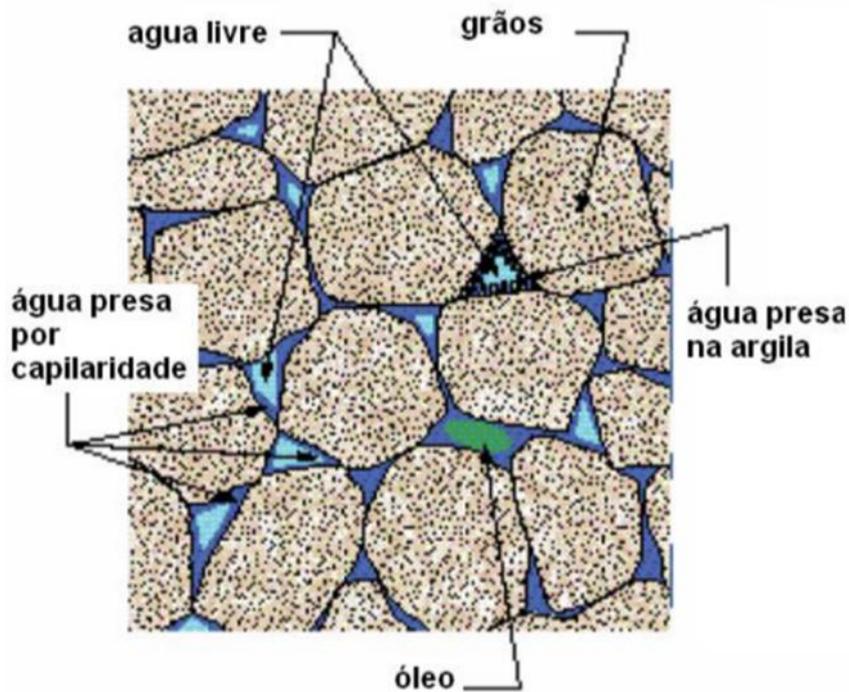


Figura 18: Distribuição dos fluidos no espaço poroso de um reservatório (ALLEN *et al.*, 1997– adaptado, ELLIS & SINGER, 2007).

As aplicações para estimar propriedades petrofísicas usando a ferramenta RMN começaram quando foi percebido que fazendo uma medição em um material rochoso saturado de água e depois em diferentes estados de desaturação é possível obter uma relação entre a curva de decaimento RMN e o tamanho do poro (Ehigie, 2010).

As ferramentas RMN usam um ímã permanente e pulsos de radio frequência para manipular o hidrogênio nos espaços porosos das formações a serem investigadas. A energia que retorna assume a forma de *echos spins* (amplitude de sinal), cuja magnitude e decaimento revelam informações sobre o tamanho dos poros e tipos de porosidade, que são independentes da litologia.

Antes da perfilagem usando a ferramenta RMN, os prótons presentes nos fluidos da formação estão orientados aleatoriamente. Quando a ferramenta passa pela formação, ela gera campos magnéticos que ativam esses prótons. Primeiro, o campo magnético permanente da ferramenta alinha ou polariza os eixos de rotação dos prótons em uma determinada direção. Em seguida, o campo oscilante da ferramenta é aplicado para inclinar esses prótons para uma posição diferente da sua nova posição de equilíbrio. Quando o campo oscilante é subsequentemente removido, os prótons começam a se inclinar, ou

relaxar, na direção original em que o campo magnético estático os alinhava. Sequências de pulso são usadas para gerar uma série de *ecos spin* (amplitude de sinal), medidos pela RMN que registra e exibe os trens de *eco spin*. Esses trens constituem os dados de RMN brutos. Para gerar um trem *eco spin*, como mostrado na Figura 19, a ferramenta RMN mede a amplitude dos ecos de spin como uma função do tempo. Como os *ecos spin* são medidos ao longo de um curto período de tempo, uma ferramenta de RMN viaja não mais do que alguns centímetros no poço enquanto grava o trem *spin-echo*. Os trens *spin-echo* registrados podem ser exibidos em função da profundidade (COATER *et al.*, 1999).

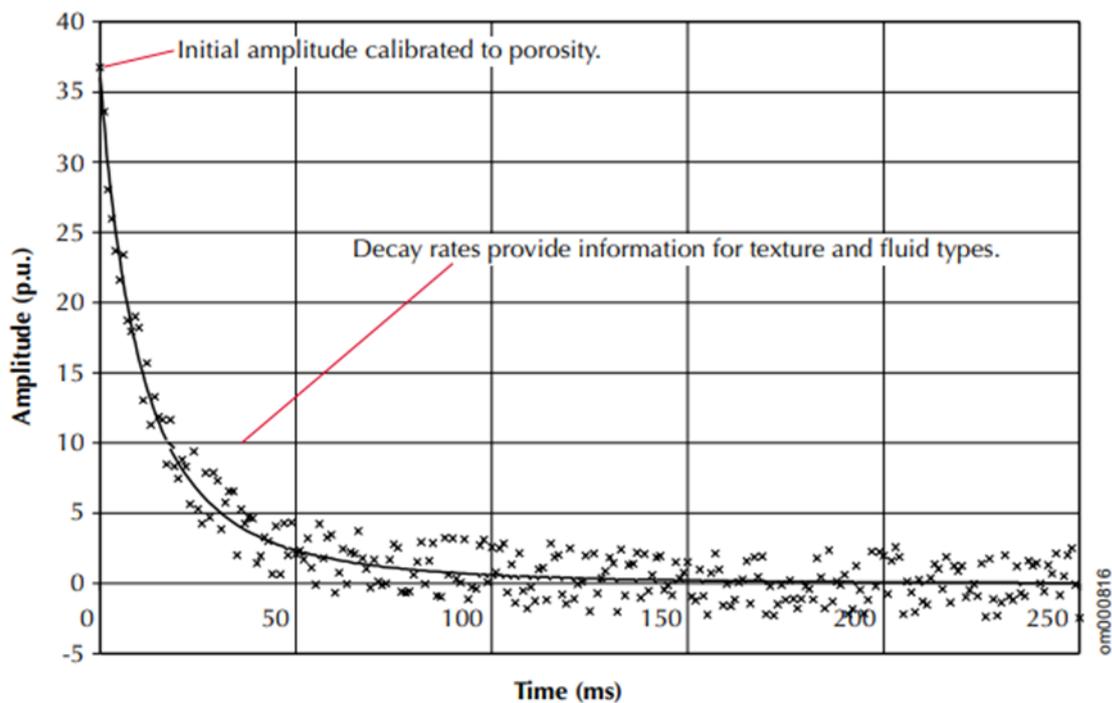


Figura 19: Decaimento de um trem de *eco spin*, que é uma função da quantidade de hidrogênio presente nos fluidos (COATER *et al.*, 1999).

A amplitude inicial do trem *spin-eco* é proporcional ao número de núcleos de hidrogênio associados aos fluidos nos poros. Assim, essa amplitude pode ser calibrada para resultar em um dado de porosidade. O trem de *eco spin* medido pode ser vinculado tanto aos parâmetros de aquisição de dados, quanto às propriedades dos fluidos nos poros. Os parâmetros de aquisição de dados incluem o espaçamento inter-eco (TE) e o tempo de polarização (TW). TE é o tempo entre os *ecos spin* individuais em um trem de eco. TW é o tempo entre o final da medição de um trem de *eco spin* e o início da medição do próximo trem de *eco spin*. Ambas TE e TW podem ser ajustadas para alterar o conteúdo da informação dos dados.

As propriedades dos fluidos de poros que afetam os trens de *eco spin* são o índice de hidrogênio (HI), o tempo de relaxamento longitudinal (T_1), o tempo de relaxamento transversal (T_2) e a difusividade (D). HI é uma medida da densidade de átomos de hidrogênio no fluido; T_1 é uma indicação de quão rápido os prótons com certa inclinação nos fluidos relaxam longitudinalmente (em relação ao eixo do campo magnético estático); enquanto, T_2 é uma indicação de quão rápido os prótons com inclinação nos fluidos relaxam transversalmente (novamente em relação ao eixo do campo magnético estático); D é uma medida da extensão em que as moléculas se movem aleatoriamente no fluido (COATER *et al.*, 1999).

A amplitude do decaimento do trem de *eco spin* pode ser ajustada por uma soma de exponenciais em decaimento, cada uma com uma constante de decaimento diferente. O conjunto de todas as constantes de decaimento forma o espectro de decaimento ou a distribuição de tempo de relaxamento transversal (T_2). Em rochas saturadas com água, pode ser comprovado, matematicamente, que a curva de decaimento associada a um único poro será uma única exponencial com uma constante de decaimento, proporcional ao tamanho do poro, ou seja, os poros pequenos têm valores baixos de T_2 e os poros maiores têm valores altos de T_2 .

As amostras de rochas perfiladas pela ferramenta RMN terão as distribuições T_1 e T_2 de acordo com os tamanhos dos poros. Assim, o decaimento multi-exponencial representa a distribuição dos tamanhos dos poros nessa profundidade, com cada valor de T_2 correspondendo a um tamanho de poro diferente. A Figura 20 mostra a distribuição T_2 que foi derivado do trem *spin-eco* da Figura 19.

A taxa de decaimento exponencial da amplitude do sinal, ou distribuição T_2 , é uma medida fundamental do perfil RMN. Poros pequenos, formações mais sujas (com presença significativa de argila) e baixa porosidade são associados a curtos intervalos T_2 . Poros maiores em formações limpas são associados a longos intervalos T_2 .

O funcionamento da ferramenta RMN se dá através de uma bobina que emite uma forte corrente eletromagnética que, por sua vez, produz um campo magnético na formação e polariza os núcleos de hidrogênio (presente na água e nos hidrocarbonetos). Quando o campo magnético é desativado, os núcleos de hidrogênio se realinham ao longo do campo magnético natural da Terra. O realinhamento dos núcleos produz um sinal que decai

exponencialmente e é captado pela bobina da ferramenta. Essa resposta é utilizada para estimar o fluido livre (FF), que representa a porosidade que contém os fluidos móveis da formação. A curva distribuição T_2 é conhecida, também, como tempo de relaxação, ela pode ser relacionada com a distribuição do tamanho dos poros quando a rocha estiver 100% saturada em água. Além disso, a distribuição T_2 nos permite diferenciar a água móvel da água irreduzível. A água retida em poros muito pequenos e em argilas, por terem alta razão superfície/volume, apresenta rápido decaimento, portanto menores valores de T_2 , valores maiores de T_2 e um longo decaimento estão associados a uma maior quantidade de fluido livre na formação. É possível observar que a amplitude do sinal é diretamente relacionada à porosidade (Figura 21).

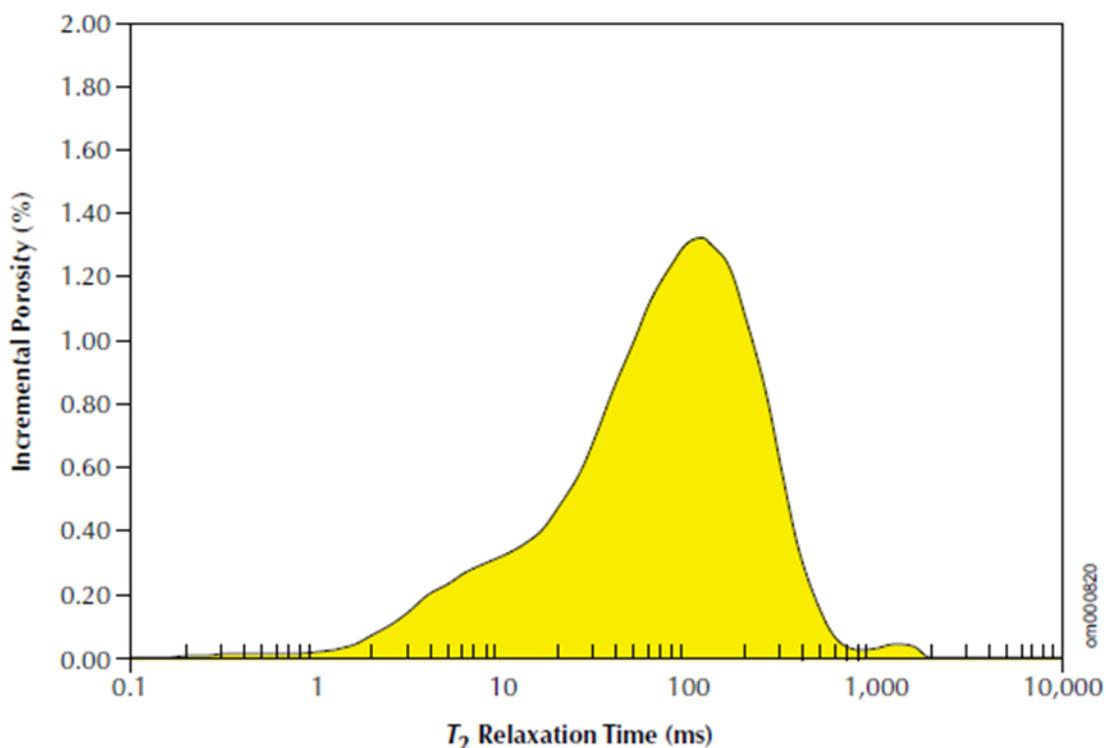


Figura 20: Através do processo de inversão matemática o decaimento de eco spin pode ser convertido numa distribuição T_2 . A área abaixo da curva de distribuição T_2 corresponde à porosidade. Essa distribuição nos mostra a relação entre o tamanho do poro quando a rocha está 100% saturada de água(COATER *et al.*, 1999).

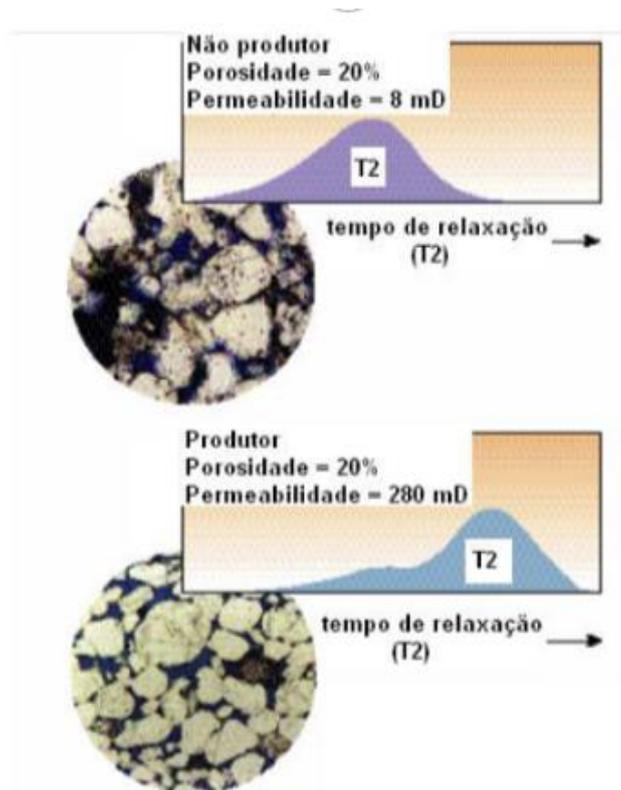


Figura 21: Resposta do tempo de relaxação (T_2) em diferentes espaços porosos. A amplitude T_2 é diretamente proporcional à porosidade. O tempo mais curto na primeira imagem indica uma relação área/volume elevada, característica de poros pequenos e baixa permeabilidade. Na segunda imagem, caso de poros maiores, a permeabilidade é melhor o T_2 é maior (modificado de Allen *et al.*, 1997).

A estimativa do fluido livre (FF) é baseada na suposição de que os fluidos produzidos residem em poros grandes, enquanto os fluidos confinados residem em poros pequenos. Como os valores T_2 podem ser relacionados ao tamanho dos poros, um valor de T_2 pode ser selecionado abaixo do qual os fluidos correspondentes devem residir em poros pequenos e acima dos quais se espera que os fluidos correspondentes residam em poros maiores. Esse valor é chamado $T_{2cutoff}$ ($T_{2cutoff}$). Através dos cortes feitos na distribuição T_2 , é dividido o RMNPHI (mnemônico que representa a porosidade das ferramenta RMN) em índice de fluido livre (FF), teor de água presa na molécula de argila (CBW) e água presa por capilaridade (BVI), como apresentado na Figura 22. O $T_{2cutoff}$ pode ser determinado com medições de RMN em amostras que possuem núcleo saturado de água. Basicamente, é feita uma comparação entre a distribuição T_2 de uma amostra em um estado 100% saturado em água e a mesma amostra em um parcialmente saturado, para se possa obter valores confiáveis de corte.

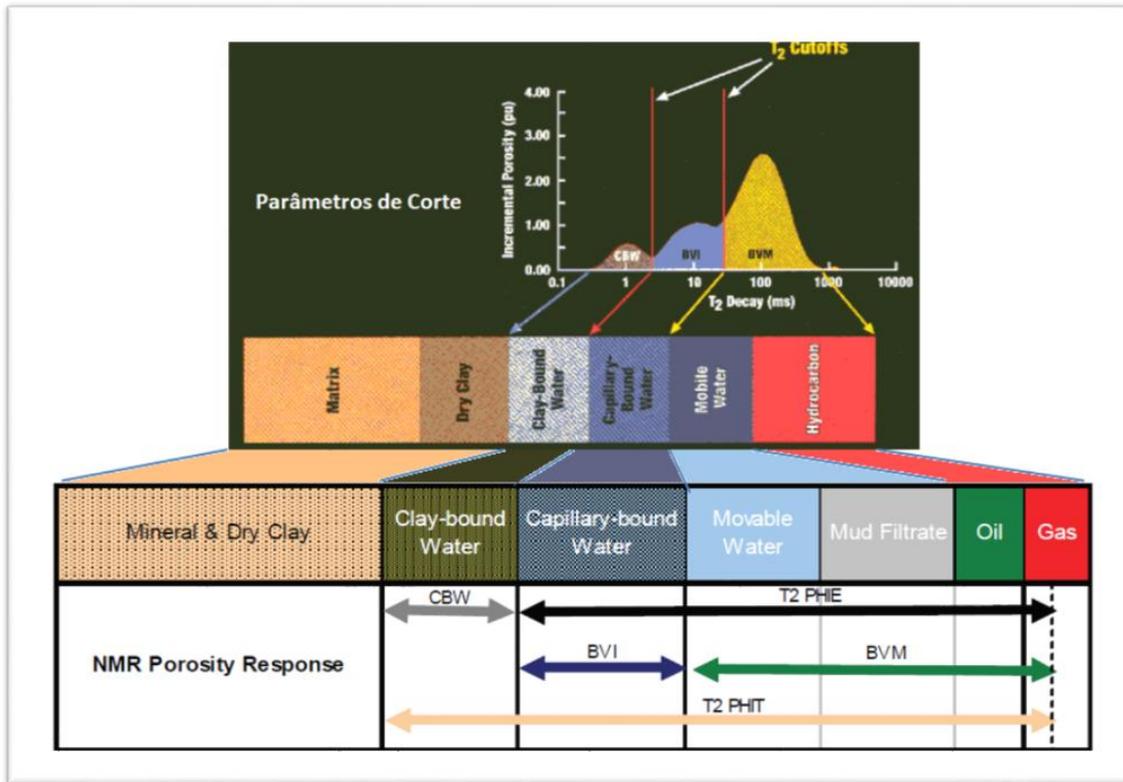


Figura 22: Curva de distribuição T_2 , $T_{2cutoff}$ e respostas a porosidade RMN (Modificado Ehigie., 2010).

A CBW, a BVI e o FF ocupam diferentes tamanhos de poros e localizações. Hidrocarbonetos diferem, quando comparados à água, em suas localizações no espaço poroso, ocupando, em sua maioria, os poros maiores. A ferramenta RMN usa essas diferenças para caracterizar os fluidos no espaço poroso. Em geral, como já dito anteriormente, os fluidos “presos” possuem tempos T_1 e T_2 muito curtos, devido à restrição do movimento molecular em poros pequenos. A água livre geralmente exibe valores médios de T_1 e T_2 . Hidrocarbonetos, como gás natural, óleo leve, óleo de viscosidade média e óleo pesado, também possuem características de RMN muito diferentes. O gás natural exibe tempos T_1 muito longos, mas tempos T_2 curtos e uma curva de decaimento exponencial única. As características de RMN dos óleos são bastantes variáveis e são amplamente dependentes da viscosidade do óleo. Óleos mais leves possuem tempos longos T_1 e T_2 e também exibem uma curva de decaimento exponencial diferenciada. À medida que a viscosidade aumenta e a mistura de hidrocarbonetos se torna mais complexa, os tempos T_1 e T_2 começam a diminuir. Com base nas características das medidas realizadas pela ferramenta RMN foram desenvolvidas aplicações para identificar e quantificar o tipo de hidrocarboneto presente no espaço poroso.

Os resultados processados da ferramenta RMN devem estar de acordo com outros dados como a porosidade de outras ferramentas, resultados de análise do núcleo e resultado de testes de formação. A maioria das funções de controle de qualidade são realizadas durante o processo de perfilagem. Tudo isso pressupõe que o planejamento adequado de pré-trabalho ocorreu para que a aquisição correta dos dados tenha ocorrido.

Existem dois tipos principais de ferramentas RMN, a *Magnetic Resonance Imaging Log* (MRIL) e *Combinable Magnetic Resonance* (CMR). Esta dissertação foi focada na segunda ferramenta, na qual foi utilizada pela empresa Schlumberger para a perfilagem dos poços analisados neste trabalho. O CMR é uma ferramenta que possui seu campo magnético focalizado, sua faixa de respostas inclui a porosidade, o volume de fluidos encadeados, a permeabilidade, a caracterização do tamanho dos poros e a identificação direta de fluidos (STAMBAUGH *et al.*, 2000).

4. Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho foi dividida nas seguintes etapas: revisão bibliográfica da Bacia de Santos; seleção, carregamento e controle de qualidade de dois poços no Campo de Búzios, Bacia de Santos; definições das zonas a partir da análise dos perfis compostos, dos relatórios finais de poços exploratórios; dos perfis convencionais (raios gama, densidade, neutrão e resistividade) e dos perfis de RMN; comparação dos volumes de argila, porosidades, saturações e *net-pay* estimados por três fluxos de trabalho nos intervalos nas formações Barra Velha e Itapema; e comparação das propriedades de reservatório entre as formações Barra Velha e Itapema. A Figura 23 sintetiza o fluxograma usado nesse trabalho.

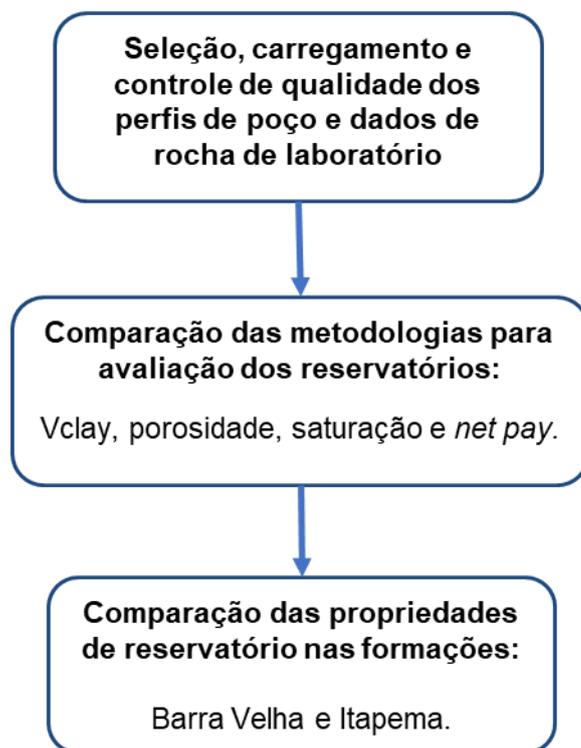


Figura 23: Fluxo de trabalho utilizado para analisar as propriedades de reservatórios nos poços 3-BRSA-944A-RJS e 3-BRSA-1053-RJS no Campo de Búzios.

4.1. Seleção, carregamento e controle de qualidade dos poços

Os relatórios e os perfis de poços foram fornecidos gratuitamente pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP) e as aquisições dos perfis dos poços foram realizados pela empresa Schlumberger. Os poços selecionados para este estudo foram o 3-BRSA-944A-RJS e o 3-BRSA-1053-RJS, ambos localizados no Campo de Búzios, Bacia de Santos (Figura 24). Estes poços foram escolhidos por apresentarem

dados de porosidade de laboratório e os perfis necessários para a aplicação da metodologia proposta.

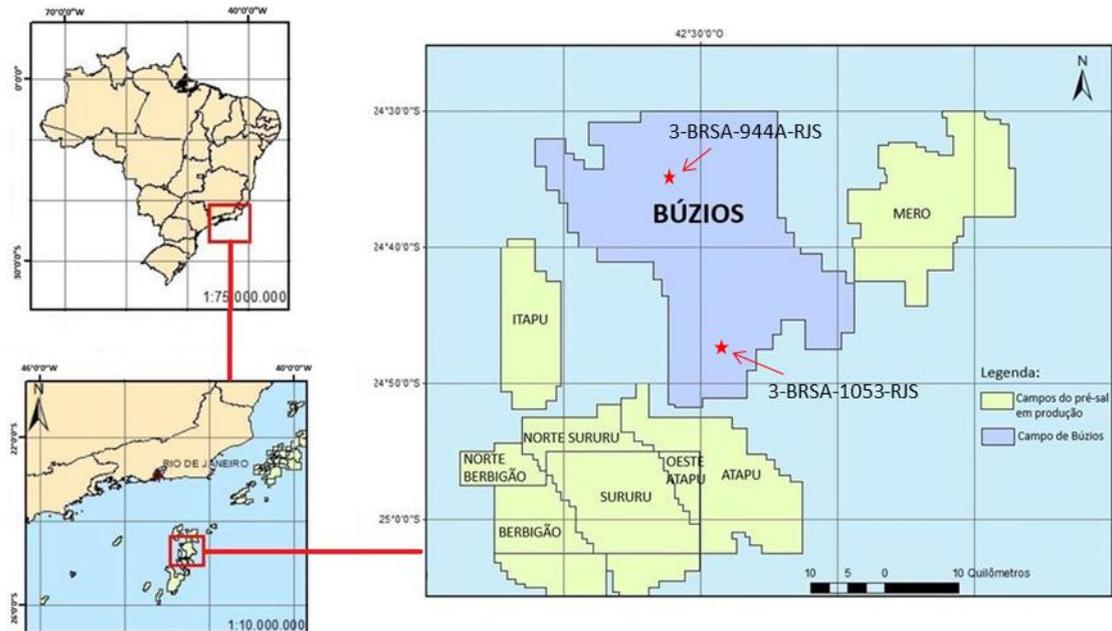


Figura 24: Mapa mostrando a localização dos poços 3-BRSA-944A-RJS e 3-BRSA-10-53-RJA no Campo de Búzios, Bacia de Santos.

O carregamento dos perfis dos poços foi realizado no software Techlog® (Schlumberger), sendo necessário importar todas as curvas referentes aos perfis utilizados, tanto os perfis convencionais que se apresenta na forma escrita AIT, quanto os perfis de RMN, que se apresenta sob a forma CMR, ambos mnemônicos adotado pela Schlumberger, tendo como objetivo de se estabelecer um controle de qualidade inicial. Vale ressaltar que nesses poços não foi preciso fazer emenda de curvas, porque todas as corridas vieram completas e abrangiam todo o intervalo das formações Barra Velha e Itapema.

Nesta etapa foi feita uma análise qualitativa dos perfis dos poços para se determinar as formações, identificar as litologias e as zonas produtoras de hidrocarbonetos. Para que as informações extraídas da avaliação dos perfis de poços sejam confiáveis é preciso uma análise preliminar usando o perfil de caliper (HCAL). Este perfil desempenha um importante papel ao informar o diâmetro do poço, o que permite identificar possíveis zonas de invasões e de arrombamentos. Estes podem ser causados devido à circulação de lama, à ação da ferramenta usada para a perfuração e/ou o desmoronamento de parte da parede do poço (RIDER, 2002).

Depois de realizado o controle de qualidade foi iniciado a identificação das zonas e a caracterização de propriedades de reservatórios nos poços 3-BRSA-944A-RJS (Figura 25) e (3-BRSA-1053-RJS) Figura 26. Para isto, foram utilizadas as curvas de raios gama (ECGR ou ECGR_EDTC), densidade (RHOZ), nêutrons (NPHI), sônico (DTSM, DTCO), fotoelétrico (PEFZ), resistividade profunda (AF90), porosidade total (TCMR), porosidade efetiva (CMRP_3MS), volume de fluido de fronteira (BFV), volume de fluido livre (CMFF) sendo estes quatro últimos perfis de RMN.

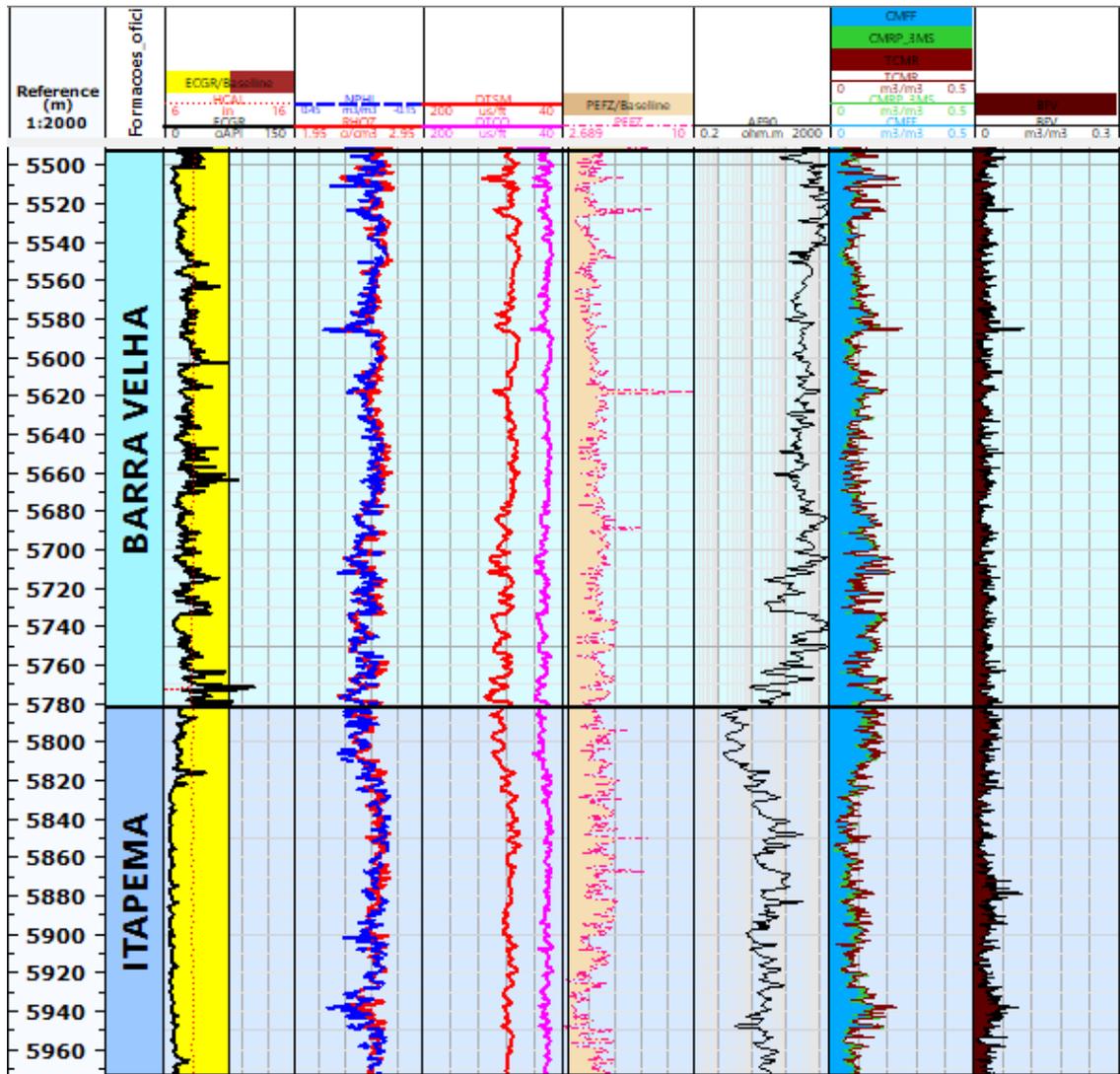


Figura 25: Curvas do poço 3-BRSA-944A-RJS utilizadas na avaliação das propriedades dos reservatórios. *Track 1*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 2*: neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 3*: sônico cisalhante (DTSM) e sônico compressional (DTCO); *Track 4*: resistividade profunda (AF); *Track 5*: porosidade total RMN (TCMR), porosidade efetiva RMN (CMRP_3MS) e fluido livre RMN (CMFF); *Track 6*: fluido preso por capilaridade (BFV).

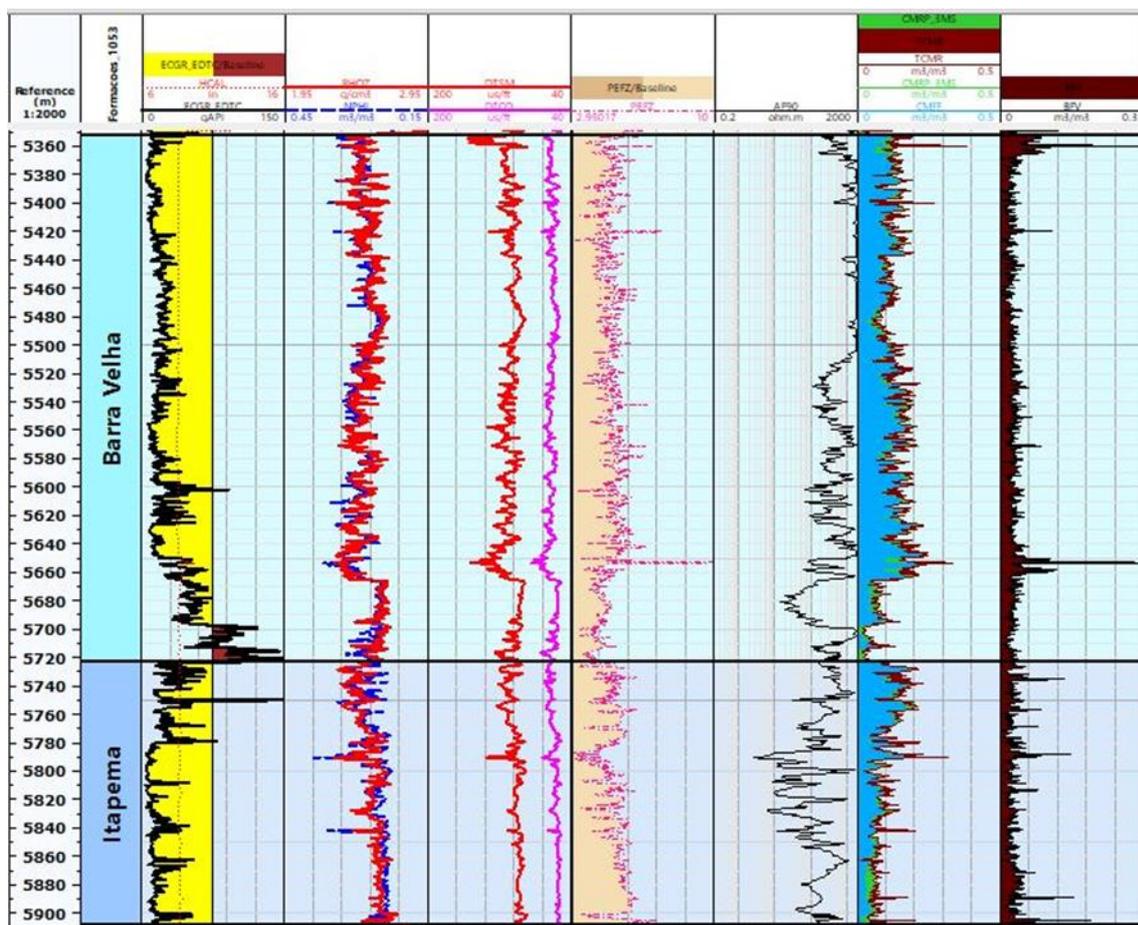


Figura 26: Curvas do poço 3-BRSA-1053-RJS utilizadas na avaliação das propriedades dos reservatórios. *Track 1*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 2*: neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 3*: sônico cisalhante (DTSM) e sônico compressional (DTCO); *Track 4*: resistividade profunda (AF); *Track 5*: porosidade total RMN (TCMR), porosidade efetiva RMN (CMRP_3MS) e fluido livre RMN (CMFF); *Track 6*: fluido preso por capilaridade (BFV).

4.2. Comparação das metodologias para avaliação dos reservatórios

Neste trabalho foram usadas três metodologias nos cálculos e avaliações das zonas de reservatório. Estas metodologias foram usadas para uma comparação com intuito de apresentar singularidades e/ou semelhanças existentes. Através das diferentes estimativas de volume de argila (V_{clay}), porosidade (ϕ) e saturação (S_w) calculadas pelos três fluxos de trabalho, foi possível identificar e caracterizar as áreas de reservatórios. Vale ressaltar que todos os perfis foram interpretados de maneira conjunta, a fim de se diminuir a margem de erro nos resultados.

Para dar continuidade à identificação de possíveis zonas de reservatório é de extrema importância identificar o contato óleo/água, pois a análise de *net pay* é realizada apenas na região acima do contato. Abaixo do mesmo, é identificada a zona de água, por isso, é obtido apenas a leitura da espessura de reservatório total (*gross pay*). Se a estimativa da saturação de água (S_w) a partir dos perfis de RMN fosse feita abaixo do contato, poderia gerar resultados que não correspondem à realidade. Para se identificar o contato óleo/água foi usado a análise dos dados de teste de pressão em conjunto com as curvas de densidade, neutrão, resistividades, S_w pelo RMN e por Archie e dados de amostra lateral fornecidos pelo RFP.

4.2.1. Método 1: avaliação das propriedades de reservatório usando os perfis convencionais

No Método 1 foram usados apenas os seguintes perfis convencionais: raios gama, densidade, neutrão e resistividade. Primeiro, foi realizado o cálculo do volume de argila partir do modelo de Larionov para rochas antigas (Larionov, 1969) e foi nomeado como V_{clayGR} . Em seguida, a porosidade foi estimada a partir da média da porosidade do perfil neutrão (NPHI) e da porosidade estimada pelo perfil densidade (RHOZ). Já a saturação de água foi realizada pela equação de Archie (1942). E, por último, a partir de valores de *cutoffs* pré-definidos foi calculado o *net pay*. Este é considerado um fluxo padrão usado pela indústria para as estimativas de volume de argila, porosidade, saturação e *net pay*. Por isso, neste trabalho ele também é chamado de método convencional.

Neste método, o volume de argila foi obtido a partir do perfil de raios gama (ECGR ou ECGR_EDTC) usando as equações 1 e 2 apresentadas no capítulo 3. Para poço 3-BRSA-944A-RJS foram usados os valores de $GR_{mín} = 11,5$ e de $GR_{máx} = 103$ para o intervalo da Formação Barra Velha e os valores de $GR_{mín} = 5,9$ e $GR_{máx} = 103$ para a Formação Itapema. Já no poço 3-BRSA-1053-RJS foram usados os valores de $GR_{mín} = 5$ e de $GR_{máx} = 121$ para o intervalo da Fm. Barra Velha e os valores de $GR_{mín} = 3,6$ e de $GR_{máx} = 121$ para a Fm. Itapema. Estes são os valores de cortes mínimo e máximo que foram atribuídos a partir da avaliação do perfil de raios gama.

Para o cálculo da porosidade foram usados os seguintes parâmetros: densidade da matriz de argila ($RHOZ_{clay}$) igual a 2,56 e o valor do perfil neutrão em uma zona 100% folhelho ($NPHI_{clay}$) igual a 0,12, ambos obtidos de forma interpretativa a partir da análise dos perfis. Antes de realizar os cálculos para se obter a porosidade ND (porosidade

densidade-neutrão) foi preciso reamostrar a curva de RHOZ e colocar no mesmo *dataset* da curva de NPHI. O processo de reamostragem foi necessário para que as curvas tivessem a mesma taxa de amostragem. Isso foi realizado reamostrando a curva melhor amostrada para o mesmo *data set* da curva com maior valor da taxa de amostragem, com o intuito de não criar dados.

No cálculo da saturação de água (S_w) utilizou a equação de Archie (1942):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m}} \quad (4)$$

na qual R_w é a resistividade da água de formação, R_t o perfil de resistividade profunda, ϕ a porosidade efetiva da rocha, procedente dos perfis densidade e neutrão, a o fator de tortuosidade, m o fator de cimentação e n o expoente da saturação. Os valores de $a = 1$, $m = 2.31$ e $n = 3.63$ foram obtidos a partir do relatório de petrofísicas, disponível para um dos poços da área de estudo. O valor de $R_w = 0.019$ foi calculado a partir da salinidade e temperatura da formação, sendo analisado em conjunto com o perfil de raios gama e a porosidade.

Por fim, foi calculado o *gross pay* e o *net pay*. O *gross pay* representa a espessura total do reservatório, podendo estar saturado tanto com hidrocarboneto quanto com água. Ele representa uma área com um volume de argila menor e uma porosidade maior que os parâmetros de corte pré-estabelecidos. Já o *net pay*, que é a espessura de reservatório, é adicionado também como parâmetro de *cutoff* a saturação de água, representando assim uma zona mais limpa, com boa porosidade e com saturação de óleo acima de um limite de corte pré-estabelecido. Os valores de *cutoffs* utilizados foram: $V_{clay} = 20\%$, $\phi = 5\%$ e $S_w = 50\%$.

4.2.2. Método 2: avaliação das propriedades de reservatório usando os perfis de RMN e a argila radioativa

No Método 2 foram utilizados os perfis do ressonância magnética: fluido livre (FF), porosidade efetiva ($CMRP_{3ms}$) e porosidade total (TCMR) para as estimativas das propriedades de reservatório. Neste método foi calculada apenas a argila radioativa, ou

seja, argilas não radioativas, tais como, a micrita e a estevensita não foram contabilizadas no volume da argila.

Afim de calcular o volume de argila radioativa ($V_{\text{clay}_{\text{rad}}}$) foi utilizada a seguinte equação (EHIGIE, 2010):

$$V_{\text{clay}_{\text{rad}}} = \frac{(TCMR - CMRP_{3ms})}{TCMR}, \quad (5)$$

e para o cálculo do volume de argila no intervalo de folhelho ($V_{\text{clay}_{\text{rad}_{\text{sh}}}}$) foi usado a equação (EHIGIE, 2010):

$$V_{\text{clay}_{\text{rad}_{\text{sh}}}} = \frac{(TCMR - CMRP_{3ms})}{(TCMR_{\text{sh}} - CMRP_{3ms_{\text{sh}}})}, \quad (6)$$

na qual $TCMR_{\text{sh}}$ e $CMRP_{3ms_{\text{sh}}}$ correspondentes as porosidades total e efetiva lidas em um intervalo 100% folhelho, que foi obtido interpretativamente através das curvas GR (o maior valor) e resistividade (baixa resistividade).

A porosidade utilizada para gerar o *gross pay* e o *net pay* foi a curva de porosidade efetiva do ressonância ($CMRP_{3ms}$) e a saturação de água foi obtida usando a equação:

$$S_{W_{\text{RMN}}} = \frac{CMRP_{3ms} - CMFF}{CMRP_{3ms}}, \quad (7)$$

na qual CMFF corresponde ao volume de fluido livre presente na formação. Os parâmetros de corte foram os mesmos que o anterior utilizados no método anterior.

4.2.3. Método 3: avaliação das propriedades de reservatório usando os perfis de RMN e os finos

No método 3 também foram usados os perfis de RMN para a avaliação das propriedades dos reservatórios. Porém, para a estimativa do volume de finos ($V_{\text{clay}_{\text{finos}}}$) foi considerada a seguinte equação (EHIGIE, 2010):

$$V_{\text{clay}_{\text{finos}}} = \frac{(\text{TCMR} - \text{CMRP}_{3\text{ms}}) + \text{BFV}}{\text{TCMR}}, \quad (8)$$

na qual BFV é o volume de água presa por capilaridade - água irreductível. Esta equação mede os finos (granulometria de argila) presentes na formação, independente se este é radioativo ou não.

Para o obter o *gross pay* e o *net pay* para este método foram usados o $V_{\text{clay}_{\text{finos}}}$, a porosidade efetiva do RMN ($\text{CMRP}_{3\text{ms}}$) e a Sw_{RMN} , com os mesmos valores de *cutoffs* usados nos outros dois métodos.

4.3. Comparação das propriedades de reservatório nas formações Barra Velha e Itapema

É importante salientar que após todos os cálculos usando os três métodos descritos anteriormente, foi realizada uma análise conjunta e comparativa dos resultados com as descrições de amostras laterais, contidas no relatório final de poço (RFP). Com isso, foi possível caracterizar zonas saturadas com gás, óleo e água. Juntamente com essas informações foi possível entender melhor o comportamento tanto das curvas estimadas, quanto das curvas medidas. Os *gross pay* e os *net pay* foram gerados a partir do módulo *Petrophysics -> Summaries-> Summaries* do *Software Techlog64* versão 2015.3 nas zonas pré-definidas.

A última etapa foi a comparação das propriedades calculadas nas formações Itapema e Barra Velha nos poços BRSA-944A-RJS e o 3-BRSA-1053-RJS, para se obter uma melhor visualização das diferenças quantitativas existentes entre elas e para se obter a resposta de qual método melhor se aplica as suas diferentes características.

Essa comparação nos ajuda a entender melhor os contrastes dos reservatórios, as diferenças entre as fácies e as respostas dos perfis de poços, *gross net* e *net pay* gerados em cada formação. Esta comparação foi feita utilizando o método que melhor se ajustou aos dados de laboratórios.

5. Resultados e discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos ao longo do período de estudo, seguindo como base o fluxograma inserido na metodologia: seleção, carregamento e controle de qualidade; comparação das metodologias para avaliação dos reservatórios (volume de argila, porosidade, saturação e *net pay*), comparação das propriedades de reservatório nas formações Barra Velha e Itapema.

5.1. Análises preliminares dos perfis dos poços

As Figura 27 e Figura 28 mostram os perfis convencionais dos poços BRSA-944A-RJS e 3-BRSA-1053-RJS, respectivamente. Os perfis foram carregados através da plataforma Techlog versão 2015.3 e analisados juntamente com os perfis compostos e nos RFP fornecidos pela ANP. Através destes pôde-se observar as formações que compreendiam os reservatórios do pré-sal na área de estudo. Com isso, a avaliação dos perfis foi realizada apenas nos calcários das Formações Barra Velha (calcários microbiais) e Itapema (coquinas). As descrições das amostras laterais nessas formações permitiram que houvesse uma melhor identificação do tipo de litologia presente e auxiliaram na correlação rocha-perfil.

De acordo com as Figura 27 e Figura 28 é possível perceber que o perfil caliper (HCAL) se mostrou constante ao longo das formações, para os dois poços, provando, portanto, que não houve nenhum tipo de arrombamento ou acúmulo de reboco. As curvas convencionais utilizadas nessas primeiras imagens são, respectivamente, para o poço BRSA-944A-RJS o ECGR (raios gama), NPHI (neutrão), RHOZ (densidade), DTSM (sônico de velocidade cisalhante), DTCO (sônico de velocidade compressional), PEFZ (fotoelétrico), AF90 (resistividade profunda), para o poço 3-BRSA-1053-RJS são utilizadas as mesmas curvas o que difere é o uso do ECGR_EDTC como curva de raios gama.

Na profundidade 5771,35 m do poço BRSA-944A-RJS (Figura 27) é possível identificar o pico na curva de raios gama e juntamente com a amostra lateral fornecida foi possível confirmar a presença de folhelho. A deposição da Formação Itapema termina na profundidade de 5782 m e uma zona de folhelho está situada no início da deposição da Formação Barra Velha. Os altos valores de GR observados neste início indicam uma zona

mais "suja" pertencendo à Formação Barra Velha, estando de acordo com o perfil litológico que identifica intercalações de *mudstones* e calcário, além de zonas com presença de folhelhos. Já na Formação Itapema é possível identificar que os perfis de raios gama são mais baixos e constantes, o que indica uma zona de fácies de coquinas muito limpa, com pouca presença de argila. O *crossover* entre os perfis de densidade e neutrão, bem como a utilização dos perfis de raios gama e resistividade, permitiram identificar as zonas com potencial para reservatório. A presença de altos valores de resistividade, com média de 326 ohm.m, somados com valores de densidade e neutrão, indicam a presença de óleo na Fm. Barra Velha.

Para o poço 3-BRSA-1053-RJS (Figura 28) é possível identificar o pico da curva de raios gama para a Fm. Barra Velha, o que poderia levar a pensar que seria um indício da presença de folhelho, principalmente sendo uma área de transição entre formações, porém esse cenário não representa a realidade desse poço. De acordo com a descrição de amostra lateral e o RFP, nos picos de GR há presença de *mudstones* intercaladas com calcário microbial, caracterizando esta região da Formação Barra Velha como uma zona mais "suja", porém sem presença de folhelho. Já a Formação Itapema se apresenta como uma zona mais limpa, devido aos valores mais baixos e estáveis de GR, apresentando alguns picos isolados de GR anômalos, que podem estar associados à presença de finos radioativos intercalados com coquinas, mas em proporção muito menor que na Fm. Barra Velha, o que não compromete as características principais do reservatório. Ao analisar o *crossover* entre os perfis de densidade e neutrão, juntamente com a utilização dos perfis de raios gama e resistividade, foi possível identificar as possíveis zonas reservatório. A presença de altos valores de resistividade para a Fm. Barra Velha ajuda a constatar a presença de hidrocarbonetos na formação, porém é possível observar alguns valores anômalos e baixos presentes próximos a 5680m, o que pode caracterizar a presença de microporos, possivelmente associados à presença de argila ou finos.

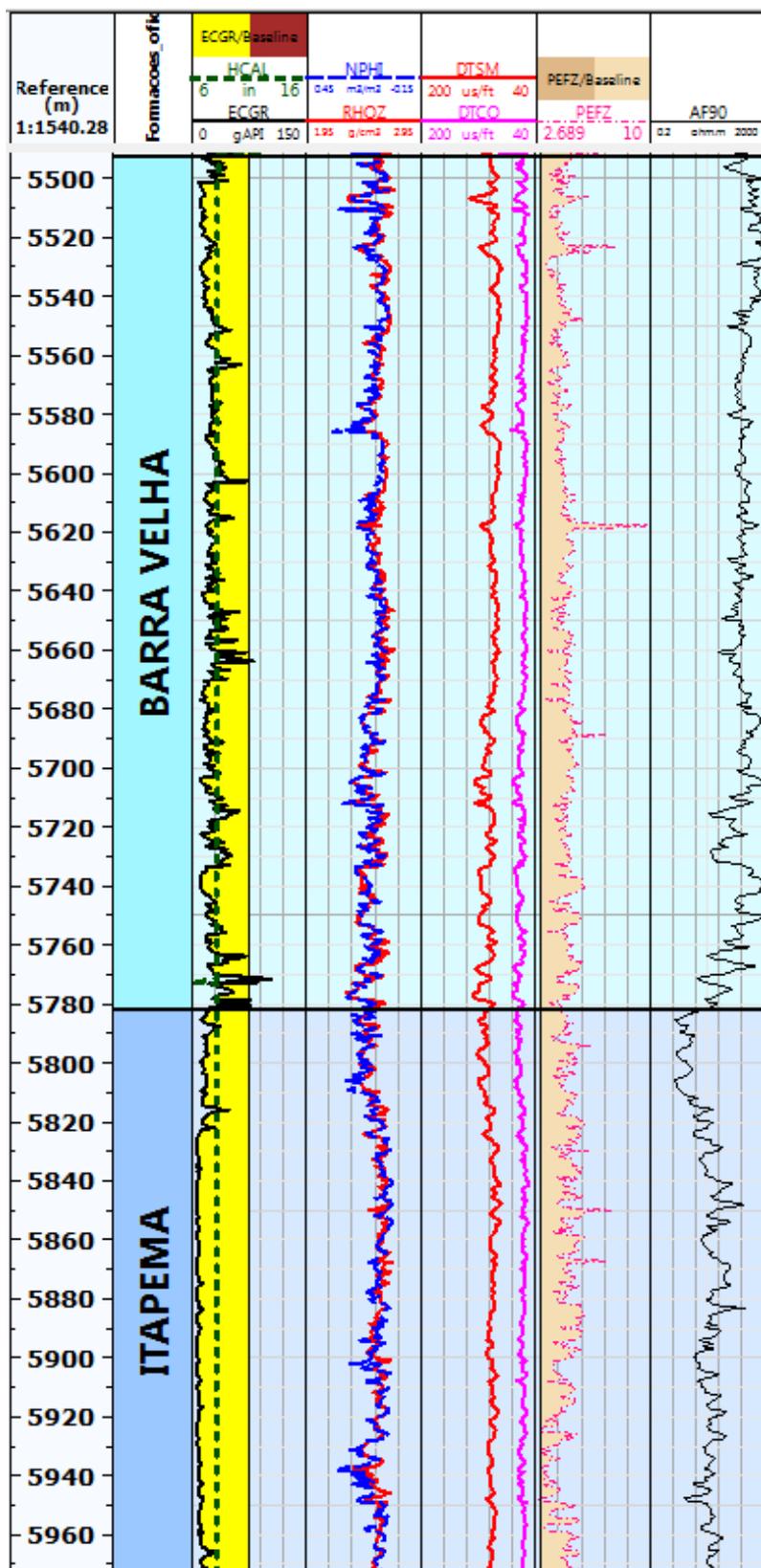


Figura 27: Perfis convencionais do poço BRSA-944A-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90).

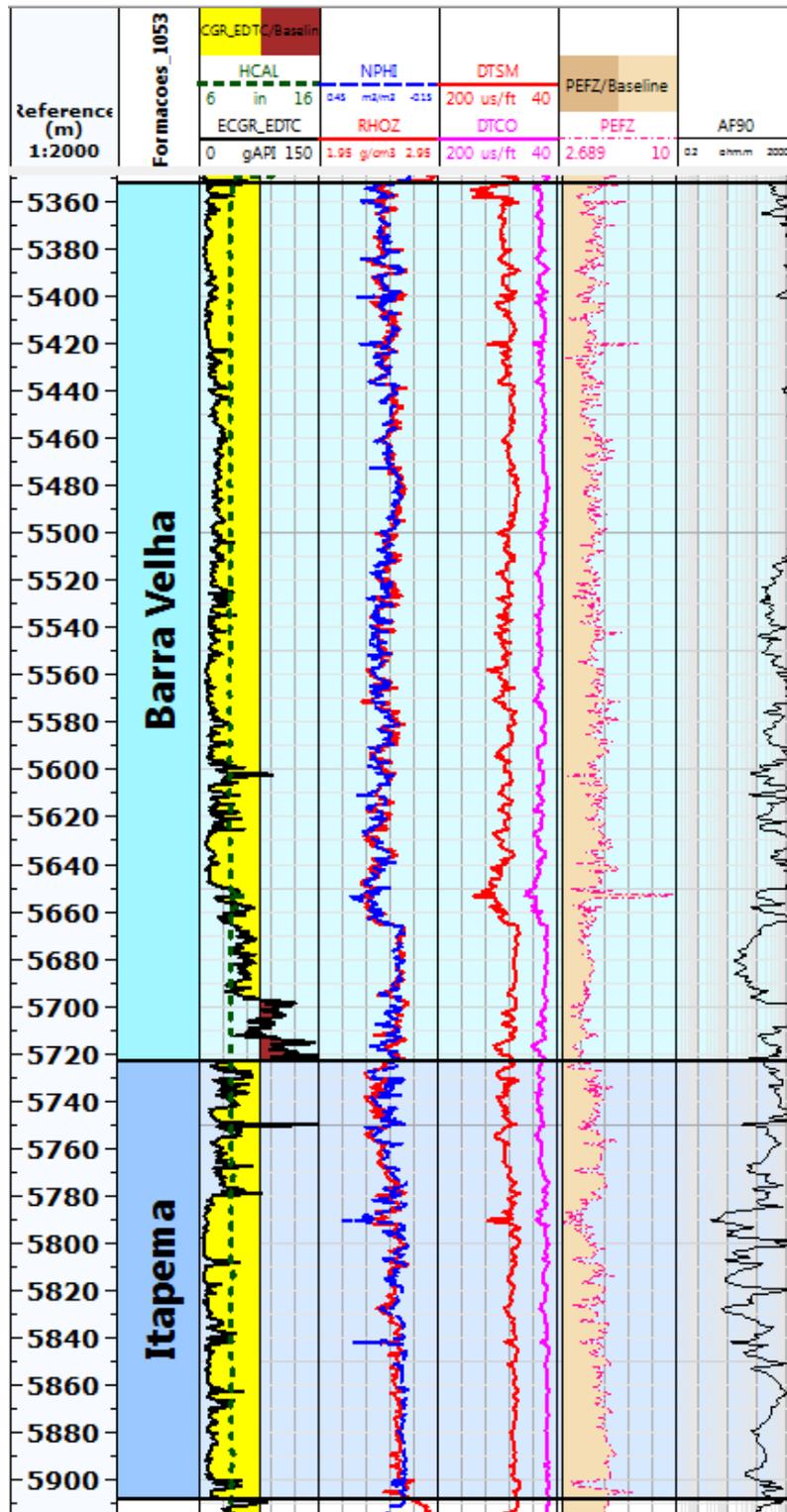


Figura 28: Perfis convencionais do poço 3-BRSA-1053-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTSC) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90).

5.2. Estimativas das propriedades de reservatório (volume de argila, porosidade, saturação e *net pay*)

As primeiras estimativas realizadas nos dois poços foram os volumes de argilosa partir: do perfil de raios gama para rochas antigas e consolidadas ($V_{clay_{GR}}$); dos perfis RMN para argila radioativa ($V_{clay_{rad}}$) e para finos ($V_{clay_{finos}}$).

Para obter a porosidade efetiva a partir dos perfis convencionais foi usado os perfis de densidade e neutrão (PHIE_ND). Já com o perfil RMN foi usada a porosidade efetiva RMN (PHIE ou CMRP_3ms).

Com os perfis convencionais, a saturação da água (Sw_{archie}) foi estimada usando a equação de Archie (equação 4). E para calcular a saturação de água a partir dos perfis de RMN (Sw_{RMN}) foi usada a Equação 8.

O *grosspay* e o *net pay* foram determinados utilizando os mesmos valores de *cutoffs* para os três métodos descritos na metodologia.

A Figura 29 e a T apresentam a comparação entre as estimativas de argila para os três métodos, nas duas formações do poço BRSA-944A-RJS. O volume de argila estimado para o método convencional ($V_{clay_{GR}}$) tem valor médio de 9,0% nos carbonatos da Fm. Barra Velha. Nas camadas de folhelhos, que neste poço representam a transição da Fm. Itapema para a Fm. Barra Velha, o $V_{clay_{GR}}$ se aproxima de 100%, o que já se era esperado, devido à alta presença de argila radioativa. O perfil GR, por ser uma ferramenta altamente sensível à radioatividade, se apresenta como uma boa opção de avaliação, quando se trata de argila com presença de matéria orgânica radioativa (folhelhos negros). Na Fm. Itapema o $V_{clay_{GR}}$ é mais baixo quando comparado à Fm. Barra Velha, com um valor médio de 3,1%, provando, assim, que as coquinas neste poço são rochas mais limpas e quase não possuem presença de matéria orgânica radioativa, o que justifica os baixos valores de GR e, conseqüentemente, de $V_{clay_{GR}}$.

Para o método RMN em argilas radioativas, foram usadas duas equações em dois intervalos para estimar o $V_{clay_{rad}}$ na Fm. Barra Velha. Isso se deve em consequência da presença de folhelho encontrada entre as profundidades 5769,7m e 5776m, o que foi preciso utilizar a equação 8, uma singularidade da ferramenta RMN, que calcula com maior precisão o intervalo onde se é identificado a presença de folhelho. Para as demais

zonas foi usada a equação 5 para o cálculo de $V_{clay_{rad}}$. Este se aproxima de 100% para o intervalo saturado em folhelho e se mantém com valores coerentes fora neste intervalo. O valor médio de $V_{clay_{rad}}$ foi 4,6%, já que a radioatividade presente nas argilas não afeta o funcionamento da ferramenta. Por outro lado, na Fm. Itapema o valor médio obtido foi de 7,0%, um valor maior quando se comparado a Fm. Barra Velha, podendo estar associado à presença de finos (micrita), que comprometem o espaço poroso e, conseqüentemente, a interconexão entre os poros. Na Fm. Itapema existe uma maior diferença entre as porosidades total e efetiva.

Analisando a Figura 29 e a Tabela 3, também é possível afirmar que o valor de $V_{clay_{rad}}$ na Fm. Itapema é maior que o valor de $V_{clay_{GR}}$ estimado pelo GR, isso se dá devido à diferença entre as porosidades total e efetiva e a presença de *mudstones* intercaladas com coquinas com espaço poroso fechado, confirmadas através da descrição de amostra lateral para as profundidades de 5783m a 5970m, onde é possível observar um aumento na estimativa de $V_{clay_{rad}}$, e na curva do GR quase não existe alterações nessa formação. Segundo a definição de Dunham (1962), os *mudstones* possuem em sua composição menos de 10% de grão, sendo sua maioria composta por matriz micrítica (argila fina não radioativa). As coquinas com espaço poroso fechado podem causar redução na porosidade total, gerando uma maior diferença entre porosidades, aumentando, assim, o valor do $V_{clay_{rad}}$ e os *mudstones* quando compostos por matriz micrítica, são ricos em microporos (o que causa a diminuição da porosidade efetiva), não possuem elementos radioativos e por terem uma espessura menor que quatro micrômetros, podem obstruir o espaço poroso, impedindo o fluxo de fluidos e gerando, assim, um possível aumento de $V_{clay_{rad}}$, de acordo com a equação 5.

No terceiro método para a estimativa de volume de finos ($V_{clay_{finos}}$) foi usada a equação 9. Na Fm. Barra Velha a média de $V_{clay_{finos}}$ foi de 13,3%, valor maior que as estimativas de argila para os dois métodos anteriores, devido este método também contabilizar todos os finos independentes serem radioativos ou não. Na Fm. Itapema, esse valor mais que dobrou, atingindo o valor médio de 30,3%, possivelmente devido à grande quantidade da micrita (fino não radioativo) intercalada com coquinas de porosidade fechada, pela presença de microporos e também pela maior diferença entre PHIT e PHIE, o que explica os valores baixos de $V_{clay_{GR}}$. Se comparado $V_{clay_{rad}}$ com o $V_{clay_{finos}}$, este é muito superior, provavelmente pelo fato da ferramenta ser mais sensível

à presença de finos e pelo fato dos valores de BFV (fluido preso por capilaridade) aumentarem na Fm. Itapema (Figura 29).

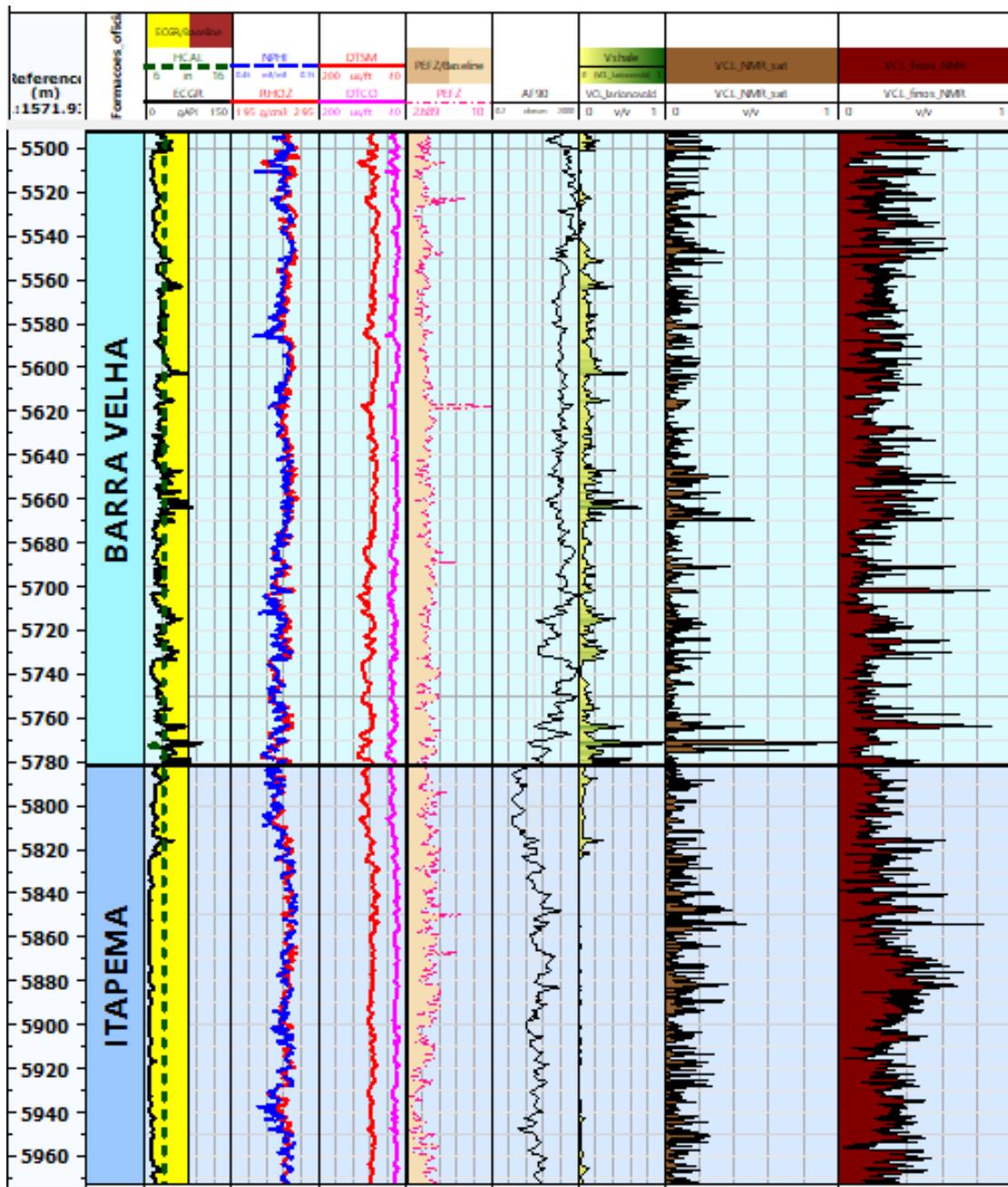


Figura 29: Comparação dos três métodos de estimativa de volume de argila no poço 3-BRSA-944A-RJS. Track 1: profundidade em metros; Track 2: formações; Track 3: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); Track 4: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); Track 5: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); Track 6: perfil fotoelétrico (PEFZ); Track 7: perfil de resistividade profunda (AF90); Track 8: volume de argila pelo método 1 (Vshale); Track 9: volume de argila pelo método 2 (VCL_NMR_sat); Track 10: volume de argila pelo método 3 (VCL_finos_NMR).

Tabela 3: Médias das estimativas de volume de argila para os três métodos por formações no poço 3-BRSA-944A-RJS.

	Barra Velha	Itapema
Espessura da formação (m)	289,6	191,13
Vclay _{GR}	9,0%	3,1%
Vclay _{rad}	4,6%	7,0%
Vclay _{finos}	13,3%	30,3%

Para se falar a respeito das porosidades utilizadas neste trabalho, foi preciso antes entender seu funcionamento, por isso foi realizado um breve resumo explicando como a ferramenta densidade neutrão para o cálculo da porosidade funciona, já que no tópico 3.2.1 o funcionamento da ferramenta RMN fora explicado. A densidade de uma formação está associada à composição de sua matriz, ou seja, quanto mais densa for uma rocha menor será a intensidade de radiação identificada. Com isso, tem-se uma relação inversamente proporcional entre densidade e porosidade medidas em uma determinada formação (NERY, 2013). Asquith *et al.* (2004) afirmam que formações com presença de hidrocarbonetos terão um aumento da porosidade estimada pelo perfil de densidade.

A presença de argila afeta as leituras do perfil de densidade, devido ao excesso de água que tende a diminuir os valores de densidade e, conseqüentemente, a porosidade é subestimada. O perfil neutrão tem como característica medir o índice de hidrogênio da formação, a partir de um bombardeio de nêutrons que possuem substâncias radioativas como, por exemplo, berílio e plutônio. Os nêutrons colidem com os núcleos do material da rocha na formação, sendo registrados apenas os nêutrons que colidem com átomos de hidrogênio. Como os maiores índices de hidrogênio em uma determinada camada correspondem aos fluidos presentes no espaço poroso, o perfil neutrão está diretamente associado à porosidade (ASQUITH *et al.*, 2004). Na presença de gás, terá um valor subestimado, devido uma menor quantidade de hidrogênio quando comparado à água e óleo. Já em zonas com maior argilosidade, devido a um maior teor de água, a porosidade neutrônica aumenta, efeito contrário do observado na presença de gás.

A combinação dos perfis de densidade e neutrão é uma ferramenta produtiva para se estimar a porosidade. Ao associar estes dois perfis é possível compensar os efeitos de gás e de argila, pois enquanto o perfil neutrão subestima a porosidade na presença de gás e superestima na presença de argila, no perfil de densidade ocorre o oposto. Por outro lado, a

porosidade calculada pela ferramenta RMN identifica apenas o tipo de fluido dentro da rocha pelo índice de hidrogênio (HI) e não a composição litológica, isso pode gerar uma identificação mais precisa da porosidade. Porém, o que traz mais certeza para as estimativas de porosidade são as medidas em laboratório.

Na Figura 30 é possível observar o *layout* do poço BRSA-944A-RJS comparando a porosidade estimativa pelo combinação dos perfis densidade-neutrão com a porosidade medida pelo RMN para as formações Barra Velha e Itapema. Os valores das médias dessas porosidades são apresentados na Tabela 4. A média da porosidade calculada pelos perfis densidade-neutrão para a Fm. Barra Velha é de 8,8%, enquanto que a porosidade calculada para a Fm. Itapema é de 7,4%. Esta formação é considerada mais limpa, portanto, com pouca presença de argila radioativa, o que poderia causar impacto nas leituras das ferramentas e, também, pelo fato da diminuição da resistividade nessa formação, o que poderia ser um indicativo de presença de água. As porosidades do RMN apresentaram uma média de 10,7% de PHIE e 11,3% de PHIT para a Fm. Barra Velha, enquanto que para a Fm. Itapema as médias foram de 9,3% para PHIE e 9,9% para PHIT. Ambos os valores são menores quando comparados à Fm. Barra Velha, possivelmente pela presença de finos na Fm. Itapema, que obstruem e comprometem o espaço poroso. Além disso, a presença de microporos pode ser confirmada pela existência de *mudstones* intercalados com coquinas com porosidade fechada.

Os valores de porosidades obtidos pelo método RMN foram maiores que os obtidos pelo densidade-neutrão em ambas as formações. Isso ocorre, possivelmente, pela presença de água e argila radioativa que afetam mais o funcionamento dos perfis densidade-neutrão.

Tabela 4: Médias das estimativas de porosidade para os três métodos por formações no poço 3-BRSA-944A-RJS.

	Barra Velha	Itapema
Espessura da formação (m)	289,6	191,13
PHIE_ND	8,8%	7,4%
PHIE_RMN	10,7%	9,3%
PHIT_RMN	11,3%	9,9%

Na Figura 32 é possível visualizar o *layout* que apresenta as estimativas de saturação de água, calculada por Archie (Sw_{Archie}) e pelo RMN (Sw_{RMN}) para o poço BRSA-944A-RJS e na T os valores médios obtidos para cada método e separados por formações. A média de Sw_{Archie} para a Fm. Barra Velha é de 37%, enquanto que na Fm. Itapema é de 84%. Esse grande aumento na porcentagem se dá devido a maior presença de água na formação, de acordo com o teste de formação e pressão estática, fornecidos pelo RFP, o contato óleo-água se encontra na Fm. Itapema. A saturação de água média calculada pelo perfil RMN para a Fm. Barra Velha é de 20,7% enquanto que na Fm. Itapema é de 25%, é possível perceber um aumento na saturação para a Fm. Itapema. Quando feita a comparação entre os métodos, é possível perceber que as médias obtidas a partir de Archie são muito superiores que as médias obtidas pelo RMN. Para Fm. Barra Velha, onde o fluido predominante é o óleo, de acordo com as informações sobre o teste de formação e pressão estática, a equação de Archie não é muito confiável para região de possível reservatório de hidrocarboneto, devido à complexidade dos carbonatos e por ter sido desenvolvida para siliciclásticos. Porém na Fm. Itapema aconteceu o oposto, a saturação de Archie apresenta valores mais confiáveis, pois a saturação calculada pelo RMN calcula o volume de água irreduzível e, segundo Ross (2018), em um reservatório em condições iniciais, acima do contato da água, a saturação irreduzível é igual à saturação real ou inicial conforme encontrado nos cálculos convencionais de saturação de água. Em zonas de transição óleo/água, a saturação irreduzível é menor que a saturação real, por isso pode acabar ficando subestimado, o que gera falsas valores de *net pay*.

abela5: Médias das estimativas de saturação de água para os três métodos por formações no poço 3-BRSA-944A-RJS.

	Barra Velha	Itapema
Espessura da formação (m)	289,6	191,13
Sw_{Archie}	37%	84%
Sw_{RMN}	18,1%	25%
$V_{clay_{finos}}$	25%	68%

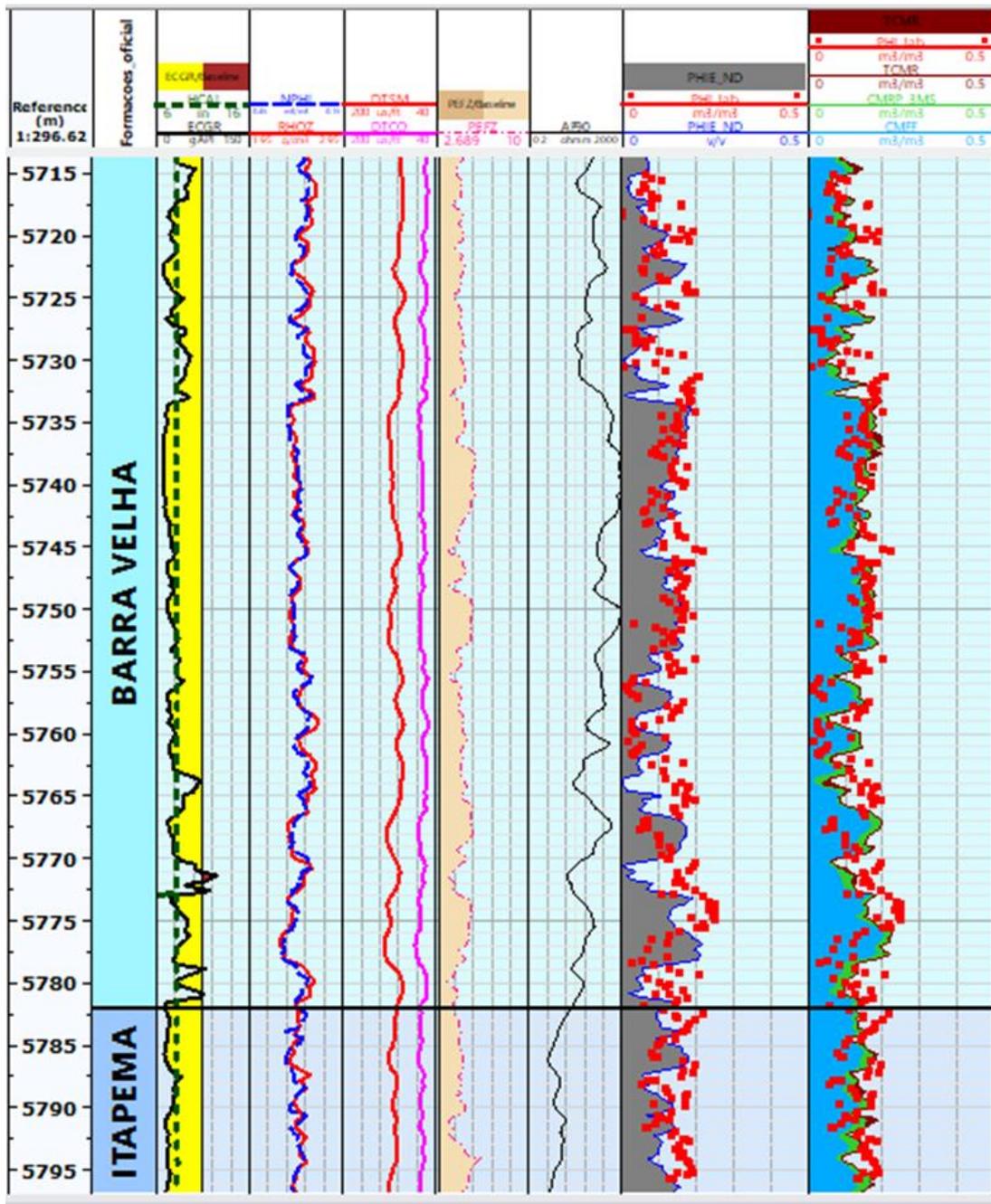


Figura 31: Comparação das estimativas de porosidade no poço 3-BRSA-944A-RJS com os valores de porosidades de laboratórios. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de nêutron (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: porosidade efetiva estimada pelos perfis densidade e nêutron (PHIE_ND) e porosidades de laboratório (quadrados vermelhos); *Track 9*: perfis de porosidade total (TCRM), porosidade efetiva (CRMP_3MS) e fluido livre (CMFF) do RMN e porosidades de laboratório (quadrados vermelhos).

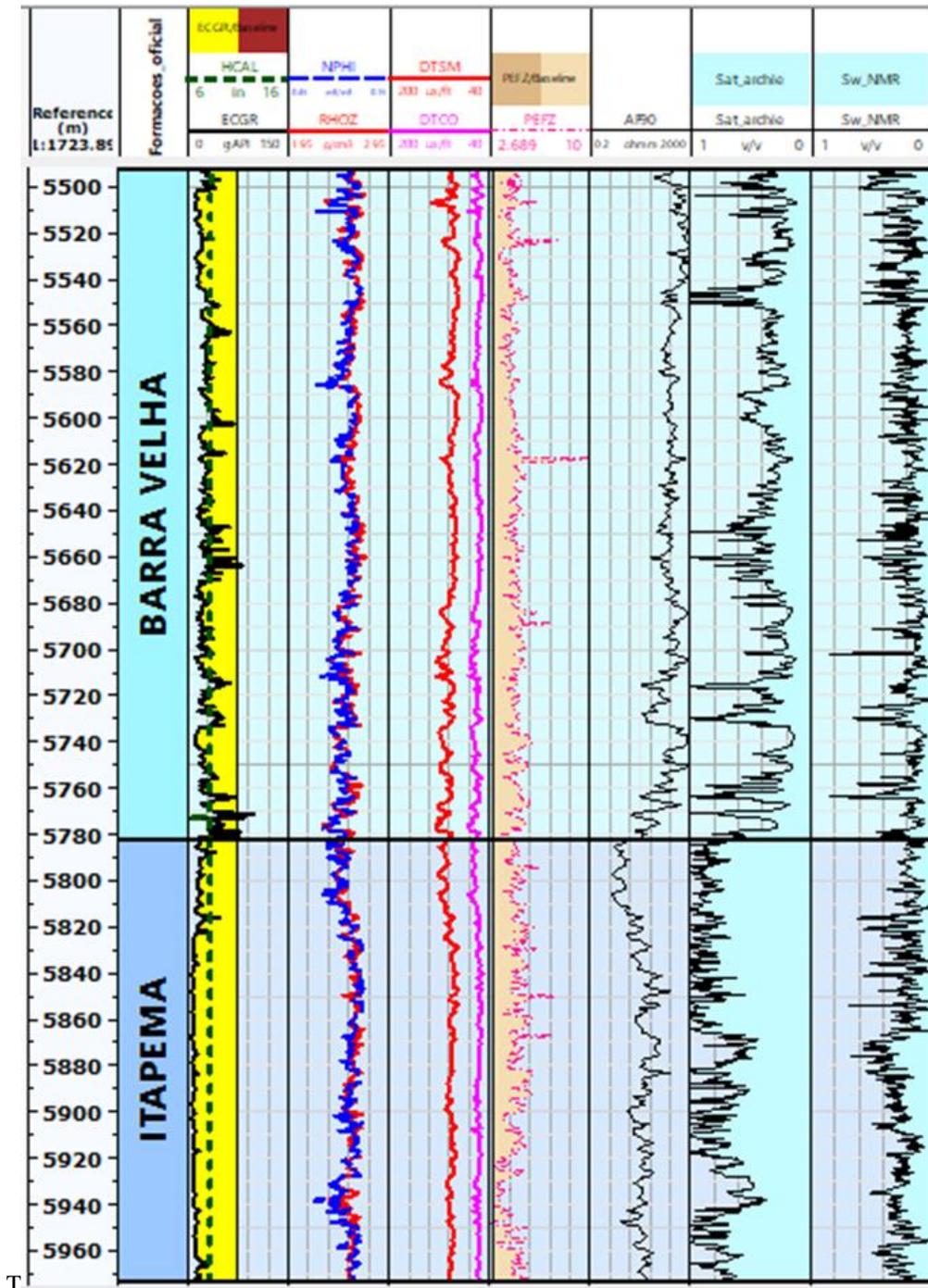


Figura 32: Comparação das estimativas de saturação de água no poço 3-BRSA-944A-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: saturação de água calculada pela equação de Archie (Sat_archie); *Track 9*: saturação de água calculada pelo RMN (Sw_NMR).

Antes de cálculos de *gross pay* e *net pay*, é de extrema importância identificar o contato óleo/água. Para o poço BRSA-944A-RJS, o contato foi identificado a partir do

RFP, que forneceu dados completos de teste de formação e pressão estática, facilitando, assim, a delimitação da profundidade que ocorre o contato (Anexo A). Diante disso, o contato foi identificado na transição da Fm. Barra Velha para Fm. Itapema, mais precisamente na profundidade de 5782m (Figura 33). As médias das propriedades de reservatórios e as espessuras de *gross pay* e de *net pay* por formação obtidas com o método 1 são mostradas na Tabela 6.

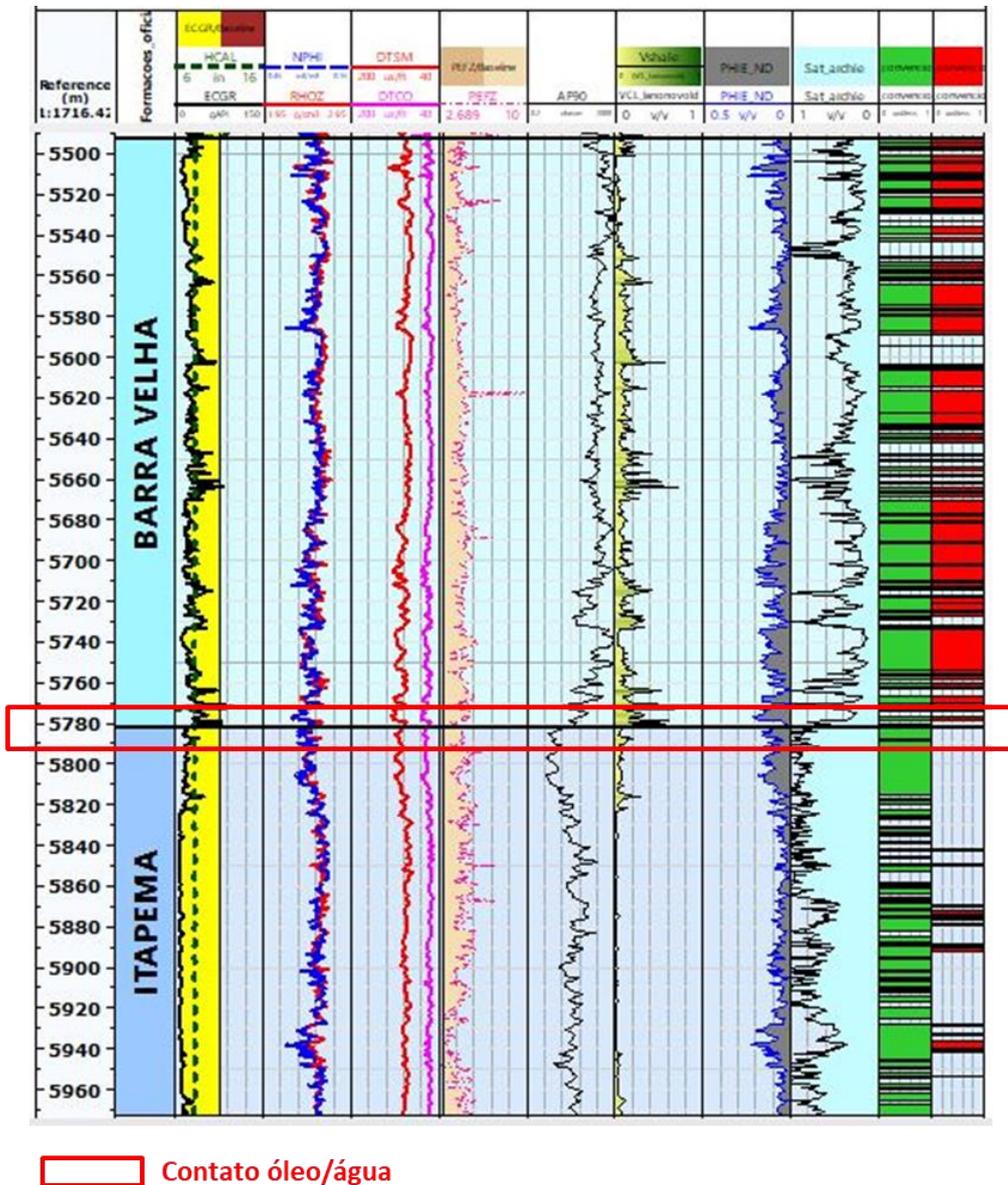


Figura 33: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 1 no poço 3-BRSA-944A-RJS. Track 1: profundidade em metros; Track 2: formações; Track 3: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); Track 4: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); Track 5: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); Track 6: perfil fotoelétrico (PEFZ); Track 7: perfil de resistividade profunda (AF90); Track 8: volume de argila (Vshale); Track 9: porosidade efetiva (PHIE_ND); Track 10: saturação de água (Sat_archie); Track 11: *gross pay*; Track 12: *net pay*.

Tabela 6: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e *net pay* usando o método 1 para cada formação no poço 3-BRSA-944-RJS.

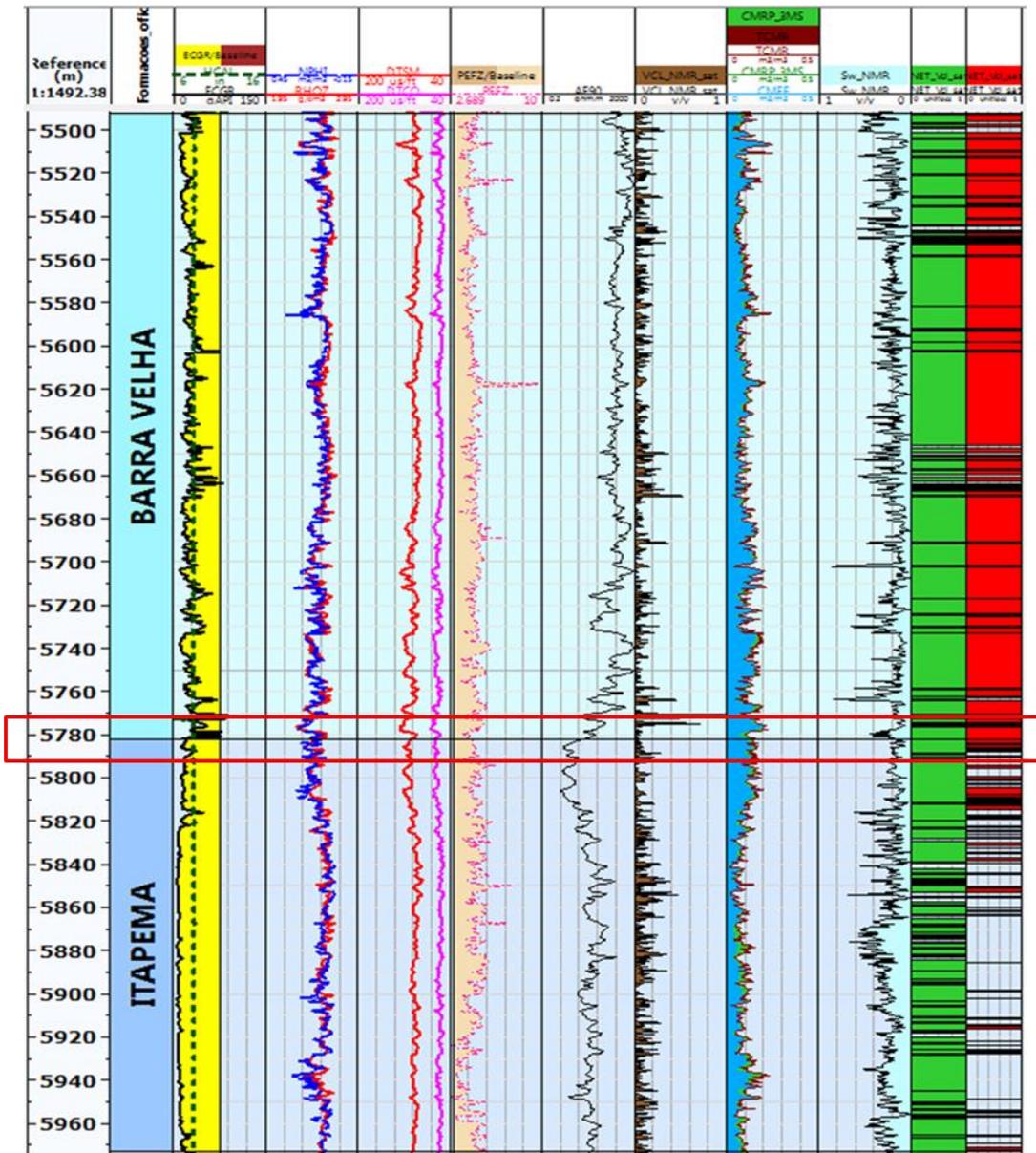
	Barra Velha	Itapema
Espessura da formação (m)	289,6	191,13
PHIE_ND	8,8%	7,4%
Vclay _{GR}	9,0%	3,1%
SW _{Archie}	37%	84%
<i>Gross pay</i> (m)	188	144,3
<i>Net pay</i> (m)	185,7	14,8

O *gross pay* representa a espessura de reservatório com boa porosidade e baixo volume de argila, já o *net pay* representa espessura de reservatório de hidrocarboneto com boa porosidade e baixo volume de argila. Para os perfis convencionais a espessura de *net pay* para a Fm. Barra Velha é de 185,7m e de *gross pay* é de 188,7m. Ao longo de toda a formação é possível identificar que em apenas uma área não existe reservatório de hidrocarboneto, na região próxima da profundidade 5725,75m, onde se é possível observar uma queda na resistividade e um valor de saturação que ultrapassa o valor de corte de 50%.

Para a Formação Itapema o valor da espessura de reservatório de hidrocarboneto é de 14,8m, resultado já esperado devido está formação estar praticamente saturada com água. Já a espessura de *gross pay* é de 144,3m. As profundidades onde não se há espessura de reservatório estão associadas a valores que ultrapassam ou são inferiores aos valores de corte pré-estabelecidos.

O segundo método (RMN para argila radioativa) (Figura 34 e Tabela 7), a espessura de *net pay* para a Fm. Barra Velha é de 255m e de *gross pay* é de 170,6m, o que representa um resultado mais otimista e condizente com a realidade do poço, saturado em óleo, com valores de Vclay_{rad}, porosidade e saturação dentro dos valores de corte pré-estabelecidos. Já era de se esperar um desfecho otimista advindo do uso da ferramenta RMN, já que ela é afetada tanto pela radioatividade quanto pela presença de microporos. Além disso, possuem valores coerentes de Vclay_{rad}, porosidades total e efetiva quase se ajustando, maior proximidade com a porosidade medida em laboratório e saturação de água harmonizando-se ao volume de fluido livre. Para a Formação Itapema a espessura de *net pay* é de 156m, valor inferior quando se comparado à Fm. Barra Velha, porém ainda alto levando em consideração o fato da Fm. Itapema ser composta por reservatório de água,

o que leva a concluir que a Sw_{RMN} é subestimada e acaba gerando valores falsos abaixo do contato óleo/água, concluindo que para região onde o fluido predominante é a água, deve-se usar a saturação por Archie.



Contato óleo/água

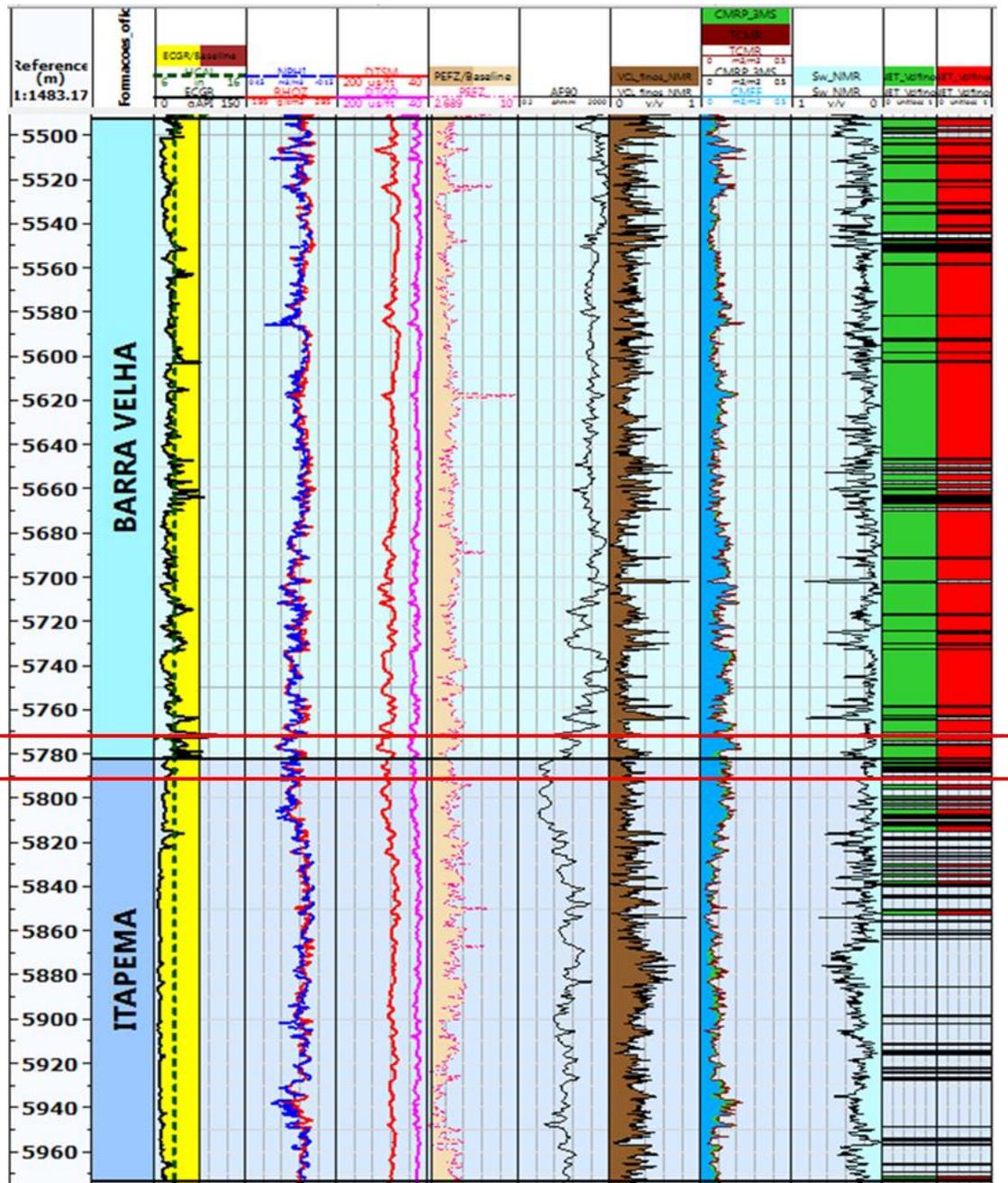
Figura 34: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 2 no poço 3-BRSA-944A-RJS. Track 1: profundidade em metros; Track 2: formações; Track 3: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); Track 4: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); Track 5: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); Track 6: perfil fotoelétrico (PEFZ); Track 7: perfil de resistividade profunda (AF90); Track 8: volume de argila (VCL_NMR_sat); Track 9: perfis de porosidade total (TCRM), porosidade efetiva (CRMP_3MS) e fluido livre (CMFF); Track 10: saturação de água (Sw_NMR); Track 11: gross pay; Track 12: net pay.

Tabela 7: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e *net pay* usando o método 2 para cada formação no poço 3-BRSA-944-RJS.

	Barra Velha	Itapema
Espessura de reservatório (m)	289.6	191.13
PHIT_RMN	11,3%	9,9%
PHIE_RMN	10,7%	9,3%
$V_{clay_{rad}}$	4,6%	7,0%
Sw	18,1%	25%
<i>Gross pay</i> (m)	260,4	176
<i>Net pay</i> (m)	255	156

Por fim, foi feita a análise das espessuras de *gross pay* e de *net pay* usando o terceiro método (cálculo para os finos). A Tabela 8 mostra as médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e *net pay* usando o método 3 para cada formação no poço 3-BRSA-944-RJS. Foi utilizada a mesma saturação de água e porosidade do método 2, divergindo apenas no cálculo do $V_{clay_{finos}}$ (equação 9). As espessuras de *gross pay* e de *net pay* obtidas para a Fm. Barra Velha foi de 119,4m e para a Fm. Itapema a espessura foi de 35,4m. Esses valores confirmam a capacidade da Fm. Barra Velha de ser um bom reservatório de hidrocarboneto e a predominância de água na Fm. Itapema, devido a pequena espessura de *net pay*. Como dito anteriormente, SW_{RMN} não se mostra como uma boa opção para calcular áreas abaixo do contato óleo/água, ela subestima os valores de SW_{RMNE} não avalia de forma real a espessura de reservatório com óleo.

A espessura de *net pay* na Fm. Itapema usando o terceiro método (finos) teve maior valor quando comparada ao método convencional, mas inferior quando se comparada ao segundo método (RMN para argilas radioativas). Isso ocorre pelo fato desse método ser influenciado tanto pela presença de argilas radioativas e não radioativas, diminuindo assim os valores de *net pay* devido mais regiões apresentarem valores maiores que 20% de $V_{clay_{finos}}$. A ferramenta RMN é sensível à presença de finos e considera valores de BVI (fluido preso por capilaridade) que são somados à equação, portanto, podem acabar superestimando valores de $V_{clay_{finos}}$, resultando em menores espessuras de *net pay* e *gross pay*.



Contato óleo/água

Figura 35: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 3 no poço 3-BRSA-944A-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: volume de argila (VCL_finos_NMR); *Track 9*: perfis de porosidade total (TCRM), porosidade efetiva (CRMP_3MS) e fluido livre (CMFF); *Track 10*: saturação de água (Sw_NMR); *Track 11*: gross pay; *Track 12*: net pay.

Tabela 8: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e *net pay* usando o método 3 para cada formação no poço 3-BRSA-944-RJS.

	Barra Velha	Itapema
Espessura de reservatório (m)	289,6	191,13
PHIT_RMN	11,3%	9,9%
PHIE_RMN	10,7%	9,3%
Vclay _{finos}	13,3%	30,3%
Sw	18,1%	25%
<i>Gross pay</i> (m)	119,4	35,43
<i>Net pay</i> (m)	119,4	35,43

Diferente do poço BRSA-944A-RJS, no poço 3-BRSA-1053-RJS foi preciso gerar uma curva de tendência, baseada nas informações de pressão estática e profundidades fornecidas pelo RFP, com o intuito de se identificar o contato óleo/água. Este contato ocorre no meio da Fm. Itapema, mais precisamente na profundidade de 5800m, como é apresentado na Figura 36 (o traço vermelho representa a curva relacionada à presença de óleo e quando ocorre uma mudança na sua trajetória, traço amarelo, a presença de água passa a ser representada). Diante disso, as zonas foram divididas em: Barra Velha (5351,58m a 5723m), Itapema óleo (5723m a 5800) e Itapema água (5800m a 5908m) representadas na Figura 37.

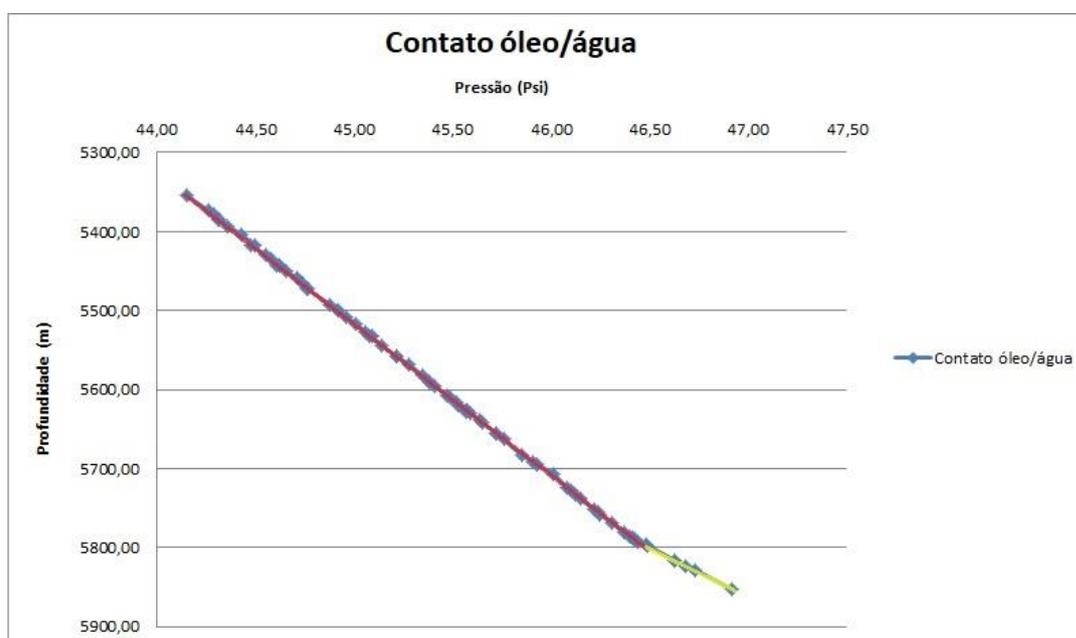


Figura 36: Curva de tendência (pressão x profundidade) que apresenta a profundidade onde ocorre o contato óleo/água.

Seguindo a mesma linha de pensamento usada para se discutir os resultados encontrados para o poço 3-BRSA-944A-RJS, a Figura 37 apresenta o *layout* que contém os três estimativas do volume de argila. A média de $V_{clay_{GR}}$ para a Fm. Barra Velha é de 5,8%, enquanto que para na Fm. Itapema na zona de óleo é de 7,5% e para a zona de água de 4,3%. Os valores mais altos para as formações Barra Velha e Itapema, na zona de óleo, são justificados pela presença de calcários com níveis de matéria orgânica radioativa, o que afeta os valores de GR, devido a presença de elementos como Tório, Urânio e Potássio. É possível perceber um pico anômalo de GR, localizado na transição Itapema para Barra Velha, no qual o $V_{clay_{GR}}$ se aproxima de 100% (5714,9m), podendo estar associado à presença de elementos mais radioativos na formação.

Por outro lado, na zona com água na Fm. Itapema, a média de $V_{clay_{GR}}$ cai quase a metade, por ser uma zona caracterizada por possuir carbonatos mais limpos e com pouca presença de matéria orgânica radioativa. Nesse poço, não foi usada a equação 6, para argila 100% saturada em folhelho, pois não foi identificado folhelhos nas formações, apenas *mudstones*, portanto foi utilizada somente a equação para argilas radioativas (equação 5).

A Tabela 9 mostra as médias das estimativas de argilosidade dos três métodos para cada formação no poço 3-BRSA-1053-RJS. A média de $V_{clay_{rad}}$ para a Fm. Barra Velha é de 4,7% e para as Formação Itapema nas zonas com óleo e com água são de 4,0% e 8,6%, respectivamente. Esse resultado se deve ao fato que a ferramenta RMN não é afetada por materiais radioativos, ela mede o tipo de fluido presente nos poros através do índice de hidrogênio. No entanto, para a Fm. Itapema na zona com água, a média de $V_{clay_{rad}}$ apresenta-se mais alta quando se comparada às outras formações e ao $V_{clay_{GR}}$ na mesma região. Isso se deve a possível presença de materiais finos não radioativos (micrita).

Nas profundidades de 5723 a 5822m de acordo com o RFP, há presença de *mudstones* com porosidade fechada intercalados com coquinas e siliciclásticos, que ao mesmo tempo não influenciaram no perfil GR, mas influenciaram nos perfis de porosidades de RMN, já que a presença de finos obstruem o espaço poroso, podendo gerar uma maior diferença entre PHIT e PHIE, aumentando, assim, o valor de $V_{clay_{rad}}$ para esta formação.

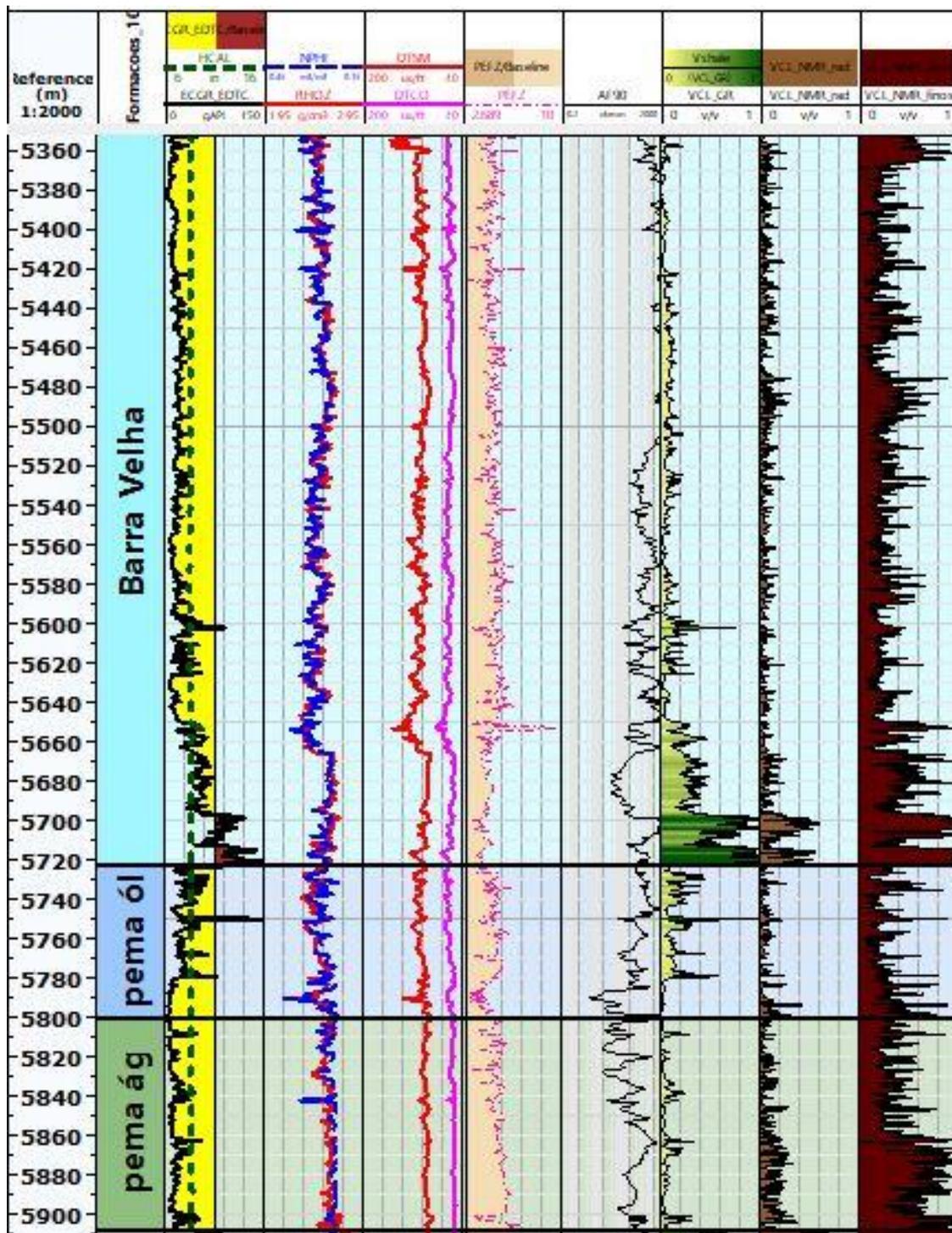


Figura 37: Comparação dos três métodos de estimativa de volume de argila no poço 3-BRSA-1053-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: volume de argila pelo método 1 (Vshale); *Track 9*: volume de argila pelo método 2 (VCL_NMR_sat); *Track 10*: volume de argila pelo método 3 (VCL_finos_NMR).

É importante ressaltar que todos esses valores são médias aritméticas, não retratando todas as heterogeneidades das formações. A média de $V_{clay_{finos}}$ para a Fm. Barra Velha é de 14%, enquanto que para a Fm. Itapema na zona de óleo é de 13,5% e para a zona com água é 16,4%. Quando comparado aos outros dois métodos, o valor do $V_{clay_{finos}}$ é quase o dobro. É preciso entender a respeito dos cálculos realizados para se chegar a essa estimativa. A estimativa de argilosidade para os finos leva em consideração o BVI, que é o fluido preso por capilaridade, ou fluido irreduzível, e de acordo com Ehligie (2010), o BVI é igual à diferença entre a PHIE e o FF (fluido livre). Portanto, em uma região onde se tem altos valores de FF, possivelmente o BVI irá diminuir e vice-versa. Logo, os altos valores de $V_{clay_{finos}}$ podem ser explicados pelos baixos valores de FF (5861m-5961m) observados na Figura 26 na zona com água e, possivelmente, pela presença de finos radioativos na Fm. Barra velha e não radioativos (micrita presente nos *mudstones*) na Fm. Itapema.

Tabela 9: Médias das estimativas de argilosidade dos três métodos para cada formação no poço 3-BRSA-1053-RJS.

	Barra Velha	Itapema óleo	Itapema água
Espessura da formação (m)	371,4	77,0	108,0
$V_{clay_{GR}}$	5,8%	7,5%	4,3%
$V_{clay_{rad}}$	4,7%	4,0%	8,6%
$V_{clay_{finos}}$	14%	13,5%	16,4%

A porosidade densidade-neutrão quando colocadas em conjunto podem oferecer resultados mais coerentes. Por outro lado, as porosidades medidas pelo perfil RMN, por não ser influenciada pela matriz ou pela composição litológica, identificam apenas o tipo de poro através do índice de hidrogênio (HI) presente na rocha. Na Figura 38, é possível observar o *layout* do poço 3-BRSA-1053-RJS comparando a porosidade efetiva do densidade-neutrão (PHIE_ND) e a porosidade efetiva do RMN (PHIE_RMN). A Tabela 10 mostra as médias das porosidades efetivas estimadas pelo densidade-neutrão e as porosidades efetivas e totais do RMN para cada formação no poço 3-BRSA-1053-RJS.

Para a Fm. Barra Velha a média da porosidade é de 10,4%, devido a maior presença de matéria orgânica radioativa e carbonatos com boa porosidade. No entanto, é observada uma queda na resistividade para as profundidades entre 5666m e 5696m, provavelmente, pela presença de finos comprometendo o espaço poroso. A descrição de amostra lateral fala sobre a presença de calcário microbial e *mudstones* com porosidade fechada e com

níveis de matéria orgânica nessas profundidades, o que pode causar um impacto na leitura de resistividade e, conseqüentemente, na leitura da porosidade, pois o PHIE_ND diminui em carbonatos fechados.

Para a Fm. Itapema na zona de óleo, a média é de 9,5%, valor próximo ao encontrado na Fm. Barra Velha, possivelmente por possuírem características similares. Já na zona com água, a média cai para 4,4%, devido à presença de finos radioativos que comprometem o espaço poroso e muito provavelmente por ter carbonatos com porosidade fechada.

O cálculo da porosidade pelo RMN apresentou uma média de 12,6% de PHIE e 12,7% de PHIT para a Fm. Barra Velha, 13% de PHIE e 13,3% de PHIT para a Fm. Itapema na zona com óleo e 7,3% de PHIE e 7,4% de PHIT na zona com água. É possível perceber, que nesta última zona, os valores de porosidade são bem menores quando comparados à Fm. Barra Velha e a outra zona da Fm. Itapema, provavelmente pela presença de finos não radioativos, além da presença de microporos que podem ser confirmados pela existência de *mudstones* intercalados com coquinas de porosidade fechada.

Os valores de porosidade obtidos pelo método RMN são maiores que os obtidos pelo densidade-neutrão em ambas as formações, isso ocorre, hipoteticamente, pela presença de água e argila radioativa que afetam mais o funcionamento do perfil densidade neutrão do que o RMN. Nesse poço, não há informações sobre a porosidade medida em laboratório, porém, devido à heterogeneidade dos carbonatos, a ferramenta RMN parece ser a que melhor se adequa.

Tabela 10: Médias das porosidades efetivas estimadas pelo densidade-neutrão e as porosidades efetivas e totais do RMN para cada formação no poço 3-BRSA-1053-RJS.

	Barra Velha	Itapema óleo	Itapema água
Espessura da formação (m)	371,4	77,0	108,0
PHIE_ND	10,4%	9,5%	4,4%
PHIE_RMN	12,6%	13,0%	7,3%
PHIT_RMN	12,7%	13,3%	7,4%

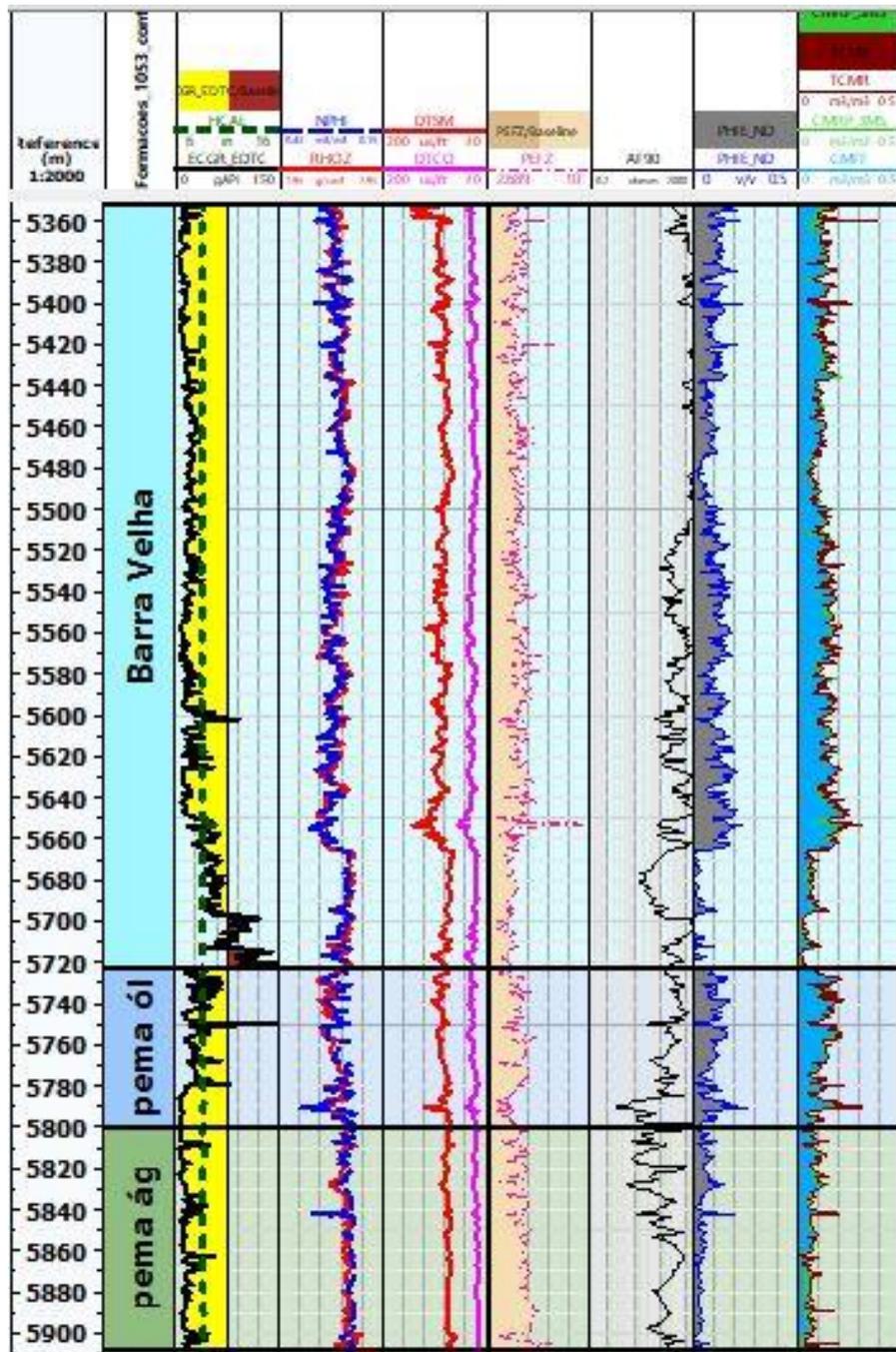


Figura 38: Comparação das estimativas de porosidade no poço 3-BRSA-1053-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: porosidade efetiva estimada pelos perfis densidade e neutrão (PHIE_ND); *Track 9*: perfis de porosidade total (TCRM), porosidade efetiva (CRMP_3MS) e fluido livre (CMFF) do RMN.

Na Figura 39 é possível visualizar o *layout* que apresenta as estimativas de saturação de água, calculada por Archie (Sw_{Archie}) e pelo RMN (Sw_{RMN}). A Tabela 11 mostra as médias das estimativas de saturação de água obtidas pelos três métodos no poço

3-BRSA-1053-RJS. A média de Sw_{Archie} para a Fm. Barra Velha é de 18,6%, enquanto que na Fm. Itapema na zona óleo é de 34,4% e na zona com água de 53,3%. Esse aumento na porcentagem se dá devido à queda da resistividade e diminuição da porosidade no final na zona com óleo, por isso se apresentam com valores superiores ao encontrado na Fm. Barra Velha. A saturação de água média calculada pelo perfil RMN para a Fm. Barra Velha é de 11,2%, enquanto que na zona com óleo da Fm. Itapema é de 10,4% e na zona com água é de 15,3%.

É possível perceber analisando a Figura 39 que Sw_{RMN} se mantém baixa e com valores muito próximos ao longo de toda Fm. Barra Velha, apresentando maiores valores, quase 100%, próximo às profundidades onde se encontra a presença de *mudstones* e calcário microbial com presença de matéria orgânica. Na zona de óleo da Fm. Itapema, Sw_{RMN} apresenta valores baixos com alguns picos, podendo indicar presença de finos. Já na zona com água nesta formação, a média de Sw_{RMN} aumenta devido à presença de água e pela queda dos valores de FF.

Quando feita à comparação entre os três métodos, é possível analisar que as médias obtidas para Sw_{Archie} são muito superiores que as médias obtidas pelo Sw_{RMN} . Para a Fm. Barra Velha e para zona com óleo da Fm. Itapema, a equação de Archie não é muito confiável, devido à complexidade dos carbonatos e por ter sido desenvolvida para siliciclásticos. Contudo, na zona com água da Fm. Itapema esta equação é mais aconselhável do que a saturação obtida pelo RMN que calcula o volume de água irreduzível, segundo Ross (2018), em um reservatório em condições iniciais, acima do contato da água, a saturação irreduzível é igual à saturação real ou inicial conforme encontrado nos cálculos convencionais de saturação de água. Em zonas de transição óleo/água, a saturação irreduzível é menor que a saturação real, por isso pode acabar ficando subestimado, o que pode atrapalhar na hora de realizar o cálculo do *net pay*.

Tabela 11: Médias das estimativas de saturação de água obtidas pelos três métodos no poço 3-BRSA-1053-RJS.

	Barra Velha	Itapema óleo	Itapema água
Espessura da formação (m)	371,4	77,0	108,0
Sw_{Archie}	18,6%	34,4%	53,3%
Sw_{RMN}	11,2%	10,4%	15,3%

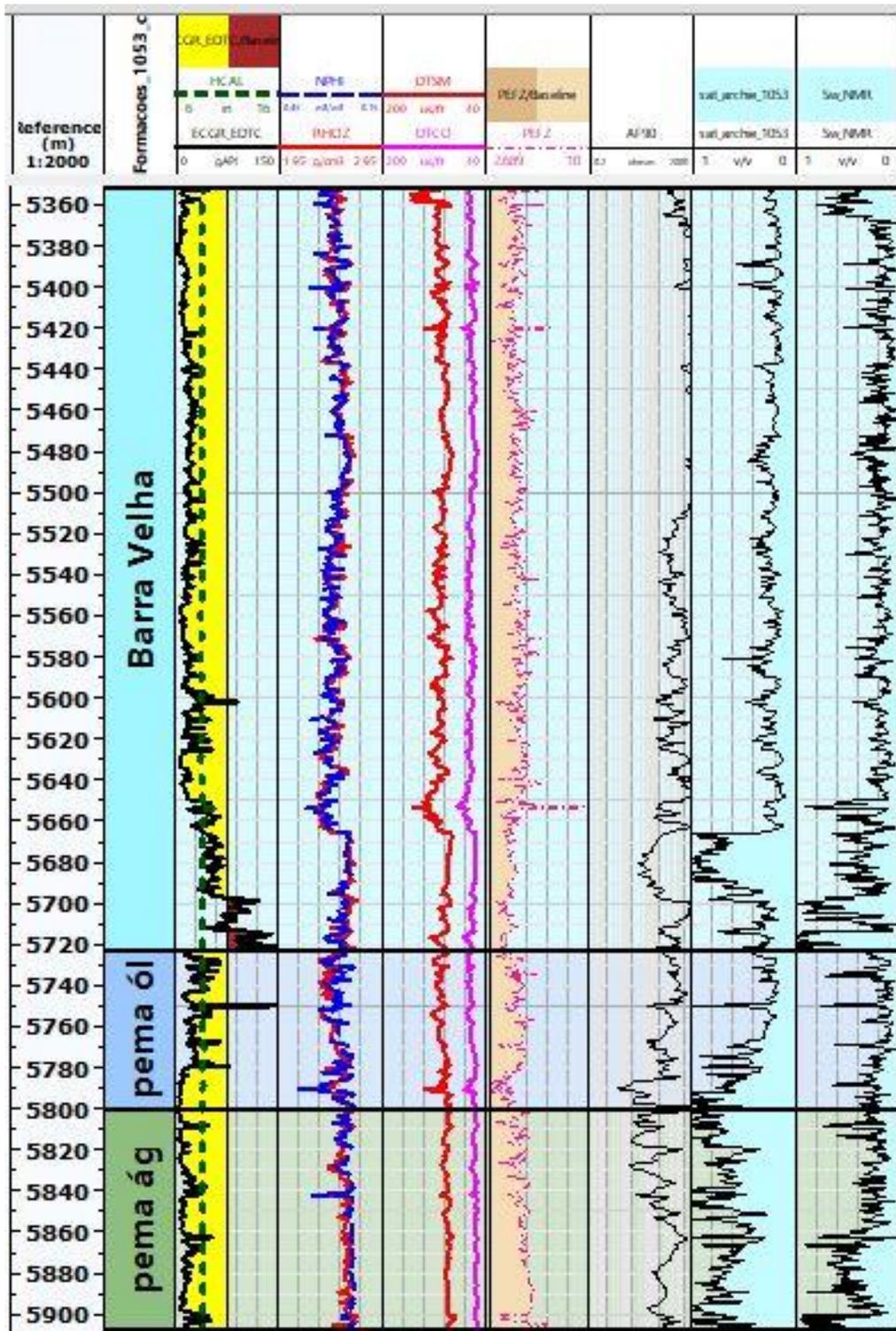


Figura 39: Comparação das estimativas de saturação de água no poço 3-BRSA-1053-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: saturação de água calculada pela equação de Archie (Sat_archie); *Track 9*: saturação de água calculada pelo RMN (Sw_NMR).

Por fim, foi realizada uma análise de *gross pay* e *net pay* para os três métodos no poço 3-BRSA-1053-RJS. A Figura 40 mostra os *gross pay* e *net pay* para o método convencional e a Tabela 12 as médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e de *net pay* para o método 1. Para os perfis convencionais, as espessuras de *gross pay* é de 278m e *net pay* 271,7m para a Fm. Barra Velha. Nas profundidades entre 5478m e 5487m, e 5666,74m e 5722m é possível analisar áreas onde se tem maior espessura de não reservatório, ambas associadas às baixas porosidades (< 5%) e altos valores de $V_{clay_{finos}}$ (> 20%), especialmente na zona onde foi identificada matéria orgânica radioativa (5666,74m e 5722). Na zona de óleo da Fm. Itapema, as áreas de não reservatório estão associadas aos altos valores de SW_{Archie} (> 50%), ou seja, com a diminuição da resistividade. Para a zona com água da Fm. Itapema, o valor da espessura de reservatório de hidrocarboneto cai para 6,4m, resultado já esperado devido à presença majoritária de reservatório de água, altas taxas de saturação, ultrapassando muito os valores de corte. A espessura de *gross pay* é de 38m, valor baixo quando levado em consideração que nessa zona o fluido presente é a água. Porém, de acordo com a Figura 40 e a Tabela 12, os valores de porosidade são muito baixos, sendo menores que os valores de corte pré-estabelecidos, possivelmente pela presença de finos e cimentação, que obstruem o espaço poroso.

Tabela 12: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e de *net pay* para o método 1.

	Barra Velha	Itapema óleo	Itapema água
Espessura da formação (m)	371,4	77,0	108,0
PHIE_ND	10,4%	9,5%	4,4%
$V_{clay_{GR}}$	5,8%	7,5%	4,3%
SW_{Archie}	18,6%	34,4%	53,3%
<i>Gross pay</i> (m)	278	49,2	32,2
<i>Net pay</i> (m)	271,7	38,0	6,4

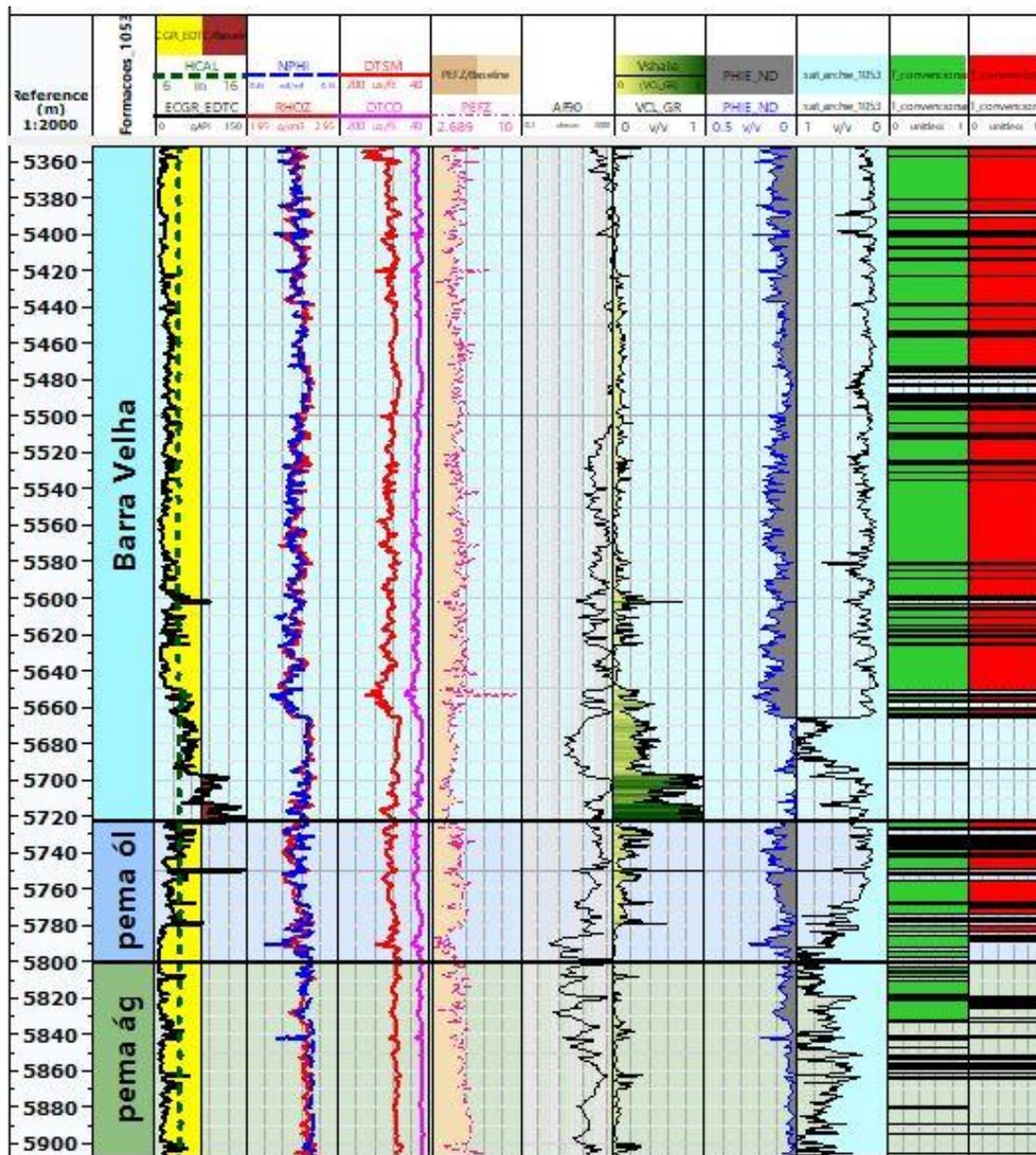


Figura 40: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 1 no poço 3-BRSA-1053-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: volume de argila (Vshale); *Track 9*: porosidade efetiva (PHIE_ND); *Track 10*: saturação de água (Sat_archie); *Track 11*: *gross pay*; *Track 12*: *net pay*.

A Tabela 13 apresenta as médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e de *net pay* usando para o método 2 (Figura 41) aplicado no poço 3-BRSA-1053-RJS. As espessuras de *gross pay* é 341,2 e de *net pay* para a Fm. Barra Velha, o que representa um resultado mais otimista e condizente, possuindo apenas uma área onde não se tem espessura de reservatório, que é onde se encontra os

carbonatos com presença de matéria orgânica radioativa. Já era de se esperar um desfecho mais otimista advindo do uso da ferramenta RMN, já que ela não é afetada pela radioatividade ou por presença de microporos e depende apenas dos fluidos presentes nos poros. Além disso, possuem valores mais realistas de $V_{clay_{RMN}}$ e porosidade efetiva melhor ajustada com a porosidade de laboratório. Para a zona de óleo da Fm. Itapema, a espessura de *gross pay* é 70,4m e de *net pay* é de 68,5m, resultado também mais otimista. Já na zona com água da Fm. Itapema, os valores de *gross pay* é 79,4m e o de *net pay* é de 68m, isso mostra o cuidado que se deve ao utilizar este método nessa zona, pois o valor real do *net pay* deve ser zero porque tratar de uma zona com água.

Tabela 13: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e de *net pay* usando o método 2.

	Barra Velha	Itapema óleo	Itapema água
Espessura da formação (m)	371,4	77,0	108,0
PHIT_RMN	12,6%	13,3%	7,4%
PHIE_RMN	13,0%	13,4%	7,8%
$V_{clay_{rad}}$	4,5%	3,7%	5,5%
$S_{w_{RMN}}$	17,0%	16,0%	30,6%
FF (fluido livre)	9,7%	10,4%	4,5%
Gross pay (m)	341,2	70,8	79,4
Net pay (m)	325,6	68,5	68

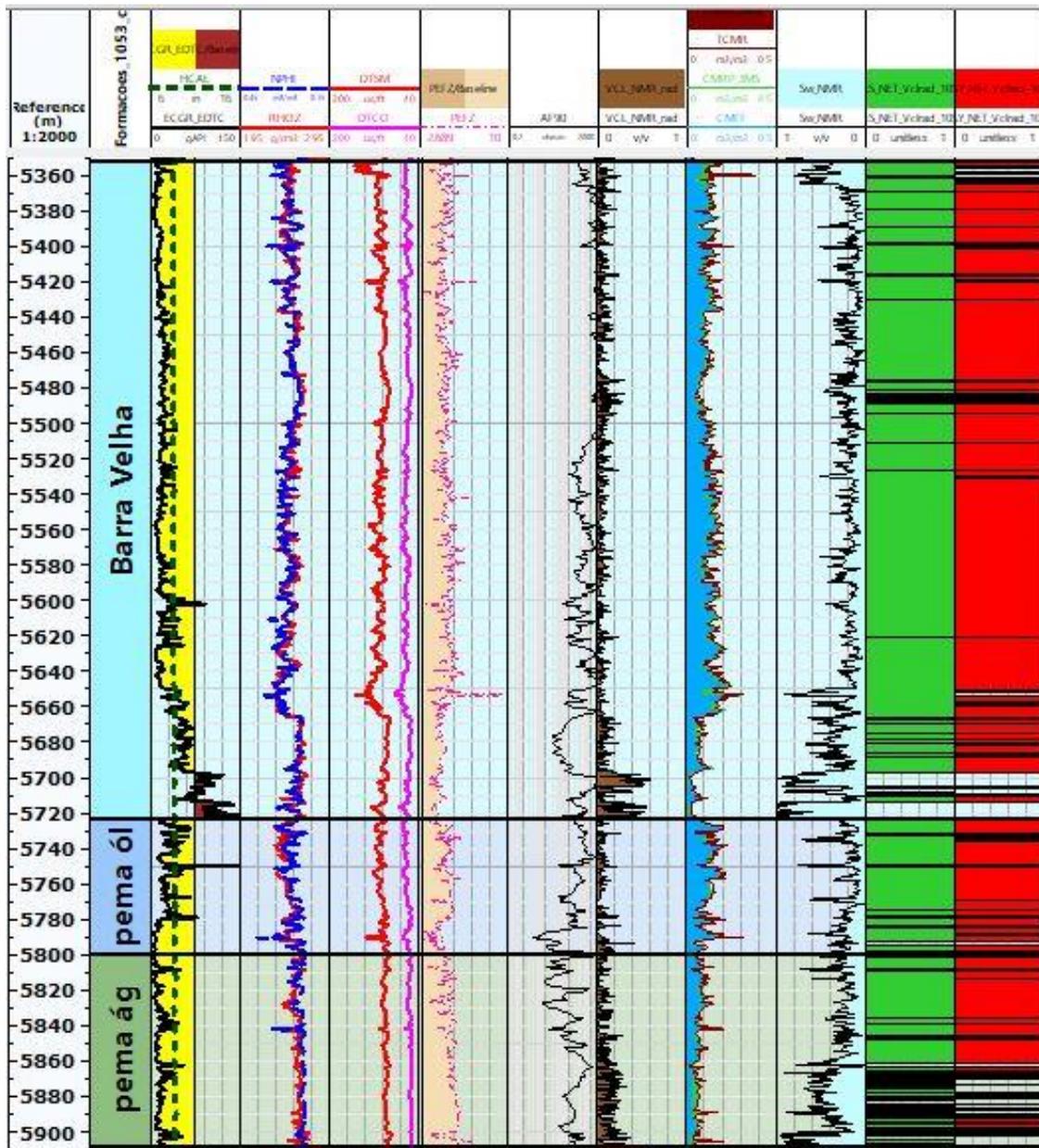


Figura 41: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 2 no poço 3-BRSA-944A-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: volume de argila (VCL_NMR_sat); *Track 9*: perfis de porosidade total (TCRM), porosidade efetiva (CRMP_3MS) e fluido livre (CMFF); *Track 10*: saturação de água (Sw_NMR); *Track 11*: gross pay; *Track 12*: net pay.

Por fim, foi feita a análise das espessuras de *net pay* e *gross pay* usando o método 3 e os resultados são apresentados na Figura 42 e na Tabela 14. Foi utilizada a mesma saturação de água e porosidade do método 2, divergindo apenas no cálculo do volume de argila ($V_{clay_{finos}}$). As espessuras de *net pay* e *gross pay* obtidas para a Fm. Barra Velha foi de 119,2m e para as zonas com óleo e com água da Fm. Itapema foram de 30,7m e 12m, respectivamente. Esses valores confirmam a capacidade da Formação Barra Velha de ser um bom reservatório de hidrocarboneto. A espessura de *net pay* neste método se mostra inferior quando comparada aos outros dois métodos. Isto ocorre devido aos altos valores de $V_{clay_{finos}}$, que ultrapassam os valores de corte pré-estabelecidos, além de baixas porosidades em determinadas áreas. Esses altos valores de $V_{clay_{finos}}$ ocorrem devido à sensibilidade da ferramenta em relação à presença de finos e considera valores de BVI (fluido preso por capilaridade), portanto podem acabar superestimando valores de $V_{clay_{finos}}$, resultando em menores espessuras de *net* e *gross pay*.

Tabela 14: Médias das estimativas de porosidade, volume de argila, saturação e espessuras de *gross pay* e de *net pay* para o método 3.

	Barra Velha	Itapema óleo	Itapema água
Espessura de reservatório (m)	371,4	77	108
PHIT_RMN	12,6%	13,3%	7,6%
PHIE_RMN	12,6%	13,0%	7,4%
$V_{clay_{finos}}$	14%	13,5%	16,4%
SW_{RMN}	11,2%	10,4%	15,3%
FF (fluido livre)	9,7%	10,4%	4,5%
<i>Gross pay</i> (m)	119,2	30,7	12
<i>Net pay</i> (m)	119,2	30,7	12

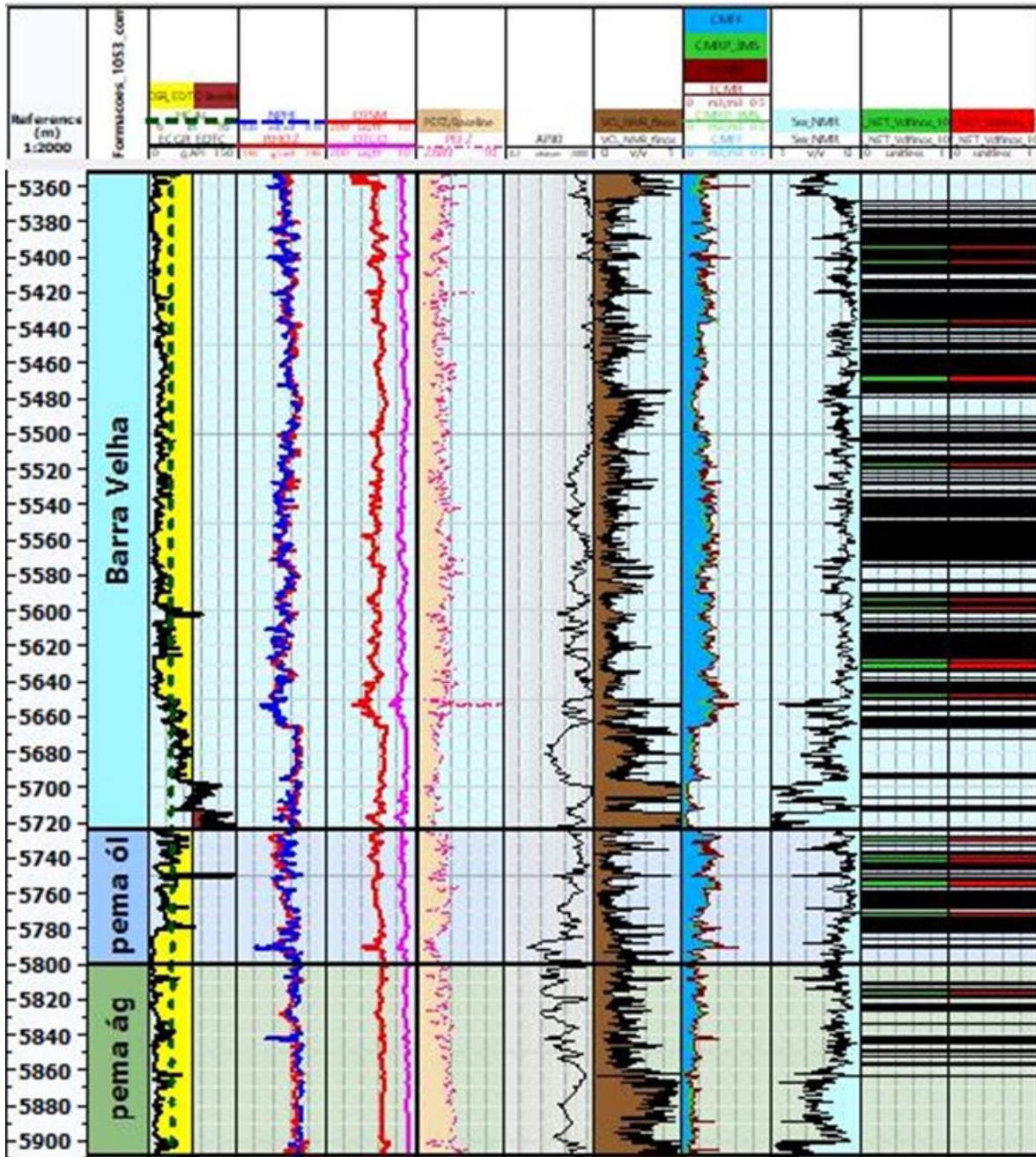


Figura 42: Estimativas das propriedades dos reservatórios usando o método 3 no poço 3-BRSA-1053-RJS. *Track 1*: profundidade em metros; *Track 2*: formações; *Track 3*: caliper (HCAL) e raios gama (ECGR); *Track 4*: crossover entre os perfis de neutrão (NPHI) e densidade (RHOZ); *Track 5*: sônico compressional (DTCO) e sônico cisalhante (DTSM); *Track 6*: perfil fotoelétrico (PEFZ); *Track 7*: perfil de resistividade profunda (AF90); *Track 8*: volume de argila (VCL_finos_NMR); *Track 9*: perfis de porosidade total (TCRM), porosidade efetiva (CRMP_3MS) e fluido livre (CMFF); *Track 10*: saturação de água (Sw_NMR); *Track 11*: gross pay; *Track 12*: net pay..

Na Tabela 15 é possível concluir através das médias ponderadas das propriedades de reservatórios dos dois poços (3-BRSA-944A-RJS e 3-BRSA-1053-RJS), que o método 2 possui valores mais coerentes e otimistas, sendo o que gerou um maior *net pay* quando comparado aos outros métodos.

Tabela 15: Médias ponderadas dos diferentes métodos de estimativa de argila para as diferentes formações.

		V_{clay}	PHIE	Sw_{RMN}	<i>Gross pay</i>	<i>Net pay</i>
Método 1	Fm. Barra Velha	7,1%	9,7%	21,3%	240m	204,2m
	Fm. Itapema	4,4%	7,1%	64,2%	93,3m	18,4m
Método 2	Fm. Barra Velha	4,5%	12%	17,4%	270,6m	233,4m
	Fm. Itapema	6,07%	9,7%	24,3%	126m	120,2m
Método 3	Fm. Barra Velha	13,7%	12,8%	11,2%	119,3m	119,3m
	Fm. Itapema	21,9%	10,3%	23,4%	29,3m	29,3m

6. Conclusões

O presente trabalho alcançou seu objetivo na comparação de diferentes métodos de estimativa de argilosidade, porosidade, saturação de água e *net pay* para dois poços localizados no Campo de Búzios, tendo como o intuito de analisar o funcionamento de cada ferramenta e concluir qual o método que se mostrou mais adequado para se caracterizar os reservatórios. Os intervalos avaliados correspondem aos carbonatos do pré-sal, que possuem alta complexidade no que se diz respeito às suas fácies e porosidades. Neste trabalho, foi mostrada a importância de se fazer o uso dos perfis de ressonância magnética nuclear (RMN) para se estimar o conteúdo de argila ao invés de se usar o perfil de raios gama (GR), como é feito convencionalmente. Isto se mostrou mais adequado devido os carbonatos possuem tanto argilas radioativas como não radioativas, demonstrando sua grande heterogeneidade e complexidade. A partir dos perfis RMN em conjunto com as descrições das amostras laterais presentes no relatório final do poço, foi possível compreender melhor as fácies e o sistema poroso dessas fácies, obtendo assim resultados mais coerentes e mais otimistas das propriedades dos reservatórios. Para isto foi necessário a interpretação das curvas geradas e a avaliação dos três métodos, para entender mais a respeito do funcionamento e limitações de cada ferramenta e como ela se comporta diante de determinados tipos de litologia, porosidade e/ou formações.

As porosidades de laboratório fornecidas ajudaram a identificar o melhor tipo de ferramenta para a estimativa de porosidade, porém este tipo de informação só estava disponível em um dos poços analisados, o poço 3-BRSA-944A-RJS. Avaliando esses dados foi possível perceber que a curva que mais se ajustou foi à porosidade medida pelo RMN, quando comparado com a estimativa de porosidade pelo densidade-neutrão, que é um método tradicionalmente utilizado na avaliação de formações. O melhor ajuste obtido pelo RMN é devido o funcionamento dessa ferramenta não depende da litologia ou da matriz da rocha e sim do tipo de poro e do fluido presente nos poros.

O método 2 usou os perfis de RMN a equação de estimativa de volume de finos radioativos, a porosidade efetiva desta ferramenta e a saturação de água calculada também por esta ferramenta. Este método foi identificado nas avaliações de *gross pay* e de *net pay* como o que apresentou resultados mais otimistas e confiáveis, quando se trata de zonas com presença de folhelho e fácies muito heterogêneas de carbonatos como alto teor de

matéria orgânica, finos radioativos e não radioativos e com valores de porosidades muito diferentes. O método 1 usou os perfis convencionais (raios gama, densidade, neutrão e resistividade profunda) e por utilizar uma ferramenta altamente sensível aos elementos radioativos apresentou altas leituras do volume de argila e baixas quando se há presença de finos não radioativos. O método 3 apresentou cálculos superestimados de volume de argila, gerando valores muito pessimistas de *net pay*. Por último, a limitação da ferramenta RMN para saturação de água abaixo do contato óleo/água acabou gerando resultados não confiáveis de espessura de reservatório de hidrocarboneto para uma zona saturada em água.

Como sugestão, recomenda-se:

- O uso das duas equações de saturação de água em conjunto, usando a SW_{RMN} para a zona acima do contato e Archie para a zona saturada em água.
- O estudo e a comparação das metodologias utilizadas em diferentes poços e campos do pré-sal;
- Uma avaliação mais quantitativa para analisar os impactos do uso de um fluxo de trabalho menos adequado nas estimativas das propriedades de reservatório.

7. Referências

- ALLEN, D., CRARY, S., FREEDMAN, B., ANDREANI, M, KLOPF, W., BADRY, C., FLAUM, C., KENYON, B., KLEINBERG, R., GOSENBERG, P., HORKOWITZ, J., LOGAN, D., SINGER, J., WHITE, J. How to Use Borehole Nuclear Magnetic Resonance. Oilfield Review, Summer, Schlumberger, pag. 34-57, 1997.
- ALLEN, D.; FLAUM, C.; RAMAKRISHNAN, T. S.; BEDFORD, J.; CASTELIJNS, K.; FAIRHURST, D.; GUBELIN, G.; HEATON, N.; MINH, C. C.; NORVILLE, M. A.; SEIM, M. R.; PRITCHARD, T.; RAMAMOORTHY, R. Trends in NMR logging, Oilfield Review, vol. 12, pag. 2-19, 2000.
- ANP. Bacia de Santos - Sumário Geológico do Campo de Búzios. Plano de desenvolvimento aprovado. Reunião de diretoria número 832, fevereiro. Resolução número 093, 2016.
- ANP. Bacia de Santos - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Brasil 14ª Rodada de Licitações. Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP. Agência Nacional de Petróleo, 2017.
- ANP. Bacia de Santos - Sumário Geológico e Setores em Oferta. Brasil 15ª Rodada de Licitações. Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP. Agência Nacional de Petróleo, 2017.
- ANP. Boletim de produção de Petróleo e Gás Natural. Abril 2019, Número 104.
- ARIENTI, L.M.; SOUZA, R.S.; VIANA, S.; CUGLIERI, M.A.; SILVA, R.P.; TONIETTO, S.; PAULA, L.; GIL, J.A. Facies Association, Depositional Systems, and Paleophysiographic Models of the Barra Velha Formation, Pre-Salt Sequence – Santos Basin, Brazil. AAPG Annual Convention & Exhibition 2018, Salt Lake City, Utah, 2018.
- ARCHIE, G. E. 1942. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Society of Petroleum Engineers vol. 146, pag. 54-62, 1942.
- ASQUITH, G., GIBSON, C. Basic well log analysis for geologists: AAPG methods in exploration series no. 3., 1983.

- BARNETT, A. J.; OBERMAIER, M.; AMTHOR, J.; JUK, K.; CAMARA, R.; SHARAFODIN, M.; BOLTON, M. Origin and Significance of Thick Carbonate Grainstone Packages in Non-Marine Successions: A Case Study from the Barra Velha Formation, Santos Basin. Search and Discovery Article #11116. Posted on September 17, 2018.
- CAINELLI, C. & MOHRIAK, W. U. Geology of the Atlantic Eastern Brazilian Basins. In: AAPG International Conference and Exhibition Short Course - Brazilian Geology, Short Course - Brazilian Geology, 1998.
- CARMINATTI, M., WOLFF, B., GAMBOA, L. A. New exploratory frontiers in Brazil. World Petroleum Congress. Espanha: New Frontier Exploration. Forum 01, 2008.
- CARMINATTI, M., DIAS, J. L., WOLFF, B. From Turbidites To Carbonates: Breaking Paradigms in Deep Waters. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May, 2009.
- CARVALHO, M. D., MONTEIRO, M., PIMENTEL, A.M., REHIM, H. A. A. A. Microfácies, diagênese e petrofísica das coquinas da Formação Lagoa Feia em Badejo, Linguado e Pampo, Bacia de Campos. PETROBRAS-CENPES-Diger, relatório interno, 130p., 1984.
- CARVALHO, M. D.; PRAÇA, U. M.; SILVA-TELLES JR., A. C.; JAHNERT, R. J.; DIAS, J. L. Bioclastic carbonate lacustrine facies models in the Campos Basin (Lower Cretaceous), Brazil. In: Gierlowski-Kordesch, E. H. & Kelts, K. R. (ed.) Lake basins through space and time. Tulsa, AAPG, (Studies in Geology 46), 245-256, 2000.
- CASTRO, J. C.; AZAMBUJA FILHO, N. C. Fácies, análise estratigráfica e reservatórios da Formação Lagoa Feia, Cretáceo Inferior da Bacia de Campos: PETROBRAS/CENPES/LABOR, Relatório interno, CENPES-1.940, 110p., 1981.
- CASTRO, T. M.; LUPINACCI, W. M. Evaluation of fine-grains in pre-salt reservoirs. Sociedade Brasileira de Geofísica – SBGf Rio de Janeiro. Brasil, 2019.
- CHANG, H. K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. M. F.; BENDER, A. A. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. Tectonophysics, vol. 213: pag. 97-138, 1992.

- CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEN, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências, Sociedade Brasileira de Geologia*, vol. 38, n. 2, pag. 29–46, 2008.
- COATES, G. R; XIAO, L; PRAMMER, M. G. *NMR Logging: Principles and Applications*. USA: Halliburton Energy Services, 1999.
- COATES, G. R; XIAO, L; PRAMMER, M. G. *NMR Logging: Principles and Applications*, Halliburton Energy Services Publication H02308, 2000.
- DAVISON, I., ANDERSON, L., NUTTALL, P. Salt deposition, loading and gravity drainage in the Campos and Santos salt basins. In: Alsop, G. I., Archer, S. G., Hartley, A. J., Grant, N. T. & Hodgkinson, R. (eds) *Salt Tectonics, Sediments and Prospectivity*. Geological Society, London, Special Publications, vol. 363, pag.159–173, 2012.
- DEMAISON, G., HUIZINGA, B. J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: charge, migration, and entrapment, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., *The Petroleum System--From Source to Trap: AAPG Memoir 60*, pag. 73-89, 1994.
- DEWAN, J. T. *Essentials of modern open-hole log interpretation*. PennWell Publishing Co., Tulsa, OK, 361 p., 1983.
- DIAS, J.L., OLIVEIRA, J.Q., VIEIRA, J.C. Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, Rift Phase of Campos Basin, Offshore Brasil. *Revista Brasileira de Geociências*, vol.18, pag. 252-260, 1988.
- DUNHAM, R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in *Classification of Carbonate Rocks*, AAPG Mem. 1, edited by W. E. Ham, pp. 108–121, 1962.
- EHIGIE, S. O. *NMR-Openhole Log Integration: Making the most of NMR Data Deliverables*. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. *Well Logging for Earth Scientists*. Springer, 2.ed., Dordrecht, The Netherlands, 692, 2007.

- FERREIRA, F. J. F. Integração de dados aeromagnéticos e geológicos: configuração e evolução do Arco de Ponta Grossa. São Paulo, Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, 169 p., 1982.
- GARCIA, S. F. M.; DANDERFER FILHO, A.; LAMOTTE, D. F.; RUDKIEWICZ, J. L. Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na Bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, vol. 42, n. 2, pag. 433-450, 2012.
- GOMES, P. O., KILSDONK, B., MINKEN, J., & BARRAGAN, R. The Outer High of the Santos Basin, Southern São Paulo Plateau, Brazil: Pre-Salt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift Structures. Adapted from oral presentation at AAPG International Conference and Exhibition. Cape Town, South Africa, 2008.
- HASUI, Y., CARNEIRO, C. D. R., COIMBRA, A. M. The Ribeira Folded Belt. *Revista Brasileira de Geociências*, vol. 5, n. 4, pag. 257- 262, 1975.
- KAMEL, M. H., AND MABROUK, W. M. Estimation of shale volume using a combination of the three porosity logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 40, pag.145-157, 2003.
- KARNER, G. D. & DRISCOLL, N. W. Tectonic and stratigraphic development of the West African and eastern Brazilian margins; insights from quantitative basin modelling. *Geological Society Special Publication*, 153: 11-40, 1999.
- LARIONOV, W. W. Radiometry of boreholes (em russo), NEDRA, Moscou, 1969.
- MACEDO, J. M. Evolução tectônica da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, vol. 3, n. 3, pag. 159-173, 1989.
- MAGOON, L. B., DOW, W. G. Mapping the petroleum system. In: Mello, M. R. & Katz, B. J. (ed.) *Petroleum systems of South Atlantic margins*. AAPG (Memoir 73), 53-68, 2000.
- MIO, E. de.; CHANG, H. K.; CORRÊA, F. S. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da bacia de Santos. *Revista Brasileira de Geofísica*, SciELO Brasil, vol. 23, n. 3, pag. 275–284, 2005.

- MOREIRA, J. L. P.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 15, n. 2, p. 531-549, 2007.
- NERY, G. G. Perfilagem Geofísica. Hydrolog Serviços de Perfilagens Ltda, 2004.
- NERY, G. G. Perfilagem Geofísica em Poço Aberto - Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo. Sociedade Brasileira de Geofísica - SBGf. Rio de Janeiro. Brasil. ISBN 978-85-88690-19-6, 2013.
- PAIVA, M. F. B.; LUPINACCI, W. M.; FREIRE, A. F. M.; HANSFORD, J. Comparison of methodologies to estimate the clay content – A case study in the Roncador field, Campos Basin. Sociedade Brasileira de Geofísica – SBGf. Rio de Janeiro. Brasil, 2019.
- PEREIRA, M. J.; MACEDO, J. M. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. Boletim Geociências da Petrobras, v. 4, p. 3-11, 1990.
- PEREIRA, M. J.; FEIJÓ, F. J. Bacia de Santos. Boletim de Geociências da PETROBRAS, v. 8, n. 1, p. 219–234, 1994.
- PETERSOHN, E. Bacia de Santos: Sumário Geológico e área em oferta. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Seminário Técnico, 34p, 2013.
- PORTA, G. DELLA., 2015. Carbonate build-ups in lacustrine, hydrothermal and fluvial settings: comparing depositional geometry, fabric types and geochemical signature. Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production, 418 p.
- RIDER, M., 2002. The Geological Interpretation of Well Logs. Rider-French Consulting Ltd, 2.ed., Sutherland, Scotland, 280 p.
- SCHÖN, J. H., 2011. Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics. Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration. Pergamon, vol. 8, 494 p.
- STAMBAUGH, B.; SVOR, R.; GLOBE, M., 2000. Quality Control of NMR Logs. Society of Petroleum Engineers Inc. Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.

- STEVANATO, A. C. R. S., 2011. Análise Petrofísica de Reservatórios. Campinas, Graduação em Geologia. Universidade Estadual de Campinas.
- SZATMARI, P., MILANI, E., 2016. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift. *Marine and Petroleum Geology* vol. 77, pag. 567-596.
- TERRA, G. J. S.; SPADINI, A. R.; FRANÇA, A. B.; SOMBRA, C. L.; ZAMBONATO, E.; JUSCHAKS, L. C. da S.; ARIENTI, L. M.; ERTHAL, M. M.; BLAUTH, M.; FRANCO, M. P.; MATSUDA, N. S.; SILVA, N. G. C. da; MORETTI, P.; D'AVILA, R. S. F.; SOUZA, R. S. de; TONIETTO, S.; ANJOS, S. M. C. dos; CAMPINHO, V.; WINTER, W., 2010. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. *Boletim de Geociências*, n. 18, 01 2010.
- THOMPSON D. L.; STILWELL J. D.; HALL M. Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and West Africa. *Gondwana Res.* 28, pag. 26–51, 2015.
- WHITE, R. S., & MCKENZIE, D. P., 1989. Magmatism at rift zones: the generation of volcanic continental margins and flood basalts. *Journal of Geophysical Research*, vol. 94: pag. 7685-7729.
- WONG, P. Z., 1999. *Methods in the Physics of Porous Media*. USA: Academic Press, 1999.
- WRIGHT, V. P., 2012. Lacustrine carbonates in rift settings: the interaction of volcanic and microbial processes on carbonate deposition. In: Garland, J., Neilson, J. E., Laubach, S. E. & WHIDDEN, K. J. (eds) *Advances in Carbonate Exploration and Reservoir Analysis*. Geological Society, London, Special Publications, vol. 370, pag. 39–47, <http://doi.org/10.1144/SP370.2>
- WRIGHT, V. P., & BARNETT, A., 2015. An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. In: Bosence, D. W. J., Gibbons, K. A., Le Heron, D. P., Morgan, W. A., Pritchard, T. & Vining, B. A. (eds) *Microbial Carbonates in Space and Time: Implications for Global Exploration and Production*. Geological Society, London, Special Publications, 418, 209–219, <http://doi.org/10.1144/SP418.3>

ZALÁN, P. V., SEVERINO, M. C., RIGOTI, C. A., MAGNAVITA, L. P., OLIVEIRA, J. A., & VIANNA, A. R., 2011. An Entirely New 3D-View of the Crustal and Mantle Structure of a South Atlantic Passive Margin – Santos, Campos and Espírito Santo Basins, Brazil. AAPG annual Convention and Exhibition, 12.