



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

RAQUEL MACEDO DIAS

**ESTIMATIVA DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO E ESTUDO DE
SENSIBILIDADE À SUBSTITUIÇÃO DE FLUIDOS NO PRÉ-SAL DO PARQUE
DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS**

Niterói, RJ

2018

RAQUEL MACEDO DIAS

**ESTIMATIVA DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO E ESTUDO DE
SENSIBILIDADE À SUBSTITUIÇÃO DE FLUIDOS NO PRÉ-SAL DO PARQUE
DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS**

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

Niterói, RJ

2018

RAQUEL MACEDO DIAS

**ESTIMATIVA DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO E ESTUDO DE
SENSIBILIDADE À SUBSTITUIÇÃO DE FLUIDOS NO PRÉ-SAL DO PARQUE
DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS**

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 dezembro de 2018.

Comissão Examinadora:

André Lopes Ferreira (ANP)

Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire (GIECAR/GGO/UFF)

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

Niterói, RJ
2018

Agradecimentos

Inicialmente gostaria de agradecer à minha família e ao meu namorado por todo o apoio e motivação, em especial à minha irmã Cynthia Macedo Dias por ser meu exemplo mais próximo de pesquisadora mulher e por todas as conversas construtivas que tivemos sobre estudos e sobre a vida.

À minha cachorrinha, Paçoca, pela sua energia praticamente infinita, que me distraía em momentos de maior ansiedade.

À minha amiga Ana Luiza Varela, por sempre acreditar no meu potencial e pelas incríveis dicas de músicas, essenciais para me ajudar a focar a atenção, principalmente na reta final da monografia.

À minha amiga Julia Machado, pelo companheirismo durante a nossa gestão na Presidência da Empresa Júnior Horizonte Soluções Geofísicas, com quem e onde aprendi muito sobre empreendedorismo e sobre gestão de pessoas.

À minha amiga Danielle Lopes, pela sua amizade sincera e identificação imediata pelo amor à geofísica, e por ter me indicado para o estágio na Superintendência de Definição de Blocos, na ANP, onde adquiri boa parte do meu conhecimento sobre a atuação da indústria do petróleo no Brasil.

Aos meus supervisores do estágio na ANP, André Lopes e Rodrigo Morelato, pela alegria diária, motivação inesgotável, e discussões sobre geofísica que me ensinaram tanto em tão pouco tempo.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci e coorientador Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire, por terem sido tão atenciosos e pacientes com minhas dúvidas e pela oportunidade de realizar este projeto certamente enriquecedor para o meu futuro acadêmico e profissional.

Às empresas Lloyd's Register, pelo software Interactive Petrophysics e Ikon Science, pelo software RokDoc, ambos essenciais para a realização deste trabalho.

À Agência Nacional do Petróleo pela disponibilização dos dados utilizados neste trabalho.

À Universidade Federal Fluminense, em especial aos professores do Departamento de Geologia e Geofísica, pelo privilégio de estudar Geofísica, ciência pela qual eu fui apaixonada durante toda a minha vida, mas só conheci ao ingressar na faculdade.

"Though this be madness, yet there is method in it."

William Shaekespeare

RESUMO

O uso da sísmica 4D no Brasil cresceu nas últimas duas décadas, auxiliando o aumento do fator de recuperação em campos produtores, durante o gerenciamento da produção. Porém, ainda há obstáculos para a utilização da sísmica 4D em reservatórios do pré-sal, principalmente devido à alta incompressibilidade dos carbonatos, além das grandes profundidades de investigação. Ainda assim, avanços recentes em pesquisa e tecnologia voltados para a aplicação do 4D em carbonatos abrem espaço para novas perspectivas. Motivado por este contexto, este trabalho apresenta a análise de sensibilidade com relação à substituição de fluidos de reservatórios do pré-sal do Campo de Cachalote do Parque das Baleias, na Bacia de Campos, e reúne informações públicas sobre os avanços do 4D no Brasil. As equações de Gassmann foram utilizadas para fazer a substituição de fluidos e, posteriormente, foram atribuídas notas às propriedades de reservatório e às variações dos parâmetros elásticos após a substituição, a fim de quantificar a sensibilidade dos reservatórios. Foram avaliados dois cenários de saturação inicial: o cenário original, com saturação calculada dos perfis de poço, que avaliou apenas a Formação Macabu – pois a saturação de água da Formação Coqueiros já se aproximava de 100%; e o cenário hipotético, com saturação inicial constante de 80% de óleo, que avaliou tanto a Formação Macabu quanto a Formação Coqueiros. Em ambos os cenários, a saturação final foi definida em 80% de água e 20% de óleo. O cenário original indicou uma sensibilidade baixa, atingindo uma nota 2 de um máximo de 25, mostrando a pouca chance de sucesso do 4D. Além do alto módulo de *bulk* da rocha seca dos carbonatos, este resultado pode ter sido influenciado pela baixa variação na saturação de água (apenas 12,7%). Já no outro cenário, onde a variação de saturação foi de 60%, os reservatórios atingiram a nota 8, um resultado melhor, porém ainda considerado baixo. Em ambos os casos é necessário uma repetibilidade sísmica altíssima para que um estudo 4D tenha chances de sucesso. É difícil afirmar apenas com este estudo se um projeto de sísmica 4D é viável para os reservatórios do pré-sal no Campo de Cachalote do Parque das Baleias, pois não se elimina a possibilidade de a análise de sensibilidade ser bem-sucedida em outras localidades, onde se pode encontrar carbonatos mais porosos e melhores saturações iniciais de óleo.

PALAVRAS-CHAVE: SÍSMICA 4D, CARBONATOS, PRÉ-SAL, ANÁLISE DE SENSIBILIDADE, SUBSTITUIÇÃO DE FLUIDOS.

ABSTRACT

The use of 4D seismic in Brazil has grown over the last two decades, helping to increase the recovery factor in producing oil fields during production management. However, there are still obstacles to the use of 4D seismic in pre-salt reservoirs, mainly due to the hardness of the carbonates, besides the great depths of investigation. Still, recent advances in research and technology for the application of 4D in carbonates make room for new perspectives. Motivated by this context, this work presents the analysis of the seismic sensitivity due to fluid substitution in the reservoirs from the Cachalote Field, in “Parque das Baleias”, at Campos Basin, and also gathers public information on the advances of 4D in Brazil. The Gassmann equations were used to perform fluid substitution and, later, grades were given to the reservoir properties and to the variations of the elastic parameters after the substitution, in order to quantify the sensitivity of the reservoirs. Two initial saturation scenarios were evaluated: the original scenario, with the saturation calculated from the well profiles, which evaluated only the Macabu Formation – because the water saturation of the Coqueiros Formation was already approaching 100%; and the hypothetical scenario, with a constant initial saturation of 80% of oil, which evaluated both the Macabu Formation and the Coqueiros Formation. In both scenarios, the final saturation was defined as 80% water and 20% oil. The original scenario indicated a low sensitivity, reaching a note 2 of a maximum of 25, showing the little chance of success of 4D. In addition to the high bulk modulus of dry carbonate rock, this result may have been influenced by the low variation in water saturation (only 12.7%). In the hypothetical scenario, where the saturation variation was 60%, the reservoirs reached note 8, a better result, but still considered low. In both cases a very high seismic repeatability would be required for a 4D study to have a chance of success. It is difficult to say only with this study if a 4D seismic project is feasible for the pre-salt reservoirs in the Cachalote field, at “Parque das Baleias”, since the possibility of sensitivity analysis to be successful in other locations is not eliminated, where more porous carbonates and better initial oil saturations can be found.

KEYWORDS: 4D SEISMIC, CARBONATES, PRE-SALT, SENSITIVITY ANALYSIS, FLUID SUBSTITUTION.

Sumário

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	BACIA DE CAMPOS E O COMPLEXO DO PARQUE DAS BALEIAS	3
2.1.	Geologia regional da Bacia de Campos.....	4
2.1.1.	Embasamento e arcabouço estrutural	5
2.1.2.	Evolução tectono-sedimentar.....	8
2.2.	Sistema petrolífero da Bacia de Campos.....	11
2.2.1.	Geração e migração	12
2.2.2.	Rochas reservatório	12
2.2.3.	Rochas Selantes.....	15
2.2.4.	Trapas.....	15
2.3.	O Parque das Baleias.....	15
3.	ESTUDO DE SENSIBILIDADE.....	18
3.1.	Histórico e Evolução da Sísmica 4D	18
3.2.	Chances de sucesso do 4D	21
3.2.1.	Repetibilidade sísmica	21
3.2.2.	Detectabilidade do Reservatório	25
4.	METODOLOGIA	28
4.1.	Avaliação dos perfis para a estimativa das propriedades de reservatório 29	
4.2.	Substituição de Fluidos.....	31
4.3.	Análise da sensibilidade à substituição de fluidos	32
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	35
5.1.	Controle de qualidade dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS no intervalo do Pré-sal	35
5.2.	Estimativa das propriedades de reservatório no intervalo do Pré-sal no poço 6-BRSA-497-ESS	41
5.3.	Substituição de fluidos nas Formações Macabu.....	45
5.4.	Substituição de fluido em um cenário hipotético nas formações Macabu e Coqueiros	50
6.	CONCLUSÃO	57
7.	REFERÊNCIAS	59
8.	ANEXO A.....	63

Índice de Figuras

Figura 1: Localização da Bacia de Campos e os seus campos de produção.....	3
Figura 2: Configuração atual do Atlântico Sul e das cadeias vulcânicas de Rio Grande e Walvis.	5
Figura 3: Arcabouço Estrutural da Bacia de Campos. Estruturas da Fase Rifte. (Guardado <i>et al.</i> , 2000 apud Rangel e Martins, 1998).....	7
Figura 4: Diagrama estratigráfico da Bacia de Campos (Winter <i>et al.</i> , 2007).....	9
Figura 5: Mapa de Localização dos 41 campos da Bacia de Campos.	13
Figura 6: Localização e nomes dos campos produtores no Parque das Baleias..	17
Figura 7: Localizações onde o 4D é mais utilizado atualmente.	20
Figura 8: Diferenças entre os tipos de aquisições sísmicas.	23
Figura 9: Localização do poço 6-BRSA-497-ESS no Campo de Cachalote.	28
Figura 10: Fluxo de trabalho utilizado para o estudo de sensibilidade à mudança de fluido.....	29
Figura 11: Modelo convolucional. Modificado de Simm & Bacon (2014).....	33
Figura 12: Pulso sísmico de Ricker com frequência de pico de 20Hz.	34
Figura 13: Visualização dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS.....	38
Figura 14: Visualização dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS. Foco na Fm. Macabu entre as profundidades de 4555m e 4650m.	39
Figura 15: Visualização dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS. Foco na Fm. Coqueiros.	40
Figura 16: Resultados dos cálculos de volume de argila, porosidade, saturação de água e <i>net pay</i>	42
Figura 17: Resultados dos cálculos de volume de argila, porosidade, saturação de água e <i>net pay</i> . Foco no intervalo da Fm. Macabu entre as profundidades de 4555m e 4650m.....	43
Figura 18: Resultados dos cálculos de volume de argila, porosidade, saturação de água e <i>net pay</i> . Foco na Fm. Coqueiros.....	44
Figura 19: Gráfico gerado para controle de qualidade do K_{dry} com relação à Porosidade.	46
Figura 20: Resultados da Substituição de Fluidos.....	47
Figura 21: Resultados da Substituição de Fluidos. Foco no intervalo da Fm. Macabu entre as profundidades de 4555m e 4650m.	48

Figura 22: Traço sintético antes e depois da substituição para 80% de Água, e a diferença entre os dois.	49
Figura 23: Resultados da substituição de fluidos no cenário hipotético de 80% de óleo para 20% de óleo (80% de Água).	53
Figura 24: Resultados da Substituição de Fluidos no cenário hipotético de 80% de Óleo para 20% de Óleo (80% de Água). Foco no intervalo da Fm. Macabu entre as profundidades de 4555m e 4650m.	54
Figura 25: Resultados da Substituição de Fluidos no cenário hipotético de 80% de Óleo para 20% de Óleo (80% de Água). Foco no intervalo da Fm. Coqueiros.....	55
Figura 26: Traço sintético antes e depois da substituição para 80% de Água, e a diferença entre os dois.	56
Figura 27: Amostras laterais extraídas do perfil composto do poço 6-BRSA-497-ESS. Parte 1.	63
Figura 28: Amostras laterais extraídas do perfil composto do poço 6-BRSA-497-ESS. Parte 2.	64
Figura 29: Amostras laterais extraídas do perfil composto do poço 6-BRSA-497-ESS. Parte 3.	65
Figura 30: Amostras laterais extraídas do perfil composto do poço 6-BRSA-497-ESS. Parte 4.	66

Índice de Tabelas

Tabela 1: “Boletim” do reservatório para otimização do estudo de viabilidade (Modificado de Lumley <i>et al.</i> , 1997).....	25
Tabela 2: Constantes para cada litologia da equação de Castagna (1985).	31
Tabela 3: Resultados da substituição de fluidos. Médias das variações de V_p , V_s , densidade ρ_b e impedância acústica (IP), na zona de carbonatos da Fm. Macabu.	46
Tabela 4: Notas obtidas pela Fm. Macabu no poço 6-BRSA-497-ESS.	50
Tabela 5: Resultados da nova substituição de fluidos nas Formações Macabu e Coqueiros. Médias das variações de V_p , V_s , densidade ρ_b e impedância acústica (IP).....	51
Tabela 6: Notas obtidas pelas Fm. Macabu e Coqueiros para o cenário hipotético de substituição de 80% de óleo para 80% de água.....	52

1. INTRODUÇÃO

A Bacia de Campos é uma das províncias petrolíferas mais importantes para o Brasil. Sua exploração teve início na década de 1950 em águas rasas e, por muito tempo, foi a maior bacia produtora do Brasil. Apesar de pioneira na descoberta do pré-sal, a Bacia de Campos compete mês a mês pelo primeiro lugar em termos de produção com a Bacia de Santos, devido às novas descobertas no pré-sal desta (Boletim de Produção da ANP, 2018).

Ainda ocorrem descobertas de novos campos petrolíferos na Bacia de Campos, principalmente, na seção pré-sal. Porém, muitas empresas se mostram preocupadas com o gerenciamento e aumento da produção dos campos já produtores. Por isso, desde o final da década de 1990, houve o crescimento da utilização da sísmica 4D na Bacia de Campos, que também foi pioneira neste tipo de estudo no Brasil (Johann *et al.*, 2009). A sísmica 4D pode auxiliar na compreensão da evolução dos reservatórios em produção, no desenvolvimento de novos métodos para aumentar o fator de recuperação, no aperfeiçoamento de modelos da subsuperfície e, principalmente, na tomada de decisões visando a otimização, tanto no processo de seleção de novos alvos exploratórios, quanto da própria estratégia de gerenciamento da produção (Blangy & Gestel, 2017).

O estudo sísmico 4D se baseia na identificação de anomalias entre dois levantamentos sísmicos 3D em diferentes épocas, que sejam relacionáveis ao processo de produção ou injeção de fluidos para recuperação secundária. Para que a execução deste estudo seja viável, é necessário que a geometria e o posicionamento da fonte e receptores do primeiro levantamento sísmico (dado base) sejam repetidos o mais fielmente possível para o segundo levantamento (dado monitor), de forma que a interpretação da anomalia do reservatório não seja afetada por fatores externos ou limitações inerentes ao método sísmico. Ao mesmo tempo, as propriedades sísmicas dos reservatórios devem apresentar variação suficiente com a substituição de óleo por água, em decorrência da evolução da produção, para que seja detectada na sísmica.

A variação nas propriedades sísmicas do reservatório é causada pela variação nas propriedades elásticas da rocha reservatório (módulo de *bulk*, impedância acústica e densidade), que por sua vez é causada pela variação das propriedades físicas: saturação, pressão e temperatura. Dependendo do tipo de

rocha reservatório, essas variações são mais ou menos detectáveis na sísmica e, por isso, é importante fazer um estudo de sensibilidade, que visa quantificar a variação da resposta sísmica entre levantamentos sísmicos 3D consecutivos.

Neste trabalho, foi utilizado o método de substituição de fluidos de Gassmann (1951) e Biot (1956) para avaliar a sensibilidade sísmica de reservatórios carbonáticos do pré-sal. Apesar de haver limitações para a aplicação deste método em carbonatos, como a alta incompressibilidade da matriz, estudos como o de Vasquez (2007) e Grochau (2014) mostram que há formas de contornar estas dificuldades e assim avaliar a sensibilidade sísmica de carbonatos para estudos sísmicos 4D. Avanços tecnológicos da sísmica 4D no Brasil, como a recente implantação dos Sistemas Permanentes nos campos de Jubarte (Bacia de Campos) e Lula (Bacia de Santos), aumentam muito as chances de sucesso da sísmica 4D, facilitando a sua aplicação também em carbonatos.

Estes avanços na pesquisa e tecnologia mudam as perspectivas do que se considera tangível com relação à aplicação da sísmica 4D em carbonatos. Com esta motivação, o presente trabalho teve o objetivo de estimar as propriedades de reservatório e estudar a sensibilidade com relação a substituição de fluidos no pré-sal do Parque das Baleias, na Bacia de Campos. Além disso, este trabalho tem como objetivo contribuir para o acesso as informações públicas sobre este tema, que ainda são escassas devido ao sigilo estratégico das empresas de Petróleo, no Brasil.

2. BACIA DE CAMPOS E O COMPLEXO DO PARQUE DAS BALEIAS

A Bacia de Campos está localizada na margem sudeste do litoral Brasileiro (Figura 1), entre os paralelos 21°S e 24°S, e é limitada a sul pelo Alto de Cabo Frio, no contato com a Bacia de Santos, e a norte pelo Alto de Vitória, no contato com a Bacia do Espírito Santo. A bacia tem uma área de aproximadamente 100.000km² e cota batimétrica de até 3400m.

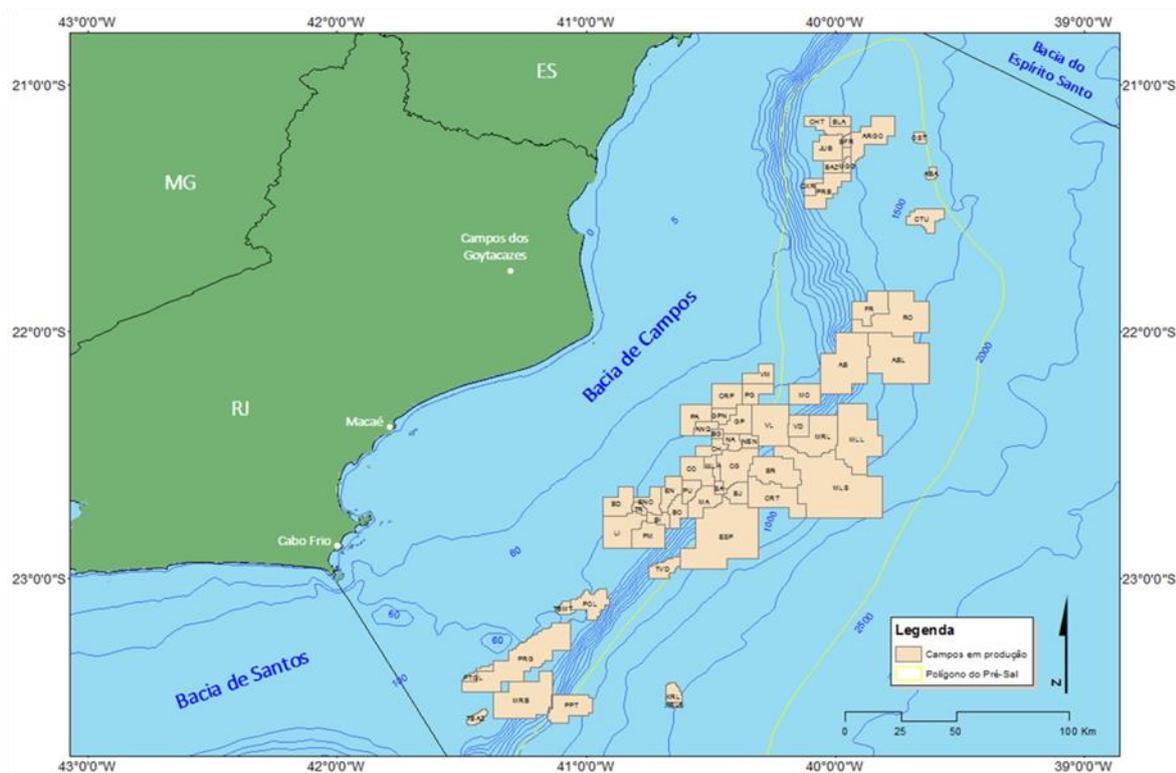


Figura 1: Localização da Bacia de Campos e os seus campos de produção.

Segundo Portella (2017), foi no final da década de 1950 que se iniciou a exploração de petróleo na Bacia de Campos, com uma campanha da Petrobras para aquisição de dados sísmicos bidimensionais em águas rasas. Alguns dos principais campos de petróleo na Bacia de Campos foram descobertos na década de 1970, a partir de uma campanha de perfuração de poços, também em águas rasas. Estes campos possuíam diferentes tipos de rochas-reservatório, como: carbonatos de idade Albiana no Campo de Garoupa, coquinas de idade Aptiana nos Campos de Badejo e Linguado, arenitos de idade Eoceno no Campo de

Enchova, e arenitos turbidíticos de idade Cenomaniana no Campo de Namorado, considerado o primeiro campo gigante descoberto no Brasil.

As primeiras descobertas em águas profundas na Bacia de Campos ocorreram na década de 1980, e incluem os campos gigantes de Albacora e Marlim, com oportunidades exploratórias em turbiditos de diferentes níveis cronoestratigráficos, datados no Mioceno e Oligo-Mioceno, respectivamente. Com o investimento contínuo em exploração e tecnologia de perfuração nesta bacia, na década de 1990 foram descobertos novos campos, como Marlim Sul e Roncador.

Ainda segundo Portella (2017), a fase de exploração de petróleo em águas ultra profundas nesta bacia ocorreu após a promulgação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) e a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em 1998. Nesta fase também foram feitas novas descobertas em águas rasas. Algumas das descobertas mais importantes na década de 90 foram os campos de Maromba, Papa-Terra, Peregrino, Xerelete, Parque das Conchas e Parque das Baleias.

A Bacia de Campos possui reservas 1P (provadas) de aproximadamente 5,7 bilhões de barris de óleo e 92.480,39 milhões de metros cúbicos de gás natural. Atualmente, existem 56 campos na bacia, 51 em fase de produção e 5 em fase de desenvolvimento (Portella, 2017). Em setembro de 2018, a Bacia de Campos foi responsável por uma produção total de óleo de 43%, juntamente com 17% da produção nacional de gás (ANP, set/2018).

2.1. Geologia regional da Bacia de Campos

A Bacia de Campos é uma bacia de margem passiva, cuja formação está associada à ruptura do Supercontinente Gondwana e abertura do Atlântico, há cerca de 150 Ma. A interpretação mais aceita atualmente para o processo de abertura do Atlântico é a de um estiramento litosférico e afinamento da crosta e, posteriormente, uma subsidência associada ao resfriamento da astenosfera (McKenzie, 1978, apud ANP, 2017).

A Pluma de Tristão da Cunha contribuiu para um maior afinamento crustal na região do Atlântico Sul. Segundo Macedo (1990, apud Chang *et al.*, 2006) esta área da crosta seria menos resistente ao estiramento, uma vez que o calor excessivo gerado pela pluma torna a crosta mais dúctil. As Bacias de Campos e

Santos se formaram sobre o Platô de São Paulo, região onde ocorreu este processo anômalo de estiramento.

Esta pluma também foi responsável por vários derrames basálticos correspondentes à extensão do vulcanismo Serra Geral, na Bacia do Paraná (Chang *et al.*, 2006), que formou as cadeias vulcânicas de Rio Grande e Walvis (Figura 2). No início da abertura do Atlântico, estas cadeias vulcânicas mantiveram o ambiente anóxico de mar raso e restrito, o que contribuiu para a preservação de matéria orgânica e posterior deposição de evaporitos.

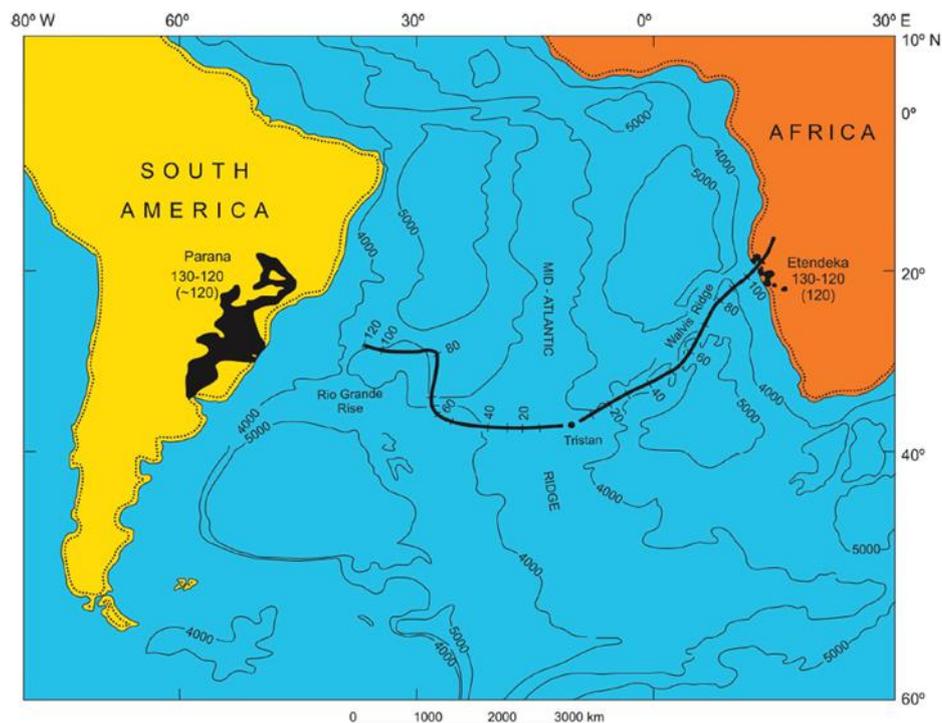


Figura 2: Configuração atual do Atlântico Sul e das cadeias vulcânicas de Rio Grande e Walvis, geradas diretamente acima da pluma mantélica à medida que o oceano se abria. A linha preta mais espessa corresponde à movimentação ao longo do tempo geológico da pluma de Tristão da Cunha, começando nas Províncias Ígneas de Paraná e Etendeka, há 130-120 Ma, chegando até o arquipélago de Tristão da Cunha. (White e McKenzie, 1989, apud Chang *et al.*, 2006).

2.1.1. Embasamento e arcabouço estrutural

O embasamento da Bacia de Campos consiste de um mosaico de terrenos de idade Paleoproterozoica da Província Mantiqueira, mais precisamente o orógeno Araçuaí (Almeida *et. al* apud Chang *et al.*, 2006). Já o seu embasamento econômico corresponde à Formação Cabiúnas, composta de derrames basálticos Eocretáceos (Winter, 2007).

A Bacia de Campos, assim como as Bacias de Santos e Espírito Santo, está localizada sobre o Platô de São Paulo, que é a feição fisiográfica mais importante da margem sudeste brasileira (Mohriak, 2012). O seu arcabouço estrutural, segundo Guardado *et al.* (1989) é caracterizado por dois tipos de estruturas, típicas de bacias de margens divergentes: estruturas extensionais da fase rifte e estruturas extensionais de sobrecarga.

As estruturas da fase rifte são uma série de horsts, grábens e semi-grábens, formadas no início da abertura do Atlântico, no Cretáceo inferior, delimitados por falhas normais, sintéticas e antitéticas, que se prolongam por longas distâncias na direção NE/SW e podem apresentar rejeitos de até 2500m de espessura (Guardado *et al.*, 1989). O Horst mais proeminente na Bacia de Campos é o Alto de Badejo, que se estende até o Cabo de São Tomé, acomodado em uma falha normal antitética. À direita e à esquerda deste alto, respectivamente, estão os grábens mais profundos da bacia: Baixo de Corvina-Parati e Baixo de São João da Barra, que acomodam sedimentação de até 9000m de espessura (Guardado *et al.*, 1989). A disposição destes horsts e grábens pode ser observada na Figura 3.

Durante a fase rifte, no Cretáceo Inferior, foi desenvolvida uma linha de charneira, que separa depósitos continentais sin-rifte de uma área de embasamento raso. Na área do Cabo de São Tomé, esta linha de charneira é definida pela Falha de Campos, uma falha normal sintética cujo rejeito diminui para o Sul até que desaparece em uma flexura (Guardado *et al.*, 1989).

Os falhamentos da fase rifte influenciaram vastamente a distribuição de fácies no Grupo Lagoa Feia, mas apresentam pouca influência após a discordância Pré-Alagoas, tendo sido reativados apenas em algumas áreas durante a deposição evaporítica da Formação Retiro.

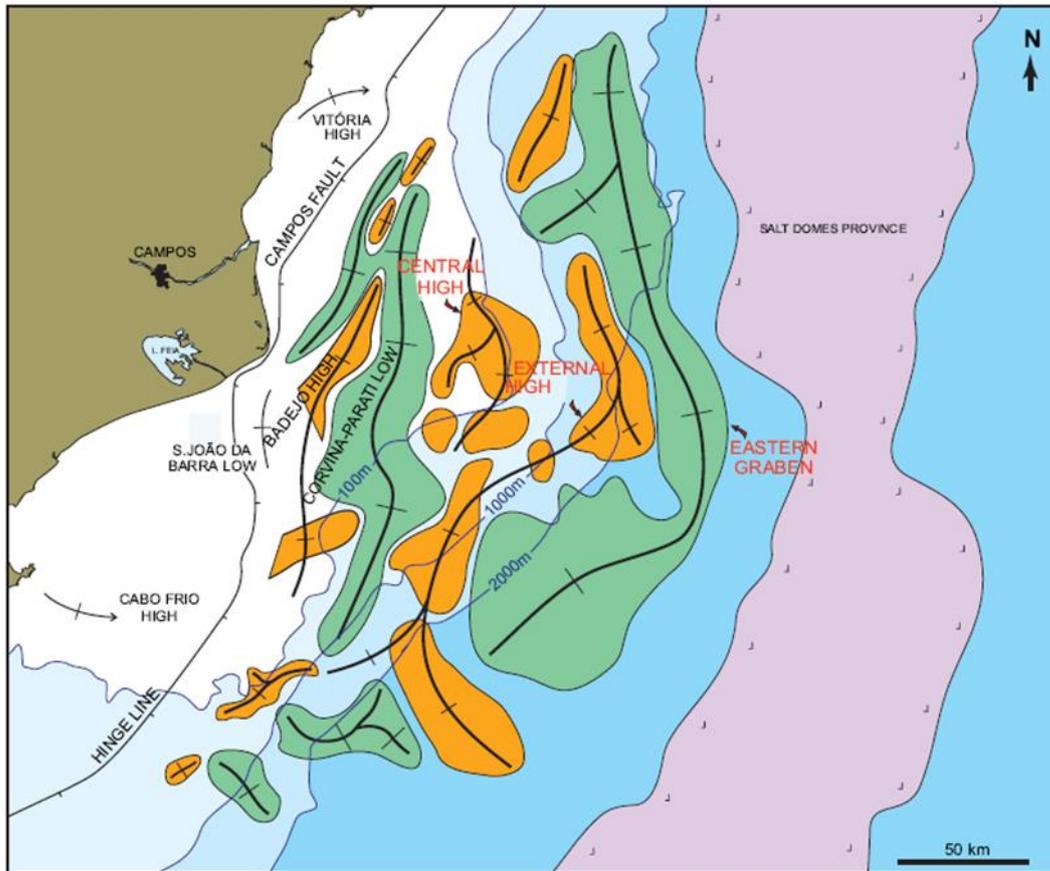


Figura 3: Arcabouço Estrutural da Bacia de Campos. Estruturas da Fase Rifte. (Guardado *et al.*, 2000 apud Rangel e Martins, 1998).

As estruturas de sobrecarga identificadas na Bacia de Camposse formaram devido à tectônica do sal. Após o período de quiescência tectônica do Aptiano, quando foi depositada a Megassequência Transicional Evaporítica, houve um basculamento da bacia para o leste e conseqüente compactação diferencial dos sedimentos. Esta variação na carga sedimentar causou a movimentação das camadas de evaporitos (halocinese), que por sua vez gerou falhas lítricas, que persistiram ativas até o Holoceno.

A halocinese na Bacia de Campos teve papel decisivo no controle de fácies sedimentares e na formação de trapas para grandes acumulações de hidrocarbonetos. As almofadas e diápiros de sal controlaram a distribuição dos carbonatos de águas rasas da Formação Macaé, assim como os arenitos turbidíficos “canalizados” do Cretáceo Superior.

2.1.2. Evolução tectono-sedimentar

A Bacia de Campos é uma bacia típica de margem passiva, cuja evolução tectono-sedimentar, segundo Chang (1992), se deu em cinco fases: Megassequência Continental, Megassequência Transicional Evaporítica, Megassequência Plataforma Carbonática Rasa, Megassequência Marinha Transgressiva e Megassequência Marinha Regressiva. A nomenclatura litoestratigráfica utilizada neste trabalho foi a proposta por Winter *et al.* (2007). Na Figura 4 é mostrada a carta estratigráfica da Bacia de Campos (Winter *et al.* 2007).

Segundo Figueiredo (1981, apud Chang, 1992), a Megassequência Continental é composta de três sequências deposicionais: Sin-rifte I, II e III, que apresentam diferentes características de associações de fácies e estilos estruturais.

A Sequência Sin-Rifte I é composta por sedimentos Neo-Jurássicos depositados na grande depressão formada no início da separação entre a África e o Brasil. São depósitos fluviais e de leques aluviais de granulometria Grossa, depósitos eólicos e, em menor escala, depósitos evaporíticos na forma de pequenos playa-lakes. Os remanescentes erosionais destes depósitos podem ser encontrados nas Bacias de Camamu-Almada, Recôncavo-Tucano, Jatobá e Sergipe-Alagoas. O topo da Sequência Sin-Rifte I e início da sequência Sin-Rifte II é marcado pelo Membro Tauá, folhelhos fossilíferos lacustrinos cinza-escuros, com laminação paralela e ricos em mica, que caracteriza a transição entre os depósitos deltaicos da Formação Itaparica e os depósitos lacustres da Formação Candeias.

Na Bacia de Campos, assim como nas outras bacias da margem leste (Bacias de Pelotas, Santos e Espírito Santo), a base da Sequência Sin-Rifte II foi marcada pela rápida distensão crustal, responsável pela geração de uma série de meios-grábens onde foram depositados os basaltos da Formação Cabiúnas (Neocomiano). Acima dos basaltos, está a Formação Atafona, composta de folhelhos carbonáticos, depositados em ambiente lacustre salino, que formam a principal rocha geradora da bacia. A transição para a sequência Sin-Rifte III se dá pela substituição de depósitos lacustres no interior do rifte por depósitos aluviais-fluviais.

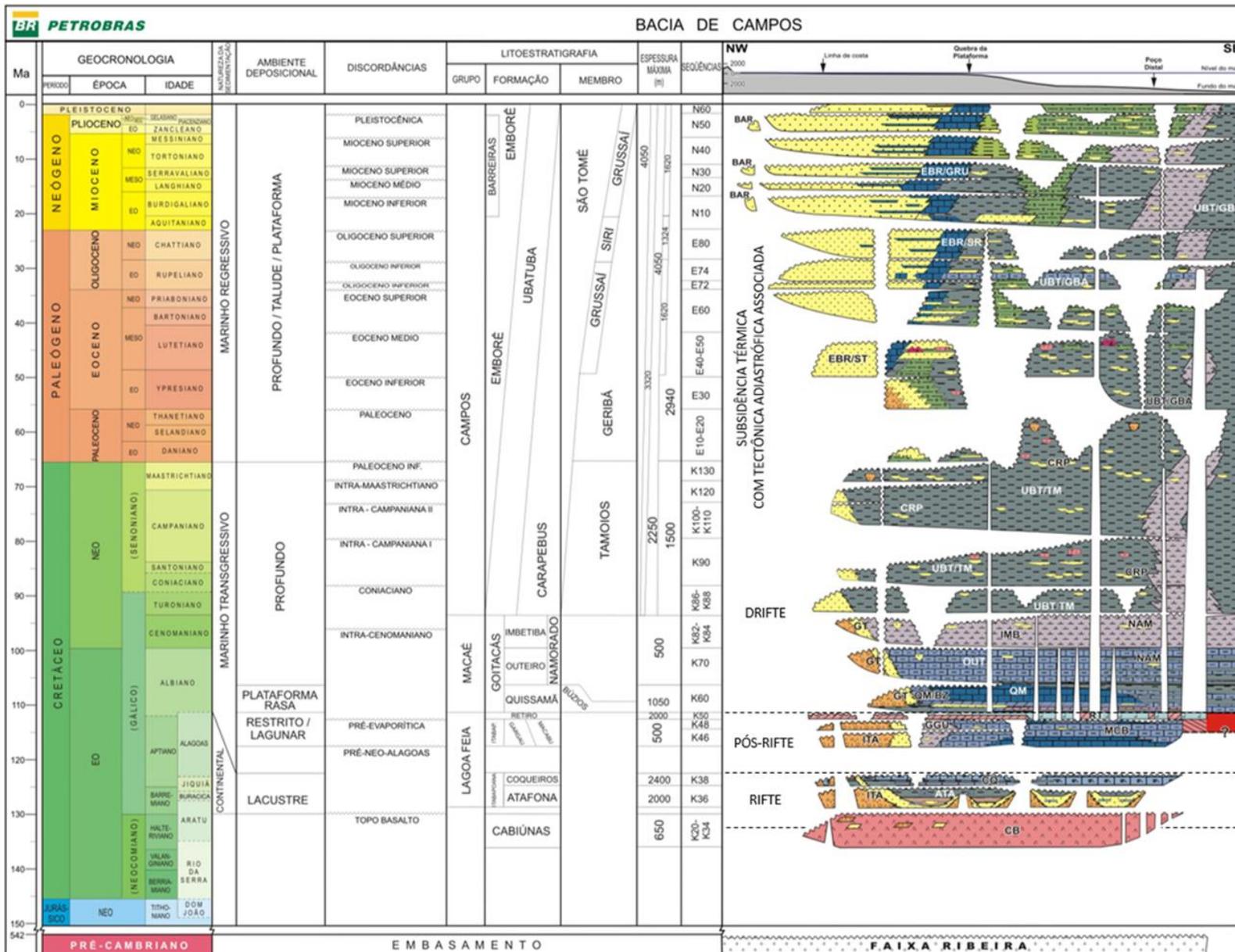


Figura 4: Diagrama estratigráfico da Bacia de Campos (Winter *et al.*, 2007).

A sequência Sin-Rifte III, na Bacia de Campos, se encontra em regime de bacia faminta. Enquanto a salinidade nesta sequência aumenta gradualmente até quase a concentração da água do mar, há a deposição das rochas da Formação Coqueiros (Barremiano Superior), que corresponde a intercalações defolhelhos e carbonatos lacustres (Winter, 2007). As plataformas, bancos e barras carbonáticas foram depositadas sobre os altos estruturais sin-deposicionais, enquanto as margas e folhelhos ricos em matéria orgânica se acumularam nas porções mais baixas da bacia. Os folhelhos desta formação representam as rochas geradoras de óleo na Bacia de Campos, e as coquinas porosas depositadas em ambiente de alta energia representam as rochas-reservatório.

A Megassequência Continental é separada da Megassequência Transicional Evaporítica pela Discordância Pré-Aptiano Superior (Dias 2005, apud Portella, 2017). Nesta última sequência, houve um novo período de intenso tectonismo na base da bacia, que reativou as áreas fontes e gerou novos depósitos aluviais e fluviais próximos às bordas de falha. Já nas áreas mais baixas, os sedimentos siliciclásticos deram lugar a deposição de carbonatos (calcários nodulares e estromatólitos) em águas ainda muito rasas. Posteriormente, com a evolução da abertura do Atlântico Sul, houve a formação da seção sag da bacia, em ambiente tectônico estável: a partir da transgressão marinha, desenvolveu-se uma passagem estreita de água na região da atual margem leste brasileira. Concomitantemente, depósitos vulcânicos da pluma de Tristão da Cunha formaram a Cadeia Walvis-São Paulo, que foi responsável pelo confinamento e controle da passagem de água do mar para as bacias da margem leste, ainda muito estreita. Neste ambiente de mar confinado, houve a rápida deposição de evaporitos (halita, anidrita e silvinita) que corresponde à Formação Retiro (Aptiano), e pode chegar a 4000 m de espessura.

A Megassequência de Plataforma Carbonática Rasa foi depositada durante o Albiano, posteriormente aos dos evaporitos do Aptiano. Esta megassequência é caracterizada por um ambiente semi-restrito, onde extensas plataformas carbonáticas de alta energia se depositaram à medida que a passagem estreita de água do mar aumentava. Estes depósitos refletem a abertura gradual do Oceano Atlântico Sul e o colapso da barreira imposta pela cadeia de Walvis-São Paulo. Nestas plataformas rasas, os depósitos predominantes consistiam de calcários oolíticos, oncolíticos, pelóides e bioclásticos, que foram fortemente afetados pela tectônica de sal. Nas áreas mais profundas, as plataformas carbonáticas são

substituídas por *mudstones*, margas e folhelhos carbonáticos. Essa megassequência corresponde principalmente à Formação Quissamã, do Grupo Macaé (Portella, 2017).

A Megassequência Marinha Transgressiva foi depositada durante o afundamento da bacia acompanhado por transgressões marinhas, a partir do final do Albiano. A plataforma carbonática que havia sido formada na megassequência anterior foi afogada (Chang *et al.*, 1988, apud Chang, 1992) e sobre ela se depositou uma sequência de baixa energia com folhelhos, margas e *mudstones*. Condições batiais foram atingidas ao final do Albiano-Cenomaniano (Dias-Brito, 1982; Koutsoukos & Dias-Brito, 1987, apud Chang, 1992). Depósitos turbidíticos se formaram em dois modelos: canalizados em estreitas depressões formadas em resposta à intensa halocinese no final do Cretáceo e em lençol acumulados durante períodos de baixa do nível do mar, durante o Cenozoico (Barros *et al.*, 1982, apud Chang, 1992). Dentre as formações que caracterizam esta megassequência se encontram: Formação Outeiro (*mudstones* e folhelhos), Formação Imbetiba (*mudstones*) e Formação Namorado (arenito), do Grupo Macaé; Membro Tamoios da Formação Ubatuba (folhelhos); e Formação Carapebus (arenitos) (Portella, 2017).

A Megassequência Marinha Regressiva ocorre logo após a Transgressiva, e foi depositada sob o regime de margem passiva, durante o Cenozoico. É caracterizada principalmente por sequências fluvio-deltaicas, intercaladas com leques deltaicos e plataformas siliciclásticas, além de turbiditos em áreas profundas, e algumas plataformas carbonáticas. As formações que representam esta megassequência são as Formações Ubatuba (folhelhos), Carapebus (arenitos) e Emborê (carbonatos).

2.2. Sistema petrolífero da Bacia de Campos

Um sistema petrolífero é caracterizado por: rocha geradora, rocha-reservatório, rocha selante, migração do hidrocarboneto até a rocha-reservatório, e o tipo de trapa (armadilha). Todas estas condições devem ocorrer de forma sincronizada (*timing*) em relação ao tempo geológico, para que haja geração de petróleo (Chang *et al.*, 2006). A caracterização desses componentes dos sistemas

petrolíferos na Bacia de Santos é baseada nos trabalhos de Chang (*et al.*, 2006) e Portella (2017).

2.2.1. Geração e migração

A principal rocha geradora de hidrocarbonetos na Bacia de Campos é encontrada no Grupo Lagoa Feia (Barremiano/Aptiano), mais especificamente nos andares locais Buracica e Jiquiá (Barremiano) (Portella, 2017). São folhelhos laminados intercalados com carbonatos, depositados em ambiente lacustre, durante a fase Sin-Rifte II da Megassequência Continental, que apresentam querogênio tipo I e teor de carbono orgânico total (COT) variando entre 2% e 6% (Mello *et al.*, 1994, apud Guardado *et al.*, 2000). Também são considerados geradores os folhelhos marinhos de idades Turoniana/Cenomaniana, encontrados na porção norte da bacia, próximo à Bacia do Espírito Santo.

As principais áreas de migração de hidrocarbonetos na Bacia de Campos são as janelas de sal, onde não há presença dos evaporitos da Formação Retiro (Aptiano), devido à sua movimentação. Nestas áreas, as falhas lítricas geradas pela própria halocinese conectam as geradoras da fase rifte aos diferentes reservatórios da fase drifte, acima da sequência Aptiana. Também pode ocorrer migração por falha ou contato direto, reservatórios intercalados ou em contato com a geradora, ou até por contato lateral por falha, como ocorre com os basaltos vesiculares da Formação Cabiúnas (Neocomiano) em contato lateral com os folhelhos do andar Jiquiá (limite Barremiano-Aptiano) do Grupo Lagoa Feia (geradora) (Portella, 2017).

2.2.2. Rochas reservatório

Há diferentes tipos de rochas-reservatório na Bacia de Campos, de acordo com os diferentes níveis estratigráficos. Estas rochas são: basaltos fraturados e vesiculados, coquinas, *grainstones*, *packstones* e turbiditos. A Figura 5 mostra a distribuição destes tipos de rochas-reservatório, incluindo os Campos de Jubarte e Cachalote, do Parque das Baleias, que é alvo de estudo deste trabalho (Bruhn, 2003).

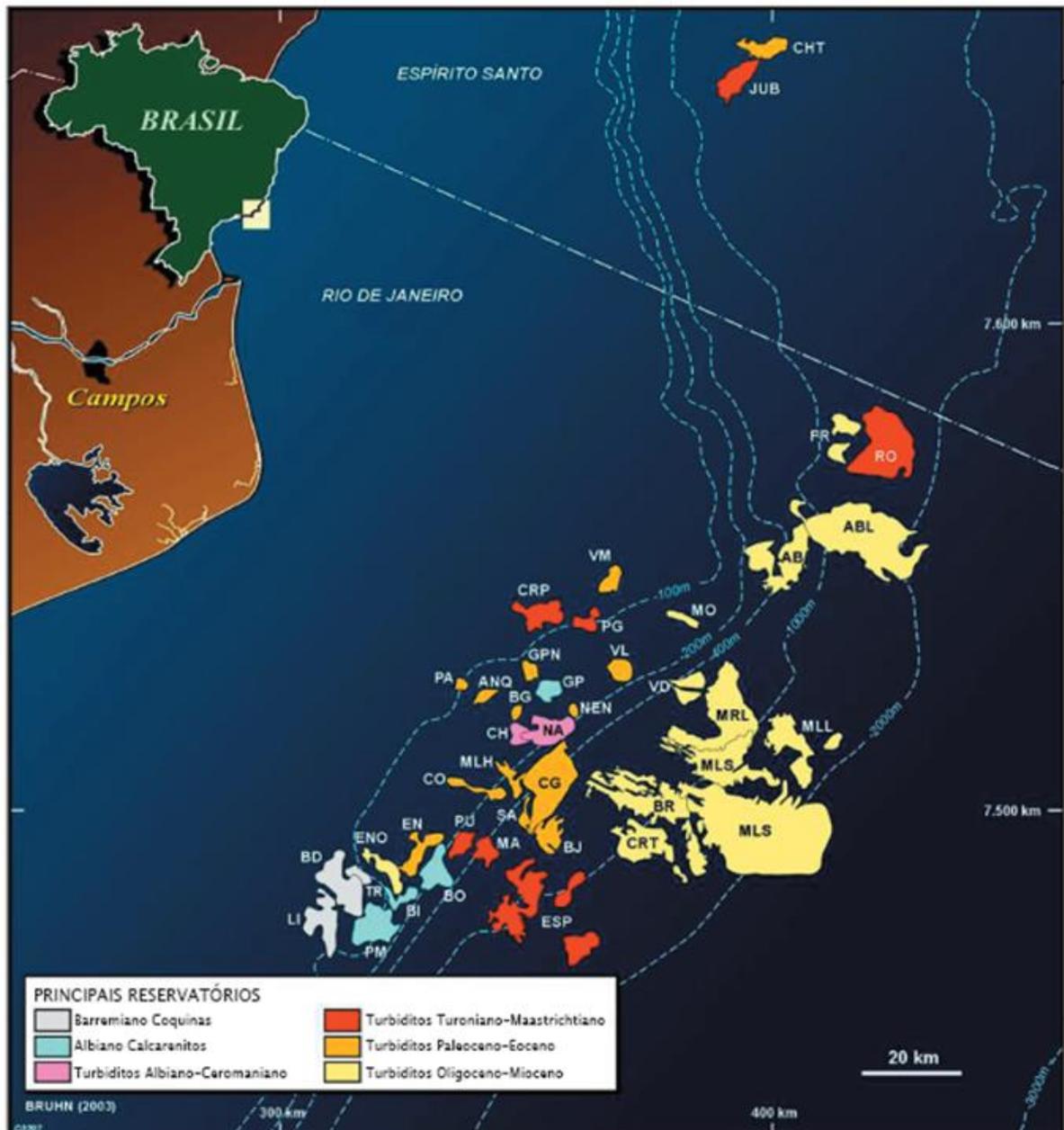


Figura 5: Mapa de Localização dos 41 campos da Bacia de Campos. Muitos dos campos possuem reservas em mais de um tipo de reservatório; estão indicados somente os reservatórios mais importantes (de acordo com as reservas originais recuperáveis) para cada campo. Campos: GP (Garoupa), PG (Pargo), GPN (Garoupinha), BG (Bagre), NA (Namorado), BD (Badejo), CH (Cherne), EN (Enchova), BI (Bicudo), PM (Pampo), BO (Bonito), LI (Linguado), CO (Corvina), VL (Viola), PA (Parati), CG (Congro), PU (Piraúna), ENO (Enchova Oeste), ANQ (Anequim), CRP (Carapeba), TR (Trilha), VM (Vermelho), MO (Moréia), MA (Marimbá), AB (Albacora), MRL (Marlim), MLH (Malhado), ABL (Albacora Leste), FR (Frade), MLL (Marlim Leste), VD (Voador), NEN (Nordestede Namorado), MLS (Marlim Sul), ESP (Espadarte), BR (Barracuda), BIJ (Bijupirá), SA (Salema), CRT (Caratinga), RO (Roncador), JUB (Jubarte) e CHT (Cachalote). (Bruhn, 2003 apud Chang *et al.*, 2006).

Os basaltos fraturados e vesiculados são encontrados na seção rifte da bacia, intercalados com camadas de rochas vulcanoclásticas e sedimentares, compondo a Formação Cabiúnas (Neocomiano), que corresponde ao embasamento econômico da Bacia de Campos. Este tipo de reservatório está presente nos Campos de Badejo e Linguado, em águas rasas (80 a 120m).

Os reservatórios formados por coquinas, que compõem a Formação Coqueiros (Aptiano), estão presentes em águas rasas nos Campos de Badejo, Pampo, Linguado e Trilha. As coquinas foram depositadas em ambiente lacustre confinado, ainda durante a fase rifte, em ciclos de granocrescência ascendente. Estes ciclos formam camadas de 10m a 50m de espessura que, quando sobrepostas, podem chegar a 200m de espessura. Estes reservatórios são muito heterogêneos, apresentando porosidades médias entre 10% e 20% (porosidades principalmente intergranular e do tipo vugs), e permeabilidade variando de menos de 1 mD a mais de 500 mD.

Os reservatórios carbonáticos microbiais do pré-sal, que compõem a Formação Coqueiros (Aptiano), foram depositados durante a fase sag da bacia (Megassequência Transicional Evaporítica), e são produtores da região do Parque das Baleias, além de Marlim, Marlim Leste, Voador, Barracuda e Pampo (Portella, 2017).

As plataformas carbonáticas de idades Albiana e Cenomaniana constituem reservatórios alongados na direção NE, em águas rasas, e podem ser encontrados nos Campos de Garoupa, Pampo, Bicudo, Enchova e Linguado. São compostos principalmente por *grainstones* e *packstones*, depositados durante a seção drifte da bacia, e fazem parte das Formações Quissamã (Albiano) e Imbetiba (Cenomaniano). As porosidades destes reservatórios variam entre 15% e 34% e permeabilidades excedem os 100 mD.

Os turbiditos foram depositados durante o Cretáceo Superior e Paleogeno, chegando até o Eo-Mioceno, e constituem os reservatórios petrolíferos mais importantes nesta bacia. Este é o principal tipo de reservatório encontrado na Bacia de Campos: está presente em 37 dos 41 campos produtores, incluindo os campos gigantes de Marlim, Marlim-Sul e Roncador.

Os campos com reservatórios turbidíticos estão dispostos tanto em águas rasas quanto em águas profundas (variando de 80 m no Campo de Carapeba a 2.400 m no Campo de Marlim Sul), e também se diferenciam com relação a

aspectos como área, sobrecarga, espessuras *Gross* e *net*, API do óleo, produção, fator de recuperação, entre outros. Cada campo tem suas características particulares, e são objeto de extensos estudos.

2.2.3. Rochas Selantes

Os principais selos na Bacia de Campos são os pelitos e *mudstones* intercalados às rochas-reservatório. No Grupo Lagoa Feia, os selos para as coquinas da Formação Coqueiros (Jiquiá/Aptiano) são os próprios folhelhos a elas intercalados e também os evaporitos da Formação Retiro (Aptiano). No Grupo Macaé, os reservatórios carbonáticos são selados pelos *mudstones* das Formações Outeiro e Imbetiba (Albo-Cenomaniano). No Cretáceo Superior, os folhelhos de baixa energia (pelitos) da Formação Ubatuba (Turoniano) selam os reservatórios turbidíticos.

2.2.4. Trapas

A maioria das trapas encontradas na Bacia de Campos tem caráter estratigráfico e misto, associados à tectônica distensional e à halocinese. Trapas estratigráficas exercem um papel importante nos reservatórios siliciclásticos mais jovens que o Albiano Inferior, como os turbiditos do Cretáceo encontrados em águas profundas, associados a leques submarinos. Porém, em muitos casos, ainda que haja feições estratigráficas propícias para trapeamento estratigráfico, a deformação por halocinese gera trapas mistas como estruturas em roll-over associadas a falhas lítricas e pinch-outs contra a parede de diápiros de sal (Chang *et al.*, 2006). Também são encontradas trapas estruturais em altos da seção rifte, que propiciam melhores condições de reservatório e a focalização de hidrocarbonetos sob estruturas quaquaversais (Portella, 2017).

2.3. O Parque das Baleias

A área estudada neste trabalho é o complexo petrolífero do Parque das Baleias, localizado na porção norte da Bacia de Campos. As principais rochas geradoras do Parque das Baleias são os folhelhos dos andares Buracica e Jiquiá (Barremiano/Aptiano) do Grupo Lagoa Feia. A migração para os reservatórios do pré-sal se deu por contato direto com as rochas-reservatório carbonáticas

microbiais do andar Alagoas (Aptiano), que por sua vez são selados pelos evaporitos da Formação Retiro (Aptiano), com trapas estruturais quaquaversais formadas sob os diápiros e almofadas de sal. Já na seção pós-sal, as janelas de sal e as falhas lítricas formadas pela halocinese serviram de rotas de migração para o hidrocarboneto. Os reservatórios desta seção são os turbiditos do Turoniano ao Maastrichtiano, aprisionados em trapas estratigráficas (Portella, 2017).

As descobertas localizadas acima da camada de sal (pós-sal) no complexo petrolífero do Parque das Baleias foram feitas em 2001, nos Campos Cachalote, Baleia Franca, Jubarte, Baleia Azul, Baleia Anã, Pirambu e Caxaréu. A primeira descoberta de petróleo abaixo da camada de sal (pré-sal) foi feita no Campo de Jubarte, também em 2001, com o poço 1-ESS-103A, e os primeiros testes somente foram realizados em 2007, em razão de limitações tecnológicas no começo dos anos 2000. (Revista Petrobras, nº 16, fev. 2011, apud Moraes, 2013). Em março de 2007, foi descoberto petróleo no pré-sal do Campo de Caxaréu, e em junho, no Campo de Pirambu. Em novembro de 2008, novas descobertas foram feitas no pré-sal nos Campos de Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte (Moraes, 2013). A Figura 6: Localização e nomes dos campos produtores no Parque das Baleias. mostra a localização e os nomes dos campos produtores no Parque das Baleias.

Atualmente, os campos que apresentam maior volume de produção na Bacia de Campos são os Campos de Baleia Franca, Baleia Azul, Jubarte e Pirambu. Segundo o Boletim de Produção da ANP de setembro de 2018, estes quatro campos estão atualmente entre os 14 campos que mais produzem petróleo no Pré-Sal do Brasil. Além destes, os Campos Baleia Anã e Cachalote também tem volume expressivo de produção.

As reservas totais do Parque das Baleias, incluindo o pré-sal e pós-sal, podem chegar a 3,5 bilhões de barris de petróleo. Apenas nos reservatórios do pré-sal em Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte, situadas a cerca 4.350 m de profundidade, o volume de óleo recuperável é de 1,5 a 2 bilhões de barris de petróleo equivalente, segundo estimativas da Petrobras (Barbassa, 2008).

Segundo a Petrobras (Agência Petrobras, 2018), a Bacia de Campos é uma bacia de futuro e o Parque das Baleias é uma das áreas que pode contribuir para a longevidade da produção. Em 2021, a Petrobras iniciará o Projeto Integrado do Parque das Baleias, no qual será instalado uma nova FPSO com capacidade de

100 mil barris por dia, na parte norte do Campo de Jubarte, em lâmina d'água de 1.400 m.

Um dos objetivos deste projeto é interligar onze novos poços dos Campos de Jubarte, Baleia Franca e Cachalote a esta plataforma, otimizando assim a malha de drenagem e aumentando o fator de recuperação deste complexo petrolífero.

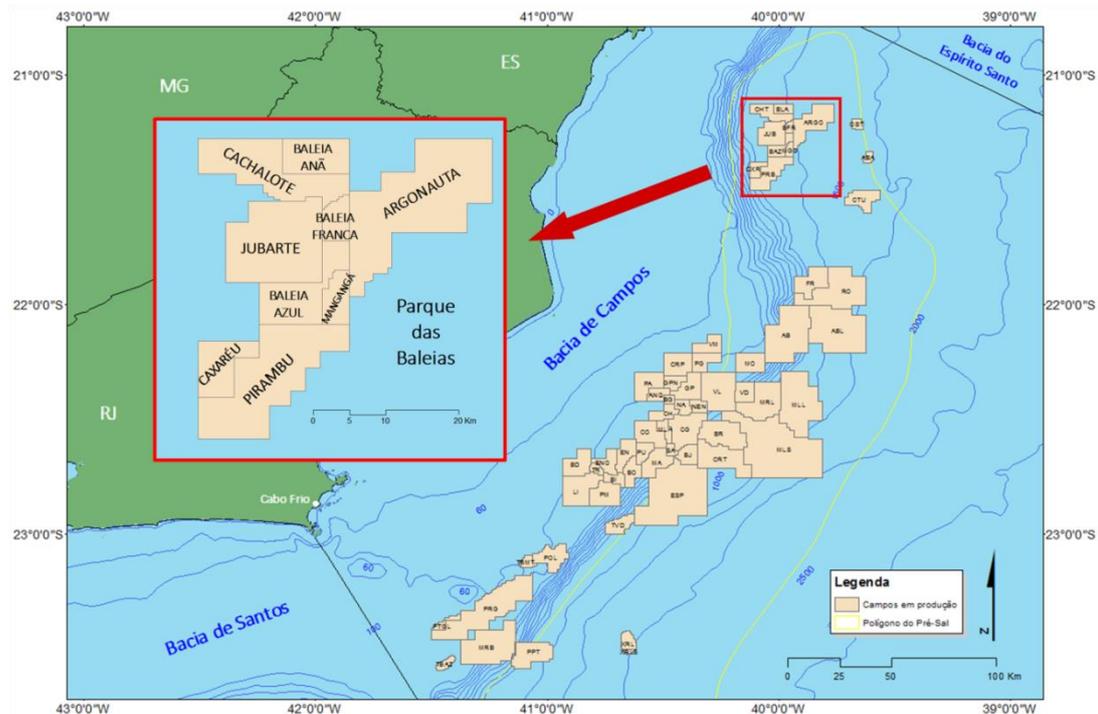


Figura 6: Localização e nomes dos campos produtores no Parque das Baleias.

3. ESTUDO DE SENSIBILIDADE

A sísmica 4D consiste na realização de dois ou mais levantamentos sísmicos 3D, em um mesmo campo produtor, em épocas diferentes. O primeiro levantamento gera o chamado “dado base”, e os levantamentos subsequentes são chamados “monitores”. O objetivo principal do uso da sísmica 4D é avaliar as mudanças dinâmicas dos reservatórios, decorrentes da produção. Ao longo da produção de um reservatório, ocorrem variações na saturação, pressão e temperatura, devido à substituição dos hidrocarbonetos fluidos por água, o que faz com que os parâmetros elásticos do reservatório sejam modificados e, conseqüentemente, as amplitudes sísmicas variem entre o dado base e o monitor.

Dependendo do tipo de reservatório, porém, a variação dos parâmetros elásticos pode não ser suficiente para que seja detectada uma anomalia 4D. Por isso, é importante que seja realizado um estudo de sensibilidade, relacionando as propriedades do reservatório com os parâmetros elásticos, através da teoria da física de rochas. O objetivo deste trabalho é fazer este estudo em um reservatório do Pré-Sal no Parque das Baleias, que pode servir posteriormente como base para avaliar o uso de técnicas de inversão e análise de AVO (amplitude versus offset), bem como para a análise de modelos de física de rocha.

3.1. Histórico e Evolução da Sísmica 4D

A sísmica 4D teve suas primeiras aplicações em campos do Mar do Norte, em meados da década de 80. Houve a necessidade do uso desta tecnologia para buscar auxiliar a compreensão da evolução dos reservatórios em produção e desenvolver novos métodos para aumentar o fator de recuperação dos reservatórios. Atualmente, a sísmica 4D auxilia também no aperfeiçoamento de modelos da subsuperfície e passou a ser essencial na tomada de decisões para a otimização tanto do processo de seleção de alvos exploratórios a serem perfurados, quanto da própria estratégia de gerenciamento de reservatório (Blangy & Gestel, 2017).

No Mar do Norte, os primeiros estudos 4D eram feitos apenas como tentativa de remanejar o declínio dos poços, a partir da perfuração de poços adicionais e, por isso, era comum que não fossem adquiridos dados monitores antes do início

do declínio de produção do campo. Como este declínio era imprevisível, foi identificado que a sísmica 4D seria mais eficiente se utilizada já durante os estágios iniciais de depleção do reservatório, pois é neste momento que surgem as maiores incertezas quanto aos gastos necessários para a continuidade da produção.

Ao realizar levantamentos no início e antes do declínio da produção, a sísmica 4D passou a impactar diretamente no gerenciamento dos reservatórios, pois através dessa tecnologia é possível identificar zonas de impermeabilidade, detectar zonas de liberação de gás em solução, monitorar os fluxos de hidrocarboneto e água e, conseqüentemente, auxiliar na tomada de decisão para aumentar a produção. Estas melhorias, acrescidas da habilidade do 4D de direcionar os poços injetores e reduzir os riscos da produção, aumentaram as taxas de sucesso dos poços, fazendo com que a sísmica 4D rapidamente tomasse lugar de destaque junto às técnicas de recuperação avançada de hidrocarbonetos, passando a ser utilizada em conjunto com as simulações de fluxo usadas por engenheiros de reservatório (Jack, 2017).

A sísmica 4D era considerada uma tecnologia cara, o que dificultava a sua aceitação e utilização. Mesmo assim, era possível ter um aumento de valor agregado de *net pay* de oito a dez vezes o seu custo (Jack, 2017). No início dos anos 2000, os retornos econômicos com a sísmica 4D aumentaram ainda mais, sendo conseqüentemente incorporada em muitos planos de desenvolvimento de reservatórios pelo mundo (Jack, 2017).

Por sua vez, o aumento na utilização da sísmica 4D demandou uma maior rapidez no processamento e na interpretação dos dados, já que a previsão e o gerenciamento da depleção dos reservatórios necessitam de informações mais atualizadas. Os avanços nessas tecnologias foram acompanhados também pelas melhorias dos equipamentos de aquisição sísmica. Com toda a evolução tecnológica, a sísmica 4D deixou de ser utilizada somente no Mar do Norte e passou a ser usada em outras áreas do mundo como, por exemplo, no Mar Cáspio, no Golfo do México, no Oeste da África e no Sudeste da América do Sul, no Brasil (Figura 7).

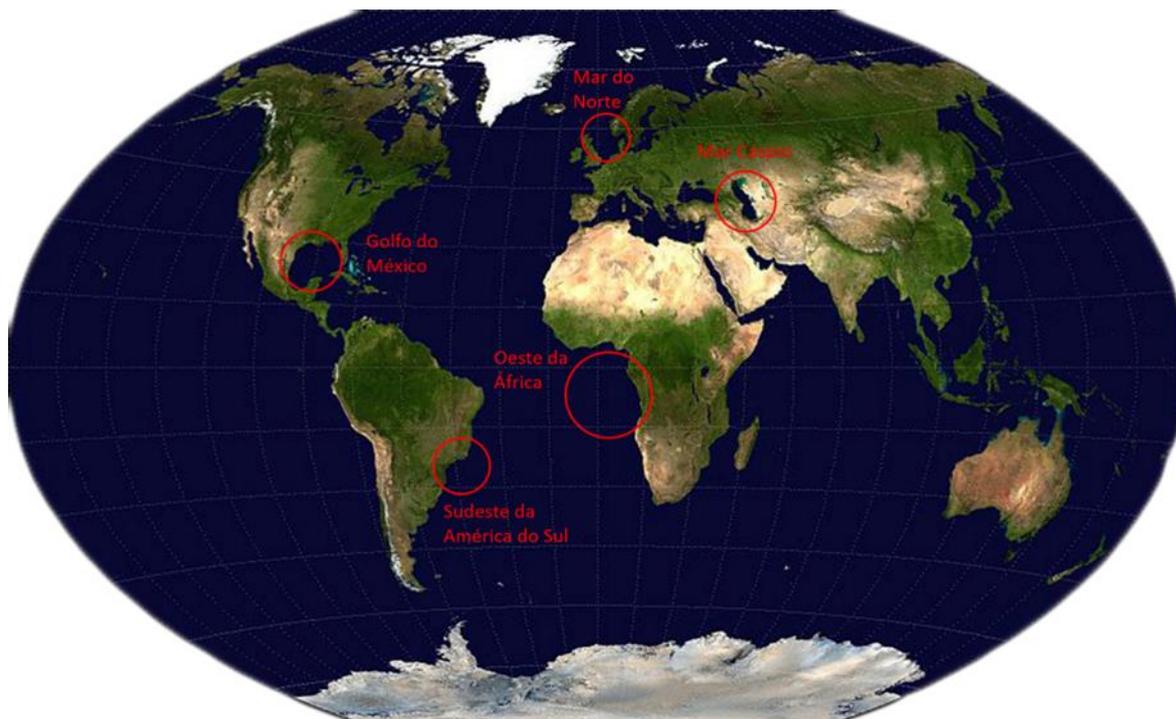


Figura 7: Localizações onde o 4D é mais utilizado atualmente. (Baseado em Jack, 2017)

O primeiro projeto de sísmica 4D no Brasil foi realizado na Bacia de Campos, pela Petrobras. Este projeto foi realizado no Campo de Marlim, tendo como alvo os reservatórios turbidíticos. Neste campo, os dados sísmicos disponíveis eram de uma campanha sísmica de 1986, com baixa resolução vertical. Em 1997, uma nova campanha de aquisição foi realizada para ser usada como dado base e o dado monitor foi adquirido em 2005 (Sanodowski, 2007). A partir da sísmica 4D foi possível detectar o fluxo da injeção de água no reservatório, assim como os fluxos de óleo e gás. Este projeto também possibilitou o desenvolvimento de melhores modelos dinâmicos e estáticos, além de aumentar a confiabilidade nas previsões do comportamento do reservatório, diminuindo assim o risco da perfuração de novos poços (Johann, 2009).

Outro projeto de sísmica 4D desenvolvido pela Petrobras foi nos reservatórios carbonáticos do Albiano, na Bacia de Campos. Os dados sísmicos utilizados foram de dois levantamentos do tipo *streamer* nos anos de 1987 e 2002 e um levantamento *ocean-bottom cable* em 2010. Apesar do dado monitor ter sido adquirido muito tempo depois do dado base, foi possível detectar variações na pressão e saturação consistentes com os dados de produção, a partir de atributos das impedâncias compressional e cisalhante. Este projeto criou perspectivas para que sejam feitos estudos 4D em outros reservatórios carbonáticos, inclusive no Pré-

Sal das bacias de Campos e Santos, o que resultaria em um grande impacto econômico (Grochau, 2014).

3.2. Chances de sucesso do 4D

Ao decorrer da produção de hidrocarbonetos, ou durante a injeção de fluidos para a recuperação secundária, as propriedades de um reservatório podem variar. Se estas variações forem significativas, é possível mapear a distribuição de fluidos e variações na pressão e na saturação, estudando-se a variação na amplitude sísmica entre levantamentos 3D consecutivos (Wang, 1997).

O sucesso da sísmica 4D depende tanto de aspectos sísmicos – como qualidade da aquisição e processamento, quanto físicos – como características físicas dos reservatórios (Wang, 1997). Portanto, é necessário que seja feito previamente um estudo de sensibilidade, com o objetivo de avaliar se há condições para que um reservatório apresente uma anomalia sísmica 4D, ou seja, se as variações nas propriedades do reservatório serão significativas o suficiente para que haja variação na amplitude sísmica entre os dados base e monitor.

Os aspectos físicos que determinam as chances de sucesso (*Chance of Success* - COS) dizem respeito à detectabilidade do reservatório e podem ser estudados através da física de rochas – estudando as respostas geofísicas das interações fluido-rocha. Já os aspectos sísmicos estão relacionados à repetibilidade sísmica, e dependem dos métodos utilizados durante a aquisição das sísmicas 3D, e também da geometria e de parâmetros de aquisição.

3.2.1. Repetibilidade sísmica

Durante a aquisição de dados sísmicos, alguns aspectos inerentes ao método, ou seja, independentes da geologia, podem causar diferenças entre os dados base e monitor e assim diminuir a eficiência do estudo 4D. A repetibilidade sísmica diz respeito à minimização destes vestígios da aquisição, para que as diferenças entre dado monitor e base sejam atribuídas somente ao movimento dos fluidos no reservatório. Isso pode ser feito a partir de um controle rigoroso da assinatura da fonte e da posição dos *streamers*, além do registro das diferenças de fidelidade entre os dois levantamentos (Kragh & Christie, 2002).

A medida mais utilizada para quantificar a repetibilidade sísmica é a NRMS (*Normalized RMS Mean*). Esta métrica diz respeito à não-repetibilidade dos traços, ou seja, quanto maior a NRMS, menor é a repetibilidade do dado sísmico. A NRMS (Kragh & Christie, 2002) consiste na normalização da média RMS da diferença entre dois traços (um base e um monitor), em uma janela de tempo. A média RMS da diferença entre os traços, dividida pela soma da média RMS de cada um dos traços é expressada como uma porcentagem. Sua equação é:

$$NRMS = \frac{200 \times RMS(a_t - b_t)}{RMS(a_t) + RMS(b_t)}, \quad (1)$$

no qual o operador *RMS* é definido por:

$$RMS(x_t) = \sqrt{\frac{\sum_{t_1}^{t_2} (x_t)^2}{N}}, \quad (2)$$

e *N* é o número de amostras no intervalo $t_1 - t_2$.

A NRMS não é uma medida intuitiva, pois seu o máximo teórico é 200%, e não 100%. Por exemplo, se ambos os traços apresentarem ruído aleatório, o valor de NRMS é de 141% (equivalente a $\sqrt{2}$). Se ambos os traços forem anti-correlatos – ou seja, 180° fora de fase – ou se um traço contém apenas zeros, o NRMS é 200%, o máximo teórico. E se um traço tem a metade da amplitude do outro, por exemplo, o NRMS é de 66,7% (Kragh & Christie, 2002). Extremamente sensível às variações nos dados, a NRMS pode sofrer um aumento de 17,4% se for aplicado um shift de fase de 10° por exemplo – equivalente a 0,55 milissegundos de shift com uma frequência de 50Hz (Kragh & Christie, 2002).

Na prática, para que a sísmica 4D seja eficiente, é necessário que a NRMS seja baixa – já que ela é equivalente à “não-repetibilidade” do dado. Valores típicos de NRMS variam entre 10%-30%, porém valores que excedem estes limites podem ser aceitáveis, dependendo da qualidade de aquisição e processamento, além da magnitude do sinal 4D (Simm & Bacon, 2014). A chave para atingir valores aceitáveis de NRMS é fazer com que a aquisição do dado monitor reproduza o posicionamento das fontes e dos receptores o mais fielmente possível, para que as diferenças entre dado monitor e base sejam atribuídas somente ao movimento dos fluidos no reservatório, e não a outros fatores. A Figura 8 ilustra os principais tipos de levantamentos sísmicos marinhos, discutidos a seguir.

Levantamentos marinhos do tipo *Streamer* são os mais complicados para se alcançar um nível razoável de repetibilidade, já que neste caso os cabos flutuam na superfície da água, e ficam vulneráveis às movimentações das correntes marinhas. Em vez de serem rebocados em linha reta diretamente atrás do navio, os cabos podem ser levados para as laterais criando o efeito chamado de *feathering*. As correntes podem variar muito de acordo com as marés ou efeitos de circulação de larga-escala e por isso é necessário tomar mais cuidados no levantamento, como fazer a correspondência dos ângulos de *feathering* e sobrepor a cobertura de *streamers* e também adquirir linhas adicionais (*infill lines*) (Simm & Bacon, 2014).

Um método mais assertivo para aumentar a repetibilidade entre os levantamentos é o *Ocean-Bottom Cable* (OBC), no qual os cabos de receptores (geofones e hidrofones) são instalados no assoalho oceânico. No OBC, o navio pode se movimentar separadamente dos receptores e, assim, posicionar a fonte independentemente das localizações deles (Beasley *et al.*, 1997). Neste caso, o fator de sucesso depende da acurácia da posição na instalação dos cabos e do acoplamento dos receptores (Beasley *et al.*, 1997).

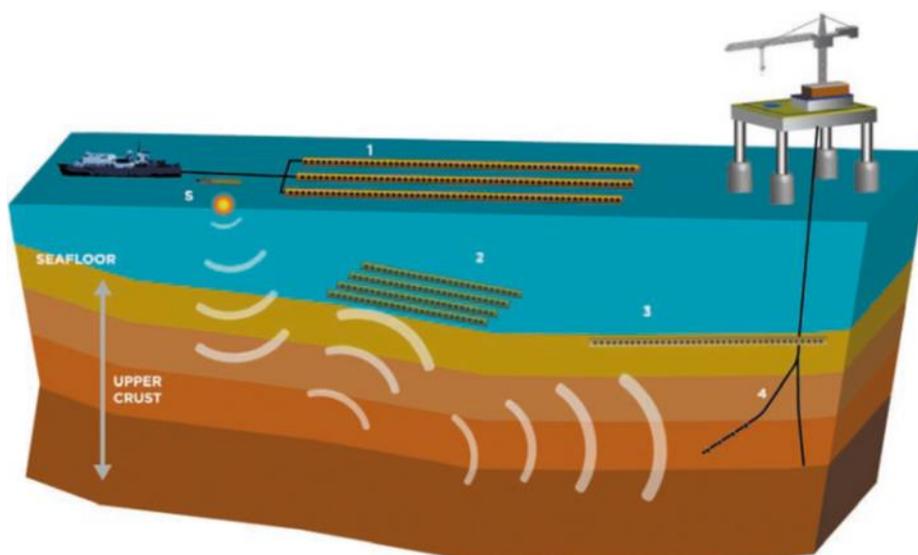


Figura 8: Diferenças entre os tipos de aquisições sísmicas. 1-*Streamers*; 2- OBC: *Ocean-Bottom Cable*; 3- OBS: *Permanent Ocean-Bottom Seismic*. 4-VSP: *Vertical Seismic Profile* (Caldwell, 2011, apud Landro & Amundsen, 2018).

O Sistema de aquisição *Ocean-Bottom Nodes* (OBN), por sua vez, funciona com receptores sísmicos independentes, operando continuamente no assoalho oceânico. Os *nodes* são instalados utilizando ROVs (*remotely operated vehicles*),

e contêm receptores, gravador, memória, baterias e relógio. Este método é mais vantajoso do que o OBC para o sucesso do desenvolvimento de campos em águas profundas e no Pré-Sal, por exemplo, pois possibilita a instalação de extensas grades de receptores e proporciona amplos azimutes e longos offsets, aumentando a repetibilidade (Beudoin & Ross, 2007).

Ainda mais eficiente é o Sistema Permanente, ou *Permanent Ocean-Bottom Seismic* (OBS), que conta com cabos de receptores enterrados no fundo marinho. Este sistema pode permanecer instalado por alguns anos no mesmo local, situação ideal para garantir uma alta repetibilidade na sísmica 4D, pois não há variações na localização dos receptores. Desta forma, pode-se readquirir os dados quantas vezes forem necessárias e também facilitar a aquisição, já que não há a necessidade de se instalar os receptores repetidas vezes. Isso também diminui a vulnerabilidade às mudanças de clima e evita a interferência com outras atividades no campo, podendo inclusive aumentar a cobertura em áreas próximas das plataformas e sob estas (Jack *et al.*, 2010).

No Brasil, o Sistema Permanente no campo de Jubarte, implantado pela Petrobras em 2012, além do dado base adquirido em 2013, já tem dois levantamentos monitores, adquiridos em 2014 e 2015 (Bosco, 2015). Já o Sistema de Nodes 4D do campo de Lula, na Bacia de Santos, declarado pela Petrobras (2014) como o pioneiro voltado para o estudo pré-sal, teve seu dado base adquirido em 2015, com o primeiro monitor adquirido no final de 2017. Segundo a Petrobras (Petrobras, 2018), este projeto determinará se esta técnica pode ajudar a detectar reservatórios no pré-sal da Bacia de Santos.

Além da aquisição, existem também procedimentos de processamento utilizados para minimizar diferenças na amplitude, fase e *timing* de reflexões não relacionadas a reservatórios e, conseqüentemente, ressaltar as diferenças causadas pela produção. A combinação do processamento do dado monitor com o reproprocessamento do dado base, por exemplo, pode ser mais eficiente do que tentar fazer a correspondência entre levantamentos com processamentos diferentes (Simm & Bacon, 2014).

3.2.2. Detectabilidade do Reservatório

Ainda que haja um controle rigoroso para garantir uma alta repetibilidade entre as aquisições, nem todos os reservatórios ou processos de recuperação secundária podem ser detectados facilmente na sísmica 4D. A “detectabilidade do reservatório” será alta se o efeito combinado de todas as mudanças físicas na rocha-reservatório for intenso o suficiente para gerar anomalias 4D. Da mesma forma, a “sensibilidade da sísmica” está relacionada a quanto a resposta sísmica é sensível a essas variações das propriedades físicas do reservatório.

O estudo de sensibilidade utiliza a teoria de física de rochas para fazer a ponte entre as propriedades físicas e as suas correspondentes respostas sísmicas, para cada cenário específico de saturação e pressão. O termo “Física de Rochas” (*lato sensu*) também pode ser chamado de “Interpretação Quantitativa” (Simm & Bacon, 2014) ou “Petrofísica Sísmica” e pode ser descrito como “o uso cuidadoso e proposital dos dados petrofísicos na interpretação de observações sísmicas” (Pennington, 1997, apud Simm & Bacon, 2014).

Com o objetivo de otimizar e quantificar o estudo de sensibilidade, pode-se utilizar um “Boletim do Reservatório” (Tabela 1) para atribuir notas aos principais aspectos determinantes para a detectabilidade do reservatório e, conseqüentemente, para o sucesso da sísmica 4D (Lumley *et al.*, 1997).

Tabela 1: “Boletim” do reservatório para otimização do estudo de viabilidade (Modificado de Lumley *et al.*, 1997).

Boletim do Reservatório							
	Nota	5	4	3	2	1	0
Módulo de <i>bulk</i> da rocha seca (K_{dry})	GPa	<3	3–5	5–10	10–20	20–30	30+
Módulo de <i>bulk</i> da mistura de fluidos (ΔK_{fl})	variação (%)	250+	150–250	100–150	50–100	25–50	0–25
Saturação (ΔS_o)	variação (%)	50+	40–50	30–40	20–30	10–20	0–10
Porosidade (\emptyset)	%	35+	25–35	15–25	10–15	5–10	0–5
Impedância acústica (ΔIP)	variação (%)	12+	8–12	4–8	2–4	1–1	0

O módulo de *bulk* da rocha seca (K_{dry}) indica a compressibilidade da rocha. Rochas com um K_{dry} baixo – como turbiditos mal consolidados, por exemplo – são altamente compressíveis, de forma que, em condições de alta saturação, a sua compressibilidade dependerá do tipo de fluido contido nos poros. Por outro lado, rochas com alto K_{dry} – como os carbonatos – são pouco compressíveis, o que faz com que sua compressibilidade não varie significativamente em função da saturação (Lumley *et al.*, 1997).

O contraste de compressibilidade do fluido (ΔK_{fl}) está relacionado à diferença do módulo de *bulk* dos fluidos que preenchem os poros da rocha-reservatório, ao decorrer da substituição de fluidos. Este valor é expresso como porcentagem e é calculado a partir da divisão:

$$\Delta K_{fl} = \frac{(K_{f2} - K_{f1})}{K_{f1}}, \quad (3)$$

na qual K_{f1} e K_{f2} são o módulo de *bulk* da mistura de fluidos original e final, respectivamente. Normalmente, quanto maior o contraste de compressibilidade entre os fluidos, maiores são as chances de imagear os dois fluidos separadamente, na sísmica 4D (Lumley *et al.*, 1997).

Da mesma forma funciona a variação na Saturação do Fluido, que é a diferença entre as saturações final e inicial de um determinado fluido a ser monitorado. Quanto maior for esta diferença, maior será a sensibilidade sísmica à substituição de fluidos. Para que isso ocorra, também é favorável que a rocha-reservatório tenha alta porosidade, já que quanto maior a porosidade, maior será o volume submetido à substituição de fluidos (Lumley *et al.*, 1997).

A variação na Impedância é estimada para a rocha-reservatório através da mudança ao longo do tempo nas condições de saturação, pressão e temperatura, incluindo todos os efeitos de produção do reservatório. Reservatórios com rochas mal consolidadas, com alta razão gás-óleo e profundidades menores que 3 mil metros apresentam grandes variações na impedância devido a mudança de fluidos e variação de pressão durante a produção. Uma boa estimativa para que a variação na impedância seja detectada na sísmica 4D é que seus valores sejam mais altos do que 4% (Lumley *et al.*, 1997).

Alguns reservatórios considerados bons candidatos para uma alta detectabilidade são: reservatórios com rochas mal consolidadas, reservatórios

submetidos a grandes variações na compressibilidade do fluido, reservatórios submetidos a grandes variações de temperatura e pressão, e reservatórios rasos ou com baixa pressão de soterramento (Wang, 1997).

Substituições de fluido, variação de pressão e temperatura e variação na razão gás-óleo são facilmente detectadas em reservatórios de rochas inconsolidadas ou mal consolidadas, rochas com poros achatados e rochas fraturadas, em consequência do seu baixo módulo de *bulk* e módulo cisalhante. Um exemplo de reservatórios mal consolidados são os turbiditos do pós-sal da Bacia de Campos, como o complexo de Marlim (Johann *et al.*, 2009).

Por outro lado, rochas com alto módulo de *bulk* e módulo cisalhante, como os carbonatos, são difíceis de serem detectadas na sísmica 4D, a não ser que haja mudanças drásticas em outros parâmetros do reservatório, como resultado da recuperação secundária. Por exemplo, a depleção do reservatório e o aumento na saturação de água fazem com que V_p e IP aumentem (Wang, 1997).

Ainda assim, esforços recentes em criar novas estratégias para o estudo de carbonatos do Albiano na Bacia de Campos, como em Grochau *et al.* (2014), geraram resultados surpreendentes ao contornar as dificuldades do estudo 4D em carbonatos. A partir de atributos de impedâncias compressional e cisalhante foi possível detectar neste estudo variações na saturação e pressão, consistentes com os dados de produção, abrindo novas perspectivas para futuros estudos de monitoramento de carbonatos, especialmente no pré-sal das bacias de Campos e Santos. Da mesma forma, Vasquez *et al.* (2007, apud Grochau *et al.*, 2014) avalia a validade da aplicação das Equações de Gassmann para a substituição de fluidos em um reservatório carbonático do Albiano, na Bacia de Campos.

4. METODOLOGIA

Este trabalho teve como objetivo estimar as propriedades de reservatório e avaliar a sensibilidade sísmica do reservatório com relação à substituição de fluidos no pré-sal do Campo Cachalote do Parque das Baleias, na Bacia de Campos. Para isso foi realizado um estudo de sensibilidade nos reservatórios das Formações Macabu e Coqueiros, a partir da análise dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS, localizado no Campo de Cachalote (Figura 9). A metodologia utilizada segue o fluxograma disposto na Figura 10 e está descrita a seguir.

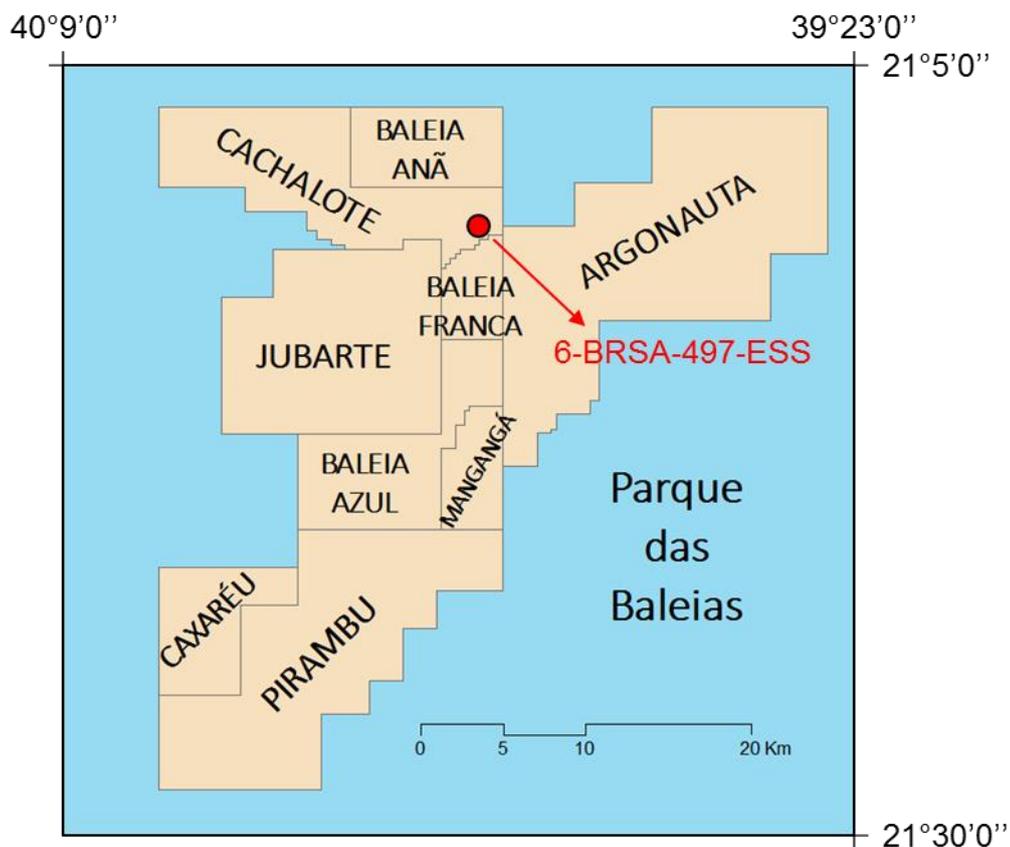


Figura 9: Localização do poço 6-BRSA-497-ESS no Campo de Cachalote.

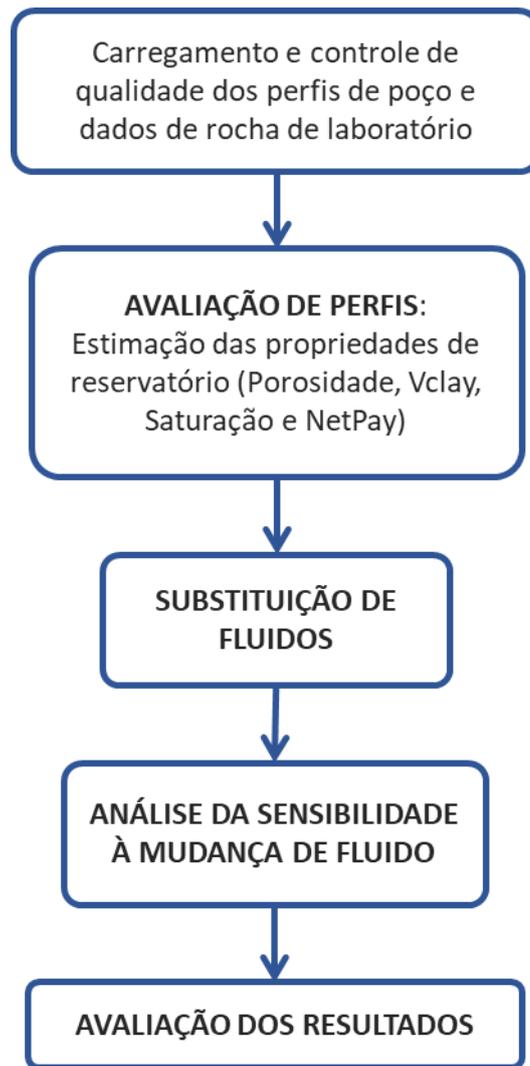


Figura 10: Fluxo de trabalho utilizado para o estudo de sensibilidade à mudança de fluido.

4.1. Avaliação dos perfis para a estimativa das propriedades de reservatório

Toda a avaliação dos perfis para a estimativa das propriedades de reservatório foi realizada no software Interactive Petrophysics (IP) da empresa Lloyd's Register. A primeira etapa consistiu no carregamento dos dados de perfis de poços e de petrofísica básica, para um controle de qualidade inicial e escolha dos dados que foram utilizados para o estudo. Nesta etapa foi feita uma análise qualitativa dos perfis de poço para determinar as formações, identificar litologias, zonas produtoras e áreas onde o caliper se encontra arrombado.

Para a avaliação dos perfis, inicialmente foram definidos os topos das formações, com base nos perfis do poço e nos relatórios disponibilizado pelo Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP. Em seguida, a partir do perfil raios gama, foi calculado o Índice de Raios Gama (IGR), utilizando a relação:

$$IGR = \frac{GR_{MAX} - GR_{LOG}}{GR_{MAX} - GR_{MIN}}, \quad (4)$$

na qual $GR_{MIN} = 8$ e $GR_{MAX} = 120$ são os valores de corte máximo e mínimo para o perfil de raios gama, atribuídos interpretativamente, e GR_{LOG} é o valor lido pela ferramenta. Para o cálculo do volume de argila (V_{clay}) foi utilizado o modelo de Larionov para rochas antigas, cuja equação é:

$$V_{clay} = 0.333(2^{2 \times IGR} - 1). \quad (5)$$

Ainda na avaliação de perfis, foi feito o cálculo da saturação de água, a partir da equação de Archie (1942):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{R_t \times \Phi^m}}, \quad (6)$$

na qual S_w é a saturação de água, R_w a resistividade da água de formação, R_t a resistividade profunda, Φ a porosidade da rocha, proveniente da ressonância magnética, a o fator de tortuosidade, m o fator de cimentação e n o expoente da saturação.

Os valores de a , m e n foram obtidos do relatório de propriedades elétricas do poço e são $a = 1$, $m = 2.15$ e $n = 2.65$ para os reservatórios do pré-sal. O valor de $R_w = 0,011$ foi calculado usando a equação de Archie em pontos contidos na zona de água nos carbonatos limpos e a resistividade era baixa, sendo analisado em conjunto com o perfil de raios gama e utilizando a porosidade total do perfil de ressonância magnética. O último passo da avaliação dos perfis foi calcular o *gross pay* e *net pay*.

Gross pay representa a espessura que possui volume de argila menor e porosidade maior do que os valores limites pré-estabelecido dessas propriedades. Já o *net pay* é a espessura que, além de levar em consideração estas duas propriedades, também possui saturação de água menor que o limite de corte pré-estabelecido. Os *cutoffs* utilizados neste cálculo, definidos arbitrariamente, foram: $V_{clay} = 20\%$, $\Phi = 5\%$ e $S_w = 50\%$.

Após os cálculos, foi realizado uma análise conjunta dos resultados obtidos com as descrições das amostras laterais, contidas no perfil composto. Com as

informações das amostras laterais, pôde-se entender melhor o comportamento tanto das curvas estimadas quanto das curvas originais.

4.2. Substituição de fluidos

A análise da substituição de fluido foi realizada no software RokDoc da empresa Ikon Science. Esta análise teve como objetivo avaliar a variação das propriedades elásticas para diferentes cenários. Para realizar a substituição de fluido foi utilizado o seguinte fluxo:

- i. Cálculo da velocidade cisalhante (V_s) a partir do perfil de velocidade compressional (V_p) utilizando a equação de Castagna (1985):

$$V_{p1} = a_{i2}V_{s1}^2 + a_{i1}V_{s1} + a_{i0}, \quad (7)$$

na qual a_{i2} , a_{i1} e a_{i0} são coeficientes que dependem da litologia e os seus valores estão na Tabela 2: Constantes para cada litologia da equação de Castagna (1985)..

Tabela 2: Constantes para cada litologia da equação de Castagna (1985).

Litologia	ai2	ai1	ai0
Folhelho	0	0,77	-0,867
Carbonato	-0,055	1,017	-1,03

- ii. Utilização das equações de Gassmann (1951) e Biot (1956), que determina o módulo de *bulk* após a substituição de fluidos:

$$\frac{K_{sat1}}{K_0 - K_{sat1}} - \frac{K_{fl1}}{\phi(K_{sat1} - K_{fl1})} = \frac{K_{sat2}}{K_0 - K_{sat2}} - \frac{K_{fl2}}{\phi(K_{sat2} - K_{fl2})}, \quad (8)$$

na qual K_{sat1} e K_{sat2} são os módulos de *bulk* da rocha saturada com o fluido inicial e após a substituição de fluido, respectivamente; K_{fl1} e K_{fl2} são os módulos de *bulk* da mistura de fluidos inicial e após a substituição de fluido, respectivamente; K_0 o módulo de *bulk* da matriz e ϕ a porosidade da rocha. Para este trabalho, foi considerado que a rocha reservatório possui apenas dois constituintes minerais: a calcita e a argila. A porosidade total proveniente da ressonância magnética foi utilizada neste cálculo.

- iii. Atualização de V_p , V_s e ρ (Lamé, 1852) a partir de K_{sat2} :

$$\rho_2 = \rho_1 + \phi(\rho_{fl2} - \rho_{fl1}), \quad (9)$$

$$Vp_2 = \sqrt{\frac{K_{sat2} + \frac{3}{4}\mu_2}{\rho_2}}, \quad (10)$$

$$Vs_2 = \sqrt{\frac{\mu_2}{\rho_2}}, \quad (11)$$

na qual $\mu_2 = \mu_1$ e são os módulos cisalhantes da rocha saturada; ρ_1 e ρ_2 são as densidades da rocha inicial e após a substituição de fluido, respectivamente; ρ_{fl1} e ρ_{fl2} são as densidades da mistura de fluidos inicial e dos fluidos substitutos, respectivamente; Vp_2 e Vs_2 são as velocidades compressional e cisalhante, respectivamente, após a substituição.

4.3. Análise da sensibilidade à substituição de fluidos

O comportamento dos parâmetros elásticos foi estudado tendo como objetivo avaliar a sensibilidade dos reservatórios à mudança de fluido. Foram realizados testes em dois cenários: o primeiro – cenário original – utilizando a saturação original calculada diretamente dos perfis de poço para ser substituída por 80% de água, após a produção; e o segundo – cenário hipotético – utilizando uma saturação inicial hipotética constante de 80% de óleo, para ser substituída também por 80% de água, após a produção. O cenário hipotético foi feito para analisar, principalmente, a Formação Coqueiros, já que no primeiro cenário (cenário original) isto não foi possível, pois os resultados da saturação apontavam que a mesma se encontrava quase totalmente saturada de água.

O perfil de impedância acústica (IA) após a substituição do fluido foi calculada como:

$$IA_2 = Vp_2\rho_2. \quad (12)$$

O traço sintético também foi calculado para os dois cenários – original e hipotético – antes e após a substituição de fluido, usando o modelo convolucional da função refletividade com um pulso sísmico do tipo Ricker, como exemplificado na Figura 11. O pulso sísmico utilizado possui uma frequência de pico de 20Hz (Figura 12). A refletividade foi calculada a partir da equação:

$$R = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_1 + IA_2}, \quad (13)$$

na qual IA_1 e IA_2 são as impedâncias acústicas das camadas superior e inferior, respectivamente.

Em ambos os cenários – original e hipotético – foi calculada a diferença entre os traços base e monitor, o traço *time-lapse*, para obter a variação das amplitudes. A fim de preencher o “Boletim do Reservatório”, mostrado na Tabela 1, foram calculadas, também para os dois cenários, as variações da impedância (ΔIp), da saturação de óleo (ΔS_o) e da mistura de fluidos (ΔK_{fl}); além das médias de porosidade (Φ) e do módulo de *bulk* da rocha seca (K_{dry}), de cada formação. Este Boletim foi então analisado para verificar a sensibilidade da região de estudo com relação a substituição de fluido com o intuito de avaliar a viabilidade de um projeto 4D no pré-sal do Parque das Baleias.

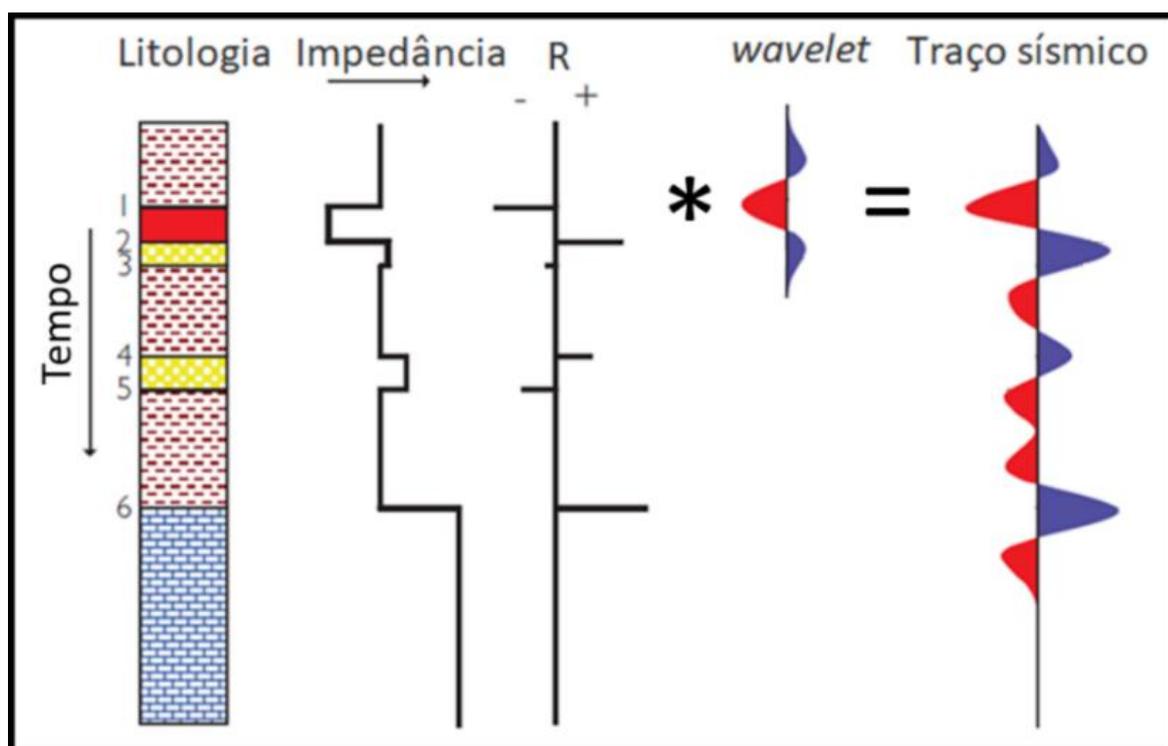


Figura 11: Modelo convolucional. Modificado de Simm & Bacon (2014).

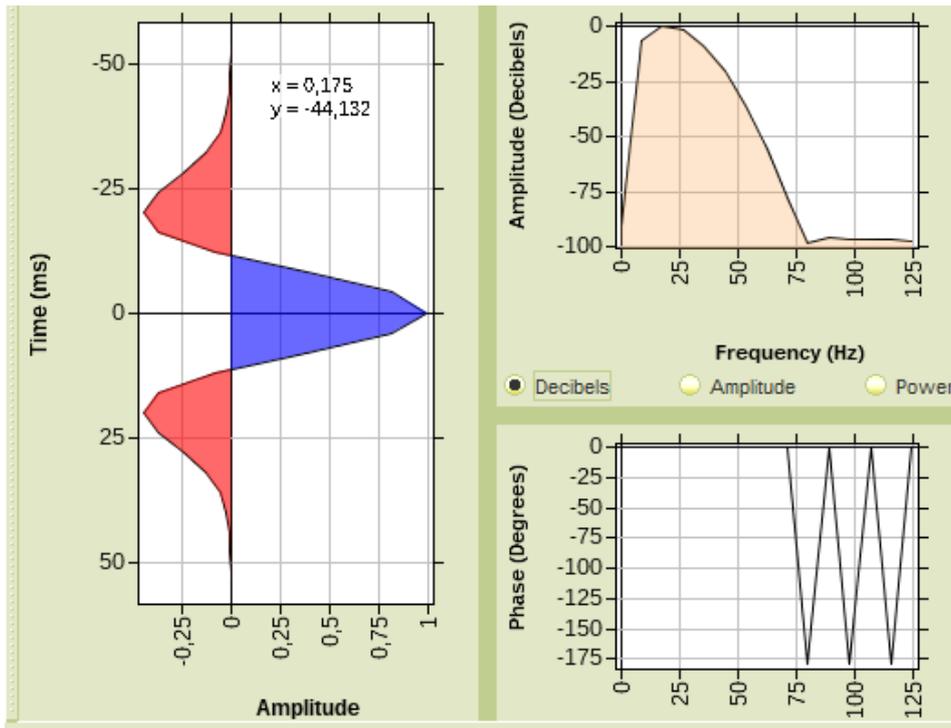


Figura 12: Pulso sísmico de Ricker com frequência de pico de 20Hz.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos, seguindo a ordem da metodologia: carregamento e controle de qualidade dos perfis, avaliação dos perfis (cálculo de volume de argila, saturação e *Net pay*), substituição de fluidos e, por fim, as discussões de dois cenários.

5.1. Controle de qualidade dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS no intervalo do Pré-sal

A Figura 13 mostra os perfis do poço 6-BRSA-497-ESS, que foi fornecido pelo Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional de Petróleo (BDEP-ANP). Os perfis foram carregados no software Interactive Petrophysics (IP), juntamente com o perfil litológico e os topos das seguintes formações: Fm. Cabiúnas (FM. CAB.), Fm. Coqueiros (FM. COQUEIROS), Fm. Macabu (FM. MACABU), Fm. Retiro (FM. RET.). Como o foco deste trabalho são os reservatórios do Pré-Sal, a avaliação dos perfis foi realizada apenas nas Formações Macabu (carbonatos microbiais) e Coqueiros (coquinas). As descrições das amostras laterais nessas formações auxiliaram na correlação rocha-perfil e são mostradas no Anexo A.

O perfil caliper (WL:CAL) esteve estável na maior parte da perfilagem do poço abaixo da Formação Retiro (Evaporitos), apresentando instabilidade apenas entre as profundidades 4750m a 4800m, o que explica os valores fora do esperado dos perfis de densidade (WL:ZDEN), neutrão (WL:CNC) e da porosidade total (RMN:PhiT), da porosidade efetiva (RMN:PhiE) e fluidos livres (RMN:FF) do ressonância magnética neste intervalo.

O perfil de raios gama (WL:GR) se mostra condizente com o perfil litológico, identificando a Fm. Macabu como uma zona mais “suja”, estando de acordo com uma grande intercalação de fácies encontrada no perfil litológico: *mudstones*, silexitos e finas camadas de arenitos, além de zonas com presença de folhelho na transição desta para a Fm. Coqueiros. Já na Fm. Coqueiros, o perfil de raios gama é muito baixo, identificando uma zona de fácies de coquinas muito limpa.

O perfil neutrão acompanha bem a porosidade da ressonância magnética na Fm. Macabu. A análise de *crossover* dos perfis densidade e neutrão evidenciou

pontos de maior porosidade no intervalo de 4555m a 4650m (Figura 14). Apesar de se tratar de uma zona composta principalmente por *mudstones* – carbonatos finos – as amostras laterais do poço identificaram neste intervalo a presença de muitas fraturas e *vugs*, feições que contribuem para o aumento da porosidade da rocha. O perfil densidade apresenta nesta formação valores próximos a 2,71, o que é esperado para carbonatos nesta profundidade.

Na Fm. Coqueiros (Figura 15), porém, a densidade aumenta muito, se aproximando de 2,87, valor mais próximo da densidade do mineral dolomita. Para coquinas, estes valores não fariam muito sentido, por isso, a análise das amostras laterais se fez essencial para entender estes valores. Várias amostras laterais da Fm. Coqueiros (Anexo A) identificaram presença de coquinas dolomitizadas e parcialmente piritosas. Estes minerais têm densidade maior que o mineral calcita e, por isso, contribuem para os valores altos do perfil densidade. O perfil neutrão, nesta formação, apresenta valores mais altos do que a ressonância magnética.

Os perfis resistividades (WL:RD – resistividade profunda, e WL:RS – resistividade rasa) é condizente com a presença de hidrocarbonetos na zona de carbonatos da Fm. Macabu. Na Fm. Coqueiros, a resistividade é baixa, se comparada ao esperado para reservatórios de coquinas com presença de óleo, onde, normalmente, é encontrado valores de 2000 ohms. As amostras laterais também ajudaram nesta análise: a presença de pirita, mineral condutivo, diminui a resistividade da rocha, de forma que os valores de resistividade para esta formação podem estar influenciados pela presença deste mineral. Com isto, não está descartada a possibilidade da presença de hidrocarbonetos também nesta zona, apesar da baixa resistividade encontrada.

O perfil sônico (WL:DT24_I) mostra valores predominantemente baixos, compatíveis com os valores altos de densidade. Apenas nas zonas de folhelhos este perfil aumenta consideravelmente.

As porosidades medidas pela ressonância magnética (NMR) são as mais confiáveis para se trabalhar na região do pré-sal, onde se encontram reservatórios carbonáticos com complexo sistema poroso, tendo a presença de vários tipos de poros isolados, como *vugs*, porosidade fenestral e microporos. Após o processamento das curvas do perfil NMR as valores de porosidade medidos pela ferramenta de RMN são: FF (*Free-Fluid*) que é o espaço ocupado pelo fluido livre; Φ_{IE} (porosidade efetiva), que considera a porosidade existente apenas entre os

grãos; e Φ_{IT} (porosidade total), que considera tanto a porosidade existente entre os grãos, quanto a porosidade intragranular.

A média de porosidade total do perfil NMR nos carbonatos da FM. Macabu no poço 6-BRSA-497-ESS é de 5,6%, passando de 8% no intervalo entre 4555m e 4650m, onde as amostras laterais identificaram mais fraturas e *vugs*, além de nódulos esferulíticos. Já a Fm. Coqueiros tem média de 7,9% de porosidade total, também influenciada pela presença de *vugs* e fraturas. Ainda é importante ressaltar que os valores de porosidade efetiva do perfil NMR se mostram condizentes com as medições de porosidade efetiva feitas em laboratório (PB:PhiE_LAB), contidas no relatório de petrofísica básica.

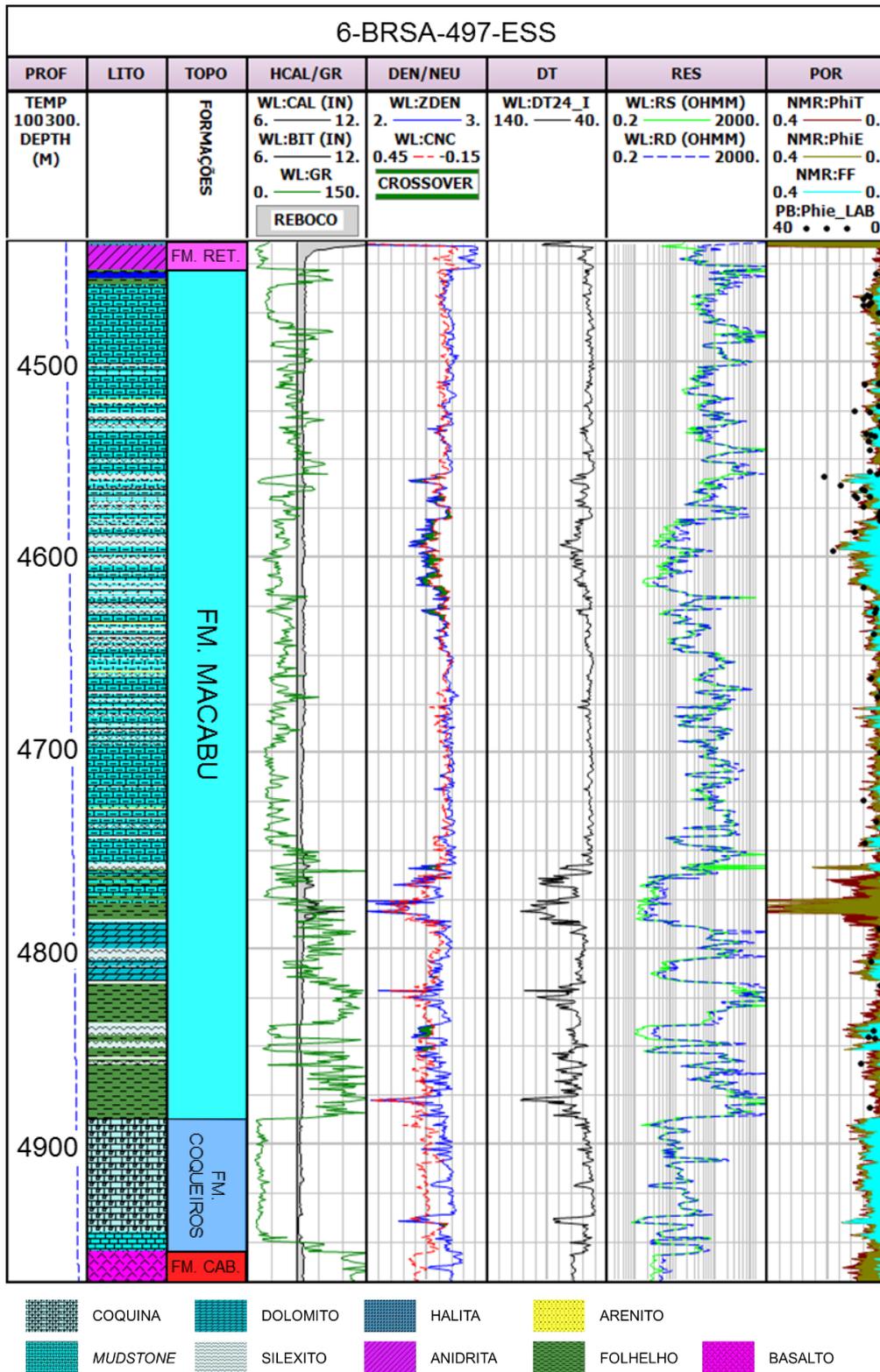


Figura 13: Visualização dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (WL:CAL) e raios gama (WL:GR); densidade (WL:ZDEN) e neutrão (WL:CNC); Sônico (WL:DT24_I); Resistividade profunda (WL:RD) e resistividade rasa (WL:RS); Porosidade total (RMN:PhiT), porosidade efetiva (RMN:PhiE), fluidos livres (RMN:FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PB:PhiE_LAB).

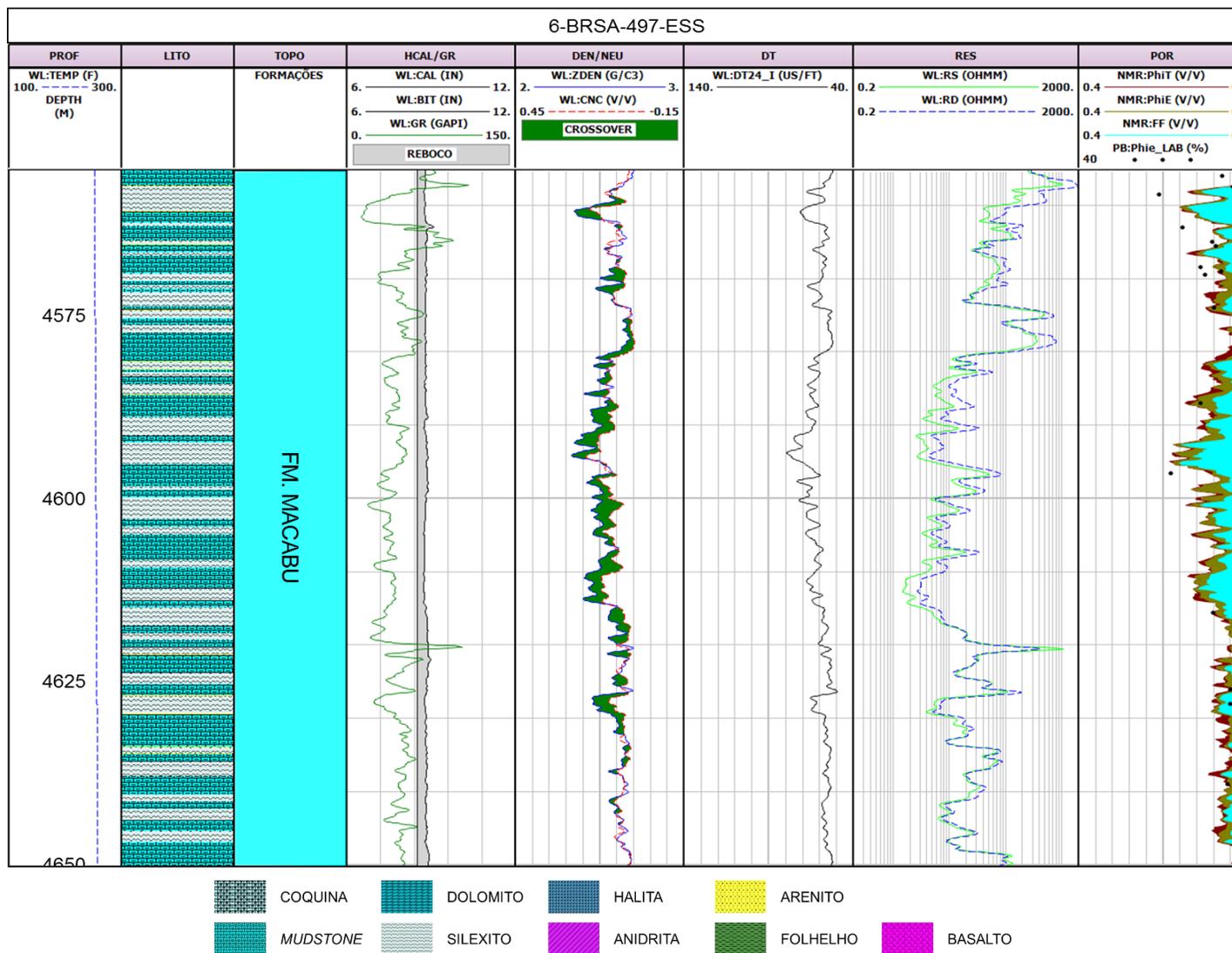


Figura 14: Visualização dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS. Foco na Fm. Macabu entre as profundidades de 4555m e 4650m. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (WL:CAL) e raios gama (WL:GR); densidade (WL:ZDEN) e neutrão (WL:CNC); Sônico (WL:DT24_I); Resistividade profunda (WL:RD) e resistividade rasa (WL:RS); Porosidade total (RMN:PhiT), porosidade efetiva (RMN:PhiE), fluidos livres (RMN:FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PB:PhiE_LAB).

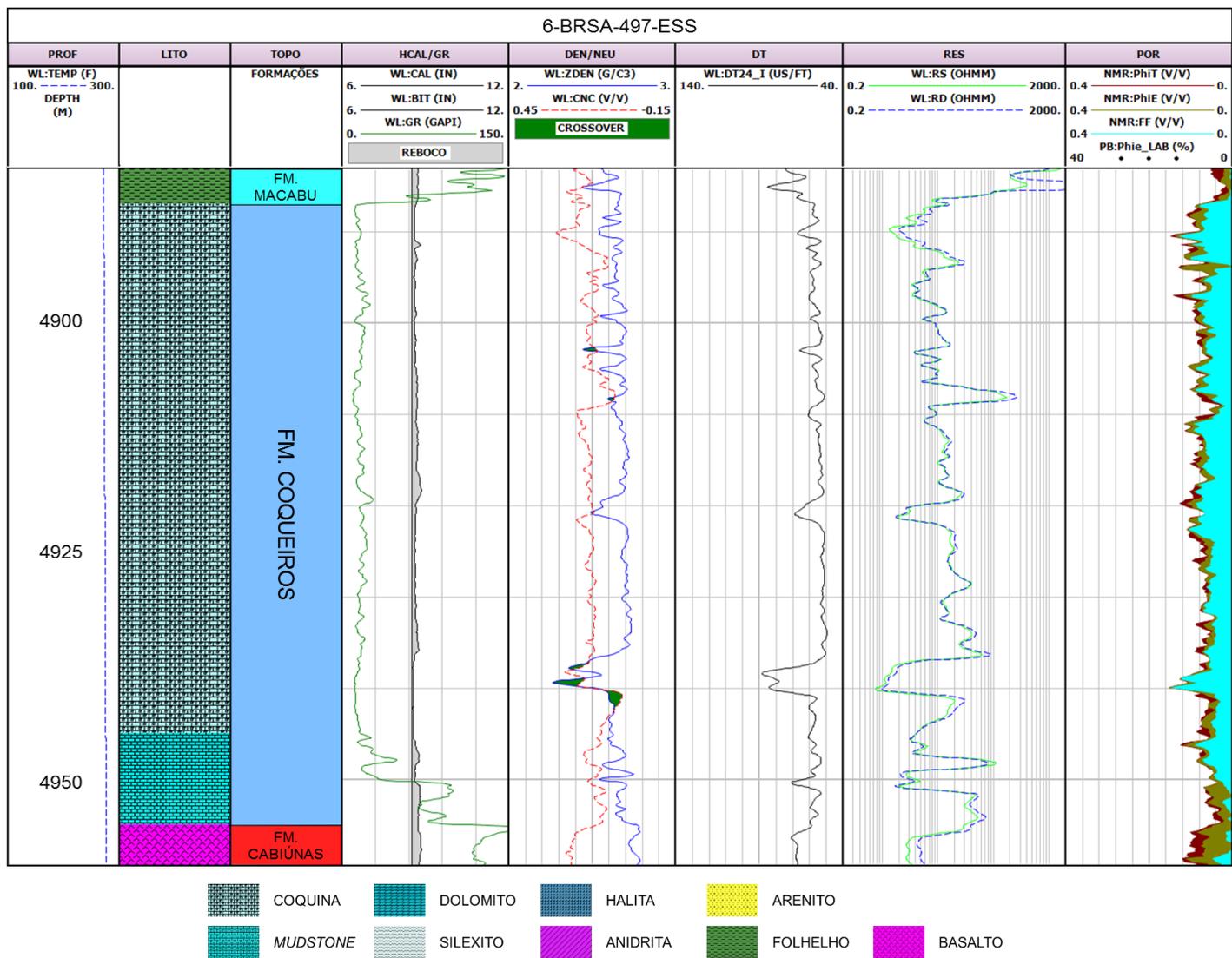


Figura 15: Visualização dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS. Foco na Fm. Coqueiros. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; caliper (WL:CAL) e raios gama (WL:GR); densidade (WL:ZDEN) e neutrão (WL:CNC); Sônico (WL:DT24_I); resistividade profunda (WL:RD) e resistividade rasa (WL:RS); porosidade total (RMN:PhiT), porosidade efetiva (RMN:PhiE), fluidos livres (RMN:FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PB:PhiE_LAB).

5.2. Estimativa das propriedades de reservatório no intervalo do Pré-sal no poço 6-BRSA-497-ESS

A primeira estimativa realizada foi o volume de argila (VCLAY:VCL), a partir do perfil de raios gama. A saturação de água (SW:NMR_PhiT) foi estimada usando a Equação de Archie (Equação 6) e tendo a porosidade total do perfil de ressonância magnética como a selecionada. O *gross pay* e o *net pay* foram determinados a partir dos perfis de volume de argila, de porosidade total do NMR e de saturação de água. A Figura 16 mostra os resultados destes cálculos.

O volume de argila estimado tem valor médio de 11,7% nos carbonatos da Fm. Macabu. Nas camadas de folhelhos, que representam a transição da Fm. Macabu para a Fm. Coqueiros, o V_{clay} se aproxima de 100%, como esperado. Já na Fm. Coqueiros, a média de V_{clay} é apenas 4,5%, identificando as coquinas como rochas limpas, quase sem presença de argila.

A estimativa de saturação de água obteve média de 66,8% nos carbonatos da Fm. Macabu, com algumas regiões bastante saturada com óleo. Já na Fm. Coqueiros a média de saturação de água foi de 94,5%. O *net pay* da formação Macabu foi de 49,99m, para um Gross de 162,53m. Na Fm. Coqueiros apesar de ser uma região com baixa argilosidade e mais porosa que a Fm. Macabu, o *net pay* da Fm. Coqueiros foi de apenas 3,51m, para um *gross pay* de 60,88m, mostrando a influência da saturação para a baixa espessura do *net pay*.

O cálculo da saturação depende da resistividade tanto do fluido presente no poro quanto da matriz da rocha. Na Fm. Coqueiros, este cálculo parece estar sendo influenciado pela presença dos minerais dolomita e pirita, o que explicaria a baixa espessura de *net pay* nesta formação. Com isso, a avaliação do perfil de saturação ficou comprometido nesta zona, de forma que pode ser uma das razões do poço 6-BRSA-497-ESS ter sido classificado como “Indefinido”. Devido à baixa confiabilidade do resultado da saturação de água na Fm. Coqueiros, a substituição de fluido foi avaliada, inicialmente, somente na Fm. Macabu.

As Figura 17 e Figura 18 mostram em mais detalhes os perfis originais e os perfis de volume de argila, de saturação, de *net pay* e de *gross pay* nas Formações Macabu e Coqueiros, respectivamente.

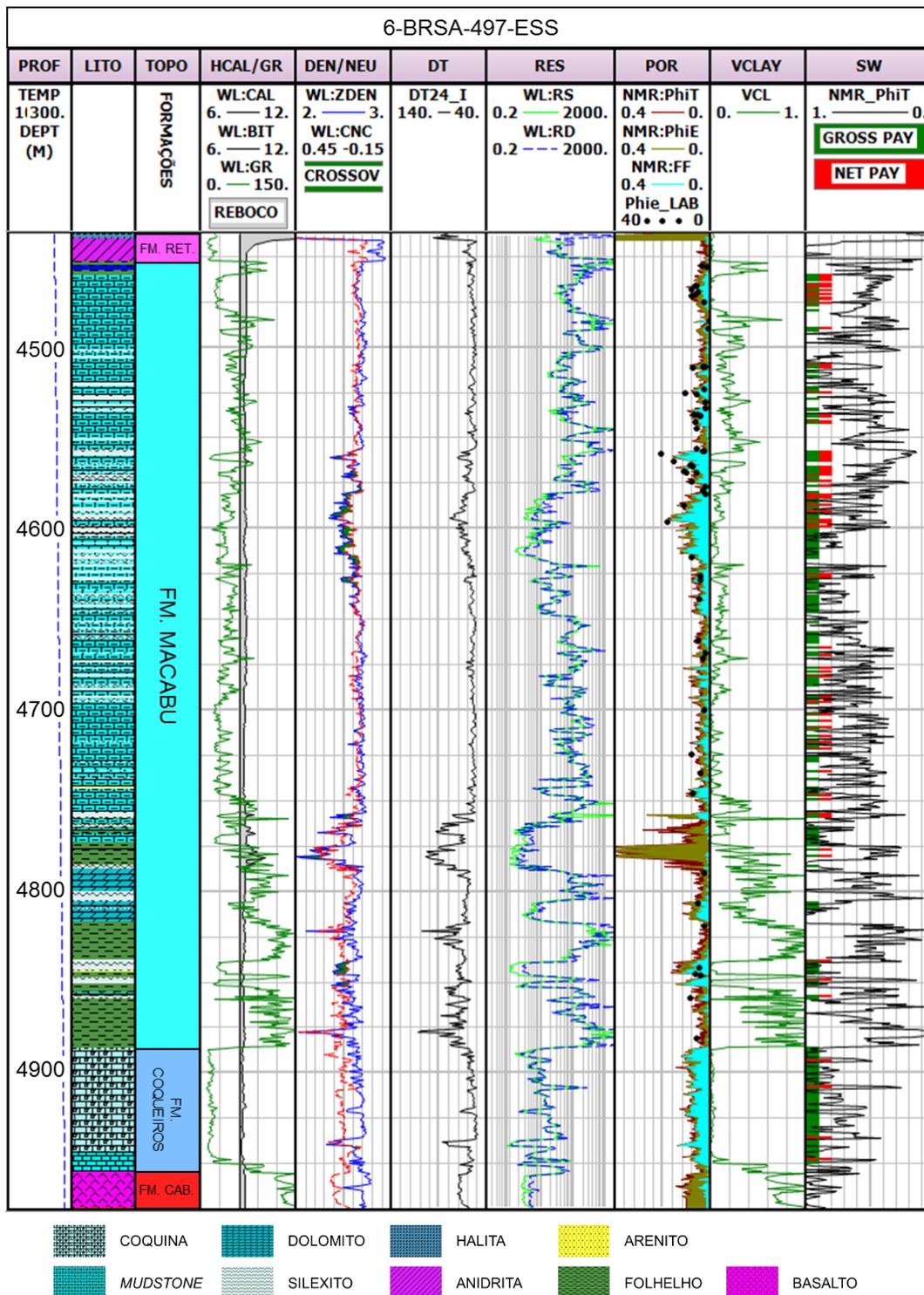


Figura 16: Resultados dos cálculos de volume de argila (V_{clay}), porosidade, saturação de água e *net pay*. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (WL:CAL) e raios gama (WL:GR); densidade (WL:ZDEN) e neutrão (WL:CNC); Sônico (WL:DT24_I); Resistividade profunda (WL:RD) e resistividade rasa (WL:RS); Porosidade total (RMN:PhiT), porosidade efetiva (RMN:PhiE), fluidos livres (RMN:FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PB:PhiE_LAB); Volume de argila (VCLAY:VCL); Saturação de água (SW:NMR_PhiT), *gross pay* e *net pay*.

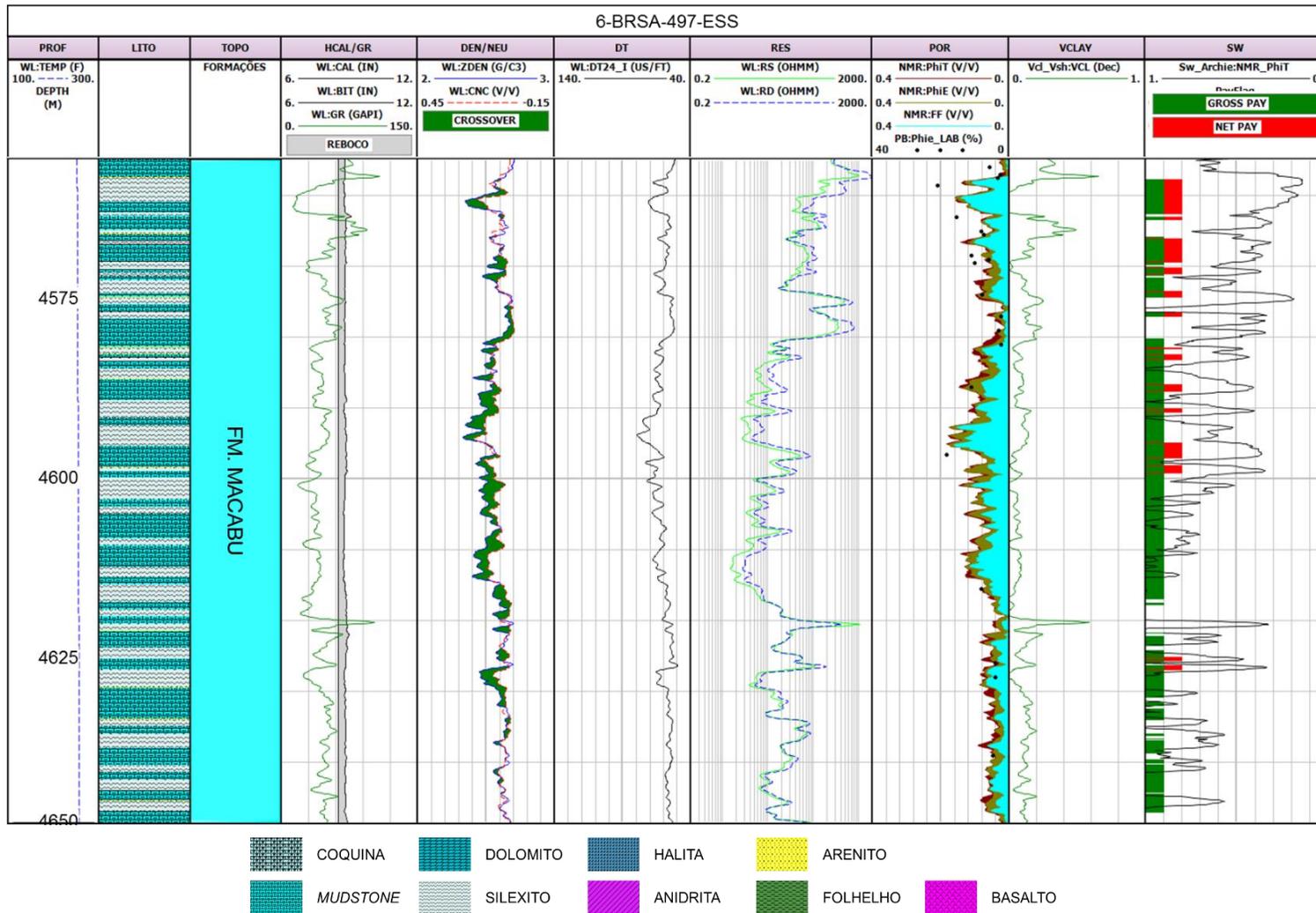


Figura 17: Resultados dos cálculos de V_{clay} , porosidade, saturação e *net pay*. Foco no intervalo da Fm. Macabu entre as profundidades de 4555m e 4650m. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (WL:CAL) e raios gama (WL:GR); densidade (WL:ZDEN) e neutrão (WL:CNC); Sônico (WL:DT24_I); Resistividade profunda (WL:RD) e resistividade rasa (WL:RS); Porosidade total (RMN:PhiT), porosidade efetiva (RMN:PhiE), fluidos livres (RMN:FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PB:PhiE_LAB); Volume de argila (VCLAY:VCL); Saturação de água (SW:NMR_PhiT), *gross pay* e *net pay*.

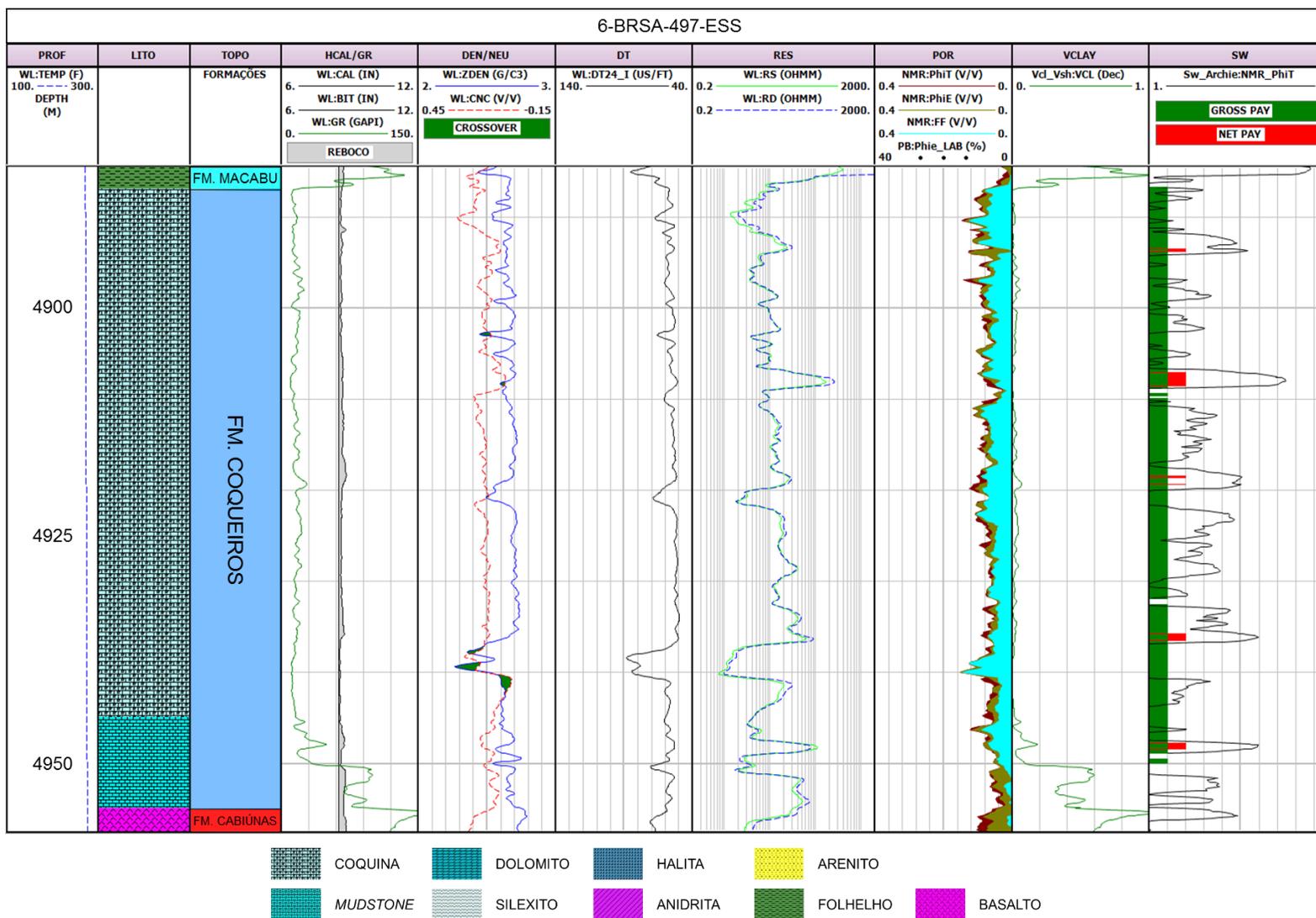


Figura 18: Resultados dos cálculos de V_{clay} , porosidade, saturação de água e *net pay*. Foco na Fm. Coqueiros. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (WL:CAL) e raios gama (WL:GR); densidade (WL:ZDEN) e neutrão (WL:CNC); Sônico (WL:DT24_I); Resistividade profunda (WL:RD) e resistividade rasa (WL:RS); Porosidade total (RMN:PhiT), porosidade efetiva (RMN:PhiE), fluidos livres (RMN:FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PB:PhiE_LAB); Volume de argila (VCLAY:VCL); Saturação de água (SW:NMR_PhiT), *gross pay* e *net pay*.

5.3. Substituição de fluidos nas Formações Macabu

Para o cenário original de saturação, foi utilizado o perfil de saturação de água calculado previamente. O cálculo de V_s (S_ORIG:VS_ORIG) a partir de V_p (S_ORIG:VP_DT24_I), utilizando a equação de Castagna, se mostrou adequado e gerou um perfil de V_s com valores próximos à metade de V_p . O controle de qualidade para os valores de K_{dry} gerou o gráfico da

Figura 19, no qual sua totalidade ficou compreendida entre os limites de inferior (Limite de Reuss) e superior (Limite de Voigt), com apenas 659 pontos que caíram fora do intervalo compreendido por estes dois limites.

A sensibilidade sísmica à mudança de fluidos é determinada pela combinação da porosidade com a matriz da rocha, que depende da quantificação do K_{dry} . Para a mesma porosidade, rochas com K_{dry} baixo, como arenitos mal consolidados ou pouco cimentados, terão maior sensibilidade à substituição de fluidos do que rochas com K_{dry} alto, como os carbonatos, em grandes profundidades de soterramento (Avseth *et al.*, 2005). A maioria das amostras está dentro dos limites de Voigt e Reuss e apresenta altos valores de K_{dry} , de forma que o resultado esperado para esta substituição de fluidos é que tenha pouca variação dos parâmetros V_p , V_s e densidade.

A Tabela 3 reúne os resultados da substituição, com cenário final de 80% de saturação de água e 20% de óleo. A Figura 20 mostra a comparação entre os perfis originais e os perfis finais: densidade final (RHO_80_W), V_p final (S_80_W:VP_80_W) e V_s final (S_80_W:VS_80_W). A variação foi baixa, como esperado a partir da análise do modelo de K_{dry} . Em áreas de maior porosidade e saturação, porém, é possível observar variações de V_p de até 100m/s. Nesta mesma figura se encontram os perfis de impedância acústica (IA) inicial (SINT:IP_ORIGINAL) e final (SINT:IP_80_W).

A variação de V_p foi mais expressiva no intervalo entre as profundidades de 4555m e 4650m na Fm. Macabu, justamente onde a porosidade é mais alta e possui uma maior espessura de *net pay*. A Figura 21 mostra este intervalo em maior detalhe. A partir das impedâncias acústicas inicial e final, foi calculado os traços sintéticos inicial (TRACE_ORIGINAL) e final (TRACE_80_W). A diferença calculada entre

estes traços (DIFF_80_W) é mostrada na Figura 22: . Esta diferença foi muito pequena, de forma que não se espera alta sensibilidade sísmica para este cenário.

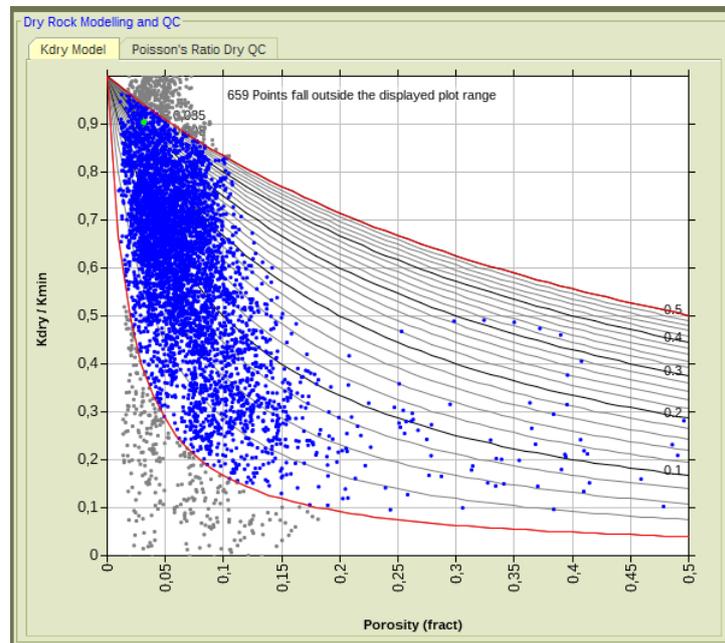


Figura 19: Gráfico gerado para controle de qualidade do K_{dry} com relação à porosidade. Os limites de Reuss e Voigt são representados pelas linhas vermelhas de baixo e de cima, respectivamente.

Segundo Lumley *et al.* (1997), antes da realização da sísmica 4D, é necessário obter uma pontuação mínima nas condições do reservatório. Um mínimo razoável para esta pontuação seria 60%, o que significa que a pontuação do reservatório deve exceder 15 pontos de um total ideal de 25. Se este limite não for atingido, segundo Lumley *et al.* (1997), é altamente improvável que as técnicas de aquisição e processamento sísmico tenham sucesso. Porém, Simm & Bacon (2014) acredita que, com os avanços recentes na repetibilidade sísmica, este limite seja muito conservador.

Tabela 3: Resultados da substituição de fluidos. Médias das variações de Vp , Vs , densidade ρ_b e impedância acústica (IA), na zona de carbonatos da Fm. Macabu.

	Original	80% Água	Variação
ρ_b	2,6154	2,6158	0,02%
Vp	5123,9355	5127,0605	0,06%
Vs	2768,3083	2767,3748	-0,03%
IA	13312,9326	13471,7637	1,19%

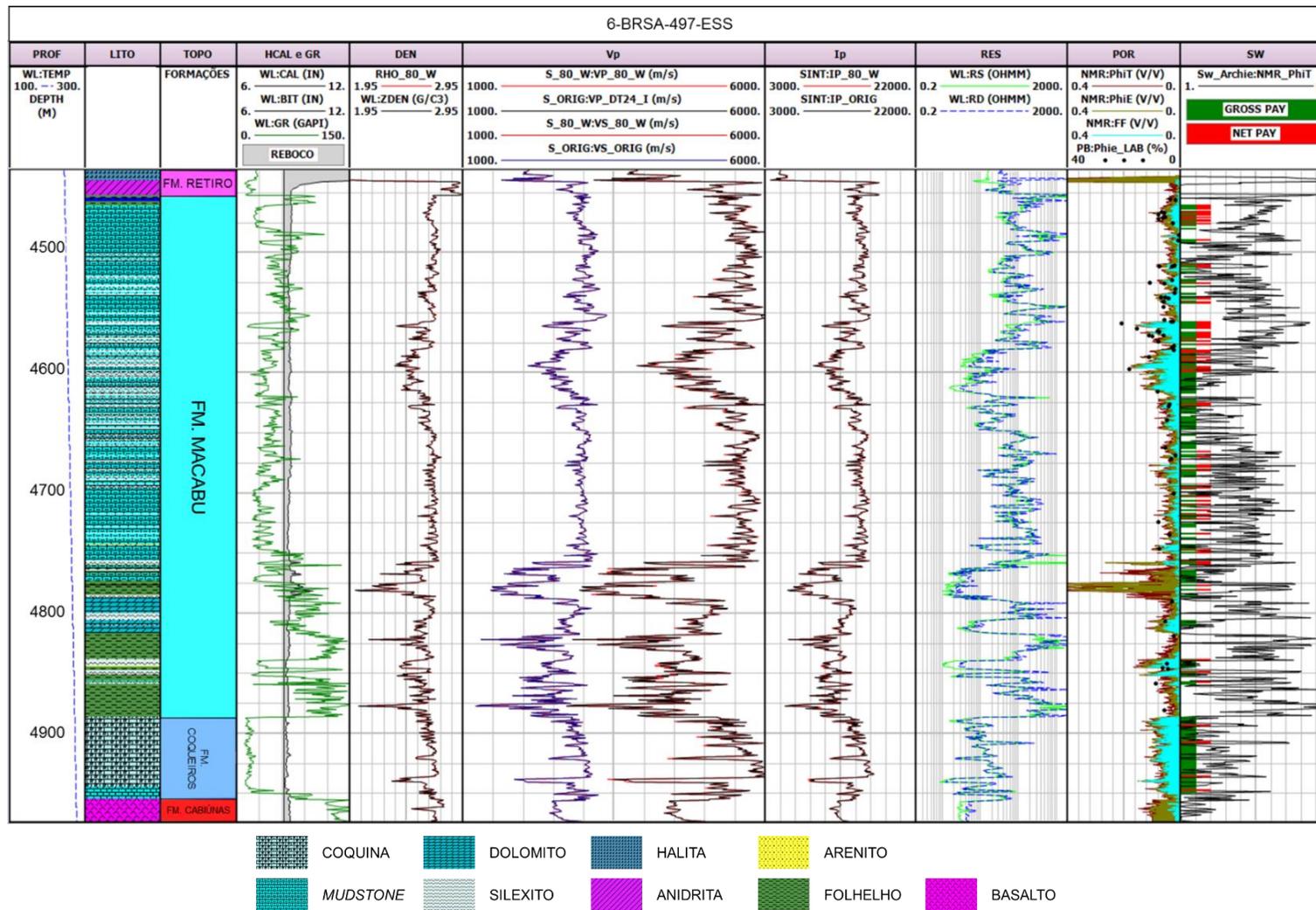


Figura 20: Resultados da substituição de fluidos. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (CAL); Raios gama (GR); Densidade original (ZDEN); Densidade com 80% de água (RHO_80_W), **Vp** original (VP_DT24_I); **Vp** com 80% de água (VP_80_W); **Vs** com original (VS_ORIG); **Vs** com 80% de água (VS_80_W); Impedância acústica original (IP_ORIG); Impedância acústica com 80% de água (IP_80_W); Resistividade profunda (RD); Resistividade rasa (RS); Porosidade total (PhiT); Porosidade efetiva (PhiE); Fuidos livres (FF); Porosidade efetiva medida em laboratório (PhiE_LAB); saturação de Água (Sw_Archie:NMR_PhiT), *gross pay* e *net pay*.

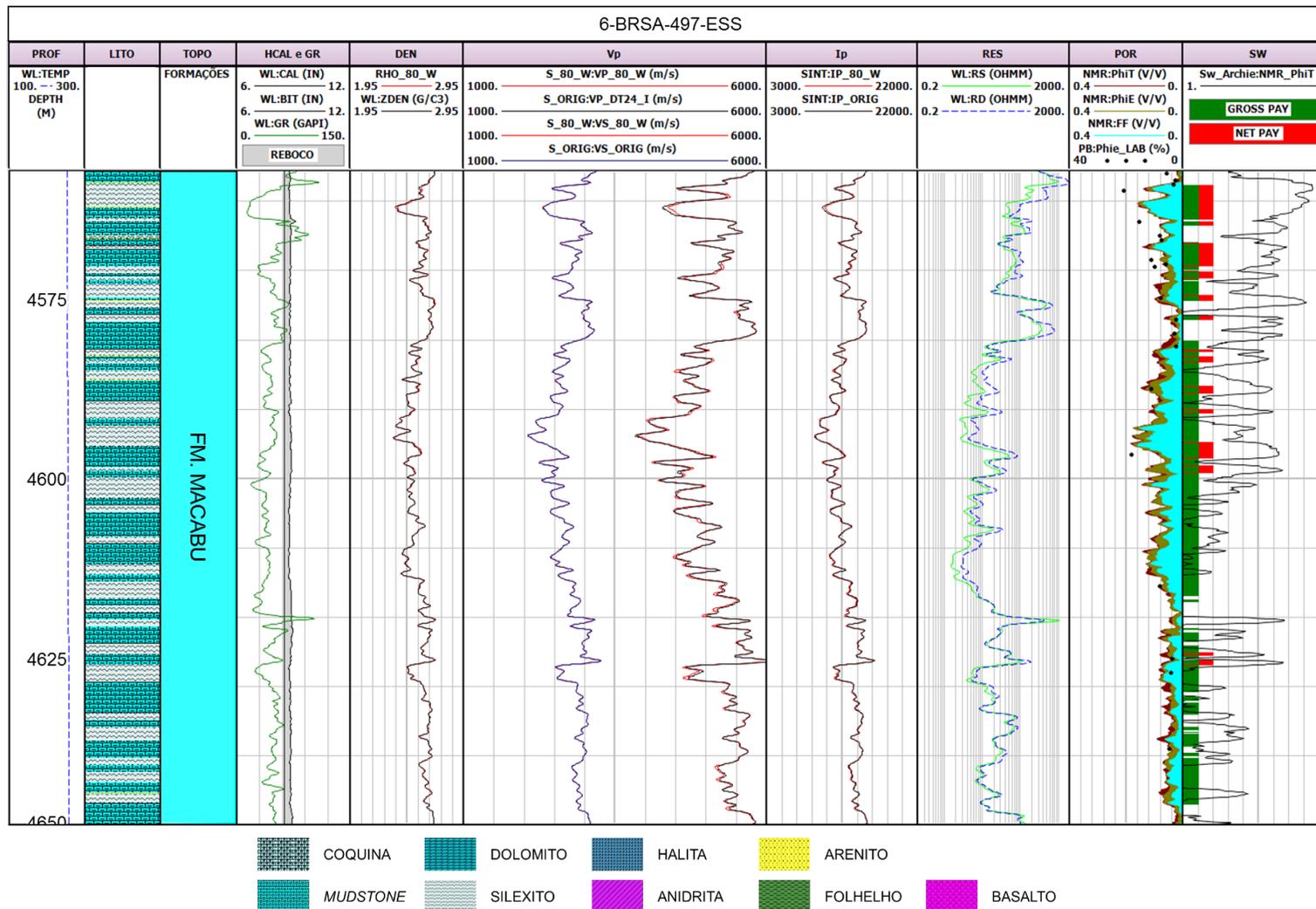


Figura 21: Resultados da substituição de fluidos. Foco no intervalo da Fm. Macabu entre as profundidades de 4555m e 4650m. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (CAL); Raios gama (GR); Densidade original (ZDEN); Densidade com 80% de água (RHO_80_W), Vp original (VP_DT24_I); Vp com 80% de água (VP_80_W); Vs com original (VS_ORIG); Vs com 80% de água (VS_80_W); Impedância acústica original (IP_ORIG); Impedância acústica com 80% de água (IP_80_W); Resistividade profunda (RD); Resistividade rasa (RS); Porosidade total (PhiT); Porosidade efetiva (PhiE); Fluidos livres (FF); Porosidade efetiva medida em laboratório (PhiE_LAB); saturação de Água (Sw_Archie:NMR_PhiT), *gross pay* e *net pay*.

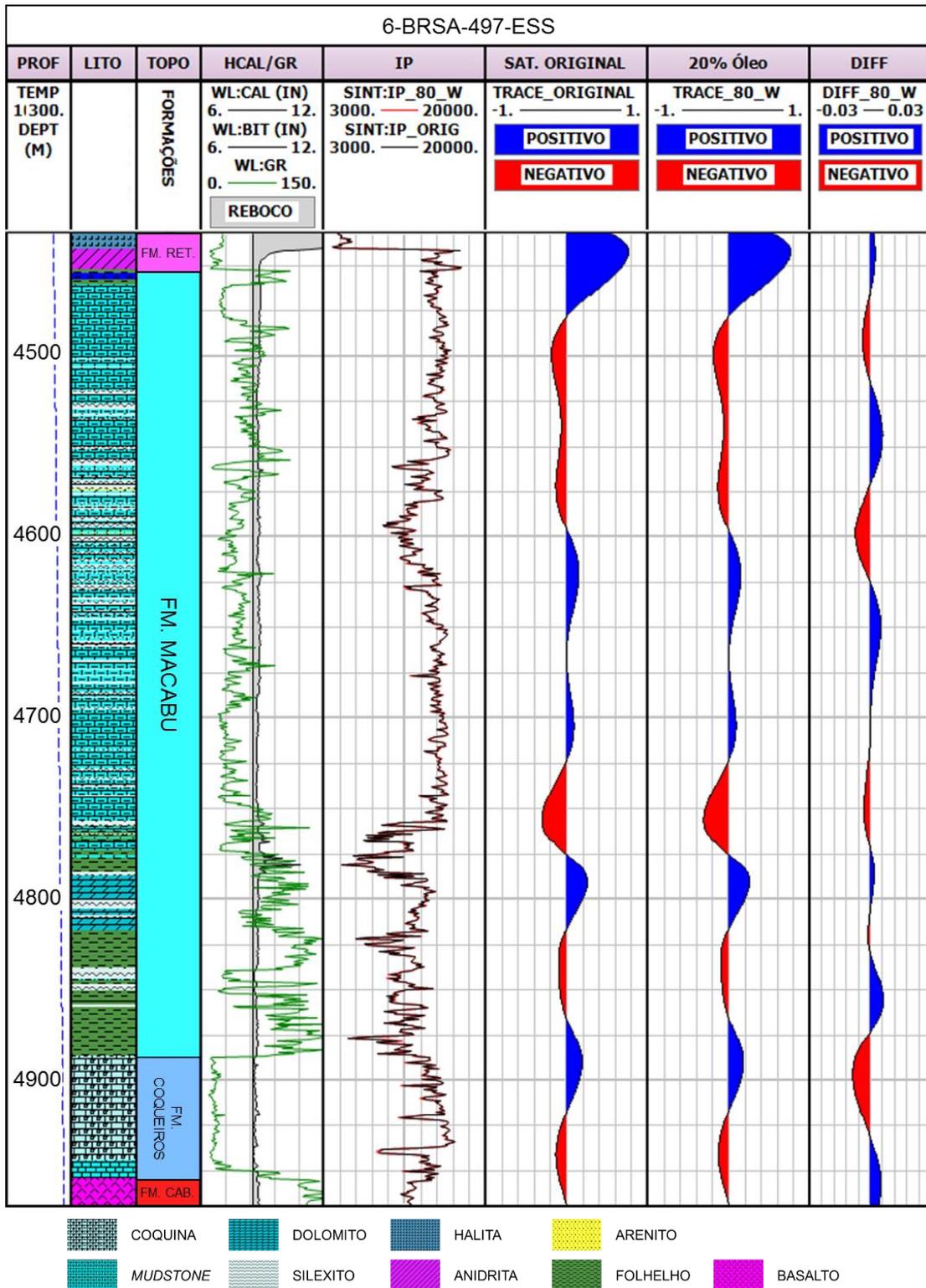


Figura 22: Traço sintético antes e depois da substituição para 80% de Água, e a diferença entre os dois. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (CAL); Gamma-Ray (GR); Impedância acústica original (IP_ORIG); impedância acústica com 80% saturado de água (IP_80_W); Traço sintético original (TRACE_ORIGINAL); Traço sintético com 80% saturado de água (TRACE_80_W); Diferença entre os traços (DIFF_80_W).

Para o cálculo das notas no “Boletim do Reservatório” foram extraídas as médias dos parâmetros, seguindo a metodologia de Lumley *et al.* (1997). A Tabela 4 mostra as notas obtidas para os carbonatos da Fm. Macabu. Dos parâmetros analisados, apenas os parâmetros de variação de saturação de óleo (S_o) e o valor da porosidade média obtiveram nota 1 e todos os outros parâmetros não pontuaram.

Ainda que a repetibilidade sísmica de um eventual projeto 4D seja muito alta, estes resultados estão muito abaixo da nota mínima de 15 pontos, para que a mudança de fluidos neste reservatório seja detectável na sísmica. Porém, os resultados da substituição de fluidos na Fm. Macabu no poço 6-BRSA-497-ESS não são suficientes para chegar a uma conclusão final quanto à sua sensibilidade: os cenários de saturação inicial e final eram muito próximos, portanto a pequena variação da saturação – apenas 12,7% – pode ter sido determinante para o insucesso desta análise.

Tabela 4: Notas obtidas pela Fm. Macabu no poço 6-BRSA-497-ESS.

Boletim do Reservatório						
Zona	Parâmetro	Antes	Depois	Variação	Nota	Total
FM. MACABU	K_{dry}	38,27	-	-	0	2
	K_{fl}	2,27	2,37	9,1%	0	
	S_o	32,74%	20%	12,7%	1	
	Porosidade	6,06%	-	-	1	
	IA	13450,52	13468,97	0,1%	0	

5.4. Substituição de fluido em um cenário hipotético nas formações Macabu e Coqueiros

Como uma tentativa para avaliar a variação das propriedades elásticas sem a influência de uma saturação inicial baixa ou pouco confiável de óleo, foi definido um cenário hipotético com saturação inicial de 80% de óleo e 20% de água, sendo substituído para um valor final de saturação de 80% de água e 20% de óleo. O mesmo fluxo descrito na seção anterior foi seguido. Desta vez a substituição também foi realizada na Fm. Coqueiros, já que a saturação modelada não é

influenciada pelo perfil de resistividade. Os resultados desse cenário são apresentados na Tabela 5 e na Figura 23.

Tabela 5: Resultados da nova substituição de fluidos nas Formações Macabu e Coqueiros. Médias das variações de Vp , Vs , densidade ρ_b e impedância acústica (IA).

		80% Óleo	80% Água	Variação
FM. MACABU	ρ_b	2,609	2,6162	0,28%
	Vp	5079,127	5127,6	0,95%
	Vs	2770,55	2767,208	-0,12%
	IA	13312,93	13471,76	1,19%
FM. COQUEIROS	ρ_b	2,6372	2,646	0,33%
	Vp	5345,045	5389,161	0,83%
	Vs	2867,554	2862,803	-0,17%
	IA	14127,9	14288,63	1,14%

Neste cenário, as variações foram significativamente maiores que no cenário original em Vp (VP_{80_O} – inicial e $VP_{80_TO_20_O}$ – final), Vs (VS_{80_O} – inicial e $VS_{80_TO_20_O}$ – final), densidade (RHO_{80_O} – inicial e $RHO_{80_TO_20_O}$ – final) e impedância acústica ($H_{IP_{80_O}}$ – inicial e $H_{IP_{80_TO_20_O}}$ – final). Novamente, o intervalo entre 4555m e 4650m da Fm. Macabu mostra maior variação, devido ser a zona mais porosa, nesta formação. As maiores variações na Fm. Coqueiros se encontram nas áreas de menor densidade, onde a velocidade também cai. As Figuras Figura 24 e Figura 25 mostram em maior detalhes, respectivamente, o intervalo entre 4555m e 4650m da Fm. Macabu e toda a Fm. Coqueiros.

Os traços sintéticos calculados para este cenário ($H_{TRACE_{80_O}}$ – inicial e $H_{TRACE_{80_TO_20_O}}$ – final) apresentaram uma diferença bem maior do que no cenário de saturação original, demonstrando uma maior resposta visual de sensibilidade sísmica. Os dois traços sísmicos (antes e após a substituição de fluido) e a diferença calculada entre estes traços (traço *time-lapse*) ($H_{DIFF_{80_TO_20_O}}$) são mostrados na Figura 26. E pode ser observado uma maior variação do traço *time-lapse*, quando comparado com o cenário original (Figura 22).

Na Tabela 6: Notas obtidas pelas Fm. Macabu e Coqueiros para o cenário hipotético de substituição de 80% de óleo para 80% de água. se encontram as notas atribuídas a cada formação, de acordo com o novo cenário. Ambas as zonas obtiveram a mesma nota final. A Fm. Macabu obteve mais 1 ponto em relação ao cenário original na variação da impedância acústica (IA) e na variação do módulo de *bulk* da mistura de fluidos (K_{fl}). A maior diferença, porém, foi na variação da saturação, que aumentou em 47,3%, atingindo a nota máxima nesse item.

Apesar de aumentar as chances com relação ao cenário original do poço 6-BRSA-497-ESS, estes resultados ainda não chegam no mínimo de 15 pontos. O diferencial entre os cenários original e hipotético foi a grande variação na saturação, o que implica que a localização do poço 6-BRSA-497-ESS não era a ideal para se realizar esta análise no cenário original ou a estimativa da saturação de água estar comprometida, como já foi abordado neste trabalho. Para chegar a conclusões mais confiáveis ao estudo de sensibilidade à substituição de fluido no pré-sal do Parque das Baleias é necessário avaliar outros poços na área.

Em resumo, mesmo no cenário hipotético de saturação inicial de óleo de 80%, para que seja possível a realização de um projeto sísmico 4D, este necessitaria de altíssima repetibilidade, havendo ainda assim a possibilidade de insucesso.

Tabela 6: Notas obtidas pelas Fm. Macabu e Coqueiros para o cenário hipotético de substituição de 80% de óleo para 80% de água.

Boletim do Reservatório (Cenário hipotético)						
Zona	Parâmetro	Inicial	Final	Variação	NOTA	TOTAL
FM. MACABU	K_{dry}	38,27	-	-	0	8
	K_{fl}	1,62	2,37	47,0%	1	
	S_o	80,00%	20%	60,0%	5	
	Porosidade	6,06%	-	-	1	
	IA	13312,93	13471,76	1,2%	1	
FM. COQUEIROS	K_{dry}	43,9754	-	-	0	8
	K_{fl}	1,62	2,37	47,0%	1	
	S_o	80,00%	20%	60,0%	5	
	Porosidade	7,85%	-	-	1	
	IA	14127,89	14288,63	1.1%	1	

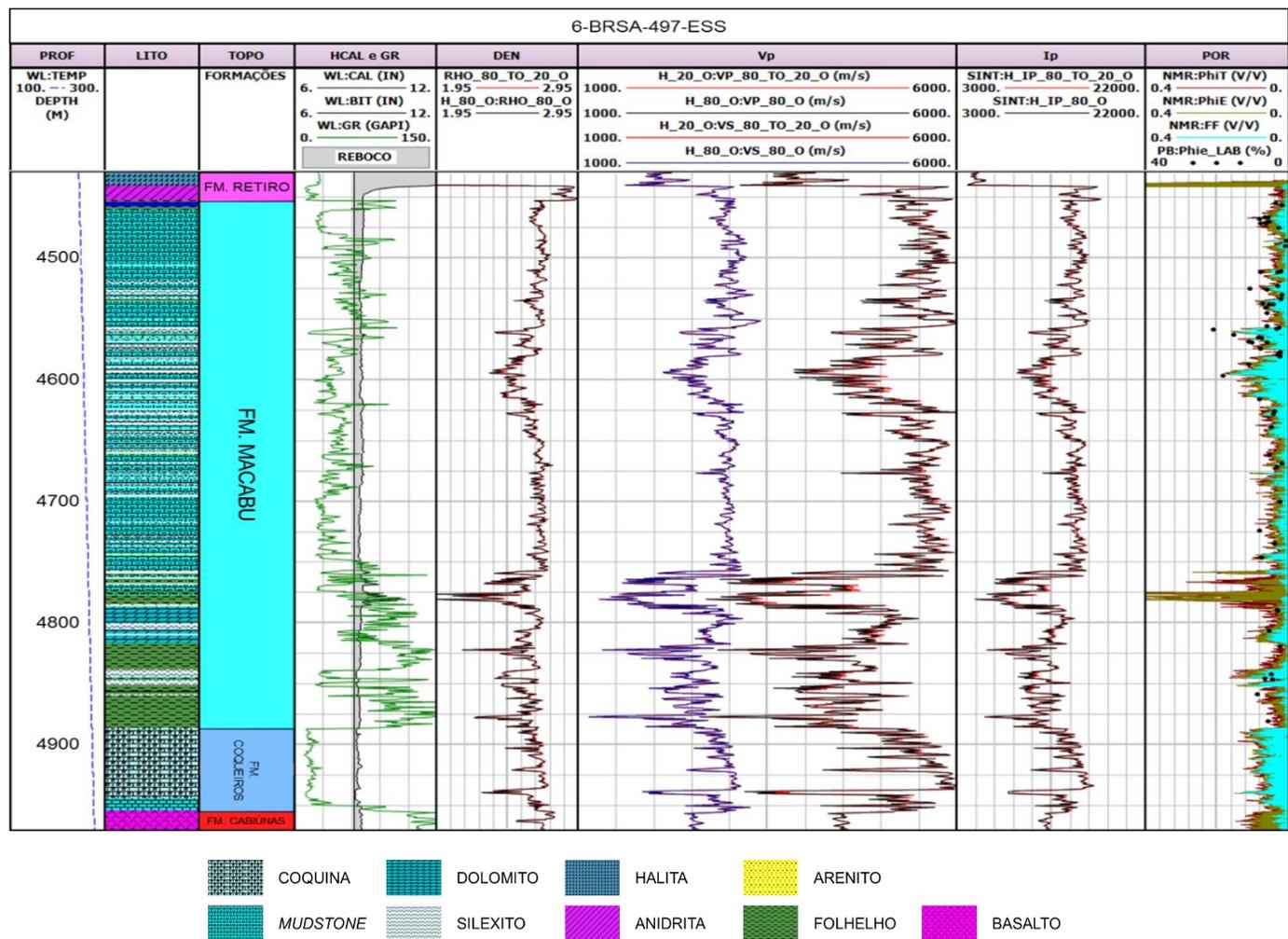


Figura 23: Resultados da substituição de fluidos no cenário hipotético de 80% de óleo para 20% de óleo (80% de Água). Da esquerda para a direita os perfis são: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (CAL); Gamma-Ray (GR); Densidade com 80% óleo (H_RHO_80_O); Densidade com 80% de água (H_RHO_80_TO_20_O), V_p com 80% óleo (H_VP_80_O); V_p com 80% de água (H_VP_80_TO_20_O); V_s com 80% óleo (H_VS_80_O); V_s com 80% de água (H_VS_80_TO_20_O); Impedância acústica com 80% óleo (H_IP_80_O); Impedância acústica com 80% de água (H_IP_80_TO_20_O); Resistividade profunda (RD) e resistividade rasa (RS); Porosidade total (PhiT), porosidade efetiva (PhiE), fuidos livres (FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PhiE_LAB).

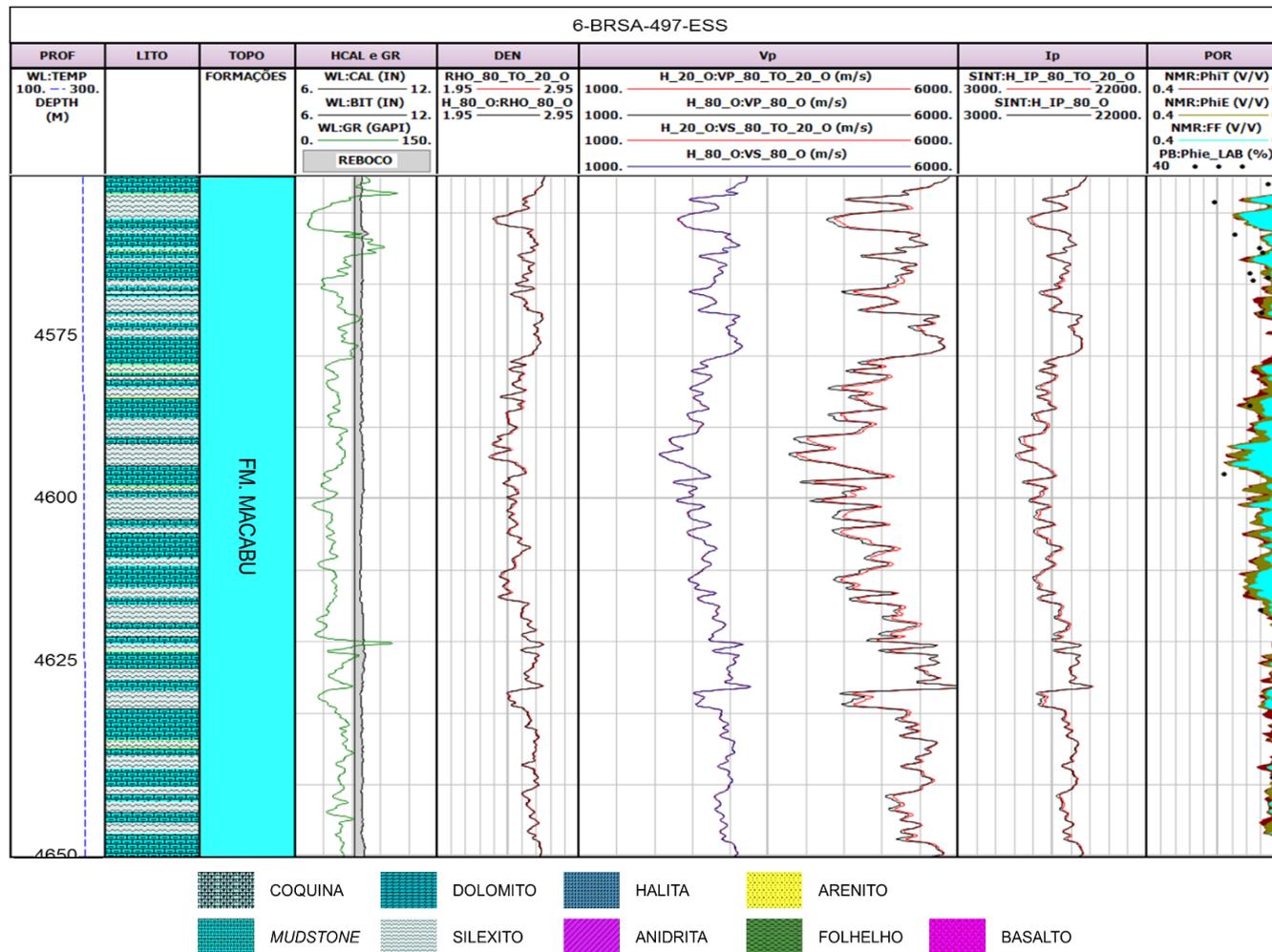


Figura 24: Resultados da Substituição de Fluidos no cenário hipotético de 80% de Óleo para 20% de Óleo (80% de Água). Foco no intervalo da Fm. Macabu entre as profundidades de 4555m e 4650m. Da esquerda para a direita os perfis são: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (CAL); Gamma-Ray (GR); Densidade com 80% óleo (H_RHO_80_O); Densidade com 80% de água (H_RHO_80_TO_20_O), V_p com 80% óleo (H_VP_80_O); V_p com 80% de água (H_VP_80_TO_20_O); V_s com 80% óleo (H_VS_80_O); V_s com 80% de água (H_VS_80_TO_20_O); Impedância acústica com 80% óleo (H_IP_80_O); Impedância acústica com 80% de água (H_IP_80_TO_20_O); Resistividade profunda (RD) e resistividade rasa (RS); Porosidade total (PhiT), porosidade efetiva (PhiE), fluidos livres (FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PhiE_LAB).

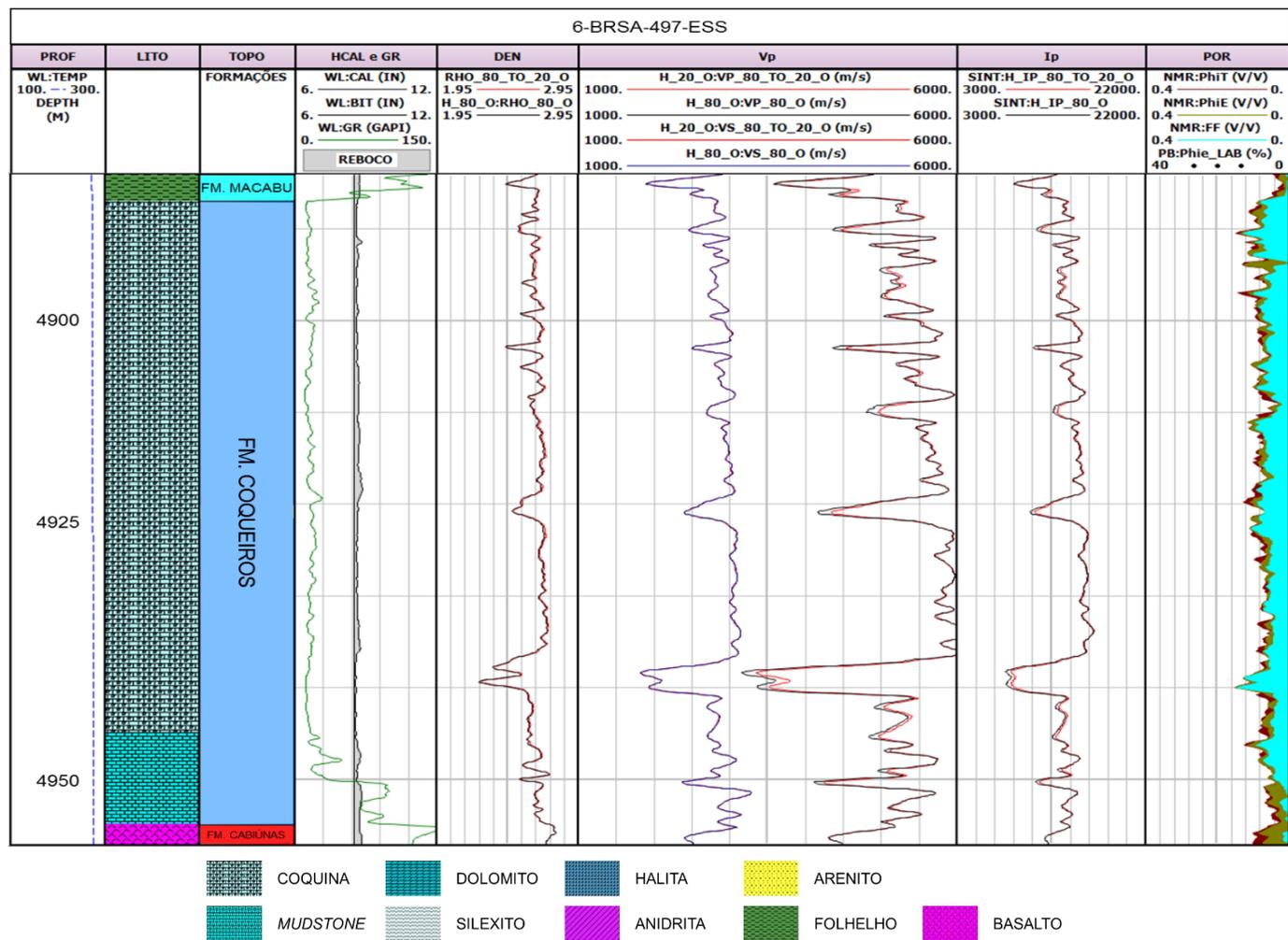


Figura 25: Resultados da Substituição de Fluidos no cenário hipotético de 80% de Óleo para 20% de Óleo (80% de Água). Foco no intervalo da Fm. Coqueiros. Da esquerda para a direita os perfis são: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (CAL); Gamma-Ray (GR); Densidade com 80% óleo (H_RHO_80_O); Densidade com 80% de água (H_RHO_80_TO_20_O), V_p com 80% óleo (H_VP_80_O); V_p com 80% de água (H_VP_80_TO_20_O); V_s com 80% óleo (H_VS_80_O); V_s com 80% de água (H_VS_80_TO_20_O); Impedância acústica com 80% óleo (H_IP_80_O); Impedância acústica com 80% de água (H_IP_80_TO_20_O); Resistividade profunda (RD) e resistividade rasa (RS); Porosidade total (PhiT), porosidade efetiva (PhiE), fuidos livres (FF) e porosidade efetiva medida em laboratório (PhiE_LAB).

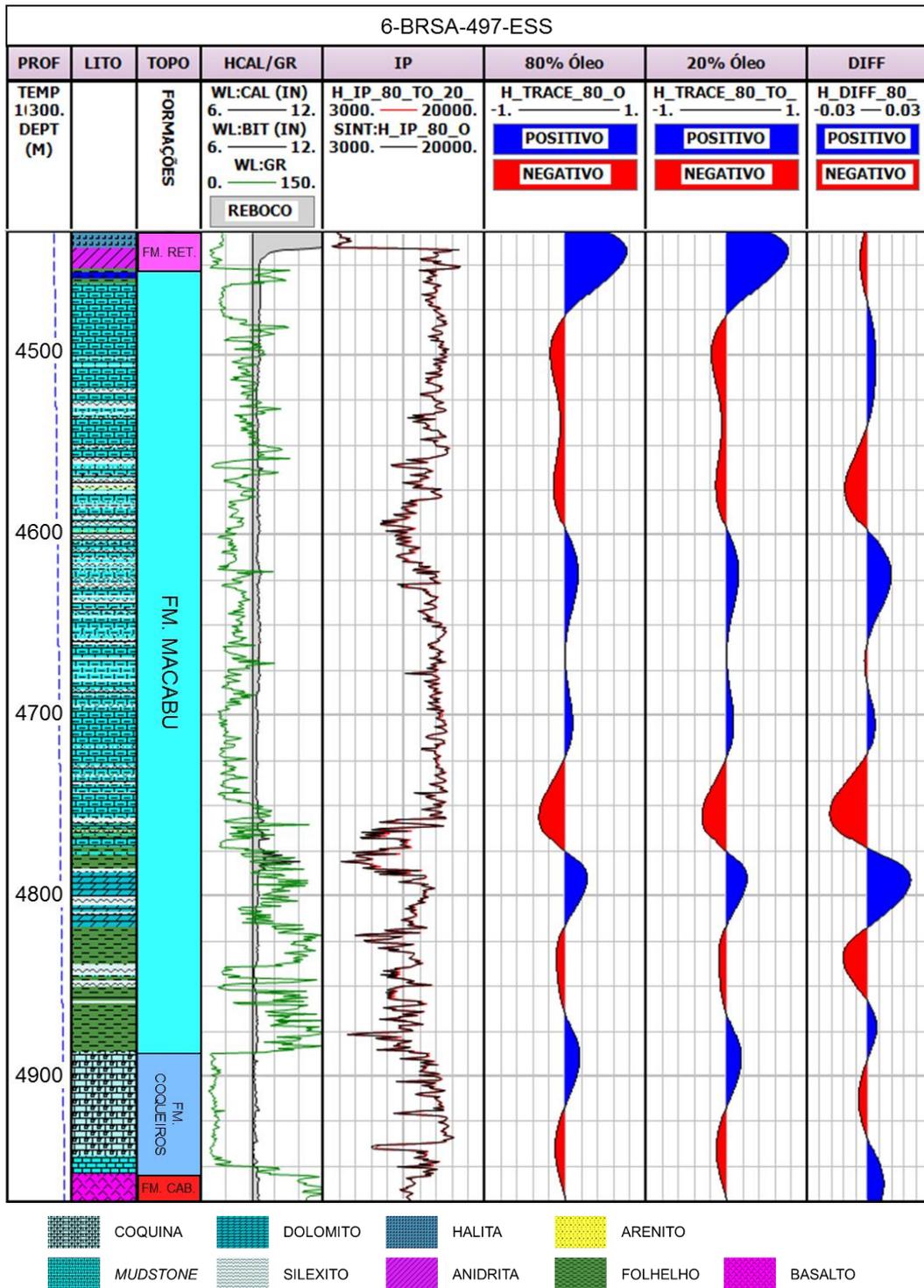


Figura 26: Traço sintético antes e depois da substituição para 80% de Água, e a diferença entre os dois. Da esquerda para a direita: profundidade; Perfil litológico; Formações; Caliper (CAL); Gamma-Ray (GR); Impedância acústica com 80% saturado de óleo (H_IP_80_O); Impedância acústica com 80% saturado de água (H_IP_80_TO_20_O); Traço sintético com 80% saturado de óleo (H_TRACE_80_O); Traço sintético com 80% saturado de água (H_TRACE_80_TO_20_O); Diferença entre os traços (H_DIFF_80_TO_20_O).

6. CONCLUSÃO

Este trabalho mostrou alguns dos obstáculos para o sucesso da análise de substituição de fluidos em carbonatos do pré-sal do Brasil, que é comprometido tanto em função das altas propriedades elásticas dos carbonatos, quanto das grandes profundidades de investigação do mesmo. Também apresentou os avanços recentes na análise de sensibilidade dos carbonatos à substituição de fluido e nas tecnologias de repetibilidade sísmica no Brasil. É difícil afirmar, somente com este estudo, se um projeto de sísmica 4D é viável para os reservatórios do pré-sal no Campo de Cachalote, pertencente ao Parque das Baleias, onde se localiza o poço 6-BRSA-497-ESS.

A análise das amostras laterais foi de suma importância para a avaliação dos perfis do poço 6-BRSA-497-ESS e para o entendimento da sua reclassificação como “Indefinido”. A presença dos minerais pirita e dolomita influenciaram a confiabilidade dos perfis de resistividade e densidade na zona da Fm. Coqueiros, comprometendo o cálculo da saturação. Assim, não foi possível avaliar inicialmente a substituição de fluidos nesta formação. A substituição de fluidos na Fm. Macabu obteve nota 2 no “Boletim do Reservatório”, não se traduzindo em sensibilidade suficiente para que um futuro projeto de sísmica 4D fosse considerado viável para este reservatório. A pequena variação na saturação – apenas 12,7% – foi um fator importante para este resultado. Porém, os altos valores dos parâmetros elásticos, mostrando se tratar de uma rocha de alta incompressibilidade, também foram fatores decisivos para chegar a esta conclusão.

Com a finalidade de se estudar a resposta sísmica das propriedades elásticas do reservatório, sem a influência de uma baixa saturação inicial de óleo (no caso da Fm. Macabu) ou pouco confiável (no caso da Fm. Coqueiros), foi avaliado um cenário com uma saturação inicial constante de 80% de óleo. Desta vez, considerando também a Fm. Coqueiros, a análise obteve maior sucesso, atingindo uma nota 8 para ambos os reservatórios. Ainda assim, esta nota é considerada baixa, sendo necessária uma repetibilidade sísmica altíssima para que houvesse chances significativas de sucesso de um projeto 4D.

Os reservatórios carbonáticos tem por natureza um alto modelo de *bulk* da rocha seca (K_{dry}), o que dificulta a resposta das propriedades sísmicas à substituição de fluidos. Contudo, mesmo considerando os baixos valores médios

de porosidade nos reservatórios aqui estudados, não se elimina a possibilidade de a análise de sensibilidade à substituição de fluidos ser bem-sucedida em outras localidades do campo estudado, onde se possa encontrar carbonatos com maior porosidade e melhores saturações de óleo. Da mesma forma, estudos citados anteriormente neste trabalho mostram exemplos de estudos bem-sucedidos de sísmica 4D e análise de sensibilidade à substituição de fluidos em reservatórios de carbonatos microbiais do Albiano no Brasil.

Em adição, investimentos recentes em tecnologia voltada para a melhoria da repetibilidade sísmica no Brasil podem contribuir para o avanço da utilização da sísmica 4D em carbonatos. Os Sistemas Permanentes recentemente instalados em Jubarte e Lula, por exemplo, podem garantir excelente repetibilidade sísmica, aumentando muito as chances de sucesso de um projeto 4D, de forma que, em um futuro próximo, as dificuldades de se realizar este estudo em carbonatos possam ser contornadas.

Apesar de relevantes, informações sobre o sucesso dos projetos recentes de sísmica 4D no Brasil ainda são escassas e difíceis de se encontrar publicamente. O sigilo demandado pelas empresas, diretamente ligado às suas estratégias de mercado, soma-se ao fato de a tecnologia 4D ainda ser recente no Brasil e dificulta o acesso a essas informações. Os resultados obtidos aqui somam aos poucos estudos disponíveis publicamente no Brasil.

7. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP (Brasil). *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Rio de Janeiro: Superintendência de Desenvolvimento da Produção, set. 2018.

AGÊNCIA PETROBRAS. *Bacia de Campos, uma bacia de Futuro*. mai. 2018. Disponível em: <http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980219>.

Acesso em: 22 jun. 2018.

ARCHIE, G. E. *The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics*, Petroleum Transactions of AIME, 146, p. 54–67, 1942.

AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. *Quantitative Seismic Interpretation*. Cambridge University Press, cap. 1. 2005.

BARBASSA, A. G. *Descoberta de grandes volumes de óleo leve no pré-sal do Espírito Santo*. Petrobras: Fatos Relevantes. Rio de Janeiro, nov. 2008.

BEASLEY, C.J.; CHAMBERS, R.E.; WORKMAN, R.L.; CRAFT, K.L.; MEISTER, L. J. Repeatability of 3-D ocean-bottom cable seismic surveys. *The Leading Edge*, 16, p. 1281–1285, 1997.

BIOT, M. A. Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid. I. Low-Frequency Range. *The Journal of Acoustical Society of America*, v. 28, 2, p. 168-178, 1956.

BLANGY, J.P.; GESTEL, J.P. Introduction to This Special Section: Business Impact of 4D Seismic. *The Leading Edge*, Tulsa, Special Section: Business impact of 4D seismic. p. 384-385, 2017.

BOSCO, F. Sísmica em outra dimensão: Sísmica 4D Permanente aumenta perspectiva de produção em Jubarte. Projeto piloto no campo de Lula será referência em reservatórios carbonáticos. *Revista Petro & Química*, 361, p. 50-51, 2015.

BRUHN, C. H. L.; GOMES, J. A. T.; LUCCHESI JR., C. D.; JOHANN, P. R. S. *Campos Basin: Reservoir Characterization and Management – Historical Overview and Future Challenges*. In: OTC 15220 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 2003.

CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L.; EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, 50, p. 571–581, 1985.

CHANG, H. K.; MIO, E.; CORRÊA, F. S.; CASTRO, J.C.; TINEN, J. S.; ASSINE, M. L. *Interpretação e Mapeamento dos Sistemas Petrolíferos da Bacia de Campos*. Tomo I. São Paulo: ANP/LEBAC/UNESP, 2006.

GASSMANN, F. *Elastic waves through a packing of spheres*. *Geophysics* 16 (4), p. 673–685, 1951.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P & LUCCHESI, C. F. *Petroleum Geology of the Campos Basin, a Model for a Producing Atlantic Type Basin*. 1989. In: EDWARDS, J.D.; SANTOGROSSI, P. A. (Eds.). *Divergent/Passive Margin Basins*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, p. 3-79. (AAPG Memoir 48).

GRISCENCO, P.C. *Inversão de Atributos Sísmicos para Caracterização e Monitoramento de Reservatórios*. Cap. 2. 2015. Tese (Doutorado em Geofísica Aplicada), Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

GROCHAU, M.H.; BENAC, P.M.; ALVIM, L.M.; SANSONOWSKI, R.C.; PIRES, P.R.M.; VILLAUDY, F. Brazilian Carbonate Reservoir: A Successful Seismic Time-Lapse Monitoring Study. *The Leading Edge*, Tulsa, Special Section: 4D. p. 164-170, 2014.

JACK, I. 4D seismic: Past, present, and future. *The Leading Edge*, Tulsa, Special Section: Business impact of 4D seismic. p. 386-392, 2017.

JACK, I.; BARKVED, O. I.; KOMMEDAL, J. H. *The life of field seismic system at Valhall, Norwegian North Sea*. In: Methods and applications in reservoir geophysics. Ed. D. H. Johnston. SEG, 2010.

JOHANN, P.; SANSONOWSKI, R.; OLIVEIRA, R.; BAMPI, D. 4D Seismic in a Heavy-oil, Turbidite Reservoir Offshore Brazil. *The Leading Edge*, Tulsa, Special Section: Latin America, p. 718-729, 2009.

LUMLEY, D.E.; BEHRENS, R.A.; WANG, Z. Assessing the technical risk of a 4-D seismic project. *The Leading Edge*, Tulsa, V.16 (9), Sep. 1997.

MOHRIAK, W. *Bacia de Santos, Campos e Espírito Santo*. Geologia do Brasil (pp. 481-496). 2012.

MORAIS, J. M. *Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. (p. 234). 2013.

NEPOMUCENO, F. *Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro. set. 2008.

PETROBRAS. *Tecnologia: Campo de Lula, no pré-sal, terá levantamento em Sísmica 4D*. Fatos e Dados. 04 Nov. 2014. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/tecnologia-campo-de-lula-no-pre-sal-tera-levantamento-em-sismica-4d.htm>>. Acessado em 07/12/2018.

PETROBRAS. Comunicação: Bacia de Santos. 2017. Disponível em: <<https://www.comunicabaciadesantos.com.br/empreendimento/pesquisa-sismica-maritima.html>> Acessado em 07/12/2018.

PORTELLA, Y. *Sumário Geológico e Setores em Oferta da Bacia de Campos, 15ª Rodada de Concessões*. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP), Superintendência de Definição de Blocos, 2017.

RANGEL, H.D.; MARTINS, C. C. *Cenário Geológico nas Bacias Sedimentares no Brasil: Principais Compartimentos Exploratórios, Bacia de Campos*. In: SCHLUMBERGER, Searching for Oil and Gas in the Land of Giants, cap. 2, *The Search*, Rio de Janeiro, Publicação Especial. p. 32-40, 1998.

SANSONOWSKI, R.C.; OLIVEIRA, R.M.; RIBEIRO JUNIOR, N.M.S.; BAMPI, D.; CARAMRÃO JUNIOR, L.F. 4D *Seismic Interpretation in the Marlim Field, Campos Basin, Offshore Brazil*. In: SEG Annual Meeting, San Antonio, p. 2872, 2877. 2007.

SIMM, R.; BACON, M. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. 1st ed. New York: Cambridge University Press, Cap. 10. 2014.

VASQUEZ, G.; JUSTÉN J.; BACELAR C.; NUNES C. *Live and let Gassmann work*. 10th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2007.

WANG, Z. Feasibility of Time-Lapse Reservoir Monitoring: The Physical Basis. *The Leading Edge*. Tulsa, V.16 (9), p. 1327-1329, Sep. 1997.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J., FRANÇA, A. B. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15 (2): 511-529. 2007.

8. ANEXO A

Neste anexo se encontram as descrições das amostras laterais do poço 6-BRSA-497-ESS, apenas na seção do pré-sal. As **Figura 27**, **Figura 28**, **Figura 29** e **Figura 30** são recortes das informações presentes perfil composto, no intervalo do pré-sal.

AMOSTRA LATERAL:					
NÚMERO	PROF.	COTA	RECUPERAÇÃO	LITDLOGIA	DESCRIÇÃO
20	4944.0	-4925.0	TOTAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, LOC PIR, CMP.
21	4939.8	-4920.8	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, LOC PIR, CMP.
22	4939.0	-4920.0	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, LOC PIR, FRATURADO, CMP.
23	4932.0	-4913.0	TOTAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, LOC PIR, CMP.
24	4922.0	-4903.0	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, LOC PIR, C/ MUI VUGS, CMP.
25	4912.0	-4893.0	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, LOC PIR, C/ VUGS, CMP.
26	4909.5	-4890.5	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, LOC PIR, C/ VUGS, CMP.
27	4904.5	-4885.5	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, CAO, DLO, LOC PIR, MUI VUGS, FRATURADO, CMP.
28	4894.0	-4875.0	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, MUI FOS, CMP.
29	4891.0	-4872.0	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, MUI VUGS, MUI FOS, CMP.
30	4889.0	-4870.0	PARCIAL	COQUINA	COO CRM CLR, DLO, MUI FOS, FRATURADO, CMP.
31	4886.5	-4867.5	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, CAR, SDR.
32	4883.0	-4864.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, CAR, SDR.
33	4881.0	-4862.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, CAR, SDR.
34	4878.0	-4859.0	TOTAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, CAR, SDR.
35	4877.0	-4858.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, CAR, SDR.
36	4876.0	-4857.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, CAR, SDR.
37	4875.0	-4856.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, CAR, C/ VEIOS CAL, SDR.
38	4873.0	-4854.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, CBN CAR, SDR.
39	4871.0	-4852.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, PIR CBN CAR, SDR.
40	4864.0	-4845.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, PIR CBN CAR, SDR.
41	4863.0	-4844.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC, PIR CBN CAR, SDR.

Figura 27: Amostras laterais extraídas do perfil composto do poço 6-BRSA-497-ESS. Parte 1.

AMOSTRA LATERAL:					
NÚMERO	PROF.	COTA	RECUPERAÇÃO	LITOLOGIA	DESCRIÇÃO
01	4860.5	-4841.5	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC. SDR. LEV CBN. C/ NODULOS DE SILEX (EM SUBSTITUICAO A 4861m. VIDE ROP).
02	4860.0	-4841.0	TOTAL	SILEXITO	SLX BRO/CTN CLR DRO C/ NODULOS CBN.
03	4858.5	-4839.5	PARCIAL	DOLOMITO	DOL CNZ ESC. DRO PORAP R C/ FL EP (50%) AML CLR CT IM RD/AU. C/ VEIOS DE SLX.
04	4857.8	-4838.8	TOTAL	SILEXITO	SLX CNZ ESC. DRO.
05	4857.0	-4838.0	PARCIAL	DOLOMITO	DOL CNZ ESC. DRO. TB SLX.
06	4854.5	-4835.5	TOTAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC. DRO. C/ NIVEIS MILIMETRICOS PIRITOSOS LEV CBN.
07	4851.5	-4832.5	PARCIAL	SILEXITO	SLX CTN CLR DRO C/ NODULOS ESFER.
08	4850.0	-4831.0	TOTAL	SILEXITO	SLX CRM ESC/CLR. DRO. COM NODULOS CBN ESFER.
09	4849.5	-4830.5	PARCIAL	SILEXITO	SLX CRM ESC/CLR. DRO. COM NODULOS CBN ESFER.
10	4846.5	-4827.5	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC. DRO. MUI CBN.
11	4846.0	-4827.0	TOTAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC. DRO. MUI CBN.
12	4845.5	-4826.5	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ESC. DOL DRO. PORAP R C/ FL EP (50%) AML CLR CT IM RD/AU.
13	4844.0	-4825.0	TOTAL	SILEXITO	SLX CRM ESC/CLR DRO.
14	4843.0	-4824.0	PARCIAL	SILEXITO	SLX CTN DRO C/ NODULOS ESFER.
15	4842.0	-4823.0	TOTAL	SILEXITO	SLX CTN DRO C/ NODULOS ESFER.
16	4841.0	-4822.0	TOTAL	SILEXITO	SLX CTN DRO C/ NODULOS ESFER.
17	4840.0	-4821.0	PARCIAL	SILEXITO	SLX CTN DRO C/ NODULOS ESFER.
18	4839.0	-4820.0	PARCIAL	SILEXITO	SLX CTN DRO C/ NODULOS ESFER.
19	4837.5	-4818.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ESC. PCO DOL. PORAP R SDR C/ RAR NODULOS ESFER. C/ FL EP (40%). AML CLR CT IM RD/AU. EXUDA OL CTN ESC.
20	4833.0	-4814.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ESC. DOL PORAP R SDR C/ FL EP (50%) AML CLR CT IM RD/AU.

Figura 28: Amostras laterais extraídas do perfil composto do poço 6-BRSA-497-ESS. Parte 2.

AMOSTRA LATERAL:					
NÚMERO	PRDF.	COTA	RECUPERAÇÃO	LITDLOGIA	DESCRIÇÃO
01	4830.0	-4811.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC SDR. LEV CBN.
02	4826.0	-4807.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC SDR. LEV CBN.
03	4822.5	-4803.5	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC SDR. LEV CBN.
04	4819.0	-4800.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC SDR. LEV CBN.
05	4817.0	-4798.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ESC DOL PORAP R DRO. C/ FL EP (50%) AML CLR CT MD RD/AU. RAR NODULOS ESFER.
06	4812.5	-4793.5	PARCIAL	DOLOMITO	DOL CNZ CLR. SDR. SLX CTN DRO C/ NODULOS ESFER.
07	4809.0	-4790.0	PARCIAL	DOLOMITO	DOL CNZ ESC. PIR DRO.
01	4806.5	-4787.5	TOTAL	CALCILUTITO	CLU BRO/CNZ CLR. DRO. ENVOLVIDOS C/ CMT CBN DOL. POR VUG. EXUD OL CTN ESC. CT IM RD. CLASTOS DE SLX.
02	4799.0	-4780.0	PARCIAL	DOLOMITO	DOL CNZ ESC. DRO. C/ LAMINACOES MILIMETRICAS.
03	4792.0	-4773.0	TOTAL	DOLOMITO	DOL CNZ ESC. DRO.
04	4790.0	-4771.0	TOTAL	DOLOMITO	DOL CNZ ESC. DRO. C/ LAMINACOES MILIMETRICAS.
05	4784.5	-4765.5	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC. SDR. LEV CBN.
06	4779.0	-4760.0	PARCIAL	FOLHELHO	FLH CNZ ESC. SDR. LEV CBN.
07	4775.0	-4756.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ESC/CTN CLR SDR DOL C/ ESFERULITOS. VESTIGIOS DE OL CTN ESC NA FRATURA..
08	4755.0	-4736.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ESC. SDR. C/ LAMINACOES MILIMETRICAS.
09	4751.0	-4732.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ACT. SDR. C/ LAMINACOES MICROBIAIS MILIMETRICAS .
10	4746.0	-4727.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CTN CLR. SDR. C/ NODULOS ESFERULITICOS E VUGS EXUDANDO OL CTN ESC. NAO OBS FL, CT IM RD.
11	4744.0	-4725.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR. SDR. C/ VUGS E CLASTOS DE SILEX BRO. SDR.
12	4735.0	-4716.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CTN CLR. SDR. C/ NODULOS ESFERULITICOS.
13	4724.0	-4705.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR. SDR. C/ LAMINACOES MICROBIAIS MILIMETRICAS E NODULOS ESFERULITICOS.
14	4720.0	-4701.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CRM AML. SDR. REC. C/ NODULOS ESFERULITICOS.
15	4700.0	-4681.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR. SDR. C/ NODULOS ESFERULITICOS.
16	4689.0	-4670.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR. SDR. DOL. C/ NODULOS ESFERULITICOS.
17	4679.0	-4660.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR. SDR. C/ NODULOS ESFERULITICOS.
18	4671.5	-4652.5	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR. SDR. C/ NODULOS ESFERULITICOS.

Figura 29: Amostras laterais extraídas do perfil composto do poço 6-BRSA-497-ESS. Parte 3.

AMOSTRA LATERAL:					
NÚMERO	PROF.	COTA	RECUPERAÇÃO	LITOLOGIA	DESCRIÇÃO
19	4669.0	-4650.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR, SDR, C/ NODULOS ESFERULITICOS.
20	4662.0	-4643.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR, SDR, C/ LAMINACOES MICROBIAIS, NODULOS ESFERULITICOS E VUGS EXUDANDO OL CTN ESC, NAO OBS FL, CT IM RD.
21	4641.0	-4622.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR, SDR, REC, C/ NODULOS ESFERULITICOS.
22	4639.0	-4620.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR, SDR, C/ NODULOS DE SILEX BRO, DRO.
23	4637.5	-4618.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ CLR, SDR, REC, DOL, C/ NODULOS DE SILEX BRO, DRO.
24	4629.0	-4610.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CRM CLR, SDR, INTERCALADO C/ SILEX DRO CNZ ESC, DRO.
25	4628.5	-4609.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CRM CLR, SDR, C/ ALG NODULOS SLX BRO, DRO.
01	4628.0	-4609.0	PARCIAL	SILEXITO	SLX CRM ESC, DRO, C/ VEIOS QTZ E NODULOS CBN.
02	4627.5	-4608.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CRM CLR, SDR, INTERCALACO C/ SILEX CNZ ESC DRO.
03	4626.0	-4607.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ESC, DRO.
04	4620.8	-4601.8	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CNZ ESC, PCO DOL, DRO C/ NODULOS ESFERULITICOS E ESTRIAS DE FALHA.
05	4619.5	-4600.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CRM CLR, SDR.
06	4615.5	-4596.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CRM ACT, SDR C/ MUI NODULOS ESFERULITICOS E DRUSAS DE QTZ..
07	4614.0	-4595.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU BRO/CNZ ACT, DRO, C/ MUI NODULOS ESFERULITICOS E VUGS, PORAP R, FRATURADO, TB QTZ MICRO CRISTALINO.
08	4613.5	-4594.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CRM CLR, DRO, SILEXIFICADO.
09	4613.0	-4594.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU BRO C/ MCH CTN, SDR, SILEXIFICADO, C/ NODULOS ESFERULITICOS E VUGS.
10	4612.5	-4593.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CRM CLR, SDR, SILEXIFICADO, C/ NODULOS ESFERULITICOS, FRATURADO, ALG VUGS E NODULOS ESFERULITICOS.
11	4612.0	-4593.0	TOTAL	CALCILUTITO	CLU CRM CLR, SDR, SILEXIFICADO, C/ NODULOS ESFERULITICOS, FRATURADO, ALG VUGS E NODULOS ESFERULITICOS.
12	4611.5	-4592.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU CRM CLR, PORAP R, SDR, SILEXIFICADO, C/ NODULOS ESFERULITICOS, FRATURADO, ALG VUGS E NODULOS ESFERULITICOS, C/ FL EP (30%) AML CLR CT IM AU.
13	4611.0	-4592.0	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU BRO/CTN CLR, PORAP R, SDR, SILEXIFICADO, FRATURADO, C/ VUGS E FL EP (40%) AML CLR CT IM AU.
14	4610.5	-4591.5	PARCIAL	CALCILUTITO	CLU BRO/CTN CLR, PORAP R, SDR, SILEXIFICADO, FRATURADO, C/ VUGS E FL EP (40%) AML CLR CT R AU.

Figura 30: Amostras laterais extraídas do perfil composto do poço 6-BRSA-497-ESS. Parte 4.