



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

RAMIR PIMENTEL

**CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL-SÍSMICA E
AVALIAÇÃO DE RESERVATÓRIOS NA ÁREA DO
PARQUE DOS GAVIÕES, BACIA DO PARNAÍBA**

NITERÓI - RJ

2020

RAMIR PIMENTEL

CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL-SÍSMICA E AVALIAÇÃO
DE RESERVATÓRIOS NA ÁREA DO PARQUE DOS GAVIÕES,
BACIA DO PARNAÍBA

Dissertação apresentada à
Universidade Federal Fluminense
como requisito parcial do Programa
de Pós-Graduação em Dinâmica dos
Oceanos e da Terra para a obtenção
do título de Mestre na área de
Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

NITERÓI - RJ

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

P644c Pimentel, Ramir
Correlação Rocha-Perfil-Sísmica e Avaliação de Reservatórios na Área do Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba / Ramir Pimentel ; Antonio Fernando Menezes Freire, orientador. Niterói, 2020.
183 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2020.m.03006221630>

1. Modelagem geológica. 2. Caracterização de reservatório. 3. Interpretação sísmica. 4. Bacia do Parnaíba. 5. Produção intelectual. I. Freire, Antonio Fernando Menezes, orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Sandra Lopes Coelho - CRB7/3389

**CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL-SÍSMICA E AVALIAÇÃO
DE RESERVATÓRIOS NA ÁREA DO PARQUE DOS
GAVIÕES, BACIA DO PARNAÍBA**

RAMIR PIMENTEL

Dissertação apresentada à Universidade Federal Fluminense como requisito parcial do Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra para a obtenção do título de Mestre na área de Geologia e Geofísica.

Aprovada em 2 de outubro de 2020.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (Orientador)
Departamento de Geologia e Geofísica – UFF

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci
Departamento de Geologia e Geofísica – UFF

Prof. Dr. João Marinho Morais Neto
Petrobras

Prof. Dr. Nilo Chagas de Azambuja Filho
Consultor Independente

“A profissão de geólogo de exploração de recursos minerais é absolutamente incompatível com o sistema de acabar um curso universitário e nunca mais abrir um livro”

Carlos Walter Marinho Campos, geólogo, ex-diretor da Petrobras

AGRADECIMENTOS

À PETROBRAS, representada por meu gerente Pedro Cezar, pela oportunidade.

Ao meu orientador Antonio Fernando Menezes Freire, pela ideia inicial desse trabalho por mim desenvolvido. E pela realização de *workshops* que auxiliam no desenvolvimento das pesquisas.

Aos petrofísicos da Petrobras, Anderson Rezende e Bruno Tosta, pelas dicas e disponibilidade para tirar dúvidas sobre avaliação de perfis.

Ao professor Wagner Lupinacci pelas dicas sobre calibração poço-sísmica e interpretação sísmica.

Aos geofísicos da Petrobras, Menor, Tanaka, e especialmente ao Thiago Yamamoto, pelas dicas sobre amarração poço-sísmica, física das rochas e técnicas de inversão.

Ao geofísico João Marinho da Petrobras, pelas dicas sobre interpretação sísmica da Bacia do Parnaíba.

Ao geólogo Anderson Almeida, pelas dicas sobre modelagem geológica de fácies, e ao petrofísico Antonio Nascimento pelas dicas sobre modelagem petrofísica.

À equipe prestadora de suporte do *software* Petrel para a Petrobras. Em especial ao Danilo Ferreira, Sandra e Alfonso.

A meus colegas de mestrado Lídia Calônio e Ricardo Pereira, pelas discussões e troca de ideias sobre a geologia da Bacia do Parnaíba. E também aos colegas de Petrobras, Victor Gorne e Felipe Simbras, e a todos que direta ou indiretamente contribuíram para a execução desse trabalho.

A meus familiares, pelo apoio. Em especial à minha lutadora e dedicada mãe, Maria de Lourdes.

E acima de tudo agradeço a Deus por ter me proporcionado força, boas ideias e tranquilidade para finalizar meu trabalho nesses tempos difíceis de pandemia mundial.

RESUMO

PIMENTEL, Ramir. *Correlação Rocha-Perfil-Sísmica e Avaliação de Reservatórios na Área do Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba*. 2020. 166p. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Departamento de Geologia e Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

O presente trabalho visou empreender um estudo detalhado através da integração entre dados de subsuperfície de rocha, perfis geofísicos de poços e sísmica 3D, direcionado para a caracterização e modelagem geológica do reservatório siliciclástico da Formação Cabeças, na área leste do Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba.

A seção estudada está inserida no contexto geológico do domínio central dessa bacia intracratônica, constituída predominantemente de rochas paleozóicas, mais precisamente na Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera, onde encontra-se a principal geradora (Formação Pimenteiras) e o reservatório de gás em arenitos do Devoniano, relacionados a intrusões ígneas (soleiras de diabásio), que atuam também como rochas capeadoras desse reservatório, juntamente com os folhelhos da Formação Longá.

A partir da avaliação de perfis, foram identificados importantes parâmetros petrofísicos para a caracterização do reservatório, como o contato gás-água, porosidade média e saturação; além de totalizadas as principais zonas portadoras de hidrocarbonetos dos poços da área de estudo. Em seguida, com base em correlação rocha-perfil e correlação de poços, foram definidas as fácies litológicas do intervalo estudado e faciologia da zona reservatório, através da calibração entre litofácies, descritas em amostras de calha, e eletrofácies determinadas a partir de perfis e litologia dos poços estudados. Através de interpretação sísmica foram mapeados os horizontes de topo e base do reservatório, e falhas componentes do arcabouço estrutural da área de estudo. Os dados sísmicos foram interpretados em tempo e posteriormente convertidos para profundidade, utilizando modelo de velocidades construído com base em amarração poço-sísmica e nos horizontes mapeados. Foram também realizadas análises de física das rochas e propriedades geofísicas do reservatório, através de correlação entre perfis elásticos, atributos sísmicos e dados de rocha, para um melhor entendimento das relações entre os dados de poços e a sísmica, visando estabelecer parâmetros para o modelo geológico.

Por fim, a modelagem geológica foi efetuada a partir da construção de um modelo estrutural com a geração de um grid 3D com base no volume sísmico interpretado, que possibilitou gerar modelos tridimensionais de fácies e propriedades petrofísicas, utilizando métodos geoestatísticos estocásticos, técnica comumente utilizada na indústria do petróleo para caracterização de reservatórios, cujas incertezas associadas são avaliadas através de simulações estatísticas. O modelo gerado permitiu a realização da cubagem do reservatório em estudo, e a compreensão das características estruturais e estratigráficas intrínsecas a este.

Palavras-Chave: caracterização de reservatórios, avaliação petrofísica, correlação rocha-perfil, interpretação sísmica, modelagem geológica.

ABSTRACT

PIMENTEL, Ramir. *Correlação Rocha-Perfil-Sísmica e Avaliação de Reservatórios na Área do Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba*. 2020. 166p. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Departamento de Geologia e Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

The present work attempts a detailed study through the integration between subsurface data of rock, well logs and a 3D seismic survey, directed to the characterization and geological modeling of the siliciclastic reservoir of Cabeças Formation, in the eastern portion of the 'Park of the Hawks' production area, in the Parnaíba Basin.

The studied section is inserted in the central domain of this intracratonic basin, constituted predominantly of Paleozoic rocks, more precisely in the Mesodevonian-Eocarboniferous Sequence, which host the main source rock (Pimenteiras Formation) and the gas reservoir in Devonian sandstones, both intruded by diabase sills, which also act as capping rocks of this reservoir, together with the Longá Formation shales.

From well-logging evaluation, important petrophysical parameters were identified for the reservoir characterization, such as gas-water contact, average porosity and saturation; in addition to totalizing the main hydrocarbon zones of the wells in the study area. Following, based on rock and well-logging correlations, the lithological facies of the studied interval and the faciology of the reservoir zone were defined through the calibration between lithofacies, described in cutting samples, and electrofacies determined from the logs and lithology of the studied wells. Through seismic interpretation, were mapped the top and bottom horizons of the reservoir, as well as the faults that form the structural framework of the study area. The seismic interpretation was performed in time domain and after converted to depth, using a velocity model constructed based on seismic well tie and the mapped surfaces. Analyses of rock physics and geophysical properties of the reservoir were also performed, by correlating elastic logs, seismic attributes and rock data, aiming a better understanding of the relationships between well and seismic data, in order to establish proper parameters for geological model.

Finally, the geological modeling was performed from the construction of a structural model with the generation of a 3D grid based on the interpreted seismic volume, which made it possible to generate three-dimensional models of facies and petrophysical properties, using stochastic geostatistical methods, a technique commonly used in the petroleum industry to characterize reservoirs, whose associated uncertainties are assessed through statistical simulations. The generated model allowed the cubing of the reservoir under study, and the understanding of its intrinsic structural and stratigraphic characteristics.

Key Words: reservoir characterization, petrophysical evaluation, well-log correlation, seismic interpretation, geological modeling.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Localização da área de estudo.....	4
Figura 2: Mapa geológico simplificado da Bacia do Parnaíba.....	7
Figura 3: Estruturas do Ciclo Brasileiro de compartimentação no Paleozóico na Bacia do Parnaíba.....	8
Figura 4: Mapa dos domínios tectônicos do embasamento da Bacia do Parnaíba e adjacências.....	10
Figura 5: Seção geológica esquemática da Bacia do Parnaíba.....	12
Figura 6: Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba.....	14
Figura 7: Seção geológica esquemática representando os principais <i>plays</i> na Bacia do Parnaíba.....	20
Figura 8: Carta esquemática do sistema petrolífero Pimenteiras-Cabeças (!).....	20
Figura 9: Diagrama esquemático mostrando o efeito térmico das intrusões ígneas na maturação da Formação Pimenteiras.....	22
Figura 10: Carta de eventos do sistema petrolífero Pimenteiras-Cabeças (!).....	23
Figura 11: Detalhe da localização da sísmica e poços georreferenciados no Petrel.....	25
Figura 12: Pré-visualização dos dados do volume sísmico e poços no Petrel.....	26
Figura 13: Dado sísmico antes e após a aplicação do phaseshift.....	27
Figura 14: Visão geral de um fluxo de trabalho de construção de modelo geológico ...	35
Figura 15: Representação de um modelo <i>geoceular</i>	37
Figura 16: Ilustração de um processo de modelagem.....	38
Figura 17: Exemplo de <i>upscaling</i> de perfis de fácies e porosidade.....	40
Figura 18: Princípios de análise de dados.....	40
Figura 19: Principais componentes de um variograma.....	42
Figura 20: Exemplo de modelagem petrofísica baseada em métodos gaussianos.....	46
Figura 21: Esquema de estudo de incertezas em modelos geológicos.....	49
Figura 22: Fluxograma da metodologia de trabalho aplicada.....	52
Figura 23: Profundidade de investigação de ferramentas de perfilagem.....	54
Figura 24: Composite do poço 1-OGX-16-MA.....	56
Figura 25: Composite do poço 3-OGX-46D-MA.....	57
Figura 26: Composite do poço 2-CP-1-MA.....	57
Figura 27: Composite do poço 4-OGX-49-MA.....	58
Figura 28: Gráficos Gradiente de Pressão vs. Profundidade e Pressão vs. Profundidade, utilizados para análise dos testes de pressão.....	60
Figura 30: Gráfico de Pressão vs. Profundidade do poço 1-OGX-16-MA.....	61
Figura 31: Gráfico de Pressão vs. Profundidade do poço 3-OGX-46D-MA.....	61
Figura 32: Gráfico de Pressão vs. Profundidade com gradientes resultantes do empilhamento de registros de pressão dos poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA para determinação do <i>Free Water Level</i>	62
Figura 33: Indicativo de água doce nas formações Motuca e Pedra do Fogo, pela inversão das curvas de resistividade.....	63
Figura 34: Gráfico Densidade vs. Neutrão ilustrando o efeito de hidrocarbonetos indicativo da presença gás no topo da Fm. Cabeças no poço 2-CP-1-MA.....	64
Figura 35: Composite do poço 2-CP-1-MA ilustrando os reservatórios portadores de gás, zona de transição e água de formação de idade Devoniana da Fm. Cabeças.....	65
Figura 36: Histograma de Densidade da Matriz Aparente (RhoMatApp).....	67
Figura 37: Gráficos de Picket utilizados para determinar o R_w	71
Figura 38: <i>Plot</i> geral de avaliação petrofísica do poço 1-OGX-16-MA.....	72

Figura 39: <i>Plot</i> geral de avaliação petrofísica do poço 3-OGX-46D-MA	72
Figura 40: <i>Plot</i> geral de avaliação petrofísica do poço 2-CP-1-MA	73
Figura 41: Exemplos de gráficos utilizados para determinar os parâmetros de corte pelo método da Coluna Cumulativa de Hidrocarbonetos.....	74
Figura 42: <i>Cutoffs</i> dos volumes de argila dos poços avaliados.	75
Figura 43: <i>Cutoffs</i> de porosidade efetiva dos poços avaliados.....	75
Figura 44: <i>Cutoffs</i> de saturação de água dos poços avaliados.....	76
Figura 45: Perfis geofísicos e sua utilidade, com destaque para os perfis utilizados para a interpretação litológica do intervalo estudado e esquema representativo da medida do perfil de raios gama em diferentes tipos litológicos	79
Figura 46: Descrição e interpretação litológica do poço 4-OGX-49-MA	81
Figura 47: Amostras de calha do poço 4-OGX-49-MA	83
Figura 48: Seção de correlação de poços da área de estudo.....	87
Figura 49: Intervalos litológicos reinterpretados (coluna litológica à direita dos poços) através de correlação litoestratigráfica, com base em dados rocha e perfis.	88
Figura 50: Exemplo de árvore de decisão	90
Figura 51: Estrutura hierárquica de classificação utilizando árvore de decisão.....	91
Figura 52: Eletrofácies caracterizadas no intervalo do reservatório da Fm. Cabeças nos poços da área do volume sísmico 3D	92
Figura 53: Workflow básico de amarração poço-sísmica.	94
Figura 54 - O modelo convolucional do traço sísmico e a transformada de Fourier correspondente à função refletividade, pulso sísmico, ao ruído e traço sísmico.....	96
Figura 55: Calibração do perfil sônico e curvas de velocidade intervalar resultantes, para os três poços utilizados no estudo sísmico.	98
Figura 56: Sismograma sintético e dados de amarração do poço 1-OGX-16-MA.....	99
Figura 57: Sismograma sintético e dados de amarração do poço 2-CP-1-MA	100
Figura 58: Sismograma sintético e dados de amarração do poço 3-OGX-46-MA.....	101
Figura 59: Detalhe da amarração entre poços e sísmica.....	102
Figura 60: Esquema ilustrando a metodologia empregada para a interpretação e mapeamento de horizontes na sísmica.....	104
Figura 61: Padrões sísmicos característicos das formações interpretadas (ver descrição no texto).....	105
Figura 62: Esboço mostrando a configuração das unidades de fácies de soleiras análogos à Bacia do Parnaíba.	106
Figura 63: Interpretação sísmica e mapeamento dos principais horizontes estratigráficos da área de estudo.....	107
Figura 64: Mapas de Superfície dos topos de formação interpretados.....	108
Figura 65: Horizontes interpretados na sísmica a partir dos principais topos de formação.	109
Figura 66: Mapa do topo da soleira de diabásio interpretada.....	110
Figura 67: Detalhe da soleira de diabásio interpretada na sísmica.....	110
Figura 68: Arcabouço de falhas interpretado na área de estudo.....	112
Figura 69: Esquema do método de cálculo de velocidade intervalar empregado para a construção do modelo de velocidades.	114
Figura 70: Modelo de velocidades construído.....	115
Figura 71: Espectro de frequência da sísmica 3D, com indicativo do corte das baixas frequências necessária para a conversão do dado sísmico em pseudoimpedância.....	116
Figura 72: Volume sísmico convertido para profundidade e pseudoimpedância.....	117
Figura 73: Distribuição de velocidades compressoriais para os principais tipos de rocha e materiais comumente encontrados na indústria do petróleo.....	122

Figura 74: Relação entre V_p/V_s e razão de Poisson.....	123
Figura 75: Correlação gráfico V_p x DEN em rochas dos poços em estudo com as relações empíricas de Gardner.....	125
Figura 76: Gráfico de Porosidade <i>versus</i> Impedância acústica e Litologia dos poços no intervalo do reservatório.....	127
Figura 77: Porosidade <i>versus</i> VP/VS e Litologia dos poços no intervalo do reservatório.....	127
Figura 78: Porosidade x IP acústica - poços.....	128
Figura 79: Porosidade efetiva x Impedância acústica relativa (Sísmica).....	130
Figura 80: Porosidade efetiva x Amplitude RMS (Sísmica).....	130
Figura 81: Seção de correlação Rocha-Perfil-Sísmica:.....	133
Figura 82: Grid da área criado com base nos horizontes e posicionamento das falhas.....	135
Figura 83: Ajuste dos rejeitos de falhas para o arcabouço do modelo estrutural.....	136
Figura 84: Modelo de falhas ajustado com as superfícies do modelo geológico.....	136
Figura 85: Mapa estrutural em profundidade do topo da Fm. Longá.....	137
Figura 86: Mapa estrutural em profundidade do topo da soleira de diabásio, capeadora do reservatório Cabeças.....	138
Figura 87: Mapa estrutural em profundidade do topo do reservatório.....	138
Figura 88: Mapa estrutural em profundidade do topo da Fm. Pimenteiras.....	139
Figura 89: Parâmetros do acamamento (<i>layering</i>) ajustado no modelo estrutural e o volume 3D resultante dessa modelagem.....	140
Figura 90: <i>Upscaling</i> da Litologia dos poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA para a modelagem de fácies.....	142
Figura 91: Proporção de fácies “upscaladas” na zona do reservatório e com o seu resultado no modelo.....	143
Figura 92: Teste-cego da modelagem de fácies realizado no poço 2-CP-1-MA.....	144
Figura 93: Modelo 3D de Fácies litológicas gerado.....	145
Figura 94: Correlação das fácies litológicas com a sísmica em profundidade.....	145
Figura 95: Mapa de Isópaca da soleira de diabásio - Fm. Longá.....	146
Figura 96: Mapa de isópaca da Fm. Cabeças.....	146
Figura 97: Mapa de isólita de arenitos da Fm. Cabeças.....	147
Figura 98: Perfis de porosidade efetiva (PHIE) “upscalados”.....	149
Figura 99: Teste-cego da modelagem de porosidade, através do perfil de porosidade sintético, realizado no poço 2-CP-1-MA.....	149
Figura 100: Volume de porosidade efetiva gerado pela modelagem de porosidade na zona do reservatório (Fm. Cabeças).....	150
Figura 101: Mapa de Espessura <i>versus</i> Porosidade média (PHIE).....	150
Figura 102: Seção mostrando a posição da superfície de contato Gás-Água em relação às fácies litológicas.....	151
Figura 103: Ferramenta utilizada, com indicação das variações imputadas para a análise de incertezas do modelo geológico.....	153
Figura 104: Histogramas dos parâmetros de cálculo volumétrico resultantes das simulações para análise de incertezas do modelo geológico.....	154
Figura 105: Histograma com o resultado das simulações de análise de incertezas do volume de gás in-place (HCPVgas) do reservatório modelado.....	154

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Coordenadas geográficas dos poços.....	28
Tabela 2: Nomenclatura adotada para as curvas resultantes do processamento e edição de perfis dos poços da área de estudo.....	55
Tabela 3: Totalização petrofísica dos reservatórios dos poços da área de estudo.....	77
Tabela 4: Marcadores dos poços inseridos e ajustados por correlação rocha-perfil no Petrel.....	86
Tabela 5: Fácies litológicas caracterizadas no intervalo de interesse, incluindo as rochas capeadoras e fácies do reservatório da Fm. Cabeças contempladas no estudo de eletrofácies.....	89
Tabela 6: Tabela com os resultados do cálculo volumétrico para todas as zonas modeladas, com destaque para a zona reservatório (Fm. Cabeças).....	152
Tabela 7: Cálculos volumétricos para as fácies da Zona Reservatório.....	153
Tabela 8: Comparação dos resultados da análise de incertezas com o cálculo volumétrico.....	155

LISTA DE ABREVIACOES

3D	Tridimensional
ANP	Agência Nacional Do Petróleo, Gás Natural E Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano Do Petróleo)
ARN	Arenito
AVO	<i>Amplitude Variations With Offset</i> (Variações de amplitude com o <i>Offset</i>)
Bo	Fator Volume de Formação da Fase leo
CALI	Perfil de <i>Caliper</i> (Calibre)
CAMP	<i>Central Atlantic Magmatic Province</i> (Província Magmática do Atlantico Central)
CMFF	<i>CMR Free Fluid Porosity</i>
CMRP	<i>CMR Porosity</i>
COT	Carbono Orgânico Total
DEN	Perfil de Densidade
DIA	Diabásio
DLIS	<i>Digital Log Interchange Standard</i> (Padrão de perfis digitais intercambiados)
DTP	<i>Delta-Time-Pwave</i> (Perfil Sônico Compressional)
DTS	<i>Delta-Time-Swave</i> (Perfil Sônico Cisalhante)
EQA	<i>Equatorial Circum-Atlantic Province</i> (Província Circum-Atlantica Equatorial)
FLH	Folhelho
FM	Formação
FWL	<i>Free Water Level</i> (Nível de gua Livre)
GR	<i>Gamma Ray</i> (Perfil de Raios Gamma)
H	Altura
HCPV	<i>Hydrocarbon Pore Volume</i>
HDRA	<i>Hole Diameter From Area Cylinderdiameter</i>
IL	<i>Inline</i> (linha sísmica longitudinal)
LTB	Lineamento Transbrasiliano
LWD	<i>Logging While Drilling</i> (Perfilagem Durante a Perfuração)
MR	Mesa Rotativa
MSD	Metassedimento
NEU	Perfil de Neutrns (Neutrão)
NMO	<i>Normal-Moveout</i>
NMR	<i>Nuclear Magnetic Resonance</i> (Perfil De Ressonância Magnética Nuclear)
NTG	<i>Net-To-Gross</i> (razão de espessura porosa pela espessura total)
PEF	Fator fotoelétrico
Phi	Porosidade
PHIE	Porosidade Efetiva
PROF	Profundidade
PSTM	<i>Pre-Stack Time Migrated</i> (Migração em tempo pré-empilhamento)
RES	Perfil de Resistividade
RESC	Resistividade Curta (rasa)

RESM	Resistividade Média
RESP	Resistividade Profunda
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SEG	<i>Society of Exploration Geophysicists</i> (Sociedade de Geofísicos de Exploração – padrão para armazenamento de dados sísmicos)
Sg	Saturação de Gás
SGS	Simulação Gaussiana Sequencial
SIS	Simulação Indicadora Sequencial
SLT	Siltito
SON	Perfil Sônico
SSTVD	<i>Subsea True Vertical Depth</i> (Cota)
Sw	Saturação de Água
TCMR	<i>Total CMR porosity</i>
TDR	<i>Time-Depth Relation</i> (relação tempo-profundidade)
TFC	Teste de Formação a Cabo
TFR	Teste de Formação a poço Revestido
TVD	<i>True Vertical Depth</i>
TWT	Two-Way Time
UFF	Universidade Federal Fluminense
VCL	Volume De Argila
Vp	Velocidade da Onda P (compressional)
Vs	Velocidade da Onda S (cisalhante)
XL	<i>Crossline</i> (linha sísmica transversal)
ZIHC	Zona de Interesse para Hidrocarbonetos

SUMÁRIO

1. Introdução	1
1.1. Apresentação	1
1.2. Caracterização da Temática e Justificativa de Estudos	1
1.3. Objetivos	3
2. Localização da Área Estudada e Base de Dados	4
3. Contexto Geológico	6
3.1. Arcabouço Estrutural	6
3.2. Estratigrafia da Bacia do Parnaíba	11
3.2.1. Evolução Tectono-Sedimentar	11
3.3. Sistema Petrolífero Pimenteiras-Cabeças	18
3.3.1. Considerações Iniciais	18
3.3.2. Geração e Migração	20
3.3.3. Rocha Reservatório	22
3.3.4. Rochas Selantes e Trapas	23
4. Materiais e Métodos	25
4.1. Dado Sísmico	25
4.2. Dados de Poços	27
4.3. Métodos de Modelagem de Reservatórios	31
4.3.1. Insumos e base de dados	32
4.3.2. O modelo conceitual	33
4.3.3. Modelagem geológica	33
4.4. Metodologia Aplicada	50
5. Avaliação Petrofísica preliminar	53
5.1. Processamento e Avaliação de Perfis	53
5.1.1. Controle de Qualidade	53
5.1.2. Identificação de Tipos de Fluido e Contatos	58
5.1.3. Cálculo do Volume de Argila, Porosidade e Saturação	65
5.2. Determinação dos Parâmetros de Corte	73
5.3. Totalização dos Reservatórios	76
6. Correlação Rocha-Perfil	78
6.1. Correlação Litoestratigráfica	78
6.1.1. Descrição e Interpretação Litológica do poço de correlação	78
6.1.2. Correlação de Poços	84
6.2. Faciologia da Zona de Interesse	89
7. Interpretação sísmica	93
7.1. Amarração Poço-Sísmica	93
7.2. Interpretação e Mapeamento de Horizontes e Falhas	103
7.3. Construção do Modelo de Velocidades e Conversão Sísmica em Profundidade 113	
8. Correlação Rocha-Perfil-Sísmica	118
8.1. Análise das Propriedades Geofísicas do Reservatório	118
8.1.1. Correlações entre Atributos Elásticos, Densidade, Porosidade e Litologia dos Poços	119
8.1.2. Correlações entre Porosidade e Atributos Sísmicos em Arenitos do Reservatório	128
8.1.3. Correlação Poços-Sísmica	131
9. Modelagem Geológica	134
9.1. Construção do Arcabouço Geológico e Modelagem Estrutural	134

9.2. Modelagem de Propriedades	140
9.2.1. Modelagem de Fácies	141
9.2.2. Modelagem Petrofísica	147
9.3. Calculo de Volumetria e Análise de Incertezas.....	150
10. Conclusões e Considerações Finais	156
Referências bibliográficas	158

1. INTRODUÇÃO

1.1. Apresentação

A presente dissertação, intitulada “Correlação Rocha-Perfil-Sísmica e Avaliação de Reservatórios na Área do Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba”, apresenta os trabalhos desenvolvidos no período de agosto de 2018 a julho de 2020, e constitui parte obrigatória dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências referente ao Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, oferecido pela Universidade Federal Fluminense (UFF).

Este estudo está inserido no Projeto Parnaíba, com ênfase em integração rocha-perfil-sísmica, desenvolvido pelo Departamento de Geologia e Geofísica da UFF, em parceria com o Centro de Pesquisa da Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) e visa contribuir para o avanço do conhecimento geológico e geofísico do potencial exploratório de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba.

1.2. Caracterização da Temática e Justificativa de Estudos

Atualmente tem-se desenvolvido novas técnicas na indústria do petróleo, que auxiliam direta ou indiretamente a caracterização geológica e petrofísica de reservatórios. Dentre essas técnicas, estudos tridimensionais de interpretação e modelagem de reservatórios são usados como ferramentas comuns para gerar previsões de produção e apoiar economicamente as decisões de negócios de exploração e produção de petróleo. Um dos principais desafios na modelagem de reservatórios 3D é distribuir as fácies identificadas e suas propriedades e integrar a variabilidade lateral e vertical na qualidade do reservatório dentro e entre diferentes unidades de fluxo na estrutura 3D definida. Isso requer a incorporação do Modelo Geológico conceitual no fluxo de trabalho de modelagem de reservatório 3D integrado por meio do uso de técnicas geoestatísticas apropriadas (Orellana *et al.*, 2015 *apud* Cavero *et al.*, 2016). Nesse processo, a modelagem de reservatórios consiste na representação numérica digital (computadorizada) da subsuperfície, construída através da transferência de conhecimento e dados de subsuperfície disponíveis, cujo modelo geológico refere-se ao estado inicial do reservatório, antes da etapa de produção de hidrocarbonetos (Rivenæs *et al.*, 2015), representando a distribuição espacial de tipos de rocha com diferentes propriedades

petrofísicas, e é considerada parte essencial do entendimento e desenvolvimento de recursos de óleo e gás.

A motivação para realizar o presente estudo foi empregar essa técnica em uma área de potencial exploratório, a fim de aplicar, em escala tridimensional, minha experiência adquirida em interpretação litológica e avaliação petrofísica de poços, e principalmente devido ao meu interesse em correlação rocha-perfil-sísmica, desenvolvido após trabalhar alguns meses na Petrobras no setor de monitoramento e suporte a operações geológicas em poços petrolíferos, que realiza correlação em tempo real entre dados de perfis e sísmica, com outros poços da locação em perfuração, a fim de auxiliar nas tomadas de decisão exploratória.

A Bacia do Parnaíba, área escolhida para realização do presente trabalho, é uma região de fronteira exploratória que, nas últimas décadas, tem apresentado descobertas promissoras de reservatórios de hidrocarbonetos com potencial de comercialidade, como a descoberta de gás pela OGX Maranhão em 2010 na seção devoniana do poço 1-OGX-16-MA, no bloco exploratório PN-T-68, cuja comercialidade foi declarada em 2012, quando passou a produzir pela Unidade de Tratamento de Gás (UTE Parnaíba – MPX) (Alves, 2013), tornando-se assim alvo de grandes investimentos e objetivo de diversos projetos de estudo na atualidade, após escassos investimentos no passado. Os recentes sucessos exploratórios e de produção da ENEVA no Parque dos Gaviões, tornam interessante a realização de um estudo utilizando dados de subsuperfície nessa área, a fim de entender melhor esses resultados.

A sucessão de rochas sedimentares e magmáticas da Bacia do Parnaíba pode ser organizada em cinco supersequências: Siluriana, Mesodevoniana-Eocarbonífera, Neocarbonífera-Eotriássica, Jurássica-Cretácea, as quais são delimitadas por discordâncias que se estendem por toda a bacia. A área de estudo deste trabalho engloba a região conhecida como Parque dos Gaviões, atualmente produtora de gás natural na Bacia do Parnaíba. Os principais reservatórios deste campo são os arenitos das formações Cabeças e Poti, que são constituídos por arenitos quartzosos finos a grossos, depositados em ambientes de deltas e estuários, progradando sobre uma extensa plataforma dominada por marés. Por ser uma bacia paleozoica, a história evolutiva desta bacia é complexa, com vários eventos magmáticos, exposições subaéreas, deposição de sais, dentre outras.

A interpretação e modelagem das fácies sedimentares, associada à avaliação e modelagem petrofísica, correlacionados a atributos sísmicos, para caracterização geológica e petrofísica dos reservatórios, permitirá diminuir o grau de incerteza e os riscos

associados à exploração de hidrocarbonetos no local, otimizando recursos e conferindo maior robustez ao processo exploratório e de desenvolvimento da produção dos campos. Além disto, devido às similaridades com outras áreas na Bacia do Parnaíba, esta metodologia poderá ser estendida e aplicada a outros reservatórios semelhantes.

1.3. Objetivos

O objetivo geral desta dissertação consistiu em gerar um modelo geológico e petrofísico do reservatório da Formação Cabeças na área de um volume sísmico 3D no Parque dos Gaviões, através da correlação entre dados de rocha, perfil e sísmica, cedidos pelo BDEP/ANP. Nesse sentido, foram traçadas as seguintes metas:

- Identificação de possíveis zonas reservatórios nos perfis elétricos e efetuar avaliação e totalização desses intervalos através de análise petrofísica;
- Correlação rocha-perfil-sísmica entre litofácies identificadas em amostras de calha e definidas por correlação rocha-perfil, correlacionadas a sismofácies caracterizadas por interpretação sísmica no intervalo de interesse;
- Geração de mapas estruturais/estratigráficos e petrofísicos da área do volume sísmico 3D usando modelos geoestatísticos, os quais auxiliarão no entendimento das relações tectono-estratigráficas e das características dos reservatórios da área de estudo.

O trabalho desenvolveu-se para uma modelagem geológica devido ao conhecimento e aprendizado dessa técnica adquiridos durante sua execução.

2. LOCALIZAÇÃO DA ÁREA ESTUDADA E BASE DE DADOS

A área de estudo localiza-se na região nordeste do território brasileiro, na porção centro-norte do estado do Maranhão e posicionada geologicamente na Bacia do Parnaíba. É delimitada pelos vértices do polígono do volume sísmico utilizado no presente estudo, proveniente do levantamento sísmico 0303-3D Capinzal do Norte PSTM (*Pre-stack Time Migrated*), abrangendo uma área de aproximadamente 120 Km² que compreende parte dos campos Gavião Vermelho, Gavião Azul e Gavião Real, pertencentes ao Parque do Gaviões (Figura 1).

Nessa área encontram-se três poços perfurados no campo Gavião Azul (1-OGX-16-MA, 3-OGX-46D e 2-CP-1-MA) e utilizados para a modelagem do reservatório Cabeças com base no volume sísmico 3D, além de um poço (4-OGX-49-MA) localizado próximo à extremidade oeste do polígono de aquisição 3D, porém sem cobertura sísmica (Figura 1); este poço possui amostras de calha cedidas à UFF e foi utilizado para correlação litoestratigráfica com os demais poços, auxiliando na identificação e mapeamento de refletores sísmicos na porção oeste-noroeste da área de trabalho.

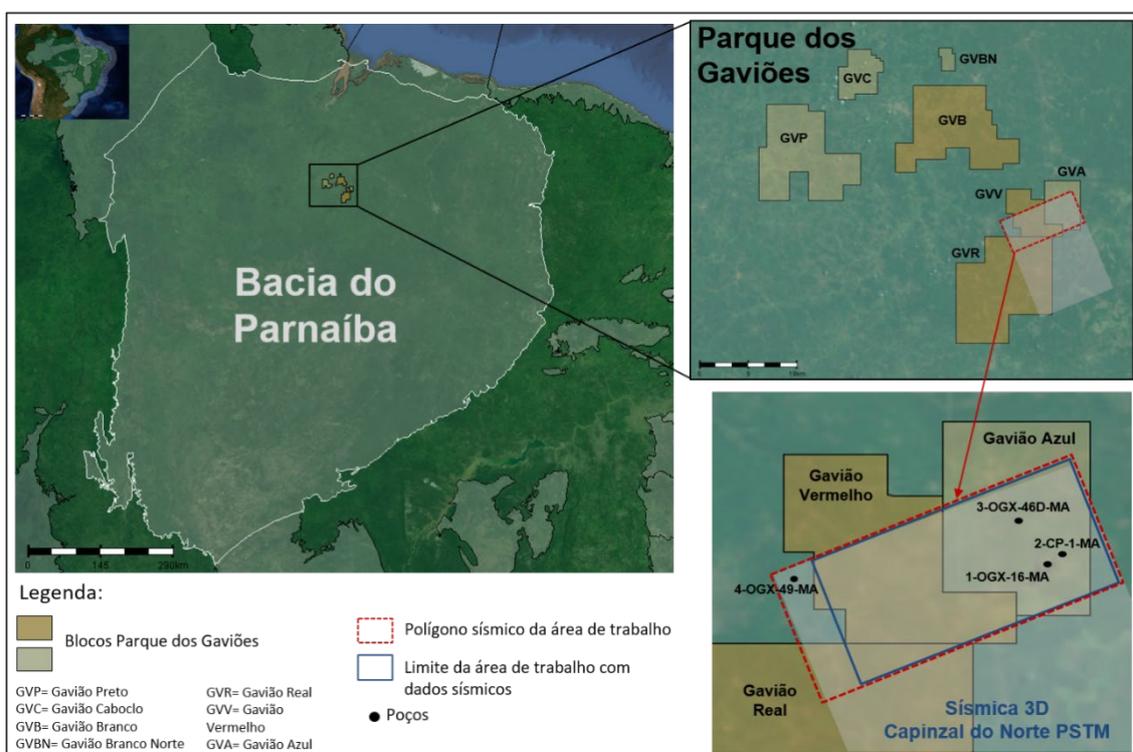


Figura 1: Localização da área de estudo no Parque dos Gaviões, Bacia do Parnaíba, destacando a sísmica e poços utilizados. Fonte: Pimentel, R. (2020).

Assim como os dados sísmicos, os dados dos poços foram cedidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Constam da base de dados os perfis de raios gama (GR), resistividade (RES), densidade (DEN), porosidade neutrão (NEU), ressonância magnética nuclear (NMR) e sônico compressional e cisalhante (DTP e DTS), em formato digital; além desses, foram fornecidos perfis compostos (“composites”) com os marcadores (topos de formação) e relatórios finais dos poços contendo descrições de campo de testemunho e amostras laterais, e informações de testes de formação dos mesmos.

3. CONTEXTO GEOLÓGICO

A Bacia do Parnaíba, também identificada como “Bacia do Maranhão” ou “do Piauí-Maranhão”, é uma bacia intracratônica situada em sua maior parte na porção noroeste do Nordeste brasileiro, recobrando os estados do Piauí, Maranhão, Tocantins, Pará, Ceará e Bahia (Figura 2). Ocupa uma área de cerca de 600 mil km² e em seu depocentro a espessura total atinge cerca de 3500 m, sendo constituída predominantemente por rochas de idade pelezóica (Vaz *et al.*, 2007); possui rochas sedimentares depositadas do Siluriano ao Cretáceo e rochas intrusivas e extrusivas ligadas a eventos magmáticos de idades juro-triássica a eocretácia (Góes & Feijó, 1994). Trata-se de uma sinéclise paleozoica com geometria elíptica e eixo maior com direção NE-SW, e que limita-se a Norte com as bacias de São Luís e Barreirinhas, separada destas pelo Arco Ferrer-Urbano Santos, a Nordeste com o Rift Mesozóico do Marajó, separada pelo Arco de Tocantins e a Sul, pelo Arco do São Francisco (Vetorazzi, 2012).

3.1. Arcabouço Estrutural

A Bacia do Parnaíba é flanqueada por crátons arqueanos e cinturões móveis Proterozóicos e desenvolveu-se sobre um embasamento continental durante o Estágio de Estabilidade da Plataforma Sul-Americana (Almeida & Carneiro, 2004; Carneiro *et al.*, 2012), estabilizado no Paleozóico Inferior antes da iniciação da bacia cratônica (Watts *et al.*, 2018). Por correlação com os litotipos existentes nas faixas de dobramentos, maciços pré-cambrianos e outras entidades complexas, situadas nas suas bordas ou proximidades, se deduz que o substrato dessa bacia é constituído de rochas metamórficas, ígneas e sedimentares, cujas idades abrangem um longo intervalo – do Arqueano ao Ordoviciano; porém, possivelmente predominem rochas formadas entre o final do Proterozóico e do início do Paleozóico, que corresponde ao tempo de consolidação dessa plataforma (Vaz *et al.*, 2007).

Nesta grande sinéclise paleozoica, os elevados níveis eustáticos do mar deste período, com suas flutuações, foram importantes causas das grandes transgressões na bacia. Estudos indicam que orogêneses ocorridas na margem ativa meridional de Gondwana, resultantes das colisões com a litosfera oceânica e blocos siálicos menores refletiam-se no interior do continente, causando movimentos epirogênicos que influíram

nas regressões do mar e deram origem a hiatos na sedimentação decorrentes da exposição à erosão das camadas preexistentes. A forma ou configuração do registro sedimentar teve contribuição ainda da subsidência causada por estiramento litosférico, sobrecarga representada pelos depósitos que nelas se acumulavam e outros processos da dinâmica continental. Assim sendo, as ascensões eustáticas só em parte respondem pelas sucessivas inundações do mar no Brasil durante o Fanerozoico (Almeida e Carneiro, 2004). Interpretações paleoambientais sugerem que os sedimentos se formaram, em sua maioria, no nível do mar ou próximo a ele (Watts *et al.*, 2018).

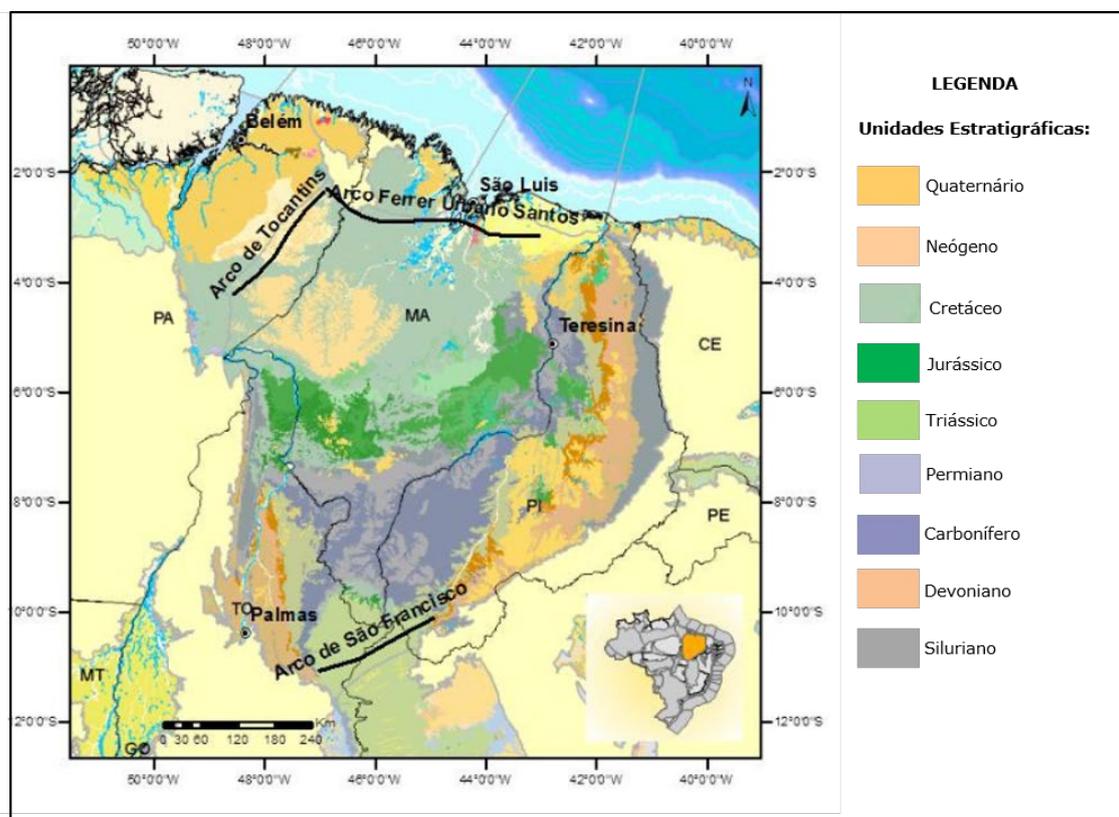


Figura 2: Mapa geológico simplificado da Bacia do Parnaíba (Modificado de Fernandes, 2011).

Vaz *et al.* (2007) consideraram que o embasamento da Bacia do Parnaíba contém duas unidades sedimentares: 1) Formação Riachão (Kegel, 1953, *apud* Góes & Feijó, 1994) (Neoproterozóico), baseado em amostras de poços compostas de grauvascas, arcósios, siltitos, folhelhos vermelhos e ignimbritos. Esses depósitos imaturos são considerados de idade proterozóica média ou superior, por correlação com coberturas plataformais dos Cratons Amazônico e São Francisco (Vaz *et al.* 2007); 2) O Grupo Jaibaras (Cambriano), que preenche o *rift* de mesmo nome na borda Noroeste da

Borborema, sendo formado por depósitos fluviais, aluviais e lacustres; aflorante no nordeste da bacia, representa a mais importante, proeminente e extensa exposição de seqüências sedimentares do início do Fanerozóico (Oliveira & Mohriak, 2003).

A Formação Mirador (Rodrigues, 1967, *apud* Góes & Feijó, 1994) (Cambro-Ordoviciano), não relacionada no trabalho de Vaz *et al.* 2007, amostrou em apenas um poço arenito, siltito e folhelho esverdeado, na parte superior da unidade (Góes & Feijó, 1994).

As principais feições estruturais herdadas do embasamento da Bacia do Parnaíba pertencem aos lineamentos Transbrasiliano, Picos-Santa Inês e Tocantins-Araguaia, que atuaram em sua compartimentação durante o Paleozóico (Carozzi, 1975; Cordani *et al.*, 1984), principalmente o Lineamento Transbrasiliano, que atravessa as porções NE e SSE da bacia. Estas estruturas (Figura 3), foram importantes não só em sua formação inicial como no seu desenvolvimento tectono-sedimentar, até o Eocarbonífero, estruturando grabens e meio-grabens que controlaram o depocentro inicial da bacia. Mas também durante sua evolução, controlando o eixo deposicional principal ao longo do tempo (Milani & Zalán 1999; Vaz *et al.*, 2007; Castro *et al.* 2014).

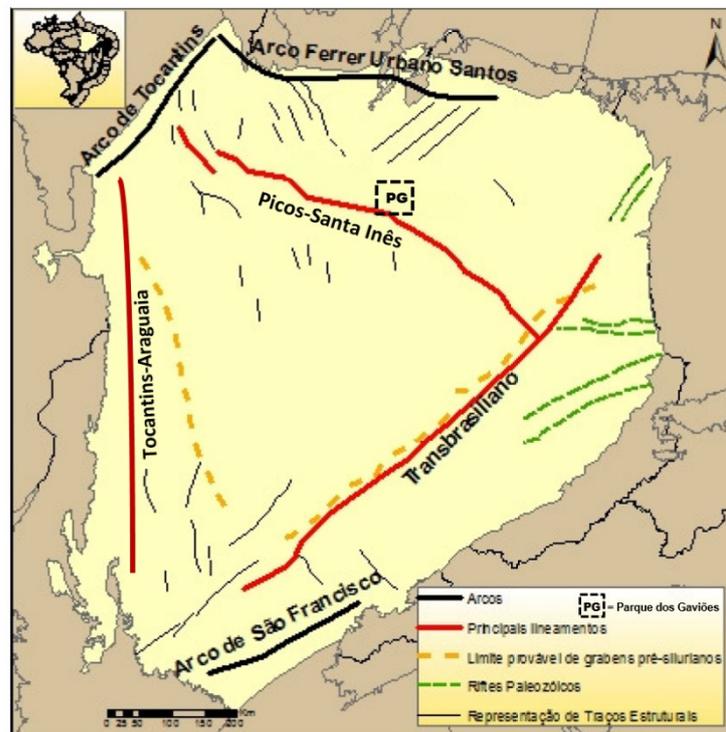


Figura 3: Estruturas do Ciclo Brasileiro de compartimentação no Paleozóico na Bacia do Parnaíba, com indicação da área de estudo (modificado de Fortes, 1978; Fernandes, 2011).

O Lineamento Picos-Santa Inês é uma faixa cataclasada NW-SE disposta transversalmente em relação ao lineamento Transbrasiliano, apresentando 160km de extensão e 200 a 300m de rejeito. Esta faixa reflete na morfologia contemporânea uma série de alinhamentos orientados para NW (Vetorazzi, 2012). Os Lineamentos Transbrasiliano e Picos-Santa Inês constituem fraturas e falhas herdadas do embasamento, com relevante importância desde a fase inicial da bacia e ao longo de toda sua evolução, pois controlaram as direções dos eixos deposicionais até o Eocarbonífero (Vaz *et al.*, 2007, *apud* Fernandes, 2011).

O Lineamento Tocantins-Araguaia, de direção norte-sul, também corresponde a uma das reconhecidas estruturas herdadas do Ciclo Brasileiro e que atuaram na compartimentação da bacia, durante o Paleozóico (Cordani *et al.*, 1984).

O Lineamento Transbrasiliano (LTB), feição estrutural mais marcante na Bacia do Parnaíba, atravessando toda sua porção NE e SSE; trata-se de um sistema *strike-slip* situado entre o Cráton Amazônico e a porção leste da Plataforma Sul-Americana, composto por vários segmentos de falhas transcorrentes, com alguns setores levemente curvilíneos (Praxedes, 2015). Segundo alguns autores, representa reativação de megasutura que atuou na formação do supercontinente Gondwana, entre o final do Proterozóico e início do Paleozóico (Marini *et al.*, 1984a; Cordani & Sato, 1999; Cordani *et al.*, 2000, Almeida *et al.*, 2000; Brito Neves & Fuck, 2013, 2014, *apud* Praxedes, 2015). O lineamento é claramente visível no centro e nordeste do Brasil, formando uma série anomalias magnéticas de baixa amplitude, que podem ser rastreadas em todo o país de NE a SW. Na bacia do Parnaíba, está associado ao principal depocentro de sedimentos do Paleozóico (Cordani *et al.*, 2013). De acordo com Bezerra da Cunha (1986 *apud* Boccocoli, 2001) o embasamento da Bacia do Parnaíba estaria fortemente deformado por efeito do Lineamento Transbrasiliano, cujas falhas atingem centenas de quilômetros de extensão e cortam indiscriminadamente rochas pré-cambrianas e fanerozóicas, definindo as estruturas grabeniformes onde são conservadas rochas de diferentes naturezas e idades (Figura 4). Estas observações demonstram que o LTB tem-se mantido ativo desde a sua instalação e sofreu diversos episódios de reativação no Fanerozóico (Morais Neto *et al.*, 2013), uma vez que os traços de suas falhas encontram-se demarcados na morfologia contemporânea.

Os domínios tectônicos do embasamento da Bacia do Parnaíba e regiões adjacentes possuem estruturas complexas, dividido por três blocos (Tozer *et al.*, 2017); sendo o Bloco do Parnaíba localizado em sua parte central, bordado por importantes crátons e

faixas orogênicas (Figura 4). Estruturas grabeniformes de idades pré-silurianas se situam ao longo dos principais lineamentos (Oliveira & Moriak, 2003).

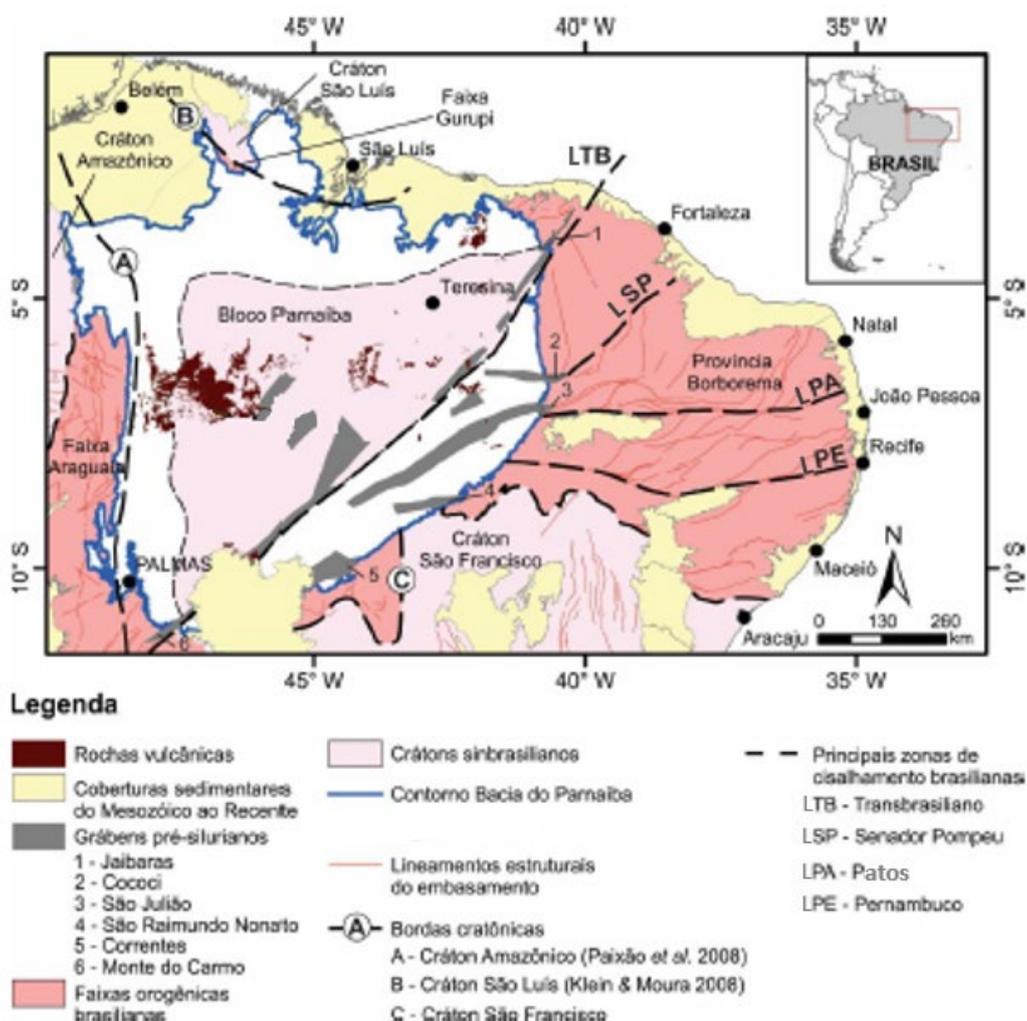


Figura 4: Mapa dos domínios tectônicos do embasamento da Bacia do Parnaíba e adjacências (adaptado de Cordani *et al.*, 2016; Miranda, 2017).

Outra estrutura importante na evolução desta bacia é o Arco Ferrer-Urbano Santos, relacionado à abertura do Oceano Atlântico Equatorial, no Mesozoico, que quebrou a conexão até então existente entre a sinéclise e as bacias análogas que hoje encontram-se no Noroeste da África (Milani & Thomaz Filho, 2000, *apud* Oliveira & Mohriak, 2003).

Baseado em dados de levantamentos aerogeofísicos (Castro *et al.* 2014 *apud* Miranda, 2018), foram identificadas a ocorrência de importantes altos estruturais nas bordas oeste e leste da bacia, relacionadas ao Arco de Tocantins e ao Lineamento Transbrasiliano, respectivamente. Adicionalmente, na região nordeste da bacia a presença de altos pode estar relacionada à zona estrutural originada pelos eventos tectônicos associados à abertura do Oceano Atlântico Equatorial. Acrescentando-se falhas de pequeno rejeito,

assim como dobras e outras estruturas associadas à intrusão de corpos ígneos mesozóicos nas camadas sedimentares, assim como reativações mais recentes, delinea-se o panorama estrutural fundamental da Bacia do Parnaíba (Vaz *et al.*, 2007).

3.2. Estratigrafia da Bacia do Parnaíba

A estratigrafia da Bacia do Parnaíba é considerada razoavelmente bem entendida, sendo dividida em cinco sequências deposicionais (Figura 6), denominadas: Siluriana (Grupo Serra Grande), Mesodevoniana-Eocarbonífera (Grupo Canindé), Neocarbonífera-Eotriássica (Grupo Balsas), Jurássica (Formação Pastos Bons) e Cretácea (formações Codó, Corda, Grajaú e Itapecuru), delimitadas por discordâncias que se estendem em toda a bacia ou abrangem regiões externas (Vaz *et al.*, 2007).

Além do pacote sedimentar, a bacia hospeda o registro de dois eventos magmáticos relacionados à ruptura do megacontinente *Pangea*, que ocorrem na forma de derrames, diques e soleiras de composição básica, e que foram individualizadas em duas unidades estratigráficas distintas (Aguiar, 1971): Formações Mosquito (Eojurássico) e Sardinha (Eocretáceo).

3.2.1. Evolução Tectono-Sedimentar

A história de deposição da bacia está relacionada aos pulsos terminais e eventos térmicos do ciclo Brasileiro e a estágios de estabilização da plataforma (Almeida & Carneiro, 2004), que deram origem a estruturas grabeniformes (Figura 5) identificadas por métodos geofísicos, presentes no embasamento da Bacia do Parnaíba (Oliveira & Moriak, 2003).

A sedimentação da Bacia do Parnaíba ocorreu às custas de lenta subsidência, em região cratônica e longe da influência direta de grandes orogêneses. Os episódios de sedimentação se encerraram no Cretáceo. As baixas taxas de sedimentação, os estratos pouco perturbados e o baixo mergulho das camadas sedimentares sugerem que as atividades tectônicas foram restritas à reativação de falhas e antigas zonas de fraqueza do embasamento (Góes & Feijó, 1994).

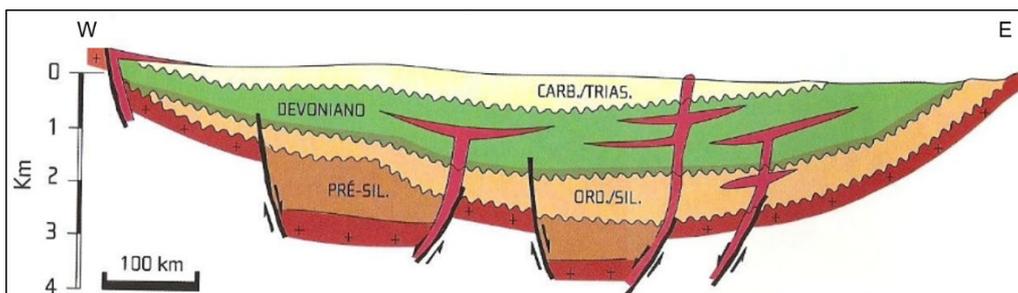


Figura 5: Seção geológica esquemática da Bacia do Parnaíba (Alves, 2013).

Tendo como base quatro grandes discontinuidades no interior da bacia, Góes (1995) classificou a Bacia do Parnaíba em “Província Parnaíba” e a segmentou em quatro sítios deposicionais, denominando-as como Bacia do Grajaú, Espigão-Mestre, Alpercatas e Bacia Parnaíba propriamente dita. A sedimentação da Província Parnaíba é predominantemente siliciclástica, ocorrendo subordinadamente níveis de calcários, anidritas e sílex, além de diabásios e basaltos. Cada sequência deposicional tem características específicas:

As sequências Siluriana e Mesodevoniana-Eocarbonífera correspondem aos Grupos Serra Grande e Canindé, respectivamente. Representam ciclos transgressivo-regressivos com depósitos de ambiente transicional, continental e marinho. O máximo transgressivo ocorreu durante o Devoniano com a deposição de folhelhos da Formação Pimenteiras (Góes & Feijó, 1994). Dois importantes lineamentos estruturais, o Lineamento Transbrasiliano de direção NE-SW e o Lineamento Picos-Santa Inês de direção NW-SE (Figura 3) tiveram importante contribuição na configuração deposicional deste período. Segundo Góes & Feijó (1994), a deposição da Sequência Siluriana teve início como resultado da atuação de um megassistema de fraturas, relacionado com a contração térmica que ocorreu no final da Orogenia Brasiliana; o término da sedimentação desta sequência é atribuído aos reflexos da Orogenia Caledoniana, enquanto o término da sedimentação do ciclo Devoniano é atribuído ao soergimento da bacia, ocasionado por influência da Orogenia Eo-Herciniana.

Litoestratigraficamente, a sequência Siluriana (Grupo Serra Grande) compreende as Formações Ipu, Tianguá e Jaicós. A Formação Ipu (Campbell, 1949 *apud* Góes & Feijó, 1994) é composta por arenitos seixosos e conglomerados com matriz areno-argilosa, depositados numa grande variedade de ambientes, variando de glacial proximal e glacio-fluvial a leques ou frentes deltaicas (Caputo, 1984 *apud* Vaz *et al.*, 2007). A Formação Tianguá (Rodrigues, 1967 *apud* Góes & Feijó, 1994) apresenta folhelhos

cinza-escuros bioturbados, depositados em ambiente de plataforma rasa (Góes e Feijó, 1994). Já a Formação Jaicós (Plummer, 1946 *apud* Góes & Feijó, 1994) é constituída de arenitos grossos, mal selecionados, com pelitos subordinados, friáveis, depositados em sistemas fluviais entrelaçados (Góes & Feijó, 1994).

A sucessão sedimentar seguinte corresponde ao Grupo Canindé (sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera), composto pelas formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti; depositada discordantemente sobre a sequência mais antiga, está presente em toda a extensão da bacia e representa um sistema deposicional marinho raso. Em sua base encontra-se a Fm. Itaim (Kegel, 1953 *apud* Góes & Feijó, 1994), que designa arenitos finos a médios, bem selecionados, depositados em sistemas deltaicos e plataformais, com intercalações de folhelhos na base da unidade. Representa o período inicial de uma ingressão marinha, cujo ápice culminou na deposição da formação Pimenteiras, a superfície de inundação máxima desta Sequência (Vaz *et al.*, 2007).

A sequência da sedimentação do Mesodevoniano-Eocarbonífero, sobreposta à formação Itaim e anterior à Discordância Eocarbonífera, compreende as principais geradoras da bacia (formações Pimenteiras e Longá) e o reservatório objeto do presente estudo (Fm. Cabeças) (Figura 6).

A formação Pimenteiras (Small, 1914 *apud* Góes & Feijó, 1994) compõe-se de folhelhos cinza-escuros a pretos, esverdeados, em parte bioturbados, ricos em matéria orgânica, cuja deposição se deu em um sistema de plataforma rasa dominada por tempestades (Vaz *et al.*, 2007). Representa um ambiente marinho de plataforma como registro da grande transgressão com oscilações do nível do mar que ocorreu no Devoniano, sendo o máximo de mar alto representado pelas camadas de folhelho laminado (Caputo, 1984). Segundo Della Fávera (1990), a sucessão de folhelhos cinzento-escuros a negros com intercalações de lâminas de arenito muito fino indica ciclicidade deposicional e uma mudança de tendência transgressiva para regressiva na passagem gradacional para a Formação Cabeças, que lhe é sobreposta, devido à queda nos níveis eustáticos.

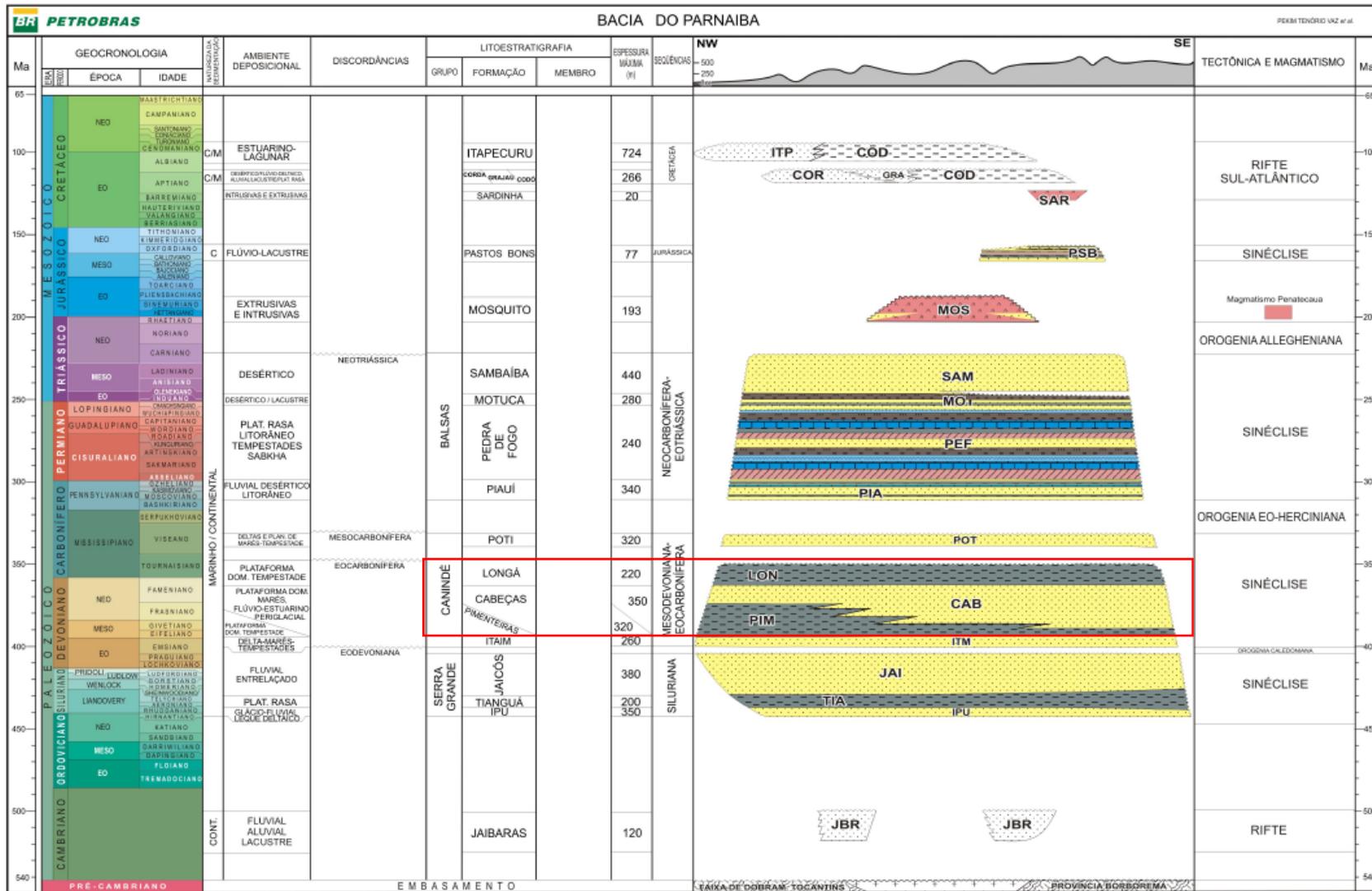


Figura 6: Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba (Vaz et al., 2007). O retângulo vermelho representa o intervalo de estudo.

Na Formação Cabeças, a sucessão sedimentar geralmente é representada por uma larga variedade de sistemas deposicionais, incluindo sistema deltaico com forte influência fluvial, lobos sigmoidais formados por fluxos homopícnais e barras de embocadura fluvial (Vetorazzi, 2012 *apud* Miranda *et al.*, 2018). Segundo Plummer, 1948 (*apud* Góes & Feijó, 1994) predominam arenitos cinza-claros a brancos, médios a grossos, com intercalações delgadas de siltitos e folhelhos. Originalmente esta unidade foi subdividida por Plummer (1948) em três membros estratigráficos e aflorantes (Passagem, Oeiras e Ipiranga); no entanto diversos autores (Blankennagel, 1952; Kegel, 1953; Mesner & Wooldrige, 1962; Lima & Leite, 1978, *apud* Santos, 2005) não concordam e mantiveram-na indivisa. Trata-se de um pacote sedimentar predominantemente arenítico, depositado concomitantemente à formação Pimenteiras, com a qual apresenta contato com transição tipicamente gradacional, onde observa-se estratificação cruzada tabular ou sigmoidal e ocorrência de tempestitos (Della Fávera, 1990). Eventualmente ocorrem diamictitos e tilitos, com maior frequência na parte superior da unidade (Vaz *et al.*, 2007). A presença de pavimentos e seixos estriados denotam um ambiente glacial ou periglacial (Caputo, 1984). Já Góes & Feijó (1994) interpretaram os litotipos desta unidade como sendo principalmente de sistema plataformal sob influência preponderante de correntes de marés, podendo ocorrer também fácies flúvio-estuarinas.

A Formação Longá (Albuquerque e Dequech, 1946 *apud* Góes & Feijó, 1994) consiste de folhelhos cinza-escuros a pretos, depositados em sistema plataformal dominado por tempestade. Em sua porção média, comumente ocorrem arenitos laminados de coloração cinza-claro a branco (Lima & Leite, 1978 *apud* Vaz *et al.*, 2007). O contato com a formação Cabeças é observado ora com arenitos ora com paraconglomerados, enquanto o contato superior com a formação Poti é gradacional (Aguiar, 1971). Segundo Della Fávera (1990), os folhelhos da base dessa formação são associados a um intervalo transgressivo, cujo ápice é também uma superfície de inundação da bacia, porém resultante de uma transgressão de menor proporção, em comparação com a Formação Pimenteiras.

A unidade superior da Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera é a Formação Poti, de idade eocarbonífera (Tauraisiano; Paiva, 1937 *apud* Góes & Feijó, 1994), composta por arenitos cinza-esbranquiçados com lâminas de siltitos e folhelhos, associadas a deltas e planícies de maré, influenciadas ocasionalmente por tempestades. É separada da Formação Longá pela Discordância Eocarbonífera, com um hiato de

aproximadamente 10 Ma, embora ainda seja considerada como pertencente ao Grupo Canindé (Figura 6).

A sequência Neocarbonífera-Eotriássica corresponde ao Grupo Balsas e se caracteriza por apresentar mudanças estruturais e ambientais profundas na bacia. Possui semelhanças com as sequências anteriores por constituir um sistema transgressivo-regressivo, porém em condições marinhas rasas e restritas (Caputo, 1984; Góes, 1995). Neste período, a instalação do arco de Tocantins a NW da bacia e do arco São Francisco ao sul (Figura 3) acarretou a alteração dos principais eixos deposicionais, antes controlados por importantes zonas de fraquezas de direção NE e NW, e que sofreram deslocamento para o centro da bacia. Esta configuração provocou mudanças ambientais na bacia, quando mares abertos deram espaço a mares com circulação restrita, e o clima temperado passou a ser quente e controlado por condições severas de aridez, o que determinou a sedimentação de evaporitos e o estabelecimento de ambientes desérticos no início e no fim deste ciclo de sedimentação (Góes & Feijó, 1994). Segundo Zalán (1991) os processos de sedimentação teriam sido interrompidos por um soerguimento generalizado, resultante da orogenia Gondwana.

Essa sequência engloba as formações Piauí, Pedra do Fogo, Motuca e Sambaíba. Na Formação Piauí (Small, 1914 *apud* Góes & Feijó, 1994) predominam arenitos intercalados com folhelhos, entretanto ainda não há um consenso em relação ao ambiente deposicional dessas rochas. Alguns autores sugerem um ambiente continental e litorâneo, sob um clima extremamente árido (Góes & Feijó, 1994), enquanto outros associam tais depósitos a um sistema fluvial, com contribuição eólica e breves incursões marinhas (Lima & Leite, 1978 *apud* Vaz *et al.*, 2007). A Formação Pedra do Fogo (Plummer, 1946 *apud* Góes & Feijó, 1994) é caracterizada por uma grande variedade de rochas, com presença de silixitos, calcários oolíticos e pisolíticos, associadas a um ambiente marinho raso e litorâneo, com planícies de sabkha. A Formação Motuca (final do Permiano ao início do Eotriássico) é caracterizada por siltitos, arenitos e, subordinadamente, folhelhos, evaporitos (compostos por anidrita) e raros calcários, depositadas em um ambiente desértico com lagos associados (Góes e Feijó, 1994). Finalmente, a Formação Sambaíba (Plummer, 1946 *apud* Góes & Feijó, 1994) do Triássico Médio-Superior, é constituída por arenitos com estratificações cruzadas acanaladas de grande porte, caracterizando dunas eólicas (Vaz *et al.*, 2007). Esta unidade corresponde ao final da desertificação da bacia, no Eotriássico.

De acordo com Vaz *et al.* (2007) a sedimentação das três primeiras sequências é relacionada à estabilização da Plataforma Sul-Americana (Almeida, 1969) e as discordâncias que as limitam estariam associadas, em parte, a flutuações dos elevados níveis eustáticos dos mares epicontinentais durante o Eopaleozóico. As transgressões marinhas proviriam do oceano adjacente à margem ativa a sudoeste do Gondwana e as regressões e discordâncias erosivas teriam contribuição de eventos epirogênicos, em resposta às orogêneses da borda ativa do Gondwana. Por outro lado, Caputo *et al.* (2006), seguindo ideia já sustentada por Della Fávera (1990), consideram que a eustasia, e não a orogenia, foi o fator primordial no controle dos ciclos transgressivos-regressivos e, conseqüentemente, das discordâncias que limitam as sequências da Bacia do Parnaíba; com base em argumentos que tratam da localização geográfica das principais orogenias globais, tais como a Orogênese Eo-Herciniana (de idade pensilvaniana) e da preponderância dos efeitos das flutuações do nível do mar em comparação com as taxas de subsidência ou de movimentos ascendentes verificados no substrato dessa sinéclise.

A sequência Jurássica foi marcada por eventos tectônicos percursores à desagregação do supercontinente Gondwana. Esta tectônica distensiva (NE-SW) propiciou o surgimento da Bacia de Alpercatas, que se instalou num sistema de riftes de direções ENE-WSW e NNE-SSW (Góes, 1995). Tanto a sequência jurássica quanto a cretácea sofreram deposição sedimentar de origem continental e marcam o registro de episódios marinho-transgressivos. Durante o Jurássico, as condições de deposição na bacia eram exclusivamente continentais, representadas pelos arenitos, folhelhos e siltitos da Formação Pastos Bons (Jurássico Médio), cujo mecanismo de subsidência é atribuído ao peso da carga do magmatismo da passagem Triássico-Jurássico (Góes & Feijó, 1994). Dois grandes eventos de magmatismo toleítico ocorreram na área da bacia, dando origem à Formação Mosquito (200 Ma) e à Formação Sardinha (130 Ma) (Vaz *et al.*, 2007). Segundo Morais Neto *et al.* (2016) e Trodstorf *et al.* (2016), o magmatismo jurássico (Formação Mosquito) é correlato ao evento CAMP - *Central Atlantic Magmatic Province* e se faz mais presente na porção Oeste da bacia. Já o evento magmático que originou a Formação Sardinha é relacionado ao evento EQA-*Equatorial Circum-Atlantic Province*, e está mais concentrado na porção leste da bacia, marcando os primeiros estágios de rifteamento entre as margens Africana e Sul-Americana; recentemente, este evento tem sido ampliado para várias porções do nordeste brasileiro, tendo sido redefinido por Hollanda *et al.* (2018) como manifestação da “EQUAMP” *Large Igneous Province*.

A sequência Cretácea corresponde litoestratigraficamente aos depósitos sedimentares das Formações Grajaú (arenitos brancos, finos a conglomeráticos), Codó (folhelhos, calcários, siltitos, evaporitos e arenitos), ambas depositadas em ambiente marinho raso, lacustre e fluvio-deltaico; e a Formação Itapecuru, composta de arenitos, com ocorrência subordinada de pelitos e arenitos conglomeráticos, cuja deposição é atribuída a sistemas de vales estuarinos incisos, que recobre discordantemente as Formações Grajaú e Codó (Rossetti *et al.*, 2001b *apud* Vaz *et al.*, 2007). Entremeadas a essas unidades, há uma série de sequências delimitadas por discordâncias, incluindo arenitos clásticos e evaporitos e soleiras vulcânicas (Góes & Feijó 1994; Merle *et al.* 2011 *apud* Watts *et al.*, 2018). Esta sequência é marcada pelo deslocamento dos depocentros da bacia da região central para a região do extremo Norte e Noroeste, como reflexo da abertura do Oceano Atlântico (Vaz *et al.*, 2007).

O cenário tectônico estabelecido resultou em soerguimento de toda área central da bacia. Segundo Góes & Feijó (1994) a retomada da sedimentação na bacia, durante o Cretáceo, é associada a esforços de ruptura da margem equatorial brasileira. O ciclo sedimentar é caracterizado por uma ligeira transgressão seguida da retirada definitiva do mar, ou seja, da implantação de um contexto deposicional exclusivamente continental.

3.3. Sistema Petrolífero Pimenteiras-Cabeças

3.3.1. Considerações Iniciais

A Bacia do Parnaíba é uma bacia *onshore* produtora de gás natural. Na supersequência Mesodevoniana-Eocarbonífera encontram-se as principais rochas geradoras (Formações Pimenteiras e Longá) e os reservatórios (Formações Cabeças e Poti). A principal área de produção, localizada na porção centro-norte da bacia, onde encontra-se o Parque dos Gaviões, contém altos internos que podem estar isolados ou alinhados, formando *trends* estruturais de grande interesse exploratório. Tais altos, tanto os externos associados com as bordas da bacia e os internos, igualmente relacionados a estruturas herdadas do embasamento (Cordani *et al.*, 1984), são importantes áreas foco de hidrocarbonetos. Os altos internos, próximos às rochas geradoras da Formação Pimenteiras, são de longe os focos mais importantes para hidrocarbonetos durante os processos de geração, migração e acumulação, cujos principais reservatórios encontram-se nas Formações Poti e Cabeças.

A eficiência dos atípicos sistemas petrolíferos nas estruturas ao longo dos limites da bacia ainda não foi testada. A qualidade das rochas geradoras e a longa distância de migração são preocupantes nestas áreas (Miranda *et al.*, 2018).

Um sistema petrolífero consiste em um sistema natural dependente de elementos e processos que, quando combinados e submetidos a condições adequadas, resultam em um sistema “ideal” para a geração, acumulação e armazenamento de petróleo, cujos elementos essenciais para a existência e acumulação de hidrocarbonetos são as rochas geradoras, rochas, reservatório e rochas selantes; e os processos consistem na geração, migração, acumulação e aprisionamento de petróleo (Magoon & Dow, 1994). Este pode ser categorizado conforme o nível de incerteza em: conhecido (!), hipotético (.) e especulativo (?). O sistema conhecido constitui-se de relação geoquímica entre rocha geradora e os hidrocarbonetos da fase de acumulação. O sistema hipotético corresponde a um sistema no qual a rocha geradora é conhecida, no entanto, não existe correlação com os hidrocarbonetos da fase de acumulação. Já o especulativo parte do princípio de evidências geológicas e geofísicas, durante a identificação da rocha geradora ou dos hidrocarbonetos (Magoon & Dow, 1994).

A ocorrência de reservatórios com gás na Bacia do Parnaíba é fortemente associada ao magmatismo de rochas ígneas, tanto para a geração, formação de trapas e preservação de hidrocarbonetos (Figura 7), pois apenas pelo soterramento a bacia não atingiu incremento térmico suficiente para a maturação da matéria orgânica. Os eventos magmáticos ocorridos principalmente no cretáceo, correlatos ao evento CAMP – Formação Mosquito, que ocorrem em subsuperfície em forma de diques e soleiras presentes em maior quantidade na Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera (Vaz *et al.*, 2007) intrudindo diretamente os folhelhos da Formação Pimenteiras e arenitos das formações Cabeças e Poti, foram os catalisadores para que a Bacia do Parnaíba atingisse a janela de geração; enquanto o magmatismo do cretáceo (Formação Sardinha) está mais associado ao rifteamento que ocasionou a separação entre as margens Africana e Sul-Americana. (Morais Neto *et al.* 2016; Trodstorf *et al.*, 2016).

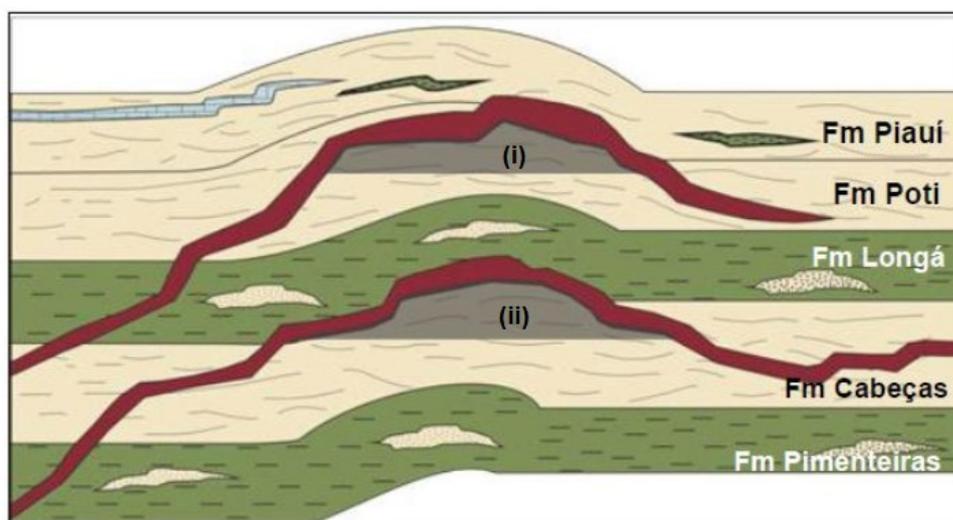


Figura 7: Seção geológica esquemática representando os principais *plays* na Bacia do Parnaíba: (i) arenitos devonianos da Formação Cabeças e (ii) arenitos carboníferos da Formação Poti selados por intrusões ígneas. Fonte: Abelha, 2013.

Na área estudada, o principal sistema petrolífero é o sistema Pimenteira-Cabeças (!) conforme veremos posteriormente pela avaliação petrofísica. A rocha geradora é constituída pelos folhelhos marinhos radioativos da Formação Pimenteiras e o reservatório pelos arenitos esbranquiçados, médios a grossos, associados a ambientes deltaicos com influência fluvial, periglacial e plataformal sob influência de correntes de maré da Formação Cabeças (Caputo, 1984; Góes & Feijó, 1994). Enquanto as intrusões ígneas atuam tanto como rocha selante quanto como trapeadora na Formação Longá (Figura 8).

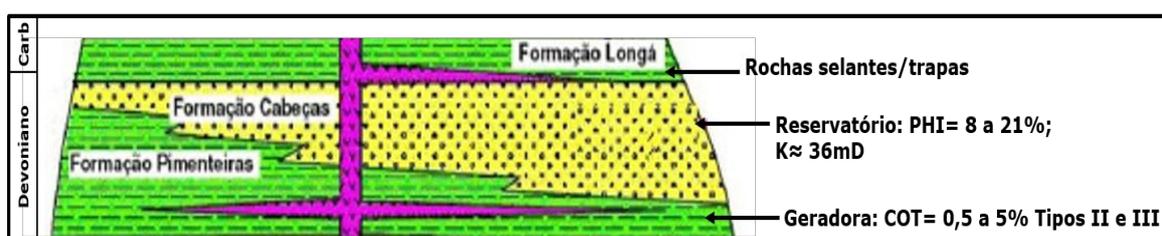


Figura 8: Carta esquemática do sistema petrolífero Pimenteiras-Cabeças (!). Modificado de Góes & Feijó (1994); Miranda *et al.*, (2018).

3.3.2. Geração e Migração

Os folhelhos da Formação Pimenteiras são a principal rocha geradora de hidrocarbonetos da bacia e ocorrem ao longo de toda a área de estudo. Constituem-se de folhelhos cinza-escuros a pretos, esverdeados, em parte bioturbados, radioativos e ricos

em matéria orgânica (com COT variando de 2% a 4% e picos de até 6%), ocorrendo também intercalações de siltitos e arenitos atribuídos a ambiente de plataforma rasa dominada por tempestades (Vaz et al., 2007). Em subsuperfície, Caputo (1984) descreveu as rochas desta formação como folhelhos pretos, cinza-escuros e esverdeados, micáceos e geralmente sideríticos, folhelhos siltosos e camadas de siltito, podendo ocorrer também delgadas camadas de arenito fino, às vezes com fragmentos de folhelhos.

Essas rochas foram depositadas durante o Devoniano, e correspondem a um evento anóxico global, registro de transgressão marinha mundial, com oscilações do nível do mar (Caputo, 1984). No estágio Frasniano, camadas de folhelho laminado com alto teor de radioatividade e resistividade (e baixa densidade) que ocorrem na Formação Pimenteiras indicam o período de máxima inundação marinha (Caputo, 1984; Rodrigues, 1995). Ao analisar e constatar evidências de óleo e gás nos poços 1-TB-2-MA e 2-CP-1-MA do sistema Pimenteiras-Cabeças (!), Rodrigues (1995) relacionou tais resultados às características geoquímicas dos folhelhos geradores da Formação Pimenteiras, os quais apresentam COT entre 2% e 5% e matéria orgânica dos tipos II e III. O estudo mostrou ainda que estes folhelhos foram maturados com a influência de intrusões ígneas, devido ao grau de maturação incompatível com a evolução térmica por soterramento da bacia; caracterizando assim um sistema petrolífero atípico. Essa formação é mais importante em relação as demais em virtude do alto potencial de geração de petróleo, pois abrange a ingressão marinha mais importante da bacia e apresenta até 500 m de espessura e profundidade média de 2500 m no depocentro da Bacia (Góes *et al.*, 1990; Góes & Feijó, 1994; Vaz et al. 2007).

Aproximadamente 27 % da área total destes folhelhos geradores são afetados pelo efeito térmico proveniente de soleiras da Formação Mosquito (Jurássico) com conseqüente geração de petróleo (Kingstone & Matzko, 1995; Cunha et al., 2012; Miranda, 2014 *apud* Cioccarri & Mizusaki, 2019). Ou seja, a geração nesta bacia é diretamente relacionada às intrusões ígneas que frequentemente afetam as rochas geradoras da Formação Pimenteiras e têm como agente modificador da velocidade da reação o incremento térmico (Figura 9). Quanto ao processo de migração, este é conseqüência do contato estratigráfico direto das rochas reservatório com as rochas geradoras, e pela migração dos hidrocarbonetos através das falhas e ao longo de diques de rochas magmáticas intrusivas básicas.

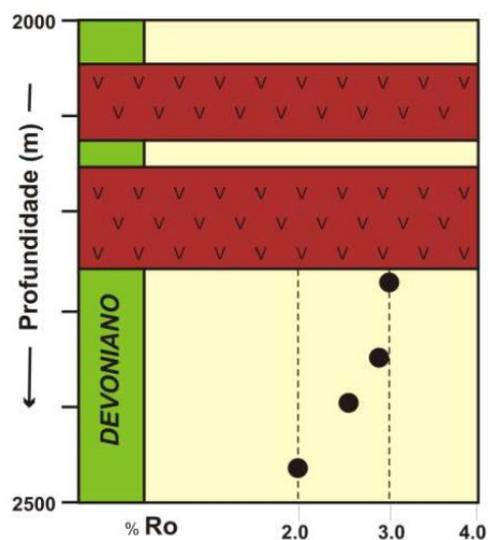


Figura 9: Diagrama esquemático mostrando o efeito térmico das intrusões ígneas na maturação da Formação Pimenteiras. Obs: Ro= reflectância da vitrinita. (Fonte: ANP, 13ª Rd. 2015)

3.3.3. Rocha Reservatório

Na área estudada, a rocha portadora de hidrocarbonetos é o arenito da Formação Cabeças, um dos principais reservatórios da bacia. Atualmente considerado o segundo reservatório em importância, inferior em qualidade à Fm. Poti, foi alvo prioritário no início da história de exploração da bacia.

Trata-se de uma unidade Devoniana composta por arenitos de granulação média a grossa, que se depositou concomitantemente à Formação Pimenteiras, com a qual apresenta contato tipicamente gradacional, localmente interdigitado (Della Fávera, 1990). Os arenitos da Formação Cabeças atingem espessuras da ordem de 250m e apresentam alta permeabilidade, com porosidade de até 26% (Lima, 1990 *apud* Góes *et al.*, 1993: Travassos & Nunes, 1993). Miranda *et al.* (2018), por outro lado, identificaram reservatórios em arenitos da Fm. Cabeças, com porosidades inferiores (em torno de 13 %) e permeabilidade na ordem de 36 mD. As profundidades médias em áreas de produção são da ordem de 1500m. Na literatura, diversos autores classificam o arenito Cabeças como sendo de granulometria média a grossa, todavia nos poços estudados neste trabalho verificou-se a predominância das granulações fina a média, como será demonstrado mais adiante. Os valores de porosidade variam de 8 a 21%. Nesta formação, porosidade secundária também ocorre como um produto de dissolução de feldspatos, e o decréscimo

da permeabilidade é associado à natureza heterogênea dos arenitos da Formação Cabeças, influenciadas por marés e ondas, apresentando cimentação diagenética e abundância de areias muito finas em algumas áreas; excepcionalmente, ocorrem excelentes valores de porosidade em corpos arenosos contínuos, dentro de feições canalizadas (Miranda *et al.*, 2018).

3.3.4. Rochas Selantes e Trapas

A rocha selante, na porção estudada da bacia, correspondem às ígneas intrusivas básicas (soleiras de diabásio) dentro da Formação Longá, que localmente também podem atuar como selo para os reservatórios em arenitos da Formação Cabeças. São caracterizadas pela baixa permeabilidade e capacidade de impedir a migração dos hidrocarbonetos da rocha reservatório sotoposta, onde ocorre acumulação de gás.

Os folhelhos da Formação Longá, selantes originais dos reservatórios da Formação Cabeças, foram depositados na passagem do Devoniano para o EoCarbonífero, e após as intrusões de diabásio no Jurássico ocorreu o momento crítico para o trapeamento e a preservação de hidrocarbonetos no reservatório (Figura 10). Foram formadas trapas estruturais, representadas por falhas normais e reversas relacionadas às intrusões ígneas (Ávila, 2010). As estruturas relacionadas a essas intrusões são importantes por serem contemporâneas à geração de hidrocarbonetos.

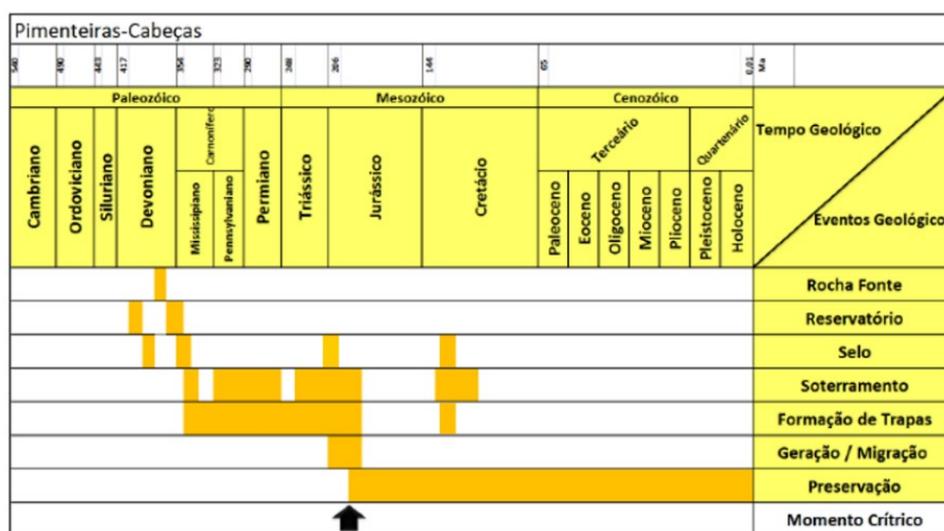


Figura 10: Carta de eventos do sistema petrolífero Pimenteiras-Cabeças (!). Modificado de Fernandes, 2011.

O magmatismo responsável pelas intrusões de diabásio, nessa porção da bacia, corresponde predominantemente à Formação Mosquito (Eojurássico), datada em aproximadamente 200 Ma (Vaz *et al.*, 2007) e correlatas ao supracitado evento CAMP que precedeu o rifteamento do Atlântico Central. Segundo Misusaki & Thomaz Filho (2004) e Zalán (2004), a Formação Mosquito tem correlação com as soleiras de diabásio relacionadas ao magmatismo Penatecaua das bacias do Solimões e Amazonas, cuja idade gira entre 180 e 215 Ma (Thomaz Filho *et al.*, 2008; Morais Neto *et al.*, 2016; Trodstorf *et al.*, 2018).

De acordo com Vaz *et al.*, (2007), a partir de interpretação sísmica é possível identificar soleiras numa grande extensão da Bacia do Parnaíba, porém com afinidade incerta em relação às formações Mosquito e Sardinha. Contudo, por correlação com as bacias do Solimões e Amazonas, esses autores também admitem possível predominância da Formação Mosquito, associando-as ao magmatismo Penatecaua. Segundo Miranda *et al.*, (2018), apesar da carência de dados geocronológicos, é possível destacar dois grupos principais de soleiras na porção central da bacia, com base em dados sísmicos e de poço. O grupo mais basal está concentrado na formação Pimenteiras, o que colaborou na geração. O segundo grupo ocorre ao longo de vários níveis em grandes descontinuidades horizontais, principalmente nas Formações Poti, Longá e Cabeças (Galerie *et al.*, 2011; Senger *et al.*, 2013 *apud* Miranda *et al.*, 2018), o qual é mais espesso, em média 150 m, e considerado o principal corpo ígneo para o traqueamento e definição de alvos exploratórios.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. Dado Sísmico

O dado sísmico utilizado no presente trabalho é resultante do levantamento sísmico denominado 0303-3D Capinzal do Norte PSTM (processamento migrado em tempo pré-empilhamento), de aproximadamente 350 km², realizado pela Georadar para a companhia OGX no ano de 2010, cujo polígono sísmico extraído para a área de estudo compreende sua porção superior abrangendo cerca de 120 km² (Figura 1); tal polígono apresenta aproximadamente 100 km² de cobertura sísmica e seus limites e coordenadas podem ser visualizados na Figura 11. Este volume sísmico é composto por 146 linhas (*inlines*) na direção NE-SW, com espaçamento entre si de 50m e 330 linhas (*crosslines*) com espaçamento de 50,01m na direção NW-SE, de um total de 425 *inlines* (IL) e 330 *crosslines* (XL) do levantamento completo (Figura 12).

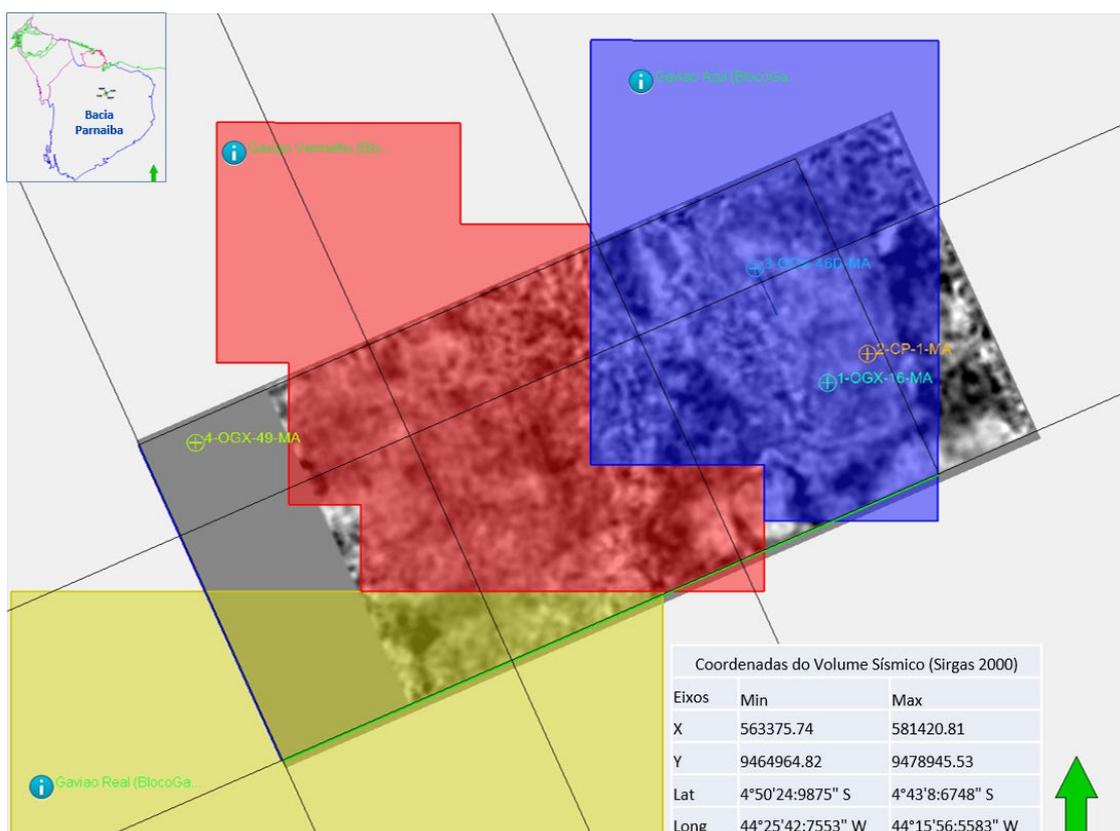


Figura 11: Detalhe da localização da sismica e poços georreferenciados no Petrel (*software* utilizado no estudo). Fonte: Pimentel, R. (2020).

O volume sísmico 3D foi cedido pela ANP no formato SEG-Y (padrão da *Society of Exploration Geophysicists* para armazenamento de dados sísmicos) e importado para o software Petrel® (Figura 12) – versão 2016, cuja licença acadêmica foi disponibilizada pela companhia Schlumberger ao Departamento de Geologia e Geofísica da UFF. Antes do carregamento, foi observado em seu cabeçalho (*header*) que anteriormente ao empilhamento fora aplicado deslocamento estático de 300ms, ou seja, a primeira amostra corresponde ao tempo de -300ms. Dessa forma, foi aplicado um deslocamento (*shift*) de 300ms para ajustamento do dado sísmico, de modo que o tempo de -300ms correspondesse à amostragem inicial. Também foi verificado nas informações do *header* que o dado sísmico apresentava polaridade *SEG* (padrão europeu), ou seja, pico negativo correspondente a uma reflexão positiva, ao contrário do padrão brasileiro em que os picos negativos correspondem a uma reflexão negativa. Para adaptar a sísmica ao padrão aqui utilizado foi aplicado no *software* Petrel uma rotação do dado chamada *phaseshift*, em 180°, a fim de posicionar as reflexões negativas com os picos negativos, ficando assim também os picos positivos correspondendo às reflexões positivas de acordo com o padrão nacional (Figura 13).

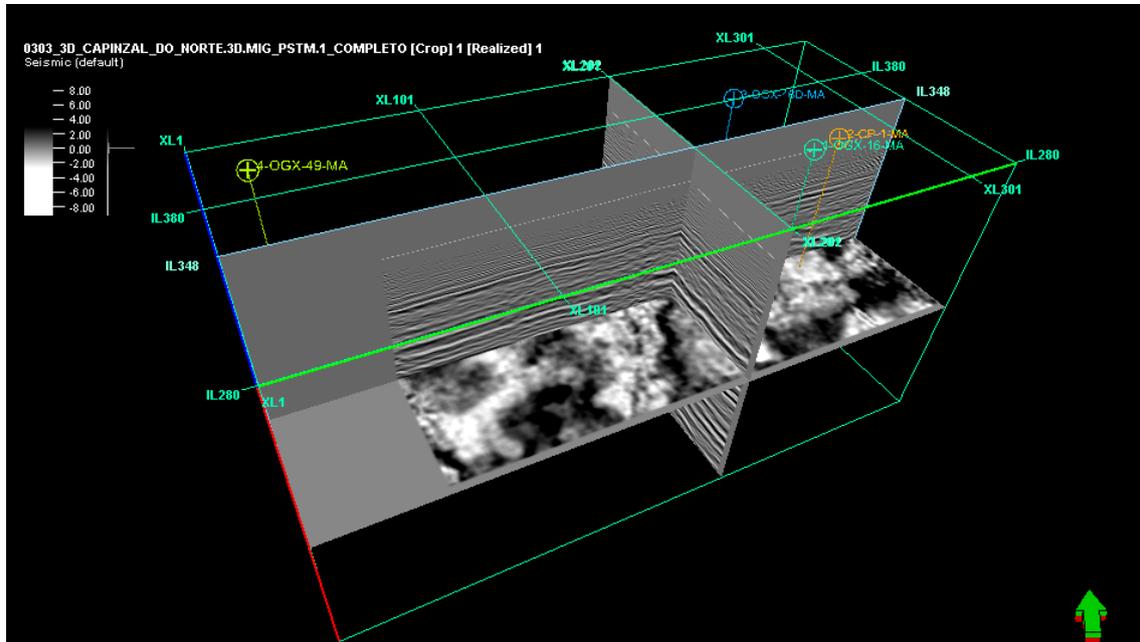


Figura 12: Pré-visualização dos dados do volume sísmico e poços no Petrel.

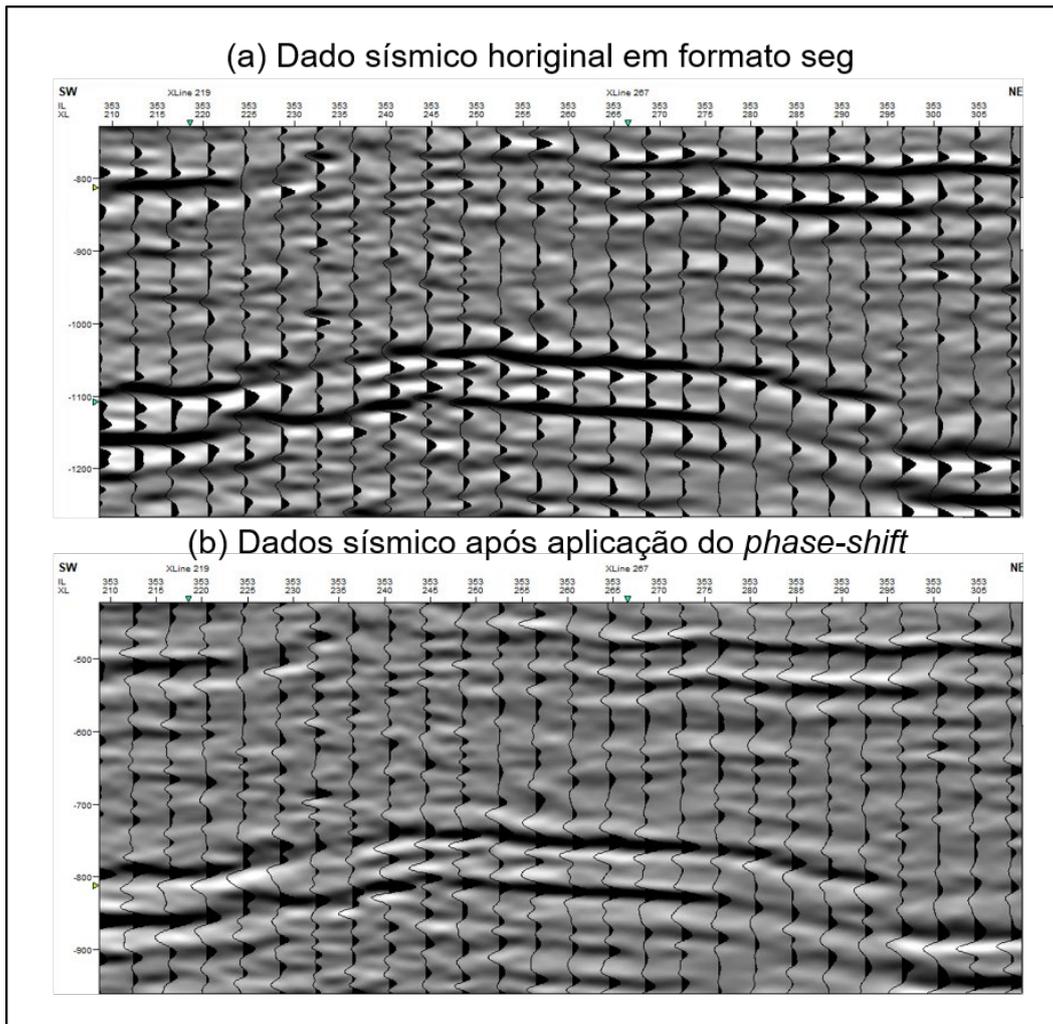


Figura 13: Dado sísmico antes e após a aplicação do phaseshift.

4.2. Dados de Poços

Os poços contidos na área de estudo correspondem a dois descobridores de gás (1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA), um estratigráfico (2-CP-1-MA) classificado como seco com indícios de gás, e um pioneiro adjacente (4-OGX-49-MA), localizado próximo à extremidade oeste do volume sísmico (Figura 12), utilizado para correlação com a porção oeste-noroeste da área de trabalho, o qual foi classificado como seco. Com exceção do poço estratigráfico, perfurado pela Petrobras em 1987, todos os demais poços foram operados na última década pela companhia OGX. A Tabela 1 apresenta as coordenadas geográficas dos poços utilizados no presente trabalho.

O poço 1-OGX-16-MA, pioneiro no Bloco PN-T-68 perfurado entre 05/07/2010 e 10/10/2010, atingiu a profundidade de 3171m e foi descobridor de campo de gás na Fm. Cabeças, com a descoberta declarada no intervalo 1654/1665m (atualmente Campo Gavião Azul – Figura 11). O poço 2-CP-1-MA, perfurado de 04/07/1987 a 27/10/1987, com a finalidade de verificar as condições de geração da Formação Pimenteiras, alcançou a profundidade de 3426m. Já o poço exploratório de extensão 3-OGX-46D-MA, perfurado entre 19/05/2011 e 30/06/2011, atingiu a profundidade final de 2218,8m e confirmou a presença de gás na Fm. Cabeças, descoberta no bloco pelo OGX-16-MA. O poço 4-OGX-49-MA, perfurado de 24/06/2011 a 06/08/2011 até a profundidade de 1904m dentro da Fm. Cabeças, foi abandonado devido à não comprovação, na estrutura testada, de acumulação de gás.

Tabela 1: Coordenadas geográficas dos poços.

Poço	Coordenadas Geográficas (datum Sirgas 2000)	
	Latitude	Longitude
1-OGX-16-MA	4°46'9.3905" S	44°18'14.9259" W
2-CP-1-MA	4°45'49.8290" S	44°17'49.0638" W
3-OGX-46D-MA	4°45'23.9270" S	44°19'1.9856" W
4-OGX-49-MA	4°46'49.2131" S	44°25'4.1066" W

Os dados de poços compreendem perfis geofísicos a Cabo (perfilagem *wireline*) e LWD (*Logging While Drilling* – perfilagem durante a perfuração), ambos adquiridos pela companhia Schlumberger; perfis compostos contendo rodapé com descrição de campo de amostras laterais e testemunhos, e relatórios finais com informações do tipo de fluido de perfuração e temperatura; além de dados de testes de formação (dados de pressão, surgência e amostragem de fluidos). Abaixo segue uma listagem dos principais dados utilizados e informações relevantes para o presente estudo, separados por poço:

- 1-OGX-16-MA:

Perfis a Cabo e LWD: Raios Gama, Resistividade, Densidade, Fator Fotoelétrico, Porosidade Neutrão, Ressonância Magnética Nuclear e Sônico.

Amostras Laterais/Testemunhos: 122 amostras laterais recuperadas, sendo 33 na Fm. Cabeças.

Fluido de Perfuração: base água (densidade = 9,1 lb/gal = 1,09 g/cm³) - fase de 8,5”.

Temperatura: 75°F na Mesa Rotativa - MR (116m), 159°F (medida no perfil de Ressonância Magnética) a 2062 (-1937m), e 192°F (perfis básicos) a 3133 (-3008m).

Dados de Pressão: 211 registros de pressão da formação, sendo 74 efetivos (15 com sobrecarga), 114 fechados/secos, e 23 perdas de selo.

Amostragem de fluidos: quatro amostras de água da formação (TFC-01 a 839,2 (-723,2m) – Fm. Pedra de Fogo; TFC-02 a 1907 (-1791,5m) – Fm. Cabeças; TFC-06 (c/dual packer) a 2744,5/2745,5 (-2628,5/2629,5m) – Fm. Jaicós; TFR-01 a 761/782 (-645/-666m) – Fm. Pedra de Fogo; e uma de gás (TFC-03A a 1673,1 (-1557,1m) – Fm. Cabeças.

Teste de Formação: TFR-02: intervalo 1654 (-1538m)/1665 (-1549m) – Fm. Cabeças. Parcialmente conclusivo, com regular permeabilidade e transmissibilidade, sem dano; portador de gás.

- 2-CP-1-MA:

Perfis a Cabo e LWD: Raios Gama, Resistividade, Densidade, Porosidade Neutrão e Sônico.

Amostras Laterais/Testemunhos: 22 amostras laterais recuperadas, sendo apenas duas na Fm. Cabeças; 2 testemunhos predominantemente de folhelhos com algumas intercalações de arenitos da Fm. Pimenteiras (intervalos: 2278/2287,5m e 2397/2406,3m).

Fluido de Perfuração: base água (densidade = 9,25 lb/gal = 1,1 g/cm³) - fase de 8,5”.

Temperatura: 75°F na MR (112m), 140°F a 1493 (-1381m), e 210,5°F a 3400 (-3288m).

Dados de Pressão: 7 registros de pressão, sendo 5 efetivos e 2 fechados/secos.

Amostragem de fluidos: quatro amostras de água da formação (TFC-01 a 839,2 (-723,2m) – Fm. Pedra de Fogo; TFC-02 a 1907 (-1791,5m) – Fm. Cabeças; TFC-06 (c/dual packer) a 2744,5/2745,5 (-2628,5/2629,5m) – Fm. Jaicós; e TFR-01 a 761/782 (-645/-666m) – Fm. Pedra de Fogo.

Teste de Formação: TF-01: 2234,5 (-2112,5m)/2252,2 (-2140,2m); TF-02: 2219 (2107m)/2252,2 (-2140,2m); TF-03: 2472 (-2350m)/2490 (-2378m) – Fm. Pimenteiras/Diabásio. Surgência de gás no 2º fluxo. Recuperados lama e colchão/fluido de perfuração cortados por gás. Intervalos de baixa transmissibilidade e portadores de gás.

O relatório geológico do poço indica que a Fm. Pimenteiras encontra-se em estágio de maturação senil; teores de carbono orgânico, obtidos em testemunhos, variam de 0,4 a 0,8%. A Fm. Cabeças é o principal reservatório de interesse. O relatório conclui que perfis não mostram Zona de Interesse para Hidrocarbonetos (ZIHC).

- 3-OGX-46D:

Perfis a Cabo e LWD: Raios Gama, Resistividade, Densidade, Fator Fotoelétrico, Porosidade Neutrão, Ressonância Magnética Nuclear e Sônico.

Amostras Laterais/Testemunhos: 39 amostras laterais recuperadas, sendo 31 na Fm. Cabeças; 4 testemunhos em arenitos com intercalações de folhelhos e siltitos da Fm. Cabeças (intervalos: 2074,5/2087,5m; 2087,5/2095,5m; 2095,5/2106,5m e 2106,5/2117,3m).

Fluido de Perfuração: sintético - base óleo (densidade= 0,8 g/cm³) - fase de 8,5".

Temperatura: 75°F na MR (175m), e 159°F (perfis básicos) a 2204,8 (-2029,8m).

Dados de Pressão: 82 registros de pressão, sendo 50 efetivos (3 com sobrecarga), 24 fechados/secos, e 8 perdas de selo.

Amostragem de fluidos: duas amostras de água da formação (TFC-01 a 2087 (-1549m) e TFC-02 a 2127 (-1576,8m) – Fm. Cabeças; e uma amostra de gás (TFC-03 a 2079,5 (-1543,8) – Fm. Cabeças.

- 4-OGX-49-MA:

Perfis a Cabo e LWD: Raios Gama, Resistividade, Densidade, Fator Fotoelétrico, Porosidade Neutrão, Ressonância Magnética Nuclear e Sônico.

Amostras Laterais/Testemunhos: 49 amostras laterais recuperadas, sendo 21 na Fm. Cabeças.

Amostras de Calha: possui o intervalo completo de amostras de calha - 13/702m (amostragem de 9x9m) e 702/1899m (amostragem de 3x3m) cedidas à UFF.

Fluido de Perfuração: sintético – base óleo (0,8 g/cm³) - fase de 12,25".

Temperatura: 75°F na MR (114m), 164°F a 1890 (-1776m).

Dados de Pressão: 43 registros de pressão, sendo 35 efetivos (3 com sobrecarga), 6 fechados/secos, e 2 perdas de selo.

Amostragem de fluidos: 3 águas da formação (TFC-02 a 1787,2 (-1673,2); TFC-03 a 1773,5 (-1659,5m) – Fm. Cabeças; e TFC-04 a 1636,2 (-1522,2m)– Fm. Poti.

4.3. Métodos de Modelagem de Reservatórios

A modelagem de reservatórios compreende uma metodologia complexa, de caráter multidisciplinar, que emprega o conhecimento de diversas disciplinas como: geologia de subsuperfície, geofísica, petrofísica, sedimentologia, petrografia, estratigrafia, bioestratigrafia, geoquímica e geologia estrutural, tem como objetivo estabelecer um modelo comum que pode ser usado para determinar e otimizar o valor comercial de uma acumulação de hidrocarbonetos (Rivenæs *et al.*, 2015). Conforme descrito na introdução dessa dissertação, corresponde ao processo de transferência de dados e conhecimentos disponíveis de subsuperfície para uma representação numérica digital da subsuperfície, sendo normalmente distinguida em duas partes: modelagem geológica estática e modelagem dinâmica.

A modelagem geológica (também conhecida como *geomodel*) realizada no presente trabalho, corresponde à modelagem estática do reservatório, anterior à produção de hidrocarbonetos, representando a distribuição espacial de tipos de rocha com diferentes propriedades de reservatório, onde é estimado o volume natural *in-place* na subsuperfície. Já a modelagem dinâmica baseia-se no arcabouço e distribuição de propriedades de reservatório do modelo estático e implica no regime de fluxos, sendo aplicada para simular a distribuição e movimento de fluidos do reservatório; é utilizada na etapa de produção para prever o volume recuperável de hidrocarbonetos. Tanto o modelo geológico estático quanto o dinâmico podem ser divididos em dois elementos principais: o volume total (*bulk volume*) limitando a distribuição espacial do reservatório, cujo intervalo é definido por superfícies/acamamentos estratigráficos e falhas, representado por um grid tridimensional; e o modelo de propriedades, definindo como as propriedades petrofísicas do reservatório e outras propriedades relevantes são distribuídas em três dimensões dentro dos limites do reservatório representado pelo *grid* (Rivenæs *et al.*, 2015). A seguir, descrevem-se os insumos necessários e métodos de construção e análise de resultados de um modelo geológico estático como o proposto para este trabalho.

4.3.1. Insumos e base de dados

Modelos de reservatório integram uma vasta fonte de dados geofísicos, geológicos e petrofísicos, que incluem: dados sísmicos; dados de rocha; bioestratigráficos; perfis e correlações de poços; modelos conceituais; e dados de produção. A base de dados de subsuperfície depende da disponibilidade de informações e análises efetuadas na área do reservatório a ser estudado.

O insumo geofísico primordial para a modelagem de reservatório é o dado sísmico. A partir de sua interpretação são gerados outros dados para o modelo geológico, como horizontes e falhas, usualmente convertidos para profundidade; é a inversão do dado sísmico que fornece informações importantes sobre as propriedades de rocha, por exemplo, a porosidade (Rivenæs *et al.*, 2015). Outros dados geofísicos de menor importância para a modelagem e que podem ser utilizados como auxílio nessas interpretações são dados magnéticos, eletromagnéticos e análises gravimétricas.

Dados de perfis de poços são um insumo fundamental para a modelagem de reservatório. A análise petrofísica com base nesses dados provê informações sobre porosidade, permeabilidade e saturação do reservatório. Nessa avaliação também são identificados os intervalos portadores de hidrocarbonetos, através da estimativa do *Netpay*, e distinguidos os intervalos não-reservatório, importante para a determinação dos parâmetros de reservatório. Adicionalmente, utilizam-se dados de testes de formação para auxílio na identificação dos contatos entre fluidos.

Os dados e análises geológicos abrangem uma ampla variedade de insumos para modelos de reservatório, quantitativos e qualitativos. É vital entender a gênese e assinatura deposicional do intervalo subsuperficial de interesse, a fim de delinear a arquitetura geral do reservatório (Rivenæs *et al.*, 2015). O zoneamento do reservatório e descrição sedimentológica são os principais insumos para a modelagem de fácies. Modelos de sequência estratigráfica e litoestratigráfica baseados em correlação rocha-perfil também são aplicados. Se disponíveis, dados de avaliação de compactação e diagêneses podem impactar na distribuição de propriedades do reservatório; e mapas paleogeográficos podem ser muito importantes para a compreensão de tendências e da topologia arquitetônica dentro das unidades do reservatório na construção do modelo.

4.3.2. O modelo conceitual

O modelo conceitual pode ser definido como uma síntese de nossa compreensão do reservatório destinado à modelagem, com base em todos os dados de entrada disponíveis de todas as disciplinas de subsuperfície. Em muitos casos, também é crucial incluir informações adicionais, como dados de campos petrolíferos vizinhos e modelos regionais. A construção do modelo geológico conceitual é um processo não linear e complexo que envolve a aplicação de regras, conhecimento e experiências geológicas, sendo tradicionalmente visualizados por seções geológicas (Cavero *et al.*, 2016). Esses modelos descrevem características essenciais de situações geológicas, ilustram os principais processos do sistema petrolífero, fornecem informações importantes sobre as características do reservatório do campo em estudo, e estão sendo amplamente utilizados como entrada principal para modelagem e simulação de reservatórios 3D em diferentes estágios dos projetos de exploração e produção (Cavero *et al.*, 2016).

Tipicamente, o modelo conceitual pode ser resumido com uma série de interpretações ilustrativas e descrições qualitativas anteriores à modelagem; trata-se de um importante “guia” para o modelo digital resultante e a compreensão do vínculo entre estratigrafia e arquitetura de reservatório é essencial (Rivenæs *et al.*, 2015). É importante reconhecer que o conceito possui incertezas, sendo as mais comuns o limite de dados e sua qualidade, múltiplas possibilidades de interpretações geológicas, geometria do reservatório, extensão da área e variações de espessura que levam a caracterização incerta do reservatório (Singh *et al.*, 2013a *apud* Cavero *et al.*, 2016). Desse modo, o processo de modelagem pode revelar informações que acarretem uma revisão do modelo conceitual, e por isso realiza-se uma análise de incertezas após a conclusão do modelo, como veremos mais adiante.

4.3.3. Modelagem geológica

4.3.3.1. Construção do modelo

Essencialmente, o modelo geológico (modelo estático do reservatório) é construído em dois passos. Primeiro, um modelo estrutural expresso em um *grid* de modelagem 3D é gerado e, o segundo passo consiste no preenchimento desse *grid* por

propriedades de rocha. A construção do modelo envolve diversos elementos, conforme descrito a seguir.

O processo inicia-se com a construção do arcabouço estrutural, etapa em que são modelados os horizontes e falhas provenientes da interpretação sísmica, a qual fornece o insumo mais importante para a construção da arquitetura do reservatório com base no arcabouço sísmico. Como a resolução sísmica é limitada, zonas adicionais podem ser incluídas a partir do zoneamento e correlação de perfis de poços, suportadas pelo modelo conceitual. Esse refinamento irá delinear o *arcabouço geológico* (Rivenæs *et al.*, 2015).

O arcabouço sísmico tipicamente define o topo e base do reservatório e em alguns casos, refletores internos (Figura 14, etapas (a) a (d)). As falhas são interpretadas a partir de descontinuidades nos refletores sísmicos. Como a interpretação sísmica geralmente é realizada no domínio do tempo (*Two-Way Time* – TWT), é necessária uma conversão para profundidade.

Com base no arcabouço geológico/estrutural, é construído um grid 3D de alta resolução (também chamado *grid estático*), onde é realizada a modelagem de propriedades do reservatório (Figura 14). A modelagem de propriedades é a etapa em que são atribuídos valores petrofísicos (como porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos) e outros valores (como fácies e identificadores regionais) para cada célula do grid criado. O processo de transferência de propriedades para o grid é conhecido como *upscaling* (ou elevação a escala maior) de propriedades do reservatório, o qual será explicado em detalhes na sequência.

4.3.3.2. Modelagem Estrutural

A modelagem estrutural é realizada com ênfase em superfícies e falhas. Os horizontes sísmicos interpretados e mapeados fornecem a base para a criação de mapas de espessura (isócoras), que são amalgamados no arcabouço sísmico pelo *software* de modelagem; incluindo as falhas interpretadas. A combinação resultante de superfícies sísmicas, falhas interpretadas, e horizontes intermediários calculados a partir de correlação de poços e isócoras perfaz o arcabouço geológico/estrutural, que pode ser considerado como o modelo mais preciso entre os elementos estruturais necessários para a constituição do modelo geológico (Figura 14, etapas e-g).

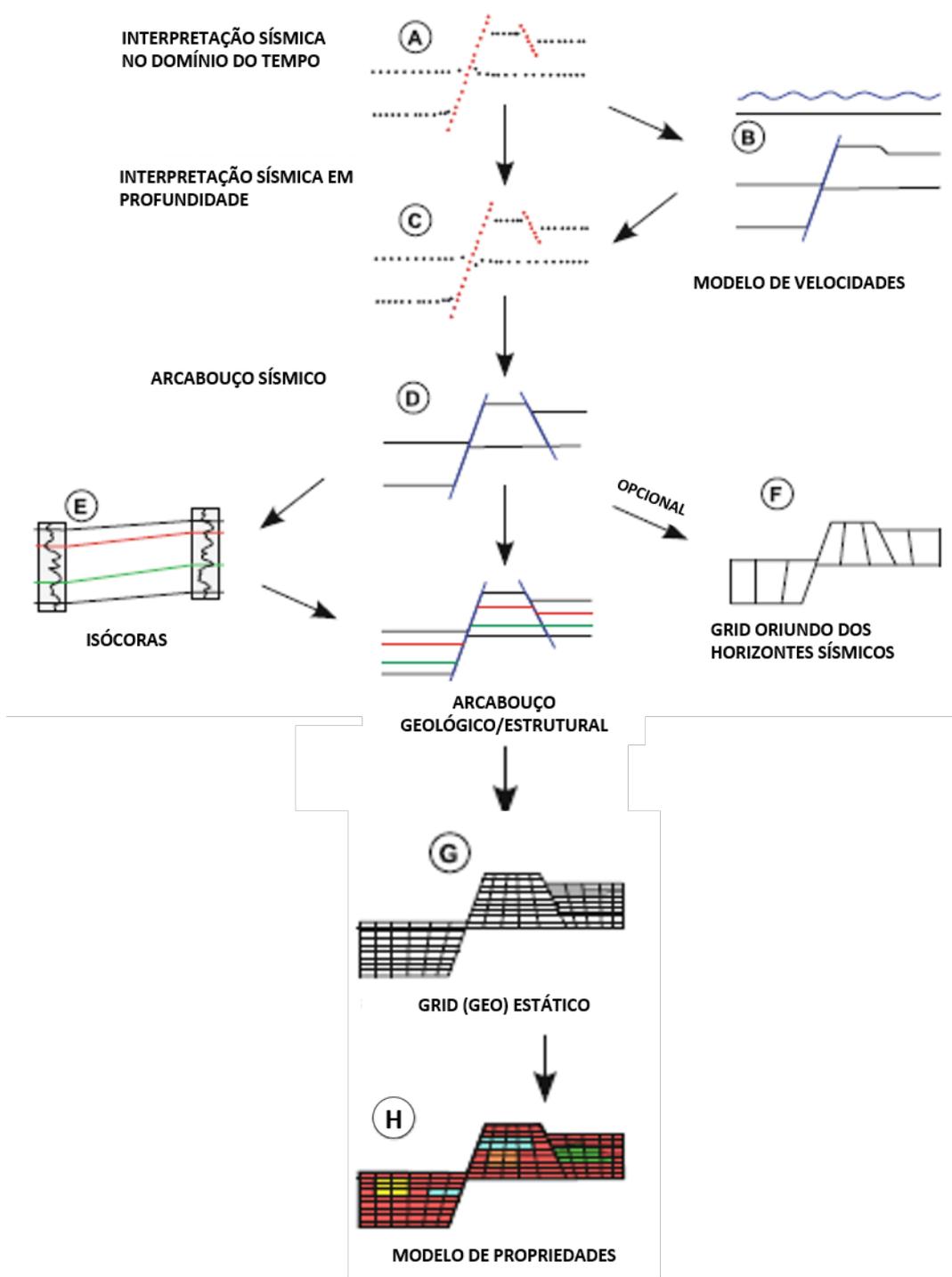


Figura 14: Visão geral de um fluxo de trabalho de construção de modelo geológico. A interpretação sísmica é geralmente feita no domínio do tempo e convertida em profundidade (etapas a – d). Mapas de isócoras são realizados e mesclados com a estrutura sísmica para construir a estrutura geológica (etapa e). Um *grid* de teste opcional pode ser gerado para controle de qualidade (passo f). Com base nesse fluxograma, é gerado o *grid* 3D geostático (etapa g), preenchido com propriedades (etapa h). (modificado de Rivenæs *et al.*, 2015)

O arcabouço geológico/estrutural é normalmente direcionado pelas superfícies, ou seja, é construído por vários mapas de superfície que compõem uma arquitetura em três dimensões. Entretanto, propriedades podem ter valores em qualquer posição entre as superfícies. A fim de popular o modelo digital com propriedades, é introduzido um tipo de dado adicional: o *grid* 3D, que consiste de numerosas células para construir o volume do reservatório, análogo a um modelo de peças de Lego “flexível”, referido como um *modelo geocelular* (Rivenæs *et al.*, 2015). Para cada célula do *grid* no modelo é atribuído um valor a cada uma das propriedades do reservatório a ser modelado. Estas células do *grid* apresentam tamanho típico de 20m a algumas centenas de metros de resolução lateral (direções X e Y do *grid*) e meio metro a dezenas de metros de resolução vertical (direção Z do *grid*); conseqüentemente, os valores petrofísicos são calculados sobre um volume muito maior do que o insumo primário, como amostras laterais e perfis de poços representam (Figura 15). O número de células do *grid* no modelo, e conseqüentemente o tamanho médio destas, é frequentemente uma troca entre a necessidade para a resolução necessária capaz de representar as informações geológicas adequadamente e o armazenamento computacional e tempo de execução (Rivenæs *et al.*, 2015). Resumidamente, dados sísmicos e perfis de poços são utilizados para construir o modelo estrutural de um reservatório, incluindo o arcabouço de falhas interpretadas, horizontes mapeados e zoneamento e modelagem de camadas a partir das células discretizadas.

4.3.3.3. Modelagem de Propriedades

A modelagem de propriedades consiste no preenchimento das células do *grid* construído com atributos, como fácies litológicas e petrofísicas (porosidade, permeabilidade, saturações), que constituem-se nas mais importantes. No entanto o *grid* pode conter um grande número de propriedades, as quais podem ser classificadas em duas categorias: *Propriedades Discretas ou Categóricas*, às quais se atribui um único valor inteiro por célula, geralmente apenas um nome suposto ou indicador para uma determinada feição como um nome de fácies (ou seja, associa um número para cada nome de fácies); e *Propriedades Contínuas*, cujos valores representam diretamente uma grandeza escalar de uma propriedade petrofísica, tal como a porosidade (geralmente é fornecida de forma fracionária, como 0,25) (Rivenæs *et al.*, 2015). As propriedades não são restritas a propriedades petrofísicas tradicionais, podendo incluir outras propriedades físicas, como dados geofísicos (impedância acústica, velocidade da onda P, etc.).

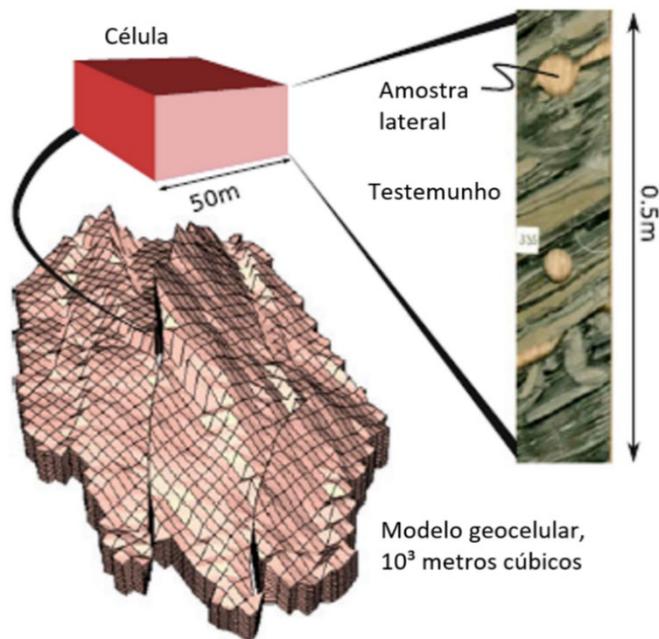


Figura 15: Representação de um modelo *geocelular*, que embora possa conter milhões de células, ainda é uma grande simplificação do que é observado em testemunhos e afloramentos de rocha, pois cada célula só pode conter um conjunto de parâmetros (modificado de Rivenæs *et al.*, 2015).

Para obter resultados realistas a partir de um modelo de propriedades, utiliza-se uma mistura de propriedades categóricas e contínuas. Primeiro, as principais unidades de fluxo são modeladas usando uma propriedade categórica, chamada modelagem de fácies. Em seguida, cada fácies é populada independentemente com propriedades petrofísicas, como mostra a Figura 16.

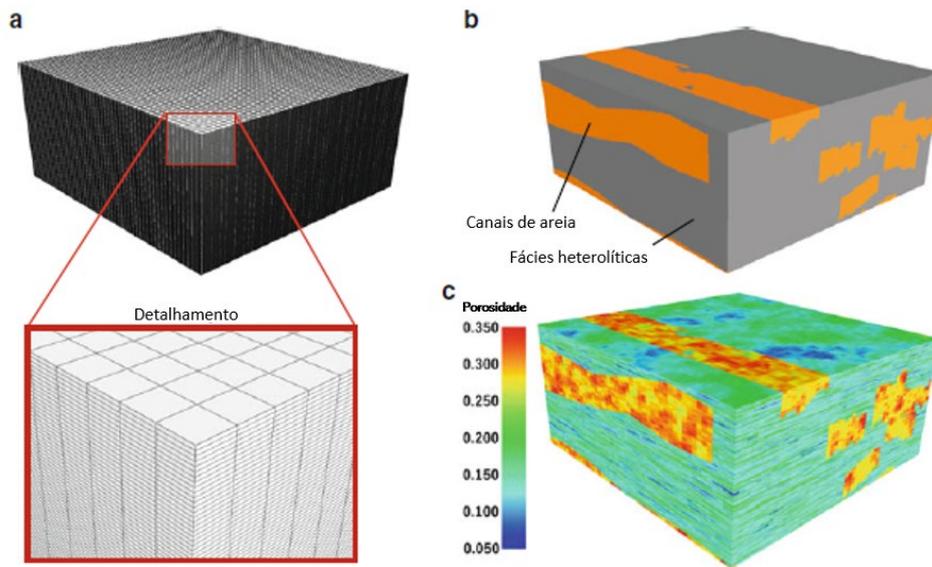


Figura 16: Ilustração de um processo de modelagem, do *grid* (a) para um modelo discreto de fácies (b) e posteriormente para um modelo de propriedades (nesse caso, porosidade) (c). Modificado de Rivenæs et al., 2015.

- **Processamento e Análise de Dados**

Todo o processo de modelagem de propriedades é embasado em geoestatística. Tanto a análise e modelagem de fácies quanto de propriedades petrofísicas são fortemente guiados por princípios e métodos geoestatísticos; o uso de métodos geoestatísticos também vem aumentando dentro da modelagem do arcabouço estrutural. Dessa forma, para efetuar a modelagem de reservatórios e análises de incertezas associadas a estes modelos, é necessário um bom entendimento de princípios e termos geoestatísticos. O campo das estatísticas em geral diz respeito a métodos quantitativos para coletar, sumarizar e analisar dados, bem como tirar conclusões e tomar decisões razoáveis com base nessas análises, por isso trata-se de uma ciência extensiva. A geoestatística é distinta da estatística em três principais aspectos: 1) foco na origem geológica dos dados; 2) modelagem explícita e tratamento de correlação entre os dados; e 3) tratamento dos dados em diferentes escalas de volume e níveis de precisão (Deutsch 2002).

A geoestatística pode ser definida como uma área que estuda fenômenos espaciais analisando as relações entre locais amostrados de propriedades para modelar locais não amostrados (Caers, 2005). No estudo de reservatórios, a modelagem baseada em comportamentos espaciais tem o papel fundamental de caracterizar e, posteriormente,

quantificar o padrão de distribuição das propriedades dos reservatórios, ou seja, analisar a heterogeneidade e anisotropia dos mesmos (Azevedo & Soares, 2017).

Antes de iniciar a modelagem de propriedades, os dados disponíveis de poços precisam ser amostrados na escala do *grid* de modelagem geológica. Este processo é conhecido como *upscaling* (elevação a escala maior, ou salto de escala) de dados de poços, que envolve amostragem e média de dados de perfis petrofísicos para a escala do *grid* geológico. Não se trata de uma tarefa trivial, uma vez que os registros de perfis de poços já resultam de uma média, devido às ferramentas de perfilagem geralmente apresentarem uma resolução de aproximadamente 15 a 30 cm para perfis convencionais, enquanto a resolução real geralmente é menor, significando que camadas de pequena espessura (milimétricas ou de poucos centímetros) comumente vistas nos testemunhos e afloramentos não são capturadas pelos perfis. Quando se realiza o *upscaling* desses dados, é necessário fazer uma média adicional, conforme mostra a figura 17. Perdas de detalhes dos perfis originais podem ser compensadas usando-se um *grid* mais delgado, a depender do objetivo, pois quanto mais células possuir o *grid* mais demorado será o processo de modelagem.

Outro procedimento importante na modelagem de propriedades é a análise de dados, que fornece o *input* fundamental tanto para métodos de modelagem de fácies quanto para modelagem de propriedades contínuas (Rivenæs *et al.*, 2015). Os dados de poços elevados a escala maior (e outros dados, se relevantes) são analisados usando-se técnicas geoestatísticas, a fim de otimizar o processo de modelagem. Esta análise inclui o uso de: histogramas com distribuição de dados de uma determinada propriedade (Figura 18a); gráficos de dispersão das propriedades versus dimensões espaciais, que mostram se a propriedade possui tendências importantes a serem reconhecidas na modelagem, como o decréscimo da porosidade com a profundidade (Figura 18b); *crossplots* de várias propriedades (análises multivariadas), geralmente encontrando uma correlação entre a porosidade e o logaritmo de permeabilidade (Figura 18c); e análises de variograma, técnica comum em geoestatística, para entender como a propriedade irá variar em um contexto espacial (Figura 18d). A utilização dessa técnica é muito importante para a modelagem de reservatórios, porque no espaço tridimensional os inúmeros valores de correlação de uma variável não podem ser analisados considerando-se somente a menor distância entre as mesmas, pois do ponto de vista geológico existem diferentes direções para correlação de propriedades litológicas, dependendo de seus ambientes deposicionais.

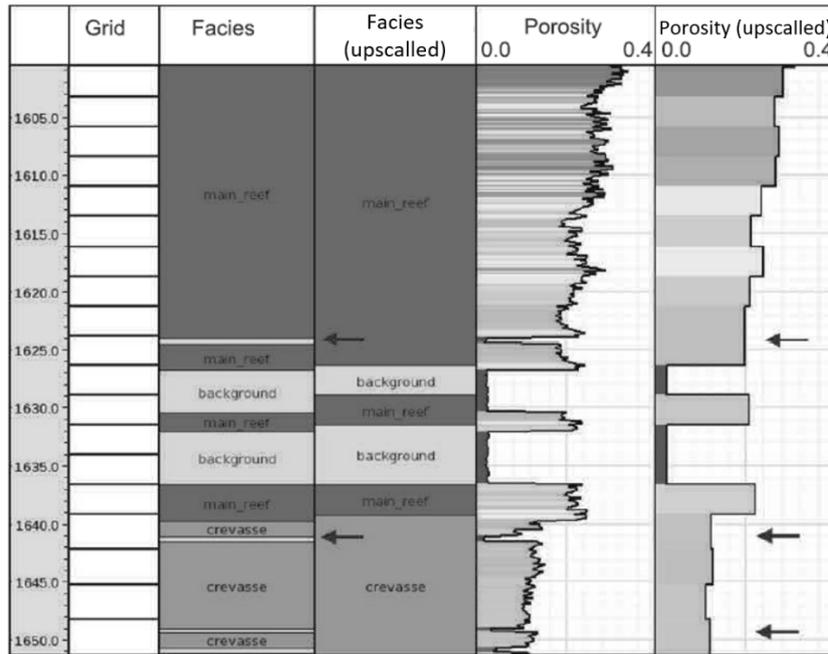


Figura 17: Exemplo de *upscaling* de perfis de fácies e porosidade (modificado de Ravenaes *et al.*, 2015).

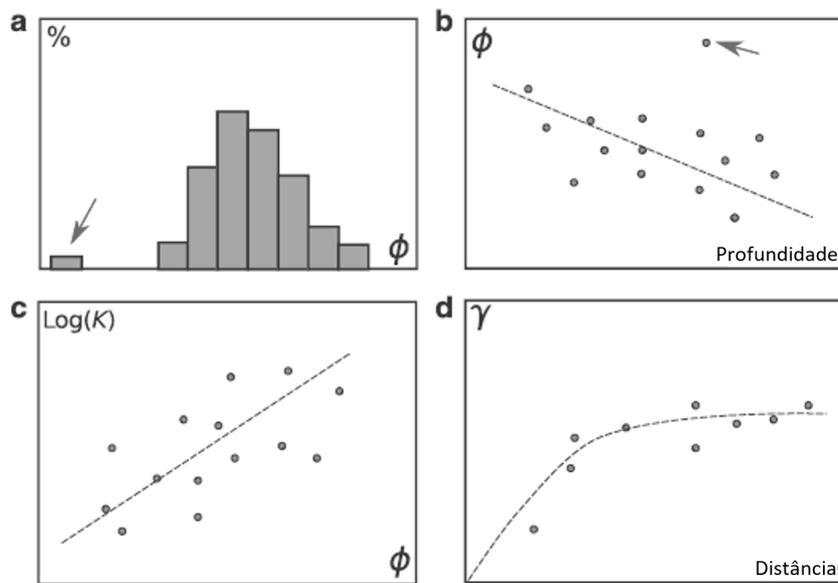


Figura 18: Princípios de análise de dados: em (a) um histograma fornece o intervalo de dados para porosidade; dados externos (indicados pela seta) devem ser identificados e removidos se forem avaliados como incorretos. Em (b) um *crossplot* entre porosidade e profundidade para revelar tendências de profundidade. Em (c) a correlação porosidade versus permeabilidade é mostrada, e em (d) é exibida a correlação espacial (variograma). Modificado de Rivenæs *et al.*, 2015.

O método de análise de variograma ou semi-variograma é utilizado para uma melhor definição da relação espacial de propriedades litológicas e petrofísicas considerando controles geológicos, uma vez que permite a correlação de variáveis restritas a um determinado intervalo de azimute, mergulho e limite horizontal de continuidade

concordante com o esperado pelos ambientes, sub-ambientes e processos deposicionais e diagenéticos específicos que controlam sua distribuição (Pyrcz & Deutsch, 2014). Segundo Caers (2005), variogramas são utilizados para representar a coerência espacial de propriedades “homogeneamente heterogêneas” e podem ser calculados a partir da diferença quadrática média entre dois valores Z separados por uma série de distâncias H (*lags*) em uma determinada direção horizontal e/ou vertical; sendo que o variograma representa o aumento da dissimilaridade entre as amostras e, estatisticamente, o aumento da distância desses valores em relação à média. Na modelagem geoestatística, geralmente é necessário derivar do dado três variogramas para uma boa representatividade da relação espacial, vertical, horizontal de maior e menor variâncias, e posteriormente associá-los a um modelo de variograma (Oliver & Webster, 2015), de acordo com a seguinte equação:

$$\hat{\gamma}(h) = \frac{1}{2m(h)} \sum_{i=1}^{m(h)} \{z(x_i) - z(x_i + h)\}^2 \quad (4.1)$$

Onde:

$z(x_i)$ e $z(x_i + h)$ = valores da variável observados nas posições x_i e $x_i + h$

$m(h)$ = números de pares analisados para uma série de distâncias (*lags*) conforme acima descrito

O variograma é composto por quatro componentes principais (Figura 19): o alcance (*range*), que expressa a distância limite de dependência espacial da variável (por exemplo: porosidade); o patamar da variância (*sill variance*), que indica a variância real entre todo o conjunto de dados analisados; o *slope*, que representa o quão rápido a variável deixa de ter relação espacial; e a variância de pepita (*nugget variance*), que representa a aleatoriedade intrínseca da variável em uma distância pequena. Todas essas características são únicas de acordo com a propriedade geológica e o ambiente deposicional a ser modelado (Oliver & Webster, 2015). Em vista disso, no caso da modelagem de fácies recomenda-se que os variogramas sejam construídos por zonas, e, por zonas e fácies, para o caso de modelagem petrofísica.

É importantes salientar que em muitos casos de modelagem de fácies ou propriedades petrofísicas do reservatório, os dados de entrada são mal amostrados, portanto ocorre a necessidade de realização da modelagem conjunta a variáveis secundárias mais bem amostradas na região (Azevedo & Soares, 2017); por exemplo, impedância acústica e outros atributos sísmicos, ou então com mapas de tendências e/ou probabilidade e linhas

de fluxo. Esses dados auxiliares permitem ao intérprete trazer mais robusteza aos seus resultados.

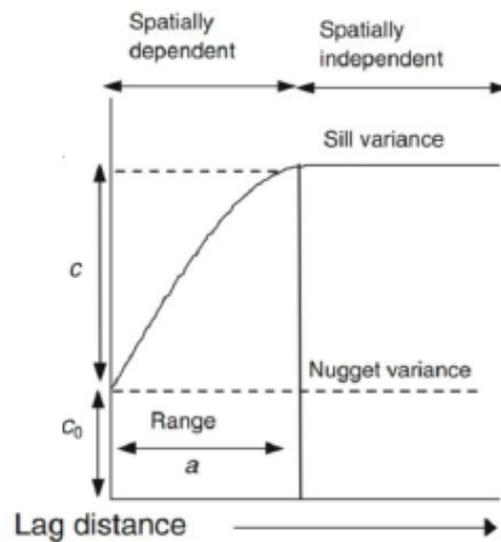


Figura 19: Principais componentes de um variograma (Oliver & Webster, 2015).

- **Modelagem de Fácies**

A palavra “fácies” tem várias definições diferentes em geologia. Para modelagem de reservatórios, fácies é um elemento arquitetural que possui uma certa geometria e uma distribuição adequadamente definida de suas propriedades internas contínuas (Rivenæs *et al.*, 2015). É importante entender que a modelagem de fácies é uma etapa opcional; não é necessariamente requerida a fim de obter um modelo que possa ser usado para volumetria e fluxo. No entanto, um modelo de fácies tem a vantagem de introduzir formas que se aproximam da geologia esperada para o modelo, honrando assim o entendimento geológico conceitual. A maioria dos modelos de reservatório utilizam a modelagem de fácies em algum sentido para melhorar a arquitetura petrofísica. A decisão de realizar a modelagem de fácies deve basear-se nos objetivos da modelagem, no modelo conceitual, na necessidade de precisão e no tempo e recursos disponíveis.

Há várias técnicas disponíveis para se realizar um modelo de fácies, brevemente descritas a seguir, cujas principais são a *Modelagem de Fácies Baseada em Pixels*, que utiliza o *grid* 3D diretamente na modelagem, e a *Modelagem de Fácies Baseada em Objetos*, que utiliza um *input* geométrico.

Diferentes métodos baseados em pixels estão disponíveis: 1) Campos Gaussianos truncados (Deutsch 2002), que é uma metodologia útil para modelar objetos de fácies de grande escala que aparecem em uma ordem específica, como por exemplo os limites entre as partes inferior, média e superior de um sistema deposicional de antepraia (*shoreface*), ou o limite entre o *shoreface* e uma planície deltaica, sendo geralmente inadequada para unidades de fluxo que têm formas distintas; 2) Simulação sequencial indicadora (Deutsch 2002), que trata-se de uma metodologia que possibilita gerar um grande número de padrões aleatórios e tem a vantagem de efetuar a modelagem de forma bastante rápida, quando condicionada a um grande número de poços; entretanto, a saída desse método pode ter dificuldades em coincidir com o modelo geológico conceitual; 3) Estatísticas multipontos (Deutsch 2002), que é uma técnica que utiliza imagens de treinamento, fornecendo uma maneira intuitiva para o geólogo descrever a geologia, e também tem a vantagem de efetuar a modelagem rapidamente ao condicionar um grande número de poços, além de poder substituir a necessidade de usar métodos baseados em objetos.

A modelagem de fácies baseada em objetos é uma classe de técnicas de modelagem de fácies que utiliza um processo estatístico de ponto marcado para criar objetos de fácies com base em um *input* geométrico (Deutsch 2002). Assim, os métodos baseados em objetos colocam vários corpos de fácies dentro de um background de fácies, de acordo com regras estatísticas e relações geométricas. Essa técnica de modelagem é intuitiva na maneira que o *input* é fornecido pelo modelador em termos de forma e tamanho dos objetos a serem modelados, mas pode ser complexa para parametrizar e condicionar (ajustar) com todas as observações, como poços elevados a escala maior e o dado sísmico (Rivenæs *et al.*, 2015).

Dependendo da ferramenta de modelagem, a maioria ou todas as técnicas podem ser condicionadas ou ajustadas a vários tipos de dados. Os mais vitais são dados de poços, bem como observações que são dados "concretos" que devem se encaixar naturalmente no modelo após a realização da modelagem das fácies. Adicionalmente, a maioria das ferramentas pode usar condicionamento sísmico, o que guiará a algoritmo de modelagem para gerar um padrão ou recurso (como "probabilidade de areia") extraído do dado sísmico (Rivenæs *et al.*, 2015). Para melhorar o resultado da modelagem de fácies, várias técnicas diferentes, tanto baseadas em pixels quanto em objetos, podem ser aplicadas dentro de uma unidade e, finalmente, mescladas, a fim de obter um resultado realista.

- **Modelagem Petrofísica**

A modelagem de propriedades petrofísicas é o processo de distribuir as propriedades do reservatório dentro do *grid* geológico (Rivenæs *et al.*, 2015). Caso fâcies tenham sido modeladas as propriedades são distribuídas individualmente para cada fâcies em cada zona do reservatório. Para esse procedimento são utilizados algoritmos geoestatísticos e técnicas de krigagem, que serão explicados a seguir.

Os algoritmos de modelagem geoestatística são divididos em *determinísticos*, onde as estimativas da variável de interesse para uma localidade não amostrada são realizadas utilizando-se uma combinação linear entre todos os valores amostrados, apresentando somente um único resultado possível; e *estocásticos*, onde os valores para uma localidade não amostrada são determinados de acordo com um arcabouço probabilístico construído a partir da média, variância, funções de probabilidade e semente inicial do algoritmo, respeitando a continuidade espacial proposta pelo modelo de variograma utilizado e provendo uma série de valores igualmente possíveis para a localidade (Caers, 2005; Azevedo & Soares, 2017).

A krigagem é uma técnica de interpolação linear no domínio da distribuição normal baseada na regressão dos valores amostrados existentes ao redor do local não amostrado para estimativa de seu valor. Os valores amostrados recebem pesos na equação de estimativa de valor não amostrado de acordo com a co-variância espacial, ou seja, de acordo com o modelo de variograma utilizado (Pyrcz & Deutsch, 2014). A seguinte equação resume o processo de krigagem:

$$Y^*(u) = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \cdot Y(u_{\alpha}) \quad (4.2)$$

Onde:

$Y^*(u)$ = diferença do valor a ser estimado no local não amostrado com a média global (krigagem simples) ou local (krigagem ordinária)

λ_{α} = peso aplicado aos valores de dados contidos nos limites do variograma utilizado

$Y(u_{\alpha})$ = diferença entre o valor amostrado com a média global ou local

O uso de métodos geoestatísticos gaussianos é a abordagem mais utilizada para a modelagem petrofísica (Deutsch, 2002). Isso implica que as propriedades que serão

modeladas apresentam uma distribuição próxima a uma distribuição Gaussiana (Normal), ou uma distribuição que pode ser facilmente transformada em uma forma gaussiana. É necessária uma sequência de transformação para alcançar a distribuição gaussiana, e estabelecer essa sequência é uma parte importante da análise dos dados. A modelagem gaussiana possui dois modos de resultados de saída: o método de krigagem e o modo estocástico (Rivenæs *et al.*, 2015).

O método de krigagem ou modo de previsão fornece o resultado médio esperado, onde há somente uma “realização” de saída resultante, como mostra a figura 20a. Nesta, as observações (poços) se destacam como anomalias (“olhos de boi”), e fora da faixa de influência (que é fornecida pelo variograma) os valores do modelo irão tender para a média. Um problema importante com a krigagem é que o resultado se torna muito suave e, portanto, inadequado para uma modelagem de fluxo realista.

Uma simulação gaussiana (modo estocástico) irá adicionar variabilidade entre observações de poço (Figura 20b–d) e são geralmente preferidas para modelos de fluxo. Devido à escassez de dados (poços), o *software* de modelagem usará geradores randômicos em combinação com o modelo geoestatístico para preencher as células. O resultado aparecerá mais realista e reproduzirá a variabilidade observada em gráficos de dispersão e histogramas da análise de dados (Figura 18).

A simulação gaussiana sequencial é, portanto, uma técnica baseada na krigagem, que visa corrigir os problemas de independência entre valores estimados através da estimativa sequencial e randômica de cada local não amostrado e sempre considerando os resultados de locais não amostrados anteriormente para o próximo a ser simulado, gerando assim diversos resultados equiprováveis dependendo do local randômico inicial. Além disso, para corrigir o efeito de suavização causado pela variância da krigagem, adiciona um valor residual randômico ao valor estimado pela krigagem, derivado de uma distribuição normal que possui como variância a de krigagem (Pyrcz & Deutsch, 2014).

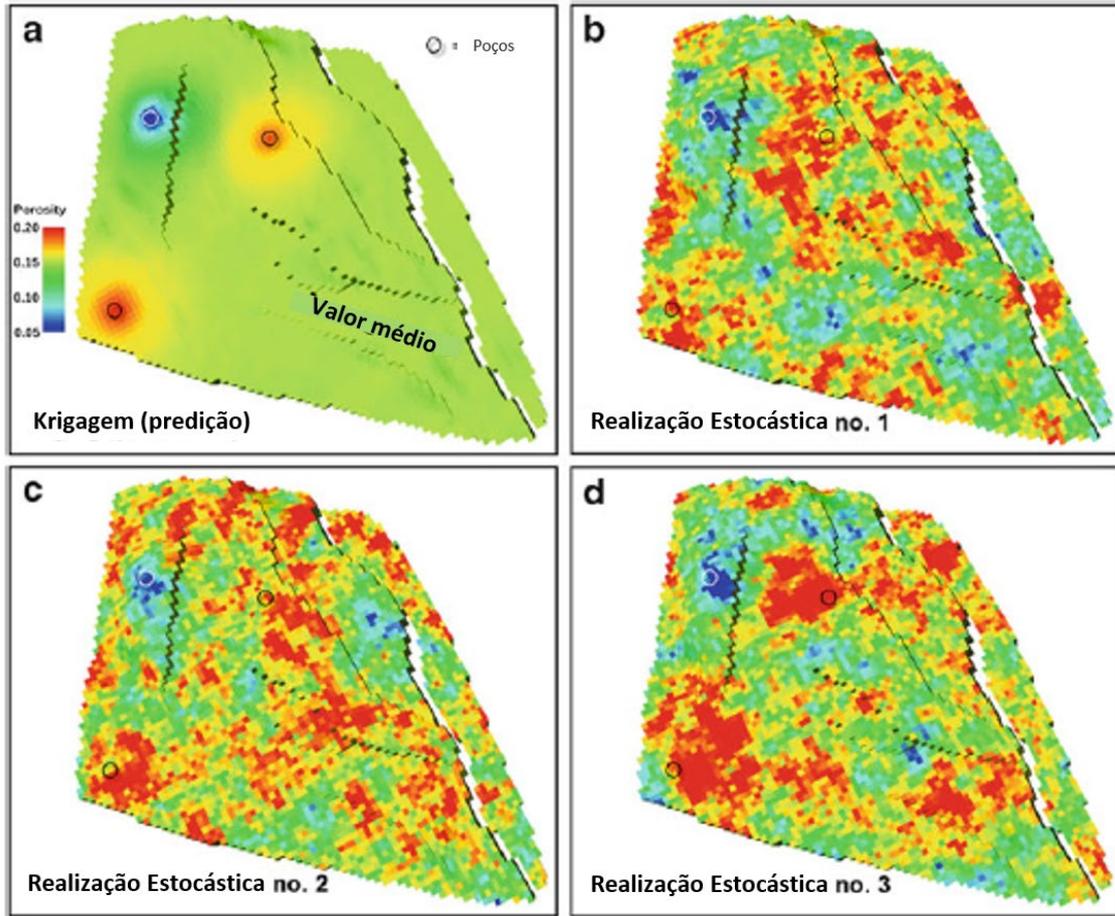


Figura 20: Exemplo de modelagem petrofísica baseada em métodos gaussianos: em (a) o resultado do método de krigagem; e em (b), (c) e (d) são apresentadas três realizações do modo estocástico. Modificado de Rivenaes et al., 2015.

Quando a regressão proposta convencionalmente pela krigagem é adaptada para considerar uma variável secundária, geralmente mais bem amostrada na área de estudo que a variável primária a ser estimada como fonte de informação, utiliza-se o método de co-krigagem para trazer mais robustez aos resultados, principalmente em casos onde existe uma distância considerável entre os locais amostrados da variável primária (Azevedo & Soares, 2017). Um exemplo clássico é a utilização de cubos de impedância acústica para estimativas de porosidade. A técnica de co-krigagem é definida pela seguinte equação, derivada da equação para estimativa de krigagem (equação 4.2):

$$Y_{cok}^*(u) = \sum_{\alpha_1=1}^n \lambda_{\alpha_1} \cdot Y(u_{\alpha_1}) + \sum_{\alpha_2=1}^n \lambda_{\alpha_2} \cdot Y(u_{\alpha_2}) \quad (4.3)$$

Onde:

$\sum_{\alpha_1=1}^n \lambda_{\alpha_1} \cdot Y(u_{\alpha_1})$ = variável primária

$\sum_{\alpha_2=1}^n \lambda_{\alpha_2} \cdot Y(u_{\alpha_2})$ = variável secundária

4.3.3.4. Cálculo de volumetria e Análise de Incertezas

O cálculo de volumetria é realizado por meio de ferramentas disponíveis nos softwares de modelagem geológica, que apresentam painéis predefinidos para esses cálculos, os quais se baseiam nas mesmas equações clássicas utilizadas para cálculos de volume de óleo ou gás *in-place* (V_p):

$$V_p = HCPV = V_r \cdot N/G \cdot \varphi \cdot S_{HC} \quad (4.2)$$

Onde:

V_r = volume total de rocha

N/G = Net-to-Gross; fração de rocha que corresponde ao reservatório

φ = porosidade média

S_{HC} = saturação de hidrocarbonetos

Essa equação, também denominada HCPV (*Hydrocarbon Pore Volume*), representa o volume total inicial de hidrocarbonetos no reservatório. O percentual desse óleo ou gás que pode ser produzido é chamado recuperável ou fator de recuperação. O volume de rocha acima do contato hidrocarboneto/água e abaixo da rocha capeadora, V_r (*bulk-volume*), é determinado pela sísmica 3D e dados dos poços modelados. Isso requer que o contato hidrocarboneto/água (ou nível de água livre) esteja definido corretamente, mas pode não estar visível nos registros sísmicos, nem necessariamente estar na mesma profundidade em todo o reservatório (Bjørlykke, 2015). A razão entre o volume de rochas do reservatório (*Net*) que possuam suficiente qualidade do reservatório para produzir quantidades significativas de hidrocarboneto (*pay*) e o volume total (*Gross*), é chamado *Net-to-Gross* (N/G), e estimado previamente na avaliação petrofísica preliminar, assim como a porosidade média (φ). Ao padronizar para a temperatura padrão de superfície, um fator de contração (B_o) também é necessário.

Há diferentes formas de se calcular um volume, dependendo da quantidade de informação que se dispõe, e qual propósito do cálculo. Em casos simples os cálculos de volume são mais diretos, sendo que nenhuma fácies é modelada, e propriedades petrofísicas são modeladas com krigagem ou outras técnicas de interpolação. No entanto, atualmente a maioria das grandes companhias de petróleo utiliza técnicas estocásticas para modelagem de fácies e propriedades petrofísicas, uma vez que estas produzem

variabilidade mais realista, na qual a distribuição das propriedades modeladas e a volumetria resultante representam um resultado possível dentro de um maior espaço para resultados (Rivenæs *et al.*, 2015). Dessa forma, o volume calculado permite maior parametrização e possibilidade de análise de incerteza.

A partir do primeiro cálculo de volumetria (caso base) para a análise de incertezas, frequentemente dezenas a várias centenas de realizações do modelo estocástico são geradas, a fim de poder visualizar o espaço do resultado e executar cálculos volumétricos em todas essas realizações do modelo. Por razões de capacidade do computador, é raro que todas as realizações sejam levadas mais adiante para modelos de simulação de fluxo, sendo necessário um ranqueamento de realizações. Escolher realizações representativas do modelo pode ser um desafio; uma abordagem possível é escolher as realizações volumetricamente mais próximas da média de todas as realizações do modelo (Rivenæs *et al.*, 2015).

A análise de incertezas é um aspecto fundamental da modelagem de reservatórios, pois devido às limitações da resolução sísmica, número de poços disponíveis, etc., sempre há uma incerteza importante associada com a descrição e entendimento da subsuperfície. O impacto dessas incertezas pode ser estimado através da construção de cenários alternativos e realizações estatísticas do modelo, a fim de quantificar esse impacto no volume estático calculado e no planejamento da locação de poços (Rivenæs *et al.*, 2015), possibilitando estudar o impacto da combinação dos parâmetros de incerteza, de acordo com os *ranges* e distribuições pré-estabelecidos.

O primeiro passo do fluxo de incertezas é construir um modelo determinístico baseado nas melhores opções dos parâmetros de *input*. Esse *caso base* (ou cenário modelo) apresenta hipóteses que podem ser interpretações sísmicas distintas, diferentes modelos conceituais, diferentes estratégias de produção para o campo, entre outras. Enquanto as realizações (variações dos parâmetros dentro de uma hipótese) podem infligir em variações nas incertezas associadas ao cenário modelo, como em interpretações de horizontes e falhas, variações de velocidades em conversões tempo-profundidade, variações nos contatos entre fluidos, variações nos *inputs* de modelagem de fácies, porosidade, saturação, alterações nas transmissibilidades de falhas, etc. Dentro desse processo, uma análise de sensibilidade é efetuada para se obter percepções dentre as várias possibilidades de problemas e auxiliar no direcionamento do estudo, visando entender quais parâmetros devem ser investigados em detalhe (quais variáveis realmente

impactam no volume do reservatório) e otimizar o estudo de incertezas (Schlumberger, 2010).

Definidas as hipóteses, executam-se as múltiplas realizações de acordo com a análise de sensibilidade, que é baseada nas interpretações dos dados de subsuperfície realizadas (Figura 21), gerando assim os diversos casos possíveis para o cálculo volumétrico utilizando técnicas estatísticas. A técnica mais comumente utilizada para essas realizações é o método de Monte Carlo (Metropolis & Ulam, 1949), algoritmo computacional bastante conhecido, usado em diversos segmentos da ciência e engenharia para simular problemas que podem ser representados por processos estocásticos, o qual se baseia em amostragens aleatórias massivas para obter resultados numéricos de parâmetros desconhecidos, através de simulações para modelar a probabilidade de resultados diferentes em um processo que não pode ser facilmente previsto devido à intervenção de variáveis aleatórias. Por fim, para avaliar o impacto de incertezas, é efetuada a análise dos resultados dessas realizações, com base em gráficos ou histogramas que mostram as probabilidades baixa, média e alta (P10, P50 e P90) de cada variável.

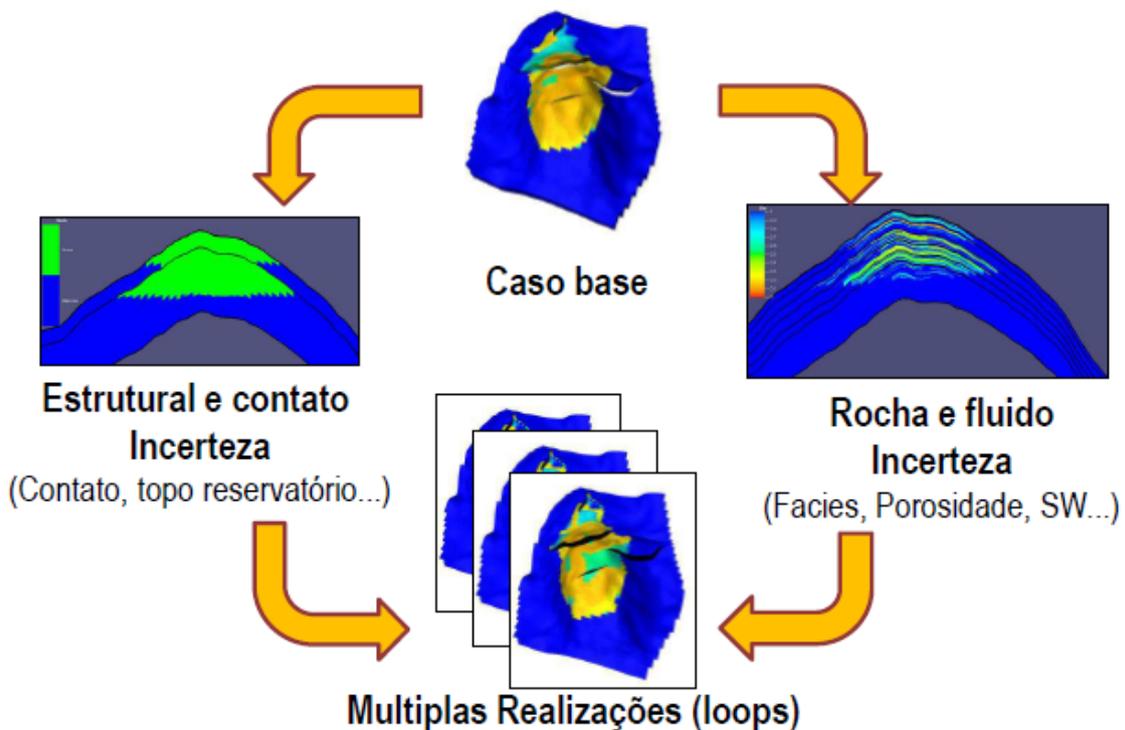


Figura 21: Esquema de estudo de incertezas em modelos geológicos (Fonte: Schlumberger, 2010).

4.4. Metodologia Aplicada

Para alcançar os objetivos propostos, adotou-se a metodologia de trabalho usualmente utilizada por geólogos e geofísicos intérpretes para construção de modelos geológicos a partir de dados de poços (rocha e perfil) correlacionados às assinaturas sísmicas. A sequência de trabalho executada foi a seguinte:

1) Avaliação Petrofísica Preliminar: Consistiu na avaliação de perfis e dados de poços da área de estudo, utilizando o *software* Interactive Petrophysics™ versão 2018 (IP 2018) da Senergy, para a caracterização de fluidos e contatos (determinação do *Free Water Level*), cálculo de porosidade e saturação, e totalização dos reservatórios como insumo para a modelagem petrofísica;

2) Correlação Rocha-Perfil: Nesta etapa foi realizada a descrição de amostras de calha do poço 4-OGX-49-MA, utilizando-se o *software* SedLog 3.1, e interpretação litológica do mesmo no IP 2018, através de correlação rocha-perfil. Em seguida, foi efetuada correlação litoestratigráfica com os demais poços da área no Petrel®, além da determinação faciológica da zona de interesse para o modelo de fácies;

3) Interpretação Sísmica: A partir dessa etapa todo o procedimento foi realizado no *software* Petrel®. Como o levantamento sísmico disponível foi adquirido em tempo duplo (TWT), foi necessário realizar a conversão do volume sísmico para profundidade, pré-requisito para a modelagem geológica e petrofísica. A fim de se obter o dado sísmico em profundidade com os dados de poços, foi efetuada a calibração poço-sísmica; em seguida, a interpretação e o mapeamento de horizontes; e construção do modelo de velocidades para a conversão tempo-profundidade. Também foram efetuadas a conversão sísmica em pseudoimpedância e a interpretação das principais falhas na seção do volume sísmico, visando a criação do arcabouço estrutural para o modelo geológico;

4) Correlação Rocha-Perfil-Sísmica: Análise e correlação entre dados de rocha, perfil e sísmica, através da correlação entre as fácies sedimentares e zonas interpretadas na sísmica no intervalo de interesse e geração de gráficos comparando dados de perfis de poços, impedância acústica, curvas geradas pela interpretação petrofísica, litologia, e

atributos sísmicos, com o objetivo de obter os melhores parâmetros para a modelagem geológica e petrofísica do reservatório;

5) Modelagem Estrutural: Construção do modelo geológico-estrutural, através da criação de *grid* 3D da área do reservatório estudado com base nos horizontes mapeados e posicionamento de falhas interpretadas para o modelo estrutural. A modelagem estrutural consistiu na criação do arcabouço estrutural e no ajuste dos rejeitos de falhas para a geração de mapas estruturais na área do reservatório, e definição do acamamento (*layering*) do intervalo de estudo.

6) Modelagem de fácies: Realizada com base no acamamento definido na modelagem estrutural, por meio de métodos geoestatísticos, através do salto de escala (*upscale*) das fácies litológicas correlacionadas com atributos do volume sísmico no intervalo de interesse.

7) Modelagem Petrofísica do Reservatório: Modelo petrofísico estático, efetuado através da modelagem de propriedades petrofísicas do reservatório (porosidade), utilizando métodos determinísticos e estocásticos. Posteriormente, foram feitos o cálculo de volumetria do reservatório na área do volume 3D e a análise de incertezas, através de simulações estatísticas imputando variações em parâmetros calculados, para avaliação dos resultados do modelo construído;

Todo o desenvolvimento do trabalho foi embasado por estudos bibliográficos sobre os assuntos em questão. As etapas 1 a 4 correspondem ao desenvolvimento do modelo conceitual, e as três últimas etapas distinguem a modelagem geológica. Mais detalhes dos dados, fundamentos teóricos e técnicas empregados em cada etapa de estudo serão abordados nos tópicos referentes às mesmas. A Figura 22 apresenta uma síntese da metodologia aplicada neste trabalho em forma de fluxograma, resumindo as principais etapas para o desenvolvimento deste estudo.

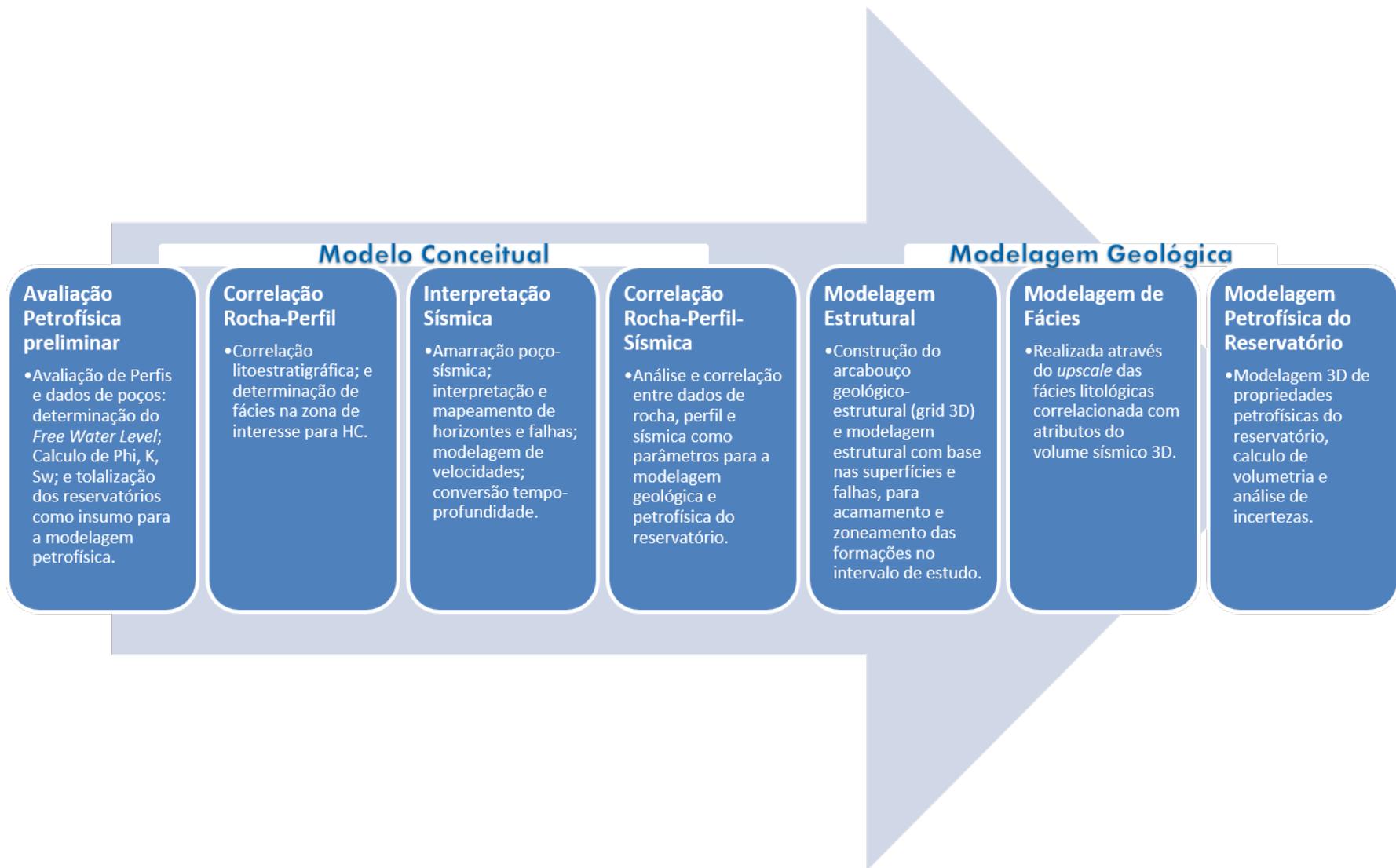


Figura 22: Fluxograma da metodologia de trabalho aplicada.

5. AVALIAÇÃO PETROFÍSICA PRELIMINAR

Dentro do fluxograma de modelagem de reservatórios, inicialmente é necessário realizar uma avaliação petrofísica preliminar através da análise básica de perfis de poços da área de estudo, para a caracterização de fluidos e contatos e totalização dos reservatórios, além de cálculo de parâmetros petrofísicos que servirão de insumos para o modelo de propriedades petrofísicas do reservatório.

5.1. Processamento e Avaliação de Perfis

A avaliação petrofísica realizada no presente trabalho baseou-se principalmente nas técnicas e métodos de interpretação de perfis geofísicos descritos por Asquith (2004), Darling (2005) e Nery (2004; 2013), levando-se em consideração o efeito da argilosidade por tratar-se de reservatório siliciclástico. Além de auxiliar na determinação de propriedades petrofísicas dos reservatórios, na indústria do petróleo os perfis geofísicos são úteis para quantificar alguns parâmetros de reservatório, como sua espessura efetiva, porosidade média e principalmente o conteúdo de hidrocarboneto. Com base nos dados disponíveis, como descrições litológicas, testes de formação e perfis geofísicos, elegem-se as possíveis zonas de interesse e inicia-se a interpretação.

A interpretação de perfis em nível exploratório é dividida em três fases distintas. A primeira consiste no controle de qualidade de cada curva. A segunda trata da interpretação qualitativa, onde aplicam-se métodos de cálculos rápidos (*quick looks*), através de medições indiretas realizadas por ferramentas de perfilagem (LWD e Cabo) e informações de poços correlatos, para identificação das potenciais zonas de interesse para hidrocarbonetos. Finalmente, é realizada a interpretação quantitativa, etapa em que são efetuados cálculos numéricos de parâmetros petrofísicos do reservatório, a fim de quantificar o volume de hidrocarbonetos existente a partir das características dos fluidos e de suas propriedades permoporosas.

5.1.1. Controle de Qualidade

Inicialmente, os dados de perfilagem de poços utilizados neste trabalho, e já discriminados no capítulo anterior, foram processados para carregamento nas plataformas de estudo. Tais dados compreendem os perfis digitais nos formatos DLIS (*Digital Log*

Interchange Standard) e LAS (*Log ASCII Standart*), além de testes de formação (dados de registros de pressão) disponíveis nos perfis compostos, os quais foram tabelados em Excel para inserção nas plataformas utilizadas no estudo e geração de gráficos petrofísicos. Para facilitar a interpretação de perfis, também foram inseridos os topos de formação disponíveis nos perfis compostos e relatórios finais dos poços. A avaliação dos perfis foi fundamentada nas técnicas de interpretação supracitadas e também na resolução das ferramentas de perfilagem (Figura 23) e respostas das mesmas em minerais sedimentares (Serra, 1990; *Log Interpretation Charts*, Schulumberger, 2009).

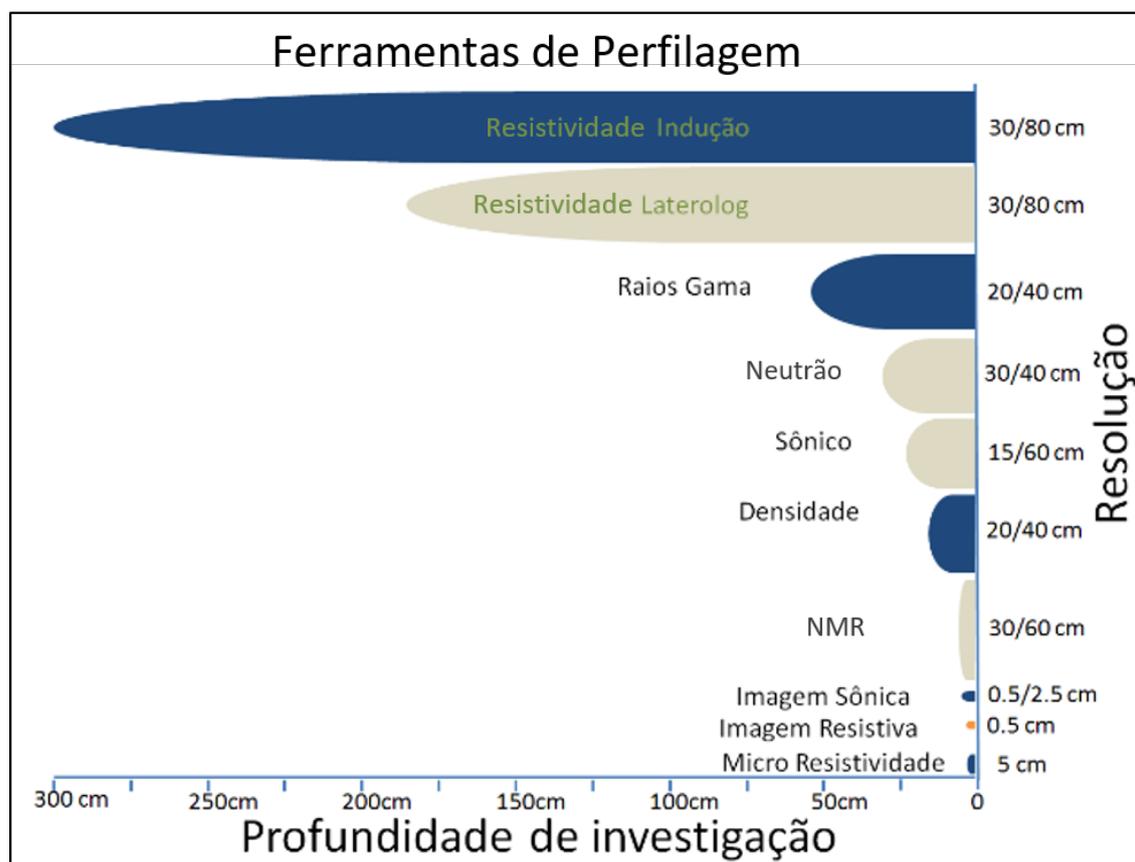


Figura 23: Profundidade de investigação de ferramentas de perfilagem (modificado de Mondol, 2015).

Os dados de perfis foram carregados no *software* Interactive Petrophysics™ (IP 2018), onde previamente foi realizado um controle de qualidade através do preenchimento por interpolação dos espaços sem dados (*fill data gaps*) em até 2 m; também efetuou-se a emenda das curvas de mesmo tipo para as diferentes fases dos poços, sendo utilizada a nomenclatura padrão de perfis para as curvas resultantes (Tabela 2).

Tabela 2: Nomenclatura adotada para as curvas resultantes do processamento e edição de perfis dos poços da área de estudo.

Curva	Descrição	Unidade
GR	Raios Gama	°API
CALI	<i>Caliper</i>	inch
RESC	Resistividade Curta(resistividade da zona invadida)	ohm.m
RESM	Resistividade Média (resistividade intermediária)	ohm.m
RESP	Resistividade Profunda – Indução (resistividade verdadeira)	ohm.m
DEN	Densidade da Formação	g/cm ³
HDRA	Correção do Densidade	grama
PEF	Fator Fotoelétrico da Formação	Sem(barns/e)
NEU	Porosidade Neutrônica (Neutrão)	dec
DTP	Sônico Compressional	ms/ft
DTS	Sônico Cisalhante	ms/ft
CMFF	Porosidade Fluido Livre (NMR)	dec
CMRP	Porosidade Efetiva (NMR)	dec
TCMR	Porosidade Total (NMR)	dec

Quanto à qualidade dos perfis, de uma maneira geral os dados relativos aos intervalos de reservatório avaliado dos poços 1-OGX-16-MA, 2-CP-1-MA, 3-OGX-46D-MA (adquiridos na fase de 8 ½”) e 4-OGX-49-MA (adquirido na fase de 12 ¼”), encontram-se em boas condições de qualidade e calibração (Figuras 24 a 27). O perfil *caliper* apresenta-se bem comportado em todos os poços da área de estudo, com valores muito próximos ao diâmetro nominal da parede dos poços, à exceção de uma pequena rugosidade (diferença em torno de 0,15”) observada no poço 4-OGX-49-MA (Figura 27), porém sem anomalias significativas; e no trecho entre 1986m e 2044m do poço 1-OGX-16-MA, que apresenta diferença em torno de 0,61” a 1,31” em relação ao calibre do poço, no entanto correspondente a um intervalo fechado, de baixa porosidade, que apresenta incremento do perfil de densidade, diminuição de porosidade com fluido livre e aumento de mesoporosidade (porosidade efetiva) do NMR, na base da Fm. Cabeças (Figura 24).

Os demais perfis apresentam boa qualidade, com exceção de alguns *spikes*, picos de incremento anômalo de resistividade profunda, observados no poço 2-CP-1-MA nas profundidades em torno de 1710m, 1750m e 1800m (Figura 26). As curvas de raios gama e porosidade, em geral, apresentam comportamento de acordo com o esperado para as

variações litológicas dos intervalos investigados. A boa qualidade do perfil de densidade é comprovada pela pequena variação (inferior a 0,1 gramas) da curva HDRA nos poços 3-OGX-46D-MA e 4-OGX-49-MA. E a curva de Fator Fotoelétrico (PEF) apresenta valores médios em torno de 2,3 barns/e com alguns incrementos para a casa de 3 barns/e nos intervalos investigados dos poços 1-OGX-16-MA (Figura 24, pista 6) e 3-OGX-46D-MA (Figura 25, pista 6), coerente com a composição siliciclástica dessas rochas, (predominantemente arenosa), em que espera-se valores de PEF em torno de 2 barns/e (o fator fotoelétrico do quartzo é 1,8 e das micas – muscovita – corresponde a 2,4 barns/e (Serra, 1990); os incrementos para valores superiores a 3 barns/e provavelmente refletem presença de cimentação carbonática e/ou presença de feldspatos, pois coincidem com intervalos onde ocorre incremento dos perfis de raios gama, resistividade e densidade, e diminuição da porosidade do perfil de ressonância magnética (pista 7, Figuras 24 e 25).

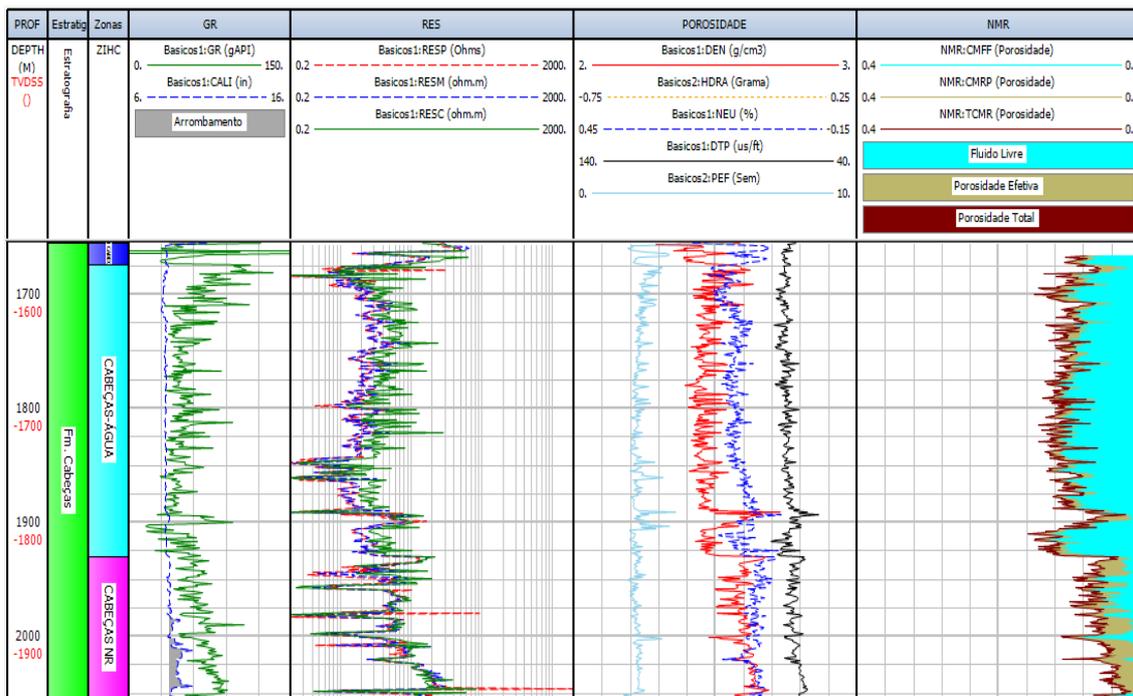


Figura 24: Composite do poço 1-OGX-16-MA onde podem ser observadas as curvas correspondentes aos perfis básicos e especiais utilizados para a análise petrofísica, além das zonas identificadas para avaliação do reservatório.

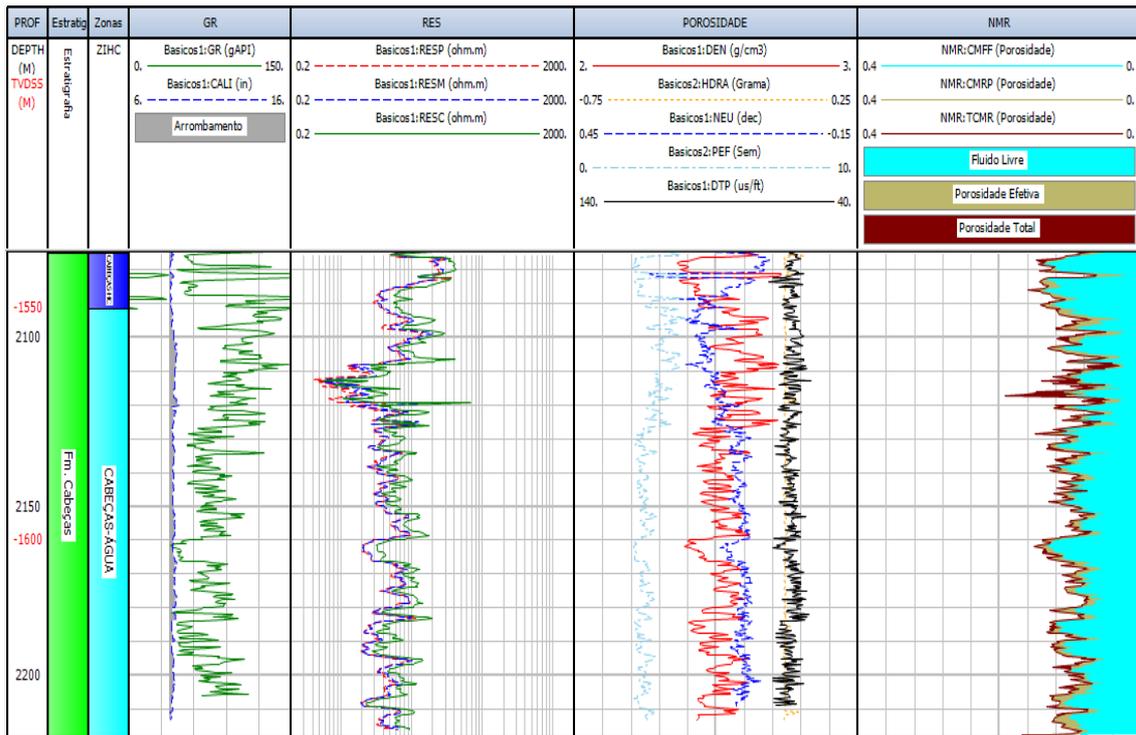


Figura 25: Composite do poço 3-OGX-46D-MA, onde podem ser observadas as curvas correspondentes aos perfis básicos e especiais utilizados para a análise petrofísica, além das zonas identificadas para avaliação do reservatório.

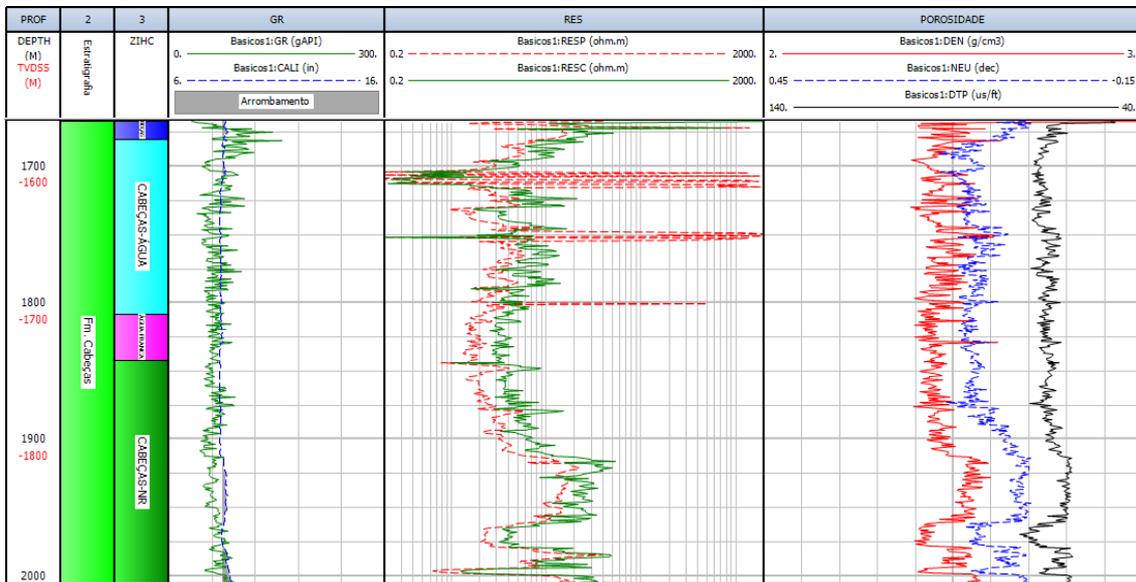


Figura 26: Composite do poço 2-CP-1-MA, onde podem ser observadas as curvas correspondentes aos perfis básicos e especiais utilizados para a análise petrofísica, além das zonas identificadas para avaliação do reservatório.

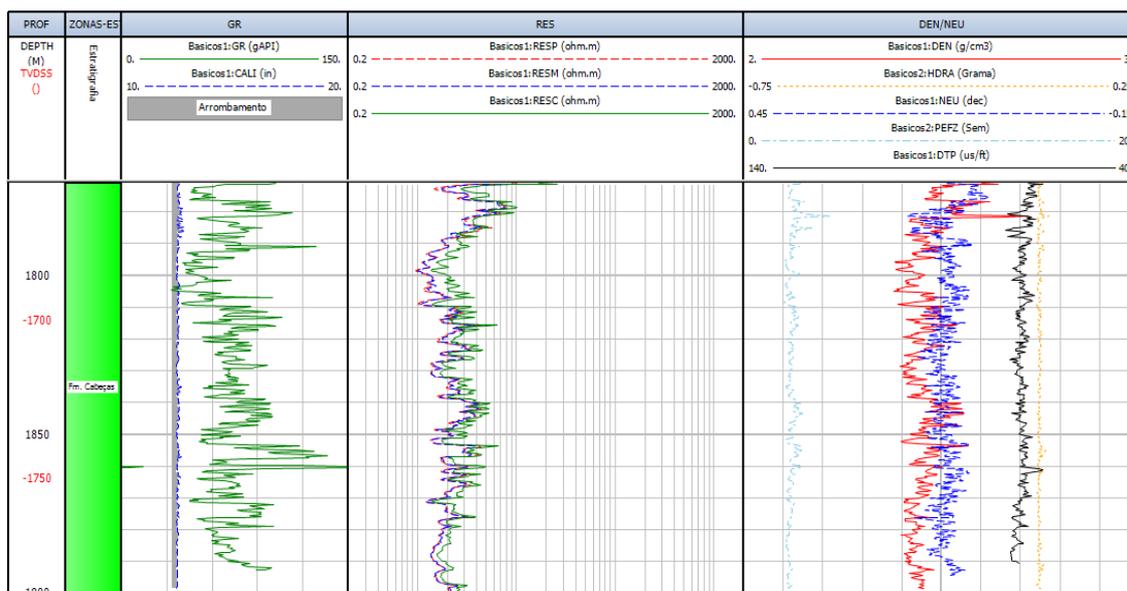


Figura 27: Composite do poço 4-OGX-49-MA, onde podem ser observadas as curvas correspondentes aos perfis básicos e especiais utilizados para a avaliação petrofísico reservatório.

5.1.2. Identificação de Tipos de Fluido e Contatos

Esta etapa corresponde à interpretação qualitativa dos perfis. Tal análise inclui a utilização de gráficos diagnósticos auxiliares (*crossplots* de avaliação petrofísica) e dados de testes de formação para identificação de zonas de interesse para hidrocarbonetos, tanto pela análise de perfis como pelo gradiente de pressão de formação.

A análise integrada das curvas de perfis básicos de resistividade, raios gama e porosidade possibilita identificar zonas de interesse para hidrocarbonetos. Nessas análises o incremento de resistividade associada a aumento de porosidade e queda dos valores de radioatividade, geralmente são indicativos de zonas com hidrocarbonetos, uma vez que as rochas resistivas apresentarem alta porosidade (espaço entre poros) e encontram-se provavelmente preenchidas por óleo ou gás, e tanto arenitos mais limpos quanto calcários possuem baixos valores de Raios Gama, e são típicas rochas reservatório.

Para a identificação de contatos com base em análise de perfis, a resistividade tem grande importância, em combinação com os perfis de porosidade. Além de poder indicar zona de petróleo em intervalos de alta resistividade, uma queda acentuada dessa curva pode representar a passagem de hidrocarboneto (fluido resistivo) para água (fluido condutivo). Essa passagem – conhecida como contato hidrocarboneto-água – deve ser confirmada pelos gráficos de gradiente de pressão da formação.

- **Análise dos Testes de Formação (Definição do *Free Water Level*)**

Primeiramente, a fim de determinar os possíveis contatos entre fluidos foi realizada a análise dos testes de formação através de gráficos diagnósticos de pressão por profundidade. Essa técnica permite determinar o nível de água livre (FWL = *Free Water Level*), que corresponde à profundidade, no interior de um reservatório de hidrocarboneto (óleo ou gás), em que a pressão capilar hidrocarboneto-água é nula, ou seja, hipoteticamente as pressões na fase hidrocarboneto e na fase água igualam-se entre si.

Os gráficos de gradiente de pressão confrontam os dados de pressão da formação com a profundidade e correspondem a uma técnica determinante para caracterização dos tipos de fluidos presentes nos reservatórios e seus possíveis contatos, com base na mecânica dos fluidos, onde cada um tem um potencial de compressibilidade diferente. O gráfico “Pressão *versus* Profundidade” apresenta os valores de pressão estática (em psi) no eixo X *versus* a cota (em metros) no eixo Y; e o gráfico de “Gradiente de Pressão Estática *versus* Profundidade”, confronta os valores de gradiente de pressão estática (Pressão/Cota em psi/m) com a cota (em metros).

Nesse sentido, os dados de pressão disponíveis dos poços da área de estudo foram plotados em gráficos de Gradiente de Pressão Estática *versus* profundidade da medida de pressão (em cota) e Pressão Estática *versus* Cota (Figura 28), nos quais verifica-se a presença de três tipos de fluido ao longo dos poços: água doce nas formações mais rasas (Motuca e Pedra do Fogo); água salgada a partir da Fm. Piauí (Carbonífero); e indicativo de gás na Fm. Cabeças nos poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA. A Figura 29 mostra em detalhe os gradientes de pressão indicativos de possível contato entre gás e água na Formação Cabeças, apresentando massas específicas de 0,3 g/cm³ e 1,13 g/cm³, respectivamente. Nota-se que devido à escassez de dados de pressão do poço 2-CP-1-MA, apenas quatro registros (nenhum deles na Fm. Cabeças; vide item 4.2), não foi possível utilizá-lo para essa estimativa.

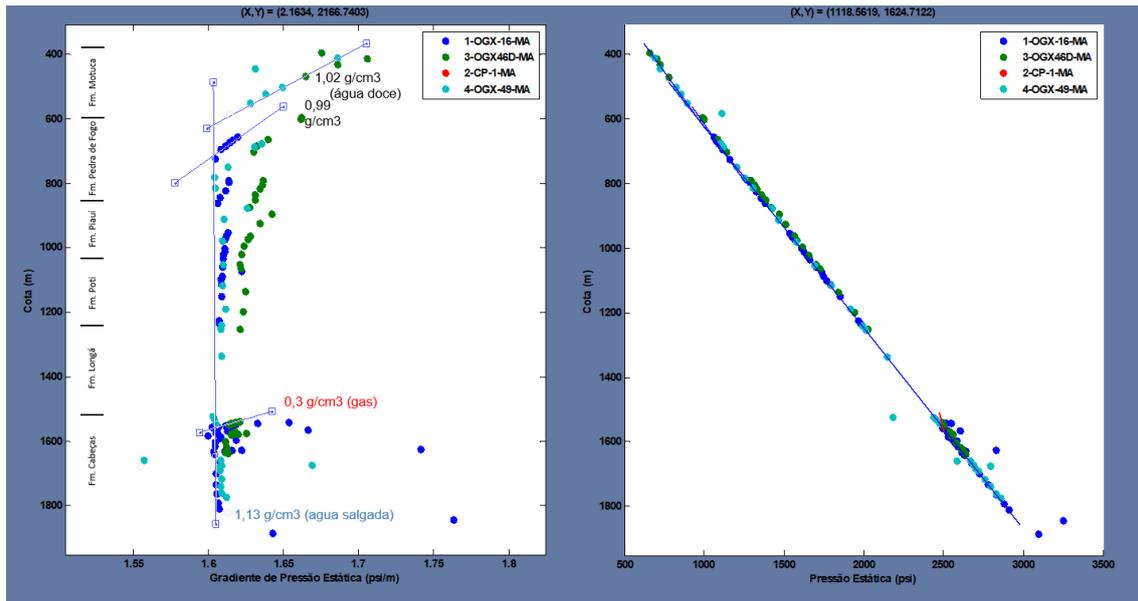


Figura 28: Gráficos Gradiente de Pressão vs. Profundidade e Pressão vs. Profundidade, utilizados para análise dos testes de pressão da formação dos poços da área de estudo, com indicativo das massas específicas dos tipos de fluido identificados (em g/cm^3).

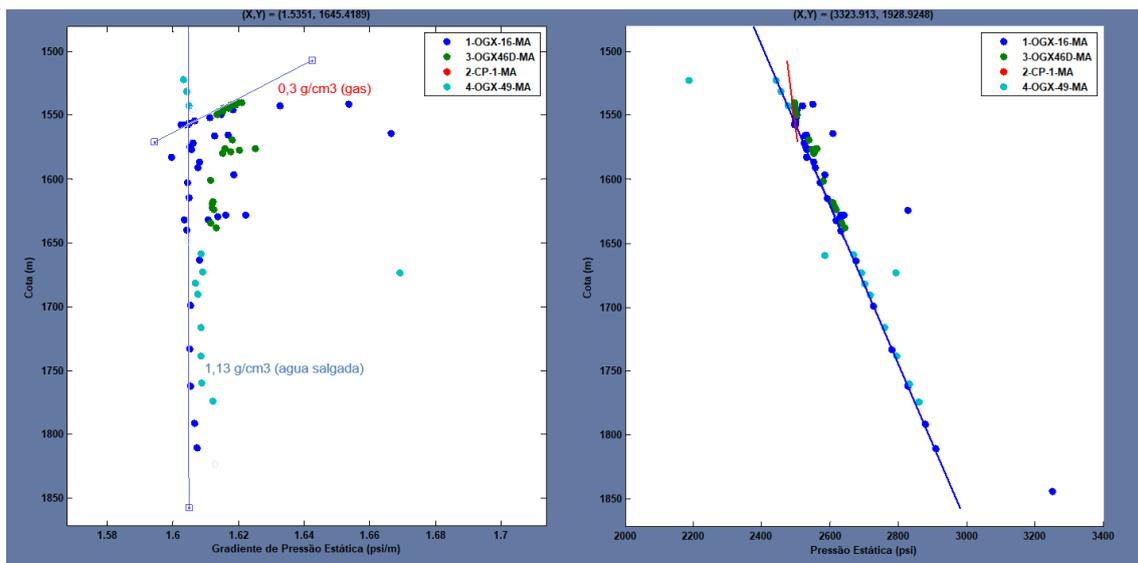


Figura 29: Detalhe dos gradientes de pressão no intervalo da formação Cabeças.

Para um melhor diagnóstico do gradiente de pressão indicativo de gás na Formação Cabeças e determinação do nível de água livre (FWL), foram elaborados gráficos de “Pressão vs. Profundidade” dos poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA, submetendo os dados de pressão a um controle de qualidade, com eliminação dos dados com possível sobrecarga e pressão estática não totalmente estabilizada (Figuras 30 e 31); e, após verificar-se que o primeiro apresentava poucos pontos na zona de gás e o segundo

pequena quantidade de pontos na zona de água salgada, realizou-se um empilhamento dos registros de pressão desses dois poços para determinação do FWL, sendo posicionado a -1555m, na interseção dos gradientes de pressão de gás e água (Figura 32).

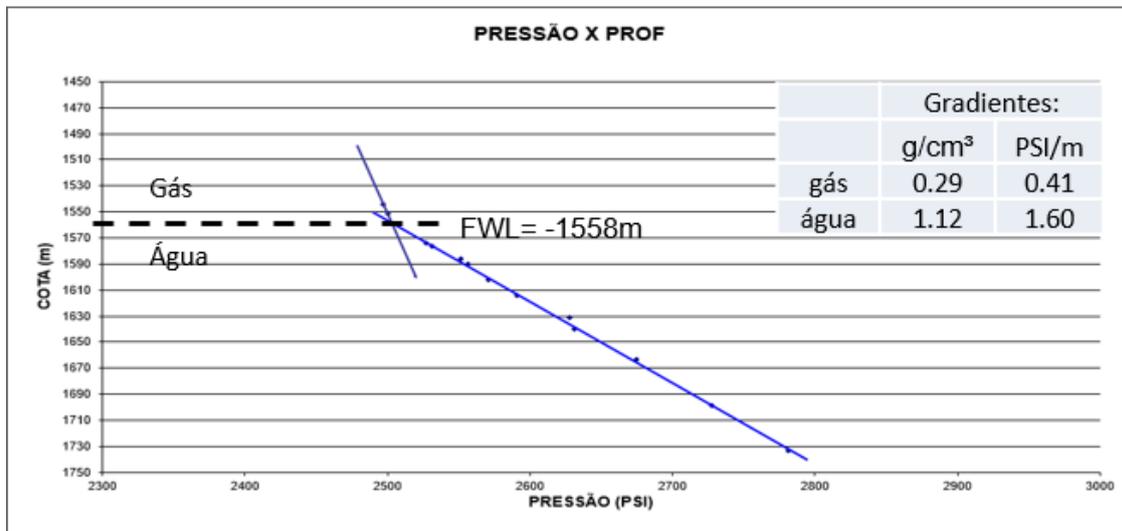


Figura 30: Gráfico de Pressão vs. Profundidade do poço 1-OGX-16-MA.

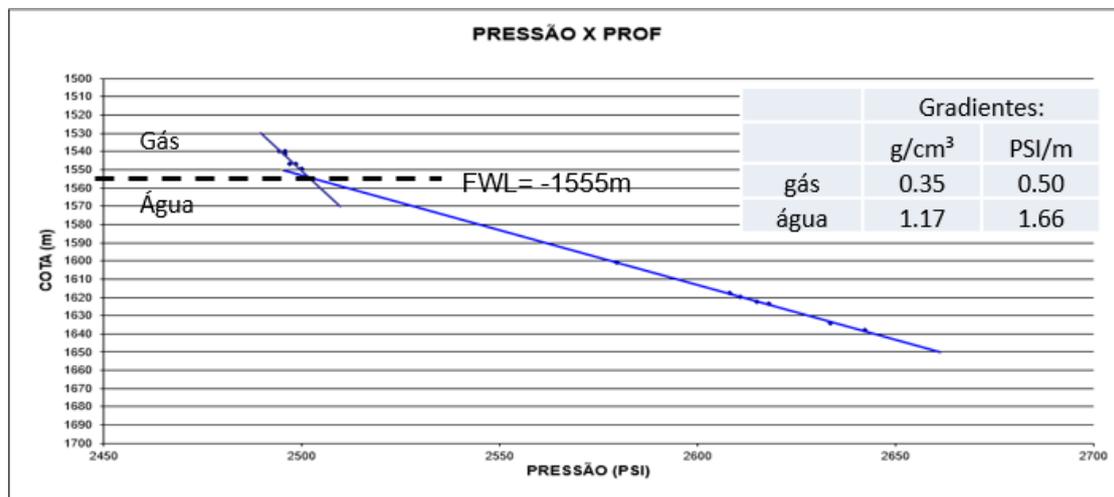


Figura 31: Gráfico de Pressão vs. Profundidade do poço 3-OGX-46D-MA.

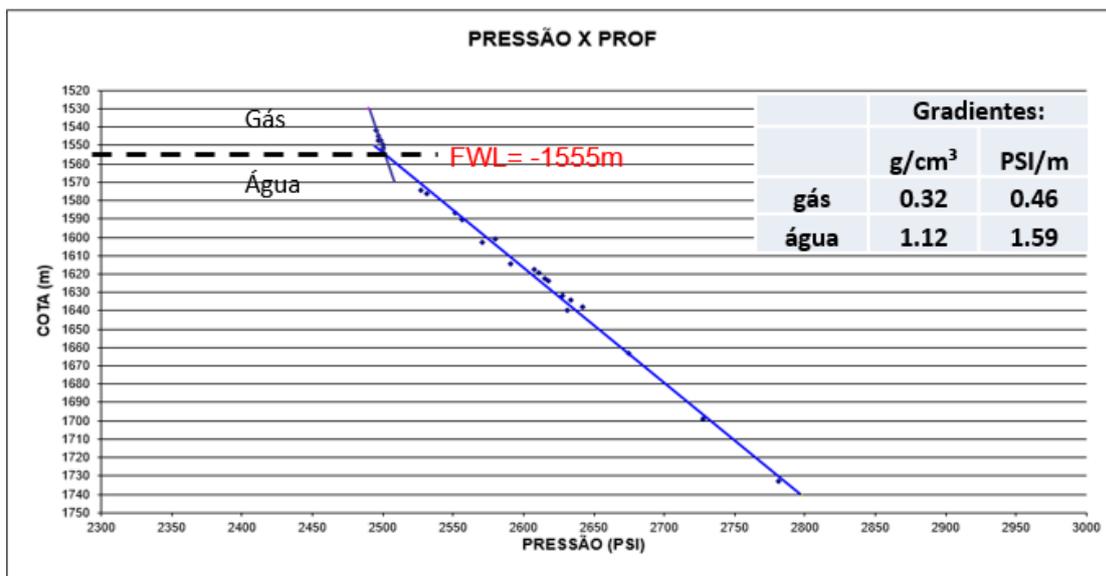


Figura 32: Gráfico de Pressão vs. Profundidade com gradientes resultantes do empilhamento de registros de pressão dos poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA para determinação do *Free Water Level*.

- **Análise de Perfis**

Com base nas respostas dos perfis convencionais de Raios Gama, Resistividade, Densidade/Fator Fotoelétrico, Neutrão, Sônico e o perfil especial de Ressonância Magnética Nuclear (NMR) frente aos reservatórios, assim como na identificação de tipos de fluidos dos intervalos através de gráficos auxiliares de avaliação petrofísica, integrada com a análise dos dados de testes de formação, foi possível zonestar e identificar potenciais reservatórios de hidrocarbonetos em arenitos nos intervalos 1654/1674m (poço 1-OGX-16-MA), 1667/1680,5m (poço 2-CP-1-MA) e 2075/2088m (3-OGX-46D-MA) da parte superior da Formação Cabeças (Figuras 38 a 40); esta análise também foi alicerçada em informações de indícios e resultados de teste de formação provenientes dos relatórios dos poços (item 4.2). As zonas de interesse para hidrocarbonetos identificadas foram caracterizadas por altos valores de resistividade associado a incremento da porosidade, indicada pelos perfis de densidade (DEN) e Fluido Livre (CMFF) do perfil de Ressonância Magnética, queda nos valores de Raios Gama, e principalmente pelo *crossover* (inversão) e separação acentuada entre os perfis de Densidade e Neutrão, denominado *gaseffect* (Rocha & Azevedo, 2009), típico de intervalos portadores de gás.

A análise e verificação dos possíveis fluidos e contatos com base na interpretação qualitativa de perfis corroborou os indicativos resultantes da análise dos testes de formação. Foi possível verificar inversão das curvas de resistividade rasa e profunda, passando a curva de resistividade profunda a apresentar maiores valores, indicativo de água doce nas Formações Motuca e Pedra do Fogo (Figura 33), e o incremento de resistividade (ultrapassando 15 Ohm.m) associado à separação entre as curvas de densidade e neutrão em forma de “espelho”, com aumento da porosidade, característica de presença de gás no topo das Formação Cabeças nos poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-36D-MA (Figuras 38 e 39; pista 6).

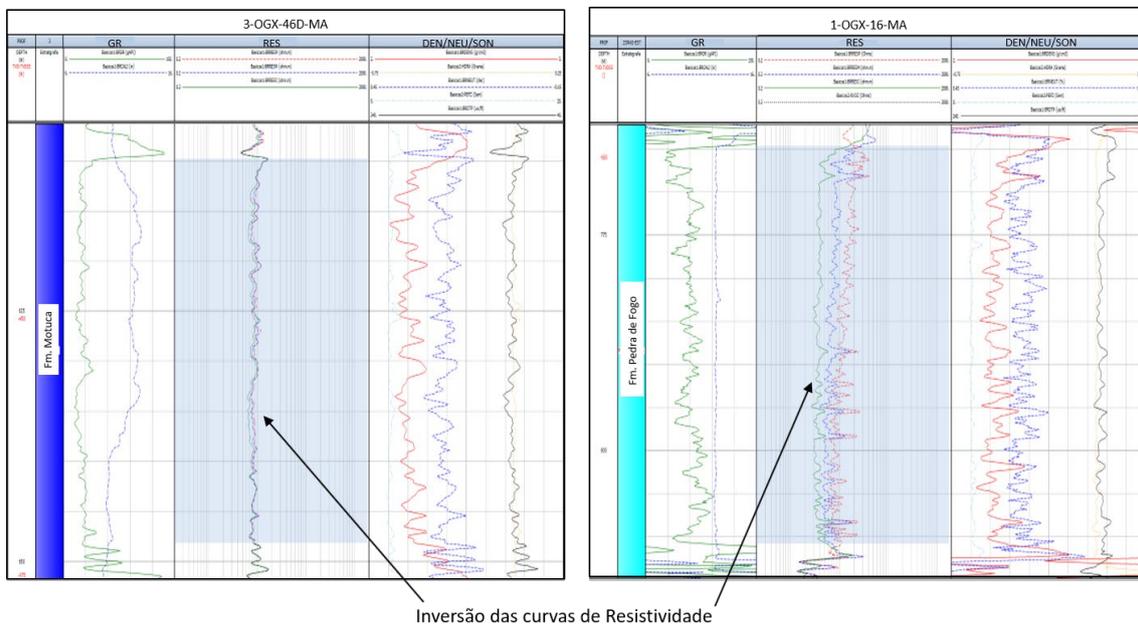


Figura 33: Indicativo de água doce nas formações Motuca e Pedra do Fogo, pela inversão das curvas de resistividade (RESC na cor verde; RESM - azul e RESP - vermelha).

A análise e interpretação de perfis do poço 2-CP-1-MA, também sugerem a presença de gás na porção superior da Fm. Cabeças, através do gráfico diagnóstico de Densidade *versus* Porosidade Neutrônica, apesar de ter sido classificado originalmente como seco e sem zona de interesse para hidrocarbonetos (vide tópico 4.2). O efeito de gás, demonstrado no gráfico DEN x NEU (Figura 34), ocorre pelo afastamento da linha base de matriz arenosa indicando baixa densidade e déficit de índice de Hidrogênio para o perfil de Nêutrons. Além disso, ocorre incremento de resistividade nesse intervalo, que

alcança valores superiores a 1200 Ohm.m em torno de 1671m de profundidade, e possível zona de transição entre 1673m e 1680,5m (Figura 35). Quanto ao 4-OGX-49-MA, as baixas resistividades (em torno de 1,5 Ohm.m) verificadas nos intervalos com incremento de porosidade (Figura 27), comprovam a ausência de hidrocarbonetos nesse poço, onde os reservatórios encontram-se saturados por água da formação.

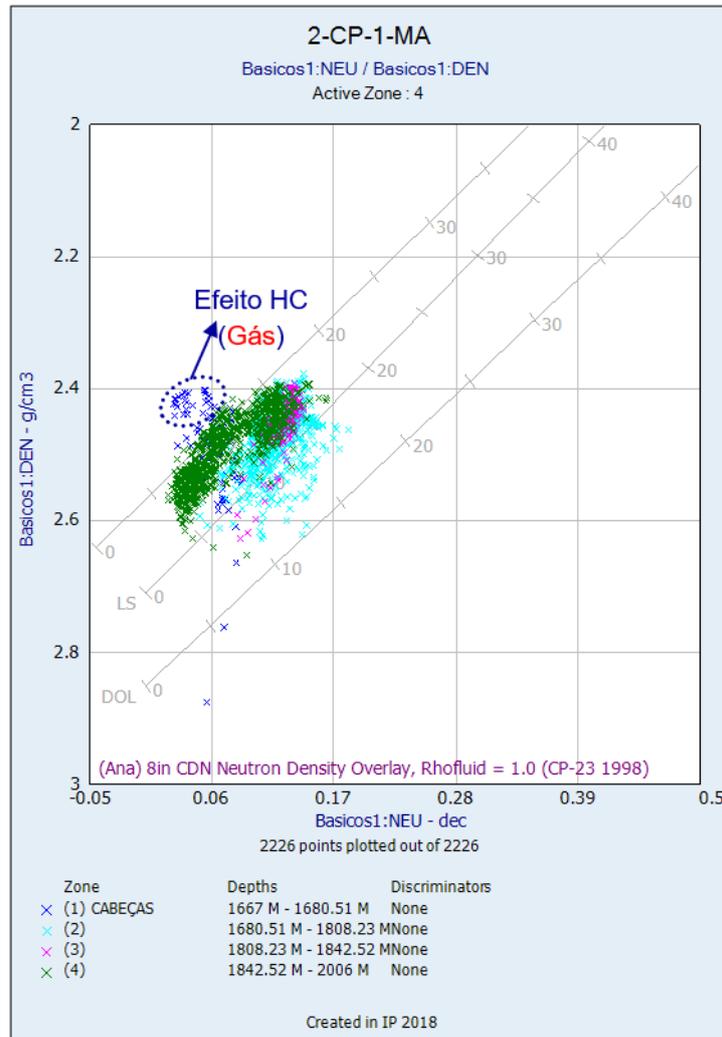


Figura 34: Gráfico Densidade vs. Neutrão ilustrando o efeito de hidrocarbonetos indicativo da presença gás no topo da Fm. Cabeças no poço 2-CP-1-MA.

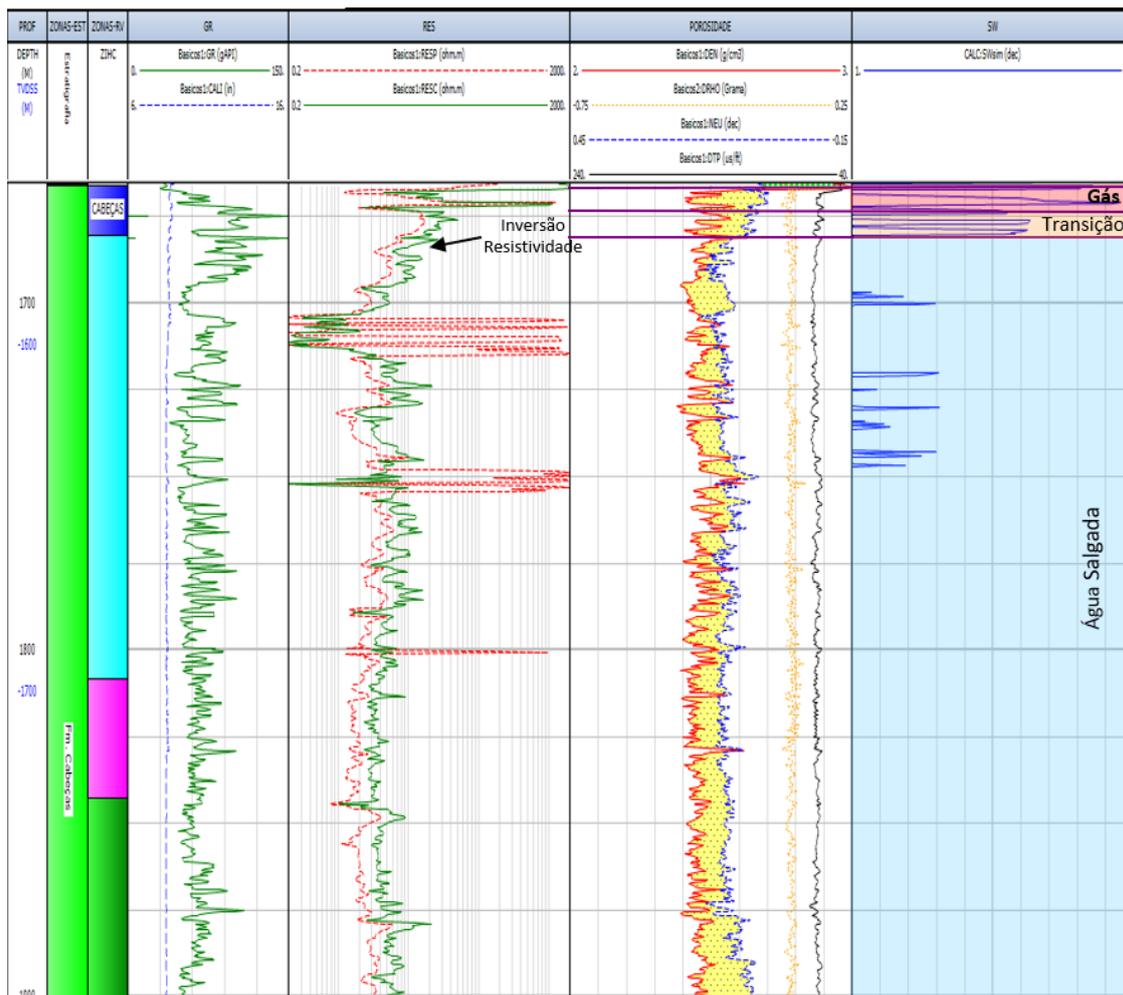


Figura 35: Composite do poço 2-CP-1-MA ilustrando os reservatórios portadores de gás, zona de transição e água de formação de idade Devoniana da Fm. Cabeças.

5.1.3. Cálculo do Volume de Argila, Porosidade e Saturação

A partir dessa etapa da avaliação de perfis, efetua-se a interpretação quantitativa de parâmetros petrofísicos do reservatório, onde são calculados o volume de argila, a porosidade efetiva e a saturação de água, a fim de quantificar o volume de hidrocarbonetos existente a partir das características dos fluidos e de suas propriedades permoporosas. Nesta etapa utilizam-se dados de temperatura, do fluido de perfuração e profundidade, oriundos dos cabeçalhos dos perfis e relatórios dos poços. Essa interpretação é realizada com o auxílio de histogramas e *crossplots* diagnósticos qualitativamente empregados para a determinação da densidade aparente da matriz (Histograma RhoMatApp), caracterização litológica e saturação (*crossplot* DENxNEU e Picket plot), e determinação da resistividade da água da formação (R_w); fatores necessários para o cálculo dos parâmetros mencionados, demonstrados a seguir.

- **Volume de argila (Vclay):**

Calculado com base na média do ajuste através do perfil de raios gama, utilizando-se a fórmula de Clavier *et al.* (1971), modelo não linear de volume de argila, testado com êxito em trabalho recentemente realizado em reservatórios da Bacia do Parnaíba (Calonio, 2020), e que geralmente apresenta melhor coerência com os dados de rocha, pois considera a influência da radioatividade da matriz:

$$V_{clay} = 1,7 * (3,38 - (IGR + 0,7)^2)^{1/2} \quad (5.1)$$

Onde IGR corresponde ao volume de argila linear (indicador de lutito) dado pela subtração do GRlog – GRmínimo dividido pelo GRmáximo menos o GRmínimo, cujos valores são retirados do perfil Raios Gama (GR) a partir da manipulação das linhas base do mesmo, indicadas pelo interprete, sendo o GRmínimo o GR “limpo” (lido nas menores radioatividades tendo como referência os litotipos livres de conteúdo argiloso) e o GRmáximo o GR “sujo”, ou linha base do folhelho (LBF) traçada onde encontram-se as maiores radioatividades (Nery, 2004).

O perfil de raios gama é o melhor dado para se obter o volume de argila, porque este pode ser utilizado para calcular volume de argila em reservatórios porosos (Asquith *et al.*, 2004). A aplicação dessa técnica não-linear de cálculo de volume de argila (Fórmula de Clavier) é importante por considerar as propriedades elétricas das argilas, diferindo o volume de argila do volume de “folhelhos” dado pelas fórmulas lineares, que não fazem a diferença entre folhelho (*shale*) e argila (*clay*) e calculam um volume genérico chamado Vsh (Krygowski, 2003), os quais geralmente apresentam volumes de argila superestimados.

- **Porosidade efetiva (PHIE):**

Com base na moda do Histograma de Densidade Aparente da Matriz (RhoMatApp) dos Arenitos da Zona de Interesse foi determinado a Densidade da Matriz Aparente de 2,66 g/cm³, 2,69 g/cm³ e 2,67 g/cm³ para os poços 1-OGX-16-MA, 3-OGX-46D-MA e 2-CP-1-MA, respectivamente (Figura 36). Esse valor, associado aos de densidade do fluido de perfuração (indicados no item 4.2), DTmatriz de 55,5ms/ft (1-OGX-16-MA), DT do fluido de perfuração de 189 ms/ft (1-OGX-16-MA; 2-CP-1-MA) e 220 ms/ft (3-OGX-46D-MA), e correção litológica para arenitos da ferramenta Neutrão

da Schlumberger, disponível no software IP 2018, permitiu calcular as curvas de porosidade do reservatório.

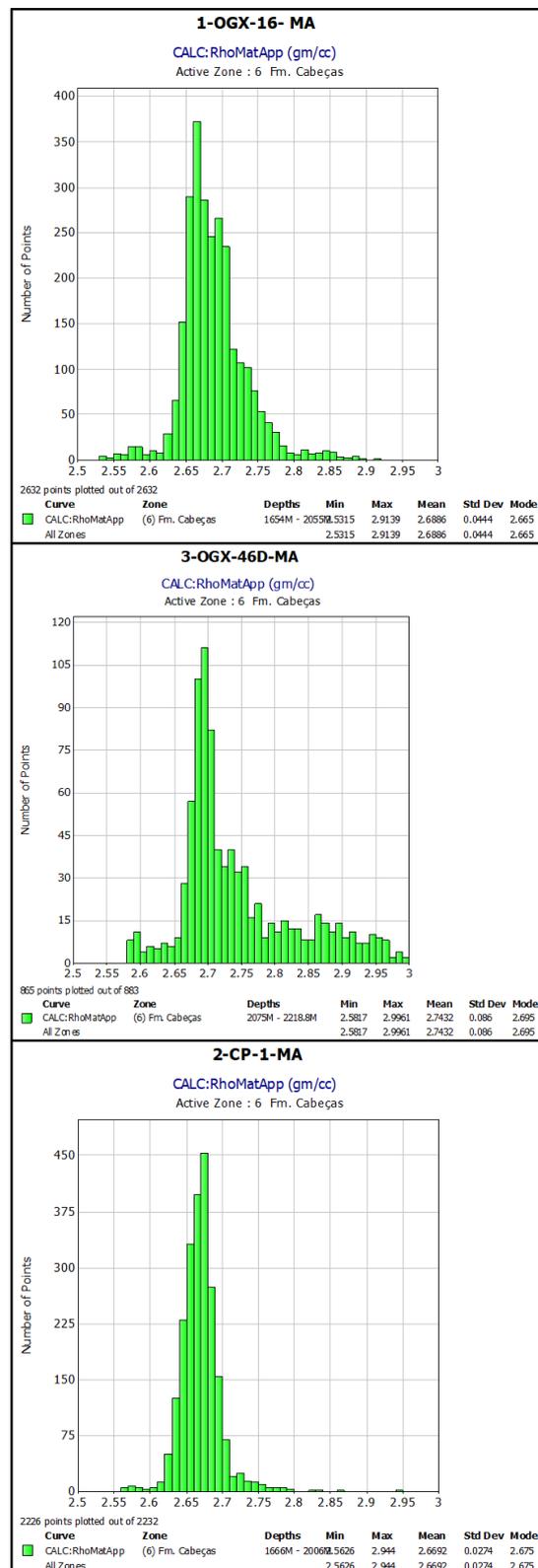


Figura 36: Histograma de Densidade da Matriz Aparente (RhoMatApp) dos Arenitos avaliados dos poços avaliados.

O cálculo de porosidade foi efetuado a partir das curvas de densidade e neutrão corrigido pelo Vcl (Figuras 38 e 39, pista 8; Figura 40, pista 7), considerando-se as porosidades corrigidas para eliminar o efeito de argilosidade (Nery, 2013), da seguinte maneira.

Primeiro foram calculadas as porosidades para cada curva, de acordo com os parâmetros supramencionados, sendo a curva de porosidade do Densidade (PHI_DEN) calculada pela fórmula:

$$PHI_{DEN} = \frac{RHO_{ma} - RHO_b}{RHO_{ma} - RHO_f} \quad (5.2)$$

Onde,

RHO_{ma} = densidade da matriz

RHO_b = densidade lida no ponto

RHO_f = densidade do fluido nos poros (água de formação)

Em seguida foram calculadas as porosidades corrigidas pela argilosidade, com base na seguinte equação:

$$PHI_E = PHI_{iC} = PHI_i - PHI_{clay} * V_{clay} \quad (5.3)$$

Onde,

PHI_E = porosidade efetiva da rocha (sem argilosidade) = PHI_{iC};

PHI_{iC} = porosidade do perfil i (DEN ou NEU) corrigida pela argilosidade;

PHI_i = porosidade calculada de cada curva (no caso PHI_DEN e PHI_NEU);

PHI_{clay} = porosidade aparente do “folhelho” de referência do intervalo avaliado;

V_{clay} = volume de argila corrigido do ponto.

Por fim, para se obter o valor de porosidade efetiva, esses valores de porosidade corrigida foram aplicados à fórmula de Gaymard & Poupon (1970) (equação 5.4) utilizada para cálculo de porosidade em intervalos com presença de gás, a fim de eliminar o efeito do hidrocarboneto.

$$PHI_{Gaymard} = \sqrt{\frac{(PHI_{DENc})^2 + (PHI_{NEUC})^2}{2}} \quad (5.4)$$

Onde,

PHI_{DENC} = Porosidade efetiva do perfil de Densidade corrigida pela argilosidade;

PHI_{NEUC} = Porosidade efetiva do perfil Neutrão corrigida pela argilosidade;

- **Saturação de água (Sw):**

Devido à presença de argilominerais na Formação Cabeças, para o cálculo da curva de saturação de água, foi utilizada a equação de Simandoux (1963), visando corrigir o efeito da argilosidade no intervalo do reservatório. Trata-se de uma equação derivada da fórmula de Archie (equação 5.5) que contabiliza o volume de argila nos cálculos (equação 5.6). Uma vez que a equação de Archie (1942) está limitada à condução da corrente elétrica através dos fluidos porosos interligados e não aos grãos matriciais isolantes, a aplicação somente dessa equação é inadequada para a avaliação final de uma rocha reservatório argilosa (Nery, 2004). Isso porque os argilominerais, siltes e por extensão os folhelhos, apresentam uma característica própria que é a alta condutância superficial, algumas vezes superior àquela observada nas rochas de granulometria mais grossa.

$$S_w^n = \left(\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi^m} \right) \quad (5.5)$$

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m S_w^n}{a R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}} \quad (5.6)$$

Onde,

S_w =saturação de água

n =expoente de saturação

a =fator de tortuosidade

R_w =resistividade da água

R_t =resistividade verdadeira da formação

ϕ =porosidade

m =expoente de cimentação

V_{sh} =volume da argila

R_{sh} =resistividade do folhelho.

Este cálculo foi efetuado considerando a porosidade efetiva calculada no passo anterior, valores de tortuosidade, expoentes de saturação e cimentação ($a=1$; m e $n=2$) definidos pela Lei de Archie (1942), e as seguintes resistividades de água de formação (R_w): 0.03 ohm.m @ 150°F (137.376ppm NaCl eqv) – poço 1-OGX-16-MA; 0.03 ohm.m @ 158°F (128.621ppm NaCl eqv) – poço 3-OGX-46D-MA; e 0.035 ohm.m @ 144°F (99.628ppm NaCl eqv) – poço 2-CP-1-MA.

A resistividade da água da formação (R_w) foi estimada pela técnica de R_w aparente (R_{wa}) e corroborada pela técnica de determinação do R_w utilizando-se o gráfico de Picket (1966, 1973) (Figura 37).

A técnica de R_w aparente é calculada entre intervalos, assumindo que a formação só contém água ($S_w= 100\%$) e supondo-se que o menor valor de R_{wa} é a aproximação mais exata de R_w , pertencente àquela porção da formação que efetivamente só está saturada com água (Nery, 2004). Para calcular o R_{wa} mínimo seleciona-se uma zona de água franca, onde é escolhido um ponto de menor resistividade, lida sua porosidade, aplica-se em seguida a fórmula:

$$R_{w_a} = R_t. \phi^2 \quad (5.7)$$

Utilizando-se a tabela de conversões do módulo de funções básicas do IP 2018, é possível estimar a salinidade desse ponto informando a temperatura da zona em questão e o valor de R_{wa} calculado.

Já o método de determinação do R_w utilizando o gráfico de Picket (1966, 1973) baseia-se na observação que a resistividade verdadeira (R_t) é uma função da porosidade (ϕ), da saturação de água (S_w) e do fator de cimentação (m) que corresponde a uma solução gráfica da equação de Archie em termos da resistividade (Asquith, 2004). Trata-se de um gráfico log-log construído ao se plotar valores de porosidade efetiva com os valores de resistividade da formação; ao se cruzar os dados, a zona com valores de R_w , m e S_w iguais a 100% fornecem pontos de dados tendendo a uma única linha, onde o valor da resistividade da água poderá ser estimado pela reta (Figura 37) quando esta incide no eixo x superior, sendo o ponto igual a $(a \times R_w)$ (Asquith, 2004).

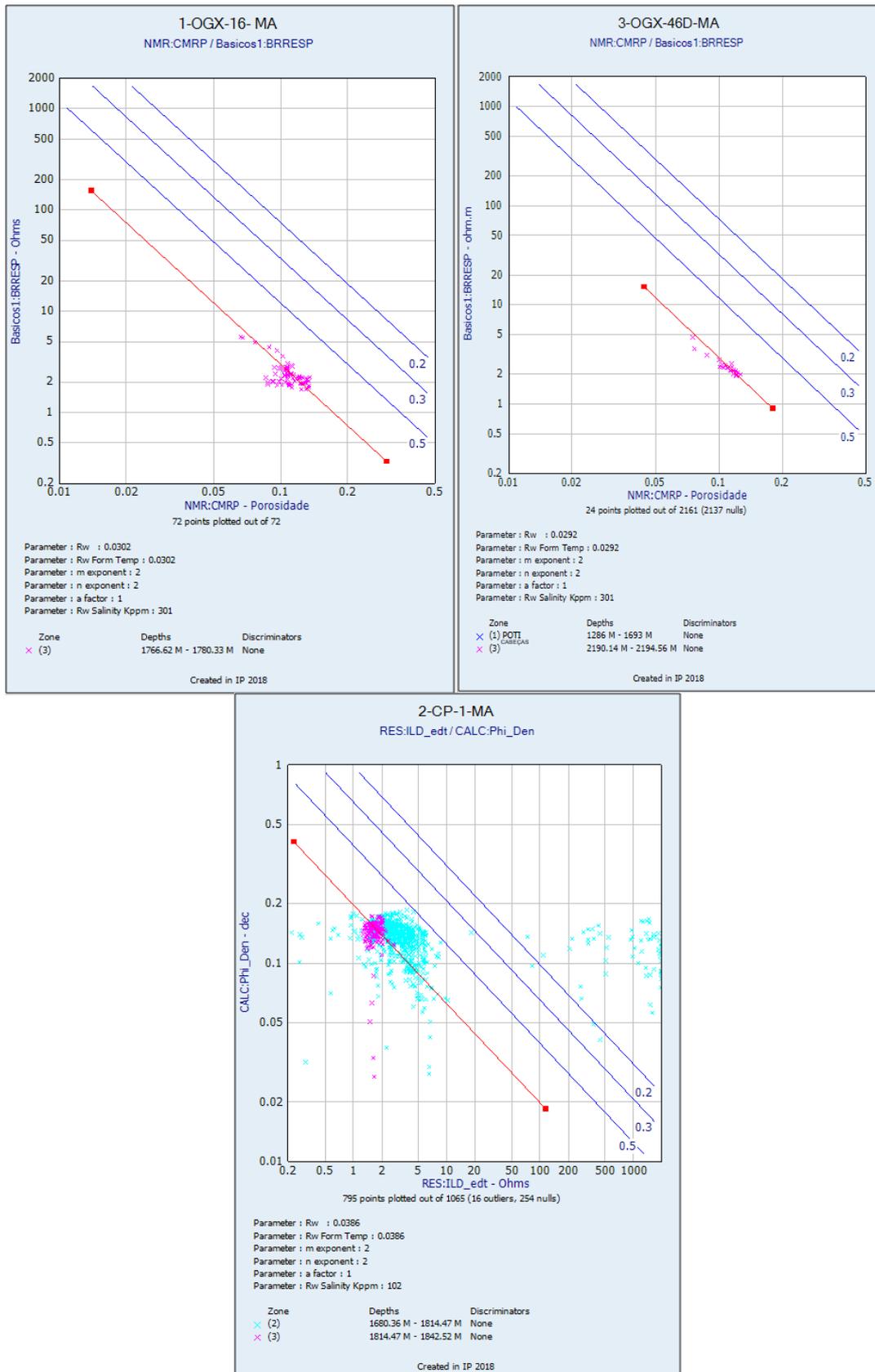


Figura 37: Gráficos de Picket utilizados para determinar o Rw.

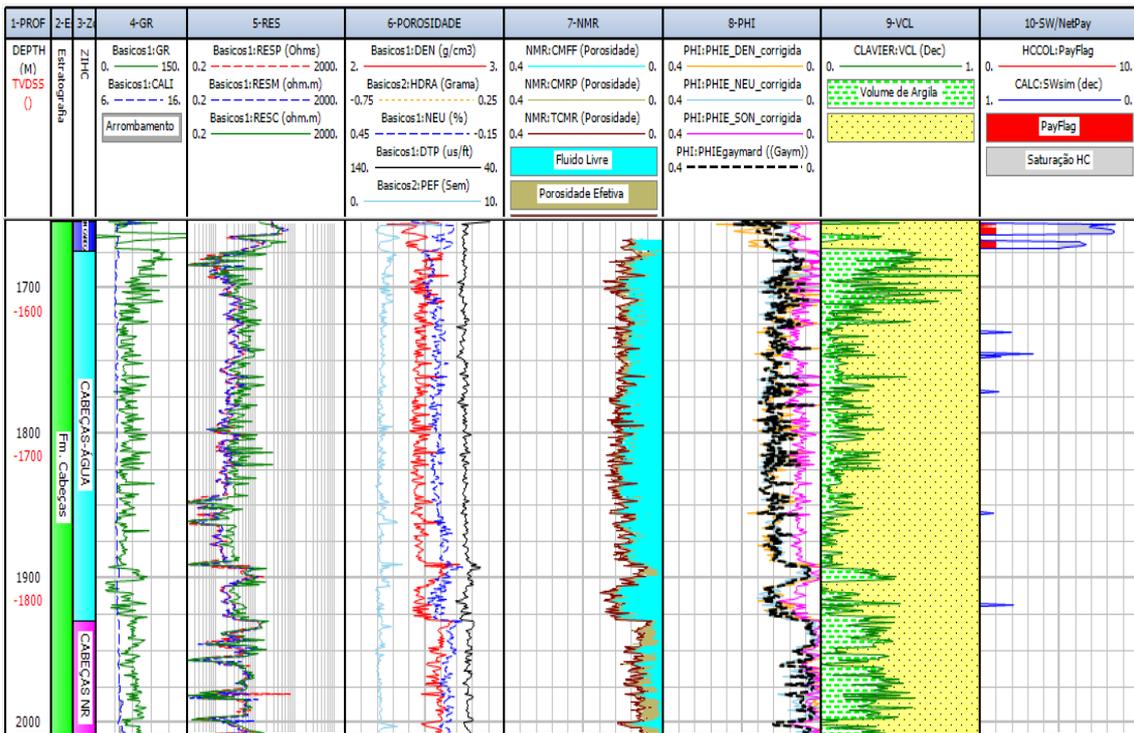


Figura 38: *Plot* geral de avaliação petrofísica do poço 1-OGX-16-MA, onde se observam: as zonas com hidrocarbonetos (em azul escuro), água da formação (azul claro) e não-reservatório (roxo); as curvas correspondentes aos perfis básicos e especiais utilizados para a análise de perfis; curvas resultantes do processamento (porosidades calculadas, pista 8; Volume de Argila, pista 9; Saturação (Swim:Simandou - Sw calculado a partir da equação x) e NetPay, pista 10.

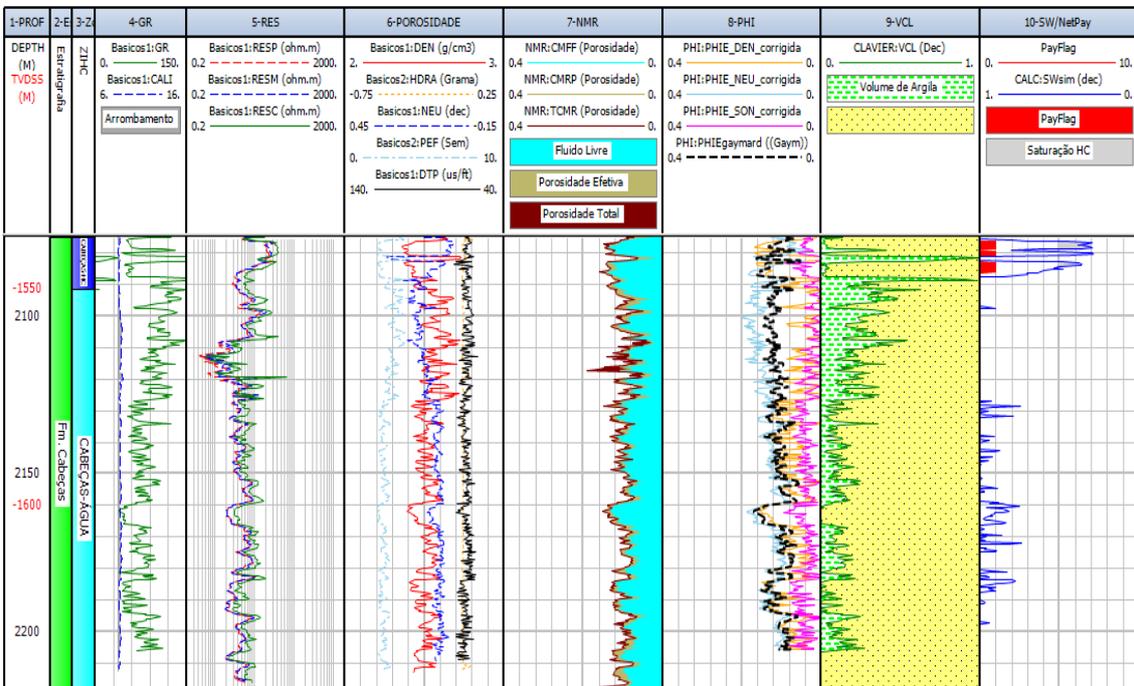


Figura 39: *Plot* geral de avaliação petrofísica do poço 3-OGX-46D-MA onde podem ser observadas: as zonas com hidrocarbonetos (em azul escuro) e água da formação (em azul claro); as curvas correspondentes aos perfis básicos e especiais utilizados para a análise de perfis; curvas resultantes do processamento (porosidades calculadas, pista 8; Volume de Argila, pista 9; Saturação (Swim:Simandou - Sw calculado a partir da equação x) e NetPay, pista 10.

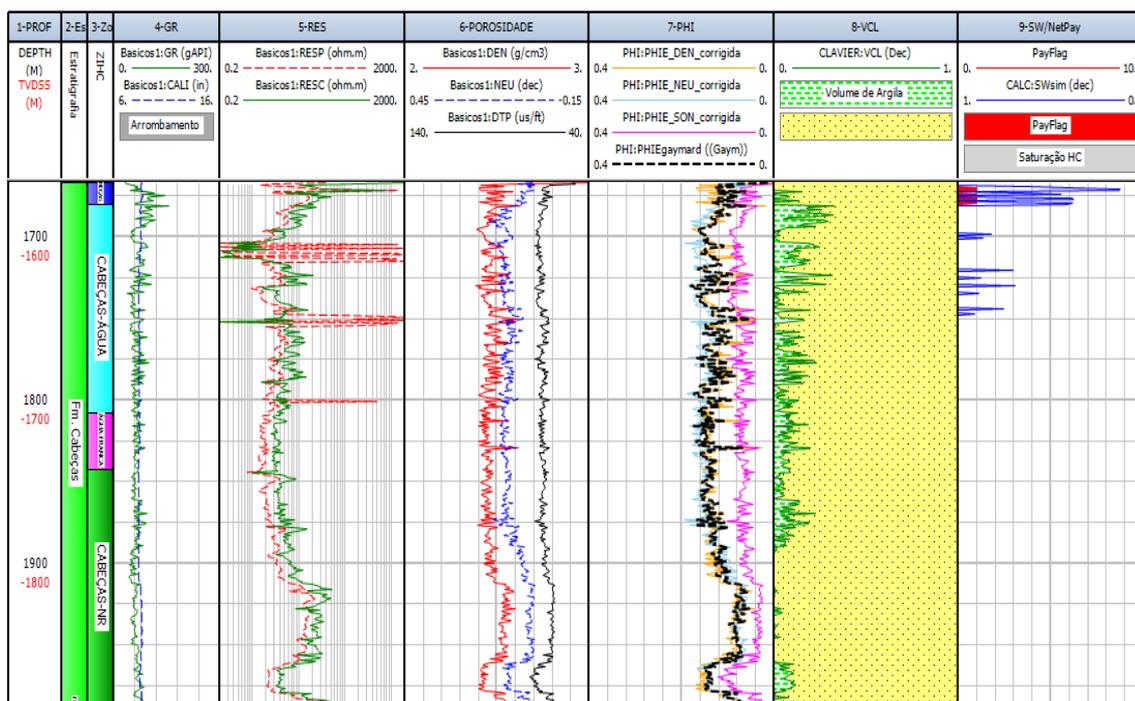


Figura 40: *Plot* geral de avaliação petrofísica do poço 2-CP-1-MA onde podem ser observadas: as zonas com hidrocarbonetos (em azul escuro), água da formação (azul claro), água franca (em roxo) utilizada para estimativa do R_w , e transição não-reservatório (em verde); as curvas correspondentes aos perfis básicos utilizados para a análise de perfis; curvas resultantes do processamento (porosidades calculadas, pista 7; Volume de Argila, pista 8; Saturação (Swsim:Simandou - Sw calculado a partir da equação x) e NetPay, pista 9.

5.2. Determinação dos Parâmetros de Corte

Para a determinação dos parâmetros de corte foi utilizada a técnica da Coluna Cumulativa de Hidrocarbonetos (coluna de HC acumulado), onde são confrontados os dados de porosidade e saturação de água irreduzível, contra o percentual acumulado de $Net\ H * \Phi * S_{hc}$ (altura x porosidade x saturação de hidrocarbontetos), no intervalo de interesse para hidrocarbonetos (Lolanne & Massonate, 2004).

Muitos estudos de reservatórios usam antigos parâmetros de corte (*cutoffs*) já computados em trabalhos petrofísicos anteriores da bacia em questão. No entanto, convém validar esses pontos de corte de Vclay, PHIE e SW ou até estimar ou calcular *cutoffs* adequados para uma nova formação ou membros em estudo. Existem várias técnicas ou critérios para definir *cutoffs* para a realização de estudos integrados de reservatórios (Worthington & Cosentino, 2003 *apud* Lolanne & Massonate, 2004). Neste trabalho optou-se pelo método da coluna de HC acumulado por tratar-se de uma parametrização de corte de fácil aplicação para quantificar o intervalo portador de hidrocarbonetos, utilizada em modelos de reservatórios.

O conceito da coluna de hidrocarbonetos (HCOL) em uma formação é simples, e equivale à altura da coluna de hidrocarboneto puro contida em uma zona de espessura $\Delta H > HCOL$, quando derramada em um recipiente, sendo calculada pelo algoritmo $HCOL = PHI_E \cdot (1 - S_w) \cdot \Delta H$; onde $(1 - S_w)$ = saturação de hidrocarbonetos (Shc) e o ΔH corresponde à altura do intervalo da zona de interesse para hidrocarbonetos (NetH).

Rochas reservatório com baixo volume de argila (V_{clay}) geralmente têm poucos problemas ou capacidade de armazenar hidrocarbonetos. À medida que uma rocha se torna mais argilosa, será mais difícil armazenar hidrocarbonetos ou migrar o hidrocarboneto da rocha geradora para ser acumulado no reservatório. Existe um ponto de argilosidade além do qual não há mais contribuições significativas para armazenar ou migrar hidrocarbonetos, o qual pode ser considerado o ponto limite de intervalo produtivo de hidrocarbonetos para as rochas. O mesmo conceito se aplica à curva de porosidade efetiva (PHIE), pois existe um ponto limiar de porosidade fechada com baixa capacidade de armazenar ou migrar hidrocarbonetos.

Com base nesses preceitos, a determinação dos parâmetros de corte pela técnica de Coluna Cumulativa de Hidrocarbonetos baseia-se em gráficos *crossplots*, efetuados através do algoritmo de Coluna de Hidrocarbonetos (HCOL), facilmente gerados por qualquer *cutoff* no eixo X (V_{clay} , PHIE, S_w) e o eixo Y (coluna cumulativa de $NetH \cdot PHI \cdot Shc$) sendo normalizado a 100% para obter a respectiva contribuição para as distintas classes de valores de corte (Lonessome & Massonate, 2004), os quais são visualmente indicados nos pontos de cotovelo das curvas criadas a partir desses cálculos (Figura 41). Essa mudança de concavidade das curvas define o limite além do qual não há mais contribuição significativa para a produção de hidrocarbonetos no reservatório.

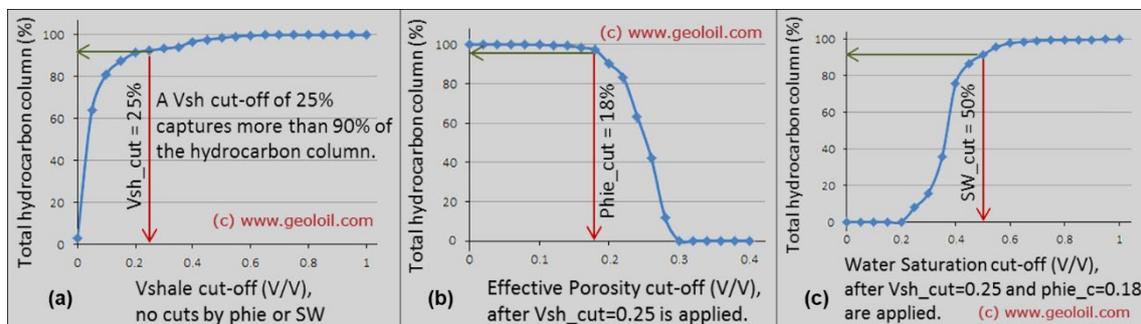


Figura 41: Exemplos de gráficos utilizados para determinar os parâmetros de corte pelo método da Coluna Cumulativa de Hidrocarbonetos em um reservatório hipotético: Em (a) o *cutoff* de Volume de Argila; em (b) *cutoff* de Porosidade Efetiva; e em (c) o *cutoff* de Saturação de Água.

Seguindo essa metodologia, foram determinados os valores de corte (*cutoffs*) de volume de argila (Figura 42), porosidade (Figura 43) e saturação de água (Figura 44) para os reservatórios dos poços da área de estudo.

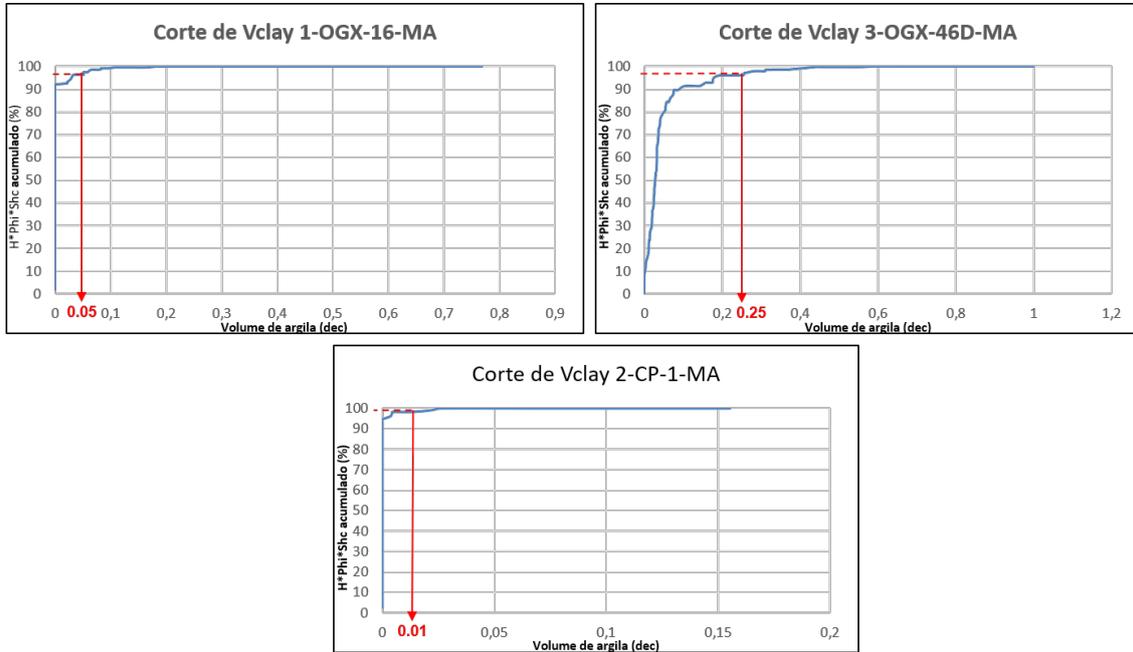


Figura 42: *Cutoffs* dos volumes de argila dos poços avaliados.

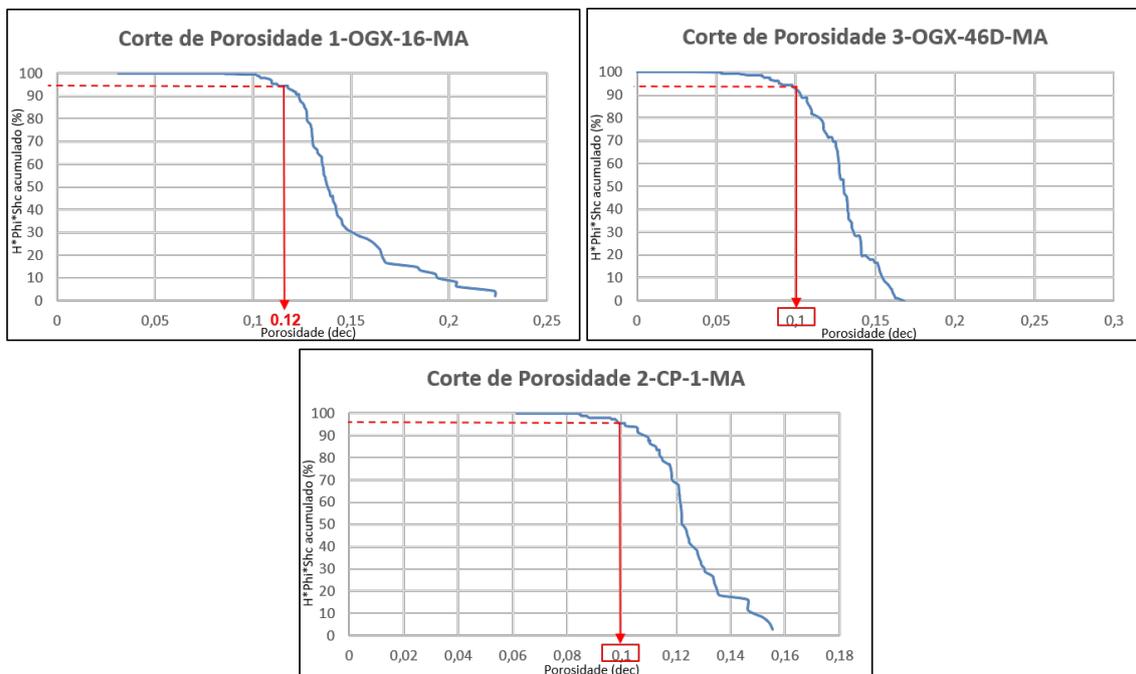


Figura 43: *Cutoffs* de porosidade efetiva dos poços avaliados.

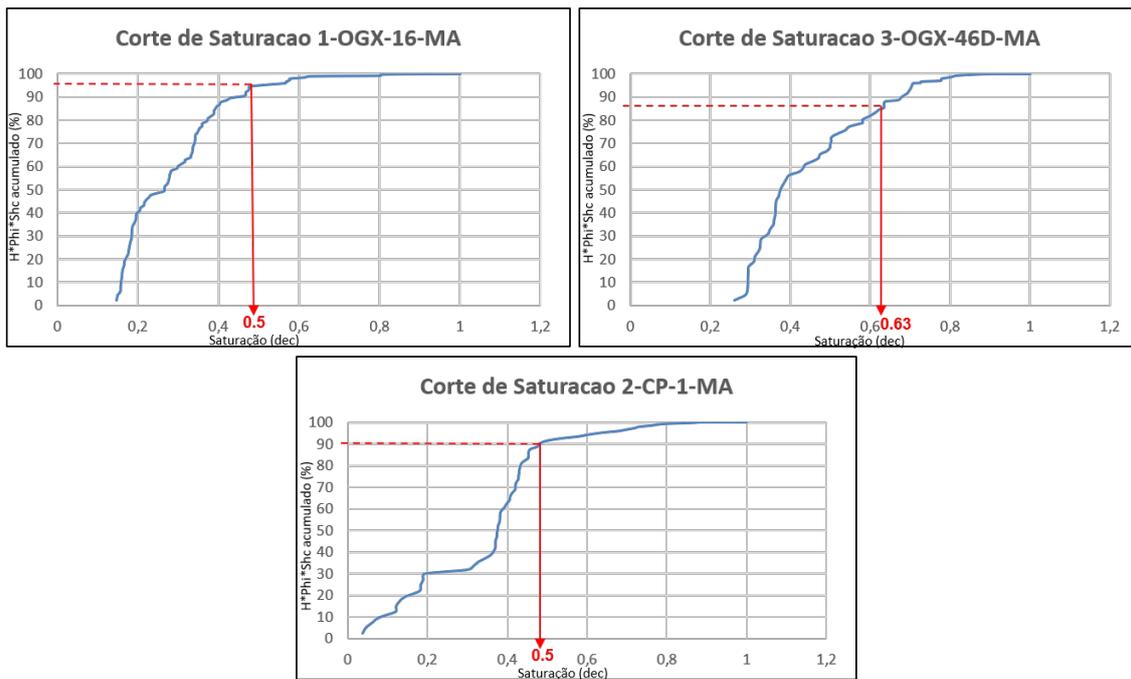


Figura 44: *Cutoffs* de saturação de água dos poços avaliados.

5.3. Totalização dos Reservatórios

A aplicação direta dos valores de *cutoffs* definidos anteriormente sobre as curvas de volume de argila (V_{clay}), porosidade efetiva (PHIE) e saturação de água (S_w) calculadas na etapa de interpretação quantitativa de perfis, possibilitou a totalização dos dados da avaliação petrofísica, incluindo a quantificação do valor da espessura porosa de rocha reservatório saturada com hidrocarbonetos (*Net Pay*), o intervalo total de reservatório acima do nível de água livre (*Gross Pay*); e consequentemente o *Net-to-Gross* (NtG: razão entre o *Net Pay* e o *Gross Pay*), e a estimativa da porção porosa de net com gás ($PHIS_g * H$).

De acordo com essa abordagem, a totalização dos dados foi efetuada separadamente para cada poço, e por fim foi calculada a média dos parâmetros entre os três poços avaliados, conforme pode ser visualizada na Tabela 3, tendo-se obtido um *Net Pay* médio de 7,72m, porosidade média de 13%, S_w médio de 34% e *Net-to-Gross* de 49%, dados importantes para utilização nos cálculos e análises de volumetria da modelagem petrofísica do reservatório.

Tabela 3: Totalização petrofísica dos reservatórios dos poços da área de estudo.

Poço	Zona	Topo	Base	Gross (TVD)	Net (TVD)	NtG (TVD)	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H (TVD)	PhiSg*H (TVD)
		TVD (SSTVD)	TVD (SSTVD)								
1-OGX-16-MA	ARN Cabeças	1653,98 (-1538)	1673,95 (-1558.1)	19,96	10.59	0.531	0.145	0.271	0.001	1.53	1.12
3-OGX-46D-MA	ARN Cabeças	1713.33 (-1538.33)	1725.3 (-1550.3)	11.97	4.99	0.417	0.128	0.408	0.041	0.64	0.38
2-CP-1-MA	ARN Cabeças	1666.04 (-1554.04)	1680.51 (-1567.51)	14.51	7.58	0.522	0.125	0.339	0.00	0.95	0.63
Total (média)	ARN Cabeças	-1538	-1567.51	13.24	7.72	0.49	0.13	0.34	0.014	1.04	0.71

6. CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL

A correlação rocha-perfil para interpretação litoestratigráfica e definição das fácies do intervalo de interesse é um *input* primordial para o modelo geológico de reservatório. Em vista disso, foi realizada a descrição sedimentológica de amostras de calha do poço 4-OGX-49-MA para identificação e interpretação de litofácies da Sequência Mesodevonidana-Eocarbonífera, e correlação litoestratigráfica entre os poços com ênfase nesse intervalo, além da determinação faciológica do reservatório da Formação Cabeças.

6.1. Correlação Litoestratigráfica

6.1.1. Descrição e Interpretação Litológica do poço de correlação

A fim de aprimorar o conhecimento litoestratigráfico das formações do intervalo de estudo na Sequência Mesodevonidana-Eocarbonífera, e com o objetivo de efetuar uma boa correlação entre os poços da área de estudo, foi realizada a descrição de amostras de calha do poço 4-OGX-49-MA e reinterpretação litológica dessa sequência, com base em dados de rocha e perfis.

Amostras de calha são muito importantes devido serem o único conteúdo de rocha adquiridos de forma contínua durante a perfuração de poços petrolíferos. Tratam-se de fragmentos de rochas cortadas pela broca e trazidos à superfície pelo fluido de perfuração, cuja densidade de amostragem no reservatório é de 3 em 3 metros. Tais amostras permitem o reconhecimento de: tipos litológicos; conteúdo fossilífero; potencial gerador; indícios de ocorrência de hidrocarbonetos; além de análises especiais de granulometria, mineralogia, etc (Gilot, 2009).

Alguns critérios devem ser considerados para a interpretação litológica com base em amostras de calha. Como cada amostra representa um intervalo de rocha, cuja profundidade amostrada é a base desse intervalo, é importante observar que a profundidade da rocha descrita pode conter um deslocamento de acordo com a densidade da amostragem, que é corrigido pela interpretação dessa litologia baseada nos perfis corridos no poço (Figura 45). Para a interpretação litológica efetuada no presente estudo considerou-se também em descrições de amostras laterais disponíveis no perfil composto, e utilizou-se como principal referência técnica o trabalho de Rider (1996), além de outros

trabalhos (Serra, 1990; Martins, 1991; Calh a *et al.*, 2010; e Mondol, 2015) que abordam a aplica o de perfis geofisicos para caracteriza o e identifica o litol gica.

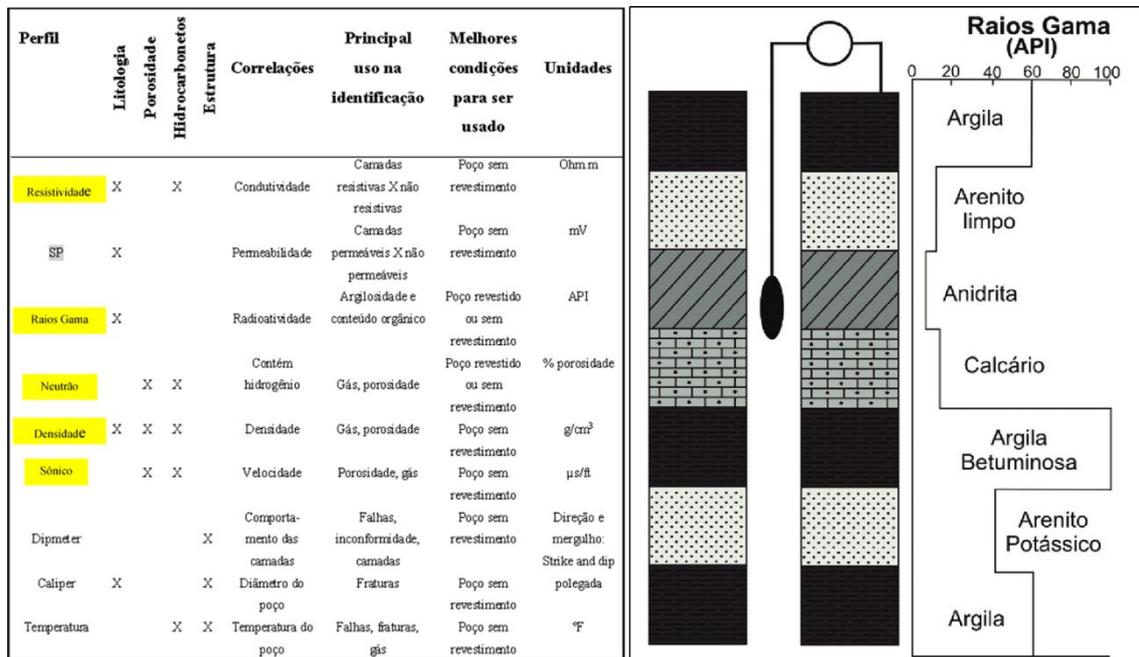


Figura 45:   esquerda, perfis geofisicos e sua utilidade, com destaque para os perfis utilizados para a interpreta o litol gica do intervalo estudado (modificado de Evenick, 2008); e   direita, esquema representativo da medida do perfil de raios gama em diferentes tipos litol gicos (Calh a *et al.*, 2010).

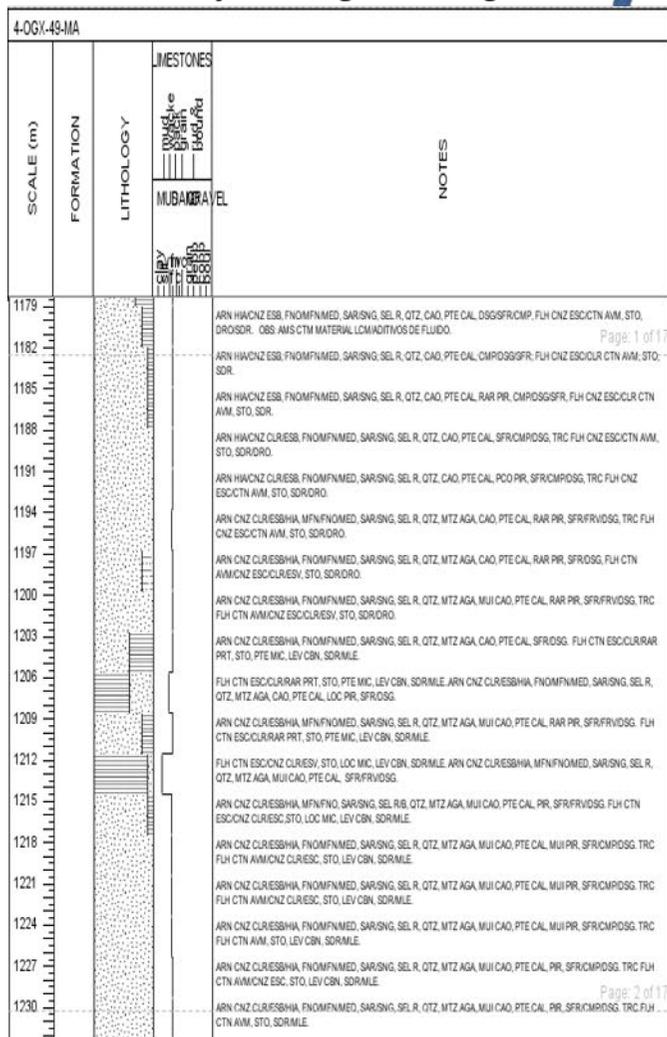
Nesse sentido foi realizada a descri o sedimentol gica do po o 4-OGX-49-MA, para identifica o e interpreta o de litof cies dentro das forma es do intervalo de estudo, utilizando-se o programa SedLog 3.1 para registros das descri es de amostras de calha (Figura 46). E ap s a descri o destas, esses dados foram importados para o *software* IP 2018, onde foi realizada a interpreta o litol gica com base na descri o de rocha associada  s respostas dos perfis de Rios Gama, Resistividade, Densidade, Neutr o e S nico no intervalo de estudo (Figura 46).

Foram reconhecidos e interpretados cinco litotipos, a saber: arenitos, folhelhos, siltitos, diab sio e rochas metassedimentares (pistas 2 e 3, IP 2018; Figura 46), sendo a Fm. Cabe as composta por arenitos finos a m dios, com algumas intercala es de siltito e folhelhos; a Fm. Long  composta predominantemente de folhelhos com delgadas intercala es de arenitos; e a Fm. Poti compreendendo arenitos intercalados com folhelhos; al m de uma intrus o de diab sio bordejada por rochas metassedimentares, modificadas por metamorfismo de contato. Todas as forma es s o condizentes com a litoestratigrafia presente na literatura.

Na Fm. Cabeças (intervalo 1771/1900m) predominam arenitos descritos em calha como cinza-esbranquiçados, de granulometria muito fina e fina a média, subarredondados, com seleção regular, quartzosos, gradando a siltitos no intervalo superior da formação, muito caoliníticos, com rara cimentação calcífera, parcialmente micáceos, raramente piritosos, de porosidade aparente fechada, e semi-friáveis (Figura 47a); são interpretados e caracterizados em perfil por: GR=33 a 84°API; RES: 1.02 a 4.2Ohm.m; DEN=9 a 15% porosidade, NEU=9 a 18% porosidade; e DTP em trono de 70 ms/ft. Entre 1776 e 1860m ocorrem algumas intercalações decimétricas a métricas de folhelhos cinza escuro e cinza claro-acastanhado, síltico, parcialmente micáceo e piritoso, duro/semiduro, caracterizados em perfil por alta radioatividade (GR=97 a 173°API), RES=3 a 7,5Ohm.m, e incremento ou *crossover* do perfil NEU para a esquerda do DEN, típico do aumento de minerais adsorvedores (argilas). O intervalo 1839/1850m apresenta intercalações de siltito cinza claro e castanho avermelhado, de coesão semidura a mole, caracterizado em perfil pela aproximação entre as curvas DEN e NEU, com densidade em torno de 2,5 g/cm³, GR de 60 a 83°API; e RES=2.25 a 4.1Ohm.m (Figura 46).

A Fm. Longá. (intervalo 1659/1771m) é composta por folhelhos cinza escuros (Figura 47b), raramente castanho-avermelhados, sílticos, parcialmente micáceos, localmente piritosos, semiduros/moles, caracterizados por altíssima radioatividade do perfil GR=137 a 190°API, denotando a presença de argila betuminosa (matéria orgânica); RES em torno de 7Ohm.m, e *crossover* com separação acentuada entre os perfis NEU e DEN (Figura 46); com delgadas intercalações de arenito cinza claro-esbranquiçado, hialino, também creme claro, de granulometria fina/muito fina e média, subarredondado e subangular, de seleção regular a boa, quartzoso, parcialmente caolinítico, compacto a semi-friável, identificado em perfil por GR em torno de 90 °API; RES=0.57 a 4.77 Ohm.m; e aproximação entre as curvas DEN e NEU.

Descrição Litológica: SedLog 3.1



Interpretação Litológica: IP 2018

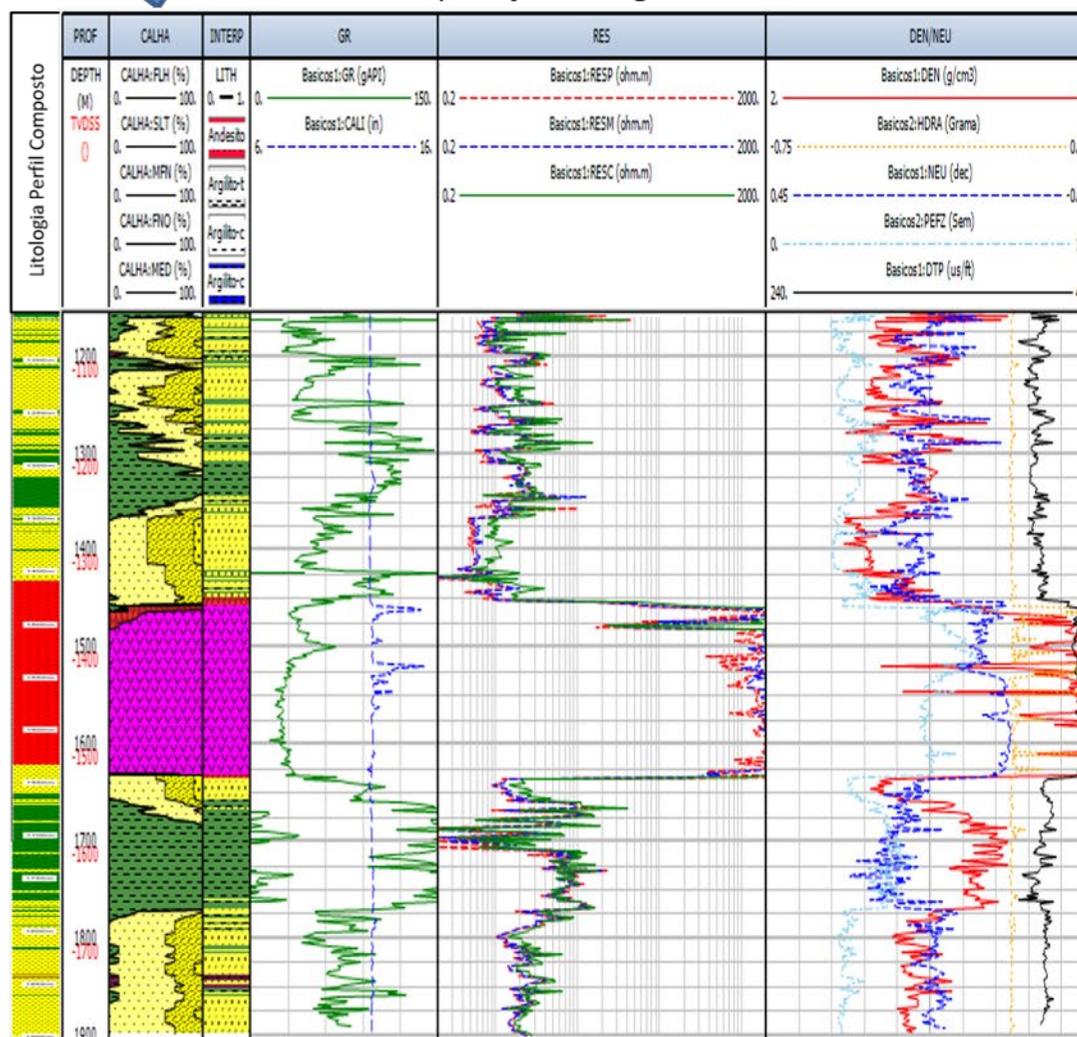


Figura 46: Descrição e interpretação litológica do poço 4-OGX-49-MA com base em descrição de amostras de calha e correlação rocha-perfil.

A parte superior da sequência compreende a Fm. Poti (intervalo 1163/1659m), composta basicamente por arenitos cinza claro-esbranquiçados, interpretados em perfil por GR=24.9 a 113°API; RES: 0,45 a 1.79Ohm.m, DEN=10 a 18% porosidade e NEU=9 a 21% porosidade; intercalados com folhelhos silticos cinza escuro, caracterizados em perfil por GR em torno de 120°API e RES predominantemente entre 2 e 5Ohm.m. Em calha, os arenitos foram descritos como cinza claro-esbranquiçados, hialinos, finos/muito finos/médios, subarredondados/subangulares, de seleção regular, quartzosos, caolíticos, parcialmente calcíferos, piritosos, semi-fráveis/desagregados, e os folhelhos, cinza escuro a preto, localmente cinza claro/castanho avermelhados, silticos, parcialmente micáceos, levemente carbonáticos, semiduros/moles. Tanto os arenitos quanto os folhelhos encontram-se parcialmente metamorfisados na porção inferior da formação, onde se verificou a presença de alguns minerais esverdeados (Figura 47c), aumento de argilosidade e ausência de quartzo hialino nos arenitos (com consequente aumento da radioatividade – perfil GR), além de uma coesão mais compacta.

Nessa seção também ocorre uma espessa intrusão de diabásio de aproximadamente 170m (intervalo 1458/1632m), e a presença de rochas metassedimentares (intervalos 1450/1458m e 1632/1636m) em contato com o topo e base desse corpo ígneo.

O diabásio, predominantemente cinza-escuro a preto, encontra-se parcialmente alterado nas amostras de calha (Figura 47d), apresentando tonalidades variegadas, como cinza claro-esverdeado, esbranquiçado e castanho-avermelhado. Possui textura fanerítica, minerais máficos, presença de carbonatos (preenchendo veios e amígdalas), e coesão semi-dura a dura. Trata-se de uma soleira, caracterizada pelo aumento da radioatividade do perfil GR em sua parte superior, a 1500m (Figura 46), voltando lentamente à linha base de diabásio; feição denominada “barriguda” para distinguir intrusões em forma de “*sill*” em perfis (Martins,1991) em trabalho realizado nas bacias intracratônicas brasileiras, incluído a bacia do Parnaíba (Trodstorf et al., 2018). Esta feição estaria associada à cristalização fracionada, consequência da ação da gravidade, durante o esfriamento, com cristalização mais rápida nas bordas da intrusão. Segundo Silva (1987, *apud* Martins, 1991) cristais de olivina, mais densos que a fusão silicatada, descem por gravidade formando um leito, havendo uma sistemática mudança de composição da porção média até o topo onde estariam as porções mais alcalinas; por isso o perfil GR indica valores altos de radioatividade próximo ao topo da soleira. Além dessa assinatura

típica no perfil de raios gama, o diabásio é facilmente caracterizado por altíssima RES (em torno de 1500Ohm.m) e características de rocha fechada (Figura 46), com DEN próximo a 3 g/cm³ (exceto em alguns trechos onde o perfil *caliper* encontra-se arrombado, provavelmente devido a fraturas), NEU próximo de zero e DTP em torno de 50 ms/ft, o qual apresenta traçado típico de rocha maciça com aspecto retilíneo, em contraposição ao padrão irregular das litologias adjacentes.

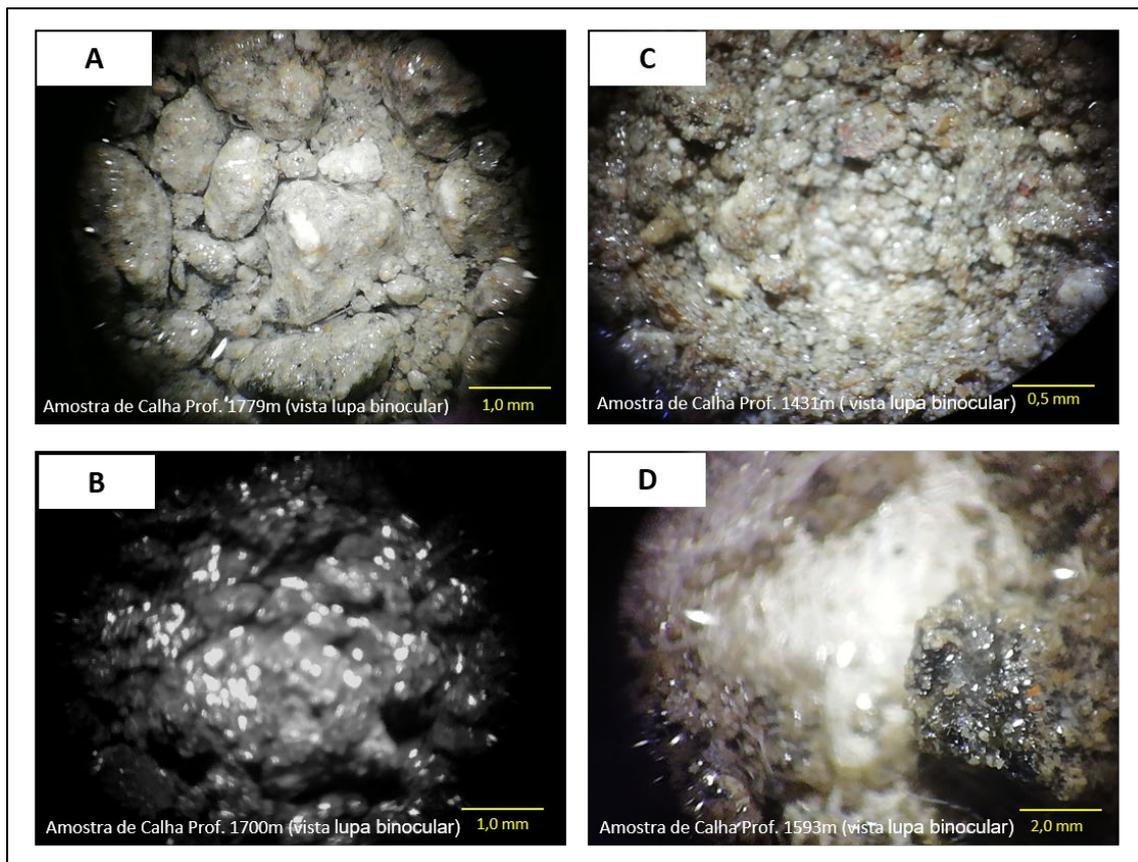


Figura 47: Amostras de calha do poço 4-OGX-49-MA: A) Arenito caolinítico da Fm. Cabeças; B) folhelho da Fm. Longá; C) metassedimento, arenito metamorfisado com presença de minerais esverdeados da Fm. Poti; e D) fragmentos da soleira de diabásio. Fonte: PIMENTEL, R. (2020).

Já os metassedimentos, tanto no topo como na base da soleira, constituem-se principalmente de arenitos que sofreram metamorfismo de contato dessa intrusão ígnea. Tratam-se de rochas de coloração cinza claro-acastanhada, com outros aspectos similares aos arenitos descritos na porção inferior da formação Poti, caracterizadas em perfil pelo *crossover* DEN/NEU; alta resistividade e sônico (DTP) fechado, porém com uma pequena quebra em comparação com o diabásio (Figura 46).

Em relação à sequência sedimentar, foram observados padrões em sino do perfil de raios gama, com aumento de argilosidade e gradual perda de porosidade evidenciada principalmente pela curva de densidade, representando ciclos de raseamento ascendente nos arenitos tanto da Formação Cabeças quanto da Formação Poti (Figura 46), típicos de arquitetura deposicional de canais superpostos por fácies interlaminaadas, podendo também representar uma fácies fluvio-estuarina afogada pelos folhelhos da Fm. Longá no topo da Formação Cabeças, condizente com as interpretações efetuadas por diversos autores para a Bacia do Parnaíba.

6.1.2. Correlação de Poços

A correlação de poços compreende uma etapa importante para a modelagem geológica, onde é verificada a distribuição lateral das fácies litológicas e das características do reservatório entre os poços da área alvo de estudo. Para sua realização utilizou-se o *software* Petrel®, onde foram carregados os dados de perfis dos poços, e inseridas a litologia interpretada e profundidades dos marcadores (topos de formação) oriundos dos perfis compostos e relatórios finais dos poços; além da litologia reinterpretada do poço 4-OGX-49-MA.

O procedimento de correlação entre os poços foi realizado em uma janela chamada *Well Section Window* do Petrel, onde foram plotados os perfis de Raios Gama (GR), *Caliper* (CALI), Resistividade (RESC, RESM e RESP), Densidade (DEN), Neutrão (NEU), Sônico (DTP) dos quatro poços em estudo, além do perfil de Ressonância Magnética Nuclear (NMR) corrido nos poços 3-OGX-46D-MA e 1-OGX-16-MA; e inseridos os marcadores contemplando os intervalos perfilados de todos os poços da área de estudo. Os poços foram colocados em profundidade, considerando-se o zero como *datum*, e realizou-se a correlação com ênfase no intervalo da Sequência Mesodevoniada-Eocarbonífera, que hospeda o reservatório da Fm.Cabeças, alvo do presente estudo; e incluindo também a Fm. Piauí, importante marcador estratigráfico da Bacia do Parnaíba, visando a posterior amarração de poços e interpretação sísmica. A profundidade foi considerada em cota (*Subsea True Vertical Depth – SSTVD*) para que todos os poços ficassem ajustados em profundidade medida, e o principal perfil utilizado para ajuste na

correlação foi o perfil de raios gama, cujas feições foram as primeiras a ser consideradas para ajuste dos marcadores entre os poços.

Dessa forma, foram realizados pequenos ajustes no posicionamento dos topos de formação (Tabela 4), com base em correlação litoestratigráfica entre os poços, comparando poço a poço as feições semelhantes dos perfis e utilizando as litologias interpretadas como controle. Além das feições do perfil de raios gama, foram utilizados para correlação alguns marcos como quebras (mudanças de comportamento) do perfil sônico (DTP) e variações na resistividade e dos perfis DEN e NEU (Figura 48).

A seção de correlação de poços (*Well Section Window*) foi construída na direção SW-NE, a partir do poço de correlação 4-OGX-49-MA, passando pelos poços 3-OGX-46D-MA, 1-OGX-16-MA e 2-CP-1-MA, os quais encontram-se na área coberta pela aquisição sísmica (Figura 48). Nesta observa-se que a formação Piauí, na parte superior, possui um pequeno espessamento na direção NE, enquanto a Fm. Poti aumenta de espessura para SW, e as formações Longá e Cabeças possuem um maior soterramento na direção SW, onde a soleira de diabásio intrude a Fm. Poti, ao contrário da porção NE onde essa intrusão está inserida na Fm. Longá. Esse padrão de variação de fácies pode estar relacionado às condições do ambiente deposicional, assim como às relações tectono-estruturais.

Com base no conhecimento adquirido pela descrição e interpretação litológica do poço 4-OGX-49-MA e correlação litoestratigráfica entre os poços, verificou-se que havia alguns intervalos com litologia interpretada nos perfis compostos incoerentes com os perfis corridos e discrepantes com os poços correlatos. Assim, de acordo com essa premissa, foi reinterpretada a litologia de alguns intervalos, como a inserção de metassedimentos no topo e base da soleira de diabásio, e principalmente a Formação Longá do poço 2-CP-1-MA, onde não haviam sido corridos os perfis de densidade e Neutrão (Figura 49).

A correlação de poços possibilitou também identificar a extensão do reservatório de gás em arenitos do topo da Fm. Cabeças entre os poços 3-OGX-46D-MA, 1-OGX-16-MA e 2-CP-1-MA (Figura 48), caracterizado pelo incremento da resistividade associada ao *crossover* DEN/NEU típico de *gaseffect*, já interpretado na etapa de avaliação petrofísica.

Tabela 4: Marcadores dos poços inseridos e ajustados por correlação rocha-perfil no Petrel.

Poço 1-OGX-16-MA				
Marcador (Formação)	Coordenada X	Coordenada Y	Profundidade (m)	Cota: SSTVD (m)
Fm, Motuca	577166.78	9472809.63	406	-290
Fm, Pedra de Fogo	577166.93	9472809.84	692	-576
Fm, Piauí	577167.10	9472810.10	912	-796
Fm, Poti	577168.17	9472810.65	1172	-1056
Fm, Longá	577169.45	9472810.72	1371,17	-1255,17
Fm, Cabeças	577170.03	9472810.96	1654,01	-1538,01
Fm, Pimenteiras	577171.29	9472810.81	2055,11	-1939,11
Fm, Itaim	577173.17	9472808.35	2468,33	-2352,33
Fm, Jaicós	577173.06	9472807.70	2604,41	-2488,41
Fm, Tianguá	577174.97	9472806.19	2835,65	-2719,65
Fm, Ipu	577178.91	9472803.39	3044,35	-2928,35
Poço 3-OGX-46D-MA				
Marcador (Formação)	Coordenada X	Coordenada Y	Profundidade (m)	Cota: SSTVD (m)
Fm, Motuca	575720.12	9475142.96	462,96	-287,96
Fm, Pedra de Fogo	575734.49	9475125.83	667,56	-492,56
Fm, Piauí	575810.96	9474942.57	1028,85	-853,85
Fm, Poti	575887.97	9474780.71	1286,55	-1111,55
Fm, Longá	576005.36	9474523.27	1694,01	-1519,01
Fm, Cabeças	576117.96	9474284.88	2074,87	-1899,87
Poço 4-OGX-49-MA				
Marcador (Formação)	Coordenada X	Coordenada Y	Profundidade (m)	Cota: SSTVD (m)
Fm, Motuca	564560.74	9471590.88	470,59	-354,59
Fm, Pedra de Fogo	564561.15	9471593.33	706,4	-590,4
Fm, Piauí	564561.35	9471594.83	984,94	-868,94
Fm, Poti	564561.26	9471595.92	1163,21	-1047,21
Fm, Longá	564562.62	9471598.31	1658,51	-1542,51
Fm, Cabeças	564563.58	9471598.72	1771,22	-1655,22
Poço 2-CP-1-MA				
Marcador (Formação)	Coordenada X	Coordenada Y	Profundidade (m)	Cota: SSTVD (m)
Fm, Motuca	577964.00	9473400.50	402,19	-290,19
Fm, Pedra de Fogo	577964.00	9473400.50	695,89	-583,89
Fm, Piauí	577964.00	9473400.50	908,68	-796,68
Fm, Poti	577964.00	9473400.50	1167,44	-1055,44
Fm, Longá	577964.00	9473400.50	1380,35	-1268,35
Fm, Cabeças	577964.00	9473400.50	1666	-1554
Fm, Pimenteiras	577964.00	9473400.50	2006	-1894
Fm, Itaim	577964.00	9473400.50	2475,85	-2363,85
Fm, Jaicós	577964.00	9473400.50	2612,75	-2500,75
Fm, Tianguá	577964.00	9473400.50	2848,17	-2736,17
Fm, Ipu	577964.00	9473400.50	3055,2	-2943,2
Embasamento	577964.00	9473400.50	3408,32	-3296,32

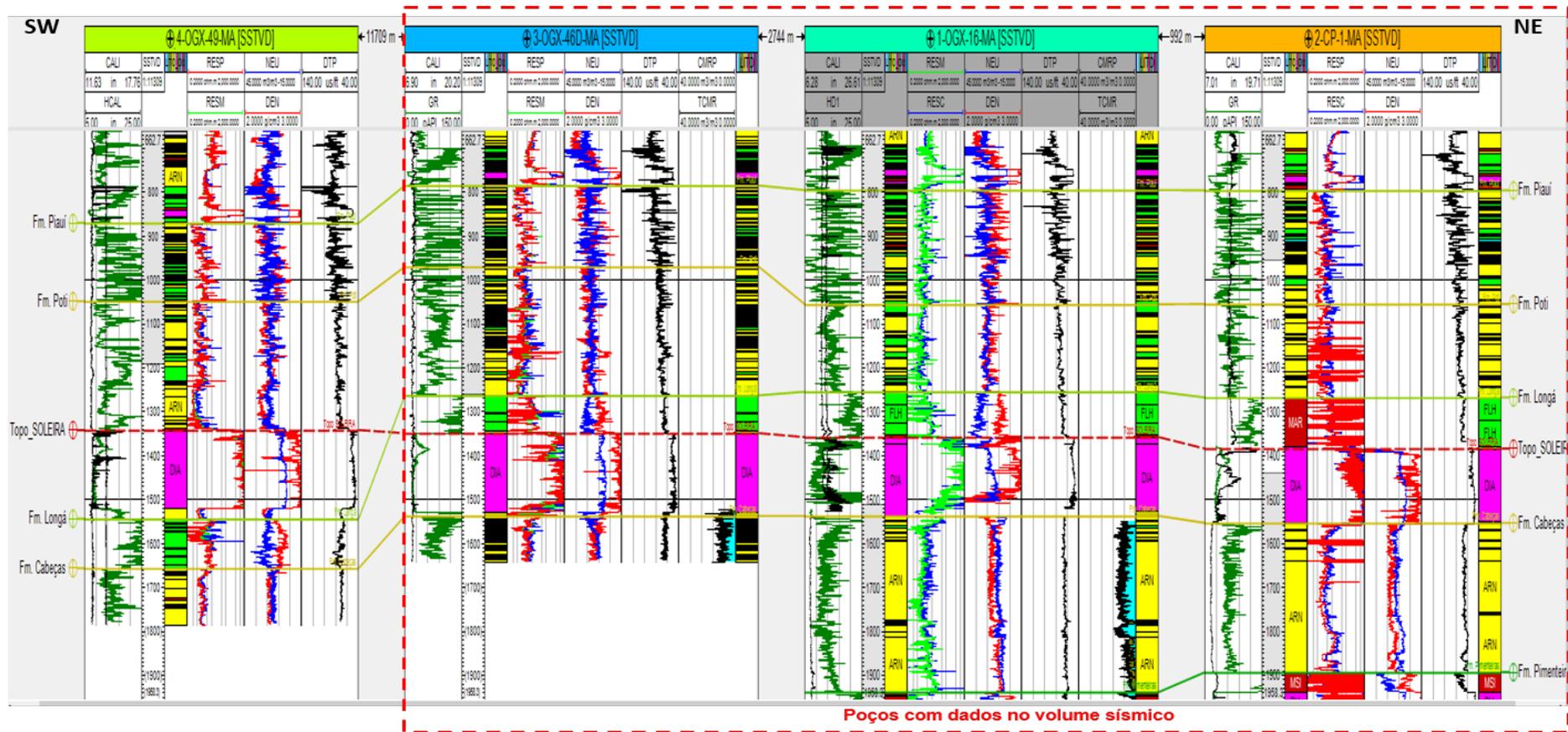


Figura 48: Seção de correlação de poços da área de estudo.

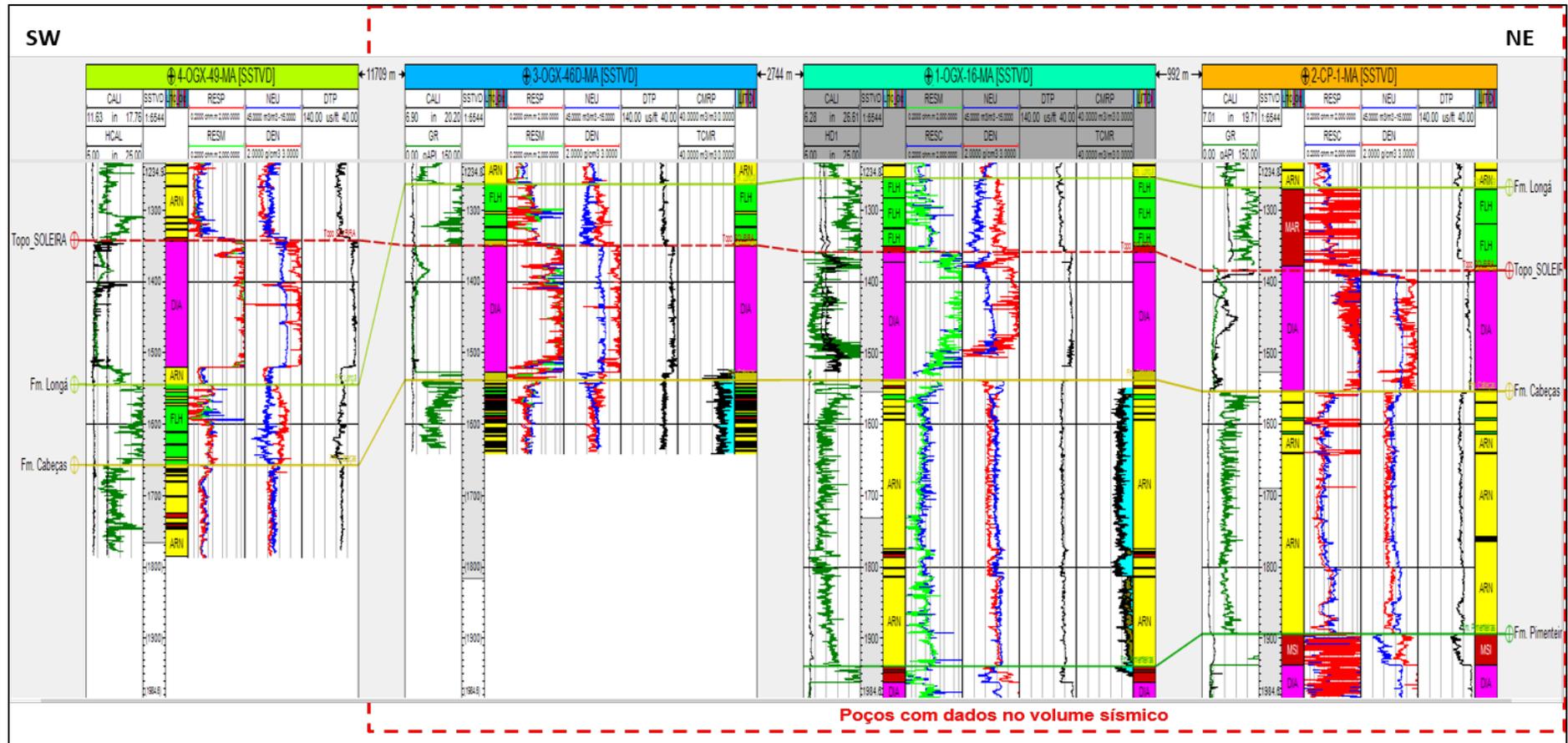


Figura 49: Intervalos litológicos reinterpretados (coluna litológica à direita dos poços) através de correlação litoestratigráfica, com base em dados rocha e perfis.

6.2. Faciologia da Zona de Interesse

No presente trabalho optou-se por modelar todo o intervalo de reservatórios da Fm. Cabeças, devido a não haver resolução sísmica para uma modelagem restrita ao intervalo com presença hidrocarbonetos, avaliado com apenas cerca de 8m de *Netpay*, bem abaixo da resolução encontrada nos levantamentos sísmicos 3D atuais, que oscila em torno de 20 a 30m. Nesse sentido, foi realizado um estudo faciológico e análise de eletrofácies da Fm. Cabeças nos poços da área de estudo objetivando fornecer os insumos de fácies para a modelagem geológica.

A descrição e interpretação litológica do poço 4-OGX-49-MA em conjunto com a correlação litoestratigráfica entre os poços da área de estudo, possibilitou a identificação de cinco grupos de fácies litológicas na seção que compreende o reservatório e as rochas traçadoras do sistema petrolífero Pimenteiras-Cabeças (!) (Tabela 5). Como será visto no Capítulo 9, as rochas capeadoras também foram incluídas no modelo geológico para análise e entendimento da estrutura do reservatório.

Tabela 5: Fácies litológicas caracterizadas no intervalo de interesse, incluindo as rochas capeadoras e fácies do reservatório da Fm. Cabeças contempladas no estudo de eletrofácies.

Diabásio	
Metassedimento	
Folhelho	
Arenito Muito Fino / Fino a Médio	
Siltito	

A análise de eletrofácies da Fm. Cabeças foi realizada utilizando-se o método de árvores de decisão com classificação supervisionada no *software* IP 2018, objetivando avaliar a interpretação litológica e efetuar um refinamento das litofácies caracterizadas por correlação rocha-perfil na zona de interesse da Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera, em particular dentro do intervalo do reservatório. Desse modo, somente as fácies Arenito, Siltito e Folhelho foram contempladas neste estudo, que abrangeu os

poços localizados na área com aquisição do volume sísmico 3D (1-OGX-16-MA, 2-CP-1-MA e 3-OGX-46D-MA). Como dados de entrada para essa análise foram utilizados os perfis de Raios Gama (GR), densidade (DEN), Neutrão (NEU), Sônico (DTP e DTS), e Fator fotoelétrico (PEF), tendo como alvo a litologia interpretada.

A metodologia de classificação de eletrofácies utiliza ferramentas de reconhecimento de padrões para a classificação automática de litofácies, normalmente dividida em três etapas: filtragem da entrada; extração/seleção de características; e classificação, onde o objeto em análise é atribuído a uma das classes envolvidas no problema (Wong & Paliwal, 2005). Esse processo começa pelo carregamento e controle de qualidade dos dados e calibração rocha-perfil para determinação das classes litológicas, já realizados no presente trabalho. Em seguida efetua-se a seleção e treinamento dos perfis usando a análise de componentes principais e algoritmos de agrupamento, por meio de um método de classificação, e por fim é realizada a caracterização das eletrofácies.

O método de árvores de decisão (Breiman *et al.*, 1984) empregado para a classificação de eletrofácies no presente estudo baseia-se, como o próprio nome diz, em árvores de decisão, que são representações simples do conhecimento e classificam exemplos em um número finito de classes. Uma árvore de decisão é geralmente construída de maneira *top-down* (Figura 50), utilizando um algoritmo baseado na aproximação “dividir para conquistar” (Quinlan, 1993), em que os nós da árvore representam os atributos, os arcos representam os valores para os atributos e as folhas representam as classes. Ou seja, árvores de decisão são modelos de aprendizado supervisionado que representam regras de decisão baseadas nos valores dos atributos.

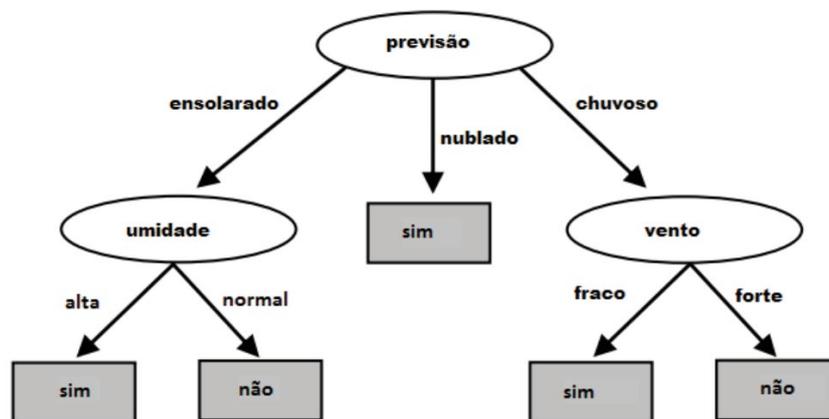


Figura 50: Exemplo de árvore de decisão para praticar esporte ao ar livre com base na observação da previsão do tempo (modificado de Sanjeevi, 2017).

De acordo com essa abordagem, o modelo de árvore de decisão foi construído pela análise dos dados de treinamento e o modelo utilizado para classificar dados ainda não classificados. A estrutura hierárquica do processo (Figura 51) é composta pelo objetivo (ou classificador), no caso a litologia interpretada; os critérios de avaliação (características dos atributos dos perfis elétricos de entrada); e as alternativas, que correspondem às classes de eletrofácies resultantes. Dessa forma, o classificador gera árvores de decisão, em que cada nó da árvore avalia a existência ou significância de cada atributo individual. As árvores de decisão são construídas do topo para a base, através da escolha do atributo mais apropriado para cada situação. Uma vez escolhido o atributo, os dados de treino são divididos em subgrupos, correspondendo aos diferentes valores dos atributos e o processo é repetido para cada subgrupo até que uma grande parte dos atributos em cada subgrupo pertençam a uma única classe. Durante as iterações do processo de treinamento, a árvore de decisão busca se aproximar de um resultado previamente definido, ou seja, cada grupo de eletrofácies com seus padrões de assinatura nos perfis elétricos. Essa indução por árvore de decisão é um algoritmo que habitualmente aprende um conjunto de regras com elevada acuidade.

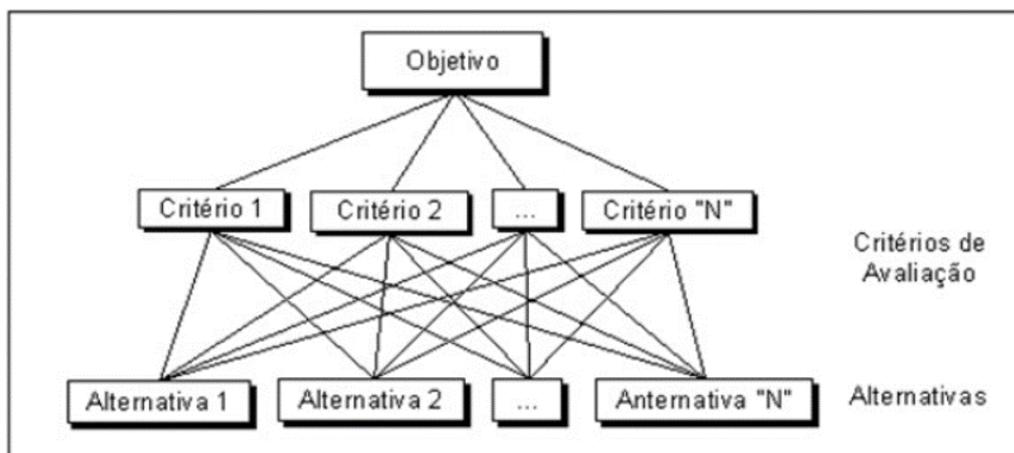


Figura 51: Estrutura hierárquica do processo de classificação utilizando árvore de decisão.

A classificação resultante desse processo apresentou elevado valor de acurácia, em torno de 80% para todos os poços envolvidos no estudo. Foi observado que o agrupamento de classes (*clustering*) apresentou o mesmo número de grupos que as litofácies previamente identificadas por correlação rocha-perfil no intervalo do reservatório (Figura 52, pista 7), e para a caracterização das eletrofácies utilizou-se a palheta de classificação litológica que fora inserida no IP 2018 para a interpretação litológica do poço 4-OGX-49, sendo que o resultado apresentou-se bastante similar à

litologia interpretada dos poços estudados (Figura 52, pista 8), validando essa interpretação. Com isso, decidiu-se utilizar as próprias litofácies definidas através da interpretação litológica e correlação rocha-perfil dos poços da área estudo como insumo para a modelagem geológica de fácies.

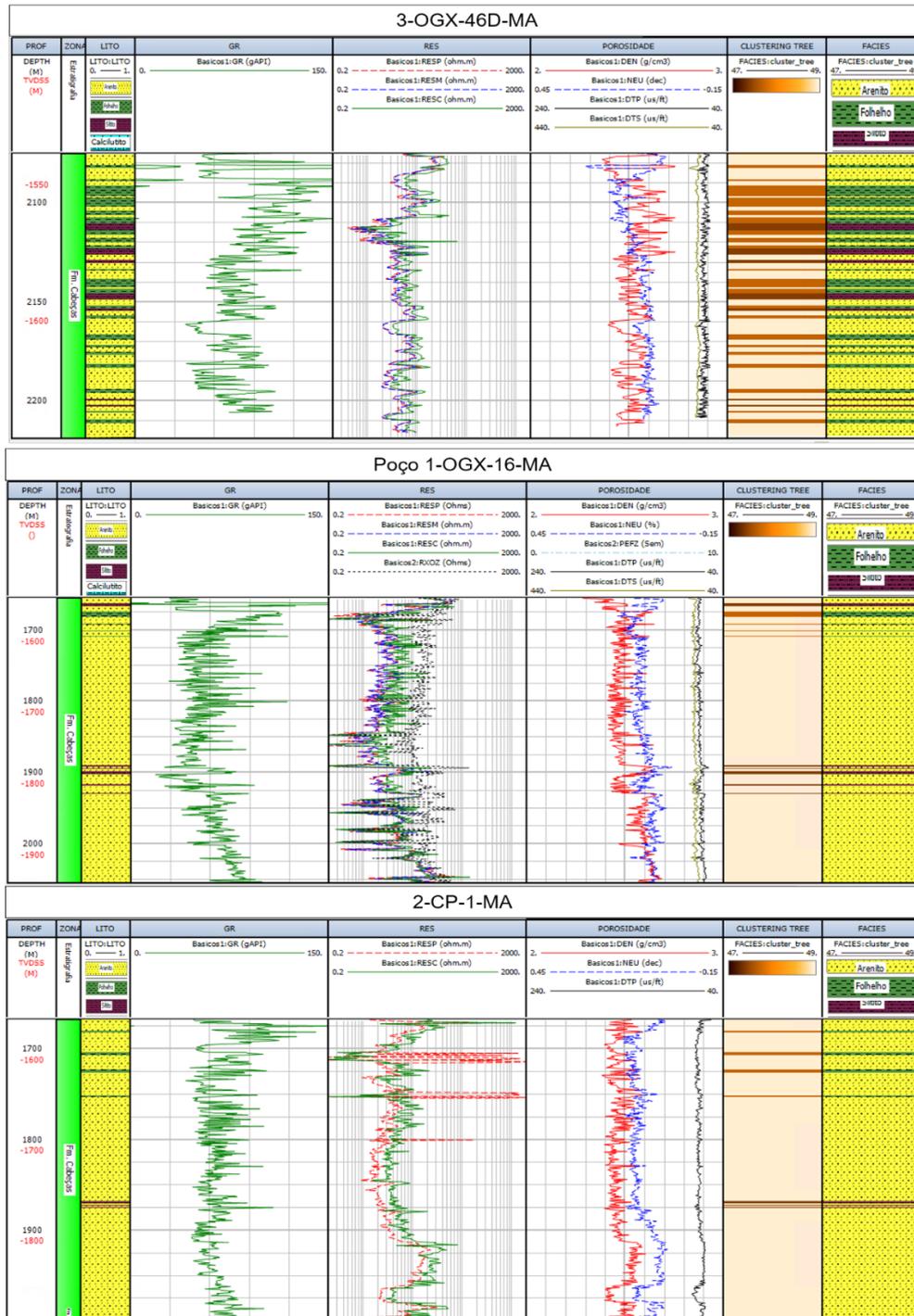


Figura 52: Eletrofácies caracterizadas no intervalo do reservatório da Fm. Cabeças nos poços da área do volume sísmico 3D. Na pista7 observa-se o agrupamento de eletrofácies classificadas pelo método de árvores de decisão. Na pista8 observa-se a caracterização dos grupos de eletrofácies apresentados na pista 7.

7. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

Este capítulo aborda a etapa de integração dos dados de poços com a sísmica, através da amarração poço-sísmica e interpretação e mapeamento dos principais topos de formação da área estudada nas seções do volume sísmico 3D, com o objetivo de construir um modelo de velocidades fidedigno com a geologia dos estratos estudados, para a conversão do dado sísmico em profundidade. Assim como a interpretação das principais falhas geológicas em descontinuidades dos refletores sísmicos, visando a posterior construção do arcabouço geológico/estrutural e a modelagem estática do reservatório correlacionada aos atributos do volume sísmico 3D.

7.1. Amarração Poço-Sísmica

A sísmica de reflexão é essencial na indústria de óleo e gás, pois permite estimar as mudanças geológicas entre os poços, permitindo interpolar dados de fácies entre os poços (Diagram & Density, 2004). O dado sísmico original foi processado no domínio do tempo, enquanto os poços encontram-se no domínio da profundidade. O processo para se conectar os poços com a sísmica no domínio do tempo é denominado amarração e consiste em criar uma relação tempo-profundidade através do bom posicionamento de um sismograma sintético ao traço sísmico.

A amarração poço-sísmica é uma parte muito importante do trabalho do intérprete, pois fornece um meio de identificar corretamente os horizontes e estimar *wavelets* para inversão de dados sísmicos para impedância. Da mesma forma que as amarrações de poço são primordiais na calibração de uma interpretação sísmica, elas também são determinantes do uso de amplitudes sísmicas na impedância e inversão de AVO (*amplitude variations with offset*). Também são importantes para a modelagem de fácies e propriedade, e o ajuste do modelo de velocidade (Figura 53). O ato de se calibrar o poço à sísmica significa combinar o sismograma sintético extraído dos dados de poço com o sismograma original extraído dos perfis sísmicos. Essa metodologia possibilita uma melhor correlação entre a informação de poço (profundidade em metros) e a sísmica (profundidade em tempo) (White & Simm, 2003).

Antes da interpretação e da inversão sísmica é necessário realizar a amarração poço-sísmica e, para isto, utiliza-se os perfis sônico e de densidade. A partir destes perfis, é

estimado o perfil de impedância acústica e usando o modelo convolucional obtém-se o traço sísmico na região do poço. Este traço sísmico sintético é então comparado com os traços sísmicos reais na proximidade do poço para realizar a amarração poço-sísmica. Essa etapa permite que as interpretações sísmicas com as informações de fácies e petrofísicas de poços sejam correlacionadas (Box & Lowrey, 2003).

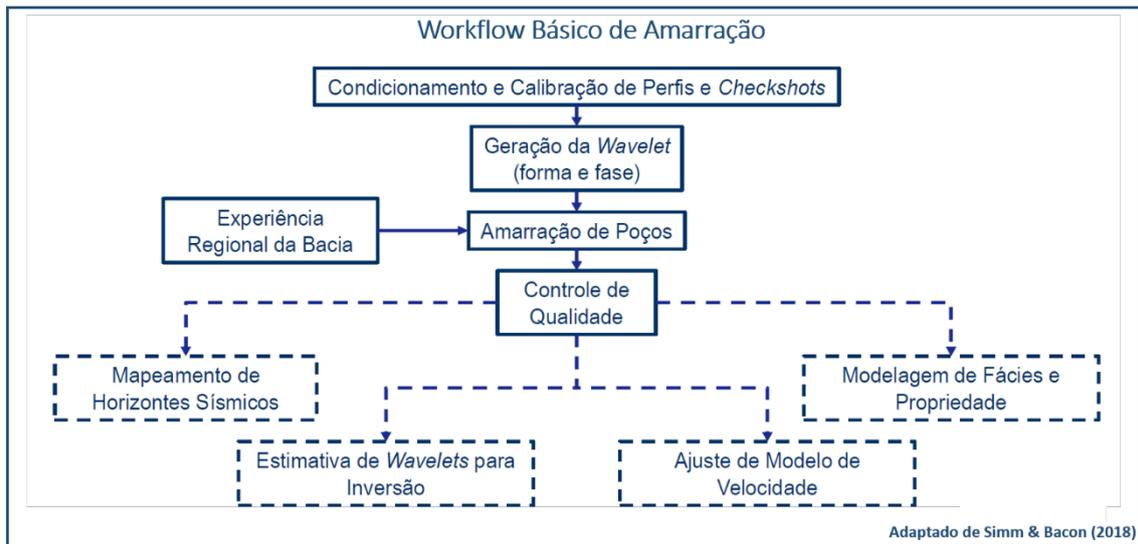


Figura 53: Workflow básico de amarração poço-sísmica.

Quando um dos perfis, sônico ou densidade, não estão disponíveis, a fórmula empírica de Gardner *et al.* (1974) (equação 7.1) pode ser utilizada no processo de amarração poço-sísmica. Essa equação aplica uma relação direta entre a densidade das rochas e a velocidade de propagação da onda primária, onde ρ representa a densidade, α e β são parâmetros e V_p , velocidade da onda P. Assim, a partir do perfil densidade pode-se calcular o perfil sônico ou vice-versa.

$$\rho = \alpha V_p^\beta \quad (7.1)$$

Para que os perfis de poços sejam utilizados nas etapas de amarração poço-sísmica é necessário que estes estejam devidamente corrigidos. Essas correções são necessárias devido ao fato de alguns problemas ambientais surgirem durante a perfilagem, como por exemplo, arrombamento da parede do poço.

Os perfis de poços são registrados em profundidade e, normalmente, a amarração sísmica é realizada no domínio do tempo. Para a conversão de profundidade para tempo

dos perfis de poços é necessário construir uma curva que relaciona cada profundidade a um duplo tempo de viagem da onda sísmica, conhecida como *checkshot* (Rosa,2010). Com isto é possível relacionar os eventos registrados em ambos os domínios.

Para uma primeira estimativa do pulso sísmico é possível levar em consideração que a função refletividade é de banda completa e a banda de frequência do dado sísmico é limitada pela banda de frequência do pulso sísmico. Então, a partir desta aproximação pode-se estimar o espectro de amplitude do dado sísmico, que será o mesmo do espectro de amplitude do pulso sísmico diferente apenas por fator escala e, em seguida, usar a transformada de Fourier inversa para obter um pulso sísmico de fase zero (Figura 54). O traço sísmico representa descontinuidades litológicas que são resultantes de mudanças na forma da *wavelet* (pulso sísmico) emitido pela fonte. As descontinuidades litológicas são representadas pela função refletividade (equação 7.2), onde r_i representa o coeficiente de reflexão da interface entre duas camadas (i e $i+1$) que possuem impedâncias acústicas Z_{i+1} e Z_i :

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (7.2)$$

Por sua vez, a impedância acústica (Z_i) é a propriedade litológica representada pela equação 7.3, onde ρ_i e V_i representam a densidade e velocidade compressional da camada litológica, respectivamente:

$$Z_i = \rho_i V_i \quad (7.3)$$

Por fim, o sismograma sintético $S(t)$ é representado através do modelo convolucional (equação 7.4), onde $\omega(t)$ e $r(t)$ representam a *wavelet* e a função refletividade, respectivamente, no domínio do tempo:

$$S(t) = r(t) * \omega(t) \quad (7.4)$$

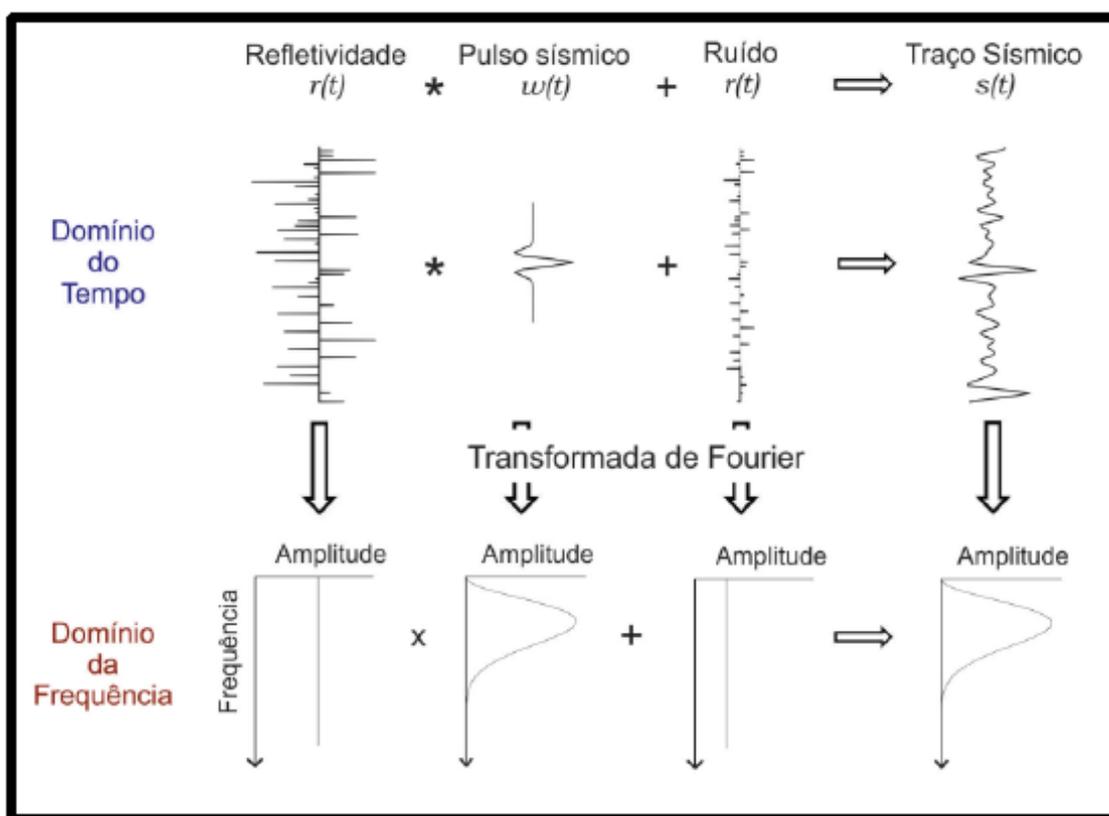


Figura 54 - O modelo convolucional do traço sísmico e a transformada de Fourier correspondente à função refletividade, ao pulso sísmico, ao ruído e ao traço sísmico (Lupinacci, 2014).

Nesse sentido, primeiramente efetuou-se o condicionamento e a calibração dos dados do perfil sônico dos três poços inseridos no volume sísmico 3D, a fim de gerar a curva de velocidade intervalar (Figura 55) para a conversão de profundidade para tempo dos perfis acústicos dos poços. Dessa forma, foi possível relacionar os eventos registrados nos domínios tempo e profundidade.

Em seguida, após a inserção dos marcadores (topos de formação), foi escolhido o intervalo e efetuada a amarração dos poços com a sísmica de reflexão, através da geração dos sismogramas sintéticos e calibração com os dados sísmicos na zona de interesse, utilizando como referência os refletores mais marcantes da Bacia do Parnaíba, como a anidrita indicativa da Formação Piauí e as soleiras de diabásio relacionadas à geradora (Fm. Pimenteiras) e reservatórios das formações Cabeças e Poti (Figuras 56 a 58). Esse processo tem como dados de entrada o sônico corrigido, gerado no processo de calibração, o perfil de densidade e considerando a *wavelet* de Ricker com frequência central de 25 Hz e fase zero, presente na *Wavelet toolbox* do *software* Petrel. Nessa caixa de ferramentas, foram selecionados como dados de entrada a sísmica, cada poço a ser

amarrado, taxa de amostragem de 4ms e comprimento de 128ms (parâmetros da aquisição sísmica) e determinou-se o tempo inicial e final para extração da *wavelet* no intervalo de interesse no entorno da Formação Cabeças. Para o poço 1-OGX-16-MA esse intervalo foi definido de -593ms a -968ms; para o poço 2-CP-1-MA de -625ms a -1023,89ms; e para o poço 3-OGX-46D-MA foi definido o intervalo de -581ms a -809,69ms.

Nesse procedimento, após a estimativa inicial do pulso sísmico, que é considerado de fase zero, varia-se a fase de forma estatística até se obter um melhor fator de correlação entre os traços sísmico sintético e real (Figuras 56, 57 e 58). Essa diferença entre o dado do sismograma sintético e da sísmica pode estar relacionada à invasão do filtrado da lama na formação de interesse, que faz com que o perfil sônico não consiga ler os valores reais de velocidade (Ewing, 2001). Para alinhar esses dados, com o auxílio dos marcadores, utilizam-se deslocamentos, conhecidos como *bulk shift*, aplicados em todo o sismograma sintético e também pontos-âncoras para deslocamentos específicos. Dessa forma, para aumentar ainda mais o fator de correlação foi realizado um processo chamado *stretch* (estiramento) e *squeeze* (compressão) do traço sísmico em algumas regiões, tendo-se obtido valores em torno de 60% para todos os poços amarrados. Para que não ocorra a criação de artefatos neste processo, utiliza-se a velocidade compressional “amarrada”, que é modificada no processo de *stretch* e *squeeze* aplicados ao traço sísmico sintético, como uma forma de controle de qualidade. Outros controles de qualidade são os valores do coeficiente de refletividade (de -0.1 a +0.1) e as velocidades intervalares, que ficaram dentro dos *ranges* esperados, com altas velocidades nos refletores referentes a soleiras de diabásio, formações Longá e Pimenteiras (Figuras 56 a 58).

O processo de amarração poço-sísmica foi realizado em todos os poços disponíveis na área de estudo (Figura 59) a fim de se obter um bom resultado para as etapas de interpretação sísmica, além de auxiliar na geração de um modelo de velocidades bem calibrado com os dados de poços, para a transformação da sísmica em tempo para profundidade. Após este procedimento, foi estabelecida uma relação de tempo-profundidade confiável entre a sísmica e os poços, sendo possível utilizá-los em conjunto com o objetivo de auxiliar na interpretação das formações na zona de interesse.

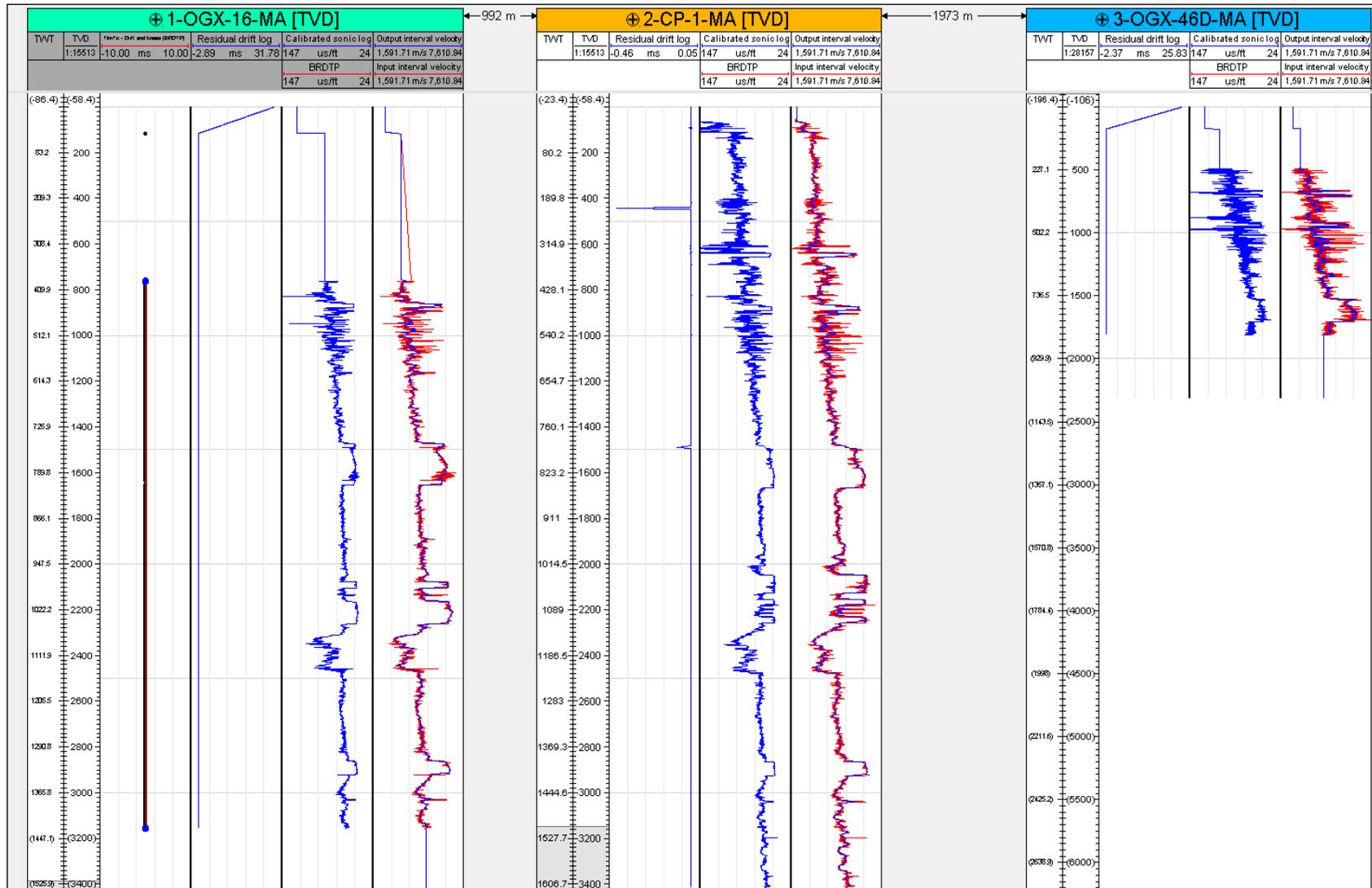


Figura 55: Calibração do perfil sônico e curvas de velocidade intervalar resultantes, para os três poços utilizados no estudo sísmico.

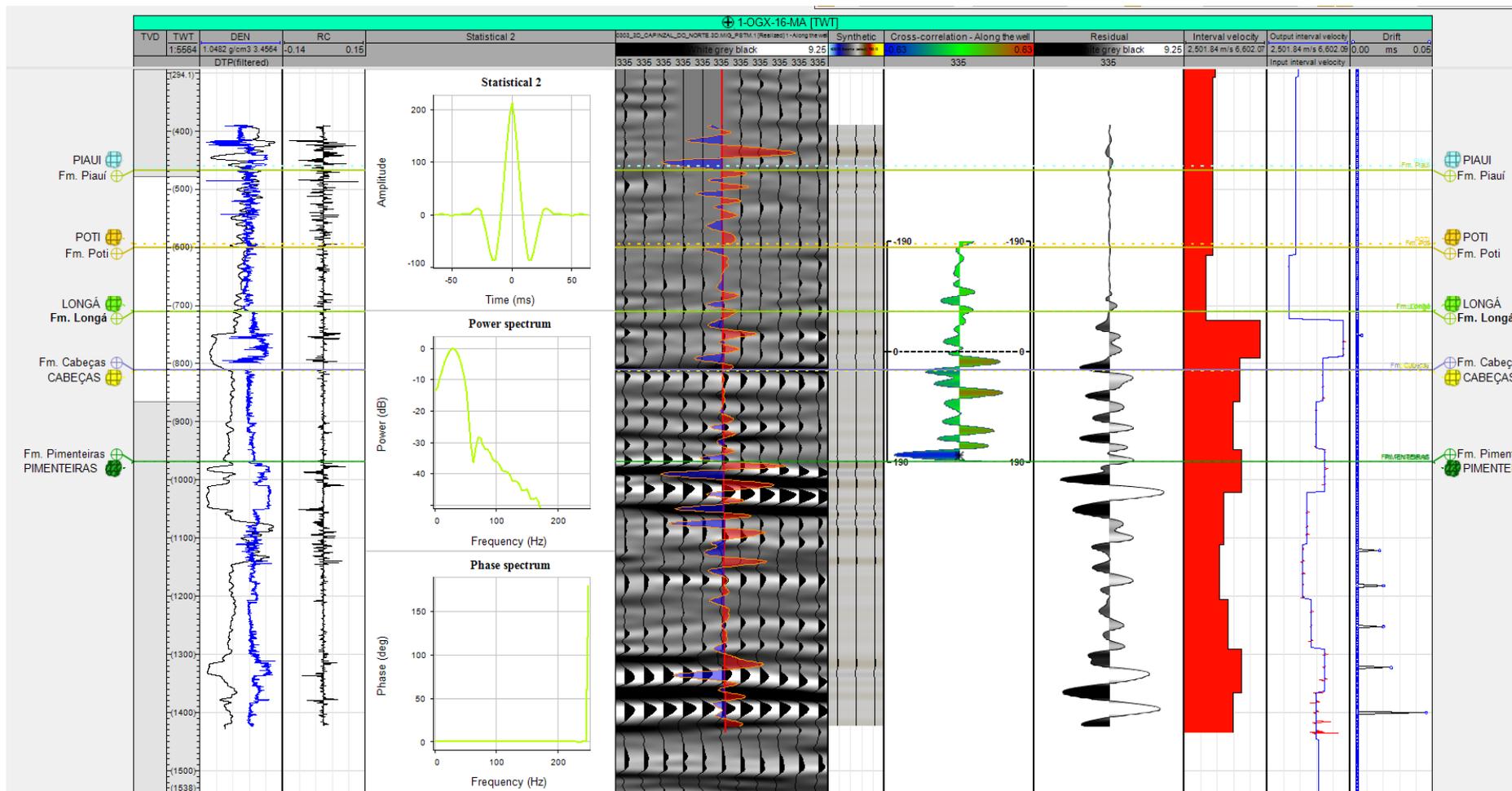


Figura 56: Sismograma sintético e dados de amarração do poço 1-OGX-16-MA. A pista 1 contém os perfis de densidade e sônico calibrados; a pista 2, o coeficiente de refletividade; na pista 3 os wavelets do pulso sísmico e amplitude do domínio de frequência na fase zero; na pista 4, o traço sísmico real; na pista 5, o traço sísmico sintético; na pista 6 o fator de correlação (63%); na pista 7 o residual; nas pistas 8 e 9, velocidade intervalar; e na pista 10 os deslocamentos de velocidade da amarração.

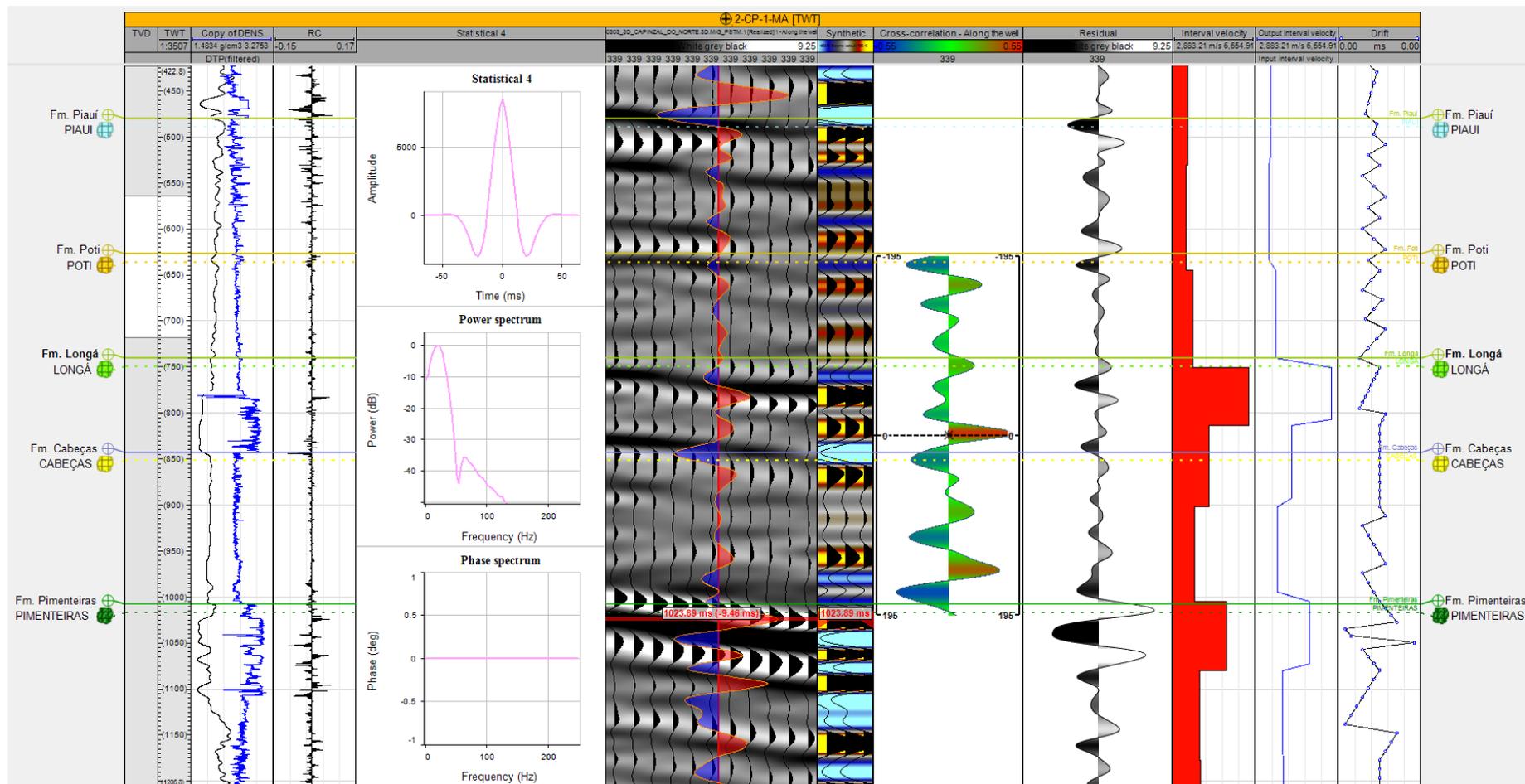


Figura 57: Sismograma sintético e dados de amarração do poço 2-CP-1-MA. A pista 1 contém os perfis de densidade e sônico calibrados; a pista 2, o coeficiente de refletividade; na pista 3 os wavelets do pulso sísmico e amplitude do domínio de frequência na fase zero; na pista 4, o traço sísmico real; na pista 5, o traço sísmico sintético; na pista 6 o fator de correlação (54%); na pista 7 o residual; nas pistas 8 e 9, velocidade intervalar; e na pista 10 os deslocamentos de velocidade da amarração.

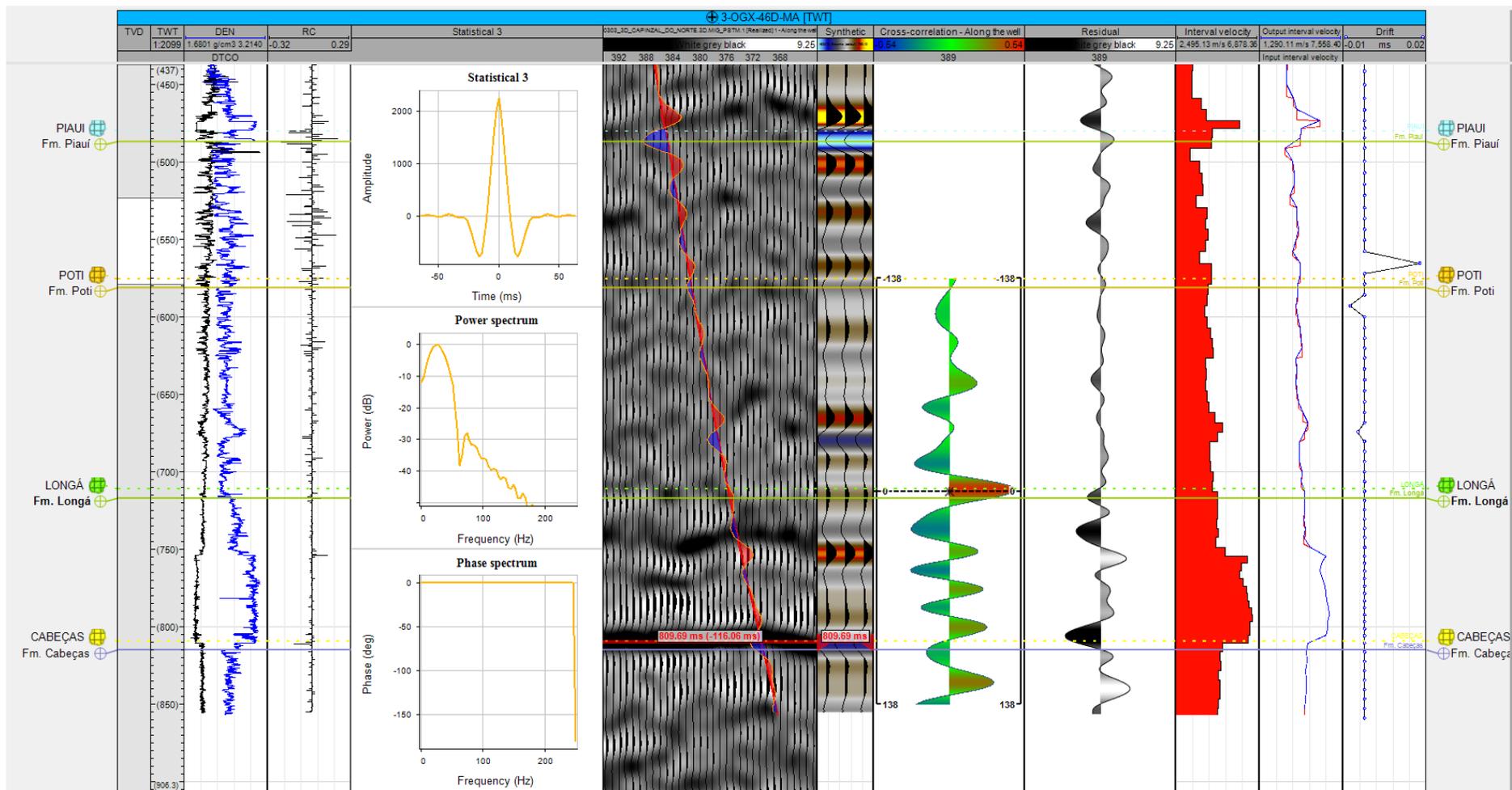


Figura 58: Sismograma sintético e dados de amarração do poço 3-OGX-46-MA. A pista 1 contém os perfis de densidade e sônico calibrados; a pista 2, o coeficiente de refletividade; na pista 3 os wavelets do pulso sísmico e amplitude do domínio de frequência na fase zero; na pista 4, o traço sísmico real; na pista 5, o traço sísmico sintético; na pista 6 o fator de correlação (55%); na pista 7 o residual; nas pistas 8 e 9, velocidade intervalar; e na pista 10 os deslocamentos de velocidade da amarração.

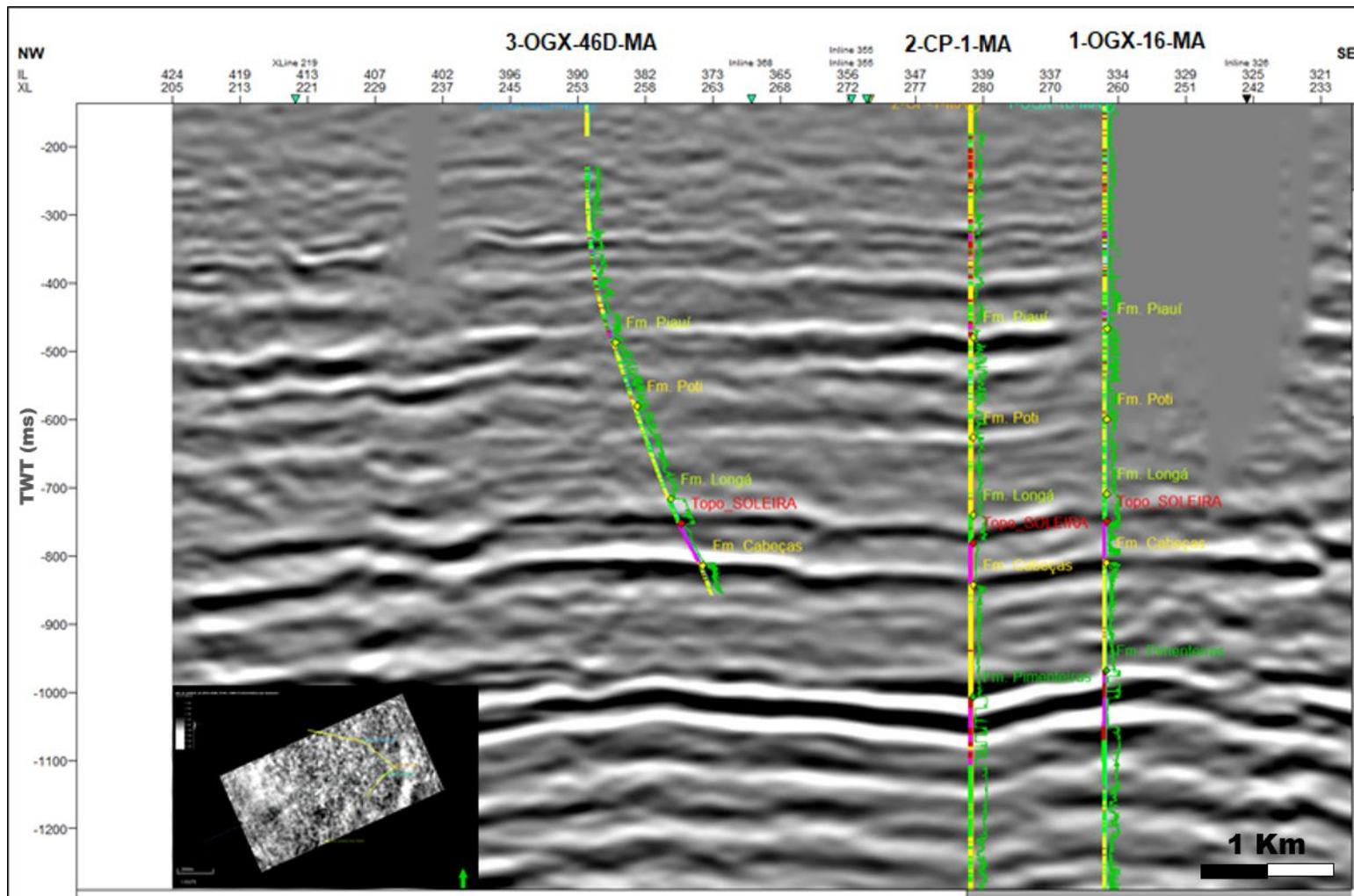


Figura 59: Detalhe da amarração entre poços e sísmica. Importante observar a ocorrência de trechos com falta de dados de amplitude, devido a problemas de resolução comuns em aquisição sísmica terrestre.

7.2. Interpretação e Mapeamento de Horizontes e Falhas

A interpretação sísmica é fundamental para o entendimento das relações tectono-estratigráficas e das características dos reservatórios da área de estudo, além de ser insumo essencial tanto para a construção do modelo de velocidades objetivando a conversão sísmica em profundidade, quanto para a construção do modelo geológico.

As técnicas de interpretação de horizontes sísmicos realizadas em um volume sísmico 3D no domínio do tempo são de caráter cronoestratigráfico, incluindo a identificação de discordâncias, topos de formação ou limites de um reservatório. As reflexões sísmicas correspondem a “linhas de tempo” representadas por superfícies estratigráficas e discordâncias (Mitchum *et al.*, 1977). Essa interpretação é realizada utilizando os dados de amplitude do volume sísmico, os quais são visualizados nas *inlines* e *crosslines* (ortogonais entre si), além de *timeslices* (cortes horizontais no tempo) e *random lines*, que são linhas aleatórias traçadas pelo intérprete no volume sísmico.

No presente estudo, a interpretação e o mapeamento de horizontes, foram realizados com base no posicionamento dos principais marcadores (topos de formação) dos poços da área de estudo amarrados com a sísmica, além de comparados com outros trabalhos de interpretação sísmica realizados na Bacia do Parnaíba (Abelha, 2013; Miranda, 2018; Trodsdorf *et al.*, 2016; 2018), englobando os intervalos de topo e base dos principais reservatórios (formações Poti e Cabeças) e outros refletores marcantes da bacia, como a anidrita característica do topo da Formação Piauí, e as soleiras de diabásio..

Para a interpretação dos horizontes na sísmica, além dos poços amarrados no cubo sísmico (1-OGX-16-MA, 3-OGX-46D e 2-CP-1-MA), utilizou-se como auxílio para extensão das superfícies interpretadas para a porção oeste-sudoeste da área de estudo, os marcadores do poço 4-OGX-49-MA (Figura 63), cuja relação tempo-profundidade foi construída através de seus dados de *checkshot*, possibilitando relacionar cada profundidade a um duplo tempo de viagem de onda sísmica.

O procedimento de interpretação sísmica foi realizado com a ferramenta manual de interpretação no Petrel, seguindo a continuidade dos refletores sísmicos a cada 4 *inlines* e *crosslines*, ou até cada linha ortogonal para refinamento do mapeamento em algumas regiões, e as superfícies foram geradas por interpolação das linhas sísmicas interpretadas, resultando em mapas de contorno estrutural para cada horizonte (Figura 60), em escala

de tempo (milissegundos). Inicialmente foram mapeados os principais topos de formação (formações Piauí, Poti, Longá, Cabeças, Pimenteiras e Embasamento - Figura 64) e posteriormente essa interpretação foi refinada com a interpretação da soleira de diabásio capeadora do reservatório da Formação Cabeças. As características sísmicas usadas como critério para seguir a continuidade dos refletores foram as amplitude (magnitude) e frequência (número de ciclos por unidade de tempo) do sinal sísmico, além da geometria (morfologia interna e externa) dos refletores.

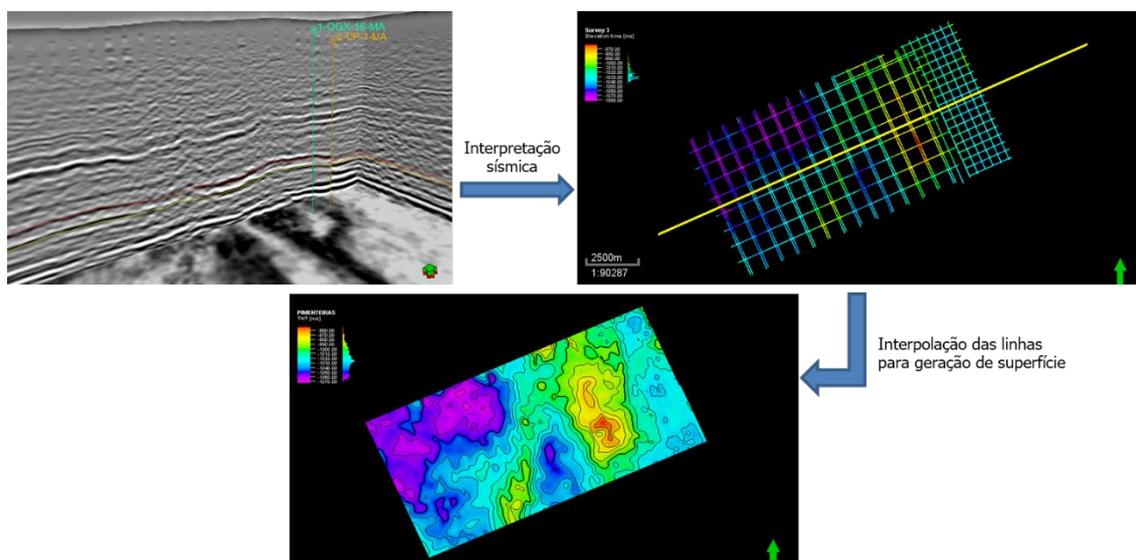


Figura 60: Esquema ilustrando a metodologia empregada para a interpretação e mapeamento de horizontes na sísmica. FONTE: Pimentel, R. (2020)

Assim, os topos das unidades foram interpretados (e mapeados) pelas distintas características sísmicas de cada formação, tendo como referência os trabalhos de Abelha (2013) e Miranda (2018), e balizados nos marcadores dos poços. A Fm. Piauí é marcada por um refletor de alta amplitude positiva no topo, de caráter contínuo regional, alta frequência e geometria regular (Figura 61a). A Fm. Potí apresenta uma sismofácies de baixa frequência, baixa amplitude, refletores relativamente contínuos e geometria subparalela (Figura 61b). A Fm. Longá, cujo topo coincide com a discordância Eocarbonífera, é caracterizada por um padrão sísmico de alta frequência, alta amplitude (contraste negativa/positiva), refletores contínuos e geometria regular (Figura 61c). A Fm. Cabeças (principal reservatório) é caracterizada por refletores geralmente contínuos de geometria regular, com refletores positivos de alta amplitude nas interfaces com a soleira de diabásio, sobreposta, e a Fm. Pimenteiras, sotoposta, e apresentando

intercalações entre refletos de alta amplitude/frequência e baixa amplitude/frequência em sua porção interna (Figura 61d). Já a Fm. Pimenteiras caracteriza-se por refletos contínuos de geometria regular, com altas frequências e altas amplitudes do sinal sísmico (Figura 61e). O embasamento é caracterizado por padrão sísmico de baixa frequência, baixa amplitude, refletos descontínuos e geometria irregular (Figura 61f).

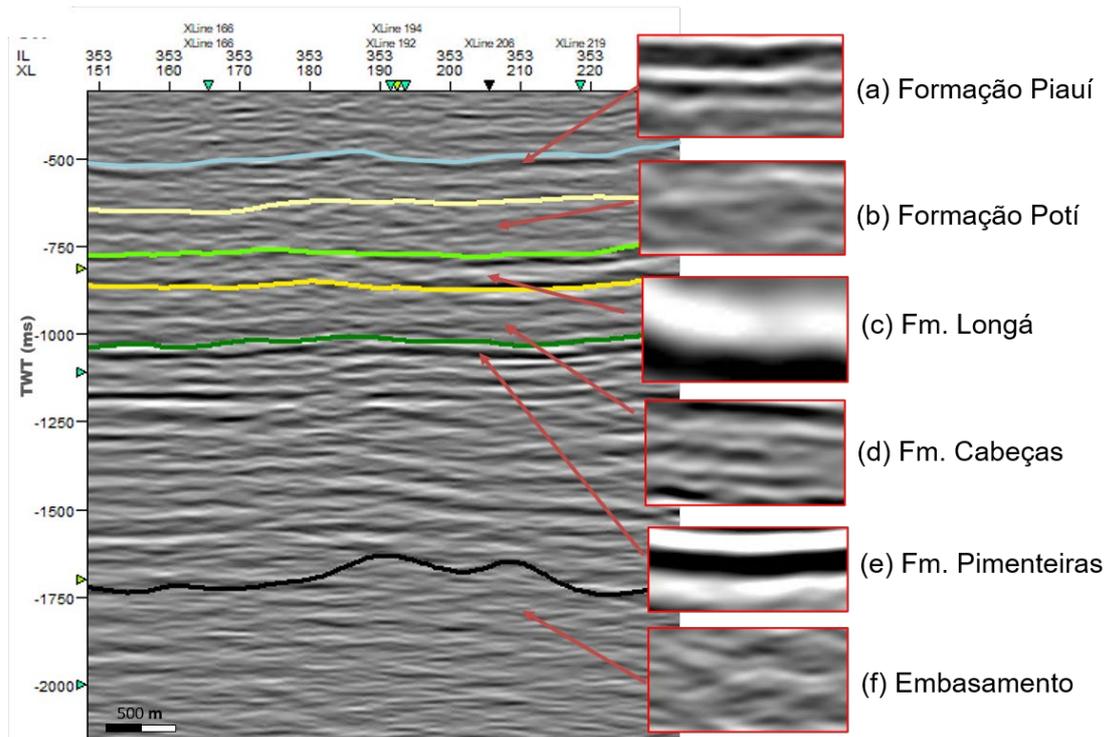


Figura 61: Padrões sísmicos característicos das formações interpretadas (ver descrição no texto).

A interpretação da soleira de diabásio, por sua vez, foi realizada com base no trabalho de Trodsdorf *et al.* (2018) e caracteriza-se por apresentar o corpo ígneo principal com alta amplitude negativa (refletor claro) em seu interior, e fortes amplitudes positivas (refletos escuros) em sua entrada e saída, respectivamente. A identificação da geometria e o mecanismo de colocação são importantes para a determinação das armadilhas que controlam a acumulação de gás do reservatório. Segundo aqueles autores, há uma variedade de modelos disponíveis na literatura que sugere uma complexa relação entre o magma e a rocha reservatório. Na Bacia do Parnaíba, as seções sísmicas revelam uma variedade de geometrias, incluindo camadas paralelas, em forma de disco, transgressivas planares e bloco de falhas (Figura 62). No entanto, a interpretação de soleiras em toda a extensão do dado sísmico não foi o escopo desse trabalho, cuja interpretação foi realizada

com o objetivo de identificar as zonas trapeadoras e delimitadoras do reservatório da Fm. Cabeças, visando sua modelagem.

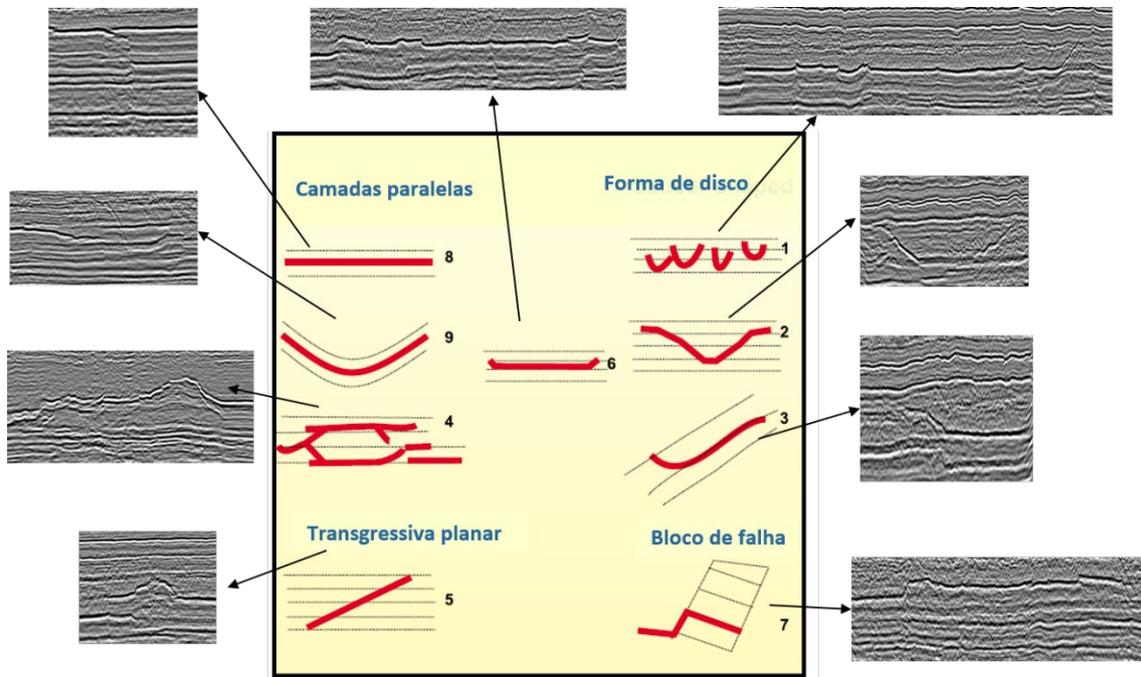


Figura 62: Esboço mostrando a configuração das unidades de fácies de soleiras identificadas nas bacias de Vøring e Møre, na Noruega (Planke *et al.*, 2005) e análogos às geometrias reconhecidas na Bacia do Parnaíba. Sísmica sem escala (modificado de Trodsdorf *et al.*, 2018).

A Figura 65 mostra os horizontes interpretados em seção sísmica, seguindo os padrões sísmicos descritos, a partir dos marcadores supracitados, e as figuras 66 e 67 apresentam, respectivamente, o mapa e detalhe da soleira de diabásio interpretada.

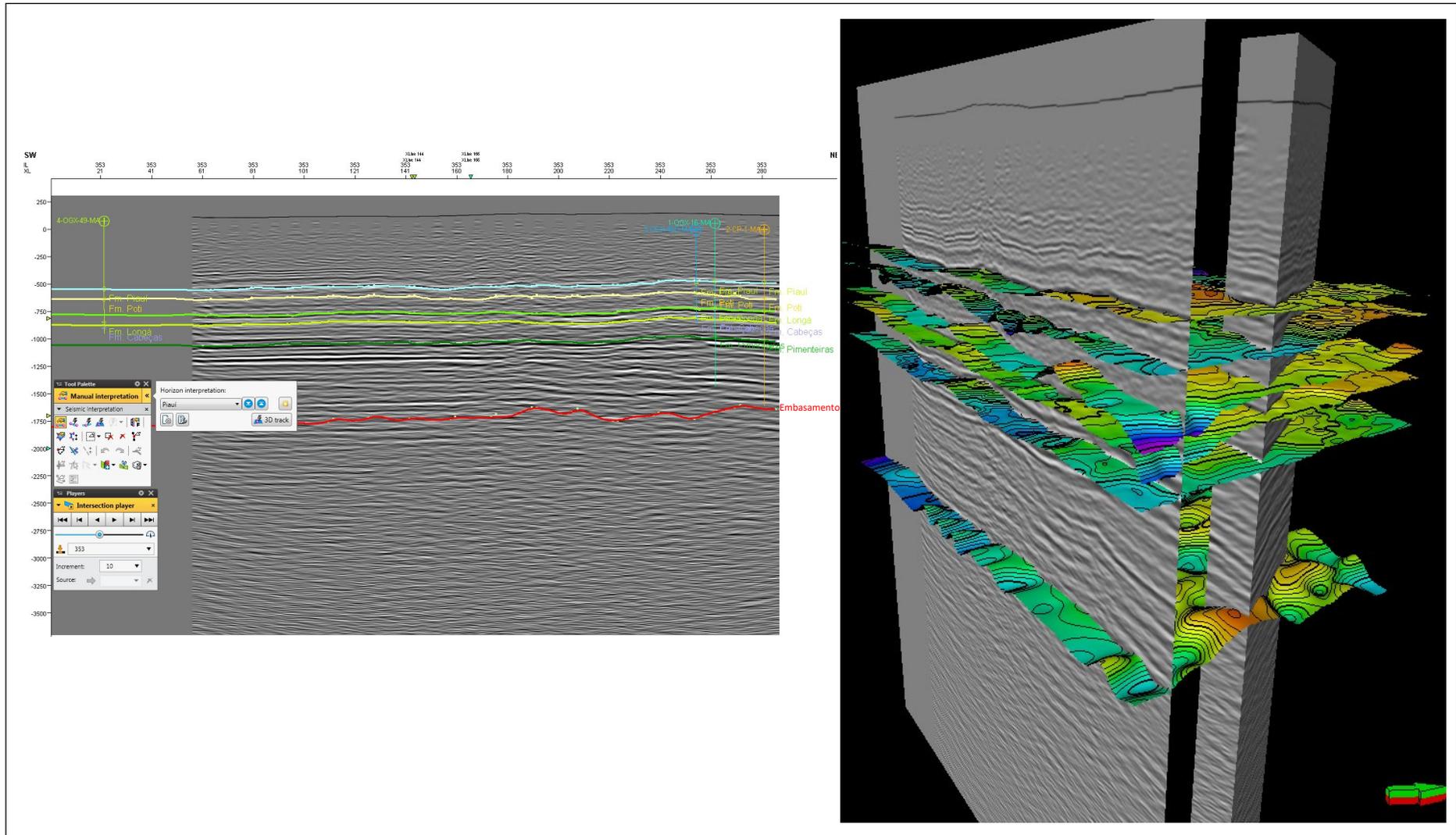


Figura 63: Interpretação sísmica e mapeamento dos principais horizontes estratigráficos da área de estudo.

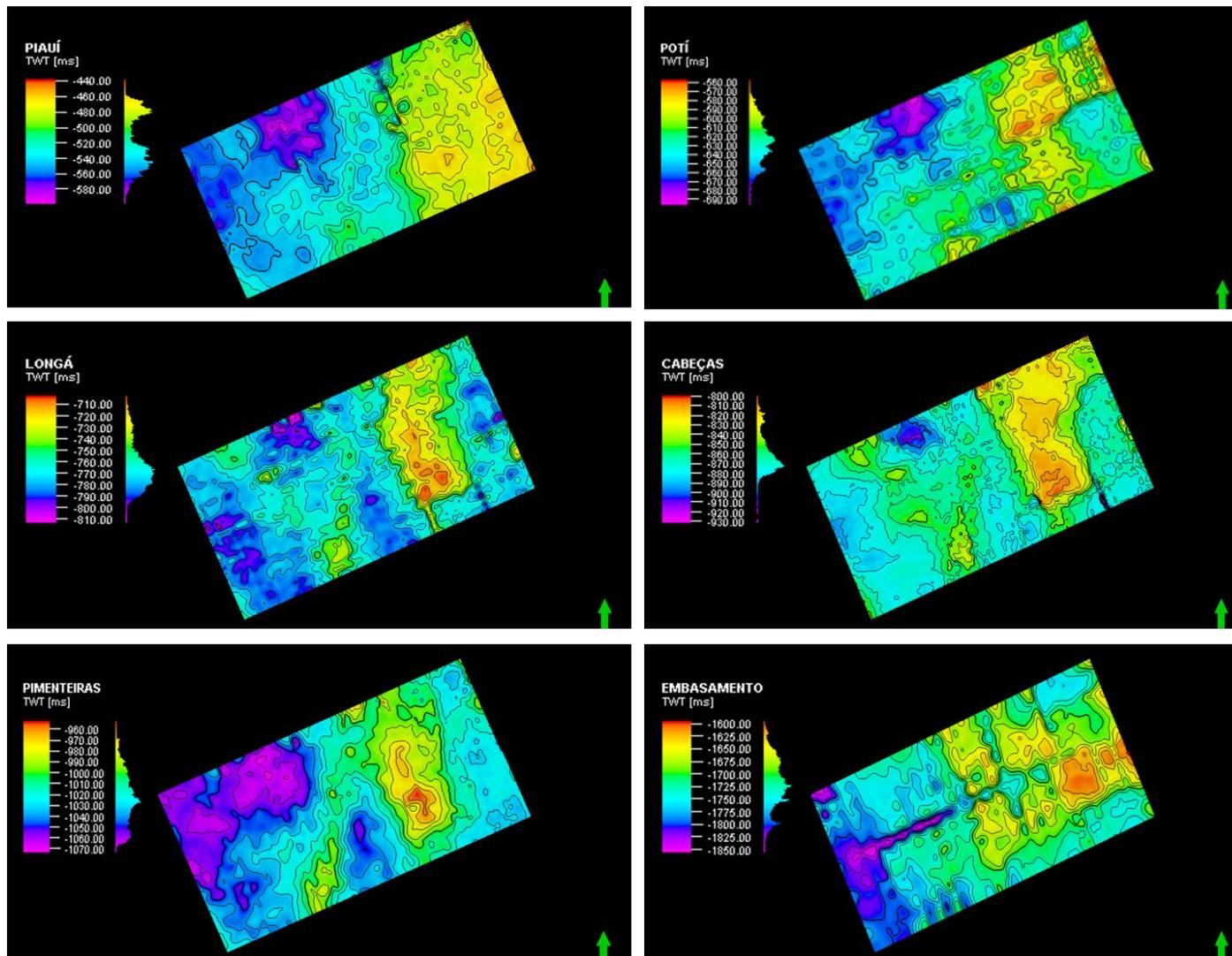


Figura 64: Mapas de Superfície dos topos de formação interpretados.

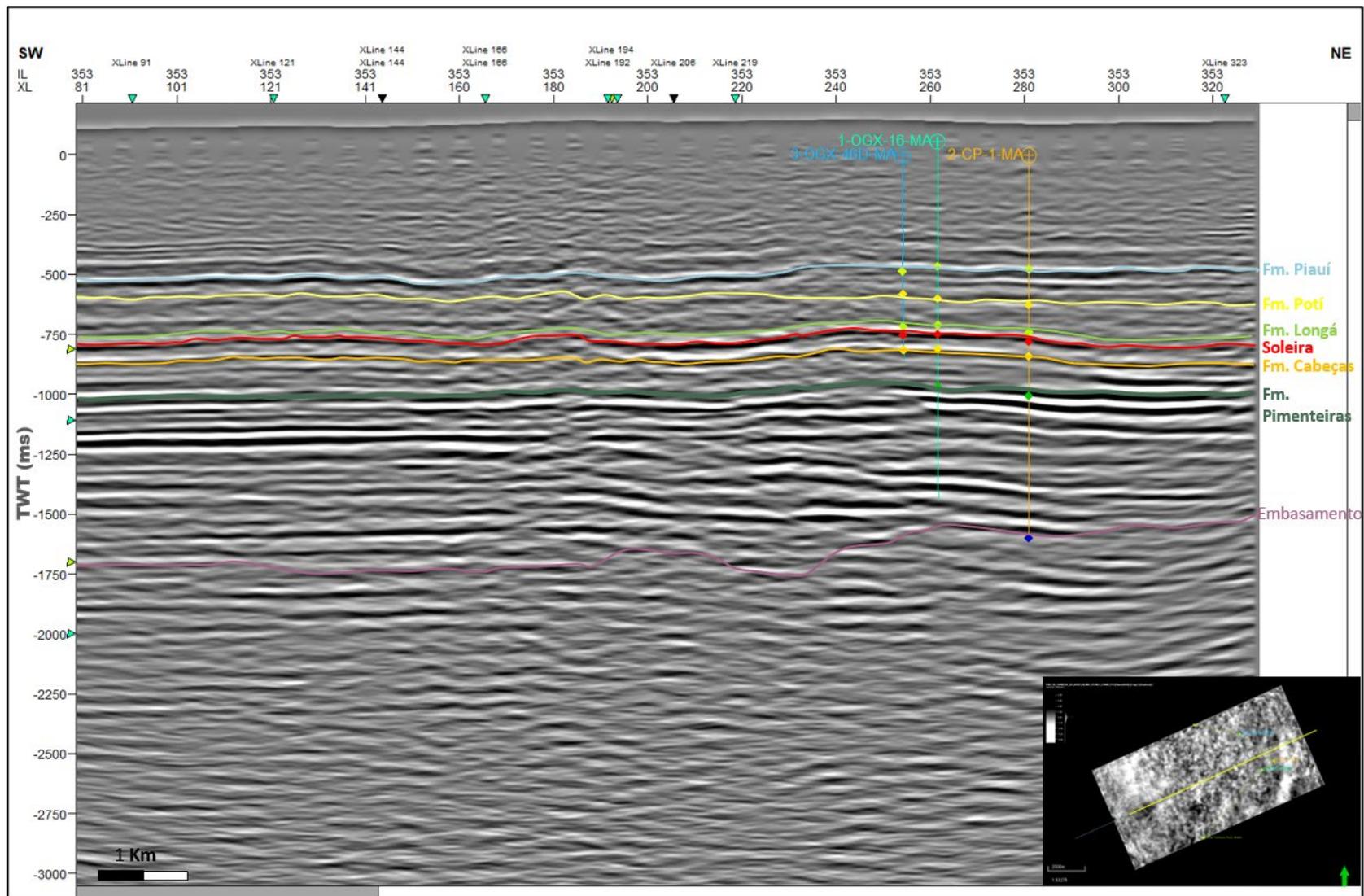


Figura 65: Horizontes interpretados na sísmica a partir dos principais topos de formação.

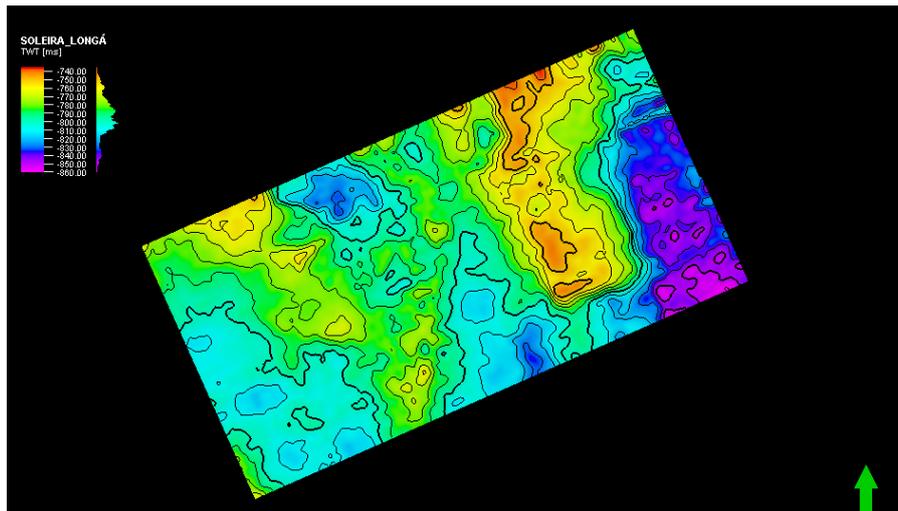


Figura 66: Mapa do topo da soleira de diabásio interpretada.

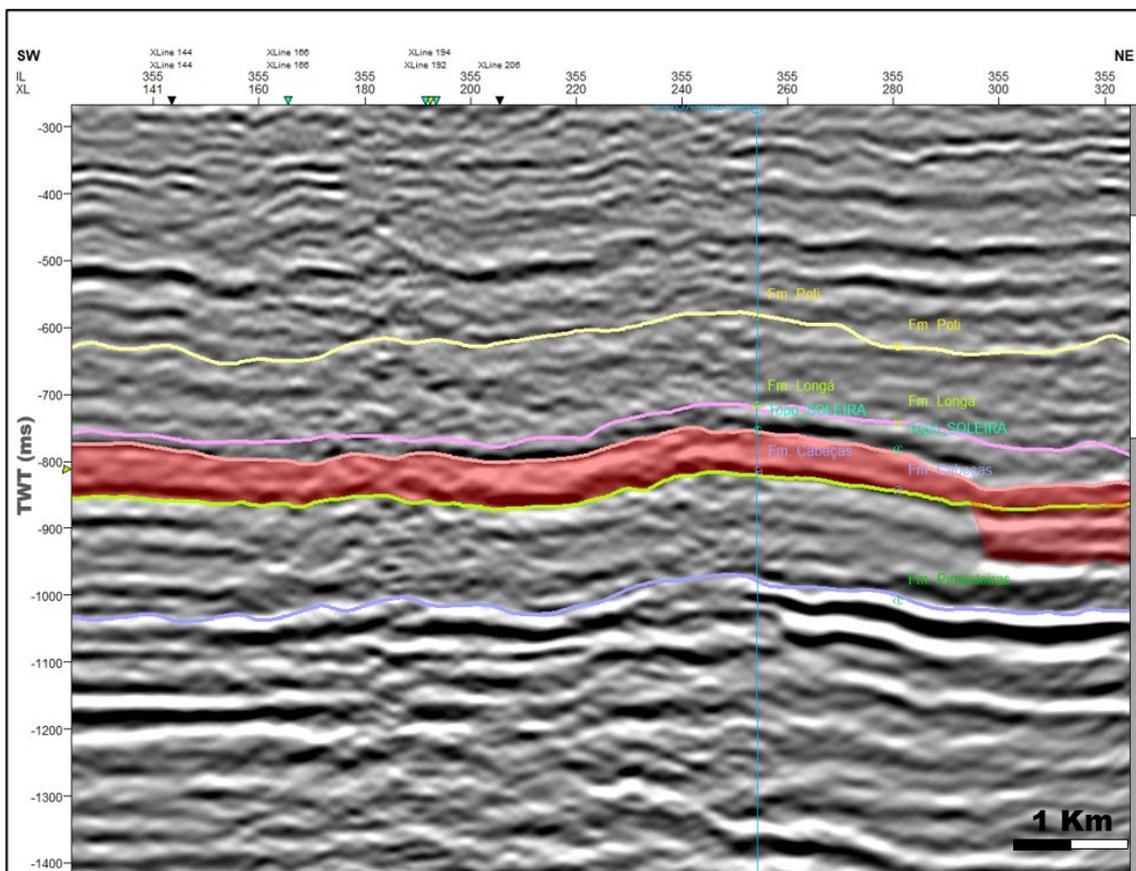


Figura 67: Detalhe da soleira de diabásio interpretada na sísmica. É possível identificar estrutura conhecida como “chapéu de coco” (Araújo, 2015), caracterizada pelo arqueamento da soleira capeadora do reservatório da Fm Cabeças.

Juntamente com a detecção de superfícies sísmicas, a detecção de falhas compreende uma das principais etapas na interpretação de dados sísmicos. Durante esses processos, os horizontes sísmicos e as feições estruturas e estratigráficas podem ser

reconhecidas (Bacon *et al.*, 2007). Nesse sentido, foram interpretadas as principais falhas geológicas no cubo sísmico visando destacar o padrão estrutural da área para a construção do arcabouço estrutural do modelo geológico. Essa interpretação foi realizada utilizando-se a ferramenta *Seismic Interpretation* do Petrel, com a qual foram inseridas e mapeadas tridimensionalmente a cada 8 *inlines* e *crosslines*, as falhas identificadas em descontinuidades dos refletores sísmicos. Nesse procedimento, as interseções de falhas são unidas entre as linhas para estabelecer o padrão de falhas, tendo sido caracterizadas três grandes falhamentos subverticais de pequeno rejeito, de direção NW-SE, subparalelos ao lineamento regional Picos-Santa Inês, como pode ser visualizado na Figura 68.

A interpretação de falhas geológicas não é um procedimento fácil, embora conjuntos de falha possam ser mapeados em detalhe a partir de volumes sísmicos 3D, pois existe espaço para conjução entre pequenas falhas e ruídos sísmicos. Além disso, muitas falhas não são descontinuidades simples, mas ocorrem como uma série de segmentos de falhas interconectados (Knipe *et al.*, 1998 *apud* Bacon *et al.*, 2007). Por isso tomou-se o devido cuidado na interpretação, utilizando-se o fator de exageração vertical limitado a 3, evitando elevado exagero vertical, onde as rampas podem parecer facilmente descontinuidades.

É possível observar nas seções do volume sísmico que a estruturação diminui na direção W/SW (Figura 68), assim como as camadas (Figura 64). A porção E/NE, onde encontra-se o reservatório, é mais estruturada, com maior densidade dos falhamentos interpretados. A justaposição da soleira de diabásio e dos folhelhos impermeáveis da Fm. Longá sobrepostos à Fm. Cabeças garantem o selo ao reservatório. De acordo com o fluxograma de modelagem geológica, a interação entre superfícies e falhas foi realizada na etapa de construção do arcabouço geológico/estrutural, que será abordada no capítulo 9 dessa dissertação.

7.3. Construção do Modelo de Velocidades e Conversão Sísmica em Profundidade

A construção do modelo de velocidade para a conversão de tempo para profundidade é um passo fundamental na construção do modelo geológico. O objetivo da análise de velocidades é determinar as velocidades sísmicas das camadas geológicas em subsuperfície. Em métodos diretos de conversão tempo-profundidade, o objetivo é que as profundidades estejam bem amarradas aos poços, sendo a estimativa das velocidades um subproduto dessa amarração (Etris *et al.*, 2001). O correto posicionamento do poço, com seus refletores bem ajustados quanto à profundidade do mesmo é essencial para reduzir os riscos de um prospecto potencial. Para isso ocorrer é necessário um preciso modelo de velocidade, e assim a sísmica representar a imagem da subsuperfície e suas complexidades (Ferla *et al.*, 2015).

O conhecimento da geologia prevista na área auxilia muito na distribuição espacial do modelo de propagação de velocidade e deve ser conferida posteriormente com dados de poços perfurados. Por essa razão, foi previamente realizada a calibração poço-sísmica e a interpretação e o mapeamento dos principais horizontes estratigráficos da área de estudo.

Os modelos de velocidade podem ser baseados em uma só camada (*single layer*), como se toda a subsuperfície tivesse a mesma composição litológica, e desse modo apresentasse velocidade uniforme do topo à base. Ou podem ser em um modelo que representa melhor a subsuperfície, com várias camadas distintas (*multi-layer*), cada uma com sua velocidade intervalar, que pode ser calculada separadamente a partir de um modelo *single layer* (Etris *et al.*, 2001).

A velocidade RMS (*root mean square*) é uma média quadrática das velocidades das camadas que preserva o tempo total de trânsito. Pode-se relacionar essa velocidade a velocidade intervalar relacionando-a com o número de camadas e seus *offsets* (Rosa, 2010). Já a velocidade NMO (*normal-moveout*) é obtida no domínio do tempo e procura a velocidade que melhor corrige a hipérbole de reflexão, ou seja, a que melhor a horizontaliza. A velocidade intervalar (como definida por Dix, ANO) pode ser calculada a partir da velocidade RMS, mas só pode ser calculada a partir da velocidade NMO para casos com pequenos *offsets*, quando ambas velocidades (RMS e NMO) são muito

parecidas; com *offsets* maiores tais velocidades começam a ficar discrepantes, pois a RMS se caracteriza por manter o tempo total de trânsito e a NMO provoca a horizontalização das camadas (Rosa, 2010).

No presente trabalho, o modelo de velocidades foi construído a partir do método de velocidade intervalar (*multi-layer*), utilizando-se a equação linear em profundidade $V = V_0 + KZ$, onde $V = 1800$ m/s e $K = 0.6$ s⁻¹; V_0 = velocidade instantânea, derivada no nível de referência (camada superior), como pode ser visto no esquema abaixo:

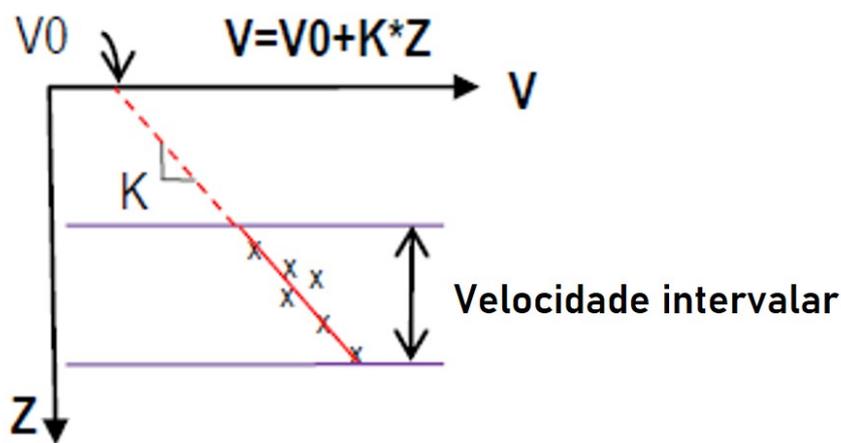


Figura 69: Esquema do método de cálculo de velocidade intervalar empregado para a construção do modelo de velocidades.

Empregando esse método de velocidade intervalar, que utiliza a velocidade instantânea (V_0) calculada a partir da camada superior para um melhor controle de qualidade, foi construído e ajustado o modelo de velocidades para a o volume sísmico estudado (Figura 70), tendo como insumos o dado sísmico em tempo (TWT), funções tempo-profundidade (TDR) dos poços amarrados, as superfícies (horizontes interpretados e mapeados) como base, além dos marcadores dos poços (topos de formação) como fator de correção.

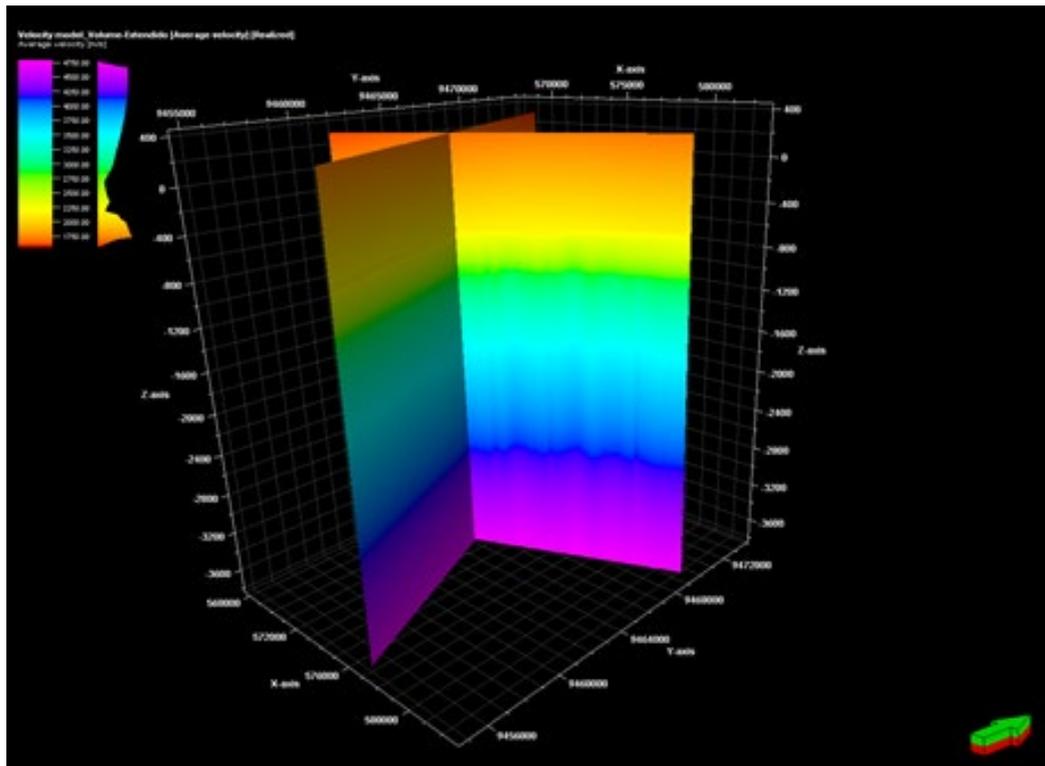


Figura 70: Modelo de velocidades construído.

Uma vez criado o modelo de velocidade, este pode ser utilizado para a conversão em profundidade dos dados sísmicos e de outros produtos da interpretação, tais como: superfícies, horizontes e falhas interpretadas, além de atributos e outros objetos que sejam realizados a partir do dado sísmico original.

Como os dados sísmicos são usados na caracterização de reservatórios não apenas para o mapeamento das feições, mas também para o reconhecimento de litologias e caracterização de propriedades tais como porosidade, também faz-se necessário a transformação sísmica em propriedade de impedância acústica relativa (pseudoimpedância), para a realização da modelagem geológica proposta.

Tal transformação trata-se de uma técnica aproximada de inversão, em que as pseudoimpedâncias acústicas ou pseudovelocidades intervalares, com ou sem baixas frequências, correspondem a aproximações das propriedades acústicas do meio (Rosa, 2010). Ou seja, a impedância acústica relativa é um atributo de camada mais representativo do que um traço sísmico convencional, o qual apresenta aspecto interessante para uma interpretação qualitativa entre os dados de poços com atributos sísmicos, no entanto não pode ser considerado uma inversão porque trata-se de um

processo iterativo para estimativa sísmica de propriedades elásticas, e não necessita de modelo de baixa frequência (*background*). Contudo, transformar um dado sísmico em um cubo de propriedades corresponde a uma inversão de banda limitada em termos da derivação da impedância a partir de traços sísmicos (Waters, 1987 *apud* Simm & Bacon, 2014), a qual denota a relação entre a refletividade e a impedância, cuja metodologia é simples e normalmente requer apenas o dado sísmico (Russel, 1988). Nesta técnica os resultados obtidos são impedâncias relativas (com frequências equivalentes à sísmica), estimadas diretamente do dado sísmico através de técnicas como rotação de fase ou integração do traço. Implicitamente nesta aproximação está a eliminação das baixas frequências, uma vez que os dados sísmicos apresentam baixa razão sinal/ruído nos componentes de frequências próximas de zero. Isso se deve em grande parte ao fato de que a função refletividade é aproximadamente proporcional à frequência pois, em termos práticos, dificilmente se obtêm informações de amplitude úteis na faixa de frequências inferiores a 5-6 Hz, o que torna as estimativas de coeficientes de reflexão, por melhores que sejam, apenas *grandezas relativas* (Rosa, 2010).

Nesse sentido, utilizando como insumos o modelo de velocidades ajustado e o dado sísmico 3D em tempo, com eliminação das baixas frequências (Figura 71), foi realizada a conversão sísmica para profundidade e pseudoimpedância acústica (Figura 72), um passo fundamental para o estudo geológico de modelo de reservatório subsequente, a fim de possibilitar a integração do ativo sísmico com dados geológicos e petrofísicos.

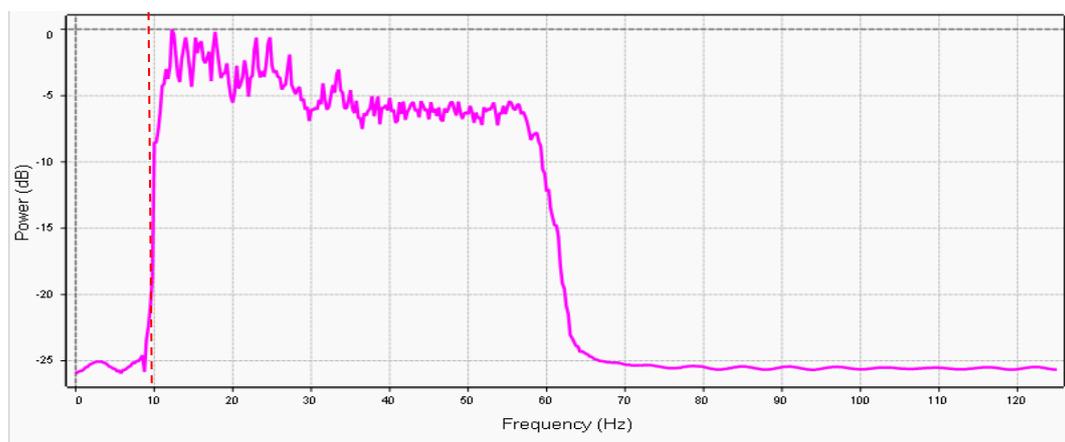


Figura 71: Espectro de frequência da sísmica 3D, com indicativo do corte das baixas frequências (inferiores a 10 Hz) efetuado; tal parametrização é necessária para a conversão do dado sísmico em pseudoimpedância (impedância acústica relativa).

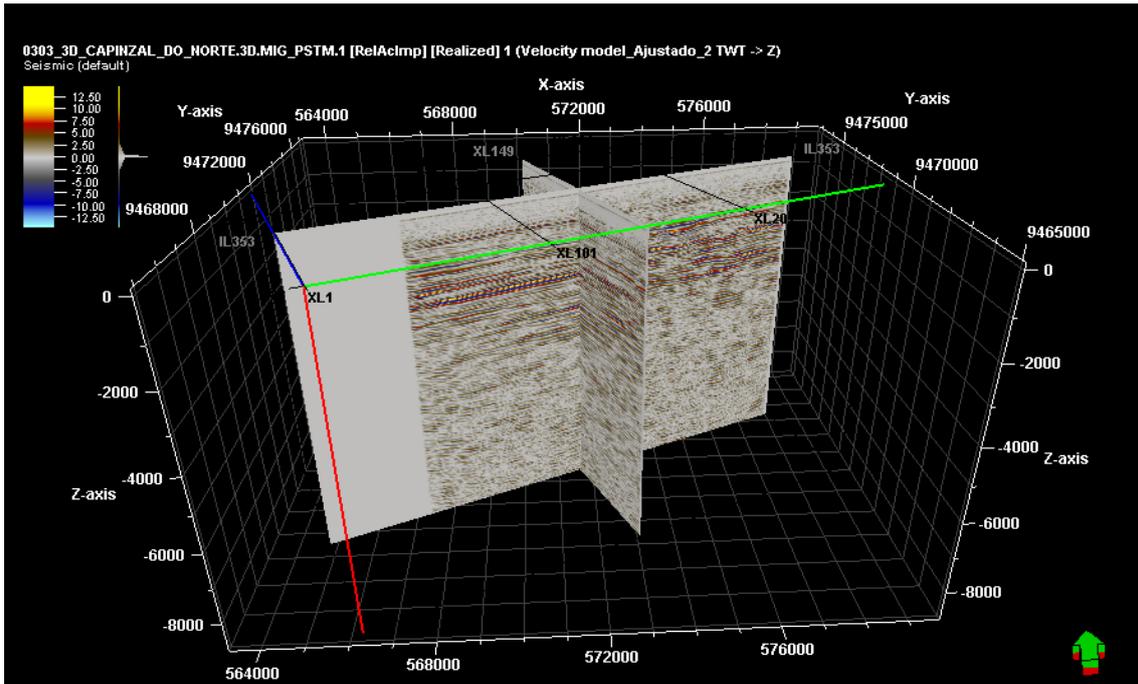


Figura 72: Volume sísmico convertido para profundidad e pseudoimpedância.

8. CORRELAÇÃO ROCHA-PERFIL-SÍSMICA

Este capítulo apresenta um estudo integrado entre os dados de rocha, perfil e sísmica para o entendimento das características geológicas e geofísicas do reservatório, a fim de conceitualizar o modelo geológico gerado como objetivo final do presente trabalho.

8.1. Análise das Propriedades Geofísicas do Reservatório

Esta análise foi realizada com base em gráficos diagnósticos utilizados em estudos de física das rochas e controles de propriedades de rocha em AVO para comparar dados de perfis (porosidade; parâmetros elásticos a partir do sônico; e densidade), atributos sísmicos e dados de rocha, a fim de determinar quais atributos sísmicos são mais úteis para a caracterização do reservatório. Segundo Rosa (2010), trabalhos dessa natureza, fundamentados em física das rochas para simulação de situações hipotéticas (ainda não avaliadas através de perfuração de poços) permitem identificar com maior segurança nos dados sísmicos, não apenas a presença de petróleo, mas também a variação lateral das propriedades dos reservatórios.

Nesse sentido, tendo como referência as relações empíricas de Gardner *et al.* (1974), Raymer-Hunt-Gardner (1980), Han *et al.* (1986) e Castagna *et al.* (1993), foram gerados *crossplots* para correlação entre as velocidades compressional e cisalhante com a densidade e a porosidade efetiva, discriminando as litologias do intervalo estudado; porosidade *versus* impedância acústica calculada a partir do perfil sônico/densidade e litologia dos poços no intervalo do reservatório; e entre a porosidade de arenitos da Fm. Cabeças e atributos sísmicos de impedância acústica e amplitude RMS. Em seguida realizou-se uma análise integrada dessas propriedades através de correlação rocha-perfil-sísmica, para definição dos parâmetros a serem considerados na modelagem geológica.

8.1.1. Correlações entre Atributos Elásticos, Densidade, Porosidade e Litologia dos Poços

8.1.1.1. Atributos Elásticos

Atributos elásticos como velocidades compressoriais e cisalhantes e suas respectivas impedâncias acústica e cisalhante caracterizam a resposta sísmica do meio geológico, e são fontes de informação muito importantes para a caracterização de reservatórios. Tipicamente, os pacotes de rochas sedimentares compreendem sucessivas camadas com diferentes litologias e parâmetros elásticos, onde em cada interface uma parte da energia incidente por uma fonte sísmica é refletida de volta em direção ao detector. Essa fração é determinada pelo contraste de impedância acústica entre as camadas. O detector recebe uma série de pulsos refletidos, cuja modulação de amplitude é função da distância percorrida e dos coeficientes de reflexão das várias interfaces. Os pulsos chegam segundo tempos determinados pelas profundidades das interfaces e pelas velocidades de propagação entre elas. Portanto, a velocidade de propagação das ondas sísmicas decorre de fatores inerentes ao meio de propagação, como a densidade e as constantes elásticas e, conseqüentemente, depende da constituição mineralógica da rocha, do grau de cimentação, dos estágios de compactação (pressão, profundidade), da porosidade, do conteúdo e saturação de fluidos, além de outros fatores como temperatura e presença de microfraturas (Thomas, 2004).

Os parâmetros elásticos utilizados foram as velocidades das ondas P e S, e a razão entre essas velocidades (razão V_p/V_s), calculadas a partir dos perfis sônico compressional e cisalhante (DTP e DTS). Também foram utilizados perfis de impedância acústica, a qual é produto da relação entre a densidade e a velocidade compressional.

- **Velocidades das ondas P e S e a razão V_p/V_s**

As ondas P são caracterizadas por terem um movimento de partículas na direção da propagação, enquanto as ondas S trafegam na mesma direção da onda P (com aproximadamente a metade da velocidade das ondas compressoriais), porém têm um movimento de partículas transversal à direção da propagação (Simm & Bacon, 2014). A

dependência da compressibilidade do fluido e do módulo de cisalhamento permite que as ondas P se propaguem tanto em sólidos quanto em líquidos (Rosa, 2010). As ondas S, por outro lado, são quase insensíveis ao conteúdo de fluido em uma rocha, podendo se originar e propagar apenas em sólidos. Em outras palavras, a velocidade de cisalhamento (V_s) é proporcional à rigidez do meio e, portanto, torna-se nula em um fluido (Rosa, 2010); desse modo, sua velocidade e refletividade permanecem inalteradas, independentemente de uma formação rochosa conter gás, óleo ou água.

Os módulos elásticos geralmente não são medidos diretamente com ferramentas de perfilagem de fundo de poço, mas elas podem ser determinadas a partir de medições de velocidade e densidade (Simm & Bacon, 2014), usando as equações a seguir:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (8.1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (8.2)$$

Onde,

K = módulo *bulk* (módulo de compressão ou incompressibilidade)

μ = módulo de rigidez

ρ = densidade da rocha

Entretanto, as velocidades das ondas P e S podem ser adquiridas diretamente através de ferramentas de perfilagem. Devido à alta fidelidade das ferramentas de perfilagem modernas, o *input* ideal de velocidades de cisalhamento para análises físicas das rochas deve ser baseado em medidas de perfis (Simm & Bacon, 2014).

O perfil sônico, utilizado para cálculo das velocidades no presente estudo, é uma ferramenta de perfilagem responsável por medir a vagarosidade (o inverso da velocidade) de uma onda mecânica que se propaga na formação paralela ao poço; é produzida por uma fonte localizada na própria ferramenta, que se encontra imersa no fluido de

perfuração, dentro do poço. Como produtos principais, destacam-se os registros de vagarosidadeda onda P (compressional) e da onda S (cisalhante) em função da profundidade, refletindo as variações de velocidade das rochas saturadas atravessadas pelo poço. Em vista disso, para a estimativa das velocidades das ondas P e S foi efetuada uma simples conversão, visando transformar o tempo de trânsito (Δt = vagarosidade) dos perfis DTP e DTS (medidos em $\mu\text{s}/\text{pé}$) em velocidade (em m/s) utilizando a equação abaixo:

$$V (m/s) = \frac{3,048}{\Delta t} \cdot 10^5 \quad (8.3)$$

As velocidades das ondas compressional (V_p) e cisalhante (V_s) foram estimadas para todos os poços amarrados com a sísmica, com exceção da V_s para o poço 2-CP-1-MA. Como esse poço não possui registro de perfil sônico cisalhante (DTS), optou-se por não realizar estimativa indireta da onda S para o mesmo, que se encontra muito próximo ao poço 1-OGX-16-MA, com o qual apresenta características de rocha e perfil bastante similares.

Quanto à razão V_p/V_s , produto da divisão entre as velocidades das ondas P e S, permite a análise em conjunto das informações provenientes das ondas compressional e cisalhante, e pode ser usada para prever o tipo de rocha atravessada. Tipicamente, litologias diferentes podem dar origem a diferentes proporções de velocidade (Figura 73). A litologia pode ser determinada mais prontamente a partir das velocidades das ondas P e S (V_p , V_s) do que apenas dos dados da onda P, devido à sua relação com a razão de Poisson (σ), parâmetro elástico adimensional e sensível à composição mineralógica, anisotropia, fraturas e à porosidade do meio, que é a razão fracionária da mudança de largura para a mudança fracionária de comprimento sob compressão uniaxial do material (Sim & Bacon, 2014). A equação a seguir, onde $\sigma = 0$ corresponde a uma razão V_p/V_s de 1,41, demonstra a relação entre a razão V_p/V_s e a razão de Poisson:

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{K}{\mu} + \frac{4}{3}} = \sqrt{\frac{1 - \sigma}{\frac{1}{2} - \sigma}} \Leftrightarrow \sigma = \frac{1}{2} \left[1 - \frac{1}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1} \right] \quad (8.4)$$

A Figura 74 mostra a relação geral entre V_p/V_s e a razão de Poisson, juntamente com faixas típicas para folhelhos e arenitos com diferentes preenchimentos de fluido. Os arenitos tendem a ter uma razão de Poisson menor que a dos folhelhos, porque o quartzo tem uma razão V_p/V_s mais baixa do que a maioria dos outros minerais. Rochas contendo fluidos compressivos (óleo e, principalmente, gás) têm V_p mais baixo e V_s um pouco mais alto que seus equivalentes molhados a água. Isso significa que arenitos com hidrocarbonetos terão uma razão de Poisson menor do que arenitos portadores de água (Simm & Bacon, 2014).

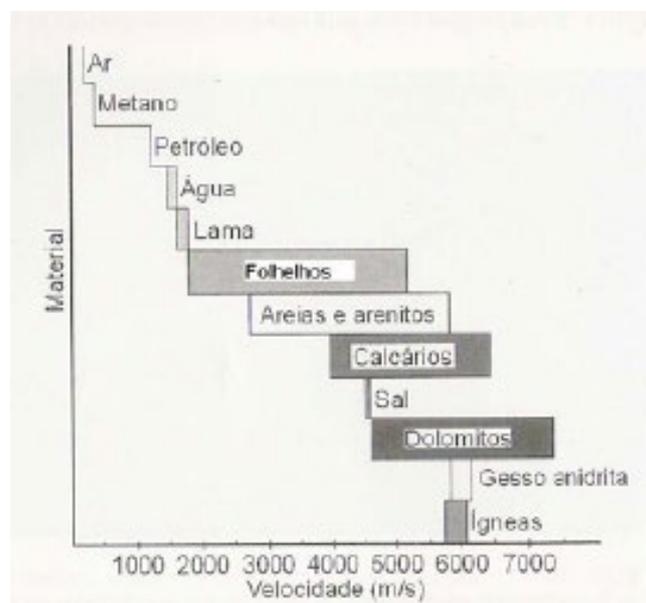


Figura 73: Distribuição de velocidades compressivas para os principais tipos de rocha e materiais comumente encontrados na indústria do petróleo. Fonte: Thomas (2004)



Figura 74: Relação entre V_p/V_s e razão de Poisson (modificado de Simm & Bacon, 2014).

- **Impedância acústica**

A variação de impedância, que depende dos módulos de compressão e de rigidez, e densidade (k , μ e ρ , respectivamente), rege o fenômeno de reflexão e transmissão da onda elástica na interface entre dois meios. Ou seja, a diferença na impedância acústica entre as camadas de rocha afeta o coeficiente de reflexão. Segundo Aki & Richards (1980 *apud* Rosa, 2010) na teoria da elasticidade, impedância é uma medida da resistência ao movimento das partículas, ou, mais especificamente, a razão entre o esforço e a velocidade de partículas. Nesse contexto, impedância acústica é a propriedade que o método sísmico identifica a fim de individualizar as diferentes camadas que constituem a subsuperfície, sendo o meio elástico.

Desse modo, os perfis de impedância acústica (Z), produto da densidade e da velocidade sísmica, que varia entre as diferentes camadas de rocha, correspondem à quantificação das propriedades de resistências de propagações acústicas das ondas compressoriais, que depende da velocidade compressional de propagação (V_p) e da densidade (ρ) da rocha, as quais podem ser medidas diretamente por perfilagem de poços (Kamel & Mabrouk, 2004); são facilmente calculados pela seguinte equação:

$$Z = \rho \cdot V_p \quad (8.5)$$

A determinação desse parâmetro é importante para identificar refletores, detectar variações laterais da litologia e para investigação detalhada de campos de hidrocarbonetos (Kamel & Mabrouk, 2004).

8.1.1.2. Correlação com base nas relações de Gardner

A fim de efetuar uma correlação geral entre dados de rocha e perfis, para análise qualitativa da interpretação litológica dos poços da área de estudo, comparado a velocidades sísmicas, utilizou-se a relação entre densidade e velocidade compressional, desenvolvida por Garner *et al.* (1974) (vide equação 7.1), que é aproximadamente correta para rochas sedimentares saturadas, para uma ampla variedade de bacias, idades e profundidades geológicas (Kamel & Mabrouk, 2004).

As relações de Gardner são utilizadas para diversas análises de física das rochas, com base na observação de que em muitas rochas, velocidade compressional e densidade apresentam uma relação positiva, de modo que o incremento da velocidade está diretamente relacionado ao aumento da densidade (Simm & Bacon, 2014). Podem, por exemplo, ser usadas na transformação de registros sônicos ou de densidade com o objetivo de substituir seções ausentes ou restringir os resultados de inversões para a refletividade de P e S (White, 2000 *apud* Simm & Bacon, 2014). Devido à falta de aplicabilidade universal, é recomendável que as relações densidade-velocidade de área específica sejam derivadas dos dados disponíveis (Simm & Bacon, 2014).

Como essas relações empíricas se aplicam ao conjunto de rochas estudadas por seus autores e precisam ser calibradas para cada caso, foi construído o *crossplot* V_p (no eixo Y) *versus* Densidade (eixo X), com discriminação da litologia (valores Z) dos poços da área de estudo, e realizada uma comparação direta (enquadrando as escalas) com as relações de Gardner (Figura 75), a qual apresentou bons resultados, com a maioria das litologias interpretadas coincidentes com as áreas de distribuição do gráfico estabelecido

por Gardner *et al.* (1974). Isso corrobora a qualidade da interpretação litológica e uma boa correlação entre os dados de rocha-perfil e velocidades sísmicas dos poços estudados.

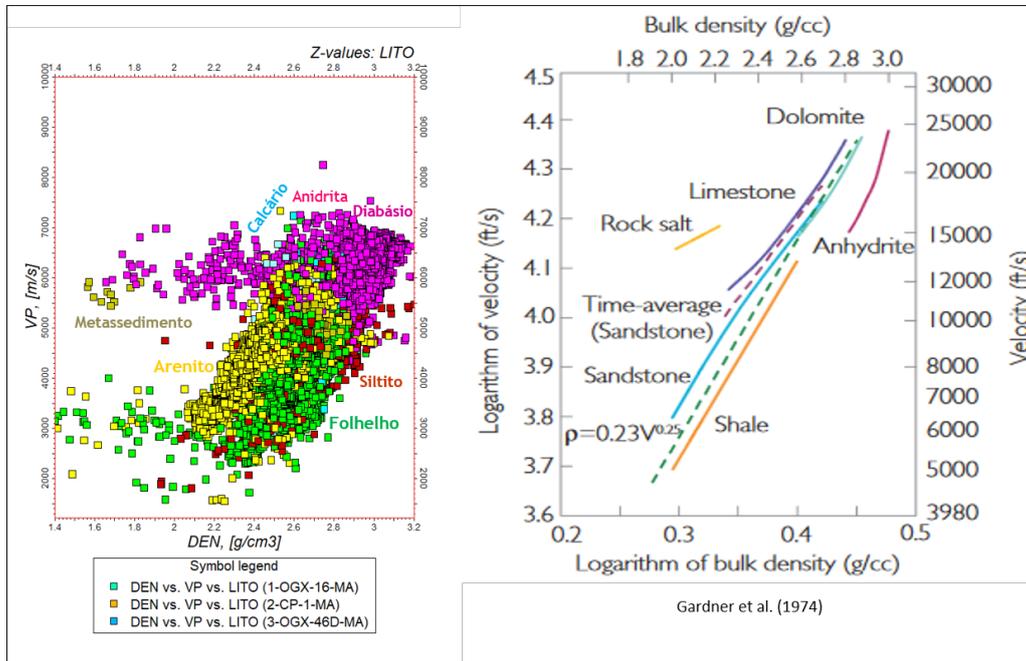


Figura 75: Correlação gráfico Vp x DEN em rochas dos poços em estudo (à esquerda) com as relações empíricas de Gardner (à direita).

8.1.1.3. Correlações entre Porosidade, Impedância Acústica, Razão Vp/Vs e Litologia do Reservatório

Após a análise geral da litologia dos poços com parâmetros elásticos de velocidade compressional, buscou-se realizar uma análise mais detalhada através de correlação entre atributos elásticos e porosidade efetiva no intervalo do reservatório. Essa correlação baseou-se em *crossplots* diagnósticos para correlação entre porosidade *versus* impedância acústica e *versus* razão Vp/Vs, com discriminação da litologia dos poços em estudo.

As correlações foram realizadas seguindo os princípios dados por Castagna *et al.* (1993), que estabeleceu relações entre propriedades de rochas sedimentares, razão Vp/Vs, porosidade e impedância acústica para análises AVO. Assim como das relações de Raymer-Hunt-Gardner (1980) – que descreve alterações na porosidade e teor de argila através de correlações entre impedância acústica e porosidade – e Han *et al.* (1986); porosidade, velocidade compressional e conteúdo de argila para arenitos bem

consolidados. Contudo, sem aplicação de suas fórmulas empíricas, por tratar-se de uma avaliação qualitativa do comportamento da porosidade e litologia das rochas em relação aos atributos elásticos de impedância acústica e velocidades compressional e cisalhante, objetivando analisar a resposta da separação entre arenitos e folhelhos no intervalo do reservatório.

Tipicamente, nas partes rasas das bacias, os folhelhos têm maior impedância acústica do que os arenitos, enquanto na seção mais profunda (mais compactada) os arenitos têm maior impedância acústica do que os folhelhos. Assim, a uma certa profundidade de soterramento intermediário, as tendências de impedância entre arenitos e folhelhos/rochas argilosas se cruzam, com muito baixo contraste de impedância acústica entre ambos (Simm & Bacon, 2014). Acima dessa profundidade, os folhelhos são mais duros que os arenitos e geralmente têm uma razão V_p/V_s um pouco maior do que os arenitos. Abaixo dessa profundidade de soterramento intermediário, os arenitos são mais duros que os folhelhos, e os arenitos de alta impedância acústica (baixa porosidade) começam a ter valores de V_p/V_s marcadamente baixos.

Com base nessas premissas, primeiramente foi realizada a correlação entre porosidade, impedância acústica e litologia dos poços no intervalo do reservatório, através do *crossplot* elaborado entre porosidade efetiva (PHIE) *versus* impedância acústica (IPacoustic), aplicando um filtro no Petrel para discriminar as litologias do reservatório. Este gráfico mostra boa correlação entre os arenitos de maior porosidade e baixa impedância acústica, e aumento da argilosidade proporcional ao incremento da impedância acústica (Figura 76). No entanto, como o reservatório da Fm. Cabeças encontra-se em uma porção de soterramento intermediário da bacia, há também uma boa quantidade de arenitos de porosidades mais baixas e impedância média a alta, impossibilitando uma boa distinção entre arenitos e folhelhos através desse gráfico.

Uma melhor separação da resposta de arenitos e folhelhos foi obtida nos perfis elásticos (razão V_p/V_s) comparados com a porosidade das rochas do reservatório. Nesse gráfico, é possível realizar uma boa separação entre arenitos/siltitos (V_p/V_s inferior a 1.6) e folhelhos, que apresentam razão V_p/V_s superior a 1.6 (Figura 77), e os arenitos mais porosos, que apresentam razão V_p/V_s mais baixa, corroborando o que é descrito na literatura.

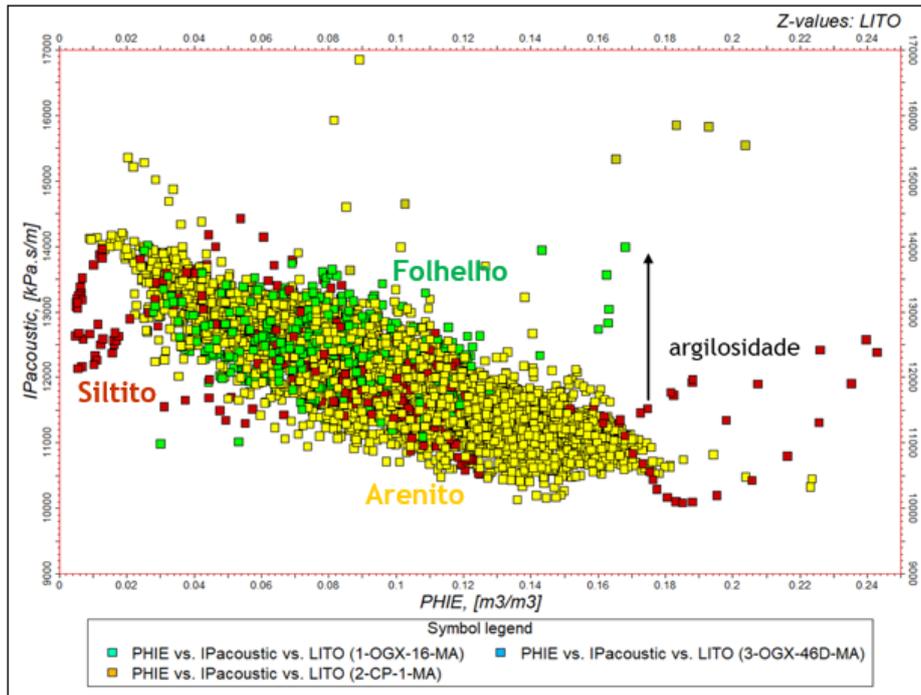


Figura 76: Gráfico de Porosidade versus Impedância acústica e Litologia dos poços no intervalo do reservatório.

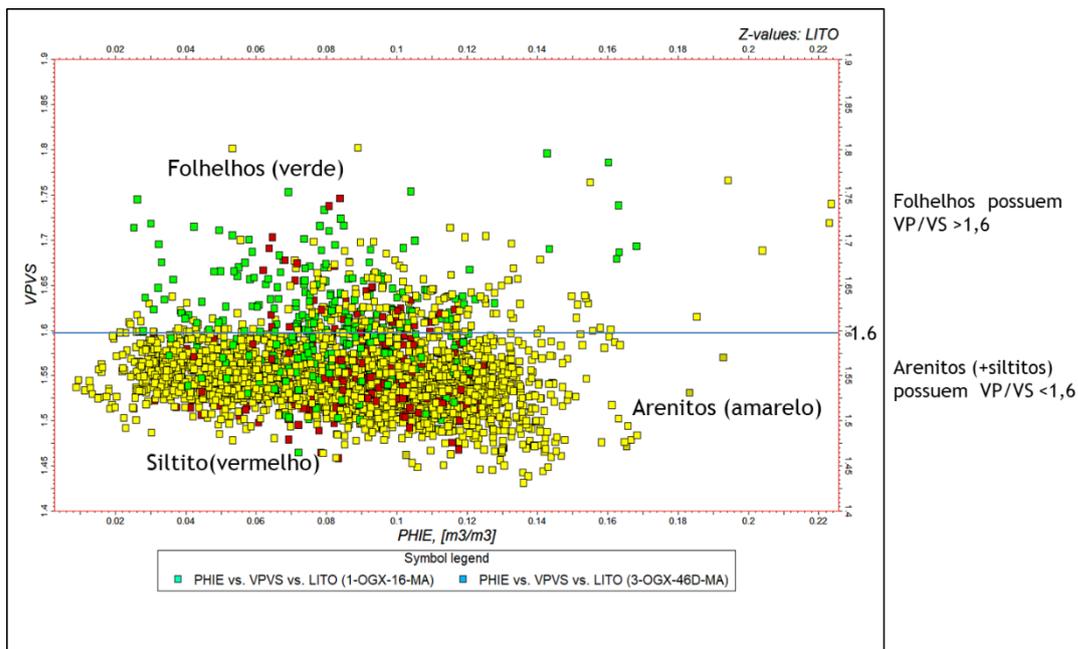


Figura 77: Porosidade versus VP/VS e Litologia dos poços no intervalo do reservatório.

Por fim, realizou-se uma correlação entre porosidade e impedância acústica, distinguindo somente os de arenitos (rocha típica do reservatório), a qual obteve um bom fator de correlação, de 74% (Figura 78). O gráfico mostra, nitidamente, a tendência de incremento da porosidade, associada ao decréscimo das impedâncias acústicas.

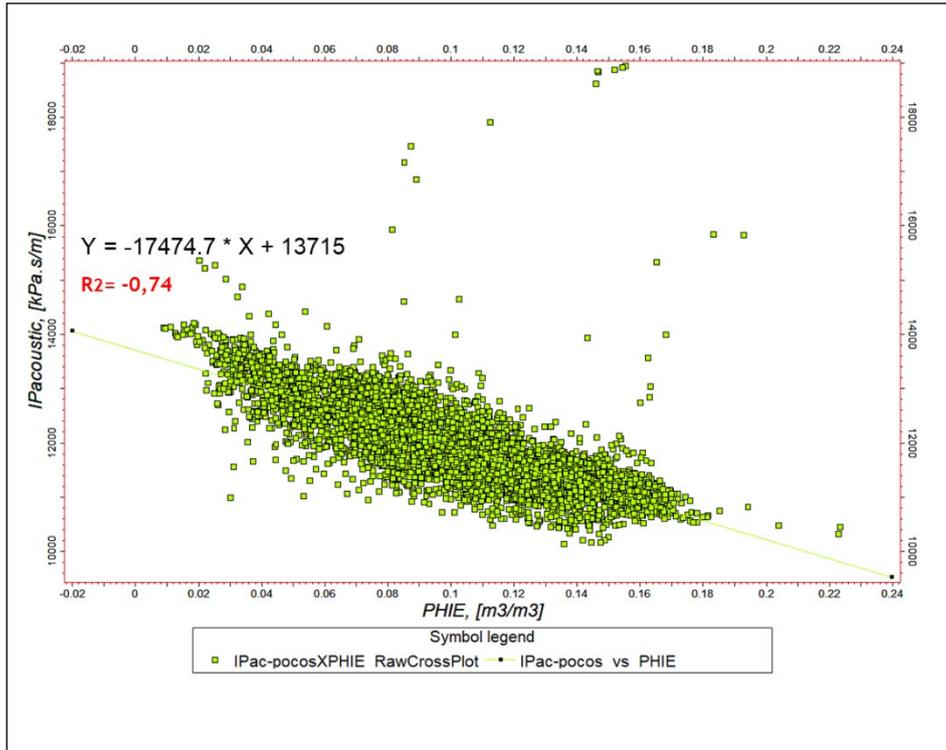


Figura 78: Porosidade x IP acústica - poços.

8.1.2. Correlações entre Porosidade e Atributos Sísmicos em Arenitos do Reservatório

8.1.2.1. Atributos Sísmicos

Atributos sísmicos são definidos como medidas, características ou propriedades derivadas de dados sísmicos; quantificam características específicas dos dados e representam subconjuntos da informação total, além de decompor dados sísmicos em atributos integrantes (Barnes, 2001). Esses atributos são muito úteis para fornecer informações e detalhes sobre as estruturas geológicas, litologia, estratigrafia e propriedades de reservatórios em seções sísmicas (Azevedo & Pereira, 2009).

O *software* Petrel inclui um pacote abrangente de atributos sísmicos utilizados na modelagem de reservatórios de hidrocarbonetos para diminuir a incerteza e também substituir a falta dos dados sísmicos disponíveis (Azevedo & Pereira, 2009).

No presente trabalho, os atributos sísmicos impedância acústica relativa e amplitude RMS foram utilizados como auxílio na interpretação e caracterização de propriedades do reservatório em estudo.

A impedância acústica relativa (ou pseudoimpedância acústica), explicada no capítulo anterior, resume-se como uma soma contínua dos valores de amplitude amostrados, calculada através da integração do traço sísmico, passando o resultado através de um filtro passa-alto para reduzir o ruído de baixa frequência potencialmente introduzido. Este atributo sísmico mostra contraste acústico aparente, podendo indicar limites de sequência, superfícies de inconformidade e descontinuidades, assim como porosidade ou conteúdo de fluido no reservatório.

Já a amplitude do RMS, cujo conceito de velocidades foi mencionado no item 7.3, é calculada a partir dos raiz quadrática média em amostras instantâneas de traços do dado sísmico 3D, em uma janela especificada. O parâmetro de comprimento da janela ao longo do traço sísmico é definido pelo número de amostras, que neste caso utilizou o padrão de 9 amostras do *software* Petrel. Este atributo foi utilizado por apresentar uma melhor resposta às variações de amplitude e distinção dos corpos areníticos do reservatório do que o atributo de impedância acústica relativa.

8.1.2.2. Correlações entre Atributos Sísmicos e Porosidade

O alvo dessas correlações foram os arenitos da Fm. Cabeças, a fim de identificar qual atributo sísmico apresentaria melhor fator de correlação em relação à porosidade, objetivando sua posterior utilização como variável secundária na modelagem de propriedades do reservatório.

Inicialmente, realizou-se a correlação utilizando o atributo de pseudoimpedância acústica, comumente utilizado no método de co-krigagem (Azevedo & Soares, 2017), porém obteve-se um fator de correlação muito baixo e com resposta muito ruim em relação à porosidade, apresentando grande dispersão dos dados (Figura 79). O resultado apresentou uma tendência ligeiramente inversa ao esperado, que seria a diminuição das impedâncias com o aumento da porosidade, como fora observado com os dados de impedância acústica a partir dos perfis de poços (vide figura 78). Isso deve estar relacionado à baixa qualidade da resolução do dado sísmico disponível, que não representa bem os contrastes acústicos para caracterização de propriedades.

Com esse resultado, foi realizada uma tentativa de correlação utilizando-se o atributo de amplitude RMS, o qual apresentou uma melhor correlação com a porosidade efetiva dos arenitos do reservatório (Figura 80), com menor dispersão dos dados. A

tendência esperada, indicativa de diminuição das amplitudes relacionadas ao aumento da porosidade, além de ter um fator de correlação superior a 50%, mostrou-se satisfatória para a utilização desse atributo como variável secundária na modelagem geológica.

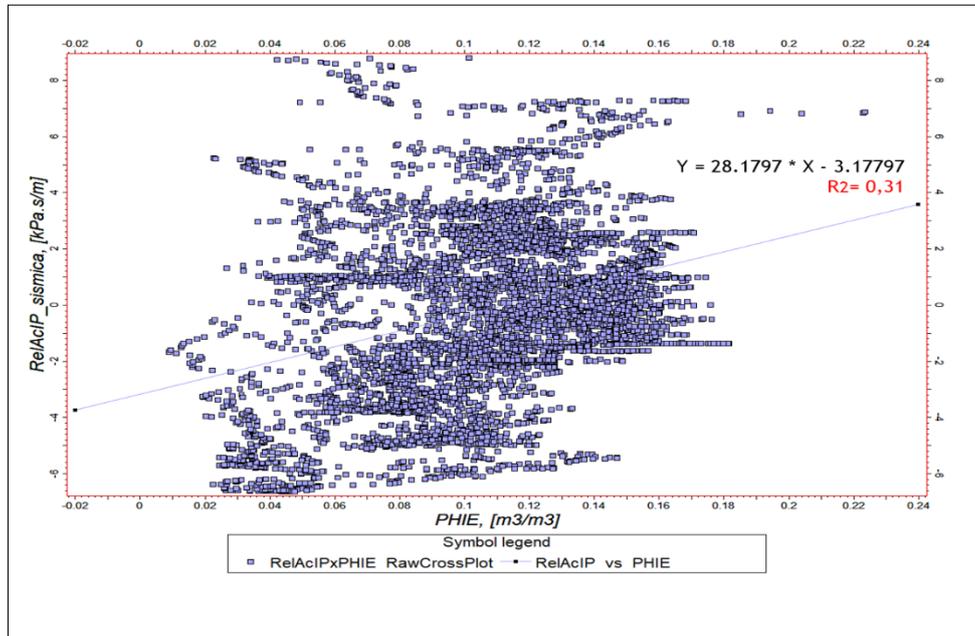


Figura 79: Porosidade efetiva x Impedância acústica relativa (Sísmica).

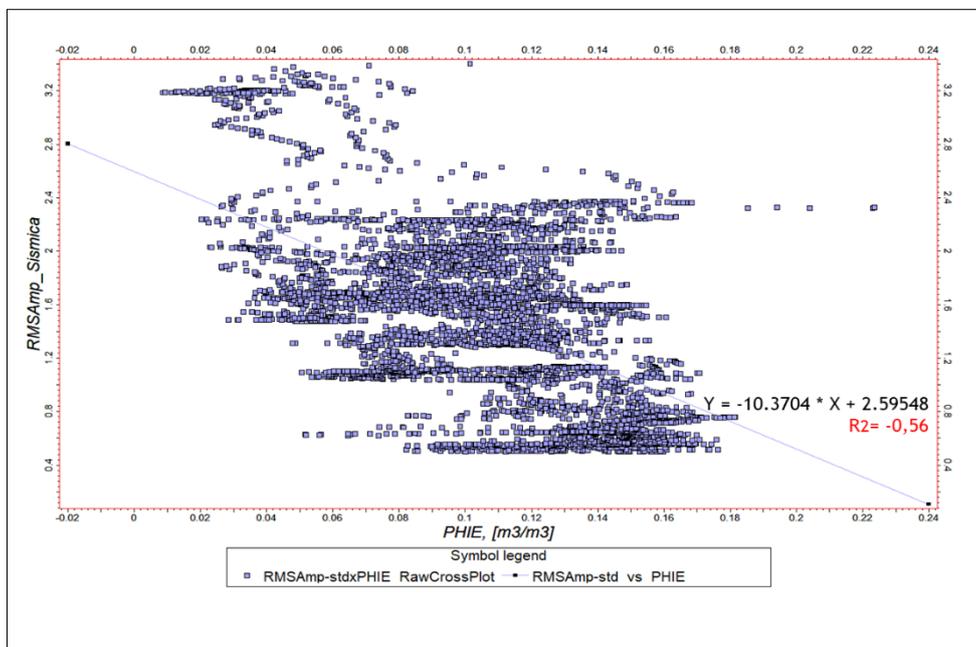


Figura 80: Porosidade efetiva x Amplitude RMS (Sísmica).

8.1.3. Correlação Poços-Sísmica

Para finalizar a etapa de correlação rocha-perfil-sísmica, foi gerada uma seção de correlação entre os dados de poços, parâmetro elástico de impedância acústica e atributos de pseudoimpedância e amplitude RMS do volume sísmico 3D (Figura 81). Essa seção foi montada em profundidade vertical (TVD) no *software* Petrel, na direção SW-NE entre os poços inseridos no volume sísmico, para ajuste com o dado sísmico em profundidade. As primeiras seis a sete pistas correspondem aos dados dos poços (litologia e perfis), enquanto as últimas 5 pistas, à direita de cada poço, correspondem aos perfis elásticos e de atributos sísmicos.

Além da representação sísmica dos atributos na seção de correlação, foram gerados traços sísmicos integrados nas dimensões (X,Y,Z) tanto para o atributo de impedância acústica relativa, quanto para o atributo de amplitude RMS, para correlação com os dados de poços. Devido à sísmica ser de banda limitada, significa que uma integração de um traço sísmico dará apenas uma forma suavizada da amplitude e da impedância (Figura 81). Isso equivale ao registro da impedância ser convolvido com uma *wavelet* (fase zero) ou, alternativamente, removendo preferencialmente as frequências baixas e altas do registro da impedância (Simm & Bacon, 2014).

Por meio dessa correlação, observa-se que o parâmetro elástico de impedância acústica apresenta boa correlação com a porosidade dos poços, porém o traço integrado de pseudoimpedância acústica apresenta muitas oscilações, discordantes das feições do perfil de impedância acústica gerado a partir dos perfis sônico e de densidade (Figura 81).

O traço integrado de amplitude RMS, por sua vez, também apresenta algumas oscilações, porém sem grandes variações, e correlaciona-se melhor com os dados de perfis de poços no intervalo do reservatório, onde geralmente as amplitudes possuem feições similares aos perfis de porosidade dos arenitos, com o comportamento esperado para este atributo, cujos decréscimos relacionam-se a incrementos de porosidade (Figura 81). No entanto, foi possível verificar que existe uma superposição da faixa de impedância/amplitude nas interfaces de saída da soleira de diabásio e entrada da Fm. Pimenteiras, em que os arenitos da Fm. Cabeças apresentam valores positivos contrastantes com os dados acústicos de perfis (Figura 81).

A melhor correlação do atributo sísmico de amplitude RMS com os perfis de poços, em comparação com a sísmica em impedância acústica relativa, corrobora a escolha desse atributo como variável secundária para a modelagem geológica, também verificada pela análise dos crossplots de correlação entre atributos sísmicos e porosidade efetiva no intervalo do reservatório.

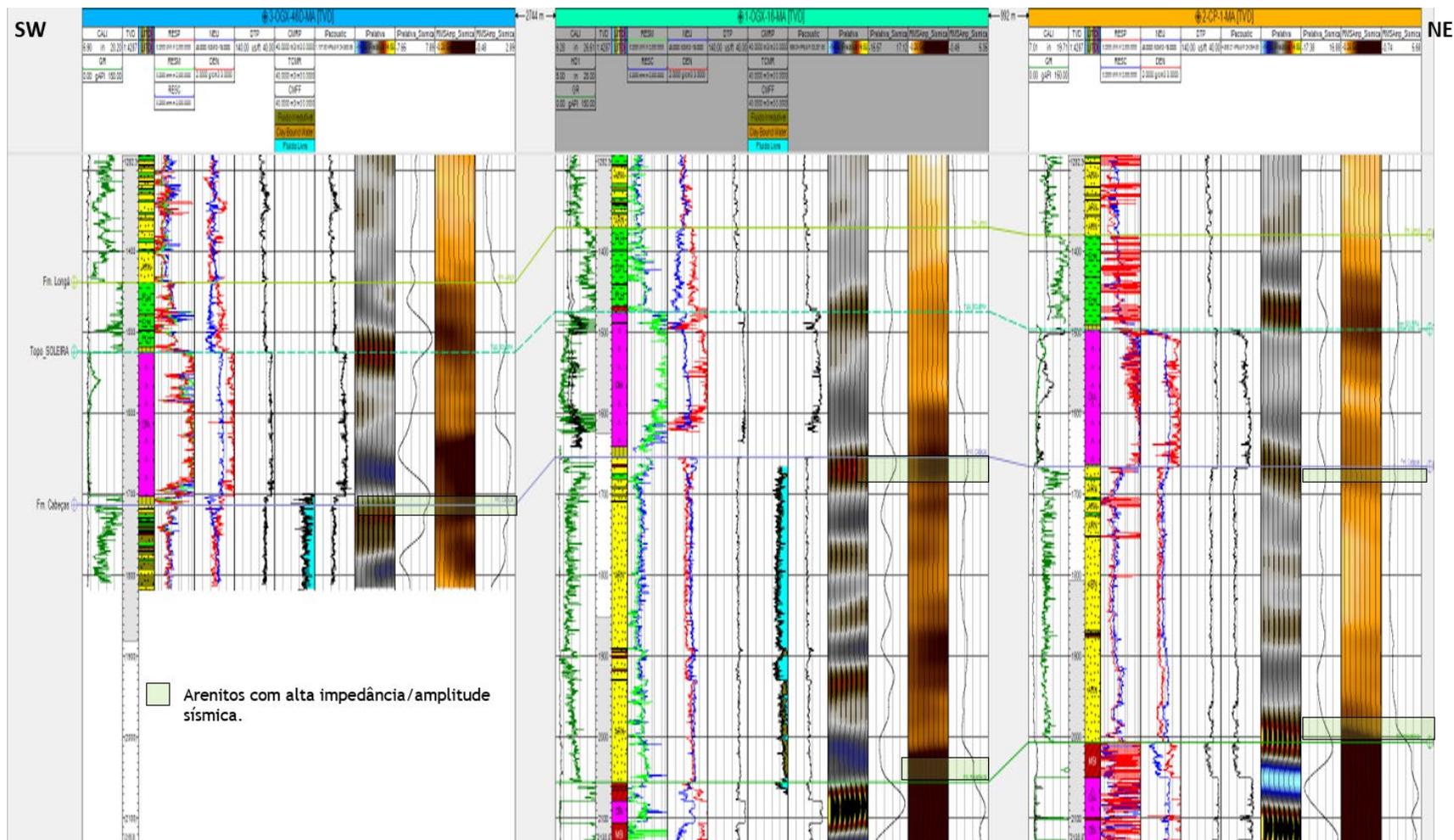


Figura 81: Seção de correlação Rocha-Perfil-Sísmica: As seis (ou sete) primeiras pistas de cada painel, a partir da esquerda, representam os dados de poços, com destaque para a litologia interpretada (pista 3) e os perfis sônico (DTP) e de porosidade (DEN e RMN) - pistas 6, 5 e 7, respectivamente. A pista 8 apresenta o parâmetro elástico calculado de impedância acústica. E as quatro últimas pistas representam os dados provenientes da sísmica - pista 9 (sísmica em impedância acústica relativa); pista 10 (traço sísmico integrado de impedância relativa); pista 11 (sísmica em amplitude RMS); e pista 12 (traço sísmico integrado em amplitude RMS).

9. MODELAGEM GEOLÓGICA

Como vimos no capítulo de metodologia deste trabalho, o modelo geológico compreende principalmente a modelagem estrutural e a modelagem de propriedades. O dado sísmico interpretado e os registros e correlações de perfis de poços foram utilizados para construir o modelo estrutural para o reservatório da Fm Cabeças, incluindo as estruturas de falha, modelagem de horizontes, zoneamento e modelagem de camadas. A modelagem de propriedades foi realizada para preencher as fácies e a propriedade petrofísica de porosidade, utilizando métodos geoestatísticos estocásticos, embasados nos resultados das análises e correlações rocha-perfil-sísmica, para interpolação entre os dados de poços e atributos sísmicos.

Por fim, efetuou-se a cubagem do reservatório e a avaliação dos resultados (cálculo de volumetria e análise de incertezas), com base no modelo gerado e informações provenientes da avaliação petrofísica preliminar.

As etapas de realização dessa modelagem, com seus pormenores, são descritas a seguir.

9.1. Construção do Arcabouço Geológico e Modelagem Estrutural

Conforme foi identificado pela interpretação e mapeamento de horizontes e falhas, a porção E-NE do cubo sísmico, onde se encontram os poços, é mais estruturada geologicamente e possui elevações estruturais regidas por falhamentos que delineiam o reservatório em estudo; por isso decidiu-se reduzir a área para efetuar a modelagem entre as *crosslines* 154 e 330 (aproximadamente 64km²), englobando somente essa zona de interesse.

A construção do modelo geológico iniciou-se com a geração de um modelo estrutural expresso em um *grid* de modelagem 3D. Esse processo corresponde à criação do arcabouço geológico-estrutural, realizado com base no arcabouço sísmico e tem como insumos os horizontes e falhas interpretados. O arcabouço sísmico serve como base para dimensionar as células do modelo. O *grid* estático da área é delineado pelas superfícies de topo e base do reservatório (soleira de diabásio, e formações Longá, Cabeças e Pimenteiras) e o posicionamento das falhas estruturais (Figura 82).

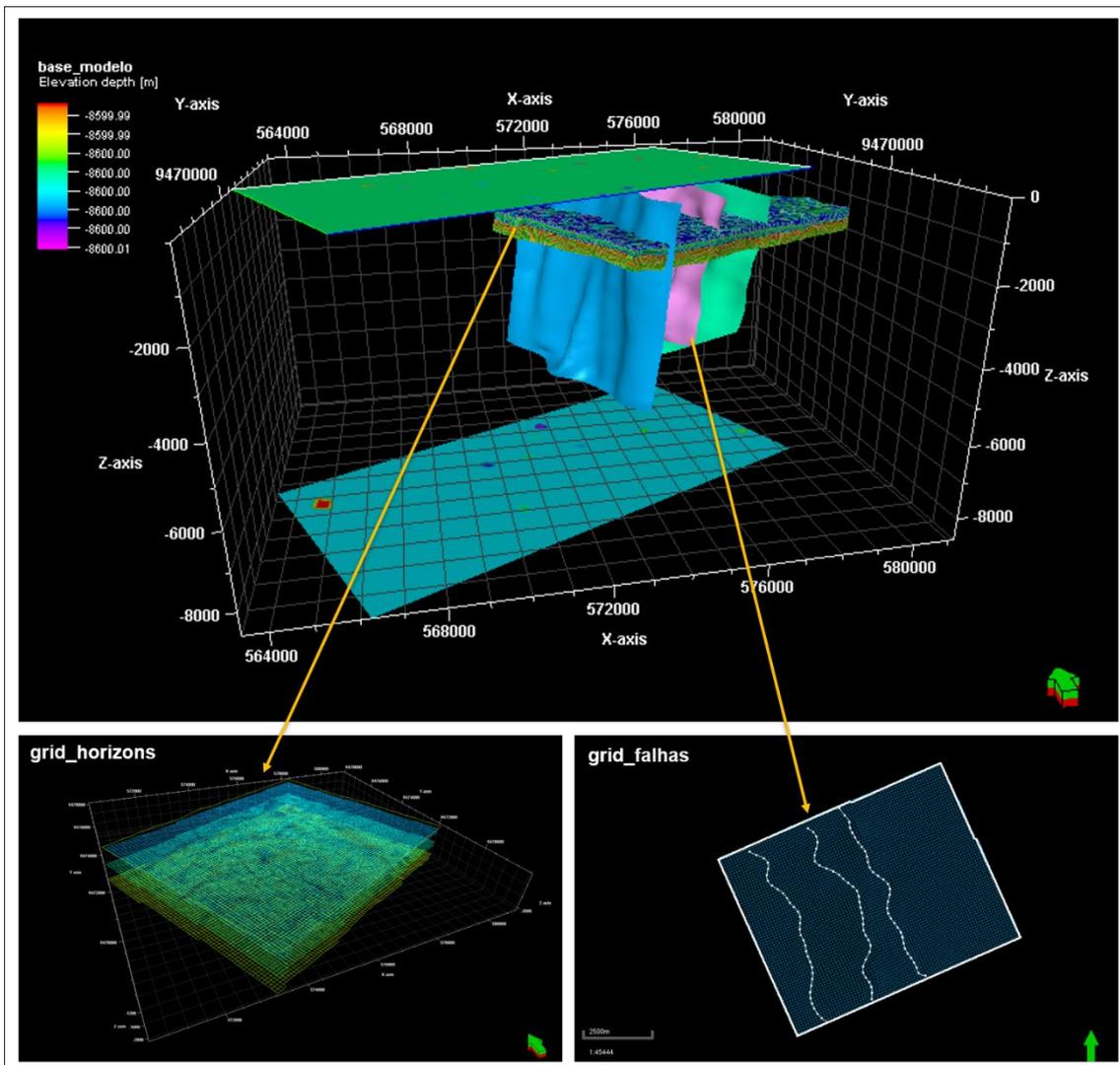


Figura 82: Grid da área criado com base nos horizontes e posicionamento das falhas.

Como as superfícies e falhas haviam sido interpretadas separadamente, foi necessário realizar um ajuste dos rejeitos das falhas para o arcabouço do modelo estrutural. Esse procedimento foi realizado no *software* Petrel, utilizando a ferramenta *Pillar Gridding* do módulo *Structural Modeling*, a qual possibilitou manusear os rejeitos para colocar na posição correta os blocos altos e baixos das falhas interpretadas, em relação a cada horizonte (Figura 83). Dessa forma, foram integradas e ajustadas as superfícies com o modelo de falhas para constituir o padrão estrutural do modelo geológico (Figura 84).

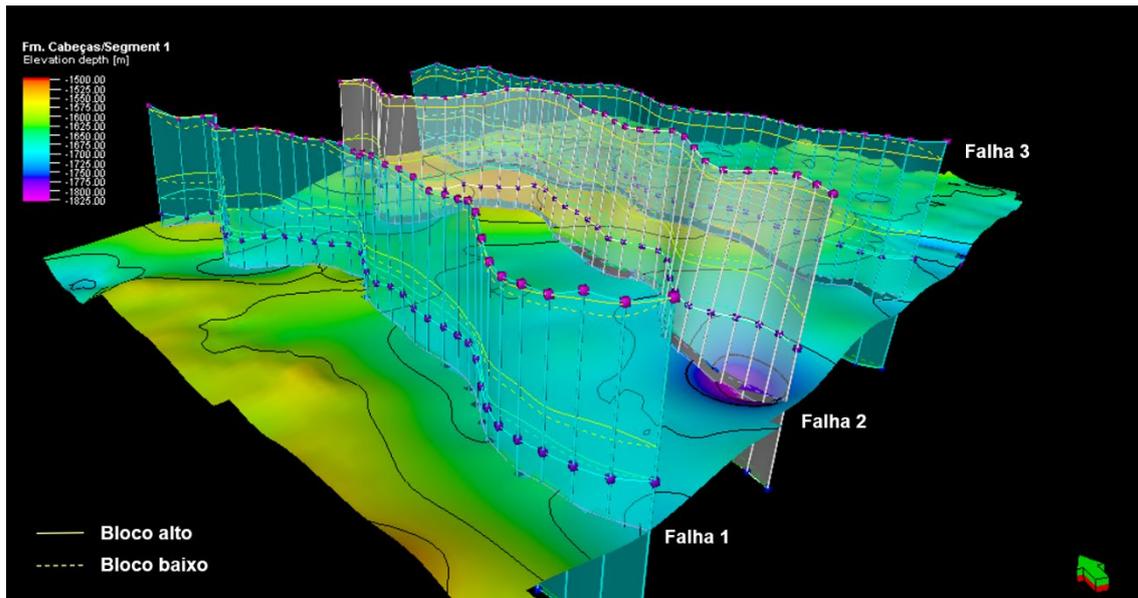


Figura 83: Ajuste dos rejeitos de falhas para o arcabouço do modelo estrutural.

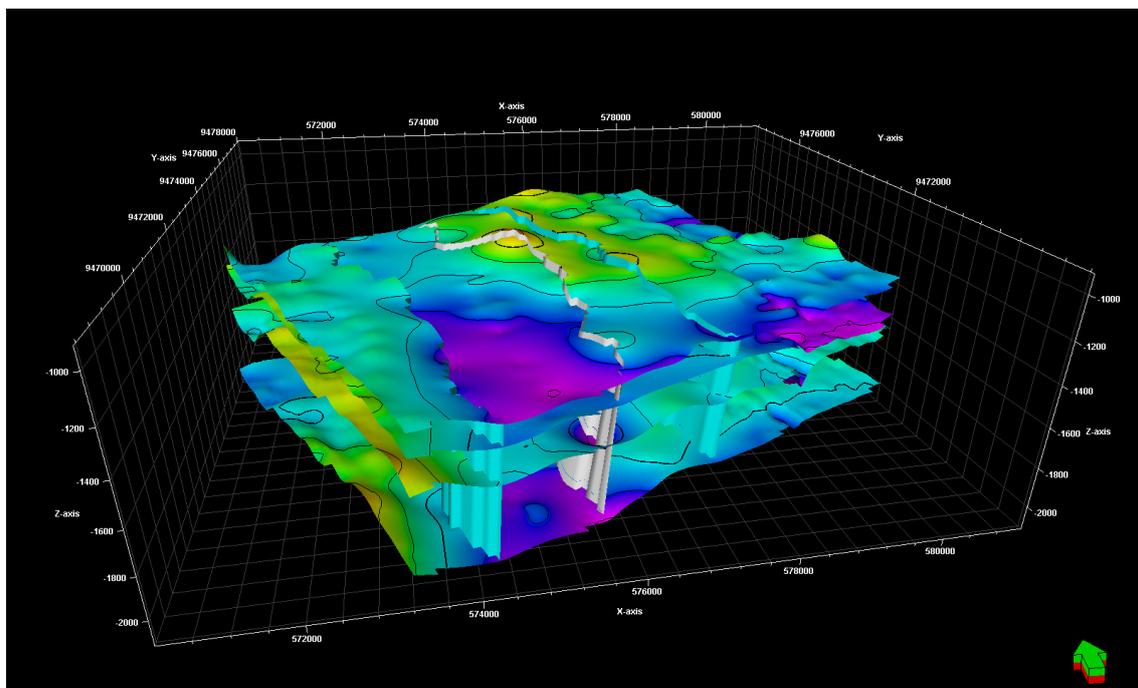


Figura 84: Modelo de falhas ajustado com as superfícies do modelo geológico.

Essa integração entre superfícies e falhas possibilitou a geração de mapas estruturais das formações de topo e base do reservatório, os quais apresentam linhas de contorno relativamente similares (Figuras 85 a 88), em conformidade com o fato de serem camadas sobrejacentes. Porém, as diferentes posições das partes mais altas e mais baixas denotam variações em suas geometrias. A Fm. Longá possui sua maior elevação mais para o centro do *grid*, entre o segundo e terceiro segmentos de falha, e a região de maior depressão estrutural na porção W-SW, entre os dois primeiros segmentos de falha (Figura

85). A soleira de diabásio capeadora do reservatório (Figura 86), apresenta sua maior elevação estrutural à direita do terceiro segmento de falha, a NE, e a estruturação mais baixa a SE. No topo do reservatório (Fm. Cabeças) predominam elevações média a alta, cuja área de maiores elevações encontra-se a leste, após o segundo segmento de falha (Figura 87). A base do reservatório (topo da Fm. Pimenteiras) também possui suas maiores elevações na porção leste, mas possui um baixo estrutural a S-SW, entre o primeiro e segundo segmentos de falha (Figura 88).

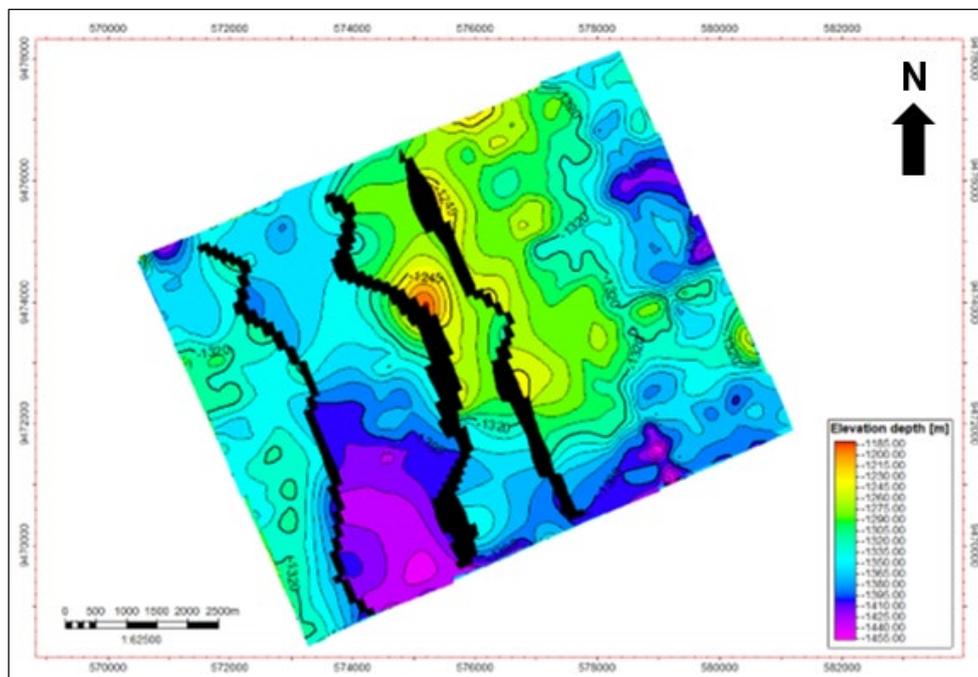


Figura 85: Mapa estrutural em profundidade do topo da Fm. Longá.

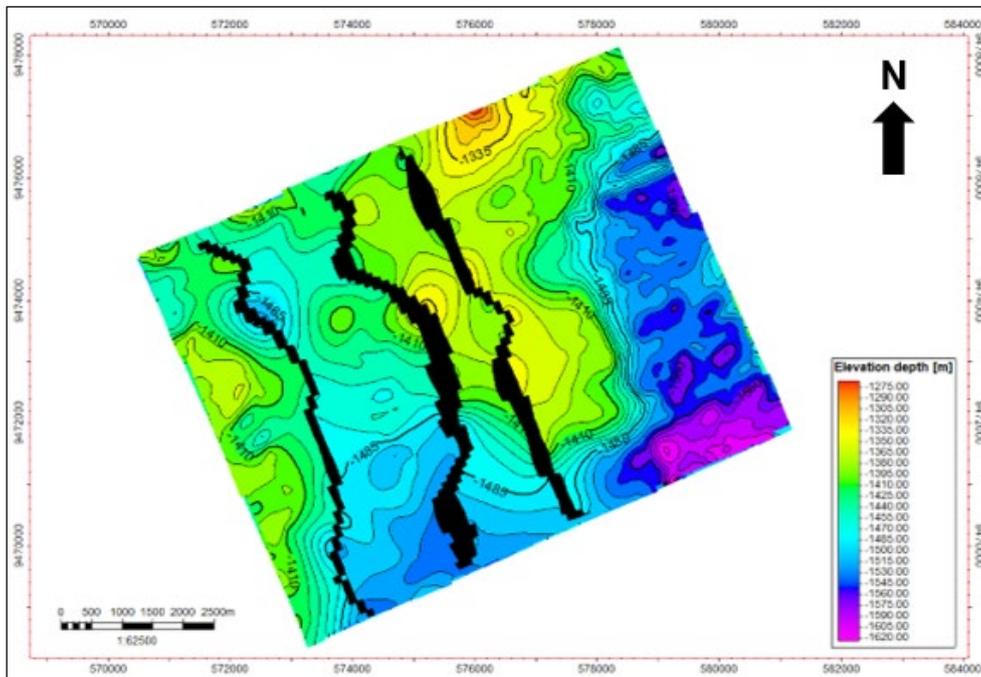


Figura 86: Mapa estrutural em profundidade do topo da soleira de diabásio, capeadora do reservatório Cabeças.

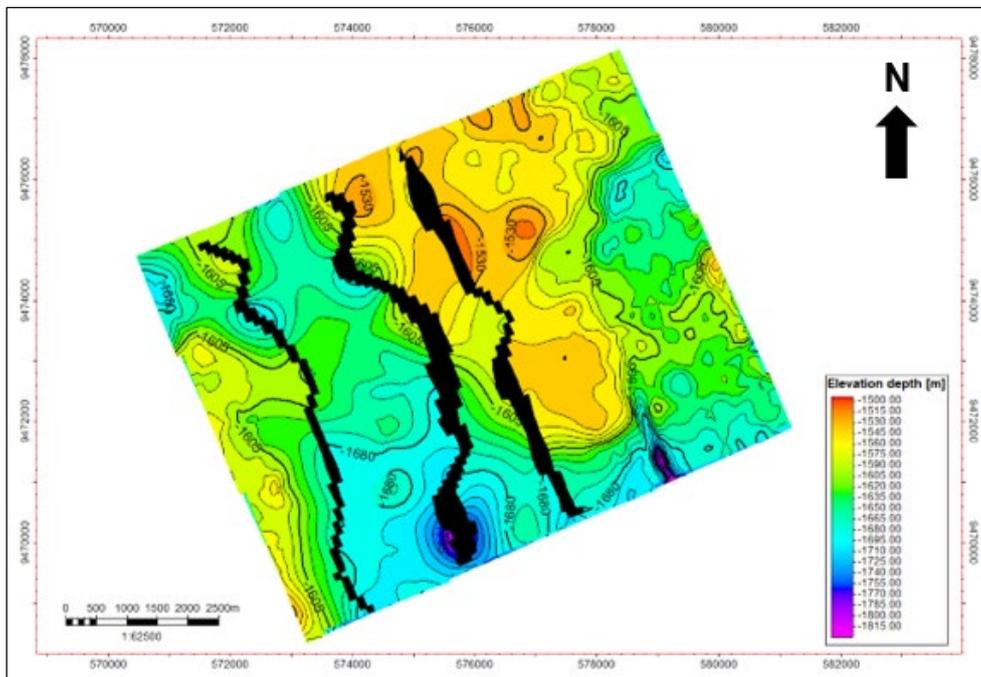


Figura 87: Mapa estrutural em profundidade do topo do reservatório (Fm. Cabeças).

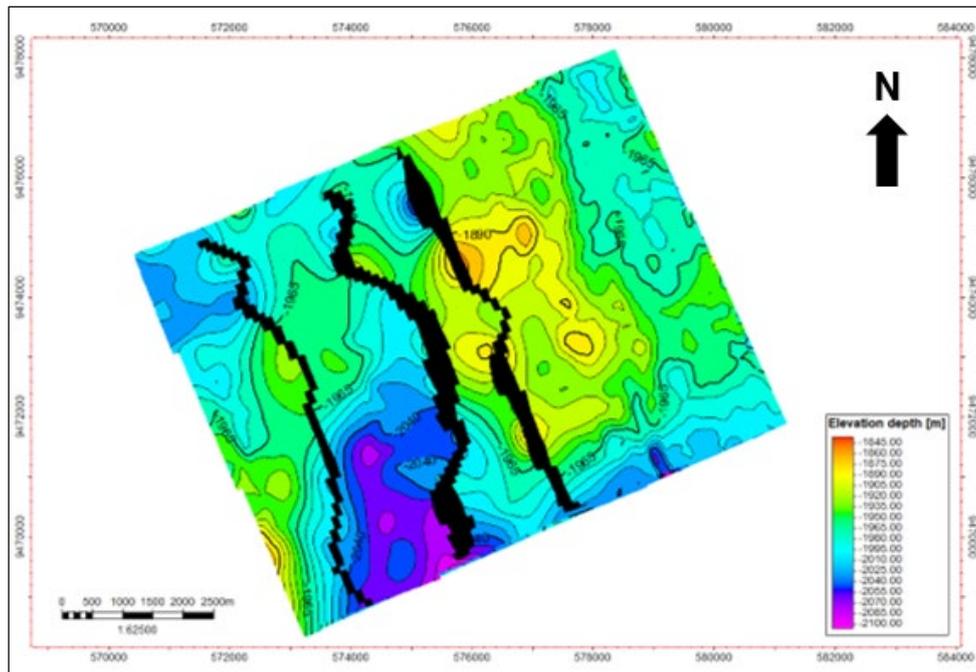


Figura 88: Mapa estrutural em profundidade do topo da Fm. Pimenteiras.

A modelagem estrutural foi finalizada com o zoneamento e a modelagem de camadas (*layering*). No Petrel, os modelos estruturais construídos utilizando a abordagem *Pillar Gridding*, também chamada *Corner Point Grid*, usam um algoritmo para criar as bordas do *grid* em que a estrutura do *grid* é guiada por planos de falha provenientes do modelo de falhas, descritos por pilares de falha que não são verticais na maioria dos casos, e pelo formato dos horizontes. Este processo é o mais trabalhoso, demorado e complexo, entretanto, é o tipo de modelo geocelular que mais se assemelha à realidade (Schlumberger, 2010). Para o acamamento, primeiramente é utilizada a ferramenta *Make Zones*, objetivando a criação de subzonas que não foram mapeadas na sísmica ou zonas que se truncam entre si, a partir dos mapas de espessura (superfícies) e marcadores. Em seguida, realiza-se o *layering*, que é a divisão vertical do modelo, onde se determina o número de células do mesmo, cujo detalhamento, para cada camada, depende do objetivo de distribuição de propriedades que se pretende executar posteriormente.

Assim, foi gerado o acamamento das zonas de topo e base do reservatório, utilizando a divisão de espessura de células mais detalhada possível para o intervalo da Fm. Cabeças, uma divisão pouco menos detalhada para a Fm. Longá, que possui rochas estratificadas, com predominância de folhelhos e algumas intercalações de arenitos, e com menor detalhe para o intervalo da soleira trapeadora do reservatório. Foi utilizado zoneamento seguindo o topo para o reservatório (Fm. Cabeças), proporcional para a soleira de diabásio, e seguindo a base para a Fm. Longá, a fim de formar um acamamento

o mais fidedigno possível para representação geológica das estruturas geológicas e o empilhamento do pacote de rochas (Figura 89). O *grid* final construído ficou com as seguintes dimensões de células: eixos x,y baseados na sísmica de 50 m x 50 m com média de 100 m e z= 1,5 m.

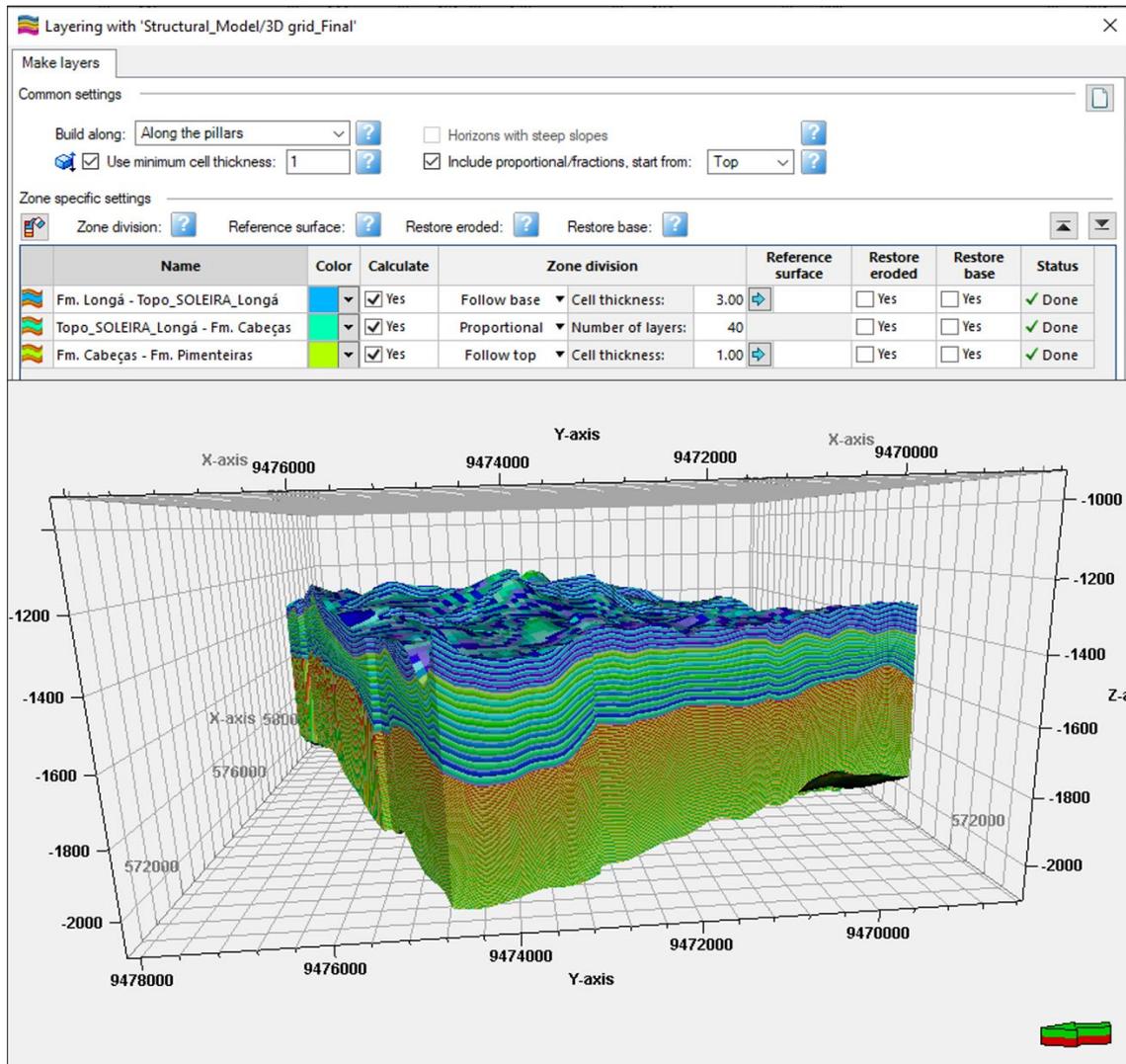


Figura 89: Parâmetros do acamamento (*layering*) ajustado no modelo estrutural e o volume 3D resultante dessa medelagem.

9.2. Modelagem de Propriedades

A distribuição das propriedades discretas e contínuas dentro do *grid* geológico baseou-se em algoritmos geoestatísticos estocásticos e técnicas de krigagem, com simulação condicionada aos valores de dados reais nos locais medidos dos poços; modelagem de fácies através de simulação indicadora sequencial (SIS) e modelagem

petrofísica por simulação gaussiana de função aleatória, com os dados de poços upscalados como variável principal. Nesta modelagem de propriedades foi realizada co-krigagem colocada, com a sísmica em amplitude RMS como variável secundária, para auxiliar a interpolação entre dados de poços e esse atributo sísmico, utilizando-se os valores resultantes das análises e correlações rocha-perfil-sísmica.

Foram utilizados variogramas com dimensões horizontais espacialmente similares nas modelagens de fácies e petrofísica, tomadas com base em estruturas medidas nas superfícies de topo e base do reservatório, mapeadas na sísmica. Sendo de 5 km (eixo maior: Y) e 3,4 km (eixo menor: X) para a zona reservatório, e medidas equidimensionais de 5,5 km (eixos X e Y) para as zonas de rochas capeadoras.

Com a finalidade de avaliar qualitativamente o resultado das modelagens de propriedades através de teste-cego no poço 2-CP-1-MA, o *upscaling* dos perfis de poços foi realizado somente para os poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA, e posteriormente foram gerados perfis sintéticos das propriedades modeladas na trajetória do poço 2-CP-1-MA para comparação com os dados originais.

9.2.1. Modelagem de Fácies

A simulação sequencial indicadora (SIS) foi escolhida para a modelagem de fácies, por tratar-se do único método que permite utilizar e simular variogramas e *trends* diferentes por cada fácies (Schlumberger, 2010), método mais comumente utilizado para reservatórios siliciclásticos tabulares. Além disso, possibilita uma distribuição estocástica da propriedade, frequentemente usada em condições onde dados esparsos estão disponíveis. A SIS é a correspondente da simulação gaussiana sequencial (SGS), funcionando com a mesma lógica com adaptações na equação para se lidar com variáveis discretas (Schlumberger, 2010).

Essa simulação é realizada utilizando-se o histograma de fácies pré-definido para produzir fácies aleatórias, mas com limites difusos irregulares entre as diferentes fácies, uma vez que visita cada célula no modelo em uma ordem aleatória e atribui a ela o valor de fácies que tem a maior probabilidade de existir naquele local. A probabilidade de uma fácies prevalecer em um determinado local é conhecida como a transformação do indicador para essa fácies e é determinada a partir de informações de tendências

geológicas aéreas e verticais, estatísticas espaciais que definem o grau de correlação com pontos próximos e valores de fácies originais e modelados em células vizinhas do modelo (Deutsch, 2002).

Antes de iniciar a modelagem, efetuou-se o *upscaling* dos dados de litologia das fácies caracterizadas no intervalo de interesse (vide Tabela 5), para os poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA (Figura 90). Esse salto para a escala do *grid* geológico foi realizado utilizando-se o método de amostragem média *Most of* do Petrel, ou seja, respeitando as litologias predominantes em cada trecho do acamamento; com seleção de amostras de tratamento do perfil como linhas, e pela técnica de vizinhança de células.

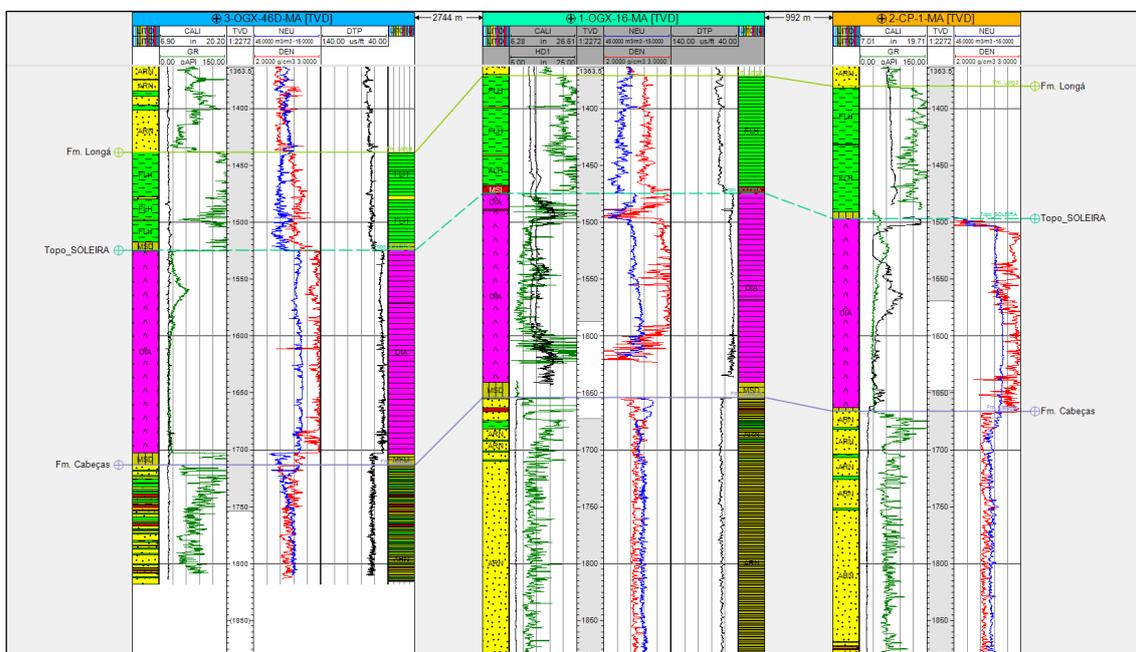


Figura 90: Upscaling da Litologia dos poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA para a modelagem de fácies. Coluna de litologia “upscalada” na sexta coluna de cada poço, à direita.

Foram atribuídos códigos numéricos de 0 a 4 para os tipos de fácies da zona de interesse, sendo 0 para o arenito (ARN); 1- siltito (SLT); 2- folhelho (FLH); 3- diabásio (DIA); e 4- metassedimento (MSD). O objetivo foi gerar um modelo tridimensional de fácies, contendo a arquitetura do reservatório, representativo da distribuição dessas litologias no intervalo estudado. O modelo de fácies foi construído para as diferentes zonas trapeadoras e internas do reservatório dentro das formações Longá e Cabeças, respectivamente.

O procedimento de modelagem foi iniciado com a análise dos dados, ferramenta importante para ajudar na distribuição das fácies verticalmente e na otimização desse processo usando técnicas geoestatísticas. Para esta análise foram utilizados: (a) histogramas de distribuição das fácies; (b) curvas de proporção vertical que quantificam as tendências verticais exibido por cada fácies; e (c) variogramas verticais e horizontais que estabelecem medidas quantitativas de correlação espacial entre as células em cada uma das direções vertical e horizontal maior e menor.

Para construir o modelo de fácies, foram respeitadas as proporções percentuais de cada fácies verificadas nos histogramas de distribuição e curvas de proporção vertical. Os variogramas horizontais foram elaborados com as medidas mencionadas anteriormente, e quanto às medidas dos variogramas verticais (eixos z), foram baseadas nas espessuras predominantes de camadas de cada fácies verificadas em histogramas e perfis. A Figura 91 mostra a proporção de fácies “upscaladas” na zona do reservatório, e as curvas de proporção dessas fácies com seu resultado após a modelagem.

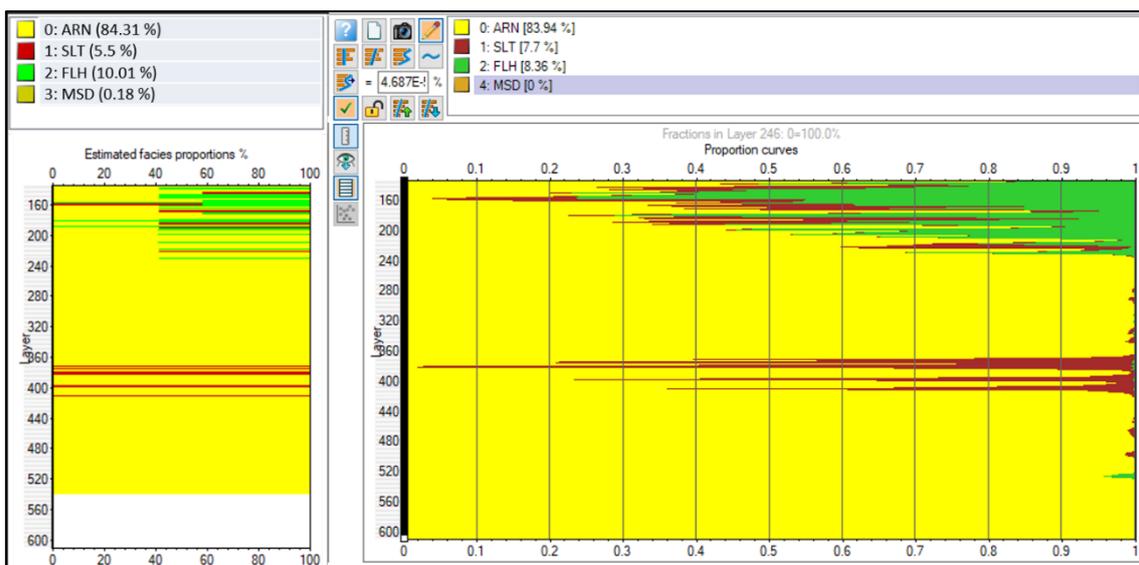


Figura 91: Proporção de fácies “upscaladas” na zona do reservatório (à esquerda) e com o seu resultado no modelo (à direita).

O teste-cego realizado no poço 2-CP-1-MA apresentou boa correlação entre o dado real de litologia interpretada e o perfil sintético gerado para esse poço a partir das fácies modeladas (Figura 92).

Como resultado dessa modelagem de propriedades discretas foi construído um modelo de fácies 3D (Figura 93), que pode ser observado em seção e correlacionado com a sísmica, mostrando a arquitetura do reservatório e rochas trapeadoras na Figura 94. Também foram gerados mapas estratigráficos de isópaca e isólita de arenitos da Fm. Cabeças (Figura 95 e Figura 96), assim como de isópaca da soleira de diabásio (Figura 97), que apresenta espessuras médias em torno de 175m. No mapa de isólitas da Fm. Cabeças é possível verificar que as maiores concentrações de arenitos se encontram na porção centro-norte da área modelada, e aumento de proporções também no *trend* NNE-SSW, coincidente com os espessamentos de camada observados no mapa de isópacas do reservatório.

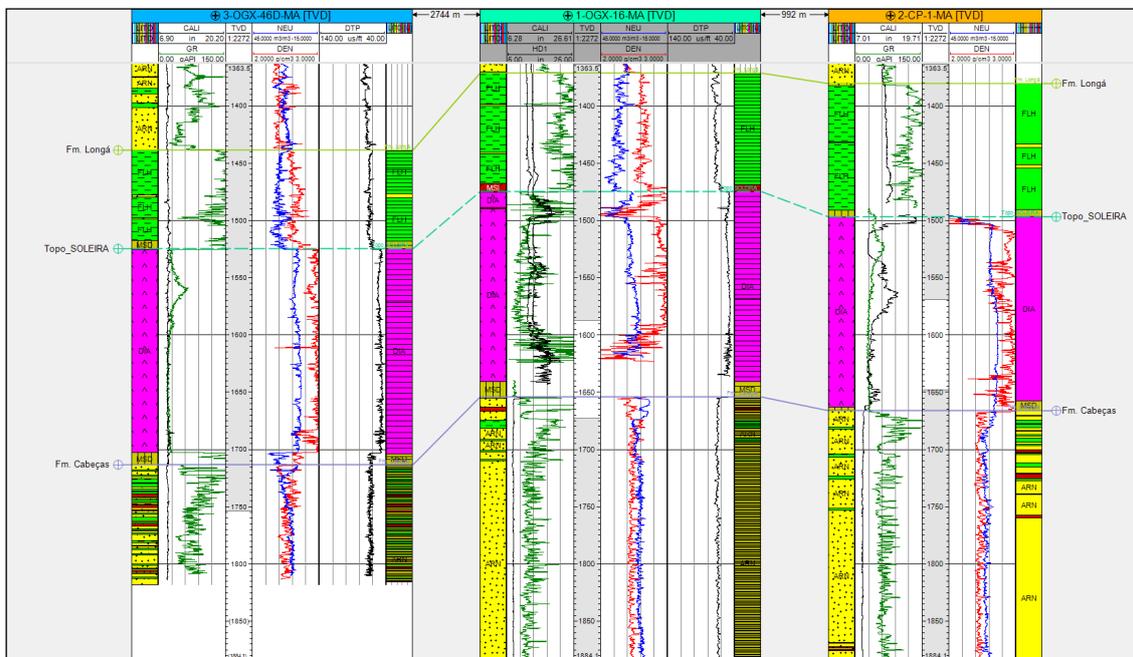


Figura 92: Teste-cego da modelagem de fácies realizado no poço 2-CP-1-MA; coluna de litologia interpretada à esquerda e perfil litológico sintético à direita.

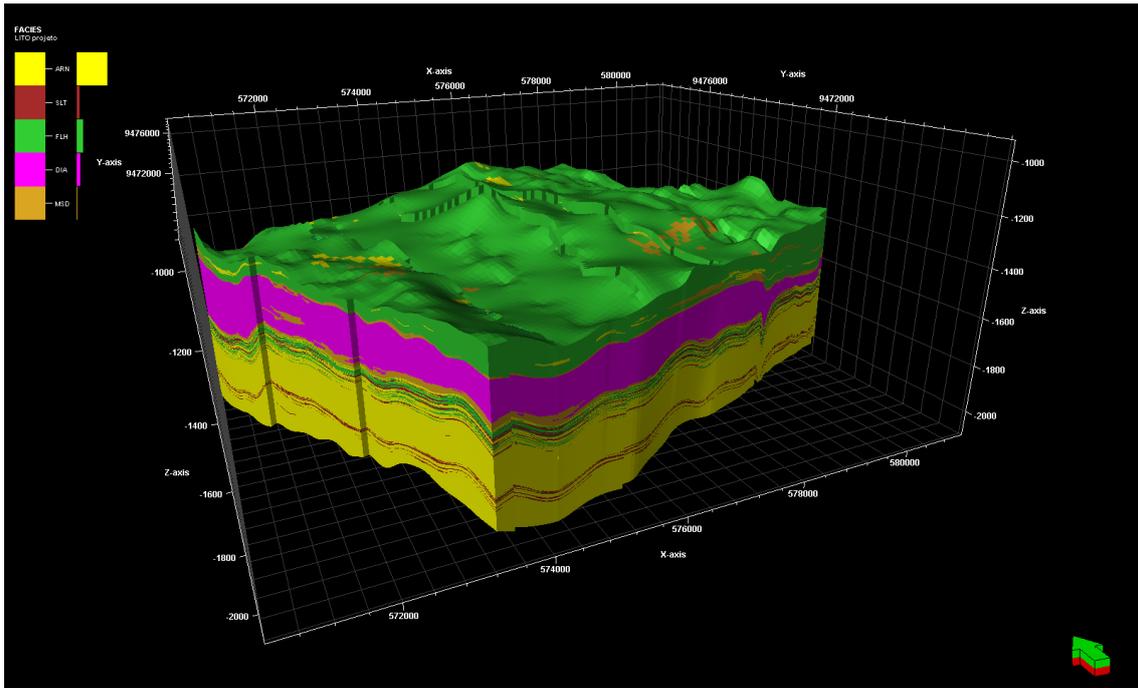


Figura 93: Modelo 3D de Fácies litológicas gerado.

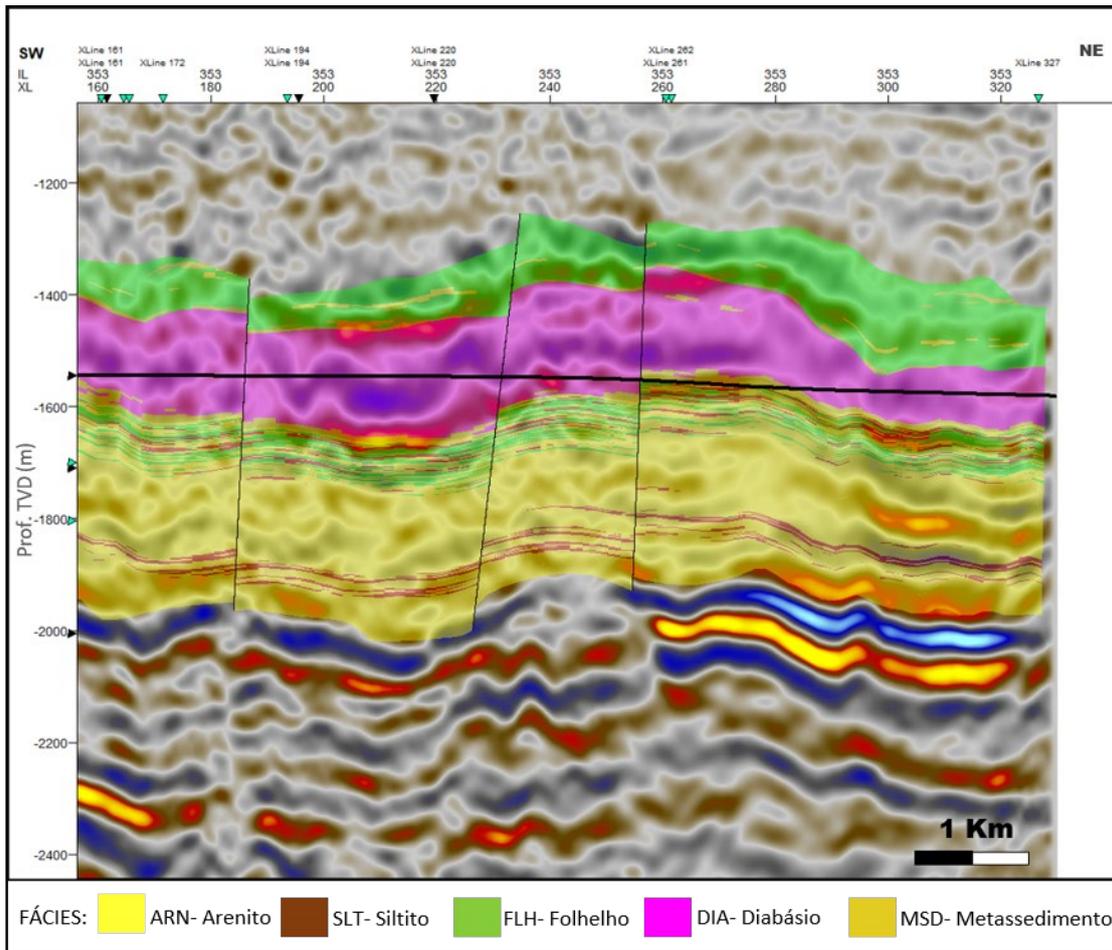


Figura 94: Correlação das fácies litológicas com a sísmica em profundidade.

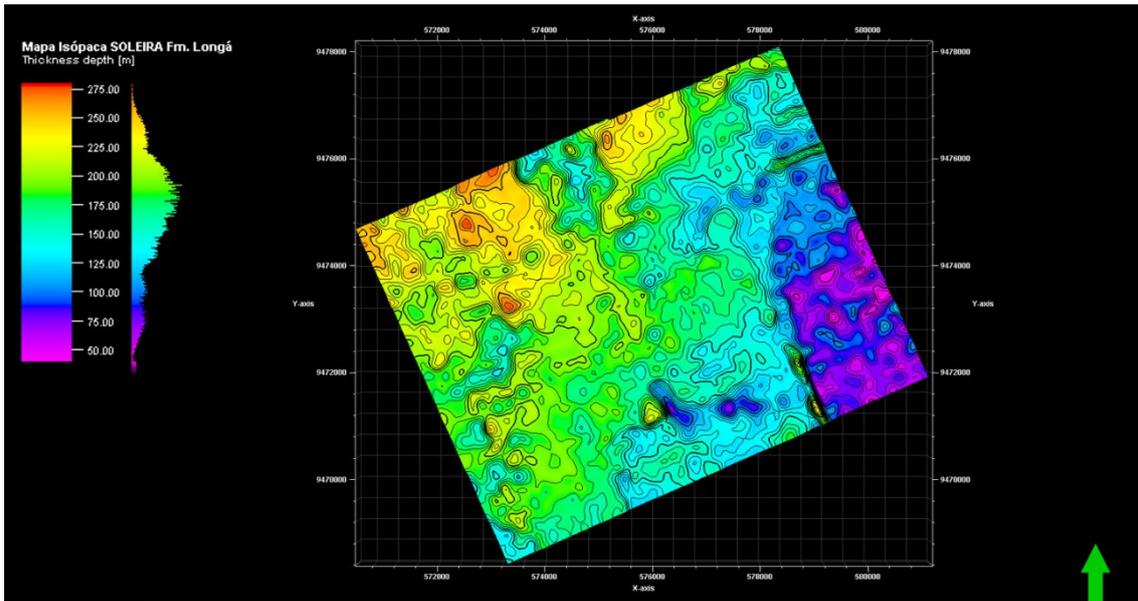


Figura 95: Mapa de Isópaca da soleira de diabásio - Fm. Longá.

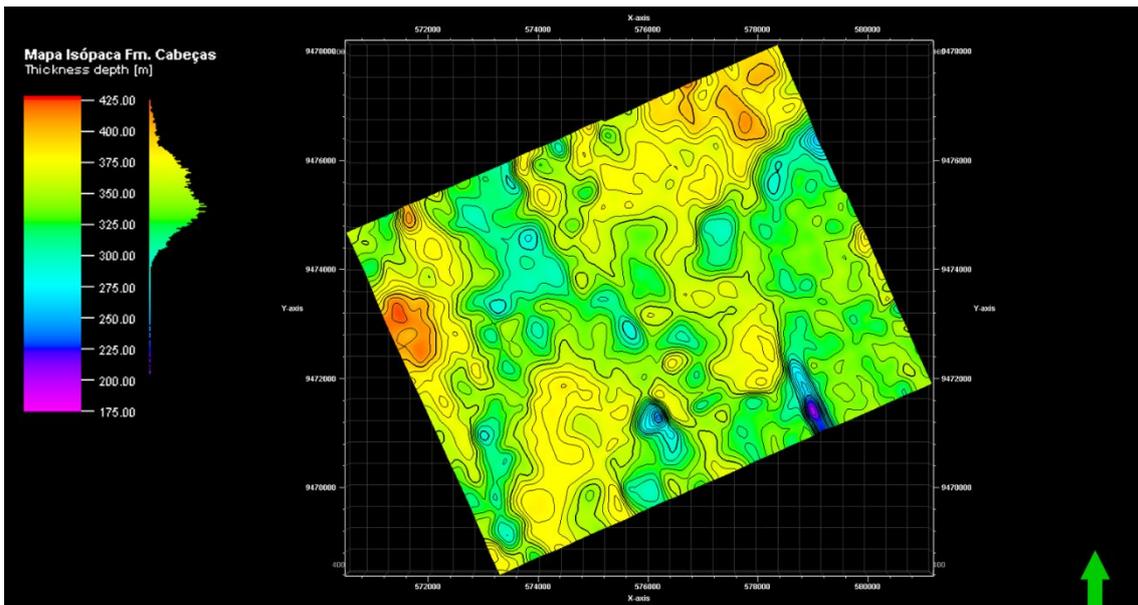


Figura 96: Mapa de isópaca da Fm. Cabeças.

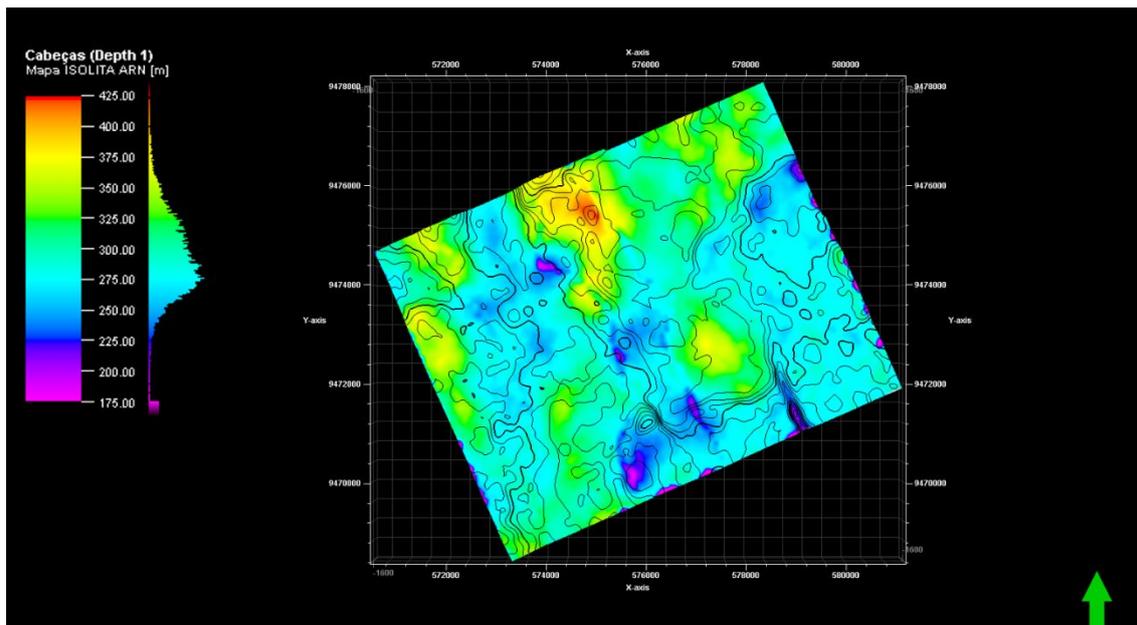


Figura 97: Mapa de isótopa de arenitos da Fm. Cabeças.

9.2.2. Modelagem Petrofísica

A modelagem petrofísica foi realizada com o objetivo de distribuir a propriedade petrofísica de porosidade efetiva dentro das fácies modeladas no *grid* geológico, a fim de obter um modelo tridimensional dessa propriedade para as análises volumétricas do reservatório. Conforme descrito no tópico 6.2, todo o intervalo da Formação Cabeças foi considerado para a modelagem do reservatório, no entanto o intervalo de *Net pay* é muito delgado, abaixo da resolução do dado sísmico 3D, o que impossibilitou a modelagem de saturação de água.

Seguindo a metodologia de modelagem geológica, primeiramente foi realizado o *upscaling* do perfil de porosidade efetiva calculado na etapa de avaliação petrofísica dos poços, para os poços 1-OGX-16-MA e 3-OGX-46D-MA (Figura 98). Esse salto para a escala do *grid* geológico foi realizado utilizando-se o método de amostragem média *aritmética* do Petrel, com seleção de amostras de tratamento do perfil como linhas, e pela técnica de vizinhança de células.

Conforme mencionado anteriormente, o modelo petrofísico foi construído utilizando-se o método de simulação gaussiana de função aleatória, a qual utiliza algoritmo principal geoestatístico e estocástico (probabilidade), e variável secundária, para auxiliar na interpolação entre os poços e atributos sísmicos, utilizando a técnica de

co-krigagem. Ou seja, devido à pequena quantidade de dados de poços e a distância entre eles, esse método usa geradores randômicos em combinação com o modelo geoestatístico para preencher as células (Azevedo & Soares, 2017). Dessa forma, para trazer mais robustez e caráter realista aos resultados, a regressão proposta convencionalmente pela krigagem foi adaptada para considerar uma variável secundária, no caso o cubo sísmico em amplitude RMS, mais bem amostrada na área de estudo que a variável primária a ser estimada como fonte de informação. O valor de parametrização da sísmica em amplitude RMS, para a análise dos dados e modelagem petrofísica, proveio da correlação entre esse atributo e a porosidade de arenitos do reservatório (Figura 80), realizado na etapa de correlação rocha-perfil-sísmica,

O teste-cego realizado no poço 2-CP-1-MA apresentou correlação satisfatória entre o dado real de porosidade efetiva e o perfil sintético gerado para esse poço a partir da modelagem da propriedade petrofísica de porosidade efetiva (Figura 99). É possível verificar pela comparação entre o perfil sintético e o dado original, que suas feições seguem as tendências da curva de porosidade efetiva na maior parte do intervalo, com exceção da parte basal da Fm. Cabeças, provavelmente em função das altas amplitudes identificadas nessa interface pela correlação entre poços e a sísmica (Figura 81).

Como resultado dessa modelagem de propriedades contínuas foi construído um modelo petrofísico 3D de porosidade efetiva na zona do reservatório (Figura 100), em função das amplitudes do dado sísmico em RMS. Foi produzido também um mapa de espessura *versus* porosidade média do arenito da Formação Cabeças (Figura 101), o qual apresenta maiores médias de porosidade efetiva geralmente associadas às espessuras intermediárias, e mostra que a região E-SE da área de estudo apresenta as maiores espessuras porosas em arenitos da Fm. Cabeças. É interessante notar que as porosidades apresentam um incremento da base para o topo do reservatório, condizente com o que foi constatado na avaliação petrofísica dos poços.

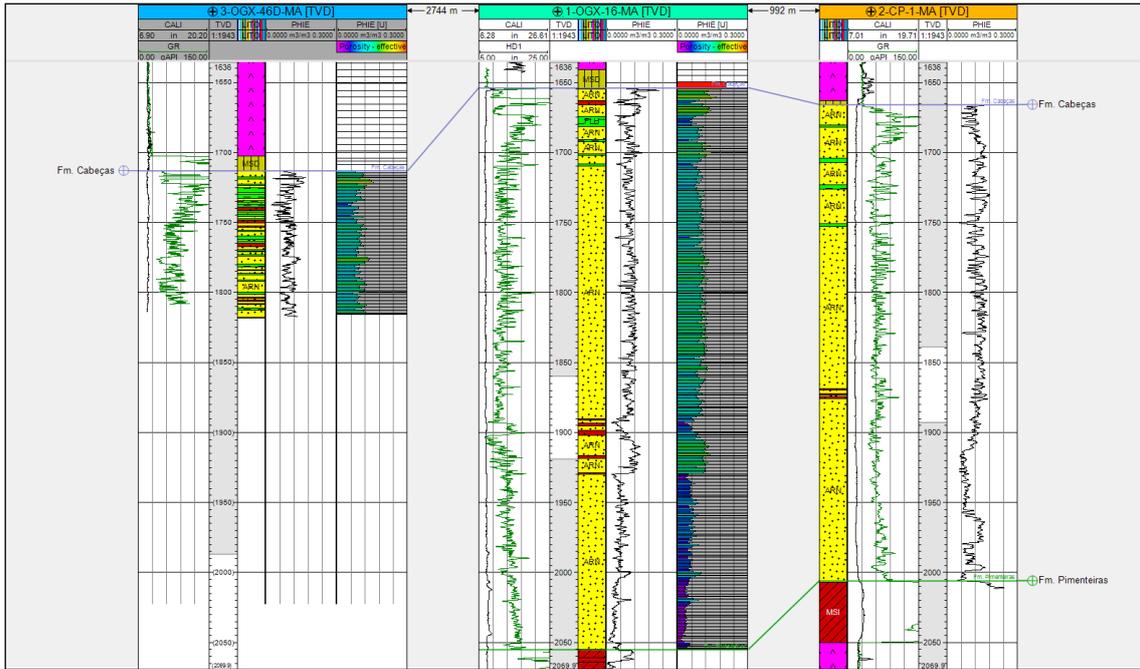


Figura 98: Perfis de porosidade efetiva (PHIE) “upscalados”.

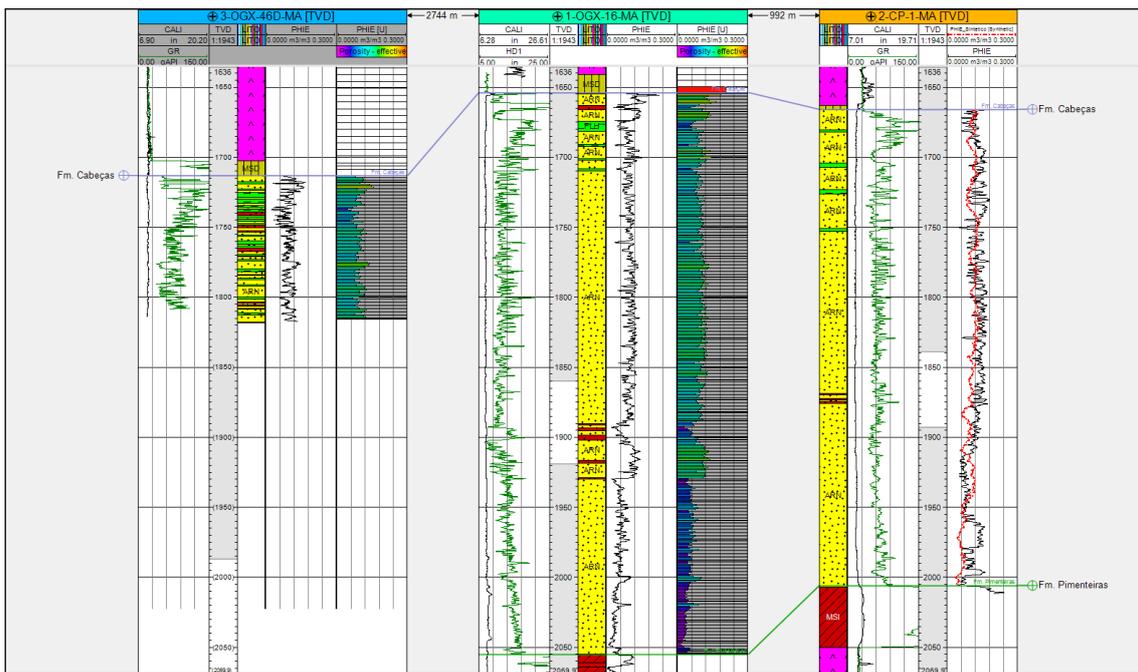


Figura 99: Teste-cego da modelagem de porosidade, através do perfil de porosidade sintético (em vermelho), realizado no poço 2-CP-1-MA.

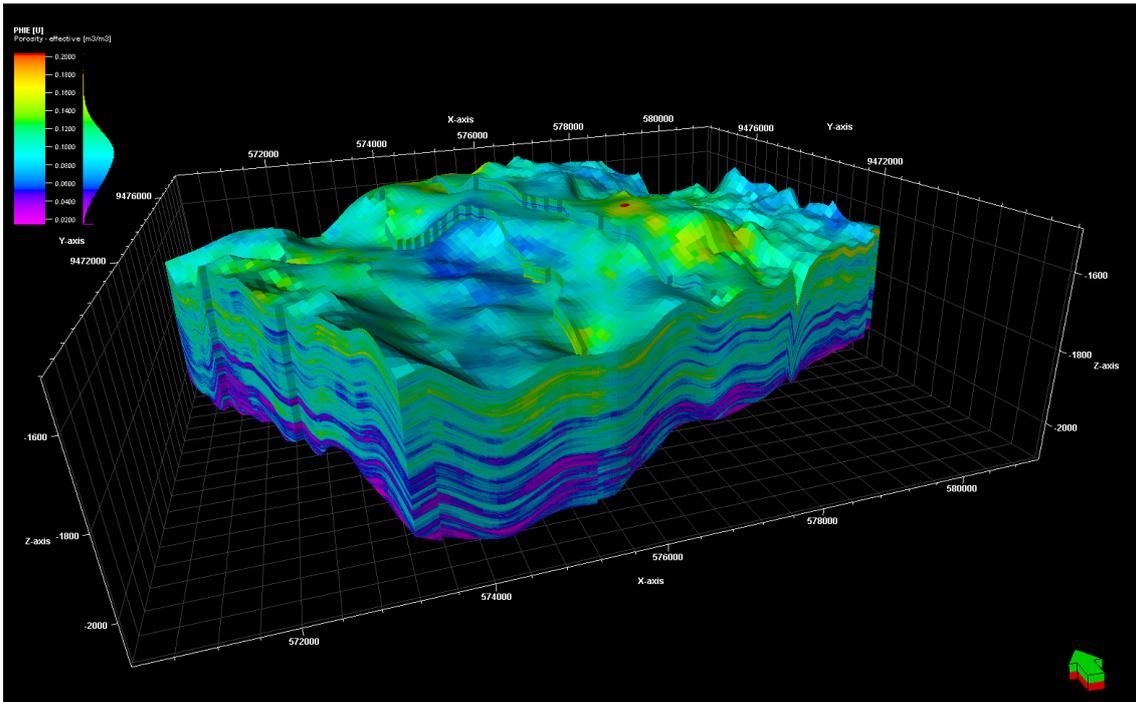


Figura 100: Volume de porosidade efetiva gerado pela modelagem de porosidade na zona do reservatório (Fm. Cabeças).

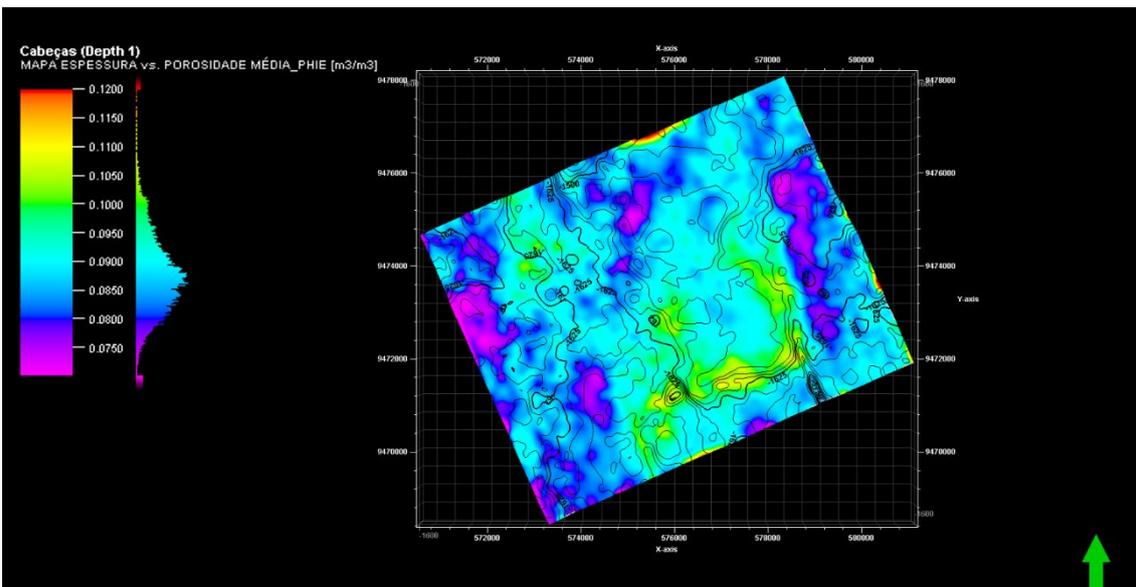


Figura 101: Mapa de Espessura *versus* Porosidade média (PHIE) do arenito da formação Cabeças.

9.3. Cálculo de Volumetria e Análise de Incertezas

Para concluir a modelagem geológica estática, realizou-se a cubagem do reservatório, através do cálculo de volumetria deste na área do *grid* geológico baseado no volume sísmico 3D, utilizando-se informações provenientes da avaliação petrofísica

preliminar e do modelo de porosidade. Finalmente, foram efetuadas simulações estatísticas imputando variações nos parâmetros petrofísicos, a fim de avaliar os resultados da modelagem.

Com a finalidade de efetuar o cálculo volumétrico, primeiramente foi gerada a superfície de contato gás-água (Figura 102), com base na profundidade de -1555m determinada para o nível de água livre (FWL) e balizado pelas profundidades de base dos reservatórios identificados nos poços da área de estudo pela avaliação petrofísica (vide Tabela 3). Essa superfície determina o limite das zonas de fluidos para o cálculo volumétrico, separando o reservatório saturado por hidrocarbonetos do intervalo saturado com água da formação.

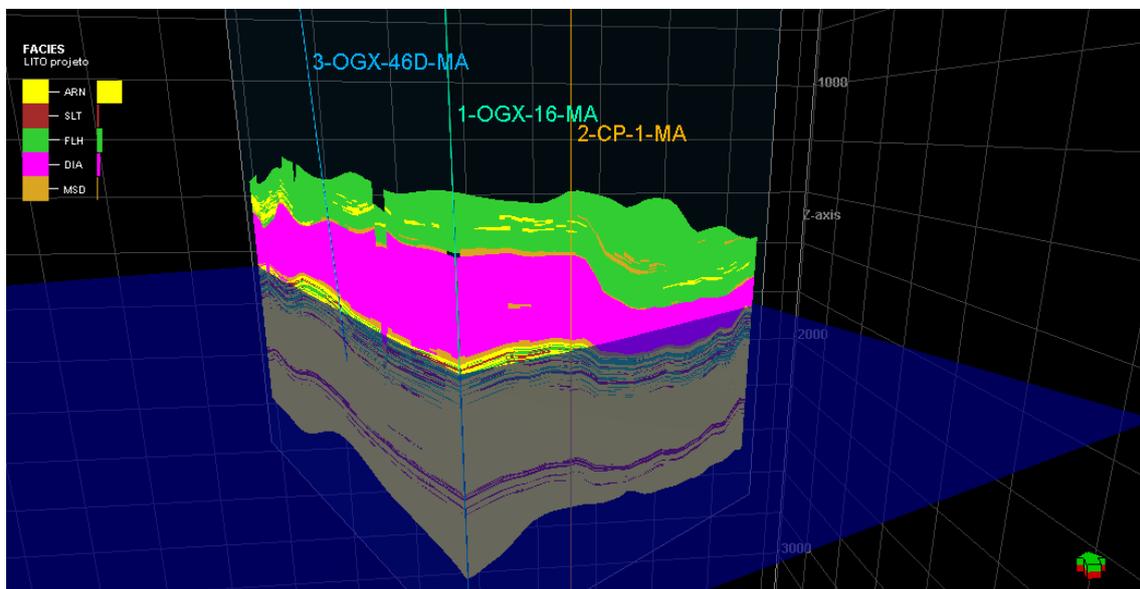


Figura 102: Seção mostrando a posição da superfície de contato Gás-Água em relação às fácies litológicas.

Outros parâmetros utilizados como *input* de entrada para a estimativa de volumetria do cenário modelo (*caso base*) do reservatório foram o *Net-to-Gross* médio de 0.49, S_w médio de 0.34, sendo considerado para estimativa a S_g (saturação de gás) que equivale ao S_{HC} , ou seja, $1-S_w$, e a porosidade modelada condicionada às fácies litológicas do reservatório. O cálculo foi realizado através da fórmula de volume de gás *in-place* (HCPVgas), disponível no *software* Petrel, e correspondente à equação 4.2 descrita no capítulo de materiais e métodos (item 4.3.3.4). O cálculo volumétrico depende do volume total de rocha (*Bulk volume*), do *Net volume*, da porosidade média efetiva do reservatório, e do volume de poros (*Pore volume*), para assim chegar ao volume de gás *in-place* (HCPVgas), conforme demonstrado a seguir:

$$Net_{volume} = V_r \cdot NtG \quad (9.1)$$

$$Pore_{volume} = Net_{volume} \cdot PHIE \quad (9.2)$$

$$HCPV_{gas} = V_r \cdot NtG \cdot PHIE \cdot S_g = Pore_{volume} \cdot S_g \quad (9.3)$$

Onde:

V_r = Bulk Volume

NtG = Net-to-Gross

$PHIE$ = porosidademédia efetiva

S_g = saturação de gás

A Tabela 6 mostra os resultados do cálculo de volumetria do caso base para todas as zonas do modelo geológico, e a Tabela 7 apresenta os resultados discriminados por fácies litológicas da zona reservatório, onde pode-se verificar que toda a acumulação de hidrocarbonetos encontra-se em arenitos da Fm. Cabeças.

Tabela 6: Tabela com os resultados do cálculo volumétrico para todas as zonas modeladas, com destaque para a zona reservatório (Fm. Cabeças). Obs: o software calcula valores de Net Volume para todas as zonas acima do contato HC-água, mas esses valores não são efetivos.

Caso Base Reservatório Cabeças	Bulk volume [*10 ⁶ m3]	Net volume [*10 ⁶ m3]	Pore volume [*10 ⁶ m3]	HCPV gas [*10 ⁶ m3]
Zona Fm. Longá	6477	3174	0	0
Zona Soleira de Diabásio	6053	2966	0	0
Zona Fm. Cabeças	167	82	6	4
Todas as zonas	12697	6222	6	4

Tabela 7: Cálculos volumétricos para as fácies da Zona Reservatório.

Fácies litológicas Zona Fm. Cabeças	Bulk volume [*10 ⁶ m ³]	Net volume [*10 ⁶ m ³]	Pore volume [*10 ⁶ m ³]	HCPV gas [*10 ⁶ m ³]
ARN	95	47	6	4
SLT	21	10	0	0
FLH	51	25	0	0

A análise de incertezas foi realizada a partir do caso base, imputando-se variações no contato gás/água, *Net-to-Gross* e *Sw*, de acordo com estimativas da avaliação petrofísica, utilizando a ferramenta *Uncertainty and optimization* do Petrel, conforme pode ser visto na Figura 103. Tais variações basearam-se nos valores mínimos e máximos encontrados para esses parâmetros na totalização dos reservatórios resultante da avaliação petrofísica preliminar.

Essa análise foi efetuada através da realização de 20 casos de incerteza do modelo estocástico, através de simulações estatísticas utilizando-se o método de Monte Carlo. Os resultados são apresentados em histogramas de probabilidades pessimista (P10), provável (P50) e otimista (P90) para cada parâmetro simulado, onde foram destacadas as probabilidades médias prováveis. A Figura 104 mostra as distribuições resultantes das simulações estatísticas dos parâmetros de volume que são aplicados para o cálculo de volume de hidrocarbonetos do reservatório, e a Figura 105 apresenta o histograma das análises de incerteza realizadas para o volume de gás *in-place*.

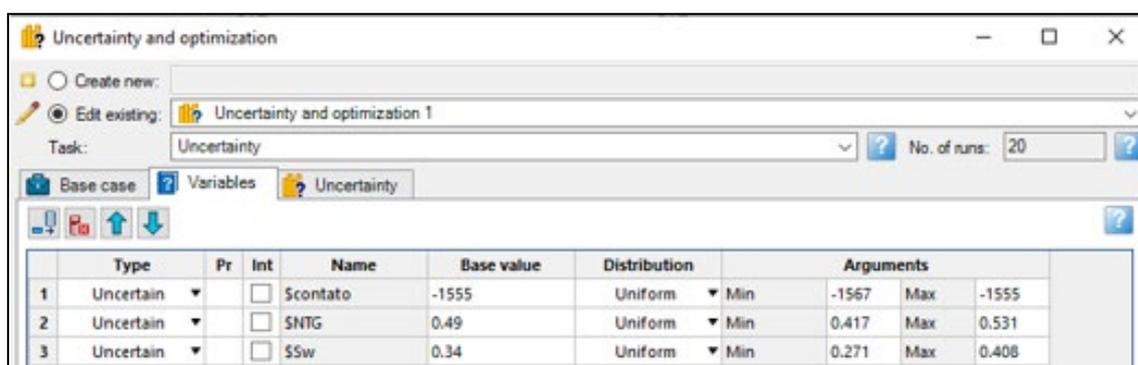


Figura 103: Ferramenta utilizada, com indicação das variações imputadas para a análise de incertezas do modelo geológico.

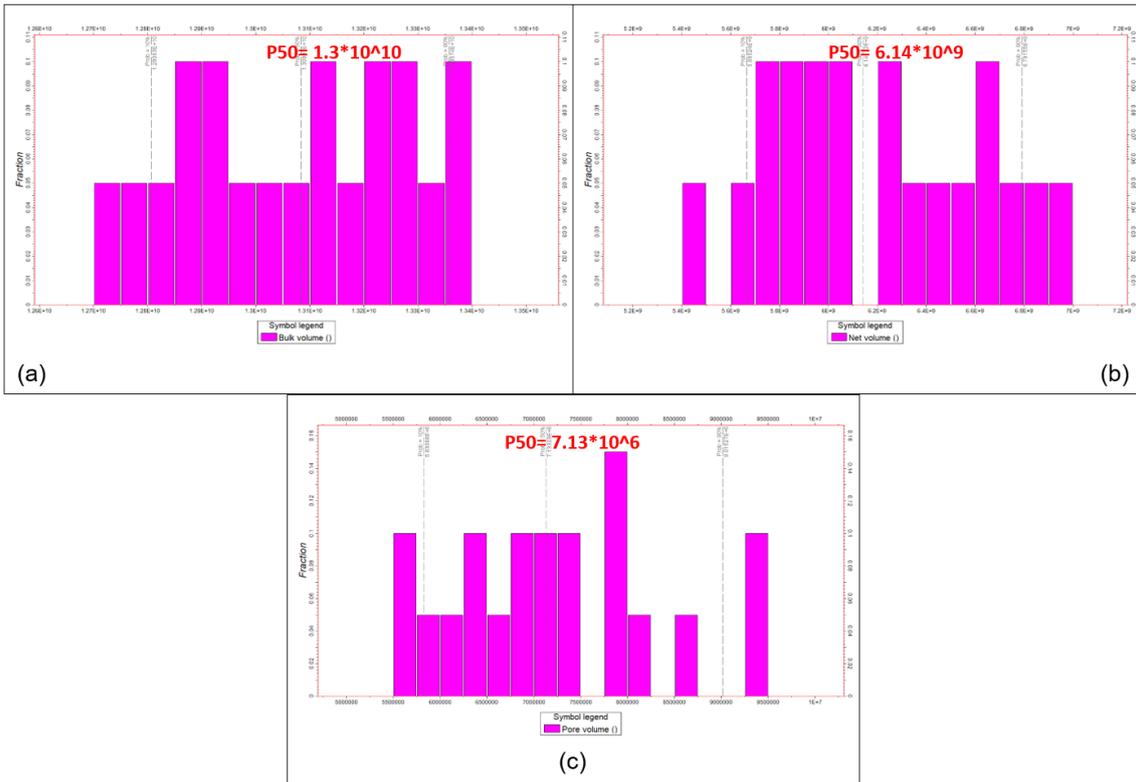


Figura 104: Histogramas dos parâmetros de cálculo volumétrico de Bulk volume (a), Netvolume (b) e Pore volume (c) resultantes das simulações para análise de incertezas do modelo geológico.

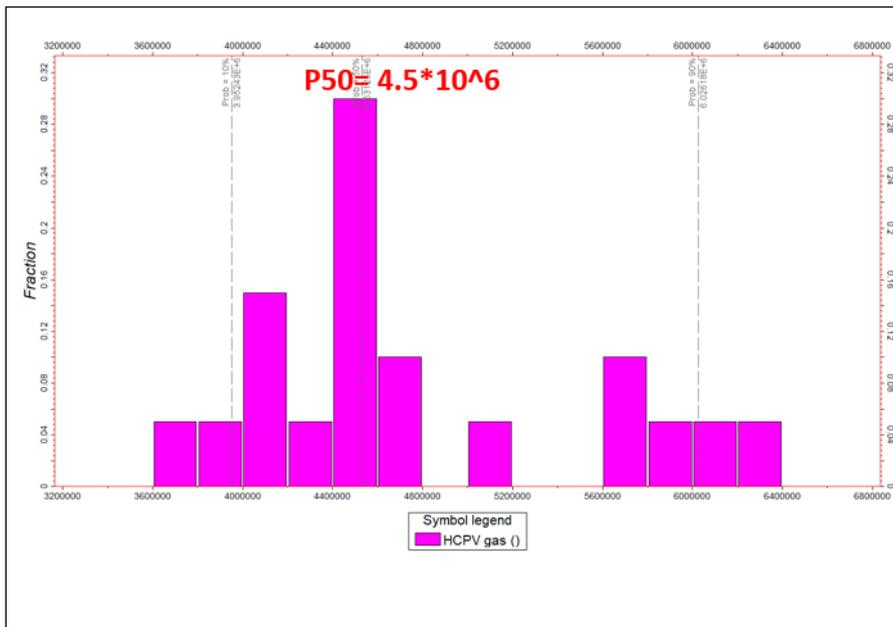


Figura 105: Histograma com o resultado das simulações de análise de incertezas do volume de gás in-place (HCPV gas) do reservatório modelado.

Através da comparação entre o cálculo volumétrico (caso base) e os resultados da análise de incertezas (Tabela 8), verifica-se valores aproximadamente similares entre o

volumes calculados e os resultantes da análise de incertezas, tendo-se obtido um resultado para um cenário provável (P50), de 4,5 milhões de m³ de gás *in-place*, muito próximo do volume de 4 milhões de m³ obtido pelo cálculo volumétrico.

Tabela 8: Comparação dos resultados da análise de incertezas com o cálculo volumétrico.

Tipo	Bulk volume [*10 ⁶ m ³]	Net volume [*10 ⁶ m ³]	Pore volume [*10 ⁶ m ³]	HCPV gas [*10 ⁶ m ³]
Cálculo Volumétrico	12697	6222	6	4
Análise de incertezas (P10)	12806	5665	5.83	3.95
Análise de incertezas (P50)	13083	6114	7.13	4.5
Análise de incertezas (P90)	13357	6791	9.01	6.02

10. CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A avaliação de formações e petrofísica realizada nos poços da área de estudo permitiu definir importantes parâmetros que foram utilizados na modelagem petrofísica e cubagem do reservatório, como os intervalos portadores de hidrocarbonetos, determinação do nível de água livre (FWL) do contato gás-água, *Net-to-Gross*, porosidade média e efetiva, e saturação de hidrocarbonetos do reservatório. Além disso, foi constatada a presença de gás em todos os poços inseridos no volume sísmico 3D, inclusive no poço 2-CP-1-MA, que havia sido classificado como seco na época de sua execução, apesar de relatado o potencial de geração de hidrocarbonetos da Formação Pimenteiras.

Através da correlação rocha-perfil foi definida a faciologia da zona de interesse, composta por folhelhos, diabásios e metassedimentos (rochas capeadoras) e arenitos com intercalações de folhelhos e siltitos no intervalo do reservatório. Pela interpretação de perfis associada à litologia, também foi identificado que a Formação Cabeças é constituída por ciclos de sedimentação típicos de arquitetura deposicional de canais areníticos superpostos por fácies interlaminaadas.

A ocorrência de arenitos caoliníticos de granulometria fina intercalados com folhelhos no topo desse intervalo, que caracterizam o reservatório da Fm. Cabeças na área de estudo, corroboram essa interpretação e a possibilidade de tratar-se de uma fácies fluvio-estuarina, associada a um intervalo transgressivo, a qual foi afogada pelos folhelhos da formação Longá, hipótese defendida por vários autores sobre os ambientes deposicionais dessa unidade estratigráfica da Bacia do Parnaíba.

A interpretação sísmica possibilitou identificar que a porção E-NE do volume sísmico 3D é mais estruturada geologicamente e possui elevações estruturais, onde encontra-se o reservatório em estudo, as quais são regidas por falhamentos subverticais de direção NW-SE, provavelmente relacionados ao Lineamento Picos-Santa Inês.

Através da interpretação e do mapeamento da soleira de diabásio, assim como de superfícies de topo e base do reservatório, foi possível reconhecer o trapeamento da soleira de diabásio sobre o reservatório, pela estrutura conhecida como “chapéu de coco”, caracterizada pelo arqueamento da soleira capeadora do reservatório da Fm Cabeças. Essa estruturação ficou ainda mais evidenciada após a construção do modelo geológico e modelagem estrutural e de fácies, onde a arquitetura do reservatório mostra o trapeamento

regido pelas falhas que provocaram esse arqueamento, garantindo o fechamento da estrutura de contenção do hidrocarboneto no reservatório.

A correlação rocha-perfil-sísmica demonstrou uma boa calibração entre as unidades litoestratigráficas (definidas através da correlação rocha-perfil) e as sismofácies interpretadas no volume sísmico 3D, possibilitando um melhor entendimento da variação lateral de fácies do intervalo de estudo. Através da correlação dessa correlação, foram identificados arenitos com alta amplitude/impedância na interface basal da Fm. Cabeças, contrastantes com os dados acústicos de perfis, que influenciaram no resultado da modelagem petrofísica do reservatório.

As análises de física das rochas realizadas demonstraram boa correlação entre parâmetros elásticos, perfis acústicos, porosidade e litologia dos poços da área de estudo, com uma melhor resposta de separação de arenitos e folhelhos do reservatório obtida pela razão V_p/V_s . Além disso, demonstraram que o atributo sísmico em amplitude RMS possui melhor correlação com a porosidade do reservatório do que o atributo de impedância acústica relativa, acarretando sua escolha como variável secundária para a simulação geoestatística da modelagem de propriedade petrofísica do modelo geológico.

A caracterização do reservatório, realizada através de modelagem geológica, apresentou bons resultados, considerando-se os dados de subsuperfície disponíveis. Corroborados pelos testes de qualidade dos modelos de fácies e petrofísico construídos, e sobretudo pela similaridade entre os resultados da análise de incertezas e o cálculo de volumetria do reservatório.

Devido à baixa resolução do dado sísmico, não foi possível identificar e individualizar feições e corpos que caracterizem os sistemas deposicionais do reservatório, visando a extração de *geobodies*, o que permitiria uma modelagem mais detalhada. Entretanto, além do modelo geológico ter sido construído utilizando a técnica mais avançada de modelagem estrutural, baseado na interpretação sísmica, realizou-se a combinação de propriedades *discretas* e *contínuas*, através da modelagem das principais unidades de fluxo usando a propriedade de fácies, e posteriormente populando de forma independente cada fácies do reservatório com propriedades petrofísicas, o que permite obter um resultado mais realista de acordo com o modelo geológico conceitual.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABELHA, M. Seminário Técnico Ambiental: Bacia do Parnaíba. In: Seminário Técnico Ambiental da 12ª Rodada de Licitações da ANP, 2013, Rio de Janeiro. Apresentação, Rio de Janeiro: ANP, 2013. Disponível em: <http://filesrodadas.anp.gov.br/round_12/portugues_R12/seminarios.asp>.
- AGUIAR, F. G. Revisão geológica da bacia paleozóica do Parnaíba. In Congresso Brasileiro de Geologia Vol. 25. 1971.
- ALMEIDA, F.F.M. & CARNEIRO, C.D.R. Inundações marinhas fanerozóicas no Brasil e recursos minerais associados. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C.D.R.; BRITO-NEVES, B.B. (org.). *Geologia da plataforma sul-americana: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. Beca, p. 43-58. 2004.
- ALVES, M.A.R., Material Elaborado Para Décima Primeira Rodada de Licitações Bacia do Parnaíba. 2013. ANP - Superintendência de Definição de Blocos. Disponível em: <[http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round11/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia do Parnaiba.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round11/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_do_Parnaiba.pdf)>
- ARAÚJO, D. B. Bacia do Parnaíba Sumário Geológico e Setores em Oferta, Superintendência de Definição de Blocos-SDB, ANP, 2015.
- ARCHIE, G. E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Transactions of the AIME, v. 146, n. 01, p. 54–62, 1942.
- ASQUITH, G. B., KRYGOWSKI, D., & GIBSON, C. R. Basic well log analysis. Vol. 16. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists. 2004.
- ÁVILA, R. M. Reprocessamento de Dado Sísmico 2D da Bacia do Parnaíba. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2010.
- AZEVEDO, L & PEREIRA, G. R. Seismic attributes in hydrocarbon reservoir characterization. Wyd. Universidade de Aveiro, Departamento de Geociências, Aveiro, v. 1, p. 165, 2009.
- AZEVEDO, L. & SOARES, A. Geostatistical methods for reservoir geophysics. Switzerland: Springer, 2017.
- BACON, M., SIMM, R., & REDSHAW, T. 3-D seismic interpretation. Cambridge University Press, 2007.

- BARNES, A. E. Seismic attributes in your facies. CSEG recorder, v. 26, n. 7, p. 41-47, 2001.
- BJØRLYKKE, K. Production geology. In: Petroleum Geoscience. Springer, Berlin, Heidelberg, 2015. p. 545-558.
- BOCOCOLI, G. Bacia do Parnaíba - Uma Revisão das Atuais Perspectiva Exploratórias. Bococcoli Consultores Assoc. Rio de Janeiro, outubro de 2001.
- BOX, R. & LOWREY, P. Reconciling sonic logs with check-shot surveys: Stretching synthetic seismograms. The Leading Edge, v. 22, n. 6, p. 510-517, 2003.
- BREIMAN, L., FRIEDMAN, J., STONE, C. J., & OLSHEN, R. A. Classification and regression trees. CRC press, 1984.
- BULHÕES, F. C., AMORIM, G., BRUNO, V., FERREIRA, G., PEREIRA, E., & CASTRO, R. Fluxo para construção do Modelo de Velocidade Regional da Bacia de Campos. VI Simpósio Brasileiro de Geofísica da SBGF. Porto Alegre, 2014.
- CAERS, J. Petroleum geostatistics. Richardson: Society of Petroleum Engineers, p. 104, 2005.
- CALHÔA, A. M. G., REIS, R. P. B. P. & FRANÇA, A. B. The use of electrofacies in expanding the knowledge of the stratigraphy of the Lower and Middle Jurassic of the Lusitanian Basin [A utilização de electrofáceis na ampliação do conhecimento da estratigrafia do Jurássico Inferior e Médio na Bacia Lusitânica]. Boletim de Geociências da Petrobras, 2010.
- CALONIO, L. W. Influência de pirita e argilominerais nos cálculos de saturação da Fm. Poti na Bacia do Parnaíba: um estudo de caso no poço 3-PGN-5-MA. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, 2020.
- CAPUTO, M. V. & LIMA, E. C. Estratigrafia, idade e correlação do Grupo Serra Grande– Bacia do Parnaíba. In: Anais 33º Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro. 1984. p. 740-753.
- CARNEIRO, C. D. R., ALMEIDA, F. D., HASUI, Y., ZALÁN, P. V., & TEIXEIRA, J. B. G. Estágios evolutivos do Brasil no Fanerozoico. Geologia do Brasil. São Paulo, Beca, v. 1, n. 6, p. 131-136, 2012.
- CAROZZI, A. V. Análise ambiental e evolução tectônica sinsedimentar da seção siluro-eocarbonífera da Bacia do Maranhão: apêndice. Petrobrás, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello, 1975.

- CASTAGNA, J. P., & BACKUS, M. M. AVO analysis—Tutorial and review. Offset-dependent reflectivity—Theory and practice of AVO analysis: SEG Investigations in Geophysics, v. 8, p. 3-36, 1993.
- CASTRO, D. L., FUCK, R. A., PHILLIPS, J. D., VIDOTTI, R. M., BEZERRA, F. H., & DANTAS, E. L. Crustal structure beneath the Paleozoic Parnaíba Basin revealed by airborne gravity and magnetic data, Brazil. Tectonophysics, v. 614, p. 128-145, 2014.
- CAVERO, J., ORELLANA, N. H., YEMEZ, I., SINGH, V., & IZAGUIRRE, Elmpotence of conceptual geological models in 3D reservoir modelling. First Break, v. 34, n. 7, p. 39-49, 2016.
- CIOCCARI, G. M., & MIZUSAKI, A. M. P. Sistemas petrolíferos atípicos nas bacias paleozoicas brasileiras—uma revisão. Geociências (São Paulo), v. 38, n. 2, p. 367-390, 2019.
- CLAVIER, C., HOYLE, W., & MEUNIER, D. Quantitative interpretation of thermal neutron decay time logs: part I. Fundamentals and techniques. Journal of Petroleum Technology, v. 23, n. 06, p. 743-755, 1971.
- CORDANI, U. G. Estudo preliminar de integração do Pré-Cambriano com os eventos tectônicos das bacias sedimentares brasileiras. Ciência. Técnica. Petróleo. Seção: Exploração de Petróleo, n. 14, p. 1-70, 1984.
- CORDANI, U. G., PIMENTEL, M. M., ARAÚJO, C. E. G., & FUCK, R. A. The significance of the transbrasiliano-kandi tectonic corridor for the amalgamation of west gondwana. Brazilian Journal of Geology, v. 43, n. 3, p. 583-597, 2013.
- CORDANI, U. G., RAMOS, V. A., FRAGA, L. M., CEGARRA, M., DELGADO, I., SOUZA, K. G. D., GOMES, F. E. & SCHOBENHAUS, C. Tectonic map of South America-Mapa tectônico da América do Sul. CGMW-CPRM-SEGEMAR, 2016. Disponível em: <<http://rigeo.cprm.gov.br/jspui/handle/doc/16750>>.
- CUBIZOLLE, F., VALDING, T., LACAZE, S., & PAUGET, F. Global method for seismic-well tie based on real time synthetic model. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015. Society of Exploration Geophysicists, 2015. p. 1776-1781.
- DARLING, Toby. Well logging and formation evaluation. Elsevier, 2005.
- DELLA FÁVERA, J. C. Tempestitos da Bacia do Parnaíba. Porto Alegre, 243p. Tese (Doutorado em Geociências). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1990.
- DEUTSCH, C. V. Geostatistical reservoir modeling: Oxford University Press, 376pp. 2002.

- DIAGRAM, E. B.; DENSITY, C. Seismic Ties from Well Data. In: Fundamentals of geophysical interpretation. Society of Exploration Geophysicists, p. 71-74, 2004.
- ETRIS, E. L., CRABTREE, N. J., DEWAR, J., & PICKFORD, S. True depth conversion: more than a pretty picture. CSEG recorder, v. 26, n. 9, p. 11-22, 2001.
- EVENICK, J. Introduction to well logs and subsurface maps. PennWell Books, 2008.
- EWING, T. E. Synthetic seismograms: Preparation, calibration, and associated issues. Articles from, 2001.
- FERLA, M., PAMPURI, F., CORCIULO, M., JOCKER, J., & WIELEMAKER, E. Sonic-derived TI anisotropy as a guide for seismic velocity model building. In: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2015. Society of Exploration Geophysicists, 2015. p. 351-355.
- FERNANDES, R. F. Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba. Dissertação de Mestrado. 102 p. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.
- FORTES, F. P. Geologia estrutural e tectônica da Bacia Sedimentar do Meio-Norte do Brasil. Anais Sociedade Brasileira de Geologia, Recife-Pernambuco, v. 1, p. 321-336, 1978.
- GARDNER, G. H. F.; GARDNER, L. W.; GREGORY, A. R. Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps. Geophysics, v. 39, n. 6, p. 770-780, 1974.
- GAYMARD, R. & POUPON, A. The evaluation of clay content from logs. In: SPWLA 11th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1970.
- GEOLOIL PETROPHYSICS. How to calculate Petrophysicals Cutoffs. GeolOil, 2012. Disponível em < <https://geoloil.com/petroCutoffs.php> >. Acesso em 22 nov.2019.
- GILOT, J. P. Wellsite Geology: An IFP Training Course. 2009.
- GÓES, A. M. O.; SOUZA, J.M.P. de; TEIXEIRA, L. B. Estágio exploratório e perspectivas petrolíferas da Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, v. 4, n. 1, p. 55-64, 1990.
- GÓES, A. M. O.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Parnaíba. Bol. Geoci. PETROBRAS, v. 8, n. 1, p. 57-67, 1994.
- GÓES, A. M. O. Formação Poti (Carbonífero inferior) da Bacia do Parnaíba. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 1995.
- GÓES, A. M. O.; TRAVASSOS, W. A. S.; NUNES, K. C. Projeto Parnaíba-reavaliação da bacia e perspectivas exploratórias. Belém, Petrobrás. v. 1 (relatório interno), 1993.

- HAN, D. H., NUR, A., & MORGAN, D. Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics*, v. 51, n. 11, p. 2093-2107, 1986.
- HOLLANDA, M. H. B. M., ARCHANJO, C. J., MACEDO FILHO, A. A., FOSSEN, H., ERNST, R. E., CASTRO, D. L., MELO, A. C., & OLIVEIRA, A. L. The Mesozoic Equatorial Atlantic Magmatic Province (EQUAMP). *Dyke Swarms of the World: A Modern Perspective*. Springer, Singapore, p. 87-110, 2018.
- KAMEL, M. H.; MABROUK, W. M. Estimating seismic impedance and elastic parameters in hydrocarbon-bearing reservoirs from acoustic logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 45, n. 1-2, p. 21-29, 2004.
- KRYGOWSKI, D. A. *Guide to petrophysical interpretation*. Austin, Texas, USA, 2003.
- LUPINACCI, W. M. Transformadas Tempo-Frequência Aplicadas na Estimativa do Fator Q e na Análise de Dados Sísmicos Time-Lapse. Tese de Doutorado. Engenharia de Reservatório e de Exploração, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Brasil, 2014.
- MAGOON, L. B.; DOW, W. G. *The petroleum system: chapter 1: Part I. Introduction*. 1994.
- MARTINS. M. Respostas em Perfil a Ocorrências Magmáticas Básicas em Rochas Sedimentares - Um Estudo Auxiliar; PETROBRAS/DEPEX-Seminário de Exploração, Cabo Frio, RJ, 1991.
- METROPOLIS, N., & ULAM, S. The monte Carlo method. *Journal of the American Statistical Association*, v. 44, n. 247, p. 335-341, 1949.
- MONDOL, N. H. Well logging: Principles, applications and uncertainties. In: *Petroleum Geoscience*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2015. p. 385-425.
- MORAIS NETO, J. M., TROSDTORF Jr, I., SANTOS, S. F., VASCONCELOS, C. S., MENEZES, J. R. C., RIBAS, M. P., & IWATA, S. A. Expressão sísmica das reativações tectônicas do Lineamento Transbrasiliano na bacia do Parnaíba. In: *Proceedings of the VIII International Symposium on Tectonics, Chapada dos Guimarães, Brazil, Extended Abstract*. 2013.
- MORAIS NETO J.M., CARMO I.O., TROSDTORF JR. I., SANTOS S.F., PORTELA FILHO C.V., DALL’OGLIO T.A. Revisão geocronológica e correlação regional do magmatismo fanerozoico na Bacia do Parnaíba e adjacências. In: *Congresso Brasileiro de Geologia*, 48, Porto Alegre. Anais...São Paulo-SP: Sociedade Brasileira de Geologia, STE01, 6589, 2016. <http://sbgeo.org.br>.

- MILANI, E. J.; ZALAN, P. V. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. *Episodes-News magazine of the International Union of Geological Sciences*, v. 22, n. 3, p. 199-205, 1999.
- MIRANDA, F. S., VETTORAZZI, A. L., CRUZ CUNHA, P. R., ARAGÃO, F. B., MICHELON, D., CALDEIRA, J. L., PORSCHE, E., MARTINS, C., RIBEIRO, R. B., VILELA, A.F., CORRÊA, J. R. Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, well logs and cores. *Geological Society, London, Special Publications*, v. 472, n. 1, p. 341-360, 2018.
- MIRANDA, V. N. Bacia Pré-Siluriana na Porção Centro-Oeste da Província Parnaíba. *Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte*, 2017.
- MITCHUM Jr, R. M., VAIL, P. R., & SANGREE, J. B. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. *AAPG Memoire*, v. 26, p. 117-133, 1977.
- MIZUSAKI, A.M.P. & THOMAZ FILHO, A. O magmatismo pós-paleozóico no Brasil. *Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. São Paulo: Becca, p. 281-291, 2004.
- NERY, G. G., *Perfilagem Geofísica*, HYDROLOG Serviços de Perfilagem Ltda, 2004.
- NERY, G G. *Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo*. Rio de Janeiro: SBGf, 2013.
- OLIVEIRA, D. C & MOHRIAK, W. U. Jaibaras trough: an important element in the early tectonic evolution of the Parnaíba interior sag basin, Northern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, v. 20, n. 3-4, p. 351-383, 2003.
- OLIVER, M. A., & WEBSTER, R. *Basic steps in geostatistics: the variogram and kriging*. New York, NY: Springer International Publishing, 2015.
- PICKETT, G. R. A review of current techniques for determination of water saturation from logs. *Journal of Petroleum Technology*, v. 18, n. 11, p. 1,425-1,433, 1966.
- PICKETT, G. R. Pattern recognition as a means of formation evaluation. *The Log Analyst*, v. 14, n. 04, 1973.
- PRAXEDES, I. F. *Lineamento Transbrasiliano, Contribuição Aerogeofísica, Tectônica e Geocronológica no Setor Nordeste da Faixa Brasília*. *Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília*, 2015.
- PYRCZ, M. J. & DEUTSCH, C. V. *Geostatistical reservoir modeling*. Oxford university press, 2014.

- QUINLAN, J. R. C4. 5: Programs for machine learning Morgan Kaufmann San Francisco. CA, USA, 1993.
- RAYMER, L. L., HUNT, E. R., & GARDNER, J. S. An improved sonic transit time-to-porosity transform. In: SPWLA 21st annual logging symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1980.
- RIDER, M. The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd edit. Petroleum Exploration Rider French Consulting Ltd. Aberdeen and Sutherland, 280pp, 1996.
- RIVENÆS, J. C., SØRHAUG, P., & KNARUD, R. Introduction to Reservoir Modelling. In: Petroleum Geoscience. Springer, Berlin, Heidelberg, 2015. p. 559-580.
- ROCHA, L. A. S., & AZEVEDO, C. T. D. Projetos de poços de petróleo: geopressões e assentamento de colunas de revestimentos. Interciência, Rio de Janeiro, v. 511, 2009.
- RODRIGUES, R. A. Geoquímica orgânica na bacia do Parnaíba. Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. 1995. Tese de Doutorado. Ph. D. Thesis, 225p.
- ROSA, A. L. R. Análise do sinal sísmico. SBGF-Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.
- RUSSEL, B. Introduction to Seismic Inversion. Society of Exploration Geophysicists, p. 60-71, 1988.
- SANJEEVI, M. Different types of Machine learning and their types. Saatavilla [www.muodossa: https://medium.com/deep-math-machine-learning-ai/different-types-of-machine-learning-and-their-types-34760b9128a2](https://medium.com/deep-math-machine-learning-ai/different-types-of-machine-learning-and-their-types-34760b9128a2) Haettu, v. 20, p. 2018, 2017.
- SANTOS, V. H. Seqüências Siluro-Devoniana e Eocarbonífera da bacia do Parnaíba, Brasil, como análogos para a exploração de hidrocarbonetos. 2005.
- SCHLUMBERGER, Log Interpretation Charts, 2009.
- SCHLUMBERGER, S. Petrel introduction course, v. 2010.
- SCHUBACK, V. H. T. Interpretação Sísmica e Modelagem gravimétrica 2D do Paleozoico inferior na porção Sudeste da Bacia do Parnaíba. Dissertação de Mestrado. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2019.
- SERRA, O. Element mineral rock catalog. Schlumberger, 1990.
- SIMANDOUX, P. Dielectric measurements on porous media, application to the measurements of water saturation: study of behavior of argillaceous formations. Revue de l'Institut Francais du Pétrol, v. 18, n. suppl, p. 93-215, 1963.
- SIMM, R., & BACON, M. Seismic Amplitude: An interpreter's handbook. Cambridge University Press, 2014.

- THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., & ANTONIOLI, L. Magmatism and petroleum exploration in the Brazilian Paleozoic basins. *Marine and petroleum geology*, v. 25, n. 2, p. 143-151, 2008.
- THOMAS, J. E. (Org.). *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Interciência: Rio de Janeiro, 2001.
- TOZER, B., WATTS, A. B., & DALY, M. C. Crustal structure, gravity anomalies, and subsidence history of the Parnaíba cratonic basin, Northeast Brazil. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, v. 122, n. 7, p. 5591-5621, 2017.
- TRIBALDO, V.R. & WHITE, N. Implications of preliminary subsidence analyses for the Parnaíba cratonic basin. In: DALY M.C., FUCK R.A., JULIÀ J., MACDONALD D.I.M. & WATTS A.B. (eds) *Cratonic Basin Formation: A Case Study of the Parnaíba Basin of Brazil*. Geological Society, London, Special Publications, 472, <https://doi.org/10.1144/SP472.3>, 2018.
- TROSDTORF JR. I., MORAIS NETO J.M., SANTOS S.F., PORTELA FILHO C.V. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e padrões de alojamento. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 22, n. 2, p. 261-287, 2016.
- TROSDTORF JR. I., MORAIS NETO J.M., SANTOS S.F., PORTELA FILHO C.V., DALL'OGGIO T.A., SILVA A.M. & GALVES A.C.M. Diques e soleiras na Bacia do Parnaíba: geometria e mecanismo de alojamento. In: *Congresso Brasileiro de Geologia*, 48, Porto Alegre. Anais... São Paulo-SP: Sociedade Brasileira de Geologia, STE01, 6147, 2016. <<http://sbgeo.org.br>>.
- TROSDTORF, I., NETO, J. M., SANTOS, S. F., PORTELA FILHO, C. V., OGLIO, T. D., GALVES, A. C. M., & SILVA, A. M. Phanerozoic magmatism in the Parnaíba Basin: characterization of igneous bodies (well logs and 2D seismic sections), geometry, distribution and sill emplacement patterns. Geological Society, London, Special Publications, v. 472, n. 1, p. 321-340, 2018.
- VAZ, P. T., MATA REZENDE, N. G., WANDERLEY FILHO, J. R., & TRAVASSOS, W. A. Bacia do Parnaíba: *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15. 2007.
- VETTORAZZI, A. L. S. Caracterização sedimentológica dos arenitos da Formação Cabeças (Devoniano) na borda leste da Bacia do Parnaíba. Rio de Janeiro, 2012.
- WANG, X., & PALIWAL, K. K. Feature extraction and dimensionality reduction algorithms and their applications in vowel recognition. *Pattern recognition*, v. 36, n. 10, p. 2429-2439, 2003.

- WATTS, A. B., TOZER, B., DALY, M. C., & SMITH, J. A comparative study of the Parnaíba, Michigan and Congo cratonic basins. Geological Society, London, Special Publications, v. 472, n. 1, p. 45-66, 2018.
- WHITE, R. E., & SIMM, R. Tutorial: Good practice in well ties. First Break, v. 21, n. 10, 2003.
- ZALÁN, P. V. Influence of pre-Andean orogenies on the Paleozoic intracratonic basins of South America. 1991.
- ZALÁN, P. V. Evolução fanerozóica das bacias sedimentares brasileiras. Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, Beca, p. 595-613, 2004.