

Universidade Federal Fluminense (UFF)

Instituto de Geociências

Departamento de Geologia e Geofísica

Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e
da Terra (DOT)

Bernard Fernandez Lopes Teixeira

Caracterização dos Reservatórios Turbidíticos da
Porção Centro-Norte do Novo Campo de Jubarte,
Bacia de Campos, Baseada na Interpretação
Integrada de Dados de Rocha, Perfis de Poço e
Sísmica 3D

Niterói

2021

Universidade Federal Fluminense (UFF)

Instituto de Geociências

Departamento de Geologia e Geofísica

Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra (DOT)

Bernard Fernandez Lopes Teixeira

Caracterização dos Reservatórios Turbidíticos da Porção Centro-Norte do Novo Campo de Jubarte, Bacia de Campos, Baseada na Interpretação Integrada de Dados de Rocha, Perfis de Poço e Sísmica 3D

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos para a obtenção do título de mestre na área de Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

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

T266C Teixeira, Bernard Fernandez Lopes
Caracterização dos Reservatórios Turbidíticos da
Porção Centro-Norte do Novo Campo de Jubarte, Bacia de
Campos, Baseada na Interpretação Integrada de Dados de
Rocha, Perfis de Poço e Sísmica 3D / Bernard Fernandez Lopes
Teixeira ; Antonio Fernando Menezes Freire, orientador.
Niterói, 2021.
103 p. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2021.m.12126085775>

1. Caracterização de reservatórios. 2. Reservatórios
turbidíticos. 3. Geologia. 4. Geofísica. 5. Produção
intelectual. I. Freire, Antonio Fernando Menezes, orientador.
II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de
Geociências. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

Universidade Federal Fluminense (UFF)

Instituto de Geociências

Departamento de Geologia e Geofísica

Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra (DOT)

Bernard Fernandez Lopes Teixeira

Caracterização dos Reservatórios Turbidíticos da Porção Centro-Norte do Novo Campo de Jubarte, Bacia de Campos, Baseada na Interpretação Integrada de Dados de Rocha, Perfis de Poço e Sísmica 3D

Aprovada em 05 de agosto de 2021.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Orientador – UFF

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

UFF

Dr. Pierre Muzzi Magalhães

Petrobras

Dr. Antonio Cosme Del Rey

Petrobras

Agradecimentos

Ao meu orientador, pelos conselhos e ensinamentos e pelas contribuições intelectuais para a elaboração desse trabalho.

Aos membros da banca examinadora, pela dedicação para a revisão e aprimoramento dessa dissertação.

À Universidade Federal Fluminense e ao Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra, pela admissão e pela instrução acadêmica para a conquista do título de mestre.

À Petrobras, pelo incentivo à minha qualificação profissional continuada e pela disponibilização da infraestrutura tecnológica para a realização dessa pesquisa.

À Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis pela liberação de dados para o desenvolvimento desse estudo.

Resumo

Os complexos turbidíticos compõem os principais reservatórios de diversos campos de óleo e gás das bacias sedimentares brasileiras e estrangeiras. Por essa razão, são foco de estudos e investimentos extensivos por parte do setor de E&P das companhias. Além disso, apresentam características marcantes de arquitetura deposicional e estratigrafia de sequências em exemplos de afloramentos de rocha e de volumes sísmicos de alta resolução e, por esse motivo, também despertam o interesse da academia. A porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte representa um excelente objeto de estudo por apresentar reservatório principal turbidítico e dados de poço e sísmica disponíveis para pesquisa. Esse projeto de mestrado consiste na caracterização de reservatório integrada, por meio da interpretação geológica de dados de rocha, perfil de poço e sísmica 3D, combinada à análise de análogos de superfície e subsuperfície. Os resultados são a classificação de eletrofácies, o cálculo das curvas de argilosidade, porosidade, permeabilidade e saturação, a interpretação de horizontes e falhas principais e a extração de atributos sísmicos 2D e 3D. O reservatório principal da porção centro-norte do Novo Campo é formado por um conjunto de complexos de canais turbidíticos arenosos e cascalhosos. A calha principal tem dezenas de quilômetros de comprimento, alguns quilômetros a algumas dezenas de quilômetros de largura e algumas dezenas a centenas de metros de espessura. O campo é cortado por uma família principal de falhas normais com direção NE-SW, mergulho principal para SE e secundário para NW, que chegam a compartimentá-lo em bloco noroeste, com óleo, e bloco sudoeste, com água. As falhas têm alguns quilômetros a algumas dezenas de quilômetros de extensão e algumas dezenas a centenas de metros de rejeito. O reservatório apresenta qualidade excepcional. O *net-to-gross* médio é 86%, a porosidade efetiva média é 23%, a permeabilidade horizontal média é 1146 mD e a saturação de óleo média é 75%. A transmissibilidade média do reservatório é 4078 m*mD/cP e o volume de óleo *in place* estimado é de cerca de 1,66 bilhões de barris.

Palavras-chave: caracterização de reservatórios, reservatórios turbidíticos, Novo Campo de Jubarte, Formação Carapebus e Bacia de Campos.

Abstract

The turbidite complexes comprise the main reservoirs of several oil and gas fields in Brazilian and foreign sedimentary basins. For this reason, they are the focus of extensive studies and investments by the companies' E&P sector. In addition, they exhibit remarkable features, related to depositional architecture and sequence stratigraphy, in examples of rock outcrops and high-resolution seismic volumes and, therefore, they also arouse academic interest. The north-central portion of the New Jubarte Field represents an excellent case study. It has a main turbiditic reservoir and well and seismic data available for research. This master's project consists of an integrated reservoir characterization, through the geological interpretation of rock, well logs and 3D seismic data, combined with the analysis of surface and subsurface analogues. The results are the classification of electrofacies, the calculation of curves of clay volume, porosity, permeability and saturation, the interpretation of the main horizons and faults and the extraction of 2D and 3D seismic attributes. The main reservoir of the north-central portion of the New Jubarte Field is composed by a set of sandy and gravelly turbiditic channel complexes. The main trough is tens of kilometers length, a few kilometers to a few tens of kilometers wide, and a few tens to hundreds of meters thick. The field is sectioned by a main fault family with strike to NE-SW, main dip to SE and secondary to NW, which compartmentalize it in a northwest oil-bearing block and a southwest water-bearing block. The faults are a few kilometers to tens of kilometers long and has a few tens to hundreds of meters of throw. The reservoir has an exceptional quality. The average net-to-gross is 86%, the average effective porosity is 23%, the average horizontal permeability is 1146 mD and the average oil saturation is 75%. The average transmissibility of the reservoir is 4078 m * mD / cP and the estimated volume of oil *in place* is 1.66 billion barrels.

Keywords: reservoir characterization, turbiditic reservoirs, New Jubarte Field, Carapebus Formation and Campos Basin.

Lista de Figuras

FIGURA 1 – ESQUEMA DO FLUXO DE TRABALHO DE E&P PARA CARACTERIZAÇÃO E MODELAGEM DE RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS (SERINTEL, 2021). O RETÂNGULO VERMELHO PONTILHADO MOSTRA QUAL É A ETAPA ENFATIZADA NESSE ESTUDO.	1
FIGURA 2 – MAPA COM A REPRESENTAÇÃO DAS PRINCIPAIS FEIÇÕES ESTRUTURAIS DA BACIA DE CAMPOS (GUARDADO, ET AL., 2000). O RETÂNGULO VERMELHO PONTILHADO REPRESENTA A LOCALIZAÇÃO APROXIMADA DO NOVO CAMPO DE JUBARTE, E A LINHA VERMELHA PONTILHADA, A POSIÇÃO INFERIDA DA SEÇÃO GEOLÓGICA DA FIGURA SEGUINTE.	3
FIGURA 3 – SEÇÃO GEOLÓGICA COM A REPRESENTAÇÃO DAS PRINCIPAIS FEIÇÕES ESTRUTURAIS DA BACIA DE CAMPOS (GUARDADO, ET AL., 2000). O CÍRCULO VERMELHO PONTILHADO MARCA O CONTEXTO GEOLÓGICO DO RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO PRINCIPAL DA PORÇÃO CENTRO-NORTE DO NOVO CAMPO DE JUBARTE.	4
FIGURA 4 – DIAGRAMA ESTRATIGRÁFICO DA BACIA DE CAMPOS (WINTER, ET AL., 2007). O RETÂNGULO VERMELHO PONTILHADO DEMARCA O INTERVALO ESTRATIGRÁFICO QUE CONTÉM O RESERVATÓRIO DESSE ESTUDO.	5
FIGURA 5 – MAPA DE LOCALIZAÇÃO DO NOVO CAMPO DE JUBARTE. OS RETÂNGULOS PONTILHADOS AMARELO E VERMELHO DELIMITAM, RESPECTIVAMENTE, A ÁREA TOTAL DO NOVO CAMPO DE JUBARTE E A SUA PORÇÃO CENTRO-NORTE (PETROBRAS, 2015).	7
FIGURA 6 – GRÁFICO DAS VAZÕES DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS DO NOVO CAMPO DE JUBARTE (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016).	8
FIGURA 7 – MAPA DE CONTOURNO ESTRUTURAL DO TOPO DO RESERVATÓRIO COM PROJEÇÃO DO POLÍGONO DO CONTATO ÓLEO-ÁGUA E REPRESENTAÇÃO DA FALHA LIMITANTE À OESTE (DAHER JÚNIOR, ET AL., 2007).	10
FIGURA 8 – SEÇÃO GEOLÓGICA DA PORÇÃO CENTRO-NORTE DO NOVO CAMPO DE JUBARTE (DAHER JÚNIOR, ET AL., 2007).	10

FIGURA 9 – SEÇÃO GEOLÓGICA DO RESERVATÓRIO COM A REPRESENTAÇÃO DAS ZONAS BASEADAS EM COMPLEXOS DE CANAIS TURBIDÍTICOS (DEL REY, ET AL., 2012).....	11
FIGURA 10 - ANÁLISE SEDIMENTOLÓGICA DO TESTEMUNHO DO POÇO 6-JUB-1D-ESS (6-BRSA-236D-ESS) (DEL REY, ET AL., 2012).	11
FIGURA 11 – ESQUEMA COM OS DIFERENTES TIPOS DE FLUXOS GRAVITACIONAIS DE SEDIMENTOS, QUE COMUMENTE OCORREM ASSOCIADOS EM DADO AMBIENTE SEDIMENTAR (HAUGHTON, 2006).	13
FIGURA 12 – CICLO TEÓRICO (BOUMA) COM A REPRESENTAÇÃO DAS FÁCIES DE UM PULSO DE SEDIMENTAÇÃO POR CORRENTE DE TURBIDEZ (SEPM SOCIETY FOR SEDIMENTARY GEOLOGY, 2013).....	14
FIGURA 13 – ESQUEMA COM AS DIFERENTES ESCALAS E HIERARQUIAS DOS BLOCOS CONSTRUTORES PRESENTES NOS SISTEMAS DEPOSICIONAIS. DO MENOR PARA O MAIOR, ESTÃO AS DISCIPLINAS DE PETROLOGIA, SEDIMENTOLOGIA E ESTRATIGRAFIA, QUE LIDAM COM DADOS E PROBLEMAS DE ESCALAS E HIERARQUIAS DISTINTAS (HAUGHTON, 2007). .	15
FIGURA 14 – ESQUEMA DO SISTEMA DEPOSICIONAL TURBIDÍTICO COM VARIAÇÕES DE CARACTERÍSTICAS DEVIDO ÀS MUDANÇAS NO GRADIENTE TOPOGRÁFICO. NAS REGIÕES MAIS PLANAS OCORREM COMPLEXOS DE LOBOS, E NAS MAIS INCLINADAS COMPLEXOS DE CANAIS. OS PADRÕES DE EMPILHAMENTO ESTÃO REPRESENTADOS NO TOPO DA FIGURA, ONDE PODE-SE OBSERVAR CORPOS MAIS CONECTADOS E MAIS ISOLADOS. TAIS VARIAÇÕES SÃO RESPOSTAS A MUDANÇAS NAS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS, TECTÔNICAS OU EUSTÁTICAS (FUNK, ET AL., 2012).	16
FIGURA 15 – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DE ESTRATIGRAFIA DE SEQUENCIAS EM SISTEMAS TURBIDÍTICOS NO CASO DO CAMPO DE ALBACORA (DE GASPERI & CATUNEANU, 2014). OS MELHORES RESERVATÓRIOS OCORREM NA BASE E MEIO DO CICLO.....	17
FIGURA 16 – ESQUEMA COM AQUISIÇÃO DE PERFIS DE POÇOS (SCHLUMBERGER, 2018).....	18
FIGURA 17 – PROFUNDIDADE DE INVESTIGAÇÃO E RESOLUÇÃO VERTICAL DE ALGUNS PERFIS DE POÇO GENÉRICOS (BOND, ET AL., 2010). UM EXEMPLO DAS LIMITAÇÕES ESPECÍFICAS DE CADA DE FERRAMENTA DE PERFILAGEM.	19
FIGURA 18 – ESQUEMA DO AMBIENTE DE POÇO COM REPRESENTAÇÃO DAS ZONAS INVADIDA, TRANSIÇÃO E VIRGEM (THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 2017).....	20

FIGURA 19 – ESQUEMA DE AQUISIÇÃO SÍSMICA COM REPRESENTAÇÃO DAS FONTES, RECEPTORES, INTERFACES GEOLÓGICAS, RAIOS DE TRAJETÓRIA DAS ONDAS E SISMOGRAMA ADQUIRIDO (SCHLUMBERGER, 2018)	23
FIGURA 20 – EXEMPLO DE FLUXO DE TRABALHO DE PROCESSAMENTO SÍSMICO (KOPAL, ET AL., 2016).	25
FIGURA 21 – EXEMPLO DE FLUXO DE TRABALHO DE INTERPRETAÇÃO SÍSMICA (HELAL, ET AL., 2015).....	26
FIGURA 22 – ESQUEMA REPRESENTANDO A CRIAÇÃO DE SISMOGRAMA SINTÉTICO E POSTERIOR COMPARAÇÃO COM DADO SÍSMICO (THE SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 2017).	27
FIGURA 23 – LISTA COM EXEMPLO DE CLASSIFICAÇÃO DE FÁCIES SÍSMICAS (THE SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 2019).	28
FIGURA 24 – POSIÇÃO E TRAJETÓRIAS DOS POÇOS SELECIONADOS, COM EXIBIÇÃO DE SEÇÃO SÍSMICA DE CORRELAÇÃO DE POÇOS NO FUNDO (DADO EM PROFUNDIDADE).....	30
FIGURA 25 – SUÍTE DE PERFIS DE POÇO DISPONÍVEL PARA A INTERPRETAÇÃO. EXEMPLO DO POÇO 6-JUB-1D-ESS.	30
FIGURA 26 – TESTEMUNHO DE ROCHA DO POÇO 6-JUB-1D-ESS, JÁ COM A PROFUNDIDADE AJUSTADA. EXPOSIÇÃO DA COLUNA DE ASSOCIAÇÃO DE FÁCIES (ESQUERDA) E AMOSTRAS DE PETROFÍSICA DE LABORATÓRIO (POROSIDADE, NO CENTRO, E PERMEABILIDADE, NA DIREITA).	31
FIGURA 27 – ÁREA DE COBERTURA DO PROJETO SÍSMICO “R0302_3D_PSDM_JUN_CAX_PIRA_JUB”, COM MARCAÇÃO DAS INLINES E CROSSLINES E POSICIONAMENTO DOS POÇOS. O POLÍGONO VERDE REPRESENTA O LIMITE DO CAMPO DE JUBARTE INICIAL, E O LILÁS, A ÁREA DETERMINADA PARA A INTERPRETAÇÃO SÍSMICA (PORÇÃO CENTRO-NORTE DO NOVO CAMPO DE JUBARTE).....	32
FIGURA 28 – SOBREPOSIÇÃO DOS VOLUMES DE AMPLITUDES E VELOCIDADES INTERVALARES, AMBOS EM DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	32
FIGURA 29 – GRÁFICO DE POROSIDADE TOTAL POR NÊUTRONS POR POROSIDADE TOTAL POR DENSIDADE, COM A EXIBIÇÃO DE LINHAS DE REFERÊNCIA DE ARGILOSIDADE E POROSIDADE REAL (BHUYAN & PASSEY, 1994).	39
FIGURA 30 – GRÁFICO DE CORREÇÃO DE POROSIDADE TOTAL POR NÊUTRONS DE ACORDO COM O TIPO DE ROCHA RESERVATÓRIO (SCHLUMBERGER, 2013).....	40
FIGURA 31 – GRÁFICO DE POROSIDADE (ESCALA LINEAR) POR PERMEABILIDADE (ESCALA LOGARÍTMICA), COM EXPOSIÇÃO DAS AMOSTRAS DE	

TESTEMUNHO CLASSIFICADAS POR ASSOCIAÇÃO DE FÁCIES E DEMONSTRAÇÃO DAS REGRESSÕES LINEARES.....	41
FIGURA 32 – GRÁFICO DE TEMPERATURA (°C) POR SOTERRAMENTO (KM) COM A PROJEÇÃO DO GRADIENTE GEOTÉRMICO LOCAL DA PORÇÃO CENTRO- NORTE DO NOVO CAMPO DE JUBARTE. O SOTERRAMENTO CONSIDERA APENAS A COLUNA DE ROCHAS E SEDIMENTOS, SEM COMPUTAR A LÂMINA D'ÁGUA.....	43
FIGURA 33 – EXEMPLO DE JANELA DE AMARRAÇÃO SÍSMICA-POÇO DO POÇO 6- JUB-1D-ESS. EXIBIÇÃO DOS PERFIS DE IMPEDÂNCIA ACÚSTICA E COEFICIENTE DE REFLEXÃO, ONDALETA ESTATÍSTICA, SISMOGRAMA SINTÉTICO, TRAÇOS SÍSMICOS VIZINHOS AO POÇO, VELOCIDADES INTERVALARES DE ENTRADA (CURVA VERDE) E SAÍDA (CURVA AZUL) E ÂNCORAS DE AMARRAÇÃO (BARRAS HORIZONTAIS COM SETAS VERDES). 47	47
FIGURA 34 – COMPARAÇÃO ENTRE AS CURVAS DE VELOCIDADE DERIVADAS DO VOLUME SÍSMICO (AMARELA) E DO PERFIL SÔNICO FILTRADO (LILÁS). EXIBIÇÃO DE ESPECTRO DE FREQUÊNCIA DO DADO SÍSMICO (AZUL CLARO) E DO PERFIL SÔNICO (AZUL ESCURO).	47
FIGURA 35 – EXEMPLO DE MALHA DE INTERPRETAÇÃO SÍSMICA DO HORIZONTE TOPO DA SEQUÊNCIA DO CRETÁCEO, COM EXIBIÇÃO DOS POLÍGONOS DE LIMITE DO CAMPO DE JUBARTE INICIAL (VERDE) E DO VOLUME SUBORDINADO UTILIZADO PARA INTERPRETAÇÃO (LILÁS).....	49
FIGURA 36 – SEÇÃO SÍSMICA DE CORRELAÇÃO DE POÇOS COM A EXIBIÇÃO DOS HORIZONTES MAPEADOS NA ÁREA DE INTERESSE, EM DOMÍNIO TEMPO. ...	49
FIGURA 37 – SUÍTE DE PERFIS DE POÇO COM COLUNAS DE ASSOCIAÇÃO DE FÁCIES DO TESTEMUNHO (ESQUERDA) E ELETROFÁCIES SIMPLIFICADA (MEIO) E COMPLETA (DIREITA). AS COLUNAS ESTÃO MARCADAS PELO RETÂNGULO VERMELHO.	55
FIGURA 38 – GRÁFICOS DE CORRELAÇÃO ENTRE OS PERFIS DE POÇO COM AMOSTRAS COLORIDAS PELAS ASSOCIAÇÕES DE FÁCIES DO TESTEMUNHO. É POSSÍVEL NOTAR A SEPARAÇÃO DAS ELETROFÁCIES EM GRUPOS DE ACORDO COM FAIXAS DE VALORES. (A) DRDNXGR; (B) DRDNXRHOB; (C) DRDNXNPHI; E (D) DRDNXVP.	57
FIGURA 39 – SUÍTE DE PERFIS DE POÇO NO TRECHO DO TESTEMUNHO, COM AS ELETROFÁCIES INTERPRETADAS, CURVAS DE POROSIDADE EFETIVA E PERMEABILIDADE HORIZONTAL E PONTOS DE POROSIDADE E PERMEABILIDADE DA ANÁLISE DE LABORATÓRIO. AS CURVAS E PONTOS	

DE POROSIDADE E PERMEABILIDADE ESTÃO MARCADOS PELO RETÂNGULO VERMELHO.....	59
FIGURA 40 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 8-JUB-46D-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	60
FIGURA 41 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 6-JUB-1D-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	60
FIGURA 42 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 3-ESS-112-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	61
FIGURA 43 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 6-ESS-109D-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	61
FIGURA 44 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 9-JUB-5-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	62
FIGURA 45 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 1-ESS-100-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	62
FIGURA 46 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 9-JUB-3D-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	63
FIGURA 47 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 3-ESS-114-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	63
FIGURA 48 – SUÍTE DE PERFIS DE GEOFÍSICOS PARA O POÇO 9-JUB-10-ESS, COM AS CURVAS INTERPRETADAS DE ELETROFÁCIES, VSH, Φ E, KH E SO (RETÂNGULO VERMELHO).....	64
FIGURA 49 – SEÇÃO DE CORRELAÇÃO ENTRE OS POÇOS DO ESTUDO COM A EXIBIÇÃO DAS CURVAS DE ELETROFÁCIES E MARCADORES ESTRATIGRÁFICOS DE POÇO. A SEÇÃO FOI NIVELADA NO MARCADOR TOPO DA SEQUÊNCIA DO CRETÁCEO PARA REDUZIR O EFEITO DAS FALHAS E RESSALTAR A GEOMETRIA DA CALHA TURBIDÍTICA.....	66
FIGURA 50 – INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DO AFLORAMENTO DO GRUPO SAN VICENTE, EOCENO, BACIA DE AINSA, ESPANHA (FALIVENE, ET AL., 2006). (A) FOTOMOSAICO; E (B) INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA.....	67

FIGURA 51 – INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DO AFLORAMENTO DA FORMAÇÃO PAB, CRETÁCEO SUPERIOR, BACIA INDUS CENTRAL, PAQUISTÃO (ESCHARD, ET AL., 2014). (A) FOTOMOSAICOS; E (B) INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA.	67
FIGURA 52 – INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA DO AFLORAMENTO DA FORMAÇÃO ANNOT SANDSTONE, EOCENO-OLIGOCENO, SUB-BACIA ANNOT-CHALUFY, FRANÇA (JOSEPH, ET AL., 2000).	68
FIGURA 53 – SOBREPOSIÇÃO DO DADO SÍSMICO DE AMPLITUDE COM O MODELO DE VELOCIDADES CALIBRADO, AMBOS EM DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	69
FIGURA 54 – CONJUNTO DE GRÁFICOS DE CORRELAÇÃO DA IMPEDÂNCIA ACÚSTICA COM PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIO (VSH, Φ E E SO), COM AMOSTRAS COLORIDAS POR ELETROFÁCIES. (A) IPXVSH; (B) IPX Φ E; (C) IPXSO; E (D) IPX Φ E, COM AMOSTRAS COLORIDAS POR ZONA DE ÓLEO (VERDE) OU ÁGUA (AZUL).	71
FIGURA 55 – CORRELAÇÃO DE POÇOS COM APRESENTAÇÃO DAS CURVAS DE IMPEDÂNCIA ACÚSTICA, SISMOGRAMAS SINTÉTICOS E MARCADORES ESTRATIGRÁFICOS DE POÇO.	72
FIGURA 56 – SEÇÃO SÍSMICA DE CORRELAÇÃO DE POÇOS COM DIREÇÃO NE-SW E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	74
FIGURA 57 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 6-JUB-1D-ESS COM DIREÇÃO NE-SW E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	75
FIGURA 58 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 8-JUB-46D-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	75
FIGURA 60 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 6-JUB-1D-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	76
FIGURA 60 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 3-ESS-112-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	76

FIGURA 61 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 6-ESS-109D-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	77
FIGURA 62 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 9-JUB-5-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	77
FIGURA 63 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 1-ESS-100-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	78
FIGURA 64 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 9-JUB-3D-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	78
FIGURA 65 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 3-ESS-114-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	79
FIGURA 66 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 9-JUB-10-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS. O INTERVALO RESERVATÓRIO ESTÁ ENTRE OS HORIZONTES LARANJA E LILÁS. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	79
FIGURA 67 – SUPERFÍCIE INTERPRETADA BASE DA FORMAÇÃO RETIRO.....	80
FIGURA 68 – SUPERFÍCIE INTERPRETADA TOPO DO GRUPO LAGOA FEIA.	80
FIGURA 69 – SUPERFÍCIE INTERPRETADA TOPO DO GRUPO MACAÉ.	81
FIGURA 70 – SUPERFÍCIE INTERPRETADA BASE DO RESERVATÓRIO.....	81
FIGURA 71 – SUPERFÍCIE INTERPRETADA TOPO DO RESERVATÓRIO.....	82
FIGURA 72 – SUPERFÍCIE INTERPRETADA TOPO DA SEQUÊNCIA DO CRETÁCEO.	82
FIGURA 73 – SUPERFÍCIE INTERPRETADA MARCO AZUL.....	83
FIGURA 74 – SUPERFÍCIE INTERPRETADA FUNDO DO MAR.....	83
FIGURA 75 – SOBREPOSIÇÃO DOS ATRIBUTOS DE TECVA E ANT TRACKING PARA REALCE DE FEIÇÕES ESTRUTURAIS. É POSSÍVEL OBSERVAR AS FALHAS PRINCIPAIS NA COR AZUL.....	84
FIGURA 76 – MAPA DE ANT TRACKING MÉDIO EXTRAÍDO ENTRE OS HORIZONTES MARCO AZUL E TOPO DO GRUPO LAGOA FEIA. AS PRINCIPAIS FAMÍLIAS DE	

FALHAS ESTÃO NA COR AZUL. É POSSÍVEL NOTAR A REGIÃO DE COMPARTIMENTAÇÃO DA PORÇÃO CENTRO-NORTE DO NOVO CAMPO DE JUBARTE, NA REGIÃO SUDESTE.	85
FIGURA 77 – SONDA EXTRAÍDA NO INTERVALO DE RESERVATÓRIO NO VOLUME DE MÉDIA QUADRÁTICA DE AMPLITUDE, COM SEÇÕES ORTOGONAIS E PRÓXIMAS AO POÇO 6-JUB-1D-ESS.....	86
FIGURA 78 – SONDA EXTRAÍDA NO INTERVALO DE RESERVATÓRIO NO VOLUME DE MÉDIA QUADRÁTICA DE AMPLITUDE, COM SEÇÕES ORTOGONAIS E PRÓXIMAS AO POÇO 1-ESS-100-ESS.....	86
FIGURA 79 – SONDA EXTRAÍDA NO INTERVALO DE RESERVATÓRIO NO VOLUME DE IMPEDÂNCIA ACÚSTICA RELATIVA, COM SEÇÕES ORTOGONAIS E PRÓXIMAS AO POÇO 6-JUB-1D-ESS.....	87
FIGURA 80 – SONDA EXTRAÍDA NO INTERVALO DE RESERVATÓRIO NO VOLUME DE IMPEDÂNCIA ACÚSTICA RELATIVA, COM SEÇÕES ORTOGONAIS E PRÓXIMAS AO POÇO 1-ESS-100-ESS.....	87
FIGURA 81 – MAPA DE ESPESSURA ESTRATIGRÁFICA DO RESERVATÓRIO.	88
FIGURA 82 – MAPA DE RMS AMPLITUDE DO RESERVATÓRIO, COM PROJEÇÃO DO POLÍGONO DO CONTATO ÓLEO-ÁGUA (VERDE).....	89
FIGURA 83 – MAPA DE CLASSES RESERVATÓRIO (AMARELO) E SELO (CINZA), FEITO COM A COMBINAÇÃO DA ESPESSURA ESTRATIGRÁFICA E MÉDIA QUADRÁTICA DA AMPLITUDE.....	89
FIGURA 84 – MAPA DE PAY PARA O RESERVATÓRIO (ESPESSURA DE ZONA PORTADORA DE ÓLEO).....	90
FIGURA 85 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 6-JUB-1D-ESS COM DIREÇÃO NE-SW E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS E POÇOS COM ELETROFÁCIES. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.....	91
FIGURA 86 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 6-JUB-1D-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS E POÇOS COM ELETROFÁCIES. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.....	92
FIGURA 87 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 6-109D-ESS COM DIREÇÃO NE-SW E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS E POÇOS COM ELETROFÁCIES. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.	92
FIGURA 88 – SEÇÃO SÍSMICA CORTANDO O POÇO 3-ESS-114-ESS COM DIREÇÃO NW-SE E PROJEÇÃO DE HORIZONTES E FALHAS INTERPRETADOS E POÇOS COM ELETROFÁCIES. DOMÍNIO PROFUNDIDADE.....	93

FIGURA 89 – SISTEMAS TURBIDÍDICOS DO MIOCENO-PLEISTOCENO, BACIA DE RAKHINE, BAIA DE BENGAL, ÍNDIA (MA, ET AL., 2020). (A E B) SEÇÕES SÍSMICAS; E (C E D) INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA.	94
FIGURA 90 – SISTEMAS TURBIDÍDICOS DO MIOCENO-PLIOCENO, BACIA DE QIONGDONGNAN, MAR DO SUL, CHINA (WU, ET AL., 2018). (A E B) SEÇÕES SÍSMICAS HORIZONTAIS COM INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA; E (C E D) SEÇÕES SÍSMICAS VERTICAIS COM INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA.	94
FIGURA 91 – SISTEMAS DO PLEISTOCENO, BACIA DO DELTA DO NIGER, NIGÉRIA (DEPTUCK, ET AL., 2003). (A, B, E C) SEÇÕES SÍSMICAS COM INTERPRETAÇÃO GEOLÓGICA.	95

Lista de Tabelas

TABELA 1 – COMPARAÇÃO ENTRE OS NOMES DOS POÇOS NOS SISTEMAS PETROBRAS E ANP.....	29
TABELA 2 – VALORES MÉDIOS DE GRSH, GRCS, Φ DSH, Φ NSH E RSH ESTIMADOS PARA CADA POÇO.....	44
TABELA 3 – VALORES DE RWA APROXIMADOS PARA CADA POÇO E MÉDIA GLOBAL.	45
TABELA 4 – VALORES DE PERFIS PARA AS ASSOCIAÇÕES DE FÁCIES DO TESTEMUNHO.....	56
TABELA 5 – VALORES DE PERFIS PARA AS ELETROFÁCIES DOS POÇOS.....	56
TABELA 6 – PROPRIEDADES MÉDIAS DE RESERVATÓRIO SEPARADAS POR POÇO.	58
TABELA 7 – PROPRIEDADES MÉDIAS DE RESERVATÓRIO SEPARADAS POR ELETROFÁCIES.....	58

Sumário

1.	Introdução.....	1
1.1.	Objetivo e Justificativa.....	1
1.2.	Bacia de Campos	3
1.3.	Novo Campo de Jubarte.....	7
1.4.	Introdução aos Reservatórios Turbidíticos.....	12
1.5.	Princípios de Perfilagem de Poço	18
1.6.	Princípios do Método Sísmico.....	23
2.	Material e Métodos.....	29
2.1.	Base de Dados	29
2.2.	Interpretação de Perfis	34
2.2.1.	Cálculo de Curvas Complementares.....	35
2.2.2.	Classificação de Eletrofácies.....	37
2.2.3.	Cálculo das Curvas de VSH, φE , κH e SO	38
2.3.	Interpretação Sísmica.....	46
2.3.1.	Amarração Sísmica-Poço	46
2.3.2.	Interpretação de Horizontes e Falhas.....	48
2.3.3.	Seleção de Atributos Sísmicos	50
2.3.4.	Calibração de Modelo de Velocidades	52
2.3.5.	Cálculo de Volumes de Hidrocarbonetos (2D)	53
3.	Resultados e Discussão.....	54
3.1.	Interpretação de Perfis	54
3.1.1.	Eletrofácies.....	54
3.1.2.	Porosidade, Permeabilidade e Saturação	58
3.1.3.	Zoneamento Estratigráfico e Reservatórios Análogos de Superfície	65
3.2.	Interpretação Sísmica.....	69

3.2.1.	Conversão Tempo-Profundidade.....	69
3.2.2.	Correlação entre Assinatura Sísmica e Propriedades de Reservatório	70
3.2.3.	Horizontes e Falhas.....	73
3.2.4.	Atributos Sísmicos.....	84
3.2.5.	Fácies sísmicas e Reservatórios Análogos de Subsuperfície	91
4.	Conclusão	96
5.	Referências	97

1. Introdução

1.1. Objetivo e Justificativa

Na indústria de óleo e gás, os trabalhos de caracterização de reservatório são fundamentais para a avaliação econômica dos ativos de exploração e produção. As informações de poço e sísmica são integradas, e complementadas com as de análogos, como pré-requisito para a modelagem de reservatórios, que deve englobar as incertezas de rocha e fluido e representar bem a geologia em subsuperfície. Os modelos são a base para cálculo dos volumes de óleo e gás *in place*, planejamento do projeto de engenharia e previsão da produção de hidrocarbonetos ao longo dos anos de vida útil do campo (Figura 1). Essa conjuntura está fortemente relacionada aos sistemas deposicionais turbidíticos, já que compõem os principais intervalos produtores de diversos campos de óleo e gás do Brasil e exterior (C&C Reservoirs, 2021).

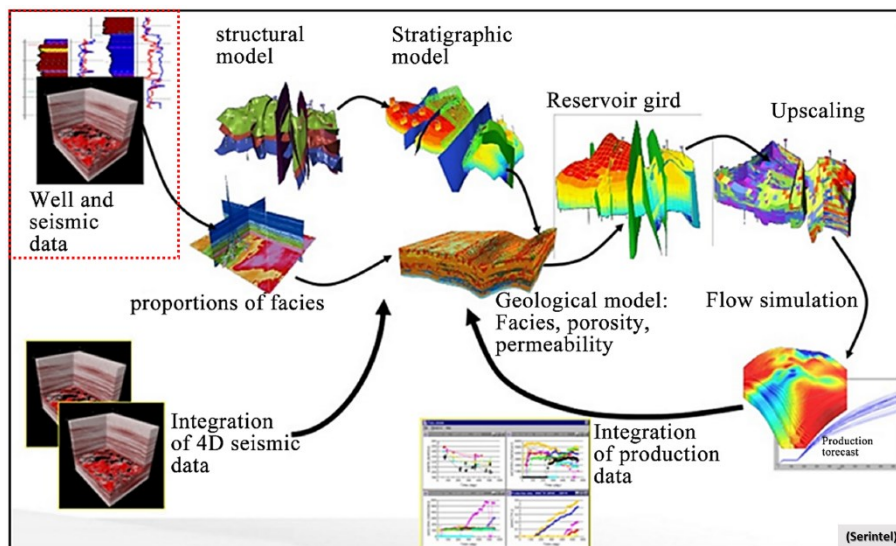


Figura 1 – Esquema do fluxo de trabalho de E&P para caracterização e modelagem de reservatórios petrolíferos (modificado de Serintel, 2021). O retângulo vermelho pontilhado mostra qual é a etapa enfatizada nesse estudo.

Na pesquisa acadêmica de Geologia e Geofísica, os estudos sedimentológicos e estratigráficos de complexos de canais turbidíticos são recorrentes e relevantes. Esse tipo de depósito é conhecido por sua elevada heterogeneidade de fácies e geometrias deposicionais bem definidas. O entendimento profundo da sua arquitetura sedimentar demanda trabalhos com abordagem 3D e migração de escalas de análise. Os aspectos mais desafiadores são: a forma, dimensões e organização 3D dos elementos arquiteturais (*geobodies*); as características e distribuição espacial de fácies, porosidade e permeabilidade (preenchimento de objetos); e o reconhecimento e hierarquização das superfícies estratigráficas limitantes (James & Dalrymple, 2010).

O Novo Campo de Jubarte oferece uma oportunidade única para estudar reservatórios com foco nos interesses da academia e da indústria. Na região, temos dados sísmicos com boa resolução vertical e horizontal, quantidade significativa de poços com conjuntos de perfis geofísicos e amostras de rocha, além de um reservatório turbidítico com grandes dimensões e excelente qualidade. Esses dados estão disponíveis no BDEP da ANP, fora do período de confidencialidade das empresas, e liberados para pesquisa (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2019).

Esse projeto de mestrado está inserido no contexto comentado anteriormente, por dissertar sobre a caracterização de reservatório integrada (Cosentino, 2001) aplicada à complexos de canais turbidíticos. O método combina a interpretação geológica de dados de rocha, perfil de poço e sísmica 3D, com a análise de análogos de superfície (afloramentos) e subsuperfície (sistemas turbidíticos pouco soterrados). O fluxo de trabalho desenvolvido nesse estudo é relativamente simples e rápido, e bastante útil para a avaliação de descobertas de hidrocarbonetos em blocos exploratórios ou de campos de óleo e gás em fase de desenvolvimento. Como resultado, obtém-se os insumos necessários para a construção de modelos geocelulares robustos, que são uma representação numérica, tridimensional e georreferenciada do sistema deposicional e do meio poroso (Cannon, 2018).

1.2. Bacia de Campos

A Bacia de Campos é a segunda maior província petrolífera do Brasil, tem uma área de cerca de 100.000 km² e ocupa os territórios do RJ e sul do ES. É limitada à norte pelo Alto de Vitória, à sul pelo Alto de Cabo Frio, à oeste pelas rochas ígneas e metamórficas da Faixa Ribeira e à leste pelo adelgaçamento de seu preenchimento em direção a planície abissal. É uma bacia do tipo margem passiva (limite divergente) e teve origem no evento de ruptura do supercontinente Gondwana e abertura do oceano Atlântico Sul, durante o Jurássico Médio. O seu registro geológico vai do Cretáceo Inferior ao presente (Winter, *et al.*, 2007; de Castro & Picolini, 2016).

O arcabouço estrutural da bacia foi definido por três fases tectônicas principais: Rifte, Transicional e Margem Passiva (de Castro & Picolini, 2016). Distintas por seu estilo estrutural e regime de deformação (Figuras 2 e 3).

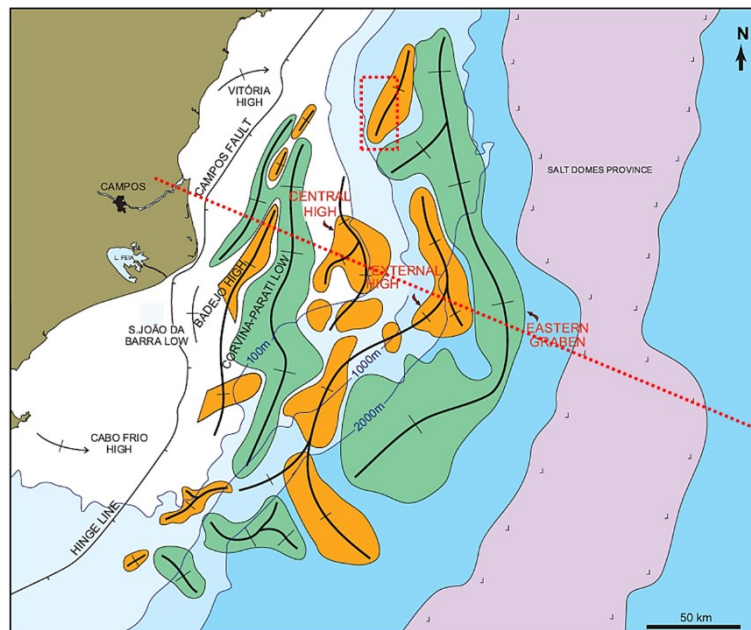


Figura 2 – Mapa com a representação das principais feições estruturais da Bacia de Campos (modificado de Guardado, *et al.*, 2000). O retângulo vermelho pontilhado representa a localização aproximada do Novo Campo de Jubarte, e a linha vermelha pontilhada, a posição inferida da seção geológica da figura seguinte.

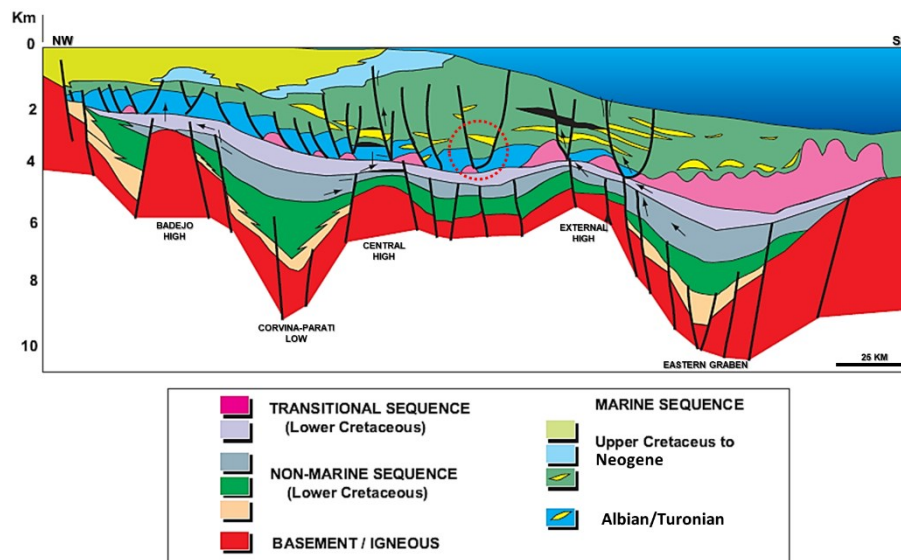


Figura 3 – Seção geológica com a representação das principais feições estruturais da Bacia de Campos (modificado de Guardado, *et al.*, 2000). O círculo vermelho pontilhado marca o contexto geológico do reservatório turbidítico principal da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte.

Fase Rifte – Marcada por atividade tectônica intensa e predomínio de subsidência mecânica. As estruturas principais são falhas normais com grandes dimensões e rejeito, orientação NE-SW, mergulho SE ou NW e padrão escalonado. As estruturas secundárias são falhas normais e transcorrentes com dimensões e rejeitos inferiores e orientação e mergulho variados. Nesse estágio, a bacia esteve compartimentada em diversos depocentros devido ao desenvolvimento de *horsts*, *grabens* e *hemi-grabens*.

Fase Transicional (ou Pós-Rifte) – Caracterizada por atividade tectônica branda e preponderância de subsidência térmica. As estruturas principais são reativações locais de falhas da fase anterior. Nesse período, a bacia adquiriu uma geometria geral de prato, sem apresentar complexidade estrutural.

Fase de Margem Passiva (ou Drifte) – Assinalada por atividade tectônica moderada, vinculada essencialmente à halocinese, e prevalectimento de subsidência por carga. As estruturas principais são falhas normais lístricas com grandes dimensões e rejeito, orientação NE-SW, mergulho SE ou NW e raízes sobre domos evaporíticos. As estruturas secundárias são dobras de arrasto e falhas normais (sintéticas e antitéticas), reversas e transcorrentes com dimensões e rejeito inferiores e orientação e mergulho variados. Nessa etapa, a movimentação dos corpos evaporíticos deformou intensamente

as rochas sobrepostas, por vezes, chegou a afetar o fundo marinho e, dessa forma, estabeleceu depocentros e zonas de transferência importantes em algumas regiões da bacia. É nessa fase que a Formação Carapebus, objeto de estudo dessa dissertação, está inserida (Figura 3). Os sedimentos dessa unidade tiveram suas rotas deposicionais fortemente controladas pela halocinese e pela herança topográfica de altos estruturais do embasamento.

O arcabouço estratigráfico é formado por três superseqüências: Rife, Pós-Rife e Drifte (Winter, *et al.*, 2007). Todos estes intervalos têm correlação com as fases tectônicas, uma vez que, correspondem ao registro dos ciclos tectono-sedimentares da bacia (Figuras 4).

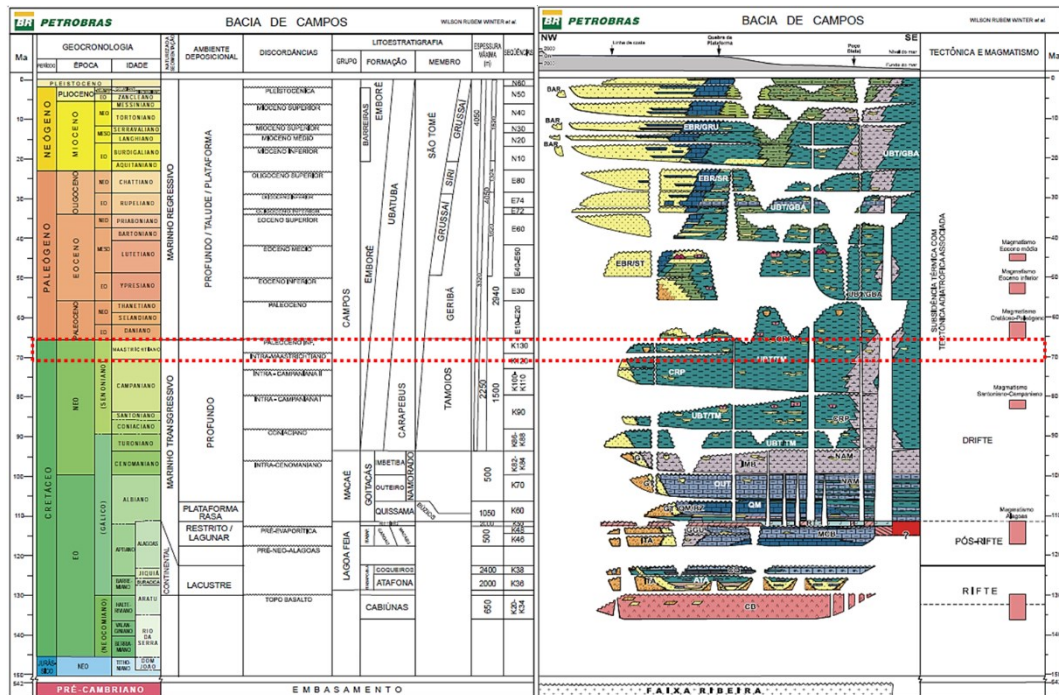


Figura 4 – Diagrama estratigráfico da Bacia de Campos (modificado de Winter, *et al.*, 2007). O retângulo vermelho pontilhado demarca o intervalo estratigráfico que contém o reservatório desse estudo.

A Superseqüência Rife – Gerada entre o Hauteriviano e Aptiano (Cretáceo Inferior), e composta pela Formação Cabiúnas e pela porção inferior do Grupo Lagoa Feia. A Formação Cabiúnas é dominada por rochas vulcânicas máficas. A base do Grupo

Lagoa Feia contém as rochas siliciclásticas e carbonáticas continentais das Formações Itabapoana, Atafona e Coqueiros, que são registros de antigos leques deltaicos e lagos.

A Supersequência Pós-Rifte (ou Transicional) – Formada no Aptiano (Cretáceo Inferior), e constituída pela porção superior do Grupo Lagoa Feia. O topo do Grupo Lagoa Feia engloba as rochas siliciclásticas, carbonáticas e evaporíticas transicionais das Formações Itabapoana, Gargaú, Macabu e Retiro, que são depósitos de leques deltaicos, lagos e golfos primitivos.

A Supersequência Drifte (ou Margem Passiva) – Desenvolvida entre o Albiano (Cretáceo Inferior) e Plioceno (Neógeno), e estabelecida pelos Grupos Macaé e Campos. O Grupo Macaé abrange as rochas carbonáticas e siliciclásticas marinhas das Formações Goitacás, Quissamã, Outeiro, Imbetiba e Namorado. O Grupo Campos compreende as rochas siliciclásticas e carbonáticas marinhas das Formações Carapebus, Ubatuba, Emborê e Barreiras. Essa é a supersequência que contém os reservatórios turbidíticos da Formação Carapebus, principal produtor da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte e foco dessa dissertação (Figura 4).

O magmatismo fez parte da evolução da bacia, destacando-se em alguns períodos e regiões específicos. Os registros indicam seis eventos magmáticos principais: dois do Cretáceo Inferior; um do Cretáceo Superior; um do Paleoceno; e dois do Eoceno. O principal episódio ocorreu no início da fase rifte, quando intensos derrames de lava e intrusões de magma originaram os basaltos e diabásios da Fm. Cabiúnas. Os demais pulsos magmáticos desenvolveram-se nas fases transicional e de margem passiva, e geraram rochas ígneas extrusivas e intrusivas com menores volumes e ocorrência restrita.

1.3. Novo Campo de Jubarte

O Campo de Jubarte (inicial) está localizado na porção norte da Bacia de Campos, mar do Espírito Santo, à 76 km da costa e em lâmina d'água média de 1355 m (águas profundas). Foi descoberto em janeiro de 2001, pelo poço 1-ESS-100, e teve início da produção de óleo e gás em dezembro de 2002 (Bezerra, *et al.*, 2004; Daher Júnior, *et al.*, 2007).

Jubarte está inserido no conjunto de campos de petróleo conhecido como Parque das Baleias, por conta disso, teve sua área original expandida pelo processo de unitização que aglutinou os campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Fraca, Cachalote, Caxaréu, Pirambu e Jubarte (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2019). O resultado da unitização foi o Novo Campo de Jubarte: uma combinação de acumulações de hidrocarbonetos que se assemelham por geologia, fluidos, profundidades e posição geográfica (Figura 5). A área de interesse dessa dissertação está inserida apenas no polígono do Campo de Jubarte inicial, que compreende a porção centro-norte da região unitizada.

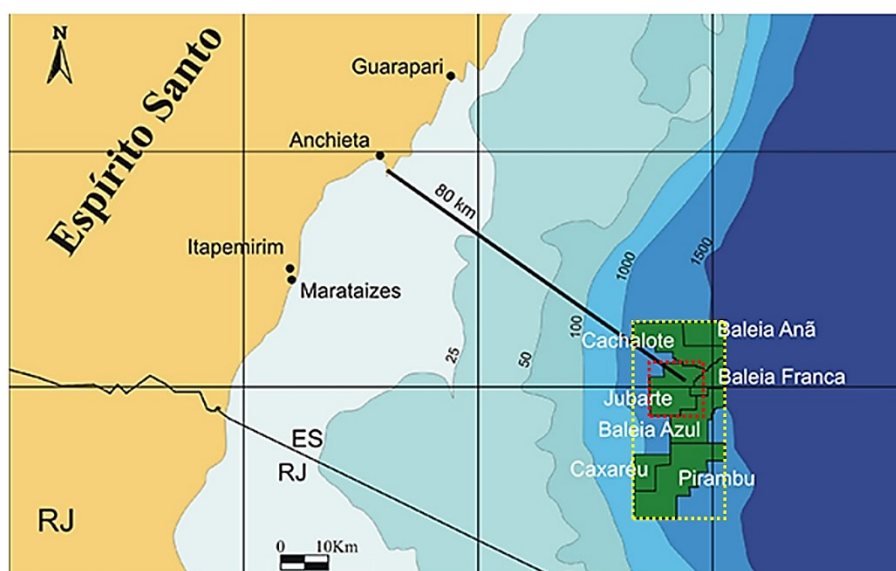


Figura 5 – Mapa de localização do Novo Campo de Jubarte. Os retângulos pontilhados amarelo e vermelho delimitam, respectivamente, a área total do Novo Campo de Jubarte e a sua porção centro-norte (modificado de Petrobras, 2015).

Os volumes *in place* do Novo Campo de Jubarte são estimados em 9635 MMbbl (milhões de barris) de óleo e 260856 MMm³ (milhões de metros cúbicos) de gás. A produção acumulada dessa reserva está em 562 MMbbl de óleo e 9975 MMm³ de gás. O sistema de produção implantado na região conta com quatro FPSOs (P-57, Capixaba, Cidade de Anchieta e P-58), 36 poços produtores e 19 poços injetores, além das linhas de escoamento de fluídos. Essa configuração resulta em uma produção diária aproximada de 300 Mbbl (mil barris) de óleo e de 7 MMm³ de gás (Figura 6) (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016).

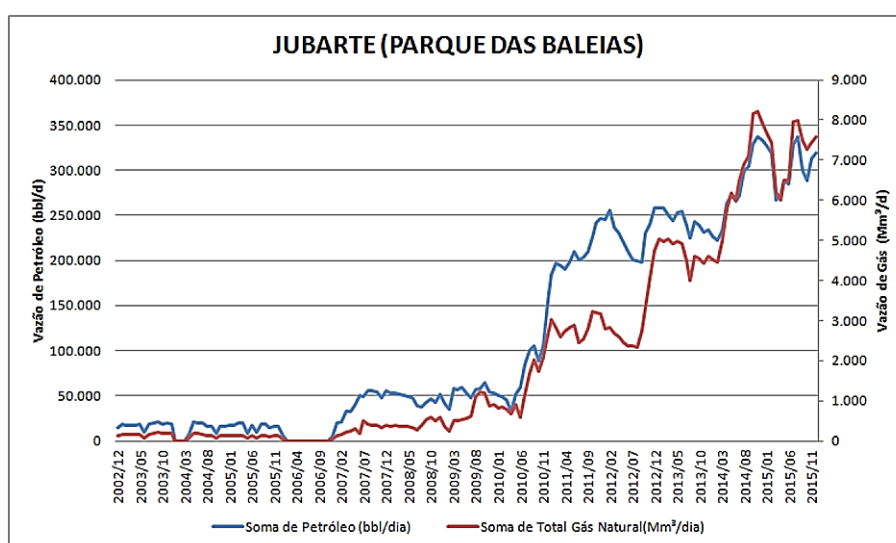


Figura 6 – Gráfico das vazões de produção de óleo e gás do Novo campo de Jubarte (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016).

O fluido do reservatório principal é um óleo pesado (*black oil*) com 17° API, 14.5 cP de viscosidade na pressão de saturação (183.5 kgf/cm²) e razão gás-óleo de 43 m³/m³. A pressão estática do reservatório principal é cerca de 280 kgf/cm². Não existe capa de gás primária e o campo não possui compartimentação hidráulica expressiva e, então, há um único contato óleo-água posicionado na cota -2880 m. A água de formação possui salinidade elevada e o aquífero é extenso, espesso e atuante com relação à recarga de pressão (Bezerra, *et al.*, 2004; Daher Júnior, *et al.*, 2007).

O reservatório principal do campo pertence à Formação Carapebus, tem idade do Maastrichtiano (Cretáceo Superior) e é composto por arenitos e conglomerados

turbidíticos. O secundário, faz parte da Formação Macabu (Intervalo Pré-sal), data do Aptiano (Cretáceo Inferior) e é constituído por carbonatos lacustres. Toda discussão subsequente será feita sobre o reservatório principal, dado que, o secundário está inserido em um contexto geológico completamente diferente e não é tema dessa dissertação.

O sistema turbidítico de Jubarte encontra-se em profundidades entre 2700 e 3300 m. É cortado por uma família de falhas normais de direção NE-SW, onde destaca-se uma falha à leste com rejeito e extensão quilométricos que compartimenta o reservatório em dois blocos principais: bloco oeste com zonas de óleo e água e bloco leste apenas com zona de água (Figura 7). A arquitetura deposicional do sistema é expressa por um agrupamento de complexos de canais turbidíticos (Figura 8 e 9). Cada complexo possui preenchimento heterogêneo, configurado por canais, extravasamentos arenosos ou lamosos e eventuais lençóis lamosos, línguas de detritos e lascas de escorregamentos. As fácies encontradas nos corpos deposicionais são arenitos e conglomerados feldspáticos, moderadamente a pouco consolidados, intercalados com lamitos e margas (Figura 10). O reservatório apresenta qualidade excelente, representada por propriedades médias de *net-to-gross* de 80%, porosidade de 25% e permeabilidade de 900 mD. A calha principal tem direção NE-SW e mede 8 a 14 km de comprimento, 1,5 a 5,5 km de largura e cerca de 400 m de espessura. Sua origem está vinculada ao confinamento intenso causado pela subsidência diferenciada, ao longo de falhas normais lítricas enraizadas sobre traverseiros de sal, combinada à escavação provocada pela passagem de sucessivas correntes de turbidez. O aporte de sedimentos das águas rasas para profundas ocorreu por meio de fluxos hiperpicnais, engatilhados por cheias fluviais/deltaicas, cujo material foi proveniente de área fonte localizada à SW (erosão do Terreno Ribeira Pré-Cambriano, no RJ) ou NW (erosão do Terreno Araçuai Pré-Cambriano, no ES). O intervalo selo, posicionado acima do reservatório, é formado por folhelhos e margas de ambiente marinho profundo, além de depósitos de fluxo de detritos, compostos por conglomerados areno-lamosos e arenitos lamosos (del Rey, *et al.*, 2012).

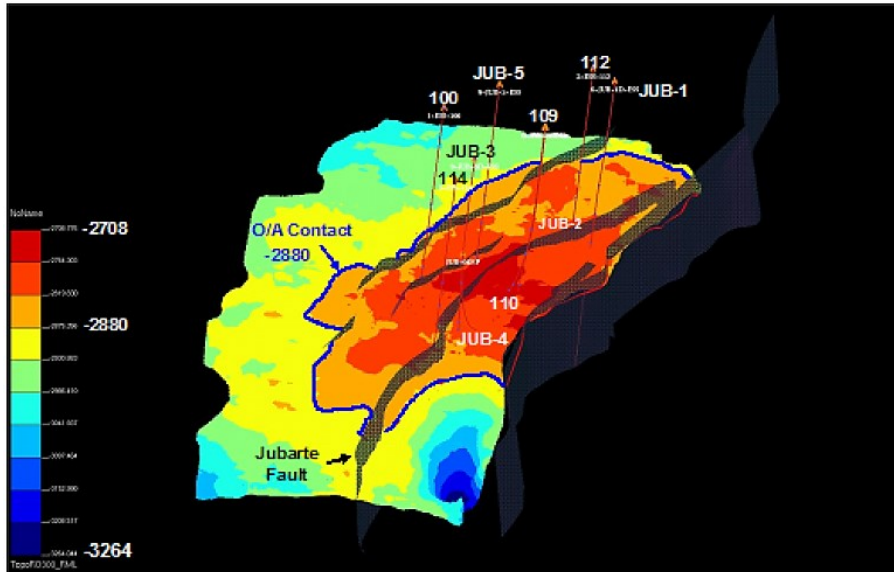


Figura 7 – Mapa de contorno estrutural do topo do reservatório com projeção do polígono do contato óleo-água e representação da falha limitante à oeste (Daher Júnior, *et al.*, 2007).

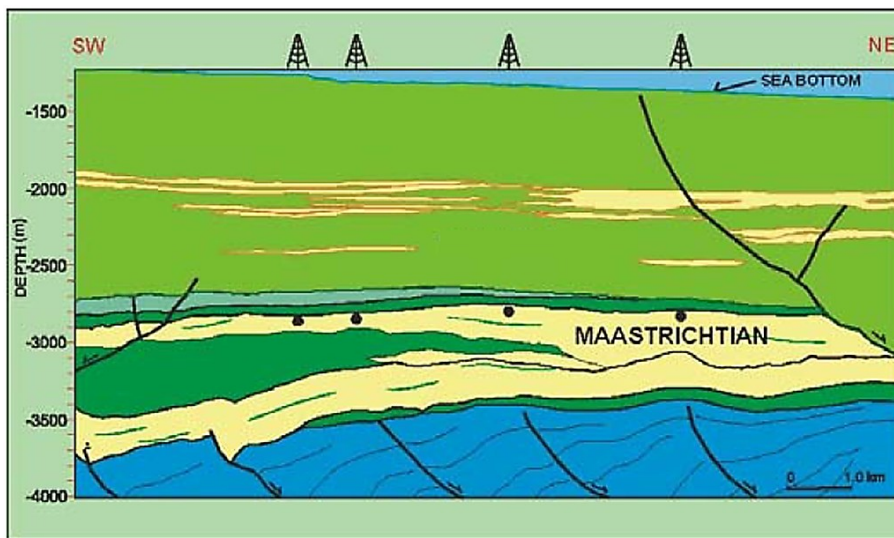


Figura 8 – Seção geológica da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte (modificado de Daher Júnior, *et al.*, 2007).

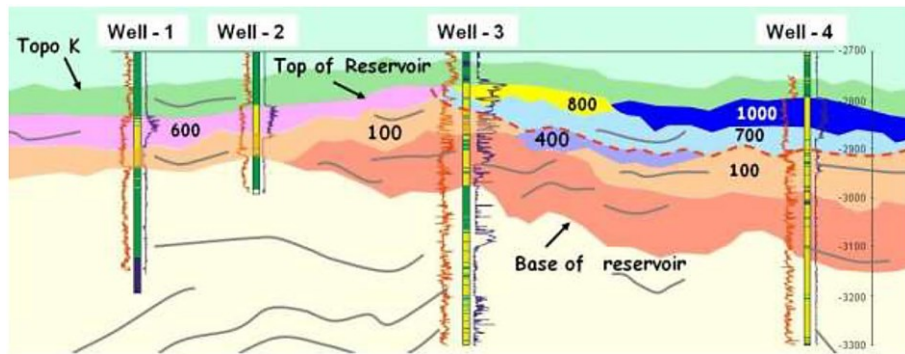


Figura 9 – Seção geológica do reservatório com a representação das zonas baseadas em complexos de canais turbidíticos (del Rey, *et al.*, 2012).

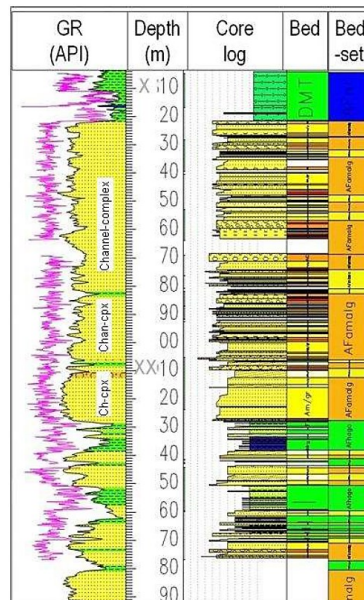


Figura 10 - Análise sedimentológica do testemunho do poço 6-JUB-1D-ESS (6-BRSA-236D-ESS) (del Rey, *et al.*, 2012).

1.4. Introdução aos Reservatórios Turbidíticos

O intuito desse subcapítulo é promover uma breve introdução, ou revisão, sobre os reservatórios turbidíticos. O conteúdo descrito nele está amplamente divulgado em livros (Arnott, 2010; Pickering, *et al.*, 1995; Catuneanu, 2006) e *websites* de Geologia Sedimentar (SEPM Society for Sedimentary Geology, 2013).

Os turbiditos são depósitos de correntes de turbidez, ou seja, são o registro geológico de fluxos gravitacionais de sedimentos. Os eventos são turbulentos, altamente energéticos e carregam lama, areia e cascalho em suspensão. O fluxo é movido, basicamente, pela transformação da energia potencial gravitacional em energia cinética. Inicia-se como uma massa constituída de água e sedimentos em turbulência, mais densa do que o meio aquoso envoltório, que escoar por uma superfície inclinada, do ponto mais raso para o mais profundo. Conforme esse processo avança, ocorre troca de material entre a corrente de turbidez e as águas circundantes. Há erosão do substrato com incorporação de clastos pela massa turbulenta. Além disso, acontece atrito no topo e base do fluxo, que leva à desaceleração e deposição dos sedimentos suspensos (Figura 11). As partições energéticas da corrente de turbidez, presentes no desenrolar desse processo sedimentar, produzem depósitos com segregação de tamanho de grão, seleção e estruturas sedimentares. A energia do evento decresce com relação à área, da fonte para o sítio final e do eixo para as margens, e ao tempo, do início para o final do pulso. Como o fundo do mar e de lagos é irregular, a evolução energética e o percurso das correntes de turbidez são complexos, já que podem acontecer ganhos e perdas de energia locais, devido às variações topográficas.

Os gatilhos para os pulsos de correntes de turbidez são as inundações fluviais, abalos sísmicos e colapso de taludes com inclinação excessiva ou anomalias de pressão de poros. A alimentação dos fluxos turbulentos pode ocorrer de forma relativamente contínua e intensa em regiões com grandes sistemas fluviais/deltaicos, onde ocorrem entradas expressivas de sedimentos de águas rasas para águas profundas, durante cheias catastróficas. Esse contexto favorece o desenvolvimento de sistemas turbidíticos complexos, extensos e espessos.

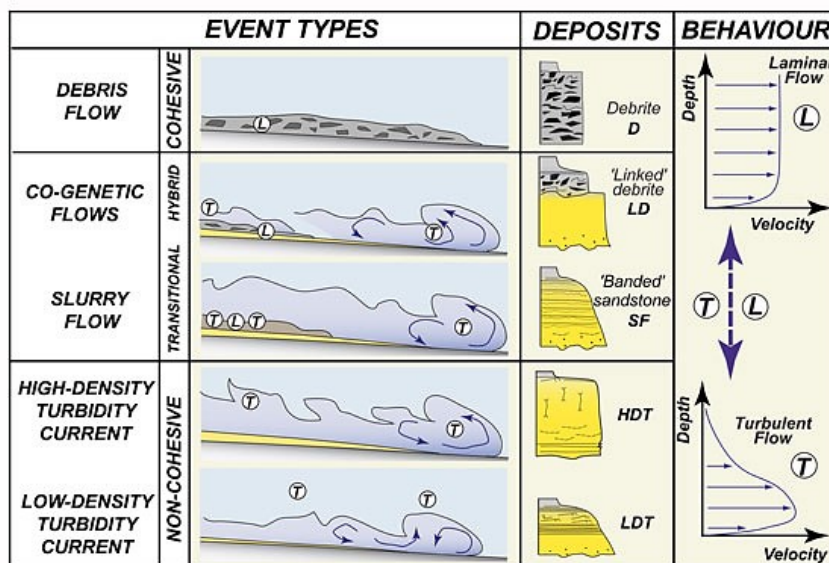


Figura 11 – Esquema com os diferentes tipos de fluxos gravitacionais de sedimentos, que comumente ocorrem associados em dado ambiente sedimentar (Haughton, 2006).

As principais fácies deposicionais dos turbiditos são: camadas métricas a decimétricas de arenitos com estrutura maciça, gradação normal ou inversa ou estratificação ou laminação planar ou cruzada; camadas métricas a decimétricas de conglomerados com estrutura maciça, gradação normal ou inversa, imbricação ou estratificação planar ou cruzada; intercalações de camadas decimétricas a centimétricas de arenitos e lamitos, ambos laminados; e camadas de siltitos, lamitos e argilitos, laminados, maciços ou bioturbados. Também podem ocorrer conglomerados arenolamosos (depósitos de fluxos de detritos), arenitos com laminações ou estratificações convolutas e estruturas de escape de líquido (depósitos de fluxos liquefeitos), margas (sedimentação hemipelágica) e calcilutitos (sedimentação pelágica) associados aos turbiditos. O tamanho e a seleção dos grãos, para uma mesma litologia, variam de acordo com a energia e a constância dos processos sedimentares.

O ciclo sedimentar turbidítico fundamental tem fácies com maior tamanho de grão e menor organização na base (sedimentação muito rápida) e fácies com menor tamanho de grão e maior organização no topo (sedimentação lenta) (Figura 12). Ele representa um pulso de sedimentação por corrente de turbidez, que desacelera e deposita com o avanço do tempo e percurso. Esse padrão de organização de fácies pode ser observado nos depósitos, em escalas diferentes e na direção vertical e horizontal.

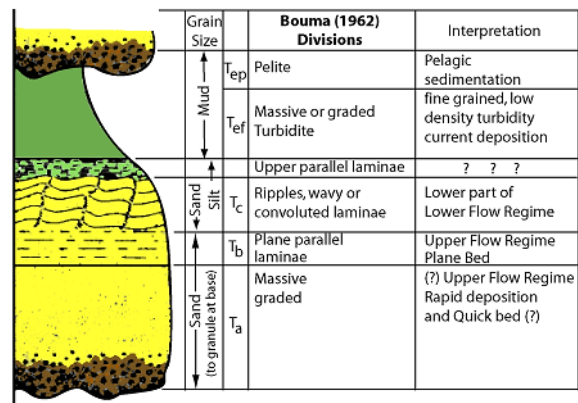


Figura 12 – Ciclo teórico (Bouma) com a representação das fácies de um pulso de sedimentação por corrente de turbidez (SEPM Society for Sedimentary Geology, 2013).

As fácies aparecem organizadas em sucessões verticais, geneticamente vinculadas, que refletem as condições energéticas do paleoambiente sedimentar: as associações de fácies. Combinações de associações de fácies dão origens a corpos sedimentares com geometria, dimensões e preenchimento característicos: os elementos arquiteturais. Os conjuntos de elementos arquiteturais, dispostos de acordo com distintos padrões de empilhamento, dão origem aos sistemas deposicionais. Essa construção complexa, feita com blocos construtores de diferentes escalas e hierarquias, é a mesma que está presente nos reservatórios de hidrocarbonetos (Figura 13).

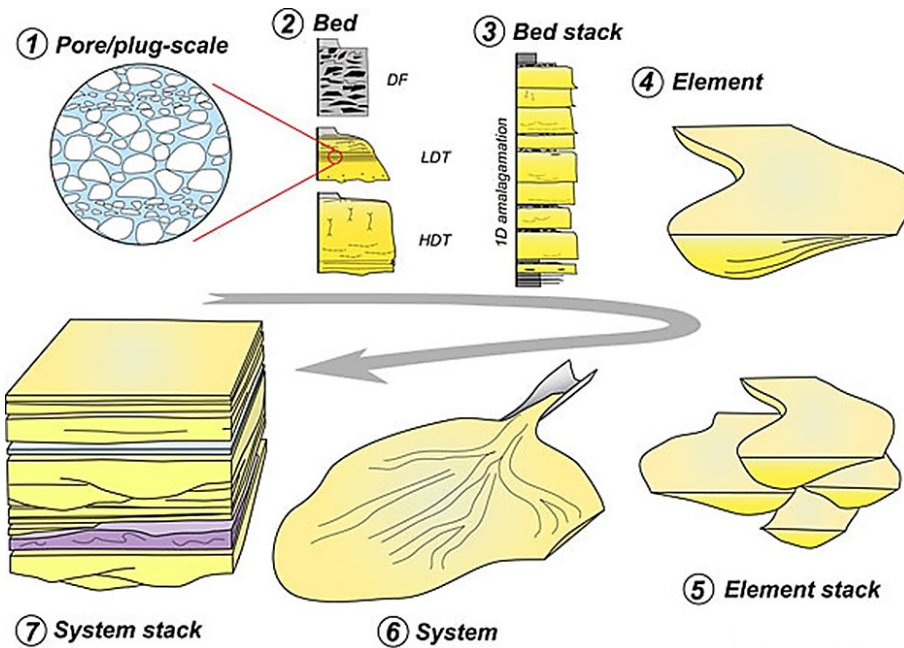


Figura 13 – Esquema com as diferentes escalas e hierarquias dos blocos construtores presentes nos sistemas deposicionais. Do menor para o maior, estão as disciplinas de Petrologia, Sedimentologia e Estratigrafia, que lidam com dados e problemas de escalas e hierarquias distintas (Haughton, 2007).

Os principais elementos arquiteturais dos sistemas turbidíticos são canais, *levees*, extravasamentos e lobos. Também ocorrem alguns depósitos associados, como línguas de fluxos de detritos, lascas de escorregamentos e lençóis de decantação de lama. Os complexos de canais são formados basicamente pela junção de diversos canais e extravasamentos, sejam compostos ou individuais; e os complexos de lobos são constituídos essencialmente pela combinação de lobos e canais distributários, do tipo composto ou individual. Ao longo do trajeto entre a plataforma continental, talude e planície abissal, os sistemas turbidíticos mudam de características drasticamente devido ao relevo submarino e à proximidade da fonte de sedimentos. Os elementos arquiteturais organizam-se em padrões de empilhamento predominantemente verticais ou laterais, com relações de corte (erosões) complexas (Figura 14).

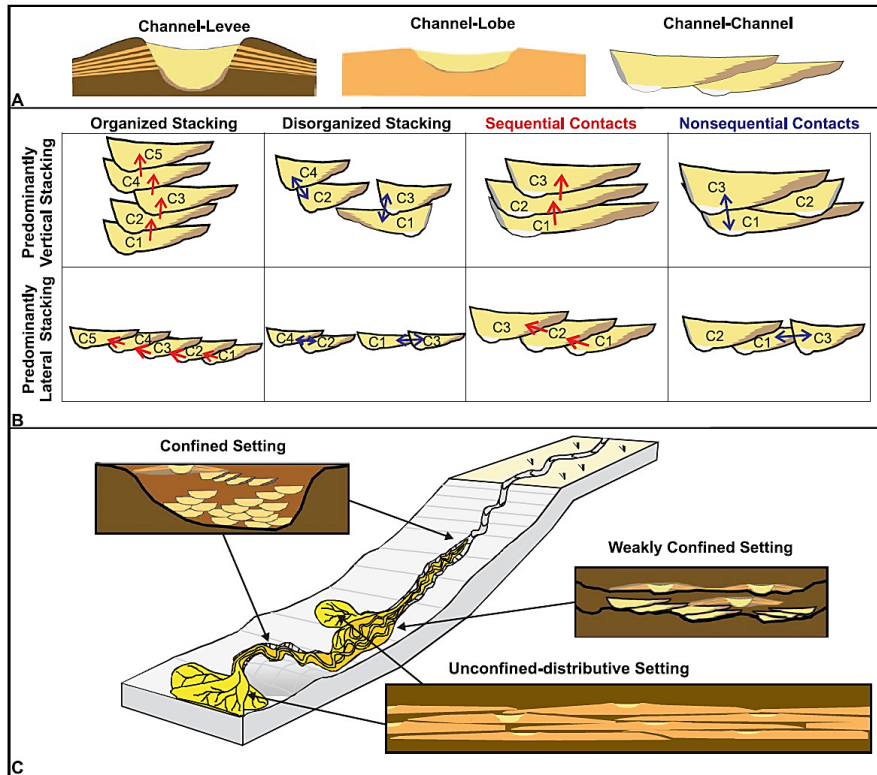


Figura 14 – Esquema do sistema deposicional turbidítico com variações de características devido às mudanças no gradiente topográfico. Nas regiões mais planas ocorrem complexos de lobos, e nas mais inclinadas complexos de canais. Os padrões de empilhamento estão representados no topo da figura, onde pode-se observar corpos mais conectados e mais isolados. Tais variações são respostas a mudanças nas condições climáticas, tectônicas ou eustáticas (Funk, *et al.*, 2012).

Com relação à Estratigrafia de Sequências, os sistemas turbidíticos mais pujantes desenvolvem-se em momentos de nível de base rebaixado, nos quais depósitos deltaicos e fluviais (fontes de sedimentos) estão próximos ao talude e à planície abissal, onde ocorrem declividade, instabilidade e remobilização de sedimentos de águas rasas para águas profundas. Os turbiditos concentram-se nos tratos de sistemas de queda e de mar baixo. A queda do nível de base fomenta erosão intensa na região proximal, com escavação de canhões e calhas, e deposição de complexos de lobo na região distal. Quando o nível de base estabiliza e inicia a elevação, a porção proximal tem seu relevo preenchido por complexos de canais, e a porção distal tem sedimentação mínima. Assim que o nível de base retoma uma posição elevada, os sedimentos voltam a acumular-se em águas rasas e, com isso, há o abandono do sistema turbidítico e a deposição de selos em

águas profundas. Esses ciclos ocorrem repetidas vezes e em diferentes escalas e, portanto, dão origem a sistemas turbidíticos com volumes e heterogeneidades elevados (Figura 15).

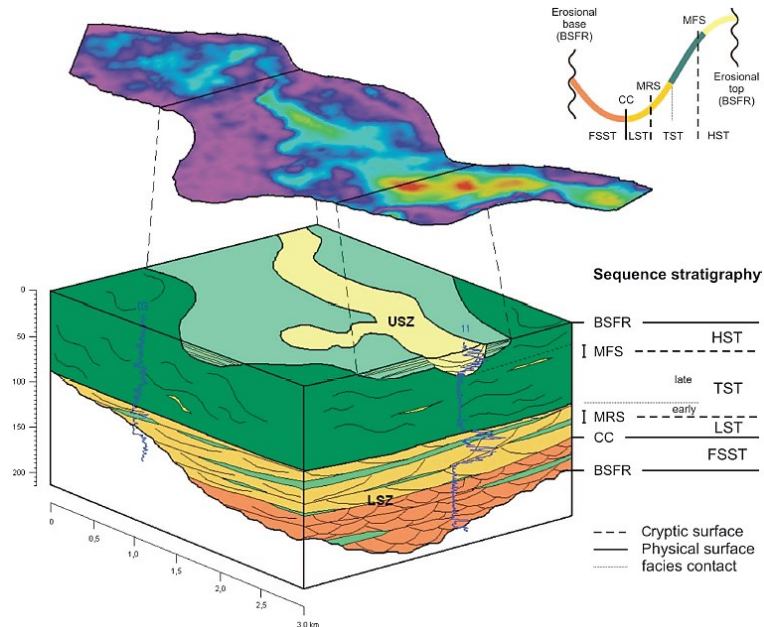


Figura 15 – Exemplo de aplicação de estratigrafia de sequencias em sistemas turbidíticos no caso do campo de albacora (de Gasperi & Catuneanu, 2014). Os melhores reservatórios ocorrem na base e meio do ciclo.

O contexto deposicional dos turbiditos favorece o desenvolvimento de um sistema petrolífero eficiente. A série de correntes de turbidez costuma construir corpos sedimentares volumosos e ricos em arenitos e conglomerados porosos e permeáveis, que geralmente terminam envolvidos por lamitos ou margas. Essa organização resulta em reservatórios de boa qualidade, posicionados próximos às rochas geradoras e selantes.

Nem sempre a deposição é o único controle das características do meio poroso. Em alguns arenitos e conglomerados, os poros originais (primários) são modificados por processos diagenéticos (secundários). Arenitos ricos em litoclastos, especialmente de rochas ígneas máficas e metamórficas de baixo grau, carbonatos e feldspatos são mais susceptíveis à compactação e cimentação devido a presença de grãos frágeis (macios) e quimicamente reativos.

1.5. Princípios de Perfilagem de Poço

O objetivo desse subcapítulo é desenvolver uma simples introdução, ou revisão, sobre a perfilagem de poços. O tópico comentado nele está extensamente difundido em livros (Cannon, 2016; Serra, 1986; Ellis & Singer, 2007) e *websites* de Petrofísica (Crain, 2020).

A perfilagem de poço é a técnica que registra sistematicamente as propriedades físicas e químicas das rochas e fluidos em subsuperfície, através da inserção de ferramentas sofisticadas em poços. Por ser uma técnica de estudo da Terra por meio de métodos físicos, é considerada uma disciplina da Geofísica. As informações provenientes dos poços são apresentadas como curvas (1D), que rotineiramente são calibradas por análises de laboratório complementares, feitas em amostras do subsolo (Figura 16).

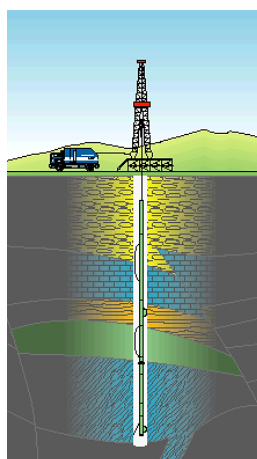


Figura 16 – Esquema com aquisição de perfis de poços (Schlumberger, 2018).

As companhias de perfilagem de poço oferecem uma variedade ampla de ferramentas com diferentes fundamentos teóricos e peculiaridades de configuração e operação. Esses detalhes técnicos não serão abordados aqui, uma vez que, o intuito desse subcapítulo é comentar apenas sobre os princípios físicos, limitações e aplicações dos principais perfis de poço utilizados nessa dissertação (Figura 17).

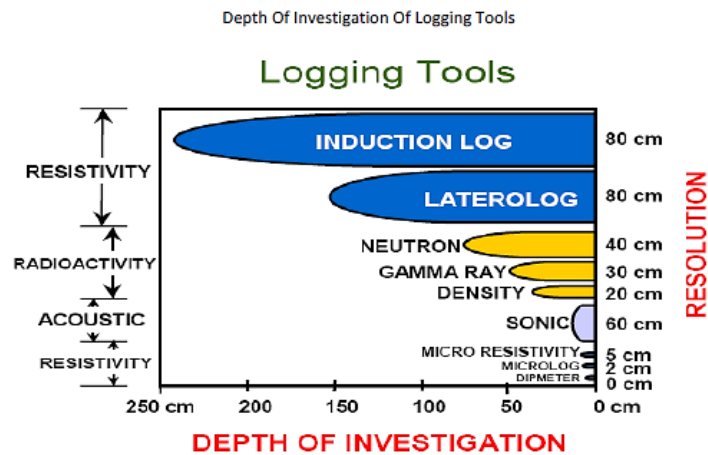


Figura 17 – Profundidade de investigação e resolução vertical de alguns perfis de poço genéricos (Bond, *et al.*, 2010). Um exemplo das limitações específicas de cada de ferramenta de perfilagem.

A aquisição dos perfis geofísicos é conduzida em um ambiente desafiador. Existem impactos (ruídos) nas leituras de propriedades, causados por dificuldades durante a operação e por interferências do fluido de perfuração. Por esse motivo, é necessária uma etapa de processamento de dados antes de se executar a interpretação das curvas. As companhias de perfilagem cumprem calibrações e correções logo após a aquisição das curvas para incrementar a resposta das ferramentas (sinal). Em alguns casos, a empresa de E&P pode realizar um processamento adicional com uma finalidade específica.

O fluido de perfuração, que preenche o poço, possui composição complexa com líquidos, gases e sólidos. Em zonas permeáveis, a parte líquida e gasosa desse fluido (filtrado) invade as rochas e expulsa os fluidos intersticiais originais. O resultado desse processo são as zonas lavada, invadida e virgem, que contém diferentes proporções de filtrado e hidrocarbonetos ou água de formação (Figura 18).

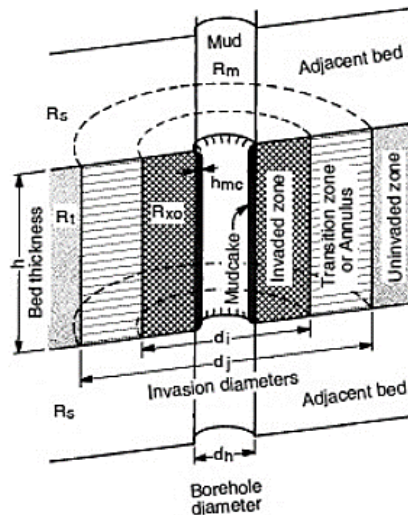


Figura 18 – Esquema do ambiente de poço com representação das zonas invadida, transição e virgem (The Society of Petroleum Engineers, 2017).

A interpretação de perfis, corriqueira e voltada para caracterização de reservatórios, é desenvolvida com uma suíte básica de perfis, a partir da qual classificam-se eletrofácies e calculam-se as curvas de argilosidade, porosidade (total e efetiva), permeabilidade e saturação de fluidos (água, óleo e gás). Abaixo serão apresentadas as informações essenciais dos perfis que foram adotados no trabalho.

Caliper (CAL) – A ferramenta mede o diâmetro do poço por meio de braços mecânicos, que permanecem em contato direto com a parede do poço. Costuma usar polegadas como unidade de medida. É muito útil para a identificação de zonas com desmoronamento ou reboco e, conseqüentemente, é decisiva no controle de qualidade das curvas adquiridas conjuntamente.

Raios Gama (GR) – A ferramenta mede a radioatividade natural da formação, que é causada pelo decaimento radioativo de isótopos instáveis nos minerais. Costuma usar o gAPI como unidade de medida. Os principais elementos químicos responsivos são o potássio (K), urânio (U) e tório (Th). Tais elementos estão comumente associados à K-feldspato, mica, argilominerais, silvita e matéria orgânica. A curva de raios gama é muito utilizada para interpretação de litologias, correlação estratigráfica de poços e cálculo de argilosidade do reservatório. A ferramenta costuma ser centralizada no poço e possui bastante poder de penetração na formação. Pode ter sua medição prejudicada por arrombamento severo de poço e por concentração de componentes radioativos no fluido

de perfuração. Existe uma versão portátil da ferramenta que é aplicada à testemunhos de rocha. A curva de raios gama adquirida em laboratório é comparada com a obtida em campo e, com isso, é feito o ajuste da profundidade de testemunhagem para corresponder à de perfilagem.

Densidade (RHOB) – A ferramenta emite raios gama para a formação e registra a radiação secundária retornada, que está relacionada com a densidade de elétrons, proporcional a densidade real. Costuma usar g/cm^3 como unidade de medida. A curva de densidade é utilizada para cálculo de porosidade e, quando combinada ao perfil de nêutrons, para interpretação de litologias e cálculo de argilosidade. Além de servir para o cálculo de impedância P e S, se associada com o perfil sônico. A ferramenta geralmente é posicionada em contato com a parede do poço e tem pouco poder de penetração na formação. Pode ter sua leitura prejudicada por arrombamento de poço. A curva de densidade é bastante sensível à presença de zonas de gás. Outra curva proveniente dessa ferramenta é a fator fotoelétrico (PEF), que é uma medida da absorção fotoelétrica das rochas. Essa curva é fortemente relacionada à composição mineral e não é afetada por fluidos, por isso, é um bom indicador litológico.

Nêutrons (NPHI) – A ferramenta bombardeia a formação com nêutrons e registra a radiação retornada. Essa resposta está relacionada ao índice de hidrogênio da formação e, conseqüentemente, ao tipo e abundância de fluidos intersticiais. Costuma usar porosidade calibrada para calcário (p.u.) como unidade de medida. A curva de nêutrons é utilizada para cálculo de porosidade e, quando associada ao perfil de densidade, para interpretação de litologias e cálculo de argilosidade. A curva é originalmente calibrada para calcários, então necessita de correções para leitura de porosidade em outras rochas. A resposta do perfil é fortemente afetada pela água relacionada à estrutura das argilas. A ferramenta comumente é posicionada em contato com a parede do poço e tem pouco poder de penetração na formação. Pode ter sua leitura prejudicada por arrombamento de poço.

Sônico (DTP e DTS) – A ferramenta emite ondas sísmicas compressivas (P) ou cisalhantes (S) para a formação, que viajam pela parede do poço, e registra os tempos de trânsito entre fontes e receptores regularmente espaçados. A medida computada é a vagarosidade, que é o inverso da velocidade. Costuma usar $\mu\text{s}/\text{pé}$ como unidade de medida. As curvas de sônico são utilizadas para cálculo de velocidade P e S e, quando associadas com o perfil de densidade, para impedância P e S. A curva de sônico P pode ser usada para cálculo de porosidade. O perfil sônico é muito utilizado na amarração

sísmica-poço por servir como base para obtenção da relação tempo-profundidade. A ferramenta geralmente é posicionada em contato com a parede do poço e possui pouco poder de penetração na formação. Pode ter sua medição prejudicada por arrombamento de poço.

Resistividade (RES D e RES S) – A ferramenta opera de dois modos: injeta corrente elétrica na formação e mede sua resistividade pelo sinal retornado; ou induz corrente elétrica alternada na formação, através de campo magnético, e mede sua condutividade. Costuma usar $\Omega \cdot m$ como unidade de medida. As curvas de resistividade são utilizadas para identificação do tipo de fluido intersticial e para cálculo de saturação de água, óleo e gás. A leitura de resistividade é feita essencialmente com duas configurações: alto poder de penetração na formação e baixa resolução vertical, chamada de curva profunda; e baixo poder de penetração na formação e alta resolução vertical, conhecida como curva rasa. A probabilidade de a curva profunda ler a zona virgem (fluido original da formação) é alta, assim como, a de a curva rasa medir a zona lavada (filtrado do fluido de perfuração) também é. A ferramenta costuma ser centralizada no poço e possui poder de penetração na formação variado (raso, médio e profundo). As curvas são muito afetadas pelo tipo de fluido de perfuração, que pode ser altamente resistivo ou condutivo. Além de sofrer interferência das rochas argilosas, que naturalmente apresentam carga elétrica significativa.

1.6. Princípios do Método Sísmico

O propósito desse subcapítulo é oferecer uma sucinta introdução, ou revisão, sobre o método sísmico de reflexão. O tema exposto nele está abrangentemente publicado em livros (Kearey, *et al.*, 2002; Simm & Bacon, 2014; Brown, 2011) e *websites* de Geofísica (The Society of Exploration Geophysicists, 2020).

O método sísmico é a técnica que obtém informações da subsuperfície por meio do registro sistemático do tempo de trânsito e da amplitude (energia) de ondas mecânicas. Fontes em superfície emitem pulsos sísmicos, que viajam pelas rochas do subsolo até encontrarem uma interface geológica, onde passam por eventos de reflexão, refração e transmissão e, por fim, parte energia original retorna a superfície e é registrada por receptores. Com o conhecimento dos afastamentos entre fontes e receptores e das diferenças de tempo entre tiros e chegadas, é possível inferir a profundidade das interfaces (refletores), a velocidade média dos intervalos e o contraste de impedância acústica entre unidades de rochas distintas. O método sísmico focado em reflexões é o mais desenvolvido e utilizado na indústria de óleo e gás (Figura 19).

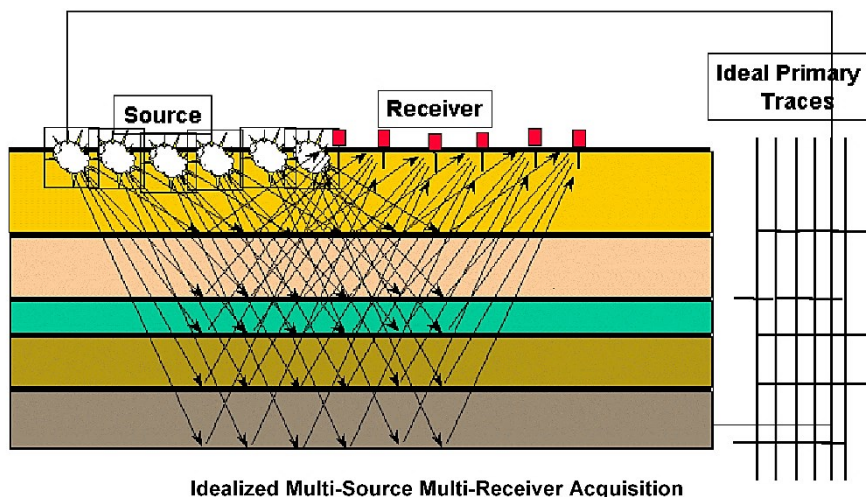


Figura 19 – Esquema de aquisição sísmica com representação das fontes, receptores, interfaces geológicas, raios de trajetória das ondas e sismograma adquirido (Schlumberger, 2018).

O fluxo de trabalho do método sísmico é dividido nas etapas de aquisição, processamento e interpretação. Abaixo serão explicados conteúdos básicos sobre cada uma delas, com o intuito de prover embasamento teórico para facilitar o entendimento de partes dessa dissertação.

Aquisição – Configuração otimizada dos tipos, quantidade, espaçamento, taxa amostragem e arranjo das fontes e receptores, com objetivo de mitigar ruídos, incrementar o sinal, garantir resolução e cobrir a área e profundidade de ocorrência dos objetivos. Pode ser implementada em terra, com uso de geofones e cargas explosivas ou caminhões com vibradores, ou em água (mar), com emprego de hidrofones e navios com canhões de ar. As aquisições podem ser programadas para emitir e detectar ondas compressivas e cisalhantes, porém, apenas as compressivas têm habilidade de se propagar na água.

Processamento – Tratamento aplicado ao dado adquirido com a finalidade de reduzir ruídos, aumentar o sinal, remover artefatos, corrigir posicionamento dos refletores e aprimorar a resolução vertical e horizontal da sísmica. A ideia principal é produzir uma imagem que represente a geologia em subsuperfície com o máximo de detalhes e precisão. Esse estágio é bastante complexo e adota métodos matemáticos e computacionais sofisticados. Os detalhes do processo fogem do propósito desse subcapítulo. Alguns passos comuns aplicados no dado sísmico são a filtragem, ganho, correção NMO/DMO, análise de velocidades, empilhamento, migração e transformação fase zero (Figura 20). Outro resultado do processamento sísmico é o modelo inicial de velocidades, feito com a técnica de inversão tomográfica do campo de velocidades.

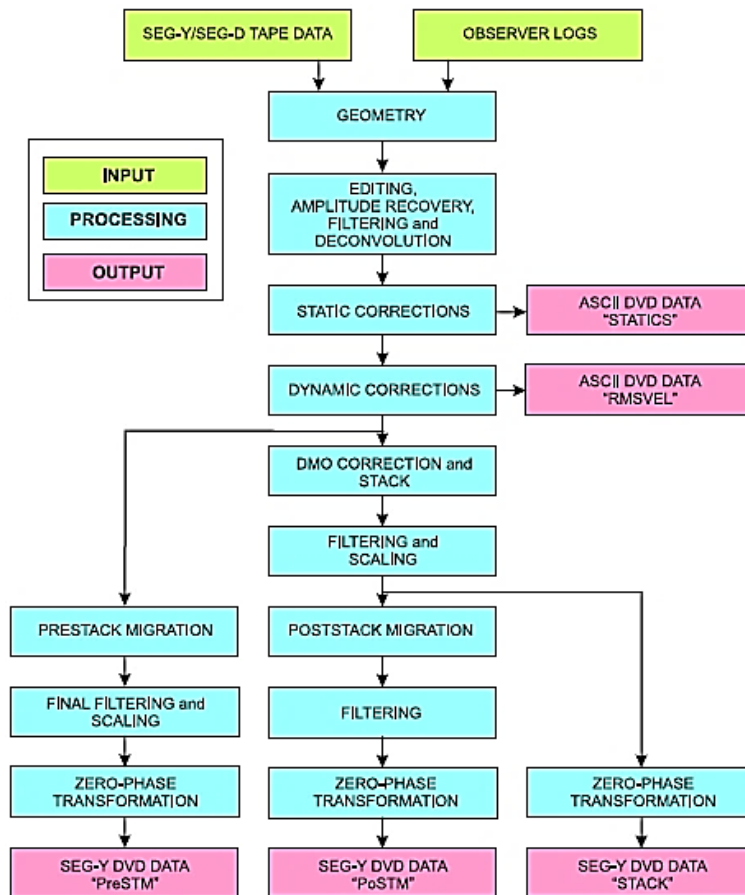


Figura 20 – Exemplo de fluxo de trabalho de processamento sísmico (Kopal, *et al.*, 2016).

Interpretação – Extração de informações geológicas das seções e volumes sísmicos, com atenção especial para feições estratigráficas e estruturais e indicadores de fluidos. A interpretação pode ter viés qualitativo ou quantitativo. Os processos mais comuns são a amarração sísmica-poço, calibração de modelo de velocidades, mapeamento de horizontes e falhas, extração de atributos sísmicos, classificação de fácies sísmicas, demarcação de *geobodies*, análise AVO/AVA, modelagem geofísica (sinal), inversão sísmica (propriedades elásticas) e análise 4D (Figura 21).

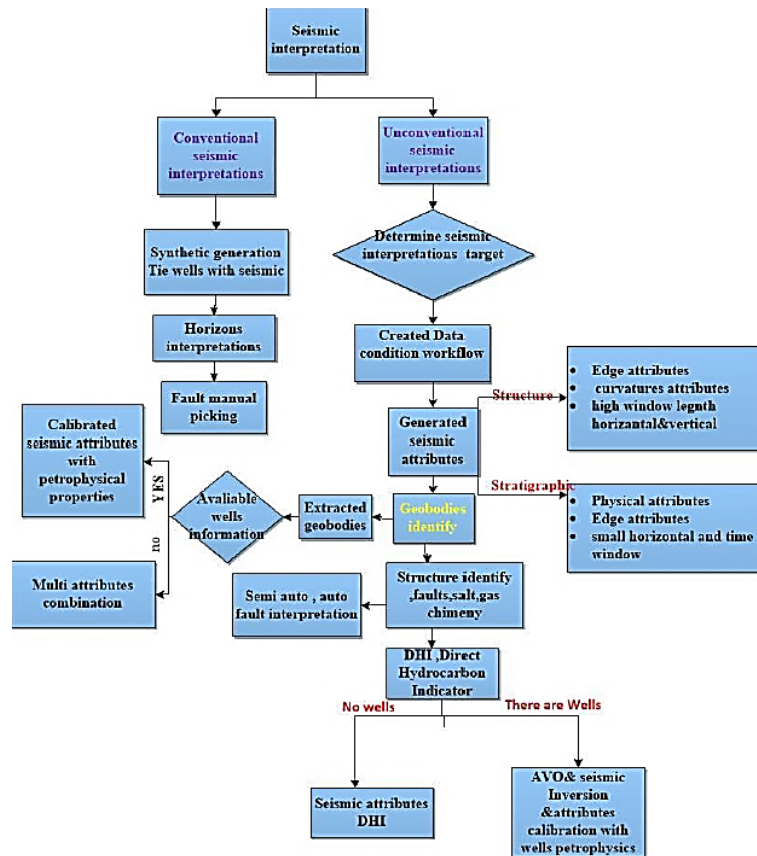


Figura 21 – Exemplo de fluxo de trabalho de interpretação sísmica (Helal, *et al.*, 2015).

A assinatura sísmica das unidades geológicas depende da impedância acústica e da organização espacial das rochas que as compõem; em adição as características da ondaleta (*wavelet*) presente no dado sísmico. Para interpretar corretamente a relação entre os refletores sísmicos e as interfaces geológicas, é necessário compreender como as propriedades de rocha, meio poroso, fluido intersticial e geopressões combinam-se aos parâmetros de ondaleta para gerar as imagens presentes em seções e mapas. O intérprete precisa considerar cenários geológicos distintos e inferir suas respostas sísmicas, para então, prever qual é o significado geológico mais provável dos refletores sísmicos de interesse (Figura 22).

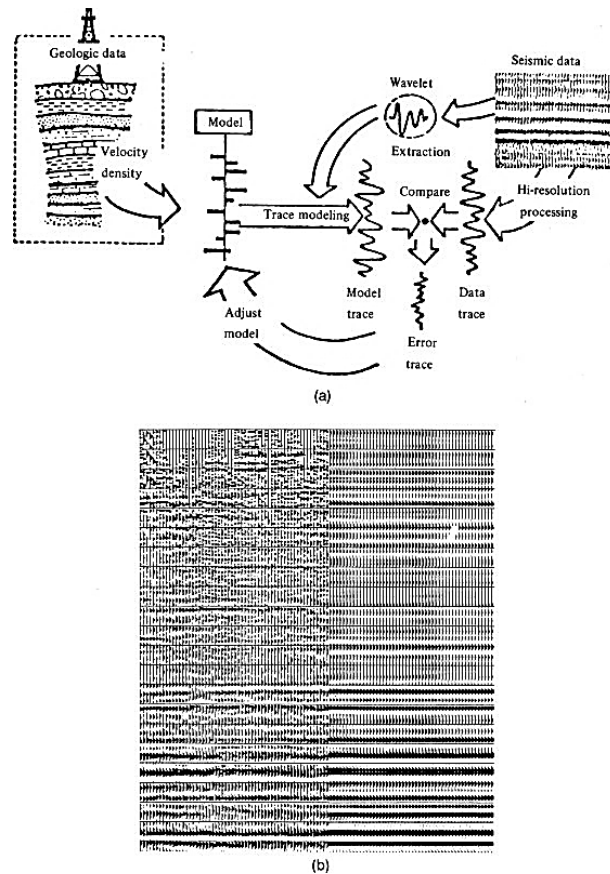


Figura 22 – Esquema representando a criação de sismograma sintético e posterior comparação com dado sísmico (The Society of Exploration Geophysicists, 2017).

Os atributos sísmicos são novas propriedades concebidas pela aplicação de operações matemáticas nos sismogramas. Concisamente, são programados para manipular as características intrínsecas dos traços sísmicos (amplitude, frequência e fase), ou para lidar com as similares e dissimilaridades entre um determinado traço e seus vizinhos. O resultado esperado pode decorrer direto da aplicação de certo atributo, ou depender de um fluxo sequencial de atributos. Para o intérprete, a escolha e o emprego dos atributos sísmicos devem refletir seu interesse em detectar indicadores de fluido ou feições estratigráficas ou estruturais. Além de ser compatível com a qualidade e tipo do dado sísmico disponível. A lista atributos sísmicos disponíveis é extremamente vasta e está em constante evolução.

As fácies sísmicas são unidades sísmicas tridimensionais, mapeáveis e compostas por conjuntos de refletos, que contém parâmetros específicos que as distinguem das demais adjacentes. São classificadas de acordo com a sua configuração/geometria, continuidade

espacial, intensidade de amplitude, frequência dominante e velocidade intervalar. Podem ser determinadas em escala regional, intermediária ou local e, por conta disso, representam objetos geológicos de dimensões distintas. Podem ser a resposta sísmica de seqüências tectono-sedimentares, tratos de sistemas, sistemas deposicionais ou elementos arquiteturais (compostos ou individuais). Isso depende da qualidade do dado sísmico e do objetivo do intérprete. A classificação de fácies sísmicas é muito útil para a identificação de elementos do sistema petrolífero e para interpretação de arranjo e propriedades do reservatório (Figura 23).

Seismic facies	Reflection configuration	Reflection continuity	Reflection amplitude and frequency	Bounding relationship	Depositional environment interpretation	Example (Vertical scale bars represent 100 ms)
1 Parallel continuous high amplitudes	Parallel	Continuous	High amplitude and low frequency	Continuous and draping underlying topography	Pelagic or hemipelagic	
2 Semiparallel continuous high amplitudes	Semiparallel	Continuous to semicontinuous	High amplitude and high frequency	Restricted to the top of the regional anticline	Debris flows or hyperconcentrated density flows or turbidites	
3 Mounded discontinuous low amplitudes	Contorted to mound-shaped	Discontinuous	Low amplitude and high frequency	Onlap, downlap, toplap, and truncation	Debris flows or (hyper) concentrated density flows	
4 Blocky semicontinuous high amplitudes	Oblique	Semicontinuous	High amplitude and high frequency	Separated by linear vertical to oblique surfaces	Lower slope and slumps or large lithified collapse blocks	
5 Oblique semicontinuous high amplitudes	Oblique	Semicontinuous	High amplitudes	Thinning out toward the platform	Upper slope	
6 Chaotic amplitudes	Chaotic	Discontinuous	Low amplitude	Grading vertically to facies 7 and laterally to facies 5	Platform interior	
7 Mounded semicontinuous high amplitudes	Contorted to mound-shaped	Semicontinuous	High amplitude and low frequency	Numerous diffraction hyperbolas	Karstified platform top	

Figura 23 – Lista com exemplo de classificação de fácies sísmicas (The Society of Exploration Geophysicists, 2019).

2. Material e Métodos

2.1. Base de Dados

A área de estudo corresponde ao Campo de Jubarte inicial, ou seja, uma fração da região unitizada. O trabalho foi direcionado à porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte para concentrar os esforços em um sistema turbidítico (reservatório) e em uma acumulação de petróleo (armadilha) específicos.

Foram selecionados nove poços na região de interesse (Tabela 1 e Figura 24), com base no posicionamento e trecho amostrado, referente ao reservatório, e na disponibilidade e qualidade de perfis geofísicos e amostras de rocha. As curvas adotadas nas interpretações são comuns em suítes básicas de perfilagem de poço: caliper (CAL), raios gama (GR), densidade (RHOB), fator fotoelétrico (PEF), nêutrons (NPHI), sônicos P e S (DTP e DTS) e resistividades profunda e rasa (RESO e RESS) (Figura 25). Os poços contavam com colunas de litologias interpretadas e marcadores de topo de certas unidades litoestratigráficas e cronoestratigráficas. Além de algumas medições de temperaturas de fundo, extrapoladas pelos métodos (Lachenbruch & Brewer, 1959) ou (Bullard, 1947). O testemunho do poço 6-JUB-1D-ESS (6-BRSA-236D-ESS), que amostrou cerca de 170 metros de rocha, forneceu resultados de análises de sedimentologia e petrofísica de laboratório, fundamentais para a interpretação de perfis (Figura 26).

Tabela 1 – Comparação entre os nomes dos poços nos sistemas Petrobras e ANP.

PETROBRAS	ANP
1-ESS-100-ESS	1-BRSA-33-ESS
6-ESS-109D-ESS	6-BRSA-139D-ESS
3-ESS-112-ESS	3-BRSA-166-ESS
3-ESS-114-ESS	3-BRSA-168-ESS
6-JUB-1D-ESS	6-BRSA-236D-ESS
9-JUB-3D-ESS	9-JUB-3D-ESS
9-JUB-5-ESS	9-JUB-5-ESS
9-JUB-10-ESS	9-JUB-10-ESS
8-JUB-46D-ESS	8-JUB-46D-ESS

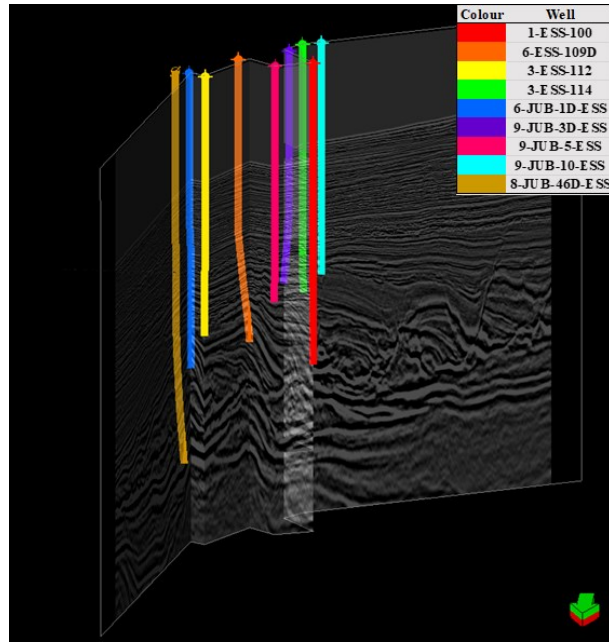


Figura 24 – Posição e trajetórias dos poços selecionados, com exibição de seção sísmica de correlação de poços no fundo (dado em profundidade).

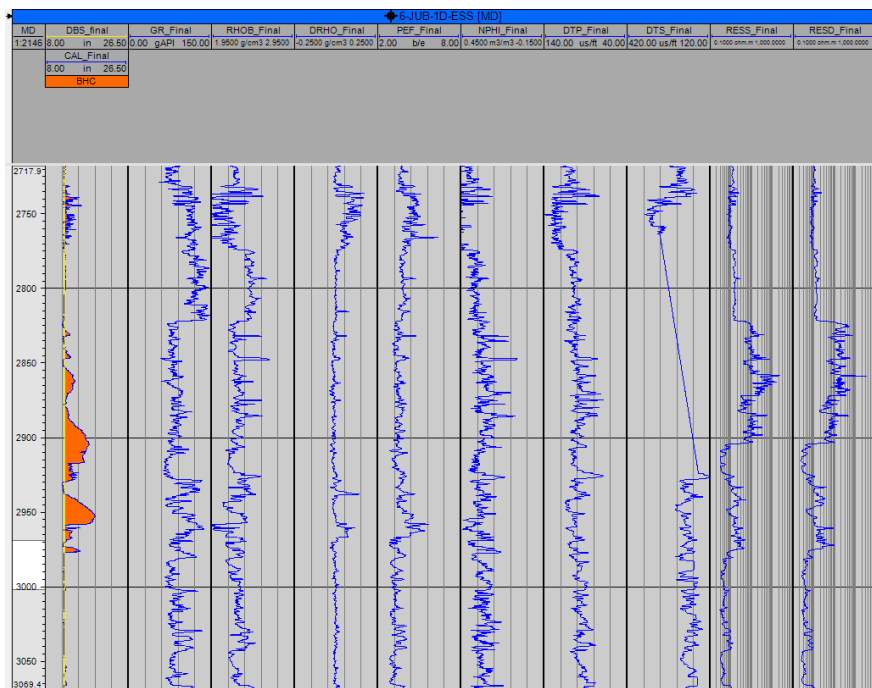


Figura 25 – Suíte de perfis de poço disponível para a interpretação. Exemplo do poço 6-JUB-1D-E SS.

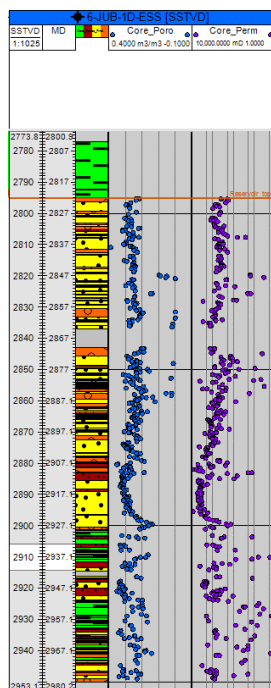


Figura 26 – Testemunho de rocha do poço 6-JUB-1D-ESS, já com a profundidade ajustada. Exposição da coluna de associação de fácies (esquerda) e amostras de petrofísica de laboratório (porosidade, no centro, e permeabilidade, na direita).

Foi escolhido o projeto de aquisição e processamento “R0302_3D_PSDM_JUN_CAX_PIRA_JUB” (Figura 27), que abrangeu a região de interesse e apresentou bons resultados de imagem e posicionamento espacial dos eventos sísmicos. O arquivo continha um volume de amplitudes e um de velocidades intervalares, ambos no domínio profundidade (Figura 28). O volume de velocidades foi produto da etapa de processamento, provavelmente obtido pela inversão sísmica tomográfica do campo de velocidades e utilizado para a migração em profundidade.

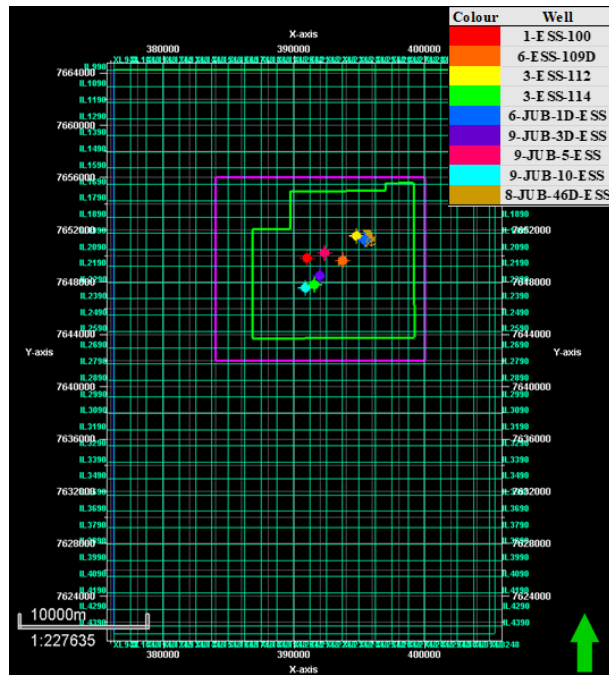


Figura 27 – Área de cobertura do projeto sísmico “R0302_3D_PSDM_JUN_CAX_PIRA_JUB”, com marcação das *inlines* e *crosslines* e posicionamento dos poços. O polígono verde representa o limite do Campo de Jubarte inicial, e o lilás, a área determinada para a interpretação sísmica (porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte).

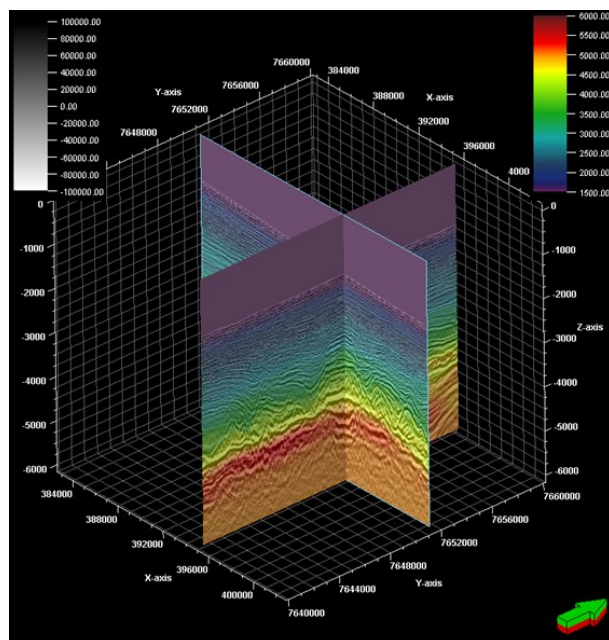


Figura 28 – Sobreposição dos volumes de amplitudes e velocidades intervalares, ambos em domínio profundidade.

Todos os dados de poço e sísmica foram provenientes do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Esse material constava como público no portal e, portanto, estava liberado para pesquisa acadêmica. Os arquivos foram carregados no *software* de E&P Petrel da Schlumberger, sob o sistema de referência de coordenadas “SIRGAS 2000 / UTM zone 24S”.

2.2. Interpretação de Perfis

As curvas originais não passaram por etapa de processamento adicional para tratamento de condições de ambiente e operação de perfilagem. As companhias especializadas nas ferramentas realizam, rotineiramente, as devidas calibrações e correções dos perfis logo após sua aquisição.

Os perfis da suíte básica de interpretação foram selecionados com preferência pelos adquiridos por perfilagem a cabo (*wireline logging*), em detrimento dos adquiridos por perfilagem simultânea a perfuração (*logging while drilling*). As curvas de ferramentas semelhantes foram emendadas para dar continuidade ao registro. A compatibilidade entre as profundidades dos diferentes perfis foi verificada por meio do alinhamento de eventos petrofísicos destacados. Os valores anormalmente altos ou baixos, manifestados nas curvas sob a forma de picos e vales, foram removidos por serem interpretados como ruídos.

O testemunho de rocha teve sua profundidade ajustada para corresponder à registrada pelos perfis de poço. Essa diferença ocorre porque o testemunho é coletado em uma operação independente, que possui um sistema de medição de profundidade menos preciso. O reposicionamento do testemunho foi guiado pela comparação entre as curvas de raios gama obtidas em laboratório e em poço. Conjuntamente, foi conferida a correspondência entre a porosidade medida em plugues e a calculada provisoriamente com o perfil de densidade.

As técnicas empregadas na interpretação de perfis foram relativamente simples, dado que, o objetivo principal era apenas gerar informações para a caracterização integrada de reservatórios. A complexidade de um estudo de petrofísica varia de acordo com os métodos e fluxo de trabalho escolhidos, está relacionada ao grau de precisão e detalhamento de resultados exigidos e depende dos dados e tempo disponíveis.

2.2.1. Cálculo de Curvas Complementares

Os perfis de velocidades compressiva (VP) e cisalhante (VS) foram obtidos com as equações:

$$VP = \frac{1}{DTP} * 304800;$$

$$VS = \frac{1}{DTS} * 304800.$$

Uma simples inversão da vagarosidade dos perfis sônicos compressivo (DTP) e cisalhante (DTS), multiplicada por uma constante para compensação de unidades, já que o sônico é registrado em $\mu\text{s}/\text{pé}$ e a velocidade em m/s. A relação entre as velocidades sísmicas (VPVS) foi determinada pela equação:

$$VPVS = \frac{VP}{VS}.$$

O poço 6-ESS-109D-ESS (6-BRSA-139D-ESS) não possuía perfil sônico, diante disso, foi necessário gerar uma versão sintética. Inicialmente, a velocidade foi estimada a partir da curva de densidade (RHOB), com a equação empírica (Gardner, *et al.*, 1974):

$$VP = 108 * RHOB^4.$$

Por fim, a velocidade inferida foi convertida para vagarosidade (sônico) com a equação:

$$DTP = \frac{1}{VP} * 304800.$$

As unidades da velocidade, densidade e vagarosidade são, respectivamente, m/s, g/cm^3 e $\mu\text{s}/\text{pé}$.

O perfil de DRDN foi criado para auxiliar na interpretação de eletrofácies, visto que, distingue bem arenitos e conglomerados de folhelhos e margas. É uma medida da diferença relativa (afastamento e cruzamento) entre os perfis de densidade e nêutrons (NPHI), que considera uma escala predefinida de visualização dos valores máximos e mínimos das curvas. Os reservatórios tendem para valores negativos, ao contrário dos selos, que tendem para números positivos. A curva foi calculada com a equação (Guimarães, *et al.*, 2008):

$$DRDN = \frac{(RHOB-2)}{0.05} - \frac{(0.45-NPHI)}{0.03}.$$

As unidades da densidade e nêutrons são, respectivamente, g/cm³ e p.u.

2.2.2. Classificação de Eletrofácies

As fácies originárias da análise de sedimentologia do testemunho foram agrupadas em quatro associações, nomeadas de acordo com o grau de energia do processo deposicional. Esse agrupamento criou classes geológicas simples, espessas, frequentes e detectáveis em perfis de poço. Por essa razão, as associações de fácies foram o pilar da classificação de eletrofácies.

As eletrofácies foram classificadas pelo método de rede neural artificial supervisionada, disponível no *software* Petrel da Schlumberger. O algoritmo foi treinado para reconhecer os padrões das associações de fácies nas curvas de raios gama, densidade, nêutrons, DRDN e velocidade compressiva, no trecho do testemunho. Após o treinamento, a rede neural artificial realizou a interpretação automática das eletrofácies do reservatório em todos os poços. O resultado foi inspecionado em cada poço.

Uma rede neural artificial é um conjunto interconectado de unidades de processamento. O sistema apresenta organização em camadas e ponderações nas conexões entre unidades. O dado de entrada é tratado por uma série de regras matemáticas para produzir o resultado de saída. Essas regras são definidas a partir da análise dos exemplos de treinamento. A funcionalidade da rede neural artificial foi inspirada pelos neurônios do cérebro humano. Essa técnica é um assunto complexo de computação e maiores detalhes são encontrados em (Gurney, 1997).

2.2.3. Cálculo das Curvas de VSH, ϕE , κH e SO

A curva de argilosidade (VSH) foi calculada por meio da análise conjunta dos perfis de raios gama (GR), densidade (RHOB) e nêutrons (NPHI). Foram adotados dois métodos independentes para estimar a propriedade: raios gama (VSHGR) e densidade-nêutrons (VSHDN). A curva final (VSH) foi gerada pela média aritmética de ambos resultados.

As equações do método com raios gama foram (Nery, 2013):

$$IGR = \frac{(GRL-GRCS)}{(GRSH-GRCS)}$$

$$VSHGR = \frac{IGR}{\{AGR-[(AGR-1)*IGR]\}}$$

Nas quais, IGR é o índice de raios gama, GRL é a leitura do perfil em certo ponto, GRCS é o valor médio de perfil dos arenitos e conglomerados livres de argila, GRSH é o valor médio de perfil dos folhelhos com altíssimo conteúdo de argila e AGR é uma constante relacionada à idade das rochas. Para as rochas do Mesozoico e Paleozoico, AGR é igual a dois. Essa é uma modificação da técnica de Larinov.

A equação do método com densidade e nêutrons foi (Nery, 2013):

$$VSHDN = \frac{(\phi TN - \phi TD)}{(\phi NSH - \phi DSH)}$$

Na qual, ϕTN é a leitura da curva de porosidade total por nêutrons em algum ponto, ϕTD é a leitura da curva de porosidade total por densidade em dado ponto, ϕNSH é o valor médio de porosidade total por nêutrons dos folhelhos com elevadíssima abundância de argila e ϕDSH é o valor médio de porosidade total por densidade dos folhelhos com altíssima porcentagem de argila.

A equação final para inferência da argilosidade foi:

$$VSH = \frac{(VSHGR+VSHDN)}{2}$$

A qual aproveita leituras de duas ferramentas para cálculo.

Os valores médios de GRCS e GRSH foram aproximados pela seleção de pontos representativos no gráfico de GR por DRDN, com aplicação de filtro de eletrofácies. Os

folhelhos mais argilosos foram marcados nos pontos de maiores GR e DRDN. Os arenitos e conglomerados mais limpos foram definidos nos pontos de menores GR e DRDN. Os valores médios de ϕ_{NSH} e ϕ_{DSH} foram estimados pela seleção de pontos representativos no gráfico de ϕ_{TN} por ϕ_{TD} , com aplicação de filtro de eletrofácies e linhas de referência (Figura 29). Os folhelhos mais argilosos foram marcados nos pontos que encontraram as linhas de maior argiloidade e menor porosidade real. As estimativas foram feitas para cada poço e os valores médios escolhidos estão na Tabela 2.

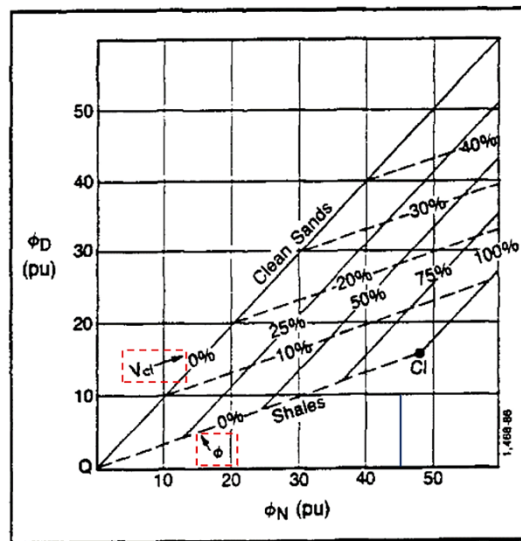


Figura 29 – Gráfico de porosidade total por nêutrons por porosidade total por densidade, com a exibição de linhas de referência de argiloidade e porosidade real (modificado de Bhuyan & Passey, 1994).

A curva de porosidade efetiva (ϕ_E) foi calculada através da análise combinada dos perfis de densidade (RHOB) e nêutrons (NPHI). Foram aplicados dois métodos independentes para estimar a propriedade: densidade (ϕ_{ED}) e nêutrons (ϕ_{EN}). Originalmente, determinou-se a porosidade total/aparente (ϕ_T) por ambos os métodos (ϕ_{TD} e ϕ_{TN}), que foi corrigida para remoção do efeito da argiloidade nas medidas, desse modo, obteve-se a porosidade efetiva. As curvas finais (ϕ_E e ϕ_T) foram estabelecidas pela média aritmética de ambos resultados.

As equações do método de densidade foram (Schlumberger, 1991; Cannon, 2016):

$$\phi_{TD} = \frac{(RHOM - RHOB)}{(RHOM - RHOF)}$$

$$\varphi ED = \varphi TD - (VSH * \varphi DSH).$$

Nas quais, RHOB é a leitura do perfil em certo ponto, RHOM é o valor médio de perfil da rocha sem poros (100% mineral), RHOF é o valor médio de perfil do fluido na zona lavada (filtrado), VSH é a argilosidade final e φDSH é o valor médio de porosidade total por densidade dos folhelhos com elevadíssimo conteúdo de argila.

A equação do método de nêutrons foi (Cannon, 2016):

$$\varphi EN = \varphi TN - (VSH * \varphi NSH).$$

Na qual, VSH é a argilosidade final e φNSH é o valor médio de porosidade total por nêutrons dos folhelhos com altíssimo teor de argila. φTN foi obtida pela aplicação de um gráfico de correção na curva de NPHI, que transformou os valores originalmente calibrados para calcário em compatíveis com arenitos/conglomerados (Figura 30).

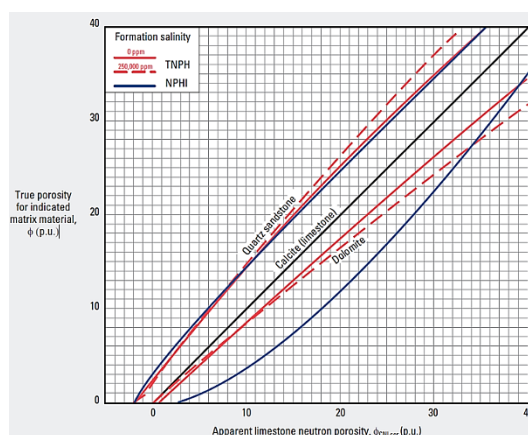


Figura 30 – Gráfico de correção de porosidade total por nêutrons de acordo com o tipo de rocha reservatório (Schlumberger, 2013).

As equações finais para inferência das porosidades total/aparente e efetiva foram:

$$\varphi T = \frac{(\varphi TD + \varphi TN)}{2};$$

$$\varphi E = \frac{(\varphi ED + \varphi EN)}{2}.$$

As quais aproveitam leituras de duas ferramentas para cálculo.

O valor médio de RHOM foi estipulado por um padrão para arenitos e conglomerados de 2.65 g/cm³ (Schlumberger, 1991). O valor de RHOF também foi estabelecido por um padrão para fluido de perfuração com base de água salgada (filtrado) de 1.15 g/cm³ (Cannon, 2016). Os valores de ϕ_{DSH} e ϕ_{NSH} são os mesmos da etapa anterior. Tais estimativas foram feitas em cada poço e os valores médios escolhidos estão na Tabela 2.

A curva de permeabilidade foi calculada mediante a análise combinada da curva de porosidade efetiva (ϕE) e do ensaio de petrofísica de laboratório. As amostras do testemunho foram expostas em um gráfico de porosidade efetiva por permeabilidade horizontal (κH), respectivamente, em escalas linear e logarítmica e identificadas por associação de fácies. A partir disso, foram realizadas regressões lineares, em conjuntos de pontos segregados por associação de fácies, para determinar as regras de correlação entre as propriedades (Figura 31). Por fim, as relações foram aplicadas à curva de porosidade efetiva, discriminadas por eletrofácies e, então, estimou-se a curva de permeabilidade horizontal.

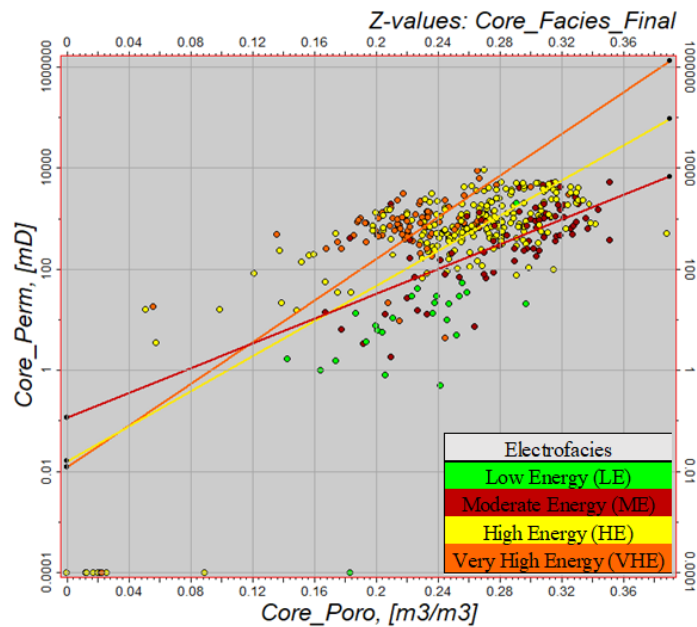


Figura 31 – Gráfico de porosidade (escala linear) por permeabilidade (escala logarítmica), com exposição das amostras de testemunho classificadas por associação de fácies e demonstração das regressões lineares.

A equação para inferência da permeabilidade horizontal foi (Cannon, 2016):

$$\kappa H = 10^{(A*\phi E+B)}.$$

Na qual, ϕE é o valor da curva de porosidade efetiva em algum ponto e A e B são constantes referentes às eletrofácies, determinadas no gráfico ϕE por κH .

Como complemento da curva de permeabilidade, foi calculada a transmissibilidade (τ) do reservatório pela equação (The Society of Petroleum Engineers, 2013):

$$\tau = \frac{(E*\kappa H)}{\mu}.$$

Na qual, E é a espessura média, κH é a permeabilidade horizontal média e μ é a viscosidade média do fluido (14.5 cP). Essa propriedade é uma medida geral de escoamento de fluidos no reservatório, logo, tem boa correlação com o fator de recuperação de hidrocarbonetos dos campos.

A curva de saturação de água (SW) foi calculada por meio da análise do perfil de resistividade profunda (RES-D). Foi empregado o método de Simandoux modificado, por corrigir o efeito da argilosidade (VSH) nas medições e demandar poucas variáveis de entrada. Primeiro, foi criada a curva de temperatura da formação (T). Segundo, foi determinado o valor médio de resistividade aparente da água de formação (RWA). Terceiro, foi gerada a curva de resistividade da água de formação (RW). Por fim, estimou-se as curvas de saturação de água e óleo.

A equação para inferência da temperatura da formação foi (Schlumberger, 1991):

$$T = \left\{ GG * \left[\frac{(|Z|-WD)}{1000} \right] \right\} + TSB.$$

Na qual, GG é o gradiente geotérmico local, Z é a profundidade em dado ponto (cota topográfica), WD é a lâmina d'água na posição do poço e TSB é a temperatura média do fundo do mar (°C) na região. O gradiente geotérmico local foi determinado por uma regressão linear, aplicada aos pontos de medições de poço, em um gráfico de profundidade de soterramento por temperatura extrapolada (Figura 32). A temperatura média do fundo do mar foi aproximada por um padrão para águas profundas e ultraprofundas de 4 C° (The National Oceanic and Atmospheric Administration - U.S., 2021).

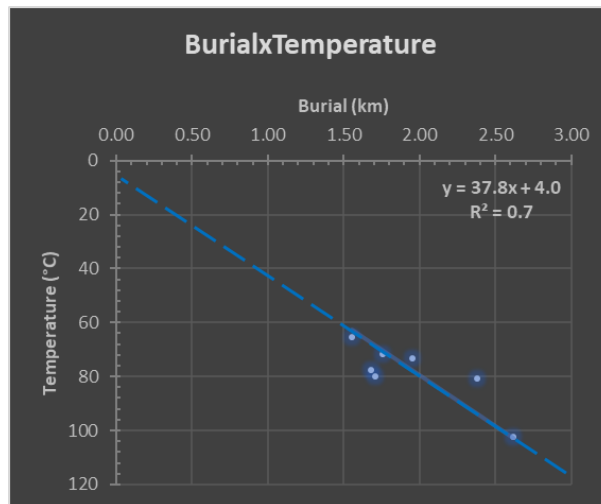


Figura 32 – Gráfico de temperatura (°C) por soterramento (km) com a projeção do gradiente geotérmico local da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte. O soterramento considera apenas a coluna de rochas e sedimentos, sem computar a lâmina d’água.

A equação para estimativa da resistividade aparente da água de formação foi (Schlumberger, 1991; Cannon, 2016):

$$RWA = \frac{(\phi E^M * RESD)}{A}$$

Na qual, ϕE é a porosidade efetiva em algum ponto, M é o expoente de cimentação, $RESD$ é a leitura do perfil de resistividade profunda em dado ponto e A é o fator de tortuosidade. Um conjunto de pontos foi selecionado nos diversos poços, em zonas de reservatório totalmente portador de água, livre de argilosidade e com temperatura semelhante. O RWA desses pontos foi calculado e a média aritmética deles foi definida como o RW médio para dada temperatura (Tabela 3).

A resistividade da água de formação foi computada com a equação (Schlumberger, 1991; Serra, 1986):

$$RW2 = RW1 * \left[\frac{(T1+21.5)}{(T2+21.5)} \right]$$

Na qual, $RW1$ e $RW2$ são as resistividades da formação em certos pontos, e $T1$ e $T2$ são a temperatura da formação (°C) em determinados pontos.

A saturação de água foi inferida com o conjunto de equações (Cannon, 2016):

$$SW = \left[\sqrt{(B^2 + C)} \right] - B;$$

$$B = \frac{[A*RW*(1-VSH)*VSH]}{(2*\phi E^M*RSH)},$$

$$C = \frac{[A*RW*(1-VSH)]}{(\phi E^M*RES D)}.$$

Nas quais, A é o fator de tortuosidade, RW é a leitura da curva de resistividade da água de formação em certo ponto, VSH é a argilosidade final, ϕE é a porosidade efetiva, M é o expoente de cimentação, RSH é o valor médio de perfil dos folhelhos com elevadíssimo conteúdo de argila e RESD é a leitura do perfil de resistividade em determinado ponto. A equação original foi segmentada em termos para reduzir a complexidade e facilitar sua implementação por etapas.

Os valores de A, M e N foram determinados por um padrão para arenitos e conglomerados de 1, 2 e 2, nessa ordem (Cannon, 2016). O valor médio de RSH foi aproximado pela seleção de pontos representativos no gráfico de RESD por VSH, com aplicação de filtro de eletrofácies. Os folhelhos mais argilosos foram marcados nos pontos de maior VSH. Tais estimativas foram feitas em cada poço e os valores médios escolhidos estão na Tabela 2.

Tabela 2 – Valores médios de GRSH, GRCS, ϕDSH , ϕNSH e RSH estimados para cada poço.

Wells	GRSH (API)	GRCS (API)	ϕDSH (DEC.)	ϕNSH (DEC.)	RSH (OHM*M)
1-ESS-100	157	74	0.26	0.55	1.01
6-ESS-109D	137	67	0.19	0.45	1.17
3-ESS-112	163	68	0.15	0.42	1.39
3-ESS-114	143	73	0.24	0.51	1.04
6-JUB-1D-ESS	146	66	0.15	0.44	1.23
9-JUB-3D-ESS	137	64	0.19	0.45	0.90
9-JUB-5-ESS	159	77	0.20	0.48	1.23
9-JUB-10-ESS	130	76	0.25	0.51	1.05
8-JUB-46D-ESS	127	73	0.17	0.47	0.77
Mean	144	71	0.20	0.48	1.09
SD	12	4	0.04	0.04	0.18
Max	163	77	0.26	0.55	1.39
Min	127	64	0.15	0.42	0.77

Tabela 3 – Valores de RWA aproximados para cada poço e média global.

Wells	SSTVD	T (C)	RESD (OHM*M)	φE (DEC.)	RWA (OHM*M)
1-ESS-100	2906.4	67	0.56	0.31	0.05
	2911.4	67	0.53	0.26	0.04
6-ESS-109D	2960.8	66	0.60	0.29	0.05
	2967.1	67	0.29	0.24	0.02
3-ESS-112	3016.7	67	0.51	0.21	0.02
	3028.6	68	0.32	0.29	0.03
3-ESS-114	2927.9	67	0.40	0.24	0.02
	2929.6	67	0.36	0.28	0.03
6-JUB-1D-ESS	3020.5	67	0.25	0.32	0.03
	3028.7	67	0.34	0.23	0.02
9-JUB-3D-ESS	2906.8	66	0.21	0.32	0.02
	2911.1	66	0.22	0.31	0.02
9-JUB-5-ESS	2947.7	67	0.59	0.23	0.03
	2952.9	67	0.55	0.25	0.03
9-JUB-10-ESS	2902.7	66	0.53	0.30	0.05
	2909.9	66	0.47	0.28	0.04
8-JUB-46D-ESS	3036.4	67	0.18	0.21	0.01
	3046.9	68	0.27	0.23	0.01
Mean	2961.8	67	0.40	0.27	0.03

2.3. Interpretação Sísmica

2.3.1. Amarração Sísmica-Poço

A amarração foi conduzida poço a poço, no domínio tempo, pelo ajuste dos sismogramas sintéticos aos traços sísmicos representativos das posições dos poços. Algumas âncoras foram posicionadas em refletores com amplitude destacada e próximos aos marcadores estratigráficos de poço e, então, foram feitos deslocamentos verticais nesses pontos, para alinhar os refletores do sismograma sintético aos do traço sísmico médio. Os ajustes foram sutis para minimizar a distorção das velocidades intervalares originais, proveniente do volume de velocidades do processamento sísmico (Figura 33).

Os sismogramas sintéticos foram gerados pela convolução das ondaletas com o perfil de coeficiente de reflexão. As ondaletas utilizadas foram estatísticas, extraídas do próprio dado sísmico ao longo da trajetória do poço no intervalo de interesse. O coeficiente de reflexão foi determinado pela equação (Kearey, *et al.*, 2002; Simm & Bacon, 2014):

$$RC = \frac{(IP2-IP1)}{(IP2+IP1)}$$

Na qual, IP2 é a impedância acústica da camada abaixo da interface e IP1 é a impedância acústica da camada acima da interface. A impedância acústica (IP) foi definida pela equação (Kearey, *et al.*, 2002; Simm & Bacon, 2014):

$$IP = RHOB * VP.$$

Na qual, RHOB é a leitura do perfil de densidade em dado ponto, VP é a leitura do perfil de velocidade compressiva em algum ponto.

A relação tempo-profundidade dos poços foi obtida por uma função velocidade derivada dos perfis sônicos, condicionados para amarração sísmica-poço. Os perfis sônicos originais foram filtrados para remover as respostas de alta frequência (>70 Hz) e, com isso, aumentar sua compatibilidade com o dado sísmico. Os trechos descobertos pelo perfil sônico foram completados por emendas com uma curva de sônico sintético, extraída do volume de velocidades do processamento sísmico (Figura 34).

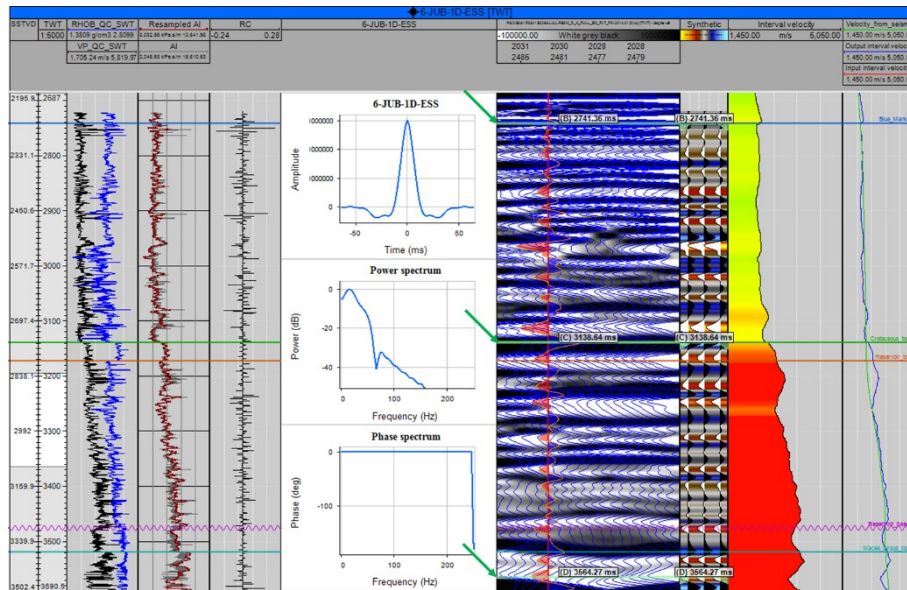


Figura 33 – Exemplo de janela de amarração sísmica-poço do poço 6-JUB-1D-ESS. Exibição dos perfis de impedância acústica e coeficiente de reflexão, ondaleta estatística, sismograma sintético, traços sísmicos vizinhos ao poço, velocidades intervalares de entrada (curva verde) e saída (curva azul) e âncoras de amarração (barras horizontais com setas verdes).

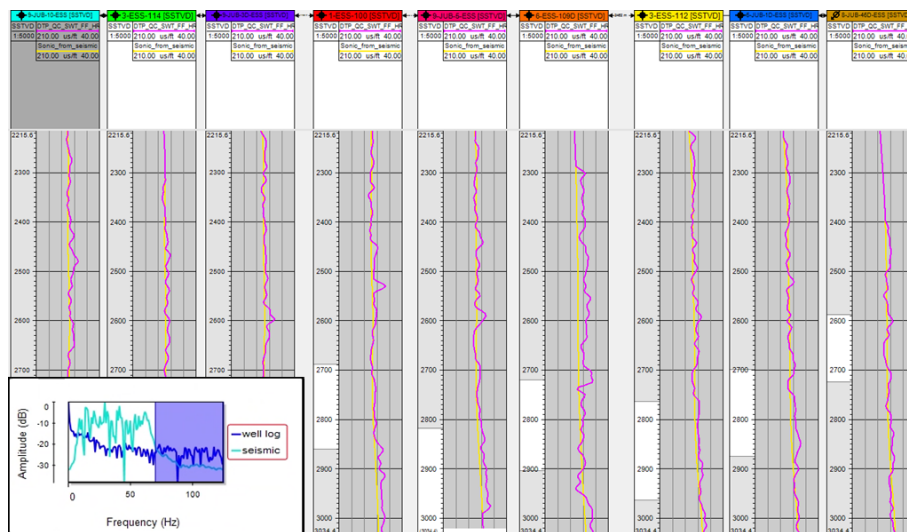


Figura 34 – Comparação entre as curvas de velocidade derivadas do volume sísmico (amarela) e do perfil sônico filtrado (lilás). Exibição de espectro de frequência do dado sísmico (azul claro) e do perfil sônico (azul escuro).

2.3.2. Interpretação de Horizontes e Falhas

O volume sísmico original foi analisado rapidamente para determinar uma área de interesse que cobrisse a acumulação de hidrocarbonetos de Jubarte e as porções mais relevantes do reservatório. Essa região serviu como limite para recorte de um volume subordinado, que foi utilizado para interpretação sísmica.

Os horizontes foram interpretados no domínio tempo, com rastreamento inicial feito no entorno dos poços, a partir dos marcadores, e mapeamento posterior expandido para toda área de interesse. A malha de interpretação foi quadrangular e apresentou um afastamento entre linhas sísmicas de 400 m (*inlines* e *crosslines*) (Figura 35). Foram escolhidos horizontes com assinatura sísmica destacada e bem definida, relevância geológica e área de extensão significativa (Figura 36).

As falhas foram interpretadas apenas em algumas linhas para auxiliar no entendimento do estilo estrutural e complementar figuras representativas do reservatório. Foram escolhidas falhas bem definidas, com rejeitos e extensões significativas e com relevância geológica. O planejamento original era também realizar o mapeamento em 3D das falhas. Porém, não houve tempo hábil para conclusão.

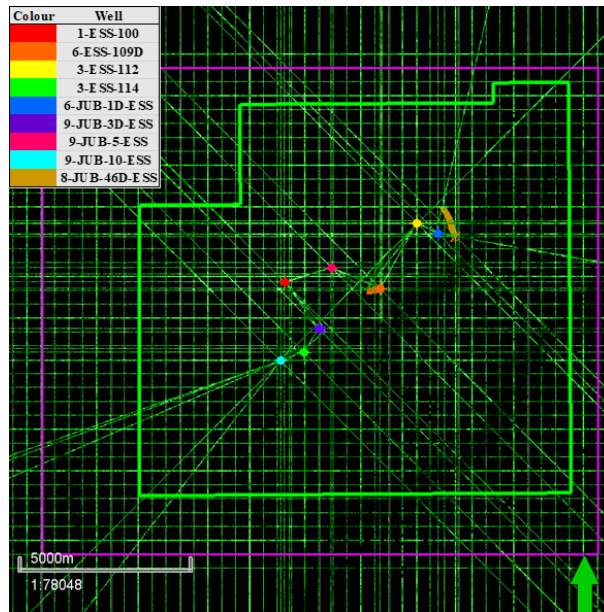


Figura 35 – Exemplo de malha de interpretação sísmica do horizonte Topo da Sequência do Cretáceo, com exibição dos polígonos de limite do Campo de Jubarte inicial (verde) e do volume subordinado utilizado para interpretação (lilás).

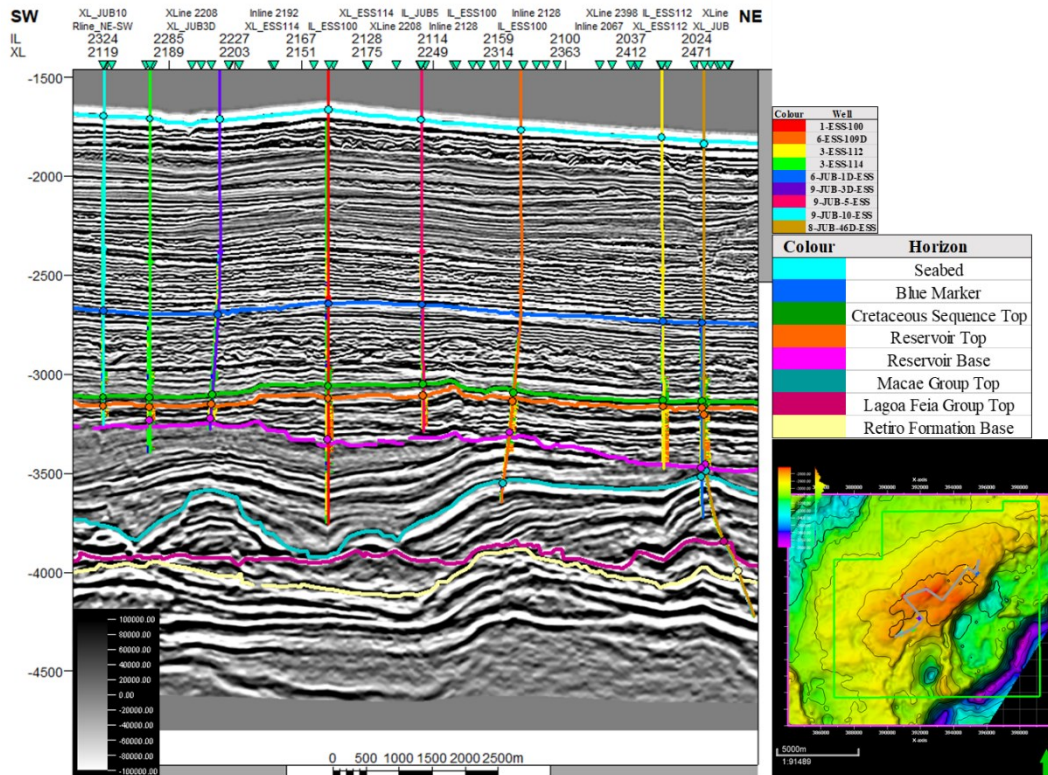


Figura 36 – Seção sísmica de correlação de poços com a exibição dos horizontes mapeados na área de interesse, em domínio tempo.

2.3.3. Seleção de Atributos Sísmicos

Os atributos sísmicos foram selecionados com objetivo de ressaltar feições estratigráficas ou estruturais. A escolha foi feita dentre as opções disponíveis na suíte do *software* Petrel da Schlumberger, com critérios de separação por categorias e avaliação de resultados expeditos.

Os atributos de viés estratigráfico foram: *RMS Amplitude* e *Relative Acoustic Impedance*. Eles estão listados abaixo com uma breve descrição da operação e finalidade.

RMS Amplitude – Média quadrática da amplitude. É útil para a identificação de corpos geológicos que apresentam contraste de impedância acústica com relação as rochas encaixantes, sem importar se a diferença é positiva ou negativa (Schlumberger, 2019).

Relative Acoustic Impedance – Integração dos traços sísmicos, soma contínua das amplitudes, com aplicação de filtro de baixa frequência para redução de ruídos adicionados. É útil para visualizar o dado sísmico na forma de impedância acústica aparente, com a transformação de interfaces em camadas (Schlumberger, 2019).

Os atributos de viés estrutural foram combinados em dois fluxos. O primeiro, seguiu a sequência: (1) *Structural Smoothing*; (2) *Variance (Edge Method)*; (3) *3D Edge Enhancement*; e (4) *Ant Tracking*. O segundo (equivalente ao *TecVA* de (Bulhões & de Amorim, 2005), respeitou a ordem: (1) *Structural Smoothing*; (2) *Remove Bias*; (3) *RMS Amplitude*; e (4) *Phase Shift*. Cada componente do fluxo está listado abaixo com uma breve descrição da operação e finalidade.

Structural Smoothing – Filtro de suavização 3D dos traços sísmicos para aumentar a continuidade dos refletores. Pode considerar o mergulho dos refletores e ter etapa de destaque de quinas. É útil para remover ruídos ou estruturas muito pequenas do dado (Schlumberger, 2019).

Variance (Edge Method) – Estimativa 3D da variância local de amplitude entre dado traço e seus vizinhos. Pode considerar o mergulho dos refletores e ter etapa de suavização. É útil para explicitar descontinuidades no dado sísmico, como falhas e elementos arquiteturais (Schlumberger, 2019).

3D Edge Enhancement – Filtro de volume que destaca quinas por detecção de descontinuidades nas três dimensões, com processo iterativo. É útil para remover as descontinuidades pequenas e aleatórias e ressaltar as grandes e organizadas, como falhas (Schlumberger, 2019).

Ant tracking – Condicionamento aplicado em volume de descontinuidades para extração automática de falhas. O algoritmo filtra as descontinuidades que são correspondentes à uma tendência direcional predefinida e têm maior extensão e organização. Utiliza técnica de inteligência artificial. É útil para explicitar falhas em outros atributos (Schlumberger, 2019).

Remove Bias – Filtro para remoção do viés vinculado à deconvolução dos traços sísmicos. É útil para controle de qualidade do dado (Schlumberger, 2019).

Phase Shift – Rotação da fase do sinal de entrada. É útil para condicionamento do dado (Schlumberger, 2019).

2.3.4. Calibração de Modelo de Velocidades

O modelo de velocidades original, proveniente do processamento sísmico, foi calibrado com as velocidades obtidas pela etapa de amarração sísmica-poço. O método considerou as informações de tempo e profundidade dos marcadores de poço e a geometria dos horizontes para realizar as correções no volume de velocidades original. O ajuste usou interpolação convergente e distribuiu as diferenças de velocidade (relação tempo-profundidade) de forma suave pelos intervalos estratigráficos. Todo o processo foi feito no *software* Petrel da Schlumberger. Os horizontes e falhas interpretados em tempo foram convertidos para profundidade com o modelo calibrado.

Existem técnicas de modelagem de velocidades sísmicas que garantem resultados mais precisos e coerentes do que a simples calibração feita nesse trabalho. Porém, são processos complexos que fugiriam do escopo do estudo. O objetivo desta etapa era simplesmente prover a correspondência de profundidade entre os objetos identificados em poço e sísmica.

2.3.5. Cálculo de Volumes de Hidrocarbonetos (2D)

Foi feito um cálculo de volume de hidrocarboneto simplificado utilizando as propriedades médias dos poços, horizontes de topo e base do reservatório e contato óleo-água. A equação para determinação do volume de óleo *in place* (VOIP) foi (Triggia, *et al.*, 2004):

$$VOIP = \frac{(GRV * NTG * \phi E * SO)}{BO}$$

Na qual, GRV é o volume total de rocha acima do contato, NTG é o *net-to-gross* médio, ϕE é a porosidade efetiva média, SO é a saturação de óleo média e BO é o fator volume de formação do óleo. O BO utilizado no cálculo foi proveniente de um fluido médio modelado, que é representativo dos principais reservatórios da bacia de Campos (Ferreira, 2016). Esse tipo de estimativa 2D costuma superestimar os volumes de hidrocarbonetos dos campos, uma vez que, os poços são posicionados nas melhores regiões do reservatório e o método não considera as heterogeneidades tridimensionais.

3. Resultados e Discussão

3.1. Interpretação de Perfis

3.1.1. Eletrofácies

O intervalo reservatório é composto essencialmente por quatro eletrofácies, classificadas de acordo com a energia do processo deposicional: energia muito alta; energia alta; energia moderada; e energia baixa. Essas classes são a manifestação em perfis geofísicos das associações de fácies identificadas no testemunho (Figura 37). Elas têm relação com qualidade de reservatório, elementos arquiteturais e ciclos deposicionais.

Energia muito alta (*very high energy* – VHE) – Composta por conglomerados e arenitos conglomeráticos maciços, gradados ou estratificados. Pode apresentar trechos ricos em intraclastos lamosos. Responde por 40% das eletrofácies classificadas nos poços. Ocorre como camadas de alguns decímetros a dezenas de metros. Possui valores médios de GR baixo, RHOB alto, NPHI baixo, DRDN baixo e VP alto. Apresenta ϕE , κH e SO elevadas. Essa eletrofácies é típica em canais e na base de ciclos deposicionais.

Energia alta (*high energy* – HE) – Constituída de arenitos maciços, gradados ou estratificados com areia muito grossa a média. Pode apresentar trechos ricos em intraclastos lamosos. Responde por 41% das eletrofácies classificadas nos poços. Ocorre como camadas de alguns decímetros a dezenas de metros. Possui valores médios de GR baixo, RHOB intermediário, NPHI intermediário, DRDN baixo e VP intermediário. Apresenta ϕE , κH e SO elevadas. Essa eletrofácies é típica em canais e extravasamentos e na base e meio de ciclos deposicionais.

Energia moderada (*moderate energy* – ME) – Formada por arenitos estratificados ou laminados com areia média a muito fina. Responde por 5% das eletrofácies classificadas nos poços. Ocorre como camadas de centímetros a alguns metros. Possui valores médios de GR intermediário, RHOB baixo, NPHI alto, DRDN intermediário e

VP baixo. Apresenta Φ elevada e κ H e SO intermediárias. Essa eletrofácies é típica em extravasamentos e *levees* e no meio e topo de ciclos deposicionais.

Energia baixa (*low energy* – LE) – Integrada por folhelhos, margas e intercalações milimétricas a centimétricas de arenito e folhelho. Responde por 14% das eletrofácies classificadas nos poços. Ocorre como camadas de centímetros a dezenas de metros. Possui valores médios de GR alto, RHOB alto, NPHI alto, DRDN alto e VP baixo. São os selos do intervalo reservatório. Essa eletrofácies é típica em *levees* e lençóis de lama (*background*) e no topo de ciclos deposicionais. Depósitos lamosos de fluxos de detritos e escorregamentos foram agrupados nessa eletrofácies por apresentarem resposta em perfis de poço e qualidade de reservatório semelhantes as demais fácies sedimentares dessa classe, embora não sejam gerados por processos deposicionais de energia baixa.

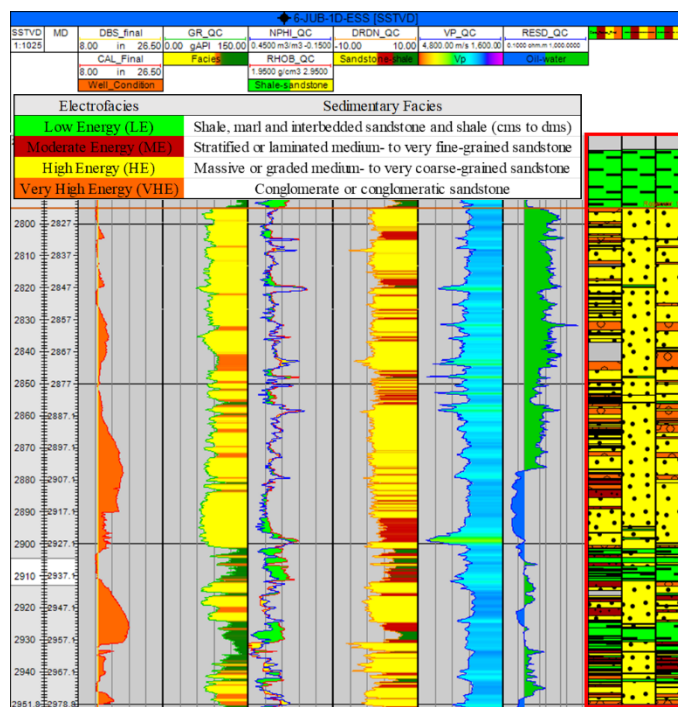


Figura 37 – Suíte de perfis de poço com colunas de associação de fácies do testemunho (esquerda) e eletrofácies simplificada (meio) e completa (direita). As colunas estão marcadas pelo retângulo vermelho.

Os valores característicos de perfis geofísicos das associações de fácies (descritas) e eletrofácies (classificadas) são apresentados nas Tabelas 4 e 5, respectivamente. A análise conjunta das curvas permite, com certa tolerância ao erro, separar as classes

(Figura 38). A imprecisão do método está associada à equivalência imperfeita entre os perfis de poços diferentes e ao agrupamento de fácies sedimentares com propriedades bastante variadas.

Tabela 4 – Valores de perfis para as associações de fácies do testemunho.

Cores																				
GR (API)				RHOB (g/cm ³)				NPHI (p.u.)				DRDN				VP (m/s)				
	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP
VHE	87	71	112	8	2.25	2.12	2.56	0.07	0.26	0.06	0.39	0.05	-1.3	-4.9	3.0	1.1	3078	2615	3999	266
HE	82	61	136	10	2.22	1.97	2.64	0.08	0.30	0.05	0.43	0.05	-0.8	-5.4	3.6	1.2	2936	2209	4467	304
ME	93	66	134	14	2.18	2.04	2.38	0.06	0.33	0.20	0.43	0.04	-0.3	-2.7	3.6	1.4	2808	2273	3551	196
LE	117	72	145	12	2.30	1.88	2.54	0.10	0.36	0.22	0.48	0.05	3.1	-6.0	7.1	2.0	2823	2418	3502	181

Tabela 5 – Valores de perfis para as eletrofácies dos poços.

Wells																				
GR (API)				RHOB (g/cm ³)				NPHI (p.u.)				DRDN				VP (m/s)				
	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP
VHE	91	71	136	9	2.31	1.97	2.65	0.08	0.22	0.01	0.43	0.05	-1.6	-4.9	2.5	0.9	3495	2731	5762	383
HE	81	56	126	8	2.25	1.97	2.67	0.09	0.28	0.02	0.42	0.05	-0.9	-5.4	2.8	1.0	3103	2157	5992	521
ME	100	70	148	14	2.18	1.87	2.70	0.07	0.34	0.01	0.42	0.05	-0.2	-3.7	2.7	1.2	2843	2134	5844	386
LE	118	65	169	16	2.33	1.88	2.64	0.08	0.35	0.11	0.58	0.05	3.5	-6.0	8.2	1.4	2869	1837	5205	304

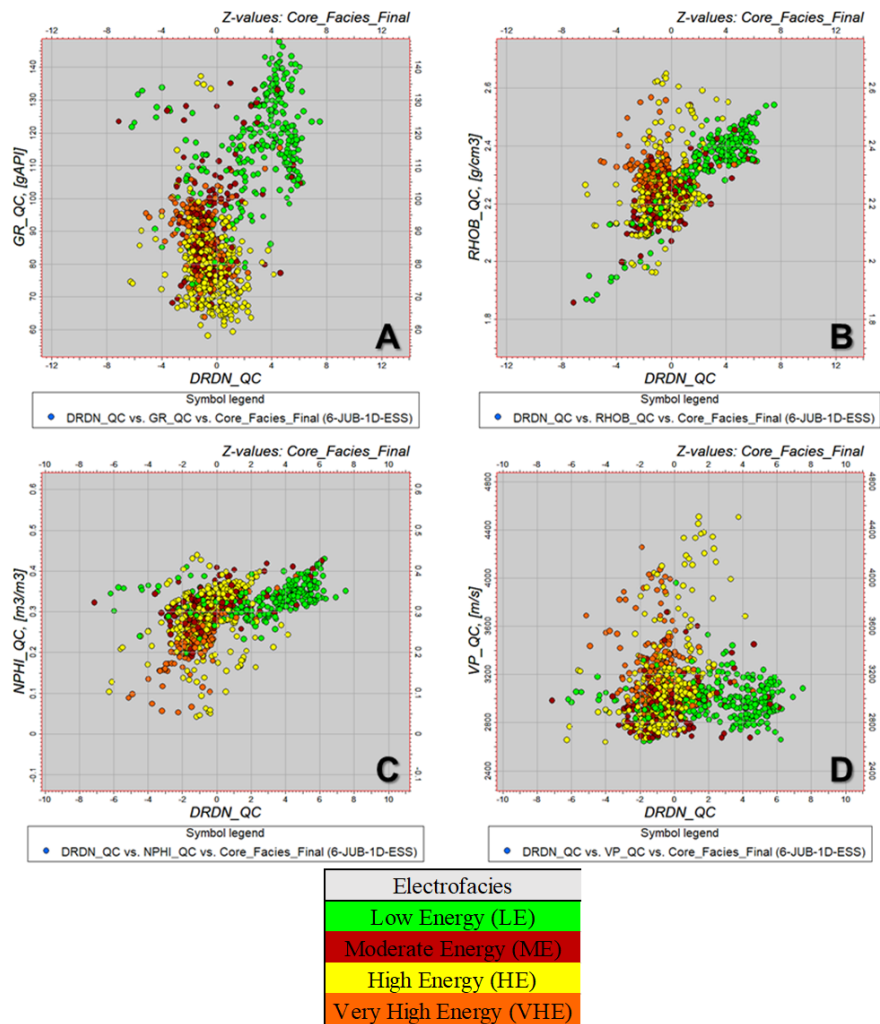


Figura 38 – Gráficos de correlação entre os perfis de poço com amostras coloridas pelas associações de fácies do testemunho. É possível notar a separação das eletrofácies em grupos de acordo com faixas de valores. (A) DRDNxGR; (B) DRDNxRHOB; (C) DRDNxNPHI; e (D) DRDNxVP.

3.1.2. Porosidade, Permeabilidade e Saturação

O intervalo reservatório, de forma geral, apresenta características excelentes: espessura de 204 metros; *net-to-gross* de 86%; porosidade efetiva de 23%; permeabilidade horizontal de 1146 mD; e saturação de óleo de 75%. Ao segregá-lo nas eletrofácies VHE, HE e ME, nesta ordem, obtém-se: argilosidades de 15%, 15% e 24%; porosidades efetivas de 20%, 25% e 26%; permeabilidades horizontais de 1041 mD, 1329 mD e 485 mD; e saturações de óleo de 74%, 77% e 65%. Em vista disso, é possível dizer que a melhor eletrofácies reservatório é a HE, seguida por VHE e ME, respectivamente.

As propriedades médias de reservatório estão detalhadas e classificadas por poços e eletrofácies nas Tabelas 6 e 7, respectivamente. Os valores foram calculados a partir das curvas interpretadas.

Tabela 6 – Propriedades médias de reservatório separadas por poço.

Wells	Eletrofácies (dec.)				Gross (m)	Net (m)	NTG	Pay (m)	Net Pay (m)	VSH (dec.)	φE (dec.)	κH (mD)	Sw (dec.)	So (dec.)
	VHE	HE	ME	LE										
1-ESS-100	0.59	0.22	0.07	0.12	329	290	0.88	83	73	0.15	0.21	1005	0.33	0.67
6-ESS-109D	0.12	0.62	0.07	0.19	221	179	0.81	127	103	0.17	0.24	982	0.22	0.78
3-ESS-112	0.54	0.31	0.03	0.12	472	415	0.88	84	74	0.14	0.23	1255	0.24	0.76
3-ESS-114	0.43	0.42	0.08	0.07	131	122	0.93	57	53	0.13	0.26	2069	0.29	0.71
6-JUB-1D-ESS	0.35	0.51	0.03	0.11	471	419	0.89	87	77	0.17	0.22	820	0.24	0.76
9-JUB-3D-ESS	0.15	0.78	0.02	0.05	135	128	0.95	67	64	0.14	0.26	1701	0.19	0.81
9-JUB-5-ESS	0.42	0.39	0.09	0.10	312	281	0.9	122	110	0.16	0.25	1515	0.16	0.84
9-JUB-10-ESS	0.13	0.43	0.19	0.25	138	104	0.75	56	42	0.13	0.29	2761	0.36	0.64
8-JUB-46D-ESS	0.41	0.32	0.01	0.26	409	303	0.74	36	27	0.15	0.19	684	0.41	0.59
Global	0.40	0.41	0.05	0.14	204	175	0.86	60	52	0.15	0.23	1146	0.25	0.75

Tabela 7 – Propriedades médias de reservatório separadas por eletrofácies.

Wells - Reservoir																
	VSH (dec.)				φE (dec.)				κH (mD)				Sw (dec.)			
	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP	Med	Min	Max	DP
VHE	0.15	0.00	0.42	0.06	0.20	0.01	0.34	0.06	1041	0.02	9007	1956	0.26	0.03	1.00	0.18
HE	0.15	0.00	0.40	0.06	0.25	0.01	0.37	0.06	1329	0.02	9007	1912	0.23	0.02	1.00	0.17
ME	0.24	0.05	0.61	0.10	0.26	0.00	0.37	0.06	485	0.15	3409	610	0.35	0.05	1.00	0.19

As curvas de porosidade efetiva e permeabilidade horizontal apresentaram um bom ajuste com os pontos medidos na análise petrofísica de laboratório do poço 6-JUB-

1D-ESS (Figura 39). Essa correspondência é fundamental para garantir a consistência do resultado.

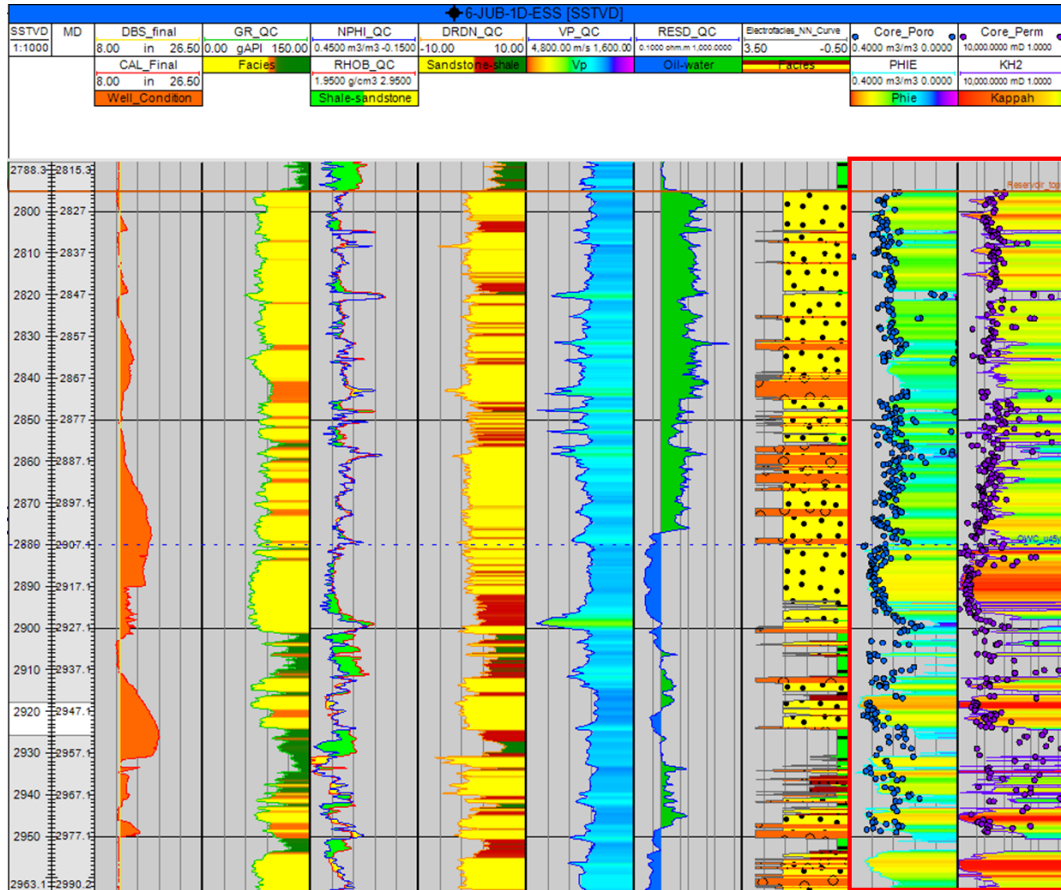


Figura 39 – Suíte de perfis de poço no trecho do testemunho, com as eletrofácies interpretadas, curvas de porosidade efetiva e permeabilidade horizontal e pontos de porosidade e permeabilidade da análise de laboratório. As curvas e pontos de porosidade e permeabilidade estão marcados pelo retângulo vermelho.

O resultado da interpretação de perfis está sintetizado nas Figuras 40 a 48. Elas exibem as curvas de eletrofácies, argilosidade, porosidade efetiva, permeabilidade horizontal e saturação de óleo calculadas para os poços do estudo.

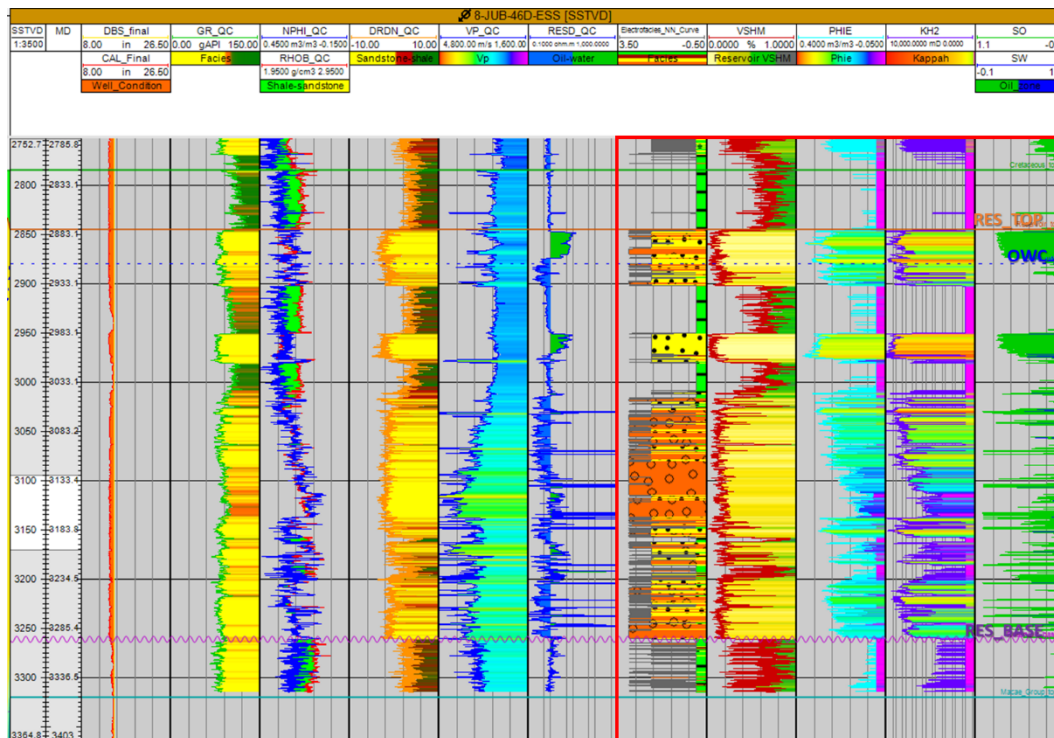


Figura 40 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 8-JUB-46D-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , κH e SO (retângulo vermelho).

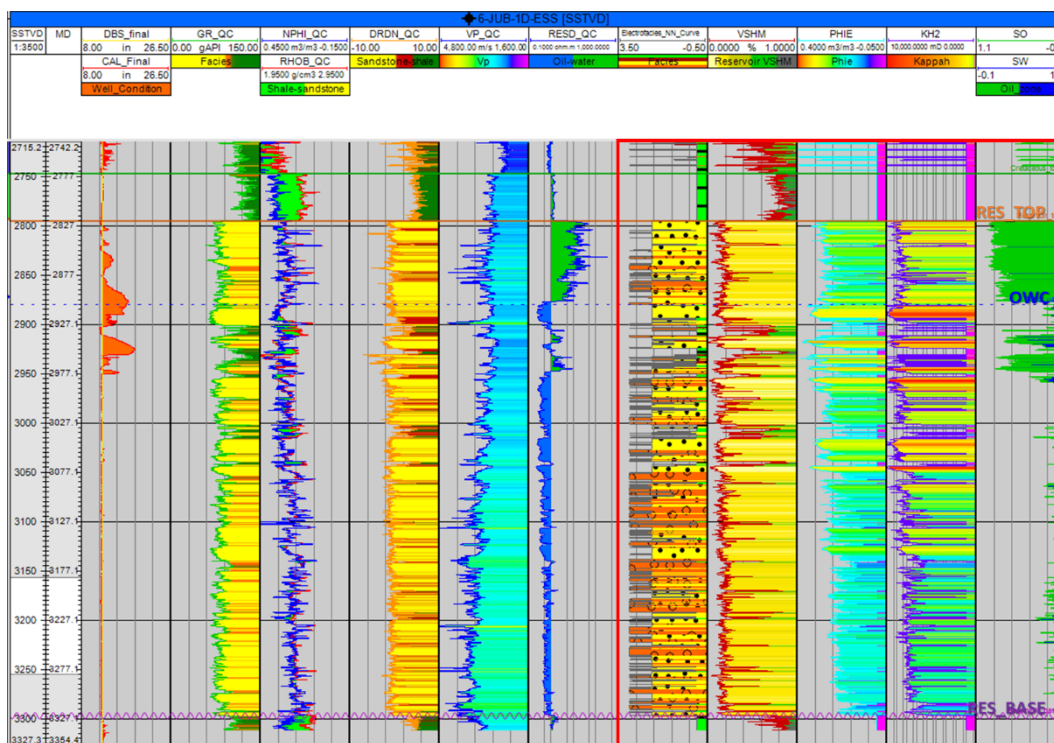


Figura 41 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 6-JUB-1D-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , κH e SO (retângulo vermelho).

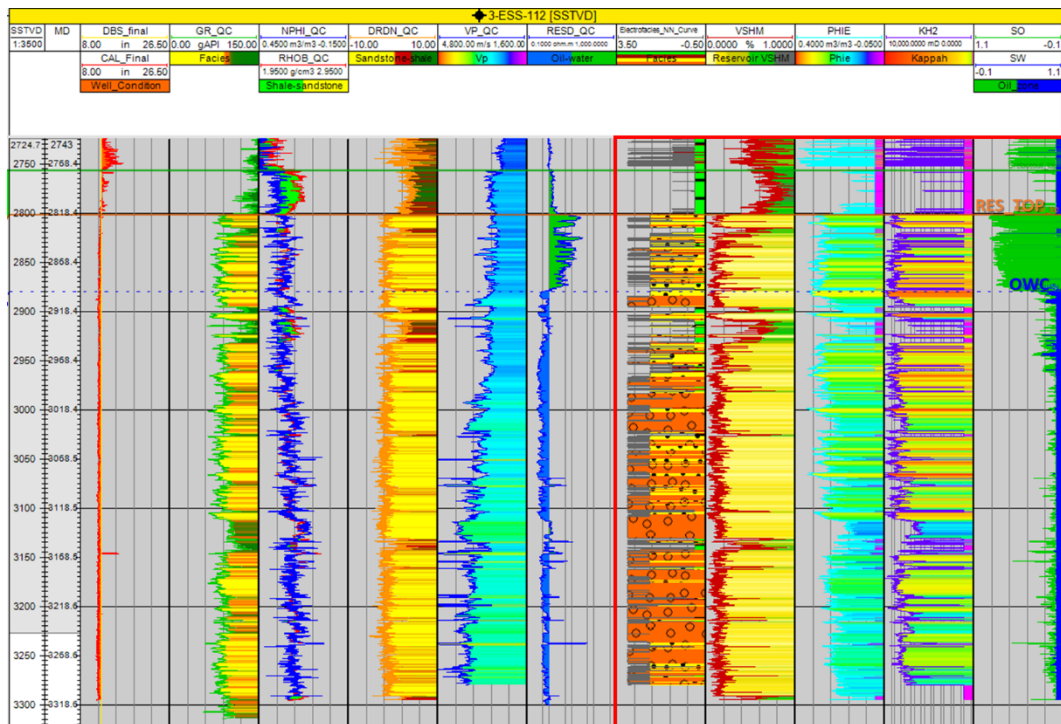


Figura 42 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 3-ESS-112-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , kH e SO (retângulo vermelho).

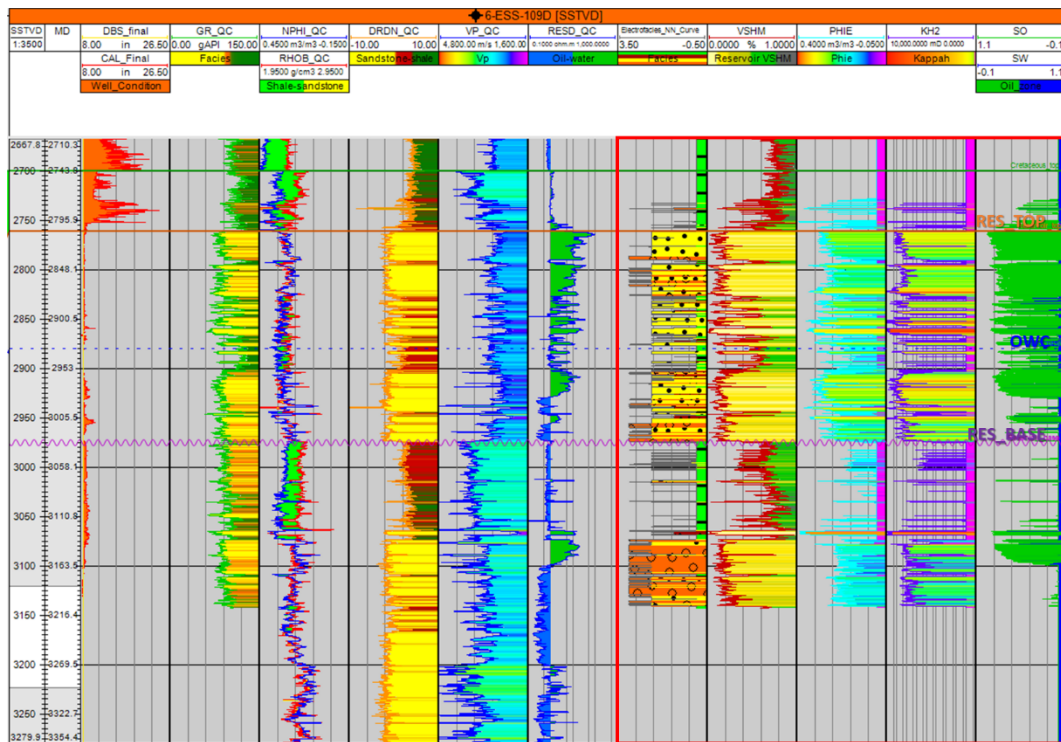


Figura 43 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 6-ESS-109D-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , kH e SO (retângulo vermelho).

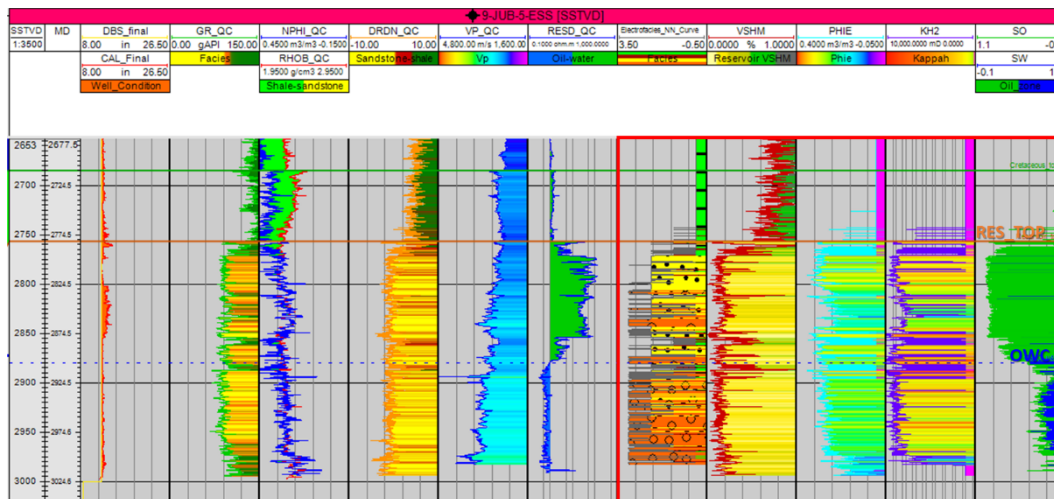


Figura 44 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 9-JUB-5-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , κH e SO (retângulo vermelho).

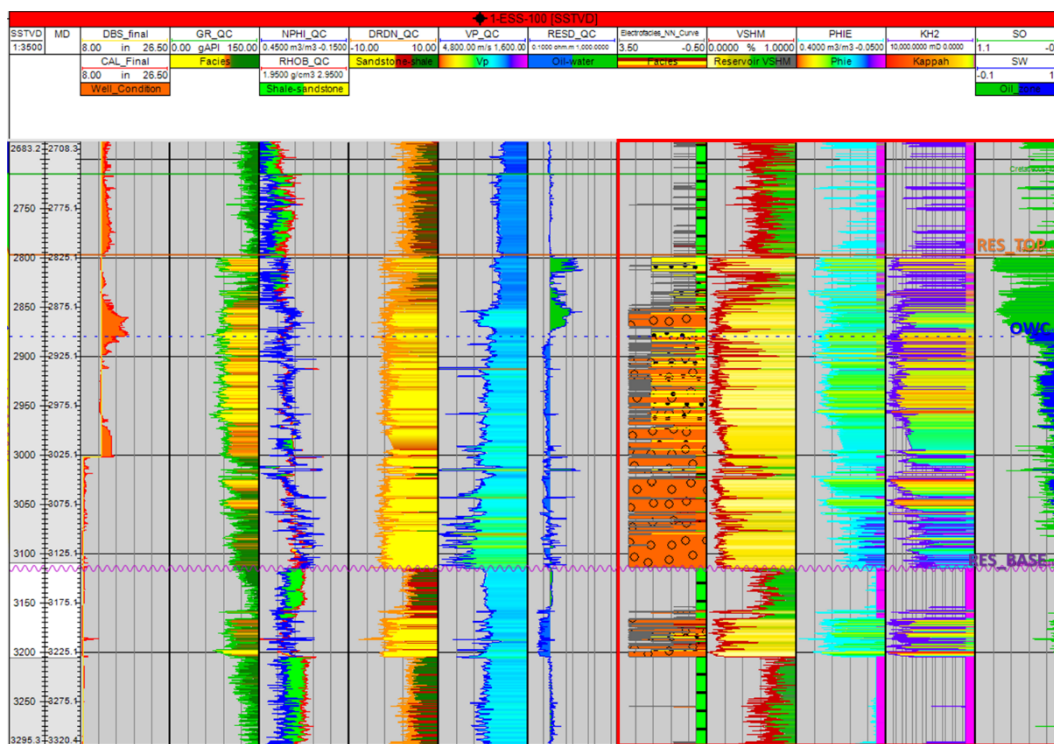


Figura 45 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 1-ESS-100-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , κH e SO (retângulo vermelho).

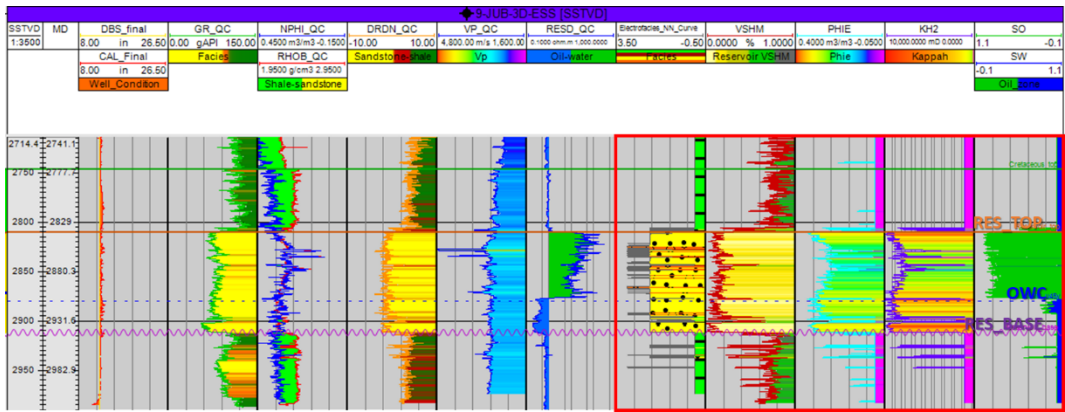


Figura 46 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 9-JUB-3D-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , κH e SO (retângulo vermelho).

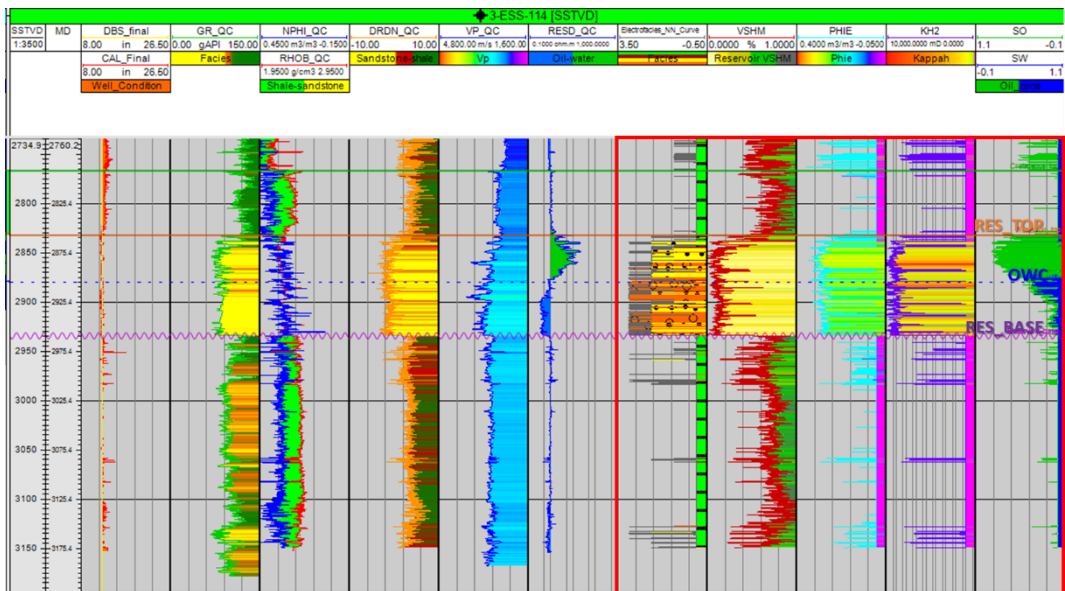


Figura 47 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 3-ESS-114-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , κH e SO (retângulo vermelho).

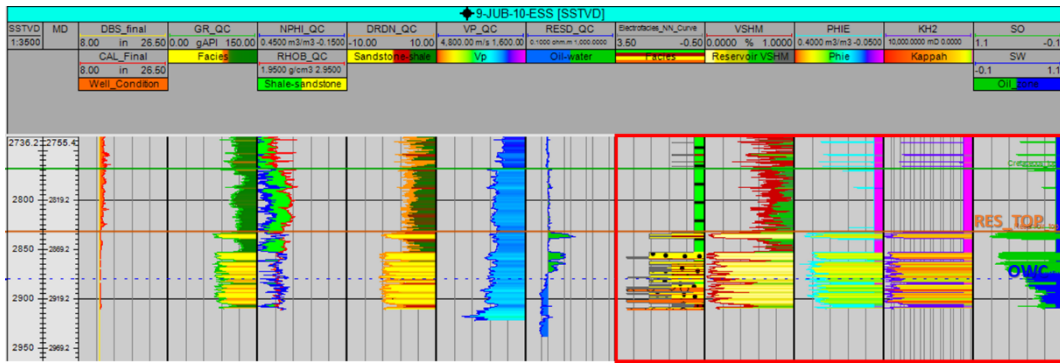


Figura 48 – Suíte de perfis de geofísicos para o poço 9-JUB-10-ESS, com as curvas interpretadas de eletrofácies, VSH, ϕE , κH e SO (retângulo vermelho).

3.1.3. Zoneamento Estratigráfico e Reservatórios Análogos de Superfície

O reservatório contém proporção altíssima de eletrofácies de energia alta e energia muito alta e apresenta padrões de empilhamento do tipo sino, caixa e serra. É possível notar o espessamento do intervalo reservatório na direção NE e o adelgaçamento na direção SW, o que sugere uma rota de sedimentação para nordeste. O ciclo deposicional típico é caracterizado por eletrofácies de maior energia na base com transição gradual para eletrofácies de menor energia no topo. A sua espessura varia de alguns metros a diversas dezenas de metros (Figura 49). Os topos de ciclo representam finais de pulsos de sedimentação por correntes de turbidez e, por isso, são superfícies estratigráficas com potencial de correlação. Porém, os eventos que aparentam ser rastreáveis entre os poços, não têm correspondência clara com os refletores sísmicos. Isso ocorre devido ao preenchimento complexo da calha de Jubarte, que resultou em uma combinação quase aleatória entre lentes de diferentes tipos de reservatório e selo. As sucessivas erosões e deposições, associadas ao alto teor de areia e cascalho das correntes de turbidez locais, inviabilizaram a formação de selos com continuidade lateral e espessura relevantes. Devido à essas características, optou-se por trabalhar apenas com os marcadores de poço do topo e da base do reservatório, sem realizar um zoneamento estratigráfico de detalhe. Os marcadores de topo e base do reservatório possuem horizontes sísmicos correspondentes.

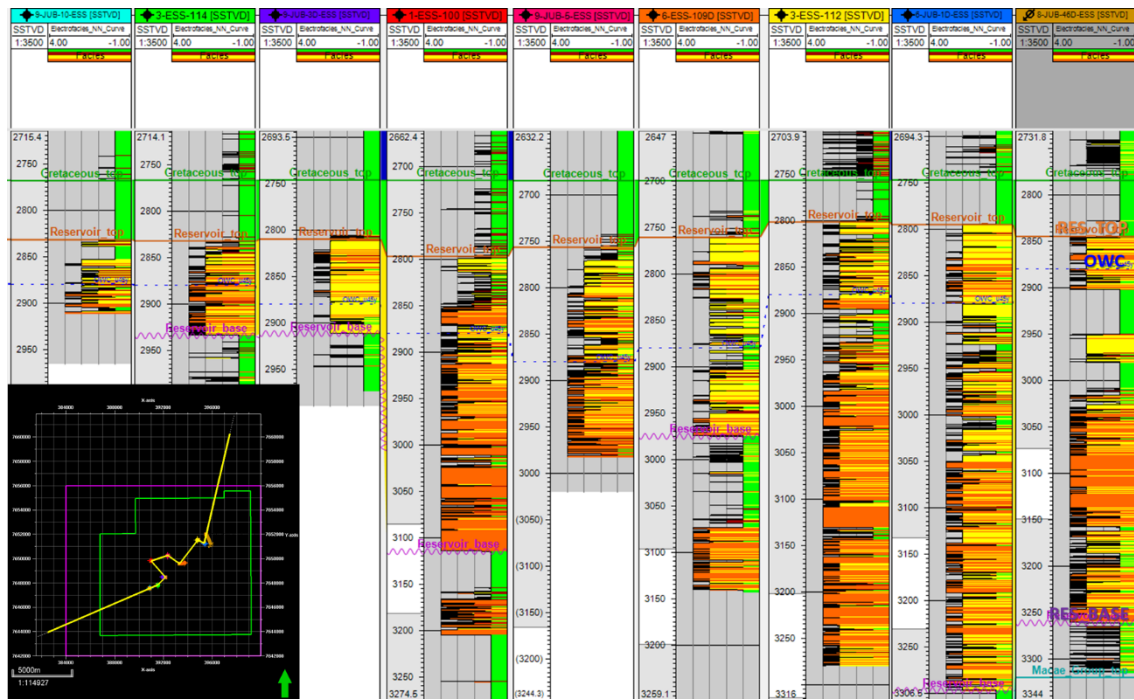


Figura 49 – Seção de correlação entre os poços do estudo com a exibição das curvas de eletrofácies e marcadores estratigráficos de poço. A seção foi nivelada no marcador Topo da Sequência do Cretáceo para reduzir o efeito das falhas e ressaltar a geometria da calha turbidítica.

As características sedimentológicas e estratigráficas observadas nos poços da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte são semelhantes às encontradas em afloramento de complexos turbidíticos canalizados e ricos em areia e cascalho. Os exemplos mais representativos são: o Grupo San Vicente, Eoceno, Bacia de Ainsa, Espanha (Falivene, *et al.*, 2006); a Formação Pab, Cretáceo Superior, Bacia Indus Central, Paquistão (Eschard, *et al.*, 2014); e a Formação Annot Sandstone, Eoceno-Oligoceno, Sub-Bacia Annot-Chalufy, França (Joseph, *et al.*, 2000). A semelhança entre as feições sugere que o reservatório de Jubarte apresenta o mesmo sistema deposicional dos análogos de afloramento e, conseqüentemente, as mesmas características de geometria, dimensões, relações de corte e preenchimento de fácies. A interpretação geológica dos afloramentos, feita com fotomosaicos e perfis sedimentares, está exposta nas Figuras 50 a 52.

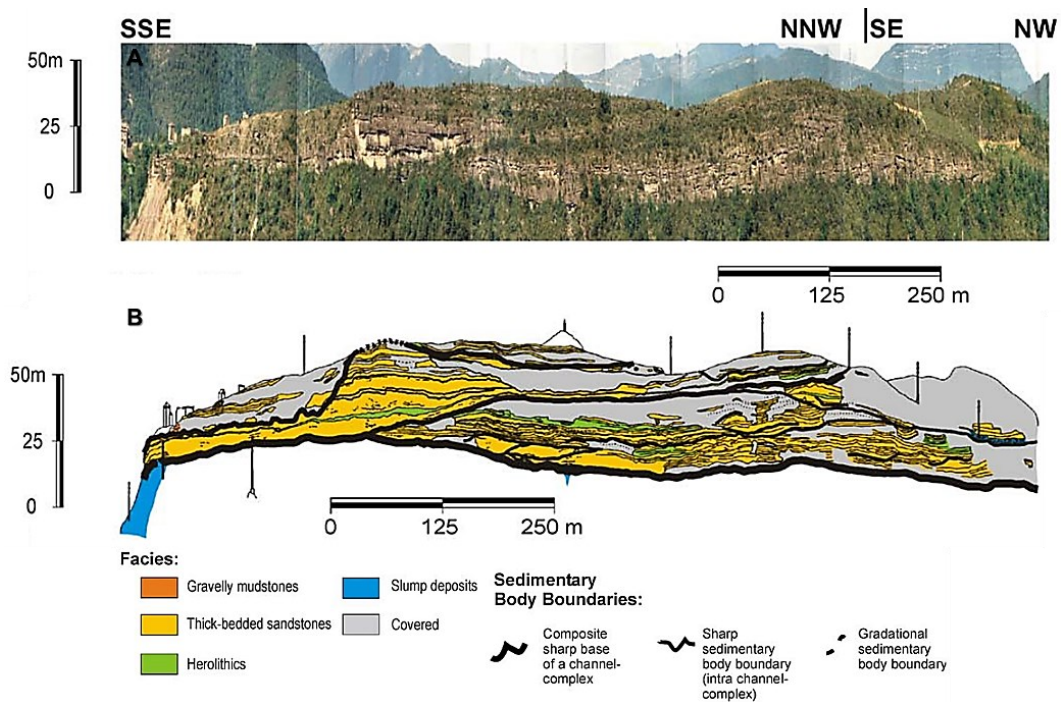


Figura 50 – Interpretação geológica do afloramento do Grupo San Vicente, Eoceno, Bacia de Ainsa, Espanha (modificado de Falivene, *et al.*, 2006). (A) Fotomosaico; e (B) interpretação geológica.

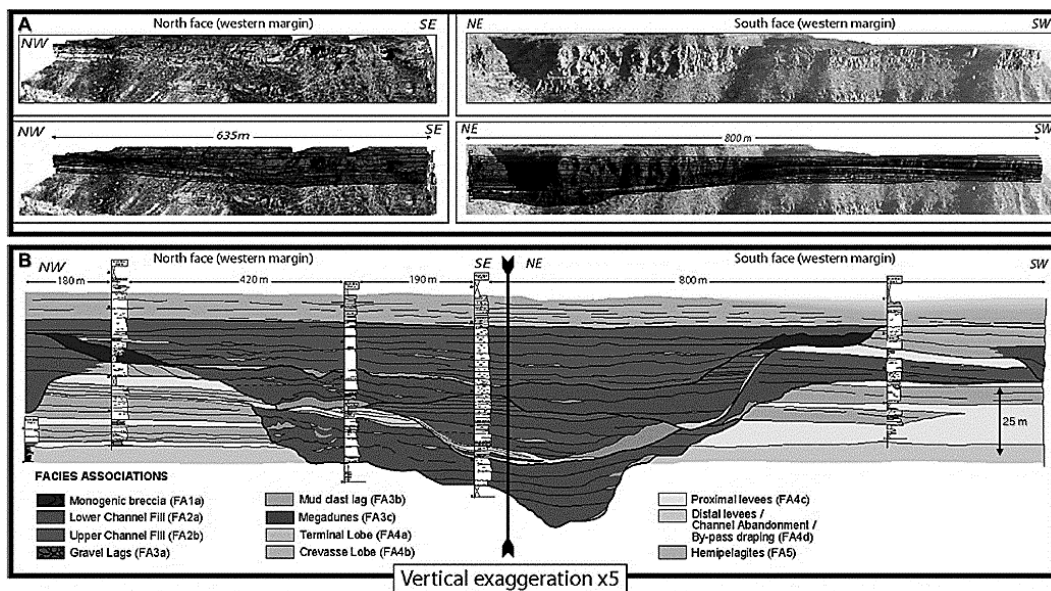


Figura 51 – Interpretação geológica do afloramento da Formação Pab, Cretáceo Superior, Bacia Indus Central, Paquistão (modificado de Eschard, *et al.*, 2014). (A) Fotomosaicos; e (B) interpretação geológica.

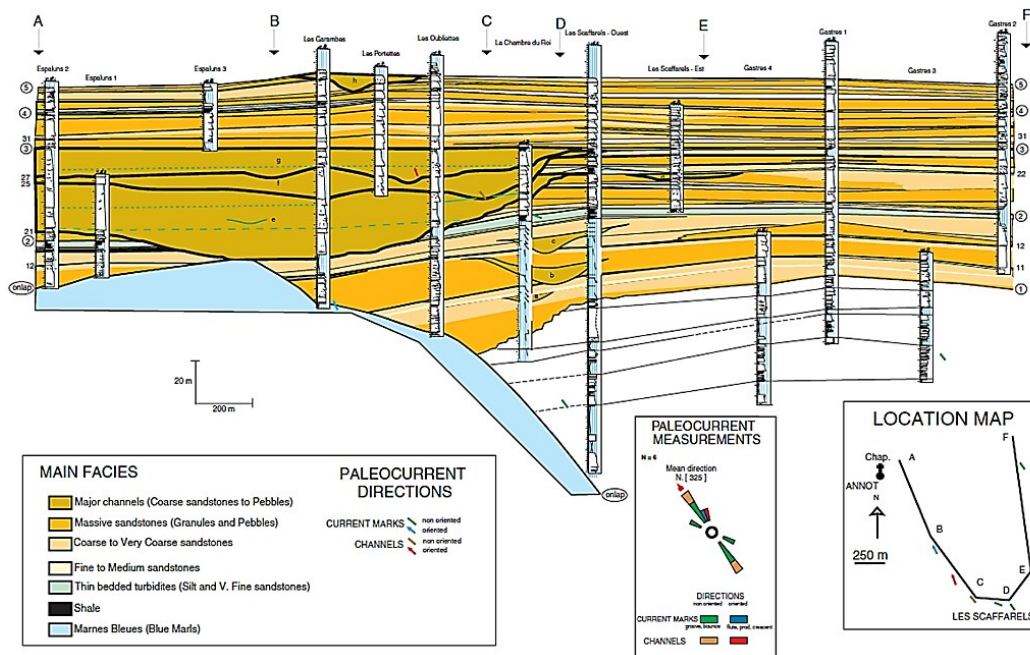


Figura 52 – Interpretação geológica do afloramento da Formação Annot Sandstone, Eoceno-Oligoceno, Sub-bacia Annot-Chalufy, França (Joseph, *et al.*, 2000).

3.2. Interpretação Sísmica

3.2.1. Conversão Tempo-Profundidade

As velocidades intervalares do modelo calibrado com as informações de marcadores de poços e horizontes sísmicos tenderam a ser ligeiramente superiores às encontradas no modelo de velocidades original, proveniente do processamento sísmico. Por conta disso, a conversão tempo-profundidade acabou tornando a maioria das superfícies interpretadas mais profundas do que seriam caso fossem convertidas com o modelo inicial. A diferença entre os horizontes convertidos pelos modelos original e calibrado varia de alguns metros até algumas dezenas de metros. O volume de velocidades calibrado varia de alguns metros até algumas dezenas de metros. O volume de velocidades calibrado apresenta intervalos com limites mais abruptos e geometria dos horizontes mais marcada (Figura 53). A conversão tempo-profundidade via modelo atualizado por amarração poço-sísmica aumentou a correspondência entre objetos de poço e sísmica.

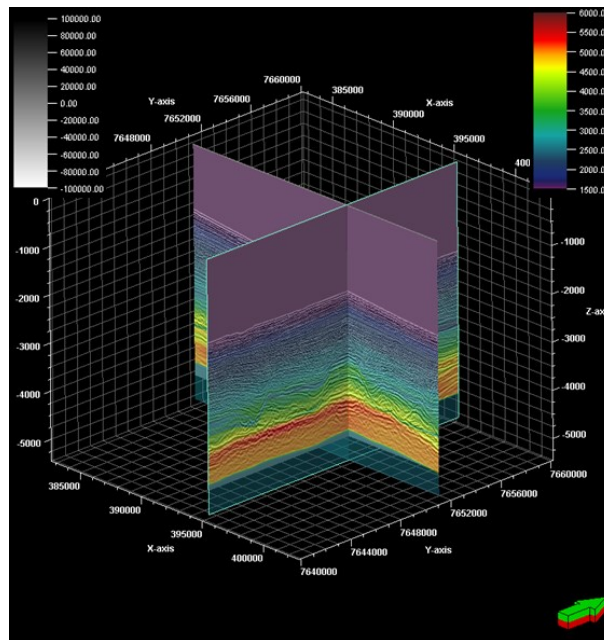


Figura 53 – Sobreposição do dado sísmico de amplitude com o modelo de velocidades calibrado, ambos em domínio profundidade.

3.2.2. Correlação entre Assinatura Sísmica e Propriedades de Reservatório

A assinatura sísmica depende da resolução e relação sinal/ruído do dado e das propriedades do reservatório e rochas sobrepostas e sotopostas ao mesmo.

O trecho de reservatório apresenta uma frequência dominante de 23 Hz e velocidade média de 2989 m/s, com isso, foi obtida uma resolução vertical sísmica aproximada de 32 metros. Qualquer unidade geológica menos espessa do que esse limite, não pode ser identificada com precisão, logo, sua resposta sísmica será uma combinação entre ela e as unidades vizinhas.

A impedância acústica (IP) do reservatório é afetada pelos parâmetros de eletrofácies, argilosidade, porosidade e saturação de óleo (Figura 54). De forma geral, os reservatórios do campo possuem impedância acústica maior do que os selos. Entre as eletrofácies de reservatório, as de maior energia apresentam maior impedância acústica em relação às de menor energia. A argilosidade apresenta uma correlação fraca e inversa com a IP. A porosidade apresenta uma correlação forte e inversa com a IP. A saturação de óleo apresenta uma correlação fraca e inversa com a IP.

A tendência é de que o topo e a base do reservatório sejam refletores com amplitude negativa ou próximas a zero (calha ou *zero-crossing*), devido à redução de impedância acústica abaixo da interface (Figura 55). O topo do reservatório é rico em eletrofácies de menor energia, é mais argiloso e está saturado com óleo em boa parte da região do campo e, por isso, sua impedância acústica é menor ou igual a dos selos sobrepostos. A base do reservatório é rica em fácies de maior energia, o que faz com que sua impedância acústica seja maior ou igual à dos selos sotopostos. Essa assinatura sísmica não é constante, pois existe variação nas propriedades do reservatório e das rochas do seu entorno. Localmente, os refletores do topo e da base do reservatório podem ter amplitude positiva (pico).

As características internas do reservatório não podem ser resolvidas pela simples análise das amplitudes, uma vez que, combinações distintas de propriedades resultam em uma mesma assinatura sísmica, além disso, boa parte dos eventos geológicos ocorrem

abaixo da resolução do dado. Esse problema limita a aplicação do volume sísmico para a análise quantitativa do reservatório.

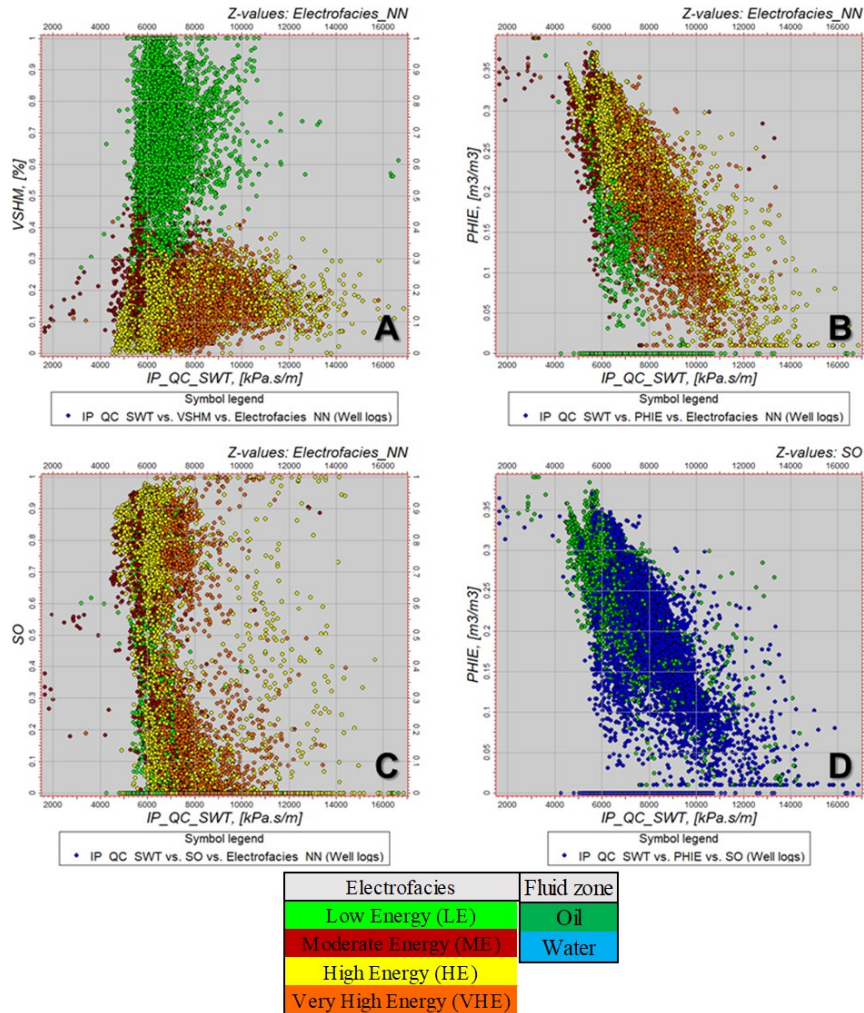


Figura 54 – Conjunto de gráficos de correlação da impedância acústica com propriedades de reservatório (VSH, ϕE e SO), com amostras coloridas por eletrofácies. (A) $IP \times VSH$; (B) $IP \times \phi E$; (C) $IP \times SO$; e (D) $IP \times \phi E$, com amostras coloridas por zona de óleo (verde) ou água (azul).

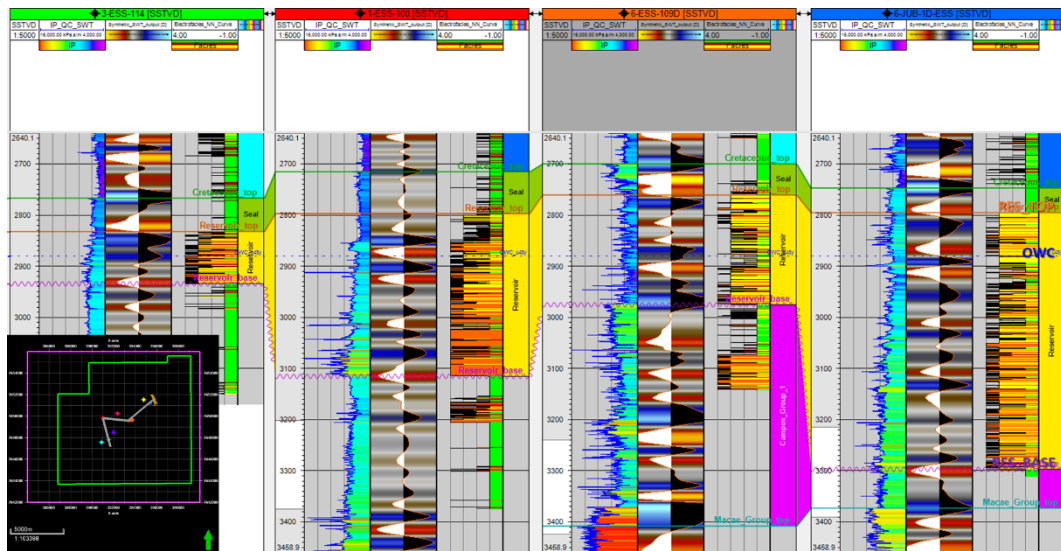


Figura 55 – Correlação de poços com apresentação das curvas de impedância acústica, sismogramas sintéticos e marcadores estratigráficos de poço.

3.2.3. Horizontes e Falhas

Os horizontes mapeados têm relevância para o entendimento da evolução da Bacia de Campos, são rastreáveis em 3D, têm vínculo genético com o reservatório de Jubarte e são úteis para a calibração do modelo de velocidades. Foram interpretadas oito superfícies: Fundo do Mar; Marco Azul; Topo da Sequência do Cretáceo; Topo do Reservatório; Base do Reservatório; Topo do Grupo Macaé; Topo do Grupo Lagoa Feia; e Base da Formação Retiro. Os horizontes que marcam topos de unidades estratigráficas são aproximações feitas pela identificação do evento em poço e posterior mapeamento de refletor relacionado.

Fundo do mar (*Seabed*) – Refletor com amplitude positiva (pico). Representa a interface entre a água e os sedimentos marinhos do Holoceno.

Marco azul (*Blue Marker*) – Refletor com amplitude positiva (pico). Representa uma superfície de inundação do Oligoceno, que está contida em uma seção delgada rica em calcilutitos e margas.

Topo da Sequência do Cretáceo (*Cretaceous Sequence Top*) – Refletor com amplitude positiva (pico). Representa a discordância entre as rochas do Cretáceo Superior e do Paleoceno.

Topo do Reservatório (*Reservoir Top*) – Refletor com amplitude negativa (calha) ou próxima a zero (*zero-crossing*). Representa o topo do conjunto de complexos turbidíticos da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte (Cretáceo Superior).

Base do Reservatório (*Reservoir Base*) – Refletor com amplitude negativa (calha) ou próxima a zero (*zero-crossing*). Representa a base erosiva do conjunto de complexos turbidíticos da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte (Cretáceo Superior).

Topo do Grupo Macaé (*Macaé Group Top*) – Refletor com amplitude positiva (pico). Representa uma discordância do Cretáceo Inferior (Albiano), que é próxima ao topo do Grupo Macaé.

Topo do Grupo Lagoa Feia (*Lagoa Feia Group Top*) – Refletor com amplitude negativa (calha). Representa o topo do intervalo evaporítico, que é próximo a uma discordância do Cretáceo Inferior (Aptiano) e ao topo do Grupo Lagoa Feia.

Base da Formação Retiro (*Retiro Formation Base*) – Refletor com amplitude positiva (pico). Representa uma discordância do Cretáceo Inferior (Aptiano), que é próxima a base da Formação Retiro e ao topo do Intervalo Pré-sal.

Falhas principais – Família de falhas normais e obliquas com direção NE-SW, mergulho principal para SE, e secundário para NE. Elas têm extensão de alguns quilômetros a dezenas de quilômetros e rejeitos de centenas de metros a alguns quilômetros. Estão concentradas na região SE da área interpretada. Possuem associação com reativações de falhas da fase Rife, que por vezes chegam ao embasamento, e com movimentações de domos evaporíticos. Também ocorrem algumas falhas subordinadas de direção NW-SE com extensões e rejeitos menores.

Os resultados da interpretação sísmica estão sintetizados no conjunto de seções das Figuras 56 a 66 e no conjunto de mapas de superfícies das Figuras 67 a 74.

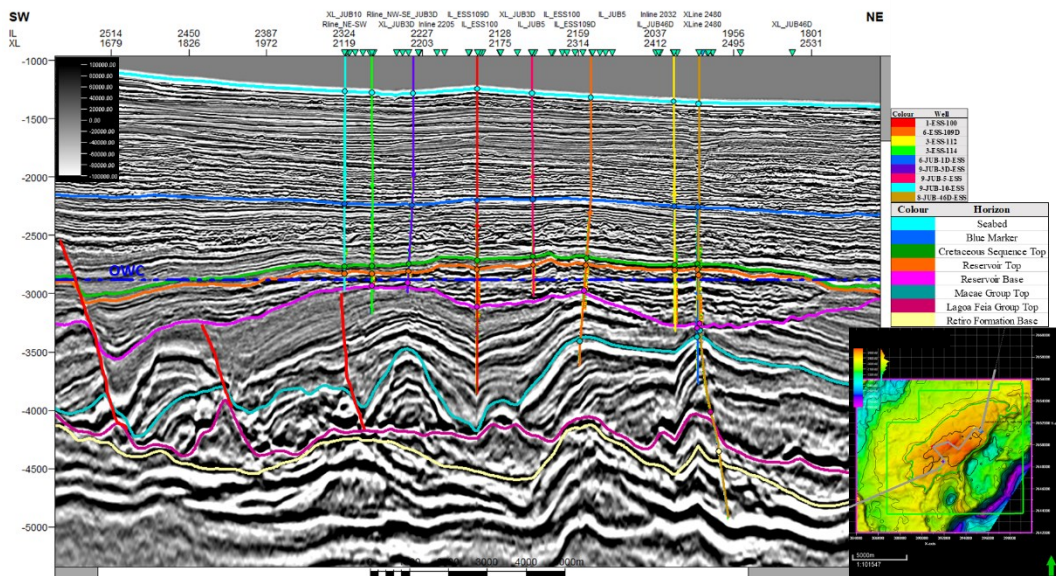


Figura 56 – Seção sísmica de correlação de poços com direção NE-SW e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

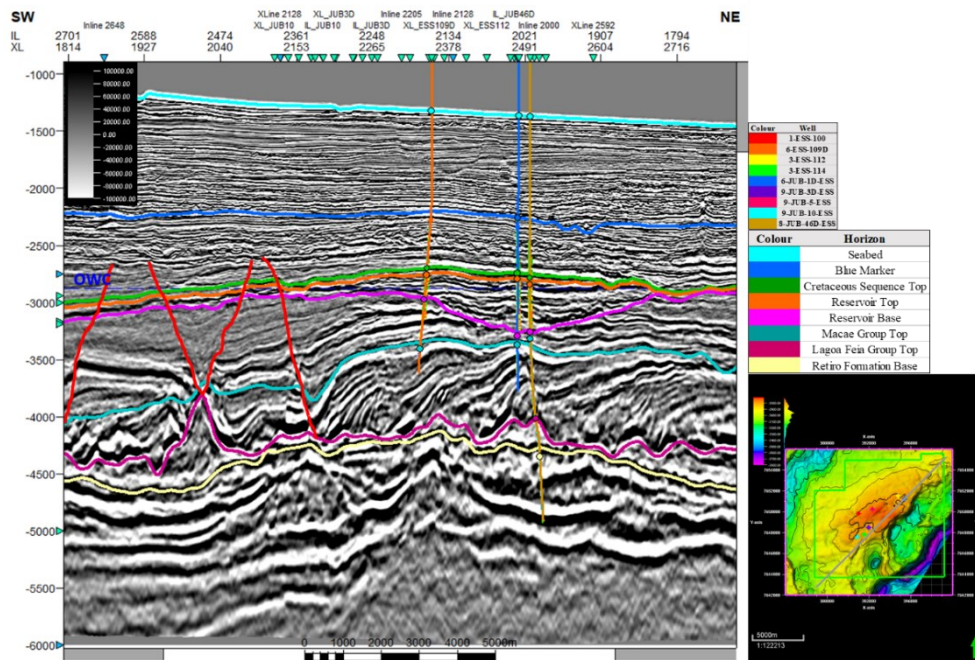


Figura 57 – Seção sísmica cortando o poço 6-JUB-1D-ESS com direção NE-SW e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

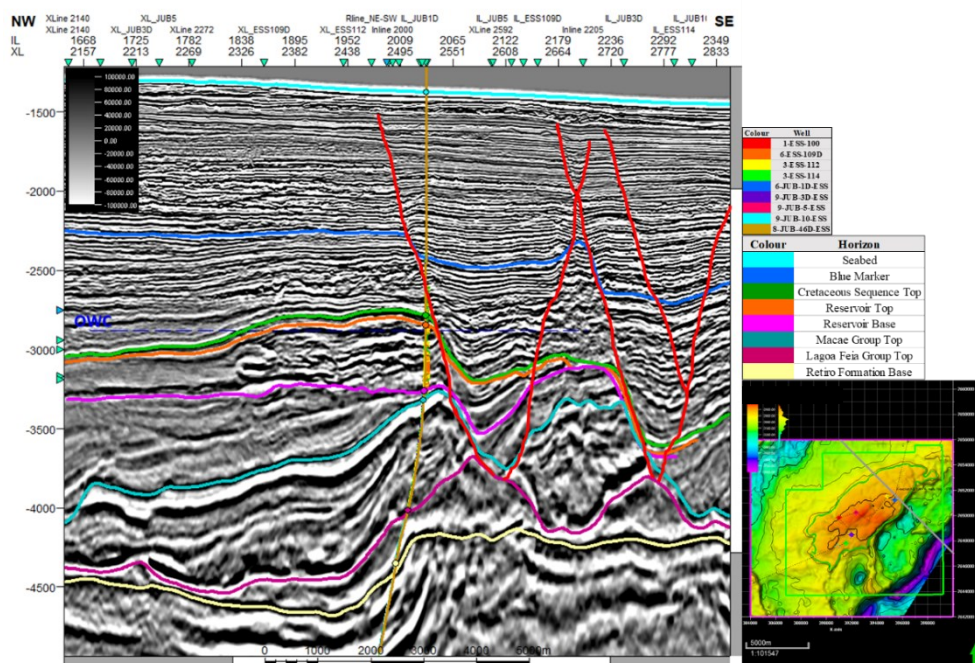


Figura 58 – Seção sísmica cortando o poço 8-JUB-46D-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

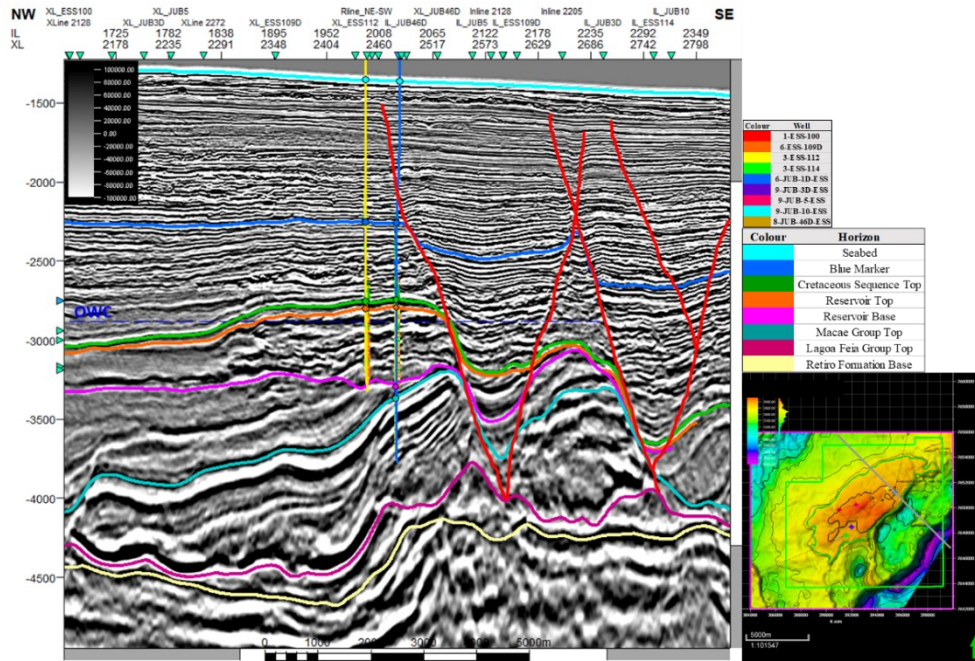


Figura 59 – Seção sísmica cortando o poço 6-JUB-1D-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

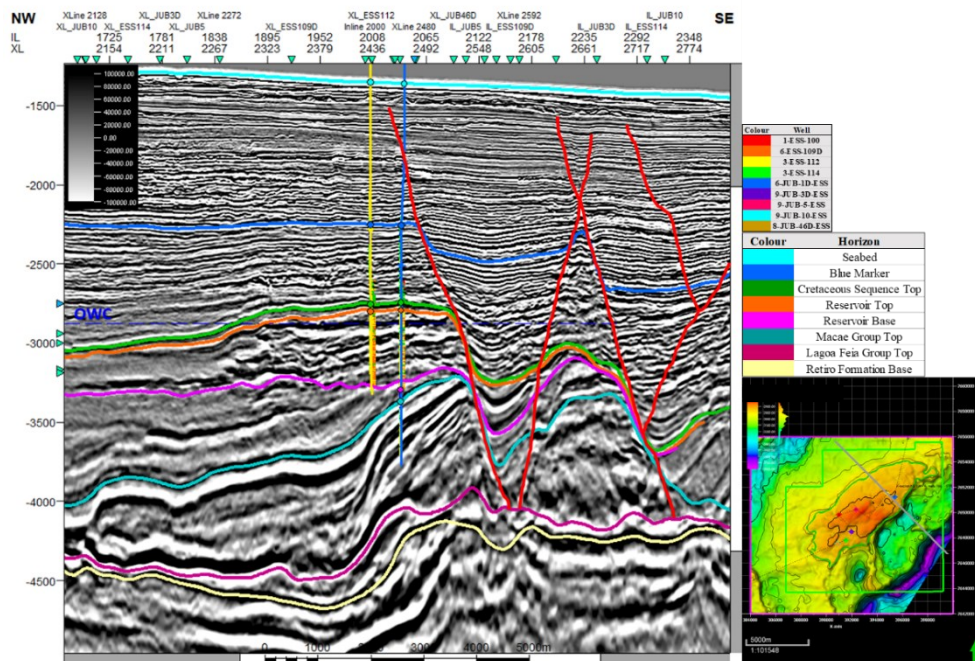


Figura 60 – Seção sísmica cortando o poço 3-ESS-112-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

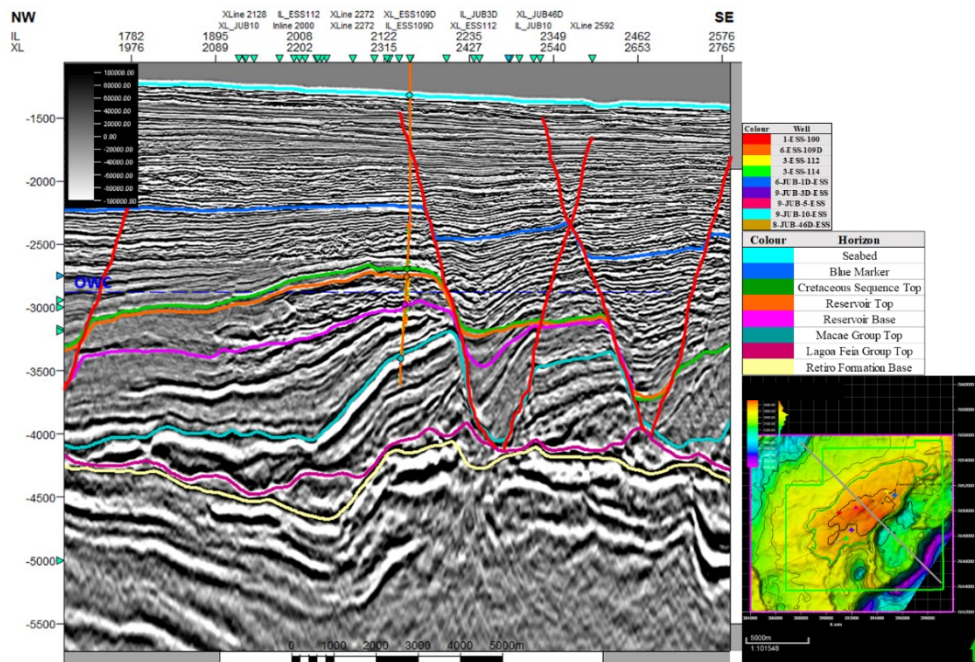


Figura 61 – Seção sísmica cortando o poço 6-ESS-109D-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

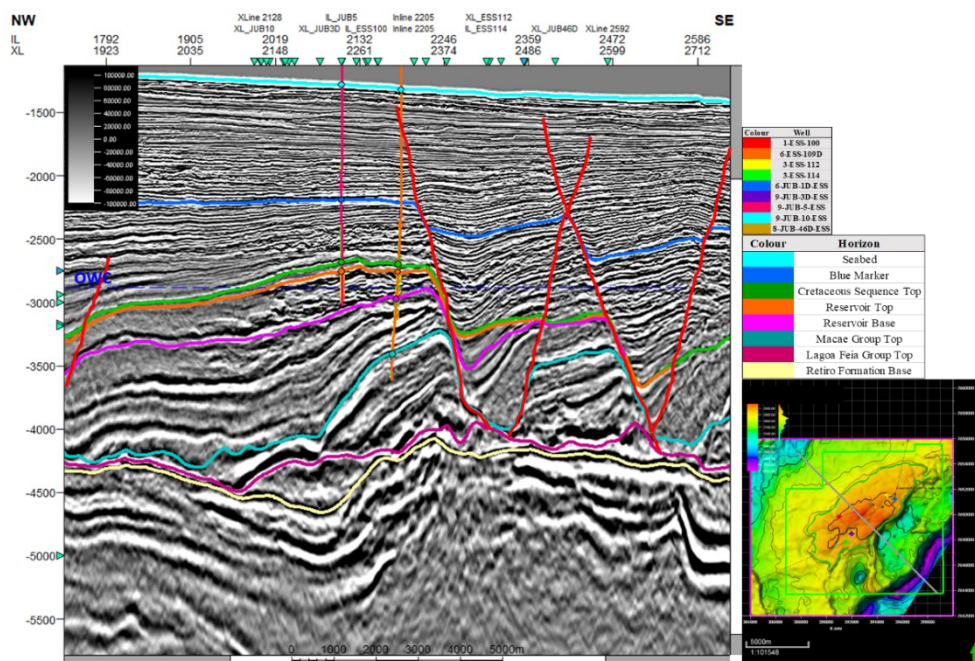


Figura 62 – Seção sísmica cortando o poço 9-JUB-5-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

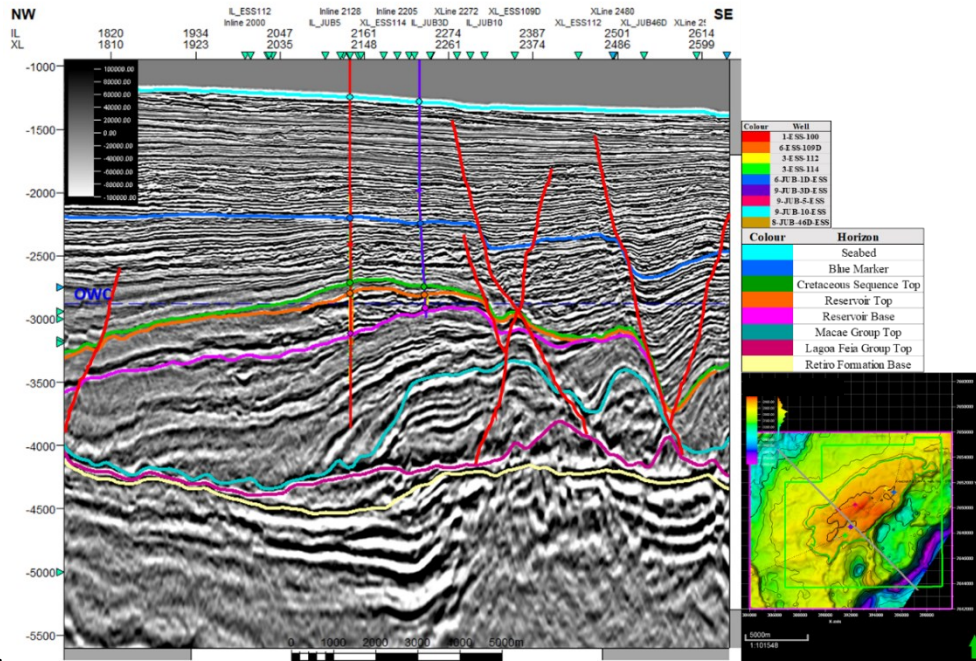


Figura 63 – Seção sísmica cortando o poço 1-ESS-100-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

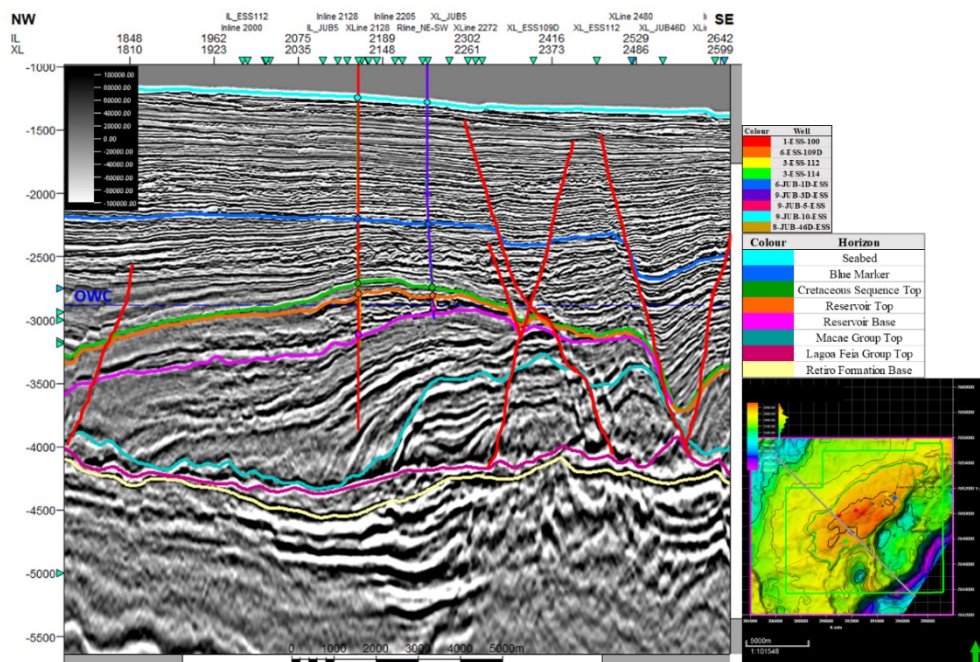


Figura 64 – Seção sísmica cortando o poço 9-JUB-3D-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

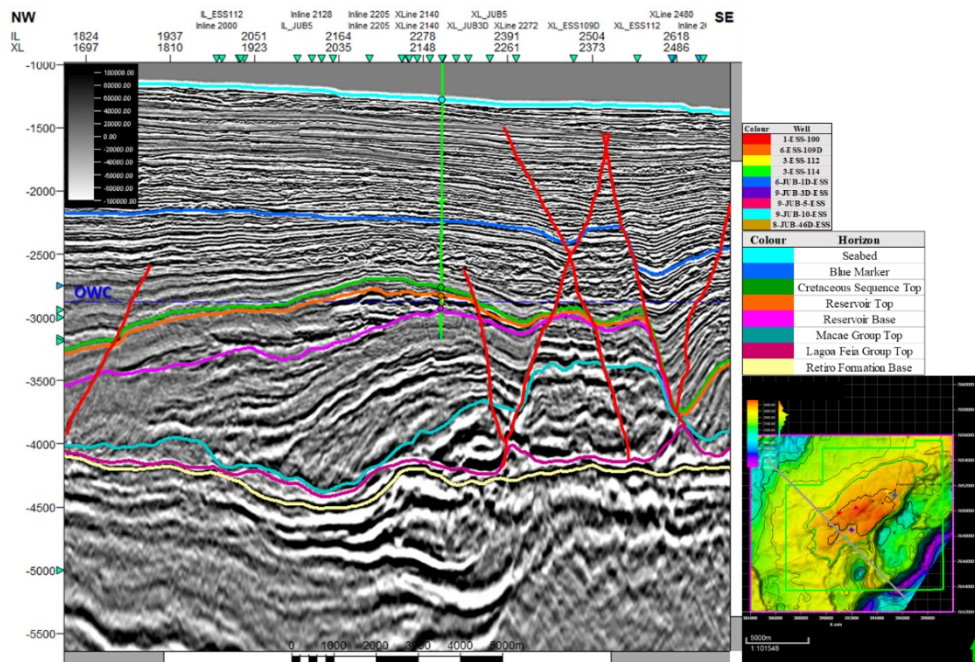


Figura 65 – Seção sísmica cortando o poço 3-ESS-114-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

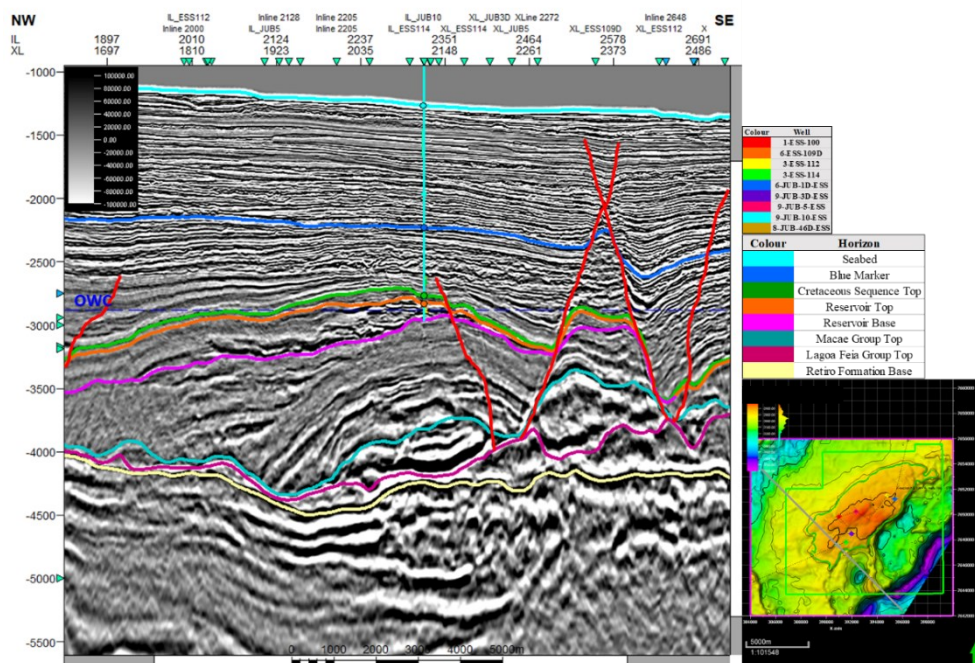


Figura 66 – Seção sísmica cortando o poço 9-JUB-10-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados. O intervalo reservatório está entre os horizontes laranja e lilás. Domínio profundidade.

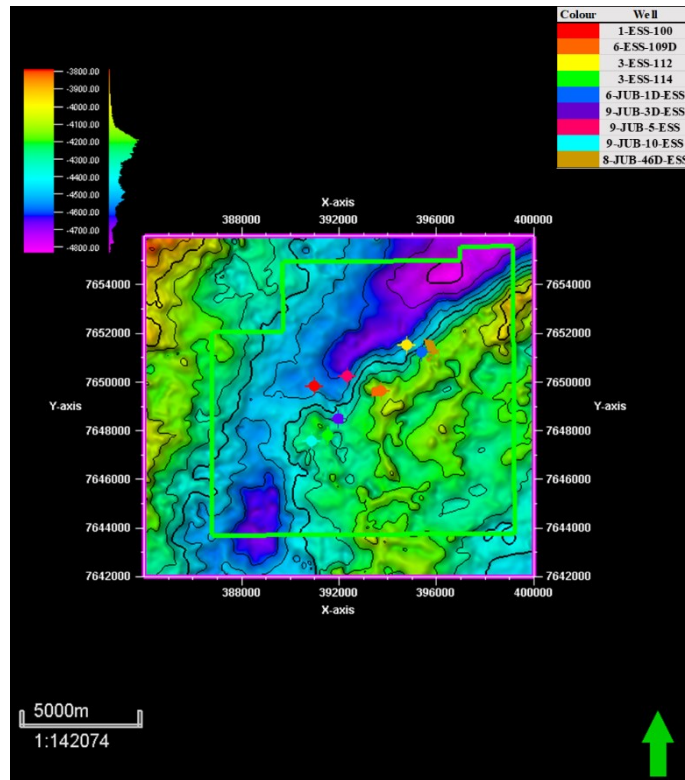


Figura 67 – Superfície interpretada Base da Formação Retiro.

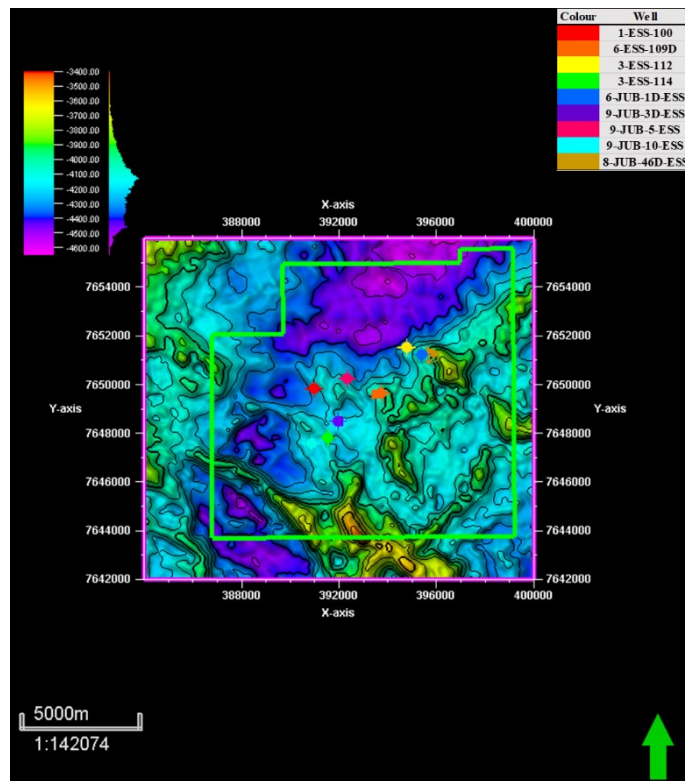


Figura 68 – Superfície interpretada Topo do Grupo Lagoa Feia.

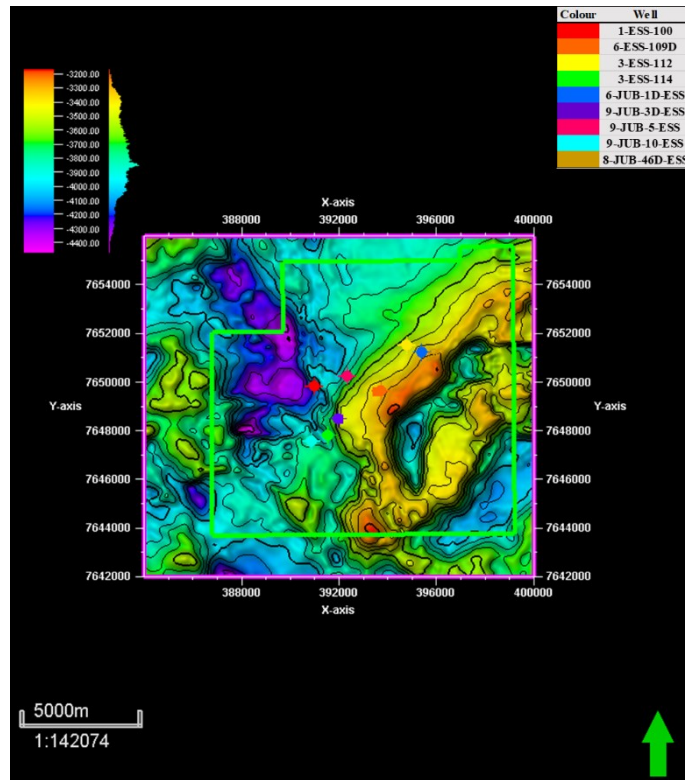


Figura 69 – Superfície interpretada Topo do Grupo Macaé.

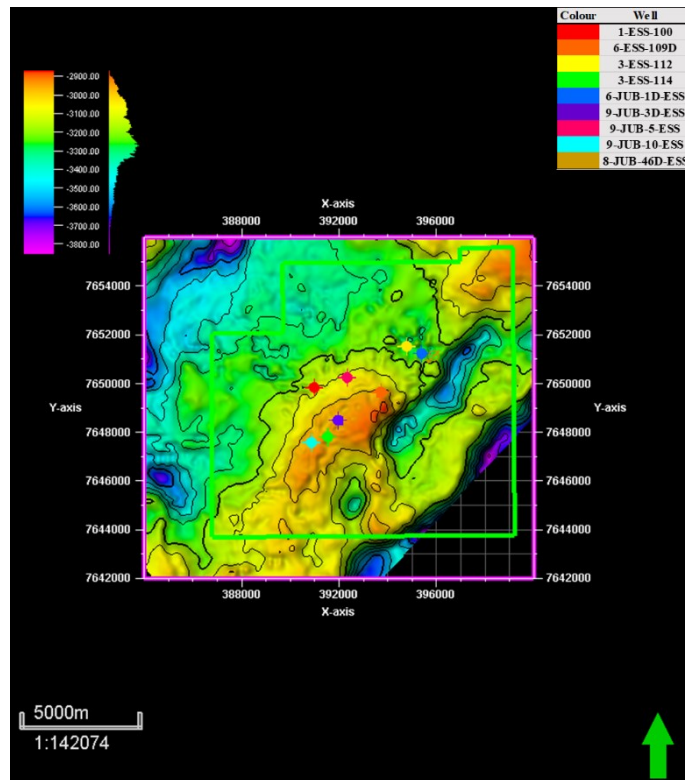


Figura 70 – Superfície interpretada Base do Reservatório.

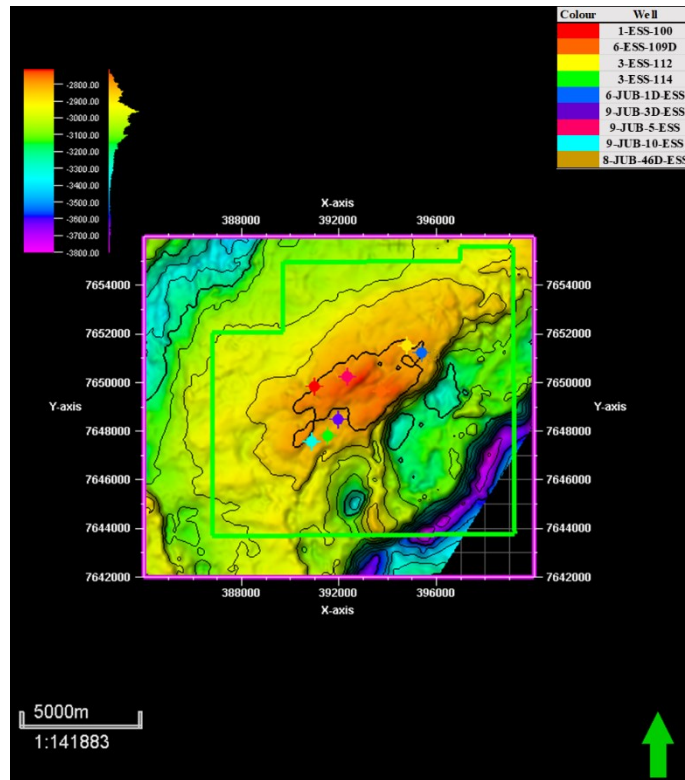


Figura 71 – Superfície interpretada Topo do Reservatório.

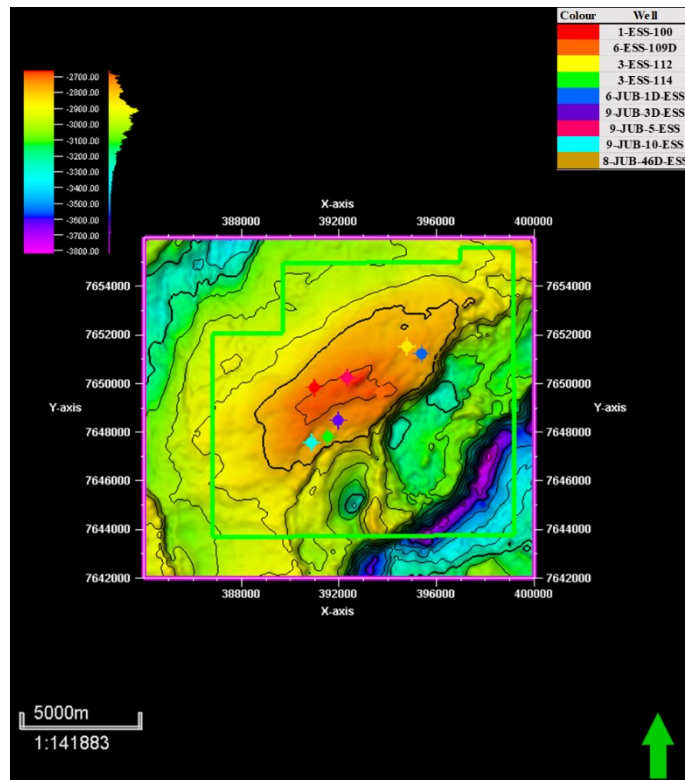


Figura 72 – Superfície interpretada Topo da Sequência do Cretáceo.

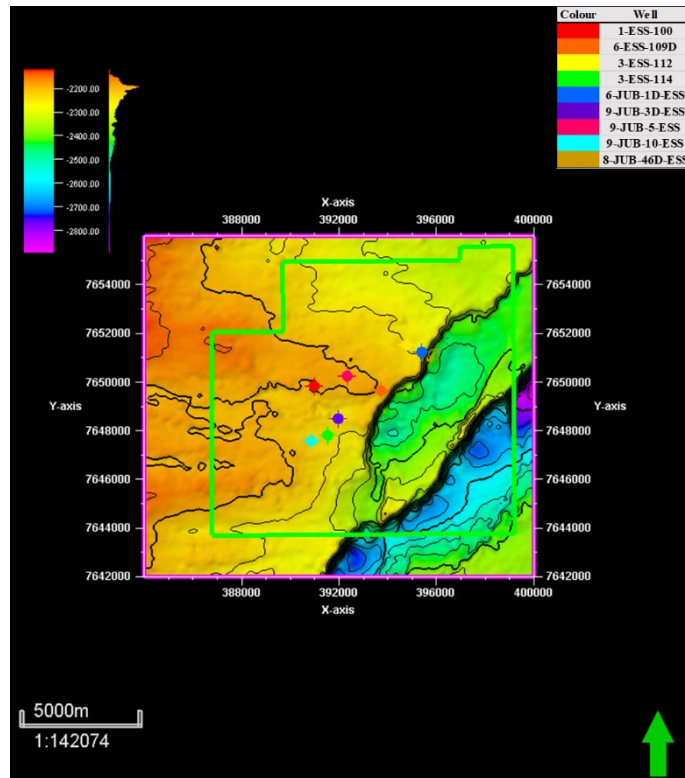


Figura 73 – Superfície interpretada Marco Azul.

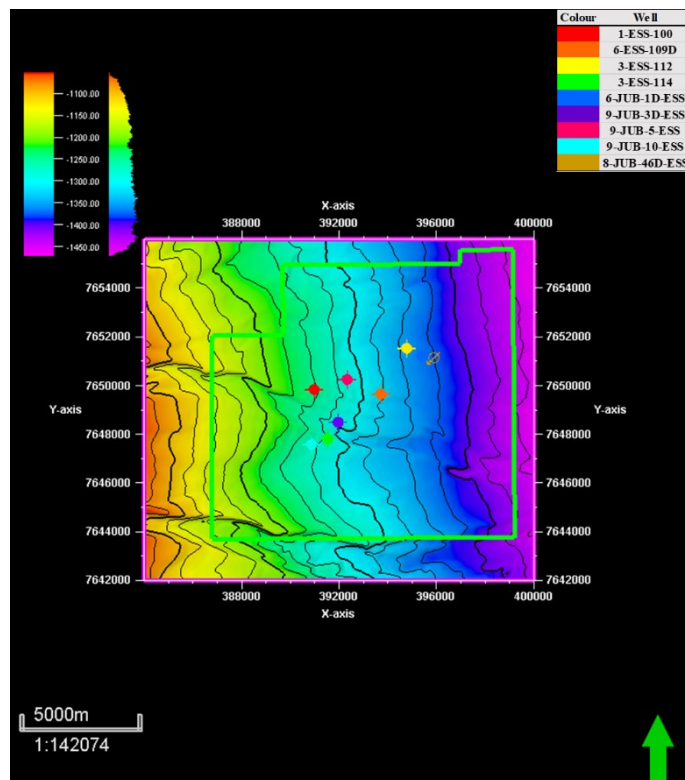


Figura 74 – Superfície interpretada Fundo do Mar.

3.2.4. Atributos Sísmicos

A visualização das feições estruturais foi facilitada pela combinação entre os atributos de *TecVA* e *Ant Tracking*. Com isso, foi possível identificar com clareza a família principal de falhas e a compartimentação do reservatório em um bloco alto com óleo e em um bloco baixo com água (Figuras 75 e 76).

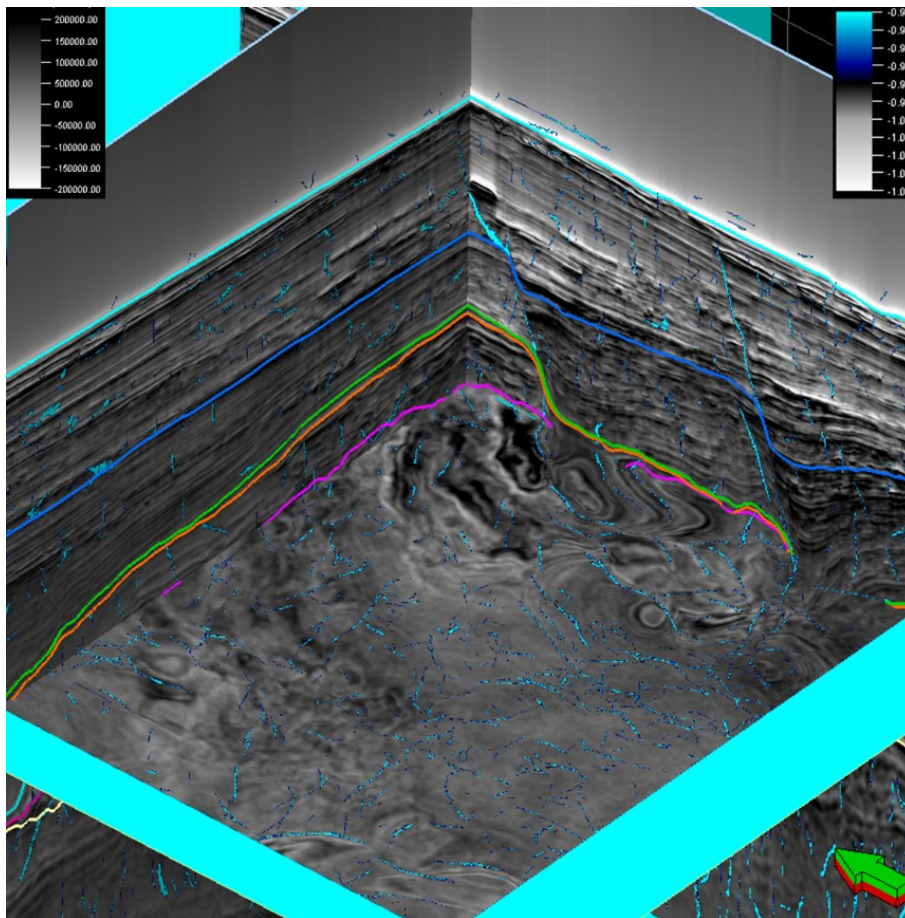


Figura 75 – Sobreposição dos atributos de *TecVA* e *Ant Tracking* para realce de feições estruturais. É possível observar as falhas principais na cor azul.

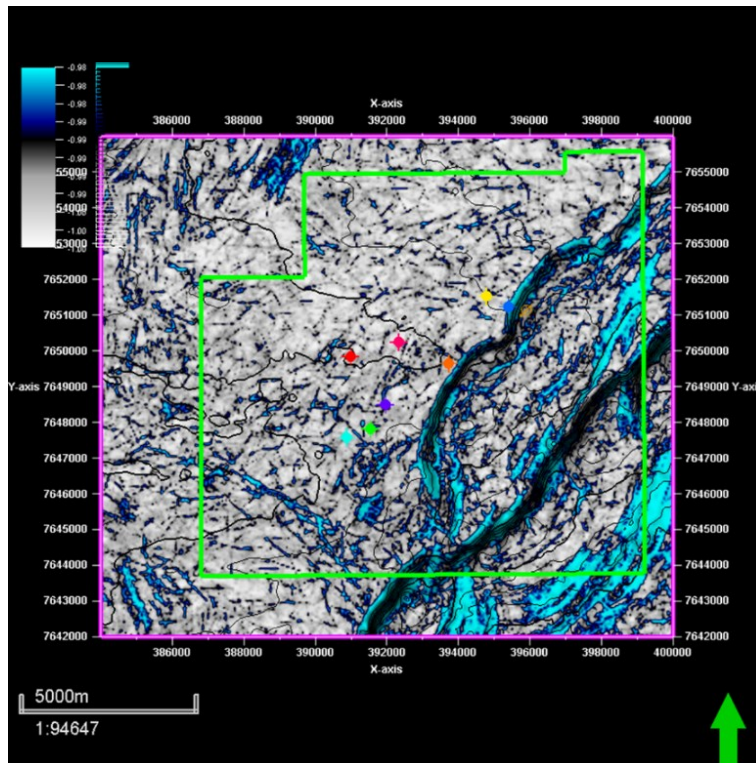


Figura 76 – Mapa de *Ant Tracking* médio extraído entre os horizontes Marco Azul e Topo do Grupo Lagoa Feia. As principais famílias de falhas estão na cor azul. É possível notar a região de compartimentação da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte, na região sudeste.

A observação de feições estratigráficas foi auxiliada pela aplicação de sondas entre os horizontes de topo e base do reservatório nos volumes de atributos *RMS Amplitude* e *Relative Acoustic Impedance*. Embora não exista relação garantida entre os atributos e a qualidade de reservatório, é possível identificar corpos sedimentares com aspecto de canais (arcos/lentes) e extravasamentos (cunhas e lençóis) turbidíticos nas regiões com maiores valores de média quadrática de amplitude e impedância acústica relativa (Figuras 77 a 80).

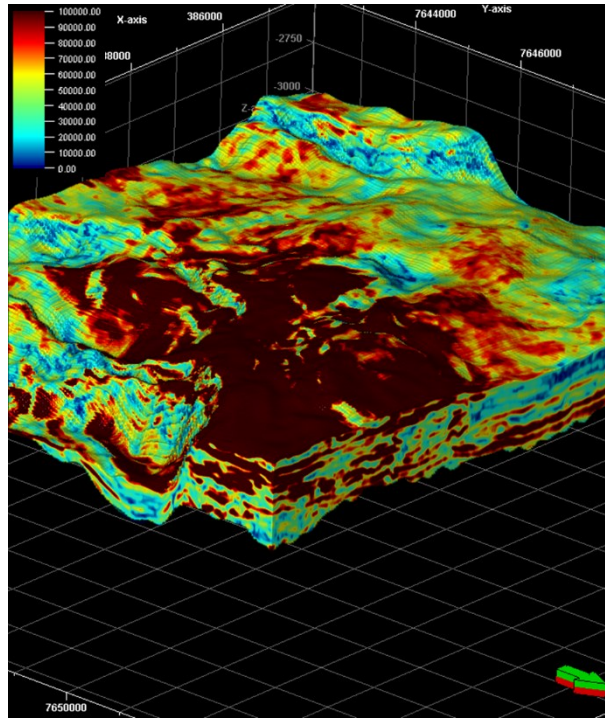


Figura 77 – Sonda extraída no intervalo de reservatório no volume de média quadrática de amplitude, com seções ortogonais e próximas ao poço 6-JUB-1D-ESS.

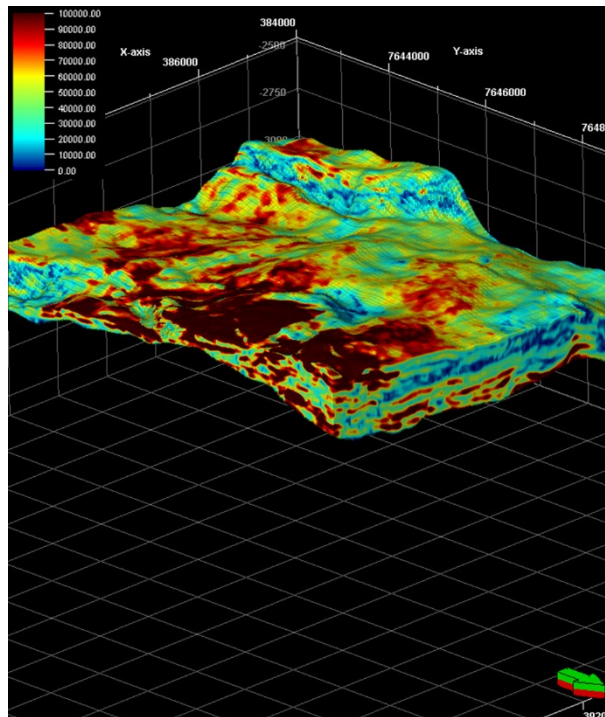


Figura 78 – Sonda extraída no intervalo de reservatório no volume de média quadrática de amplitude, com seções ortogonais e próximas ao poço 1-ESS-100-ESS.

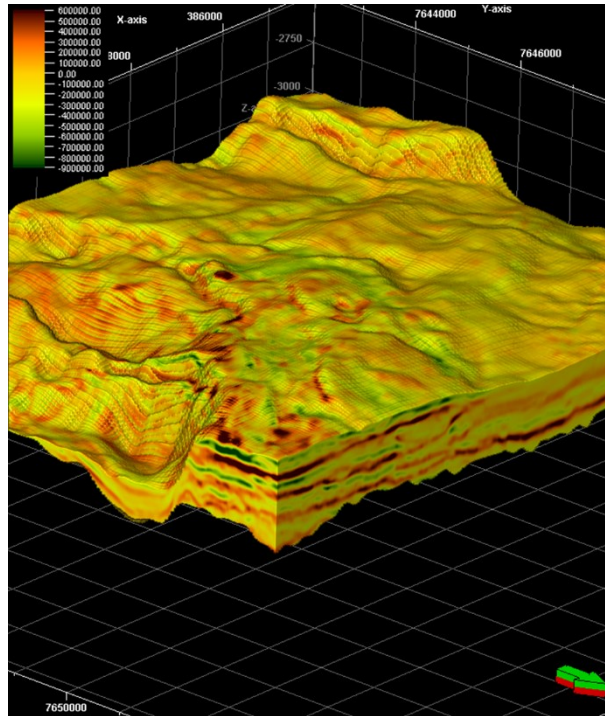


Figura 79 – Sonda extraída no intervalo de reservatório no volume de impedância acústica relativa, com seções ortogonais e próximas ao poço 6-JUB-1D-ESS.

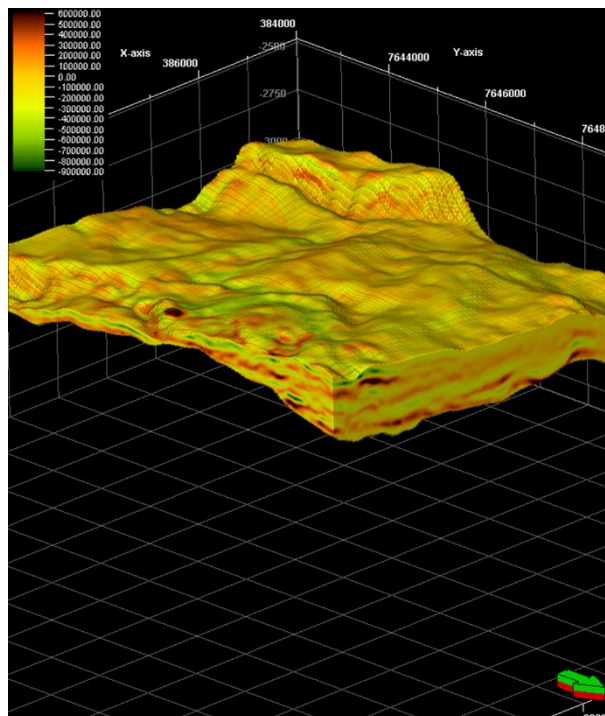


Figura 80 – Sonda extraída no intervalo de reservatório no volume de impedância acústica relativa, com seções ortogonais e próximas ao poço 1-ESS-100-ESS.

A extração de atributos intervalares no reservatório com representação em mapas permitiu identificar algumas das suas características. A calha de Jubarte tem direção NE-SW, com rota de sedimentação para NE, tem alguns quilômetros a dezenas de quilômetros de largura, dezenas de quilômetros de comprimento e dezenas a centenas de metros de espessura (Figura 81). As anomalias de amplitude sísmica estão associadas a qualidade de reservatório e ao fluido intersticial (Figuras 82 a 84). As regiões com maior espessura e anomalia de amplitude seriam as mais ricas em fácies com boa qualidade de reservatório. As anomalias de amplitude são intensificadas na zona reservatório portadora de óleo.

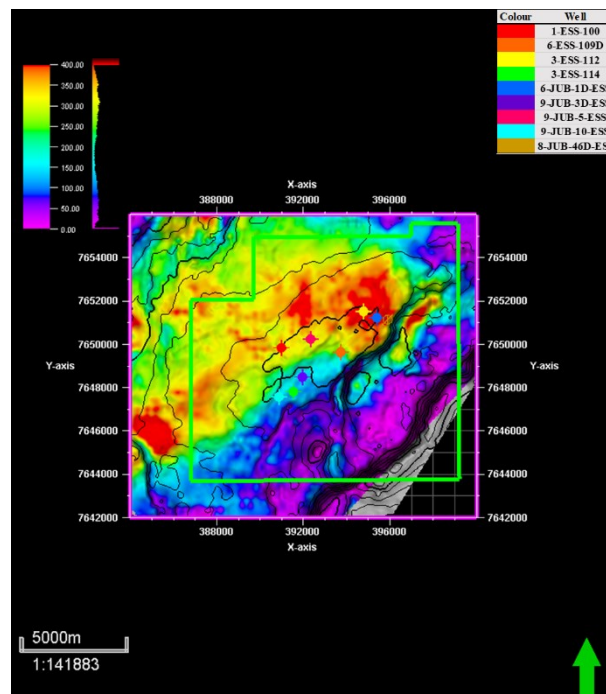


Figura 81 – Mapa de espessura estratigráfica do reservatório.

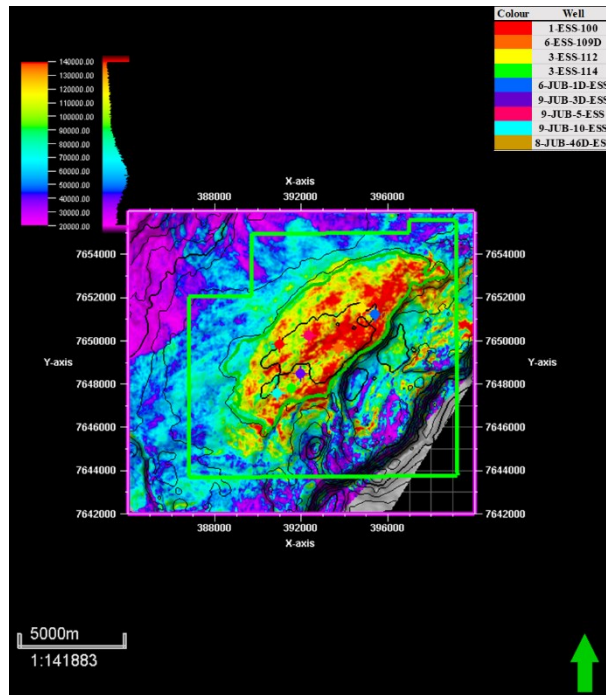


Figura 82 – Mapa de *RMS Amplitude* do reservatório, com projeção do polígono do contato óleo-água (verde).

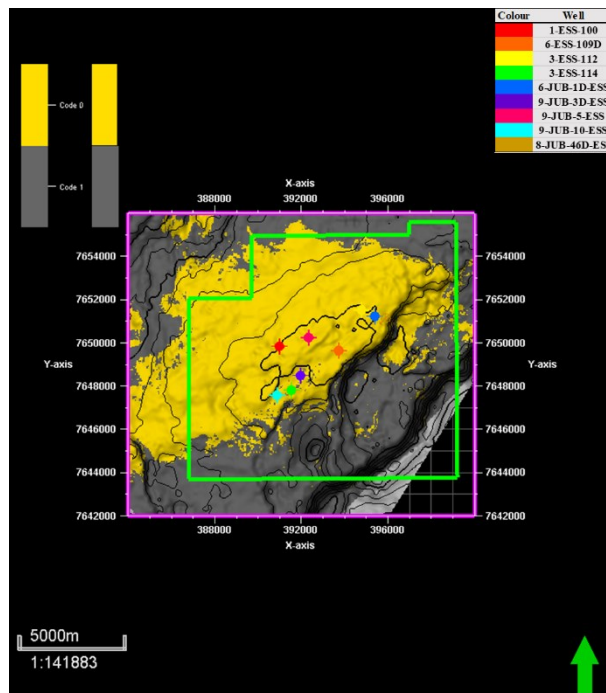


Figura 83 – Mapa de classes reservatório (amarelo) e selo (cinza), feito com a combinação da espessura estratigráfica e média quadrática da amplitude.

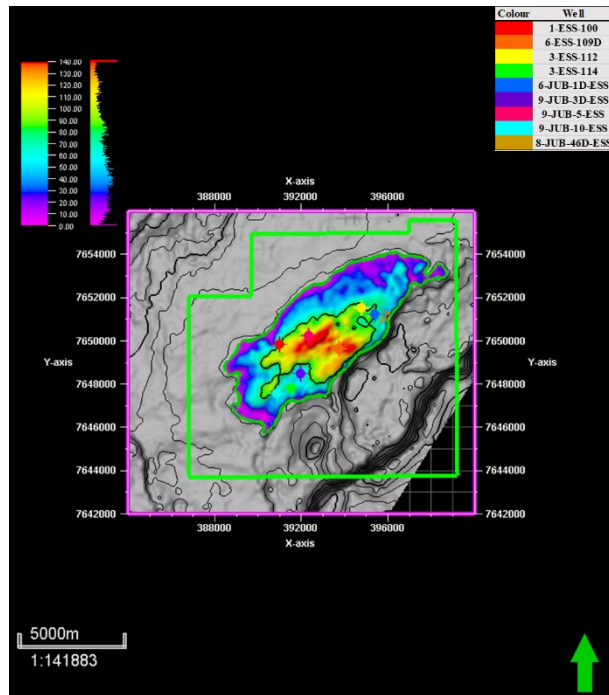


Figura 84 – Mapa de *pay* para o reservatório (espessura de zona portadora de óleo).

3.2.5. Fácies sísmicas e Reservatórios Análogos de Subsuperfície

O reservatório da porção centro-norte do Novo Campo de Jubarte apresenta padrões de configuração de refletores do tipo ondulado/monticulado, caótico, oblíquo e subparalelo. Os refletores têm pouca continuidade lateral e são espessos. As amplitudes e frequências do intervalo reservatório são variadas. É possível observar diversos truncamentos, geometrias de arco/canal e *onlaps* na superfície da base do reservatório. O reservatório é preenchido por fácies sísmicas características de agregados de canais e extravasamentos. A calha principal apresenta dimensões imensas e preenchimento complexo com alto teor de fácies reservatório.

As feições das fácies sísmicas estão demonstradas nas seções das Figuras 85 a 88. As seções sísmicas contêm os horizontes mapeados, projeções das eletrofácies dos poços e interpretação de horizontes locais internos ao reservatório (linhas vermelhas pontilhadas).

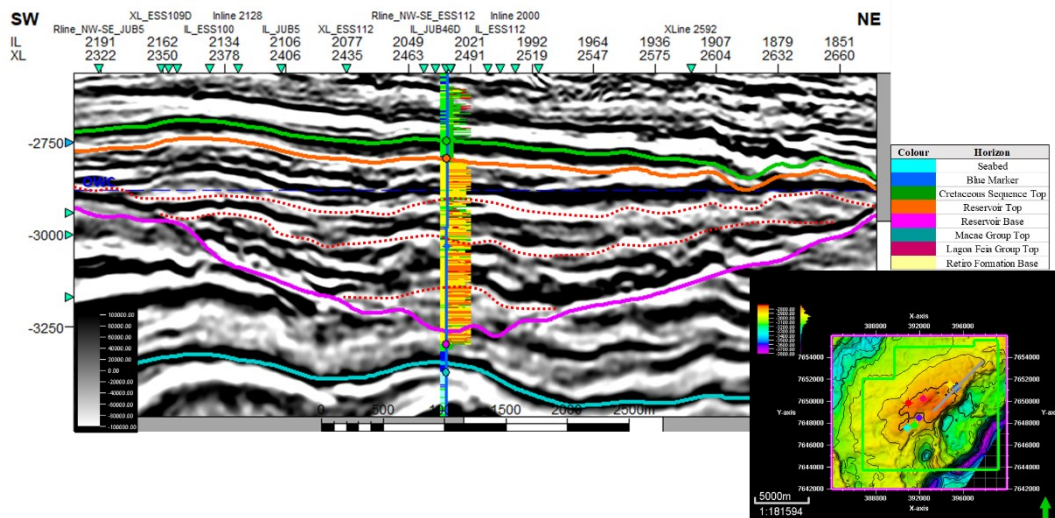


Figura 85 – Seção sísmica cortando o poço 6-JUB-1D-ESS com direção NE-SW e projeção de horizontes e falhas interpretados e poços com eletrofácies. Domínio profundidade.

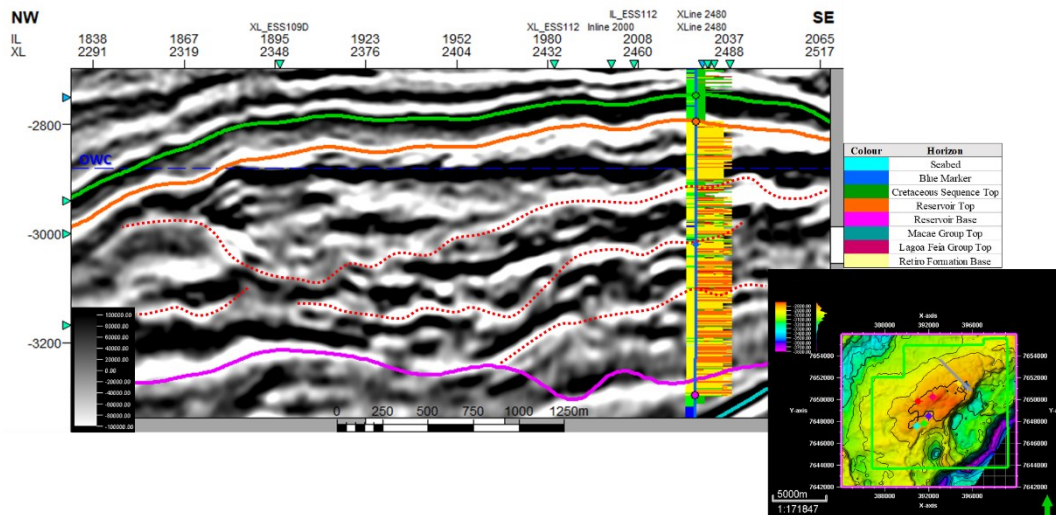


Figura 86 – Seção sísmica cortando o poço 6-JUB-1D-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados e poços com eletrofácies. Domínio profundidade.

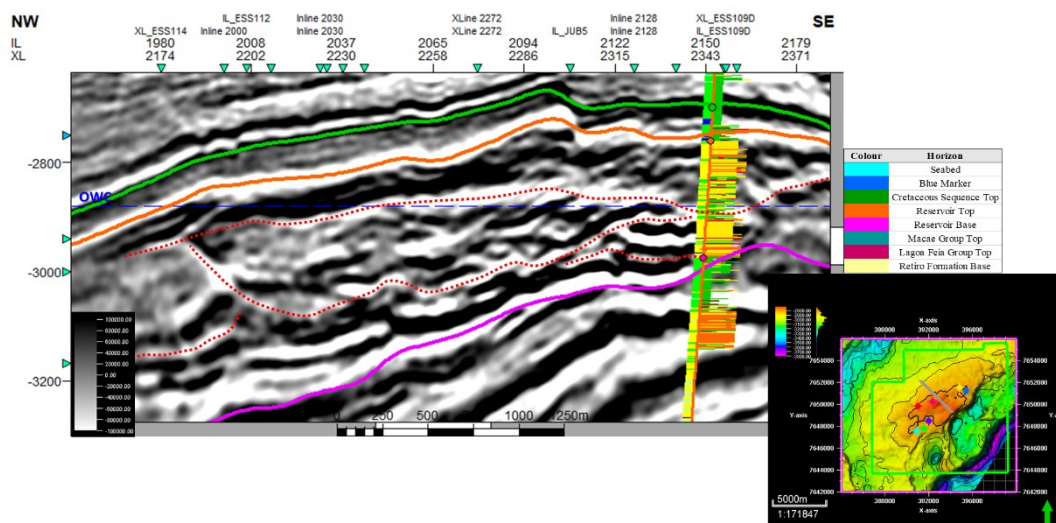


Figura 87 – Seção sísmica cortando o poço 6-109D-ESS com direção NE-SW e projeção de horizontes e falhas interpretados e poços com eletrofácies. Domínio profundidade.

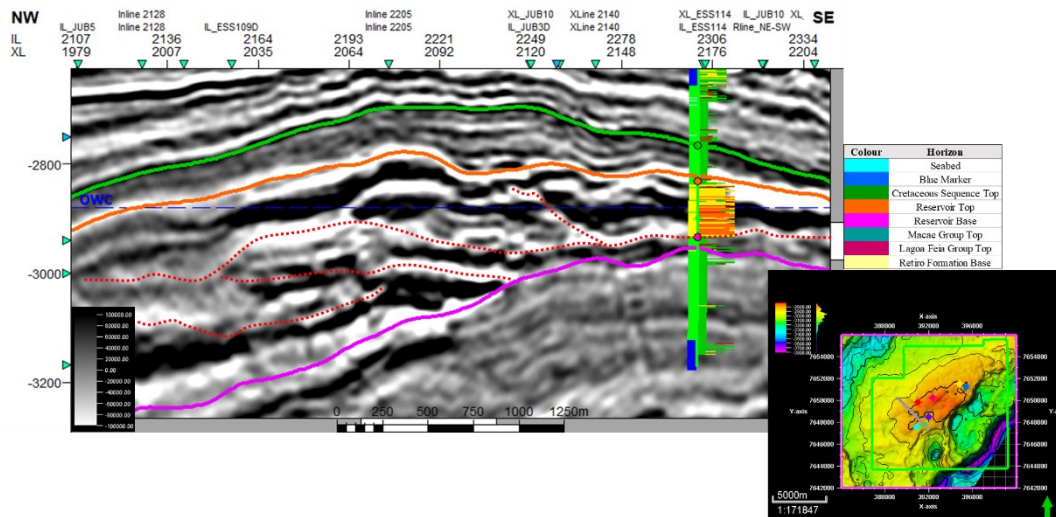


Figura 88 – Seção sísmica cortando o poço 3-ESS-114-ESS com direção NW-SE e projeção de horizontes e falhas interpretados e poços com eletrofácies. Domínio profundidade.

As características sedimentológicas e estratigráficas observadas nas fácies sísmicas do reservatório de Jubarte são semelhantes às encontradas em sistemas turbidíticos canalizados pouco soterrados. Os exemplos mais representativos são: sistemas do Mioceno-Pleistoceno, Bacia de Rakhine, Baía de Bengal, Índia (Ma, *et al.*, 2020); sistemas do Mioceno-Plioceno, Bacia de Qiongdongnan, Mar do Sul, China (Wu, *et al.*, 2018); sistemas do Pleistoceno, Bacia do Delta do Niger, Nigéria (Deptuck, *et al.*, 2003). A correspondência entre as feições indica que o reservatório de Jubarte exhibe o mesmo sistema deposicional dos análogos pouco soterrados e, por conta disso, é possível inferir os mesmos detalhes de geometria, dimensões, relações de corte e preenchimento de fácies, ainda que estes não sejam identificáveis na sísmica. A interpretação geológica das seções sísmicas de alta resolução está nas Figuras 89 a 91.

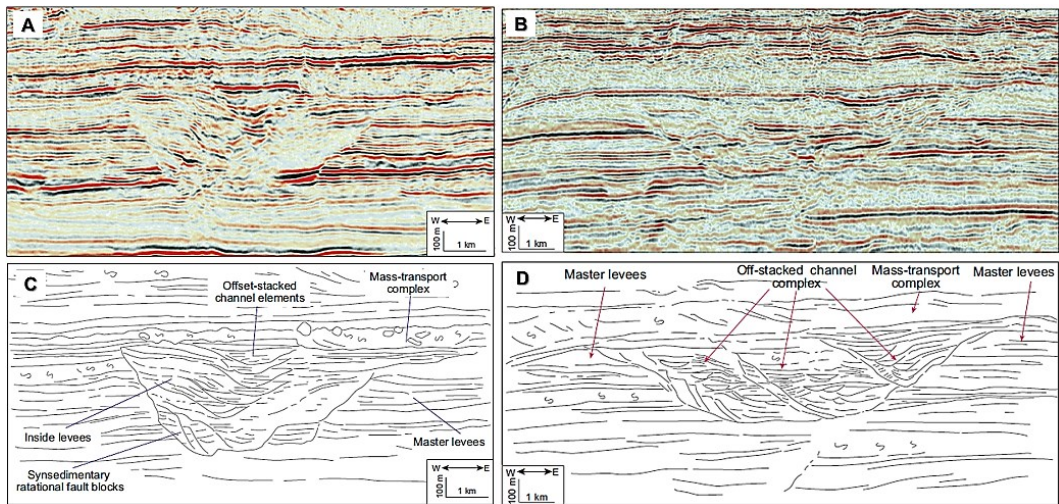


Figura 89 – Sistemas turbidíticos do Mioceno-Pleistoceno, Bacia de Rakhine, Baía de Bengal, Índia (modificado de Ma, *et al.*, 2020). (A e B) Seções sísmicas; e (C e D) interpretação geológica.

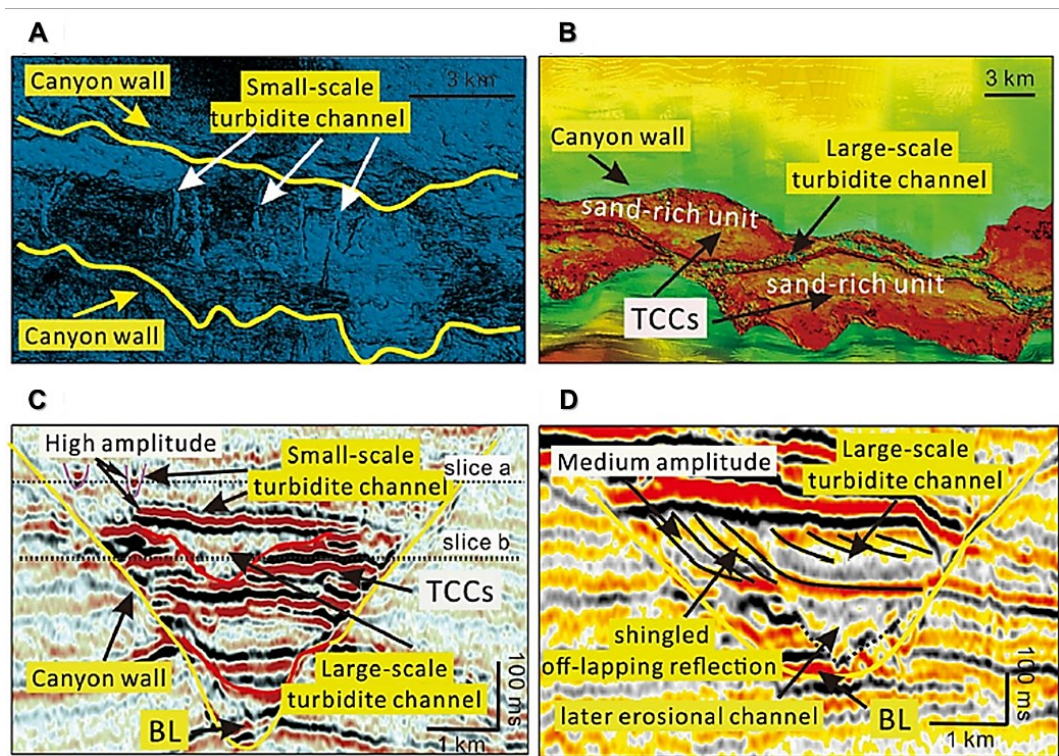


Figura 90 – Sistemas turbidíticos do Mioceno-Plioceno, Bacia de Qiongdongnan, Mar do Sul, China (modificado de Wu, *et al.*, 2018). (A e B) Seções sísmicas horizontais com interpretação geológica; e (C e D) Seções sísmicas verticais com interpretação geológica.

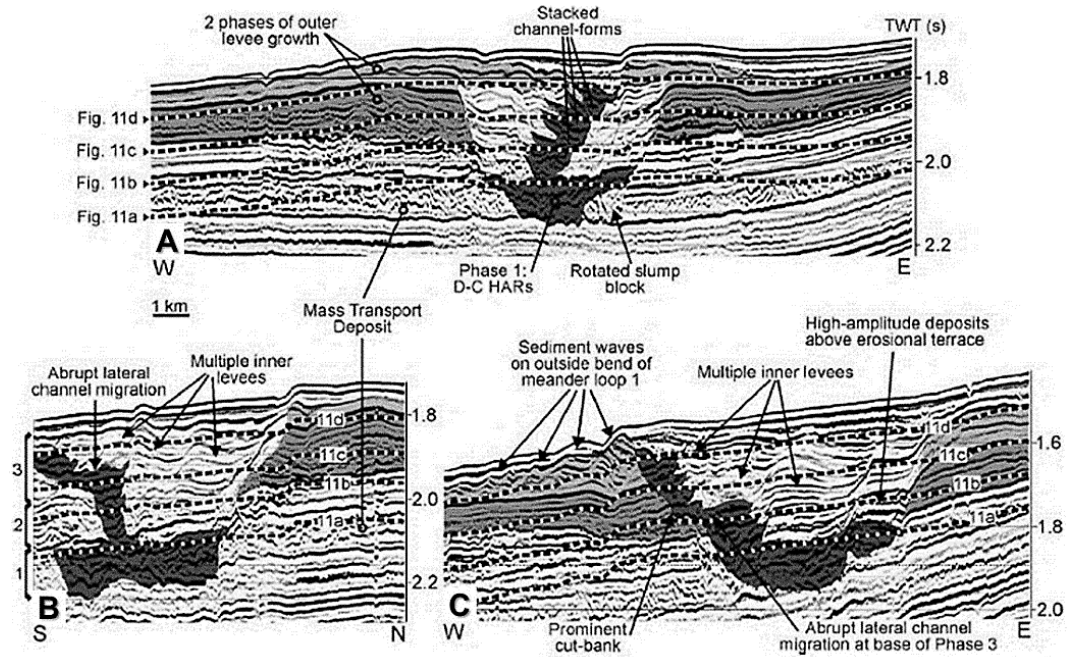


Figura 91 – Sistemas do Pleistoceno, bacia do Delta do Niger, Nigéria (modificado de Deptuck, *et al.*, 2003). (A, B, e C) Seções sísmicas com interpretação geológica.

4. Conclusão

O reservatório principal da porção centro-norte do Novo Campos de Jubarte é formado por um conjunto de complexos de canais turbidíticos arenosos e cascalhosos. A calha principal tem dezenas de quilômetros de comprimento, alguns quilômetros a algumas dezenas de quilômetros de largura e algumas dezenas a centenas de metros de espessura. O preenchimento foi construído por eventos sucessivos de erosão e sedimentação, que resultaram em um agregado extremamente heterogêneo de lentes de diferentes tipos de reservatório e selo. O desenvolvimento dos depósitos ocorreu em condições de confinamento intenso, gerado pela alteração do relevo do fundo marinho por halocinese e por herança topográfica de altos estruturais do embasamento, e potencializado por escavações por correntes de turbidez ricas em sedimentos grossos.

O reservatório é cortado por uma família de falhas normais com direção NE-SW, mergulho principal para SE e secundário para NW. As falhas têm alguns quilômetros a algumas dezenas de quilômetros de extensão e algumas dezenas a centenas de metros de rejeito. Existem algumas falhas subordinadas com menores dimensões e direção NW-SE. A família de falhas principal compartimenta o reservatório em dois blocos, um NW com óleo, e outro a SE com água. A origem das estruturas está vinculada à reativação de falhas da Fase Rife e à movimentação de domos evaporíticos.

O reservatório apresenta qualidade excelente. As proporções de eletrofácies são: 40% energia muito alta; 41% energia alta; 5% energia moderada; e 14% energia baixa. A espessura média é 204 metros, o *net-to-gross* médio é 86%, a porosidade efetiva média é 23%, a permeabilidade horizontal média é 1146 mD e a saturação de óleo média é 75%. A transmissibilidade média do reservatório é 4078 m*mD/cP e o volume de óleo *in place* estimado é de cerca de 1,66 bilhões de barris.

Os resultados gerados por esse projeto de mestrado servem como dados de entrada para a construção de um modelo geológico de reservatório geocelular tridimensional. Esse tipo de modelo é a base para cálculo de volumes de hidrocarbonetos precisos e para o planejamento de projeto e previsão do desenvolvimento da produção.

5. Referências

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016. *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)*. [Online]

Available at: http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Jubarte.pdf
[Acesso em 2020].

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2019. *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)*. [Online]

Available at: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-realiza-audiencia-publica-sobre-o-parque-das-baleias
[Acesso em 2020].

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2019. *Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP)*. [Online]

Available at: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>
[Acesso em 2019].

Arnott, R. W. C., 2010. Deep-Marine Sediments and Sedimentary Systems. Em: N. P. James & R. W. Dalrymple, eds. *Facies Models 4*. St. John's: Geological Association of Canada, pp. 295-322.

Bezerra, M. F. C., Pedrosa Júnior, C., Pinto, A. C. C. & Bruhn, C. H. L., 2004. *The Appraisal and Development Plan for the Heavy Oil Jubarte Field, Deepwater Campos Basin, Brazil*. Houston, Offshore Technology Conference.

Bhuyan, K. & Passey, Q. R., 1994. *Clay Estimation from GR and Neutron-Density Porosity Logs*. Tulsa, SPWLA 35th Annual Logging Symposium.

Bond, L. J. et al., 2010. *Evaluation of Non-Nuclear Techniques for Well Logging: Technology Evaluation*, Washington: Pacific Northwest National Laboratory.

Brown, A. R., 2011. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. 7 ed. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists.

- Bulhões, É. M. & de Amorim, W. N., 2005. *Princípio da SismoCamada Elementar e sua Aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA)*. Salvador, Sociedade Brasileira de Geofísica.
- Bullard, F. R. S. E. C., 1947. The Time Necessary for a Bore Hole to Attain Temperature Equilibrium. *Geophysical Supplements to the Monthly Notices of the Royal Astronomical Society*, 5(5), pp. 127-130.
- C&C Reservoirs, 2021. *Digital Analogue Knowledge System (DAKS)*. [Online] Available at: <https://daks.ccreervoirs.com/> [Acesso em 2021].
- Cannon, S., 2016. *Petrophysics: A Practical Guide*. 1 ed. Chichester: Wiley Blackwell.
- Cannon, S., 2018. *Reservoir Modelling: A Practical Guide*. 1 ed. Hoboken: Wiley Blackwell.
- Catuneanu, O., 2006. Sequences in Deep-water Clastic Systems. Em: O. Catuneanu, ed. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Oxford: Elsevier, pp. 262-279.
- Cosentino, L., 2001. *Integrated Reservoir Studies*. 1° ed. Paris: Editions Technip.
- Crain, E. R., 2020. *Crain's Petrophysical Handbook*. [Online] Available at: <https://www.spec2000.net/00-index.htm> [Acesso em 2020].
- Daher Júnior, B. et al., 2007. *Jubarte Field – Development Strategy*. Houston, Offshore Technology Conference.
- de Castro, R. D. & Picolini, J. P., 2016. Main Features of the Campos Basin Regional Geology. Em: R. O. Kowsmann, ed. *Geology and Geomorphology - Regional Environmental Characterization of the Campos Basin, Southwest Atlantic*. Rio de Janeiro: Elsevier, pp. 1-12.
- de Gasperi, A. & Catuneanu, O., 2014. Sequence Stratigraphy of the Eocene Turbidite Reservoirs in Albacora Field, Campos Basin, Offshore Brazil. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 98(2), p. 279–313.
- del Rey, A. C. et al., 2012. Jubarte Field 3D Modeling Based on the Integration of Outcrop Analogs and Elastic Seismic Attributes. Em: N. C. Rosen, et al. eds. *New*

Understanding of the Petroleum Systems of Continental Margins of the World. Broken Arrow: SEPM Society for Sedimentary Geology, pp. 429-457.

Deptuck, M. E., Steffens, G. S., Barton, M. & Pirmez, C., 2003. Architecture and Evolution of Upper Fan Channel-belts on the Niger Delta Slope and in the Arabian Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 20(6-8), pp. 649-676.

Ellis, D. V. & Singer, J. M., 2007. *Well Logging for Earth Scientists*. 2 ed. Dordrecht: Springer.

Eschard, R. et al., 2014. Connectivity Estimation Between Turbiditic Channels and Overbank Deposits from the Modelling of an Outcrop Analogue (Pab Formation, Maastrichtian, Pakistan). Em: A. W. Martinius, J. A. Howell & T. R. Good, eds. *Sediment-body Geometry and Heterogeneity: Analogue Studies for Modelling the Subsurface*. London: Geological Society of London, pp. 203-231.

Falivene, O. et al., 2006. Hierarchical Geocellular Facies Modelling of a Turbidite Reservoir Analogue from the Eocene of the Ainsa basin, NE Spain. *Marine and Petroleum Geology*, Volume 23, pp. 679-701.

Ferreira, V. M., 2016. *Avaliação de Métodos de Recuperação Melhorada de Petróleo para Campos Marítimos no Brasil: o Caso da Bacia de Campos*, Rio de Janeiro: Dissertação de mestrado – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético.

Funk, J. E., Slatt, R. M. & Pyles, D. R., 2012. Quantification of Static Connectivity Between Deep-water Channels and Stratigraphically Adjacent Architectural Elements Using Outcrop Analogs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 96(2), pp. 277-300.

Gardner, G. H. F., Gardner, L. W. & Gregory, A. R., 1974. Formation Velocity and Density - The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps. *Geophysics*, 39(6), pp. 770-780.

Guardado, L. R., Spadini, A. R., Brandão, J. S. L. & Mello, M. R., 2000. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. Em: M. R. Mello & B. J. Katz, eds. *AAPG Memoir 73 - Petroleum Systems of South Atlantic Margins*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, pp. 317-324.

- Guimarães, M. d. S. B., Denicol, P. S. & Gomes, R. M. R., 2008. Avaliação e Caracterização de Reservatórios Laminados: Comparação entre as Ferramentas Convencionais e o Perfil de Indução Multicomponente. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(1), pp. 188-206.
- Gurney, K., 1997. *An Introduction to Neural Networks*. 1 ed. London: UCL Press Limited.
- Haughton, P., 2006. *SEPM STRATA*. [Online]
Available at: <http://sepmstrata.org/page.aspx?pageid=37>
[Acesso em 2020].
- Haughton, P., 2007. *SEPM STRATA*. [Online]
Available at: <http://sepmstrata.org/page.aspx?&pageid=39&3>
[Acesso em 2020].
- Helal, A., Farag, K. S. I. & Shihataa, M. I., 2015. Unconventional Seismic Interpretation Workflow to Enhance Seismic Attributes Results and Extract Geobodies at Gulf of Mexico Case Study. *Egyptian Journal of Geology*, 59(1), pp. 1-14.
- James, N. P. & Dalrymple, R. W., 2010. *Facies Models 4*. 1 ed. St. John's: Geological Association of Canada.
- Joseph, P. et al., 2000. The Annot Sandstone Outcrops (French Alps): Architecture Description as Input for Quantification and 3D Reservoir Modeling. Em: P. Weimer, ed. *Deep-Water Reservoirs of the World*. Tulsa: SEPM Society for Sedimentary Geology, pp. 422-449.
- Kearey, P., Brooks, M. & Hill, I., 2002. *An Introduction to Geophysical Exploration*. 3 ed. Oxford: Wiley Blackwell.
- Kopal, L., Cizek, P. & Milicka, J., 2016. Geological Model of Lobodice Underground Gas Storage Facility Based on 3D Seismic Interpretation. *Contributions to Geophysics and Geodesy*, 46(2), p. 125–135.
- Lachenbruch, A. H. & Brewer, M. C., 1959. Dissipation of the Temperature Effect of Drilling a Well in Arctic Alaska. *U.S. Geological Survey Bulletin*, 1083(1), pp. 73-109.

Ma, H.-X. et al., 2020. Deep-water Depositional Architecture and Sedimentary Evolution in the Rakhine Basin, Northeast Bay of Bengal. *Petroleum Science*, Volume 17, pp. 598-614.

Nery, G. G., 2013. *Perfilagem Geofísica em Poço Aberto: Fundamentos Básicos com Ênfase em Petróleo*. 1 ed. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica e Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo.

Petrobras, 2015. *Petrobras*. [Online]
Available at: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/nova-decisao-na-arbitragem-do-parque-das-baleias.htm>
[Acesso em 2020].

Pickering, K. T. et al., 1995. *Atlas of Deep Water Environments - Architectural Style in Turbidite Systems*. 1 ed. London: Chapman & Hall.

Schlumberger, 1991. *Log Interpretation Principles/Applications*. 3 ed. Houston: Schlumberger Educational Services.

Schlumberger, 2013. *Log Interpretation Charts*. Houston: Schlumberger.

Schlumberger, 2018. *Seabed Software*. [Online]
Available at: https://seabed.software.slb.com/well_log/WebHelp/well_logging.htm
[Acesso em 2020].

Schlumberger, 2018. *Seabed Software*. [Online]
Available at:
https://seabed.software.slb.com/seismic/WebHelp/seismic_model/domain_introduction/the_seismic_method/seismic_acquisition/2d_seismic_acquisition.htm
[Acesso em 2020].

Schlumberger, 2019. *Petrel User Assistance*, Houston: Schlumberger.

SEPM Society for Sedimentary Geology, 2013. *SEPM STRATA*. [Online]
Available at: <http://sepmstrata.org/Page.aspx?pageid=1>
[Acesso em 2020].

SEPM Society for Sedimentary Geology, 2013. *SEPM STRATA*. [Online]
Available at: <http://sepmstrata.org/page.aspx?pageid=37>
[Acesso em 2020].

Serintel, 2021. *Oil & Gas Portal*. [Online]

Available at: www.oil-gasportal.com/reservoir-management/integrated-reservoir-modeling

[Acesso em 2021].

Serra, O., 1986. *Fundamentals of Well-Log Interpretation - The Interpretation of Logging Data*. 1 ed. Amsterdam: Elsevier.

Simm, R. & Bacon, M., 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. 1 ed. Cambridge: Cambridge University Press.

The National Oceanic and Atmospheric Administration - U.S., 2021. *NOAA Ocean Exploration*. [Online]

Available at: <https://oceanexplorer.noaa.gov/facts/temp-vary.html>

[Acesso em 2021].

The Society of Exploration Geophysicists, 2017. *SEG Wiki*. [Online]

Available at: https://wiki.seg.org/wiki/Dictionary:Synthetic_seismogram

[Acesso em 2020].

The Society of Exploration Geophysicists, 2019. *SEG Wiki*. [Online]

Available at: https://wiki.seg.org/wiki/Seismic_Facies_Classification

[Acesso em 2020].

The Society of Exploration Geophysicists, 2020. *SEG Wiki*. [Online]

Available at: https://wiki.seg.org/wiki/Main_Page

[Acesso em 2020].

The Society of Petroleum Engineers, 2013. *PetroWiki*. [Online]

Available at: <https://petrowiki.spe.org/Glossary:Transmissibility>

[Acesso em 2020].

The Society of Petroleum Engineers, 2017. *PetroWiki*. [Online]

Available at: https://petrowiki.spe.org/PEH:Resistivity_and_SP_Logging

[Acesso em 2020].

Triggia, A. A. et al., 2004. Reservatórios. Em: J. E. Thomas, ed. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência, pp. 169-208.

Winter, W. R., Jahnert, R. J. & França, A. B., 2007. Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 15(2), pp. 511-529.

Wu, W. et al., 2018. The Central Canyon Depositional Patterns and Filling Process in East of Lingshui Depression, Qiongdongnan Basin, Northern South China Sea. *Geological Journal*, 53(6), pp. 3064-3081.