

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

ANDERSON RAFAEL REZENDE ALVES

MODELAGEM DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIOS
TURBIDÍDICOS EOCÊNICOS DO PARQUE DAS BALEIAS,
BACIA DE CAMPOS

NITEROI
2020

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

ANDERSON RAFAEL REZENDE ALVES

MODELAGEM DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS
EOCÊNICOS DO PARQUE DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS.

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

Orientador: Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Coorientador: Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

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

ANDERSON RAFAEL REZENDE ALVES

MODELAGEM DE PROPRIEDADES DE RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS
EOCÊNICOS DO PARQUE DAS BALEIAS, BACIA DE CAMPOS

Aprovada em 18 de fevereiro de 2020.

Comissão examinadora:

Prof. Dr. Marcus Vinícius Berao Ade
(FGEL/UERJ)

Prof. Dr. Cleverson Guizan Silva
(GIECAR/GGO/UFF)

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

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

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me conceder a vida e o suporte para estar sempre me superando para os desafios que encontro pelo caminho.

A minha amada esposa Matilde pelo apoio e encorajamento diário e por todo amor que se dedica a mim. A minha mãe Leny que sem ela nada disso seria realizado.

Ao meu orientador Wagner Moreira Lupinacci pelas sábias intervenções sempre contribuindo de forma eficiente e inteligente no decorrer de toda a execução deste trabalho.

Ao Gerente Geral Otaviano Da Cruz Pessoa Neto e meu gerente Lindemberg Pinheiro Borges ao qual sempre acreditaram no melhor dos membros de suas equipes mostrando liderança e sensibilidade para conduzir de forma justa os desafios do nosso trabalho.

Aos colegas de trabalho da AFIRF ao qual eu aprendo todo dia com seu comprometimento profissional e dedicação.

À Agência Nacional do Petróleo por ceder as informações necessária para a construção desta dissertação sem os quais não seria possível.

As empresas LR *Lloyd's Register* e Schlumberger por fornecer licenças acadêmicas dos softwares *Interactive Petrophysics* (IP) e *Petrel* e *Techlog* aos quais foram fundamentais para a elaboração dessa dissertação.

A Universidade Federal Fluminense, ao Instituto de Geociências do Programa de Pós-Graduação Dinâmica dos Oceanos e Terra que disponibilizou a estrutura e por ser referência nacional de conhecimento.

A Petrobras por sempre reconhecer que sua maior riqueza está no conhecimento de sua força de trabalho.

“Os reis dos gentios dominam sobre eles, e os que têm autoridade sobre eles são chamados benfeitores.

Mas não sereis vós assim; antes o maior entre vós seja como o menor; e quem governa como quem serve.

Pois qual é maior? Quem está à mesa, ou quem serve? Por ventura não é quem está à mesa. Eu, porém, entre vós sou como aquele que serve.”

Lucas 22:25-27

Resumo

Os principais campos produtores de hidrocarbonetos, que sustentaram a indústria de óleo e gás brasileira entre os anos 1980 a 2010, foram os reservatórios turbidíticos da Bacia de Campos. Durante esse período, o principal alvo das descobertas estava voltado para esse tipo de *play*. Dentre estas descobertas estão os campos que constituem a área definida como Parque das Baleias, que possui uma área de aproximadamente 100 mil km² e está localizada na costa do Estado do Espírito Santo.

O Campo de Jubarte situado na bacia de Campos, parte do Parque das Baleias, foi a principal descoberta, antes ao advento do pré-sal, na década de 1990. Esta área apresenta uma diversidade de sistemas petrolíferos, compreendendo reservatórios de várias idades.

A carência de estudos acadêmicos voltados para a caracterização de reservatórios turbidíticos da área de estudo motivou a elaboração dessa dissertação de mestrado. Apesar de não haver análise laboratorial de rochas e somente informações baseadas em perfil e dados sísmicos, acredita-se que a organização e uma estruturação adequada dos dados possibilitará a geração de modelos bem robustos que ao final possibilitará a geração de uma caracterização quantificada do reservatório de modo consistente. Para isto foi desenvolvido um fluxo de trabalho a partir da interpretação integrada de dados geológicos e geofísicos.

A área de estudo está inserida na que tem o contexto geológico de margem passiva relacionada ao rifteamento do paleocontinente Gondwana, e em consequência, a abertura do Oceano Atlântico. A estratigrafia foi caracterizada por Winter 2007, em três grupos principais de unidades tectonossedimentares ou megassequências definidas como: rifte, transicional e margem passiva. O sistema petrolífero estudado foi o Lagoa Feia-Carapebus(!) inserido na megassequência sedimentar de margem passiva.

A metodologia aplicada para o desenvolvimento deste trabalho iniciou-se com a coleta de dados recebidos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e foram organizados e escalonados conforme a importância para a avaliação petrofísica e utilização na correlação com os dados sísmicos. Toda área apresenta vinte e nove poços entretanto, a parte que foi restrita a zona de interesse tem somente sete poços.

O controle de qualidade com as correções de fatores ambientais foi uma etapa fundamental para assegurar a repetibilidade das informações. O processamento dos dados com a interpretação dos perfis, definição das zonas de interesse em hidrocarboneto, definição dos marcados estratigráficos e identificação dos reservatórios possibilitaram a avaliação petrofísica dos poços com o cálculo de porosidade, a totalização dos poços com definição de espessura do reservatório e porosidade média para cada poço da área, volume de argila e saturação de água.

A interpretação dos dados sísmicos permitiu a identificação de estruturas geológicas e a caracterização de propriedades do reservatório estudado pela utilização de atributos sísmicos.

Os arenitos formam depósitos por pulsos turbidíticos em um *trend* de direção SW-NE ao longo de dez quilômetros e espalhados em torno de cinco quilômetros. O reservatório estudado da formação Carapebus do eoceno tem porosidade média de 23%, saturação de água média de 23%, volume de argila de 15% e espessura média de 28 metros, com razão *Net to Gross* 0,60.

A compartimentação estrutural controlou a deposição dos turbiditos e as principais falhas mapeadas cortam todas as sequências sedimentares desde o embasamento até o fundo oceânico indicando que a atividade tectônica está ativa até o recente. As falhas passam por janelas estruturais na sequência evaporítica indicando o suprimento dos reservatórios de idades mais recentes.

Reunidas todas as informações obtidas a partir dos processamentos tanto de dados de poços como de dados sísmicos foram as bases da elaboração de modelo estrutural, sedimentar e estratigráfico e das propriedades petrofísicas do reservatório estudado.

Com dados de perfil e sísmica e utilizando técnicas de geoestatística para simular as propriedades entre poços, como volume de argila, porosidade e saturação de óleo espacialmente distribuídos, foi possível caracterizar as heterogeneidades dos reservatórios a partir dos modelos interpretados.

A correlação existente entre as propriedades petrofísicas dos poços estudados e o atributo sísmico filtro médio possibilitou a aplicação da técnica de cokrigagem para distribuir espacialmente as propriedades de reservatórios e gerar mapas de porosidade, volume de argila e saturação de óleo para a área de estudo.

Com a simulação das propriedades foi viabilizado a criação do modelo do reservatório e o cálculo de volume de óleo *in place*. Por fim, foi realizada uma análise de incerteza simulando três cenários com diferentes fatores de recuperação.

Abstract

The main hydrocarbon producing fields, which sustained the Brazilian oil and gas industry between the years 1980 to 2010, was the Campos Basin turbiditic reservoirs. During this period, the main target of the discoveries was focused on this type of play. Among these discoveries are the fields that constitute the area defined as Parque das Baleias, which has an area of approximately one hundred thousand km² and is located on the coast of the State of Espírito Santo. Campo de Jubarte, part of Parque das Baleias, was the main discovery before the advent of pre-salt in the 1990's. This area has a variety of petroleum systems, comprising reservoirs of various ages. This study focuses on the characterization of Eocene turbiditic reservoirs. For this, a workflow was developed from the integrated interpretation of geological and geophysical data.

The study area is inserted in the Campos Basin, which has the geological context of passive margin related to the rifting of the Gondwana paleocontinent, and consequently, the opening of the Atlantic Ocean. Stratigraphy was characterized by Winter 2007, in three main groups of tectonic-sedimentary units or mega-sequences defined as: rift, transitional and passive margin. The oil system studied was Lagoa Feia-Carapeus (!) inserted in the passive margin sedimentary megasequence.

The methodology applied for the development of this work started with the collection of data received from the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) and were organized and scaled according to the importance for petrophysical evaluation and use in the correlation with seismic data. Every area has twenty-nine wells, however, the part that was restricted to the area of interest has only seven wells.

Quality control with corrections to environmental factors was a fundamental step to ensure the repeatability of information. The processing of the data with the interpretation of the profiles, the definition of the areas of interest in hydrocarbons, the definition of the stratigraphic marks and identification of the reservoirs allowed the petrophysical evaluation of the wells with the calculation of porosity, the totalization of the wells with the definition of the reservoir thickness and porosity average for each well in the area, clay volume, and water saturation.

The interpretation of seismic data allowed the identification of geological structures and the characterization of properties of the reservoir studied by the use of seismic attributes.

The studied reservoir of the Eocene Carapebus Formation is on average 28 meters thick with Net to Gross 0.60 ratio. Sandstones form deposits by turbiditic pulses during the geological time in a SW-NE directional trend over ten kilometers and spread out around five kilometers.

The structural compartmentalization controlled the deposition of the turbidites and the main mapped faults cut all sedimentary sequences from the basement to the ocean floor, indicating that the tectonic activity is active until the recent one. The faults pass through structural windows in the evaporitic sequence indicating the supply of the most recent age reservoirs.

Gathered all the information obtained from the processing of data from both wells and seismic data, it supported the development of a structural, sedimentary and stratigraphic model and of the petrophysical properties of the studied reservoir.

With profile and seismic data and using geostatistics techniques to simulate the properties between wells, such as clay volume, porosity, and spatially distributed oil saturation, it was possible to characterize the heterogeneities of the reservoirs from the interpreted models.

The correlation between the petrophysical properties of the studied wells and the medium filter seismic attribute made it possible to apply the co kriging technique to spatially distribute the properties of reservoirs and generate maps of porosity, clay volume and oil saturation for the study area.

With the properties simulation, it was possible to create the reservoir model and calculate the oil volume in place. Finally, an uncertainty analysis was carried out simulating three scenarios with different recovery factors.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
2. LOCALIZAÇÃO	2
3. GEOLOGIA REGIONAL	4
3.1. ARCABOUÇO TECTÔNICO	4
3.2. COMPARTIMENTAÇÃO ESTRATIGRÁFICA	7
3.3. SEQUÊNCIA NÃO MARINHA (RIFTE)	8
3.4. SEQUÊNCIA TRANSICIONAL	9
3.5. SEQUÊNCIA MARINHA	10
4. SISTEMA PETROLÍFERO	13
4.1. SISTEMA PETROLÍFERO LAGOA FEIA – CARAPEBUS (!)	14
4.2. GERAÇÃO E MIGRAÇÃO	14
4.3. ROCHAS RESERVATÓRIO	16
4.4. ROCHAS SELANTES	17
4.5. TRAPAS	17
4.6. CARTA DE EVENTOS	17
5. METODOLOGIA	19
5.1. COLETA DE DADOS	19
5.2. CONTROLE DE QUALIDADE DE PERFIS	20
5.3. PROCESSAMENTO DOS DADOS	21
5.4. AVALIAÇÃO PETROFÍSICA	23
5.4.1. Correlação dos Poços	24
5.4.2. Caracterização Litológica das Rochas Reservatório	25
5.4.3. Volume de Argila	28
5.4.4. Porosidade	31
5.4.5. Saturação de Água	33
5.4.6. <i>Net to Gros e Net Pay</i>	35
5.5. INTERPRETAÇÃO DOS DADOS SÍSMICOS	37
5.5.1. Amarração Sísmica Poço	39
5.5.2. Mapeamento e Interpretação de Falhas	39
5.5.3. Mapeamento e Interpretação dos Horizontes	40
5.5.4. Caracterização dos Reservatórios	41
5.6. MODELAGEM GEOESTATÍSTICA DOS RESERVATÓRIOS	44
5.7. CÁLCULO DE VOLUME E ANÁLISE DE INCERTEZAS	49
6. RESULTADOS	52

6.1. GEOLOGIA DA AREA DE ESTUDO	52
6.1.1. Características Litoestratigráficas	52
6.1.2. Propriedades dos Reservatórios	53
6.1.3. Contexto Estrutural	55
6.1.4. Organização e Processamento dos Dados	59
6.1.5. Correlação dos Poços	62
6.1.6. Caracterização Litológica das Rochas Reservatórios	68
6.1.7. Saturação de Água	71
6.1.8. Totalização dos Reservatórios	72
6.2. INTERPRETAÇÃO SISMICA	73
6.2.1. Amarração Sísmica Poço	73
6.2.2. Identificação de Horizontes	74
6.2.3. Atributos Sísmicos	77
6.2.4. Modelagem Estrutural	81
6.2.5. Modelo Sedimentar e Estratigráfico	83
6.3. MODELAGEM DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS	84
6.3.1. Modelo de Volume de Argila	87
6.3.2. Modelo de Porosidade	87
6.3.3. Modelo de Saturação de Óleo	88
6.3.4. Cálculo de Volume e Análise de Incertezas	89
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES	92
8. BIBLIOGRAFIA	95

Lista de Figuras

FIGURA 1 - MAPA DA BACIA DE CAMPOS MOSTRANDO OS POLÍGONOS COM A LOCALIZAÇÃO DO PARQUE DAS BALEIAS E OS CAMPOS DE PETRÓLEO QUE O COMPÕE.	2
FIGURA 2 - CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS.	5
FIGURA 3 - SEÇÃO GEOLÓGICA REGIONAL ESQUEMÁTICA DA BACIA DE CAMPOS REPRESENTANDO O ARCABOUÇO ESTRUTURAL ESTRATIGRÁFICO AO LONGO DAS COMPARTIMENTAÇÕES.	8
FIGURA 4 - GRÁFICO DE EVENTOS, COMO EXEMPLO, QUE MOSTRA A RELAÇÃO ENTRE OS ELEMENTOS E PROCESSOS ESSENCIAIS PARA A INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA PETROLÍFERO EM UMA BACIA.	14
FIGURA 5- HISTÓRICO DE SOTERRAMENTO DA BACIA DE CAMPOS, DESTACANDO O INÍCIO DA GERAÇÃO DE HIDROCARBONETO A PARTIR DE 3700M.	15
FIGURA 6- DADOS GEOQUÍMICOS DE POÇO DA BACIA DE CAMPOS MOSTRANDO O POTENCIAL DE GERAÇÃO COMO ROCHA FONTE DE HIDROCARBONETOS DOS FOLHELHOS CARBONÁTICOS DA FORMAÇÃO LAGOA FEIA.	16
FIGURA 7 - GRÁFICO DE EVENTOS DO SISTEMA PETROLÍFERO LAGOA FEIA - CARAPEBUS(!) PROPOSTO POR GUARDADO ET AL. (2000).	18
FIGURA 8 - FLUXO DE TRABALHO MOSTRANDO AS PRINCIPAIS ETAPAS SEGUIDAS PARA A ORGANIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES DOS POÇOS.	20
FIGURA 9 - FLUXO DE TRABALHO UTILIZADO PARA O PROCESSAMENTO DE DADOS DA ÁREA EM ESTUDO.	22
FIGURA 10 - EXEMPLO DE GRÁFICO COTA X PRESSÃO ESTÁTICA PARA DELIMITAÇÃO DOS CONTATOS ENTRE FLUIDOS HIDROCARBONETOS E ÁGUA EM UM RESERVATÓRIO.	25
FIGURA 11 - GRÁFICO DIAGNÓSTICO POROSIDADE NEUTRÃO VERSUS DENSIDADE APARENTE UTILIZADO PARA DETERMINAR AS POROSIDADES E AS LITOLOGIAS.	26
FIGURA 12- GRÁFICO DIAGNOSTICO DE IDENTIFICAÇÃO DE MINERALOGIA DA FORMAÇÃO PELA POSIÇÃO RELATIVA DO AGLOMERADO DE PONTOS.	27
FIGURA 13 - DESENHO ESQUEMÁTICO DA DESCRIÇÃO TÍPICA DA DISTRIBUIÇÃO DE FOLHELHO E AS RELAÇÕES ENTRE A PRESENÇA DE CADA TIPO COM O IMPACTO NAS POROSIDADES TOTAL E EFETIVA.	29
FIGURA 14 - CROSSPLOT PARA DETERMINAÇÃO DE LITOLOGIA E POROSIDADE A PARTIR DOS PERFIS NEUTRÃO E DENSIDADE.	32
FIGURA 15 - GRÁFICO DIAGNÓSTICO PICKETT ONDE PELA INCLINAÇÃO DA RETA VERIFICA-SE A RESISTIVIDADE DA ÁGUA DE FORMAÇÃO (R_w), O EXPOENTE DE CIMENTAÇÃO (m) E TAMBÉM SE PODE ESTIMAR A SALINIDADE DA ÁGUA DE FORMAÇÃO.	34
FIGURA 16- FLUXO DE TRABALHO DA AVALIAÇÃO PETROFÍSICA PARA CÁLCULO DE SATURAÇÃO DE ÁGUA NO RESERVATÓRIO.	35
FIGURA 17- GRÁFICOS DIAGNÓSTICOS QUE APRESENTAM OS VALORES DE CORTE PARA O RESERVATÓRIO DE ACORDO COM O ACUMULADO DA COLUNA DE HIDROCARBONETO E OS DADOS DE VOLUME DE ARGILA, POROSIDADE E SATURAÇÃO DE ÁGUA.	37
FIGURA 18 - VOLUMES SÍSMICOS 3D UTILIZADOS PARA CARACTERIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DO EOCENO NA ÁREA EM ESTUDO, EXAGERO VERTICAL EM 3X.	38
FIGURA 19 - ESTRUTURA DE DISTRIBUIÇÃO DAS LINHAS SÍSMICAS DA ÁREA DE ESTUDO. OS DOIS BLOCOS SÍSMICOS ESTÃO REPRESENTADOS NA FIGURA.	41
FIGURA 20 -EXEMPLO DE SEMI VARIOGRAMA EXPERIMENTAL COM CARACTERÍSTICAS MUITO PRÓXIMAS DO IDEAL.	46
FIGURA 21 - FIGURA REPRESENTATIVA DOS PARÂMETROS DE CÁLCULO DE UM SEMI VARIOGRAMA A PARTIR DE AMOSTRAS IRREGULARMENTE ESPAÇADAS EM DUAS DIMENSÕES.	47
FIGURA 22 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DE ANISOTROPIA GEOMÉTRICA EM DUAS DIMENSÕES.	48
FIGURA 23 - DIFERENTES VARIOGRAMAS EXPERIMENTAIS COMUMENTE USADOS NA GEOESTATÍSTICA.	49
FIGURA 61 - GRÁFICO COM O ACUMULADO DE FATORES DE RECUPERAÇÃO EM DIVERSOS POÇOS NO MUNDO. ESSE GRÁFICO É A BASE PARA ESTIMATIVA DE CÁLCULO DE VOLUME RECUPERÁVEL DO RESERVATÓRIO EM ESTUDO. AS SETAS TRACEJAS AZUIS CORRESPONDEM AOS VALORES DE FATOR DE RECUPERAÇÃO ESTIMADOS PARA AS PROBABILIDADES $P_{10} = 20$, $P_{50} = 35$ E $P_{90} = 60$	50
FIGURA 24 - LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO DENTRO DO CONJUNTO DE CAMPOS DENOMINADOS PARQUE DAS BALEIAS.	52
FIGURA 25 - SEÇÃO GEOLÓGICA DO CAMPO DE JUBARTE MOSTRANDO AS PRINCIPAIS SEQUÊNCIAS SEDIMENTARES PRESENTES NA ÁREA DE ESTUDO.	53

FIGURA 26 - MAPA DE ISÓPACAS MOSTRANDO O CONTORNO DOS DOIS CORPOS ONDE AS ROCHAS RESERVATÓRIOS SE ENCONTRAM NO INTERVALO DE ESTUDO.	54
FIGURA 27 - DIAGRAMA DE COMPOSIÇÃO DETRÍTICA DOS ARENITOS PROVENIENTES DE 55 AMOSTRAS DO CAMPO DE JUBARTE PLOTADOS NO DIAGRAMA DE FOLK (1968). A CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS COMPROVA O CARÁCTER ARCOSIANO DOS ARENITOS PRESENTES NOS RESERVATÓRIOS.	55
FIGURA 28 - SEÇÃO GEOLÓGICA STRIKE INTERPRETADA DA ÁREA DE ESTUDO MOSTRANDO AS PRINCIPAIS ESTRUTURAS GEOLÓGICAS E SEQUÊNCIAS SEDIMENTARES. AS PRINCIPAIS FALHAS CORTAM TODAS AS SEQUENCIAS SEDIMENTARES CHEGANDO ATÉ O FUNDO OCEÂNICO INDICANDO A ATIVIDADE TECTÔNICA ATIVA E RECENTE NA BACIA.	56
FIGURA 29 - SEÇÃO SÍSMICA EM PROFUNDIDADE VERTICAL(M) MOSTRANDO O ARCABOUÇO ESTRUTURAL PRÓXIMO AOS RESERVATÓRIOS. NESTA PARTE OBSERVA-SE FALHAS NORMAIS ATIVAS EM VERMELHO COM O REJEITO ENTRE OS RESERVATÓRIOS DESTACADOS EM AMARELO.	57
FIGURA 30 - DISTRIBUIÇÃO DE FALHAS MAPEADAS NA ÁREA DE ESTUDO. A SUPERFÍCIE REPRESENTA O TOPO ESTRATIGRÁFICOS DO ARENITO QUE CONTÉM OS RESERVATÓRIOS DO EOCENO.	58
FIGURA 31 - MAPA ESTRUTURAL COM A DISTRIBUIÇÃO DAS PRINCIPAIS FALHAS INTERPRETADAS MOSTRANDO A DIREÇÃO PREFERENCIAL SW-NE E MERGULHO SE E NW EM SUPERFÍCIE GERADA A PARTIR DA ISÓLITA DOS ARENITOS ESTUDADOS. A LINHA AZUL CORRESPONDE AO PERFIL DA FIGURA 28. O CONTORNO EM AMARELO NO TOPO DA FIGURA REPRESENTA OS LIMITES DO RESERVATÓRIO.	58
FIGURA 32 - MAPA DE LOCALIZAÇÃO DE TODOS OS POÇOS CONTIDOS NAS ÁREAS ONDE SE ENCONTRAM OS ARENITOS EOCÊNICOS NO POLÍGONO ESTUDADO.	60
FIGURA 33 - MAPA DE LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS UTILIZADOS NAS ÁREAS ARN1 E ARN2 QUE POSSUEM DADOS QUE POSSIBILITARAM A AVALIAÇÃO PETROFÍSICA.	61
FIGURA 34 - POÇO 1-BRSA-171-ESS REPRESENTATIVO DO RESERVATÓRIO ARN1 EXISTENTE NA PARTE MAIS AO NORTE DA ÁREA DE ESTUDO. NO DETALHE A LOCALIZAÇÃO DO POÇO NO MAPA.	63
FIGURA 35 – MAPA DE ESPESURAS DE ARENITOS DO RESERVATÓRIO COM A LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS ONDE FORAM DEFINIDOS OS PERFIS PARA CORRELAÇÃO. A ESCALA DE COR DEFINE A ESPESURA DE RESERVATÓRIO EM METROS.	64
FIGURA 36 - POÇO 3-BRSA-240-ESS REPRESENTATIVO DO RESERVATÓRIO ARN2 DA ÁREA DE ESTUDO. NO DETALHE A LOCALIZAÇÃO DO POÇO NO MAPA.	64
FIGURA 37 - GRÁFICOS DE PRESSÃO VERSUS COTA DE QUATRO POÇOS ONDE OBSERVA-SE A DISPERSÃO DOS PONTOS, NÃO SENDO POSSÍVEL TRAÇAR LINHAS DE GRADIENTE OU NÃO FORAM ADQUIRIDOS PONTOS DE PRESSÃO NO INTERVALO DOS RESERVATÓRIOS ANALISADOS.	66
FIGURA 38 - PERFIS DE CORRELAÇÃO DA ÁREA DENOMINADA ARN1, ONDE É DESTACADA O RESERVATÓRIO ENTRE OS POÇOS, DESTACADOS NAS LINHAS VERMELHAS, E A INEXISTÊNCIA DE CONTATOS.	67
FIGURA 39 - PERFIS DE CORRELAÇÃO DA ÁREA DENOMINADA ARN2, ONDE É DESTACADA O RESERVATÓRIO ENTRE OS POÇOS E A INEXISTÊNCIA DE CONTATO ÓLEO-ÁGUA.	68
FIGURA 40 - PERFIS DE RAIOS GAMA, RESISTIVIDADE, DENSIDADE NEUTRÃO, SÔNICO COMPRESSIONAL E SÔNICO CISALHANTE, POROSIDADE EFETIVA E VOLUME DE ARGILA DO POÇO 1-BRSA-171-ESS.	69
FIGURA 41- GRÁFICO DIAGNÓSTICO PARA IDENTIFICAÇÃO DE ZONAS DE FLUIDO NOS RESERVATÓRIOS ANALISADOS.	70
FIGURA 42- IDENTIFICAÇÃO DA MINERALOGIA PREDOMINANTE NOS RESERVATÓRIOS ARN1 E ARN2, AOS QUAIS INDICAM COMPONENTES DE CALCITA E DOLOMITA PRESENTES COMO FRAÇÃO DAS COMPOSIÇÕES CALCULADAS. ESTAS INFORMAÇÕES NÃO ESTÃO CONCLUSIVAS POSSIVELMENTE PELA INFLUÊNCIA DE BARITINA PRESENTES NO FLUIDO DE PERFURAÇÃO.	70
FIGURA 43 - GRÁFICO DIAGNÓSTICO PICKETT DO POÇO 1-BRSA-192-ESS PARA VERIFICAR A SALINIDADE E A RESISTIVIDADE DA ÁGUA DE FORMAÇÃO.	71
FIGURA 44 - GRÁFICOS DIAGNÓSTICOS PARA ESTIMATIVA DOS CORTES DOS PARÂMETROS PETROFÍSICOS UTILIZADOS NO CÁLCULO DE NET PAY.	72
FIGURA 45 - TRAJETÓRIAS DOS POÇOS DE CORRELAÇÃO E SUPERFÍCIE DO TOPO DO RESERVATÓRIO APRESENTANDO A DIFERENÇA PARA A AMARRAÇÃO DE AJUSTE.	74
FIGURA 46 - VISUALIZAÇÃO 3D DOS 29 POÇOS COM OS TOPOS CRONOESTRATIGRÁFICOS IDENTIFICADOS A PARTIR DE DADOS DE PERFIS DOS POÇOS COM INTERPRETAÇÃO PREVIA.	75
FIGURA 47 - SEÇÃO SÍSMICA XL-5492 COM AS DISCORDÂNCIAS INTERPRETADAS.	76
FIGURA 48 - CORTE EM PROFUNDIDA DEDO ATRIBUTO CONTRASTE DE AMPLITUDE EM -2665M, DESTACANDO UM SISTEMA DE CANAL IDENTIFICADO ENCAIXADO (ENTRE AS LINHAS TRACEJADAS EM VERMELHO) E O ESPRAIMANTO (SETAS AMARELAS) DOS SEDIMENTOS AO LONGO DO CORPO TURBIDÍTICO NO CORPO ARN1.	77

FIGURA 49 - CORTE EM PROFUNDIDADE DO ATRIBUTO FILTRO MÉDIO EM -2665M, DESTACANDO UM SISTEMA DE CANAL IDENTIFICADO NO CORPO ARN1. A LINHA PONTILHADA EM PRETO REPRESENTA UMA INTERPRETAÇÃO DOS LIMITES DO CORPO TURBIDÍTICO.....	78
FIGURA 50 – CORTE EM PROFUNDIDADE DO ATRIBUTO FILTRO MÉDIO EM -2830M, DESTACANDO UM SISTEMA DE CANAL IDENTIFICADO NO CORPO ARN2. A LINHA PONTILHADA EM PRETO REPRESENTA UMA INTERPRETAÇÃO DOS LIMITES DO CORPO TURBIDÍTICO.....	79
FIGURA 51 - CORTE EM PROFUNDIDADE EM -2666M MOSTRANDO O CORPO ARN1 OBTIDO A PARTIR DA APLICAÇÃO DE UMA FILTRAGEM NOS VALORES DE IMPEDÂNCIA RELATIVA, COM O PROPÓSITO DE IDENTIFICAÇÃO E EXTRAÇÃO DE UM CORPO GEOLÓGICO QUE ESTIVESSE PRESENTE O RESERVATÓRIO DE IDADE EOCENO NA ÁREA DE ESTUDO DO COMPLEXO DO PARQUE DAS BALEIAS.	80
FIGURA 52 - GEOBODY EXTRAÍDO DO CORPO ARN1 A PARTIR DOS VALORES FILTRADOS DE IMPEDÂNCIA ACÚSTICA RELATIVA APÓS A APLICAÇÃO DOS ATRIBUTOS IMPEDÂNCIA ACÚSTICA RELATIVA E CONTRASTE DE AMPLITUDE . OS CILINDROS COLORIDOS REPRESENTAM A TRAJETÓRIA DOS POÇOS DE CORRELAÇÃO.	81
FIGURA 53 – REPRESENTAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE FALHAS INTERPRETADAS E VINCULADAS A SUPERFÍCIE DO RESERVATÓRIO MAPEADA. O ESTEREOGRAMA REPRESENTA A DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DAS FALHAS MAPEADAS, MOSTRANDO A DIREÇÃO E O MERGULHO MÉDIOS. SEM ESCALA.....	82
FIGURA 54 - PERFIL LONGITUDINAL DE DIREÇÃO L-O DO CORPO ARN1, MOSTRANDO O LEVE ARQUEAMENTO DO CORPO TURBIDÍTICO POSSIVELMENTE ATRIBUÍDO A AÇÃO DA HALOCINESE. A LINHA VERMELHA SEGUE UMA DEFORMAÇÃO INTERPRETADA. SEM ESCALA.	83
FIGURA 55 - GRADE ESTRUTURAL VISTA EM PLANTA DO RESERVATÓRIO ARN1 OBTIDO COM O FLUXO DE TRABALHO ATÉ O MOMENTO ESTRUTURADO EM GRADE DE 20 POR 20M. SEM ESCALA.	83
FIGURA 56 - MODELO SEDIMENTAR E ESTRATIGRÁFICO ASSUMIDO E COMPARADO AO MODELO GEOLÓGICO EM ESTUDO, NO QUAL INCLUI OS ELEMENTOS ENCONTRADOS COM A APLICAÇÃO DO ATRIBUTO SÍSMICO FILTRO MÉDIO. O DETALHE MODELO DEPOSICIONAL ESQUEMÁTICO PARA UM SISTEMA TURBIDÍTICO DE HUANG (2018).....	84
FIGURA 57 – COMPARAÇÃO ENTRE OS GRÁFICOS DE CORRELAÇÃO ENTRE VARIÁVEIS POROSIDADE, VOLUME DE ARGILA E SATURAÇÃO DE ÓLEO E OS ATRIBUTOS CONTRASTE DE AMPLITUDE, IMPEDÂNCIA ACÚSTICA RELATIVA E FILTRO MÉDIO EXEMPLOS DE CORRELAÇÃO UTILIZADAS NA COKRIGAGEM.	85
FIGURA 58 - MAPA MÉDIO DE VOLUME DE ARGILA DO RESERVATÓRIO OBTIDO USANDO O MÉTODO SGS COM COKRIGAGEM.	87
FIGURA 59 - MAPA DE POROSIDADE MÉDIA DO RESERVATÓRIO CRIADO USANDO O MÉTODO SGS COM COKRIGAGEM.	88
FIGURA 60 - MAPA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO OBTIDO USANDO A SGS COM COKRIGAGEM. AS ZONAS VERMELHAS CORRESPONDEM AS PORÇÕES ONDE A SATURAÇÃO FICA ABAIXO DO CUT OFF DE 45% DE SATURAÇÃO.	89
FIGURA 62 - MAPA DE PROBABILIDADE DE 90% (P90) PARA UM VOLUME DE ÓLEO RECUPERÁVEL NO RESERVATÓRIO ARN1.	90
FIGURA 63 - MAPA DE PROBABILIDADE DE 50% (P50) PARA UM VOLUME DE ÓLEO RECUPERÁVEL NO RESERVATÓRIO ARN1.	90
FIGURA 64 - MAPA DE PROBABILIDADE DE 10% (P10) PARA UM VOLUME DE ÓLEO RECUPERÁVEL NO RESERVATÓRIO ARN1.	91

Lista de Tabelas

TABELA 1- POÇOS DO PARQUE DAS BALEIAS E OS SEUS PERFIS CATALOGADOS EXISTENTES NA BASE DE DADOS FORNECIDA PELA ANP.	59
TABELA 2- RELAÇÃO DOS POÇOS, SELECIONADOS E UTILIZADOS DO PARQUE DAS BALEIAS PARA OS CORPOS ARN1 E ARN2 E QUE APRESENTAM DADOS COMPLETOS PARA AVALIAÇÃO PETROFÍSICA.	61
TABELA 3 - RELAÇÃO DAS CURVAS CRIADAS NO PROCESSAMENTO DAS INFORMAÇÕES E QUE FORAM EXPORTADAS PARA O PETREL. CADA POÇO APRESENTA UMA ESTRUTURA IGUAL ONDE TODAS AS CURVAS POSSUEM O MESMO NOME CORRESPONDENTE A SUA CARACTERÍSTICA E ESTÃO LISTADAS ABAIXO.....	62
TABELA 4 -TABELA CONSOLIDADA DE TOTALIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES DOS POÇOS DOS CORPOS ARN1 E ARN2, CONSIDERANDO OS VALORES DE CORTE ENCONTRADOS PELOS GRÁFICOS DIAGNÓSTICOS.	73
TABELA 5 -TABELA COM AS PROFUNDIDADES EM COTA DOS MARCADORES DAS DISCORDÂNCIAS OBTIDAS DOS RELATÓRIOS DE POÇOS UTILIZADOS NO MAPEAMENTO DOS HORIZONTES.....	75
TABELA 6 - PARÂMETROS UTILIZADOS NOS SEMI VARIOGRAMAS DAS VARIÁVEIS VOLUME DE ARGILA, POROSIDADE E SATURAÇÃO DE ÓLEO COMO ENTRADA PARA COKRIGAGEM DOS MODELOS CRIADOS.	86
TABELA 7 - PARÂMETROS VOLUMÉTRICOS UTILIZADOS PARA CÁLCULO DE VOLUME DO RESERVATÓRIO ARN1.	89
TABELA 8 – CENÁRIOS DE VOLUME DE ÓLEO RECUPERÁVEIS DO RESERVATÓRIO ARN1 DO CAMPO PARQUE DAS BALEIAS.....	91

1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios turbidíticos foram por décadas as principais fontes de hidrocarbonetos para a indústria petrolífera brasileira. Até hoje existem áreas inexploradas na costa brasileira com grande potencial de descoberta de acumulações com as mesmas características estratigráficas de campos produtores da Bacia de Campos como, por exemplo, nas bacias do Foz do Amazonas e de Pelotas.

A atratividade econômica da exploração e produção de petróleo incentiva várias companhias petrolíferas a investirem em novas fronteiras de descoberta. O Complexo do Parque das Baleias na Bacia de Campos foi uma importante fronteira exploratória na história da Petrobras dentro do contexto de arenitos turbidíticos de idade Eocênica. Academicamente, esse campo é pouco conhecido e esse estudo contribui para caracterização geológica da Bacia de Campos e de reservatórios siliciclásticos na margem continental brasileira.

Para a caracterização e quantificação do reservatório turbidítico de idade Eoceno na área de estudo foi desenvolvido um fluxo de trabalho com a integração de dados sísmicos, geológicos e geofísicos de poços, baseado em uma sequência necessária para analisar, avaliar e extrair um modelo de reservatório consistente com as informações disponíveis.

O fluxo de trabalho iniciou com a organização da base de dados, reconhecimento de todas as características geológicas e petrofísicas e interpretação sísmica. Em seguida, para avaliar o reservatório foi necessário integrar os estudos, o que resultou na sua quantificação volumétrica de óleo *in place*.

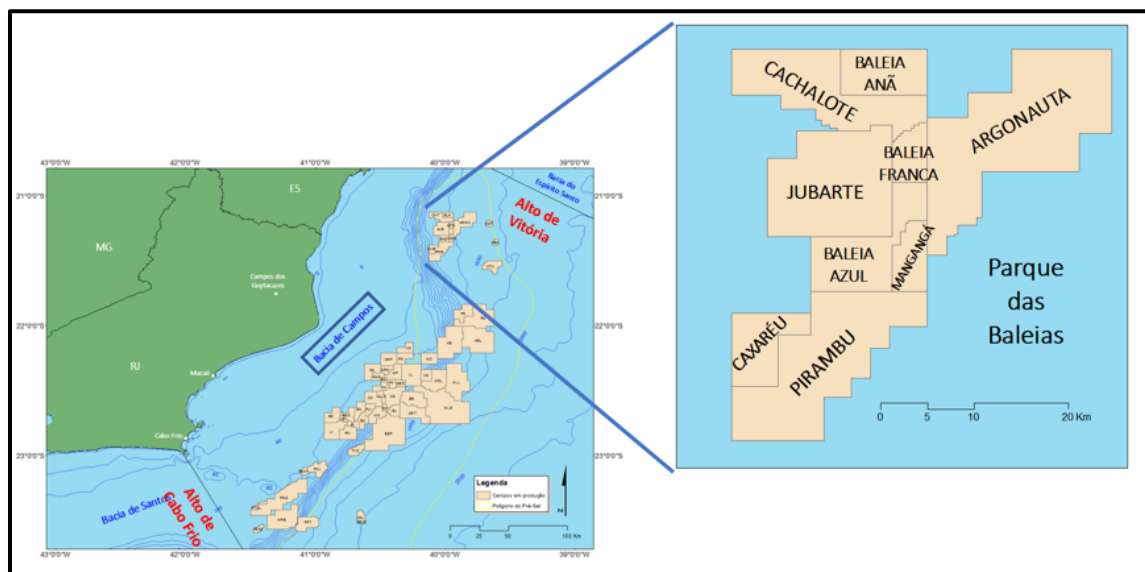
A estimativa da reserva constituiu o principal objetivo de investigação do estudo sendo modelada com ferramentas geoestatísticas para proporcionar uma distribuição provável das propriedades e estimativas das incertezas associadas ao método.

2. LOCALIZAÇÃO

O Parque das Baleias, também denominado Complexo do Parque das Baleias, está inserida na Bacia de Campos que se estende das imediações da cidade de Vitória (ES) (Alto de Vitória) até Arraial do Cabo (Alto de Cabo Frio), no litoral norte do Rio de Janeiro. A área do Parque das Baleias é de aproximadamente 100 mil km² (Cainelli e Moriak, 1998).

O Parque das Baleias está na porção norte da Bacia de Campos, a 70 km da costa do estado do Espírito Santo (Figura 1). Os campos que formam o Complexo do Parque das Baleias são Jubarte, Cachalote, Baleia Azul, Baleia Anã, Baleia Franca, Mangangá, Caxaréu, Pirambu e Argonauta, compreendendo uma área de 580 km² (ANP, 2016).

Figura 1 - Mapa da bacia de Campos mostrando os polígonos com a localização do Parque das Baleias e os campos de petróleo que o compõe.



Modificado de Dias (2018).

O Campo de Jubarte foi descoberto em janeiro de 2001 com o poço 1-BRSA-33-ESS (1-ESS-100), teve sua comercialidade declarada em dezembro de 2012 e é operado pela Petrobras (ANP, 2019). Este campo foi a maior descoberta da Petrobras na década de noventa, com reservas de petróleo estimadas em 600 milhões de barris, em uma lâmina d'água média de 1.300 m (Capeleiro Pinto *et al.*, 2003). O desenvolvimento do Campo de Jubarte foi problemático para a Petrobrás, dados os desafios tecnológicos a serem superados para viabilizar o

LOCALIZAÇÃO

desenvolvimento do campo e torná-lo economicamente viável, principalmente devido se tratar de um óleo mais pesado, já encontrado em águas profundas na Bacia de Campos (Bezerra *et al.*, 2004). O óleo apresenta 17°API com viscosidade de 14.5 cP a pressão de saturação de 183,5kgf/cm² nos reservatórios do Maastrichtiano. A viscosidade do óleo morto a 20°C é de 3000cP, sendo o óleo mais viscoso em condições de superfície já produzido no Brasil através de um sistema de completção úmida (Bezerra *et al.*, 2004).

3. GEOLOGIA REGIONAL

A Bacia de Campos está inserida no contexto de margem passiva relacionado ao rifteamento do paleocontinente Gondwana e em consequência da abertura do Oceano Atlântico (Moriak *et al.*, 1989). A estratigrafia da Bacia de Campos foi dividida por Winter *et al.* (2007) (Figura 2) em três grupos principais denominados unidades tectonossedimentares ou megassequências, são elas Sequência Rifte, Sequência Transicional ou Drifte Inicial e Sequência Margem Passiva ou Drifte Final (Winter *et al.*, 2007; Guardado *et al.*, 1989).

3.1. ARCABOUÇO TECTÔNICO

A evolução da Bacia de Campos está relacionada a um contexto geotectônico extensional, que se estabeleceu devido a separação entre as placas tectônicas da América do Sul e da África em um contexto de margem divergente do mega continente Gondwana no Mesojurássico (Milani e Thomaz Filho, 2000; Dias *et al.*, 1990).

As principais estruturas presentes no embasamento são falhas normais, antitéticas e sintéticas, falhas transcorrentes e zonas de acomodação que controlam a ocorrência de riftes, *horsts* e grábens, desta forma regendo a compartimentação do embasamento Pré-Cambriano com padrão estrutural de blocos rotacionados. Os basaltos da Formação Cabiúnas são o registro do início do rifteamento na Bacia de Campos, cujas idades estão em tornos de 135 a 124 milhões de anos (Castro, 2015).

Os sedimentos da sequência Rifte foram depositados neste contexto tectônico e são formados predominantemente por clásticos aluviais deltaicos nas porções proximais, depósitos lacustres argilosos preenchendo os baixos deposicionais e barras bioclásticas recobrimdo altos isolados. A intensificação do processo de subsidência proporcionou a formação de baixos deposicionais mais profundos. O ambiente passou de lacustre de água doce para lacustre de água salobra a salgada. As principais rochas geradoras foram depositadas neste contexto lacustre e caracterizados como folhelhos Buracica e Jequiá. Depósitos de coquilhas formam sedimentos nos altos estruturais (Castro, 2015).

As feições tectonossedimentares das sequências Rife e Transicional são controladas diretamente por feições estruturais do embasamento, sendo determinante para as formações de estruturas de baixos deposicionais e altos estruturais, que são importantes para o estabelecimento de regiões potenciais para a geração e acumulação de hidrocarbonetos, respectivamente.

A cessão da subsidência mecânica marca a passagem para a subsidência térmica, caracterizada por uma quietude tectônica e neste contexto forma a deposição dos sedimentos da Sequência Transicional. Existindo um grande aporte de sedimentos siliciclásticos nas áreas proximais e o desenvolvimento de carbonatos microbiais nos altos estruturais. O ponto marcante é a instalação da crosta oceânica e a evolução ambiente lacustre para hipersalino com comunicações esporádicas com oceano aberto, gerando como resultado a deposição de rochas evaporíticas (Castro, 2015).

A morfologia de golfo restrito gradativamente passa para condições de mar aberto, onde se estabeleceu a deposição de plataforma carbonática com banco oolíticos e oncolíticos alinhados balizando bancos de lagunas e lama micrítica e peloidal (Castro, 2015).

A combinação da compartimentação das feições tectonossedimentares e aliada a subsidência térmica crustal instalada ao tempo geológico da instalação a bacia e a halocinese controlou a sedimentação da sequência de margem passiva. A intensa instabilidade gravitacional das camadas evaporíticas resultou na fluência da plataforma carbonática instalada no Albiano para leste, devido ao basculamento da bacia em direção ao centro da bacia. Na parte mais proximal, a halocinese segmentou a camada evaporítica original gerando acumulações do tipo almofadas de sal. Em consequência ocorreu uma indução na formação de falhas de crescimento lítricas que ocasionaram estruturas do tipo *rollover*, proporcionando a instalação de espessos pacotes carbonáticos sobrepostos. O deslocamento do sal arrastou consigo os pacotes carbonáticos dando origem as estruturas do tipo jangada (Guardado *et al.*, 1989; Castro, 2015).

A subida no nível relativo do mar de forma global no Cenomaniano, marca o afogamento da plataforma carbonática resultando na deposição de uma sucessão de calcilitos, margas e arenitos subordinados. As condições definitivas de mar aberto

do Turoniano em diante estabelecem definitivamente a deposição de folhelhos e margas.

Aproximadamente entre 83 e 45 milhões de anos atrás um evento alcalino magmático ocorreu ao sul da bacia de Campos e como resultado a instalação de corpos intrusivos de diabásio e extrusivos de basalto e brechas e hialocristalinos. A ocorrência é marcante no Alto de Cabo Frio e interferem nas estruturas de trapas de petróleo (Castro, 2015).

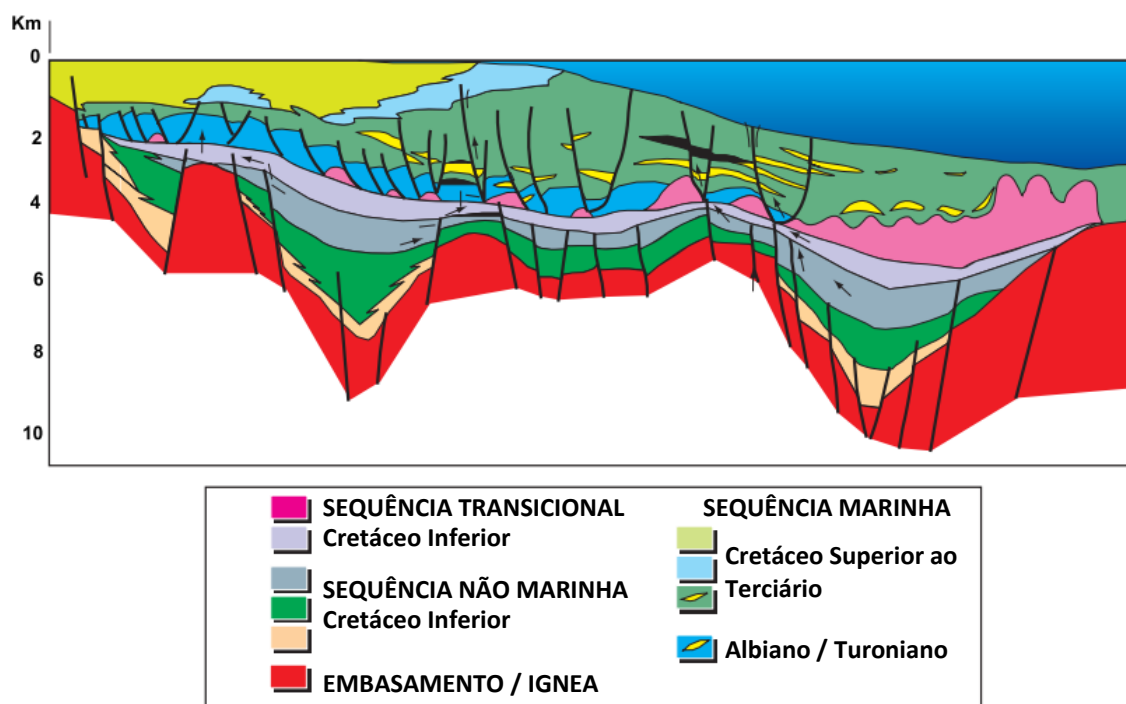
O eoceno é marcado por significativo aumento no aporte sedimentar na bacia e a consequente progradação dos ambientes deposicionais proximais para o interior da bacia. As causas deste maior influxo de sedimentos estão relacionadas com a reativação da área fonte com a elevação da Serra do Mar e a implantação da linha de grábens interiores do continente e o aumento da umidificação do clima. Isso resultou em uma maior rede de captação de sedimentos pelo rio Paraíba do Sul, direcionando os sedimentos para a Bacia de Campos. Neste contexto, importantes sistemas turbidíticos foram depositados. A forma atual, a bacia está relacionada a deposição de uma espessa camada de sedimentos progradantes em águas profundas, que foi condicionada pela ação de correntes de fundo, o que alterou a morfologia (Castro, 2015).

A partir desse cenário resultou no estabelecimento de três grandes domínios estruturais: distensional presente principalmente em águas rasas, translacional associado aos locais de águas profundas e compressional relacionados a águas ultra profundas (Winter *et al.*, 2007).

3.2. COMPARTIMENTAÇÃO ESTRATIGRÁFICA

A evolução da formação da Bacia de Campos resultou em três grandes domínios, compartimentados ao longo do tempo geológico (Figura 3). A formação teve início em aproximadamente a 135 milhões de anos em um cenário distensional, com a sedimentação não marinha da bacia. A segunda grande sequência, sequência transicional, representa a fase entre a subsidência termal e mecânica com sedimentação continental e marinha. A última sequência está associada a deposição de sedimentos de águas profundas (Castro, 2015).

Figura 3 - Seção geológica regional esquemática da Bacia de Campos representando o arcabouço estrutural estratigráfico ao longo das compartimentações.



Fonte: Modificado de Guardado *et al.* (2000).

3.3. SEQUÊNCIA NÃO MARINHA (RIFTE)

A sequência marinha (rifte) é formada por rochas da formação Cabiúnas e do Grupo Lagoa Feia, constituídas entre 135 a 118 milhões de anos. Esta sequência é limitada na base pelo embasamento Pré-cambriano e na parte superior pela em discordância erosiva com o início da sequência transicional. Estruturalmente, a fase rifte representa a fase de subsidência mecânica da bacia controlando diretamente do arcabouço estrutural do embasamento e por sedimentação continental (Guardado *et al.*, 1989).

A Formação Cabiúnas encontra-se na base da sequência e inclui basaltos toleíticos e rochas subalcalinas, vulcanoclásticas, como brechas e tufos vulcânicos. (Mizusaki *et al.* 1988).

O Grupo Lagoa Feia sobrepõe a Formação Cabiúnas e é composta por rochas associadas a fan deltas, rios entrelaçados e lagos. Este grupo é formado por três formações; Itabapoana, Atafona e Coqueiros.

A Formação Itabapoana é composta por depósitos de leques deltaicos e fluviais, que incluem conglomerados e arenitos maciços com presença de estratificação cruzadas ou laminados, contém fragmentos de basaltos, quartzo e feldspato,

compondo ciclos de afinamento de rochas pelíticas para o topo. Os arenitos geralmente apresentam granulação fina com laminação horizontal e ocasionalmente marcas de ondas. Marginalmente são encontrados argilitos e folhelhos avermelhados com marcas de dissecação. Os depósitos lacustres são formados predominantemente por fácies proximais de calcarenitos bioclásticos, calcilutitos e folhelhos escuros carbonosos (Guardado *et al.*, 1989).

Com características semelhantes, as formações Atafona e Coqueiros tem em sua maioria fácies de depósitos lacustres, que apresentam arenitos, siltitos e folhelhos ricos em matéria orgânica. A Formação Atafona apresenta um intervalo de folhelhos que é considerado importante gerador de hidrocarbonetos na bacia e é denominado folhelho Buracica. Entretanto, a principal rocha geradora da bacia está inserida dentro da Formação Coqueiros, comumente denominado folhelho Jiquiá (Mello e Maxwell 1990; Mello *et al.*, 1995).

A Formação Coqueiros também apresenta depósitos lacustres de fácies proximais constituídos de calcirruditos e calcarenitos bioclásticos, denominadas coquinhas que são importantes reservatórios de hidrocarbonetos da sequência Rifte (Guardado *et al.*, 1989).

3.4. SEQUÊNCIA TRANSICIONAL

A sequência deposicional corresponde a parte superior do Grupo Lagoa Feia de idade 118 a 112 milhões de anos. Representa a fase intermediária entre a subsidência termal e mecânica da bacia, apresentando sedimentação continental e marinha (Guardado *et al.*, 1989).

Dividida em duas porções principais, onde a inferior é composta por rochas siliciclásticas e carbonáticas pertencentes aos membros Itabapoana, Gargaú e Macabu e uma superior composta por rochas evaporíticas denominada Membro Retiro (Dias *et al.*, 1990).

As formações Gargaú e Macabu são compostas por rochas de fácies proximais e distais e registram deposições por leques aluviais, rios e mar raso. As fácies proximais incluem conglomerados polimíticos, com fragmentos de basalto, ígneas ácidas e metamórficas. As fáceis distais são compostas por rochas carbonáticas como: calcários estromatolíticos, laminitos, lamas carbonáticas e fáceis retrabalhadas com intraclastos (Moriak *et al.*, 2008).

A Formação Retiro é predominantemente composta por rochas de sedimentos químicos, que registram um ambiente associado a lagunas e planícies de sabkha. As associações minerais mostram um zoneamento de áreas proximais para distais, marcado por anidrita, anidrita/halita e anidrita/halita/carnalita/silvita. Essa distribuição é consequência das características físico químicas e da movimentação halocinese dos sedimentos evaporíticos (Moriak *et al.*, 2008).

3.5. SEQUÊNCIA MARINHA

A sequência marinha está definida nos grupos Macaé e Campos (formações Ubatuba, Carapebus e Emborê) e contém rochas sedimentares de idade albiana até holocênica (Winter *et al.*, 2007). Esta sequência representa a fase de subsidência térmica da bacia e sedimentação marinha franca com atuação de tectônica halocinese durante o Albiano. A movimentação dos sedimentos evaporíticos no Cenomaniano foram fundamentais para o desenvolvimento da compartimentação estrutural da seção pós-sal, além de influenciar na sedimentação e formação de estruturas armazenadoras de hidrocarbonetos (Dias *et al.*, 1990).

O grupo mais basal Macaé ocorre concordantemente sobre os evaporitos da Formação Retiro e encontra-se dividido em quatro formações: Goitacás, Quissamã, Imbetiba e Outeiro.

A Formação Goitacás caracteriza-se por sedimentos proximais pela associação de leques aluviais, fan deltas, lagunas e praias. Na área norte da bacia, os leques aluviais apresentam na sua constituição conglomerados polimícticos e arenitos grossos a finos, geralmente cimentados por matriz carbonáticas. Na parte sul da bacia predominam depósitos de laguna com a presença de calcilutitos, arenitos finos e pelitos, como também fácies de praia compostos por arenitos finos a médios estratificados ou laminados (Guardado *et al.*, 1989).

Caracterizado por um sistema carbonático compostos por fácies de baixa a alta energia, a Formação Quissamã apresenta um zoneamento ambiental de área proximal constituída por rochas de composição mista siliciclásticas-carbonática e para a distal desenvolvendo fácies tipicamente carbonática. As rochas carbonáticas presentes na Formação Quissamã incluem calcilutitos com bioturbação, calcarenitos finos a grossos oolíticos e oncolíticos, sendo os principais reservatórios de hidrocarbonetos do grupo Macaé, derivados de sistemas de barras carbonáticas e

interbarras com ciclos de raseamento para o topo. Em uma posição mais distal da sedimentação carbonática da bacia ocorrem a presença de folhelhos e margas (Castro, 2015).

Posicionado estratigraficamente acima da Formação Quissamã, tem-se a Formação Outeiro ocorrendo de maneira discordante na área proximal e concordante mais distal. A distribuição das rochas que a compõem da base para o topo é composta por calcilutitos com margas. O topo desta porção predomina folhelhos e margas com ocorrência de vazas de microfósseis e conteúdo moderado de matéria orgânica condizendo com a progressiva e acentuada subida do nível relativo do mar caracterizando uma melhor circulação das águas se comparados à Formação Quissamã (Guardado *et al.*, 1989). Em meio aos sedimentos finos existem corpos de arenitos oriundos de fluxos gravitacionais, que são importantes reservatórios de hidrocarbonetos. Um exemplo clássico é o arenito Namorado de idade Cenomaniano e está relacionado ao aumento da subsidência da plataforma e conseqüente incremento na halocinese, que caracteriza a evolução da bacia nesta idade geocronológica (Dias *et al.*, 1990; Guardado *et al.*, 1989).

O Grupo Campos está sobreposto ao Grupo Macaé e é composto na sua parte proximal rochas definidas da Formação Emborê, marinhos distais da Formação Ubatuba e depósitos turbidíticos da Formação Carapebus. A presença destes turbiditos é atribuída a uma queda relativa do nível do mar associadas a reativação tectônica do embasamento com movimentação de blocos crustais da Serra do Mar, subsidência térmica da bacia, criação de condutos e mini bacias associadas a halocinese e variações eustáticas globais (Dias *et al.*, 1990).

Uma discordância erosiva marca a passagem do Grupo Macaé para o Grupo Campos e está bem marcada que quase toda a bacia principalmente nas áreas proximais (Dias *et al.*, 1990; Guardado *et al.*, 1989).

Pertencente ao Grupo Campos, a Formação Emborê contém conglomerados polimífticos e arenitos grosseiros característicos de depósitos de leques aluviais, arenitos de contexto de praia finos a médios com estratificação cruzada e laminação de minerais pesados. Em posições de paleoborda de plataforma desenvolveram bancos carbonáticos de algas vermelhas com predomínio de calcirruditos bioclásticos e foi denominada membro Siri (Castro, 2015). Estratigraficamente acima, encontra-se a Formação Ubatuba caracterizada por depósitos finos típicos de sedimentação

hemipelágica, incluído folhelhos e margas ricos em foraminíferos e nanofósseis calcários (Castro, 2015).

A Formação Carapebus é caracterizada por sedimentos arenosos depositados a partir de fluxos gravitacionais. A espessura desses depósitos varia de poucas dezenas até centenas de metros. Os sedimentos abrangem desde conglomerados até arenitos muito finos associados a sedimentos lamosos (pelágicos/hemipelágicos) de correntes turbidíticas de baixa densidade, também depósitos de escorregamentos e fluxo de detritos (Guardado *et al.*, 1989). Complexos de canais marinhos amalgamados ou segregados espacialmente e desenvolvidos em virtude aos fluxos turbidíticos são comumente confinados em cânions e ou em calhas podendo ser tipicamente erosivas e tectônicas. Em áreas de baixo gradiente, como em mini bacias, além do alto externo no assoalho oceânico, encontram-se zonas de espraiamento dominados por canais distributários e lobos turbidíticos. (Castro, 2015).

A Formação Carapebus abrange os principais reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia de Campos, incluindo os campos gigantes de Roncador, Albacora, Albacora Leste, Barracuda, e o complexo de Marlim (Castro, 2015).

4. SISTEMA PETROLÍFERO

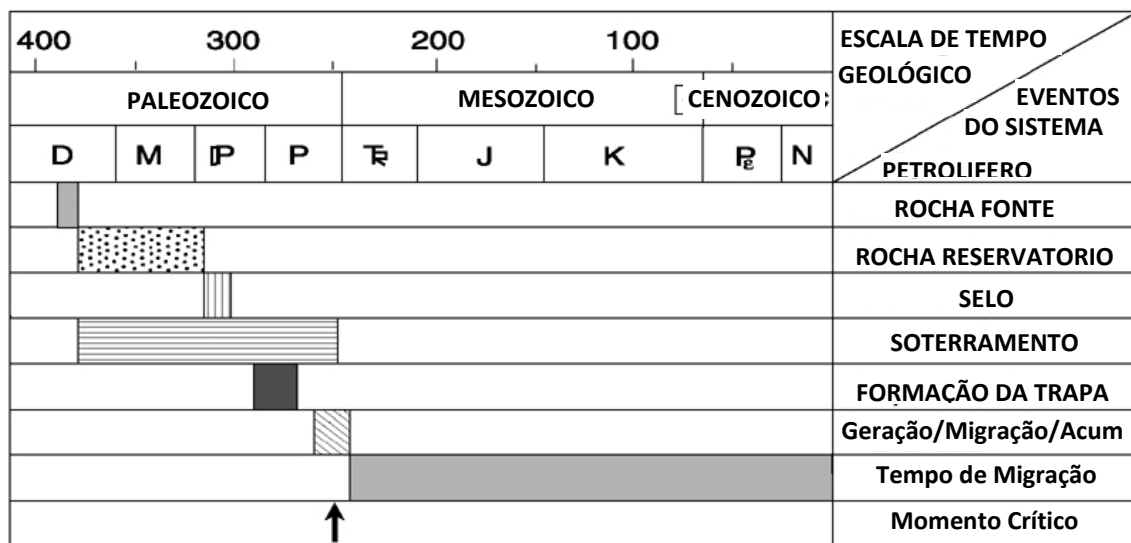
Sistema petrolífero é uma caracterização sistemática definida por Magoon & Dow, 1994, que engloba os principais elementos e processos presentes na história evolutiva das acumulações de hidrocarbonetos. Esse conceito procura identificar todos os atores controladores que determinam a presença de hidrocarbonetos em uma determinada acumulação. Esse processo basicamente expressa esses fatores em três temas principais: geração, migração e trapeamento. Essa caracterização busca identificar os elementos geológicos necessários para explicar a acumulação petrolífera ao longo da vida evolutiva da bacia.

A sincronia temporal entre os processos geológicos envolvidos é necessária para ocorrer a acumulação de petróleo. Os elementos geológicos necessários são a rocha geradora ou rocha fonte, rocha reservatório, rocha trapeadora e sobrecarga enquanto os processos geológicos envolvidos são a formação de trapas, geração de hidrocarbonetos, migração e preservação. Esses elementos e processos essenciais devem ser colocados corretamente no tempo e no espaço, de modo que a matéria orgânica incluída em uma rocha geradora possa ser convertida em uma acumulação de petróleo. Existe um sistema petrolíferos onde todos esses elementos e processos em sincronia ocorreram ou se idealiza a probabilidade de ocorrer (Magoon & Dow, 1994).

A nomenclatura de um sistema petrolífero é iniciada com o nome da rocha geradora, seguido pela rocha reservatório mais significativa e finalizado com o símbolo que expressa o nível de certeza. São três os níveis de certeza: conhecido (!), hipotético (.) e especulativo (?) (Magoon & Dow, 1994).

O gráfico de eventos mostra a relação temporal dos elementos e processos essenciais de evolução de um sistema petrolífero (Figura 4). Também mostra o tempo de preservação e o momento crítico do evento. Esse tipo de representação serve para relacionar os momentos em que os processos ocorreram e quando os elementos foram formados (Magoon & Dow, 1994).

Figura 4 - Gráfico de eventos, como exemplo, que mostra a relação entre os elementos e processos essenciais para a instalação de um sistema petrolífero em uma bacia.



Fonte: Modificado de Magoon & Dow (1994).

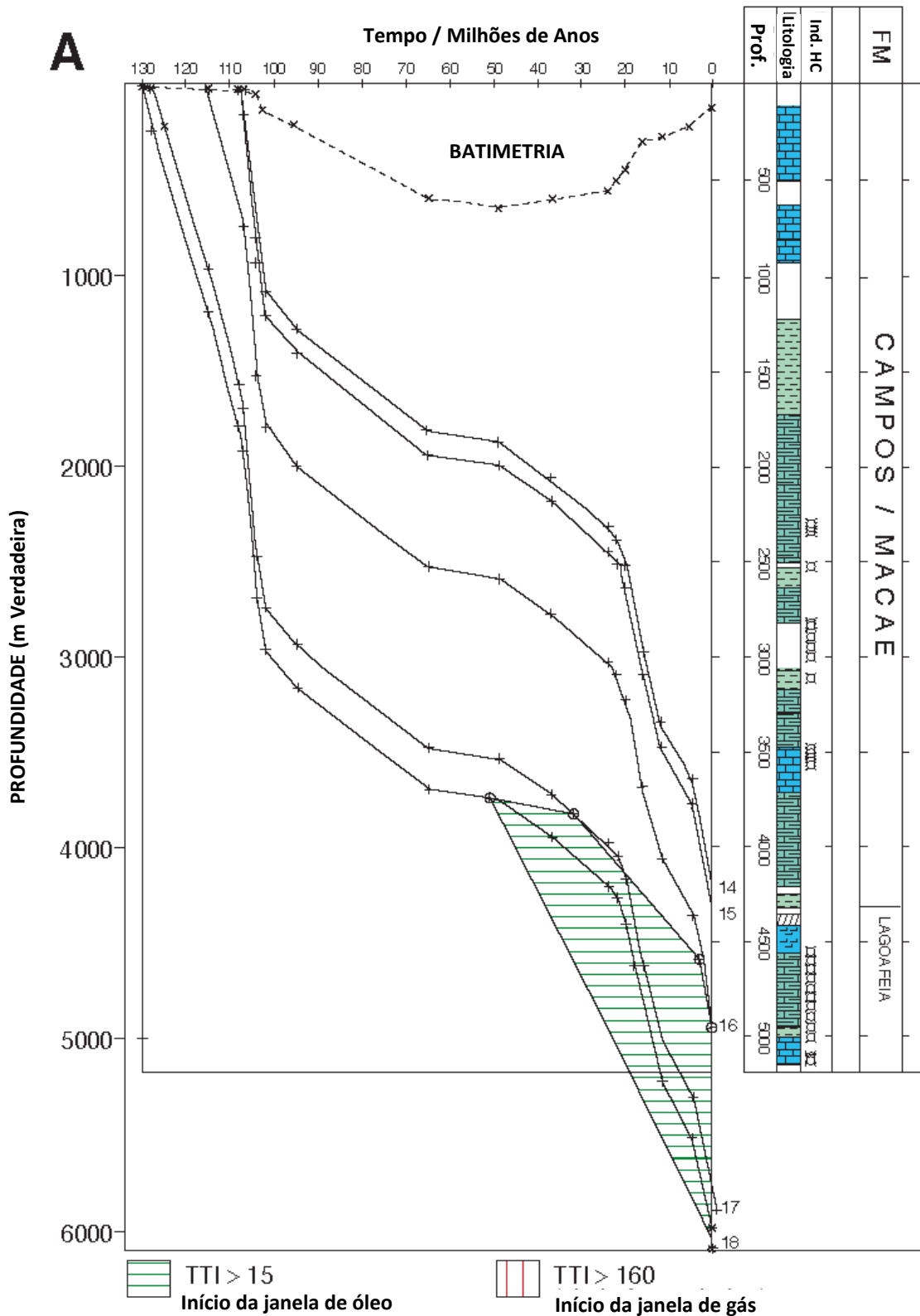
4.1. SISTEMA PETROLÍFERO LAGOA FEIA – CARAPEBUS (!)

O sistema petrolífero Lagoa Feia-Carapebus (!) comporta os reservatórios desta análise e se faz referência ao gerador e reservatórios localizados no nível estratigráfico mais elevado. É formado principalmente por folhelhos calcíferos da Grupo Lagoa Feia e foram depositados em ambiente salobro/salino da fase rifte da Bacia de Campos (Milani, 2003).

4.2. GERAÇÃO E MIGRAÇÃO

Os folhelhos do grupo Lagoa Feia são os principais geradores de hidrocarbonetos que preencheram os reservatórios na bacia (Figura 6), em geral sua espessura varia de 100 a 300m. Os dados geoquímicos e sedimentológicos indicam uma origem lacustre apresentando querogênio tipo I (Guardado *et al.*, 1998) e um teor de carbono total (COT), que varia de 2 a 6% localmente atingindo 9%. Pirólise de *Rock-Eval* indica que parte da Formação Lagoa Feia é uma excelente rocha fonte com potencial gerador excedendo 10 mg HC/ g de rocha (Guardado *et al.*, 1998). Essas rochas atingiram a condição ideal de maturação (Figura 5) e expulsão de petróleo durante o Paleogeno (Figura 7) (Milani, 2003).

Figura 5- Histórico de soterramento da Bacia de Campos, destacando o início da geração de hidrocarboneto a partir de 3700m.

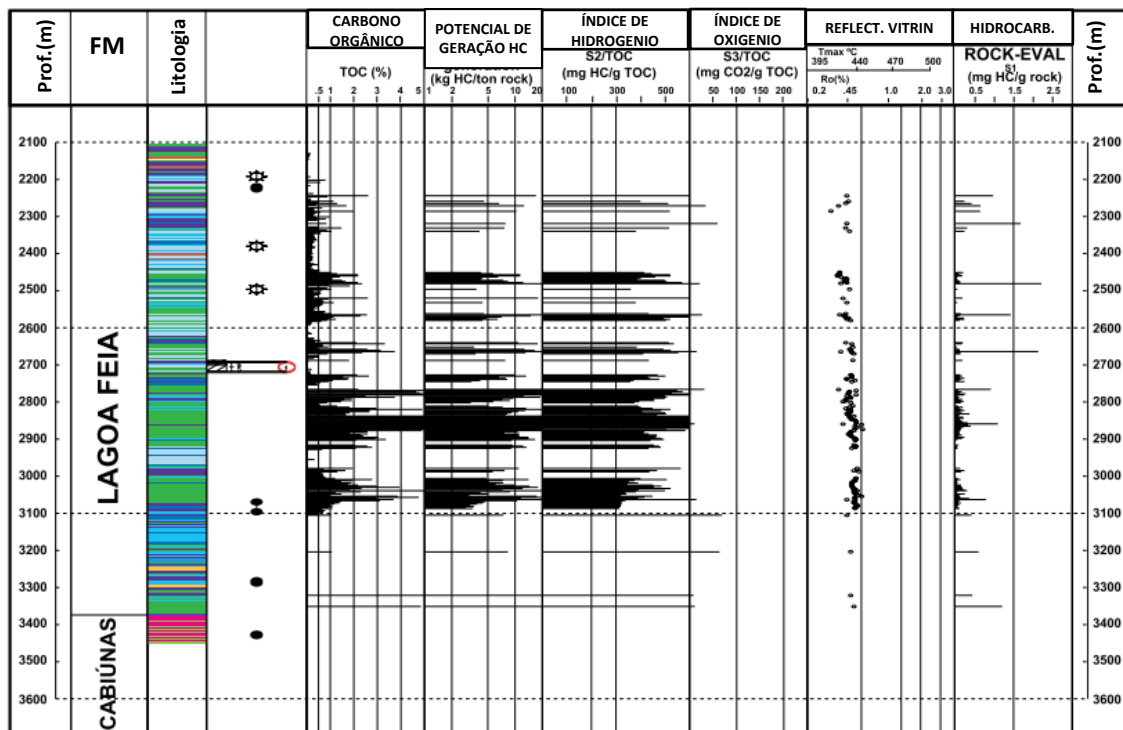


Fonte: Modificado de Mohriak *et al.* (1990).

O grau API dos hidrocarbonetos da área em estudo é em torno de 24° API de acordo com a observação dos poços. Sua composição é uma mistura de óleo

biodegradado e óleo normal, resultado de vários eventos durante sucessivos estágios de preenchimento do reservatório (Magoon & Dow, 1994).

Figura 6- Dados geoquímicos de poço da bacia de Campos mostrando o potencial de geração como rocha fonte de hidrocarbonetos dos folhelhos carbonáticos da formação Lagoa Feia.



Fonte: Modificado de Guardado *et al.*, (2000).

A forma de migração mais considerada para a bacia são as denominadas janelas de sal. São estruturas entre os sedimentos onde em consequência do fluxo salino ocorrem locais sem a presença de rocha capeadora e falhamentos lístricos, que levam o óleo gerado nos folhelhos da fase rifte até os diferentes reservatórios da fase drifte. A migração também é considerada a partir do contato lateral por falhas ou contato direto com a rocha geradora (Bastos, 2007).

4.3. ROCHAS RESERVATÓRIO

No contexto regional da Bacia de Campos existe uma ampla variedade de rochas reservatórios, entretanto pelo escopo do trabalho foi caracterizado somente as rochas reservatórios compreendidas no Cretáceo Superior.

Os turbiditos são os reservatórios mais significativos da bacia pelo volume de óleo que contém, são os turbiditos arenosos da Formação Carapebus que

estão distribuídos desde o Eocretáceo até o Paleógeno e são capeados pelos folhelhos da Formação Ubatuba (Castro, 2015).

Segundo Guardado *et al.* (2000), os turbiditos do Cretáceo Superior da área em estudo foram depositados em calhas inclinadas formadas como resultado da tectônica salina. As porosidades desses arenitos variam de 20 a 25% e as permeabilidades entre 100mD a 5 Darcys. Esses turbiditos desenvolveram em extensos lobos de fan deltaicos ao longo do fundo da bacia. Localmente ocorrem zonas com retrabalhamento de correntes de fundo de bacia.

4.4. ROCHAS SELANTES

Os folhelhos da formação Ubatuba considerando somente o intervalo de estudo são as rochas capeadoras presentes para as rochas reservatórios da formação Carapebus. Entretanto de forma global existem também as rochas capeadoras subjacentes aos reservatórios e que estão fora do contexto analisado.

4.5. TRAPAS

As trapas presentes neste sistema petrolífero são do tipo estrutural, estratigráfica e mista e estão todas relacionadas a tectônica distensiva e a halocinese (Castro, 2015).

Em decorrência da posição estratigráfica dos reservatórios analisados, os arenitos turbidíticos apresentam como trapas estruturais falhas lítricas com *rollover*, estruturas quaquaversais formadas pela movimentação de diápiros de sal, truncamentos contra o flanco de diápiros de sal e *pinchout* estratigráfico compartimentadas ou não por falhas.

4.6. CARTA DE EVENTOS

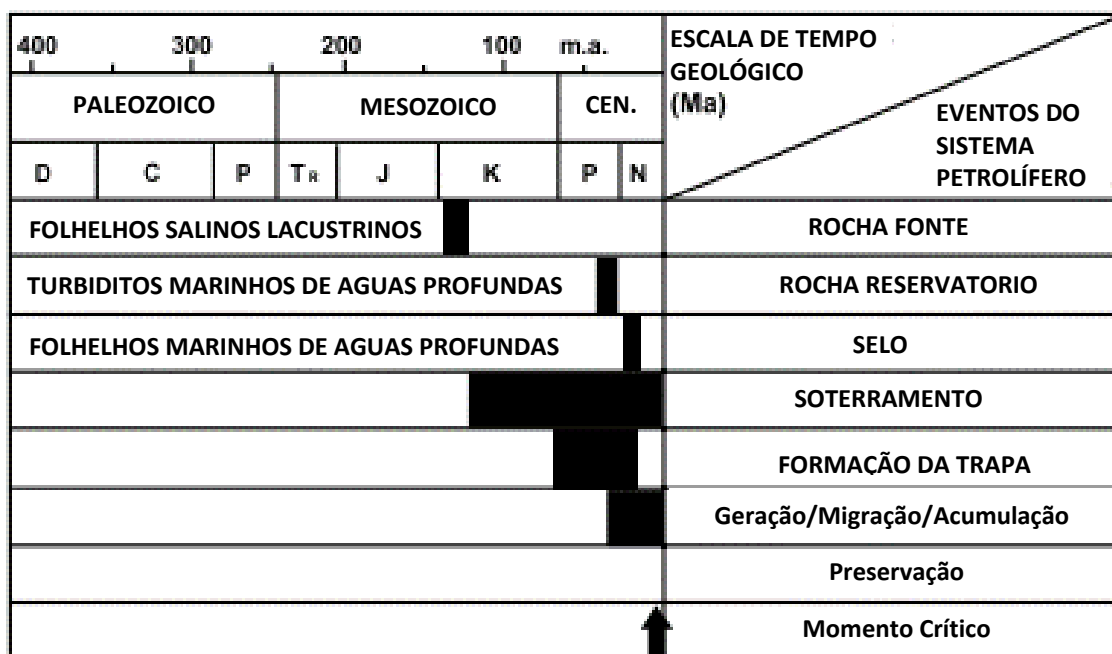
A carta de eventos resume relação temporal entre os elementos e processos do sistema petrolífero Lagoa Feia – Carabeus(!) (Figura 7). O sistema petrolífero começou no Cretáceo Inferior com a deposição dos folhelhos geradores da Formação Lagoa Feia. O movimento de falhas lítricas controlou um sistema de falhas lítricas que atuou na migração e em alguns casos como trapas do óleo gerado até os depósitos turbiditos do Eoceno e do Oligoceno Superior. As trapas

incluem ambos os componentes estruturais e estratigráficos presentes na bacia e evoluíram no Oligoceno Superior. Os folhelhos de idades Oligo-Mioceno são os principais selos destes reservatórios. (Melo *et al.*, 1994).

A presença de uma mistura de óleo biodegradado com óleos normais em diferentes perfis de maturidade termal indica a ocorrência de mais de um evento de migração e biodegradação, durante os sucessivos estágios de preenchimento dos reservatórios (Melo *et al.*, 1994).

A reconstrução do soterramento e a história termal ao qual envolve a geração, migração e acumulação iniciaram no Mioceno e está atuante até os presentes dias (Melo *et al.*, 1994).

Figura 7 - Gráfico de eventos do sistema petrolífero Lagoa Feia - Carapebus(!) proposto por Guardado *et al.* (2000).



Fonte: Modificado de Guardado *et al.* (2000).

5. METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentadas as etapas utilizadas para o desenvolvimento desse trabalho e são revisados os métodos aplicados conforme o avanço dos estudos. Desta forma é estabelecido um fluxo de trabalho que possa vir a ser usado como exemplo em outros estudos de modelagem de reservatório.

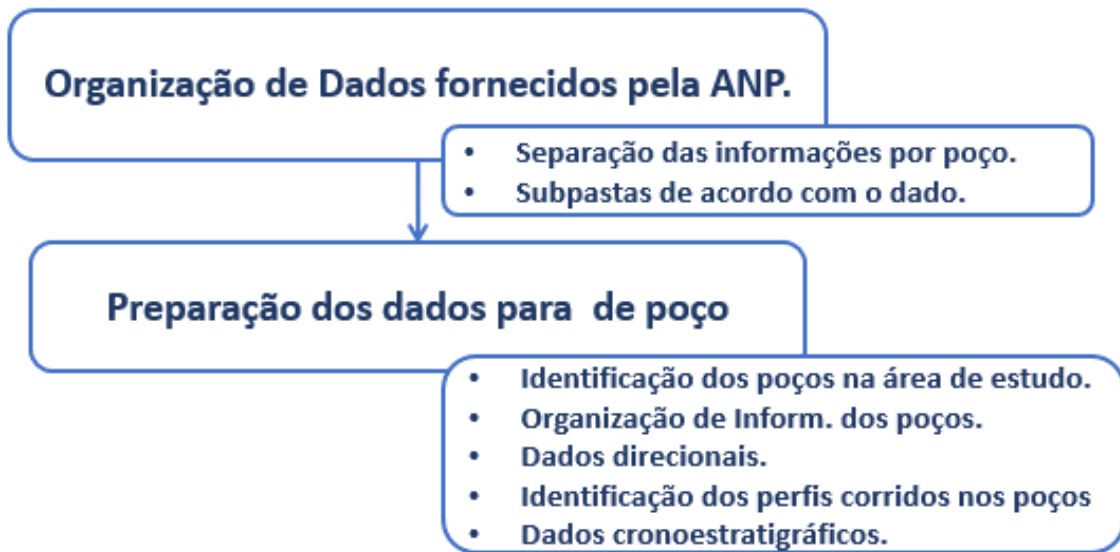
5.1. COLETA DE DADOS

A organização das informações é uma etapa importante no estudo de caracterização de reservatórios. Foram criadas tabelas com os dados recebidos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Cada poço teve suas informações reunidas em forma centralizada na tabela para consulta rápida e direcionada sem a necessidade de perda de tempo com informações dispersas.

Os dados de perfis também foram organizados e escalonados conforme a importância para a avaliação petrofísica e utilização na correlação entre poços. A classificação de cada poço com a descriminalização dos tipos de perfis presentes de acordo com o tipo de aquisição LWD (*logging while drilling*) ou a cabo. Com essa estrutura é possível verificar quais os poços com os melhores recobrimentos pela perfilagem.

A Figura 8 mostra as principais etapas em que foram organizadas as informações da área de estudo. Foram elaboradas tabelas com os dados pertinentes para serem utilizadas como, por exemplo, nome do poço, localização em coordenadas UTM, medida de lâmina d'água, dados direcionais, dados cronoestratigráficos, dados de fluido etc.

Figura 8 - Fluxo de trabalho mostrando as principais etapas seguidas para a organização das informações dos poços.



5.2. CONTROLE DE QUALIDADE DE PERFIS

Para garantir a qualidade das informações que serão trabalhadas, o controle de qualidade dos perfis é uma etapa fundamental, pois garante-se que os dados terão correspondência com as formações.

O principal objetivo do controle de qualidade é assegurar que as informações coletadas tenham representatividade e que não contenham nenhum tipo de erro que inviabilize ou atrapalhe na melhor avaliação da formação. Informações de má qualidade atrapalham na tomada de decisões, podendo levar a prejuízos incalculáveis. Dois fatores influenciam na qualidade das informações: fatores ambientais e procedimentos operacionais.

Quando se refere a fatores ambientais destaca-se situações como, por exemplo cáliber arrombado, invasão do filtrado, reboco, densidade do fluido de perfuração e altas temperatura e pressão.

Aos procedimentos operacionais é comum erros de calibração das ferramentas, posicionamento das ferramentas no poço que gera erros de profundidade, velocidade de aquisição, erros humanos na montagem e configuração das ferramentas, dentre outros.

Para este trabalho foi concentrado os esforços na verificação dos dados com relação a compatibilidade de perfis corridos em fases diferentes, na checagem

das profundidades, na validação das relações entre vários perfis e se existia correspondência entre as leituras nas mesmas profundidades. Por exemplo, em determinado reservatório observa-se a partir do perfil de raios gama como está o comportamento da curva de resistividade, se a porosidade está aumentando em perfis como densidade, neutrão e sônico. É importante comparar os diversos perfis de raios gama em sobre passadas para chegar se estão correlacionadas as profundidades dos demais perfis que foram adquiridos na mesma corrida.

5.3. PROCESSAMENTO DOS DADOS

As informações levantadas e organizadas são processadas para de fato dar início e construir o modelo geológico na área em estudo. As informações dos poços, perfis, lâmina d'água, mesa rotativa, dados direcionais etc., foram carregadas no programa *Interactive Petrophysics* (IP) para serem utilizados na avaliação petrofísica e servirem de base de informação para o programa *Petrel*. A Figura 9 mostra o fluxo de trabalho utilizado na área de estudo.

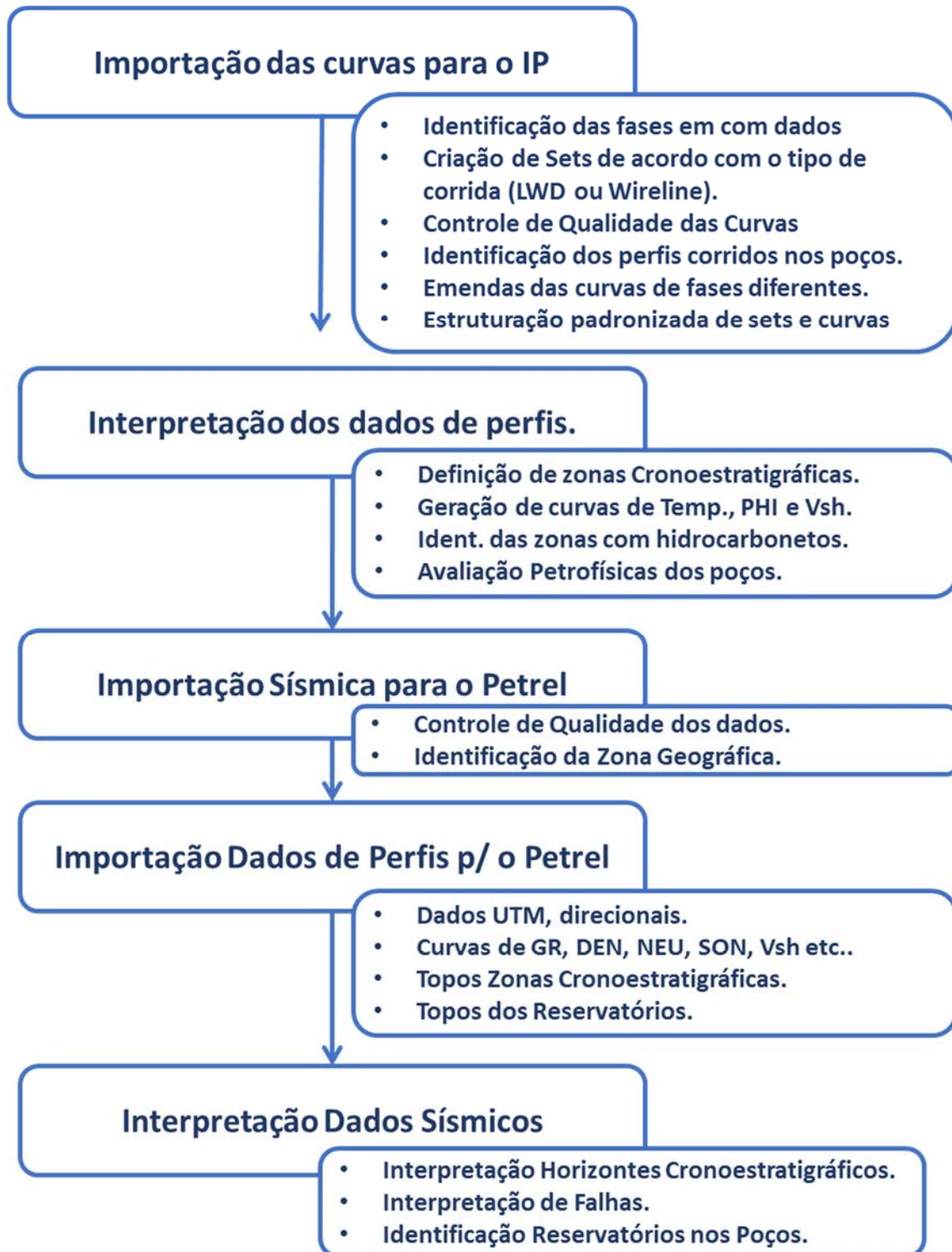
Inicialmente realizou a importação dos dados e curvas de perfis para o programa IP e foi estruturado a partir das fases do poço e identificação do tipo de corrida *LWD* ou *Wireline*. Cada conjunto de informações foi armazenada de acordo com sua origem e método de aquisição e diâmetro da fase.

Estabelecida a estrutura dos dados de poços prosseguiu com interpretação dos perfis no que se refere a definição, identificação dos reservatórios, das zonas de alta resistividade e das zonas cronoestratigráficas. As informações iniciais sobre a cronoestratigrafia foram obtidas dos perfis compostos fornecidos pela ANP e posteriormente foram interpretadas em poços que não as continham, cruzando as características de perfis encontradas entre estes poços para cada zona.

Foram criadas curvas extrapoladas de temperatura do poço, conforme disponível nos perfis analisados. Outras curvas como porosidade e volume de argila também foram estimadas neste processo.

Na sequência da interpretação foram identificados os poços com zonas de hidrocarbonetos e avaliados quanto a saturação de água.

Figura 9 - Fluxo de trabalho utilizado para o processamento de dados da área em estudo.



O resultado do processamento dos dados é um conjunto de curvas com nomes padronizados de acordo com as características dos perfis. As curvas então foram exportadas em arquivos individuais correspondente a cada poço presente na base de dados. Um dos elementos que fundamentaram a identificação das idades das formações foram os dados dos perfis compostos.

Nestes perfis vem condensadas várias informações sobre os poços, entretanto, normalmente, somente os poços exploratórios possuem essa fonte de dados. Deste modo, a partir da identificação das características comuns nos perfis, os horizontes estratigráficos foram mapeados para os demais poços por correlação.

Ao final do processamento, as informações geradas são importadas para o programa *Petrel*. Neste contexto, tem-se coordenadas UTM, dados direcionais, as curvas dos perfis, topos das zonas estratigráficas e dos reservatórios.

5.4. AVALIAÇÃO PETROFÍSICA

O principal objetivo da avaliação petrofísica em um reservatório é quantificar o volume de hidrocarboneto existente a partir das características dos fluidos e as propriedades permoporosas. As principais informações produzidas são identificação da litologia, porosidade, saturação de água, permeabilidade e densidade de grãos.

Para o processo de avaliação petrofísica existem etapas que são importantes e balizam a incerteza existente dando um caráter menor ou maior a esse item.

A primeira etapa consiste na aquisição de informações que serão base para o estudo petrofísico. Essas propriedades petrofísicas são obtidas de forma indireta através de medições por ferramentas de perfilagem *LWD* e a cabo, tanto do próprio poço como também no entorno por poços de correlação.

A segunda etapa é a aplicação de métodos de análise para caracterizar o reservatório e definir suas propriedades com as informações obtidas tanto pela perfilagem como também por coleta de dados de fluidos e medições laboratoriais através de amostras de rochas e poços de correlação.

A etapa final engloba todas as informações de estudo petrofísico, quantifica e define as propriedades do reservatório e qualidade de hidrocarbonetos presentes.

As principais propriedades e indicadores obtidos e métodos de análise empregados neste estudo serão discriminadas nos itens a seguir.

5.4.1. Correlação dos Poços

Para consolidar as informações e caracterizar melhor os reservatórios é necessário estabelecer entre poços, padrões em comuns nos perfis que expliquem e definem todos os horizontes objetos de estudo. A correlação entre os poços é a melhor forma de consolidar essas informações e a praticidade de visualização que facilita a compreensão e possibilita um entendimento amplo do reservatório.

A observação direta como avaliação preliminar do comportamento das curvas de raios gama, densidade, neutrão e resistividade revelam muitas informações, onde podem ser correlacionadas entre poços que estejam posicionados lateralmente a algumas centenas de metros. Essas características em comum, na sua maioria das vezes, representam as mesmas formações de mesma idade de deposição.

Com a identificação destas características em comum é definido a correlação de marcadores estratigráficos e podem ser eventualmente espalhados espacialmente e isso auxilia no mapeamento de horizontes.

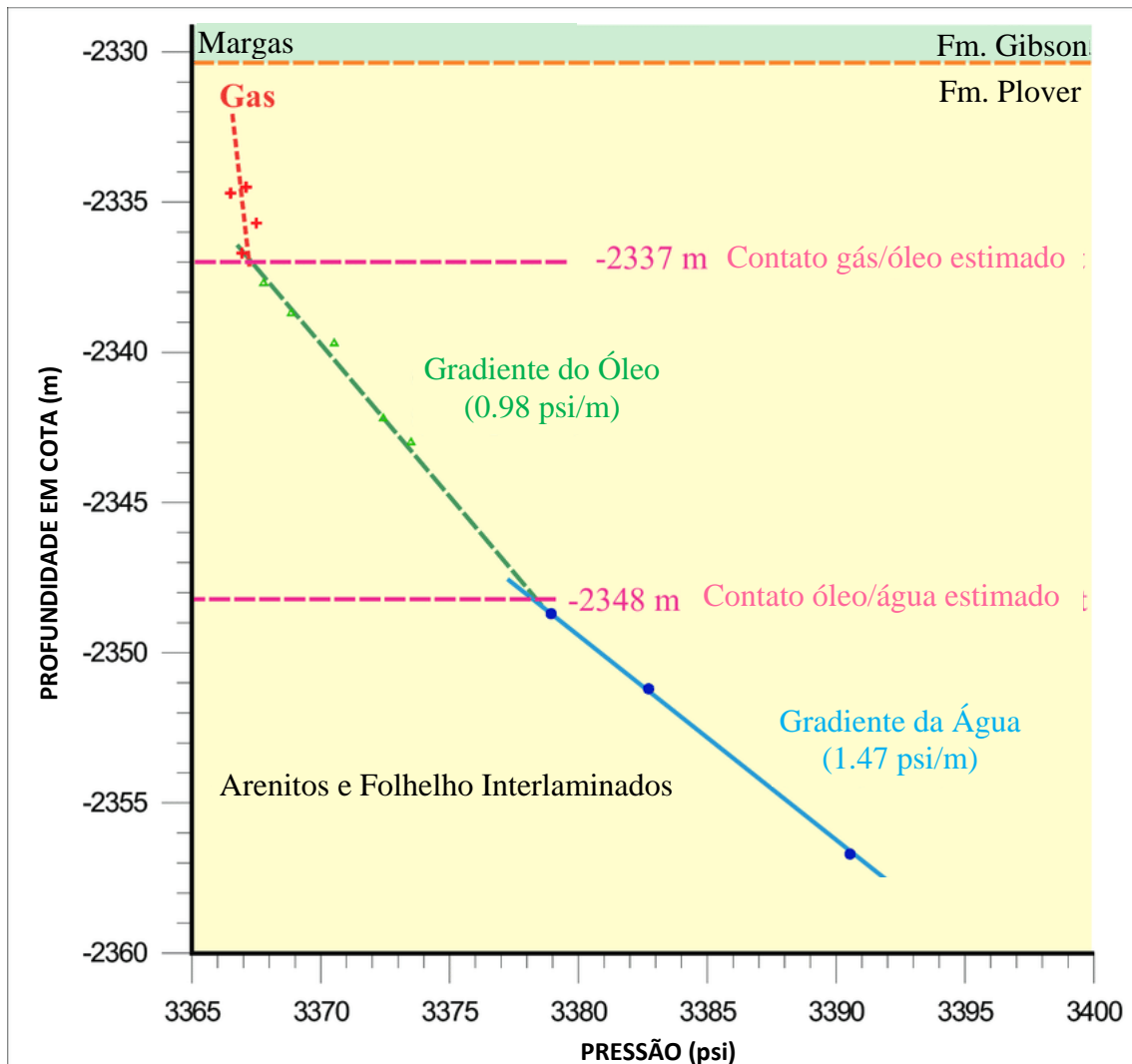
Além de identificar marcadores em comum entre os poços é possível dentro da correlação estabelecer a profundidade de contatos entre os poços e assim definir, por exemplo, a existência de um contato regional, tanto como gás/óleo, gás/água ou óleo/água.

A identificação dos contatos nos poços é fundamental para os cálculos petrofísicos e volumétricos. A aquisição de pressão estática é obtida verticalmente ao longo das paredes do poço nos reservatórios por ferramentas desenvolvidas para esse objetivo.

Ao longo da coluna de hidrocarboneto, quando ocorre uma variação perceptível na tendência do gradiente presente nos poros é indicativo de mudança de fluido de gás para óleo, ou de gás para água ou de óleo para água, sendo considerada essa profundidade vertical o contato entre os fluidos como exemplificado na Figura 10.

Os dados de pressão, quando adquiridos de forma adequada e submetidos a um controle de qualidade, definem o contato entre os fluidos com muita precisão, a partir da técnica do gráfico diagnóstico pressão por cota, sendo considerada a técnica mais robusta para a determinação de contatos.

Figura 10 - Exemplo de gráfico cota x pressão estática para delimitação dos contatos entre fluidos hidrocarbonetos e água em um reservatório.



Fonte: Modificado de Underschultz *et al.*, (2002).

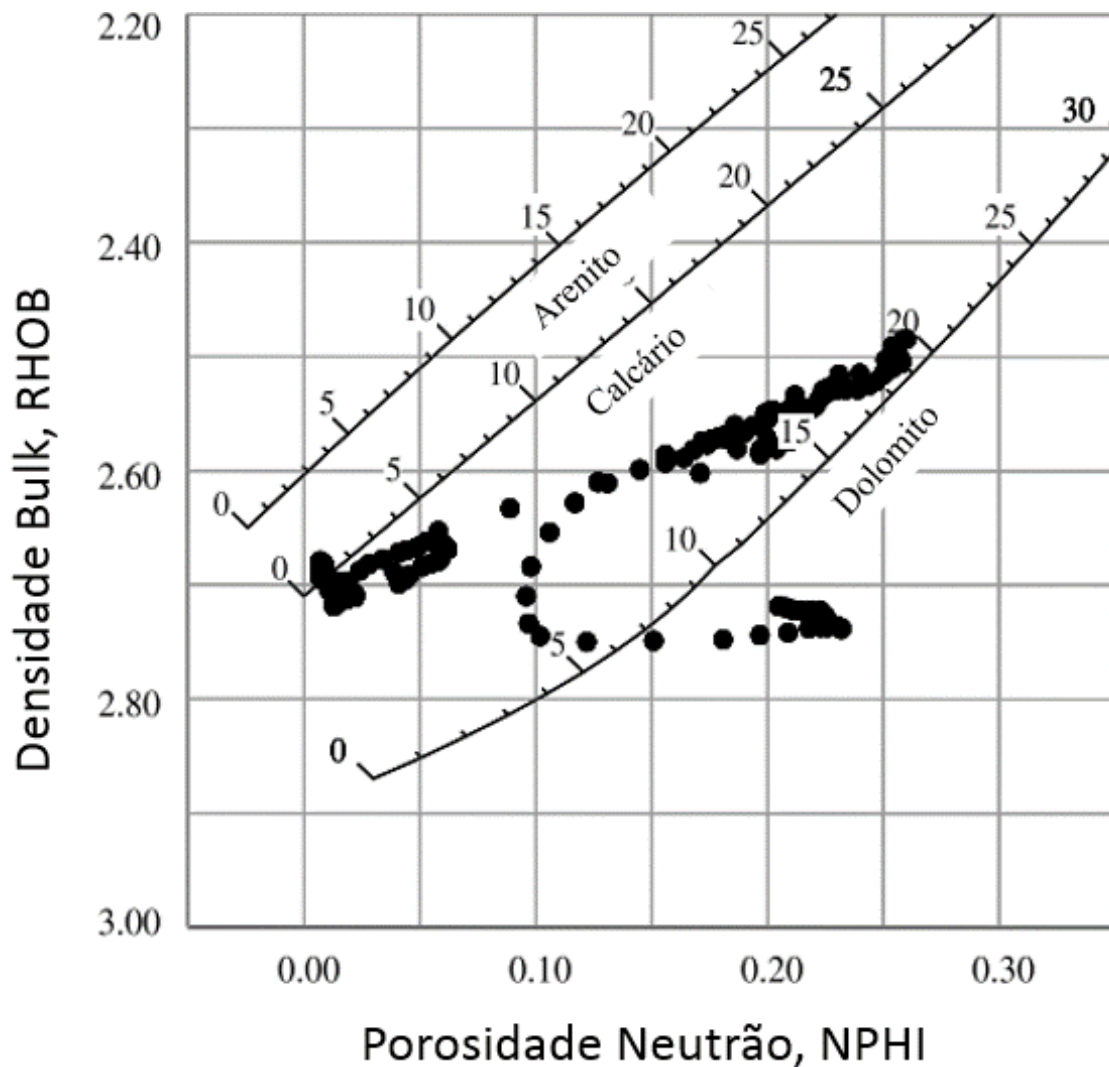
5.4.2. Caracterização Litológica das Rochas Reservatório

A principal função da avaliação petrofísica é caracterizar o potencial de acumulação de um reservatório. Entretanto, com as informações disponíveis também é possível definir as litologias e mineralogias presentes, com isso pode-se ter com um grau de certeza as principais litologias na formação, além do volume de hidrocarboneto presente.

Os dados de poços disponíveis serão empregados para a caracterização das litologias, da mineralogia, da resistividade verdadeira (R_t), da resistividade da água de formação (R_w), da porosidade efetiva (PHIE), e da saturação de água (S_w).

Para quantificar o intervalo de interesse o auxílio de *crossplots* diagnósticos revelam os agrupamentos de informações nos dados de perfis e indicam a composição litológica e mineralógica presentes no intervalo analisado. O exemplo da Figura 11 demonstra a identificação de calcário com porosidade 0 e 5% e dolomito com porosidade predominante entre 11 e 20%.

Figura 11 - Gráfico diagnóstico porosidade neutrão versus densidade aparente utilizado para determinar as porosidades e as litologias.



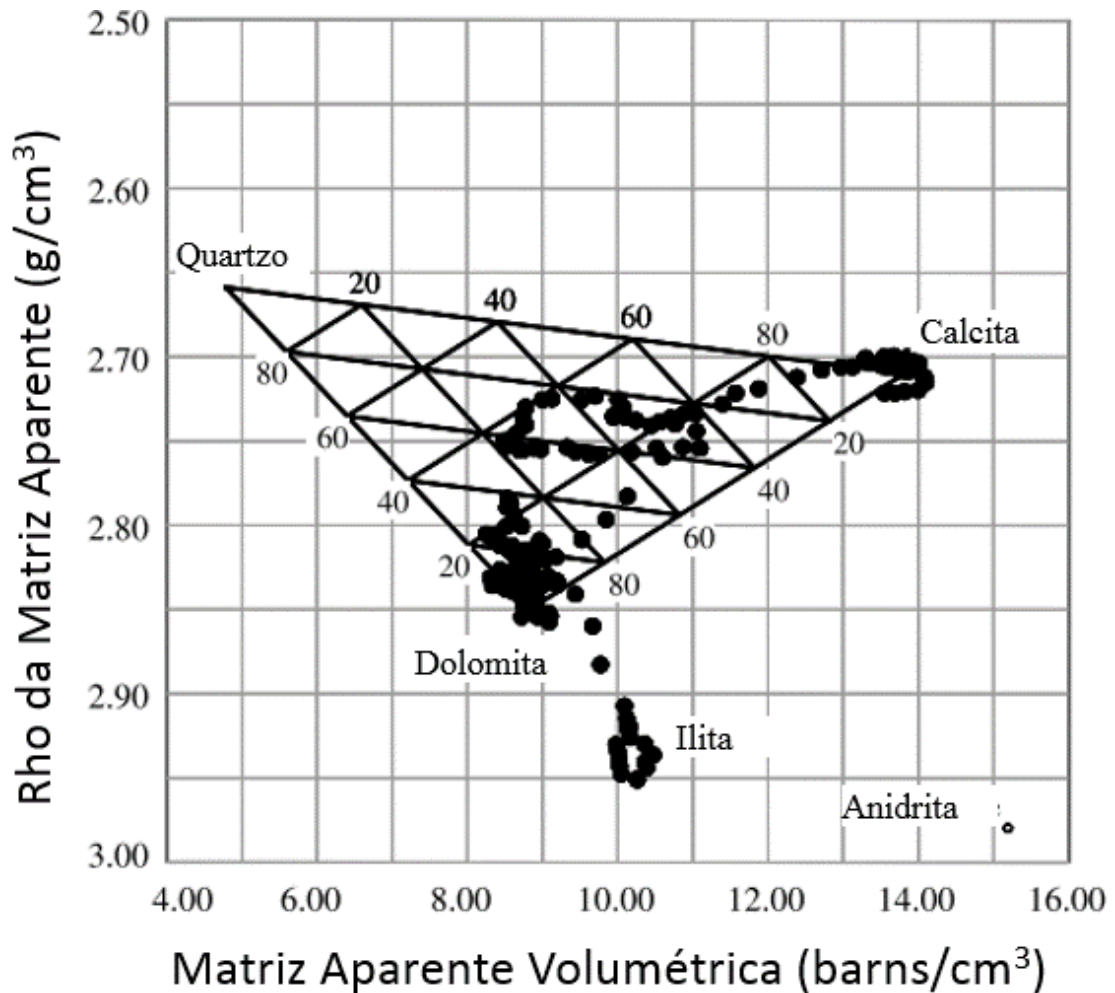
Modificado de Asquith (1982).

Outro gráfico a ser utilizado é pela aproximação do fator fotoelétrico e a densidade de matriz da formação. Os valores de fator fotoelétricos são

dependentes da medida de absorção de raios gama pelo efeito fotoelétrico, sendo relacionado ao número atômico dos elementos presentes na formação. A partir das relações matemáticas entre o perfil de densidade de matriz e o fator fotoelétrico das rochas é definido o parâmetro U, sendo denominado como o índice de absorção fotoelétrica efetiva por unidade de volume (Bassiouni, 1994).

Os valores de densidade de matriz e U são plotados em um diagrama ternário onde se pode definir o tipo de mineralogia predominante na formação como indicado na Figura 12. A mineralogia da formação é definida pela posição em que existe a predominância de valores em relação aos três vértices do diagrama identificando a mineralogia predominante.

Figura 12- Gráfico diagnostico de identificação de mineralogia da formação pela posição relativa do aglomerado de pontos.



Modificado de Asquith (1982).

5.4.3. Volume de Argila

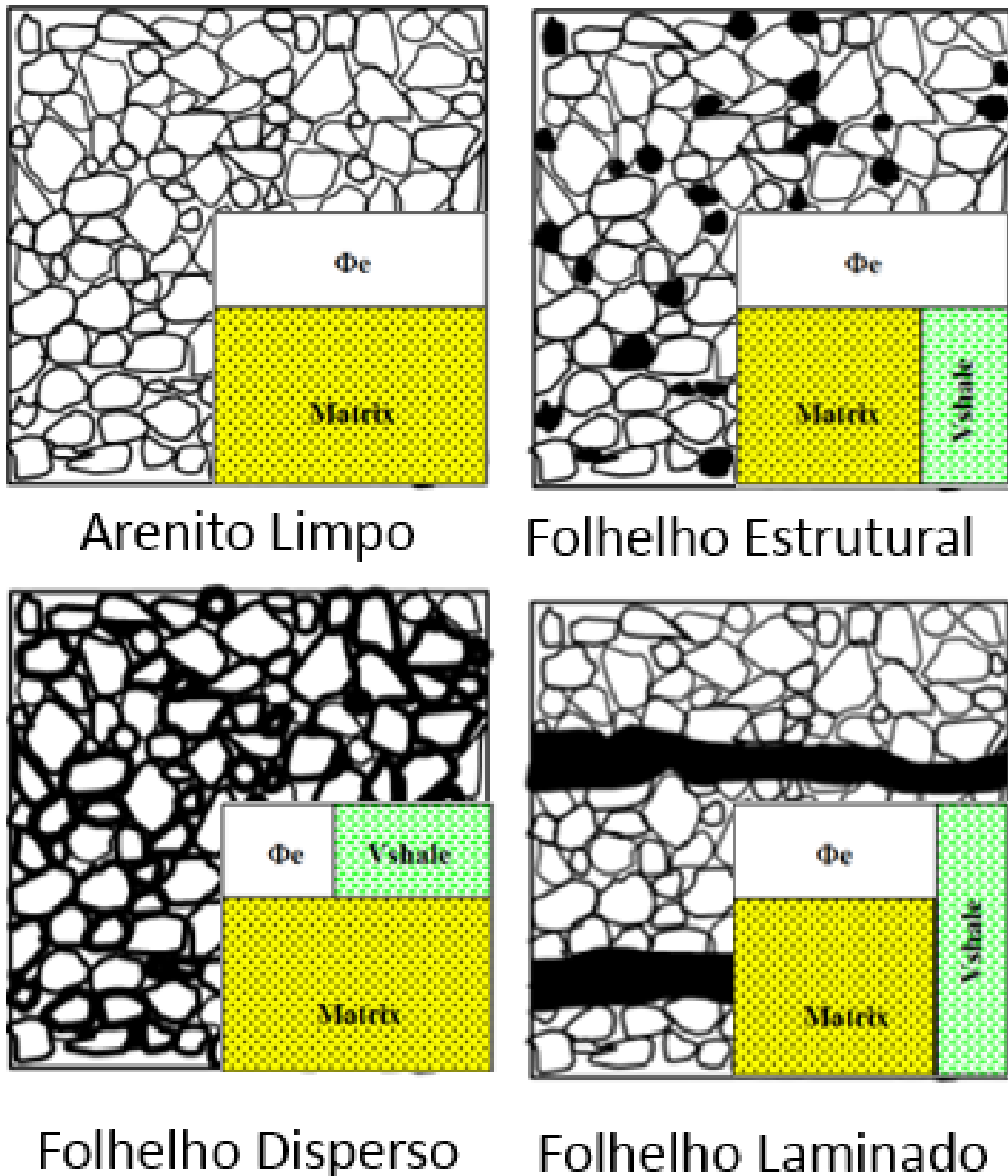
A influência da presença de argilominerais em reservatórios siliciclásticos é alta a capacidade de adsorção de moléculas de água nas superfícies que afetam os cálculos de saturação diminuindo a resistividade da formação e afetando a permeabilidade.

No reservatório, em meio aos grãos tamanho areia, a presença de qualquer partícula de tamanho argila ou silte, sendo argilominerais ou não, influencia na diminuição da resistividade. Então, a definição direta do conceito volume de argila está equivocada pois, neste caso, existem mais personagens envolvidos do que simplesmente os argilominerais. Desta forma, a definição mais apropriada não é volume de argila e sim Volume de Argila. A designação de Volume de Argila pode ser definida em termos de tamanho de partícula e estrutura, descartando em termos de mineralogia. Neste caso descreve rochas sedimentares com camadas finamente laminadas compostas principalmente de argilominerais, partículas de tamanho silte a argila e matéria orgânica (Spooner, 2014).

Folhelhos laminares são comumente encontrados em discretas camadas muito finas em que a resolução vertical de algumas ferramentas convencionais não consegue discriminar, mas podem ser facilmente identificadas pelas respostas de perfis especiais como de imagens ou de contraste de resistividade vertical e horizontal.

Pela frequente presença de folhelhos, esses devem ser considerados quando calculados a porosidade efetiva e a saturação em uma avaliação petrofísica. A descrição típica para a distribuição de folhelhos em meio a reservatórios areníticos é caracterizada em três categorias: estrutural, dispersa e laminada (Spooner, 2014), como mostrado na Figura 13. O Volume de Argila (VSH) e a distribuição de folhelho deve ser considerado como influência nas relações entre porosidade total, porosidade efetiva e permeabilidade da formação.

Figura 13 - Desenho esquemático da descrição típica da distribuição de folhelho e as relações entre a presença de cada tipo com o impacto nas porosidades total e efetiva.



Modificado de Spooner (2014).

O folhelho estrutural existe na forma de fragmentos que são parte integrante da estrutura da rocha, é considerado como uma parte da matriz rochosa. Este modo de distribuição de folhelho não tem efeito sobre a porosidade ou permeabilidade da formação. A relação como função entre de VSH para as porosidades está exemplificado a seguir:

$$\Phi_T = \Phi_e ,$$

Equação 1

no qual ϕ_T é a porosidade total, ϕ_e é a porosidade efetiva, VSH é o Volume de Argila e ϕ_{TFlh} a porosidade total folhelho

A categoria considerada folhelho disperso é composto de minerais de argila, fragmentos ou cristais que normalmente se encontram na superfície dos grãos, ocupando espaços de poros entre as partículas. O folhelho disperso incluirá tanto os detritos como os minerais de argila diagenética. Uma ou ambas as formas podem estar presentes neste tipo de folhelho. Minerais de argila no reservatório têm efeitos severos nas propriedades petrofísicas e reduzem a porosidade efetiva, bem como a permeabilidade. (Ghassem & Roozmeh, 2017). A relação de VSH as porosidades total e efetiva são:

$$\phi_T = \phi_e + VSH, \quad \text{Equação 2}$$

O folhelho laminar se apresenta como discretas laminações de arenito e folhelhos, abaixo da resolução vertical dos perfis convencionais. A presença de laminações de folhelhos compromete parte da porosidade efetiva e a permeabilidade vertical do reservatório. Para estes casos, a porosidade total é dada por:

$$\phi_T = \phi_e + VSH * \phi_{TFlh}. \quad \text{Equação 3}$$

Existem várias técnicas para determinar o Volume de Argila e as mais comuns é considerar as curvas de potencial espontâneo, os raios gama e a combinação dos perfis neutrão e densidade.

No caso em particular deste trabalho não temos curvas de potencial espontâneo disponíveis.

Para os perfis de raios gama existem várias relações empíricas em função das respostas destes perfis a presença de folhelhos e argilominerais. Como a formação em estudo possui a presença de arenitos arcóseos, a influência do potássio sobre os perfis de raios gama é notória e com isso existe uma superestimação do Volume de Argila. Em função deste cenário, não será considerado o perfil de raios gama para o cálculo de Volume de Argila.

Em litologias com a presença de arenitos arcóseos os perfis neutrão e densidade são os dados mais indicados para estimar o Volume de Argila. A estimativa de folhelho a partir destas curvas produz um Volume de Argila mais preciso e livre de influências de minerais radioativos presentes na formação. A presença de gás afeta consideravelmente a leitura do perfil neutrão e torna essa estimativa pessimista, dando a tendência de diminuir a leitura da ferramenta devido ao baixo índice de hidrogênio do gás. Quando existe a presença de gás, então deve haver uma correção nos perfis neutrão e de densidade para efetuar o cálculo do Volume de Argila, no caso dos nossos reservatórios não será preciso pois, a presença de gás tem uma baixíssima ou nula influência sobre os perfis.

A equação para cálculo de Volume de Argila a partir dos perfis de neutrão e densidade é escrita como:

$$VSH_{\text{Neutrão}_Densidade} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{NFlh} - \phi_{DFlh}}, \quad \text{Equação 4}$$

no qual ϕ_N é a porosidade lida pelo perfil neutrão em zona somente de areia, ϕ_D é a porosidade estimada pelo perfil densidade em uma zona somente de areia, ϕ_{NFlh} é a porosidade lida pelo perfil neutrão no folhelho adjacente e ϕ_{DFlh} é a porosidade estimada pelo perfil densidade no folhelho adjacente.

5.4.4. Porosidade

A determinação da porosidade utilizando os perfis de densidade e neutrão está relacionado com o conhecimento prévio do tipo de litologia da formação.

O método para estimar a porosidade a partir do perfil de densidade requer o valor de densidade de matriz, os dados do perfil de densidade e a densidade do fluido. Normalmente, a densidade de matriz para o arenito é de 2,65 g/cm³, valor da densidade do quartzo. A densidade do fluido de perfuração é dependente da salinidade da água de formação e densidade de hidrocarbonetos. A densidade do hidrocarboneto varia de 0,05 g/cm³ em caso de gás até aproximadamente 1 g/cm³, quando se trata de óleos muito pesados. O valor típico de entrada da densidade do hidrocarboneto, quando não se tem essa informação é de 0,8 g/cm³.

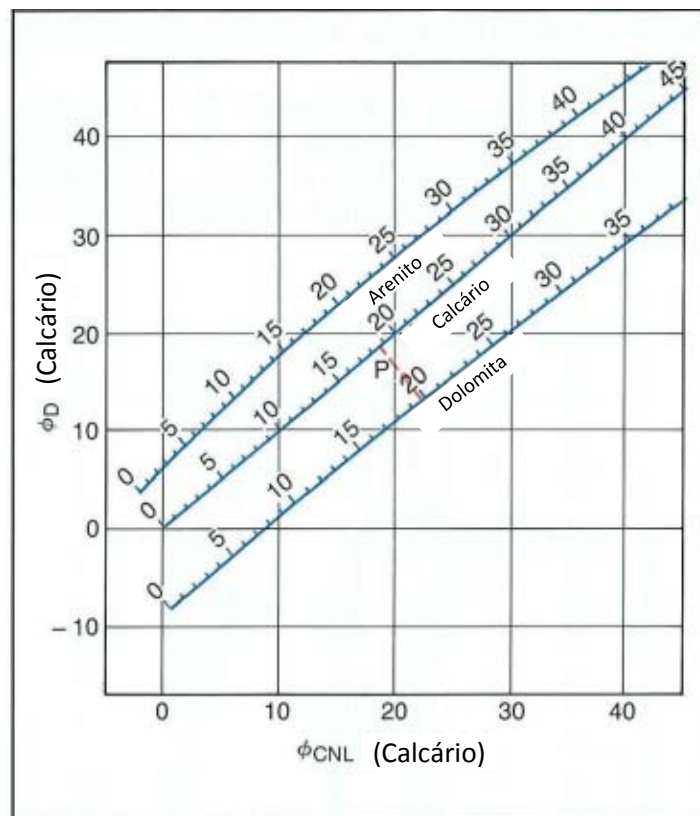
A equação para calcular a porosidade a partir do perfil de densidade é:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{DPerfil}}{\rho_{ma} - \rho_{fluido}}, \quad \text{Equação 5}$$

no qual ϕ_D é a porosidade estimada pelo perfil de densidade, ρ_{ma} é a densidade da matriz aparente, $\rho_{DPerfil}$ é a Densidade lida no perfil e ρ_{fluido} é a densidade do fluido de perfuração

A análise conjunta dos perfis neutrão e densidade fornece duas importantes informações, o tipo de litologia predominante e a porosidade da formação. Através do *crossplot* (Figura 14) dos valores do perfil neutrão versus densidade pode-se definir o tipo de rocha (arenito, dolomito e calcário) e também a porosidade corrigida.

Figura 14 - *Crossplot* para determinação de litologia e porosidade a partir dos perfis neutrão e densidade.



Fonte: Modificado de Schlumberger (1989).

Com a cálculo de Volume de Argila (VSH), a porosidade efetiva pode se estimada:

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} - VSH * \sqrt{\frac{\phi_{NFlh}^2 + \phi_{DFlh}^2}{2}}. \quad \text{Equação 6}$$

5.4.5. Saturação de Água

A saturação de água presente na zona de interesse em hidrocarbonetos pode ser calculada aplicando a fórmula determinada por *Archie* (1942).

Essa fórmula é empírica e relaciona o fluxo de eletricidade com a concentração de íons na água, principalmente de cloreto de sódio, em areias limpas e consolidadas com porosidade intergranular e tamanho de grãos variável.

As diferentes propriedades petrofísicas da formação medidas pelos perfis são consideradas e aplicadas conforme a equação:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m}}, \quad \text{Equação 7}$$

no qual S_w é a saturação de água da zona não invadida, R_t a resistividade da formação, R_w é a resistividade da água de formação na temperatura de formação, ϕ a porosidade, a é o fator de tortuosidade, m o expoente de cimentação e n o expoente de saturação.

A resistividade da água é obtida por meio da análise dos perfis de resistividade na zona reservatório predominantemente preenchido com água da formação ou através do gráfico diagnóstico *Pickett* (1973). Esse gráfico compara a variação de resistividade em função da variação de porosidade. O gráfico se baseia na equação de *Archie* (1942), onde os pontos de saturação de água são plotados e o alinhamento permite estimar a saturação de água, a resistividade da água de formação, o expoente de cimentação e parâmetros de matriz para os perfis de densidade e sônico (Asquith, 1982). O método consiste na interpretação de dados de perfis. É uma solução gráfica para a equação de *Archie* em termos de resistividade (Asquith, 1982).

A resolução da equação de *Archie* (1942) isolando R_t é o início da resolução R_w e produzindo o logaritmo da equação para aplicar o método do *Pickett Plot*:

$$R_t = \left(\frac{a \times R_w}{S_w^n \times \phi^m} \right), \quad \text{Equação 8}$$

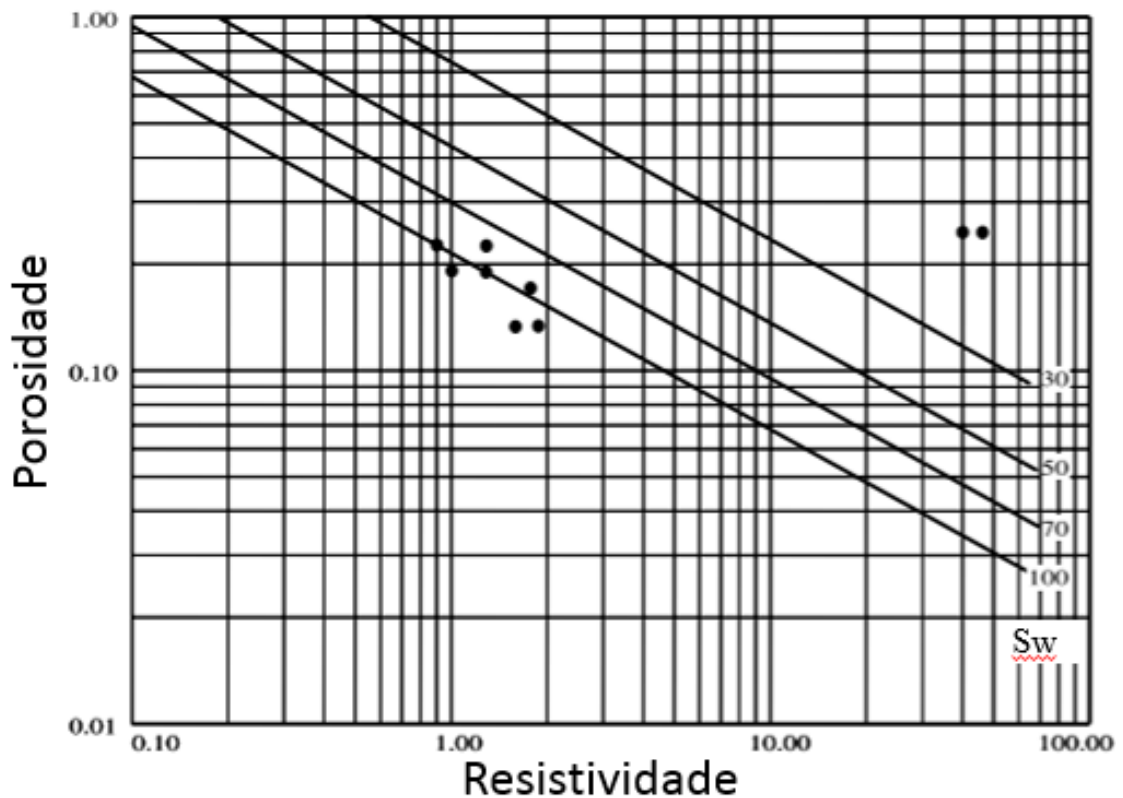
$$\log(R_t) = \log(a \times R_w) - n \log(S_w) - m \log(\phi). \quad \text{Equação 9}$$

Considerando que estamos em uma zona de água e que a saturação de água é 100% então $S_w = 1$ e isolando a equação 9 em função da porosidade obtém-se:

$$\log(\phi) = \log(a \times R_w) - n \log(S_w) - \frac{1}{m} \log(R_t). \quad \text{Equação 10}$$

Desta forma o objetivo do método é definir graficamente (Figura 15) R_w e m derivados dos dados obtidos da perfilagem e serem comparados, quando existem, com dados de laboratório.

Figura 15 - Gráfico diagnóstico *Pickett* onde pela inclinação da reta verifica-se a resistividade da água de formação (R_w), o expoente de cimentação (m) e também se pode estimar a salinidade da água de formação.

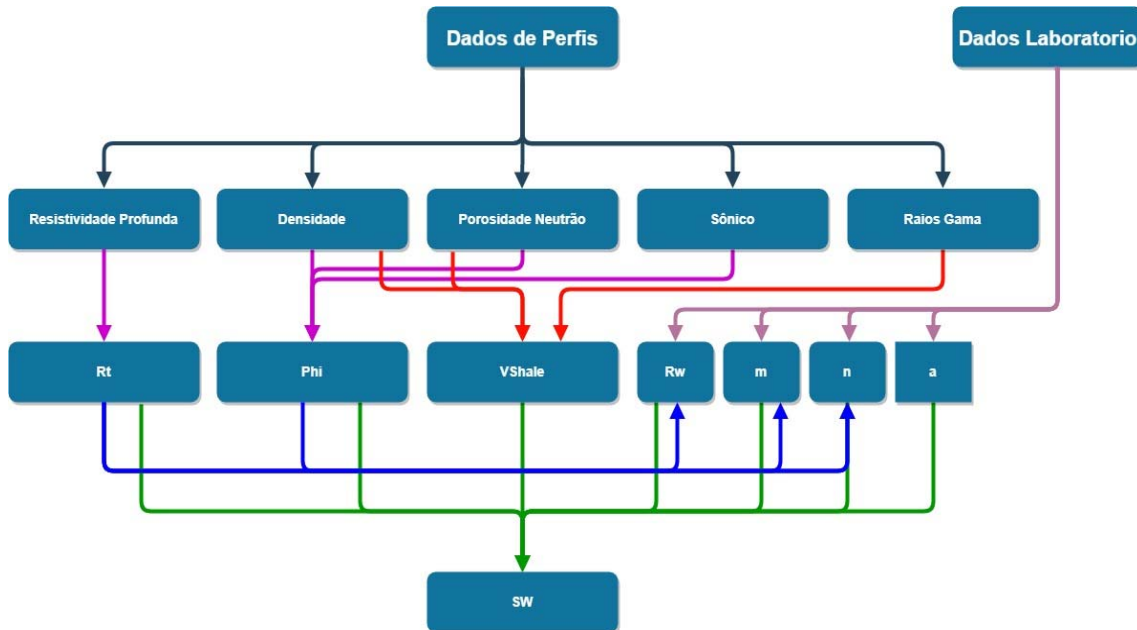


Fonte: Modificado de Asquith (1982).

Com todos os parâmetros obtidos é possível estimar uma curva de saturação de água.

A Figura 16 mostra o fluxo de trabalho seguido para cálculo da saturação de água. As informações disponíveis são contabilizadas de forma a se obter outros parâmetros como seguem as setas coloridas do diagrama.

Figura 16- Fluxo de trabalho da avaliação petrofísica para cálculo de saturação de água no reservatório.



5.4.6. Net to Gros e Net Pay

Os valores obtidos de *Gross* e *Net Pay* do reservatório são as bases para eliminar na formação as zonas improdutivas e fornecer uma quantificação da qualidade do reservatório e da quantidade de hidrocarbonetos presentes.

A definição do conceito de *Gross* é o intervalo rochoso correspondente no reservatório do topo até a base de todas as rochas presentes sem aplicação de cortes petrofísicos e independente de contribuição de fluxo para a produção de hidrocarbonetos Egbele et. al.(2005).

Net de reservatório é denominado como a espessura porosa com qualidade de reservatórios, composta de rocha com capacidade de contribuição de fluxo para a produção, após a aplicação de valores de corte para a porosidade e Volume de Argila Egbele et. al.(2005).

Gross Pay é o intervalo que contém ou pode conter fluxo de hidrocarbonetos, mas ainda pode incluir substancial quantidade de água. Esta subdivisão de *Net Pay* considera somente a porção já demarcada no *Gross Pay* com a inclusão de corte de saturação e eliminando as profundidades abaixo do contato óleo água Egbele et. al.(2005).

Net Pay corresponde a espessura com qualidade de rocha reservatório que permite o fluxo de hidrocarbonetos com valores volume de folhelho, porosidade efetiva e de saturação obedecendo aos cortes especificados. Neste conceito é aplicado o corte de saturação de água onde qualquer profundidade abaixo do valor máximo de saturação é considerada não produtiva Egbele et. al.(2005).

O parâmetro *Net to Gross* é definido como a razão entre a espessura de rocha com qualidade em contribuir com hidrocarboneto (*Net Pay*) pelo intervalo considerado a contribuição de fluxo (*Gross Pay*). Os valores de corte aplicados em três parâmetros: porosidade, saturação e Volume de Argila afetam significativamente os volumes e, portanto, deve haver critérios para sua escolha.

Para se obter os valores de corte são utilizados gráficos diagnósticos a fim de estabelecer critérios quantitativos e adequados na avaliação petrofísica. Existem várias técnicas ou critérios para definir valores de corte para os parâmetros de porosidade, saturação e volume de argila Egbele et. al.(2005).

O conceito de coluna de hidrocarboneto em uma formação é simples e leva em consideração a porosidade efetiva, a saturação de óleo calculada e a coluna de rocha porosa do reservatório. A formula a seguir demonstra uma forma de cálculo para isto (Chierici, 2012):

$$Col_{Hc} = \phi_e \times (1 - S_w) \times \Delta_h ,$$

Equação 11

no qual Col_{Hc} é a coluna de hidrocarboneto e Δ_h é a altura equivalente da coluna de hidrocarboneto.

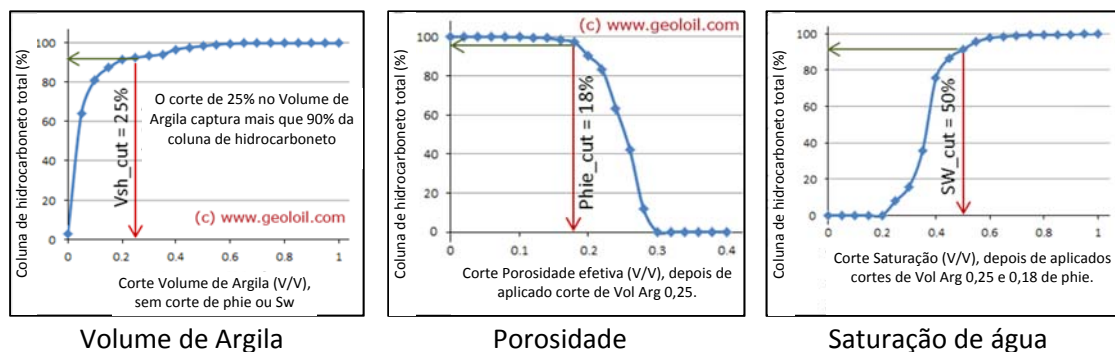
A escolha dos valores de corte para os reservatórios depende da forma da curva acumulada da coluna de hidrocarboneto e dos parâmetros Volume de Argila, porosidade e saturação. Esses parâmetros que definem os intervalos

dentro do reservatório propícios para a contribuição de fluxos de hidrocarbonetos para a produção.

Rochas siliciclásticas sem a presença de argilosidade tem maior capacidade de armazenar e produzir hidrocarbonetos, à medida que uma rocha se torna mais argilosa será mais difícil em armazenar ou migrar hidrocarbonetos para produção. Existe um limite de corte no qual além deste ponto não há contribuições significativas para armazenar ou produzir hidrocarbonetos. Esse ponto pode ser considerado um ponto de corte para rochas de *Net Pay*. O mesmo conceito se aplica a porosidade efetiva.

Os gráficos diagnósticos auxiliam na escolha dos valores indicando visualmente os pontos onde se presume que não há mais contribuição econômica para a produção de hidrocarboneto, a partir do ponto de mudança de concavidade da curva criada nos cálculos propostos. A Figura 17 mostra exemplos de aplicação do método e definição de valores de corte para uma formação hipotética.

Figura 17- Gráficos diagnósticos que apresentam os valores de corte para o reservatório de acordo com o acumulado da coluna de hidrocarboneto e os dados de Volume de Argila, porosidade e saturação de água.



Fonte: Modificado de Geoloil.com.

5.5. INTERPRETAÇÃO DOS DADOS SÍSMICOS

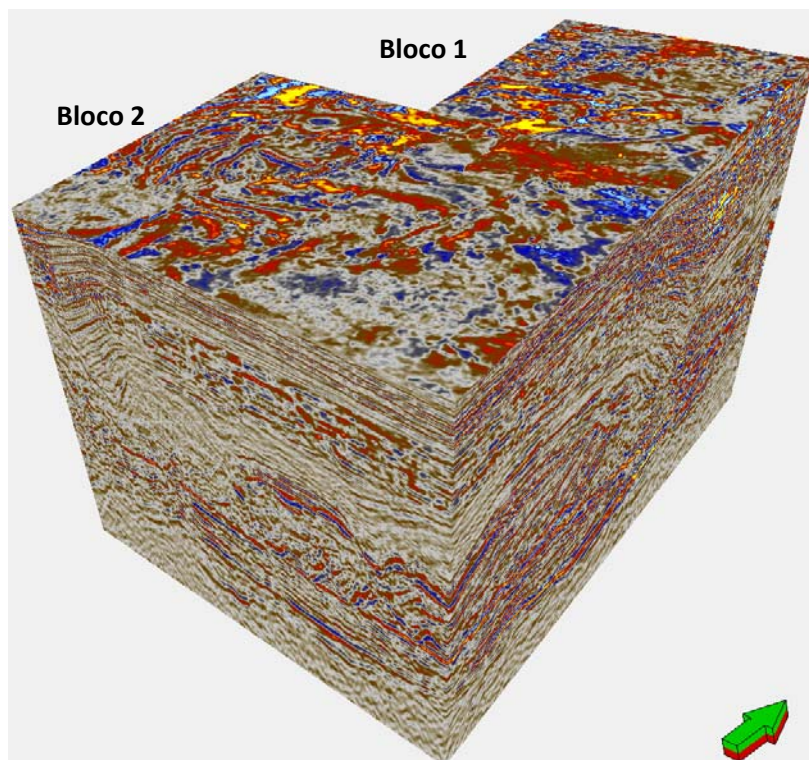
Os componentes oriundos das ondas sísmicas como fase, amplitude e frequência são submetidos a um complexo tratamento computacional que é denominado processamento sísmico, resultando em atributos sísmicos que são utilizados para identificação e interpretação de estruturas geológicas, e caracterização de propriedades de reservatórios. Os atributos sísmicos utilizados na interpretação após o processamento dos dados e combinados com

avaliação de dados de poços auxiliam a avaliação do intérprete para a extração de todas as informações disponíveis.

Uma série de informações previamente organizadas são a base para o mapeamento. O dado sísmico utilizado foi fornecido pela ANP e é um dado pós empilhamento migrado em profundidade. As informações de poços levantados nos documentos, principalmente perfis compostos, forneceram os topos e bases dos horizontes de interesse a serem mapeados.

O dado disponível na área de estudo é composto por dois volumes sísmicos 3D *Post-Stack Depth Migration* (PSDM), com aproximadamente 50km² (Bloco 1) e 100km² (Bloco 2) pertencentes ao mesmo levantamento R0258_3D_SPEC_BC_5_10_60_PSDM e foram disponibilizados pela ANP. A Figura 18 mostra os dados sísmicos dos blocos 1 e 2. O Bloco 1 é composto de 589 seções sísmicas *Inline* (direção Leste-Oeste) espaçadas de 12,5 a 12,5 metros e 512 seções sísmicas *Crossline* (direção Norte-Sul) espaçadas de 12,5 a 12,5 metros. O volume sísmico 3D do Bloco 2 consiste em de 684 seções sísmicas *Inline* (direção Leste-Oeste) e 929 seções sísmicas *Crossline* (direção Norte-Sul), com os mesmos espaçamentos do Bloco 1.

Figura 18 - Volumes sísmicos 3D utilizados para caracterização dos reservatórios do Eoceno na área em estudo, exagero vertical em 3x.



5.5.1. Amarração Sísmica Poço

Mesmo os dados sísmicos fornecidos pela ANP já se encontravam em profundidade foi necessária uma correção dos valores com o volume sísmico com os marcadores definidos nos poços.

Para corrigir a sísmica em profundidade foi necessário utilizar um procedimento do *Petrel* chamado *depth seismic calibration*. Esta ferramenta cria um atributo para correção de valores de profundidade que é utilizado no modelo de velocidade para a correção de profundidade no volume sísmico, ajustando assim o dado sísmico com os marcadores identificados nos poços.

5.5.2. Mapeamento e Interpretação de Falhas

O mapeamento estrutural consiste na identificação de estruturas originadas pela movimentação tectônica da Terra em determinada área. As estruturas normalmente encontradas em áreas com tectônica divergente incluem: falhas, lineamentos, *horsts*, *grábens*, eventualmente dobras associadas, anticlinais e sinclinais (Box and Lowrey, 2003).

O conhecimento prévio do estilo estrutural regional da bacia facilita o entendimento dos padrões de falhas e possibilita também a identificação de padrões de deformação que se repetem ao longo do mapeamento.

O reconhecimento das falhas nas seções sísmicas analisadas pode ser verificado com a visualização de terminações de reflexões, truncamentos erosivos, mudanças abruptas no mergulho de padrões sísmicos, reflexões de planos de falhas, dobras associadas e estruturas em *rollover* (Onajite, 2013).

Após a identificação das falhas é necessário a criação do modelo estrutural para ser reunido ao modelo geológico final. Os lineamentos interpretados das falhas são convertidos em superfícies e incorporados ao modelo estrutural. O modelo estrutural possibilita a organização e visualização dos padrões estruturais e permite a comparação com a tectônica regional com o intuito de checar a percepção quanto ao trabalho de interpretação.

5.5.3. Mapeamento e Interpretação dos Horizontes

Horizonte sísmico é definido como um evento, uma reflexão nos dados sísmicos nos quais pode-se seguir ao longo da seção. Suportado neste conceito o intérprete identifica correlações entre eventos cronoestratigráficos e correlaciona com dados de poços construindo um modelo geológico.

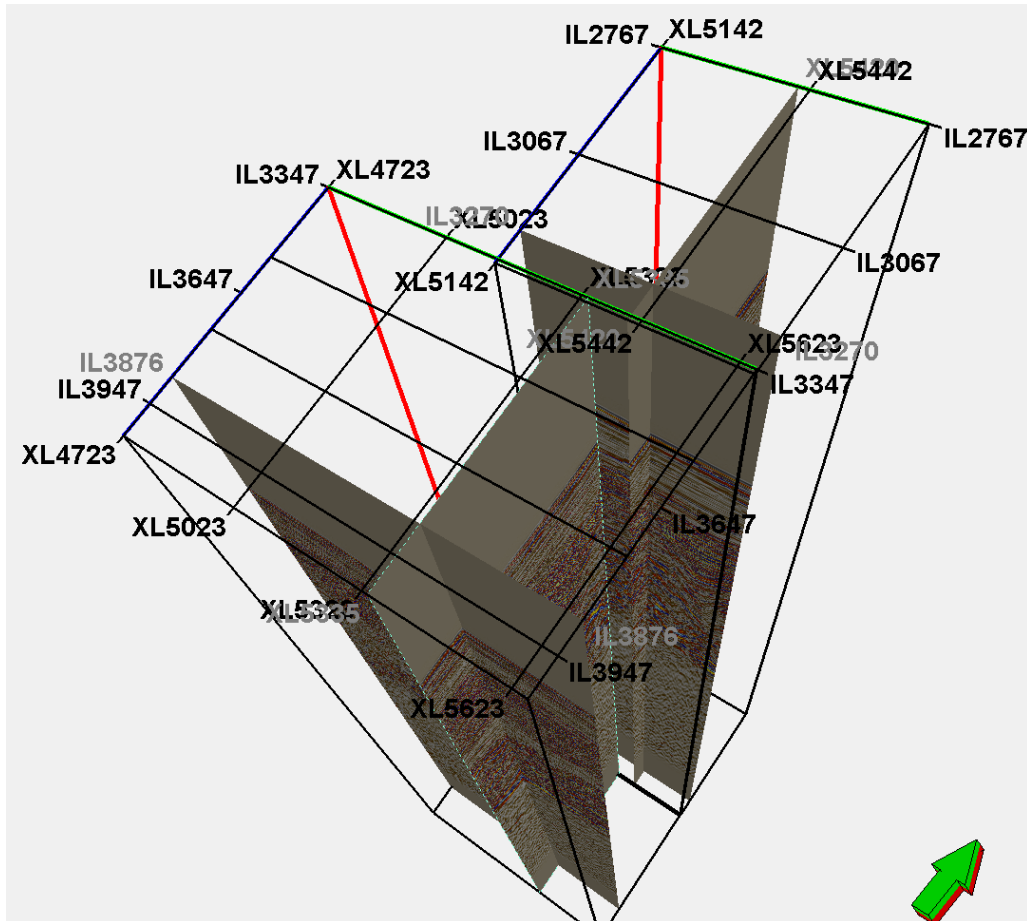
O mapeamento do horizonte consiste em identificar estruturas geológicas, estratigráficas e arquiteturas dos reservatórios. O melhor ponto para iniciar o mapeamento do horizonte é na parte superior das seções onde a resolução é usualmente melhor. À medida que as seções ficam mais distantes da superfície, a razão sinal ruído aumenta reduzindo a definição dos refletores o que dificulta a interpretação.

O passo inicial, neste estudo, foi buscar nas informações e identificar nos poços as profundidades dos principais marcadores cronoestratigráficos e mapear espacialmente a sequência cronoestratigráfica correlata seguindo a amplitude correspondente ao marcador assumido. Neste estudo foram aplicadas as definições relacionadas por Winter et.al, 2007 para nomear as discordâncias identificadas pela relação de marcadores dos poços. Não necessariamente são posições definitivas, mas devido o conhecimento geológico da área foram assumidas como tal. As discordâncias identificadas são: discordância do Paleoceno Inferior, discordância Eoceno Superior, discordância Oligoceno Superior e discordância Mioceno superior. Os arenitos turbidíticos do Eoceno foram também mapeados para identificação do horizonte dos reservatórios. Todos os marcadores e dados estão relacionados dentro do grid sísmico (Figura 19) e foram correlacionados com os dados de perfis dos poços.

O principal elemento mapeado foi a discordância Eoceno Superior, sendo essa um refletor sísmico amplamente identificado e rastreável em toda a extensão da área. Como limite da base do intervalo de estudo foi mapeamento a discordância Paleoceno Inferior (parte final do Maastrichtiano) que teve o mesmo critério utilizado do mapeamento do Eoceno Superior. Contudo o rastreamento da discordância Paleoceno Inferior, foi mais difícil em algumas regiões este refletor possuía boa continuidade lateral e o sinal sísmico se encontrava mais atenuada e com baixa razão sinal-ruído.

Posteriormente, foi identificado nos perfis dos poços o topo do arenito de idade Eoceno que continha o principal reservatório da área de estudo. A partir dos marcadores identificados foi então rastreado um horizonte sísmico, que foi considerado como sendo o topo do reservatório.

Figura 19 - Estrutura de distribuição das linhas sísmicas da área de estudo. Os dois blocos sísmicos estão representados na figura.



Com o mapeamento das discordâncias Paleoceno Inferior e Eoceno Superior e do horizonte do topo do reservatório foram utilizados atributos sísmicos para identificar, isolar e dimensionar os corpos de arenitos que representa possíveis. Após esta etapa, foi aplicado técnicas geoestatísticas para popular os corpos com informações de porosidade, Volume de Argila e saturação de água.

5.5.4. Caracterização dos Reservatórios

A caracterização dos reservatórios iniciou com a identificação dos marcadores nos poços de correlação e posteriormente o mapeamento dos horizontes como mencionado na seção anterior. Em seguida, foi utilizado

atributos sísmicos com os objetivos de evidenciar a superfície dos reservatórios, visualizar espacialmente sua forma, sua distribuição espacial e arquitetura.

O *software Petrel*, contém uma série de algoritmos de atributos sísmicos que podem auxiliar na interpretação sísmicas.

A forma utilizada dos atributos sísmicos para conseguir segregar as características de interesse dos dados sísmicos 3D foi criar volumes de atributos a partir do módulo *Seismic Interpretation*. Neste módulo encontra-se os recursos *Volume Attributes* e *Surface Attributes*.

Volume Attributes é dividido em 9 famílias de atributos e cada uma com vários atributos sísmicos que podem ser escolhidos num total de 62 atributos e o *Surface Attributes* contém 4 famílias de atributos contendo um total e 56 atributos sísmicos.

Não se pretende neste estudo discorrer sobre todos os atributos sísmicos do *software*, mas comentar sobre aqueles que foram aplicados obtendo os melhores resultados na caracterização volumétrica dos reservatórios. Pereira (2009), relaciona e caracteriza alguns atributos sísmicos e exemplifica alguns resultados de aplicações de atributos disponíveis no *software Petrel*. Os conceitos generalizados dos atributos serão definidos conforme usados neste trabalho.

Os atributos sísmicos que evidenciaram as características dos reservatórios no intervalo de interesse foram: filtro médio, impedância acústica relativa e contraste de amplitude. Esses atributos dentre a relação disponível no *Petrel* foram os que apresentaram os melhores resultados, evidenciando as características e feições geológicas previamente conhecidas da área de estudo. Esses atributos auxiliaram na interpretação dos horizontes e falhas na identificação e isolamento dos corpos areníticos.

O atributo filtro médio (filtro médio) é geralmente usado para remoção não linear de ruídos aleatórios de alta frequência dos dados sísmicos. A partir da definição de uma janela temporal são removidos *spikes* e *outliers* do dado. Este

atributo pode trazer uma maior nitidez ao dado sísmico, melhorando a identificação de eventos estratigráficos auxiliando a interpretação sísmica.

O atributo sísmico impedância acústica relativa é uma derivação da impedância acústica (Z) que é a quantificação das propriedades de resistências de propagações acústicas das ondas compressoriais definida como o produto da densidade (ρ) pela a velocidade (V) compressional. (Pereira, 2008):

$$Z = \rho \cdot V$$

Equação 12

Impedância acústica relativa (Z_r) é expressa como a integração da parte real do traço sísmico complexo. Desta forma, assume que o dado sísmico é de fase zero e possui alta banda frequência (Pereira, 2008). A forma deste atributo é expressa como:

$$Z_r = \ln(\rho \cdot V) = 2 \int s(t) dt$$

Equação 13

no qual $\ln()$ é o logaritmo e $s(t)$ é o traço sísmico. Esse atributo pode facilitar a interpretação de camadas geológicas, auxiliar na discriminação de camadas com diferentes compactações e possibilitar a diferenciação de contatos nos reservatórios (Pereira, 2008).

Com o auxílio dos atributos sísmicos selecionados o nível estratigráfico que representa os reservatórios estudados fica mais bem evidenciado em relação as demais formações presentes. O isolamento dos corpos de areias no intervalo foi obtido a partir da aplicação de um corte no padrão de cor mais representativo das feições de interesse, eliminando a banda de cores que não representam os reservatórios. Isso foi obtido alterando a opacidade na tabela de cores escolhida. O volume que representa os reservatórios foi extraído a partir da integração dos atributos sísmicos pré-selecionados. O resultado dessa extração é um corpo 3D, chamado *geobody*. Esse método baseia-se na criação de células tridimensionais interconectadas ao modelo geológico. Cada célula é denominada *voxels* e possuem características semelhantes dentro de um intervalo de valores previamente definidos. O modelo geológico 3D então é construído a partir da junção de várias células dando forma e estrutura ao reservatório identificado pela aplicação dos atributos sísmicos e representa a forma e distribuição das

informações geológicas, que no caso deste estudo é constituído de corpos oriundos de fluxos turbidíticos.

Depois da extração do *geobody* dos reservatórios a próxima etapa foi gerar duas superfícies a partir da base e do topo, isto é realizado através no comando *Make Surface*. Obtidas as superfícies, procedeu-se o cálculo da espessura do reservatório subtraindo a superfície do topo da superfície da base. O resultado é o mapa de isópacas dos reservatórios.

Com a forma e estrutura definidos é gerado um gradeamento que expressa relações de volume e distribuição regular para estabelecer um pavimento de aplicação da modelagem geoestatística

5.6. MODELAGEM GEOESTATISTICA DOS RESERVATÓRIOS

A geoestatística é uma importante ferramenta para simular as heterogeneidades presentes no reservatório e proporcionar um modelo tridimensional ajustado para a simulação dinâmica de produção. A metodologia aplicada proporciona mensurar as incertezas envolvidas, considerando os diversos conjuntos de informações de diversas escalas, desde a escala de amostra, análise petrofísica de perfis até os dados sísmicos. A geoestatística proporciona a integração de dados geológicos, geofísicos e de engenharia e é o caminho para quantificar as diferentes escalas, confiabilidade e resolução dos dados.

Para elaboração do modelo geológico esse trabalho se baseia no estudo denominado Teoria das Variáveis Regionalizadas desenvolvida e fundamentada por Matheron (1960) no qual foi baseado em pesquisas de naturezas empíricas de minas de ouro da África do Sul.

Procedimentos geoestatísticos podem ser técnicas de krigagem e englobam análise exploratória, geração e modelagem de semi variogramas, validação do modelo e interpolação de krigagem. Tem como objetivo principal a análise em três dimensões de dados espacialmente distribuídos, no que diz respeito à interpolação de superfícies geradas a partir de amostras georreferenciadas, neste caso, obtidas a partir de dados de poços (Camargo, 1998).

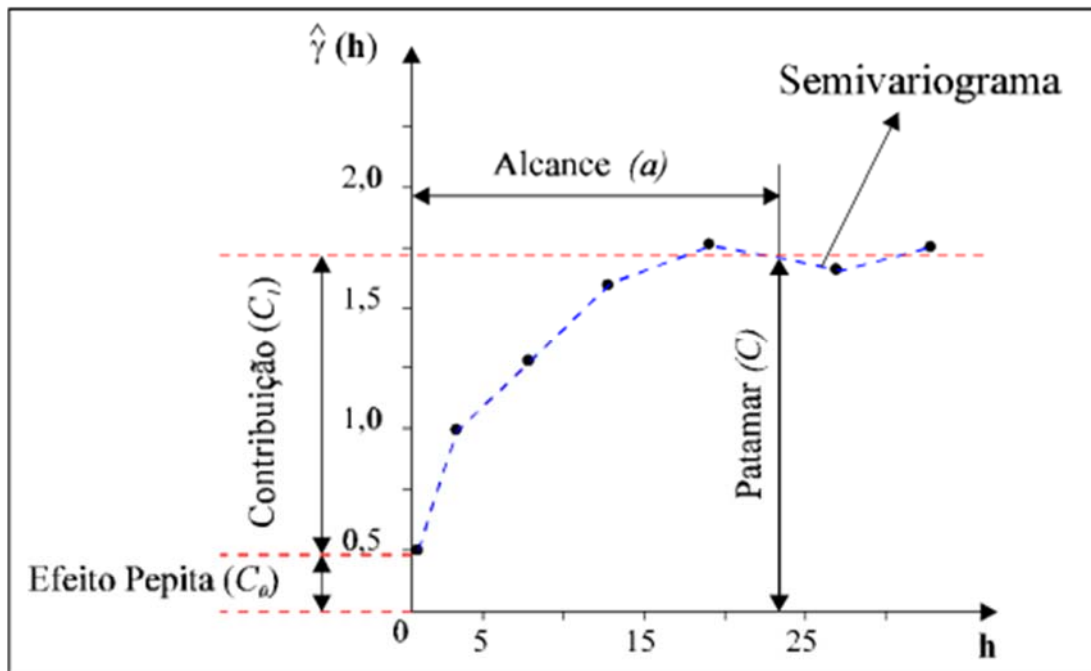
O variograma é uma ferramenta básica de suporte as técnicas de krigagem, que permite representar quantitativamente a variação de um fenômeno regionalizado no espaço. Devido a fenômenos físicos considerando a capacidade de dispersão que não possuem variância finita a priori e tão pouco covariância, define-se em geoestatística a hipótese intrínseca. A função semi variograma que representa basicamente a hipótese intrínseca, é utilizada por expressar a variabilidade espacial numa direção pré-definida (Sturaro, 2015). A função de semi variograma, $\gamma(h)$, é dada por:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2}E\{[Z(u) - Z(u + h)]^2\}, \quad \text{Equação 14}$$

no qual $Z(u)$ é a variável aleatória regionalizada.

Um semi variograma representa a semi variância da diferença da propriedade Z calculada em pares de pontos separados por h . Os pares de pontos aqui são u e $u+h$. Um semi variograma experimental com características próximas do ideal apresenta diferenças $Z(u) - Z(u + h)$, que decresçam à medida que h decresce. Espera-se que observações mais próximas geograficamente tenham um comportamento semelhante entre si do que aquelas separadas por maiores distancias deste modo é esperado que $\gamma(h)$ aumente com a distância (Camargo, 1998). A Figura 20 apresenta os parâmetros observados nos semi variograma que são considerados para a análise e interpretação e é mostrada por Camargo (1998).

Figura 20 -Exemplo de semi variograma experimental com características muito próximas do ideal.



Fonte: Camargo (1998).

O Alcance (a) é a distância dentro do qual as amostras apresentam-se correlacionadas espacialmente neste exemplo o alcance ocorre próximo de 25m.

O Patamar (C) é o valor do semi variograma correspondente a seu alcance (a). Deste ponto em diante, considera-se que não existe mais dependência espacial entre as amostras, porque a variância da diferença entre pares de amostras ($VAR[Z(u) - Z(u + h)]$) torna-se invariante com a distância.

Efeito Pepita (C_0) definido idealmente como $\gamma(0) = 0$, mas na prática à medida que h tende para 0 (zero), $\gamma(h)$ se aproxima de um valor positivo chamado efeito pepita (C_0), que revela a descontinuidade do semi variograma para distâncias menores do que a menor distância entre as amostras. Parte desta descontinuidade pode ser também devida a erros de medição, mas é impossível quantificar se a maior contribuição provém dos erros de medição ou da variabilidade de pequena escala não captada pela amostragem. Contribuição (C_1) é a diferença entre o patamar (C) e o efeito pepita (C_0).

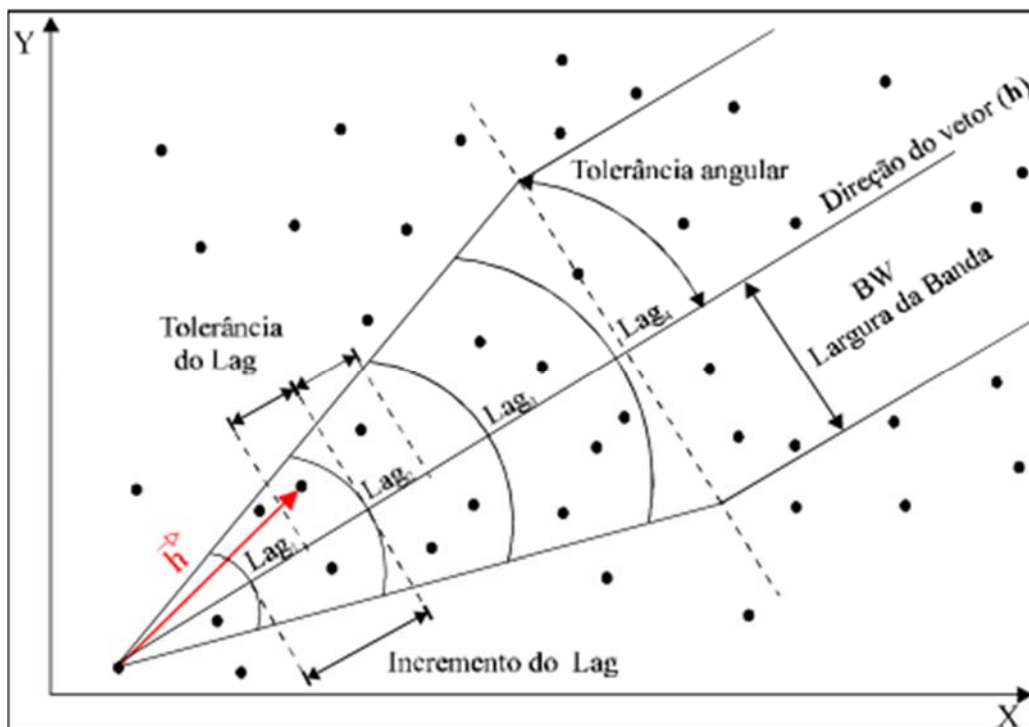
Em amostras irregularmente espaçadas, como é o caso de campos de petróleo, é necessário introduzir limites de tolerância para direção e distância.

O distanciamento considerado como referência é denominado como *Lag* e descreve-se como a uma distância pré-definida a qual é utilizada no cálculo do semi variograma. A Figura 21 representa uma situação hipotética com um incremento de *Lag* igual a 100 metros com tolerância de 50 metros. Considerando um ângulo de direção pré-definido de medida de 45° e tolerância de $22,5^\circ$, assim teremos que qualquer par de observações cuja distância está compreendida entre 150 e 250m e $22,5^\circ$ e $67,5^\circ$ será incluído no cálculo do semi variograma de Lag_2 , repetindo para todos os *Lags*.

A anisotropia existente no modelo pode ser constatada através da observação dos semi variogramas a partir de diferentes direções. A distribuição espacial relacionada a direção tomada é denominada isotrópica e descreve a variação espacial do fenômeno estudado. O modo direto de visualização e a forma de calcular os parâmetros (fator e ângulo) da anisotropia geométrica é através do esboço gráfico de uma elipse calculada através dos alcances obtidos em direções distintas conforme a

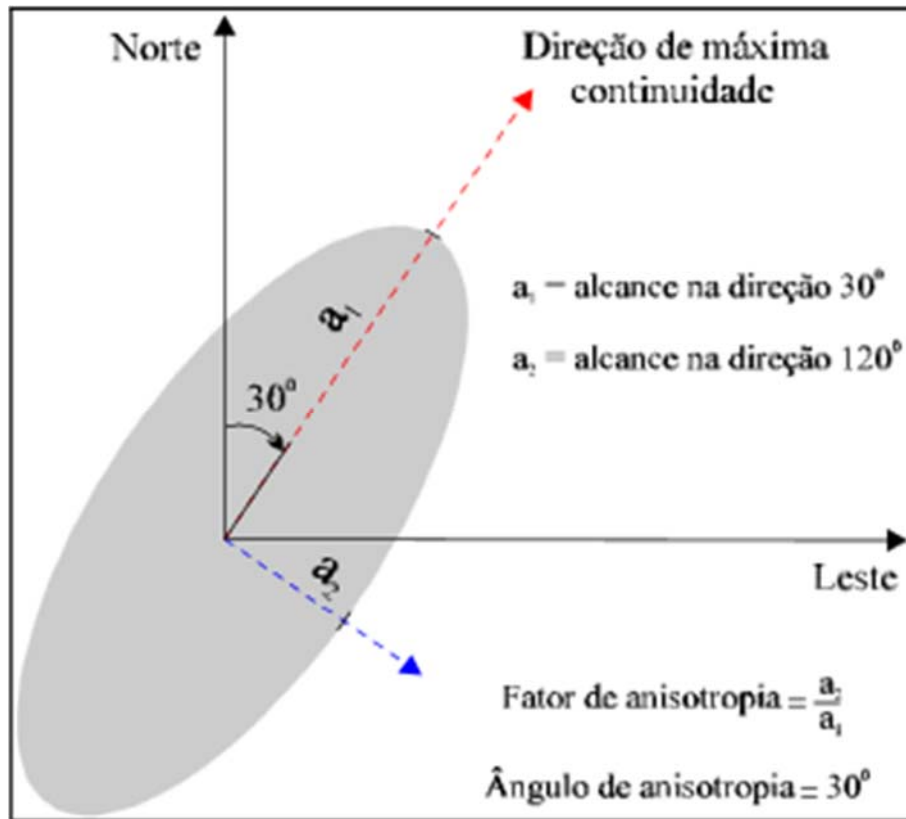
Figura 22.

Figura 21 - Figura representativa dos parâmetros de cálculo de um semi variograma a partir de amostras irregularmente espaçadas em duas dimensões.



Fonte: Camargo (1998).

Figura 22 - Representação gráfica de anisotropia geométrica em duas dimensões.



Fonte: Camargo (1998).

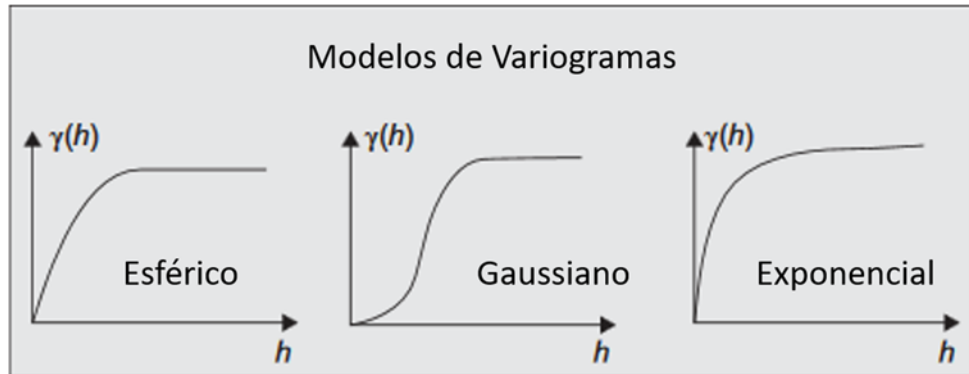
Para o eixo maior da elipse denominado direção de máxima continuidade aplica-se o maior alcance (a_1). O ângulo da direção de máxima continuidade é definido a partir da direção norte e no sentido horário. Seu valor corresponde a direção de maior alcance. O eixo menor define o alcance (a_2) na direção de menor continuidade, sendo este ortogonal à direção principal.

O fator de anisotropia geométrica é definido como a razão entre o alcance na direção de menor continuidade (a_2) e o alcance de maior continuidade (a_1). Definindo os parâmetros corretamente obtêm-se o modelo de variograma dos dados para a aplicação na krigagem.

O modelo de variograma é usualmente estimado primeiro construindo um variograma de amostra do conjunto de dados utilizando algum *Lag* de tolerância para quantificar a distribuição espacial das amostras no modelo.

As correlações dependem do modelo de semi variograma definido, no método de krigagem são três os tipos de variogramas experimentais mais utilizados: esférico, gaussiano e exponencial como mostrado na Figura 23.

Figura 23 - Diferentes variogramas experimentais comumente usados na geoestatística.



Modificado de Cannon (2018).

O procedimento usado para as estimativas denominado cokrigagem utiliza-se de mais de uma variável regionalizada para ser estimadas em conjunto com base na correlação espacial entre as variáveis. A correlação entre as variáveis desde que seja alta obtém-se estimativas consistentes que proporcionam melhorias significativas na interpretação. Este método proporciona a minimização da variância dos erros de estimativas quando explora a correlação cruzada entre as variáveis de interesse.

5.7. CÁLCULO DE VOLUME E ANÁLISE DE INCERTEZAS

O cálculo volumétrico de hidrocarbonetos tem como base o modelo geológico construído e os resultados das modelagens das propriedades de reservatórios. A razão desta estimativa é avaliar o potencial das reservas presentes no campo de petróleo.

As informações necessárias para a estimativa volumétrica consistem em estimar o volume de hidrocarbonetos na rocha reservatório presente na zona de interesse, definir a porosidade efetiva que provavelmente possa contribuir na produção de óleo e estimar a saturação de água.

Existem várias equações que podem ser utilizadas para o cálculo de volume do reservatório. Neste estudo utilizou-se uma equação mais geral com uma

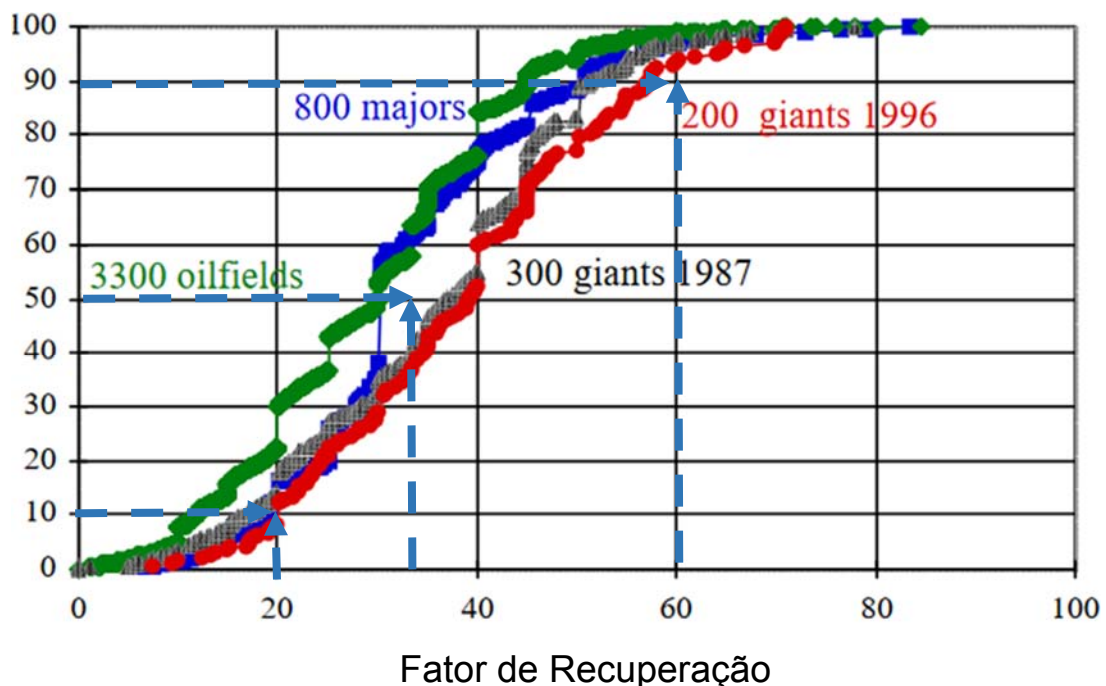
abordagem mais direta em função das propriedades calculadas no modelo geológico. A equação utilizada é:

$$OOIP(m^3) = \frac{10^4 \times A \times h \times \phi \times S_o}{B_o}, \quad \text{Equação 15}$$

no qual *OOIP* é o óleo original em *place* (*original oil-in-place*) dado em m³, *A* a área, *h* a altura, ϕ a porosidade, *S_o* e saturação de óleo e *B_o* o fator de volume de formação de óleo, que é um fator para a mudança no volume de óleo entre as condições do reservatório e as condições padrão na superfície.

A quantidade de hidrocarboneto originalmente estimada no reservatório não é totalmente extraída, sendo atribuída uma razão entre o volume fluido extraído e o volume estimado no reservatório, essa razão é denominada fator de recuperação. A Figura 24 discrimina o fator de recuperação de diversos poços de petróleo pelo mundo. Analisando o gráfico, estimou-se três valores para o fator de recuperação, que foram utilizados como entrada de estimativa nos três cenários para realizações dos cálculos de volumes de óleo recuperado. Para o cálculo do cenário base de volume assumiu-se um fator de recuperação igual a 0,35.

Figura 24 - Gráfico com o acumulado de fatores de recuperação em diversos poços no mundo. Esse gráfico é a base para estimativa de cálculo de volume recuperável do reservatório em estudo. As setas tracejas azuis correspondem aos valores de fator de recuperação estimados para as probabilidades P10 = 20, P50 = 35 e P90 = 60.



No processo de modelagem geológica existem incertezas associadas em virtude da aquisição limitada de dados e complexidade na montagem do modelo. As incertezas podem ser minimizadas quanto mais informações são incluídas durante a evolução do trabalho. A análise de incertezas é conduzida de acordo com a necessidade de precisão e custos tecnológicos envolvidos e que se empregam para quantificá-las. As incertezas são causadas principalmente por erros de medições e manuseio de dados (Ma, 2011).

O trabalho de Laherrère (1997), que estudou os fatores de recuperação de diversos campos do mundo, relaciona a evolução do aumento do fator de recuperação ao avanço tecnológico das técnicas de extração ao longo da história dos campos produtores de hidrocarbonetos. Para gerar os mapas de óleo recuperável, foram utilizados diferentes valores dos fatores de recuperação, simulando três cenários preliminares prováveis como entrada para calcular o volume de óleo *in place*: $P_{90} = 0,20$, $P_{50} = 0,35$ e $P_{10} = 0,60$. Esses valores são as estimativas iniciais para 1000 realizações de sorteio em que os resultados terão uma distribuição normal e como resultado os casos estimados do modelo geológico proposto.

Foram processadas mil realizações de sorteios aleatórios utilizando como variáveis os três cenários de fator de recuperação como entradas das probabilidades no modelo geológico. O resultado foram três mapas equiprováveis de volume de óleo recuperável para cada fator de recuperação assumido. Para os cenários estimados o fator de recuperação do reservatório analisado não necessariamente serão os mesmos dos valores de entrada já que se trata de sorteio e probabilisticamente ancorado nas variáveis de entrada volume e fator de recuperação.

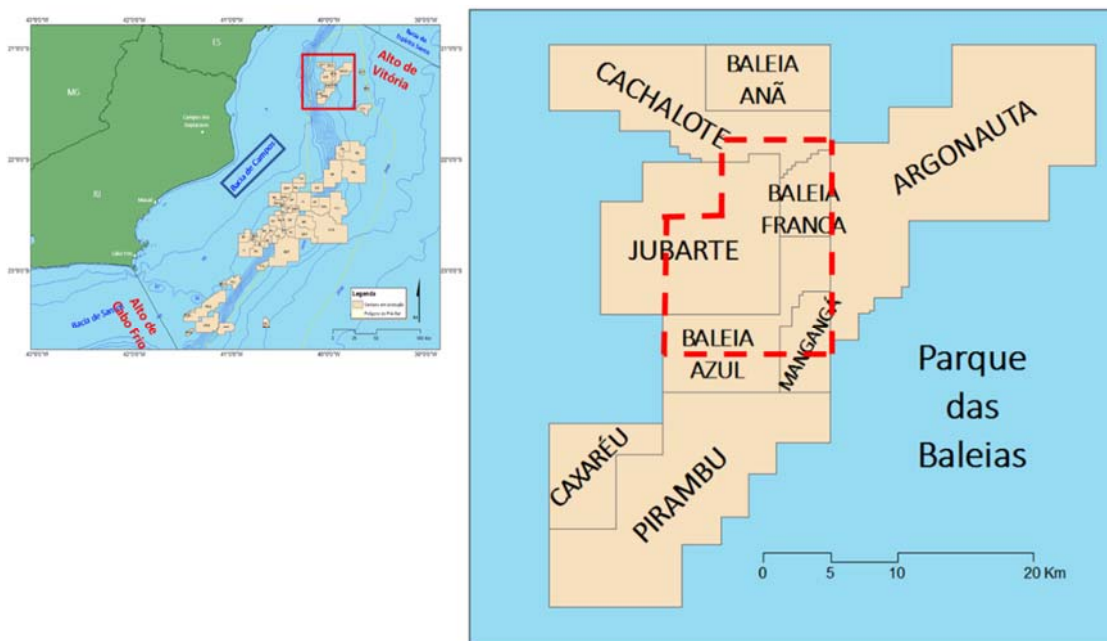
6. RESULTADOS

A partir da compilação das informações e dos dados de rocha, de poços e sísmico foi construído um modelo geológico 3D baseado na metodologia exemplificada na Figura 9. A seguir são apresentados os resultados alcançados evoluindo conforme as etapas propostas na metodologia proposta.

6.1. GEOLOGIA DA AREA DE ESTUDO

A área em estudo está inserida dentro dos polígonos dos campos de Jubarte, Cachalote, Baleia Azul, Baleia Franca e Mangangá (Figura 25) e compreende uma área de aproximadamente 145 km². Os reservatórios de idade Eoceno são definidos na Formação Carapebus e compreende dois corpos alongados de direção SW–NE, encaixados em blocos e delimitados por falhas selantes ativas de mesma direção.

Figura 25 - Localização da área de estudo dentro do conjunto de campos denominados Parque das Baleias.



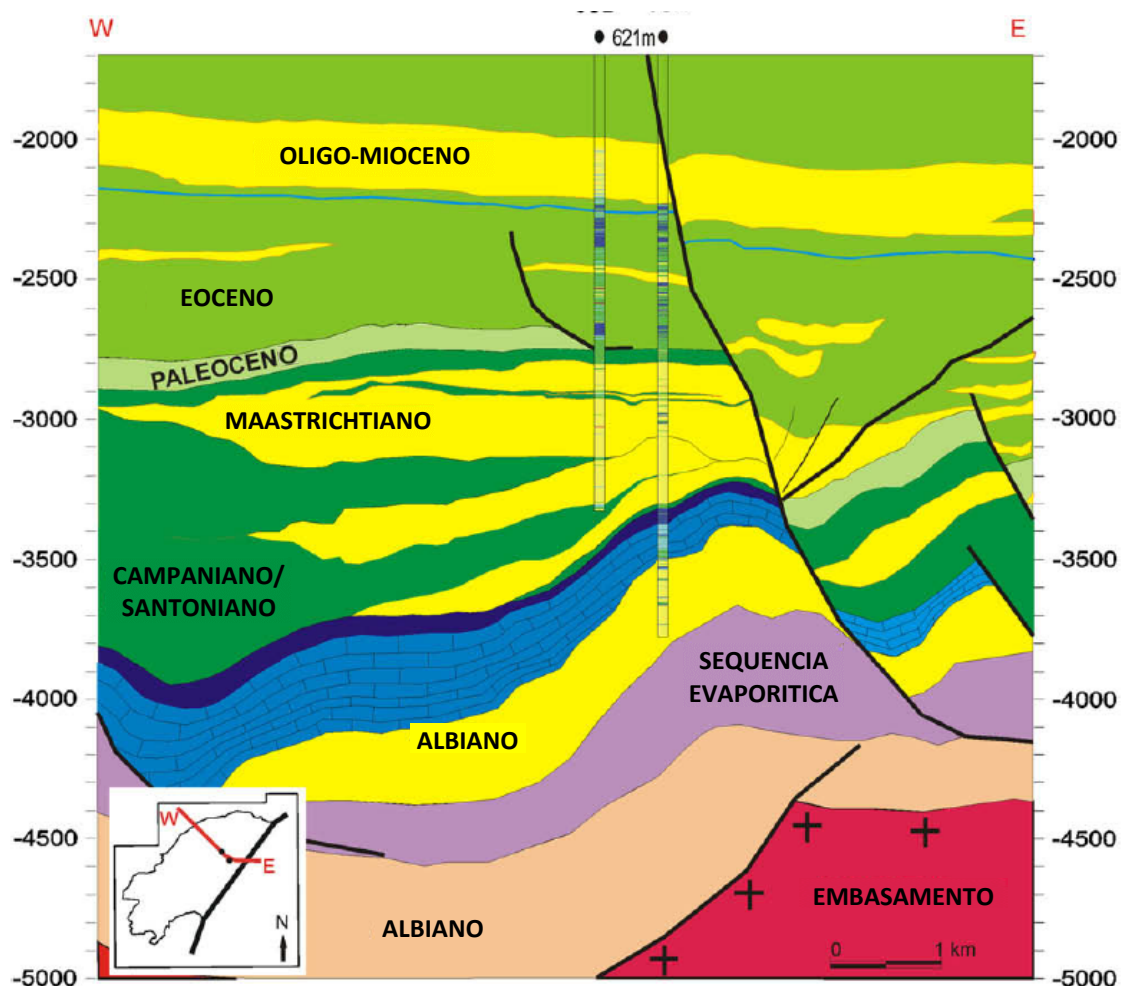
Modificado de Dias (2018).

6.1.1. Características Litoestratigráficas

A litoestratigrafia da área está inserida no Grupo Campos e consiste em seqüências turbidíticas de arenitos e folhelhos. Tem aproximadamente 12km de comprimento, 5km de largura por 3km de espessura. A seção argilosa é referida como Formação Ubatuba, enquanto os arenitos como Formação Carapebus (Figura 26) (Candido e Corá, 1992).

A subida relativa do nível do mar em uma sequência marinho transgressiva possibilitou a instalação dos depósitos de sistemas turbidíticos da Formação Carapebus a partir da reativação de falhas. A halocinese no Eoceno causou a estruturação de trapeamento, tendo a distribuição de estruturas em todas as direções. Já a elevação de áreas costeiras adjacentes é considerada o controle primário na deposição dos turbiditos durante o Cretáceo até o Paleogeno. Os sedimentos depositados têm como área fonte a erosão de rochas pré-cambrianas das faixas móveis da Ribeira e Araçuaí, a qual ocorrem até os dias atuais ao longo das costas do Rio de Janeiro e do Espírito Santo (Fontanelli, 2007).

Figura 26 - Seção geológica do Campo de Jubarte mostrando as principais sequências sedimentares presentes na área de estudo.



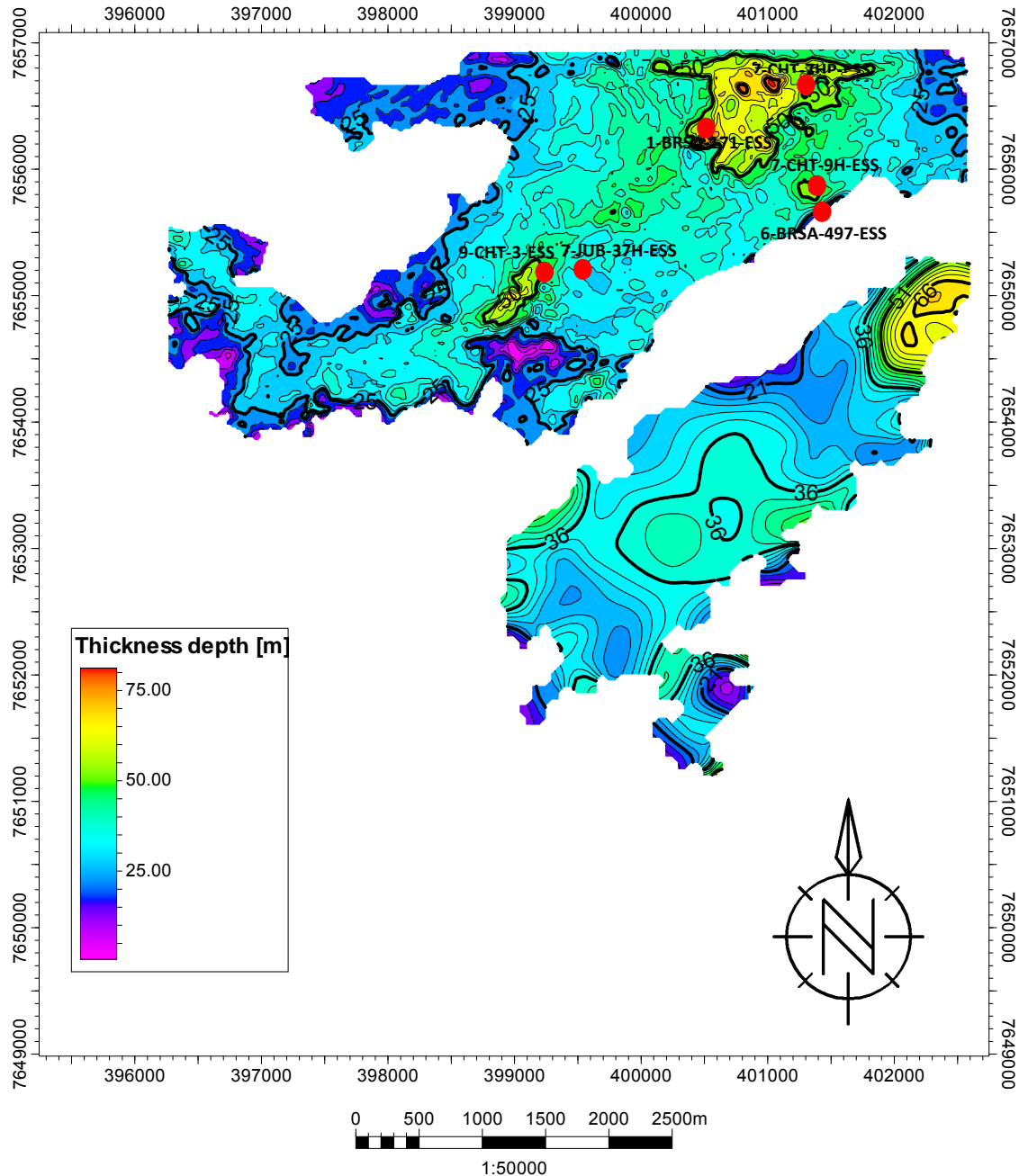
Fonte: Modificado de Fontanelli (2007).

6.1.2. Propriedades dos Reservatórios

Os reservatórios estudados da Formação Carapebus do Eoceno tem em média aproximadamente 28m de espessura (Figura 27) com uma razão média de *Net to Gross* de 0,60. São formados por arenitos amalgamados e

interlaminados com sequências argilosas, que foram depositadas em um *trend* de direção SW-NE ao longo de 5-10 km e espriados em torno de 5 km sendo controlados pela tectônica halocinese.

Figura 27 - Mapa de isópacas mostrando o contorno dos dois corpos onde as rochas reservatórios se encontram no intervalo de estudo.

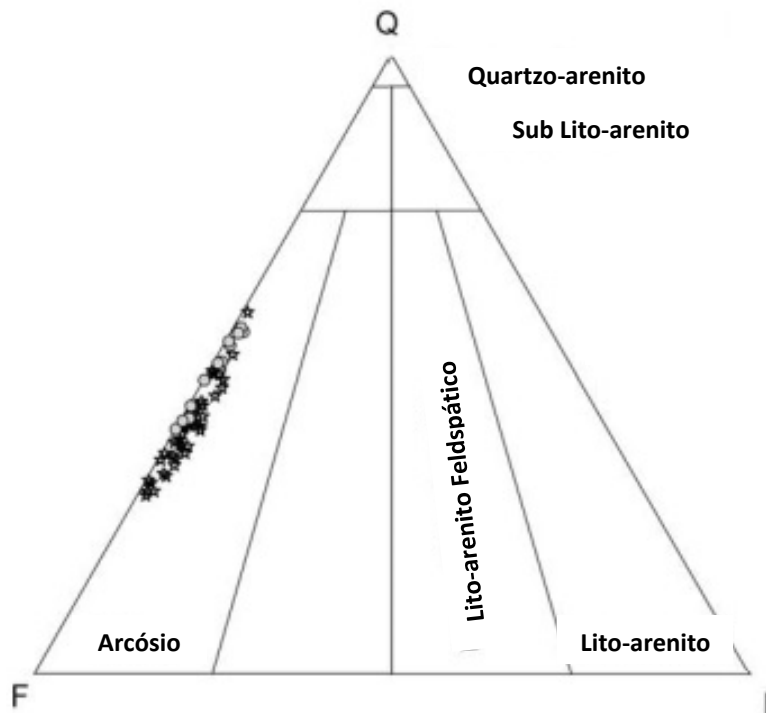


Os arenitos que constituem os reservatórios são pobremente consolidados, texturalmente imaturos, grosseiros a muito grosseiros, localmente conglomeráticos, aumentando a granulometria para o topo, a camadas paralelas a subparalelas de grãos finos a muito finos. O arenito reservatório possui também seleção de pobre a muito pobre de grãos angulares a sub angulares e composição arcossiana, como mostrado na Figura 28. A composição média

detrítica é 44% de quartzo, 54% de feldspatos e 1% de fragmentos líticos. Minerais pesados incluem granadas, apatitas, cianitas, turmalina, zircão e monazita. Substituição diagenética e dissolução são geralmente limitadas, entretanto, segundo Fontanelli (2007), a composição original dos arenitos não foi grandemente modificada. Os topos dos reservatórios são capeados por folhelhos.

A porosidade de testemunhos varia de 21 a 38% (média de 28%) ao qual a permeabilidade abrange de 10 a 2500 mD (340mD de média) (Bezerra *et al*, 2004).

Figura 28 - Diagrama de composição detrítica dos arenitos provenientes de 55 amostras do Campo de Jubarte plotados no diagrama de Folk (1968). A caracterização das amostras comprova o carácter arcósio dos arenitos presentes nos reservatórios.

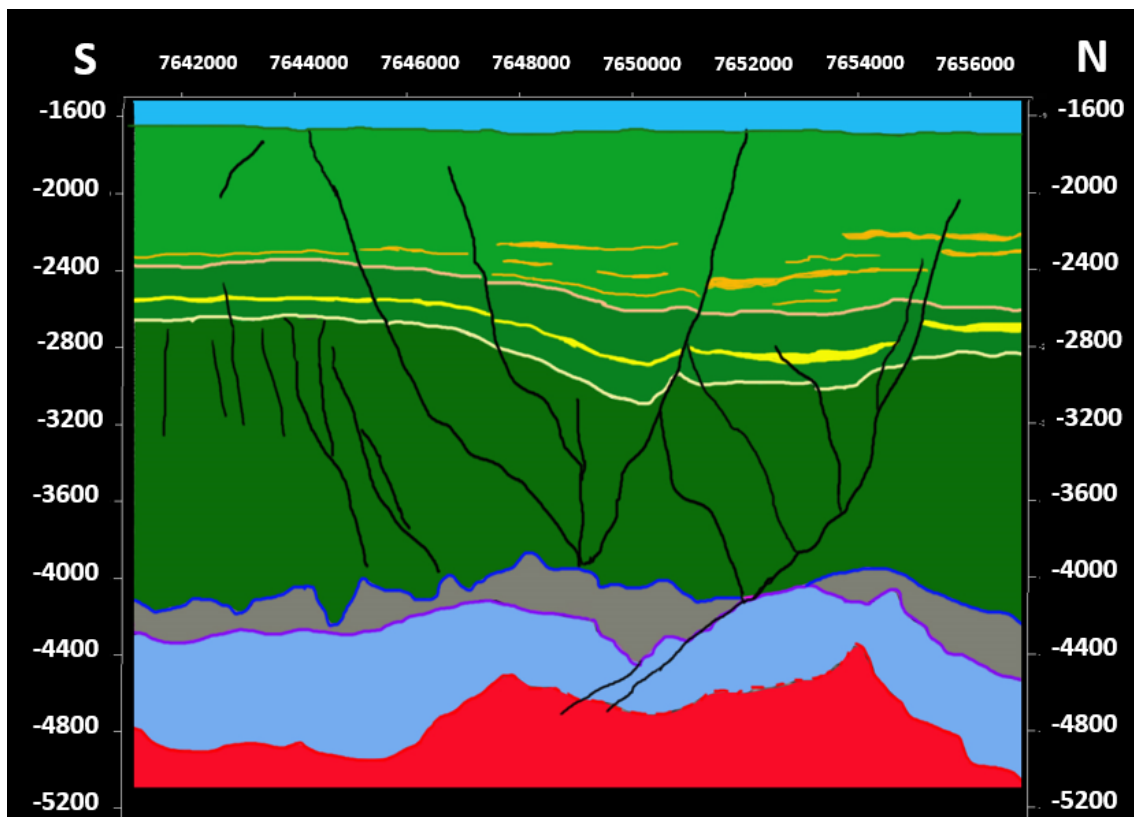


Modificado de Fontanelli (2007).

6.1.3. Contexto Estrutural

A área apresenta um complexo arcabouço estrutural reflexo da tectônica extensional ao qual a bacia foi submetida durante a abertura do Gondwana. As configurações das trapas variam de estratigráficas cortadas por falhas selantes a estruturais em consequência da halocinese. As principais estruturas que puderam ser interpretadas são falhas normais (Figura 29) lístricas, antitéticas e sintéticas, associados ocorrem estruturas anticlinais de compensação (*rollover*), fraturas e zonas de acomodação, *horsts* e grábens e meio grábens.

Figura 29 - Seção geológica *strike* interpretada da área de estudo mostrando as principais estruturas geológicas e sequências sedimentares. As principais falhas cortam todas as sequencias sedimentares chegando até o fundo oceânico indicando a atividade tectônica ativa e recente na bacia.



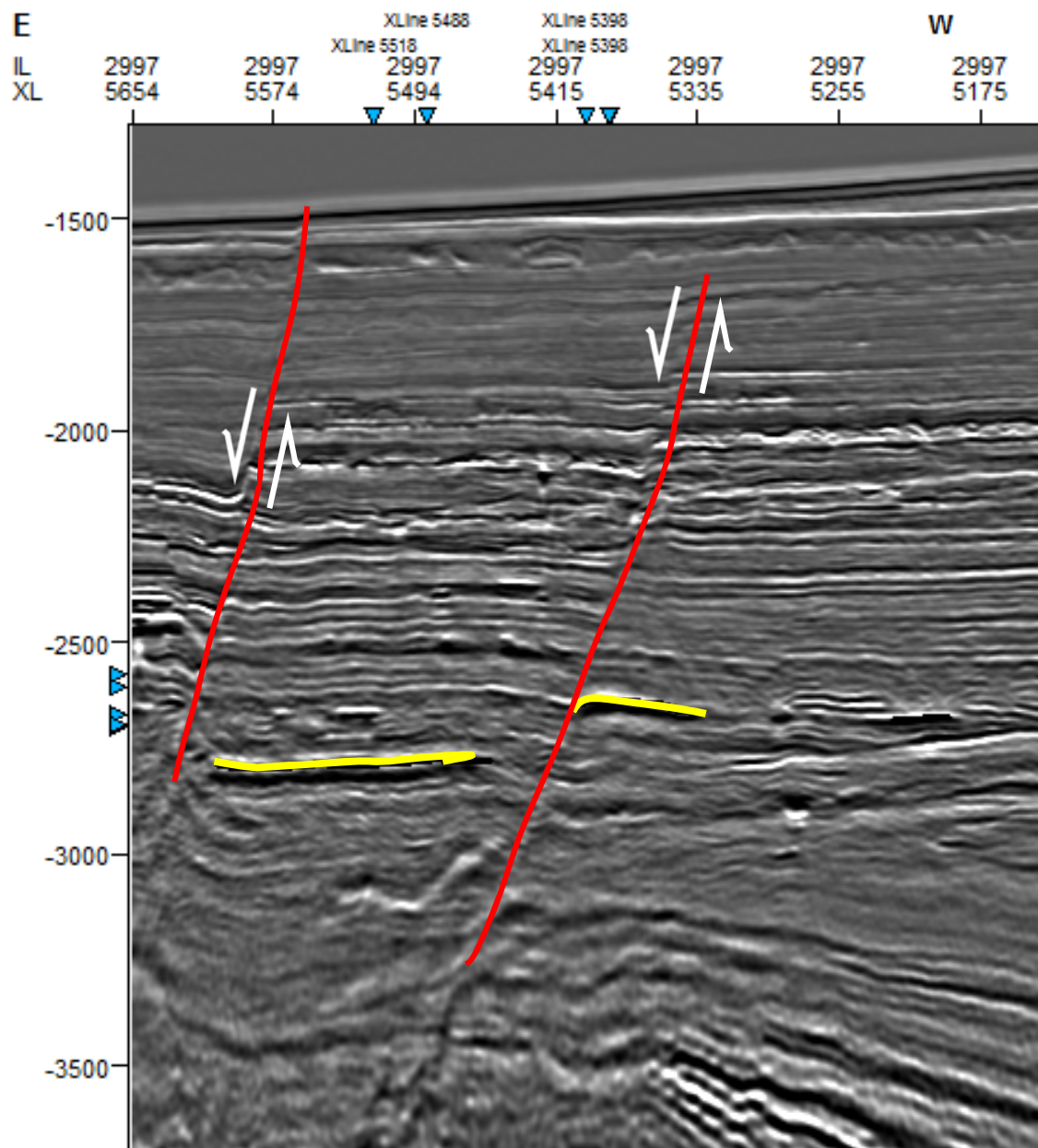
A compartimentação estrutural controlou a deposição dos turbiditos estando as falhas ativas até os dias atuais. Em consequência do arcabouço tectônico foi separado em dois corpos produtores de hidrocarbonetos (Figura 30). Pela distribuição do espaço tem-se falhas ativas que separam em dois níveis de profundidade. Pela disposição em perfil e verificando através da interpretação sísmica encontramos um rejeito de aproximadamente 150m entre os dois corpos.

As Figura 31 e Figura 32 mostram as principais falhas mapeadas na área em estudo. A compartimentação estrutural controlou a deposição dos turbiditos estando as falhas ativas até os dias atuais. Em consequência do arcabouço tectônico foi separado em dois corpos produtores de hidrocarbonetos (Figura 27). Pela distribuição do espaço tem-se falhas ativas que separam em dois níveis de profundidade. Pela disposição em perfil e verificando através da interpretação sísmica encontramos um rejeito de aproximadamente 150m entre os dois corpos.

RESULTADOS

Na Figura 30 pode-se observar o controle estrutural ativo, desde o embasamento atravessando todas as sequências deposicionais presentes até o fundo submarino. As falhas cortam o embasamento passando por janelas estruturais na sequência evaporítica, em que supriu de hidrocarbonetos os reservatórios superiores de idades mais recentes.

Figura 30 - Seção sísmica em profundidade vertical(m) mostrando o arcabouço estrutural próximo aos reservatórios. Nesta parte observa-se falhas normais ativas em vermelho com o rejeito entre os reservatórios destacados em amarelo.



As falhas apresentam direção SW-NE (Figura 32) mergulhando para SE ou NW, essa estruturação compartimentou em duas seções o reservatório a partir do rejeito que evoluiu com a tectônica distensional da bacia.

Figura 31 - Distribuição de falhas mapeadas na área de estudo. A superfície representa o topo estratigráfico do arenito que contém os reservatórios do eoceno.

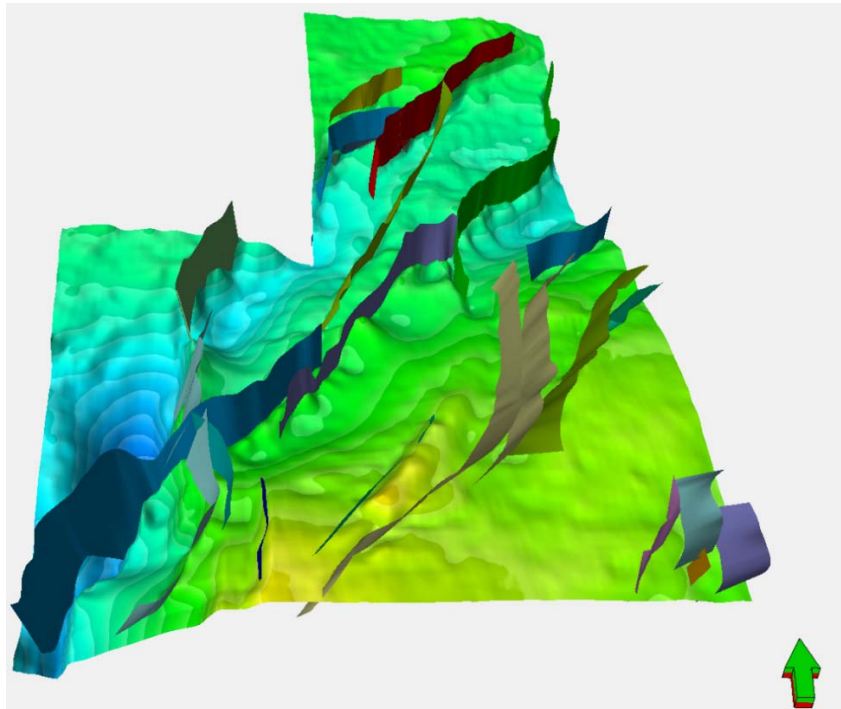
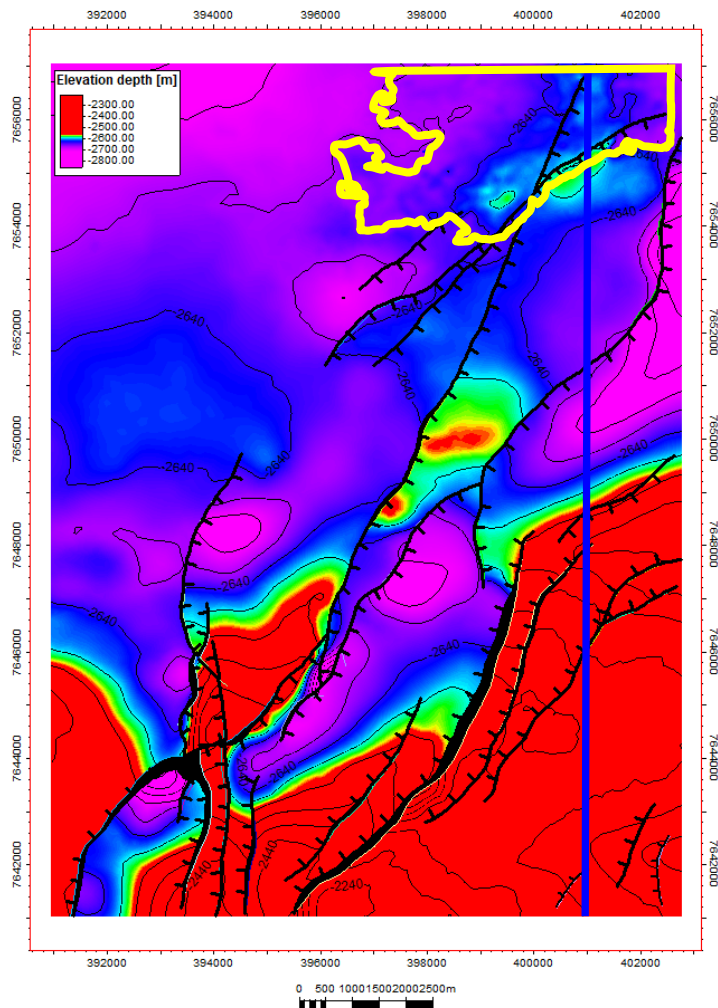


Figura 32 - Mapa estrutural com a distribuição das principais falhas interpretadas mostrando a direção preferencial SW-NE e mergulho SE e NW em superfície gerada a partir da isólita dos arenitos estudados. A linha azul corresponde ao perfil da Figura 29. O contorno em amarelo no topo da figura representa os limites do reservatório.



6.1.4. Organização e Processamento dos Dados

A área em estudo contempla 29 poços de petróleo, que estão relacionados na Tabela 1. Os poços são classificados de acordo com a categoria de sua utilização operacional: pioneiro (1), extensão (3), desenvolvimento (7), injeção (8) e especial (9). O número que inicia a sequência do nome corresponde a sua característica. Os poços apresentam na sua maioria os principais dados de perfis para interpretação e modelagem do reservatório.

Tabela 1- Poços do Parque das Baleias e os seus perfis catalogados existentes na base de dados fornecida pela ANP.

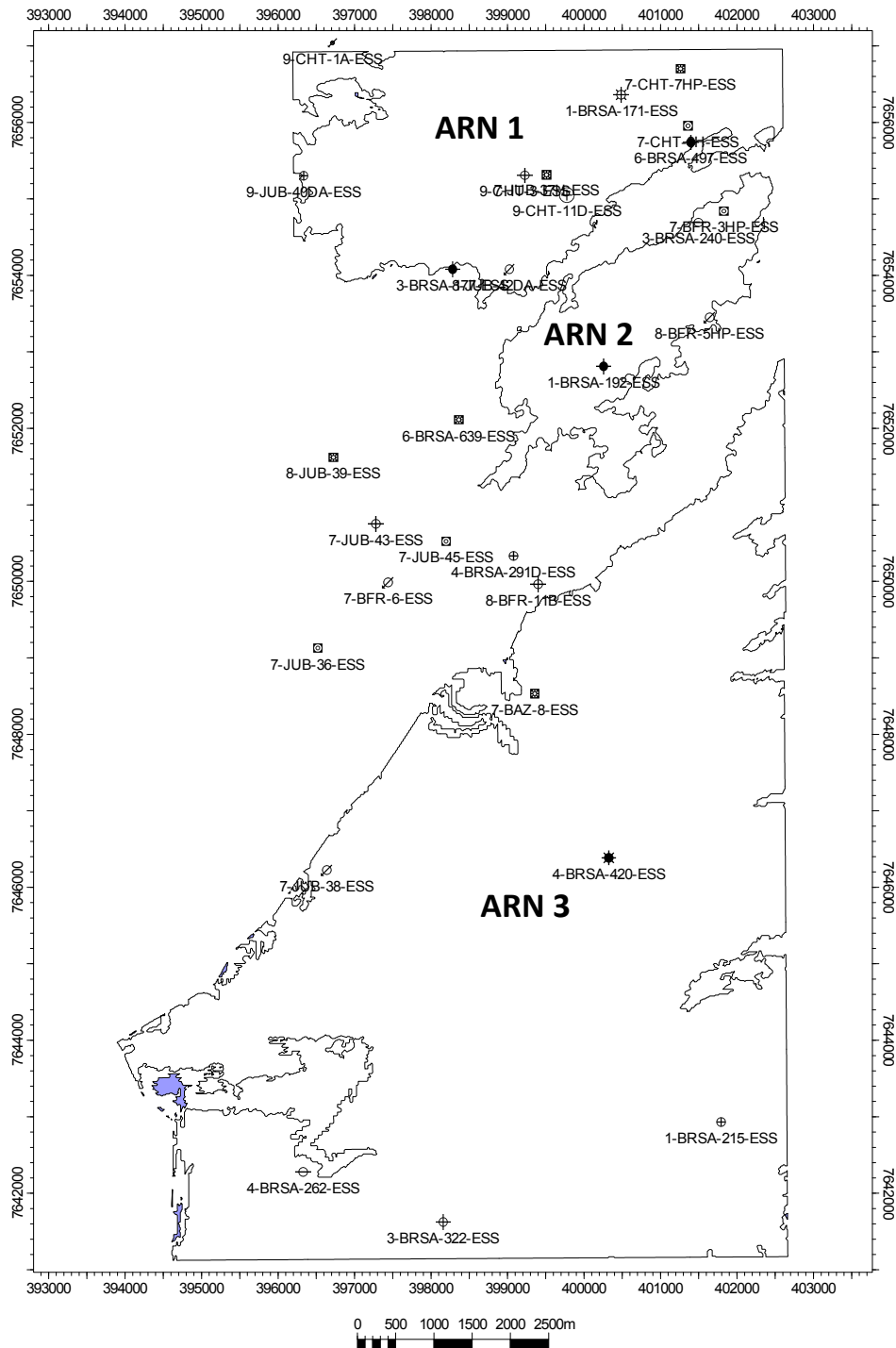
Poço	Raios Gama	Densidade	Neutrão	Resistividade	Sônico	Pré-Teste	LWD/Cabo
1-BRSA-171-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
1-BRSA-192-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
1-BRSA-215-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
3-BRSA-177-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
3-BRSA-240-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
3-BRSA-322-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
4-BRSA-262-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
4-BRSA-291D-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
4-BRSA-420-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
6-BRSA-497-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
6-BRSA-639-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
7-BAZ-8-ESS	X	X	X	X	X		LWD
7-BFR-3HP-ESS	X	X	X	X	X	X	LWD/Cabo
7-BFR-6-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
7-CHT-7HP-ESS	X	X	X	X	X		LWD
7-CHT-9H-ESS	X	X	X	X	X		Cabo
7-JUB-36-ESS	X	X	X	X	X		
7-JUB-37H-ESS	X	X	X	X	X		Cabo
7-JUB-38-ESS	X	X	X	X	X		Cabo
7-JUB-43-ESS	X	X	X	X	X		Cabo
7-JUB-45-ESS	X			X			LWD
8-BFR-11B-ESS	X	X	X	X	X		Cabo
8-BFR-5HP-ESS	X	X	X	X	X		LWD
8-JUB-39-ESS							
8-JUB-42DA-ESS	X			X			LWD
9-CHT-1A-ESS	X	X	X	X	X		Cabo
9-CHT-3-ESS	X	X	X	X	X	X	Cabo
9-JUB-40DA-ESS	X			X			LWD
8-CHT-10HA-ESS	X	X	X	X	X		LWD

Na Tabela 1 é mostrada uma relação dos perfis adquiridos para cada poço e qual tipo de aquisição, LWD ou a cabo. Com essas informações tem-se a ideia de recobrimento da área estudada e com isso menos incerteza na

representatividade de informações para aplicar a modelagem das propriedades de reservatório.

A Figura 33 mostra a distribuição espacial dos poços da área de estudo. Nem todos os poços possuem informações dos reservatórios do Eoceno. Alguns tem como alvo os reservatórios do pré-sal e não foram adquiridos dados de perfilagem nos intervalos correspondentes aos reservatórios de idade Eoceno.

Figura 33 - Mapa de Localização de todos os poços contidos nas áreas onde se encontram os arenitos eocênicos no polígono estudado.



Foram arbitrados dois corpos de arenitos (ARN1 e ARN2) com potencial zona de interesse e que foram avaliados. A relação de poços que estão contidos

em cada corpo e que serviram como fonte de dados para a avaliação estão relacionados na Tabela 2. A Figura 34 mostra a localização dos poços em cada um dos corpos definidos. O terceiro corpo (ARN3) não foi considerado, porque não apresentou nos dados de perfis zonas de interesse com hidrocarbonetos.

Figura 34 - Mapa de localização dos poços utilizados nas áreas ARN1 e ARN2 que possuem dados que possibilitaram a avaliação petrofísica.

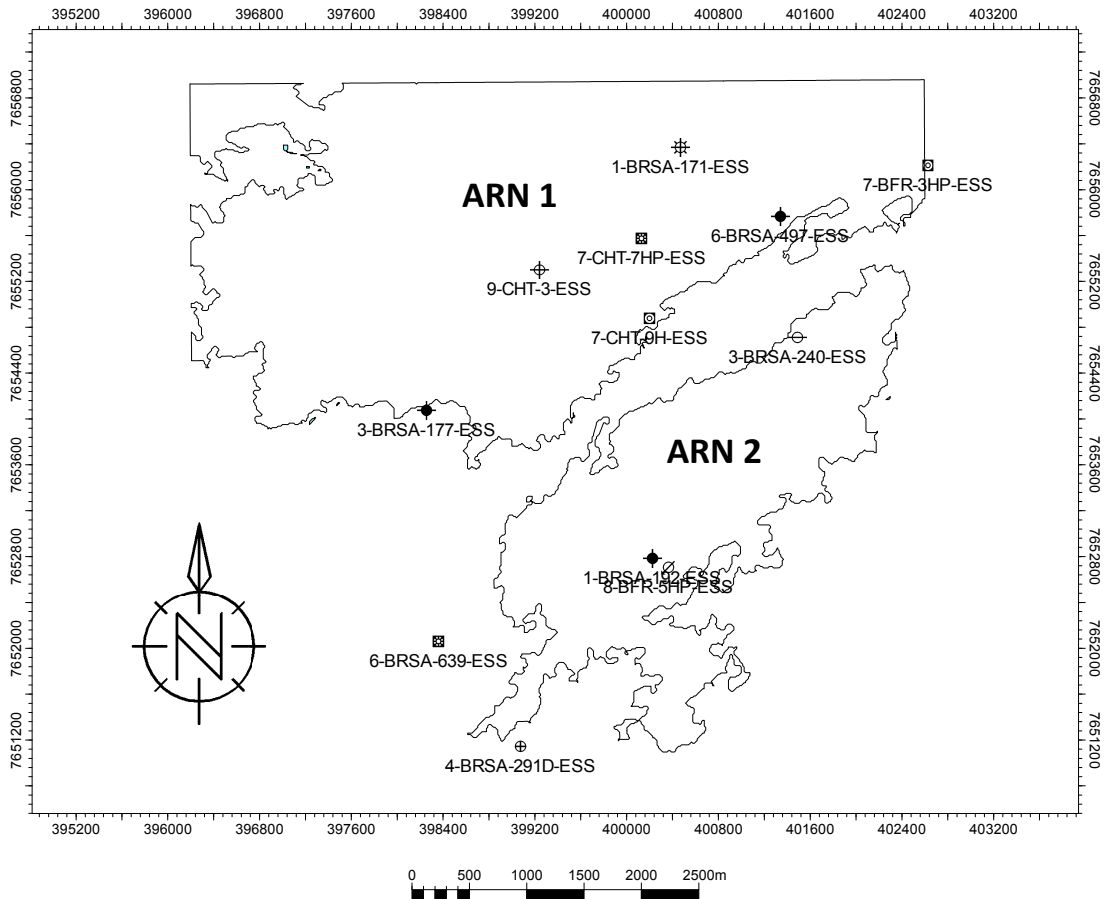


Tabela 2- Relação dos poços, selecionados e utilizados do Parque das Baleias para os corpos ARN1 e ARN2 e que apresentam dados completos para avaliação petrofísica.

Relação de Poços ARN1	Relação de Poços ARN2
1-BRSA-171-ESS	1-BRSA-192-ESS
3-BRSA-177-ESS	3-BRSA-240-ESS
6-BRSA-497-ESS	4-BRSA-291D-ESS
7-BFR-3HP-ESS	6-BRSA-639-ESS
7-CHT-7HP-ESS	8-BFR-5HP-ESS
7-CHT-9H-ESS	
9-CHT-3-ESS	

Os mnemônicos e características de todas as curvas exportadas estão representadas na Tabela 3, conforme o tipo de dado. Essas informações foram importadas para o programa *Petrel* e serviram de subsídio para a criação do modelo geológico.

Tabela 3 - Relação das curvas criadas no processamento das informações e que foram exportadas para o *Petrel*. Cada poço apresenta uma estrutura igual onde todas as curvas possuem o mesmo nome correspondente a sua característica e estão listadas abaixo.

Curva	Característica	Unidade
GR	Raios Gama	° API
RESC	Resistividade Curta	ohm.m
RESM	Resistividade Média	ohm.m
RESP	Resistividade Profunda	ohm.m
DEN	Densidade	g/cm ³
NEU	Neutrão	dec
DTC	Sônico Compressional	ms/ft
DTS	Sônico Cisalhante	ms/ft
PHI	Porosidade	dec
PHIE	Porosidade Efetiva	dec
PHIFF	Porosidade Fluido Livre	dec
PHIT	Porosidade Total	dec
TEMP	Temperatura	°F
VSH	Volume de Argila	dec

6.1.5. Correlação dos Poços

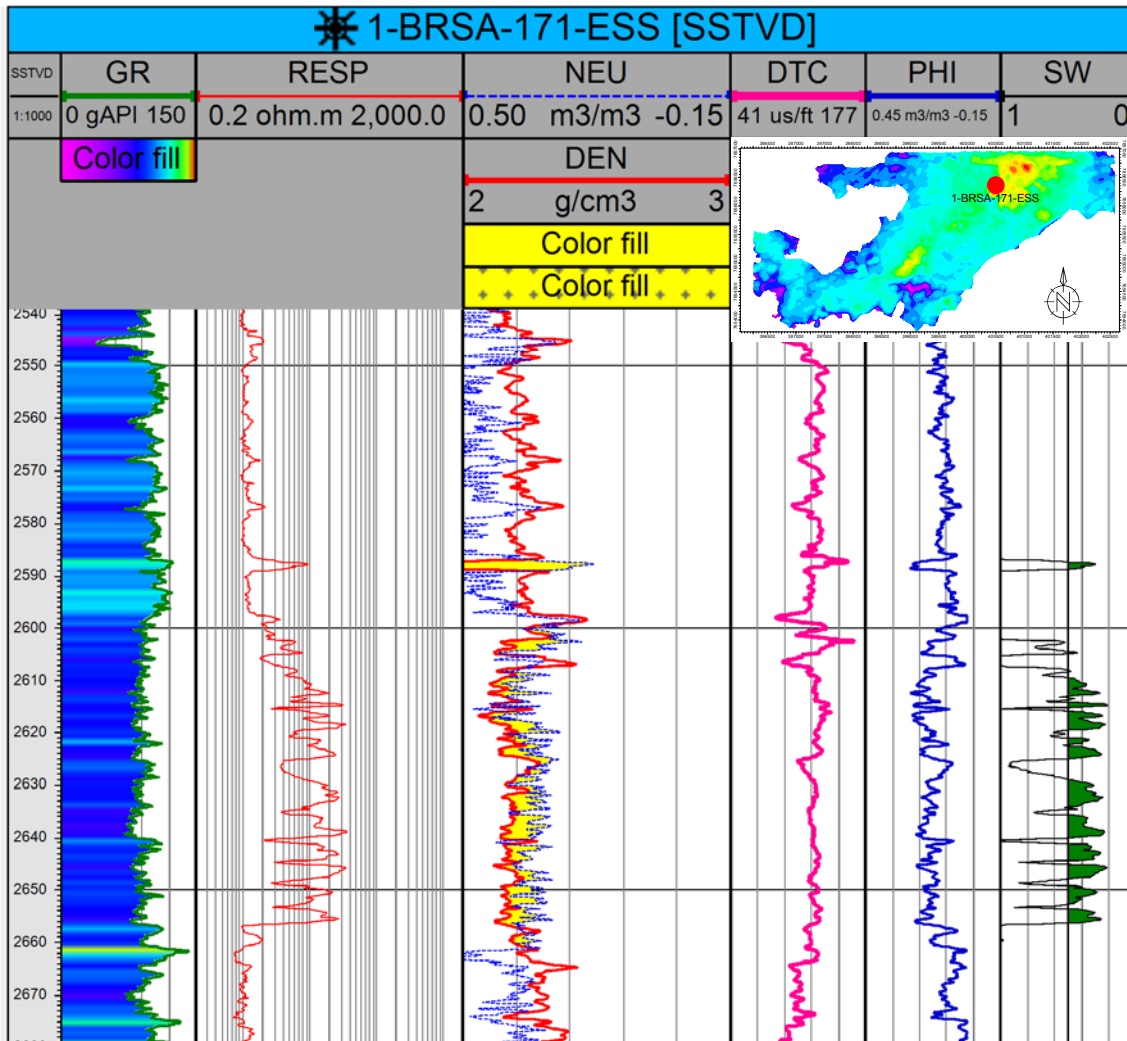
Em função da compartimentação dos dois corpos areníticos ARN1 e ARN2, que contém hidrocarbonetos e que estão estruturalmente separados (Figura 20), foi necessário avaliar as propriedades petrofísicas de cada um individualmente. A Figura 34 mostra os contornos dos dois corpos onde foram concentrados os estudos da avaliação petrofísica.

A Figura 35 do poço 1-BRSA-171-ESS contém a suíte de perfil básicos representativos do reservatório denominado ARN1. Neste contexto, pode-se observar que o corpo de arenito apresenta uma estrutura com características de interlaminações argilosas com arenosas. Existe uma leve declinação do perfil de raios gama apresentando valores muito altos. Esses valores anômalos são resposta direta da presença de feldspato, devido ao caráter arcossiano da formação, como comentado anteriormente e demonstrado na Figura 28.

A análise dos perfis de resistividade com valores altos de até aproximadamente 25 ohms.m e as sequências de cruzamento (destacados em amarelo) entre as curvas de densidade e porosidade neutrão confirmam que o intervalo contém um reservatório poroso e está preenchido com um fluido altamente resistivo. Neste poço não foi possível identificar contato óleo água pelos perfis de resistividade.

O perfil sônico compressional apresenta certa uniformidade no intervalo do reservatório, indicando que embora tenhamos intercalações argilosas, as velocidades de propagação na matriz são semelhantes. Essa resposta está associada a resolução vertical da ferramenta, que impede detecção de camadas sedimentares delgadas.

Figura 35 - Poço 1-BRSA-171-ESS representativo do reservatório ARN1 existente na parte mais ao norte da área de estudo. No detalhe a localização do poço no mapa.



Os resultados da quantificação no intervalo do reservatório são discriminados em alguns termos como porosidade que contém uma média 15%, saturação média 35%, *gross* de 49,2 metros, *net pay* de 39,6 metros e razão *net to gross* de 0,805.

O poço selecionado como o representativo do corpo arenítico ARN2 é o 3-BRSA-240-ESS que pode ser visto sua localização na Figura 36 (indicado pela seta verde), e também mostra os poços que foram utilizados para as correlações nos reservatórios analisados destacados pelos pontos vermelhos no mapa.

Figura 36 – Mapa de espessuras de arenitos do reservatório com a localização dos poços onde foram definidos os perfis para correlação. A escala de cor define a espessura de reservatório em metros.

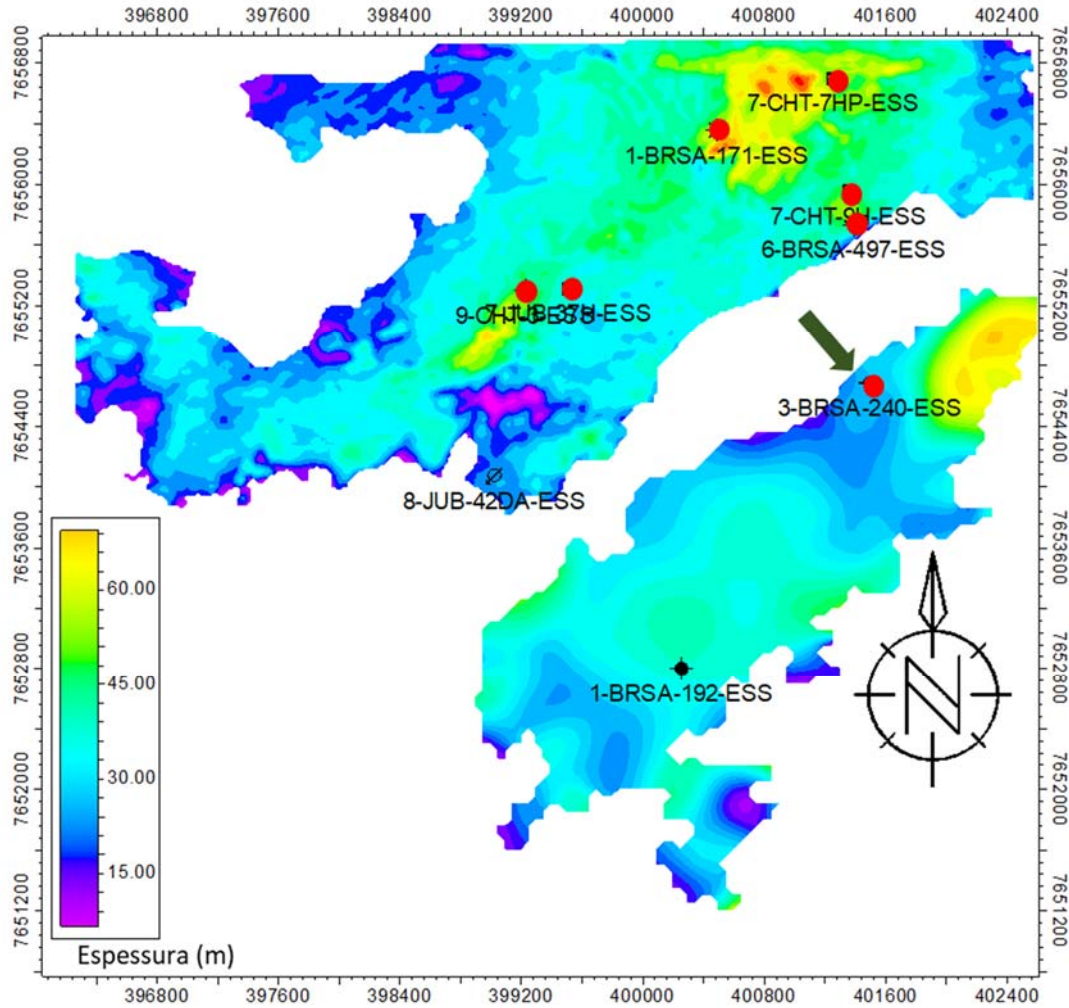
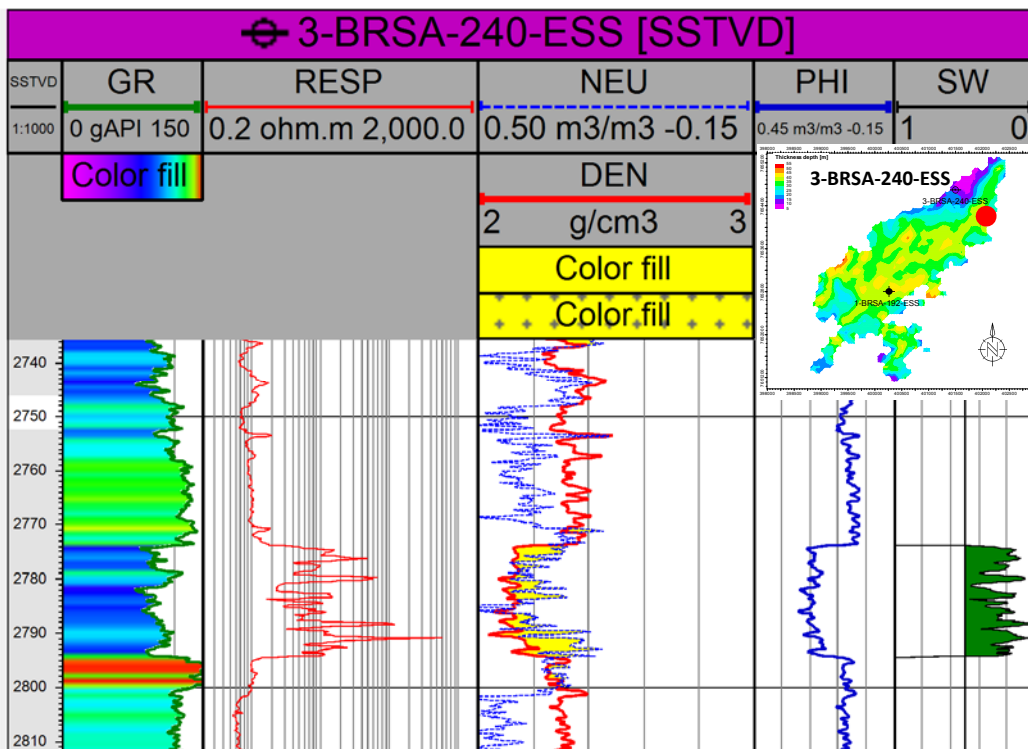


Figura 37 - Poço 3-BRSA-240-ESS representativo do reservatório ARN2 da área de estudo. No detalhe a localização do poço no mapa.



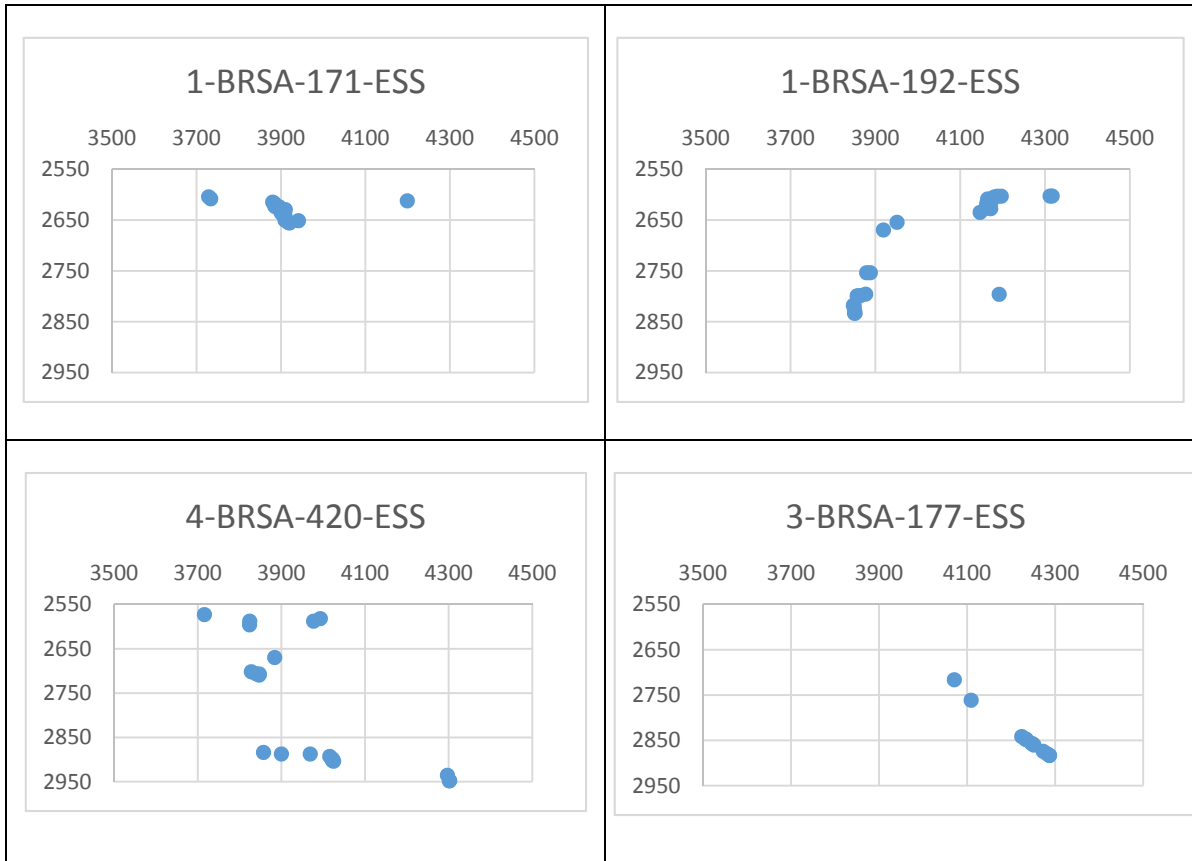
Pode-se observar na Figura 37 que o comportamento dos perfis do poço 3-BRSA-240-ESS é muito semelhante ao do poço 1-BRSA-171-ESS, indicando um sistema deposicional semelhante entre os corpos areníticos de lobos turbidíticos que estrutura os dois reservatórios. No poço 3-BRSA-240-ESS também não foi possível identificar contato óleo/água pelos perfis resistivos.

Em termos gerais, o poço 3-BRSA-240-ESS (Figura 37) apresenta valores maiores dos parâmetros de reservatórios, quando comparado com o poço 1-BRSA-171-ESS, indicado um reservatório com melhores condições permoporosas, maior saturação e maior *net to gross*. A porosidade média é de 22%, a saturação média 28%, *gross* de 14,85 metros, *net pay* de 14,80 metros e com razão *net to gross* de 0,996.

Os poços da área apresentam dados de pressão obtidos na perfilagem a cabo. A análise dos gráficos de pressão por cota dos (Figura 38) poços foi inconclusiva, devido a dispersão dos pontos em todos os poços, não sendo possível a definição de contatos óleo/água nestes dois corpos de arenitos por esse método. Nestes exemplos ou existe uma dispersão que não se pode traçar uma linha de gradiente com baixa incerteza ou os pontos de pressão não foram adquiridos nos reservatórios analisados.

Em função da impossibilidade de definir os contatos de óleo/água nos gráficos pressão por cota a análise dos perfis de resistividade foi a única alternativa deste modo nos reservatórios não se identificaram características da presença de água, ou seja, valores de baixa resistividade. Foi considerado que no intervalo do reservatório que não há contatos óleo/água e que estão completamente preenchidos de hidrocarbonetos.

Figura 38 - Gráficos de pressão *versus* cota de quatro poços onde observa-se a dispersão dos pontos, não sendo possível traçar linhas de gradiente ou não foram adquiridos pontos de pressão no intervalo dos reservatórios analisados.



As Figura 39 e Figura 40 mostram as correlações entre os poços presentes nas regiões ARN1 e ARN2, mostrando que os perfis de resistividade não apresentam contrastes de baixas resistividades dentro do reservatório, indicando que não existem contatos óleo/água nesses intervalos analisados.

Figura 39 - Perfis de correlação da área denominada ARN1, onde é destacada o reservatório entre os poços, destacados nas linhas vermelhas, e a inexistência de contatos.

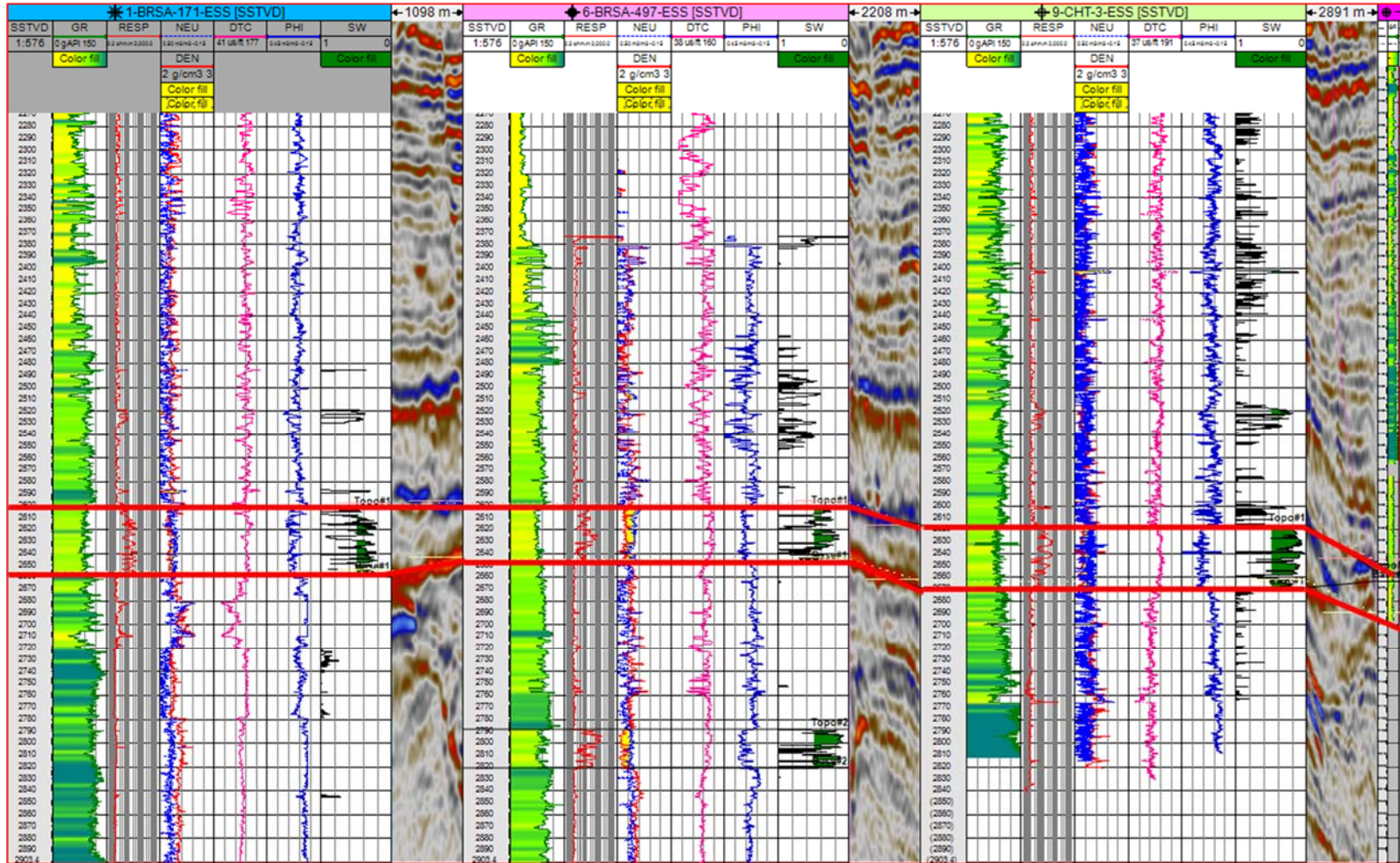
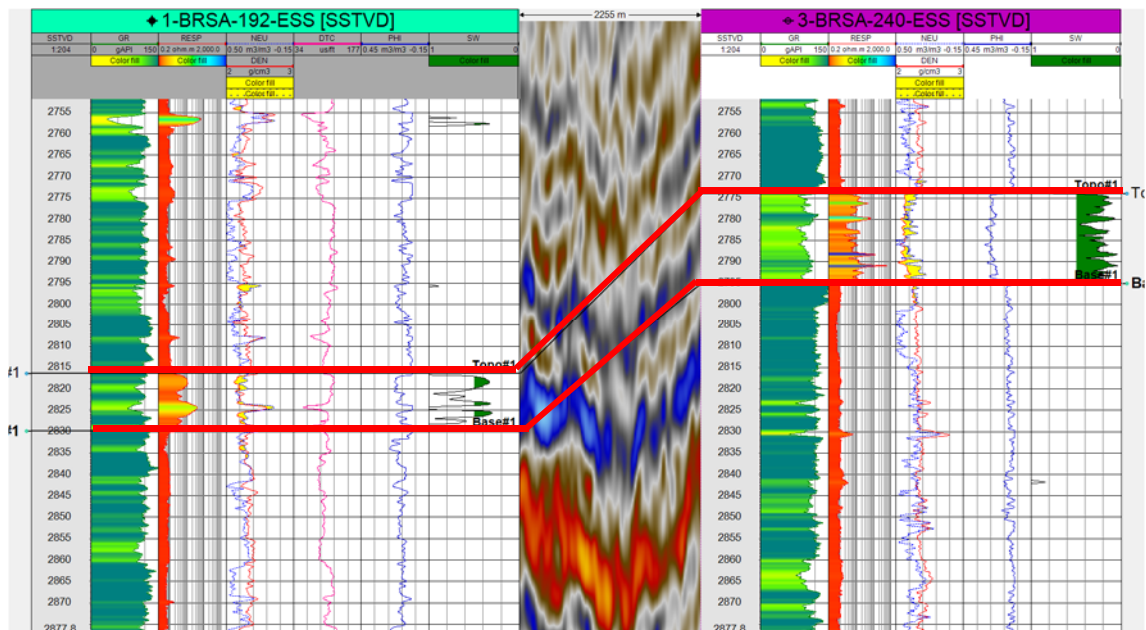


Figura 40 - Perfis de correlação da área denominada ARN2, onde é destacada o reservatório entre os poços e a inexistência de contato óleo-água.

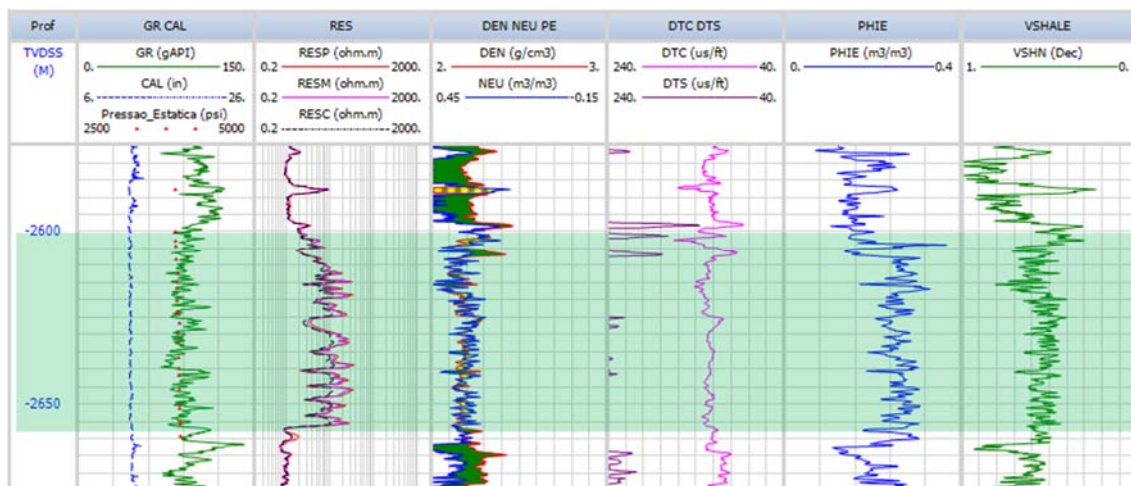


6.1.6. Caracterização Litológica das Rochas Reservatórios

A análise visual dos dados de resistividade ressalta intervalos com presença de hidrocarbonetos onde os valores de resistividade são superiores a 100 ohm.m e também destacados pelos cruzamentos de curvas de porosidade neutrão e densidade, que indicam a presença de rochas reservatórios, neste caso, os arenitos eocênicos. Os estudos também mostram pelos parâmetros petrofísicos e gráficos diagnósticos que os reservatórios apresentam um conteúdo de argila, que serão visualizados nos dados de perfis por marcadores específicos de conteúdo de folhelho.

A disposição dos perfis nos permite identificar qualitativamente a zona potencial de hidrocarbonetos ao longo do delineamento das curvas. As características visuais entre as curvas dentro do intervalo destacado em verde na Figura 41 mostra a resistividade em patamares elevados na zona de interesse, o perfil sônico com um traço diferente quando comparado as profundidades adjacentes e as curvas de porosidade e Volume de Argila em patamares discrepantes.

Figura 41 - Perfis de raios gama, resistividade, densidade neutrão, sônico compressional e sônico cisalhante, porosidade efetiva e Volume de Argila do poço 1-BRSA-171-ESS.



Para a caracterização litológica e identificação de zonas de reservatórios utilizou, por exemplo, o *crossplot* da Figura 42, que mostra a concentração de baixas densidades e impedância compressional indicando a perspectiva de reservatório na zona indicada na Figura 41. O círculo vermelho na Figura 42 mostra os menores patamares de raios gama contra valores de baixa densidade e impedância justamente na zona verde destacada na Figura 41. Esses valores baixos indicam uma rocha porosa com presença de fluido preenchendo os poros devido os altos valores de resistividade, sendo então o indicativo de reservatório com presença de hidrocarboneto.

A Figura 43 mostra a identificação da mineralogia predominante usando como exemplo o poço 1-BRSA-171-ESS. Como de acordo os valores calculados para os reservatórios dos reservatórios ARN1 e ARN2, existe uma predominância de quartzo. Não foi conclusivo essa avaliação possivelmente pela influência de baritina o que elevou os dados de leitura e comisso aumentado os valores médios de leitura de densidade.

A menor concentração de quartzo pode ser explicada nestes reservatórios pela presença de feldspato, isso diminui a contribuição de quartzo e eleva as proporções de calcita e dolomita. Os pontos destacados em verde representam a faixa de 75 a 100 API de valores de raios gama para os arenitos presentes no reservatório.

Figura 42- Gráfico diagnóstico para identificação de zonas de fluido nos reservatórios analisados.

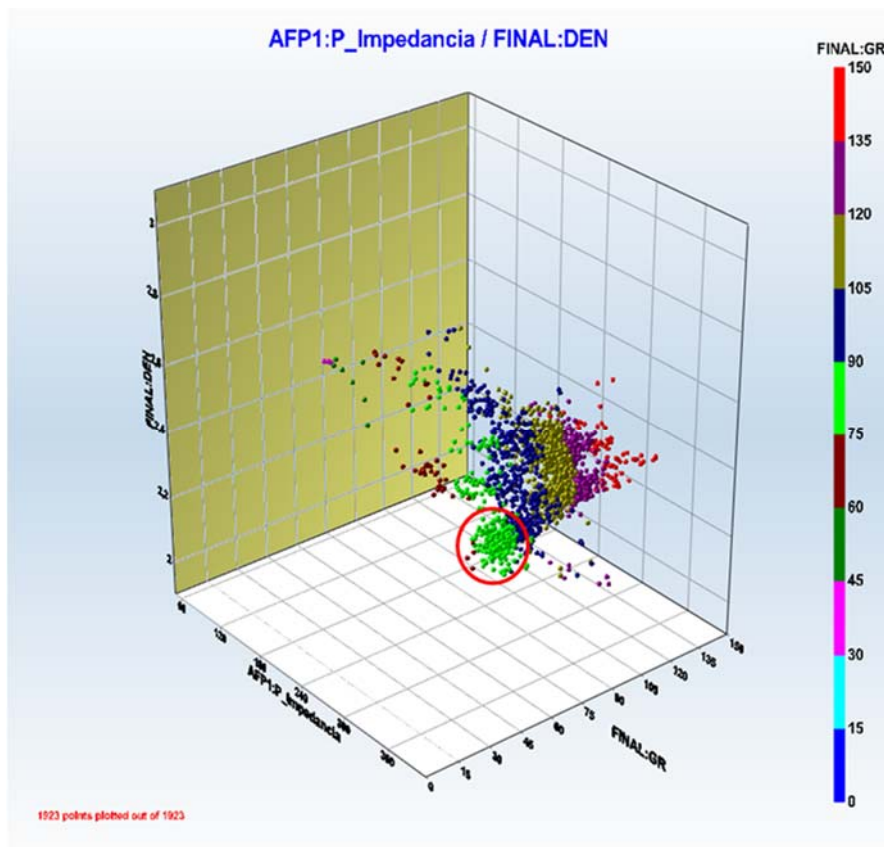
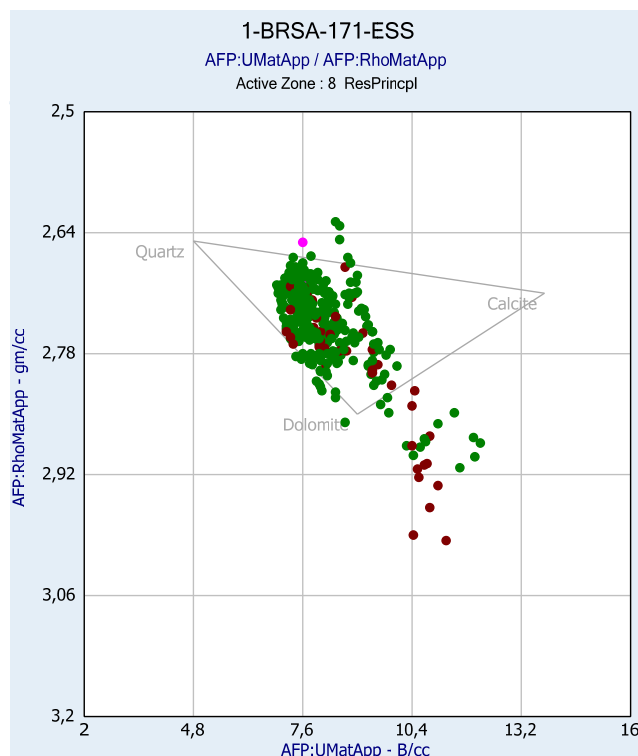


Figura 43- Identificação da mineralogia predominante nos reservatórios ARN1 e ARN2, aos quais indicam componentes de calcita e dolomita presentes como fração das composições calculadas. Estas informações não estão conclusivas possivelmente pela influência de baritina presentes no fluido de perfuração

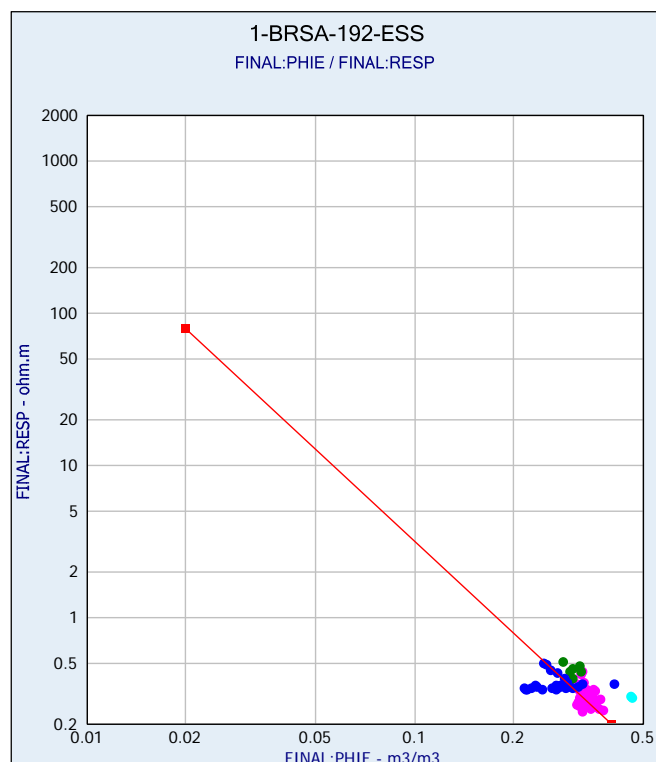


As correlações dos poços, análises petrofísicas dos perfis e de gráficos diagnósticos possibilitaram identificar o tipo de litologia predominante nas rochas reservatórios e se trata de rochas siliciclásticas de composição quartzosa e caráter arcossiano.

6.1.7. Saturação de Água

A saturação de água é calculada com dados de entrada obtidos graficamente pelo reconhecimento de padrões de distribuição de pontos plotados oriundos de dados de perfis. No exemplo da Figura 44 do poço 1-BRSA-192-ESS mostra como se obteve a resistividade da água de formação por meio da interpretação gráfica dos dados de perfis. Nesta figura, utilizou-se valores padrões para os expoentes de “m” e “n” igual a 2 e “a” igual a 1. Neste caso, o mais usual é utilizar valores padrões, pois como não existem dados de laboratórios, a incerteza fica restrita a informações da literatura. A resistividade da água de formação estimada pela análise do gráfico diagnóstico de Pickett é de 0,032 ohm.m e salinidade estimada de 80.000 ppm de NaCl, considerando a temperatura do reservatório de 145°F.

Figura 44 - Gráfico diagnóstico *Pickett* do poço 1-BRSA-192-ESS para verificar a salinidade e a resistividade da água de formação.

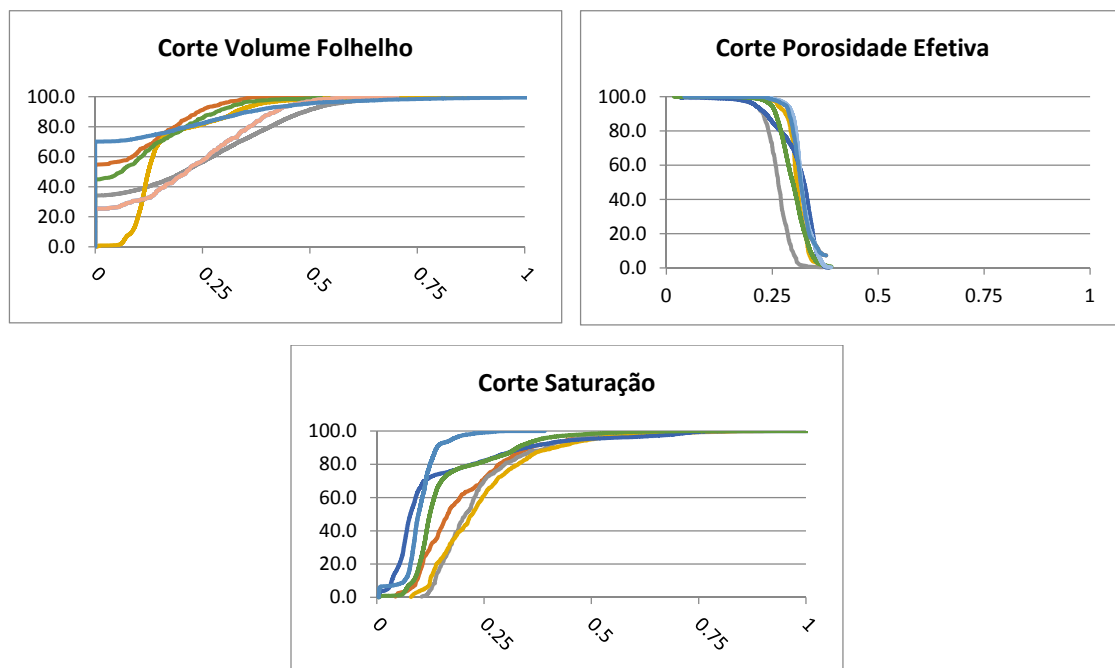


A obtenção dos valores de Volume de Argila, porosidade efetiva, resistividade verdadeira, coeficiente m , n e a da fórmula de *Archie* e resistividade da água de formação completa todos os elementos necessários para o cálculo da curva de saturação.

6.1.8. Totalização dos Reservatórios

Os valores de corte dos parâmetros petrofísicos utilizados para a avaliação do *Net Pay* foram: Volume de Argila igual a 0,55, porosidade igual a 0,18 e saturação de 0,55. Esses valores foram obtidos a partir do cálculo de coluna de hidrocarboneto acumulado, como mostrado na Figura 45. Na Tabela 4 estão relacionados os valores de corte para cada um dos parâmetros necessários.

Figura 45 - Gráficos diagnósticos para estimativa dos cortes dos parâmetros petrofísicos utilizados no cálculo de *Net Pay*.



As profundidades de topo e base em MD e TVS, os *gross*, *net* e razão *net to gross* (N/G), as porosidades, os volumes de folhelhos e as saturações médias, porosidades vezes espessuras ($\Phi \cdot H$) e porosidade vezes espessuras vezes saturações de óleo ($\Phi S_o \cdot H$) dos poços inseridos nas áreas analisadas são apresentadas na Tabela 4. Essas informações obtidas na totalização são parte da função empregada na criação do modelo tridimensional proposto neste trabalho.

Tabela 4 -Tabela consolidada de totalização das informações dos poços dos corpos ARN1 e ARN2, considerando os valores de corte encontrados pelos gráficos diagnósticos.

Poço	Topo	Base	Topo	Base	Gross	Net	N/G	Av	Av	Av	Phi*H	PhiSo*H
	MD	MD	TVD	TVD	TVD	TVD	TVD	Phi	Sw	VSh	TVD	TVD
1-BRSA-171-ESS	2611.53	2671.27	2611.36	2671.08	59.72	51.19	0.86	0.26	0.24	0.14	13.30	10.15
1-BRSA-192-ESS	2623.31	2653.94	2623.19	2653.82	30.63	20.57	0.67	0.32	0.33	0.09	6.52	4.38
7-BAZ-8-ESS	2578.20	2642.51	2576.74	2641.01	64.27	12.33	0.19	0.22	0.44	0.12	2.68	1.49
7-BFR-3HP-ESS	3003.08	4039.86	2747.80	2787.22	39.42	38.10	0.97	0.22	0.08	0.10	1.55	1.43
7-CHT-7HP-ESS	2930.45	3903.22	2622.60	2635.70	13.10	12.85	0.98	0.21	0.22	0.10	1.53	1.19
8-BFR-5HP-ESS	3062.32	3690.36	2833.19	2845.43	12.24	11.86	0.97	0.21	0.22	0.15	0.77	0.60
7-CHT-9H-ESS	2924.20	3893.77	2621.22	2645.52	24.30	18.03	0.74	0.18	0.20	0.28	0.07	0.06
3-BRSA-177-ESS	2484.88	2491.59	2484.70	2491.40	6.70	0.00	0.00	---	---	---	---	---
9-CHT-3-ESS	2629.05	2682.24	2628.98	2682.16	53.18	40.38	0.76	0.25	0.25	0.07	10.18	7.60
6-BRSA-497-ESS	2620.44	2664.56	2620.29	2664.41	44.12	0.00	0.00	---	---	---	---	---
3-BRSA-240-ESS	2789.99	2812.54	2789.50	2812.05	22.55	16.84	0.75	0.32	0.18	0.24	5.42	4.46
7-JUB-37H-ESS	3125.40	3973.20	2628.72	2634.72	6.00	0.00	0.00	0.19	0.19	0.23	0.00	0.00
8-JUB-42DA-ESS	2634.66	2675.20	2634.60	2675.13	40.53	0.00	0.00	---	---	---	---	---
Cutoffs Usados												
	Phi	Sw	Vsh									
	>= 0.18	<= 0.55	<= 0.55									

6.2. INTERPRETAÇÃO SÍSMICA

A resolução do dado sísmico permitiu identificar várias estruturas presentes na área. Isso facilitou o mapeamento e construção do modelo geológico. Em algumas seções sísmicas, as estruturas estão difíceis de serem identificadas, apresentando padrões caóticos com baixa resolução.

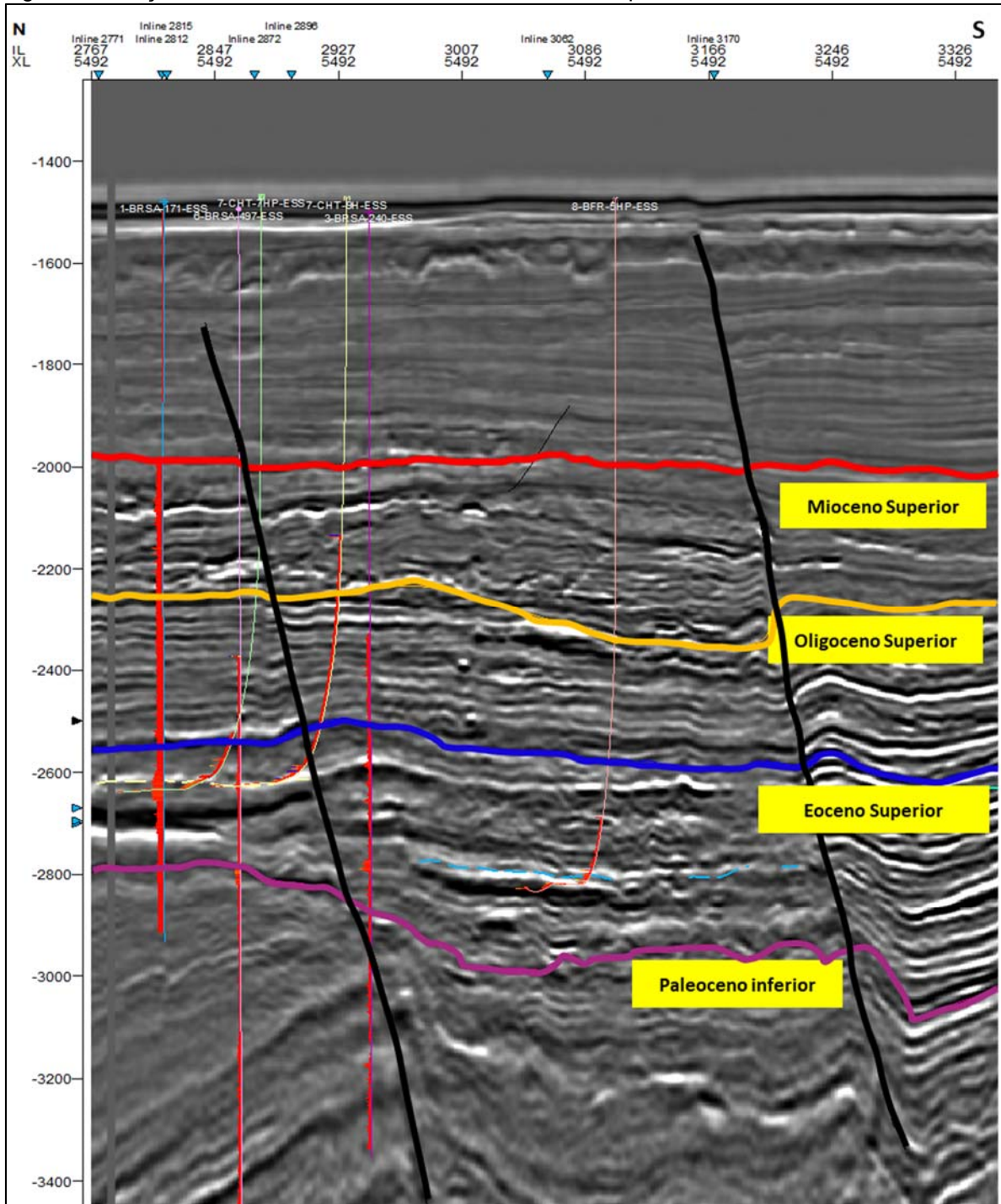
6.2.1. Amarração Sísmica Poço

A superfície do topo dos reservatórios com os marcadores definidos a partir dados de perfis apresentou em média uma diferença de 25 metros. Os dados de perfis de resistividade apresentavam a entrada do reservatório acima da amplitude mapeada como reservatório existente no volume sísmico. A Figura 46 mostra a distribuição de poços no horizonte de estudo com a diferença entre o topo do reservatório na amplitude mapeada e os perfis de resistividade.

RESULTADOS

A Figura 48 mostra a seção sísmica XL5492 N-S com os horizontes interpretados e correspondentes as zonas cronoestratigráficas interpretadas e os principais poços de correlação. Os poços estão representados com a inserção da curva de resistividade profunda para identificação do intervalo com presença de fluido resistivo.

Figura 48 - Seção sísmica XL-5492 com as discordâncias interpretadas.

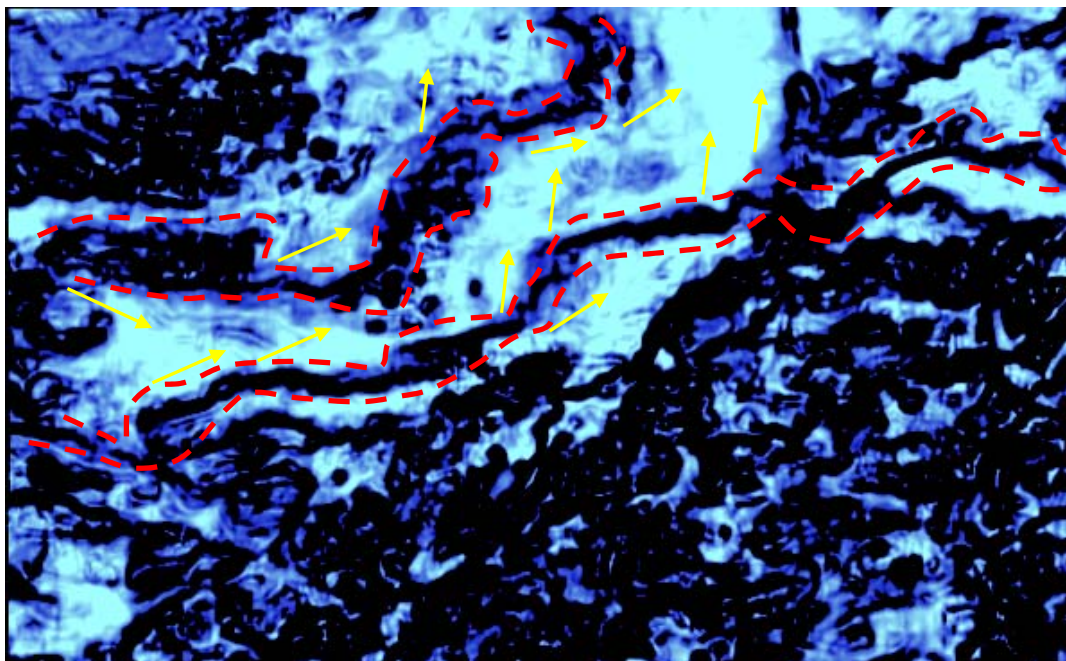


6.2.3. Atributos Sísmicos

Pelo grande potencial de predição de reservatórios, os atributos sísmicos possibilitam em todos os estágios do processo de modelamento geológico reduzir as incertezas e complementar os dados de avaliação de campos.

A definição de quais atributos que foram utilizados neste trabalho foi baseada nos resultados obtidos a partir de testes dos elementos disponíveis no software de interpretação *Petrel*. Foram analisados mais de perto os atributos filtro médio, impedância acústica relativa e contraste de amplitude, pois apresentaram os melhores resultados visuais com as características geológicas da formação em estudo. O detalhamento matemático dos atributos utilizados não é abordado, por estarem além das pretensões principais deste trabalho.

Figura 49 - Corte em Profundidade atributo Contraste de amplitude em -2665m, destacando um sistema de canal encaixado (entre as linhas tracejadas em vermelho) e o espraimamento (setas amarelas) dos sedimentos ao longo do corpo turbidítico no corpo ARN1.

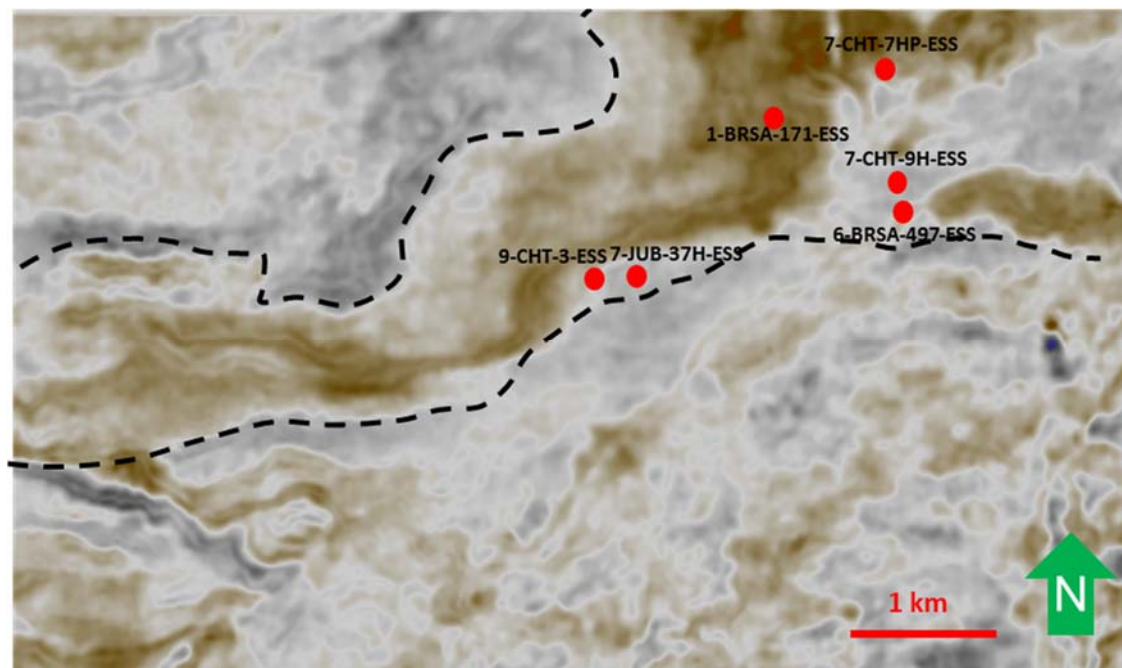


Com o atributo contraste de amplitude é possível ressaltar o encaixe do canal no corpo turbidítico e também o espraimamento dos sedimentos ao longo da zona de deposição do turbiditos. A Figura 49 está destacado o reservatório com a delineação do canal e o espraimamento dos sedimentos.

O atributo Filtro médio foi o escolhido para identificar as características estratigráficas dos dados sísmicos com o objetivo de destacar as variações

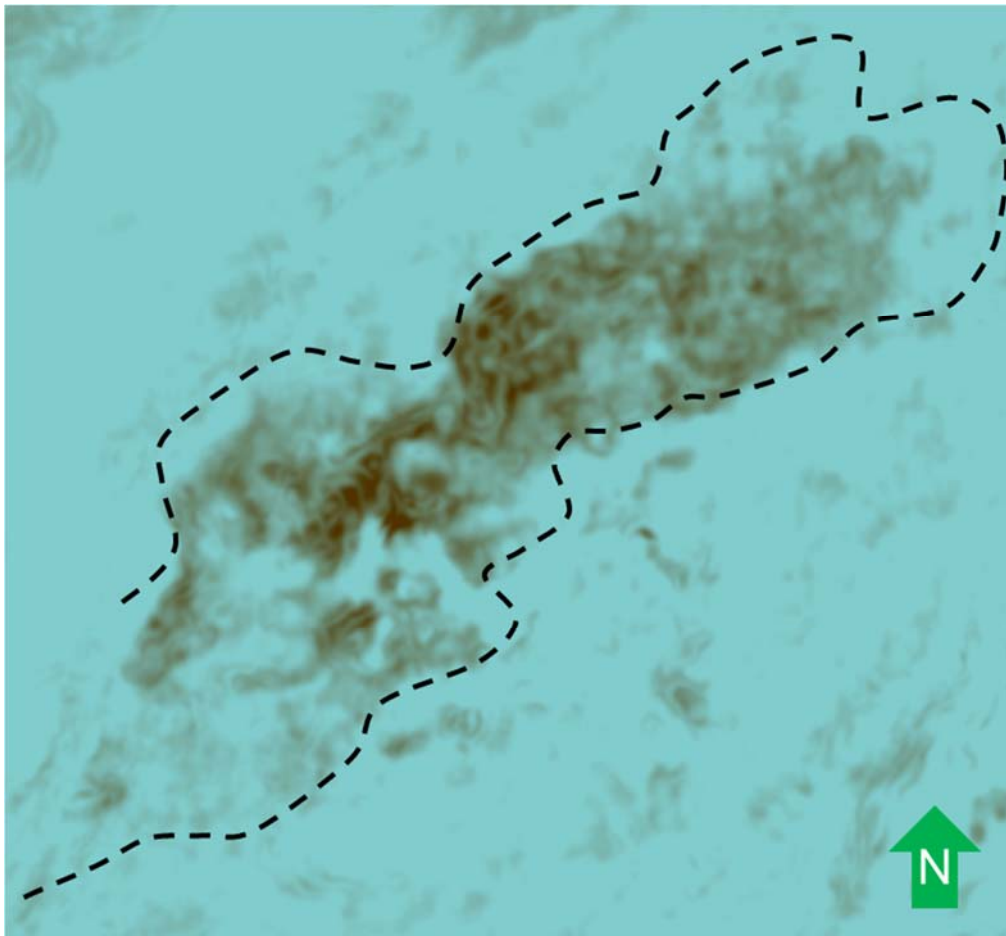
locais de estruturas e formas dos corpos sedimentares existentes. Esse atributo possibilitou a preservação e suavização dos horizontes, diminuindo os ruídos aleatórios de alta frequência. Com isso, vários aspectos paleo geomorfológicos dos turbiditos apresentaram com maior nitidez. A Figura 50 mostra a extensão do canal encaixado e meandrante com direção para dentro da bacia, conectado ao longo do principal *trend* SW-NE do reservatório.

Figura 50 - Corte em profundidade do atributo Filtro médio em -2665m, destacando um sistema de canal identificado no corpo ARN1. A linha pontilhada em preto representa uma interpretação dos limites do corpo turbidítico.



No corpo ARN2 também foi possível individualizar os canais presentes utilizando o atributo Filtro médio (Figura 51), mas com uma menor nitidez do que no ARN1. Em ARN1 existe uma menor incisão de canais com aspecto mais meandrante e um maior espriamento dos lobos turbidíticos, indicando um relevo mais plano na área de deposição. Neste trabalho, não será aprofundada a região onde se encontra o ARN2, por se tratar de um reservatório menor, foi concentrado os estudos de modelagem das propriedades petrofísicas no corpo ARN1.

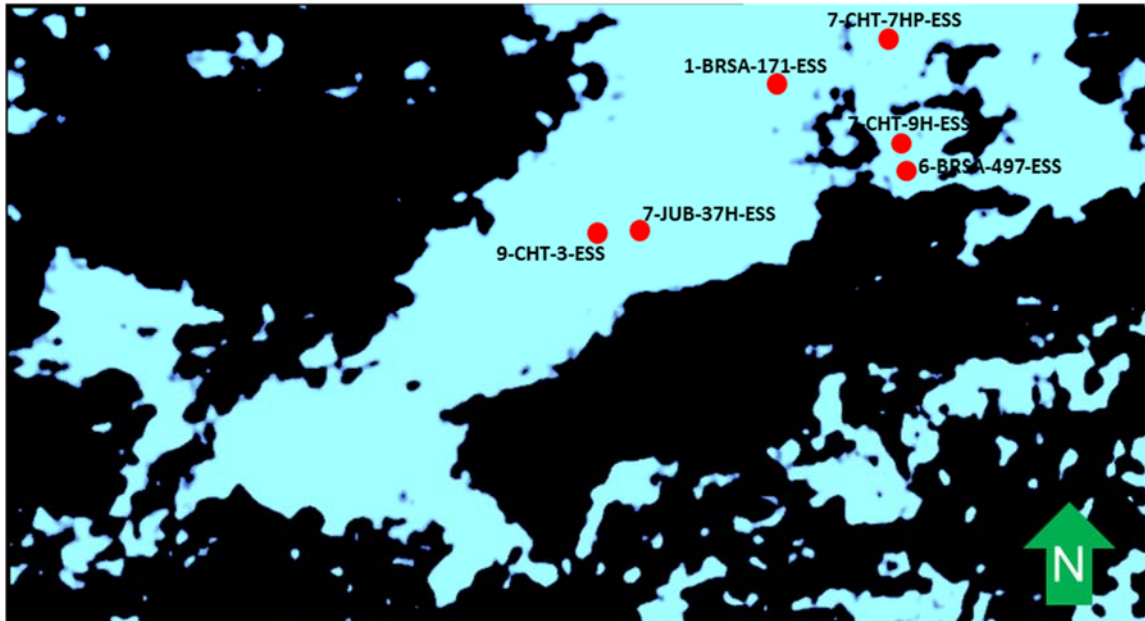
Figura 51 – Corte em profundidade do atributo *Filtro médio* em -2830m, destacando um sistema de canal identificado no corpo ARN2. A linha pontilhada em preto representa uma interpretação dos limites do corpo turbidítico.



Para obtenção de elementos do reservatório como a forma e o volume foram também escolhidos os atributos Impedância Acústica Relativa e Contraste de amplitude. Os contrastes de amplitudes existentes entre as camadas são ressaltados conforme a aplicação de janelas existentes no aplicativo *Petrel* no que se refere aos atributos escolhidos. Em virtude disso, as camadas são evidenciadas, limites puderam ser estabelecidos a partir da manipulação das paletas de cores, conforme os valores de grupos de amplitude. A identificação do reservatório permitiu o isolamento e a extração da forma foi obtida com a aplicação de filtragem sobre o elemento de interesse.

A Figura 52 mostra a aplicação de filtro na escala de cor sobre os atributos utilizados. Com isso, foi gerado um volume baseado nos valores de contrastantes de impedância relativa, com o objetivo de identificar e isolar uma região onde o corpo principal do reservatório estivesse presente.

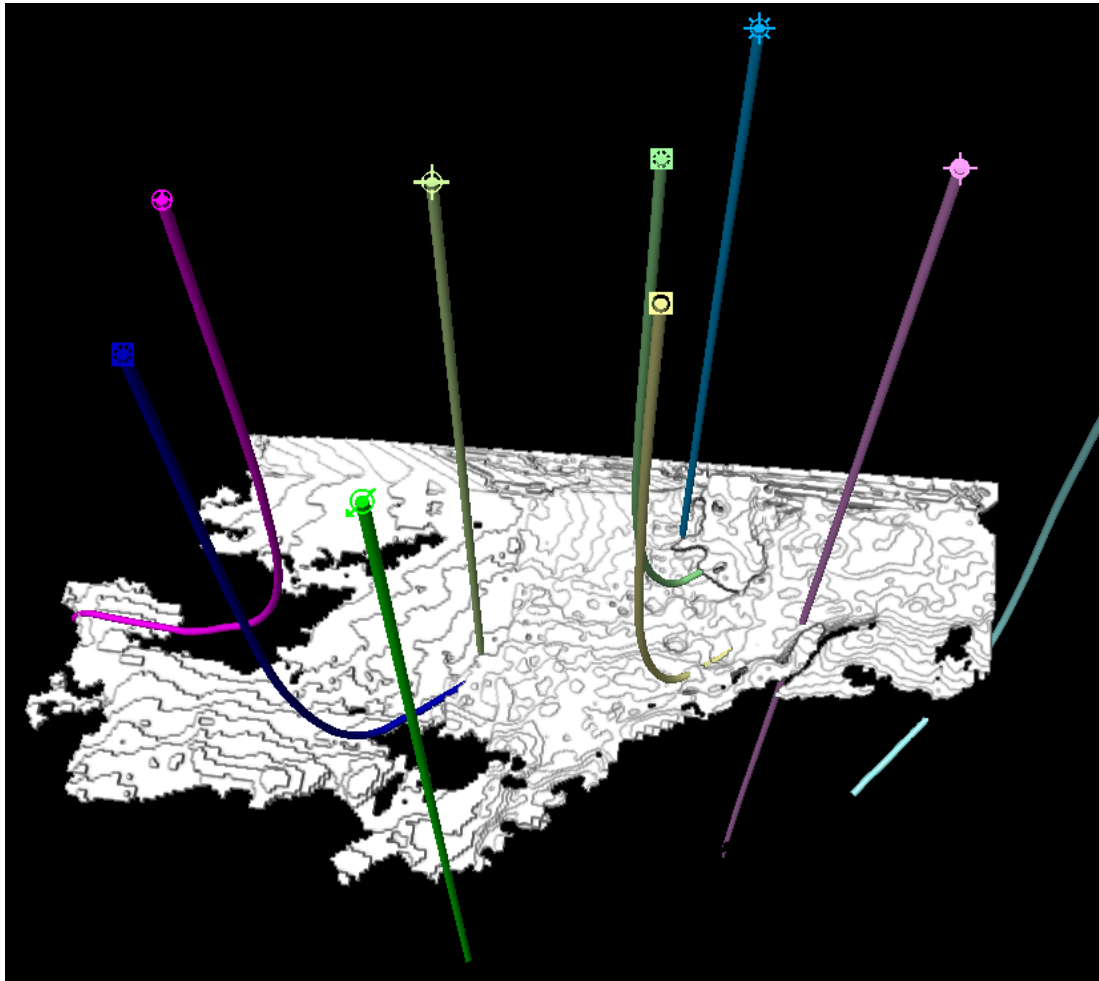
Figura 52 - Corte em Profundidade em -2666m mostrando o corpo ARN1 obtido a partir da aplicação de uma filtragem nos valores de impedância relativa, com o propósito de identificação e extração de um corpo geológico que estivesse presente o reservatório de idade Eoceno na área de estudo do Complexo do Parque das Baleias.



O volume extraído a partir da filtragem dos valores de impedância acústica relativa abaixo de $-1,191 \times 10^3$ resultou em um *geobody*, que contém o canal turbidíticos responsável pelo indicado como o reservatório de idade Eoceno na área de estudo. Gerando um resultado semelhante para a extração de *geobody* dos arenitos do reservatório ARN1 no atributo amplitude de contraste um filtro com valores inferiores a 0,02 para comparação e verificação contra os marcadores dos poços.

A partir do *geobody* obtido foram distribuídas as propriedades petrofísicas, como será abordado na seção 6.3. A Figura 53 representa o resultado da extração implementada no passo anterior. Neste caso verifica se a distribuição dos principais poços que cortam o corpo e sua forma extraída.

Figura 53 - *Geobody* extraído do corpo ARN1 a partir dos valores filtrados de impedância acústica relativa após a aplicação dos atributos impedância acústica relativa e contraste de amplitude. Os cilindros coloridos representam a trajetória dos poços de correlação.

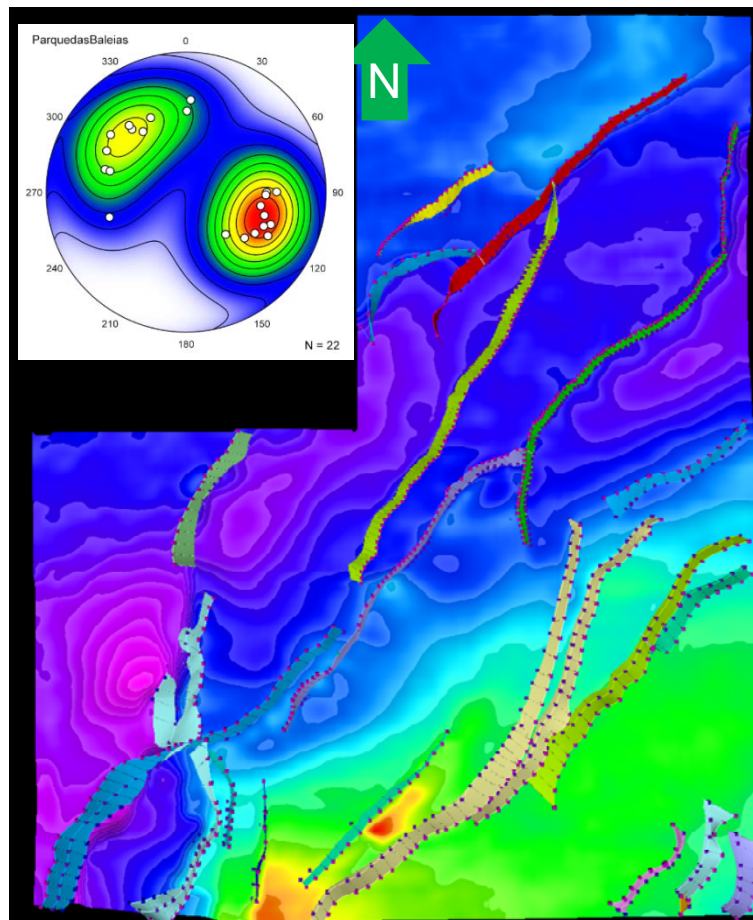


6.2.4. Modelagem Estrutural

Na construção do modelo estrutural foram necessárias duas interpretações para a identificação do plano geral de falhas uma na direção das *Inlines* e outra na direção das *Crosslines*, para correlacionar as linhas de caimento e direção e construir o modelo estrutural das falhas e, posteriormente, os planos principais das falhas.

O resultado final (Figura 54), após o mapeamento resultou em 22 falhas principais com direção preferencialmente SW-NE e basicamente nas formas normais e lítricas com mergulho de 30° a 45°, tanto para SE como para NW.

Figura 54 – Representação da distribuição de falhas interpretadas e vinculados a superfície do reservatório mapeada. O estereograma representa a distribuição espacial das falhas mapeadas, mostrando a direção e o mergulho médios. Sem escala.

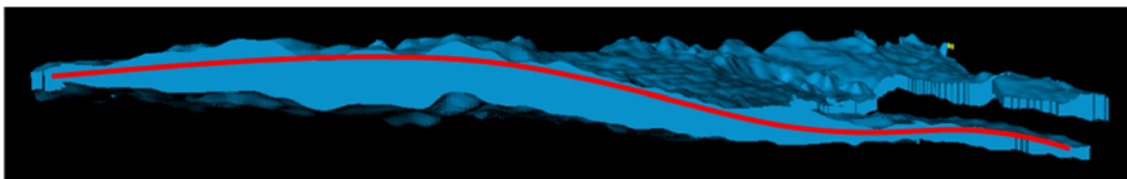


A Figura 54 apresenta no detalhe um estereograma das falhas mapeadas e mostra a distribuição espacial das falhas, destacando o seu mergulho aproximado para NW e SE e direção SW-NE.

Com a compartimentação do reservatório em um *geobody* foi necessário elaborar um panorama estrutural das falhas mapeadas para o reservatório ARN1 e também gerar grid regular para a distribuição dos parâmetros petrofísicos calculados a partir da avaliação dos poços usando a geoestatística.

O arcabouço onde o corpo turbidítico está inserido apresenta uma leve deformação, provavelmente em consequência da halocinese e consequente aumento do espaço de acomodação, o que pode ter proporcionado uma melhoria na condição de trapeamento. Na Figura 55, constata-se que o reservatório apresenta um arqueamento que pode ter contribuído para a acumulação de hidrocarbonetos.

Figura 55 - Perfil longitudinal de direção L-O do corpo ARN1, mostrando o leve arqueamento do corpo turbidítico possivelmente atribuído a ação da halocinese. A linha vermelha segue uma deformação interpretada. Sem escala.



O *geobody* final com elementos de grade refinado e estruturado em células de 20 por 20 metros é mostrado na Figura 56.

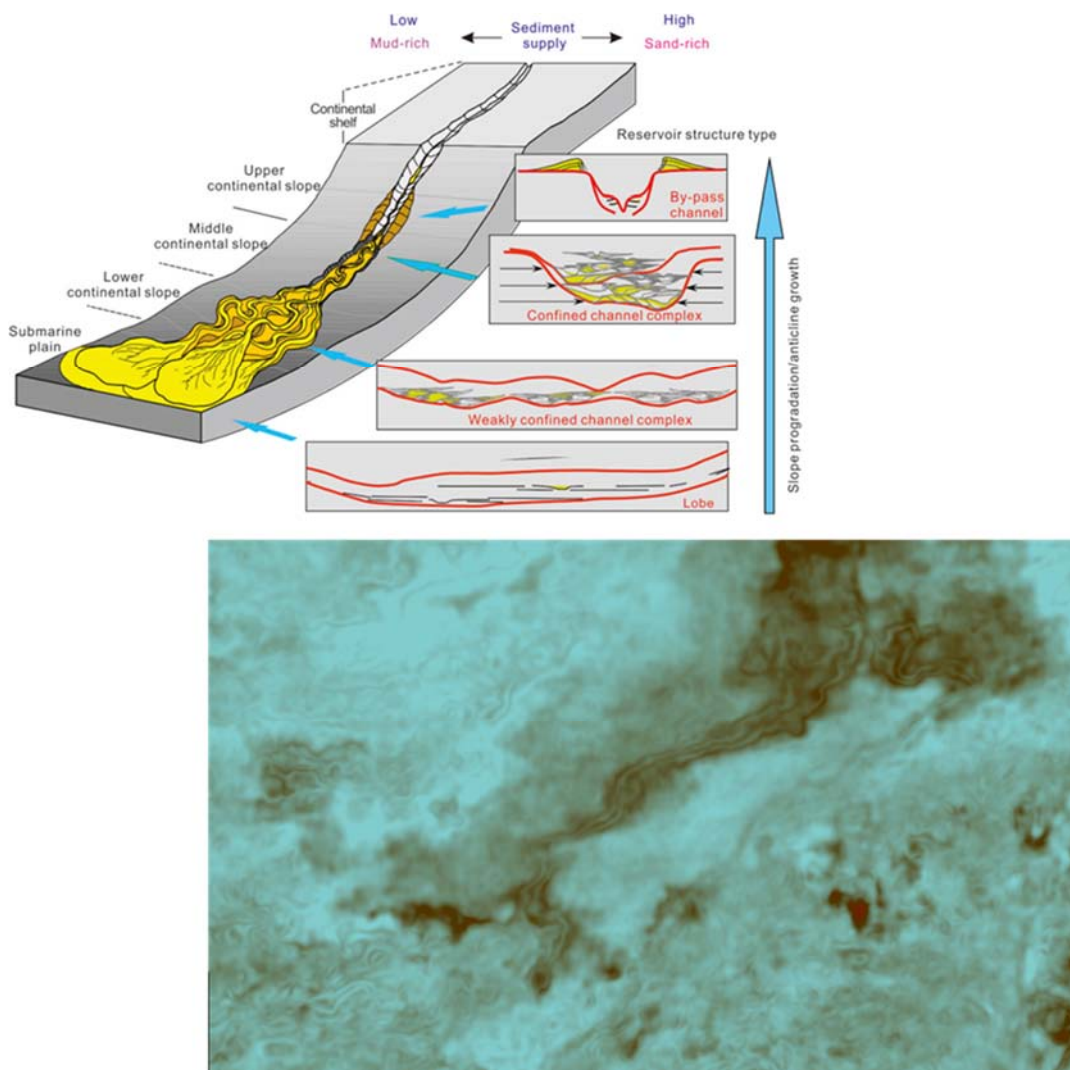
Figura 56 - Grade estrutural vista em planta do reservatório ARN1 obtido com o fluxo de trabalho até o momento estruturado em grade de 20 por 20m. Sem escala.



6.2.5. Modelo Sedimentar e Estratigráfico

O modelo estratigráfico assumido a partir da interpretação integrada dos dados disponíveis representa uma configuração de turbiditos com vários ciclos de deposição com canais encaixados, canais de confinamentos, lobos deposicionais e planícies de extravasamento. A Figura 57 mostra a comparação entre a representação esquemática de Huang (2018) de um modelo de leque turbidítico com uma corte em profundidade usando o atributo Filtro médio no qual é destacado um sistema de canais turbidíticos.

Figura 57 - Modelo sedimentar e estratigráfico assumido e comparado ao modelo geológico em estudo, no qual inclui os elementos encontrados com a aplicação do atributo sísmico Filtro médio. O detalhe modelo deposicional esquemático para um sistema turbidítico de Huang (2018).



6.3. MODELAGEM DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

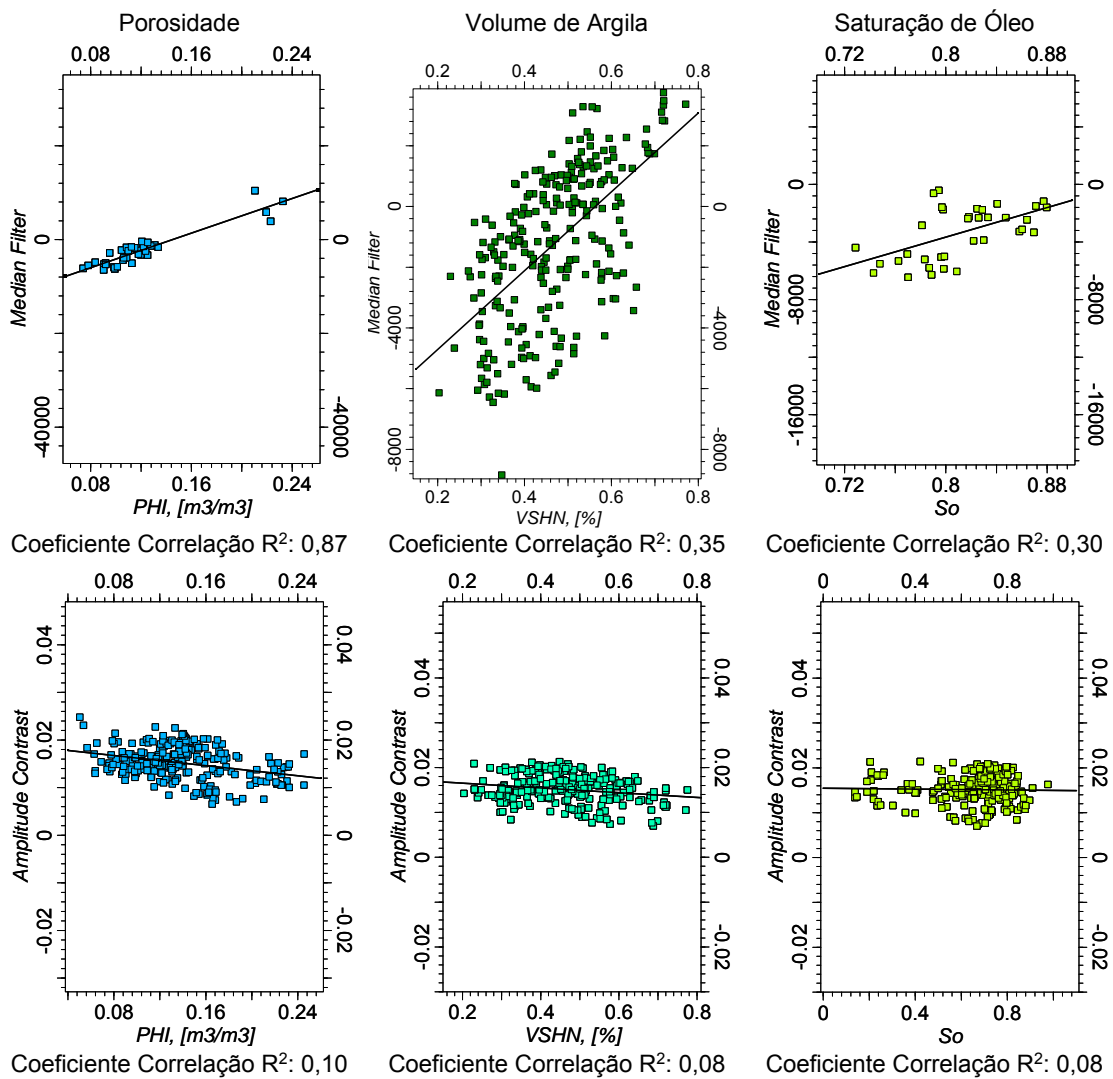
Neste item estão reunidas todas as informações obtidas, interpretadas e calculadas para a junção e elaboração dos produtos finais para o reservatório na região ARN1 que são os modelos: de Volume de Argila, de porosidade, de saturação de óleo e o cálculo de volume.

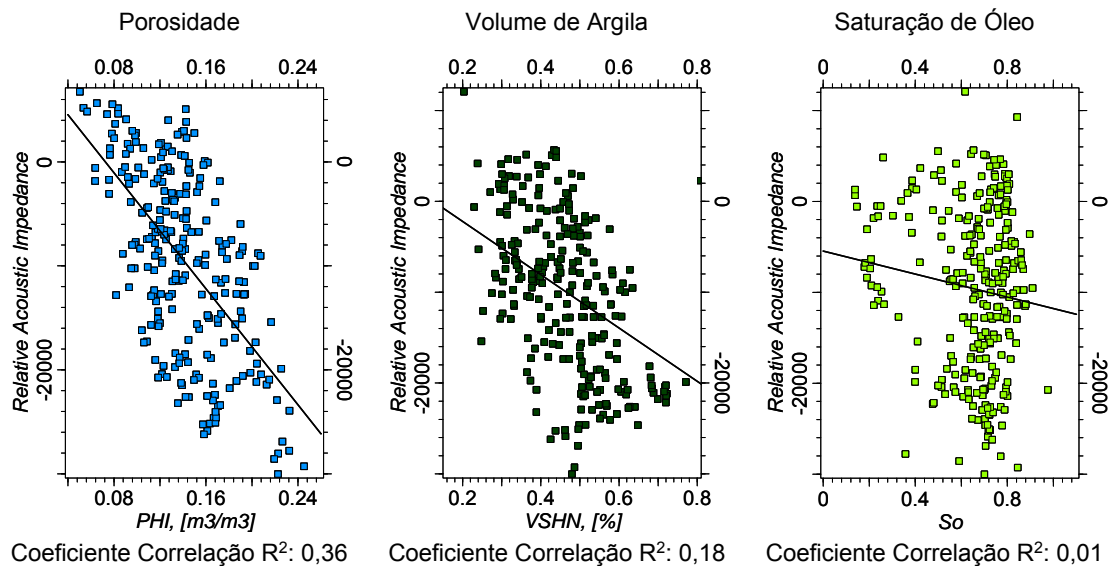
A modelagem das propriedades petrofísicas utilizou as propriedades dos dados de perfis, os atributos sísmicos e da geoestatística para obter os modelos espaciais das propriedades petrofísicas.

O método de interpolação cokrigagem foi a ferramenta geoestatística utilizada para obtenção da distribuição espacial dos dados. O princípio básico na

cokrigagem é a existência de correlação entre as variáveis analisadas. Ao comparar as correlações entre os atributos utilizados com os parâmetros petrofísicos estudados, foi verificado que as relações entre porosidade, Volume de Argila e saturação de óleo com o atributo Filtro médio proporcionaram as maiores correlações, contribuindo assim com uma melhor performance na caracterização do reservatório. Os gráficos da Figura 58 mostram as correlações existentes entre os atributos Filtro médio, Contraste de amplitude e Impedância acústica relativa com os parâmetros petrofísicos porosidade, Volume de Argila e saturação de óleo.

Figura 58 – Comparação entre os gráficos de correlação ente variáveis porosidade, Volume de Argila e saturação de óleo e os atributos Contraste de amplitude, Impedância Acústica Relativa e Filtro médio exemplos de correlação utilizadas na cokrigagem.





Foram gerados semi variogramas experimentais da distribuição das variáveis Volume de Argila, porosidade e saturação de óleo dos poços selecionados com o atributo Filtro médio. A Tabela 6 mostra os parâmetros utilizados para geração dos modelos criados.

Tabela 6 - Parâmetros utilizados nos semi variogramas das variáveis Volume de Argila, porosidade e saturação de óleo como entrada para cokrigagem dos modelos criados.

Variável	Modelo Semi variograma	Efeito Pepita	Sill	Range Maior	Range Menor	Range Vertical
Porosidade	Esférico	0.1975	1.024	6600	2400	34.718
VSh	Esférico	0.2035	0.9489	6600	2400	33.904
So	Gaussiano	0.0163	4.5833	3089.584	5000	150

Os ajustes dos semi variogramas mostraram-se estruturados com correlações aceitáveis entre os dados, com base nos critérios apresentados na Tabela 6 foram então realizadas as modelagens de cada propriedade petrofísica usando o método simulação gaussiana sequencial (SGS) e tendo como variável secundária (variável mais amostrada) o atributo Filtro médio

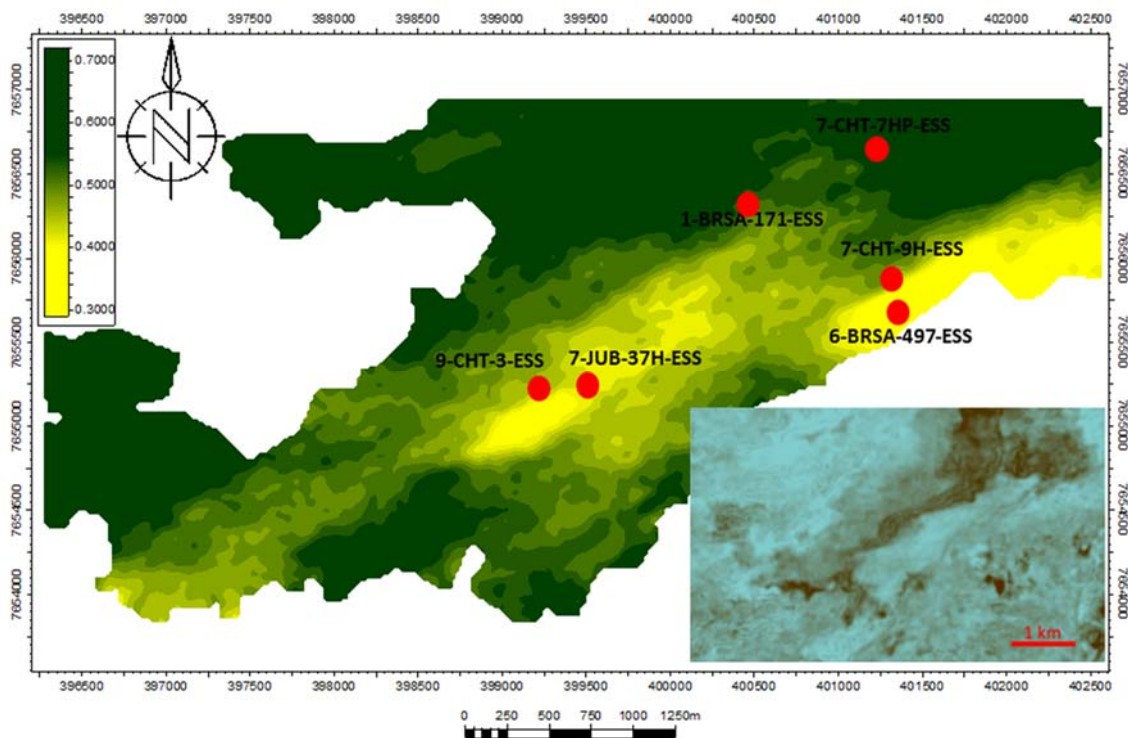
Considerando os resultados das correlações obtidas, os mapas das variáveis apresentaram uma coerência quanto ao aspecto geológico e sendo admitidos como componentes da construção do modelo volumétrico. Os modelos criados obtiveram valores com uma distribuição coerente com o alinhamento dos poços e com o atributo sísmico e foram considerados confiáveis. É importante amarrar as propriedades obtidas pelos perfis ao atributo selecionado para se possa associar as características estratigráficas e otimizar

o processo de interpolação geoestatístico, obtendo assim o melhor modelo possível com as informações disponíveis.

6.3.1. Modelo de Volume de Argila

A interpolação pela cokrigagem gerou um modelo que apresenta um crescimento do conteúdo de folhelho no reservatório no sentido SE-NW. As porções com menores conteúdo de folhelho estão em um *trend* similar com a distribuição dos níveis mais porosos estimados no reservatório. Os altos valores de Volume de Argila estão concentrados fora do reservatório. As porções relativas ao reservatório apresentam no máximo Volume de Argila inferiores a 0,40 abaixo do valor de corte estimado para os perfis na aplicação dos parâmetros petrofísicos. O resultado da modelagem da distribuição do Volume de Argila é mostrado Figura 59.

Figura 59 - Mapa médio de Volume de Argila do reservatório obtido usando o método SGS com cokrigagem.

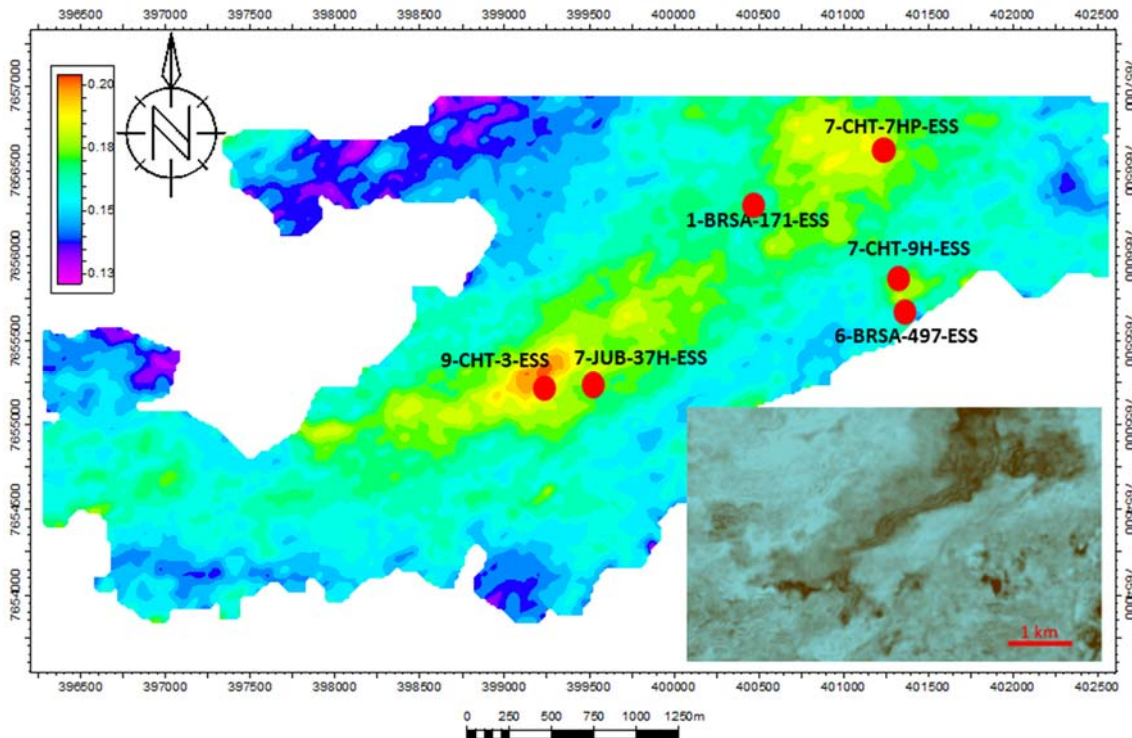


6.3.2. Modelo de Porosidade

O modelo de porosidade obtido (Figura 60) apresenta um comportamento relacionado a forma geral do corpo do reservatório, podendo ser associado as melhores fácies deposicionais para retenção de hidrocarbonetos. A variabilidade espacial, quando comparada a zona delimitada utilizando a interpretação do

atributo Filtro médio na Figura 50, apresenta uma correspondência na forma e tem as zonas com as melhores porosidade ao centro do que corresponde ao corpo turbidítico.

Figura 60 - Mapa de porosidade média do reservatório criado usando o método SGS com cokrigagem.



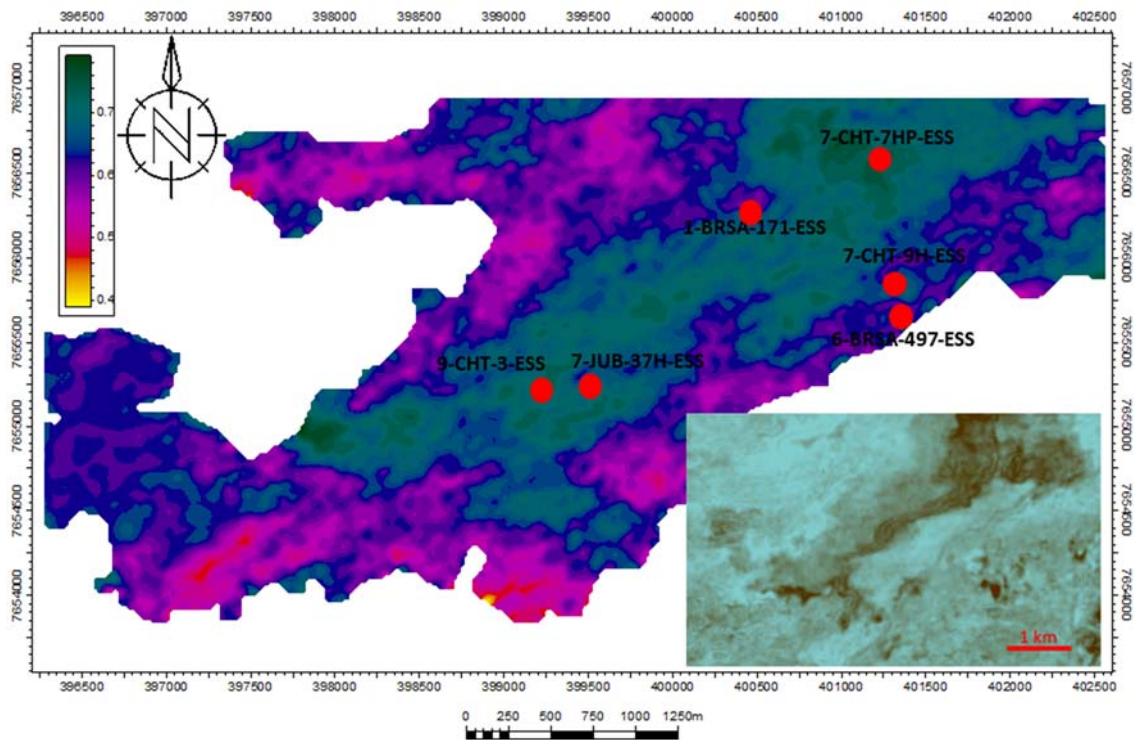
A modelagem deste parâmetro petrofísico proporcionou uma distribuição espacial interpretada do lobo turbidítico sendo considerado satisfatório para o modelo estratigráfico assumido para o corpo arenítico.

6.3.3. Modelo de Saturação de Óleo

O modelo de saturação de óleo também apresenta uma correspondência geológica entre a forma do corpo e a interpolação desta propriedade obtida usando a cokrigagem (Figura 61). A distribuição espacial obedeceu a influência dos poços, estando com uma boa distribuição da variabilidade espacial na área de estudo.

As porções do reservatório com as maiores saturações coincidem com os pontos onde foram estabelecidas as melhores porosidades e menores volumes de folhelho dos modelos correspondentes. Essas correlações seguem aos canais observados usando o atributo Filtro médio.

Figura 61 - Mapa de saturação de óleo obtido usando a SGS com cokrigagem. As zonas vermelhas correspondem as porções onde a saturação fica abaixo do *cut off* de 45% de saturação.



6.3.4. Cálculo de Volume e Análise de Incertezas

O *software* Petrel contém um módulo que permite o cálculo de volume aplicando todas as características obtidas e citadas anteriormente. Neste trabalho os valores dos parâmetros assumidos para a utilização deste módulo e o volume de óleo *in place* (OOIP) e volume de óleo recuperado são apresentados na Tabela 7.

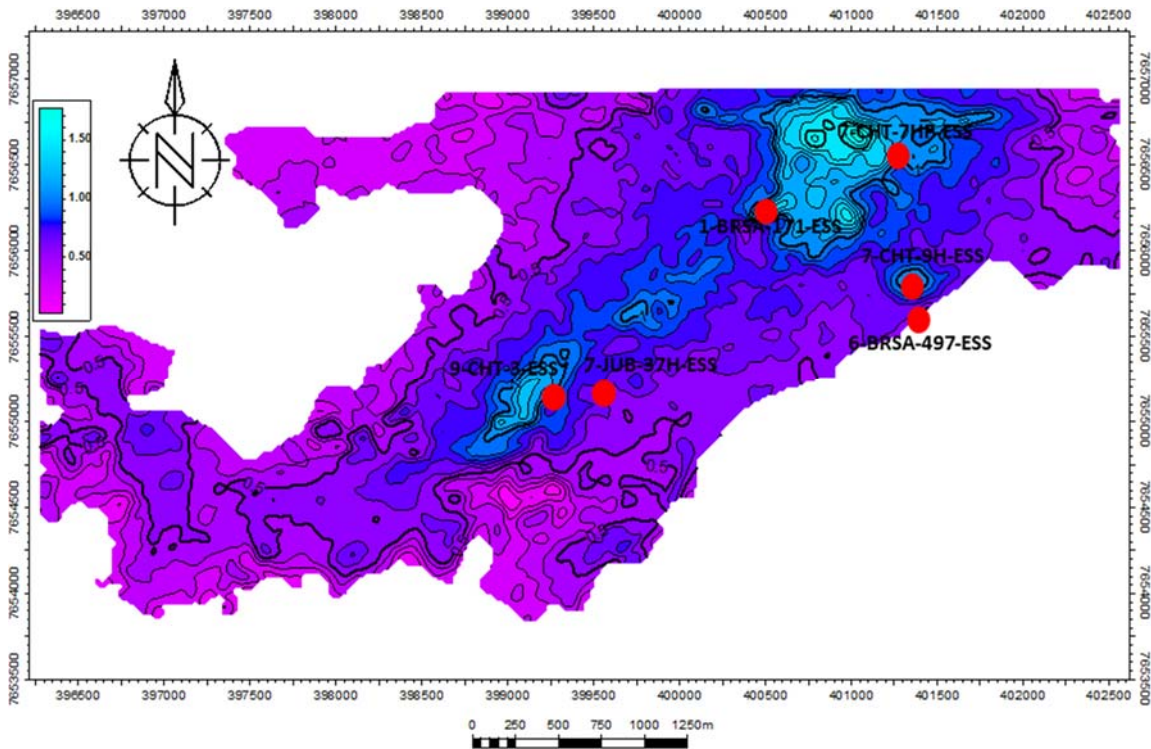
Tabela 7 - Parâmetros volumétricos utilizados para cálculo de volume do reservatório ARN1.

Net Gross Médio	Fator de Formação	Bo (m ³ /sm ³)	Bulk Volume (10 ⁶ m ³)	Net Volume (10 ⁶ m ³)	Volume de Poros (10 ⁶ m ³)	OOIP (10 ⁶ m ³)	Óleo Recuperável (10 ⁶ m ³)
0,76	0,35	1	350	266	43	26	9

O volume calculado de OOIP é de 26 milhões de metros cúbicos (ou 163,5 milhões de barris) e o volume estimado de óleo recuperável é de 9 milhões de metros cúbicos (ou 56,6 milhões de barris).

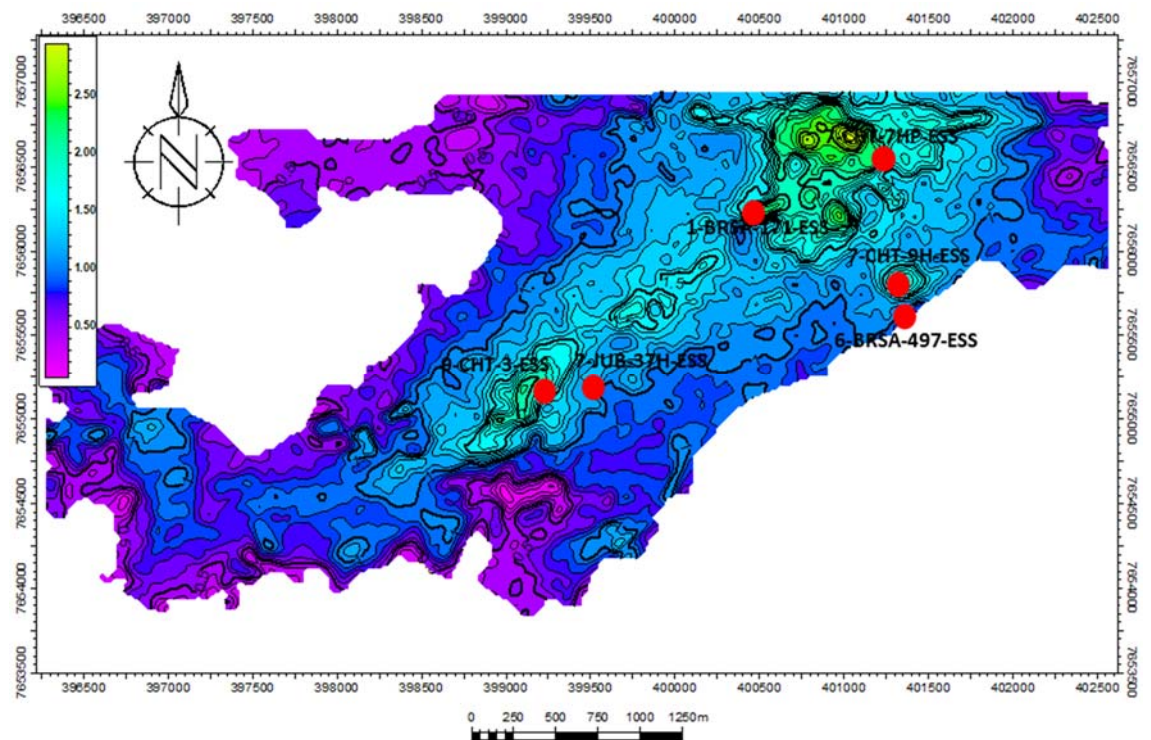
A Figura 62 mostra o mapa de volume de probabilidade de 90% para um fator de recuperação de 0,24 simulando um volume de óleo 6,25 milhões de metros cúbicos recuperáveis (39,3 milhões de barris).

Figura 62 - Mapa de probabilidade de 90% (P90) para um volume de óleo recuperável no reservatório ARN1.



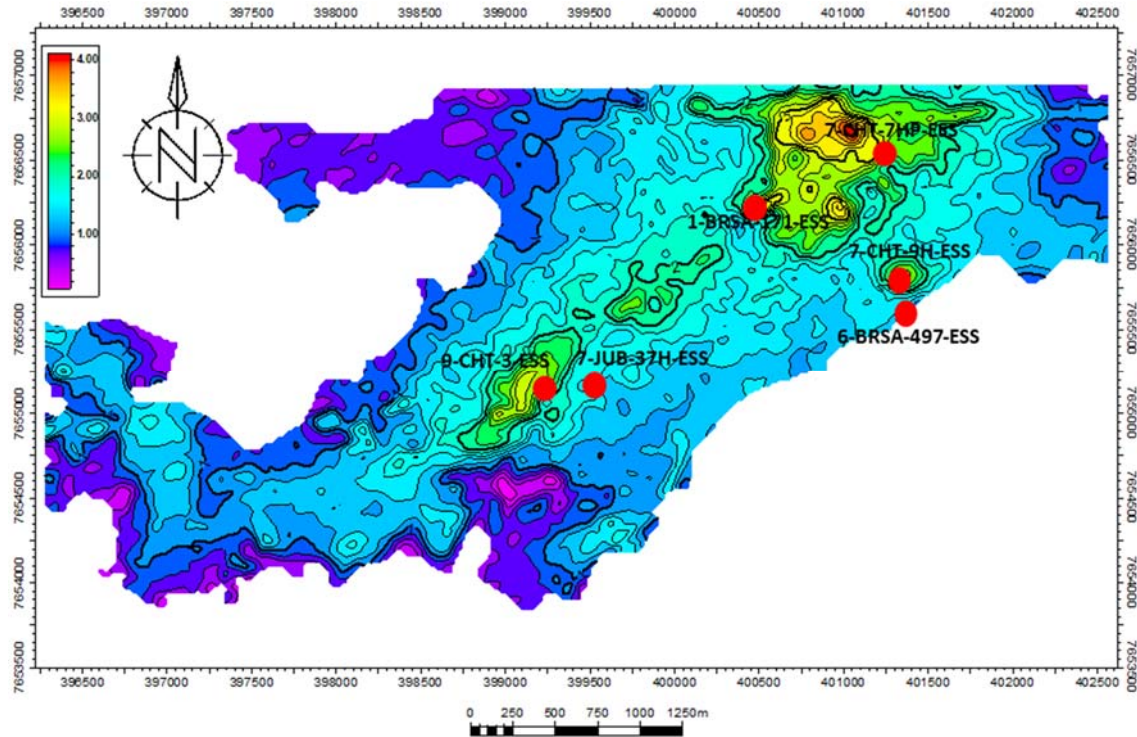
O mapa da Figura 63 representa a simulação para uma probabilidade de 50% do fator de recuperação de 0,40 com um volume de 10,41 milhões de metros cúbicos recuperáveis, correspondendo a aproximadamente 65,5 milhões de barris.

Figura 63 - Mapa de probabilidade de 50% (P50) para um volume de óleo recuperável no reservatório ARN1.



O mapa com a relação mais otimista P10 com fator de recuperação de 0,56 é mostrado na Figura 64 e estimou um volume recuperável de 14,6 milhões de metros cúbicos ou 91,8 milhões de barris.

Figura 64 - Mapa de probabilidade de 10% (P10) para um volume de óleo recuperável no reservatório ARN1.



O resultado das simulações, a partir dos três cenários propostos, com um volume de OOIP de 26 milhões de metros cúbicos. A probabilidades dos volumes calculados utilizando a variação do fator de formação estão na Tabela 8, que resume as informações dos volumes de óleo recuperável. Além deste ponto se pode elaborar um modelo econômico para o campo e definir a viabilidade em função do lucro provável a partir da produção obtida.

Tabela 8 – Cenários de volume de óleo recuperáveis do reservatório ARN1 do campo parque das Baleias

Cenário	Probabilidade	Fator de Recuperação	Volume 10 ⁶ x m ³	Volume 10 ⁶ x bbl
Pessimista	P90	0,24	6,25	39,3
Caso Base	P50	0,40	10,41	65,5
Otimista	P10	0,56	14,60	91,8

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

O estudo constituiu de seis tópicos principais:

- Organização e controle de qualidade dos dados;
- Avaliação petrofísica com os cálculos por perfis de: porosidade, Volume de Argila e saturação de óleo;
- Mapeamento e interpretação de dados sísmicos, de falhas e horizontes;
- Modelagem geológica com a caracterização do reservatório utilizando atributos sísmicos filtro médio, contraste de amplitude e impedância acústica relativa para interpretar todos os aspectos necessários para compor o modelo;
- Aplicação de ferramenta geoestatística utilizando a correlação entre os dados de porosidade, Volume de Argila e saturação de óleo com o atributo sísmico Filtro médio;
- Análise de incertezas e cálculo volumétrico com três cenários de fator de recuperação.

O controle de qualidade dos dados auxiliou de forma positiva na organização da base de dados que foram as entradas para construção do modelo.

A modelagem geológica contém suas limitações, embora tenha conseguido criar um modelo consistente com os dados disponíveis, sempre existem lacunas a serem preenchidas para que seja aprimorado.

Neste estudo não existem dados de testemunhos. As informações de testemunhagem são importantes porque proporcionam a caracterização de fácies sedimentares, dando maior precisão na estruturação interna do reservatório.

Outra informação não fornecida e que agrega valor ao estudo é a caracterização petrofísica de amostra de rocha. Esse tipo de dado melhora o aspecto de análise de porosidade e permeabilidade (informação que não tem neste estudo), diminuindo a incerteza existente com a confrontação de

CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

informação perfil x rocha. Perfis elétricos são uma maneira indireta de obtenção de informações e sempre estão submetidos a influências ambientais na sua aquisição, agregando incerteza ao método.

As características do fluido hidrocarboneto como viscosidade, densidade de fluido, B_o , razão gás óleo e pressão de saturação, etc., influenciam no cálculo da reserva e tem peso importante na tomada de decisão sobre a economicidade do reservatório. Essas informações não estavam presentes nos relatórios e assumimos como unitário seus valores de entrada.

A abordagem geoestatística proporcionou a distribuição das propriedades para o reservatório, dando uma variabilidade e reproduzindo um padrão de correlação desejado entre as características dos dados de poços com atributos sísmicos, considerando as incertezas relacionadas ao processo de modelagem e volumetria.

Durante a criação do modelo um ponto de controle que poderia ser aplicado para melhoria de qualidade do trabalho é a checagem com um poço em teste cego. Pelo fato de ter somente 6 poços que efetivamente suportaram com o aporte de dados optou-se por não fazer o controle com teste cego.

O potencial de armazenamento do reservatório calculado neste estudo consiste na etapa final de modelagem estática de reservatório, resultado da arquitetura interna interpretada com as incertezas da caracterização. A progressão do estudo continua com a modelagem de fluxo e estabelecimento do potencial produtor do campo.

O volume estimado para essa jazida corresponde a um volume aproximado de 26 milhões de metros cúbicos com um fator de recuperação aproximado de 0,40 e um volume de óleo recuperável entre 6,25 a 14,41 milhões de metros cúbicos.

Nessa dissertação foi discutido um fluxo de trabalho para avaliação de reservatório siliciclásticos sendo essa proposta foi alcançada com a criação dos modelos de volume de folhelho, porosidade e saturação de óleo e o cálculo de volume com as incertezas associadas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

A primeira seção, de organização e estruturação das informações dos dados, foi de fundamental importância para facilitar os cálculos necessários como também definir os marcadores para posteriormente e auxiliar na interpretação das sequências estratigráficas propostas.

A aplicação dos atributos também foram muito importantes porque com eles conseguiu-se estabelecer as dimensões e características tridimensionais, nas quais proporcionaram a aplicação das ferramentas geoestatísticas para distribuição espacial das propriedades.

O processo não está finalizado porque todo modelo necessita de ajustes e o aperfeiçoamento virá com as informações obtidas pela produção dos hidrocarbonetos e o desenvolvimento do campo refinando ainda mais e corrigindo as incertezas ligadas ao processo.

8. BIBLIOGRAFIA

ADELU, A. O., ADEREMI, A. A., AKANJI, A. O., SANUADE, O. A., KAKA, S. I., AFOLABI, O., OKE, R. **Application of 3D Static Modeling for Optimal Reservoir Characterization**. Journal of African Earth Sciences, Volume 152. 19p. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2019.02.014>.

ANP - **BACIA DE CAMPOS. Sumário Geológico e Setores em Oferta**. - http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Campos.pdf. Acesso em 13/04/2019

ANP - **Dados estatísticos. Produção por poços. Produção por poço** 2019. <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>. Acesso em 13/04/2019.

ANP - **Planos de Desenvolvimento de Campos**. 2016. http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Jubarte.pdf. Acesso em 13/04/2019

ARCHIE, G. E. **The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics**. Society of Petroleum Engineers. V. 146-01. 1942.

ASQUITH, G. B.; GIBSON, C. R. **Basic well log Analysis for geologists**. Oklahoma, Tulsa: AAPG, 216p. 1982.

AZEVEDO, L.; SOARES, A. **Geostatistical Methods for Reservoir Geophysics**. Springer, 2017.

BASTOS, G.; BASTOS, I. P. **Bacia de Campos: Sumário Geológico e Setores em Oferta 14ª Rodada Licitações de Petróleo e Gás**. ANP. 2017.

BASSIOUNI, Z. **Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs**. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 1994.

BEZERRA, M. F.C; PEDROSO JR., C.; PINTO, A. C. C.; BRUHN, C. H. L. **The Appraisal and Development Plan for the Heavy Oil Jubarte Field, Deep Water. Campos Basin, Brazil**. Offshore Technology Conference. Houston. 2004. <https://doi.org/10.4043/16301-MS>.

BHUYAN, K., & PASSEY, Q. R. **Clay Estimation from Gr and Neutron-Density Porosity Logs**. In: SPWLA 35th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1994.

BOX, R.; LOWREY, P. **Reconciling Sonic Logs with Check-Shot Surveys: Stretching Synthetic Seismograms**. The Leading Edge, v. 22, n. 6, p. 510-517, 2003.

CAINELLI, C.; MOHRIAK, W. U. **Brazilian Geology part II: Geology of Atlantic Eastern Brazilian basins**. In: AAPG/ABGP, Rio de Janeiro, Short Course Notes. 1998.

CAMARGO, E. C. G. **Geoestatística: Fundamentos e Aplicações**. Geoprocessamento para projetos ambientais. São José dos Campos: INPE, 1998.

CAPELEIRO PINTO, A. C., BRANCO, C. C. M., DE MATOS, J. S., VIEIRA, P. M., GUEDES, S., PEDROSO JR, C., CECILIANO, M. M. - **Offshore Heavy Oil in Campos Basin: The Petrobras Experience**. Offshore Technology Conference. Houston. 2003.<https://doi.org/10.4043/15283-MS>.

CASTRO, R. D.; PICOLINI J. P. **Principais Aspectos da Geologia Regional da Bacia de Campos**. Geologia e Geomorfologia. Elsevier Editora Ltda. São Paulo. 2015. 12p.<https://doi.org/10.1016/B978-85-352-6937-6.50008-2>.

CORREIA, U. M.; BATEZELLI, A.; LEITE, E. P. **3-D Geological Modelling: a Siliciclastic Reservoir Case Study from Campos Basin, Brazil**. REM – International Engineering Journal, 69(4), 409-416. (2016). <https://dx.doi.org/10.1590/0370-44672015690063>.

DE ALMEIDA, A. G.; KOWSMANN, R. O. **Geomorphology of the continental slope and São Paulo Plateau**. In: *Geology and Geomorphology*. Campus, 2016. p. 33-66. <https://doi.org/10.1016/B978-85-352-8444-7.50010-X>

DIAS, J. L.; SCARTON, J. C.; ESTEVES, F. R.; CARMINATTI, M.; GUARDADO, L. R. **Aspectos da Evolução Tectono-sedimentar e a Ocorrência de Hidrocarbonetos na Bacia de Campos**. G.P. Raja Gabaglia, E.J. Milani (Eds.), organizadores. Origem e evolução de bacias sedimentares, Petrobras, Rio de Janeiro. pp. 333-360. 1990.

DIAS, R. M. **Estimativa de Propriedades de Reservatório e Estudo de Sensibilidade à Substituição de Fluidos no Pré-Sal do Parque das Baleias, Bacia de Campos**. Trabalho de conclusão de curso de Graduação em Geofísica. Universidade Federal Fluminense. 66p. 2018.

DOVETON, J. H. **Principles of Mathematical Petrophysics**. Oxford University Press, USA, 2014.

CANNON, Steve. **Reservoir Modelling: a Practical Guide**. Wiley Blackwell, 2018.

CHIERICI, G. L. **Principles of Petroleum Reservoir Engineering**. Springer Science & Business Media, 2012.

EGBELE, E., EZUKA, I., & ONYEKONWU, M. **Net-To-Gross Ratios: Implications in Integrated Reservoir Management Studies**. In: Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2005.

ELLIS, D. V.; SINGER, J. M. **Well Logging for Earth Scientists**. Dordrecht: Springer, 2007.

FONTANELLI, P. R. **Proveniência dos arenitos-reservatório de água profunda do Campo de Jubarte, Bacia de Campos, margem continental brasileira**. Dissertação de Mestrado. IGEO/UFRGS. 2007.

FOSSSEN, H. **Structural geology**. Cambridge University Press, 2016.

GEOLOIL PETROPHYSICS. **How to calculate Petrophysicals Cutoffs**. c 2012-2019. Página: <https://geoil.com/petroCutoffs.php>. Acesso em: 19 de set. de 2019.

GHASSEM A. M.; ROOZMEH A. **Determination of Shale Types Using Well Logs**. International Journal of Petrochemical Science & Engineering. 2(5):274–280. 2017. DOI: 10.15406/ipcse.2017.02.00051

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. **Petroleum geology of Campos Basin, Brazil: a model for producing Atlantic type basin** J.D. Edwards, P.A. Santagrossi (Eds.), Divergent/Passive Margins Basins, 48, AAPG Memoir. pp. 3- 36. 1989

GUARDADO, L. R.; SPADINI, A. R.; BRANDÃO, J. S. L.; MELLO M. R. **Petroleum system of the Campos Basin, Brazil**. Petroleum Systems of South Atlantic Margins, 73, AAPG Memoir. pp. 317-324. 2000.

HUANG, Y. **Sedimentary Characteristics of Turbidite Fan And its Implication for Hydrocarbon Exploration in Lower Congo Basin**. Petroleum Research, 2018, 3.2: 189-196.

KENNEDY, M. **Practical Petrophysics**. Elsevier, 2015.

LAHERRÈRE, J. **Distribution and evolution of “recovery factor,”**. In: Oil Reserves Conference, Paris, France. 1997.

MA, Y. Z. **Uncertainty analysis in reservoir characterization and management: How much should we know about what we don't know?**. Uncertainty analysis and reservoir modeling: AAPG Memoir 96, p. 1 – 15. (2011).

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. **The Petroleum System**. The Petroleum System-From Source to Trap: AAPG Memoir 60, p. 3-24. 1994.

MATHERON, G. **Traité de Géostatistique Appliquée**. 1 (1962). Editions Technip, 1962.

MELLO, M. R.; MAXWELL, R. **Organic geochemical and biological marker characterization of source rocks and oils from lacustrine environments in the**

Brazilian continental margin. B.J. Katz (Ed.), M 50: Lacustrine Basin Exploration: case studies and modern analogs, AAPG, Tulsa pp. 77-97. 1990.

MELLO, M. R.; KOUTSOUKOS, E. A. M.; MOHRIAK, W. U.; BACOCOLI, G. **Selected Petroleum Systems in Brazil.** The Petroleum System-From Source to Trap: AAPG Memoir 60, Chap. 31. Pp. 499-512. 1994.

MELLO, M. R.; TELNAES, N.; MAXWELL, J. R. **Tectonics and stratigraphy of the East Brazil rift system: an overview.** Tectonophysics. pp. 97-138. 1995

MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, D. A.; CAMPOS U. G.; CORDANI, A. **Sedimentary basins of South America.** Tectonic Evolution of South American 31 International Geological Congress, Rio de Janeiro, Brasil, Academia Brasileira de Ciências, Rio de Janeiro. pp. 389-449. 2000

MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. M. **Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: Organizadores,** Luiz Augusto Bizzi, Carlos Schobbenhaus, Roberta Mary Vidotti, João Henrique Gonçalves – Brasília: CPRM – Serviço Geológico do Brasil. p692. 2003.

MOHRIAK, W. U.; MELLO, M. R.; KARNER, G. D.; DEWEY, J. F.; MAXWELL J. R. **Structural and stratigraphic evolution of the Campos Basin, offshore Brazil.** Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margins, 46, AAPG Memoir. pp. 577-598. 1989.

MOHRIAK, W. U.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. C.; SPADINI, A. R. **Sal: geologia e tectônica na margem continental brasileira.** Memórias e notícias, Universidade de Coimbra, Coimbra. pp. 165-169. 2008.

ONAJITE, E. **Seismic Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration.** Elsevier, 2013.

PEREIRA, L. A. **Seismic Attributes In Hydrocarbon Reservoirs Characterization.** Dissertação de Mestrado. Universidade de Aveiro, p. 1, 2009.

PICKETT, G. R. **Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation.** The Log Analyst, vol 14, no. 4 p 3-11. 1973

SCHANZEMBACH, A. G. **Modelagem de Propriedades de Reservatório Usando Atributos Sísmicos: Um Estudo de Caso no Campo de Baúna, Bacia de Santos.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense. Pp 71. 2019.

SCHLUMBERGER LIMITED. **Log Interpretation Principles/Applications.** Schlumberger Educational Services, 1989.

SIMM, R., & BACON, M. (2014). **Well to seismic ties. In Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook** (pp. 38-57). Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9780511984501.005

SHEPHERD, M. **Reservoir Modeling and Geostatistics**. Oil field production geology: AAPG Memoir 91. 2009.

SINGH, N. P.; MAURYA, S. P.; SINGH, K. H. **Petrophysical Characterization of Sandstone Reservoir from well log data: A case study from South Tapti Formation, India**. Conference: Challenges in petro-physical evaluation and rock physics modelling of carbonate reservoirs, likely elucidations & way forward", 30th November -01st. Bombay, India. 2017.

SPOONER, P. **Lifting the Fog of Confusion Surrounding Clay and Shale in Petrophysics**. In: SPWLA 55th Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 2014.

STOLTENKAMP, R. **Geometry and Geobody Extraction of a Submarine Channel Complex in the Sable Field, Bredasdorp Basin**. Dissertação de Mestrado. University of the Western Cape. 2015.

STURARO, J. R. **Apostila de Geoestatística Básica**. Rio Claro, UNESP, IGCE, 34p, 2015.

SUBRAHMANYAM, D.; RAO, P. H. **Seismic Attributes – A Review**. In: 7th international conference & exposition on petroleum geophysics, Hyderabad. 2008. p. 398-404.

UNDERSCHULTZ, J.; ELLIS, G.K.; HENNIG, A.; BEKELE, E.; OTTO, C. **Estimating Formation Water Salinity from Wireline Pressure Data: Case study in the Vulcan sub-basin**. The Sedimentary Basins of Western Australia 3: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium. 2002.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. **Cartas Estratigráficas**. Boletim de Geociências da PETROBRAS. p.511-529. 2007.

VALLABHANENI, S; Satyam P. **Machine-Learning-Based Petrophysical Property Modeling**. In: SPE Europec featured at 81st EAGE Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2019.

YAMAMOTO, J. K.; LANDIM, P. M. B. **Geoestatística: Conceitos e Aplicações**. Oficina de textos, 2015.