

MARCOS DEGUTI HASHIMOTO

**MODELAGEM DE RESERVATÓRIOS SINTÉTICOS: COMPARAÇÃO
ENTRE ABORDAGEM TEÓRICA E REAL DAS PROPRIEDADES
FÍSICAS E ELÁSTICAS E ESTUDO DE CASO DO RESERVATÓRIO
DE NAMORADO (BRASIL).**

São Paulo

2014

MARCOS DEGUTI HASHIMOTO

**MODELAGEM DE RESERVATÓRIOS SINTÉTICOS: COMPARAÇÃO
ENTRE ABORDAGEM TEÓRICA E REAL DAS PROPRIEDADES
FÍSICAS E ELÁSTICAS E ESTUDO DE CASO DO RESERVATÓRIO
DE NAMORADO (BRASIL).**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e
Petróleo da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo.

Orientador: Professor Doutor Amílcar de
Oliveira Soares, Instituto Superior Técnico
(IST), Lisboa, Portugal.

São Paulo

2014

Agradecimentos

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

À minha família, pela formação, valores transmitidos, dedicação, compreensão pelos momentos de ausência. Agradeço por sempre acreditarem no meu sucesso. Aos meus pais e irmãos, pelo apoio incondicional e incentivo. À minha namorada, por constantemente se esforçar ao máximo para que eu possa alcançar meus objetivos.

Meu especial agradecimento a todos os profissionais envolvidos no CMRP (Centro de Modelização de Reservatórios Petrolíferos) / CERENA os quais colaboraram imensamente na elaboração e no enriquecimento deste trabalho.

Ao Professor e Orientador Amílcar de Oliveira Soares, pela orientação deste trabalho, pela confiança depositada, apoio e paciência. Agradeço também a uma oportunidade única de pesquisa com sua orientação. Ao Professor Leonardo Azevedo, pelo incansável acompanhamento, constantes revisões e críticas sempre muito construtivas e por incentivar-me a aprofundar no tema da tese.

Aos amigos de longa data, por compreenderem vários momentos ausentes e por sempre me acolherem a cada volta para o Brasil, para São Paulo. Aos amigos da escola, da faculdade, pelas inúmeras horas passadas juntos, na faculdade e fora dela, pela amizade sincera, pelo conhecimento compartilhado. Aos colegas de intercâmbio, que ajudaram a superar os momentos longe de casa.

Aos amigos portugueses, que me ensinaram o modo português de viver e que fizeram de Lisboa a minha segunda casa.

Resumo

Na caracterização e modelagem de reservatórios petrolíferos, devido aos altos custos relacionados com a aquisição de informações sobre a geologia de subsuperfície, frequentemente apenas estão disponíveis medidas indiretas destas propriedades. Nos piores cenários, apenas informações geológicas regionais estão acessíveis. Numa tentativa de fornecer mais informações sobre o reservatório em estudo e o que esperar em termos de resposta sísmica, a modelagem de reservatórios sintéticos tornou-se uma solução para estudar e caracterizar reservatórios com pouca ou nenhuma informação acessível e/ou com um custo menor.

O presente trabalho aborda a elaboração, modelagem e caracterização de um reservatório sintético de petróleo do tipo siliciclástico associado a um anticlinal. A modelagem deste reservatório foi realizada através de duas abordagens distintas para as propriedades petrofísicas (fácies, porosidade e permeabilidade) e para as propriedades elásticas (velocidade das ondas P e ondas S e densidade).

No segundo semestre de 2013, durante Estágio no IST (Instituto Superior Técnico), foi concebido e construído um reservatório sintético usando genericamente informações públicas do Campo de Namorado (Bacia de Campos, Brasil) como referência a partir de uma abordagem teórica, reunindo trabalhos relacionados e dissertações. A fim de validar este reservatório sintético e resultados, um novo reservatório sintético foi modelado mas desta vez com abordagem recorrendo a dados reais deste campo fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil (ANP).

A macro conclusão obtida é que, após validação com o reservatório real, o reservatório teórico tem resultados que são confiáveis, porém com alguns pontos de atenção.

Palavras-chave: Reservatório Sintético, Modelagem de Reservatórios, Física das Rochas, Propriedades Petrofísicas, Campo de Namorado.

Abstract

In Reservoir Characterization and Modeling, due to information-acquisition's high costs, frequently only indirect measurements of the subsurface properties, such as seismic reflection data are available. In the worst-case scenario, only regional geological information is at disposal. In an attempt to provide deeper insights over the study area, with low costs, modeling synthetic reservoirs has been a reliable tool to reach solutions in order to better characterize reservoir/prospects.

This Monograph models two synthetic hydrocarbons reservoirs addressing two different approaches to characterize both reservoirs, in terms of subsurface Earth's petrophysical (facies, porosity and permeability) and elastic (P-wave, S-wave and density) properties.

In the second half of 2013, during the IST (Instituto Superior Técnico) Internship, a synthetic reservoir was conceived and modeled using Namorado Field's (Campos Basin, Rio de Janeiro, Brazil) as reference gathering related public data, knowledge, papers, books and dissertations. In order to validate and certify this outcome, a new synthetic reservoir was proposed, but this time adopting real data set for this field provided by the Brazilian Oil & Gas Agency (ANP).

This Monograph addresses the comparison between the theoretical and real synthetic reservoir results, validating the first reservoir step-by-step. The major conclusion reached confirms that the theoretical synthetic reservoir outputs reliable results, however with caution in some properties.

Keywords: Hydrocarbon synthetic reservoir, Reservoir Modeling, Rock Physics Model, Petrophysical properties, Namorado Field.

Índice de figuras

Figura 1 - Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado.....	15
Figura 2 - Modelo esquemático da evolução deposicional para a área do Campo de Namorado (extraído de Barboza, 2005).	16
Figura 3 - Regressão linear de Castagna folhelhos (B) saturados em água (extraídos de The Rock Physics Handbook, 1998)	23
Figura 4 - Modelo estrutural do reservatório A e B	30
Figura 5 - Modelo (esquerda) e cubo (direita) para as três camadas.....	31
Figura 6 - Porosidade do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita).....	31
Figura 7 - Histograma da porosidade do reservatório sintético A (azul) e B (verde).	32
Figura 8 - Permeabilidade do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita).....	33
Figura 9 - Histograma da permeabilidade do reservatório sintético A (azul) e B (verde).	33
Figura 10 - Densidade do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita).....	34
Figura 11 - Histograma da densidade do reservatório sintético A (azul) e B (verde).	34
Figura 12 - Velocidade compressional do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita) ...	35
Figura 13 - Histograma da velocidade compressional do reservatório sintético A (azul) e B (verde)	35
Figura 14 - Velocidade cisalhante do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita)	36
Figura 15 - Histograma da velocidade cisalhante do reservatório sintético A (azul) e B (verde)	36
Figura 16 - Relação V_p/V_s do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita)	36
Figura 17 - Histograma da relação V_p/V_s do reservatório sintético A (azul) e B (verde).....	37
Figura 18 - Diagrama comparativo de cada reservatório sintético.....	41
Figura 19 - Esquema dos parâmetros para modelagem dos canais	42
Figura 20 - Reservatório sintético com óleo (80% de saturação, cor verde) e água (100% de saturação, cor azul).....	50
Figura 21 - Bacia de Campos e a localização do Campo de Namorado, Rio de Janeiro, Brasil	52
Figura 22 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos (extraído de ANP).	53

Índice de tabelas

Tabela I - Estatísticos da distribuição para DSS da porosidade (extraídos de Fonseca, 2011)	19
Tabela II - Parâmetros do variograma (extraído de Fonseca, 2011)	19
Tabela III - Parâmetros usados na fórmula de Kozeny-Carman	20
Tabela IV - Estatísticos da distribuição para Co-DSS da permeabilidade (extraídos de Fonseca, 2011)	20
Tabela V - Proporção mineralógica e densidades (extraído de rc.unesp.br e Castro, 2006)	21
Tabela VI - Estatísticos da distribuição para DSS da porosidade (dados ANP)	26
Tabela VII - Estatísticos da distribuição para Co-DSS da permeabilidade	27
Tabela VIII - Estatísticos da distribuição para DSS da densidade (dados ANP)	28
Tabela IX - Estatísticos da distribuição para DSS da velocidade compressional (dados ANP)	28
Tabela X - Estatísticos da porosidade de ambos reservatórios sintéticos	32
Tabela XI - Estatísticos da permeabilidade dos reservatórios sintéticos A e B	33
Tabela XII - Estatísticos da densidade dos reservatórios sintéticos A e B	34
Tabela XIII - Estatísticos da velocidade compressional dos reservatórios sintéticos A e B	35
Tabela XIV - Estatísticos da velocidade cisalhante dos reservatórios sintéticos A e B	36
Tabela XV - Estatísticos da realação V_p/V_s dos reservatórios sintéticos A e B	37
Tabela XVI - Parâmetros das fácies para cada zona	42
Tabela XVII - Parâmetros utilizado no método <i>Dvorkin e Nur</i> (extraído de Oliveira, 2005)	43
Tabela XVIII - Parâmetros da cimentação	45
Tabela XIX - Parâmetros usados na substituição de <i>Gassmann</i>	49
Tabela XX - Resumo comparativo dos estatísticos dos reservatórios sintéticos A e B	51

Sumário

Agradecimentos.....	3
Resumo.....	5
Abstract	6
Índice de figuras	7
Índice de tabelas	8
Sumário	9
1. Introdução.....	11
1.1. Considerações Iniciais	11
1.2. Proposta e objetivos.....	12
1.3. <i>Softwares</i> utilizados.....	12
2. Área de Estudo - Reservatório de Namorado	13
2.1. Bacia de Campos	13
2.2. Campo de Namorado.....	14
2.2.1. Aspectos estruturais, geológicos e estratigráficos.....	14
2.2.2. Modelo deposicional	15
3. Modelagem dos reservatórios.....	16
3.1. Modelo estrutural	16
3.2. Modelo de fácies	17
3.3. Abordagem teórica	18
3.3.1. Propriedades petrofísicas.....	18
3.3.2. Propriedades petroelásticas	20
3.4. Abordagem real	24
3.4.1. Material utilizado	24
3.4.2. Propriedades petrofísicas.....	25
3.4.3. Propriedades petroelásticas	27
4. Resultados e comparação	30
4.1. Modelo estrutural	30
4.2. Modelo de fácies	31
4.3. Porosidade	31
4.4. Permeabilidade	32
4.5. Densidade	34
4.6. Velocidades	34
5. Conclusão	37

5.1. Trabalhos futuros.....	39
6. Referências.....	39
7. APÊNDICE A - Metodologia proposta.....	41
8. APÊNDICE B - Parâmetros da modelagem dos canais do modelo sintético.....	42
9. APÊNDICE C - Modelo de Cimentação Constante (Dvorkin e Nur, 1996).....	43
10. APÊNDICE D - Substituição de Fluídos de Gassmann (1951)	48
11. APÊNDICE E - Tabela comparativa dos reservatórios A e B	51
12. ANEXO A - Bacia de Campos e o Campo de Namorado.....	52
13. ANEXO B - Carta estratigráfica da Bacia de Campos.....	53

1. Introdução

1.1. Considerações Iniciais

O estudo de caracterização de um reservatório petrolífero tem grande importância na Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Comumente esta caracterização baseia-se em medidas feitas com poucas informações diretas das propriedades petro-elásticas da subsuperfície de interesse, considerando os elevados custos envolvidos na perfuração de poços. Dessa maneira, quase sempre o conjunto de medidas destas propriedades não é suficiente para caracterizar todo o reservatório de forma satisfatória. Uma maneira de contornar esta escassez de dados é utilizar dados disponíveis na literatura que possam suprir esta deficiência. Uma abordagem comum dessa solução baseia-se na construção de um reservatório sintético que tente reproduzir o reservatório real em estudo.

Reservatório sintético é um modelo numérico 3D do reservatório real em estudo contendo as propriedades petrofísicas da rocha, como saturação, porosidade e características mineralógicas assim como as propriedades elásticas: velocidade de compressão (V_p), velocidade de cisalhamento (V_s) e densidade. Um modelo físico de rochas é utilizado como ferramenta que liga o domínio petrofísico e o domínio elástico. Um conjunto de dados sintéticos compreende ainda cubos de reflexão sísmica sintéticos gerados a partir do modelo elástico.

Durante o segundo semestre de 2013, no contexto do estágio no CERENA (Centro de Recursos Naturais e Ambiente, IST), foi elaborado um reservatório sintético de hidrocarbonetos contendo canais siliclásticos e uma geometria do tipo anticlinal. Como análogo deste reservatório, foi escolhido o Reservatório de Namorado (Bacia de Campos, Rio de Janeiro, Brasil) para balizar as escolhas durante a modelagem e as diretrizes do reservatório sintético. Este modelo de reservatório sintético foi concebido e completamente elaborado, porém era preciso mensurar sua veracidade e analisar sua confiabilidade.

O presente trabalho aborda a validação dos resultados deste modelo de reservatório sintético, comparando-o com um novo modelo sintético. Este novo reservatório foi construindo recorrendo a uma abordagem diferente do primeiro, sendo modelado a partir de dados reais fornecidos pela ANP. Por fim, realizar-se-á uma comparação envolvendo os estatísticos e histogramas de cada propriedade de cada reservatório.

1.2. Proposta e objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal comparar os resultados obtidos em dois diferentes modelos de reservatórios sintéticos: o reservatório teórico construído a partir de dados teóricos (chamado de reservatório A) e o modelo de reservatório obtido através do uso de dados reais (chamado de reservatório B). Assim, esta tese apresentará o procedimento de elaboração dos dois reservatórios modelados, cobrindo toda a teoria envolvida, parâmetros e dados de entrada usados e resultados obtidos. Por fim será conduzida a comparações entre os dois modelos de reservatório. No final serão levantadas as conclusões pertinentes.

Os dados reais, necessários para a modelagem do segundo reservatório, foram solicitados à BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção) da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). O pedido foi protocolado via Departamento de Minas e Petróleo (PMI) da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (EPUSP), na categoria de Graduação. Maiores detalhes sobre os dados solicitados e recebidos serão fornecidos adiante.

1.3. *Softwares* utilizados

Neste trabalho, alguns programas computacionais tiveram participação extremamente relevante para atingir o objetivo deste trabalho. Resumidamente foram utilizados três *softwares* nesta dissertação:

- *Petrel*® da Schlumberger, responsável na modelagem de ambos os reservatórios sintéticos, participando da etapa do modelo estrutural, fácies, visualização dos resultados de simulações, função *calculadora*, entre outros. Este software foi utilizado sob o contrato de cedência de licenças entre a Schlumberger e o IST;
- Algoritmos da Simulação Sequencial Direta (DSS) e Co-Simulação Sequencial Direta (Co-DSS) fornecidos pelo CERENA (IST);
- Microsoft Excel 2010 e MATLAB R2013a para realizar rotinas de cálculos e gerenciar grandes bancos de dados.

A metodologia proposta para ambos reservatórios (teórico e real) está organizada no APÊNDICE A, apresentando a sequência dos passos da modelagem dos reservatórios sintéticos. O reservatório elaborado com apenas dados de literatura será referenciado, nesta dissertação, como reservatório sintético ‘teórico’ (ou reservatório A) enquanto o reservatório

modelado a partir de dados cedidos pela ANP será referenciado como reservatório sintético 'real' (ou reservatório B).

2. Área de Estudo - Reservatório de Namorado

Com o objetivo de criar um reservatório sintético mais próximo da realidade possível, decidiu-se escolher um reservatório existente conhecido para ser referência dos modelos sintéticos. Desta forma, o reservatório real escolhido para ser referência foi o Reservatório de Namorado, localizado na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro (Brasil).

2.1. Bacia de Campos

A Bacia de Campos está localizada entre o litoral norte do Estado do Rio de Janeiro (Brasil) e no litoral sul do Estado do Espírito Santo (Brasil). Esta bacia possui cerca de 100.000 Km², mais de 1.600 poços perfurados ao longo de quase quatro décadas (Dias et al., 1989). Do ponto de vista produtivo e econômico, esta bacia é a mais importante do Brasil já tendo representado cerca de 90% das reservas de petróleo do país.

A Bacia de Campos é limitada a Norte e Sul por dois altos estruturais. A Sul pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Santos e outro ao Norte pelo Alto de Vitória, que a separa da Bacia do Espírito Santo e a oeste por rochas pré-Cambrianas, que afloram próximo à cidade de Campos. Seu limite leste é definido com base na sua prospectividade econômica. O ANEXO A - Bacia de Campos e o Campo de Namorado exhibe as dimensões da Bacia de Campos e a localização e o formato do Reservatório de Namorado. Sua gênese atrelada à grande quebra do supercontinente *Gondwana* há cerca de 140 Ma (milhões de anos) formando o Oceano Atlântico, entre os atuais continentes Sul-Americano e Africano. Essa ruptura foi resultado da atuação de forças distensivas produzindo-se um sistema de *rift valleys* alongados na direção SW-NE, onde se desenvolvem *horsts*, *grabens* e *semi-grabens*, limitados por falhas sintéticas e antitéticas (Gabaglia, 1991).

Assim como outras bacias sedimentares brasileiras, a Bacia de Campos é marcada por uma descontinuidade regional, de idade Aptiano Inferior, que define o limite entre dois tipos estruturais distintos (um ao Sul pelo Alto de Cabo Frio e outro ao Norte pelo Alto de Vitória). O falhamento ocorrido no Cretácio inferior afeta, em geral, o embasamento vulcânico e os depósitos *sin rift*. A estruturação dos depósitos pós-descontinuidade foi controlada pela instabilidade dos evaporitos no período Aptiano Superior. Este tipo de tectonismo acredita-se

ter controlado as fácies sedimentares e a formação de armadilhas para a maioria das acumulações de óleo na bacia. Como objetivo de visualizar melhor as sequências que compõem a Bacia de Campos, o ANEXO B - Carta estratigráfica da Bacia de Campos apresenta a carta estratigráfica da Bacia de Campos, extraído da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

2.2. Campo de Namorado

O Campo de Namorado localiza-se na porção centro-oeste da Bacia de Campos, parte norte da plataforma continental do Estado do Rio de Janeiro (Brasil), posição intermediária entre o campo petrolífero de Garoupa na plataforma continental e o campo petrolífero de Marlim no talude. Este campo possuiu uma área de lavra de aproximadamente 20 km², está a aproximadamente 80 km da costa e entre as cotas batimétricas de 140 a 250 m na margem continental brasileira.

O campo foi descoberto em 1975, com a perfuração do poço 1-RJS-19 em uma lâmina de água de 166 metros. A sua locação foi baseada em interpretação sísmica de um alto estrutural junto ao intervalo superior de uma espessa seção carbonática Albo-Turoniana, definida por Schaller (1973) de Formação Macaé. Esse poço apresenta algumas particularidades pioneiras na exploração de óleo na Bacia de Campos pois foi o primeiro a encontrar óleo em arenitos turbidíticos (o prospecto inicial era em carbonatos), constituindo-se no primeiro campo gigante das bacias sedimentares brasileiras com uma reserva de mais de 250 milhões de barris de óleo. A produção de óleo foi iniciada em junho de 1979 e para a exploração desse campo foram instaladas duas plataformas, PNA-1 e PNA-2. O desenvolvimento do campo teve início em dezembro de 1982 com a perfuração do poço 7-NA-7-RJS. As profundidades onde são encontrados os reservatórios variam entre 2.940 e 3.300 metros. Conforme Menezes (1986), a coluna máxima de óleo é de cerca de 160m e o net-play médio, por poço, é de 60m. Segundo Cruz (2003), em média, a porosidade é de 26%, a saturação de óleo 75%, a permeabilidade é de 400 mD e o índice de produtividade, normalmente, é maior que 50 m³/d/kgf/cm². O óleo tem 28° API e possui viscosidade próxima a 1 centipoise (cP).

2.2.1. Aspectos estruturais, geológicos e estratigráficos

O campo de Namorado é dividido em quatro grandes blocos delimitados por falhas normais e o óleo provém da parte central do bloco principal (Guardado et al., 1990). As

acumulações de hidrocarbonetos ocorrem em armadilhas que podem ser estruturais ou estratigráficas e apresentam estrutura ao longo da direção NW-SE. Conforme Menezes (1986) a evolução pós-deposicional gerou diversos blocos falhados, os quais proporcionaram subtrapeamentos de óleo aos níveis estruturais diferenciados, que serviram de base para o zoneamento inicial do campo. A Figura 1 apresenta os quatro grandes blocos.

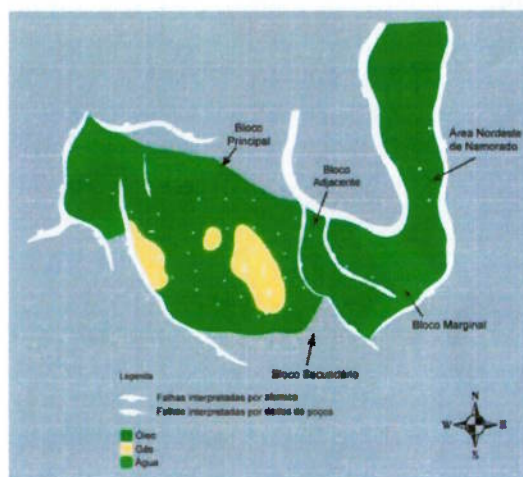


Figura 1 - Mapa estrutural do topo do reservatório do Campo de Namorado

O reservatório Namorado é formado pelas areias turbidíticas ou arenitos turbidíticos (Arenito Namorado) de idade Albiano Superior a Cenomaniano Médio/Superior. Do ponto de vista estratigráfico, o Arenito Namorado pertence ao Membro Outeiro da Formação de Macaé (β e γ) cujas profundidades abaixo do leito oceânico variam entre 2900 e 3400 metros. De acordo com Meneses e Adams (1990), a geometria externa predominante dos arenitos é lenticular e/ou tabular. Seu limite na base se dá por uma plataforma carbonática e no topo por folhelhos e margas.

2.2.2. Modelo deposicional

De acordo com Barboza (2005), o Campo de Namorado possui quatro sistemas turbidíticos, conclusão baseada na interpretação sismoestratigráfica tridimensional. De modo geral, o modelo deposicional propõe um empilhamento de leques turbidíticos de forma que esses depósitos preencheram, inicialmente, uma depressão estreita e alongada. A deposição apresenta na base uma arquitetura de preenchimento do tipo canalizada e tende a geometria amalgamada/lobada para o topo do intervalo resultado de uma evolução marcada por ciclos regressivos e tendência transgressiva (processo geológico em que o nível do mar sobe em relação à linha de costa). Essas sequências evoluem, em termos de geometria deposicional, de um sistema de canal para um sistema de lobos sobre uma plataforma carbonática,

caracterizando um progressivo preenchimento da calha deposicional. Em outras palavras, trata-se de um empilhamento de leques turbidíticos que vão desde depósitos de canais na base da seção do Campo de Namorado, a depósitos que tendem a geometria de amalgamados/lobos, no topo. A organização vertical dos depósitos indica um aumento progressivo da lâmina d'água (transgressão marinha) e uma retrogradação progressiva dos depósitos turbidíticos ao longo do tempo.

Os autores Barboza et al (2005), utilizando descrições sedimentológicas das litofácies, testemunhos do Arenito Namorado e as visualizações tridimensionais modelaram um modelo estratigráfico para o reservatório de Namorado através do software *VoxelGeo*® representado por quatro sequências deposicionais, conforme apresenta a Figura 2. O modelo evolutivo deposicional será bastante importante na etapa de modelagem das fácies.

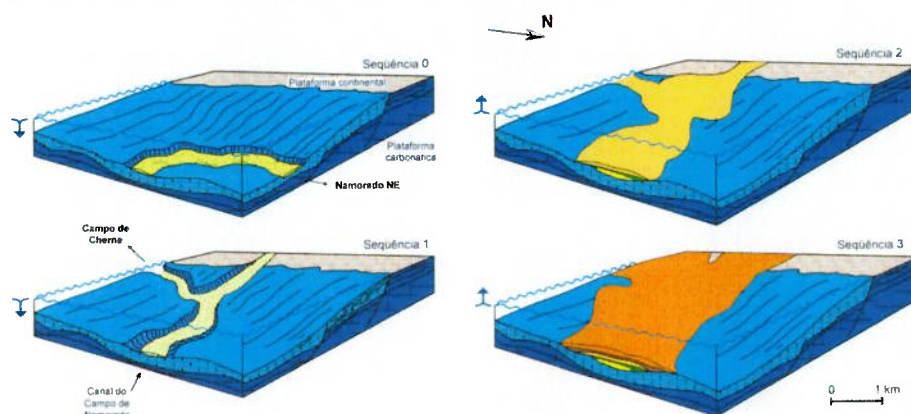


Figura 2 - Modelo esquemático da evolução deposicional para a área do Campo de Namorado (extraído de Barboza, 2005).

3. Modelagem dos reservatórios

3.1. Modelo estrutural

O primeiro passo da construção do reservatório sintético foi modelar a sua estrutura. Porém, como não havia nenhuma sísmica para interpretação, foi preciso elaborar um. Assim o modelo estrutural proposto e elaborado para este trabalho consistiu em um anticlinal simétrico cujo plano axial possuía direção Norte-Sul com uma falha normal que o atravessava perpendicularmente. Este modelo estrutural foi construído utilizando o software comercial *Petrel*® da empresa *Schlumberger*. O reservatório sintético tem formato retangular de 3.750 metros por 5.000 metros e uma altura de 300 metros segmentados em uma malha de 151 x 200 x 300 células. Logo, cada célula possui, respectivamente em x, y e z, a dimensão de 25 m x 25 m x 1 m. O reservatório possui três grandes camadas de mesma espessura (100 células

ou 100 metros). O segundo passo foi inserir a falha normal de direção Leste-Oeste, ou seja, perpendicular ao plano axial do anticlinal, 45° de mergulho com rejeito vertical e/ou separação estratigráfica de 100 metros. A falha corta o modelo em dois blocos: Sul (muro ou lapa) e Norte (teto ou capa). Ambos reservatórios (abordagem teórica e real) utilizaram o mesmo modelo estrutural do primeiro reservatório sendo que o único motivo desta decisão é o fato desta tese envolver uma comparação. Assim, é importante que haja um máximo número de parâmetros semelhantes diminuindo assim os graus de liberdade, contribuindo para uma comparação mais assertiva. Assim sendo, adotando o mesmo modelo estrutural, ambos reservatórios terão mesma dimensão, mesma *grid* e geometria do tipo anticlinal. Para análise da integridade das células, o controle de qualidade da modelagem da estrutura e falha deu-se de duas maneiras, uma qualitativa e outra quantitativa. A qualitativa é a análise do volume individual de cada célula (*bulk volume*) enquanto a análise quantitativa é feita por meio da análise de estatísticos principais como média, desvio-padrão, mínimo e máximo e histogramas.

3.2. Modelo de fácies

Esta etapa compreendeu o desenvolvimento do modelo de fácies e a geometria dos corpos sedimentares que fazem parte do modelo reservatório sintético. Fácies podem ser definidos com o um conjunto de características que distinguem uma rocha das rochas adjacentes, através da litologia, coloração, estruturas sedimentares, distribuição granulométrica, ou seja, o ambiente em que a rocha se formou (ambiente deposicional). Nesta etapa do projeto, utilizou-se o *Object Modeling* (simulação estocástica) do *Petrel* (*Schlumberger*). O modelo proposto é composto por diferentes tipos de ambientes sedimentares siliciclásticos do tipo canais de areia. A partir da pesquisa bibliográfica, elaborou-se um modelo de fácies fortemente atrelado ao modelo deposicional do Reservatório de Namorado (subcapítulo 2.2.2).

Portanto, em termos práticos, o reservatório sintético foi concebido com um padrão diferente de fácies para cada uma das três camadas que o constituem. Com base no modelo deposicional, a camada inferior consiste em um sistema de canais discretos que possuem pouca largura porém maior profundidade. Por outro lado, a camada superior é composta por um sistema de canais amalgamados/lobos, portanto, mais finos mas com maiores largura e comprimento. A camada intermediária é uma camada de transição com canais cujas larguras e profundidades são valores intermédios das camadas vizinhas. Os canais são preenchidos por

areia e o preenchimento das zonas restantes se dá por folhelho, em um sistema de apenas duas fácies. Do ponto de vista de potencialidade de reservatório, a areia representa um bom reservatório enquanto o folhelho representa a rocha não-reservatório. Os parâmetros para a simulação (*object modeling* do *Petrel*®) dos canais (orientação, amplitude, comprimento de onda, largura e espessura) e os valores empregados foram organizados no APÊNDICE B.

É importante notar que esta etapa do projeto foi bastante iterativa, de modo, que a cada simulação, analisava-se o resultado, alteravam-se as entradas para a próxima simulação na tentativa de obter resultados mais compatíveis com aqueles desejados. Ambos reservatórios, de abordagem teórica e real, utilizaram também o mesmo modelo de fácies sendo o motivo o mesmo explicado no modelo estrutural. Empregando o mesmo modelo de fácies, a geometria e a proporção de arenito e folhelho se mantêm, consequência de extrema importância, pois dependendo da litologia, as propriedades calculadas sofrem cálculos ou rotinas de cálculos diferentes.

3.3. Abordagem teórica

Esta seção da dissertação apresentará os passos da modelagem do primeiro reservatório sintético ou com abordagem teórico. A primeira propriedade a ser estudada foi a propriedade petrofísica porosidade.

3.3.1. Propriedades petrofísicas

3.3.1.1. Porosidade

A primeira propriedade calculada foi a porosidade a qual foi simulada através da Simulação Sequencial Direta (DSS), isolada para os arenitos e folhelhos e condicionada à uma distribuição de referência e à um modelo de variograma. Devido à falta de dados experimentais reais, foi preciso elaborar uma distribuição de porosidade para condicionar a simulação estocástica e para tal, era necessário definir parâmetros estatísticos. Com o objetivo de tornar o reservatório o mais próximo possível da realidade, buscaram-se informações reais relacionadas à porosidade do Campo de Namorado. Fonseca (2011) utilizou métodos geoestatísticos com a finalidade de estimar a porosidade do Campo de Namorado a partir da impedância acústica. Para tal, Fonseca utilizou dados fornecidos pela ANP, os quais incluíam informações obtidas em poços reais e com base nestes dados, Fonseca calculou parâmetros estatísticos da porosidade real de Namorado (Tabela I), informações que foram utilizadas para elaborar a distribuição da porosidade do reservatório sintético.

Tabela I - Estatísticos da distribuição para DSS da porosidade (extraídos de Fonseca, 2011)

Porosidade (Φ) (%)	Areia		Folhelho	
	Literatura	Distribuição	Literatura	Distribuição
Média	24,96	24,86	3,81	5,44
Desvio Padrão	2,80	4,85	4,88	3,30
Mínimo	0,01	12,22	0,01	0,01
Máximo	33,53	33,30	20,42	16,05

Outra informação importante na simulação da porosidade é o variograma, o qual é definido pelo número de estruturas, tipo de estrutura, amplitudes e ângulos. Estes parâmetros também foram extraídos de Fonseca (2011) e estão organizados na Tabela II.

Tabela II - Parâmetros do variograma (extraído de Fonseca, 2011)

	Areia		Folhelhos	
	Estrutura 1	Estrutura 2	Estrutura 1	Estrutura 2
Tipo	Esférico	Esférico	Esférico	Esférico
Efeito Pepita	0,11	0	0,05	0
Amplitude (Range)	650/650/22	1300/1300/0	750/750/26	800/800/0
Ângulos	0/0/0	0/0/0	0/0/0	0/0/0

3.3.1.2. Permeabilidade

No reservatório sintético, presumiu-se que a permeabilidade está correlacionada com a porosidade e, portanto, decidiu-se por co-simular a permeabilidade utilizando a porosidade como variável secundária. Em outras palavras, a permeabilidade foi co-simulada utilizando a Co-Simulação Sequencial Direta com distribuição de probabilidade conjunta (ou Co-DSS) condicionada à uma distribuição. Novamente, devido à falta de dados experimentais reais, foi preciso elaborar uma distribuição de permeabilidade para condicionar a simulação estocástica. Para atribuir embasamento teórico para tal distribuição, foi utilizada a relação de *Kozeny-Carman* a qual é uma relação matemática que calcula permeabilidade de um meio poroso em função de parâmetros como porosidade, tortuosidade e tamanho das partículas (Equação 1). Onde Φ é a porosidade, d é o diâmetro médio dos grãos (em micrometros) e τ é a tortuosidade. Ainda na fórmula de *Kozeny-Carman*, introduziu-se um fator de adaptação (C).

$$K = \frac{1}{72} \frac{\Phi^3}{(1 - \Phi)^2 \cdot \tau} d^2 \quad K = \frac{C}{72} \frac{\Phi^3}{(1 - \Phi)^2 \cdot \tau} d^2 \quad (1)$$

O intuito deste fator foi tornar a distribuição mais compatível com a realidade, pois haviam valores de permeabilidades reais extraídas da literatura (Fonseca, 2011). Ou seja, utilizando *Kozeny-Carman*, foi possível estimar a permeabilidade em função da porosidade enquanto o fator de adaptação (C) ajudou esses valores estimados tender a valores extraídos da literatura. Os dados extraídos da literatura e os parâmetros da fórmula de *Kozeny-Carman* estão na Tabela III.

Tabela III - Parâmetros usados na fórmula de Kozeny-Carman

Parâmetro	Areias	Folhelhos
Fator de adaptação (C)	1,4	10,3
Tortuosidade (τ)	2,5	2,5
Diâmetro médio (d) (em μm)	1500	250

Por fim, adicionou-se uma dispersão de 10% para mais ou menos. Os estatísticos da permeabilidade da literatura e da distribuição foram comparados na Tabela IV.

Tabela IV - Estatísticos da distribuição para Co-DSS da permeabilidade (extraídos de Fonseca, 2011)

Permeabilidade (K) (mD)	Areia		Folhelho	
	Literatura	Distribuição	Literatura	Distribuição
Média	562,40	562,75	1,39	1,42
Desvio Padrão	418,98	321,48	3,61	3,56
Mínimo	0,10	37,12	0,10	0,01
Máximo	3000	1530,14	58,98	22,07

Com a distribuição condicionante pronta, co-simulou-se, através da Co-DSS, a permeabilidade. Os variogramas usados possuem os mesmos parâmetros daqueles utilizados na simulação da porosidade, como seguem na Tabela II. O elipsoide de busca foi o mesmo usado na simulação da porosidade, ou seja, do tipo *Two-part Search*, com raios de 5000/2500/60 nas seguintes direções 0/0/0.

3.3.2. Propriedades petroelásticas

3.3.2.1. Densidade

Em seguida, iniciou-se a modelagem das propriedades elásticas. A densidade foi calculada utilizando a Equação 2 (função da porosidade, densidade do fluido e matriz), onde

Φ é a porosidade e ρ_{fluido} é a densidade do fluido que preenche os vazios da rocha, f_i é a fração do mineral i da rocha e ρ é a densidade correspondente daquele mineral.

$$\rho = \Phi \cdot \rho_{fluido} + (1 - \Phi) \cdot \rho_{matriz} \quad \rho_{matriz} = \sum_{i=1}^n f_i \rho_{m_i} \quad (2)$$

Por meio da bibliografia, foi possível levantar dados da composição de cada fácies, a fração de cada mineral e sua correspondente densidade. O Arenito do Campo Namorado (Arenito Namorado) caracteriza-se pelo desenvolvimento de corpos arcossianos (ou arcósios) espessos com boas porosidades efetivas. Genericamente, o termo arenito corresponde à areia litificada e, geralmente, é composto pelos minerais quartzo, feldspato (ou outros minerais de origem ígnea) e fragmentos líticos. Os arenitos arcossianos ou arcósios contêm mais de 25% de feldspato de origem detrítica. O arcósio típico é uma rocha de granulação grossa e coloração cinza ou rósea-avermelhada, esta última atribuída aos fragmentos de feldspatos potássicos. Por outro lado, os folhelhos são rochas que possuem grãos de tamanho argila. A mineralogia de cada fácies está organizada na Tabela V.

Tabela V - Proporção mineralógica e densidades (extraído de rc.unesp.br e Castro, 2006)

Mineral	Densidade (g/cm ³)	Canal - Areia	Várzea - Folhelhos
Argila	2,40	0,04	0,70
Quartzo	2,65	0,56	0,20
Feldspato	2,63	0,40	0,10

Desta forma, foi possível obter a densidade de cada fácies. É importante atentar que a densidade foi calculada em condição de saturação em água salobra, cuja densidade encontrada na literatura para o Campo de Namorado foi de 1,05 g/cm³ (Silva et al., 2010). Por fim, devido à variabilidade natural da natureza, introduziu-se ruído de 2,5% através de uma fórmula randômica para cada uma das fácies. Portanto,

$$\text{Canais (areia): } \rho_{matriz} = 2,632 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Várzea (folhelho): } \rho_{matriz} = 2,473 \text{ g/cm}^3$$

Geralmente, em contextos teóricos, as propriedades petroelásticas (como densidade, V_s e V_p) são calculadas primeiramente em rocha seca ou com água como o fluido, ou seja, rochas saturadas com água, uma vez que os modelos de *rock physics* foram obtidos em laboratório a partir de rochas secas ou saturadas com água. No segundo caso, para esses

modelos serem válidos é preciso que água preencha os poros da rocha. Portanto, primeiro calculam-se a densidade, V_p e V_s com rochas saturadas com água e depois executa-se uma transformação matemática denominada *substituição de fluídos* proposta por Gassmann (1951) com objetivo de obter as mesmas propriedades petroelásticas de uma rocha saturada com petróleo e/ou gás.

Como a argila e areia são distintas em vários aspectos, optou-se por aplicar métodos diferentes (física das rochas) no cálculo de cada uma. Ou seja, de forma rápida, foi utilizado um modelo diferente para areias e folhelhos no cálculo da velocidade compressional e cisalhante. Ou seja, para o cálculo das velocidades compressionais das areias foi utilizado o método de Cimentação Constante proposto por Dvorkin e Nur (1996) e para os folhelhos a relação empírica de Oliveira (2005). Por outro lado, a velocidade cisalhante das areias foi calculada pela relação física enquanto para os folhelhos foi usado a relação de Castagna (1985).

3.3.2.2. Velocidade compressional (V_p)

O modelo sintético do reservatório sintético mesclou o modelo teórico de Cimentação Constante de Dvorkin e Nur (1996) para o cálculo das V_p para areias e o modelo empírico de Oliveira (2005) para os folhelhos. Este modelo de Cimentação Constante (Dvorkin e Nur, 1996) permite o cálculo da velocidade compressional no qual este é função do módulo de compressibilidade (K), cisalhamento (G) e densidade (ρ) conforme o APÊNDICE C.

Por outro lado, para o cálculo da velocidade compressional dos folhelhos, foi utilizada a relação empírica proposta por Oliveira (2005) o qual analisa a variação das velocidades compressionais em função da porosidade efetiva (φ_e) e volume de argila (V_{arg}) do Arenito Namorado e folhelhos presentes no Campo de Namorado, elaborando um modelo de regressão linear. Para este estudo, o autor utilizou dados de perfilagem geofísica de poços e os ANASETE's pertencentes ao conjunto de dados Campo Escola de Namorado, cedido pela ANP para fins didáticos às instituições brasileiras de ensino e pesquisa. Dentre os perfis cedidos estão o sônico, GR, resistividade, porosidade “neutrão” e densidade RHOB. Os resultados obtidos indicam que, nas litologias estudadas, a velocidade compressional tende a diminuir com o aumento tanto da porosidade efetiva como do volume de argila. Assim, o autor concluiu a seguinte relação empírica (Equação 3).

$$V_p = -0,0582 \cdot \varphi_e - 0,0145 \cdot V_{arg} + 4,7634 \text{ (Km/s)}, R = 0,8930 \quad (3)$$

Para aplicação da relação de Oliveira, duas importantes premissas foram assumidas. A primeira foi a aproximação da porosidade efetiva pela porosidade absoluta por não ter a porosidade efetiva do reservatório sintético. A segunda premissa foi que os dados da perfilagem geofísica cedidos foram medidos na condição de saturação em água salobra, o que não seria verdade, pois no reservatório real, pode haver, além de água salobra e óleo, gás, infiltração de lama de perfuração, entre outros. Portanto, a fórmula usada foi a Equação 4.

$$V_p = -0,0582 \cdot \varphi - 0,0145 \cdot V_{arg} + 4,7634 \text{ (Km/s)} \quad (4)$$

3.3.2.3. Velocidade cisalhante (Vs)

O modelo sintético da velocidade cisalhante para os canais de areia utilizou a relação física apresentada na Equação 5.

$$V_{s \text{ sat}} = \sqrt{\frac{G_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (5)$$

Por outro lado, para os folhelhos, as velocidades cisalhantes para a situação de saturação em água salobra foram calculadas pela relação V_p - V_s de Castagna (1985) a partir da velocidade compressional calculadas pela relação empírica de Oliveira (2005) (Equação 6).

$$V_s = 0,862 V_p - 1,172 \text{ (Km/s)} \quad (6)$$

(Extraído de *The Rock Physics Handbook*, 1998)

A relação acima é uma regressão empírica determinadas por Castagna et al. (1985) para os folhelhos em condições *in situ* de saturação em água (Figura 3). Esta relação V_s/V_p de Castagna para os folhelhos é famosa e conhecida por “mudrock line” (1985).

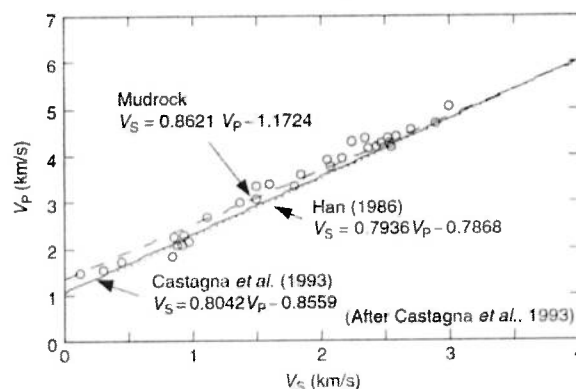


Figura 3 - Regressão linear de Castagna folhelhos (B) saturados em água (extraídos de *The Rock Physics Handbook*, 1998)

Por fim, adicionou-se 2,5% de ruído para mais ou menos, por meio de uma fórmula randômica. Conforme comentado anteriormente, ainda é preciso aplicar a Substituição de Fluidos de *Gassmann* (1951), concluindo que o cálculo das velocidades ainda não está concluído. Assim, é importante ressaltar que até esta parte do trabalho, a densidade e as velocidades compressional (V_p) e cisalhante (V_s) foram calculadas para a situação de saturação em água salobra. No entanto, como não haverá apenas água salobra no reservatório sintético, ou seja, haverá regiões com óleo, é preciso recalcular as propriedades elásticas para saturação em óleo. Para tal, executou-se a chamada Substituição de Fluidos de *Gassmann*, introduzida em 1951. Este método calcula os módulos elásticos da rocha de acordo com a substituição do fluido que ocupa os poros da rocha de acordo com o APÊNDICE D. Feito isso, foi adicionado 2,5% de ruído, nos resultados de *Gassmann*. Calculou-se também a relação V_p/V_s (divisão da velocidade compressional pela cisalhante).

3.4. Abordagem real

Esta seção da dissertação apresentará os passos efetuados da modelagem do segundo reservatório sintético ou com abordagem real. Por se tratar de uma comparação, a teoria do segundo reservatório sintético se assemelhará ao máximo ao primeiro reservatório, mantendo, sempre que possível, a mesma metodologia. Tende-se assim, ter uma comparação mais efetiva e assertiva.

3.4.1. Material utilizado

Para a construção e validação do reservatório sintético ‘teórico’, recorreu-se a dados reais do Campo de Namorado. Para tal, foi solicitada à ANP (Agência Nacional do Petróleo) dados reais do Reservatório de Namorado que pudessem contribuir neste trabalho. Resumidamente, os dados cedidos pela ANP correspondem a um conjunto de dados de perfilagem geofísica e de análises sequenciais de testemunho compreendidos no pacote Campo Escola de Namorado.

Os dados utilizados no presente trabalho pertencem ao conjunto de dados denominado Campo Escola de Namorado, o qual foi cedido pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Brasil) para fins didáticos às instituições de ensino e pesquisa brasileiras. O pedido envolveu descrições de testemunhos juntamente com informações relacionadas a quatro perfis geofísicos: sônico (DT), raios-gama (GR), nêutrons (NPHI) e densidade (RHOB), respectivamente expressos em $\mu\text{s/ft}$, unidades API, % e g/cm^3 referentes à seis poços de

Namorado: 1RJS 0019 RJ, 1RJS 0387 RJ, 3NA 0005A RJS, 3NA 0021B RJS, 3RJS 0393D RJ, 4RJS 0042 RJ. É importante ressaltar que nem todos poços apresentam uma continuidade de medições e nem todos os seis poços possuem as quatro perfilagens. Ou seja, é comum observar intervalos sem medições e/ou com nenhuma ou apenas algumas perfilagens.

Logo após o recebimento dos dados da ANP, foi feito um levantamento simples de todos as informações recebidas. Após isso, realizou-se um tratamento e filtragem dos dados. Resumindo, da totalidade dos dados cedidos, foram separados aqueles que seriam efetivamente utilizados na construção do reservatório sintético. Para a seleção das amostras, inicialmente foi utilizada a Descrição de Amostra de Calha com o objetivo de identificar intervalos de Arenito Namorado e Folhelhos, as duas litologias relevantes para este estudo. Na maioria dos casos, não havia somente arenito ou somente folhelho em uma dada profundidade, sendo que foi considerado a litologia com maior porcentagem. Em seguida, estes mesmos intervalos foram localizados nos perfis geofísicos correlacionando os valores de profundidade. Ou seja, neste primeiro filtro, manteve-se apenas dados referentes às litologias arenito e folhelhos ao passo que dados de outras litologias como marga, calcilutito, siltito foram descartados uma vez que este estudo não considera outras litologias. O segundo filtro foi separar os dados apenas no intervalo de interesse, ou seja, o intervalo do Reservatório de Namorado que varia entre 2940 a 3300 metros de profundidade (Barboza, 2005). Considerar apenas os dados entre a profundidade do Campo de Namorado confere maior veracidade ao reservatório sintético.

No fim, obteve-se as medições das quatro perfilagens (DT, GR, RHOB e NPHI) para apenas folhelhos e arenitos dentro do intervalo de 2940 a 3300 metros de profundidade. Terminada esta etapa, deu-se início a modelagem do novo reservatório sintético.

3.4.2. Propriedades petrofísicas

3.4.2.1. Porosidade

Assim como no reservatório 'teórico', a porosidade foi simulada através da simulação sequencial direta (DSS), individualmente para os canais de arenitos e folhelhos e condicionada à uma distribuição. O reservatório B utilizou a Equação 7 para o cálculo da porosidade efetiva do reservatório o qual ajudou a compor a distribuição condicionante da simulação. É importante atentar que, esta nova metodologia utiliza dados de perfilagem RHOB.

$$\varphi_{efetiva} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{perfil}}{\rho_{ma} - \rho_f} - V_{arg} \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{arg}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) \quad (7)$$

Onde ρ_{perfil} é a resposta do perfil RHOB, ρ_{ma} é a densidade da matriz, ρ_f é densidade do fluido que preenche os poros (assumiu-se água salobra), ρ_{arg} é a densidade do ponto de folhelho e V_{arg} é a argilosidade. Os valores utilizados foram os mesmos do subcapítulo 3.3.2.1 e Tabela V. Os poços que apresentavam dados de RHOB para o intervalo de 2940 a 3300 metros e areais/folhelhos foram os seguintes: 1RJS 0019 RJ, 1RJS 0387 RJ, 3NA 0005A RJS, 3RJS 0393D RJ e 4RJS 0042 RJ. Os estatísticos da distribuição estão organizados na Tabela VI. Os parâmetros geoestatísticos, modelo de continuidade espacial, utilizados foram os mesmos utilizados no reservatório teórico, ou seja, extraídos de Fonseca (2011), para manter um grau alto de semelhança para futura comparação

Tabela VI - Estatísticos da distribuição para DSS da porosidade (dados ANP)

Distribuição da porosidade (em %)	Areia	Folhelho
Média	14,52	8,26
Desvio Padrão	6,92	4,74
Mínimo	0,10	0,06
Máximo	36,27	14,99

3.4.2.2. Permeabilidade

Mantendo a coerência com o reservatório teórico, presumiu-se que a permeabilidade está correlacionada com a porosidade e portanto foi preciso co-simular a permeabilidade considerando a porosidade. Novamente, utilizou-se a Co-Simulação Sequencial Direta com distribuição de probabilidade conjunta (Co-DSS) recorrendo à uma distribuição de permeabilidade condicionante e com o objetivo de atribuir embasamento teórico, essa distribuição foi elaborada através da relação de *Kozeny-Carman*. Da mesma forma do reservatório A, foi considerado um fator de adaptação (C) na fórmula original de *Kozeny-Carman* (Equação 1) de 2,2 para os arenitos e 2,7 para os folhelhos. Os demais parâmetros usados foram os mesmos apresentados na Tabela III, e por fim, adicionou-se uma dispersão de 10% para mais ou menos. Os parâmetros geoestatísticos utilizados foram os mesmos utilizados na simulação da porosidade (extraídos de Fonseca, 2011). A Tabela VII apresenta os estatísticos da distribuição da permeabilidade.

Tabela VII - Estatísticos da distribuição para Co-DSS da permeabilidade

Distribuição da permeabilidade (em mD)	Areia	Folhelho
Média	242,09	1,40
Desvio Padrão	328,58	1,64
Mínimo	0,01	0,01
Máximo	3264,08	5,92

3.4.3. Propriedades petroelásticas

3.4.3.1. Densidade

A densidade do reservatório 'teórico' foi calculada por não se ter dados reais sobre a densidade. No caso do reservatório 'real', com a cedência dos dados de RHOB pela ANP, a densidade foi simulada através da simulação sequencial direta (DSS) condicionada à uma distribuição e individualmente para arenitos e folhelhos. A distribuição de densidade foi desenvolvida a partir de dados de RHOB (g/cm^3) reais cedidos pela ANP e neste caso foram usados dados de cinco poços (1RJS 0019 RJ, 1RJS 0387 RJ, 3NA 0005A RJS, 3RJS 0393D RJ e 4RJS 0042 RJ) dentro do intervalo do Reservatório de Namorado (2940 a 3300 m) para os folhelhos e arenitos. Os parâmetros geoestatísticos utilizados foram os mesmos utilizados na simulação da porosidade (extraídos de Fonseca, 2011).

É importante lembrar que, diferentemente do reservatório 'teórico' no qual foi definido um contato óleo-água delimitando as regiões com óleo e água nos arenitos, no reservatório 'real' não tem-se conhecimento ou informações, dentre os dados cedidos pela ANP, sobre as regiões que contenham água salobra, óleo, gás e/ou outros fluídos. Ou seja, não se tem conhecimento da localização e saturação exata de cada fluido mas, então, presume-se que no instante da coleta dos dados das ANP no Namorado, haviam gás, óleo, água, lama de perfuração, entre outros. A implicação prática disso está na não aplicação da Substituição de Fluidos de *Gassmann*, uma vez que não se tem informações precisas sobre as localizações das regiões que contenham óleo. Portanto, a Tabela VIII apresenta os estatísticos da distribuição da densidade.

Tabela VIII - Estatísticos da distribuição para DSS da densidade (dados ANP)

Distribuição da densidade (em g/cm ³)	Areia	Folhelho
Média	2,40	2,44
Desvio Padrão	0,11	0,12
Mínimo	2,05	1,88
Máximo	2,67	2,65

3.4.3.2. Velocidade Compressional

A velocidade compressional do reservatório 'teórico' foi pela ausência de dados reais da velocidade calculada (Dvorkin e Nur, 1996). No caso do reservatório 'real', Vp foi simulada através da simulação sequencial direta (DSS) condicionada à uma distribuição e individualmente para arenitos e folhelhos. A distribuição da velocidade compressional foi elaborada a partir de dados de DT ($\mu\text{s}/\text{ft}$) reais cedidos pela ANP e neste caso, os dados usados foram de apenas um poço (4RJS 0042 RJ), único que atendia os filtros aplicados aos dados cedidos (subcapítulo 3.4.1). Os valores de velocidade da onda P (Vp) foram obtidos diretamente a partir dos dados referentes ao perfil sônico (DT), através de uma simples conversão de unidades (de $\mu\text{s}/\text{ft}$ para km/s). Este método utilizando o perfil DT como parâmetro de velocidade compressional já foi usado pelo Oliveira (2005) em seu estudo de velocidades de ondas-P. Um ponto bastante importante é a premissa adotada na qual todos os dados coletados de DT reflexem única e exclusivamente a velocidade compressional. A Tabela IX apresenta os estatísticos da distribuição da velocidade compressional.

Tabela IX - Estatísticos da distribuição para DSS da velocidade compressional (dados ANP)

Distribuição da Vp (em m/s)	Areia	Folhelho
Média	3549,45	3457,37
Desvio Padrão	309,32	442,42
Mínimo	2513,99	2973,19
Máximo	4788,63	5076,57

Os parâmetros geoestatísticos utilizados foram os mesmos utilizados na simulação da porosidade (extraídos de Fonseca, 2011). O elipsoide de busca foi o mesmo usado na simulação da porosidade, ou seja, do tipo *Two-part Search*, com raios de 5000/2500/60 nas seguintes direções 0/0/0. Resumindo, calculou-se a velocidade compressional para os canais e

para os folhelhos e devido à variabilidade natural da natureza, introduziu-se ruído de 3,0% para cada uma das fácies.

Assim como a densidade do segundo reservatório, não será aplicado a Substituição de Fluidos de *Gassmann* por não se ter conhecimento das regiões que contenham óleo e quais suas saturações. Outro ponto importante nesta propriedade é que se tentou calcular a velocidade compressional por outros métodos, desde teoricamente via *Dvorkin e Nur* (1996) e *Gardner* (1974) até empiricamente via as equações de *Oliveira* (2005). No entanto, após validação dos resultados, os modelos teóricos de *Dvorkin e Nur* e empírico de *Oliveira* foram descartados neste contexto, visto que os dados reais de Namorado cedidos pela ANP conferiam maior veracidade ao resultado final.

3.4.3.3. Velocidade Cisalhante

Como, dentre os dados cedidos pela ANP, não haviam dados relacionadas à velocidade cisalhante, foi preciso calculá-la. A estratégia adotada foi a mesma do reservatório 'teórico', em que a velocidade cisalhante foi calculada através da relação de V_p - V_s de *Castagna et al.* (1985, 1993), conforme Equação 8.

$$\text{Arenitos: } V_s = 0,804 V_p - 0,856 \text{ (Km/s)}$$

$$\text{Folhelhos: } V_s = 0,862 V_p - 1,172 \text{ (Km/s)} \quad (8)$$

(Extraído de *The Rock Physics Handbook*)

É importante ressaltar que a relação de *Castagna* é feita com saturação única em água. Ou seja, mesmo não atendendo esta condição de saturação, aplicou-se *Castagna* pela grande aderência de seus resultados observadas ainda no estudo do reservatório A ou teórico. Como V_s , neste estudo, deriva da velocidade compressional, mantem-se o cenário em que não há informações suficientes para definir as regiões que contem água salobra, óleo, gás e/ou outros fluidos. Assim, é importante frisar novamente que não executou-se a Substituição de Fluidos de *Gassmann*. Resumindo, calculou-se a velocidade cisalhante para os canais e para as várzeas e devido à variabilidade natural da natureza, introduziu-se ruído de 3,0% para cada uma das fácies. Por fim, calculou-se também a razão V_p/V_s a qual basicamente é a divisão da primeira velocidade pela segunda.

4. Resultados e comparação

Nesta parte da dissertação, serão apresentados os resultados obtidos em cada propriedade de cada reservatório sintético, comparando-os. Os resultados serão apresentados em três formas distintas, em mapas, principais estatísticos e histogramas. Nesta seção da dissertação, o reservatório sintético ‘teórico’ será referenciado por reservatório A ou primeiro enquanto o reservatório ‘real’ será referenciado por B ou segundo. Para os mapas, é importante notar que a escala se aplica a ambos mapas de cada propriedade. Em relação aos histogramas, serão apresentados ambos resultados juntos, sendo que a cor azul refere-se ao reservatório A (teórico), enquanto a verde representa o reservatório B (real). Sobre as comparações, estas deram-se de duas formas: qualitativa e quantitativa. A primeira ocorreu bastante na análise dos mapas e dos histogramas enquanto a comparação quantitativa aconteceu na análise dos principais estatísticos (média, desvio-padrão, mínimo e máximo). É importante também ressaltar que o conceito de compatibilidade entre os resultados dos reservatórios sintéticos é um conceito bastante subjetivo e podendo variar de caso a caso ou da aplicação final que se deseja.

4.1. Modelo estrutural

A primeira etapa da modelagem dos reservatórios sintéticos é a modelagem da estrutura do reservatório, o qual foi o mesmo para ambos os reservatórios A e B. Dado o tamanho da célula ($25 \times 25 \times 1$), é importante que a média se aproxime do valor ideal de 625 m^3 e que a variância (ou desvio padrão) em torno deste valor seja a mínima possível. Traduzindo para a figura acima, é preciso que as células estejam próxima da coloração azul claro. Analisando o mapa é possível observar uma região de baixo volume na região mais superior do modelo (próximo da falha). Sobre média e desvio-padrão, o modelo apresenta média de 612 m^3 e desvio padrão de 24 m^3 . A Figura 4 apresenta o mapa do volume das células (ou *bulk volume*).

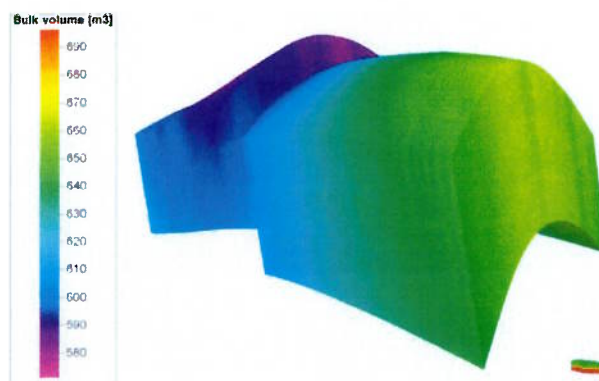


Figura 4 - Modelo estrutural do reservatório A e B

4.2. Modelo de fácies

O resultado da modelagem das fácies está dividido em quatro partes: modelo com todas as camadas e as camadas individualmente. Para cada parte, Figura 5 exibe as fácies do anticlinal e o cubo (com exagero vertical/horizontal de 20). O folhelho é representado pela cor cinza enquanto a areia por amarelo.

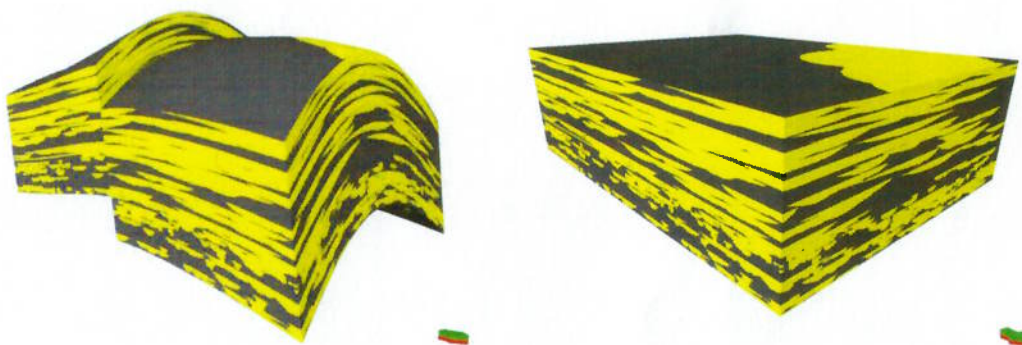


Figura 5 - Modelo (esquerda) e cubo (direita) para as três camadas.

4.3. Porosidade

Após a simulação das porosidades, utilizou-se o *Petrel*® para visualizar os resultados exibidos na Figura 6. Comparando os mapas, é possível notar padrões diferentes em cada um dos reservatórios. O modelo A apresenta um mapa com uma delimitação altamente marcada para os canais de arenitos e os folhelhos, ou seja, alta homogeneidade entre as porosidades dos arenitos e folhelhos. O reservatório B, por sua vez, não apresenta essa delimitação tão marcante e observando o mapa é possível nota-se porosidades da mesma ordem de grandeza para arenitos e folhelhos.

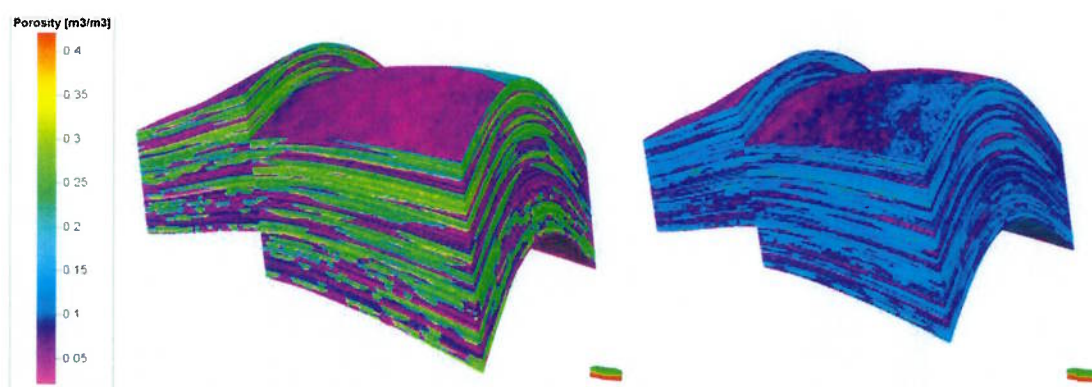


Figura 6 - Porosidade do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita)

Por sua vez, analisando a Tabela X, é notada uma diferença entre os estatísticos dos reservatórios A e B, sendo a média de B menor que A porém mínimo e máximo de B maiores que A. Os valores utilizados para compor a distribuição do reservatório A foram baseados nos

dados extraídos de Fonseca (2011) enquanto do reservatório B foram calculados com base nos dados de RHOB fornecidos pela ANP. Entre os máximos, nota-se a máxima porosidade efetiva do reservatório B na ordem de 36%. Apesar de ser um valor relativamente elevado, optou-se por manter o mesmo, visto que a distribuição condicionante da DSS do reservatório B é composto única e exclusivamente por dados ANP, preservado a veracidade dos dados ANP. Além disso, outra possível explicação poderia residir nos espaços amostrais de Fonseca e deste estudo: enquanto Fonseca (2011) considera 51 poços, este estudo considera apenas seis poços. Ou seja, o espaço amostral dos dados cedidos pela ANP pode ser não-representativo do Campo de Namorado como um todo. Por fim, a Figura 7 compreende o histograma do reservatório A (cor azul) e B (cor verde) junto. Analisando-o, algumas diferenças também são notadas. A principal está na forma com que os dados se distribuem: embora ambos os histogramas sejam bimodais, o reservatório A apresenta uma distribuição bimodal altamente delimitada (modas em 4% e 26%), resultado dos dados usados de Fonseca (2011). Por outro lado, embora o reservatório B também apresente uma distribuição bimodal, esta não se apresenta tão delimitada (modas em 6% e 14%), resultado dos estatísticos da porosidade efetiva calculados a partir dos dados RHOB cedidos pela ANP.

Tabela X - Estatísticos da porosidade de ambos reservatórios sintéticos

Porosidade (%)	A	B
Média	15,54	11,54
Desvio Padrão	10,45	6,29
Mínimo	0,01	0,06
Máximo	33,53	36,27

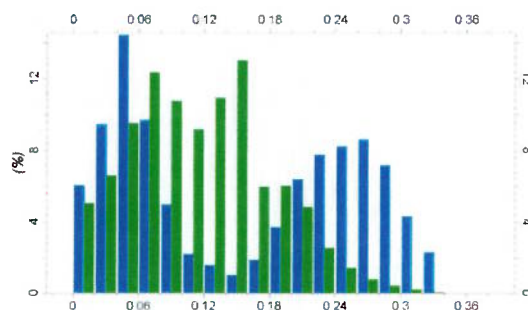


Figura 7 - Histograma da porosidade do reservatório sintético A (azul) e B (verde).

4.4. Permeabilidade

A Figura 8 apresenta os resultados da Co-DSS da permeabilidade sendo bastante importante atentar à escala logarítmica da permeabilidade.

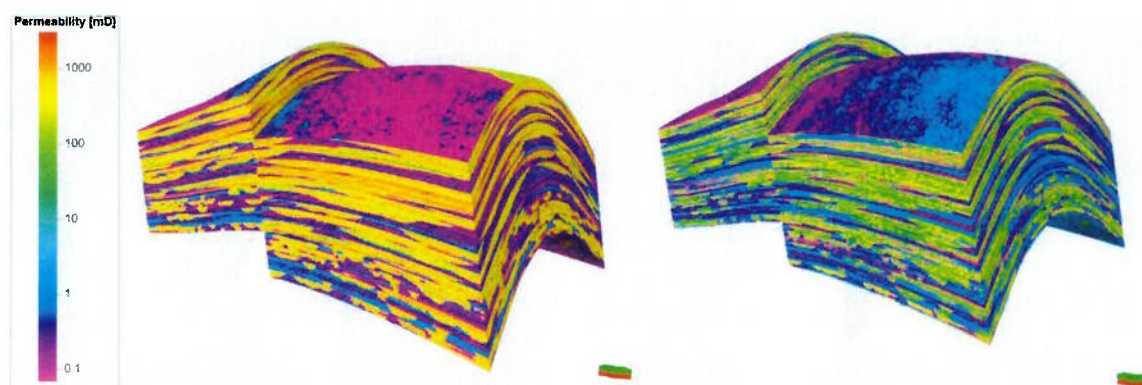


Figura 8 - Permeabilidade do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita)

Analisando a Tabela XI, nota-se que existe certa divergência nos estatísticos obtidos (por exemplo na média e máximo). O reservatório B apresenta uma média menor e um máximo maior que o reservatório A. O máximo de B (3246 mD) provém das areias e é o dobro do obtido no reservatório A, porém este valor está de acordo com o estudo de Fonseca (2011), em que a autora conclui um máximo de 3000 mD para as areias. O mínimo de 0,01 mD provém dos folhelhos e é coerente para ambos os reservatórios. Para os reservatórios A e B, há indícios de uma possível subestimação da permeabilidade das distribuições condicionantes conjuntas usadas na co-simulação. É importante lembrar que estas distribuições da permeabilidade foram elaboradas empregando a relação de *Kozeny-Carman* (a qual depende da porosidade, tortuosidade e tamanho médio dos grãos). Este problema foi mapeado quando foi preciso inserir um fator de adaptação ($C > 1$) na fórmula de *Kozeny-Carman* na tentativa de aprimorar a distribuição para a co-simulação aproximando-a mais dos valores obtidos por Fonseca (2011). Outro motivo para uma média de permeabilidade menor para o reservatório B são os valores menores de porosidade simulados (Tabela X). Dado o uso de *Kozeny-Carman* para elaborar a distribuição condicionante conjunta, valores menores de porosidade implicam em valores menores também de permeabilidade (uma vez que estão correlacionados).

Tabela XI - Estatísticos da permeabilidade dos reservatórios sintéticos A e B

Permeabilidade (mD)	A	B
Média	292,81	119,71
Desvio Padrão	363,75	256,43
Mínimo	0,01	0,01
Máximo	1530,14	3264,08

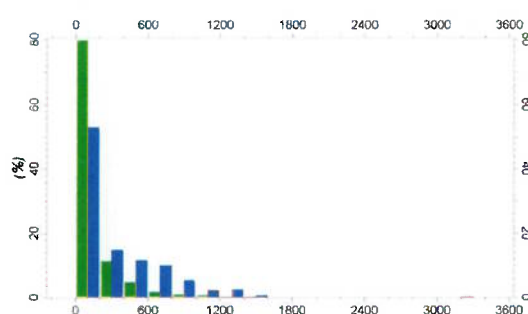


Figura 9 - Histograma da permeabilidade do reservatório sintético A (azul) e B (verde).

4.5. Densidade

Os resultados da DSS da densidade estão a seguir na Figura 10.

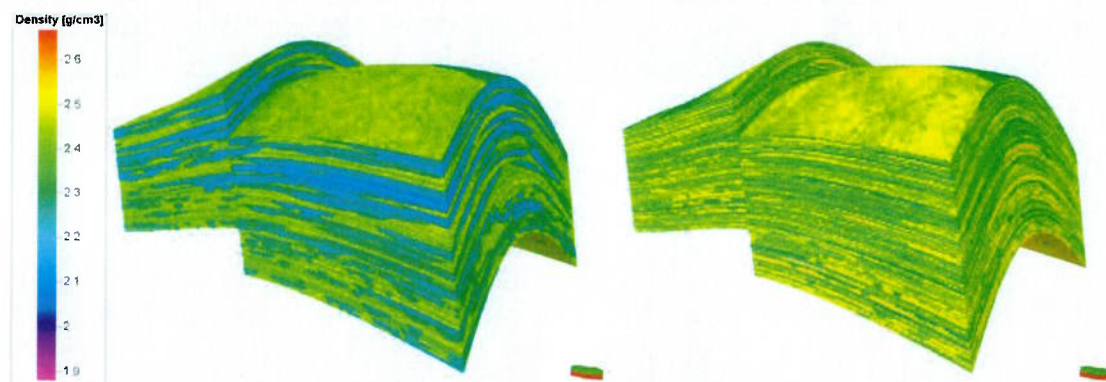


Figura 10 - Densidade do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita)

Do ponto de vista dos estatísticos (Tabela XII), a densidade teórica (do reservatório A) foi bem estimada, com vista na média, desvio-padrão, mínimo e máximo sendo que a maior diferença está no mínimo ($2,01 \text{ g/cm}^3$ contra $1,88 \text{ g/cm}^3$). Apesar de estatísticos semelhantes, conforme Figura 11, há certa diferença nos histogramas. A esquerda, o reservatório sintético apresenta duas famílias enquanto na direita apresenta uma grande família, ou seja, a massa de dados está dispersa de formas distintas. Um dos motivos poderia ser a aplicação exclusiva da Substituição de Fluidos de *Gassmann* apenas no reservatório A, ainda que este apresente mínimo e máximo maior que B. Um segundo motivo possível seria a composição e densidade das mineralogias assumidas para cada uma das fácies no cálculo da ρ_{matriz} no reservatório A. Os valores usados (Tabela V) não foram extraídos da literatura, ou seja, não houve uma validação efetiva daqueles valores. Isso pode ter impactado no resultado final.

Tabela XII - Estatísticos da densidade dos reservatórios sintéticos A e B

Densidade (g/cm^3)	A	B
Média	2,3123	2,4212
Desvio Padrão	0,1295	0,1092
Mínimo	2,0134	1,8804
Máximo	2,6976	2,6689

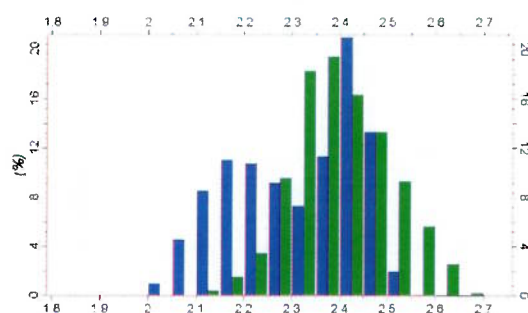


Figura 11 - Histograma da densidade do reservatório sintético A (azul) e B (verde).

4.6. Velocidades

Abaixo, seguem os resultados, modelos finais e comparações das velocidades compressoriais, velocidades cisalhantes além da razão V_p/V_s . A Figura 12 apresenta os

mapas da velocidade compressional. Analisando a Tabela XIII (estatísticos) e a Figura 13 da velocidade compressional de ambos reservatórios, observa-se alto grau de semelhança nas duas esferas: estatística incluindo média, desvio-padrão, mínimo, máximo e histograma (o qual apresenta pequena dessemelhança na dispersão dos dados). Esse fato traduz que a metodologia de cálculo da velocidade compressional do modelo teórico, tanto arenitos como folhelhos, deu-se com sucesso. Ou seja, a modelagem teórica do Método de Cimentação Constante de *Dvorkin e Nur* (1996) para os arenitos e o método empírico de Oliveira (2004) para os folhelhos resultou em um modelo altamente fiel à realidade.

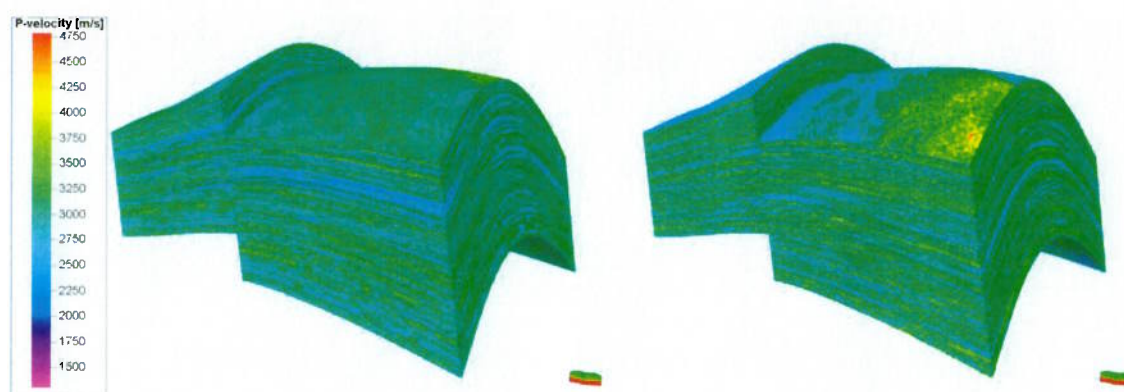


Figura 12 - Velocidade compressional do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita)

Tabela XIII - Estatísticos da velocidade compressional dos reservatórios sintéticos A e B

Vp (m/s)	A	B
Média	3432,68	3511,89
Desvio Padrão	272,92	344,10
Mínimo	2567,31	2513,99
Máximo	5045,78	5076,57

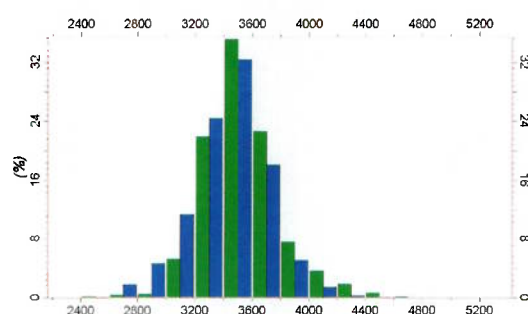


Figura 13 - Histograma da velocidade compressional do reservatório sintético A (azul) e B (verde)

Assim como a velocidade compressional, a velocidade cisalhante (Figura 14) também apresenta alto grau de semelhança entre estatísticos e histogramas (pequena diferença na dispersão dos dados), conforme Figura 15. Isso também traduz a alta qualidade da modelagem teórica da velocidade cisalhante: relação física (decorrente do *Dvorkin e Nur*) para os arenitos e *Castagna* (1985) para os folhelhos. É importante ressaltar que, da mesma maneira na densidade, a Substituição de Fluidos de *Gassmann* foi aplicada exclusivamente no reservatório A. O reservatório B não sofreu a substituição de fluidos de *Gassmann*, por não se ter conhecimento da composição de fluidos existentes no reservatório de Namorado e nem da localização do contato de água-óleo (CAO).

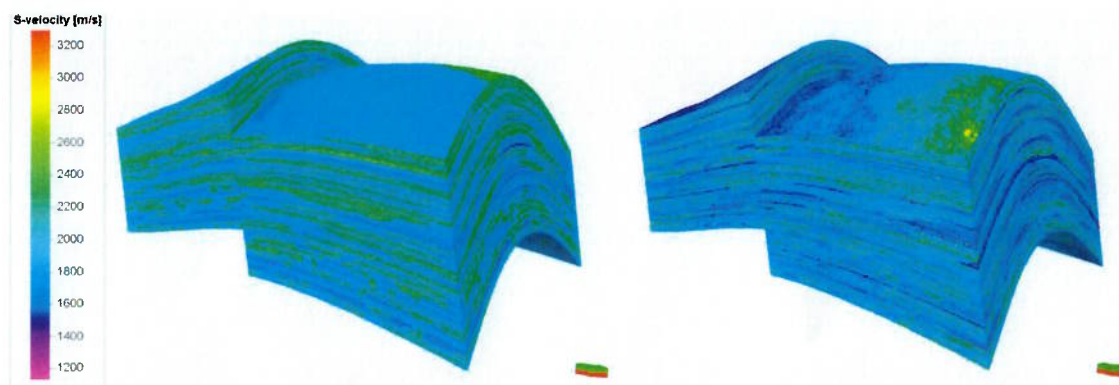


Figura 14 - Velocidade cisalhante do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita)

Tabela XIV - Estatísticos da velocidade cisalhante dos reservatórios sintéticos A e B

V. Cisalhante (m/s)	A	B
Média	1985,10	1912,40
Desvio Padrão	273,71	303,72
Mínimo	1101,05	1130,30
Máximo	3199,83	3300,09

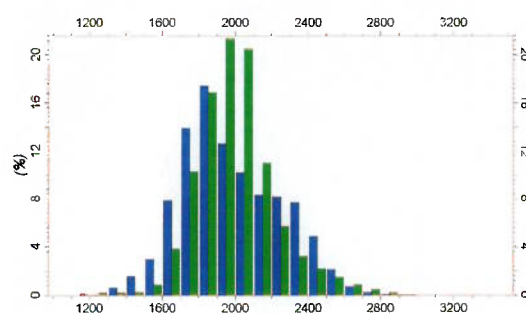


Figura 15 - Histograma da velocidade cisalhante do reservatório sintético A (azul) e B (verde)

Por sua vez, a razão V_p/V_s é, matematicamente, a divisão de V_p por V_s e a Figura 16 apresenta seus resultados. Analisando mapas, é nítido uma clara demarcação no reservatório A de dois patamares (acima e abaixo do contato água-óleo). Em outras palavras, se ambas velocidades apresentarem alto grau de semelhança, é de se esperar que a divisão também apresente. Neste estudo, isso é comprovado quando analisados estatísticos (Tabela XV) e histogramas (Figura 17). O reservatório B apresenta uma média ligeiramente maior, mínimo maior e máximo menor. Ambos histogramas têm o mesmo formato, sendo bimodais, porém a razão de B apresenta um pequeno deslocamento para a direita (valores maiores) além de uma dispersão muito mais bem distribuída entre os extremos.

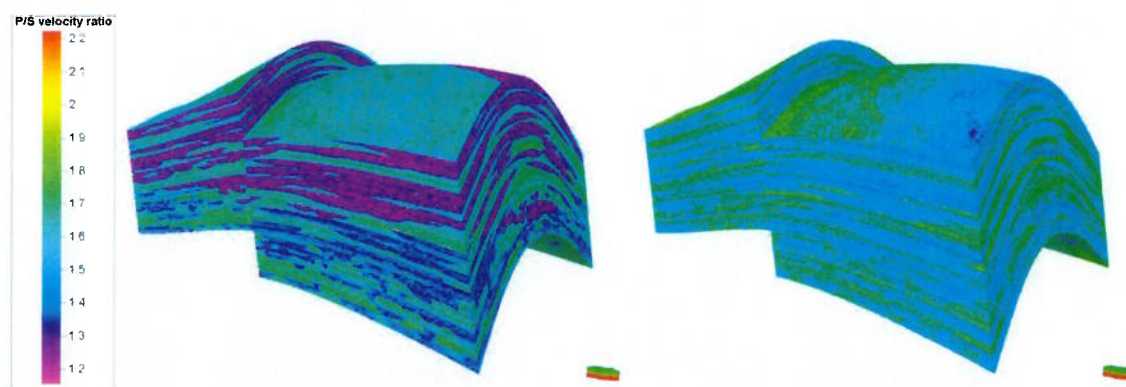


Figura 16 - Relação V_p/V_s do reservatório sintético A (esquerda) e B (direita)

Tabela XV - Estatísticos da realação Vp/Vs dos reservatórios sintéticos A e B

Vp/Vs	A	B
Média	1,75	1,85
Desvio Padrão	0,18	0,13
Mínimo	1,49	1,54
Máximo	2,41	2,22

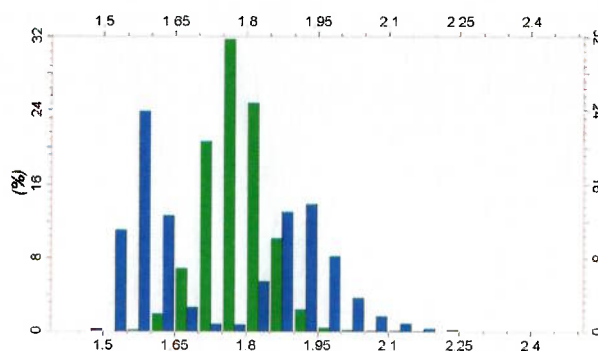


Figura 17 - Histograma da relação Vp/Vs do reservatório sintético A (azul) e B (verde)

Para facilitar a comparação entre os estatísticos, foi feita uma comparação simples, dividindo os estatísticos principais (média, desvio-padrão, mínimo e máximo) do reservatório A pelo reservatório B. Ou seja, em um cenário otimista, em que os resultados teóricos têm proximidade ou similaridade máxima aos resultados reais, o quociente deveria tender a 1 à 100%. As cores refletem essa proximidade do ideal: verde para maior proximidade de 1 e vermelho para proximidade mínima (tanto acima como abaixo de 100%). O resultado obtido foi organizado no APÊNDICE E.

5. Conclusão

Em primeiro lugar, pode-se colocar que o objetivo deste trabalho foi atingido, uma vez que os reservatórios sintéticos propostos foram de fato modelados e caracterizados com suas propriedades físicas e elásticas calculadas de modo que fosse possível fazer uma comparação passo por passo da caracterização dos reservatórios apontando os pontos positivos e negativos e, por fim, propondo trabalhos futuros.

A conclusão macro seria uma possível futura utilização do reservatório A em termos de resultados. Apesar de algumas divergências em algumas propriedades, o reservatório teórico apresentou resultados bastantes consistentes e compatíveis com a realidade de modo que seria possível usá-lo para estudar alguma propriedade em especial ou ainda simular a produção de hidrocarbonetos. No entanto, é preciso ter atenção especial na propriedade da porosidade e impedâncias elásticas para ângulos maiores que 20° cujos resultados apresentaram maior divergência entre os reservatórios A e B. Nos próximos parágrafos, segue uma conclusão individual para cada propriedade.

A porosidade apresentou divergências quando comparados os reservatórios A e B. O reservatório 'real' apresenta uma média menor porém um máximo maior que o reservatório 'teórico'. Pela análise feita, essa divergência provém das diferentes distribuições condicionantes usadas em cada um dos reservatórios: dados de Fonseca para o reservatório A e dados RHOB cedidos pela ANP para B, e portanto, do diferente número de poços que cada um considera (51 em Fonseca e 6 neste estudo). Ou seja, o espaço amostral da porosidade do Campo de Namorado que o Reservatório B considera pode ser não-representativo do campo inteiro de Namorado. Para evitar este problema, recomenda-se o uso da porosidade 'teórica' simulada, ou reservatório A, decisão baseada no melhor resultado apresentado por este modelo (maior coerência com dados de Fonseca, 2011).

Dos estudos sobre a permeabilidade, foram notadas algumas divergências: reservatório B tem média menor porém máximo maior que o reservatório A, mesma tendência observada na porosidade. Esse fato já era esperado visto que, neste estudo, a permeabilidade está correlacionada com a porosidade (através de Kozeny-Carman). Pelo fato do reservatório B apresentar, de maneira geral, porosidades menores, este também apresentou permeabilidade menores, fato observado no histograma da Figura 9. Assim, como no caso da porosidade, recomenda-se utilizar o modelo de permeabilidade do reservatório teórico (A) uma vez também que a permeabilidade está correlacionada com a porosidade (fórmula de Kozeny-Carman).

Com relação à densidade, é possível concluir que seu cálculo teórico teve sucesso parcial. Embora os reservatórios A e B tenham estatísticos compatíveis, há uma diferença nos histogramas (número de famílias). Neste caso, não é possível delimitar cirurgicamente o motivo, pois este tem duas naturezas: a aplicação unilateral da Substituição de Fluido de *Gassmann* (1951) e/ou a composição e densidade das mineralogias assumidas no reservatório A. Outro ponto importante é o fato do reservatório B utilizar dados da diagrafia RHOB (cedida pela ANP) em que as medições são feitas com fluídos e saturações desconhecidas.

Sobre ambas velocidades, compressional e cisalhante, pode-se concluir que a modelagem teórica do reservatório A deu-se com bastante elevado grau de qualidade, visto a grande compatibilidade e aderência dos resultados dos reservatório teórico e real. A segmentação de metodologia (entre velocidades, entre fácies e entre regiões abaixo e acima do contato água-óleo) mostrou-se uma das melhores maneiras de modelar a velocidade P e

velocidade S para o Reservatório de Namorado. Apesar do não conhecimento sobre a composição de fluidos no reservatório B, pode-se concluir que a Substituição de Fluidos de *Gassmann* (aplicada apenas no reservatório A) foi de extrema importância para obtenção de resultados de alta compatibilidade com a realidade.

5.1. Trabalhos futuros

Futuramente, algumas abordagens podem ser interessantes para este trabalho. A primeira seria executar a inversão sísmica. Segundo Sheriff (2002), inversão é a técnica que gera uma série de parâmetros que podem ter sua origem num conjunto de medições observadas. Estes parâmetros por sua vez, consistem na assinatura física de estruturas geológicas, ou seja, a matriz de coeficientes de reflexão detectados em interfaces geológicas devido à passagem do sinal sísmico inicial. De modo geral, a inversão é o eficiente procedimento de transformar as respostas dos dados de sísmica de reflexão em parâmetros que permitam modelar as estruturas do reservatório. A inversão, se corretamente aplicada, é capaz de gerar modelos razoáveis reproduzindo a informação consistente a partir dos dados conhecidos. No contexto desta dissertação, a inversão sísmica poderia ser performeda para a extração da impedância acústica e portanto, a forma das fácies (canais de areia).

Além disso, uma segunda abordagem é proposta. Como o reservatório sintético está caracterizado, a primeira opção seria aplicar algum simulador temporal de produção de hidrocarbonetos para estudar o comportamento da produção do reservatório. Ou seja, simular a produção de hidrocarbonetos do reservatório com poços produtores via algum *software*, estudando e analisando o comportamento dos fluidos dentro do reservatório.

6. Referências

- AVSETH, P., MUKERJI, T., MAVKO, G. **Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk**. Reino Unido: Cambridge University Press, 2005. 359 p.
- BARBOZA, E. G., **Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com Base na Interpretação Sísmica Tridimensional**. Porto Alegre (RS), 2005. Tese para obtenção de Título de Doutor em Geociência (UFRGS). 196 p.
- CASTAGNA, J.P., BATZLE, M.L., EASTWOOD, R.L. **Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in elastic silicate rocks**. *Geophysics*, vol 50, n 4, 1985. 571-581 p.

- CASTRO, S., CAERS, J., MUKERJI, T. **"The Stanford VI reservoir": 18th Annual Report.** Califórnia (EUA): Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford University. 2005. 73 p.
- DIAS, J. L., OLIVEIRA, J.Q. & DE VIEIRA, J.C.: **Sedimentological and stratigraphic analysis of the Lagoa Feia Formation, rift phase of Campos Basin, offshore, Brazil.** Revista Brasileira de Geociências, 18(3). 1988. 252-260 p.
- DVORKIN, J., NUR, A. **Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea datasets.** Califórnia (EUA): Rock Physics Laboratory, Department of Geophysics, Stanford University. 11 p.
- DVORKIN, J., AND NUR, A. **Elasticity of High-Porosity Sandstones: Theory for Two North Sea Datasets,** Geophysics, vol 61, 1996. 1363-1370 p.
- FONSECA, P.P. **Métodos Geoestatísticos de Co-Estimativas: Aplicações aos Dados do Campo Escola de Namorado.** Universidade de São Paulo (Brasil). 2011. Programa de Pós-Graduação em Recursos Hídricos e Hidrogeologia. 128 p.
- GARDNER, G.H.F., GARDNER, L.W., GREGORY, A. R. **Formation velocity and density - The diagnostic basis for stratigraphic traps.** Geophysics, vol 39, n 6, 1974. 770-780 p.
- HORTA, A., SOARES, A., **Direct Sequential Co-simulation with Joint Probability Distributions.** Math Geosci (2010) 42: 269–292 p.
- MAVKO, G., MUKERJI, T., DVORKIN, J. **The Rock physics handbook: Tools for seismic analysis in porous media.** Reino Unido: Cambridge University Press. 2005. 522 p.
- OLIVEIRA, J.K. **Efeitos da porosidade efetiva e da argilosidade nas velocidades de ondas p no Arenito Namorado.** 2005. Rio de Janeiro, Brasil. Monografia Submetida ao Curso de Graduação em Geologia a Universidade Federal do Rio de Janeiro. 61 p.
- OLIVEIRA, J.K., SOARES, J.A., MARTINS, J.L. **Influência da argilosidade, porosidade efetiva e densidade nas velocidades compressoriais de distintas litologias do Campo de Namorado.** 2005. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. 6p.
- OLIVEIRA, J.K., SOARES, J.A., MARTINS, J.L. **Intervalos de variação da velocidade cisalhante no arenito Namorado a partir de um modelo para meios efetivos.** SBGf – Sociedade Brasileira de Geofísica, 2005. 5 p.
- SILVA, E.P.A., PORTUGAL, R.S., VIDAL, A.C., **Modelagem AVO - Estudo de caso em um poço no campo de Namorado.** Revista Brasileira de Geofísica (2010), 28(2): 209-221 p.
- SMITH T.M., SONDERGELD C.H., RAI C.S., **Gassmann Fluid Substitutions: A tutorial.** Geophysics, Vol. 68, N. 2 (2003). 430–440 p.
- SOARES, A. **Direct sequential simulation and cosimulation.** Mathematical Geology, Vol. 33, No. 8 (2001). 16 p.

7. APÊNDICE A - Metodologia proposta

Abaixo a Figura 18 organiza-se a metodologia proposta para ambos os reservatórios sintéticos (teórico e real), passo-a-passo. As duas colunas da direita apresentam e comparam a metodologia de cálculo e os dados de entrada para cada um dos dois reservatórios.



Figura 18 - Diagrama comparativo de cada reservatório sintético

8. APÊNDICE B - Parâmetros da modelagem dos canais do modelo sintético

A Figura 19 apresenta os parâmetros para a simulação (função *object modeling* do *Petrel®*) dos canais (orientação, amplitude, comprimento de onda, largura e espessura) enquanto a Tabela XVI apresenta os valores empregados.

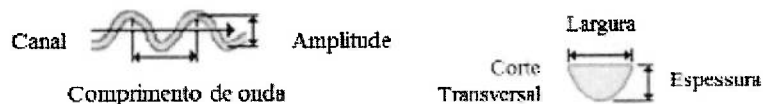


Figura 19 - Esquema dos parâmetros para modelagem dos canais

Tabela XVI - Parâmetros das fácies para cada zona

Zona 1 - Superior	Distribuição	Mínimo	Média	Máxima
Amplitude (m)	Triangular	400	500	600
Comprimento de onda (m)	Triangular	1000	1500	2000
Largura (m)	Triangular	1000	1200	1400
Espessura (m)	Triangular	5	10	15
Zona 2 - Intermediária				
Amplitude (m)	Triangular	500	600	700
Comprimento de onda (m)	Triangular	1000	1500	2000
Largura (m)	Triangular	300	500	700
Espessura (m)	Triangular	6	10	14
Zona 3 - Inferior				
Amplitude (m)	Triangular	600	800	1000
Comprimento de onda (m)	Triangular	500	750	1000
Largura (m)	Triangular	50	150	300
Espessura (m)	Triangular	8	10	13

9. APÊNDICE C - Modelo de Cimentação Constante (Dvorkin e Nur, 1996)

O método de *Dvorkin* e *Nur* baseia-se em um estudo laboratorial no qual utilizaram-se amostras de rocha de alta porosidade do Mar do Norte, especificamente dos campos de *Oseberg* e *Troll* (localizados na Noruega). As rochas do campo de *Oseberg* são corpos arenosos (quartzo é o principal componente) que sofrem cimentação de argilas. *Dvorkin* e *Nur* (1996) concluíram que a Teoria de Cimentação Constante explica bem porque os valores de alta velocidade são encontrados nas amostras de alta porosidade de *Oseberg*. Este efeito pode ser explicado pelo fato que os grãos interagem mecanicamente por meio do que é depositado para fortalecer a parte mais complacente do espaço poroso, os contatos dos grãos. Este modelo permite o cálculo da velocidade compressional para a fácies dos canais (arenitos) o qual calcula a V_p utilizando a relação física que é função do módulo de compressibilidade (K), cisalhamento (G) e densidade (ρ), conforme Equação 9.

$$V_p^2 = \frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho} \quad (9)$$

As equações do modelo de cimentação constante estão representadas na Equação 10.

$$K_{seco} = \left(\frac{\frac{\phi}{\phi_b}}{K_b + \frac{4}{3} \cdot G_b} + \frac{1 - \frac{\phi}{\phi_b}}{K_{mineral} + \frac{4}{3} \cdot G_b} \right)^{-1} - \frac{4}{3} \cdot G_b$$

$$G_{seco} = \left(\frac{\frac{\phi}{\phi_b}}{G_b + z} + \frac{1 - \frac{\phi}{\phi_b}}{G_{mineral} + z} \right)^{-1} - z \quad (10)$$

$$z = \frac{G_b}{6} \cdot \frac{9K_b + 8G_b}{K_b + 2G_b}$$

Para a aplicação do Modelo de Cimentação Constante, alguns parâmetros foram definidos conforme Tabela XVII.

Tabela XVII - Parâmetros utilizado no método *Dvorkin* e *Nur* (extraído de Oliveira, 2005)

Canais	Fração (%)	ρ (Kg/m ³)	K (GPa)	G (GPa)	Razão de Poisson (ν)
Argila	4	2400	1,5	1,4	0,35
Feldspato	40	2630	46,7	23,6	0,32
Quartzo	56	2650	37,0	44	0,08

Através da estimativa de *Voigt-Reuss-Hill* (VRH), calculou-se os módulos elásticos para o mineral como K, G, M (compressional wave modulus cujo cálculo é dado por $M = \rho \cdot V_p^2 = K + \frac{4}{3}G$) e razão de *Poisson*. Essa estimativa é calculada pela média aritmética do limite superior de *Voigt* (X_V) e do limite inferior de *Reuss* (X_R) usada para estimar os módulos elásticos de uma rocha (necessariamente isotrópica) considerando seus constituintes. O resultado dessa estimativa é heurístico, ou seja, pode ser considerado com uma solução simplificadora. Genericamente, tem-se a Equação 11 para um módulo elástico qualquer X.

$$X_{VRH} = \frac{X_V + X_R}{2}$$

$$X_V = \sum_{i=1}^N f_i \cdot M_i \quad X_R = \frac{1}{\sum_{i=1}^N \frac{f_i}{M_i}} \quad (11)$$

Os módulos da matriz são dados pela Equação 12:

$$K_{mineral} = \frac{\sum_{i=1}^N f_i \cdot K_i + \frac{1}{\sum_{i=1}^N \frac{f_i}{K_i}}}{2} \quad G_{mineral} = \frac{\sum_{i=1}^N f_i \cdot G_i + \frac{1}{\sum_{i=1}^N \frac{f_i}{G_i}}}{2} \quad (12)$$

$$v_{mineral} = \frac{\sum_{i=1}^N f_i \cdot v_i + \frac{1}{\sum_{i=1}^N \frac{f_i}{v_i}}}{2} \quad M_{mineral} = K_{mineral} + \frac{4}{3}G_{mineral}$$

Na sequência, foi preciso calcular a densidade da matriz seca (Equação 13).

$$\rho_{mineral} = \sum_{i=1}^N f_i \cdot \rho_i \quad (13)$$

Continuando, foi preciso calcular os módulos de rigidez S_n e S_τ e portanto as constantes α , A_n , B_n , C_n (Equação 14). Nesta etapa dos cálculos, foi preciso também definir a porosidade crítica (φ_c), que é o limite da porosidade no qual acima deste valor, o contato grão-a-grão é perdido perdendo-se então as forças de cisalhamento (*Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics*, 2002). O valor assumido para φ_c foi de 38% e a Tabela XVIII apresenta as constantes tomadas para a cimentação. Como o Reservatório de Namorado sofre cimentação carbonática, a calcita foi escolhida como cimento do reservatório sintético.

Tabela XVIII - Parâmetros da cimentação

Cimento	Representação	Valor
Proporção (%)	$f_{cimento}$	1
Módulo de incompressibilidade (GPa)	$K_{cimento}$	70,8
Módulo de cisalhamento (GPa)	$G_{cimento}$	30,3
Densidade (Kg/m ³)	$\rho_{cimento}$	2710
Razão de <i>Poisson</i>	$\nu_{cimento}$	0,32

$$\alpha = \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{(\varphi_c - \varphi)}{(1 - \varphi_c)}}$$

$$\Lambda_n = \frac{2 \cdot G_{cimento}}{\pi \cdot G_{mineral}} \cdot \frac{(1 - \nu_{mineral})(1 - \nu_{cimento})}{(1 - 2\nu_{cimento})} \quad (14)$$

$$A_n = -0,024153 \cdot \Lambda_n^{-1,3646}$$

$$B_n = 0,20405 \cdot \Lambda_n^{-0,89008}$$

$$C_n = 0,00024649 \cdot \Lambda_n^{-1,9864}$$

$$S_n = A_n \cdot \alpha^2 + B_n \cdot \alpha + C_n$$

Posteriormente, calcularam-se as outras constantes Λ_τ , A_τ , B_τ e C_τ usando a Equação 15.

$$\Lambda_\tau = \frac{G_{cimento}}{\pi \cdot G_{mineral}}$$

$$A_\tau = -10^{-2}(2,26\nu_{mineral}^2 + 2,07\nu_{mineral} + 2,3) \cdot \Lambda_\tau^{0,079\nu_{mineral}^2 + 0,175\nu_{mineral} - 1,342}$$

$$B_\tau = (0,0573\nu_{mineral}^2 + 0,0937\nu_{mineral} + 0,202) \cdot \Lambda_\tau^{0,0274\nu_{mineral}^2 + 0,0529\nu_{mineral} - 0,8765} \quad (15)$$

$$C_\tau = -10^{-4}(9,654\nu_{mineral}^2 + 4,945\nu_{mineral} + 3,1) \cdot \Lambda_\tau^{0,01867\nu_{mineral}^2 + 0,14011\nu_{mineral} - 1,8186}$$

$$S_\tau = A_\tau \cdot \alpha^2 + B_\tau \cdot \alpha + C_\tau$$

Com posse de S_n e S_τ , foi possível calcular o módulo de incompressibilidade e cisalhamento, respectivamente, de acordo com a teoria do contato de cimento de *Dvorkin* (Equação 16). Para o número de coordenação n (média de contatos que cada grão faz com seus grãos vizinhos) foi assumido o valor de 9 contatos.

$$\begin{aligned}
\varphi_b &= \varphi_c - f_{\text{cimento}} \\
M_{\text{cimento}} &= K_{\text{cimento}} + \frac{4}{3} G_{\text{cimento}} \\
K_b &= K_{\text{seco_cimento}} = \frac{n \cdot (1 - \varphi_c) \cdot M_{\text{cimento}} \cdot S_n}{6} \\
G_b &= G_{\text{seco_cimento}} = \frac{3 \cdot K_{\text{seco_cimento}}}{5} + \frac{3 \cdot n \cdot (1 - \varphi_c) \cdot G_c \cdot S_\tau}{20}
\end{aligned} \tag{16}$$

Finalmente, aplicaram-se as equações da teoria de cimentação constante de *Dvorkin* (Equação 17). Como resultado obtém-se o módulo de incompressibilidade e cisalhamento para a rocha seca e portanto a velocidade compressional para rocha seca.

$$\begin{aligned}
K_{\text{seco}} &= \left(\frac{\frac{\varphi}{\varphi_b}}{K_b + \frac{4}{3} \cdot G_b} + \frac{1 - \frac{\varphi}{\varphi_b}}{K_{\text{mineral}} + \frac{4}{3} \cdot G_b} \right)^{-1} - \frac{4}{3} \cdot G_b \\
G_{\text{seco}} &= \left(\frac{\frac{\varphi}{\varphi_b}}{G_b + z} + \frac{1 - \frac{\varphi}{\varphi_b}}{G_{\text{mineral}} + z} \right)^{-1} - z \\
z &= \frac{G_b}{6} \cdot \frac{9K_b + 8G_b}{K_b + 2G_b} \\
V_{p \text{ seca}} &= \sqrt{\frac{K_{\text{seco}} + \frac{4}{3} G_{\text{seco}}}{\rho_{\text{mineral}}}}
\end{aligned} \tag{17}$$

O próximo passo consistiu na aplicação da Substituição de Fluidos de *Gassmann* (APÊNDICE D) para recalculer a velocidade com a rocha saturada com água salobra (Equação 18). Foi considerado o valor de 1,05 g/cm³ (extraída de Silva, 2010) para a densidade da água salobra ($\rho_{\text{água}}$) e o módulo de compressibilidade da água ($K_{\text{água}}$) assumido foi de 3,01 GPa (extraído de Silva, 2010).

$$\begin{aligned}
\rho_{\text{sat}} &= \varphi \cdot \rho_{\text{água}} + (1 - \varphi) \cdot \rho_{\text{mineral}} \\
K_{\text{sat}} &= K_{\text{mineral}} \cdot \left[\frac{\varphi \cdot K_{\text{seco}} - (1 + \varphi) \cdot K_{\text{água}} \cdot \frac{K_{\text{seco}}}{K_{\text{mineral}}} + K_{\text{água}}}{(1 - \varphi) \cdot K_{\text{água}} + \varphi \cdot K_{\text{mineral}} - K_{\text{água}} \cdot \frac{K_{\text{seco}}}{K_{\text{mineral}}}} \right]
\end{aligned} \tag{18}$$

Em baixas frequências, as relações de *Gassmann* não preveem mudança no módulo de cisalhamento entre zonas secas e saturadas (Equação 19).

$$G_{\text{sat}} = G_{\text{mineral}} \tag{19}$$

Por fim, calculou-se a velocidade compressional da rocha saturada com água salobra (Equação 20).

$$V_{p \text{ sat}} = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3} G_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (20)$$

10. APÊNDICE D - Substituição de Flúidos de Gassmann (1951)

Formalmente, a substituição de *Gassmann* é uma transformação matemática para condição de baixas frequências. A aplicação deste modelo é baseada em algumas suposições. Por exemplo, este modelo assume que a rocha é isotrópica e homogênea, possui pelo menos duas componentes porosas e seus poros são conectados entre si (Smith et al., 2002). O reservatório sintético não viola essas premissas visto que os variogramas utilizados são isotrópicos na horizontal, a rocha tem pouca variabilidade no que diz respeito a sua mineralogia e módulos elásticos e existem duas componentes porosas. O modelo de *Gassmann* não tem nenhuma suposição sobre a geometria dos poros, embora estes precisem estar conectados entre si e os fluidos devam ser móveis. Novamente, esta premissa não é violada, pois a porosidade é bem definida, onde é possível notar continuidade espacial. Outra premissa adotada é a validade da equação de *Gassmann* em frequências suficientemente baixas, de forma que a pressão dos poros seja considerada com uma escala de comprimento maior do que a dimensão dos poros e, ao mesmo tempo, menor do que o comprimento de onda da onda sísmica que os atravessa (Smith et al., 2002). Para altas frequências, uma sugestão a *Gassmann* seriam as fórmulas apresentadas por *Biot* (1956, 1962). Em frequências sônicas (*sonic log*), *Gassmann* pode ou não ser aplicável (*Berryman*, 1999).

Nesta seção, o índice 1 representará a situação com saturação em água salobra ao passo que 2 indicará a nova situação, saturada com óleo. As velocidades compressoriais e cisalhantes, V_p e V_s , respectivamente podem ser calculadas com as seguintes fórmulas, que são funções do módulo de incompressibilidade (K) e módulo de rigidez (G ou μ), conforme Equação 21.

$$V_p^2 = \frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho} \quad V_s^2 = \frac{G}{\rho} \quad (21)$$

Para se calcular o novo módulo de incompressibilidade (K_2), utilizou-se a Equação 22.

$$\frac{K_2}{K_{min} - K_2} = \frac{K_1}{K_{min} - K_1} - \frac{K_{f11}}{\varphi \cdot (K_{min} - K_{f11})} + \frac{K_{f12}}{\varphi \cdot (K_{min} - K_{f12})} \quad (22)$$

Onde K_i é o módulo de compressibilidade de cada rocha saturada com cada fluido i , K_{fli} é o módulo de incompressibilidade de cada fluido i , φ é a porosidade e K_{min} é o módulo de incompressibilidade do mineral. Destaca-se que, para fluidos, o módulo de rigidez (G ou μ) é

nulo, visto que ondas-S não se propagam em fluídos. A densidade 2 é calculada usando a Equação 23.

$$\begin{aligned}\rho_2 &= \rho_1 + \varphi \cdot (\rho_{fl2} - \rho_{fl1}) \\ \rho_1 &= \varphi \cdot \rho_{\text{água}} + (1 - \varphi) \cdot \rho_{\text{mineral}}\end{aligned}\quad (23)$$

Para o cálculo do módulo de incompressibilidade com o fluido 2, aplicou-se a média de *Reuss* para mistura de fluidos, assumindo situação de *isostress* (Equação 24).

$$\frac{1}{K_{fl2}} = \sum \frac{S_i}{K_i} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{S_o}{K_o} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1 - S_w}{K_o} \quad (24)$$

Na sequência, as velocidades compressoriais e cisalhantes saturadas com o fluido 2 foram calculadas através Equação 25.

$$V_{p\ 2} = \sqrt{\frac{K_1 + \frac{4}{3}G_1}{\rho_1}} \quad V_{s\ 2} = \sqrt{\frac{G_2}{\rho_2}} \quad (25)$$

Nesta etapa do projeto, novos parâmetros de entrada foram precisos conforme Tabela XIX (dados extraídos de Silva et al. (2010) e Oliveira et al. (2005)).

Tabela XIX - Parâmetros usados na substituição de *Gassmann*

Parâmetro	Água Salobra	Óleo
Saturação	20%	80%
Grau API	-	26,5°
Densidade (g/cm ³)	1,05	0,887
Módulo de incompressibilidade (GPa)	3,01	1,089
Módulo de rigidez (GPa)	0	0

A Substituição de Fluidos de *Gassmann* (1951) permite calcular novas velocidade compressional, cisalhante e densidade ao substituir um fluido por outro. Partindo da premissa que o reservatório sintético possui uma mistura bifásica (óleo e água salobra), outro conceito importante é utilizado: o contato água-óleo. No caso deste trabalho, inicialmente tinha-se água salobra a qual será substituída por óleo utilizando a Substituição de Fluidos de *Gassmann* (1951). Para tal, é preciso saber em quais regiões há óleo ou água. Neste impasse, é preciso definir o contato água-óleo o qual pode ser definida por uma superfície limite em um

reservatório acima da qual existe predominantemente óleo e abaixo da qual ocorre predominantemente água. Embora o óleo e a água sejam imiscíveis, o contato entre o óleo e água é geralmente uma zona de transição e nem sempre é uma superfície horizontal plana, podendo ser inclinado ou irregular (<http://www.glossary.oilfield.slb.com>). Partindo da premissa que o reservatório sintético é bifásico (com apenas água e óleo) e de acordo com o estudo bibliográfico de Namorado, estimou-se uma cota para o contato óleo-água que foi definido a 3150 m. Aplicando o contato óleo-água no reservatório sintético, gerou-se o mapa apresentado na Figura 20.

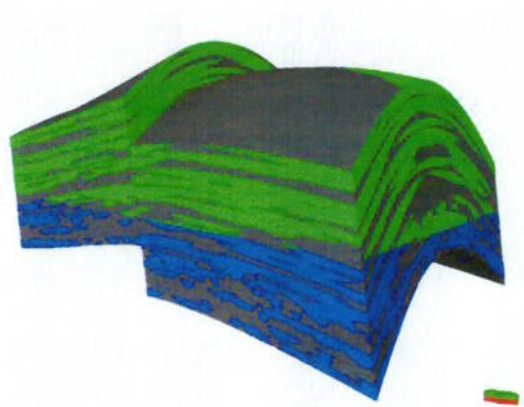


Figura 20 - Reservatório sintético com óleo (80% de saturação, cor verde) e água (100% de saturação, cor azul)

Uma vez definido o contato, foi possível executar a substituição de fluidos de *Gassmann*. Logicamente, a substituição só foi aplicada em regiões onde há óleo, ou seja, regiões acima do contato água-óleo, resultando em nova densidade e velocidades compressional e cisalhante. Para as regiões inferiores, mantém-se a água salobra e seus correspondentes resultados já calculados.

11. APÊNDICE E - Tabela comparativa dos reservatórios A e B

Para facilitar a comparação entre os estatísticos, foi feita uma comparação simples, dividindo os estatísticos principais (média, desvio-padrão, mínimo e máximo) do reservatório A pelo reservatório B (Tabela XX). Ou seja, em um cenário otimista, em que os resultados teóricos têm proximidade ou similaridade máxima aos resultados reais, o quociente deveria tender a 1 à 100%. As cores refletem essa proximidade do ideal: verde para maior proximidade de 1 e vermelho para proximidade mínima (tanto acima como abaixo de 100%).

Tabela XX - Resumo comparativo dos estatísticos dos reservatórios sintéticos A e B

Res A/ Res B	Porosidade	Permeabilidade	Densidade
Média	135%	245%	96%
Desvio Padrão	166%	142%	119%
Mínimo	17%	100%	107%
Máximo	92%	47%	101%

Res A/ Res B	Vp	Vs	Vp/Vs
Média	98%	104%	95%
Desvio Padrão	79%	90%	120%
Mínimo	102%	97%	97%
Máximo	99%	97%	109%

12. ANEXO A - Bacia de Campos e o Campo de Namorado

A Figura 21 exibe as dimensões da Bacia de Campos e a localização e o formato do Reservatório de Namorado.

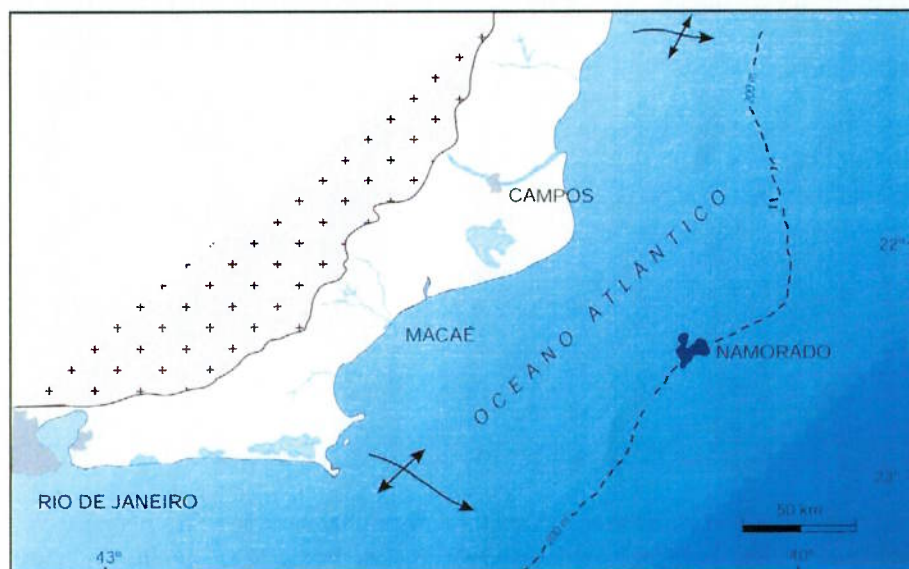
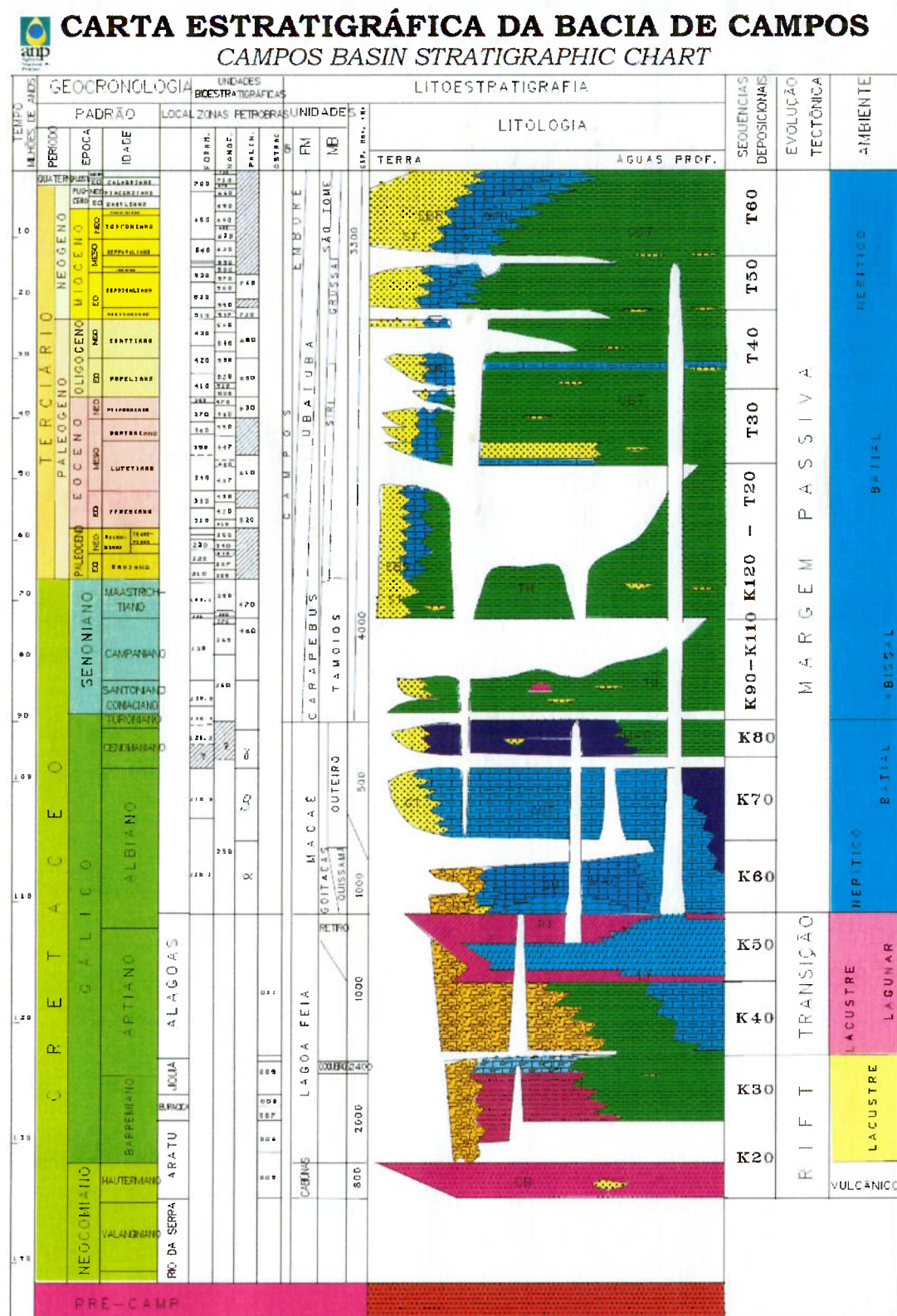


Figura 21 - Bacia de Campos e a localização do Campo de Namorado, Rio de Janeiro, Brasil

13. ANEXO B - Carta estratigráfica da Bacia de Campos

A Figura 22 apresenta a carta estratigráfica da Bacia de Campos, extraído da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).



H.D. RANGEL, 1993

Figura 22 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos (extraído de ANP).