

**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
CURSO DE BACHARELADO EM GEOFÍSICA**

**GERAÇÃO DE PSEUDO-PERFIS DE PROPRIEDADES  
PETROFÍSICAS E PARÂMETROS ELÁSTICOS DE POÇOS**

**ANA CAROLINA OLIVEIRA DE ALMEIDA**

**Niterói - RJ  
2023**

**ANA CAROLINA OLIVEIRA DE ALMEIDA**

**GERAÇÃO DE PSEUDO-PERFIS DE PROPRIEDADES  
PETROFÍSICAS E PARÂMETROS ELÁSTICOS DE POÇOS**

Projeto Final de Graduação apresentado ao Curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

**Professor Orientador: Wagner Moreira Lupinacci**

Niterói/RJ  
2023

Ficha Catalográfica  
Depois da defesa.

# **GERAÇÃO DE PSEUDO-PERFIS DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E PARÂMETROS ELÁSTICOS DE POÇOS**

Projeto Final de Graduação apresentado ao Curso de graduação em Geofísica da Universidade Federal Fluminense, como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Aprovada em ..... de ..... de 2023.

## **BANCA EXAMINADORA**

---

Prof Wagner Moreira Lupinacci  
(Orientador)

---

Prof Rodrigo Bijani Santos

---

Fábio Júnior Damasceno Fernandes

Dedico este trabalho ao meu avô Moraes, o maior incentivador dos meus estudos

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família por todo o suporte, não só durante a graduação mas ao longo da vida, e pelo privilégio de crescer em um lar onde me encorajavam a estudar para buscar um futuro melhor. Agradeço à minha mãe, por me possibilitar fazer a escolha de seguir este caminho, e por se desdobrar em 15 para me dar estrutura para estudar. Agradeço também ao meu avô Moraes, por me incentivar a estudar desde que eu era pequena, por nunca ter duvidado do meu potencial, e por se preocupar em como andam os meus estudos mesmo enquanto a sua consciência se desfaz por conta da idade e das doenças. Sem esses dois pilares, minha mãe e meu avô, eu não seria metade do que sou hoje.

Agradeço ao Estevão por todo o carinho e paciência durante o processo de realização deste trabalho. Por segurar na minha mão e me motivar diariamente a escrever. Por estar ao meu lado nos momentos em que eu pensei em desistir e por me ajudar a seguir em frente.

Agradeço aos meus amigos feitos ao longo da graduação, em especial aos que o professor Ferrari descreveu sabiamente como “unidos pelo cordão umbilical”, por todo o companheirismo, todas as fofocas, risadas e todo o apoio durante esses anos. A faculdade é uma etapa muito desafiadora da vida e eu não poderia ter escolhido companhia melhor do que a de vocês, Werley, Gustavo, Victor e Eduardo.

Agradeço a todos os colegas de curso que fizeram parte da minha trajetória. Agradeço aos colegas do GIECAR, pelo trabalho conjunto e por todas as experiências trocadas. Agradeço em especial ao Fábio Júnior, por ter me ajudado com os códigos utilizados durante a minha Iniciação Científica e que auxiliaram também na realização deste trabalho. Agradeço aos colegas de Horizonte, por contribuírem para uma das experiências mais enriquecedoras da minha graduação em relação à realização de projetos em equipe.

Agradeço aos professores do curso por terem contribuído, cada um à sua maneira, para minha formação acadêmica e profissional. Agradeço ao professor Wagner pela orientação nesses anos de Iniciação Científica e TCC, e também por todas as oportunidades oferecidas. Agradeço ao professor Bijani por ter enxergado em mim um potencial para a programação, que eu imaginava estar muito além das minhas aptidões, e acabou sendo uma habilidade indispensável durante o meu ciclo profissional, que me abriu muitas portas. Agradeço com muito carinho aos professores

Bijani, Flora e Miquelutti por todo o suporte na reta final da minha graduação e por tornarem esse período com certeza muito mais leve, foi uma honra ser aluna de vocês.

Finalmente, agradeço a todos que compraram e divulgaram meus brownies, possibilitando a minha permanência no curso.

*"I'm on the right track, baby  
I was born to be brave"  
(Lady Gaga)*

## RESUMO

A ideia do trabalho consiste em criar perfis sintéticos de propriedades petrofísicas e de parâmetros elásticos de poços, partindo de dados provenientes de poços localizados em campos de hidrocarbonetos com geologia semelhante. A princípio é necessário modelar uma sequência de fácies geologicamente plausível, depois criar os perfis sintéticos das propriedades petrofísicas e a partir deles estimar os parâmetros elásticos. Para modelar a sequência de fácies foram utilizadas cadeias de Markov com simulações de Monte Carlo, cuja construção foi baseada nos dados do poço real. Posteriormente, os perfis sintéticos das propriedades petrofísicas foram criados utilizando amostragens gaussianas dos perfis petrofísicos a partir do poço real, seguindo suas propriedades estatísticas. Finalmente, os parâmetros elásticos foram obtidos utilizando um modelo de física de rochas em uma modelagem direta. As propriedades petrofísicas e os parâmetros elásticos foram obtidos separadamente para cada fácies, devido às diferenças nas suas características mineralógicas. Os dados utilizados são provenientes de um poço localizado no Parque das Baleias, região Norte da Bacia de Campos. Mais especificamente, o intervalo analisado compreende os reservatórios areníticos turbidíticos da Formação Carapebus, de idade Eocênica, e os folhelhos da Formação Ubatuba, que servem como selo em um dos sistemas petrolíferos na região. A metodologia utilizada se mostrou bem-sucedida em alcançar os objetivos propostos e pode ser adaptada conforme outros objetivos e de acordo com os dados que estiverem disponíveis para sua implementação.

**PALAVRAS-CHAVE:** BACIA DE CAMPOS, MODELAGEM, PETROFÍSICA, GEOESTATÍSTICA, RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS.

## **ABSTRACT**

The idea of this work consists in creating synthetic well logs of the petrophysical properties and of elastic parameters, using data from wells located in fields of similar geology. The first step was to model a geologically plausible facies sequency, then create the synthetic well logs from the petrophysical properties and from them estimate the elastic parameters. Markov Chain Monte Carlo Simulations were used to model the facies sequency, based on the data from the real well logs. Then the synthetic logs of the petrophysical properties were created using a gaussian sampling from the petrophysical logs calculated from the real well, following its statistical properties. Finally, the elastic parameters were obtained using a rock physics model in a straightforward modelling. The petrophysical properties and elastic parameters were obtained separately for each facies, due to the differences in their mineralogical characteristics. The input data for this work comes from a well located in Parque das Baleias, which is a petrolific complex located in the northern region of Campos Basin. The analyzed interval comprehends the turbiditic sandstone reservoirs from Carapebus Formation, from Eocene age, and the shales from Ubatuba Formation, that act as a sealing for one of the petroleum systems developed in the region. The utilized methodology has been successful in achieving the proposed goals and may be adapted according to other objectives and available data.

**KEYWORDS:** CAMPOS BASIN, MODELLING, PETROPHYSICS, GEOSTATISTICS, TURBIDITE RESERVOIRS.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>FIGURA 1</b> - MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA BACIA DE CAMPOS (PAIVA, 2019). .....	15
<b>FIGURA 2</b> - DIVISÃO INTERNA DO COMPLEXO PETROLÍFERO DO PARQUE DAS BALEIAS, ATUALIZADA EM 2019 PELA ANP EM CONJUNTO COM A PETROBRAS, INDICANDO A LOCALIZAÇÃO DO POÇO UTILIZADO NO TRABALHO. ....	18
<b>FIGURA 3</b> - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DOS NÊUTRONS APÓS UMA ÚNICA COLISÃO COM UM NÚCLEO ATÔMICO, DO HIDROGÊNIO AO CÁLCIO. ....	22
<b>FIGURA 4</b> - PLOT CONJUNTO DOS PERFIS DE DENSIDADE E NEUTRÃO, COM O EFEITO DE CROSSOVER EVIDENCIADO NA PROFUNDIDADE 1900. RETIRADO DE ELLIS & SINGER (2008). ....	23
<b>FIGURA 5</b> - OS COEFICIENTES DE CORRELAÇÃO PARA CADA DISTÂNCIA SÃO CALCULADOS ANALISANDO TODOS OS PARES DE PONTOS QUE SE ENCONTRAM A ESSA DISTÂNCIA FIXA. CONFORME A DISTÂNCIA FIXADA AUMENTA A CORRELAÇÃO ENTRE OS VALORES OBSERVADOS DIMINUI. ....	29
<b>FIGURA 6</b> - À ESQUERDA A FUNÇÃO DE CORRELAÇÃO VERTICAL E À DIREITA O VARIOGRAMA EXPERIMENTAL. ....	30
<b>FIGURA 7</b> - MODELOS DE VARIOGRAMA UTILIZADOS PARA REPRESENTAR O VARIOGRAMA EXPERIMENTAL. ....	30
<b>FIGURA 8</b> - PERFIS DE POROSIDADE (À ESQUERDA) E VOLUME DE ARGILA (À DIREITA) ILUSTRANDO O COMPORTAMENTO INVERSAMENTE PROPORCIONAL DESTAS DUAS PROPRIEDADES. ....	31
<b>FIGURA 9</b> - À ESQUERDA A IMAGEM ILUSTRA UM PERFIL DE POROSIDADE E A SUA TENDÊNCIA MÉDIA LOCAL SUAVIZADA. À DIREITA É EXIBIDO O PROCESSO DE AJUSTE DO MODELO DE VARIOGRAMA AO VARIOGRAMA EXPERIMENTAL CALCULADO. AMBAS ETAPAS DEVEM SER REALIZADAS PARA CADA VARIÁVEL ANALISADA. ....	32
<b>FIGURA 10</b> - EXEMPLO DE MATRIZ DE TRANSIÇÃO (DVORKIN ET AL., 2014). ....	33
<b>FIGURA 11</b> - FLUXOGRAMA ESQUEMATIZANDO AS ETAPAS REALIZADAS PARA OBTENÇÃO DAS INFORMAÇÕES A PRIORI. ....	36
<b>FIGURA 12</b> - FLUXOGRAMA ESQUEMATIZANDO AS ETAPAS REALIZADAS PARA GERAÇÃO DOS PERFIS SINTÉTICOS DE FÁCIES, VOLUME DE ARGILA E POROSIDADE EFETIVA. ....	37
<b>FIGURA 13</b> - FLUXOGRAMA ESQUEMATIZANDO AS ETAPAS REALIZADAS PARA GERAÇÃO DOS PERFIS SINTÉTICOS DOS PARÂMETROS ELÁSTICOS. ....	38
<b>FIGURA 14</b> - FORMAÇÕES DO POÇO 6-BRSA-497-ESS OBSERVADAS NO PERFIL COMPOSTO; PERFIS DE CÁLIPER (CAL), RAIOS GAMA (GR), DENSIDADE (RHOB) E NEUTRÃO (NPHI) IMPORTADOS DO ARQUIVO LAS; PERFIS DE VOLUME DE ARGILA E POROSIDADE EFETIVA CALCULADOS DE ACORDO COM A METODOLOGIA ESTABELECIDADA; PERFIL DE FÁCIES SUBDIVIDIDAS DE ACORDO COM A ARGILOSIDADE CALCULADA, NO QUAL O AMARELO SIMBOLIZA ARENITOS, O VERDE SIMBOLIZA FOLHELHOS E O MARROM SIMBOLIZA SILTES. ....	41
<b>FIGURA 15</b> - VARIOGRAMAS OBTIDOS PARA AS PROPRIEDADES DE VOLUME DE ARGILA E POROSIDADE, PARA SUAS RESPECTIVAS FÁCIES. ....	42
<b>FIGURA 16</b> - PERFIS SINTÉTICOS DE FÁCIES, POROSIDADE EFETIVA E VOLUME DE ARGILA. ....	43
<b>FIGURA 17</b> - PERFIS SINTÉTICOS DE FÁCIES, POROSIDADE EFETIVA, VOLUME DE ARGILA, VELOCIDADE DA ONDA P (COM ARENITOS SATURADOS DE ÓLEO E ÁGUA), VELOCIDADE DA ONDA S E MÓDULO DE BULK (COM ARENITOS SATURADOS DE ÓLEO E ÁGUA). ....	44

## LISTA DE TABELAS

<b>TABELA 1</b> - VALORES DE ALCANCE E VARIÂNCIA PARA O VOLUME DE ARGILA DENTRO DE CADA FÁCIES. ....	41
<b>TABELA 2</b> - VALORES DE ALCANCE E VARIÂNCIA PARA A POROSIDADE DENTRO DE CADA FÁCIES. ....	41

## Sumário

<b>1 Introdução.....</b>	<b>13</b>
<b>2 Área de estudo .....</b>	<b>15</b>
2.1 Geologia regional da Bacia de Campos .....	15
2.2 Parque das Baleias .....	17
<b>3 Fundamentação teórica .....</b>	<b>19</b>
3.1 Perfilação de poços.....	19
3.1.1 Cáliper .....	19
3.1.2 Raios Gamma.....	20
3.1.3 Densidade.....	20
3.1.4 Neutrão.....	21
3.2 Petrofísica .....	24
3.2.1 Volume de Argila.....	24
3.2.2 Porosidade Efetiva.....	25
3.2.3 Módulos elásticos .....	26
3.2.4 Modelos de física de rochas .....	27
3.3 Estatística.....	27
3.3.1 Decomposição de Cholesky.....	27
3.3.2 Produto de Kronecker .....	27
3.3.3 Simulação de Monte Carlo.....	28
3.3.3.1 Simulações de Monte Carlo com correlação espacial.....	28
3.3.3.2 Simulações de Monte Carlo por fácies .....	31
3.3.3.3 Simulações de Monte Carlo com variáveis correlacionadas .....	31
3.3.3.4 Simulações de Monte Carlo por fácies com variáveis correlacionadas .....	33
3.3.3.5 Pseudo-perfis de fácies .....	33
<b>4 Metodologia .....</b>	<b>35</b>
4.1 Obtenção de informações a priori no poço 6-BRSA-497-ESS .....	35
4.2 Geração dos perfis sintéticos de fácies, volume de argila e porosidade efetiva.....	36
4.3 Geração dos perfis sintéticos dos parâmetros elásticos .....	38
<b>5 Resultados .....</b>	<b>40</b>
5.1 Informações <i>a priori</i> .....	40
5.2 Perfis sintéticos de fácies, volume de argila e porosidade efetiva .....	42
5.3 Perfis sintéticos dos parâmetros elásticos .....	43
<b>6 Conclusão .....</b>	<b>45</b>
<b>7 Referências Bibliográficas .....</b>	<b>46</b>

# 1 Introdução

A caracterização de reservatórios é uma etapa fundamental para avaliar a sua viabilidade comercial, além de ser essencial para a perfuração de novos poços, monitoramento de reservatórios e implantação de projetos de recuperação adicional de petróleo. Esta área resulta da integração das áreas de geofísica, geologia e engenharia de reservatórios e, portanto, requer multidisciplinaridade (BOLETIM SBGf, 2013).

A propagação das ondas sísmicas depende do contraste de densidade e velocidades das ondas compressional e cisalhante em subsuperfície, enquanto a densidade e a velocidade das ondas dependem de características como litologia, porosidade, fluido nos poros, entre outras propriedades petrofísicas. Esses links, entre a estrutura da rocha e seus parâmetros elásticos, e entre os parâmetros elásticos e a propagação da onda sísmica, são a fundamentação física que suporta a interpretação de propriedades da rocha baseada em dados sísmicos (Dvorkin *et al.*, 2014).

Uma ferramenta para auxiliar nessa interpretação é a modelagem. Os aspectos da rocha, como litologia e porosidade, são variados e então são calculadas as propriedades elásticas correspondentes para que traços sísmicos sintéticos sejam gerados e comparados com dados sísmicos reais. A ideia é que se os traços sísmicos sintéticos forem similares aos reais, é provável que as condições em subsuperfície também sejam. Portanto, criar um catálogo de assinaturas sísmicas pode ajudar na identificação de hidrocarbonetos (Dvorkin *et al.*, 2014).

O escopo deste trabalho se limita a realizar a modelagem das propriedades petrofísicas de porosidade e volume de argila para o intervalo de um poço, e computar os parâmetros elásticos de velocidades compressional e cisalhante e do módulo de Bulk, sem realizar a geração dos traços sísmicos sintéticos.

Acerca da estrutura, esta monografia se inicia com uma revisão geológica breve sobre a região de onde os dados foram coletados, discutindo tanto aspectos regionais relacionados à toda a bacia sedimentar, quanto aspectos mais específicos do campo petrolífero e do intervalo de interesse.

O capítulo da Fundamentação Teórica visa construir os conceitos necessários para o desenvolvimento da metodologia. A seção inicial sobre perfilagem de poços

tem por objetivo explicar sucintamente o funcionamento das ferramentas utilizadas na obtenção dos perfis utilizados para realizar o estudo e a interpretação que pode ser realizada a partir dos dados obtidos. A seção sobre petrofísica discorre sobre as relações entre as propriedades petrofísicas das rochas e os perfis lidos pelas ferramentas no poço e sobre como as propriedades petrofísicas podem ser relacionadas entre si e com os parâmetros elásticos. Finalmente, a seção de estatística esclarece conceitos necessários para o entendimento e realização da criação dos perfis sintéticos.

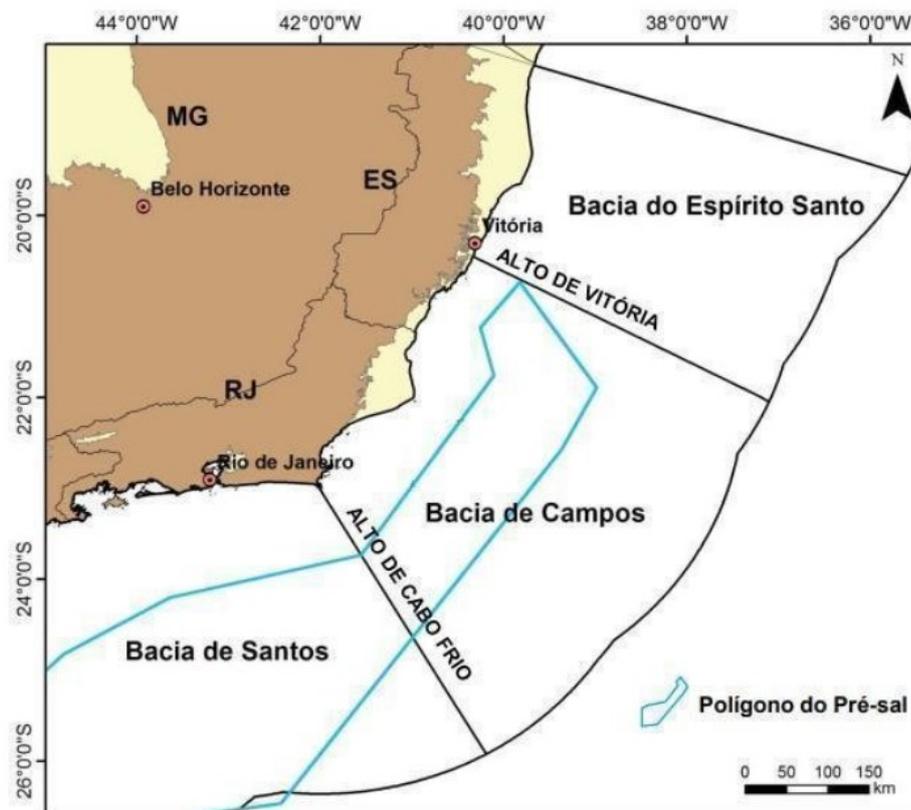
O capítulo de Metodologia descreve o fluxo de trabalho aplicado para a geração dos perfis sintéticos, partindo da leitura e análise dos dados de poço, passando pelo cálculo das propriedades petrofísicas e parâmetros elásticos e finalizando com a geração dos perfis sintéticos de ambos. O capítulo de resultados exhibe os perfis finais gerados através da metodologia proposta e discute as principais características que puderam ser incorporadas às simulações. O capítulo de conclusões sumariza as observações acerca do trabalho. O trabalho é finalizado listando as referências bibliográficas utilizadas para sua realização.

## 2 Área de estudo

Este capítulo é dedicado à análise das características geológicas do dado que está sendo utilizado neste trabalho. Seu objetivo é discutir informações que foram levadas em conta na escolha da metodologia estabelecida, assim como trazer um contexto da sua aplicabilidade.

### 2.1 Geologia regional da Bacia de Campos

A Bacia de Campos (Figura 1) está localizada em águas territoriais dos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, limitada ao Norte pelo Alto de Vitória e ao Sul pelo Alto de Cabo Frio, a Oeste pelos afloramentos da Faixa Ribeira e a Leste pelo acunhamento de sedimentos em direção à planície abissal oceânica (Mohriak *et al.*, 1989).



**Figura 1** - Mapa de localização da Bacia de Campos (Paiva, 2019).

A Bacia de Campos é uma bacia de margem divergente que está relacionada a um contexto geotectônico extensional, estabelecido em razão da separação entre as placas tectônicas da América do Sul e da África. Seu embasamento possui como principais estruturas falhas normais, falhas transcorrentes e zonas de acomodação,

que controlaram a ocorrência de riftes, *horsts* e grabens e promoveram a compartimentação da bacia. Este arcabouço composto por baixos posicionais e altos estruturais foi responsável por controlar a sedimentação durante as sequências Rifte e Transicional. Já durante a sequência Drifte, a sedimentação foi ditada também pela subsidência térmica crustal e pela tectônica do Sal (Castro & Picolini, 2014).

Sua estratigrafia pode ser dividida em três megassequências: Sequência Rifte, Sequência Transicional e Sequência Drifte. A Sequência Rifte pode ser caracterizada pela sedimentação continental. Durante seu início foram depositados basaltos toleíticos a subalcalinos e rochas vulcanoclásticas e, em seguida, ocorreram sedimentações relacionadas a fan deltas, rios entrelaçados e lagos. Os depósitos lacustres, caracterizados por arenitos, siltitos e folhelhos ricos em matéria orgânica, são predominantes nas formações Coqueiros e Atafona, e são importantes geradores de hidrocarbonetos para a bacia. Além das rochas geradoras, na Formação Coqueiros também há a presença de coquinas, importantes rochas-reservatório de hidrocarbonetos do pré-sal (Castro & Picolini, 2014).

A Sequência Transicional apresenta sedimentação tanto continental quanto marinha. Sua parte inferior apresenta fácies proximais e distais, decorrentes da deposição por leques aluviais, rios e em mar raso, compostas por rochas siliciclásticas e carbonáticas. A sedimentação da parte superior é proveniente de um ambiente com associação de lagunas e planícies de sabkha, resultando em rochas evaporíticas (Castro & Picolini, 2014).

Durante a Sequência Drifte houve um predomínio da sedimentação marinha. A sedimentação até o final do Albiano registra um gradativo aumento do nível relativo do mar, se iniciando com fácies proximais caracterizadas por leques aluviais, fan deltas, lagunas e praias, sucedidas por um sistema carbonático com rochas de composição mista siliciclástica-carbonática na porção proximal e fácies tipicamente carbonáticas na porção distal, e seguidas por uma sedimentação siliciclástica-carbonática característica de um ambiente marinho profundo (Castro & Picolini, 2014).

A halocinese, restrita durante o Albiano, determinou a compartimentação estrutural da bacia a partir do Cenomaniano, influenciando na sedimentação e formação de estruturas armazenadoras de petróleo. Do Turoniano em diante, as condições de mar aberto se estabeleceram definitivamente e houve o predomínio da deposição de folhelhos e margas, ricos em foraminíferos e nanofósseis calcários, característicos da Formação Ubatuba, que funcionam como selo para o sistema

petrolífero que se desenvolveu na região. A partir do Eoceno, ocorreu um significativo aumento no aporte sedimentar, responsável por recorrentes rebaixamentos do nível do mar, e conseqüentemente houve progradação dos ambientes deposicionais proximais para o interior da bacia. Neste contexto, ocorreu a deposição de importantes sistemas turbidíticos como a Formação Carapebus, que abrange os principais reservatórios de hidrocarbonetos no pós-sal da Bacia de Campos (Castro & Picolini, 2014).

## 2.2 Parque das Baleias

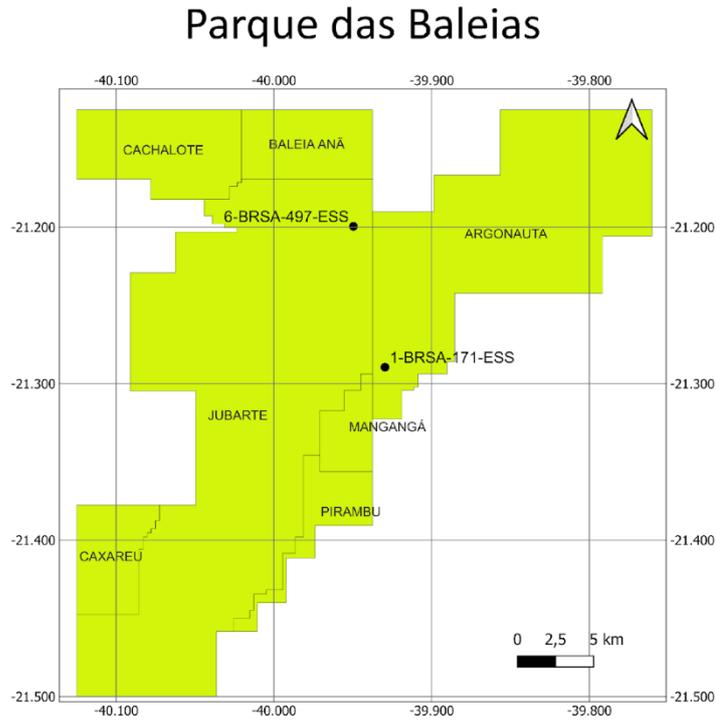
O Complexo petrolífero do Parque das Baleias localiza-se na região Norte da Bacia de Campos. A primeira produção de petróleo na camada do pré-sal do Brasil ocorreu neste complexo petrolífero, no Campo de Jubarte em 2008, onde já ocorria a produção na seção pós-sal (Morais, 2013). Os principais reservatórios de hidrocarbonetos da seção pós-sal nesta região fazem parte do sistema petrolífero Lagoa Feia-Carapebus (!).

O Grupo Lagoa Feia é composto por três formações principais, Itabapoana, Atafona e Coqueiros, e seus sedimentos estão associados a deposição de fan deltas, rios entrelaçados e lagos (Winter *et al.*, 2007). As formações Atafona e Coqueiros apresentam folhelhos ricos em matéria orgânica e são importantes geradores de hidrocarbonetos, tendo a Formação Coqueiros o principal intervalo gerador de toda a Bacia de Campos, designado de Folhelho Jequitia (Castro & Picolini, 2014).

A Formação Carapebus corresponde a arenitos depositados a partir de fluxos gravitacionais, principalmente turbidíticos. Sua textura abrange desde conglomerados até arenitos muito finos. Ela desenvolve complexos canais submarinos, formados por conjuntos de canais amalgamados, que são comumente confinados em cânions ou calhas. O início da deposição destes sedimentos data desde o Neo-Cretáceo, quando foram estabelecidas as condições de mar aberto na bacia, e não cessou até o presente. Considerando o intervalo do pós-sal, a Formação Ubatuba funciona como selo para sistema petrolífero estabelecido. Ela é caracterizada por depósitos finos típicos de sedimentação hemipelágica, que incluem folhelhos e margas ricos em foraminíferos e nanofósseis calcários (Castro & Picolini, 2014).

Os dados utilizados neste trabalho são provenientes de um poço perfurado no Complexo petrolífero do Parque das Baleias: o poço 6-BRSA-497-ESS, localizado no

Campo de Jubarte (Figura 2), de acordo com a atualização realizada em 2019, no qual houve o registro das formações Ubatuba e Carapebus.



**Figura 2** - Divisão interna do Complexo Petrolífero do Parque das Baleias, atualizada em 2019 pela ANP em conjunto com a PETROBRAS, indicando a localização do poço utilizado no trabalho.

## 3 Fundamentação teórica

Este capítulo discorre sobre os conceitos necessários para a compreensão da metodologia estabelecida e tem por objetivo esclarecer todas as ferramentas que foram utilizadas nos capítulos seguintes. A seção 3.1 é dedicada ao funcionamento das ferramentas e interpretação de perfis provenientes da perfilagem geofísica de poços, focando apenas nos perfis que foram utilizados neste trabalho. A seção 3.2 aborda as propriedades petrofísicas e suas relações com os parâmetros elásticos das rochas, que são o objeto de modelagem desta monografia. A seção 3.3 detalha os conceitos estatísticos necessários para incorporar as características observadas no dado do poço real às simulações.

### 3.1 Perfilagem de poços

A perfilagem de poços é uma ferramenta que auxilia na exploração de petróleo e vêm evoluindo desde 1927, quando a primeira perfilagem foi realizada por H. Doll e os irmãos Schlumberger. A primeira utilização desta técnica visava correlacionar padrões de condutividade elétrica entre poços. Conforme as técnicas de medição evoluíram, as aplicações começaram a ser mais direcionadas à avaliação quantitativa de formações portadoras de hidrocarbonetos (Ellis & Singer, 2008).

Ellis & Singer (2008) definem o propósito da perfilagem como sendo fornecer medições que podem ser relacionadas ao volume e tipo de hidrocarbonetos presentes em formações porosas. As técnicas utilizadas para realizar estas medições envolvem as propriedades elétricas, nucleares e acústicas do meio, e cada medição é sensível às propriedades ou da rocha ou do fluido.

Ellis & Singer (2008) ainda ressaltam que as ferramentas utilizadas na perfilagem registram propriedades que são relacionadas, porém não são diretamente as propriedades desejadas das rochas. Daí surge a necessidade da interpretação, que consiste em relacionar o conhecimento acerca do funcionamento e resposta das ferramentas utilizadas com a geologia, para que haja entendimento das propriedades petrofísicas das formações analisadas.

#### 3.1.1 Cáliper

A ferramenta do Cáliper é responsável por medir a geometria do poço aberto. Para isto, ela utiliza dois ou quatro braços mecânicos. Seu perfil indica o diâmetro do poço, registrado pela ferramenta no eixo maior ou no menor, ou até em ambos (Darling & Toby, 2005). Este perfil também é registrado pela ferramenta de Raios Gamma, que corre pressionada contra a parede do poço e pela ferramenta do Neutrão (Ellis & Singer, 2008).

Zonas onde a leitura do cáliper, ou seja, o diâmetro do poço é maior do que o tamanho da broca utilizada na perfuração são chamadas de zonas de arrombamento. O contrário, zonas onde o diâmetro do poço é menor do que o tamanho da broca

utilizada, também ocorre. Nessas zonas ocorreu a formação de reboco, que é característica de formações mais permeáveis (Oliveira *et al.*, 2008).

O perfil do Cáliper é utilizado para realizar o controle de qualidade das medições das outras ferramentas, visto que a ocorrência de arrombamento ou reboco pode atrapalhar no acoplamento ou na centralização dessas ferramentas e deteriorar as suas medições (Oliveira *et al.*, 2008).

### 3.1.2 Raios Gamma

A perfilagem de Raios Gamma foi introduzida à indústria do petróleo na década de 1930, como a primeira ferramenta de perfilagem não elétrica. Esta ferramenta detecta a radiação Gamma natural proveniente das formações observadas no poço, que está associada à presença de isótopos dos elementos Tório ( $\text{Th}^{232}$ ), Urânio ( $\text{U}^{238}$ ) e Potássio ( $\text{K}^{40}$ ). Posteriormente, surgiram as ferramentas de Espectrometria de Raios Gamma que são capazes de quantificar a concentração de cada um destes isótopos. Estas ferramentas possuem profundidades de investigação similares, em torno de 50cm, resolução vertical de aproximadamente 30cm (Rider & Kennedy, 2011) e sofrem pouco com efeitos ambientais. As suas calibrações são feitas em laboratório, utilizando um folhelho de referência artificial e a unidade de medida utilizada para estes perfis é o grau API (Ellis & Singer, 2008).

Entre os três elementos detectados pela ferramenta do GR, o Potássio é a principal fonte de radioatividade em rochas. Por ser um elemento relativamente comum na crosta terrestre, muitos minerais possuem Potássio em sua composição. Por outro lado, minerais que contêm Tório e Urânio são raros na natureza (Ellis & Singer, 2008).

Os minerais de argila, associados à maioria dos folhelhos, são os principais responsáveis pela presença de radiação relacionada ao Potássio e o Tório, pois possuem uma alta capacidade de troca catiônica e por isso podem reter traços de minerais radioativos, provenientes de feldspatos e micas, que possuem Potássio e Tório, respectivamente. Além disso, o Urânio pode ser associado à matéria orgânica presente nos folhelhos. O perfil de Raios Gamma é, portanto, tradicionalmente utilizado para identificação de litologias e estimativa do volume de argila presente nas formações, além da correlação entre poços (Ellis & Singer, 2008).

### 3.1.3 Densidade

A ferramenta da Densidade possui uma fonte radioativa que emite Raios Gamma, um detector de curto alcance, um detector de longo alcance e opera em contato com a parede do poço. Ela utiliza a faixa de energia onde o Efeito Compton domina as interações entre os fótons emitidos pela ferramenta e os elétrons presentes na formação (Ellis & Singer, 2008).

O funcionamento desta ferramenta baseia-se no princípio de que a taxa de contagem dos detectores varia exponencialmente com a densidade Bulk da formação analisada, de acordo com a relação de atenuação geral:

$$N = N_0 e^{-\mu \rho x}, \quad (1)$$

no qual  $N$  é a taxa de contagem do detector a uma distância  $x$  da fonte,  $\rho$  é a densidade na formação,  $N_0$  é a taxa de contagem emitida na fonte e  $\mu$  é o coeficiente de absorção de massa.

Devido à relação linear entre a densidade e a porosidade, o perfil da Densidade pode ser utilizado para estimar a porosidade das formações presentes no poço:

$$\rho_b = \emptyset \rho_f + (1 - \emptyset) \rho_{ma}, \quad (2)$$

no qual  $\emptyset$  é a porosidade,  $\rho_{ma}$  é a densidade da matriz,  $\rho_f$  é a densidade do fluido presente nos poros e  $\rho_b$  é a resposta da ferramenta. Isolando a porosidade na Eq. 2, obtém-se:

$$\emptyset = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}. \quad (3)$$

Nota-se que é possível calcular a porosidade conhecendo a densidade da matriz que compõe a rocha e a densidade do fluido presente nos poros (Ellis & Singer, 2008):

O principal problema que pode afetar a qualidade das medições desta ferramenta vem de irregularidades na parede do poço, provenientes da rugosidade das formações. Estas irregularidades podem ser vistas no perfil do Cáliper, e indicam que a resposta da curva pode não ser representativa da formação para este determinado intervalo. Quando há uma alta correlação entre os perfis de densidade e cáliper, em distâncias menores do que o espaçamento entre fonte e detector, existe uma alta probabilidade de que o perfil da densidade esteja sendo perturbado pela rugosidade da parede do poço (Ellis & Singer, 2008).

### 3.1.4 Neutrão

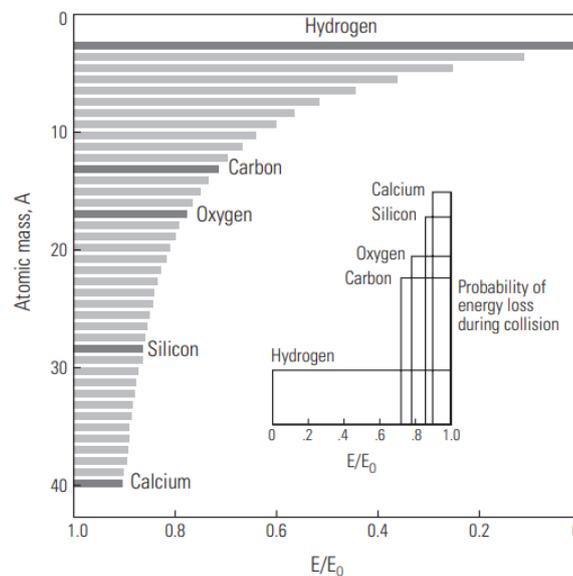
A utilização de nêutrons para examinar formações possui uma longa história na perfuração de poços, com o primeiro aparelho aparecendo logo após a Segunda Guerra Mundial. Historicamente, a ferramenta do Neutrão foi a primeira ferramenta nuclear utilizada para obter uma estimativa de porosidade em formações (Ellis & Singer, 2008).

O princípio desta ferramenta é baseado no fato que o Hidrogênio, que possui uma seção de espalhamento relativamente grande e massa pequena, se mostra muito eficiente em desacelerar nêutrons. Portanto, uma medição da distribuição espacial de nêutrons epitermais, resultantes da interação dos nêutrons de alta energia, emitidos pela fonte, com a formação, pode ser relacionada ao seu conteúdo de Hidrogênio. Como o Hidrogênio presente em rochas geralmente está associado aos fluidos que

preenchem os seus poros, é possível realizar uma correlação com a porosidade da formação (Ellis & Singer, 2008).

A taxa de detecção de nêutrons pode ser associada às propriedades da formação através da análise do transporte dos nêutrons. Os nêutrons que são transmitidos pela fonte são transportados através da formação até o ponto no qual eles são detectados. A maneira como este transporte ocorre é afetada pelas propriedades da formação perfilada, que influenciam na distribuição espacial e de energia da população de nêutrons e, conseqüentemente, na taxa de contagem obtida nos detectores (Ellis & Singer, 2008).

O Hidrogênio é eficiente em desacelerar nêutrons porque a energia dos nêutrons é reduzida mais eficientemente em colisões com núcleos que possuem massa similar à massa do nêutron. Para a maioria dos elementos que compõem as rochas da Terra, a faixa de redução de energia por colisão fica entre 10% e 25% (Figura 3), mas no caso do Hidrogênio um nêutron pode perder toda a sua energia em uma colisão (Ellis & Singer, 2008).



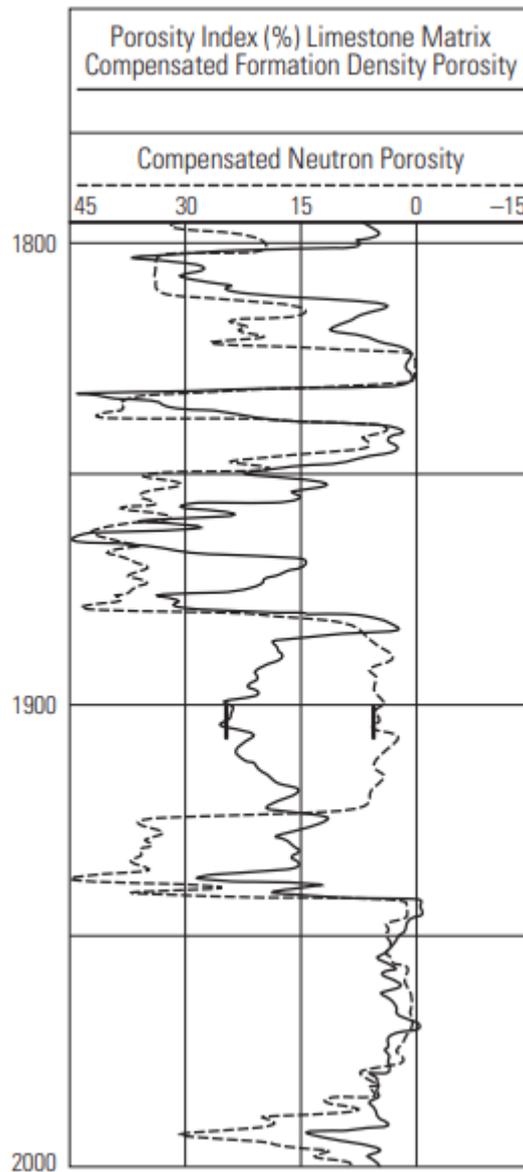
**Figura 3** - Distribuição de energia dos nêutrons após uma única colisão com um núcleo atômico, do Hidrogênio ao Cálcio.

Existem dois tipos de emissores de nêutrons utilizados na perfilagem geofísica, as fontes químicas e os aceleradores. A fonte mais barata e simples é a química, onde a emissão de nêutrons acontece a partir de uma reação que ocorre ao se bombardear o Berílio utilizando partículas alfa. A outra metodologia utiliza aceleradores de partículas, onde íons de Deutério e Tritium são acelerados em direção a um alvo impregnado com os isótopos de Hidrogênio, Deutério e Trítio (Ellis & Singer, 2008).

As fontes que utilizam aceleradores requerem uma engenharia mais complexa em sua construção, porém apresentam as vantagens de emitirem nêutrons em energias maiores, e de serem fontes controladas, que podem ser ligadas e desligadas, ao contrário de uma reação química. Já os detectores de nêutrons funcionam em duas

etapas, primeiro os neutros reagem com um material onde partículas energeticamente carregadas são produzidas e em seguida essas partículas carregadas são detectadas pela sua capacidade ionizante (Ellis & Singer, 2008).

A interpretação do perfil do Neutrão é geralmente associada ao perfil de Densidade, como ilustrado na Figura 4. Considerando o fato que diferentes elementos possuem diferentes efeitos na absorção e no transporte de nêutrons, é possível determinar a litologia presente na formação comparando os perfis de Densidade e Neutrão e analisando a separação entre essas duas curvas (Ellis & Singer, 2008).



**Figura 4** - Plot conjunto dos perfis de Densidade e Neutrão, com o efeito de crossover evidenciado na profundidade 1900. Retirado de Ellis & Singer (2008).

O *crossover* entre essas duas curvas, caracterizado pela diminuição da curva da Densidade e aumento da curva do Neutrão fazendo com que elas se cruzem, pode ser associado à presença de arenitos. A não ocorrência deste cruzamento está

associada à presença de rochas não reservatório, como folhelhos (Oliveira *et al.*, 2008).

Outra utilização para esta análise conjunta é a identificação de zonas de gás, caracterizadas por um crossover com grande separação entre essas curvas. Este efeito ocorre porque a ferramenta do Neutrão detecta um conteúdo de Hidrogênio menor do que o presente em outros fluidos, como água ou hidrocarbonetos, enquanto a ferramenta da Densidade apresenta uma leitura menor do que a esperada para uma formação saturada com água. Uma abordagem para obter uma melhor estimativa da porosidade total de uma formação é utilizando uma média entre as porosidades obtidas com cada uma destas ferramentas (Ellis & Singer, 2008).

## 3.2 Petrofísica

Segundo Kennedy (2015), a petrofísica é o estudo das propriedades físicas das rochas. Como uma ciência pura seu objetivo provavelmente seria explicar por que as rochas possuem as propriedades que elas possuem, em particular, como o arranjo de minerais que as compõem determinam suas propriedades físicas. Na prática geralmente se explora o problema inverso, onde as propriedades físicas são utilizadas para tentar identificar do que a rocha é composta.

A sua origem vem da indústria do petróleo e sua principal utilização está relacionada à descrição de rochas reservatórios de hidrocarbonetos, portanto a maioria das ferramentas e técnicas utilizadas na petrofísica foram desenvolvidas para lidar com rochas sedimentares porosas localizadas em subsuperfície.

### 3.2.1 Volume de Argila

A estimativa do volume de argila é essencial para a caracterização de um reservatório, ela irá impactar diretamente na sua porosidade efetiva, permeabilidade e no *net-pay*, sendo essencial para avaliar a sua viabilidade comercial. O volume de argila de uma formação pode ser estimado de diversas maneiras, incluindo a partir do perfil do Gamma Ray (GR) ou pela combinação dos perfis Densidade (RHOB) e Neutrão (NPHI) (Ellis & Singer, 2008).

A ferramenta do GR lê a radioatividade de uma formação, que pode ocorrer devido a três diferentes elementos radioativos: Tório ( $\text{Th}^{232}$ ), Urânio ( $\text{U}^{238}$ ) e Potássio ( $\text{K}^{40}$ ) (Ellis & Singer, 2008). Os minerais de argila possuem alta afinidade com estes elementos, e por isso, geralmente altos valores do GR são associados a um maior volume de argila em uma formação. Porém, os arenitos da Formação Carapebus são arenitos arcossianos, ricos em Potássio<sup>40</sup> (Winter *et al.*, 2007), e por isso também apresentam altas leituras de GR, impossibilitando assim a distinção entre arenitos e folhelhos utilizando apenas este perfil.

Segundo Fernandes (*et al.*, 2021), a maneira mais indicada de estimar o volume de argila nos arenitos arcossianos da Formação Carapebus é utilizando os perfis de RHOB e NPHI. Analisando os perfis de RHOB e NPHI em uma escala conveniente, é possível distinguir nitidamente arenitos de folhelhos, pois os arenitos causarão o efeito

de crossover entre esses perfis, caracterizado pela curva do RHOB à esquerda da curva do NPHI, que não é afetado pela presença do Potássio<sup>40</sup>. A estimativa do volume de argila de uma formação pode ser realizada a partir dos perfis de RHOB e NPHI utilizando a seguinte relação:

$$V_{CLAY} = \frac{X_1 - X_2}{X_3 - X_4}, \quad (4)$$

$$X_1 = (RHOB_{CL2} - RHOB_{CL1}) \times (NPHI - NPHI_{CL1}), \quad (5)$$

$$X_2 = (RHOB - RHOB_{CL1}) \times (NPHI_{CL2} - NPHI_{CL1}), \quad (6)$$

$$X_3 = (RHOB_{CL2} - RHOB_{CL1}) \times (NPHI_{CLAY} - NPHI_{CL1}), \quad (7)$$

$$X_4 = (RHOB_{CLAY} - RHOB_{CL1}) \times (NPHI_{CL2} - NPHI_{CL1}), \quad (8)$$

no qual os valores de  $NPHI_{CL1}$ ,  $NPHI_{CL2}$ ,  $RHOB_{CL1}$  e  $RHOB_{CL2}$  são definidos pelos limites da linha que indica que não há volume de argila, no *crossplot* entre NPHI e RHOB e  $NPHI_{CLAY}$  e  $RHOB_{CLAY}$  são definidos no ponto no qual o volume de argila é 100%.

### 3.2.2 Porosidade Efetiva

A porosidade pode ser definida como a porcentagem de espaços vazios ou preenchidos por fluidos com relação ao volume de uma rocha (Suguio, 2003). Do ponto de vista hidráulico, existem dois tipos de porosidades: a porosidade total, que compreende todo o espaço poroso da rocha, e a porosidade efetiva, que leva em conta apenas os grãos que estão interconectados (Ellis & Singer, 2008). Além disso, a porosidade pode ser dividida em porosidade primária, que é aquela adquirida durante o processo de formação da rocha (sedimentação, metamorfismo e cristalização), e porosidade secundária, que é gerada por processos posteriores à sua formação (fraturamento tectônico, dissolução química, etc.) (Suguio, 2003).

A porosidade total de uma rocha é lida diretamente pela ferramenta do Neutrão (NPHI), e pode ser estimada a partir do perfil de Densidade (RHOB) através da equação 2, mencionada na seção 3.1.3 (Ellis & Singer, 2008):

Conhecendo o volume de argila é possível determinar a porosidade efetiva da formação utilizando:

$$\phi_e = \phi_t - V_{CLAY} \times \phi_f \quad (9)$$

no qual  $V_{clay}$  é o volume de argila e  $\phi_f$  é a porosidade aparente dos folhelhos.

### 3.2.3 Módulos elásticos

Quando se assume que uma rocha é um corpo elástico, a sua deformação quando ela é submetida a uma tensão é governada pelos Módulos Elásticos de Bulk e Cisalhante. O módulo de Bulk (Eq. 10) é definido como o aumento da tensão hidrostática necessário para causar uma diminuição no volume da rocha e o módulo cisalhante (Eq. 11) é a fração entre a tensão cisalhante e a deformação cisalhante resultante (Grana *et al.*, 2021). Ellis & Singer (2008) os definem matematicamente como:

$$p = -B \frac{\Delta V}{V}, \quad (10)$$

no qual B é o módulo de Bulk, V é o volume do material e p é a pressão exercida sobre ele:

$$\theta = \frac{1}{\mu} \frac{G}{A}, \quad (11)$$

no qual  $\theta$  é a deformação cisalhante,  $G/A$  é a tensão cisalhante, e  $\mu$  é o Módulo Cisalhante.

Dois tipos de ondas podem se propagar através de um corpo elástico, as ondas compressoriais e as ondas cisalhantes. Cada tipo de onda possui a sua própria velocidade, sendo  $V_p$  a velocidade da onda compressional e  $V_s$  a velocidade da onda cisalhante. As velocidades de propagação das ondas estão relacionadas aos módulos elásticos e à densidade da rocha, de acordo com as equações 12 e 13 (Ellis & Singer, 2008):

$$V_p = \sqrt{\frac{K + (4/3)\mu}{\rho}}, \quad (12)$$

no qual  $V_p$  é a Velocidade da onda compressional, K é o Módulo de Bulk,  $\rho$  é a densidade e  $\mu$  é o Módulo Cisalhante.

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \quad (13)$$

no qual  $V_s$  é a velocidade da onda cisalhante,  $\rho$  é a densidade e  $\mu$  é o Módulo Cisalhante.

Existem outras constantes elásticas que podem ser utilizadas conforme a necessidade, todas podem ser descritas em função dos Módulos de Bulk e Cisalhante (Dvorkin, *et al.*, 2014).

### 3.2.4 Modelos de física de rochas

Física de rochas é um ramo da geofísica que estuda as relações entre as propriedades petrofísicas das rochas, como porosidade e saturação de fluidos, e as suas propriedades elásticas, como os módulos elásticos, velocidades e impedância (Grana *et al.*, 2021). Os modelos de física de rochas descrevem uma propriedade da rocha em função de outra, e são geralmente construídos a partir de amostras onde essas duas propriedades são medidas, e posteriormente são extrapolados ou generalizados (Dvorkin *et al.*, 2014).

O modelo de *soft-sand* relaciona a porosidade de uma rocha com os seus Módulos Elásticos de Bulk e Cisalhante. Este modelo assume que a rocha analisada é constituída por esferas elásticas idênticas, e a redução da porosidade ocorre devido à introdução de partículas não cimentadas no espaço poroso. O modelo é ajustado considerando a rocha seca, para analisar as respostas para a rocha saturada é necessário realizar a substituição de fluido de Gassman (Dvorkin *et al.*, 2014).

## 3.3 Estatística

### 3.3.1 Decomposição de Cholesky

Segundo Press (*et al.* 1992), a Decomposição de Cholesky consiste em uma maneira de reescrever uma matriz **A** como um produto de duas matrizes, uma triangular inferior e outra a sua transposta conjugada. Este procedimento pressupõe que a matriz **A** é uma matriz simétrica, positiva e definida. Formalmente a Decomposição de Cholesky pode ser definida da seguinte maneira (Equação 14):

$$L \cdot L^T = A, \quad (14)$$

no qual **A** é a matriz sendo decomposta, **L** é uma matriz triangular inferior e **L<sup>T</sup>** é a matriz transposta conjugada de **L**, ou seja, uma matriz triangular superior com elementos conjugados simétricos.

Esta técnica é utilizada para realizar operações matriciais e resolver sistemas de equações lineares de maneira mais eficiente.

### 3.3.2 Produto de Kronecker

O Produto de Kronecker é uma operação que utiliza duas matrizes para formar uma matriz nova e maior. Este procedimento consiste basicamente em substituir cada elemento de uma matriz **A** pelo seu produto com a matriz **B**. Formalmente isto pode ser definido de acordo com a Equação 15 (Graham, 1981):

$$A \otimes B = \begin{bmatrix} a_{11}B & a_{12}B & \dots & a_{1n}B \\ a_{21}B & a_{22}B & \dots & a_{2n}B \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1}B & a_{m2}B & \dots & a_{mn}B \end{bmatrix}, \quad (15)$$

no qual, **A** é uma matriz ( $m \times n$ ), **B** é uma matriz ( $r \times s$ ) e o resultado é uma matriz ( $mr \times ns$ ).

### 3.3.3 Simulação de Monte Carlo

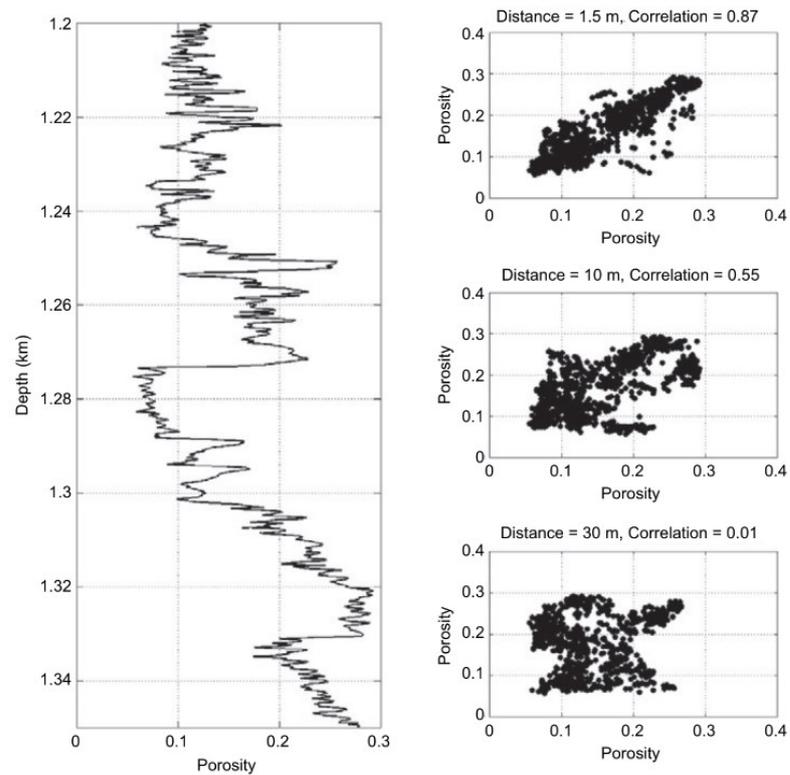
A Simulação de Monte Carlo é uma técnica estatística que consiste na geração repetida de valores aleatórios baseados em distribuições de probabilidade relevantes, e tem como objetivo analisar resultados em situações nas quais é difícil obter soluções analíticas exatas. Os valores aleatórios representam as incertezas e variações do modelo matemático analisado, e as simulações são realizadas repetidas vezes para analisar o comportamento deste modelo em diferentes cenários. No contexto da geoestatística, as simulações de Monte Carlo podem ser utilizadas para perturbar propriedades das rochas e simular cenários geológicos não cobertos pelos perfis registrados em um poço (Dvorkin *et al.*, 2014).

#### 3.3.3.1 Simulações de Monte Carlo com correlação espacial

Ao amostrar aleatoriamente uma determinada propriedade de uma rocha, se assume que cada amostra é independente da anterior e que não existe qualquer continuidade espacial, ou seja, não se leva em conta o caráter geológico do dado que está sendo analisado e, portanto pode haver intercalações de amostras com variações muito abruptas de uma propriedade, gerando uma simulação geologicamente irrealista (Dvorkin *et al.*, 2014).

Para criar pseudo-perfis de poços realistas, é necessário utilizar um modelo estatístico espacial que represente a continuidade das propriedades da rocha em subsuperfície, ou seja, que leve em consideração a correlação espacial presente nos dados do poço. A correlação espacial é um conceito chave em geoestatística, que permite relacionar medições de uma mesma propriedade em dois pontos distintos de um mesmo reservatório (Dvorkin *et al.*, 2014).

Analisando dois pontos próximos, é esperado que eles possuam valores similares para uma mesma propriedade, devido à continuidade geológica. Já pontos distantes, podem pertencer a diferentes camadas ou litologias, e por isso não necessariamente possuem valores similares para uma mesma propriedade (Figura 5). Matematicamente essas similaridades ou dissimilaridades podem ser representadas por uma função de correlação, que será vertical no caso de um poço, e descreve a correlação entre diferentes medições de uma mesma propriedade em função da distância entre elas (Dvorkin *et al.*, 2014).



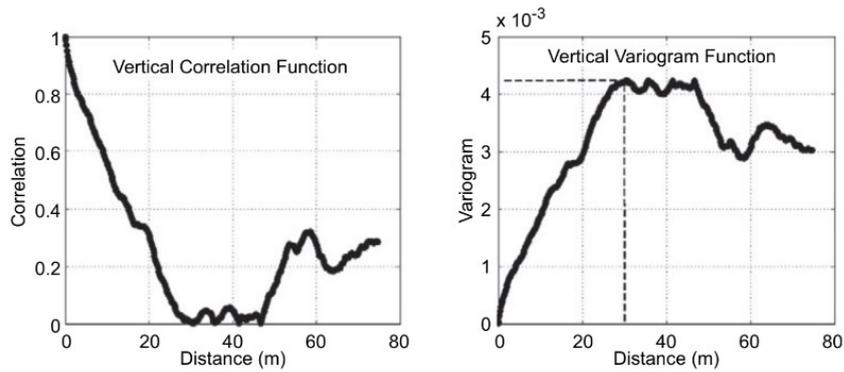
**Figura 5** – Os coeficientes de correlação para cada distância são calculados analisando todos os pares de pontos que se encontram a essa distância fixa. Conforme a distância fixada aumenta a correlação entre os valores observados diminui.

A função de correlação vertical experimental é obtida diretamente a partir dos dados da propriedade analisada e a partir dela é possível obter o variograma experimental através de:

$$\gamma = \sigma^2[1 - \rho(h)], \quad (16)$$

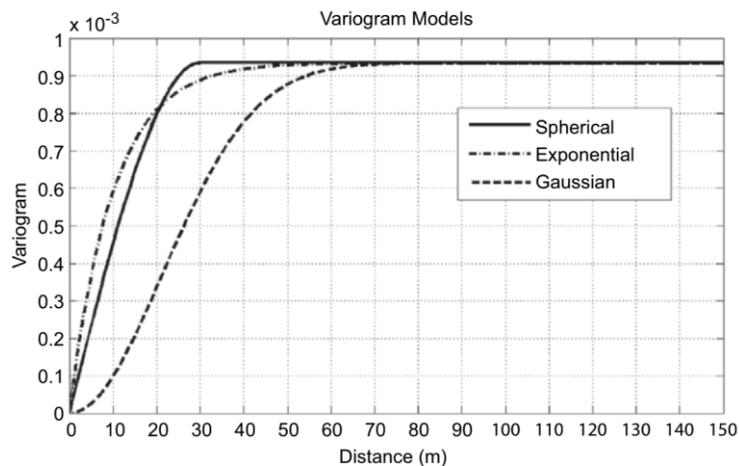
no qual  $\rho(h)$  é a função de correlação vertical experimental e  $\sigma^2$  é a variância do dado analisado.

Conforme a distância entre os pontos analisados aumenta, nenhuma correlação entre as medições é esperada, portanto  $\rho(h)$  se aproxima de zero e o variograma se aproxima da variância do dado (Figura 6), e a distância na qual isso ocorre se chama distância de correlação ou alcance (Dvorkin *et al.*, 2014).



**Figura 6** – À esquerda a função de correlação vertical e à direita o variograma experimental.

O variograma experimental pode ser ruidoso, por isso, um modelo analítico de variograma (Figura 7) é ajustado ao variograma experimental, para ser utilizado em seu lugar. Os três modelos mais comuns são o gaussiano, o esférico e o exponencial (Dvorkin *et al.*, 2014).



**Figura 7** – Modelos de variograma utilizados para representar o variograma experimental.

Um variograma fornece informações importantes sobre a continuidade espacial e a variância de um determinado conjunto de dados, porém não fornece informação alguma sobre seus valores absolutos, e por isso, não pode ser utilizado diretamente para gerar pseudo-perfis da propriedade que se deseja analisar. Ele pode ser utilizado para simular a distribuição residual espacial a ser adicionada à tendência média local da propriedade analisada (Dvorkin *et al.*, 2014).

O procedimento para criar uma simulação que represente as características espaciais observadas no poço utilizando o variograma vertical da propriedade que foi analisada segue as etapas: (1) suavizar a propriedade da rocha analisada utilizando uma média móvel para obter sua tendência vertical a partir do perfil original; (2) construir o variograma utilizando a diferença entre a curva original e a suavizada, para obter a variância e o comprimento de correlação; (3) gerar um pseudo-perfil de valores residuais com média zero, utilizando simulações baseadas no variograma; (4) adicionar o pseudo-perfil residual à tendência vertical suavizada da propriedade analisada (Dvorkin *et al.*, 2014).

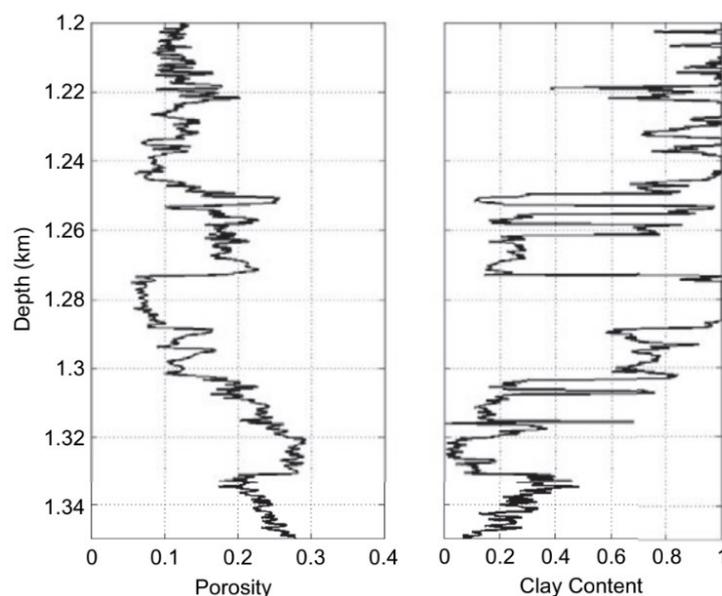
### 3.3.3.2 Simulações de Monte Carlo por fácies

Para não misturar camadas muito distintas presentes no poço, é necessário subdividir o intervalo que está sob análise por fácies e então aplicar a simulação de Monte Carlo com correlação espacial independentemente para cada uma dessas fácies. Essa subdivisão é especialmente importante para preservar o contraste natural entre propriedades da rocha observadas no poço (Dvorkin *et al.*, 2014).

Para seguir as principais características geológicas da subsuperfície, a simulação deve ser realizada separadamente em diferentes intervalos com tendências localmente variáveis e variogramas dependentes do intervalo. A vantagem de uma abordagem regional em relação a uma abordagem global é poder reproduzir heterogeneidades locais e preservar os fortes contrastes observados entre diferentes camadas. Além disso, também é possível variar as espessuras das camadas e construir os pseudo-perfis correspondentes (Dvorkin *et al.*, 2014).

### 3.3.3.3 Simulações de Monte Carlo com variáveis correlacionadas

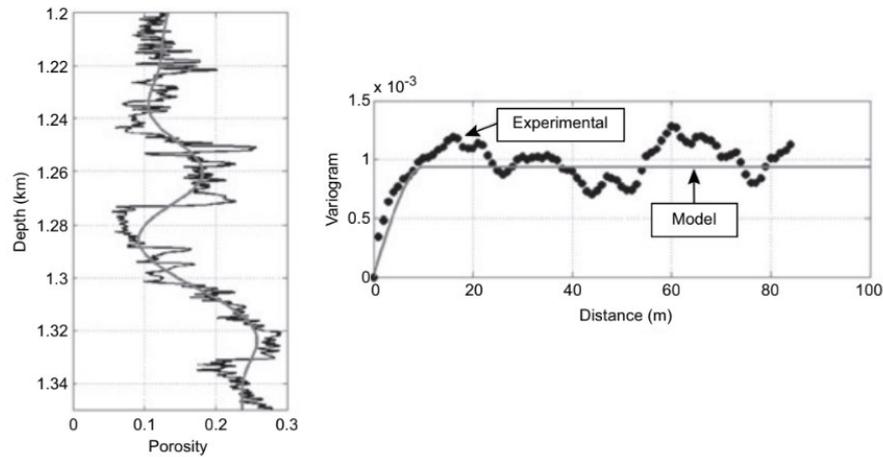
Certas propriedades da rocha não devem ser simuladas independentemente de outras, visto que elas podem estar relacionadas, como por exemplo, a porosidade efetiva e o volume de argila, que são inversamente proporcionais, como ilustrado na Figura 8. Para simular simultaneamente duas curvas diferentes, pode-se seguir um procedimento similar ao realizado para apenas uma variável, mas levando em conta além da correlação vertical, a correlação entre as duas propriedades (Dvorkin *et al.*, 2014).



**Figura 8** – Perfis de porosidade (à esquerda) e volume de argila (à direita) ilustrando o comportamento inversamente proporcional destas duas propriedades.

Primeiro é necessário calcular as tendências médias locais suavizadas para cada uma das variáveis. Depois é necessário ajustar cada uma delas com o mesmo modelo de variograma analítico e estimar os comprimentos de correlação das duas

curvas originais, sabendo que estas duas propriedades estão correlacionadas, eles devem ser próximos. Estas etapas iniciais são ilustradas na Figura 9.



**Figura 9** – À esquerda a imagem ilustra um perfil de porosidade e a sua tendência média local suavizada. À direita é exibido o processo de ajuste do modelo de variograma ao variograma experimental calculado. Ambas etapas devem ser realizadas para cada variável analisada.

Apenas um comprimento de correlação que represente as duas variáveis é escolhido, o que fornece um único modelo de variograma analítico para as duas variáveis, mas com diferentes variâncias para cada uma delas. O modelo de variograma ajustado então é normalizado com uma variância igual a 1 e utilizado para calcular a função de correlação vertical modelada, utilizada para montar a matriz de covariância simétrica espacial como na equação a seguir:

$$C = \begin{bmatrix} \gamma(0) & \cdots & \gamma(d_{max}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \gamma(d_{max}) & \cdots & \gamma(0) \end{bmatrix}. \quad (17)$$

no qual  $\gamma(0)$  é a covariância calculada com pontos a uma distância 0 e  $\gamma(d_{max})$  é a covariância calculada com pontos à máxima distância possível.

Para levar em conta a correlação entre as duas propriedades é formada a matriz de covariância para as duas variáveis. Por se tratar de duas variáveis, essa é uma matriz 2x2 que contém as variâncias das propriedades analisadas na diagonal principal e a covariância entre essas duas propriedades na diagonal secundária, como exemplificado na equação a seguir (Dvorkin *et al.*, 2014):

$$M = \begin{bmatrix} \sigma_A^2 & \sigma_{A,B} \\ \sigma_{A,B} & \sigma_B^2 \end{bmatrix}, \quad (18)$$

no qual M é a matriz de covariância,  $\sigma_A^2$  é a variância da propriedade A,  $\sigma_B^2$  é a variância da propriedade B e  $\sigma_{A,B}$  é a covariância entre as propriedades A e B.

Como mencionado na seção 3.3.3.1, um variograma não pode ser utilizado diretamente para gerar as simulações, mas serve para simular a distribuição residual espacial a ser adicionada à tendência média local da propriedade analisada. Para gerar o pseudo-perfil de valores residuais é calculado o produto de Kronecker entre a

matriz de covariância simétrica espacial e a matriz de covariância entre as duas variáveis, e o resultado é submetido à decomposição de Cholesky gerando uma nova matriz. Esta nova matriz é multiplicada por um vetor aleatório, que neste caso tem o dobro do tamanho do vetor original dos dados, distribuição normal, média 0 e desvio padrão igual a 1 (Dvorkin *et al.*, 2014). Este vetor aleatório representa as incertezas e variações do modelo criado.

Então, o pseudo-perfil de valores residuais é somado às tendências de fundo. Esse processo é realizado variando o vetor aleatório, quantas vezes forem necessárias, para gerar simulações diferentes para os perfis de porosidade efetiva e volume de argila (Dvorkin *et al.*, 2014).

#### 3.3.3.4 Simulações de Monte Carlo por fácies com variáveis correlacionadas

As simulações com variáveis correlacionadas podem ser realizadas separadamente dentro de cada fácies para unir as ideias de não misturar camadas muito diferentes e simular ao mesmo tempo duas propriedades que possuem alguma relação entre si. Este tipo de abordagem permite que seja feita uma análise regional, que preserva bem os contrastes entre as diferentes fácies e agrega as informações presentes nos dois perfis analisados (Dvorkin *et al.*, 2014).

#### 3.3.3.5 Pseudo-perfis de fácies

Também pode ser necessário lidar com variáveis discretas como fácies, por exemplo arenito e folhelho. O objetivo então, seria gerar uma sequência geologicamente plausível de fácies. Uma técnica comum em geoestatística para realizar tal tarefa é utilizando cadeias de Markov com simulações de Monte Carlo. Cadeias de Markov são baseadas num conjunto de probabilidades condicionais que descrevem a dependência de ocorrência de uma fácies ocorrer em determinada posição, dado que outra fácies ocorre abaixo ou acima.

A cadeia é considerada de primeira ordem se a ocorrência de dada fácies depende apenas da fácies imediatamente anterior a ela. As probabilidades condicionais de transição são computadas em uma matriz (Figura 10), chamada matriz de transição, onde cada um de seus elementos descreve a probabilidade de uma fácies transicionar para outra localizada exatamente abaixo dela (Dvorkin *et al.*, 2014). A matriz de transição pode ser construída de forma a simular um cenário específico de interesse, ou seus elementos podem ser estimados a partir informações obtidas em determinado campo ou bacia.

$$\mathbf{P} = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{sh} & \text{si} & \text{sa} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \text{sh} \\ \text{si} \\ \text{sa} \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0.90 & 0.05 & 0.05 \\ 0.00 & 0.95 & 0.05 \\ 0.05 & 0.00 & 0.95 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Figura 10 - Exemplo de matriz de transição (Dvorkin *et al.*, 2014).

O perfil de fácies é modelado da seguinte maneira: a primeira amostra é definida (ou sorteada) e a partir dela as fácies subsequentes são amostradas a partir da probabilidade condicional descrita na matriz de transição. Esse processo é continuado até que se alcance o comprimento desejado para o perfil. Partindo deste perfil de fácies sintético, são gerados os pseudo-perfis de volume de argila e porosidade dentro de cada fácies. Assim como nas simulações de Monte Carlo, estes perfis precisam ser correlacionados espacialmente e um com o outro (Dvorkin *et al.*, 2014).

Os pseudo-perfis de porosidade e volume de argila são gerados a partir de uma amostragem de três distribuições gaussianas bivariadas, cada uma representando uma fácies. Juntas elas formam uma única distribuição modal bivariada. Essas distribuições podem ser estimadas a partir de dados de poços localizados na região, ou inferidas a partir de conhecimentos geológicos. A partir dessas distribuições, para cada fácies se tem os valores médios, variâncias, covariâncias e correlações das propriedades analisadas. Os valores médios são utilizados para construir as tendências de fundo, de baixa frequência. As variâncias e covariâncias são utilizadas para construir as matrizes de covariância das propriedades, uma para cada fácies (Dvorkin *et al.*, 2014).

Para cada fácies se assume um variograma analítico modelado, cada um com seu respectivo comprimento de correlação. Esses variogramas tem suas matrizes de covariância espacial correspondentes, uma para cada fácies. Depois é feito o produto de Kronecker entre as matrizes de covariância espacial e de covariância das propriedades. Posteriormente é realizada a Decomposição de Cholesky e o resultado então é multiplicado por um vetor aleatório com distribuição normal, adicionado às tendências locais de baixa frequência. Como mencionado na seção 3.3.3.3, este vetor aleatório representa as incertezas e variações incorporadas às simulações. Esse procedimento é realizado separadamente gerando um perfil sintético para cada fácies e posteriormente eles são combinados para formar um perfil vertical completo para a porosidade e um para o volume de argila (Dvorkin *et al.*, 2014).

## 4 Metodologia

Este capítulo detalha toda a metodologia utilizada na realização deste trabalho. Este trabalho pode ser dividido em três grandes etapas: a primeira é a obtenção de informações relevantes que ajudem a incorporar um caráter geológico às simulações; a segunda é a geração das grandezas petrofísicas; e a terceira é estimativa dos parâmetros elásticos.

A seção 4.1 discorre sobre como foram obtidas as informações *a priori* utilizando o poço 6-BRSA-497-ESS, ou seja, sobre como os dados dos perfis foram utilizados para o cálculo do volume de argila e da porosidade efetiva e como as grandezas estatísticas foram extraídas destes perfis. A seção 4.2 detalha a criação dos perfis sintéticos de fácies, volume de argila e porosidade efetiva. A seção 4.3 explica a utilização do modelo de física de rochas para a estimativa dos perfis dos parâmetros elásticos.

Toda a metodologia proposta, desde a leitura dos dados de poço até as imagens finais dos perfis sintéticos, foi executada utilizando a linguagem de programação *Python* (Rossum *et al*, 1995) e suas bibliotecas voltadas para programação científica e geração de imagens: *numpy* (Harris *et al*, 2020), *pandas* (McKinney, 2010), *random* (Rossum *et al*, 1995), *scipy* (Jones *et al*, 2001) e *matplotlib* (Hunter, 2007).

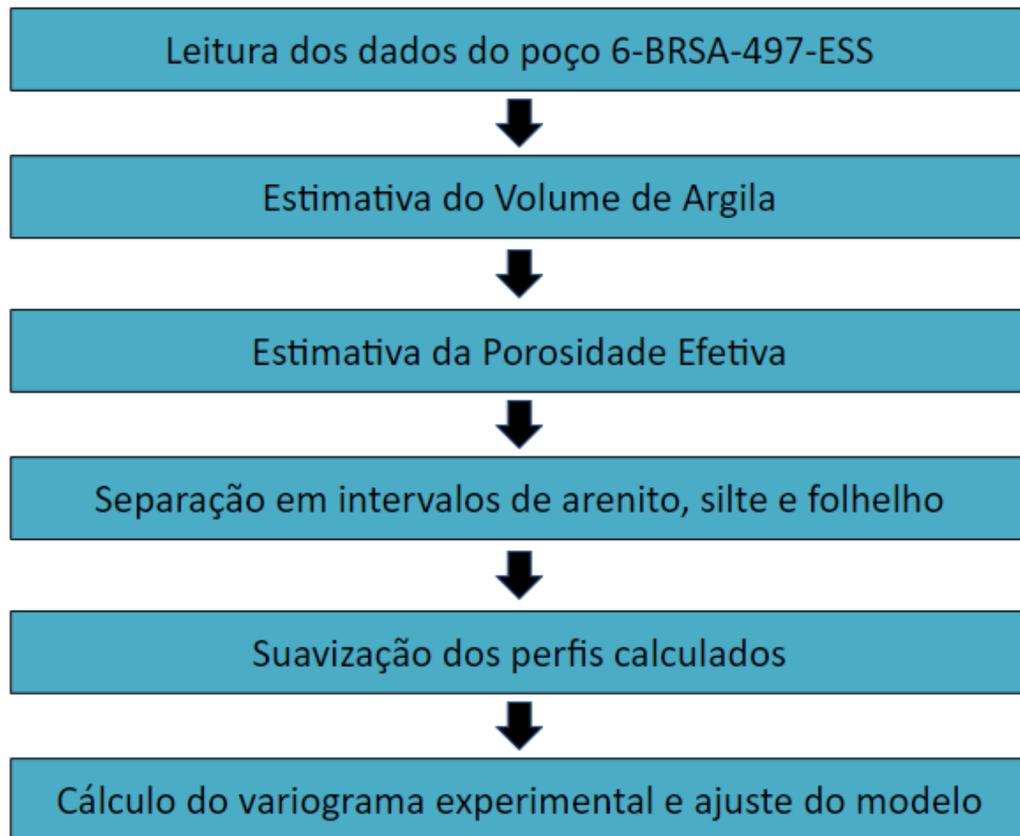
### 4.1 Obtenção de informações a priori no poço 6-BRSA-497-ESS

O presente trabalho tem por objetivo gerar perfis sintéticos de poços através de métodos estatísticos, partindo do princípio que existe alguma continuidade geológica que precisa ser incorporada a essas simulações. Para incorporar o conceito de correlação espacial às simulações, se faz necessário recolher algumas informações *a priori*. Estas informações foram obtidas a partir dos poços 6-BRSA-497-ESS seguindo o fluxograma exibido na Figura 11.

A primeira etapa foi o cálculo do perfil de volume de argila, utilizando os perfis de Densidade e Neutrão pelos motivos descritos na seção 3.2.1. Os valores de  $NPHI_{CL1}$ ,  $NPHI_{CL2}$ ,  $RHOB_{CL1}$  e  $RHOB_{CL2}$  foram definidos pelos limites da linha que indica que não há volume de argila no *crossplot* entre Densidade e Neutrão. Já  $NPHI_{CLAY}$  e  $RHOB_{CLAY}$  foram definidos no ponto no qual o volume de argila era 100%.

Foram calculados perfis de porosidade a partir das duas metodologias descritas na seção 3.2.2. A porosidade efetiva foi calculada tanto para a porosidade total estimada a partir do perfil de Densidade quanto para a porosidade total lida pela ferramenta do Neutrão, e uma média entre as duas foi utilizada como a porosidade efetiva nos poços.

O perfil de volume de argila foi utilizado para realizar a separação dos poços em zonas de arenito, silte e folhelho. O critério utilizado foi  $V_{clay} \leq 0.3$  indicativo de zonas de arenito,  $0.3 < V_{clay} \leq 0.5$  indicativo de zonas de silte e  $V_{clay} > 0.5$  indicativo de zonas de folhelho.



**Figura 11** – Fluxograma esquematizando as etapas realizadas para obtenção das informações *a priori*.

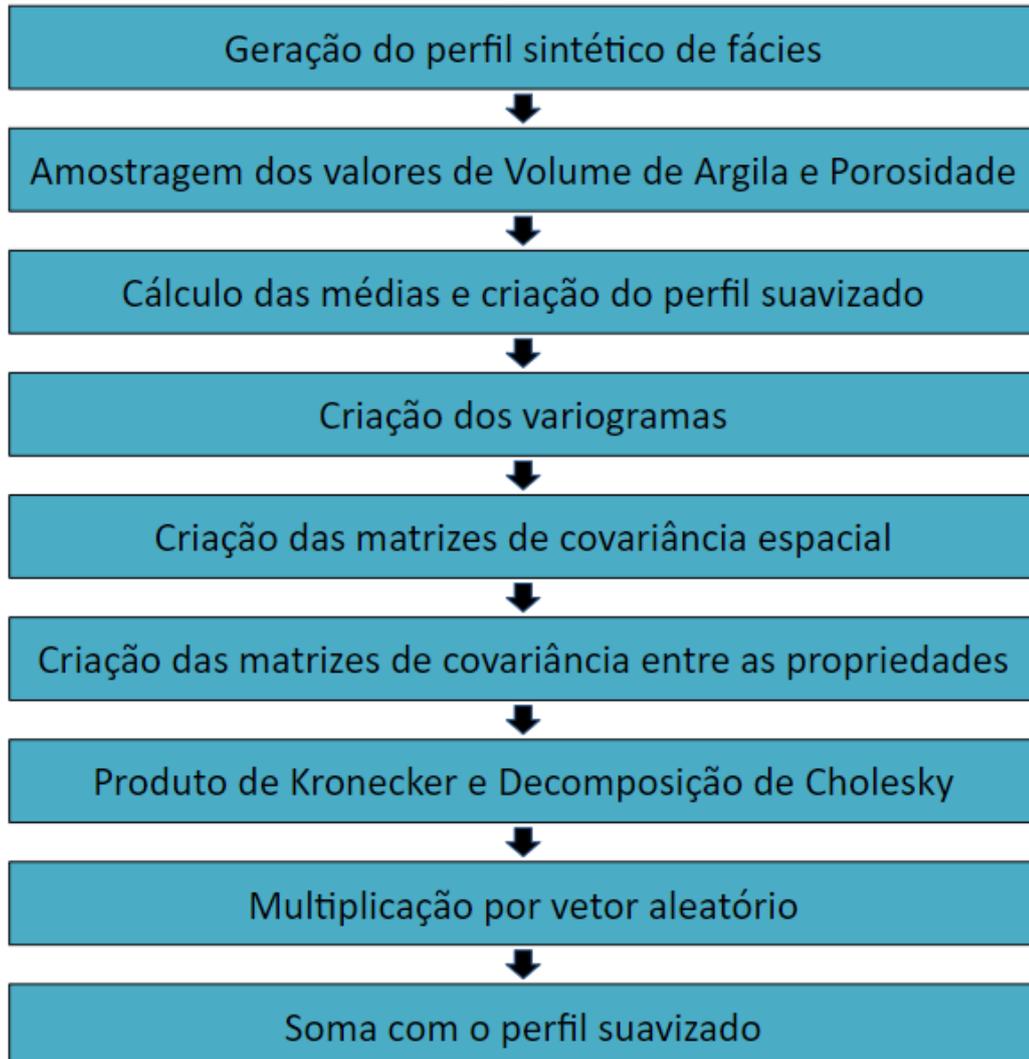
A partir desta separação foi possível estimar os valores médios de porosidade e volume de argila para cada uma das fácies. Além disso, foram ajustados variogramas sintéticos aos perfis de porosidade e volume de argila separadamente para cada fácies, para realizar a estimativa do alcance e da variância dessas propriedades para cada uma delas.

## 4.2 Geração dos perfis sintéticos de fácies, volume de argila e porosidade efetiva

Assim como a etapa anterior, a geração dos perfis sintéticos de fácies, volume de argila e porosidade efetiva também pode ser subdividida em outras etapas, como descrito na Figura 12. O primeiro passo foi definir quais seriam as fácies utilizadas na classificação e geração dos perfis. Esta metodologia pode ser replicada para qualquer número de fácies, porém foram escolhidos apenas três, suficientemente descritivos: arenito, siltito e folhelho. Definidas as fácies foi necessário definir a matriz de transição (Equação 19), cujos elementos foram estimados a partir de informações *a priori*.

$$P = \begin{bmatrix} 0.99 & 0.01 & 0 \\ 0.05 & 0.9 & 0.05 \\ 0 & 0.01 & 0.99 \end{bmatrix}. \quad (19)$$

Cada elemento  $P_{ij}$  dessa matriz  $P$  corresponde à probabilidade de ocorrer a transição da fácies  $i$  para a fácies  $j$ . Ou seja, se a primeira linha representa arenito, a segunda siltito e a terceira folhelho, e a primeira coluna representa arenito, a segunda siltito e a terceira folhelho, o elemento  $P_{13}$  representa a probabilidade de, dado que a fácies atual é arenito, a próxima ser folhelho. Os termos localizados na diagonal a matriz representam a chance de ocorrer a transição de uma fácies para ela mesma, em outras palavras, representam a probabilidade de não ocorrer transição, e portanto determinam a espessura das camadas.



**Figura 12** – Fluxograma esquematizando as etapas realizadas para geração dos perfis sintéticos de fácies, volume de argila e porosidade efetiva.

Definida a matriz de transição, o perfil de fácies sintético foi criado da seguinte maneira: 1) a primeira amostra do perfil foi sorteada aleatoriamente e pôde ser qualquer uma das três fácies, cada uma tendo chances iguais de ocorrência; 2) as fácies subsequentes foram amostradas a partir das probabilidades condicionais descritas na matriz de transição; 3) este processo foi repetido 3805 vezes, para que o perfil de fácies possuísse o mesmo número de amostras do poço 6-BRSA-497-ESS.

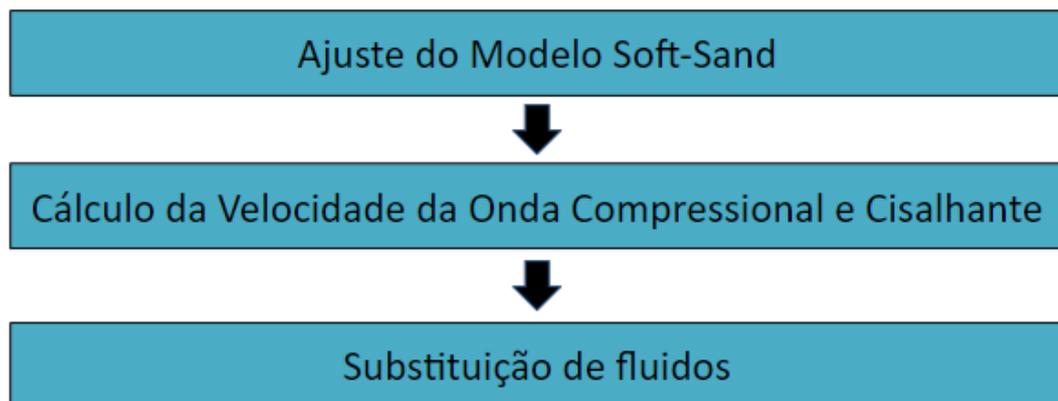
Como mencionado na seção 3.3.3.5, a partir deste perfil sintético, dentro de cada fácies foram gerados os perfis sintéticos de porosidade e volume de argila, através de uma amostragem de três distribuições gaussianas bivariadas. Essas distribuições foram “construídas” utilizando os valores médios de porosidade e volume de argila, e as matrizes de covariâncias estimadas a partir do poço 6-BRSA-497-ESS. Para cada fácies foi modelado um variograma analítico, utilizando os valores de alcance e variância obtidos na etapa anterior a partir do poço 6-BRSA-497-ESS.

Posteriormente foram calculadas as matrizes de covariância espacial correspondentes, para cada fácies. É importante ressaltar que neste ponto, foi utilizada apenas uma matriz covariância espacial por fácies, representando ambos os perfis de porosidade e volume de argila, visto que essas variáveis estão correlacionadas. Posteriormente foi feito o produto de Kronecker entre as matrizes de covariância espacial e de covariância das propriedades e seu resultado foi multiplicado por um vetor aleatório com distribuição normal, média 0 e desvio padrão igual a 1 e adicionado aos valores médios calculados para as propriedades.

Assim como descrito na seção 3.3.3.5, ao final os perfis foram combinados para formar um perfil vertical completo para a porosidade e um para o volume de argila. Este procedimento foi realizado 1000 vezes, para gerar resultados estatisticamente significativos.

### 4.3 Geração dos perfis sintéticos dos parâmetros elásticos

A geração dos perfis sintéticos dos parâmetros elásticos pode ser subdividida de acordo com a Figura 13.



**Figura 13** – Fluxograma esquematizando as etapas realizadas para geração dos perfis sintéticos dos parâmetros elásticos.

O modelo de física de rochas utilizado para estimar  $V_p$  e  $V_s$  foi o *soft-sand*. O modelo foi ajustado separadamente para cada fácies, devido às diferenças nas propriedades petrofísicas entre fácies diferentes. Já a densidade foi obtida através da Equação 20:

$$\rho = (1 - \phi_T) \times \rho_M + \phi_T \times \rho_F, \quad (20)$$

no qual  $\phi_T$  é porosidade total,  $\rho_M$  é densidade da matriz,  $\rho_F$  é densidade do fluido.

Os perfis de porosidade efetiva modelados como descrito na seção anterior foram utilizados para calcular perfis de porosidade total. Os perfis de porosidade total foram necessários para serem utilizados no modelo de física de rochas e no cálculo da densidade. Além de variar a porosidade, para realizar a modelagem foram considerados dois cenários: um no qual os reservatórios estavam saturados com água e outro no qual estavam saturados com óleo.

## 5 Resultados

### 5.1 Informações *a priori*

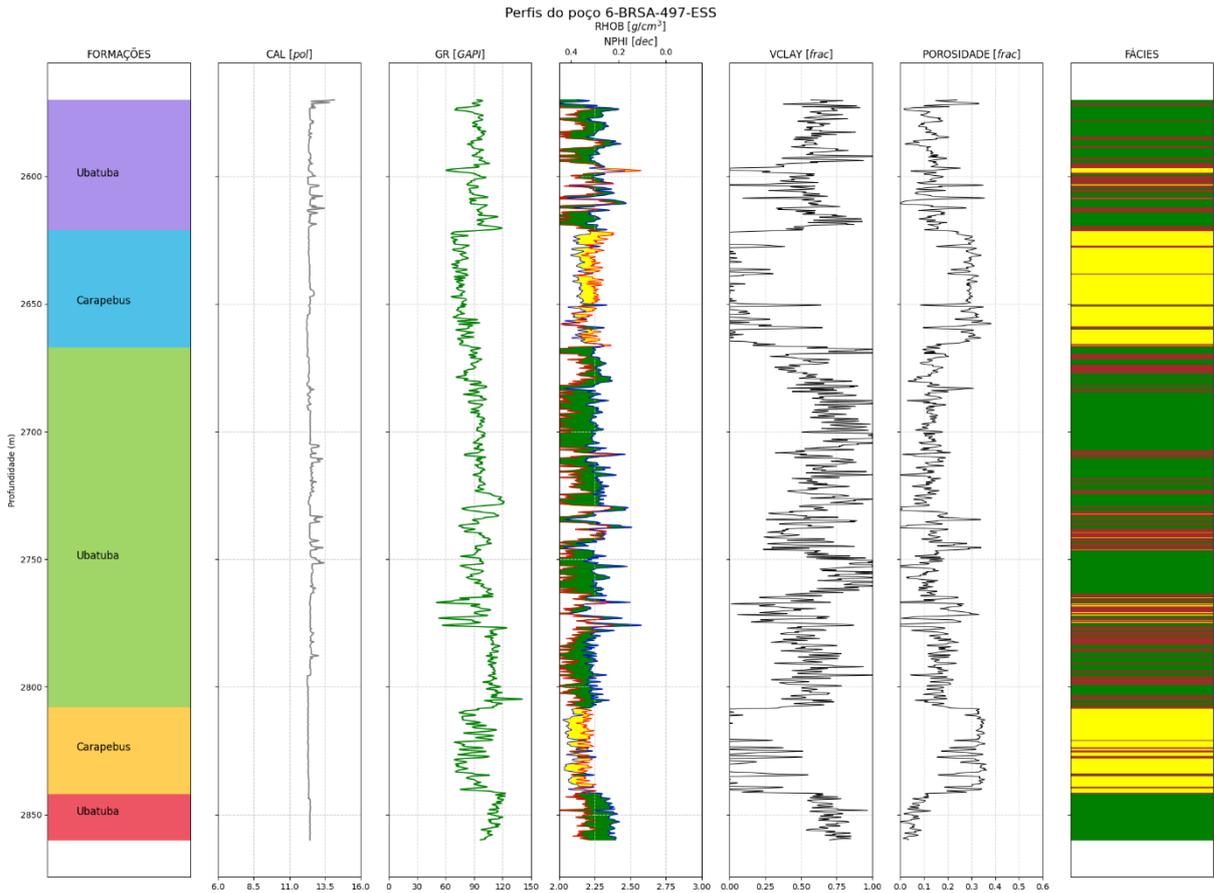
Como descrito na seção 3.3.3.5, algumas informações *a priori* eram necessárias para a construção do caráter geológico das simulações. Na figura 14 são exibidos os perfis utilizados do poço 6-BRSA-497-ESS.

O perfil do cáliper foi utilizado para realizar um controle de qualidade para o resultado das outras medições. É possível observar que este perfil indica uma boa integridade da parede do poço neste intervalo, o que valida as leituras das demais ferramentas, principalmente de Densidade e Neutrão, que precisam de acoplamento à parede do poço.

O perfil de Raios Gamma é exibido nesta imagem para corroborar com a argumentação da necessidade de utilizar os perfis de Densidade e Neutrão para a estimativa do Volume de Argila no poço. Nota-se que a distinção entre as zonas de folhelho e arenito utilizando este perfil não é nítida, ao contrário do que se espera para arenitos não radioativos. Já os perfis de Densidade e Neutrão indicam claramente as zonas de arenito, caracterizadas pelo efeito de crossover entre estas curvas.

O perfil de Volume de Argila calculado se mostra consistente com as litologias inferidas a partir da análise conjunta dos perfis de Densidade e Neutrão. As zonas de crossover, ou seja, de arenito, apresentam valores baixos para a argilosidade, enquanto as demais zonas, de folhelho e silte, apresentam valores maiores para esta propriedade.

Da mesma maneira, o perfil calculado de porosidade também se mostra consistente com os perfis de Densidade e Neutrão, exibindo valores altos associados aos arenitos e valores baixos associados aos folhelhos e siltes.



**Figura 14** - Formações do poço 6-BRSA-497-ESS observadas no Perfil Composto; perfis de cáliper (CAL), raios gama (GR), Densidade (RHOB) e Neutrão (NPHI) importados do arquivo LAS; perfis de volume de argila e porosidade efetiva calculados de acordo com a metodologia estabelecida; perfil de fácies subdivididas de acordo com a argilosidade calculada, no qual o amarelo simboliza arenitos, o verde simboliza folhelhos e o marrom simboliza siltes.

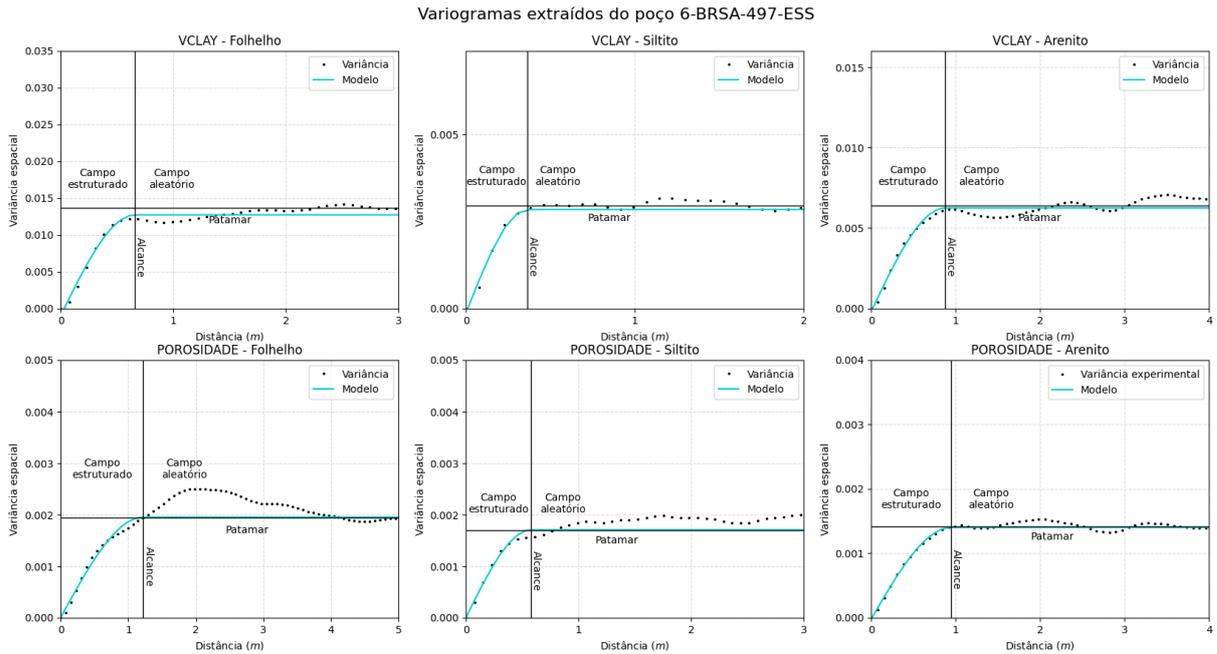
Calculados os perfis de volume de argila e porosidade efetiva, e realizada a separação do poço em zonas de arenito, silte e folhelho, foram ajustados os variogramas sintéticos para cada propriedade, separadamente para cada fácies (Figura 15). A partir disto foi possível estimar os valores de alcance e variância do volume de argila (Tabela 1) e da porosidade efetiva (Tabela 2), dentro de intervalos de arenito, silte e folhelho.

<b>Volume de Argila</b>	<b>Folhelho</b>	<b>Siltito</b>	<b>Arenito</b>
<b>Alcance</b>	0.656m	0.361m	0.870m
<b>Variância</b>	0.014m	0.003m	0.006m

Tabela 1 - Valores de Alcance e Variância para o Volume de Argila dentro de cada fácies.

<b>Porosidade</b>	<b>Folhelho</b>	<b>Siltito</b>	<b>Arenito</b>
<b>Alcance</b>	1.212m	0.575m	0.944m
<b>Variância</b>	0.002m	0.002m	0.001m

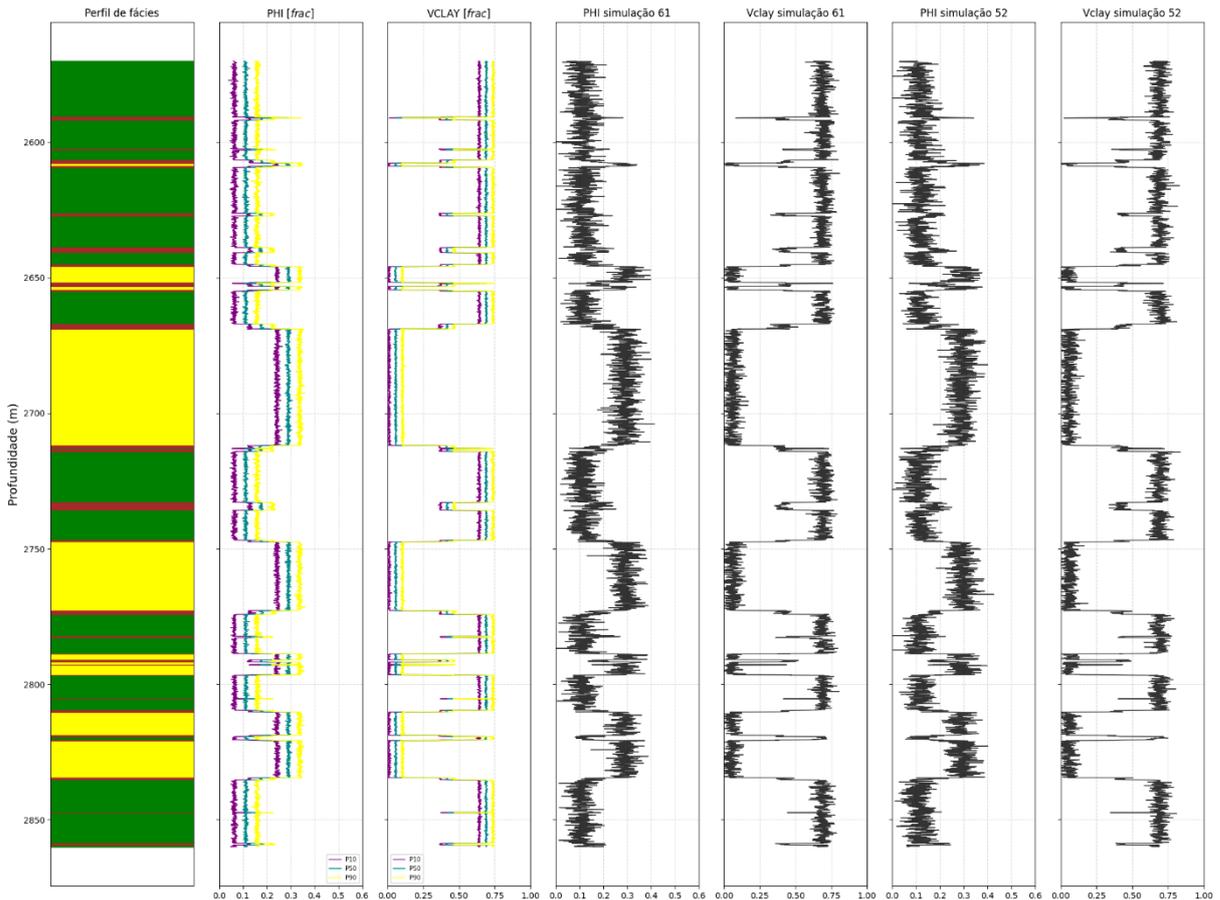
Tabela 2 - Valores de Alcance e Variância para a Porosidade dentro de cada fácies.



**Figura 15** - Variogramas obtidos para as propriedades de Volume de Argila e Porosidade, para suas respectivas fácies.

## 5.2 Perfis sintéticos de fácies, volume de argila e porosidade efetiva

Os resultados dos perfis sintéticos de fácies, volume de argila e porosidade efetiva são exibidos na Figura 16. Neles é possível observar, comparando o perfil de fácies sintético com a classificação das fácies no poço 6-BRSA-497-ESS, que a utilização da Cadeia de Markov para foi eficaz em reproduzir uma sequência de fácies plausível e similar à proveniente da classificação do dado real. Durante a realização deste trabalho foram gerados 100 perfis de fácies, apenas para critério de avaliação visual do funcionamento do método. Como apenas um perfil era necessário para seguir com a modelagem, apenas um foi utilizado. Além disto, nota-se que esta metodologia possibilita a reprodução de contrastes referentes às diferenças nas fácies, independentemente da espessura das camadas, e heterogeneidades locais são bem representadas nos perfis de porosidade e volume de argila.

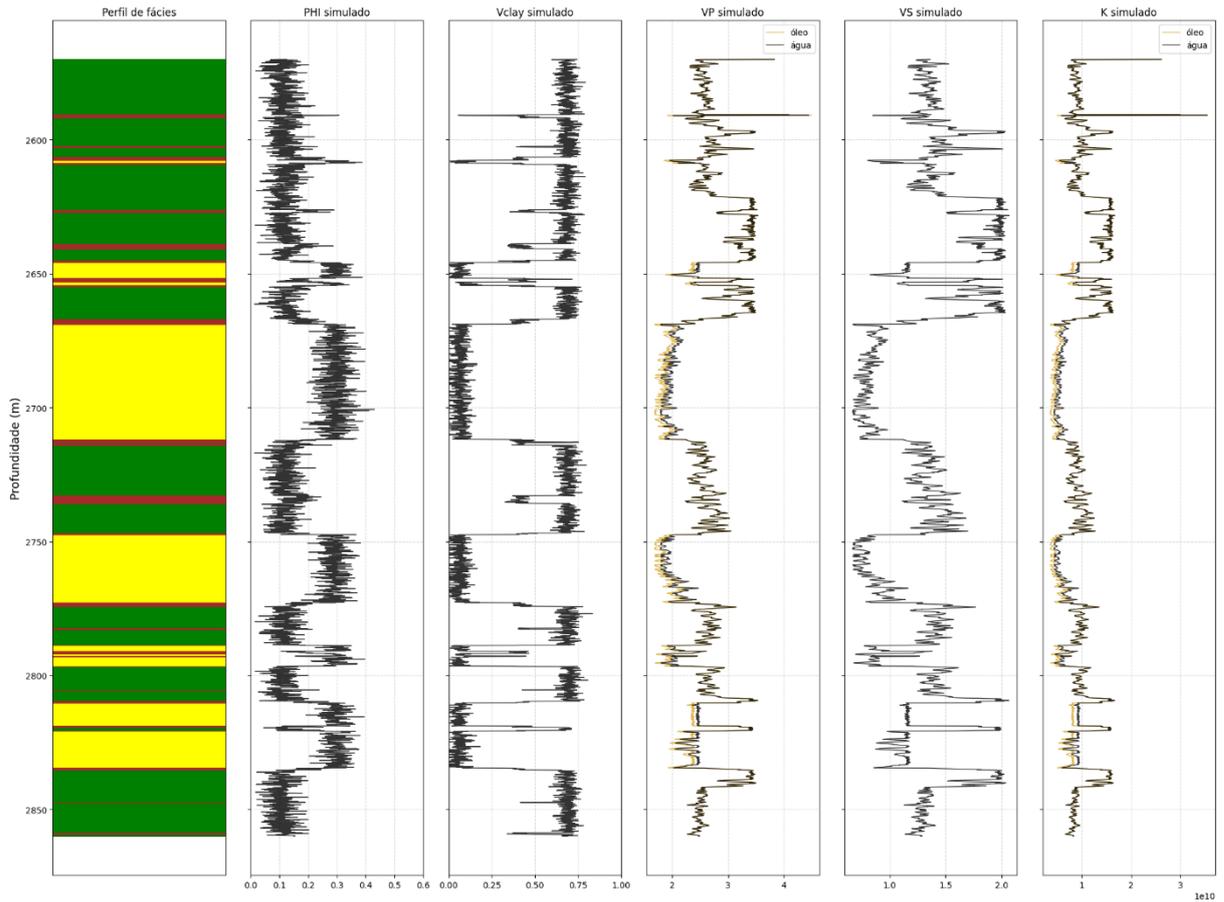


**Figura 16** - Perfis sintéticos de fácies, porosidade efetiva e volume de argila. Nos tracks 2 e 3 as linhas roxa, azul e amarela representam respectivamente os percentis P10, P50 e P90. Isso significa que 10% das curvas simuladas apresentaram valores menores do que a curva roxa, 10% das curvas simuladas apresentaram valores maiores do que a curva amarela e a curva azul representa a mediana dos valores observados.

### 5.3 Perfis sintéticos dos parâmetros elásticos

A modelagem dos perfis sintéticos dos parâmetros elásticos, exibida na Figura 17, foi realizada utilizando a mediana dos valores obtidos nos perfis sintéticos de porosidade. Os perfis de  $V_p$  e Módulo de Bulk foram calculados considerando que a rocha estaria saturada com óleo e posteriormente saturada com água. Esta diferenciação não foi feita para o perfil de  $V_s$  pois o fluido não influencia no Módulo de Cisalhamento, nem na Velocidade da onda cisalhante.

Analisando os perfis sintéticos de  $V_p$ ,  $V_s$  e Módulo de Bulk é possível notar que eles também foram capazes de reproduzir heterogeneidades locais e contrastes bruscos entre diferentes litologias. A Velocidade da onda Compressional e o Módulo de Bulk considerando a rocha reservatório saturada com óleo apresetaram valores menores, como era esperado, devido ao fato da densidade do óleo ser menor do que a da água.



**Figura 17** - Perfis sintéticos de fácies, porosidade efetiva, volume de argila, velocidade da onda P (com arenitos saturados de óleo e água), velocidade da onda S e Módulo de Bulk (com arenitos saturados de óleo e água).

## 6 Conclusão

Como mencionado anteriormente, a caracterização de reservatórios resulta da integração das áreas de geofísica, geologia e engenharia de reservatórios e, portanto, requer multidisciplinaridade, o que foi explorado neste trabalho. A tarefa de realizar a modelagem de uma sequência de fácies, suas propriedades petrofísicas e módulos elásticos é uma tarefa multidisciplinar que engloba conhecimentos básicos sobre o funcionamento das ferramentas utilizadas na perfilagem geofísica de poços, estimativa de grandezas petrofísicas, modelos de física de rochas e geoestatística.

A metodologia proposta se mostrou bem-sucedida em realizar a modelagem das propriedades petrofísicas de porosidade e volume de argila, e computar os parâmetros elásticos de velocidades compressional e cisalhante e do módulo de Bulk para o intervalo de um poço. Foi possível capturar tendências geológicas observadas nos dados *a priori* e incorporá-las aos perfis sintéticos, além de reproduzir variações em pequena escala.

Vale ressaltar que nenhum ruído foi adicionado aos perfis simulados, e por isso os contrastes entre fácies ficaram tão abruptos. Esta modelagem tinha o objetivo de demarcar bem a passagem de uma fácies para a outra, o que acarretou em quebras fortes e aspecto de dado sintético. A adição de ruído poderia conferir um aspecto mais real às simulações.

Para trabalhos futuros também seria interessante analisar e incorporar também outras tendências observadas comumente em bacias sedimentares. Por exemplo a de diminuição da porosidade conforme a profundidade, e conseqüentemente a compactação, aumentam.

Outra limitação para a modelagem é a fonte dos dados utilizados. Para criar o vínculo entre a estrutura da rocha e seus parâmetros elásticos, e entre os parâmetros elásticos e a propagação da onda sísmica é necessário realizar uma busca por informações que nem sempre são conhecidas e por vezes precisam ser estimadas ou aproximadas.

A utilização apenas do poço 6-BRSA-497-ESS como fonte de informações *a priori* traz um enviesamento às simulações. Para representar aspectos regionais o ideal seria utilizar dados de outros poços, preferencialmente espalhados pela área de estudo, pois dificilmente um único poço será capaz de representar todas as variações presentes em uma bacia sedimentar ou em um campo de exploração de petróleo. No entanto, para a proposta deste trabalho de aplicar o fluxo da modelagem, a utilização de apenas um poço foi suficiente.

Por fim, a utilização de uma linguagem de programação livre e a implementação dos códigos necessários possibilita maior controle sobre os processos que estão sendo realizados, além de permitir a adaptabilidade do fluxo conforme outros objetivos e necessidades.

## 7 Referências Bibliográficas

AVSETH, Per; MUKERJI, Tapan; MAVKO, Gary. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. New York: Cambridge, 2005. 408p.

BHUYAN, K., PASSEY, Q.R. CLAY ESTIMATION FROM GR AND NEUTRON-DENSITY POROSITY LOGS. 1994.

BOLETIM SBGf. Caracterização de Reservatórios. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, n. 84, p28, 2013. ISSN 2177-9090.

CASTRO, R.D.; PICOLINI, J.P., 2014. Principais aspectos da Geologia regional da Bacia de Campos. Geologia e Geomorfologia. Rio de Janeiro, v. 1. p. 1-12. 2014.

Darling, T., 2005. Well Logging and Formation Evaluation. Oxford, UK: Elsevier. p. 5 p. ISBN 0-7506-7883-6.

DVORKIN, J.; GUTIERREZ, A. M.; GRANA, D., 2014. Seismic reflections of rock properties. New York: Cambridge University Press, c2014. 352p

ELLIS, D.V.; SINGER, J.M., 2008. Well Logging for Earth Scientists. 2. ed. Holanda: Springer.

FERNANDES, F.J.D.; JESUS, I.L.; LUPINACCI, W.M., 2021. Influence of clay volume estimation on net-pay in well 6-BRSA-497-ESS, New Jubarte Field, Campos Basin. In: International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 17, 2021, Rio de Janeiro, Brasil.

GRAHAM, A., 1981. Kronecker Products and Matrix Calculus: with Applications. England: Ellis Horwood Limited.

GRANA, D.; MUKERJI, T.; DOYEN, P., 2021. Seismic Reservoir Modeling: Examples and Algorithms. India: Wiley Blackwell.

HARRIS, C.R., MILLMAN, K.J., VAN DER WALT, S.J. *et al.* Array programming with NumPy. Nature 585, 357–362 (2020).

Hunter, J. D., "Matplotlib: A 2D Graphics Environment," in Computing in Science & Engineering, vol. 9, no. 3, pp. 90-95, May-June 2007.

JONES, E., OLIPHANT, T., PETERSON, P., *et at*, Scipy: Open Source Scientific Tools for Python, 2001.

KENNEDY, M., 2015. Practical Petrophysics. Holanda: Elsevier.

MCKINNEY, W., Data Structures for Statistical Computing in Python. PROC. OF THE 9<sup>th</sup> PYTHON IN SCIENCE CONF., 2010

MOHRIAK, W.U., MELLO, M.R., KARNER G.D., DEWEY J.F., MAXWELL J.R., 1989. "Structural and Stratigraphic Evolution of the Campos Basin, Offshore Brazil", Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margins, A. J. Tankard, H. R. Balkwill

MORAIS, J.M. Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

OLIVEIRA, M.L.L.; Reconhecimento de Eletrofácies em Reservatórios Turbidíticos da Formação Carapebus no Parque Das Baleias, Bacia De Campos 2020. 98p. – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.

PAIVA, M.L.C; Modelagem de Sistemas Petrolíferos 1D no poço 4-BRSA-420-ESS, Campo de Jubarte, Bacia de Campos. 78p. – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2019.

PRESS. W.H; TEUKOLSKY, S.A; VETTERLING W.T; FLANNERY B.P, 1992. Numerical Recipes in C: The Art of Scientific Computing. New York: Cambridge University Press. 1018p

Rider, M.; Kennedy, M. (2011) The Geological Interpretation of Well Logs. 3rd Ed.; Rider-French, 432 pp.

ROSSUM, G. V.; JR, F. L. D. Python reference manual. [S.l.]: Centrum voor Wiskunde en Informatica Amsterdam, 1995.

SUGUIO, Kenitiro. Geologia Sedimentar. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2003.

WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B., 2007. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, pp. 511-529.